

Marcus Stötzel

# Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen





# **Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen**

Vom Fachbereich

Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik

der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften**

genehmigte Dissertation

von

**Dipl.-Ing. Marcus Stötzel**

aus Siegen

Tag der mündlichen Prüfung:

29. November 2013

Referent:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek

Korreferent:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. P. Schegner

## **NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL**

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber:

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

Diese Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20140109-094614-1

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn:nbn:de:hbz:468-20140109-094614-1>]

### **Impressum:**

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen  
(Neue Energie aus Wuppertal, Band 2)

Foto Cover: The National Grid Control Centre, Department of Energy & Climate  
Change, 9. Mai 2012, Freigegeben unter CC BY-ND 2.0

In Gedenken an Lina Althaus

*\* 13. November 1910 in Weidenau,  
† ermordet am 6. August 1943 in Hadamar*



*Stolperstein in Siegen-Weidenau, Köhlerweg 2*



„Ich will die Schöpfung Gottes nachgestalten!“  
Weh, wenn der Mensch vermessne Wünsche sinnt!  
Das Feste, das schon Form in Zucht gehalten,  
es löst sich neu, wird Meer, verfließt, verrinnt.

Nun stehst du wie ein Tor mit dem Gemälde  
der schwachen Kraft am aufgewühlten Meer.  
Die Brandung rauscht und lacht dir rohe Späße:  
„Du wolltest Schöpfer sein. Nun schöpf mich leer!“

Da fließt in Qual und niebelohnter Mühe  
ein langes, ruheloses Leben hin.  
Am späten Abend ist, wie in der Frühe,  
das ganze Werk noch kläglicher Beginn.

Doch hoffst du Sieg in deinem Schöpferwahne.  
Erst, wenn in deines Sterbens Stille dumpf  
die Brandung ruft, weißt du: das Ungetane,  
das Meer, das Ungestalte heult Triumph.

*Friedrich Ernst Peters<sup>1</sup>*

---

<sup>1</sup> „Schöpferwahn“ aus Friedrich Ernst Peters, *Ausgewählte Werke in zwei Bänden*, Hoffmann und Campe Verlag, 1958



## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Mein aufrichtiger Dank gilt an dieser Stelle all denen, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Zu allererst gilt mein persönlicher Dank meiner wunderbaren Frau Maricruz, die mich die ganze Zeit mit unbeschreiblichen Engagement unterstützt hat und mir so erst ermöglichte, die Arbeit in dieser Form zu erstellen. Ich bin mir sicher, dass ich ohne sie nie so weit gekommen wäre.

Danken möchte ich auch meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Markus Zdrallek, der mich nicht nur während meines Promotionsvorhabens herausragend betreut hat, sondern der mir auch die Möglichkeit gab, an dem Aufbau des Lehrstuhls mitzuwirken. Hierfür und für seine uneingeschränkte Unterstützung bin ich ihm sehr dankbar.

Herrn Prof. Dr. Peter Schegner danke ich für die spontane und freundliche Übernahme des Korreferats.

Ein herzlicher Dank gebührt außerdem meinen Kollegen, die durch so manche dem Gelingen der Arbeit zuträgliche Ablenkung gesorgt haben und durch die ich meine Promotionszeit in schöner Erinnerung behalten werde. Mein ganz besonderer Dank gilt in diesem Zusammenhang Hans-Henning Thies, Dr. Nils Neusel-Lange, Christian Oerter und Dr. Friedrich Schäfer.

Diese Arbeit war Teil eines mit der Westnetz GmbH durchgeführten F&E-Projektes. Für die stets angenehme und sehr gute Zusammenarbeit innerhalb des Projektteams möchte ich mich insbesondere bei Christian Czajkowski, Jörn Hagen, Dr. Heinrich Hoppe-Oehl, Frank Schwermer und Martin Smietana bedanken. Ohne die zahlreichen fachlichen Diskussionen und die unverzichtbaren Hinweise aus der betrieblichen Praxis wäre die Arbeit nicht die gleiche geworden.

Wuppertal, im November 2013

Marcus Stötzel



**STRATEGISCHE RESSOURCENDIMENSIONIERUNG  
VON NETZLEITSTELLEN IN VERTEILUNGSNETZEN**

Marcus Stötzel



# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>XVII</b>
<b>1 Einführung .....</b>	<b>XXIII</b>
1.1 Zielsetzung der Arbeit.....	1
1.2 Einordnung der Arbeit.....	5
1.2.1 Modelle zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit .....	6
1.2.2 Modelle zur Optimierung der Wiederversorgung.....	7
1.2.3 Modelle zur Optimierung der operativen Störungsmanagementprozesse ..	8
1.2.4 Optimierungsmodelle für die Ressourcendimensionierung von planbaren Tätigkeiten .....	10
1.3 Struktur der Arbeit .....	11
<b>2 Verteilungsnetzbetrieb im regulatorischen Umfeld .....</b>	<b>13</b>
2.1 Aufgaben und Organisation des Netzbetriebs.....	13
2.1.1 Netzbereitstellung .....	14
2.1.2 Netzführung .....	16
2.1.3 Organisationsstruktur der Netzführung .....	20
2.1.4 Netzleitsysteme .....	23
2.1.5 Personaleinsatz.....	26
2.2 Versorgungsqualität .....	28
2.3 Eckpunkte der Anreiz- und Qualitätsregulierung .....	37
2.4 Herausforderungen für den Netzbetrieb.....	45
2.4.1 Technische Herausforderungen .....	45
2.4.2 Regulatorische Herausforderungen.....	48
<b>3 Ein Prozessmodell für Netzleitstellen .....</b>	<b>51</b>
3.1 Modellkomponenten des Netzleitstellenmodells .....	54
3.2 Prozessbeschreibung Störungsmanagement.....	60

---

3.2.1	Störungsmanagement in der Hochspannung .....	63
3.2.2	Störungsmanagement in der Mittelspannung .....	69
3.2.3	Störungsmanagement in der Niederspannung.....	76
3.3	Prozessbeschreibung Freischaltungsmanagement .....	78
3.3.1	Freischaltplanung .....	78
3.3.2	Freischaltmanagement.....	79
3.4	Eigenschaften der Prozessschritte .....	84
3.5	Abbildung der Schalthandlungen .....	85
3.6	Warteschlangenmodell der Leitplätze .....	88
3.6.1	Allgemeine Grundlagen .....	88
3.6.2	Warteschlangenmodell des Leitplatzes .....	90
3.6.3	Vorgangstypen und Prioritäten.....	91
3.7	Geografie und Netzmodell.....	95
3.7.1	Abbildung des Netzgebietes als Netzgraph.....	96
3.7.2	Simulation der Fahrzeiten mittels eines Routenplaners .....	97
3.8	Ressourcenzuordnung.....	99
3.8.1	Zuordnungsstrategie operativer Ressourcen .....	102
3.8.2	Optimierungsproblem.....	103
3.8.3	Vorgangsauswahlordnung für die Leitplatzressource .....	106
3.9	Abbildung der Leitstellen und deren Organisation.....	107
3.9.1	Definition der Zuständigkeitsgebiete .....	107
3.9.2	Leitplatzzuordnungsregel .....	109
3.10	Abbildung der operativen Ressourcen und deren Organisation .....	113
3.10.1	Störungsmanagement .....	113
3.10.2	Freischaltungsmanagement .....	114
3.11	Eingangsdaten der Prozesssimulation .....	115
3.11.1	Freischaltmaßnahmen.....	115
3.11.2	Störungen .....	116
3.12	Ergebnis der Simulation .....	118

---

3.12.1	Prozesskenngrößen .....	118
3.12.2	Freisichtmaßnahmen .....	119
3.12.3	Störungen .....	119
3.12.4	Netzrisiko.....	120
3.12.5	Gesamtkosten.....	121
<b>4</b>	<b>Exemplarische Untersuchungen.....</b>	<b>123</b>
4.1	Eingangsdaten eines repräsentativen Netzbetriebs .....	123
4.1.1	Netzgebiete .....	123
4.1.2	Szenariendaten .....	125
4.2	Berechnungen.....	128
4.2.1	Organisationsvarianten .....	128
4.2.2	Simulationsgenauigkeit.....	129
4.2.3	Auslastung der Leitplatzressourcen .....	130
4.2.4	Wartezeiten .....	134
4.2.5	Nichtverfügbarkeit .....	139
4.2.6	Zusammenhang von Arbeitsbedarf und Wartezeiten.....	142
4.3	Weitere Optimierungspotenziale.....	144
4.3.1	Gebietsübergreifendes Arbeiten .....	144
4.3.2	Weitere Optimierungspotenziale .....	148
4.3.3	Optimierungspotenziale für den Großstörungsfall .....	152
4.4	Ableitung grundsätzlicher Organisationskriterien für Netzleitstellen.....	157
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>159</b>
<b>6</b>	<b>English Summary .....</b>	<b>163</b>
6.1	Control centre operation model.....	164
6.1.1	Queuing model.....	164
6.1.2	Power grid model.....	167
6.1.3	Process modelling of the control centre.....	167
6.2	Case Study.....	169
6.2.1	Grid data and organisation schemes .....	169

---

6.2.2	Results .....	169
6.3	Conclusions .....	172
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>175</b>
<b>8</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>187</b>
8.1	Abbildungen .....	187
8.1.1	Weitere Prozessabläufe .....	187
8.1.2	Weitere Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen .....	188
8.2	Tabellen .....	200

## Formelzeichen und Abkürzungen

### Formelzeichen und Symbole:

$\delta_j(t)$	Verbleibende Gesamtprozessdauer für die Störungsbearbeitung einer Störung $j$ zum Zeitpunkt $t$
$\delta_a$	Gesamtzeitdauer für die Analysephase
$\delta_m$	Gesamtzeitdauer für die Meldungsbearbeitung
$\delta_p$	Gesamtzeitdauer für die Protokollbearbeitung
$\delta_s$	Gesamtzeitdauer für die Durchführung der Schaltungsphase
$\delta_r$	Gesamtzeitdauer für die Reparaturdauer
$d_{ij}$	Reisezeit der Ressource $i$ zur Störung $j$
$A(t)$	Menge aller aktiven Freischaltanmeldungen zum Zeitpunkt $t$
$EF_t$	Erweiterungsfaktor des Betrachtungsjahrs $t$ zur Berücksichtigung von Netzänderungen während der jeweiligen Regulierungsperiode
$EQ_t$	Erlösbergrenze für das Betrachtungsjahr $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$F(t)$	Menge aller aktiven Freischaltvorgänge zum Zeitpunkt $t$
$f_{\text{risk}}$	Gewichtungsfaktor für ausgefallene und potenziell ausgefallene Leistung
$I(t)$	Menge der aktiven Störungen und Einsätze zum Zeitpunkt $t$
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteile im Fotojahr (Entspricht den abzubauenen netzbetreiberspezifischen Ineffizienzen)
$KA_{\text{dnb},t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Betrachtungsjahres $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$KA_{\text{vnb},0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile im Fotojahr
$L(t)$	Menge der verfügbaren und aktiven Leitplatzressourcen zum Zeitpunkt $t$
$L_i$	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsunterbrechung $i$
$L_T$	Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung aller Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren im betrachteten Netzgebiet
$N(t)$	Menge der aktiven Netzmeldungen zum Zeitpunkt $t$

$N_i$	Anzahl aller unterbrochenen Kunden je Versorgungsunterbrechung $i$
$N_j$	Gewichtete Gesamtanzahl der der Leitplatzressource $j \in L(t)$ zum Zeitpunkt $t$ zugeordneten Vorgänge
$n_{r,q}^j(t)$	Anzahl an notwendigen Ressourcen der Qualifikation $q \in Q$ für die Bearbeitung der Störung $j$ zum Zeitpunkt $t$
$N_T$	Anzahl aller insgesamt versorgten Kunden im betrachteten Netzgebiet
$S_t$	Saldo des Regulierungskontos (Wird erst ab der zweiten Regulierungsperiode berücksichtigt)
$T_{\text{Fahrzeit}}$	Fahrzeit der operativen Ressource zum Störungsort
$t_0$	Eintritt des Ereignisses (z. B. Netzmeldung, Freischaltmaßnahme)
$t_i$	Dauer der Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung $i$
$T_a$	Zeitdauer der Analysephase vor Ort inkl. Fahrzeit der operativen Ressource(n) und evtl. entstandener Wartezeiten
$T_m$	Zeitdauer der Netzmeldungsbearbeitung inkl. evtl. entstandener Wartezeiten
$T_p$	Zeitdauer der Störungsprotokollierung inkl. evtl. entstandener Wartezeiten
$T_r$	Zeitdauer der Instandsetzung vor Ort inkl. Fahrzeit der operativen Ressource(n) und evtl. entstandener Wartezeiten
$T_s$	Zeitdauer der Wiederversorgungsphase durch Schalthandlungen inkl. evtl. entstandener Wartezeiten
O	Organisationsvariante
$P_1$	Unterbrochene Wirkleistung zum Störungseintrittszeitpunkt
$P_2$	Unterbrochene Wirkleistung zu Beginn der Reparaturphase
$P_j(t)$	Nicht versorgte Wirkleistung einer Störung $j$ zum Zeitpunkt $t$
$\tilde{P}$	Wirkleistungsäquivalent von Störungen mit und ohne Versorgungsunterbrechungen
$P_{\text{risk}}$	Potentiell ausgefallene Wirkleistung bei einem weiteren Betriebsmittelausfall bzw. des Risikopotenzials für Personenschäden (Risikowirkleistung, <i>power-at-risk</i> )
$P_{\text{risk},j}(t)$	Risikowirkleistung einer Störung $j$ zum Zeitpunkt $t$

$PF_t$	Genereller, sektoraler Produktivitätsfaktor für das Betrachtungsjahr $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$V_t$	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen des Betrachtungsjahrs $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$VPI_t$	Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$VPI_0$	Verbraucherpreisgesamtindex des Basisjahres der jeweiligen Regulierungsperiode
$Q$	Menge aller für das Störungsmanagement notwendigen Qualifikationen
$Q_t$	Qualitätsbezogene Zu- oder Abschläge auf die Erlösbergrenze des Jahres $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$\bar{Q}_{\text{risk}}$	Mittlere Netzrisikodauer
$R_q(t)$	Menge der verfügbaren Ressourcen der Qualifikation $q \in Q$ zum Zeitpunkt $t$
$R_q^{\text{nicht}}(t, j)$	Menge dieser nicht zulässigen Ressourcen $i$ der Qualifikation $q$ zur Störung $j$ zum Zeitpunkt $t$
$T_{\text{ges},j}$	Gewichtete verbleibende Restdauer aller der Leitplatzressource $j \in L(t)$ zum Zeitpunkt $t$ zugeordneten Vorgänge
$\bar{T}_{\text{Personal risk}}$	Mittlere Personenrisikodauer
$T_{\text{rest},i}(t)$	Verbleibende Restdauer der Netzmeldung $i$ zum Zeitpunkt $t$
$T_{\text{rest},k}(t)$	Verbleibende Restdauer der Störung/des Störungsreports $k$ zum Zeitpunkt $t$
$T_{\text{rest},l}(t)$	Verbleibende Restdauer der Freischaltung $l$ zum Zeitpunkt $t$
$T_{\text{rest},m}(t)$	Verbleibende Restdauer der Freischaltanmeldung $m$ zum Zeitpunkt $t$
$S(t)$	Menge der aktiven Störungen und Störungsreports zum Zeitpunkt $t$
$t_0$	Eintrittszeitpunkt des Vorgangs
$\tilde{U}_j$	Auslastungsäquivalent des Leitplatzes $j$
$w_j(t)$	Wiederherstellungseffizienz der Hochspannungsstörung $j$ zum Zeitpunkt $t$
$w_{ij}^q(t)$	Wiederherstellungseffizienz einer zugeordneten Ressource $i \in R_q(t)$ der Qualifikation $q \in Q$ zu einer Störung $j \in I(t)$ zum Zeitpunkt $t$
$x_{ij}^q$	Zuordnung der Ressource $i$ der Qualifikation $q$ zur Störung $j$

$z_i$             Bearbeitung von Störung/Einsatz  $i$

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

**Abkürzungen:**

AN	Freischaltanmeldungen
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	<i>Average System Interruption Duration Index</i>
ASIFI	<i>Average System Interruption Frequency Index</i>
AWE	Automatische Wiedereinschaltung (wird synonym zu „Kurzunterbrechung (KU)“ verwendet)
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CENELEC	Europäische Komitee für elektrotechnische Normung
Di.	Dienstag
DISQUAL	<i>Distribution Quality</i>
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
Do.	Donnerstag
EMV	elektromagnetischen Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F&E	Forschung und Entwicklung
FCFS	<i>First-Come, First-Served</i>
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.
FIFO	<i>First In, First Out</i>

FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
Fr.	Freitag
FS	Freischaltungen
GIS	Geografisches Informationssystem
HEO	Höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HS	Hochspannung
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IT	Informationstechnologie
LP	Leitplatzressource
Mo.	Montag
Mi.	Mittwoch
MS	Mittelspannung
NM	Netzmeldungen
NS	Niederspannung
NSG	Netzservice-Gesellschaft
ONS	Ortsnetzstation (MS-/NS)
OPEX	<i>Operational EXpenditure</i> (Betriebskosten)
OSM	OpenStreetMap
PR	Störungsprotokollierung
QS	Qualitätssicherung
RD	Ressourcendispositionen
RM	Ressourcenmanagement
Sa.	Samstag
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SB	Straßenbeleuchtung
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
So.	Sonntag

---

SST	<i>Shortest Service Time First</i>
ST	HS-/MS-/NS-Störungen/ Störungseinsätze
TOTEX	<i>TOTAL EXpenditures</i>
UMZ	unabhängiger Maximalstrom-Zeit-Schutz
UNIPEDE	<i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i>
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VU	Versorgungsunterbrechung
ZLT	Zentrales Leitsystem

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



# 1 Einführung

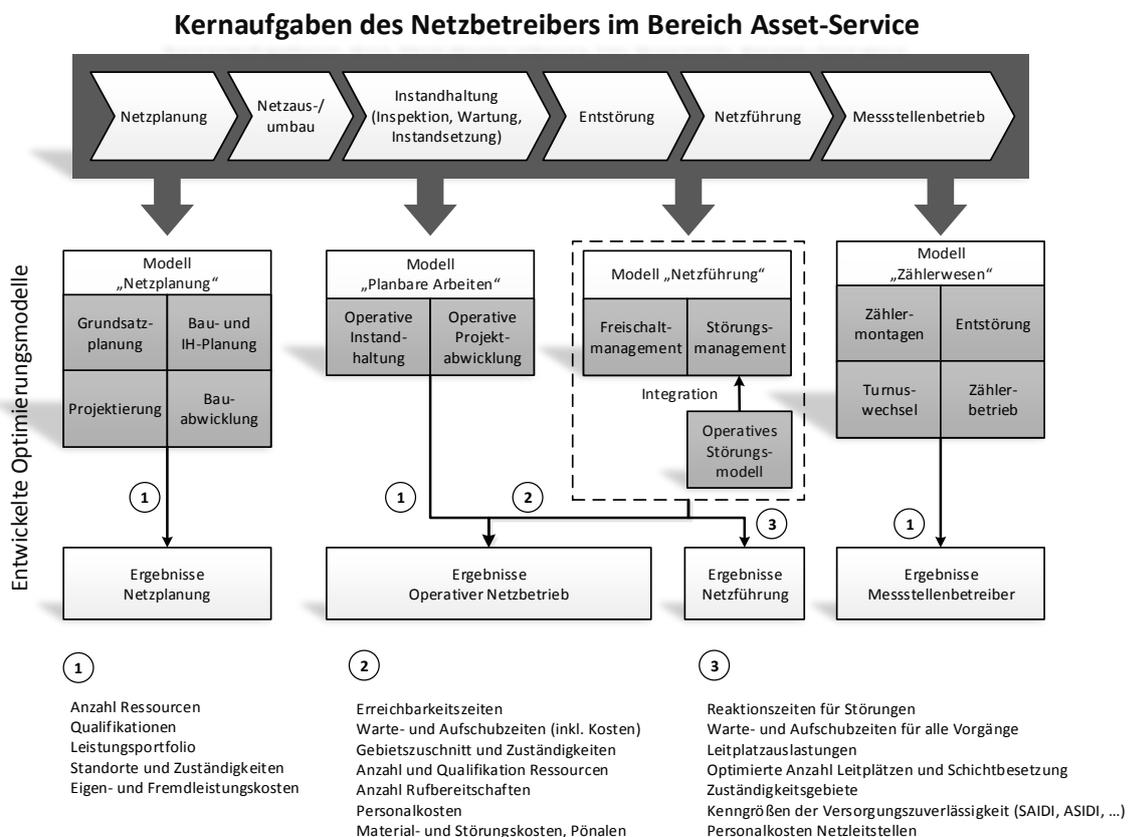
Die Netzbetreiber unterliegen derzeit anspruchsvollen Herausforderungen und stehen in einem Spannungsfeld, das aus technischen, organisatorischen und leistungsseitigen Anforderungen aufgespannt ist. Zum einen erfolgt durch die **Energiewende** in Deutschland ein grundlegender Wandel der Energienetze und es ergibt sich insbesondere in den Verteilungsnetzen ein erheblicher Ausbaubedarf. Zum anderen steigen auch durch die regulatorischen Rahmenbedingungen aus der **Anreizregulierung** die Risiken für Eigentümer, Betreiber und Dienstleister von Energienetzen. Der hohe Investitionsbedarf in den Verteilungsnetzen ermöglicht zukünftig für einige Netzbetreiber unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen der Anreizregulierung keine ausreichenden Renditen mehr [1]. Zudem werden an die Netzbetreiber durch die **Qualitätsregulierung** hohe Anforderungen an die Versorgungsqualität gestellt, gleichzeitig wird aber von ihnen erwartet, dass sie die operativen Kosten nachhaltig und dauerhaft senken, um möglichst niedrige Netznutzungsentgelte zu ermöglichen. Zudem steigt die **organisatorische Komplexität** durch dynamische Eigentümeränderungen, Konsolidierungen und eine fortschreitende Rekommunalisierung. Unter diesen wechselnden Rahmenbedingungen müssen die Netzbetreiber **Optimierungsaufgaben** lösen und mitunter auch langfristige Entscheidungen treffen. **Quantitative Modelle** und Methoden stellen dabei die weitreichenden und kostenintensiven Entscheidungen auf eine systematische und quantitative Entscheidungsbasis.

## 1.1 Zielsetzung der Arbeit

Im Rahmen einer gemeinsamen Forschungsk Kooperation mit einem großen deutschen Verteilungsnetzbetreiber für Strom-, Gas- und Wassernetze ist dazu erstmals ein gesamthafte und vollständiges Optimierungsmodell für alle Aufgabengebiete eines Netzbetreibers im Bereich des Asset-Service entwickelt worden. Dieses Gesamtmodell berücksichtigt alle Aspekte von Netzbetrieb, Netzführung, Netzplanung und Zählerwesen. Mögliche Optimierungspotenziale können je nach notwendiger Wirkrichtung (Prozesse, Versorgungsqualität oder Organisationsstruktur) individuell bestimmt und kombiniert werden. Handlungsempfehlungen können quantitativ unterstützt abgeleitet werden.

Die einzelnen Teilmodelle sind in Abbildung 1 dargestellt und zu einem Gesamtmodell des Asset-Service verknüpft. Mit Hilfe der Teilmodelle ist es nun möglich den Ressourcenbedarf und die Gesamtkosten für die Bereiche Netzführung, operativer Netzbetrieb, Netzplanung und Messstellenbetreiber sowie den Gebietszuschnitt und die Zuständigkeitsbereiche zu optimieren. Dabei können unterschiedliche Konzepte hinsichtlich der

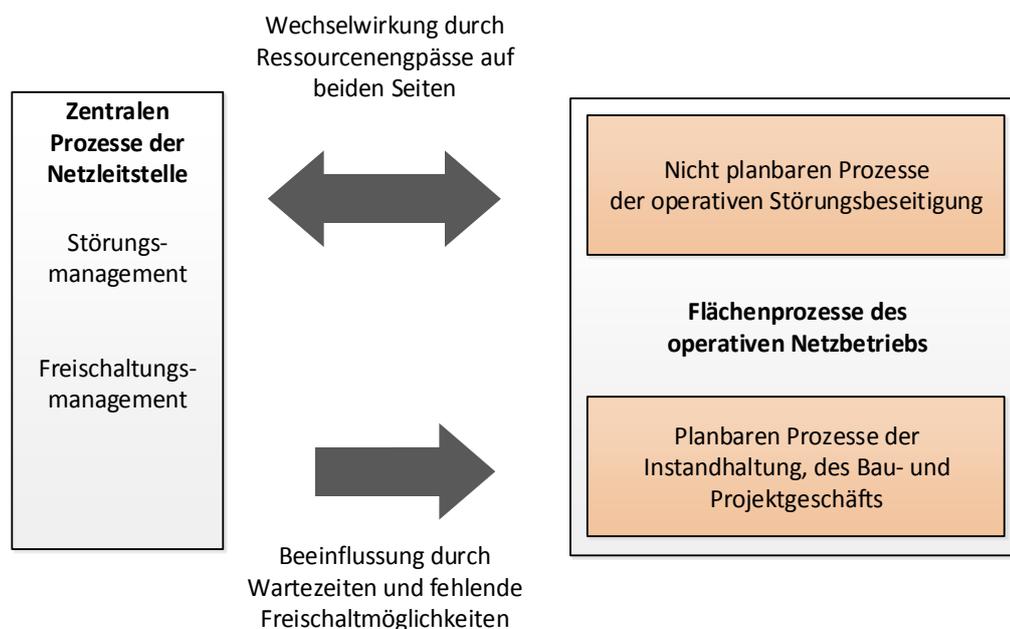
Regionalstrukturen sowie der Organisationsausgestaltung und Dimensionierung systematisch auf Basis vorgegebener Bewertungskriterien analysiert und bewertet werden. Ebenso lassen sich Veränderungen in der Ablauforganisation und Prozessgestaltung quantitativ bewerten. Ineffizienzen in den Prozessabläufen und dem Organisationsaufbau können somit objektiv aufgedeckt werden. Für die Bereiche Netzplanung, planbare Arbeiten und Zählerwesen wird die „Make-or-Buy“-Entscheidung des Netzbetreibers durch Bestimmung des optimalen Eigenleistungsportfolios und der Fremdvergabe unterstützt. Die Verknüpfung der Teilmodelle und die Nachbildung der gegenseitigen Abhängigkeiten garantiert zudem ein Gesamtoptimum und verhindert, dass sich ein Organisationsbereich zu Lasten des Gesamtsystems optimiert.



**Abbildung 1: Übersicht über die Komponenten des Gesamtmodells**

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dem übergreifenden Modell für die Netzführung **und** den operativen Netzbetrieb von Verteilungsnetzen. Dieses Modell betrachtet erstmals die Fragestellungen hinsichtlich einer optimierten Prozessaufteilung zwischen den zentralen und dezentralen Prozessen des Störungs- und Freischaltungsmanagement. Die Flächenprozesse sind dabei durch stochastische Störungsereignisse und deterministische planbare Maßnahmen charakterisiert. Typischerweise sind diese mit zentralen Prozessen in der Netzführung gekoppelt und es greifen viele Flächenprozesse zeitgleich auf die zentralen Ressourcen der Netzleitstelle zu, die die parallelen Prozesse sequenziell ab-

arbeiten. Hierbei kommt es zwangsläufig zu Wartezeiten und Verzögerungen. Bisherige Modelle zur Optimierung des operativen Netzbetriebs unterstellen, dass alle zentralen Ressourcen der Netzleitstellen ausreichend vorhanden sind, um die Flächenprozesse zu unterstützen. Dieses ist aber – insbesondere bei Häufungen von Ereignissen – wenig realitätsgerecht. So zeigt z. B. Abbildung 2 die Abhängigkeiten und den Zusammenhang der zentralen und dezentralen Prozesse im Bereich Netzführung und Betrieb.



**Abbildung 2: Zusammenhang der Prozessmodelle Netzführung und operativer Netzbetrieb**

Innerhalb des Störungsmanagements führen Engpässe auf beiden Seiten zu entsprechenden Verzögerungen in der Störungsbearbeitung und beide Organisationen beeinflussen damit unmittelbar die Versorgungszuverlässigkeit. Insbesondere durch Großstörungsereignisse wie Kyrill im Jahr 2006 oder Xynthia im Jahr 2010 werden der gesamte Netzbetrieb und besonders die Netzführung vor extreme Herausforderungen gestellt. Um ein effizientes Störungsmanagement zu erreichen müssen beide Organisationen optimal aufeinander abgestimmt sein. Die Anzahl der für die Bewältigung der Großstörungsereignisse verfügbaren operativen Mitarbeiter beeinflusst unmittelbar die Wieder-versorgungszeiten und damit die erzielte Nichtverfügbarkeit. Je mehr Mitarbeiter zur Verfügung stehen, desto schneller können die einzelnen Störungen bearbeitet werden und die unterbrochenen Kunden schneller wiederversorgt werden. Steht aber für die Einsatzsteuerung der operativen Mitarbeiter vor Ort nicht eine ausreichende Anzahl an verfügbaren Leitstellenmitarbeitern zur Verfügung, kommt es zwangsläufig zu Engpässen in der Störungsbearbeitung durch die operativen Mitarbeiter vor Ort. Die nicht ausreichende Kapazität der Leitstellenmitarbeiter führt damit zu Verzögerungen und Ineffizienzen im operativen Netzbetrieb.

Das Störungsmanagement macht allerdings nur ca. 5 % des Arbeitsbedarfs in den Netzleitstellen aus. Hauptsächlich bestimmt der Schaltbetrieb für die planbaren Tätigkeiten vor Ort (Instandhaltungs- und Baumaßnahmen) das Tagesgeschäft in den Netzleitstellen. Der Schaltbetrieb für die planbaren Tätigkeiten ist in der Regel dadurch charakterisiert, dass in einem vergleichsweise kurzen Zeitfenster morgens zu Beginn der Dienstzeit der operativen Mitarbeiter die täglichen Freischaltmaßnahmen beginnen und die Leitstellen viele Maßnahmen parallel abarbeiten müssen. Dabei kommt es zwangsweise zu Verzögerungen in der Bearbeitung. Engpässe („Flaschenhalse“) in der Netzleitstelle führen zu erheblichen Wartezeiten und damit auch höheren Einsatzkosten für die Mitarbeiter und Fremddienstleister vor Ort. Treten dazu noch parallel Störungen auf, so verschärft sich die Problematik hinsichtlich der Wartezeit nochmals. Unter Umständen müssen Freischaltmaßnahmen abgebrochen oder ganz verschoben werden, da keine freien Kapazitäten in der Leitstelle für die Durchführung der Maßnahmen zur Verfügung stehen. Dieses verursacht nochmals erhebliche Zusatzkosten für die planbaren Maßnahmen.

Das übergreifende Modell für die Netzführung und den operativen Netzbetrieb bildet nun die zentralen und dezentralen Prozesse des Störungs- und Freischaltungsmanagements derart ab, dass erstmals eine Kombination aus der Festlegung einer Netzleitstellenorganisation **und** einer korrespondierenden operativen Netzbetriebsorganisation übergreifend unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen aus Geografie, Netz- und Betriebsmittelstruktur optimiert werden kann.

Mit Hilfe dieses Simulationsmodells kann die minimal notwendige Anzahl an Leitplätzen für das Störungs- und Freischaltmanagement in den Verteilungsnetzen und deren optimale Zuständigkeitsgebiete ermittelt werden. Dabei sind bestimmte Qualitätsanforderungen mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit einzuhalten. Dies sind im Bereich des Störungsmanagements Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit und an die Personensicherheit im Rahmen der allgemeinen Verkehrssicherungspflicht. Für den Bereich des Freischaltmanagements sind es vor allem die Wartezeiten der operativen Mitarbeiter vor Ort. Die Auswirkungen von verschiedenen Organisationsvarianten auf Bewertungs- und Qualitätskennzahlen sind mit Hilfe des Modells quantifizierbar.

Diese Kennzahlen sind insbesondere (siehe auch Kapitel 3.12):

- Anzahl Leitplätze und Leitstellenmitarbeiter
- Auslastung der Leitplatzmitarbeiter
- Versorgungsqualität inkl. Auswirkungen auf die Qualitätsregulierung
- Reaktionszeiten im Störfall (Verkehrssicherungspflicht)

- Wartezeiten für den operativen Netzbetrieb im Störungs- und Schaltungsmanagement (inkl. der resultierenden Personaleinsatzkosten)
- Material- und Störungskosten für den operativen Netzbetrieb
- Gesamtkosten der Netzleitstelle

## 1.2 Einordnung der Arbeit

Der durch die Liberalisierung des Energiemarktes in Europa ausgelöste zunehmende Kostendruck auf die Netzbetreiber hat in den letzten 20 Jahren eine Vielzahl von wissenschaftlichen Forschungsarbeiten ausgelöst, deren Gegenstand u. a. die Modellierung und Optimierung von Prozessen im Netzbetrieb ist. Ein vollständiges Optimierungsmodell, das alle entscheidenden Prozesspartner in den zentralen Prozessen der Netzführung und den dezentralen Flächenprozessen des operativen Netzbetriebs in Verteilungsnetzen (Störungs- und Freischaltungsmanagement) miteinander verknüpft fehlt jedoch bisher. Die meisten Forschungsarbeiten haben ausschließlich isolierte Teilaspekte aus dem gesamten Netzbetrieb betrachtet und innerhalb derer eine Teiloptimierung durchgeführt. Dadurch ist keine vollständige und übergreifende Optimierung des gesamten Netzbetriebs möglich.

Betrachtet man die bestehenden Optimierungsmodelle für das Störungsmanagement, so gibt es prinzipiell zwei verschiedene Entwicklungs- und Forschungsrichtungen:

- Die eine Forschungsrichtung betrachtet bei der Optimierung des Störungsmanagements primär die technischen Anlagen der elektrischen Versorgungsnetze (Kapitel 1.2.1 und 1.2.2). Im Mittelpunkt steht das statische Stromnetz mit seinen elektrischen Betriebsmitteln, das Zusammenwirken aller Betriebsmittel und dem elektrischen Verhalten inkl. der dynamischen Vorgänge. Die operativen Netzbetriebsprozesse, mit denen die technischen Anlagen der elektrischen Versorgungsnetze verknüpft sind (z. B. Anlagen und Netze planen, bauen, führen, betreiben und instandhalten), haben in den meisten Arbeiten nur einen untergeordneten Rang und werden häufig nur implizit abgebildet.
- Die andere Forschungsrichtung hat nicht so sehr das unmittelbare elektrische Netz mit seinen einzelnen elektrischen Betriebsmitteln im Fokus, sondern betrachtet die Netzbetriebsprozesse und Arbeitsabläufe (Kapitel 1.2.3). In diesen Optimierungsmodellen wird das elektrische Netz nur, soweit es für die Prozessnachbildung des Störungsmanagements notwendig ist, abgebildet.

### 1.2.1 Modelle zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit

Für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von elektrischen Netzen und der entsprechenden Optimierung gibt es eine Vielzahl von Modellen (z. B. [2–5]) und sind inzwischen auch in der Netzplanung etabliert. Deren Ausgangsbasis ist die Betrachtung der Zuverlässigkeit der einzelnen Netzkomponenten, deren Ausfall sich auf Basis der jeweiligen Netzstruktur und des Netzkonzeptes auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken. Jede dieser Komponenten befindet sich in einem bestimmten Zeitpunkt dabei entweder in einem ungestörten oder in einem gestörten Betriebszustand. Für jeden betrachteten Betriebsmitteltyp wird auf Basis von historischen Störungsdaten für den Übergang vom ungestörten in den gestörten Zustand die Ausfallwahrscheinlichkeit oder -rate vorgegeben. Ebenso werden die Zeitdauern für die Durchführung der Schalthandlungen im Rahmen einer optimierten Wiederversorgung und der Ausdauern für die Reparatur und Wiederinbetriebnahme vorgegeben. Diese berücksichtigen keine Abhängigkeiten von der Netzleitstellen- und operativen Betriebsorganisation und lassen den Einfluss begrenzter Mitarbeiterressourcen außen vor.

Das Modell von Wang/Billinton [6] berücksichtigt den Einfluss der operativen Ressourcenverfügbarkeit sehr stark vereinfacht durch einen zeitabhängigen Gewichtungsfaktor für die Wiederversorgungszeit insbesondere bei Störungshäufungen durch extreme Wetterereignisse in Form von Sturm- oder Gewitterfronten. Dieser Gewichtungsfaktor für die Veränderung der Wiederversorgungszeit kann in Abhängigkeit von dem Tageszeitpunkt und der Jahreswoche angegeben werden. Allerdings werden dadurch nur Ressourcenengpässe der operativen Mitarbeiter vor Ort abgebildet. Wie in Kapitel 4.3.3 gezeigt wird, hat aber gerade bei Störungshäufungen die Netzleitstellenorganisation den entscheidenden Einfluss auf die Wiederversorgungsdauern der einzelnen Störungen. Dieses kann in dem isolierten Modellansatz nach [6] nicht berücksichtigt werden.

Das Modell von Wang/Li [7] untersucht den Einfluss von parallelen Schalthandlungen in der Wiederversorgungsphase in Gegensatz zu sequenziellen Schalthandlungen durch den Schaltdienst vor Ort. Voraussetzung für die parallelen Schalthandlungen ist, dass auch genügend Mitarbeiterressourcen vor Ort zur Verfügung stehen. Gänzlich unberücksichtigt bleibt hier die Tatsache, dass die parallelen Schalthandlungen von der Netzleitstelle auch gesteuert und angewiesen werden müssen. Gerade bei Störungshäufungen kann diese parallele Abarbeitung unter Umständen eher noch die Wartezeiten vergrößern, so dass die Ergebnisse mit diesem Modellansatz für extreme Wetterereignisse nicht realitätsgerecht sind (siehe auch Abbildung 63 in Kapitel 4.3.3).

### 1.2.2 Modelle zur Optimierung der Wiederversorgung

Eine andere Entwicklungsrichtung betrachtet die Phase der Wiederversorgung nach dem Eintreten einer Störung im Versorgungsnetz (u. a. [7–17]). Ziel dieser Optimierungsmodelle ist in der Regel die möglichst schnelle und optimale Wiederversorgung aller ausgefallenen Kunden durch Schalthandlungen. Dabei sollen je nach gewähltem Optimierungskriterium die Unterbrechungsdauern, die ausgefallene Energie, die Ausfallkosten oder eine Kombination dieser Kenngrößen möglichst gering gehalten werden. Dazu werden bei diesen Verfahren entweder keine operativen Mitarbeiterressourcen und deren Verfügbarkeit [8, 9, 12–14, 17], oder lediglich die Reisezeiten zwischen den manuellen Schalthandlungen vor Ort berücksichtigt [10] oder die Ressourcenverfügbarkeit wird stark vereinfacht und ohne die im Netzbetrieb häufig vorzufindenden unterschiedlichen Qualifikationen und Zuständigkeiten abgebildet [11, 15, 18].

Sehr interessant ist der Ansatz von Carvalho et. al. [16], der bei der Optimierung der Wiederversorgung einen kombinatorischen Ansatz wählt und die Anzahl an Mitarbeiterressourcen und die Geografie des Netzgebietes in Form von Reisezeiten zwischen zwei manuellen Schalthandlungen berücksichtigt. Seine Untersuchung zeigt, dass bei der Optimierung der Wiederversorgungsschritte die Ressourcenverfügbarkeit mit berücksichtigt werden muss. Insbesondere ist dies bei Ressourcenengpässen z. B. während der Rufbereitschaft oder bei Störungshäufungen erforderlich. Seine Untersuchungen zeigen, dass der in den vorgenannten Modellen häufig verwendete zweistufige Ansatz, in dem zuerst die teilloptimierten Schalthandlungen ohne Ressourcenverfügbarkeit bestimmt werden und dann die Ressourcenzuordnung vorgenommen wird, zu keinen optimalen Ergebnissen führt.

Alle die zuvor genannten Modelle berücksichtigen jedoch bei der Optimierung der Wiederversorgungsschritte in Form von fernbedienten und manuellen Schalthandlungen vor Ort nicht den Einfluss von Engpässen durch Mitarbeiterressourcen in der Netzleitstelle, von der aus die Schalthandlungen und Einsätze der operativen Mitarbeiter gesteuert werden. Insbesondere wenn mehrere Störungen parallel von einer Leitplatzressource aus bearbeitet werden müssen, kommt es unweigerlich zu Wartezeiten und Engpässen in der Leitstelle.

Das Modell von Hiller [19] berücksichtigt zum einen unterschiedliche Dauern für die Aktivierung der Störungsbereitschaften und bildet darüber die Betriebsorganisation und die Verkehrsbedingungen ab, zum anderen wird mittels virtueller Reisegeschwindigkeiten entlang der Leitungstrassen die Geografie und die Fahrzeit zwischen zwei Schalthandlungen vor Ort abgebildet. Dabei kann in dieser Reisezeit auch die Zeitdauer für das Schaltgespräch mit der Netzleitstelle abgebildet werden. Allerdings wird bei diesem

Modell nicht die Verfügbarkeit des Leitplatzes abgebildet und somit können die durch unterschiedliche Leitstellenorganisationen verursachten Wartezeiten während der Ent-störung auch hier nicht quantitativ berücksichtigt werden.

Die Arbeit von Cagnan/Davidson [20] optimiert die Wiederversorgung nach großflächigen Ausfällen in Transportnetzen aufgrund von Erdbeben oder Hurrikans. Das Modell berücksichtigt zwar die Verknappung von Mitarbeiterressourcen und Material durch die extreme Störungshäufung und berücksichtigt auch unbenutzbare Verkehrswege infolge des Naturereignisses. Nicht berücksichtigt wird auch hier der in einem solchen Fall auftretende erheblichen Engpass an Mitarbeiterkapazitäten in der Netzleitstelle (siehe auch hier Kapitel 4.3.3). Aufgrund der starken Fokussierung des Modells nur auf den Krisen- bzw. Großstörungsfall und des dadurch stark vereinfachten Prozessablaufs, ist der Modellansatz für den Normalbetrieb nicht geeignet.

### 1.2.3 Modelle zur Optimierung der operativen Störungsmanagementprozesse

Neben den zuvor beschriebenen Modellen, die die technischen Komponenten der Versorgungsnetze abbilden und die Netzbetriebsprozesse nicht im Fokus haben, existieren Optimierungsmodelle mit dem primären Fokus auf die Organisations- und Prozessoptimierung für das Störungsmanagement. So sind Organisationsmodelle zur Optimierung des Störungsmanagements durch Zapata et. al. [21–23] und Zografos/Douligeris [24–27] entwickelt worden. Das Modell von Zapata et. al. bildet den operativen Netzbetrieb durch ein einfaches Warteschlangenmodell mit mehreren parallelen Servicestationen ab. Durch diesen Lösungsansatz können prinzipiell auch Ressourcenengpässe bei den operativen Mitarbeitern berücksichtigt werden. Der Vorgang der Störungsbearbeitung (im folgenden auch *Entstörungsprozess* genannt) wird allerdings nur durch einen einstufigen stark vereinfachten sog. stochastischen Poisson-Prozess, bei dem die Zwischenankunftszeit zwischen dem Eintritt von zwei Störungsereignissen und die Störungsbearbeitungsdauer exponentialverteilte Zufallsgrößen sind [28], abgebildet. In dem verwendeten Modellansatz können keine unterschiedlichen Prioritäten in der Störungsbearbeitung berücksichtigt werden. Die Abarbeitung der einzelnen Störungsereignisse erfolgt nach dem sog. FIFO-Prinzip (*First In - First Out*). Mehrstufige Prozesse mit unterschiedlichen Qualifikationen und eine tatsächliche Optimierung des Zuordnungsproblems unter dem Aspekt der Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit werden durch das Modell nicht abgebildet.

In [29] ist ein von Zapata entwickelter warteschlangentheoretischer Modellansatz für Netzleitstellen für die Abwicklung des Störungsmanagements beschrieben, der die Netzleitstelle ebenfalls als einfaches Warteschlangenmodell mit mehreren Servicestationen abbildet. Die operativen Entstörungsprozesse werden nicht als solche modelliert,

sondern jede Vorgangsbearbeitung und jede Tätigkeit bildet ein separates Ereignis. Auch Prozesskopplungen z. B. in Form einer gemeinsamen Störungsbearbeitung von Mitarbeitern unterschiedlicher Qualifikationen werden mittels separater Ereignisse nachgebildet. Für alle Ereignisse wird ein einstufiger Poisson-Prozess angenommen und die Verfügbarkeit von Mitarbeiterressourcen vor Ort wird mittels geeigneter Verteilungsfunktionen berücksichtigt. Die Eingangsdaten für die Abschätzung der Ressourcenverfügbarkeiten werden mit Hilfe der Modelle aus [21–23] ermittelt. Die einzelnen Eingangsereignisse haben alle die gleiche Priorität und werden nach dem FIFO-Prinzip abgearbeitet. Eine notwendige Priorisierung der einzelnen Störungen findet durch das verwendete FIFO-Prinzip nicht statt. Dementsprechend kann auch das Störungsmanagement nicht hinsichtlich der Versorgungsqualität optimiert werden.

Auch das Modell von Zografos/Douligeris et. al. betrachtet das Störungsmanagement und bildet begrenzte Ressourcen für die Entstörung und Reparatur ab. Ebenso können unterschiedliche Prioritäten bei der Störungsbearbeitung vorgesehen werden. Das Ziel der Optimierungsbetrachtungen ist eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Serviceteams und die Minimierung der Reparaturdauer. Allerdings können keine unterschiedlichen Qualifikationen oder mehrstufige Wiederversorgungs- und Reparaturprozesse berücksichtigt werden. In einer Erweiterung des Modellierungsansatzes wird neben der Betriebsorganisation auch ein Einsatzzentrum (*Trouble-Dispatcher*) abgebildet, das für die Mitarbeiterressourcen-Disposition zuständig ist. Dieses Einsatzzentrum ist vergleichbar mit einer Netzleitstelle, allerdings beschränkt sich die Aufgabe rein auf die Einsatzsteuerung. Das Modell berücksichtigt kapazitätsbeschränkte Kommunikationsverbindungen in Form von begrenzten Funkkanälen für die Funkgeräte, die in diesem Beispiel für die Kommunikation des Einsatzzentrums mit den Ressourcen benutzt werden. Mit dem Modell können Engpässe durch begrenzte Ressourcen im Einsatzzentrum (Mitarbeiter und Kommunikationsverbindungen) identifiziert werden. Allerdings hat auch dieser Modellansatz den Nachteil, dass keine unterschiedlichen Qualifikationen, komplexere Prozessabläufe und Prozessinteraktionen berücksichtigt werden. Die Prozess- und Einsatzsteuerung wird nicht unter dem Gesichtspunkt der Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit durchgeführt. Ebenso ist das Modell nur auf das Störungsmanagement beschränkt. Das Freischaltungsmanagement (95 % der Tätigkeit in der Netzleitstelle) bleibt dabei unberücksichtigt.

Das von Guarisco und Friedrich [30, 31] entwickelte Netzbetriebsmodell hingegen berücksichtigt weitgehend den kompletten operativen Netzbetrieb, ist aber nur auf das Störungsmanagement beschränkt. Bis auf wenige Vorgänge können die meisten in der Praxis auftretenden Fehlerarten durch die gewählten Prozessabläufe abgebildet werden. Es werden unterschiedliche Qualifikationen und Organisationsformen in Form von

übergreifenden Arbeitsformen abgebildet. Die Mitarbeiterzuordnung basiert dabei auf einer Optimierung der Versorgungsqualität. Ebenso können komplexe operative Entstörungsbearbeitungen berücksichtigt werden, so dass der Modelleinsatz des Störungsmanagements nicht nur auf elektrische Verteilungsnetze beschränkt ist. Das Modell kann auch zur Optimierung von Entstörorganisationen für Transportnetze, Gas- und Wasserverteilungsnetze [32] eingesetzt werden. Allerdings werden bei dem gewählten Modellansatz die einzelnen Mitarbeiterqualifikationen sequenziell in der Simulation betrachtet. Eine tatsächliche zeitgleiche Simulation von Mitarbeiterressourcen unterschiedlicher Qualifikationen ist nicht möglich, was aber für die Betrachtung der zentralen Prozesse mit der Netzleitstelle unabdingbar ist. Durch den Fokus des Modells nur auf den operativen Netzbetrieb ist das Zusammenwirken der operativen Mitarbeiter vor Ort mit der Netzleitstelle nicht nachgebildet und wird in [30, 31] auch explizit als notwendige Fortführung der bisherigen Forschungsarbeiten angesehen. Dieses ist mit der in dieser Arbeit vorgestellten Modellbildung nun geschehen.

Als ein Bindeglied zwischen den bisherigen netzmodellorientierten und organisationsorientierten Verfahren ist das in [33] entwickelte Modell zu sehen. Hier wird erstmals ein kombinatorischer Ansatz beschrieben, der in einem zweistufigen Verfahren im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung auch die Betriebsorganisation und die Verfügbarkeit der Ressourcen mit unterschiedlichen Qualifikationen und Zuständigkeiten berücksichtigt. Allerdings ist dieses Verfahren nur auf das Störungsmanagement beschränkt und bildet nicht die zentralen Prozesse der Netzführung ab. Ebenso ist aufgrund des analytischen Ansatzes dieses Verfahren nicht für die Modellbildung der Netzleitstelle geeignet, da keine überlappenden Störungen unterschiedlicher Ausfallkategorien berücksichtigt werden können. Die klassische Zuverlässigkeitsberechnung setzt in der Regel voraus, dass Ausfälle der einzelnen Betriebsmittel voneinander unabhängig sind. Mehrfachfehler unterschiedlicher Fehlermodelle, wie sie bei der Betrachtung von großen Versorgungsnetzen vorkommen können, werden nicht berücksichtigt [34]. Es ist gerade bei großen elektrischen Verteilungsnetzbetreibern keine Seltenheit, dass von einer Netzleitstelle Mittelspannungsnetze mit bis zu 10.000 Ortsnetzstationen betreut werden (siehe auch Kapitel 4.1.1). In diesen Fällen sind überlappende Störungen unterschiedlicher Fehlermodelle nicht selten.

#### **1.2.4 Optimierungsmodelle für die Ressourcendimensionierung von planbaren Tätigkeiten**

Für die optimale Ressourcendimensionierung bei planbaren deterministischen Tätigkeiten wie Instandhaltung oder Baumaßnahmen in elektrischen Verteilungsnetzen existieren ebenfalls verschiedene Modellansätze [35, 36]. Die Zielsetzung ist die Optimierung des insgesamt notwendigen Betriebsaufwandes, der Festlegung der optimalen Anzahl an

eigenem operativem Personal für den Netzbetrieb und der Festlegung des optimalen Umfangs der Fremdvergabe. Für einen Großteil der Instandhaltungsarbeiten und Baumaßnahmen ist eine Freischaltung der Arbeitsstelle notwendig, welche von der Netzleitstelle koordiniert und durchgeführt wird. Die Verfügbarkeit der Netzleitstelle und mögliche Engpässe in der Netzleitstellenorganisation werden aber von den zuvor genannten Modellen nicht berücksichtigt. Insbesondere werden bei diesen Modellansätzen keine Auswirkungen der Netzleitstellenorganisation auf die resultierenden Maßnahmenkosten bewertet. Wartezeiten für den operativen Netzbetrieb, die durch Engpässe in der Netzleitstellenorganisation entstehen, erhöhen die Maßnahmenkosten. Dieses wird nicht in der gesamthaften Optimierungsbetrachtung berücksichtigt.

Das Optimierungsmodell von Berg [37] betrachtet zum einen bei der optimierten Ressourcendimensionierung der Mitarbeiter für den operativen Netzbetrieb die planbaren Prozesse (Instandhaltung, Bau, etc.) und zum anderen die störungsbedingten nicht planbaren Prozesse. In der Modellbildung werden verspätete oder nicht mögliche Freischaltungen mit Hilfe von zu definierenden Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Auswirkungen unterschiedlicher Leitstellenorganisationen auf diese Wahrscheinlichkeiten können somit nur qualitativ in der Optimierung berücksichtigt werden, da die Leitstellenorganisation selber nicht in der Modellbildung explizit nachgebildet wird.

### **1.3 Struktur der Arbeit**

In Kapitel 2 dieser Arbeit wird zunächst der heutige Verteilungsnetzbetrieb im regulatorischen Umfeld analysiert und insbesondere die Aufgabenstellungen der Netzleitstellenorganisation im Einzelnen dargestellt. Im Anschluss daran werden zudem die Herausforderungen für einen sich durch die Anreiz- und Qualitätsregulierung verändernden Netzbetrieb beschrieben.

Auf Basis der Betrachtung des Netzbetriebs werden in Kapitel 3 das entwickelte Prozessmodell und seine einzelnen Modellkomponenten vorgestellt. Dazu werden insbesondere die einzelnen Prozessmodelle für das Störungs- und Freischaltmanagement ausführlich erläutert und die Leitplatzmodellierung auf Basis von warteschlangentheoretischen Konzepten präsentiert.

In Kapitel 4 wird anhand einer exemplarischen Untersuchung die Leistungsfähigkeit des Modells demonstriert und grundsätzliche Organisationskriterien für die Dimensionierung von Netzleitstellenorganisationen aus den Simulationsergebnissen abgeleitet. Die Basis der exemplarischen Untersuchung bilden dabei reale historische Eingangsdaten eines großen deutschen Verteilnetzbetreibers.

In Kapitel 5 erfolgt eine kurze Zusammenfassung der wesentlichen Inhalte dieser Arbeit und in Kapitel 6 werden die wichtigsten Modellbeschreibungen und Ergebnisse aus der exemplarischen Untersuchung in Englisch erläutert.

## 2 Verteilungsnetzbetrieb im regulatorischen Umfeld

In diesem Kapitel wird der Netzbetrieb von elektrischen Verteilungsnetzen in Bezug auf die zentralen Prozesse der Netzleitstelle analysiert und die sich aus der Anreiz- und Qualitätsregulierung ergebenden zukünftigen Herausforderungen für den Netzbetrieb und die Netzleitstelle diskutiert.

### 2.1 Aufgaben und Organisation des Netzbetriebs

Die Aufgaben des Netzbetriebs lassen sich aus der für den Betrieb von elektrischen Anlagen maßgeblichen DIN VDE Norm 0105, Teil 100 [38] herleiten.

**Elektrische Anlagen** sind im Sinne von [38, 39] alle Betriebsmittel, die der Erzeugung, Übertragung, Umwandlung Verteilung und Anwendung elektrischer Energie dienen.

Der **Netzbetrieb** beinhaltet nach [38, 39] alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die zur Gewährleistung der bestimmungsgemäßen Funktionalität der elektrischen Anlagen erforderlich sind.

Netz- oder Anlagenbetreiber müssen den sogenannten **sicheren Betrieb** und ordnungsgemäßen Zustand der elektrischen Anlagen gewährleisten. Der sichere Netzbetrieb muss schädliche Rückwirkungen der Anlagen auf die Umgebung verhindern und unverzüglich Maßnahmen zur Abwendung unmittelbarer Gefahren treffen. Ebenso sind nachteilige Einwirkungen von außen auf die Anlagen zu vermeiden. Dabei ist der ordnungsgemäße Zustand der elektrischen Anlagen für die Sicherheit im weitesten Sinne notwendig und steht in einer engen Beziehung mit dem sicheren Netzbetrieb. Dazu zählt die Sicherheit von Menschen und Nutztieren oder das Verhüten von Bränden [38, 39].

**Netz- oder Anlagenbetreiber** im Sinne des EnWG [40] sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen. Sie sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilungsnetzes in einem bestimmten Gebiet.

Der Anlagenbetreiber ist im Sinne der DIN VDE Norm 0105, Teil 100 [38] ein Unternehmer oder eine von ihm beauftragte natürliche oder juristische Person, die die **Unternehmerpflicht für den sicheren Betrieb** und ordnungsgemäßen Zustand der elektrischen Anlagen wahrnimmt.

Bei größeren Unternehmen werden in der Regel die Pflichten des Anlagenbetreibers auf Organisationseinheiten übertragen, die dann die Verantwortung für den ordnungsgemäßen Betrieb übernehmen.

Der **Anlagenverantwortliche** ist eine natürliche Person, die während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage bzw. der Anlagenteile, die zur Arbeitsstelle gehören, trägt. Der Anlagenverantwortliche hat sicherzustellen, dass bei der Durchführung von Arbeiten (geplant oder störungsbedingt) mögliche Gefahren berücksichtigt und vermieden werden. Für jede Arbeit muss ein Anlagenverantwortlicher festgelegt werden [38, 39].

Der **Arbeitsverantwortliche** ist eine Person, die beauftragt ist, die unmittelbare Verantwortung für die Durchführung der Arbeit zu tragen. Diese Person ist für die Durchführung von Arbeiten an, mit oder in der Nähe von elektrischen Anlagen stets erforderlich. Sie ist während der Durchführung der Arbeiten für die Einhaltung der einschlägigen Sicherheitsanforderungen, Sicherheitsvorschriften und betrieblichen Anweisungen verantwortlich [38, 39].

Der einzelnen durchzuführenden Tätigkeiten im Netzbetrieb lassen sich in die beiden Teilaufgaben **Netzbereitstellung** und **Netzführung** aufteilen (siehe Abbildung 3).

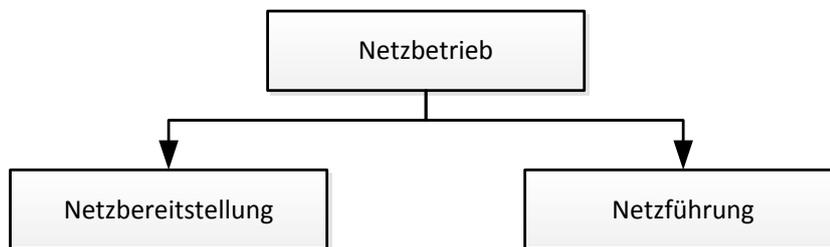


Abbildung 3: Teilaufgaben des Netzbetriebs, eigene Darstellung nach [41]

### 2.1.1 Netzbereitstellung

Die Aufgabe der Netzbereitstellung ist es, dass Netz betriebsbereit vorzuhalten. Zur Netzbereitstellung zählen die kurz-, mittel- und langfristige Netzplanung, der Netzaus- und Netzbau und die Instandhaltung. Die mehr strategischen Aufgabenstellungen aus der Netzbereitstellung werden dabei von dem sog. Asset Management und die operativen Aufgabenstellungen von dem sog. Asset Service durchgeführt und verantwortet.

Die Instandhaltung beinhaltet nach [42, 43] alle technischen und administrativen Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Zustands der elektrischen Anlagen und die Erhaltung eines funktionsfähigen Zustandes bzw. der Rückführung in einen solchen. Die grundsätzlichen Maßnahmen der Instandhaltung sind dabei [44]:

- Inspektion: Feststellung und Beurteilung des Istzustandes durch Begehung, Sicht- und Funktionskontrolle; Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und Ableitung von weiteren Maßnahmen
- Wartung: Alle Maßnahmen zur Erhaltung der Funktion bzw. zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrates
- Instandsetzung: Maßnahmen zur Rückführung oder Wiederherstellung einer elektrischen Anlage in einen definierten funktionsfähigen Zustand
- Verbesserung: Kombination aller Maßnahmen zur Steigerung der Funktionssicherheit einer elektrischen Anlage ohne Änderung der Grundfunktionen [42]

Nach [44, 45] lassen sich dabei die folgenden Instandhaltungsstrategien unterscheiden, die auch miteinander im Netzbetrieb kombiniert werden können:

- Ereignisorientierte Instandhaltung
- Vorbeugende Instandhaltung
- Zustandsorientierte Instandhaltung
- Prioritätenorientierte Instandhaltung
- Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung

Die ereignisorientierte Instandhaltung wird nur nach einem Fehler an einem Betriebsmittel durchgeführt, um dieses wieder in einen geforderten Funktionszustand zurückzuführen. Sie verursacht hinsichtlich der eigentlichen Instandhaltungsmaßnahmen die geringsten Kosten. Folgekosten für Ausfall und ggf. Ersatz sind aber schwer abzuschätzen. Sie wird häufiger in elektrischen Versorgungsnetzen der unteren Spannungsebenen angewendet, da dort die Folgen von Betriebsmittelausfällen nur sehr begrenzt sind [45].

Die vorbeugende Instandhaltung wird in festgelegten Zeitabständen oder nach einer festgelegten Zahl von Nutzungseinheiten durchgeführt. Dabei wird der eigentliche Zustand des Betriebsmittels nicht berücksichtigt. Der Betriebsmittelzustand wird bei der zustandsorientierten Instandhaltung als Basis für die Instandhaltungsentscheidung genutzt. Wenn der Betriebsmittelzustand einen vorher definierten Grenzwert unterschreitet, werden Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt.

Die prioritätenorientierte Instandhaltung (auch: RCM, *Reliability-Centered Maintenance*) nutzt neben dem Betriebsmittelzustand auch die Priorität bzw. Wichtigkeit der Anlage für das jeweilige Netz für die Festlegung der Instandhaltungsmaßnahmen. Für die Bestimmung der Wichtigkeit können unter anderem detaillierte Zuverlässigkeitsanalysen herangezogen werden, um so den Einfluss jedes Betriebsmittels auf die Versorgungszuverlässigkeit des Netzes und damit seine Wichtigkeit ermitteln zu können [46].

Die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung nutzt nur die Wichtigkeit des Betriebsmittels und dessen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit als Entscheidungsgrundlage für die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen. Der individuelle Zustand des Betriebsmittels wird dabei nicht berücksichtigt. Der Begriff der „zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung“ wird aber auch in anderen Veröffentlichungen für die prioritätenorientierte Instandhaltung verwendet [45, 47].

### 2.1.2 Netzführung

Die wesentlichen Aufgaben der Netzführung sind in Tabelle 1 dargestellt und umfassen das sog. „Bedienen“ der Netze in Form von Schalten, Regeln, Überwachen und Steuern. Dabei ist die vorrangige Aufgabe der Netzführung, die vorhandenen Betriebsmittel so einzusetzen, dass zu jeder Zeit alle Verbraucher mit qualitativ ausreichender elektrischer Energie (Spannung, Frequenz) versorgt werden und dabei die einzelnen Betriebsmittel und das gesamte System vor Zerstörung durch beispielsweise Überlastung geschützt werden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, dass sowohl im Normalfall als auch bei Störungen das statische und dynamische Verhalten der Betriebsmittel in den Netzen überwacht und steuernd eingegriffen werden muss [48].

Unter dem Begriff Überwachen wird nach [49] das Anzeigen, Signalisieren und Verarbeiten von Meldungen und Messwerten aus den Netzanlagen und dem Leitsystem verstanden. Steuern und Regeln bezeichnen die Eingriffe in den Prozess über das Leitsystem und die Fernwirktechnik auf die Aktoren im Netz. Dieses sind beispielsweise Schaltgeräte und Stellantriebe. Zu der Steuerung zählt auch der manuelle Eingriff in den Netzbetriebsprozess durch das Betriebspersonal vor Ort auf Anweisung der Mitarbeiter in der Leitstelle.

Regel- und Steuereingriffe ergeben sich auch aus der Netzkapazitätsüberwachung und -optimierung, um jederzeit die Netzstabilität und einen sicheren Netzzustand zu gewährleisten. Ein sicherer Netzzustand ist dann gewährleistet, wenn im Netz die zulässigen technischen Parameter eingehalten werden. Auch bei einem Ausfall von einzelnen Netzbetriebsmitteln und Stromerzeugungseinheiten dürfen keine Gefährdungen, Überlastungen und unzulässigen Spannungsabweichungen auftreten, die eine Gefahr für die übrigen installierten Betriebsmittel hervorrufen könnten [50].

Zu den Regel- und Steuereingriffen zählen unter anderem auch die Spannungs-Blindleistungsoptimierung und lastflussbeeinflussende Maßnahmen wie die Spitzenlastoptimierung oder das Schalten von größeren Lasten und Einspeiseanlagen im Netz [50].

**Tabelle 1: Aufgaben der Netzleitstelle im Normal- und Störbetrieb [41]**

<b>Aufgaben der Netzleitstelle</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Erarbeitung von Normalschaltungen und Netzgliederung in Netzgruppen</li><li>• Überwachung von Lastfluss, Wirk- und Blindleistung, Spannung und Erdschlusskompensation</li><li>• Überwachen des Zustands und Verhaltens der Betriebsmittel</li><li>• Überwachen der Netzsicherheit</li><li>• Ausführen von ferngesteuerten Schaltmaßnahmen</li><li>• Anweisung und Überwachen von Schaltungen für das zugeordnete Netz</li><li>• Erfassen von Netz- und Betriebsmittelstörungen mit und ohne Versorgungsunterbrechungen</li><li>• Wiederversorgungs-/ Erstentstörungsmanagement für HS-/MS-/NS-Netze durchführen (inkl. Störungserkennung, Störungseingrenzung und -analyse, Einleitung der ersten Maßnahmen)</li><li>• Koordinierungsaufgaben in Großstörungsfällen</li><li>• Freischnittplanung durchführen</li><li>• Freischnittmanagement für Bau-, Instandhaltungs- und Inbetriebnahme-maßnahmen</li><li>• Mobile Mitarbeiter/ Bereitschaften disponieren und steuern</li><li>• Erteilung der Verfügungserlaubnis</li><li>• Erstellen von Lastflussanalysen für Topologieänderungen</li><li>• Systemdatenpflege in dem Netzleitsystem</li><li>• Führen des Betriebsberichts und der Störungsstatistik</li></ul>

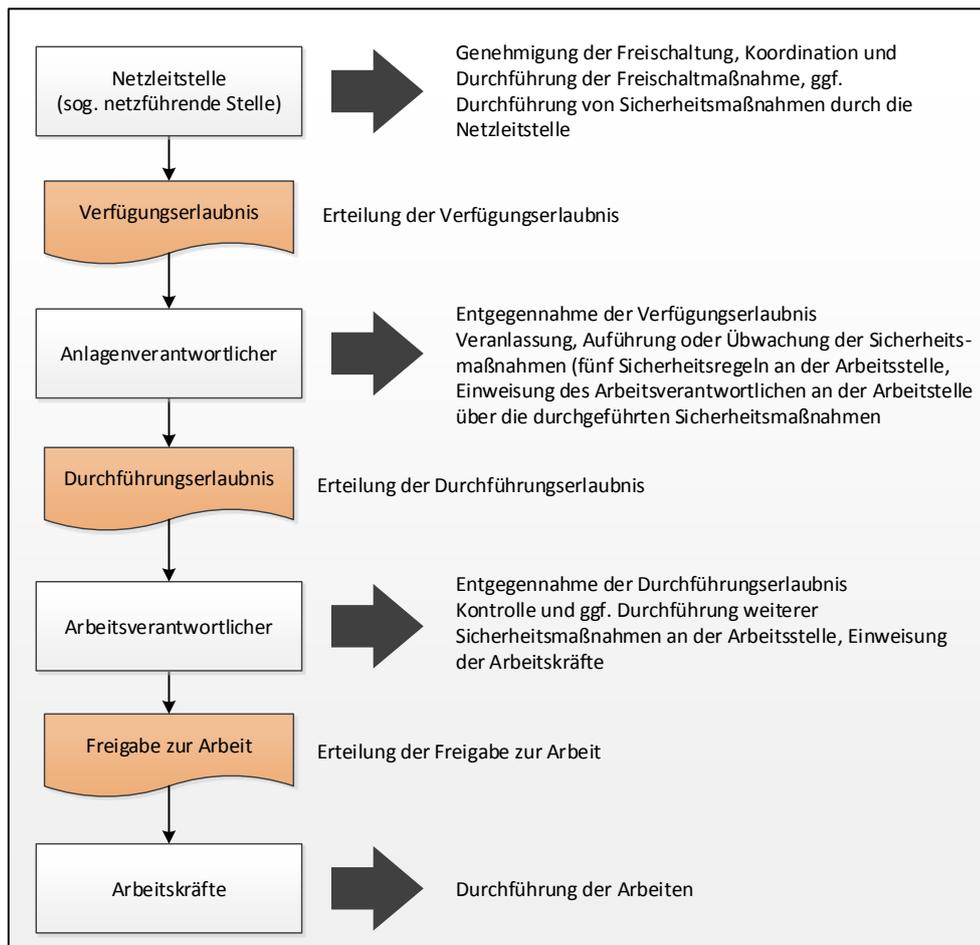
Ebenso zählt die Störungsbehebung, aus der sich schließlich die Instandsetzung als Teil der Instandhaltung ergibt, zu einer der wesentlichen Aufgabe der Netzführungsorganisation. Die eintretenden Störungen sind rechtzeitig zu erkennen und zielgerichtet alle notwendigen Maßnahmen zur Störungsbehebung einzuleiten. Weitere zur Netzführung gehörende Aufgaben sind in Tabelle 1 dargestellt. Bedingt durch unternehmensspezifische Festlegungen oder historische Entwicklungen können weitere Aufgaben hinzukommen oder Teilaufgaben entfallen.

Insbesondere das Freischnittmanagement bindet einen Großteil der Mitarbeiterressourcen mit bis zu 95 % der Arbeitszeit in den Leitstellen [50]. Für die Durchführung von Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen ist es vielfach erforderlich, dass die Arbeiten im spannungslosen Zustand durchgeführt werden. Aus diesem Grund müssen einzelne Betriebsmittel oder ganze Netzteile von allen Einspeisungen freigeschaltet und der Arbeitsbereich in einen spannungsfreien Zustand versetzt werden [39].

Über das Jahr gesehen findet eine Vielzahl von Instandhaltungs- und Baumaßnahmen in den jeweiligen Netzen statt, sodass in der Regel viele Maßnahmen parallel durchgeführt werden. Es ist deshalb auch die Aufgabe der Leitstelle die einzelnen Maßnahmen untereinander so zu koordinieren, dass eine Gefährdung des Netzzustandes und von Personen soweit wie möglich vermieden wird. Je nach Umfang der einzelnen Maßnahmen werden diese einige Wochen oder wenige Tage vorher bei der Netzleitstelle angemeldet. Diese Aufgabe wird unter dem Begriff Freischaltplanung zusammengefasst [50]. Die Anmeldungen beinhalten u. a. die Beschreibung des betroffenen Netzbereiches und des freizuschaltenden Teilnetzes, der Zeitpunkt und die voraussichtliche Dauer der Freischaltung. In der Netzleitstelle wird die Maßnahmenanmeldung auf Überschneidungen mit anderen parallelen Maßnahmen geprüft. Nach der Genehmigung werden für die Dauer der Maßnahme eventuelle Reservebetriebsmittel für weitere Instandhaltungsmaßnahmen gesperrt. Sollte jedoch zum Zeitpunkt der Maßnahmendurchführung das Reservebetriebsmittel nicht zur Verfügung stehen (z. B. durch einen Betriebsmittelfehler), kann die geplante Maßnahme nicht durchgeführt werden und muss verschoben werden.

Da in der Regel die Freischaltungen eine Reihe von aufeinander abgestimmten Einzelschaltungen erfordern, werden im Rahmen der Bearbeitung der Freischaltanmeldungen die Schalthandlungen im Vorfeld festgelegt und als sog. Schaltprogramm im Leitsystem hinterlegt. Die rechtzeitige Planung und die Erarbeitung von fertigen Schaltprogrammen vermindert erheblich die Gefahr von Fehlschaltungen und sorgt für eine zügige Durchführung der Schalthandlungen. Dadurch können Wartezeiten deutlich reduziert werden. Dieses Schaltprogramm wird dann am Tag der Maßnahmendurchführung aufgerufen und, sofern keine Änderungen notwendig sind, abgearbeitet. Die Schalthandlungen selbst können dabei in den Hochspannungsnetzen aufgrund des hohen fernwirktechnischen Ausstattungsgrades fast vollständig fernbedient durch die Netzleitstelle erfolgen. In den Mittel- und Niederspannungsnetzen müssen hingegen viele Schalthandlungen vor Ort auf Anweisung der Leitstelle durchgeführt werden. Im Netzleitsystem wird der vor Ort hergestellte Zustand anschließend nachgebildet oder nachgeführt.

Die freigeschalteten Anlagen- oder Netzteile werden dann zur weiteren Bearbeitung an den Anlagenverantwortlichen vor Ort durch die Erteilung der sog. **Verfügungserlaubnis** übergeben. Mit der Verfügungserlaubnis wird sichergestellt, dass innerhalb des verfügbaren Bereichs keine möglicherweise personengefährdenden Schalthandlungen durchgeführt werden.



**Abbildung 4: Organisatorischer Ablauf von Freischaltmaßnahmen in elektrischen Netzen nach [38]**

Der Anlagenverantwortliche ist dann für die Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln nach [38], die Einweisung des Arbeitsverantwortlichen in die Arbeitsstelle und die Erteilung der **Durchführungserlaubnis** an den Arbeitsverantwortlichen verantwortlich.

Mit der Durchführungserlaubnis wird dem Arbeitsverantwortlichen ein freigeschalteter, gesicherter und geordneter Arbeitsbereich übergeben. Dieser erhält, sofern er nicht selbst die fünf Sicherheitsregeln durchgeführt hat, eine Bestätigung über die Durchführung der fünf Sicherheitsregeln von dem Schaltberechtigten.

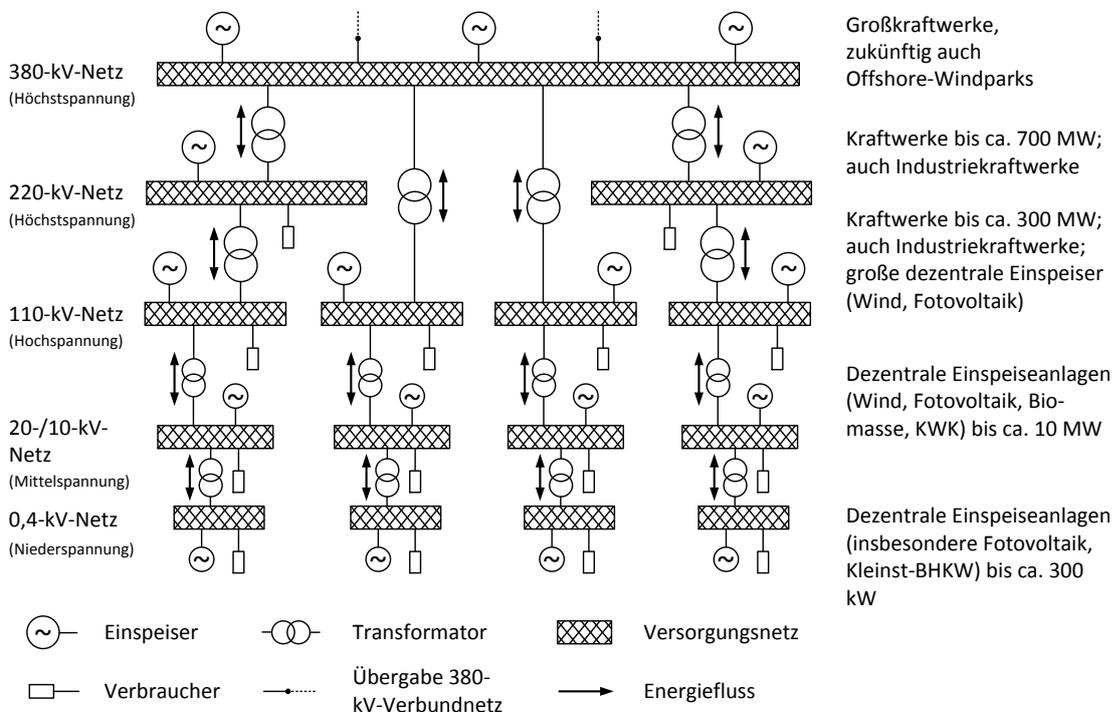
Der Anlagenverantwortliche und der Arbeitsverantwortliche müssen die Schaltungen in der elektrischen Anlage und den vorgesehenen Arbeitsplan für die durchzuführenden Arbeiten an, mit oder in der Nähe von elektrischen Anlagen miteinander abstimmen, bevor die Schaltungen durchgeführt werden oder mit der Arbeit begonnen wird. Prinzipiell ist es zulässig, dass der Anlagenverantwortliche und der Arbeitsverantwortliche ein und dieselbe Person ist [39].

Der Arbeitsverantwortliche erteilt nach Kontrolle, ggf. der Durchführung weiterer Sicherheitsmaßnahmen und der Einweisung der Arbeitskräfte vor Ort die **Freigabe zur Arbeit**. Damit kann mit den Arbeiten vor Ort begonnen werden [39].

Nach Arbeitsende erfolgt die Rückabwicklung in umgekehrter Reihenfolge und nach Rückgabe der Verfügungserlaubnis an die Leitstelle findet die Rückschaltung des Netzes in den Normalschaltzustand statt.

### 2.1.3 Organisationsstruktur der Netzführung

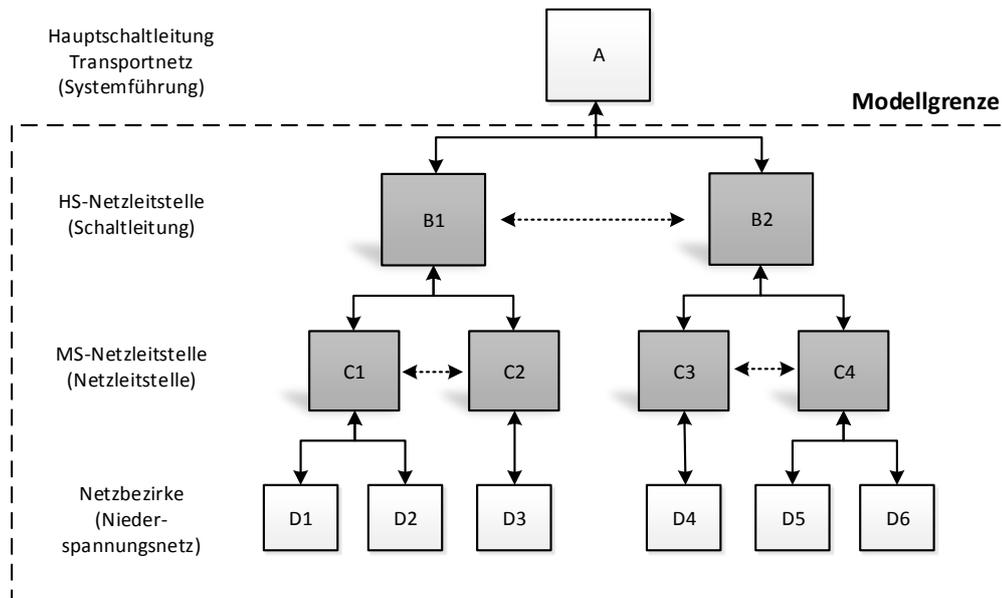
Die Organisationsstruktur der Netzführung für die verschiedenen Netzebenen orientiert sich in der Regel am hierarchischen Aufbau der elektrischen Energieversorgungsnetze in einzelne Spannungsebenen (vgl. Abbildung 5). Der hierarchisch strukturierte Aufbau



**Abbildung 5: Struktur von elektrischen Energieversorgungsnetzen, eigene Darstellung nach [51]**

der elektrischen Energieversorgungsnetze in Deutschland führt zu dem üblichen Idealschema arbeitsteilig organisierter Netzleitstellen, wie es in Abbildung 6 dargestellt ist.

In der Hierarchie am höchsten angesiedelt ist die Netzleitstelle für das Transportnetz, auch vielfach *Hauptschaltleitung* oder *Systemführung* genannt [53]. Sie führt das Transportnetz und besitzt Kommunikationsverbindungen über sog. Fernwirklinien zu allen Kraftwerken und 380-kV- und 220-kV-Umspannanlagen in ihrer Regelzone. Über diese Kommunikationsverbindungen werden alle Schalterstellungs-, Schutz- und Funktionsmeldungen und Messwerte fernübertragen. In der Gegenrichtung werden Schaltbefehle



**Abbildung 6: Idealstruktur einer hierarchischen Organisation der Netzführung [52]**

und Erzeugungssollwerte fernübertragen. Ferner kommuniziert die Netzleitstelle für das Transportnetz mit den Netzleitstellen der unterlagerten 110-kV-Netzen. Ebenso kommuniziert sie mit den benachbarten Netzleitstellen von Transportnetzbetreibern außerhalb ihrer Regelzone.

Unterhalb der Hauptschaltleitung gibt es in der Regel mehrere Netzleitstellen für die regional begrenzten 110-kV-Netze. In der Regel sind diese auch *Hauptnetzleitstelle* oder *Schaltleitung* genannten Netzleitstellen [53] für die Netzführung von mehreren miteinander verbundenen 110-kV-Netzen verantwortlich. Unter den Netzleitstellen für die 110-kV-Netze gibt es dann wiederum eine größere Anzahl von 20-kV-/10-kV-Netzleitstellen, die jeweils auch für mehrere Mittelspannungsnetze verantwortlich sind. Für die Niederspannungsnetze der öffentlichen Versorgung in Deutschland existieren keine (wie für die Hoch- und Mittelspannungsnetze vergleichbaren) zentralen Niederspannungs-Netzleitstellen. Entweder erfolgt die Netzführung für die Niederspannungsnetze, sofern es die Eigentumsverhältnisse ermöglichen, von der Netzleitstelle des jeweiligen Mittelspannungsnetzes, oder die Niederspannungsnetze werden indirekt über die jeweiligen Netzbezirksstandorte mitgeführt. Diese Aufgabe führt dort in der Regel der zuständige Bezirksmeister aus.

Die Weiterentwicklung der modernen Leitsysteme ermöglicht eine zunehmende Konzentration der Aufgaben an einem Netzführungsstandort, sodass an einem Standort jeweils mehrere Leitplätze gebündelt werden. Die Netzleitstellen können zentral die 110-kV-Netze fernüberwachen und alle Schalt- und Steuergeräte fernsteuern. Die Netzleitstellen für die Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze hingegen haben vielfach nur Fernwirkverbindungen zu den Betriebsmitteln der speisenden 110-kV-/20-kV- bzw.

110-kV-/10-kV-Umspannanlagen und erhalten von hier die Meldungen und Messwerte. Zusätzlich können ggf. noch einige wenige Netzstationen im Mittelspannungsnetz ferngesteuert werden. In der Regel bestehen jedoch zu den Mittelspannungsstationen und den Niederspannungsnetzen keine Möglichkeiten zur Fernüberwachung und Fernsteuerung. Dieses bedeutet, dass Schalthandlungen nur durch Personal vor Ort durchgeführt werden können und notwendige Informationen für die Störungsanalyse auch nur durch das Personal vor Ort an die Netzleitstelle gelangen.

Der hierarchische Aufbau ermöglicht eine klare und eindeutige Zuordnung der Netzführungsverantwortung. Im Idealfall ist für jedes Betriebsmittel und in sich abgegrenzte Netzgebiet nur genau eine Netzleitstelle und dort jeweils nur ein Leitplatzmitarbeiter zuständig und kann dadurch ohne weitere Rücksprachen mit anderen Netzleitstellen auf das jeweilige Betriebsmittel einwirken. Eine Koordination und eindeutige Absprache mit anderen Leitstellen ist in der Regel nur an den jeweiligen Systemgrenzen der Netzführungsgebiete notwendig, falls dort beispielsweise durch Wartungsarbeiten, Baumaßnahmen oder andere Instandhaltungsmaßnahmen Betriebsmittel freigeschaltet werden müssen. Ebenso ist dieses der Fall, wenn wesentliche Änderungen im Leistungsaustausch oder Störungen, die auf sich auch auf andere Netzgebiete auswirken, auftreten.

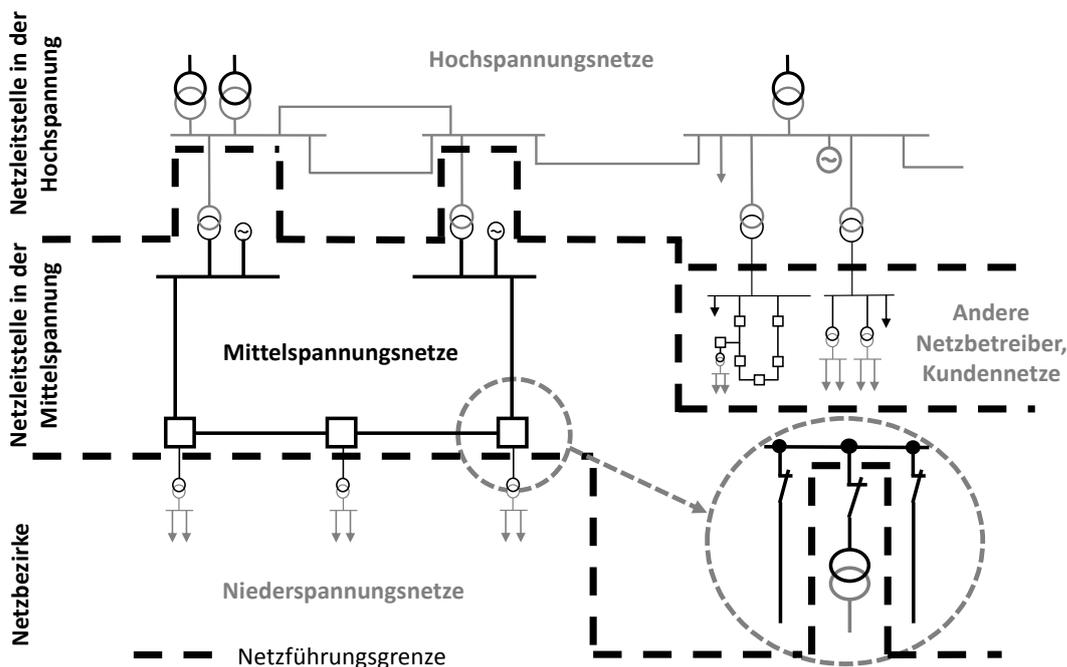


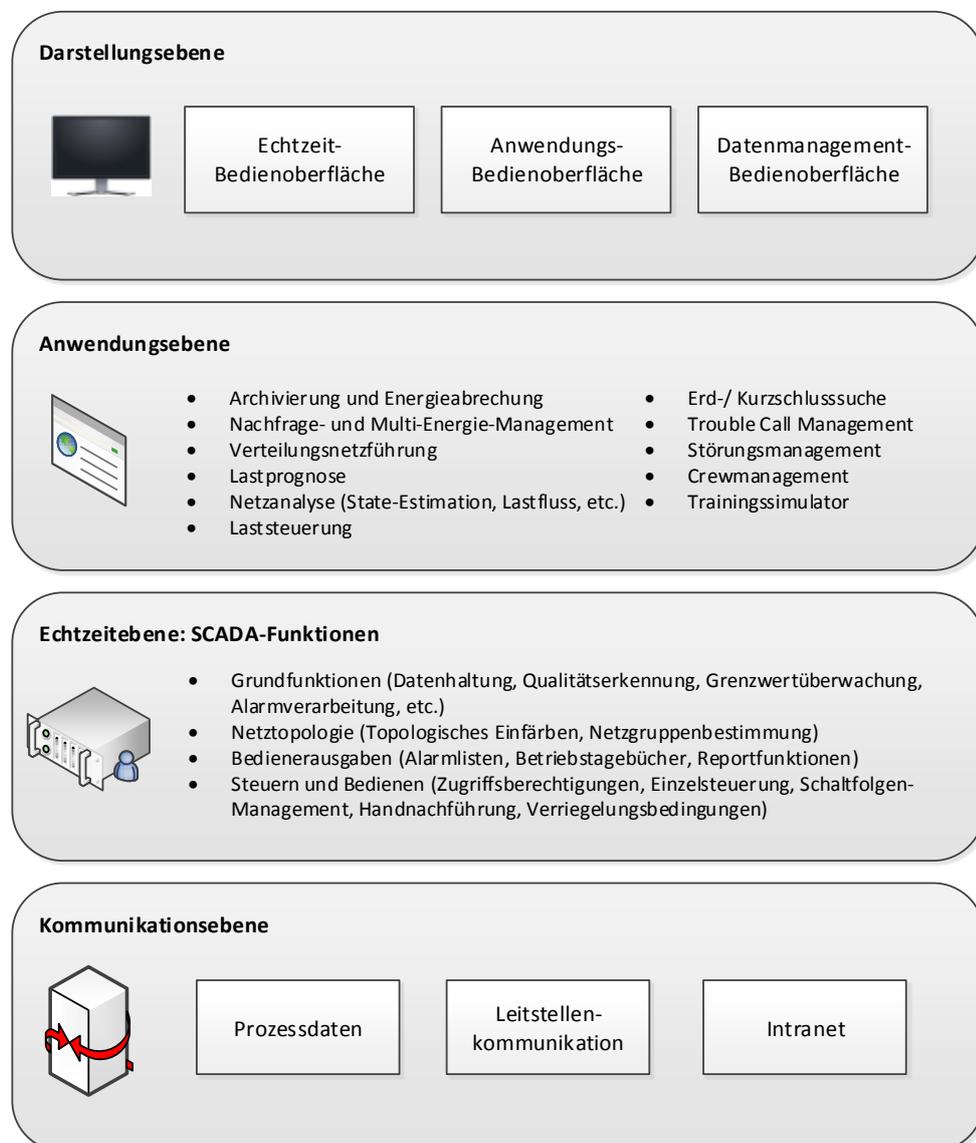
Abbildung 7: Netzführungs Grenzen zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen

Abbildung 7 zeigt die häufig in der Praxis vorgenommene Aufteilung der Netzführungsverantwortung zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen. Die Abgrenzungen zwischen den einzelnen Netzleitstellen sind üblicherweise die Schaltgeräte an den Systemgrenzen. So bilden die überspannungsseitigen Schaltgeräte an den Netz-

transformatoren in Abbildung 7 die Netzführungsgrenze zu der unterlagerten Netzführungsebene. Die genaue Festlegung der Netzführungsgrenzen wird in der Regel durch entsprechende vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern oder Netzbetreibern und Kunden eindeutig festgelegt und im Leitsystem hinterlegt.

### 2.1.4 Netzleitsysteme

Die Netzführungsaufgaben der Verteilungsnetze werden mit Hilfe von Netzleitsystemen durchgeführt. Die wesentliche Aufgabe von Netzleitsystemen ist es, die Prozessinformationen wie Mess- und Zählwerte und Netzmeldungen in Echtzeit zentral an die Netzleitstelle zu übermitteln und dort für den Leitstellenmitarbeiter möglichst übersichtlich aufbereitet darzustellen. Sie sollen den Mitarbeiter bei der effizienten Bearbeitung sei-



**Abbildung 8: Struktur und Funktionsüberblick von Netzleitsystemen in Verteilungsnetzen, eigene Darstellung nach [54]**

ner Aufgaben (siehe Tabelle 1) unterstützen.

Abbildung 8 zeigt die grundsätzliche Struktur und den Funktionsumfang von Netzleitsystemen in der Verteilungsnetzebene [54]. Moderne Netzleitsysteme sind üblicherweise in verschiedenen Ebenen (sog. Domänen) aufgebaut, die unabhängig voneinander laufen und über definierte Schnittstellen miteinander verbunden sind. Der modulare Aufbau erlaubt einen flexible Aufbau der leicht umstrukturiert und skaliert werden kann.

#### **2.1.4.1 Kommunikationsebene**

Die unterste Ebene bildet die Kommunikationsebene. Hier erfolgt die Anbindung des Leitsystems an die Prozessdaten der Betriebsmittel (Primärtechnik) über die sog. Feld- und Stationsleittechnik vor Ort. Die Feld- und Stationsleittechnik übernimmt aber auch lokal prozessnahe Aufgaben wie den Schutz der Netzbetriebsmittel vor Beschädigungen durch Fehlbedienung, Überlastung oder Störungen (z. B. Kurzschluss). Die Normenreihe IEC 61850 ist das international einheitliche Übertragungsprotokoll für die Kommunikation zwischen den Bereichen Prozess (Wandler, Schalter), Feldebene (Schutz, Steuerung) und Stationsleittechnik (Bedienplatz, Fernwirkkopplung) [54].

Ebenso erfolgen über die Systeme der Kommunikationsebene die Anbindung anderer Leitstellen und die Anbindung an unternehmensinterne Rechnernetzwerke (z. B. Intranet) für den Zugriff von Büroarbeitsplätzen [54].

#### **2.1.4.2 Echtzeitebene**

Die Echtzeitebene stellt die Grundfunktionen des Netzleitsystems (die sog. SCADA-Funktionen<sup>2</sup>) zur Verfügung. Die SCADA-Funktionen ermöglichen die Prozessvisualisierung des Energieversorgungsnetzes für die ankommenden Meldungen und Messwerte. Zum einen sind dieses z. B. die Meldungen über die Betriebsmittelzustände wie Schalterstellungen, Stufenschalterstellung, etc. und zum anderen Messwerte wie Spannungen, Ströme, Temperaturen und Frequenz. Die Systeme sind so ausgelegt, dass die ankommenden und abgehenden Informationen in einen Quasi-Echtzeitbetrieb verarbeitet werden [41]. Ebenso stellen die SCADA-Funktionen die Möglichkeiten zur Verfügung, die Steuerungs- und Regelungsbefehle zu den jeweiligen Betriebsmitteln weiterzuleiten [54].

Neben den klassischen SCADA-Funktionen stellen die Systeme dieser Ebene die Möglichkeiten für die Erstellung von Alarmlisten und Betriebsprotokollen zur Verfügung.

---

<sup>2</sup> engl.: SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition

Die Alarmlisten liefern eine Übersicht über die aktuellen Ereignisse (Netzmeldungen) und erlauben es dem Netzleitstellenmitarbeiter den Meldungsverlauf der jüngsten Vergangenheit einzusehen und zu bearbeiten (z. B. zu quittieren). In den Betriebstagebüchern werden die Ereignisse chronologisch gespeichert und für spätere Auswertung archiviert. U. a. können aus den Betriebstagebüchern im späteren die Störungsstatistiken erzeugt werden [54].

Ebenso sind die Steuerungs- und Bedienfunktionen in dieser Ebene implementiert. Mittels Zugriffsberechtigungen können Schaltberechtigungen, Zugriffsrechte und Verantwortungsbereiche klar definiert werden, sodass unberechtigte Schalthandlungen oder Manipulationen ausgeschlossen werden. Jede Bedienhandlung wird vorher vom System überprüft und unberechtigte Zugriffe abgewiesen [54].

Schalthandlungen als sog. Einzelsteuerungen können von jedem Leitstellenmitarbeiter an den vorgesehenen Leitplätzen durchgeführt werden, sofern die Schaltgeräte über Fernwirkgeräte oder Leitstellenkopplungen mit dem Leitsystem verbunden sind. Ein umfassendes Sicherheitskonzept erfordert, dass Steuerungen immer in zwei Bedienschritten durchgeführt werden. So werden versehentliche Fehlbedienungen verringert [54].

Eine wesentliche Unterstützungsfunktion des Leitstellenmitarbeiters in seiner täglichen Arbeit ist das sog. Schaltfolgen-Management. Das Schaltfolgen-Management ermöglicht stationsübergreifende Schaltfolgen und vorbereitete Schaltabläufe in den Verteilungsnetzen für umfangreichere Netzänderungen. Eine Schaltfolge speichert dabei die einzelnen durchzuführenden Bedienschritte im Leitsystem ab. Diese können später vom Leitstellenmitarbeiter im Echtzeit-Betrieb aufgerufen und automatisiert abgearbeitet werden. Das Schaltfolgen-Management wird für längerfristig geplante Schaltungen als auch zur schnellen Wiederversorgung im Störfall eingesetzt [54].

### **2.1.4.3 Anwendungsebene**

Die Anwendungsebene stellt die sog. HEO-Funktionen (HEO – höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen) zur Verfügung, die zusätzlich die Mitarbeiter bei der komplexen Aufgabe der Netzführung unterstützen. Je nach Art des zu überwachten Netzes unterscheiden sich die hier abgebildeten Funktionen. In Abbildung 8 sind die gängigen Applikationen (Funktionen) von Leitsystemen in Verteilungsnetzen dargestellt. Verteilungsnetz-Applikationen sind speziell auf die Betriebsführung von Verteilungsnetzen zugeschnitten. Verteilungsnetze sind dadurch ausgezeichnet, dass es zum einen eine sehr große Anzahl von Stationen gibt und auf der anderen Seite nur eine beschränkte Anzahl an Messwerten und übertragenen Schalterstellungen zur Verfügung

stehen. Dadurch entstehen insbesondere bei dem Einsatz von Netzberechnungen, -optimierungen und -analysen starke Einschränkungen. Fehlende Messwerte werden vielfach durch geeignete Annahmen in Form von Lastprofilen ersetzt. Weitere unterstützende Applikationen für Verteilungsnetze sind topologiebasierte Fehlerortung, Fehlerisolierung, und Erdschlusssuche [54].

Spezielle Applikationen unterstützen auch in der Verteilungsnetzebene die automatische oder halb automatische Durchführung von geplanten Freischaltmaßnahmen. Da nur eine begrenzte Anzahl von Schaltgeräten in der Mittelspannung ferngesteuert geschaltet werden können, müssen bei den Schaltprogrammen auch manuelle Schalthandlungen vor Ort berücksichtigt werden. Ebenso unterstützen die Leitsysteme die Mitarbeiter bei dem Arbeitseinsatzmanagement und Aktivierung der operativen Mitarbeiter vor Ort. Somit ist im Störfall eine schnelle Alarmierung und effiziente Einsatzsteuerung der Mitarbeiter vor Ort möglich [54].

#### 2.1.4.4 Darstellungsebene

Die oberste Ebene bildet die Darstellungsebene und erlaubt die Kommunikation des Anwenders mit dem System. Dieses beinhaltet die Darstellung des Systemzustandes und Berechnungsergebnissen und die Eingabe von Daten und Befehlen. Bei der Darstellungsebene wird zwischen dem Echtzeit-Kontext, Anwendungskontext und Daten-Management-Kontext unterschieden [54].

Der **Echtzeit-Kontext** stellt die Bedienumgebung und das Datenmodell für das dem Anwender zugeordnete Netz zur Verfügung und ermöglicht einen direkten Zugriff in Echtzeit auf alle Prozess- und Feldgeräte. Der **Anwendungskontext** ermöglicht Simulationen von betrieblichen Aufgaben auf Basis realer oder simulierter Prozessdaten. Dieser Kontext wird vorwiegend für technische Studien oder Planungen eingesetzt. Der **Daten-Management-Kontext** stellt die Umgebung für Dateneingaben und Datenänderungen parallel und rückwirkungsfrei zum Echtzeit-System zur Verfügung [54].

#### 2.1.5 Personaleinsatz

##### Netzleitstellen und Leitplatzressource

Die permanente Überwachung der Netze und eine schnelle Reaktion auf Störungen und Abweichungen vom Normalbetrieb erfordern eine ununterbrochene personelle Präsenz, die durch eine rund um die Uhr Besetzung der Leitstellen gewährleistet ist. Der Mitarbeiterereinsatz erfolgt im Wechselschichtdienst mit einer in der Regel unterschiedlich starken Besetzung der verschiedenen Schichtdienste. Üblicherweise ist der Wechselschichtdienst während der Woche als Dreischichtbetrieb und am Wochenende als Zwei-

schichtbetrieb organisiert. Der Dreischichtbetrieb teilt sich in Früh-, Spät und Nachtschicht auf, wobei die Arbeitszeiten für die einzelnen Schichten je nach Netzbetreiber variieren. An Wochenenden erfolgt meist eine Unterteilung in zwei Zwölf-Stunden-Schichten [50].

Die Leitstelle gliedert sich in mehrere Leitplätze auf, die jeweils separat für verschiedene Netzgebiete zuständig sind. Die Anzahl der Leitplätze ist abhängig von der Größe der zu betreuenden Netzgebiete und damit von der Versorgungsdichte, der geografischen Lage, den Stromkreislängen und der Anzahl der Schaltanlagen [50]. Dabei wird vielfach mindestens ein Reserveplatz für Störungen und besondere Betriebsereignisse in Form von Großstörungen vorgesehen. Dieser kann auch für Parametrier- und Prüfarbeiten genutzt werden. Die Leitstellenmitarbeiter sind in der Regel ausgebildete Meister oder Ingenieure und besitzen in den zu betreuenden Netzgebieten eine umfangreiche Erfahrung. Sie müssen eine Schaltberechtigung und Schaltanweisungsberechtigung besitzen und sind zur Beherrschung der auftretenden kritischen Netzsituationen geschult [49].

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird ein mit einem **Mitarbeiter besetzter Leitplatz** auch „*Leitplatzressource*“ bezeichnet.

### **Operative Mitarbeiter (Ressource)**

Die Verteilungsnetze werden zentral von der zuständigen Netzleitstelle geführt. Für die Durchführung der operativen Tätigkeiten im Netzbetrieb vor Ort sind **mobile Mitarbeiter** im Einsatz, die im folgenden auch als „*operative Ressourcen*“ bezeichnet werden. Eine Ressource beinhaltet immer den oder die Mitarbeiter (als Arbeitsteam) inkl. des Fahrzeuges und sonstiger notwendiger Sondergeräte (z. B. Notstromaggregat, Steiger).

In der Regel werden die zum Kerngeschäft eines Netzbetreibers definierten Tätigkeiten durch die eigenen operative Ressourcen ausgeführt (z. B. Schalthandlungen, Inspektionen und Entstörung durchführen) [36, 55] und für alle anderen Tätigkeiten, die nicht zum eigentlichen Kerngeschäft des Netzbetreibers gehören (z. B. Tiefbau, Anschlussherstellung, Anlagenbau), werden Fremddienstleister eingesetzt. Der Ressourcenbedarf für den operativen Netzbetrieb wird zu 95 % aus den planbaren Tätigkeiten bestimmt, da die Störungsbearbeitung nur ca. 5 % des gesamten Arbeitsbedarfs ausmacht [37]. Nichts desto weniger ist eine ausreichende Verfügbarkeit der operativen Ressourcen für die Störungsbearbeitung und für eine rasche Versorgungswiederherstellung im Falle von Unterbrechungen unabdingbar.

Die Qualifikation der Ressource bestimmt die jeweilige Verwendbarkeit für die Durchführung der planbaren und störungsbedingten Tätigkeiten. Gemäß [44] dürfen Maß-

nahmen zur Instandhaltung nur von Personen durchgeführt werden, die spezielle, nachgewiesene Fachkenntnisse besitzen. Dabei sind je nach Umfang und Schwierigkeitsgrad der durchzuführenden Tätigkeit unterschiedliche Qualifikationen der eingesetzten Ressourcen erforderlich. So werden für die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen in den Hochspannungsnetzen andere Qualifikationen benötigt als in der Mittel- und Niederspannung [37]. Inzwischen ist es aber auch gängige Praxis, dass bei einem kombinierten Netzbetrieb in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen für die Entstörung Ressourcen mit dem gleichen Basisqualifikationsprofil eingesetzt werden [31].

Während der normalen Arbeitszeit befinden sich die Ressourcen für die Durchführung der planbaren Tätigkeiten (Instandhaltung, Bau- und Projektgeschäft), der Freischaltungsaufgaben und zur Störungsbeseitigung im zugeordneten Netzgebiet. Die Einsatzplanung und Steuerung der operativen Ressourcen für die einzelnen Maßnahmen erfolgt heute in der Regel mit Hilfe von IT unterstützten Workforce-Managementsystemen zentral durch Disponenten [56, 57]. Außerhalb der Normalarbeitszeit werden Rufbereitschaftsdienste in den Netzbezirken vorgehalten, die zur Störungsbeseitigung durch die Netzleitstellen aktiviert werden. Die Besetzung der Rufbereitschaften ergibt sich aus den Anforderungen des Netzes und betrifft nur eine kleine Teilmenge der normalen Ressourcen aus dem Tagdienst. Mitunter werden für das Störungsmanagement neben dem klassischen Einschichtbetrieb auch Organisationsvarianten mit Wechselschichten [58] oder sogar einem 24h-Entstördienst angewendet [32]. Je nach zeitlicher Verteilung der Störungsereignisse kann dadurch eine Optimierung der Ressourcenverfügbarkeit für die Entstörung erzielt werden.

## 2.2 Versorgungsqualität

Bevor die Ausgestaltung der Anreiz- und Qualitätsregulierung in Deutschland näher dargestellt wird, soll im Folgenden der Begriff der Versorgungsqualität und die Kenngrößen zur Beschreibung eben dieser näher erläutert werden.

Generell werden unter dem Begriff „Versorgungsqualität“ eine Vielzahl von Einzelaspekten subsumiert [59, 60]:

- Versorgungssicherheit (*Security of Supply*)
- Versorgungs- bzw. Produktqualität (*Quality of Supply*)
- Versorgungszuverlässigkeit (*Reliability of Supply*)
- Servicequalität (*Commercial Quality*)

Die Aspekte der Versorgungssicherheit und der Servicequalität sind zumindest zur Zeit nach [61] keine Bestandteile und Beurteilungsgrundlage für die Qualitätsregulierung in Deutschland. Die Versorgungssicherheit gliedert sich dabei in die beiden Teilbereiche

- langfristige Versorgungssicherheit (physikalische Verfügbarkeit von elektrischer Energie in einer ausreichenden Menge und zu kostenorientierten und transparenten Preisen) und
- kurzfristige Versorgungssicherheit (betriebliche Sicherheit)

auf [54].

Die Servicequalität beschreibt die Qualität des Services des Netzbetreibers im Umgang mit dem Kunden. So können z. B. garantierte Mindeststandards für die Reaktionszeiten auf Kundenanfragen, Termineinhaltung, Fehlerbehebungszeiten und die Qualität der Rechnungslegung festgelegt werden.

Der Aspekt der Versorgungs- bzw. Produktqualität beschreibt die Einhaltung von Mindeststandards des „Produktes Strom“, also insbesondere die Spannungs- und Frequenzhaltung. Daher beschreibt die Spannungsqualität den technischen Bereich der Produktqualität. Normativ ist nach IEC 61000-4-30:2003 [62] die Spannungsqualität (*Power quality*) definiert als „*Power quality characteristics of the electricity at a given point on an electrical system, evaluated against a set of reference technical parameters. These parameters might, in some cases, relate to the compatibility between electricity*“. Dabei wird die Spannungsqualität auch unmittelbar in Bezug zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) der angeschlossenen Geräte gebracht. Die reale Spannungsqualität ist maßgeblich durch die Emissionen aller an das Netz angeschlossenen Kundenanlagen und deren elektrischen Geräten und der Netzimpedanz bestimmt [54].

Die Merkmale der Spannungsqualität werden u. a. in Form von Kenngrößen für langsame und schnelle Spannungsänderungen, Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Flicker und Spannungsunsymmetrien beschrieben. Die Festlegung von zulässigen Grenzwerten für die verschiedenen Merkmale der Spannungsqualität ist in der DIN EN 50160 „*Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen*“ erfolgt [63]. Daneben gibt es noch eine Reihe von Normen aus dem Bereich der EMV (IEC/EN 61000-x), welche neben der Definition von Verträglichkeitspegeln auch zulässige Grenzwerte für Störemissionen spezifizieren [54].

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen [64]. Die ARegV hingegen verwendet nicht direkt den Begriff der Versorgungszuverlässigkeit, sondern stattdessen in § 19 Abs. 1 ARegV die beiden Begriffe der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit. Demnach ist die Netzzuverlässigkeit „die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die

Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen“ [61]. Unter Netzzuverlässigkeit wird somit vorrangig die unterbrechungsfreie Verfügbarkeit von elektrischer Energie am Anschluss des Netznutzers verstanden.

Dabei wird die Verfügbarkeit der Energieversorgungsnetze durch eine Vielzahl von verschiedenen Einwirkungen beeinflusst. Ausgangspunkt für die Betrachtung von Einwirkungen auf ein Energieversorgungsnetz ist immer ein Netz in einem „normalen Betriebszustand“. Dieser ist nach [64] durch

- eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Letztverbraucher und Weiterverteiler,
- eine Einspeisung aller angeschlossenen Einspeiser,
- einen intakten Isolationszustand sowie
- einer von der Betriebsführung gewollten Schalttopologie

gekennzeichnet. Diese gewollte Schalttopologie wird in der Regel über längere Zeiträume festgelegt und soll einen optimalen und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten. Man spricht in diesem Zusammenhang von einem Normalschaltzustand oder Regeltopologie [52]. Abweichungen vom Normalschaltzustand entstehen im Wesentlichen durch geplante, vorhersehbare und unvorhersehbare Einwirkungen [53].

Geplante und vorhersehbare Einwirkungen entstehen z. B. durch geplante Außerbetriebnahmen von Betriebsmitteln für Instandhaltungsmaßnahmen (z. B. Wartung und Instandsetzung), Netzbau- und Netzausbaumaßnahmen. Sowohl die Abweichung von dem Normalschaltzustand als auch die Außerbetriebnahme von Betriebsmitteln können zu einem verletzbaren Netzzustand führen. Bei einem zusätzlichen ungeplanten Ereignis kann es ggf. zu Versorgungsunterbrechungen kommen. Eine ungewollte Änderung des normalen Betriebszustandes wird hingegen als Fehler bezeichnet, der zu dann zu einer Störung führt [53]. Somit leiten Fehler immer eine Störung ein. Die Störung beinhaltet den Gesamtablauf vom Eintritt des Fehlers mit allen Auswirkungen im Netz bis zur Störungsbeseitigung [64]. Fehler können durch unterschiedliche Ursachen entstehen [4]:

- Durch unmittelbare Betriebsmittelfehler z. B. in Form von Kurzschlüssen an einem Betriebsmittel wird das Betriebsmittel oder eine Gruppe von Betriebsmitteln entsprechend einem Schutzkonzept ausgeschaltet.
- Durch fehlerhafte Schalthandlungen können Störungen entstehen oder sich ausweiten. Dabei unterscheidet man zwischen dem Versagen eines Schaltgerätes durch einen Betriebsmittelfehler und einer Fehlschaltung, also dem unbeabsichtigten Schalten eines Schaltgerätes. In beiden Fällen kann es zu einer Störungsausweitung kommen.

- Durch Schutzfehlfunktionen können ebenfalls Störungen entstehen. Hier unterscheidet man zum einen zwischen einer unabhängigen (spontanen) Schutzüberfunktion, die ohne einen Kurzschluss im Netz zu einer Auslösung des Schutzsystems führt. Zum anderen führt das Versagen eines Schutzsystems z. B. bei einem Sammelschienen-Differentialschutz bei einem Sammelschienenkurzschluss zu einer Störungsausweitung, da jetzt das übergeordnete Schutzsystem eingreifen muss.

Für die Definition von Versorgungsunterbrechungen gibt es in den internationalen und nationalen Normen und Regelungen mehrere voneinander abweichende Spezifikationen.

Seitens der regulatorischen Vorgaben [65] werden Versorgungsunterbrechungen mit der Nichtverfügbarkeit der Elektrizitätsversorgung für einen oder mehrere Netznutzer (Letztverbraucher und Weiterverteiler) beschrieben, wobei die Versorgungsspannung an der Übergabestelle zu einem Netzbetreiber einen Wert von Null oder nahe Null hat. Die beiden Normen TR 50555 [66] und EN 50160 [63] unterscheiden bei der Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen und differenzieren zwischen kurzen und langen Versorgungsunterbrechungen. Kurze Versorgungsunterbrechungen haben eine Unterbrechungsdauer bis zu maximal drei Minuten, lange Versorgungsunterbrechungen haben eine Unterbrechungsdauer von mehr als drei Minuten [54].

Eine Störung mit Versorgungsunterbrechung im Sinne der FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [67] liegt immer dann vor, wenn die Versorgung eines oder mehrerer Netznutzer länger als 1 Sekunde unterbrochen wird, unabhängig davon wie viele Leiter betroffen sind [67]. Diese Störungen sind durch den Netzbetreiber gemäß der von der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) vorgeschriebenen Berichtspflichten zu dokumentieren. Sind Letztverbraucher und ggf. Weiterverteiler länger als 3 Minuten spannungslos, so muss zudem die Versorgungsunterbrechung der BNetzA gemeldet werden [68].

Im Sinne der FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [67] und der Vorgaben durch die BNetzA [68] liegt auch dann eine Störung vor, wenn durch eine von der Betriebsführung geplante Ausschaltung eine Versorgungsunterbrechung bei Letztverbrauchern bzw. Weiterverteilern hervorruft. Dauert diese Versorgungsunterbrechung länger als 3 Minuten ist diese gesondert zu melden. Allerdings liegt nur dann eine geplante Versorgungsunterbrechung vor, wenn diese Abschaltung mit vorheriger Benachrichtigung bzw. Absprache der betroffenen Letztverbraucher bzw. Weiterverteiler erfolgt ist. Ist

diese Benachrichtigung unterblieben, handelt es sich ebenfalls um eine ungeplante Versorgungsunterbrechung.

Im Rahmen der Berichtspflichten der Netzbetreiber gegenüber der BNetzA wird nur die Leistungsentnahme von Letztverbrauchern bzw. Weiterverteilern berücksichtigt. Eventuelle Auswirkungen auf Erzeugungsanlagen werden aktuell (noch) nicht betrachtet [68].

Die Statistik der BNetzA [68] unterscheidet fünf verschiedene Störungskategorien<sup>3</sup> bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen:

- „*Atmosphärische Einwirkungen*“ (z. B. Gewitter, Sturm, Eis, Schnee, Hochwasser, Kälte, Hitze)
- „*Einwirkung Dritter*“ (z. B. Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Erd- und Baggararbeiten, Fahrzeuge, Drachen, etc.)
- „*Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass*“ (z. B. Überlastung von Betriebsmitteln, Betätigen von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen, Fehlbedienung, Störungen an Hilfs-, Schutz- und sonstigen technischen Einrichtungen, Versorgungsunterbrechungen ohne erkennbaren Anlass)
- „*Rückwirkungsstörung*“ (z. B. Versorgungsunterbrechung aufgrund von Störungen im unter- oder überlagerten Netz)
- „*Höhere Gewalt*“ (z. B. durch Sturm mit Windstärken ab 10, Orkan, Erdbeben, Streik, Terroranschläge)

Der Einfluss der Störungen auf den Netzzustand selber kann mittels des in Abbildung 9 dargestellten Zustandsdiagramm näher beschrieben werden.

Generell unterscheidet man für die Verteilnetze zwischen den Zuständen

- Normalbetrieb,
- gefährdeter Betrieb (verletzbar, *at-risk*) und
- gestörter Betrieb.

---

<sup>3</sup> Bezeichnung der Störungskategorien bezieht sich auf [68]

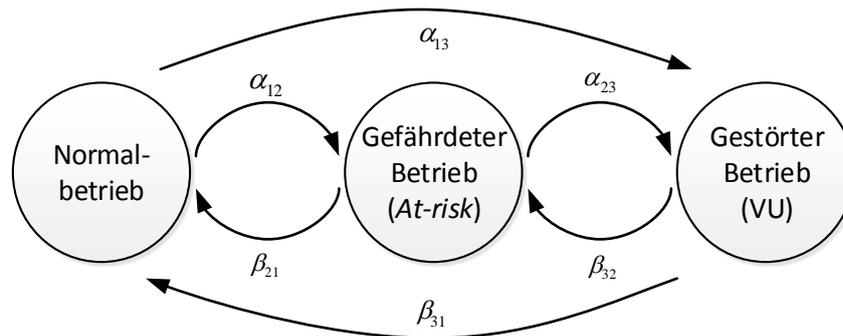


Abbildung 9: Zustandsdiagramm für den Netzzustand, eigene Darstellung nach [69]

Im Netzzustand „Normalbetrieb“ liegt der normale, vorgesehene Betriebszustand vor. Für redundant aufgebaute Netze ist das (n-1) Prinzip gewährleistet, wenn der Ausfall eines Betriebsmittels nicht zu einer Störung mit Versorgungsunterbrechung führt. Man kann somit sagen, dass sich das Netz in einem „robusten“ Zustand befindet [41].

Mit einer Übergangsrate  $\alpha_{12}$  (z. B. durch den Ausfall einer Leitung oder eines Transformators) wechselt das (n-1) geplante Netz in den Netzzustand „gefährdeter Betrieb“. Noch kommt es zu keiner Betriebsmittelüberlastung und zu keiner Versorgungsunterbrechung bei Kunden. In diesem Zustand ist das Netz allerdings nicht mehr vollständig redundant ausgelegt. Ein weiterer Betriebsmittelausfall kann jetzt zu einer weitreichenden Störung mit Versorgungsunterbrechungen führen. Das Netz befindet sich dann in dem sog. „gestörten Betrieb“. Dieses erfolgt entweder mit der Übergangsrate  $\alpha_{23}$  aus dem gefährdeten Betrieb oder mit der Übergangsrate  $\alpha_{13}$  aus dem Normalbetrieb.

Aber nicht nur ungewollte Betriebsmittelausfälle führen in einen gefährdeten Netzzustand (*gefährdeter Betrieb*), auch geplante Freischaltungen von Betriebsmitteln für z. B. Instandhaltungsmaßnahmen führen zu einer Schwächung des Netzes. Ziel der Freischaltplanung ist es daher, den gefährdeten Netzzustand weitgehend zu verhindern oder die Zeitdauer dafür zu minimieren.

In den meisten heute betriebenen Mittel- und Niederspannungsnetzen der öffentlichen Versorgung kommt es durch Störungen zunächst zu einer Versorgungsunterbrechung. In diesen Fällen wechselt der Netzzustand direkt von dem Normalbetrieb in den gestörten Betrieb mit der Übergangsrate  $\alpha_{13}$ . Durch Schalthandlungen im Rahmen der eingeleiteten Wiederversorgung, durch Netzersatzanlagen oder durch Reparatur des ausgefallenen Betriebsmittels kann das Netz wieder in den Normalbetrieb oder zunächst den gefährdeten Betrieb überführt werden. Diese Rückführung in den Normalbetrieb geschieht mit der Übergangsrate  $\beta_{31}$  und in den gefährdeten Betrieb mit der Übergangsrate  $\beta_{32}$ .

Nach [30] und [31] lässt sich das Risiko, das im gefährdeten Netzzustand vorherrscht, durch die Größe *power-at-risk*  $P_{\text{risk}}$  beschreiben. Diese Größe ist definiert als die potenziell ausgefallene Leistung im Fall weiterer Betriebsmittelausfälle.

Die Netzzuverlässigkeit kann in ihrer Auswirkung durch die Beschreibung der Unterbrechungsdauer, das Ausmaß und die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen beschrieben werden. Hierzu hat die bei der UNIPEDE<sup>4</sup> angesiedelten DISQUAL-Arbeitsgruppe<sup>5</sup> geeignete Methoden und Kenngrößen erarbeitet. Die dort erarbeiteten Methoden und Kenngrößen werden heute am häufigsten benutzt und sind durch den internationalen IEEE Standard 1366 [70] genormt worden. Die gängigen und wichtigen Indizes für Verteilungsnetze aus dieser Norm sind SAIFI, ASIFI, SAIDI, ASIDI und CAIDI. Daneben ist noch eine Vielzahl weiterer Indizes definiert, mit deren Hilfe sich weitere Teilaspekte der Versorgungszuverlässigkeit beschreiben lassen. Im Folgenden werden die wesentlichen Kenngrößen SAIFI, SAIDI, ASIFI, ASIDI und CAIDI im Detail vorgestellt.

SAIFI (*S*ystem *A*verage *I*nterruption *F*requency *I*ndex) beschreibt, wie häufig über einen definierten Zeitraum im Durchschnitt am Anschlusspunkt eines Kunden eine Versorgungsunterbrechung auftritt. In der Regel wird als Betrachtungszeitraum für die Kenngrößenermittlung ein Jahr herangezogen. Andere Betrachtungszeiträume sind aber nach IEEE Standard prinzipiell nicht unzulässig. SAIFI berechnet sich durch den Quotienten aus der Anzahl der bei einer Versorgungsunterbrechung unterbrochenen Kunden und der insgesamt versorgten Kunden in dem betrachteten Netzgebiet.

Mittlere Unterbrechungshäufigkeit pro Kunde und Jahr (SAIFI,  $H_U$ , Einheit  $1/a$ ):

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2-1)$$

$N_i$  = Anzahl aller unterbrochenen Kunden je Versorgungsunterbrechung  $i$

$N_T$  = Anzahl aller insgesamt versorgten Kunden im betrachteten Netzgebiet

CAIDI (*C*ustomer *A*verage *I*nterruption *D*uration *I*ndex) beschreibt die mittlere Unterbrechungsdauer eines Kunden. Sie berechnet sich durch den Quotienten aus den akkumulierten Dauern der Kundenunterbrechungen in einem definierten Zeitraum und der Gesamtzahl der unterbrochenen Kunden.

<sup>4</sup> Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique

<sup>5</sup> DISQUAL: **D**istribution **Q**uality

Mittlere Unterbrechungsdauer pro Kunde und Jahr (CAIDI,  $T_U$ , Einheit min/a):

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum t_i N_i}{\sum N_i} \quad (2-2)$$

$t_i$  = Zeitdauer bis zur Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung  $i$

$N_i$  = Anzahl aller unterbrochenen Kunden je Versorgungsunterbrechung  $i$

$\sum N_i$  = Summe aller unterbrochenen Kunden je Versorgungsunterbrechung  $i$

SAIDI (Abk. für *System Average Interruption Duration Index*) ist das Produkt aus der mittleren Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI) und der mittleren Unterbrechungsdauer (CAIDI). Sie ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kunde zu einem beliebigen Zeitpunkt von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Mittlere Unterbrechungswahrscheinlichkeit bzw. Nichtverfügbarkeit (SAIDI,  $Q_U$ , Einheit min/a):

$$\text{SAIDI} = \text{SAIFI} \cdot \text{CAIDI} = \frac{\sum t_i N_i}{N_T} \quad (2-3)$$

$t_i$  = Zeitdauer bis zur Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung  $i$

$N_i$  = Anzahl aller unterbrochenen Kunden je Versorgungsunterbrechung  $i$

$N_T$  = Gesamtzahl aller versorgten Kunden im betrachteten Netzgebiet

Für die Mittelspannungsebene wird bei der Berechnung der Kennzahlen für die Unterbrechungshäufigkeit und die Nichtverfügbarkeit statt der Anzahl der von einer Versorgungsunterbrechung getroffenen Kunden  $N_i$  die ausgefallene Bemessungsscheinleistung  $L_i$  berücksichtigt. Dementsprechend wird die Gesamtzahl aller versorgten Kunden im betrachteten Netzgebiet  $N_T$  ersetzt durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller Kuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren  $L_T$ . Diese nun leistungsbasierten Indizes werden entsprechend auch gesondert gekennzeichnet. Aus SAIFI wird ASIFI (*Average System Interruption Frequency Index*) und aus SAIDI wird ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*).

Mittlere Unterbrechungshäufigkeit (ASIFI,  $H_U$ , Einheit 1/a):

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (2-4)$$

- $L_i$  = Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsunterbrechung  $i$
- $L_T$  = Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung aller Netzkupplertensoren und Letztverbrauchertransformatoren im betrachteten Netzgebiet

Mittlere Unterbrechungswahrscheinlichkeit bzw. Nichtverfügbarkeit (ASIDI,  $Q_U$ , Einheit min/a):

$$ASIDI = \frac{\sum t_i L_i}{L_T} \quad (2-5)$$

- $t_i$  = Zeitdauer bis zur Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung  $i$
- $L_i$  = Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsunterbrechung  $i$
- $L_T$  = Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung aller Netzkupplertensoren und Letztverbrauchertransformatoren im betrachteten Netzgebiet

Auswertungen von Störungsstatistiken [71, 72] für Deutschland zeigen, dass die Versorgungszuverlässigkeit für die Letztverbraucher zu einem sehr bedeutenden Anteil durch die Mittelspannungsnetze bestimmt wird (vgl. auch Abbildung 52). Die meisten Störungen in Deutschland sind dabei auf keinen erkennbaren Anlass zurückzuführen, gefolgt von fremden und atmosphärischen Einwirkungen [71]. Fehler ohne erkennbaren Anlass sind dabei in den meisten Fällen auf eine Minderung der elektrischen Eigenschaften zurückzuführen. In der Niederspannungsebene ist der Anteil der durch atmosphärische Einwirkungen verursachten Störungen etwas geringer als in der Mittelspannungsebene, was auf den höheren Verkabelungsgrad zurückzuführen ist. Insgesamt weist das zeitlich schwankende Störungsgeschehen in den Mittelspannungsnetzen für Deutschland eine leicht abnehmende Tendenz auf, was auf tendenziell zuverlässigere Mittelspannungsnetze zurückzuführen ist. Erklärungen sind die zunehmende Verkabelung der Mittelspannungsnetze und zuverlässigere Betriebsmittel [71].

### 2.3 Eckpunkte der Anreiz- und Qualitätsregulierung

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft befindet sich seit 1998 in einem fundamentalen Wandlungsprozess, der durch die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG vom 19.12.1996 [73] ausgelöst wurde. Bis dahin waren die meisten Unternehmen der elektrischen Energieversorgung als sog. vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sowohl für die Produktion, den Verkauf als auch für die Übertragung und/oder Verteilung der elektrischen Energie verantwortlich. Zum Schutz vor Wettbewerb gab es eine Demarkation der Versorgungsgebiete zwischen den Energieversorgern und die Strompreise wurden rein auf Kostenbasis kalkuliert und durch die Aufsichtsbehörden der Bundesländer überprüft und genehmigt.

In der ersten Stufe der Liberalisierung des Energiesektors wurde mit der EU-Binnenmarktrichtlinie die Grundlage dafür gelegt, europaweit die Elektrizitätswirtschaft für den Wettbewerb zu öffnen. Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie in deutsches Recht erfolgte durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im April 1998. Durch Novellierung erfolgte ein Diskriminierungsverbot von externen Lieferanten durch die Netzbetreiber und den Marktteilnehmern wurde die Möglichkeit zum Wettbewerb gegeben. Ebenso wurden die Gebietsmonopole nur noch auf die Netzbetreiberfunktion reduziert. Dabei hatte die Organisation des Netzzugangs einen großen Stellenwert, denn ohne einen Zugang zum Netz ist kein Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen möglich, während das Netz selber ein natürliches Monopol bildet [74]. Allerdings enthielt das Gesetz keine konkreten Bestimmungen wie die einzelnen Vorgaben und insbesondere der freie Netzzugang umzusetzen sind. Die Verbände VDEW, VIK und BDI wurden vom Gesetzgeber aufgefordert auf Basis von freiwilligen und einvernehmlichen Vereinbarungen (sog. Verbändevereinbarungen) die Regeln für einen freien Netzzugang festzulegen (sog. Modell des verhandelten Netzzugangs, §6 EnWG 1998 [75]).

In der nächsten Liberalisierungsstufe wurde mit der zweiten Novelle des EnWG von 2005 [40] die EU-Richtlinie 2003/54/EG für den Elektrizitätsbinnenmarkt [73] umgesetzt. Die Zielsetzung der EU-Richtlinie war vor allem den Öffnungsprozess europaweit zu beschleunigen und zu harmonisieren. Wesentliche Punkte dieses Gesetzes sind explizit die Errichtung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas, das System des regulierten Marktzugangs, die Verpflichtung zu verschiedenen Entflechtungsmaßnahmen von vertikal integrierten Versorgungsunternehmen (*Unbundling*), die Liberalisierung des Messwesens und die Einführung einer Anreizregulierung. Ausgangslage für die Einführung einer Anreizregulierung war der bis dahin fehlende Effizienzdruck durch die geltende sog. *Cost-Plus-Regulierung* [76].

Die Anreizregulierung ist am 6.11.2007 mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Kraft getreten [61] und setzt, da effektiv durch die natürliche Monopolsituation kein direkter Wettbewerb um Kunden möglich ist, durch eine „Simulation von Wettbewerb“ den Netzbetreibern Effizianzanreize durch die ex ante Festlegung einer Erlösobergrenze aus den Netzentgelten. Diese Erlösobergrenze ist unabhängig von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers und belohnt somit eine möglichst effiziente Leistungserbringung. Gelingt es dem Netzbetreiber, diese Vorgaben zu übertreffen und seine tatsächlichen Kosten liegen unterhalb der Erlösobergrenze, so darf er die zusätzlichen Gewinne für den Zeitraum der Regulierungsperiode (im Strombereich 5 Jahre) einbehalten. Somit werden Effizienzsteigerungen finanziell belohnt und bilden die Basis für eigenständige Effizienzbemühungen. Werden die festgelegten Effizienzvorgaben verfehlt, so zieht dies Gewinneinbußen oder sogar Kostenunterdeckung nach sich. Nach Ablauf der Regulierungsperiode werden die Kosten erneut überprüft und verglichen, um eine neue Erlösobergrenze festzulegen (siehe auch Abbildung 10).

Mit Hilfe der Anreizregulierung sollen die vorhandenen Ineffizienzen der Stromnetzbetreiber innerhalb von 10 Jahren (das bedeutet innerhalb von zwei Regulierungsperioden) abgebaut und ein einheitliches Effizienzniveau bei allen Unternehmen erreicht werden. Die Höhe der Erlösobergrenze berechnet sich auf der Grundlage von Struktur- und Aufwandsparametern, die anhand von Benchmark-Verfahren bundesweit mit allen Netzbetreibern verglichen werden. Dieser Benchmark-Vergleich erfolgt im vorletzten

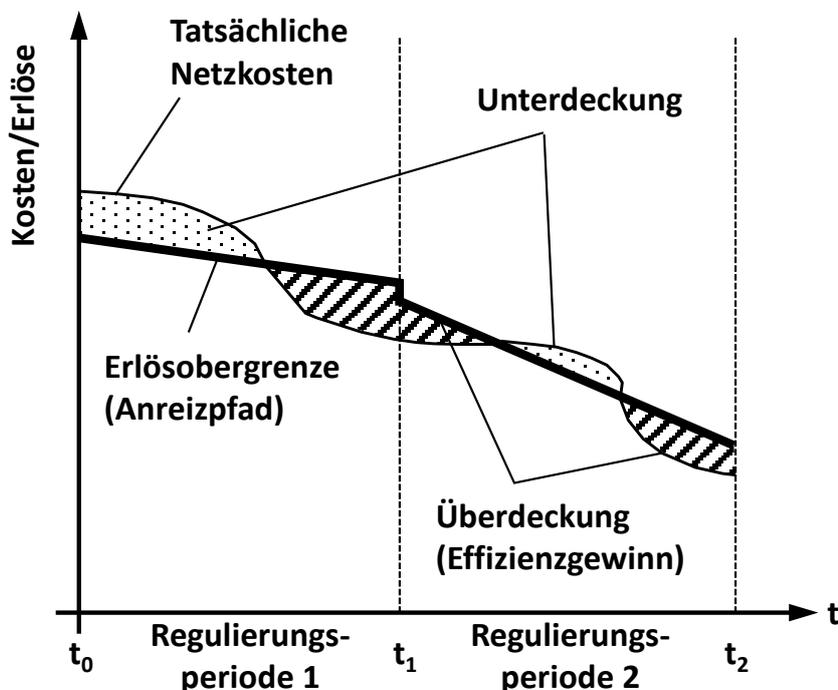


Abbildung 10: Darstellung der Erlösobergrenze und der Optimierungsmöglichkeiten, eigene Darstellung nach [77]

Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres.

Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, wird nach ARegV [61] als sog. *Basisjahr*<sup>6</sup> bezeichnet. Als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode wurde das Jahr 2006 festgelegt.

Die Strukturparameter berücksichtigen dabei

- die Versorgungsaufgabe (u. a. die Fläche des zu versorgenden Gebietes, die Anzahl der Anschluss- und Ausspeisepunkte, die Leitungslänge, die Jahresarbeit, die Jahreshöchstlast, die Anzahl und Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen) und
- die Gebietseigenschaften des Netzgebietes (u. a. die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und die strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels).

Die Aufwandparameter beinhalten nach §14 ARegV [61] die Netzkosten des Netzbetreibers (u. a. Kapitalkosten für Investitionen, Betriebs- und Personalkosten). Diese werden nach § 11 ARegV [61] in die drei Kostenbestandteile

- dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{\text{dnb}}$ ),
- vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{\text{vnb}}$ ) und
- beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{\text{b}}$ )

aufgeteilt. Die Verordnung liefert für diese Kostenzuordnung ganz genaue Vorgaben. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten beinhalten alle Kostenarten, die der Netzbetreiber nicht direkt beeinflussen kann. Hierzu gehören z. B. die Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebenen, Vergütungen für dezentrale Einspeisungen nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz, Konzessionsabgaben oder Betriebssteuern.

Von den ermittelten Netzkosten werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abgezogen und ergeben die Gesamtkosten (TOTEX). Diese Gesamtkosten beinhalten somit die beiden verbleibenden Kostenanteile der vorübergehend nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kosten und ergeben schließlich den Effizienzwert, der ggf. noch aufgrund von Besonderheiten aus der Versorgungsaufgabe korrigiert wird. Dabei entsprechen die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile eines Netzbetreibers den Kosten eines effizienten Netzbetriebs und die beeinflussbaren Kostenanteile werden als Ineffizienzen angesehen.

---

<sup>6</sup> Häufig wird das Basisjahr auch als *Fotojahr* bezeichnet [78].

Anhand der ermittelten Effizienzwerte werden individuelle Effizienzziele für jedes Unternehmen abgeleitet. Diese Ziele bestimmen die spezifische Erlösobergrenze für die jeweilige Regulierungsperiode. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze aus Netzentgelten ( $EO_t$ ), die im Betrachtungsjahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode nach des § 4 ARegV [61] Anwendung findet, ist nach Anlage 1 zu § 7 ARegV [61] eine Regulierungsformel (siehe Formel (2-6)) vorgegeben, die sowohl individuelle als auch gesamtwirtschaftliche Faktoren berücksichtigt.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + S_t \quad (2-6)$$

Die Erlösobergrenze für die einzelnen Jahre innerhalb der Regulierungsperiode setzt sich wiederum aus den drei schon bekannten dauerhaft nicht beeinflussbaren, vorübergehend nicht beeinflussbaren und den beeinflussbaren Kostenbestandteilen zusammen. Dazu kommen noch Zu- und Abschläge für die Qualität und der Saldo des Regulierungskontos.

Die einzelnen Bestandteile der Regulierungsformel sind:

- $KA_{dnb,t}$ : Dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Absatz 2 ARegV des Betrachtungsjahres  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode
- $KA_{vnb,0}$ : Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Absatz 3 ARegV im Basisjahr
- $KA_{b,0}$ : Beeinflussbarer Kostenanteile im Basisjahr (Entspricht den abzubauenen netzbetreiberspezifischen Ineffizienzen nach § 15 Absatz 3 ARegV)
- $V_t$ : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen des Betrachtungsjahrs  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode
- $VPI_t$ : Verbraucherpreisgesamtindex nach Maßgabe des § 8 Satz 2 ARegV des Jahres  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode
- $VPI_0$ : Durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahres der jeweiligen Regulierungsperiode

- $PF_t$ : Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Betrachtungsjahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt
- $EF_t$ : Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV des Betrachtungsjahrs  $t$  zur Berücksichtigung von Netzänderungen während der jeweiligen Regulierungsperiode
- $Q_t$ : Qualitätsbezogene Zu- oder Abschläge auf die Erlösbergrenze nach § 19 ARegV des Betrachtungsjahrs  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode
- $S_t$ : Saldo des Regulierungskontos (Wird erst ab der zweiten Regulierungsperiode berücksichtigt)

Die unternehmensspezifische Erlösbergrenze des Netzbetreibers wird für eine Regulierungsperiode im Voraus durch die zuständige Regulierungsbehörde festgelegt und gilt inkl. der jährlichen Anpassungen durch den vorgegebenen Erlöspfad bis zum Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode. Anpassungen der Erlösbergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode sind nach Maßgabe des § 4 ARegV [61] innerhalb einer Regulierungsperiode nur noch in einem begrenzten Umfang möglich (z. B. Anpassungen durch den Erweiterungsfaktor  $EF_t$ , Produktivitätsfaktor  $PF_t$  oder die qualitätsbezogene Zu- oder Abschläge auf die Erlösbergrenze  $Q_t$ ).

Eines der wesentlichen Spannungsfelder der Anreizregulierung liegt zwischen dem Anreiz zur Effizienzsteigerung auf der einen Seite und der Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität auf der anderen Seite. Um nun der Gefahr zu begegnen, dass die Netzbetreiber die aus der Anreizregulierung vorgegebenen Erlösabsenkungen nur dadurch realisieren, dass sie notwendige Investitionen auf Kosten der Qualität unterlassen oder erst verspätet durchführen (vgl. auch Abbildung 12), wurde mit der Einführung der Anreizregulierung die Einführung einer Qualitätsregulierung implementiert (§§ 18 bis 21 ARegV) [61]. Die Bundesnetzagentur hat 2010 die Eckpunkte zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung veröffentlicht und eine Grundvariante der Qualitätsregulierung ist seit dem 1.1.2012 gültig.

Die Qualitätsregulierung sieht Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenzen vor ( $Q_t$  in der Regulierungsformel), wenn die individuelle Versorgungsqualität des Netzbetreibers von der durchschnittlichen Qualität der Netzbetreiber abweichen. Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität auszeichnete, erhalten einen Zuschlag auf die Erlösbergrenze, Netzbetreiber mit einer Qualität unterhalb des Durchschnitts erhalten dagegen Abschlä-

ge (sog. Bonus/Malussystem). Durch die monetäre Bewertung der Versorgungsqualität im Rahmen der Qualitätsregulierung haben Netzbetreiber somit einen unmittelbaren Anreiz, ihre Netzqualität unter Berücksichtigung der Netzkosten zu optimieren.

Bei einem solchen Benchmark-Vergleich muss sichergestellt sein, dass die Unternehmen strukturell bzgl. ihrer Qualität vergleichbar sind. Zum anderen muss das Qualitätsniveau, das von dem Netzbetreiber mit der besten Qualität vorgegeben wird, auch für alle anderen Netzbetreiber erreichbar sein. Deshalb werden die einzelnen Netzbetreiber im Benchmark-Vergleich geeigneten Clustern zugeordnet (sog. Strukturklassen), sodass nur die Unternehmen miteinander verglichen werden, die strukturell vergleichbar sind [79]. Diese Strukturklassen berücksichtigen gebietsstrukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe. Bei der Gruppierung der einzelnen Versorgungsaufgaben in Strukturklassen wird von einem funktionalen Zusammenhang zwischen der Versorgungszuverlässigkeit und der Lastdichte ausgegangen [80]. Daher erfolgt die Zuordnung der Netzbetreiber in die jeweiligen Strukturklassen die Kennzahl *Lastdichte*. Diese ist nach [81] definiert als Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der geografischen bzw. versorgten Fläche. Infolge dieses unterstellten Zusammenhangs erhalten Netzbetreiber mit einer hohen Lastdichte einen niedrigeren Referenzwert und damit schärfere Qualitätsvorgaben als Netzbetreiber mit einer geringen Lastdichte und damit einer ländlicheren Versorgungsaufgabe [80].

In der Grundvariante findet die Qualitätsregulierung zunächst in der Mittel- und Niederspannungsebene Anwendung und die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für diese beiden Netzebenen erfolgt über einen Vergleich der Kennzahlen SAIDI (für die Niederspannungsebene) und ASIDI (für die Mittelspannungsebene). In der Grundvariante ist für die Höchst- und Hochspannungsebene aktuell keine Qualitätsregulierung vorgesehen, was seitens der Bundesnetzagentur mit der vorliegenden Datenlage begründet wird [81]. So lassen sich bei der Bundesnetzagentur keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen für einen Benchmark-Vergleich berechnen. Es kann für einen Benchmark-Vergleich nicht einheitlich definiert werden, welche installierte Bemessungsscheinleistungen der Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren als Referenzbasis herangezogen werden können. Ein nicht für alle Netzbetreiber einheitlich definierbarer Teil der Netztransformatoren wird nur aufgrund von nötigen Redundanzen vorgehalten. Zum anderen kommt es aufgrund der vermaschten Netzstruktur und des hohen Automatisierungsgrades in den Höchst- und Hochspannungsnetzen nur in sehr seltenen Fällen zu Versorgungsunterbrechungen. Im Unterschied zu der Mittel- und Niederspannungsebene können für die Höchst- und Hochspannungsebene deshalb keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) berechnet werden, wodurch folglich auch keine Referenzwerte für einen Vergleich abgeleitet werden können.

Die sog. *Q-Elemente* (die qualitätsbezogenen Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze,  $Q_t$  in der Regulierungsformel (2-6) für die beiden Jahre 2012 und 2013 wurden auf Basis der Versorgungsunterbrechungen der Jahre 2007 bis 2009 ermittelt, um stochastische Abweichungen in den einzelnen Jahren auszugleichen. Allerdings wurden nur solche ungeplante (in der Regel störungsbedingte) Versorgungsunterbrechungen betrachtet, die auf die Störungskategorien<sup>7</sup> „*atmosphärische Einwirkungen*“, „*Einwirkungen Dritter*“, „*Zuständigkeit des Netzbetreibers oder ohne erkennbaren Anlass*“ zurückzuführen sind. Versorgungsunterbrechungen aufgrund höherer Gewalt oder durch Unterbrechungen in vorgelagerten Netzebenen (sog. Rückwirkungsstörungen) sind nicht berücksichtigt. Geplante Versorgungsunterbrechungen (ohne Zählerwechsel) sind nur zu 50 % in den Kennzahlen berücksichtigt worden.

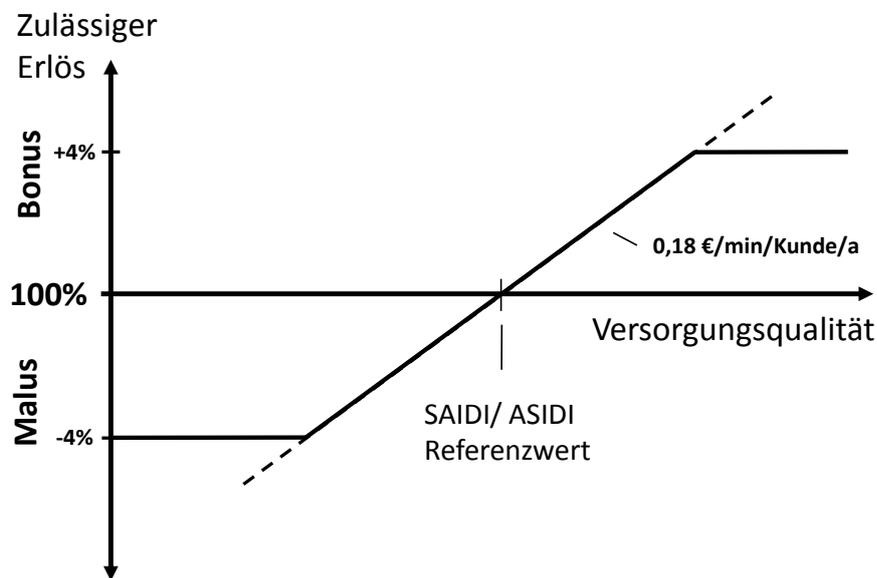


Abbildung 11: Qualitäts-Erlös-Funktion, eigene Darstellung nach [81]

Die unternehmensindividuelle Differenz zwischen Referenzwert und eigener Kennzahl wird aktuell mit 0,18 €/min/Kunde/a monetär bewertet [81] und ergibt einen Bonus oder Malus für den jeweiligen Netzbetreiber (Abbildung 11). Um die Auswirkung des *Q-Elements* auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, wurde der Bonus- und Malusbereich symmetrisch und einheitlich gekappt. Es wurde eine Kappung der Erlösauswirkung von  $\pm 4\%$  der Erlösobergrenze (nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kosten aus den Netzebenen, die keiner Qualitätsregulierung unterliegen) vorgenommen.

Veränderungen der Versorgungszuverlässigkeit (hier SAIDI bzw. ASIDI) lassen sich aufgrund der verschiedenen Wirkungszusammenhänge mit sehr unterschiedlichen Zeit-

<sup>7</sup> Definitionen der Störungskategorien siehe [68] bzw. Kapitel 2.2

dauern vornehmen [74]. Die Nichtverfügbarkeit SAIDI ist gemäß Gleichung (2-3) definiert als Produkt aus der Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI) und der Unterbrechungsdauer (CAIDI).

Die Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI) lässt sich nur mittel- bis langfristig verbessern, da hier grundsätzliche Veränderungen in der Netzstruktur, an den verwendeten Betriebsmitteltypen, den Schutzkonzepten und der Sternpunktbehandlung vorgenommen werden müssen. Es sind also Investitionen in die Netzsubstanz notwendig. Die notwendigen Maßnahmen werden im Rahmen von Grundsatz- oder Zielnetzplanungen ermittelt und dann über fortwährende Anpassungen umgesetzt. Des Weiteren beeinflussen auch das Alter und der Zustand der Betriebsmittel und ihre Position in der „Badewannenkurve“ [4, 82] die Unterbrechungshäufigkeit. Insbesondere ist der Zustand abhängig von dem eingesetzten Werkstoff und dem Alter des Betriebsmittels. Die Untersuchungen von Zdrallek/Stötzel [83] zeigen dieses beispielhaft für Mittelspannungskabelnetze für unterschiedliche VPE-Mittelspannungskabel der Baujahre 1975 bis 1981.

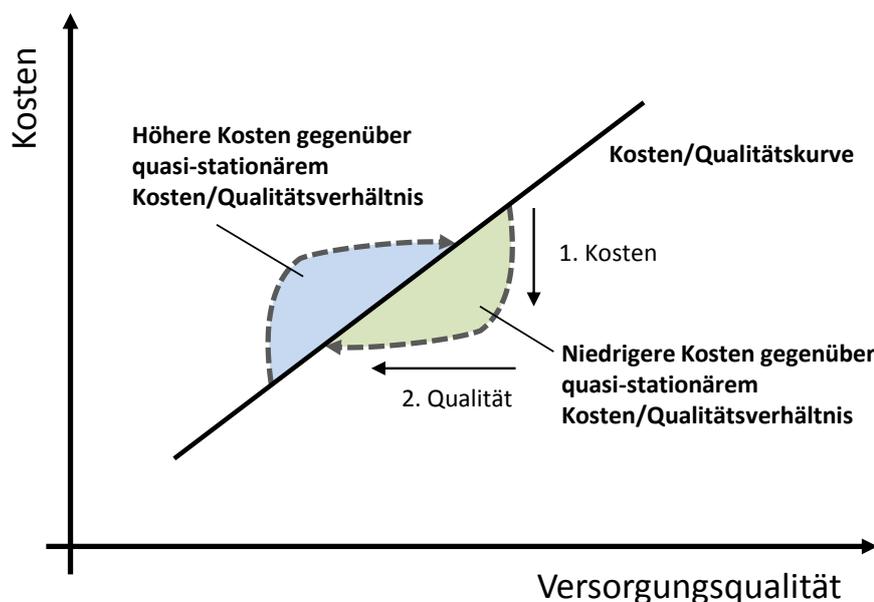


Abbildung 12: Kosten/Qualitätskurve, eigene Darstellung nach [79]

Insbesondere kommt es zu einer zeitlichen Entkopplung von Investitionsentscheidungen und der erzielten Unterbrechungshäufigkeit. Das bedeutet, dass eine Verbesserungen bzw. Verschlechterung sich erst stark zeitverzögert in Form einer veränderten Unterbrechungshäufigkeit darstellt. [84] spricht von der sog. *Quality Feedback Time* als Zeitspanne zwischen der Kostenentstehung und dem Nutzeneintrittszeitpunkt der einzelnen Maßnahmen. Diese *Quality Feedback Time* lässt sich auch als Hysterese in Form eines Kosten/Qualität-Diagramms darstellen (siehe Abbildung 12). Ein Netzbetreiber, der kurzfristig die Instandhaltungsmaßnahmen deutlich einspart (1.), verändert kurzfristig erst einmal nicht seine Qualität. Die Qualität wird sich erst dann in Form einer höheren

Unterbrechungshäufigkeit verschlechtern, wenn der Netzbetreiber die Instandhaltungsmaßnahmen über einen längeren Zeitraum reduziert (2.). Dann stellt sich ein niedrigeres stationäres Qualitätsniveau ein. Umgekehrt führen überdurchschnittlich hohe Netzinvestitionen zu höheren Kosten bei temporär gleichbleibender Qualität und erst mittelfristig zu einer erhöhten Versorgungsqualität.

Die Unterbrechungsdauer (CAIDI) kann hingegen schon durch kurz- und mittelfristige Maßnahmen reduziert werden. Die *Quality Feedback Time* ist hier deutlich kleiner. So können organisatorische Maßnahmen im Netzbetrieb durch eine Anpassung der operativen Entstörorganisation kurzfristig umgesetzt werden. Gleiches gilt auch für organisatorische Optimierungen in den Netzleitstellen. Die Auswirkung auf die Unterbrechungsdauer zeigt sich unmittelbar bei den nächsten Störungsereignissen. Die Untersuchungen von Friedrich/Guarisco [30, 31] zeigen, wie sich Veränderungen in der Anzahl an Ressourcen und Rufbereitschaften für die Entstörung, veränderte Gebietszuschnitte und Zuständigkeitsregelungen unmittelbar auf die Unterbrechungsdauer und damit auf die Nichtverfügbarkeit auswirken. Ebenso kann der verstärkte Einsatz von Automatisierungstechnik die Unterbrechungsdauern verbessern, allerdings sind diese Maßnahmen hinsichtlich ihrer Umsetzung eher als mittelfristige Maßnahmen zu betrachten.

## 2.4 Herausforderungen für den Netzbetrieb

### 2.4.1 Technische Herausforderungen

Die Verteilungsnetze sehen sich derzeit vielfältigen Veränderungen gegenüber und erfordern in den nächsten Jahrzehnten einen fundamentalen Um- und Ausbau [85] um den zukünftigen Anforderungen einer zu großen Teilen dezentralen und regenerativen Energieversorgung gerecht zu werden [1, 86]. So ergeben sich insbesondere durch die zunehmende Anzahl an dezentralen Einspeisern in der Nieder- und Mittelspannungsebene veränderte Betriebsbedingungen. Diese erfordern zukünftig eine kontinuierliche Überwachung der Spannungshaltung und der Betriebsmittelauslastungen in den Verteilungsnetzen. In Zukunft ist es insbesondere wichtig, dass die bestehenden Netzkapazitäten noch optimaler ausgelastet werden. Durch den Einsatz von regelbaren MS-/NS-Transformatoren [87, 88], aktive Blindleistungsregelung in den Netzen und einer effizienten Spannungsbandausnutzung mittels MS-/MS- und NS-/NS-Netzreglern (auch Spannungsregler bezeichnet) kann die bisher starre Verteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes von  $\pm 10\%$  auf die MS- und NS-Netzebenen aufgehoben werden [89]. Somit ist zukünftig eine effizientere Spannungsführung und damit eine bessere Integration von dezentralen Einspeisern in den Verteilungsnetzen möglich [90].

Daraus erwachsen in den bislang in Bezug auf die Systemzustände nur sehr wenig überwachten Verteilungsnetzen neue Herausforderungen für die Netzführungsaufgabe. Bisher war der Lastfluss insbesondere in den MS- und NS-Netzen klar von oben (HS-/MS-Umspannanlage) nach unten (NS-Hausanschluss) bestimmt und erforderte außerhalb von Störungsereignissen nur selten Regel- und Steuereingriffe seitens der Netzleitstelle. Die Verteilungsnetze der Zukunft werden aber deutlich mehr Zustandsinformationen über das Netz und die angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger liefern müssen, da sich die Lastflusssituationen deutlich komplexer darstellen werden. Somit wird zukünftig die Netzführungsaufgabe in den Mittelspannungsnetzen anspruchsvoller [91].

Ebenso wird sich die Netzführungsaufgabe für die Niederspannungsebene von der operativen Betriebsorganisation in die Mittelspannungsnetzleitstellen verlagern [90]. Somit kommt zukünftig eine weitere Spannungsebene in den Netzführungsbereich der MS-Netzleitstellen. Berücksichtigt man dabei die Größenverhältnisse der in Deutschland betriebenen Mittelspannungsnetze (ca. 532.000 km, Stand 2012) und Niederspannungsnetze (ca. 1.241.000 km, Stand 2012) [92], so würde dieses zu einem drastischen Anstieg der Arbeitsbelastung und damit einen erheblichen Ausbau von Mitarbeiterkapazitäten in den MS-Netzleitstellen führen.

Um diesen zu erwartenden drastischen Anstieg des Arbeitsbedarfs in den Leitstellen zumindest zu einem großen Anteil zu begrenzen, existieren verschiedene Lösungsansätze. Das Forschungsprojekt „iNES – Die intelligente Ortsnetzstation“ [93, 94] verfolgt den Ansatz, dass die Überwachung und Steuerung der Niederspannungsnetze dezentral und selbstständig in den Niederspannungsnetzen z. B. an den Ortsnetzstationen erfolgt (siehe Abbildung 13). Der Netzzustand wird in Echtzeit mit Hilfe von möglichst wenigen Sensoren an einigen besonders kritischen Punkten im Niederspannungsnetz erfasst.

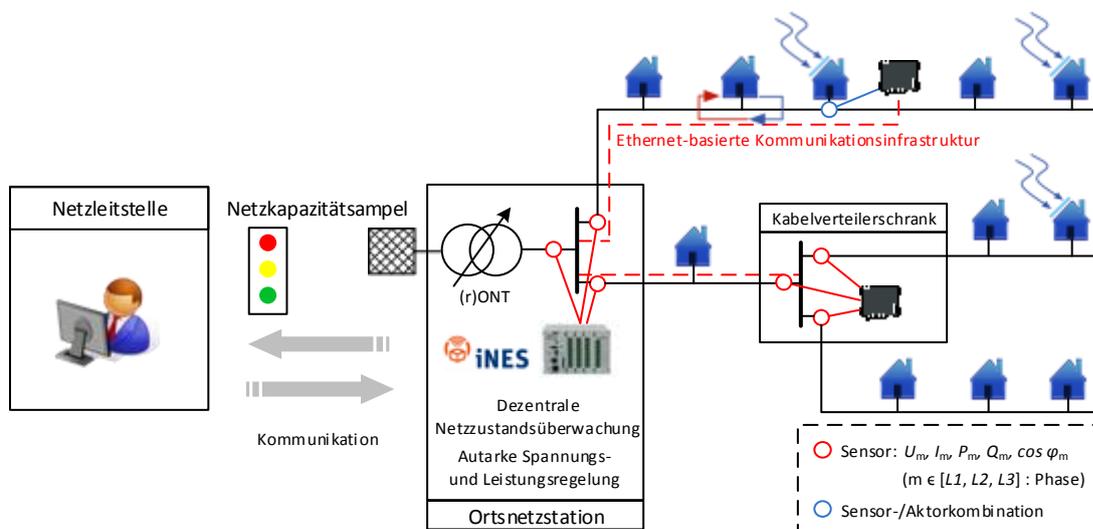


Abbildung 13: Funktionsaufbau des iNES-Konzeptes [94]

Durch die kontinuierliche Überwachung des Netzzustandes können drohende Überlastungen von Betriebsmitteln (z. B. Kabel oder Ortsnetztransformator) und Spannungsbandverletzungen sofort erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Dazu stehen im Netz verschiedene Akteure wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, steuerbare Einspeiseanlagen und Verbraucher zur Verfügung, mit denen der Netzzustand wieder in einen sicheren Zustand (d. h. keine Überlastungen und unzulässigen Spannungsabweichungen bzw. Überspannungen) überführt werden kann.

Die Datenflut an einzelnen Netzmeldungen wird dadurch vermieden, indem die Netzzustandsinformationen zuerst vor Ort verarbeitet und dann stark komprimiert in Form einer sog. „Netzkapazitätsampel“ (Status „Rot“, „Gelb“, und „Grün“) an die Netzleitstelle übertragen werden. Ist der Netzzustand unkritisch steht die Zustandsampel auf „Grün“. Stehen in dem Netz genügend Eingriffsmöglichkeiten in Form von Akteuren für die Steuerung zur Verfügung (regelbarer Ortsnetztransformator, NS-/NS-Netzregler, steuerbare Einspeiseanlagen und Verbraucher) kann der iNES-Algorithmus kritische Netzzustände mit den verfügbaren Gegenmaßnahmen selbsttätig lösen (Zustandsampel „Gelb“). Ein Eingriff der Netzleitstelle ist in diesem Fall nicht erforderlich.

Nur in den Fällen, in denen die lokal verfügbaren Gegenmaßnahmen zur Beherrschung des kritischen Netzzustands nicht ausreichend sind, ist ein kurzfristiger Eingriff seitens der Netzleitstelle erforderlich (Zustandsampel „Rot“). Dieses ist vor allem dann der Fall, wenn notwendige Akteure zur Beherrschung des kritischen Zustandes nicht zur Verfügung stehen (z. B. durch Ausfall einzelner Akteure).

Somit kann ein erheblicher Anteil der Arbeitsbelastung aus den Niederspannungsnetzen für die Netzleitstelle vermieden werden. In wieweit sich dadurch trotzdem der Ausbau von Netzleitstellen verhindern lässt, muss sich allerdings noch in den nächsten Jahren zeigen.

Durch die in Zukunft komplexer werdenden Aufgaben der Netzleitstellen in den HS-/MS-Netzen besteht die Notwendigkeit von intelligenteren Leitstellensystemen und zunehmend autonomeren Netzen zur Unterstützung der Leitstellenmitarbeiter. In den letzten Jahren sind deshalb eine Vielzahl von intelligenten und teils visionären Netzleitstellenkonzepten [95–101] entwickelt worden. Zukünftige Leitsysteme ermöglichen auf Basis der dezentralen Intelligenz (in der HS-/MS-/NS-Ebene) einen möglichst weitgehend autonomen und nach Störungen selbstheilenden Netzbetrieb, der eine Vielzahl der heute noch manuell durch den Leitstellenmitarbeiter durchzuführenden Tätigkeiten automatisiert durchführt. In wie weit und vor allem wann diese Konzepte auch in der Leitstelle praktisch umgesetzt werden, lässt sich allerdings noch nicht vorhersagen. Die Konzepte sind noch nicht über den Studiencharakter hinausgekommen und eine tatsäch-

liche Produkteinführung auf breiter Front steht noch aus. Die Notwendigkeit solcher intelligenten Systeme steht aber außer Frage.

### 2.4.2 Regulatorische Herausforderungen

Neben diesen technischen Herausforderungen bestehen auch erhebliche regulatorische Herausforderungen. Die Anreizregulierung sorgt über den Weg der tendenziell sinkenden Erlöspfade zu einer Reduzierung der Umsatzerlöse der Netzbetreiber. Auf der anderen Seite sehen sich die Netzbetreiber mit der Situation konfrontiert, ihre Gewinne unter Erfüllung der aus der Energiewende verursachten Investitionsbudgets zu maximieren. Gleichzeitig erwarten die Eigentümer eine Maximierung ihrer Dividenden. Dieses ist langfristig nur durch Kosteneinsparungen in allen Unternehmensbereichen zu erreichen.

Zudem ist es ein erklärtes Ziel der BNetzA, dass alle Netzbetreiber mit dem Ablauf der zweiten Regulierungsperiode, also nach 10 Jahren, auf ein einheitliches Effizienzniveau gebracht sind [78]. Diese Effizienzverbesserungen sind für viele Netzbetreiber in dieser kurzen Zeitspanne nur zu einem geringen Anteil im Bereich der Kapitalkosten (Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen [102], CAPEX) zu erzielen, da die Investitionszyklen für die Netzanlagen für kurzfristige Anpassungen zu lange sind.

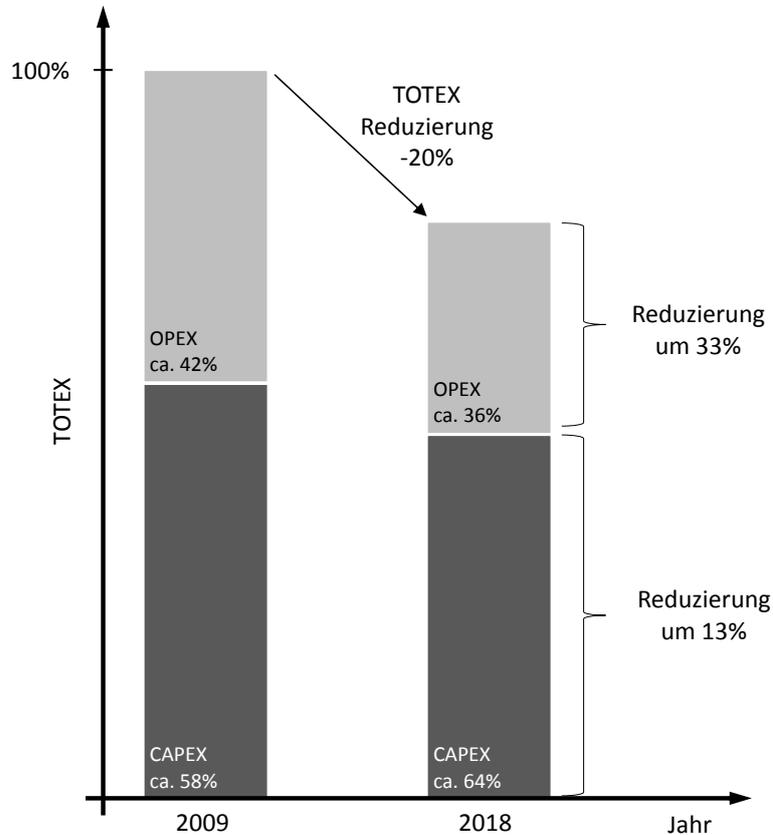


Abbildung 14: Beeinflussbarkeit der TOTEX-Kosten, eigene Darstellung nach [103]

Aus diesem Grund besteht für viele Netzbetreiber nur die Möglichkeit, die Betriebskosten (Lohnkosten, Materialkosten, Instandhaltungskosten, sonstige Betriebskosten [102], OPEX) kurzfristig zu optimieren und so die fehlenden kurz- und mittelfristigen Anpassungsmöglichkeiten auf Seiten der Kapitalkosten (CAPEX) auszugleichen.

Abbildung 14 zeigt dieses eindrucksvoll an einem exemplarischen Praxisbeispiel. In diesem Fall kann die TOTEX-Reduzierung gemäß der Effizienzvorgaben nur durch eine überproportionale OPEX-Reduzierung erzielt werden. Dadurch sinkt nach der 2. Regulierungsperiode der OPEX-Anteil an den Gesamtkosten und beträgt in diesem exemplarischen Fall nur noch ca. 1/3 der Gesamtkosten. Die dafür notwendigen Einsparungen können nur durch eine zusammenhängende Optimierung der OPEX- und CAPEX-Kosten gelöst werden [77].

#### **2.4.2.1 CAPEX-Optimierung**

Bei der CAPEX-Optimierung bestehen dabei grundsätzlich mehrere Optimierungshebel. Wesentlicher Bestandteil ist eine Neuausrichtung der Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategie und eine systematische Überprüfung, ob die bestehenden Netze noch zur aktuellen bzw. zukünftigen Versorgungsaufgabe genügen

Im Rahmen von sog. Zielnetz- bzw. Grundsatzplanungen wird eine optimale Netzstruktur auf Basis der zukünftigen Versorgungsaufgabe definiert. Dabei gilt es, die Ein- und Ausspeisepunkte kostenoptimal unter Berücksichtigung der technischen Rahmenparameter zu verbinden. Auf Basis dieser Zielnetzkonzepte können dann gezielt zukünftige Investitions- und Instandhaltungsentscheidungen getroffen werden. Ebenso können die Instandhaltungsmaßnahmen auf Basis des zukünftigen Netzkonzeptes zielgerichteter gesteuert werden.

#### **2.4.2.2 OPEX-Optimierung**

Bei der OPEX-Optimierung geht es hingegen u. a. darum, dass die Geschäftsprozesse für die Durchführung der Planungs-, Bau-, Erneuerungs-, Instandhaltungs- und Betriebstätigkeiten, optimiert und Ineffizienzen innerhalb der Prozesse abgebaut werden. Durch eine gezielte Prozessanalyse, die Durchführung von Benchmarking Untersuchungen und vor allem der Einsatz von quantitativen Simulationsmodellen können gezielt Optimierungshebel in den heutigen Arbeitsabläufen gesucht werden. Dabei bieten quantitative Modelle gegenüber den klassischen Benchmarking-Untersuchungen den Vorteil, dass die weitreichenden und kostenintensiven Optimierungsentscheidungen auf ein systematisches und quantitatives und damit vergleichbare Basis gestellt werden [86].

Eine eingehende Analyse der Prozess im Netzbetrieb von Verteilungsnetzen zeigt, dass vor allem den Netzleitstellen eine zentrale Rolle zukommt [104]. In allen wesentlichen Teilprozessen des operativen Netzbetriebs besetzen die Netzleitstellen Schlüsselpositionen, da sowohl für die planbaren Tätigkeiten wie Wartungen, Instandsetzungen und Baumaßnahmen als auch die operativen Mitarbeiter für die Durchführung des Entstörungsmanagements von den Netzleitstellen gesteuert werden. In der Regel sind immer Schalthandlungen notwendig, die entweder ferngesteuert von den Leitstellen selbst durchgeführt werden oder auf Anweisung von den Leitstellen vor Ort durch die operativen Mitarbeiter durchgeführt werden. Aus dieser für den Netzbetrieb entscheidenden Position der Netzleitstellen, ergibt sich somit die Forderung, dass auch die Netzleitstellen einen Effizienzbeitrag für die Prozesskostenoptimierung leisten müssen, woraus sich schließlich die Notwendigkeit und das Ziel dieser Arbeit ableiten. Die „richtige“ Dimensionierung und Ausgestaltung der Netzleitstellen (Anzahl Leitstellen, Anzahl Leitstellenmitarbeiter, Zuständigkeiten, Prozessabläufe) ist für die operativen Gesamtkosten des Netzbetriebs von erheblicher Bedeutung.

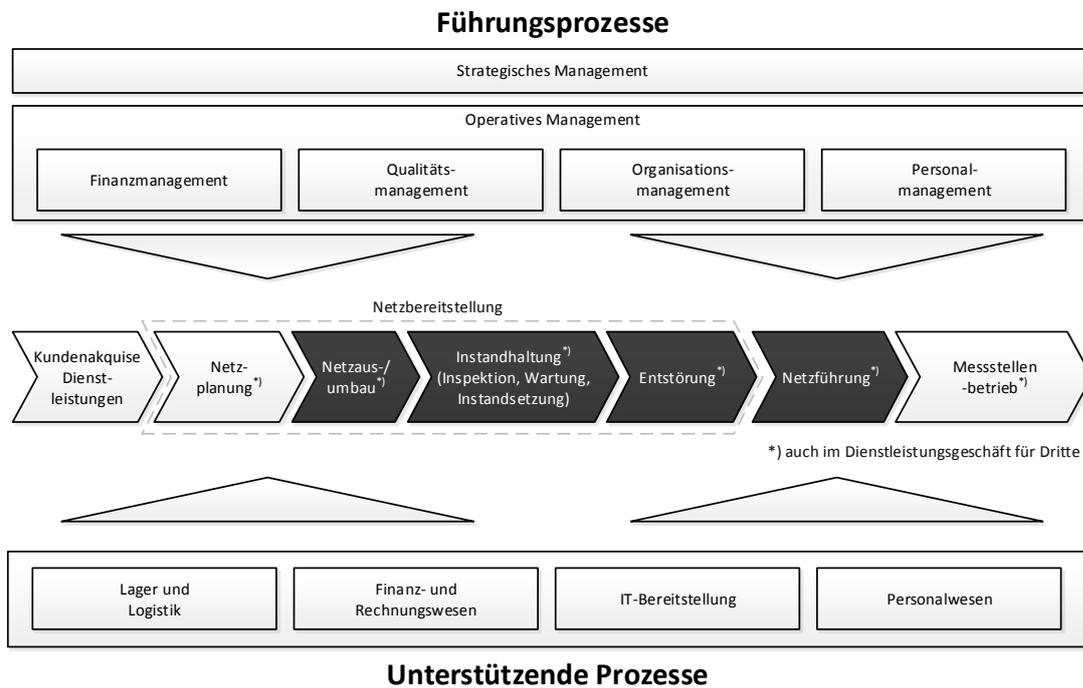
### 3 Ein Prozessmodell für Netzleitstellen

Die Prozesssimulation hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einem strategischen Werkzeug bei der Prozessanalyse und -optimierung entwickelt [105]. Insbesondere bei Optimierungsproblemen, die nicht analytisch beschrieben werden können, bietet die Simulation die einzige Möglichkeit der Untersuchung. Unter dem Begriff **Prozessmodell** wird im Rahmen dieser Arbeit die systematische Abbildung von realen Betriebsabläufen verstanden. Die Betriebsabläufe werden im folgenden auch **Prozesse** genannt, wobei ein Prozess aus mehreren logisch aufeinander folgenden **Prozessschritten** (vergleichbar mit Arbeitsschritten) bestehen kann. Dabei werden mehrere zeitlich zusammenhängende Prozessschritte auch als sog. **Prozessphase** zusammengefasst.

Die wesentliche Aufgabe bei der Prozessmodellierung von betrieblichen Prozessen für die spätere Simulation und Ergebnisanalyse besteht darin, dass die Wirklichkeit eines oder mehrerer realer Unternehmensprozesse abstrahiert werden muss. Dabei geht es in der Regel darum, sich auf die wesentlichen Bestandteile eines abzubildenden Systems für die Modellbildung zu konzentrieren. Ein **Simulationsmodell** ist dabei die Repräsentation eines Systems, das in Wirklichkeit bereits existiert oder erst geplant und später aufgebaut werden soll. Jede Beschreibung eines solchen Systems wird dabei als Modell bezeichnet. Eine modellhafte Abbildung eines Systems ermöglicht das Systemverhalten (besser) zu verstehen. Insbesondere lassen sich die Abhängigkeiten und der Einfluss der Systemvariablen auf das Systemverhalten quantitativ bestimmen. Ein kritischer Erfolgsfaktor für die Modellbildung eines Simulationsmodells für Verteilungsnetzleitstellen und des operativen Netzbetriebs besteht in der detaillierten Prozessmodellierung der zentralen der dezentralen Prozesse. Dabei ist insbesondere auf eine detaillierte Abbildung der Prozessschnittstellen zwischen den Leitplatzressourcen und allen anderen wesentlichen Prozesspartnern zu achten.

Abbildung 15 zeigt das auf Basis des grundlegenden Prozessmodells nach Porter [106] verdichtete Geschäftsprozessmodell für einen typischen Netzbetreiber von Verteilungsnetzen im Bereich Asset Service [77]. Dabei wird bei den Geschäftsprozessen zwischen Kern-, Führungs- und unterstützenden Prozessen unterschieden [106]. Ein **Geschäftsprozess** ist dabei eine zusammenhängende Folge betrieblicher Abläufe bzw. Prozesse, die zu einer genau definierten Leistung führt [107]. Die **Kernprozesse** umfassen alle Arbeitsprozesse, deren Aktivitäten direkten Bezug zum Produkt des Unternehmens haben und damit einen Beitrag zur Wertschöpfung im Unternehmen leisten. **Führungsprozesse** sind hingegen alle Prozesse, die eine zielorientierte Führung des Unternehmens und aller Prozesse sicherstellen. **Unterstützende Prozesse** sind alle Aktivitäten,

die nicht unmittelbar wertschöpfend, jedoch notwendig für die Durchführung der Kernprozesse sind.



**Abbildung 15: Vereinfachtes Prozessmodell für einen Netzbetreiber im Bereich Asset Service, eigene Darstellung in Anlehnung an [77]**

Zu den wertschöpfenden Kernprozessen eines Verteilungsnetzbetreibers im Bereich Asset Service zählen die Kundenakquise und alle Arbeitsprozesse die der Netzbereitstellung dienen. Diese sind die Netzplanung, der Netzaus- und Umbau (inkl. des Anschlussgeschäftes), die Instandhaltung und die Entstörung. Ebenso gehören die Netzführung und der Messstellenbetrieb zu den wesentlichen Kernprozessen des Asset Service. Die Kernprozesse können auch als Dienstleistung gegenüber Dritten vermarktet werden. Die Kernprozesse werden flankiert von den unterstützenden Prozessen wie z. B. dem Personalwesen, der Logistik, das Finanz- und Rechnungswesen und den Führungsprozessen wie z. B. Finanzmanagement oder Personalmanagement.

Die wesentlichen Kernaufgaben von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen lassen sich in die drei Kategorien

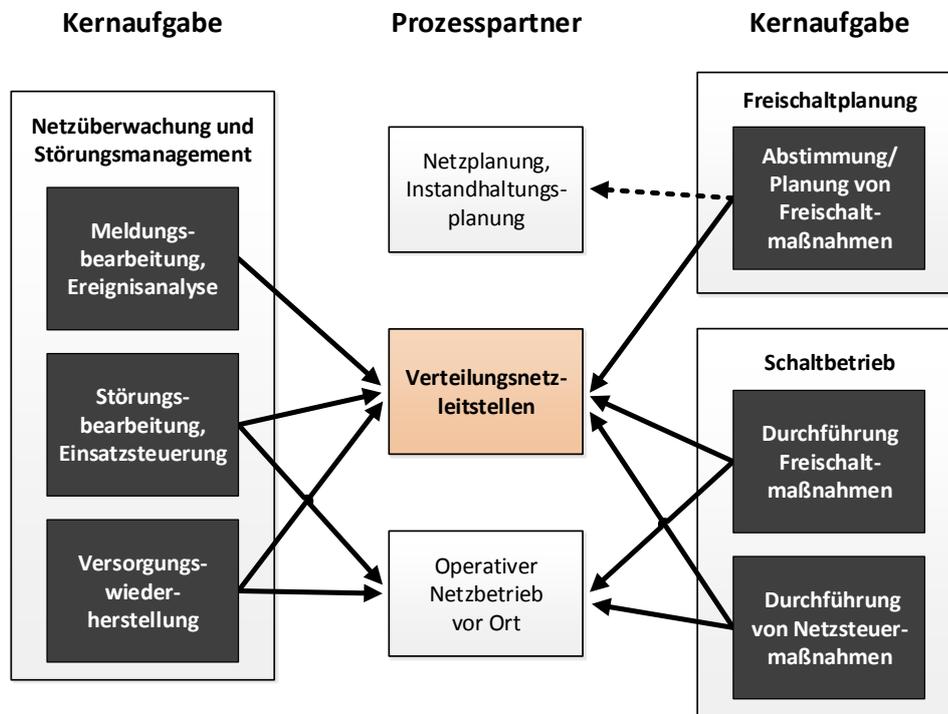
- Netzüberwachung und Störungsmanagement,
- Schaltbetrieb und
- Freischaltplanung

aufteilen (Abbildung 16) und sind in dem folgenden Prozessmodell berücksichtigt. Diese Kernaufgaben sind Bestandteile der Kernprozesse

- Netzführung,
- Entstörung,

- Instandhaltung und
- Netzaus- und Netzbau

des Prozessmodells für einen Netzbetreiber im Bereich Asset Service.



**Abbildung 16: Kernaufgaben der Leitstellen in den Verteilungsnetzen und relevanten Prozesspartnern**

Abbildung 16 zeigt die zu den vorgenannten Kernaufgaben relevanten Prozesspartner, zwischen denen eine sehr intensive Prozessinteraktion bei der Bearbeitung dieser Aufgaben stattfindet. In allen diesen Teilprozessen sind die Netzleitstellen als Inhaber der Netzführungsverantwortung an zentraler Stelle eingebunden und haben die Aufgabe der Prozess- und Ressourcensteuerung. Die operativen Ressourcen sind vor allem in den Mittelspannungsnetzen ein sehr wichtiger Prozesspartner der Netzleitstellen, da hier bedingt durch die Netzstrukturen und den vergleichsweise geringen Automatisierungsgrad der Schaltbetrieb im Wesentlichen nur durch die Ressourcen vor Ort durchgeführt werden kann. Neben dem Schaltbetrieb sind die Ressourcen auch in der Störungsanalyse und der anschließenden Reparaturphase eingebunden [31].

Die Kernaufgabe der Netzüberwachung und des Störungsmanagements beinhaltet alle Arbeitsschritte von der Erkennung und Analyse von Störungen bis zu deren vollständiger Behebung. Dieses umfasst die Meldungsbearbeitung und Ereignisanalyse, die Störungsbearbeitung und die Einsatzsteuerung. Bei Störungen mit Versorgungsunterbrechungen umfasst das Störungsmanagement auch die vollständige Wiederherstellung der Versorgung aller unterbrochenen Kunden.

Der Schaltbetrieb gliedert sich in die Teilprozesse Durchführung von Freischaltmaßnahmen für Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen im Netz und die Durchführung von Netzsteuermaßnahmen auf.

Die Freischaltplanung bildet die Prüfung und Koordination der geplanten Freischaltmaßnahmen ab und findet einige Wochen bis wenige Tage vor der eigentlichen Durchführung der Freischaltmaßnahmen statt. Die Anfragen kommen aus der Netzplanung und der Instandhaltungsplanung und werden von den zuständigen Netzleitstellen bearbeitet. Eine Prozesskopplung mit weiteren Prozesspartnern ist in der Regel nicht vorhanden. Die Planungen komplexer Freischaltmaßnahmen, bei denen u. U. noch eine weitere Abstimmung mit anderen Beteiligten erfolgen muss, werden vielfach im Back-office und nicht von den Leitplatzressourcen durchgeführt [50].

### 3.1 Modellkomponenten des Netzleitstellenmodells

Der Fokus der Modellbildung der Netzführungsaufgabe und des operativen Netzbetriebes für Verteilungsnetze liegt auf der Abbildung der Netzbetriebsprozesse für die Kernaufgaben Netzüberwachung und Störungsmanagement, Schaltbetrieb und Freischaltplanung. Mit Hilfe des Netzleitstellenmodells soll die Fragestellung beantwortet werden, wie groß die minimal notwendige Anzahl an Netzleitstellen und Leitplätzen für das Störungs- und Freischaltmanagement in den Verteilungsnetzen ist und wie der optimale Zuschnitt der Zuständigkeitsgebiete ist.

Ziel des Modells soll es sein, die komplexen **Wirkungszusammenhänge** zwischen Personaleinsatz in den Netzleitstellen und der operativen Ressourcen, der realisierten Versorgungszuverlässigkeit und der Betriebskosten **quantitativ** auf Basis von Bewertungs- und Qualitätskennzahlen bestimmen zu können.

Dazu müssen die Prozessinteraktionen zwischen den Netzleitstellen der Verteilungsnetze (von der Hoch- bis zur Niederspannungsebene) und dem operativen Netzbetrieb unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen aus Geografie, Netz- und Betriebsmittelstruktur hinreichend detailliert modelliert werden.

Die vorgegebenen Qualitätsanforderungen sind dabei mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit einzuhalten. Dieses sind für den Bereich des Störungsmanagements Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit und die sich aus den Verkehrssicherungspflichten ergebenden Anforderungen (z. B. hinsichtlich einer schnellen Reaktion auf Störungen) an die Organisation. Für den Bereich des Freischaltmanagements sind es vor allem die Wartezeiten bei den operativen Mitarbeitern vor Ort. Die Auswirkungen verschiedener Organisationsvarianten auf geeignete Bewertungs- und Qualitätskennzahlen (siehe Kapitel 2.2) sollen mit Hilfe des Modells quantifizierbar sein.

Bei den Aufgaben in der Netzführungsorganisation handelt es sich um die Bearbeitung von sowohl geplanten und vor allem ungeplanten Ereignissen, auf die die Leitstellen schnell und effektiv reagieren müssen. Geplante Ereignisse sind z. B. die Freischaltmaßnahmen, die Tage im Voraus zeitlich festgelegt und dann nacheinander abgearbeitet werden. Dabei ist eine zeitgleiche Bearbeitung mehrerer paralleler Freischaltmaßnahmen am gleichen Tag üblich, sodass es im Fortlauf der Bearbeitung immer wieder zu Wartezeiten durch die Nichtverfügbarkeit der Leitplatzressource kommt. Zudem führt das Auftreten von zeitgleichen Störungen in den Netzen zu einem Aufschub in der Bearbeitung der Freischaltungsmaßnahmen und somit erhöhen sich die Wartezeiten zusätzlich. Diese Wartezeiten quantitativ zu ermitteln und die resultierenden Mehrkosten für Personaleinsatz und Fremddienstleistungskosten zu bewerten ist eine Anforderung an ein solches Modell. Ebenso kommt es bei Störungshäufungen zu Wartezeiten in der Störungsbearbeitung, da die Leitplatzressource die parallelen Störungen ebenfalls nur sequenziell abarbeiten kann. Diese Wartezeiten bei der Störungsbearbeitung zu quantifizieren und vor allem auch der Einfluss auf die Versorgungsqualität zu beurteilen, ist eine weitere wesentliche Anforderung an das Optimierungsmodell für die Netzführungsorganisation.

Im Mittelpunkt der Modellbildung steht dabei die Zusammenführung eines Ressourcenbedarfs auf der einen Seite und eines Ressourcenangebots auf der anderen Seite. Ein Ressourcenbedarf entsteht dabei immer dann, wenn der Systemzustand des betrachteten Netzes einer Veränderung unterworfen wird. Solche Änderungen im Netzzustand können entweder durch stochastische oder deterministische Ereignisse hervorgerufen werden. Diese Ereignisse erfordern einen Bedarf an Ressourcen, d. h. eine zeitliche und ggf. örtliche Bindung der erforderlichen Ressourcen. Dieser Ressourcenbedarf ist in aller Regel zeitabhängig. Die jeweils zugrunde liegenden Prozesse erfordern in unterschiedlichen Phasen der Prozessbearbeitung unterschiedliche Prozessbeteiligte. Deshalb ist es für die Modellbildung von entscheidender Bedeutung, dass die Erfordernis der unterschiedlichen Prozesspartner in den einzelnen Prozessschritten hinreichend genau abgebildet wird.

Dem Ressourcenbedarf steht auf der anderen Seite das Angebot an Ressourcen gegenüber. Dieses wird dabei nicht nur ausschließlich über die reine Anzahl definiert. Die Verfügbarkeit von Ressourcen und damit das Ressourcenangebot werden auch über die Zuständigkeiten, Gebietszuschnitte, Arbeitszeiten usw. definiert. Damit ist auch das Ressourcenangebot zeitabhängig, da z. B. außerhalb einer definierten Normalarbeitszeit nur eine reduzierte Personalstärke durch Rufbereitschaften oder eine reduzierte Schichtbesetzung vorgehalten wird.

Für die Prozesssimulation und die Untersuchung der hier maßgeblichen prozessualen Wirkungszusammenhänge ist es nicht notwendig, die eigentlichen Verteilungsnetze als solche, d. h. als physikalische Netzmodelle abzubilden. Das elektrische Netz mit seinen verschiedenen Betriebsmitteln wie Sammelschienen, Schaltgeräte, Leitungen, Transformatoren und den angeschlossenen Verbrauchern und Einspeisern mit den unterschiedlichen Charakteristiken ist demnach auch nicht im Modell explizit abgebildet. Die elektrischen Netze sind aber durch die Prozessabbildung und die räumliche Verteilung indirekt berücksichtigt. Die Eingangsdaten für die Prozessabbildung wie z. B. ausgefallene Leistungen, Analyse- und Reparaturzeiten, Wiederversorgungsmöglichkeiten, Schaltungsprofile, Kopplungen von Netzebenen bilden die für eine Simulation der Prozesse notwendigen Charakteristika hinreichend genau ab.

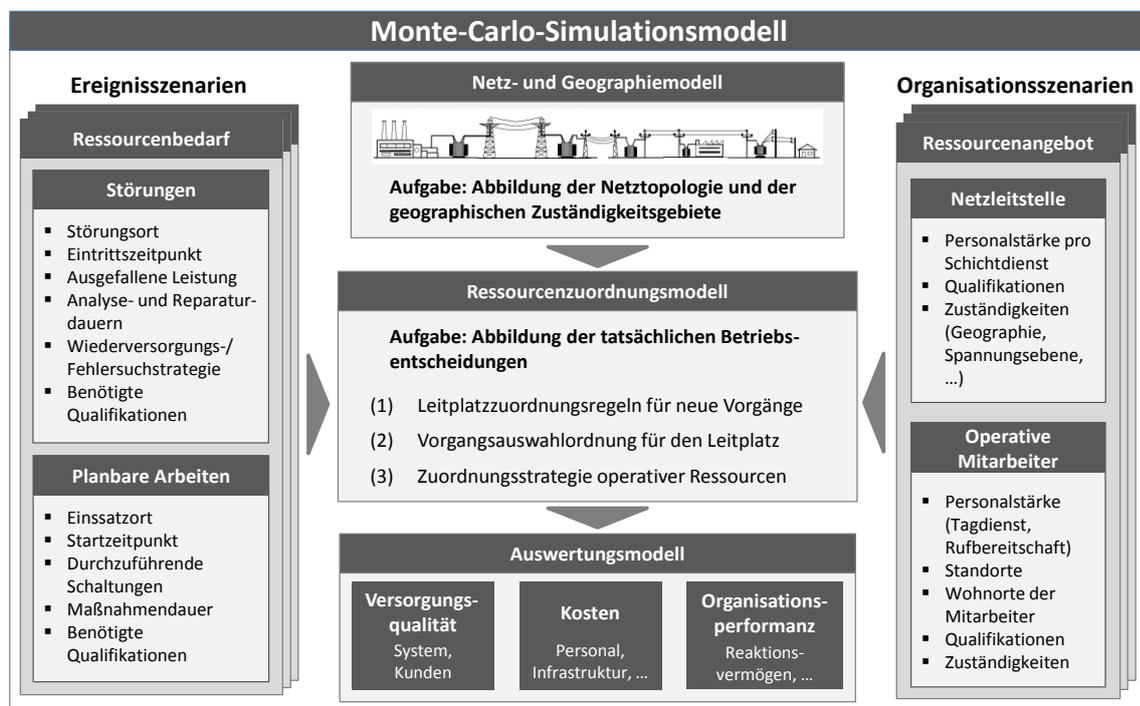


Abbildung 17: Modellkomponenten des Netzführungsmodells

Abbildung 17 zeigt die wesentlichen Modellkomponenten des Simulationsmodells. Die Modellkomponente für die Abbildung des Ressourcenangebotes modelliert die Verfügbarkeit der Netzleitstellen und der operativen Mitarbeitern (operativen Ressourcen) in der Fläche. Die Verfügbarkeit der Netzleitstellen wird durch die Anzahl an Leitplätzen pro Schichtdienst (Leitplatzressourcen) und die jeweiligen Qualifikationen beschrieben. Des Weiteren beschreiben Zuständigkeitsregeln, welche Leitstellen in welcher Spannungsebene und in welchem geografischen Netzgebiet die Netzführungsaufgabe wahrnehmen. Über Qualifikationsprofile können die Zuständigkeiten auf spezielle Maßnahmentypen beschränkt werden.

Die Verfügbarkeit der operativen Ressourcen in der Fläche wird ebenfalls durch die Festlegung der Personalstärke in den verschiedenen Arbeitszeiten (Normalarbeitszeit, Rufbereitschaft) nach Qualifikationen beschrieben. Darüber hinaus bestimmt die geografische Verteilung der Ressourcen durch die Standorte, Gebietszuschnitte und Wohnorte die Ressourcenverfügbarkeit. Zuständigkeitsregeln legen auch hier fest, welche Qualifikationen für welche Maßnahmen notwendig sind und welche Mitarbeiter eingesetzt werden dürfen. Die Zuständigkeitsregeln sind zudem in Abhängigkeit der Arbeitszeiten auch zeitlich abhängig.

Dem Ressourcenangebot steht der Ressourcenbedarf gegenüber. Die Modellkomponente für die Erzeugung eines Ressourcenbedarfs beschreibt das Auftreten der verschiedenen Ereignisse und Maßnahmen, die von den Ressourcen bearbeitet werden müssen. Die abgebildeten Ereignisse sind zum einen Störungen im Netzbetrieb, die entweder von der Netzleitstelle alleine oder – in den meisten Fällen – in der Zusammenarbeit mit den operativen Ressourcen vor Ort bearbeitet werden. Zum anderen sind alle planbaren Ereignisse wie die Durchführung von Freischaltmaßnahmen oder auch betriebsbedingte Schalt- und Regelungseingriffe berücksichtigt.

Das Zuordnungsmodell bildet die Betriebsentscheidungen nach und sorgt für eine Zuordnung von Ressourcen in der Netzleitstelle und den notwendigen operativen Ressourcen zu dem aktuellen Ressourcenbedarf. Dabei haben die einzelnen Vorgänge einen zeitabhängigen Ressourcenbedarf. Während der Bearbeitung der Vorgänge werden zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Prozessbeteiligte zur Bearbeitung benötigt. Es wird für jede Prozessphase der erforderliche Ressourcenbedarf bestimmt, d. h. es wird festgelegt wie die Freischaltungen durchgeführt werden und im Falle von Störungen wie die Kunden optimal wiederversorgt oder kritische Netzzustände minimiert werden können. Die verfügbaren Ressourcen werden derart zugeordnet, dass die Freischaltungen und Störungen möglichst optimal und zügig abgearbeitet werden können. Dazu werden diese auf Basis der individuellen Wichtigkeiten der Vorgänge priorisiert und nacheinander bearbeitet.

Während der Simulation werden die Bearbeitungsfortschritte der einzelnen Vorgänge protokolliert und für eine spätere Detailanalyse abgespeichert. Diese gespeicherten Simulationsergebnisse werden im Nachgang zur Simulation aufbereitet und die entsprechenden Bewertungs- und Qualitätskenngrößen (siehe Kapitel 3.12) berechnet. Diese sind zum einen Qualitätskenngrößen zu der erzielten Versorgungsqualität in Form von Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit. Zum anderen werden auch organisationsrelevante Bewertungskenngrößen zu Reaktionszeiten auf Störungen und Wartezeiten für den operativen Netzbetrieb durch die Nichtverfügbarkeit von Leitplatzressourcen ermit-

telt. Als weitere Bewertungskenngrößen werden auch die Kosten für die Infrastruktur, Personal, Material- und Fahrkosten und Pönalen berechnet.

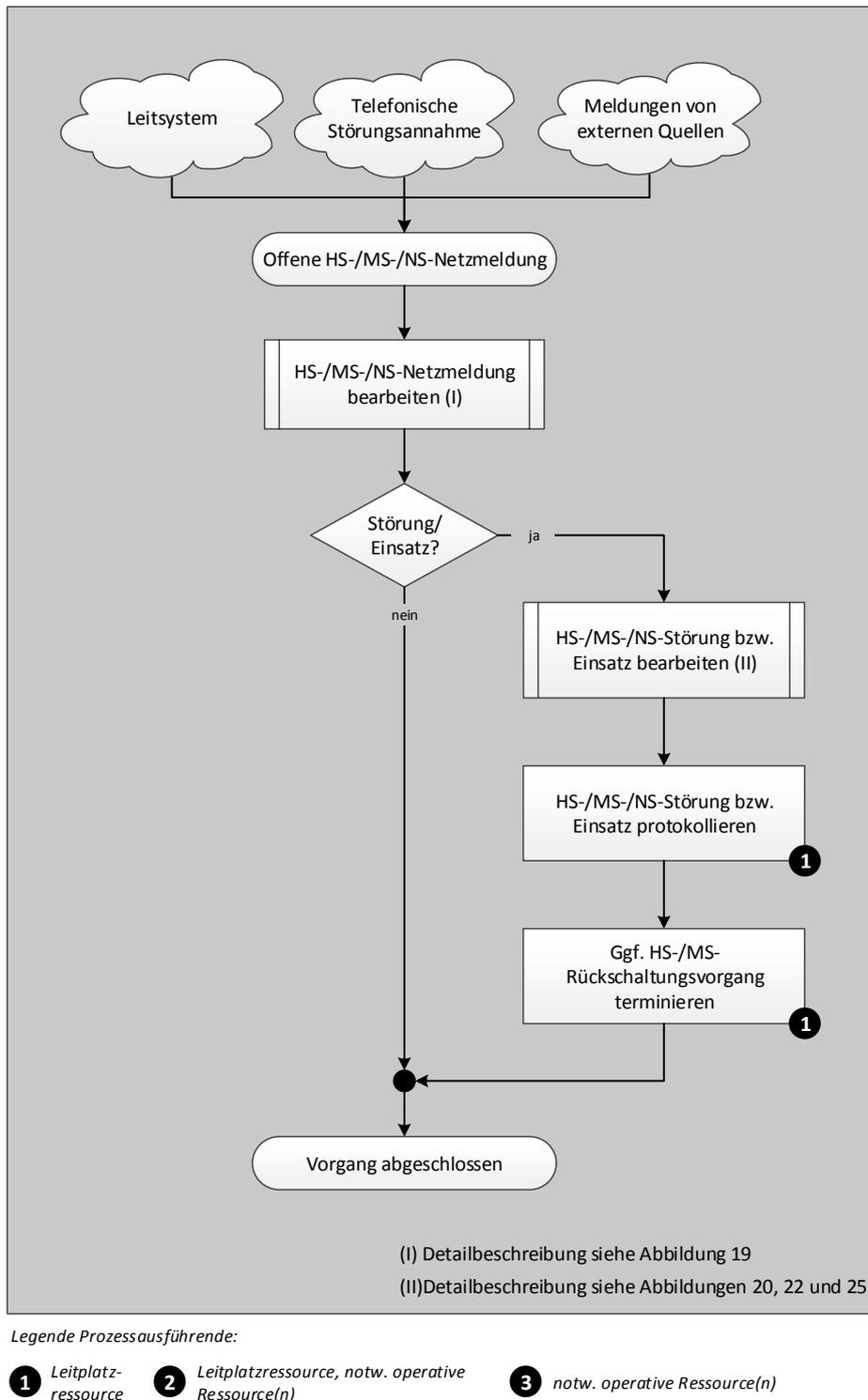
Im Folgenden werden für das Störungs- und Freischaltmanagement die modellierten Prozessabläufe im Detail vorgestellt. Ebenso werden die einzelnen Modellkomponenten im Anschluss näher erläutert. Tabelle 2 liefert eine Übersicht über alle modellierten Prozesskategorien und die Zuordnung zu den unterschiedlichen Vorgängen in HS-/MS-/NS-/SB-Netzen.

Tabelle 2: Übersicht der modellierten Prozesskategorien

Prozesskategorien	Vorgänge	Bemerkungen	Prozessablauf	Spannungsebene		
				HS	MS	NS/SB
Netzmeldungsbearbeitung	Netzmeldungen		Abbildung 18	x	x	x
	Störungen mit Versorgungsunterbrechungen	Schalthandlungen zur Störungsbearbeitung erforderlich	Abbildung 20 (HS), Abbildung 22 (MS), Abbildung 25 (NS)	x	x	x
Störungsmanagement	Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen			x	x	x
	Erdschlusssuche in isolierten oder kompensierten Netzen			x	x	--
	Störungseinsätze (Streckenkontrolle von Freileitungsabschnitten nach Kurzunterbrechungen, Rücksetzen von Kurzschlussanzeigern, etc.)	Keine Schalthandlungen zur Störungsbearbeitung erforderlich	Abbildung 72 (HS), Abbildung 73 (MS/NS) jeweils im Anhang	x	x	x
	Freischaltung der Netzkomponente/ des Teilnetzes		Abbildung 27 (HS), Abbildung 28 (MS)	x	x	--
Freischaltungsmanagement	Durchführung der operativen Tätigkeit vor Ort			x	x	--
	Rückschaltung der Netzkomponente/ des Teilnetzes			x	x	--
	Rückschaltungen nach der Behebung von Störungen			x	x	--
	Änderungen im Schaltzustand der Netze			x	x	--
	Netzsteuer- und Netzregelgriffe			x	x	--
	Bearbeitung von Freischaltanmeldungen			Abbildung 26	x	x
Freischaltplanung	Sonstige administrative Tätigkeiten			x	x	x

### 3.2 Prozessbeschreibung Störungsmanagement

Abbildung 18 zeigt den abstrahierten Gesamtprozess für die Netzmeldungs- und Störungsbearbeitung in HS-/MS-/NS-Netzen.



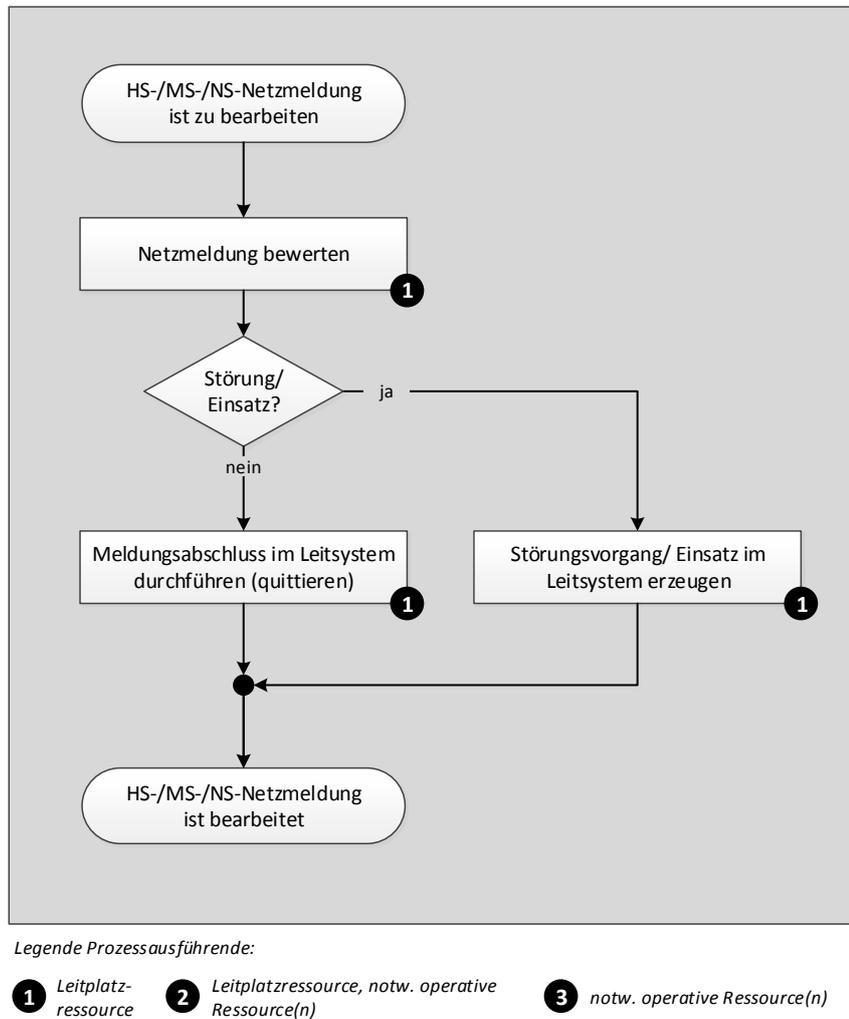
**Abbildung 18: Übersicht des Gesamtprozesses für die Meldungs- und Störungsbearbeitung in HS-/MS-/NS-Netzen**

In der Netzleitstelle von Verteilungsnetzen laufen alle Informationen über den Netzzustand zusammen. Daher werden Störungen im Netz zuallererst der Netzleitstelle gemeldet [108]. Störungen in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen gelangen in den allermeisten Fällen als Netzmeldung über die Netzleittechnik in die Leitstelle und werden im Leitsystem angezeigt. Auch Grenzwertverletzungen z. B. von Spannungen an einzelnen gemessenen Knoten im Netz werden als Netzmeldung über die Netzleittechnik an die Leitstelle weitergeleitet. Da die Niederspannungsnetze nicht fernüberwacht sind, werden Niederspannungsstörungen über die telefonische Störungsannahme von den betroffenen Kunden gemeldet. Von dort werden die Meldungen an die zuständige Netzleitstelle weitergeleitet. Eine weitere Möglichkeit über die Einspeisung von Netzzustandsmeldungen besteht z. B. über Mitteilungen von eigenen Mitarbeitern aus dem Netz.

Wird aufgrund einer Netzmeldung kein unmittelbarer Einsatz einer operativen Ressource vor Ort erforderlich, so endet nach der Meldungsbearbeitung der Prozessablauf. Der Vorgang wird gespeichert und zur späteren Bearbeitung abgelegt. Handelt es sich hingegen hinter der einlaufenden Netzmeldung um eine Netzstörung, so wird aus der Netzmeldung ein Störungseinsatz. Dieser wird im Folgenden weiter bearbeitet. Ist die Störung behoben und damit der Einsatz der operativen Ressource(n) abgeschlossen, wird der Vorgang im Betriebstagebuch protokolliert und sofern schon möglich der Rückschaltvorgang nach Beendigung der Reparaturmaßnahme terminiert. In dem Modell können für Störungen im Hoch- und Mittelspannungsnetz automatisiert entsprechende Rückschaltaufträge in Abhängigkeit der Art und Wichtigkeit der Reparaturmaßnahme terminiert werden. Diese werden entweder unmittelbar nach Abschluss der Reparatur oder als geplante Maßnahme einige Tage bzw. auch einige Wochen (falls die Reparatur aufwendiger ist) später durchgeführt.

Der detaillierte Prozessablauf der Meldungsbearbeitung ist in Abbildung 19 dargestellt und wird nur innerhalb der Leitstelle von dem Leitstellenmitarbeiter durchgeführt. Es sind keine weiteren Prozessbeteiligten in dieser Prozessphase eingebunden.

Ca. 80 % aller in der Netzleitstelle einlaufenden Meldungen sind keine unmittelbaren Störungsmeldungen aufgrund von Störungsereignissen. Sondern sie werden durch planmäßige Prüf- und Wartungsarbeiten erzeugt und in das Netzleitsystem eingespeist. Da diese Meldungen allerdings erst einmal nicht von tatsächlichen Störungsmeldungen zu unterscheiden sind, sollten sie zur Arbeitsentlastung des Leitstellenmitarbeiters möglichst nicht den normalen Bearbeitungsprozess durchlaufen. Dazu bietet das Leitsystem i. d. R. die Möglichkeit, von verfügbaren Netzkomponenten die ankommenden Meldungen zu unterdrücken. Nur bei Bedarf kann sich der Mitarbeiter gezielt die ankommenden Meldungen ansehen und bearbeiten. Somit werden nur noch Netzmeldungen aufgrund



**Abbildung 19: Prozessablauf der Netzmeldungsbearbeitung in HS-/MS-/NS-Netzen**

tatsächlicher Störungen mit Alarm im Leitsystem angezeigt und erfordern die Aufmerksamkeit des Leitstellenmitarbeiters. Diese unterdrückten Netzmeldungen werden auch nicht als Eingangsdaten für die Simulationsrechnungen verwendet.

In der Netzmeldungsbearbeitung geht es darum alle verfügbaren Informationen zu bündeln und die wichtigsten Informationen aus einer Vielzahl von Einzelmeldungen zu filtern. Gerade bei Großstörungen oder Störungshäufungen wird eine Vielzahl von Einzelmeldungen generiert, von denen nur einige wenige für die weitere Störungsbearbeitung wichtig sind. Man spricht in diesem Zusammenhang auch häufig von Meldungsschauern. Der Leitstellenmitarbeiter prüft die Meldungen hinsichtlich der Gefahrensituationen, Störungsursache und Störungsauswirkungen (Prozessschritt „Netzmeldung bewerten“). Ist kein unmittelbarer Einsatz von operativen Ressourcen vor Ort oder ein Eingreifen seitens der Leitstelle notwendig, so wird ein Meldungsabschluss durchgeführt (d. h. die Meldung quittiert). Unter Umständen wird später die Meldung noch mal aufgegriffen und an die zuständige Fachabteilung zur Bearbeitung weitergeleitet.

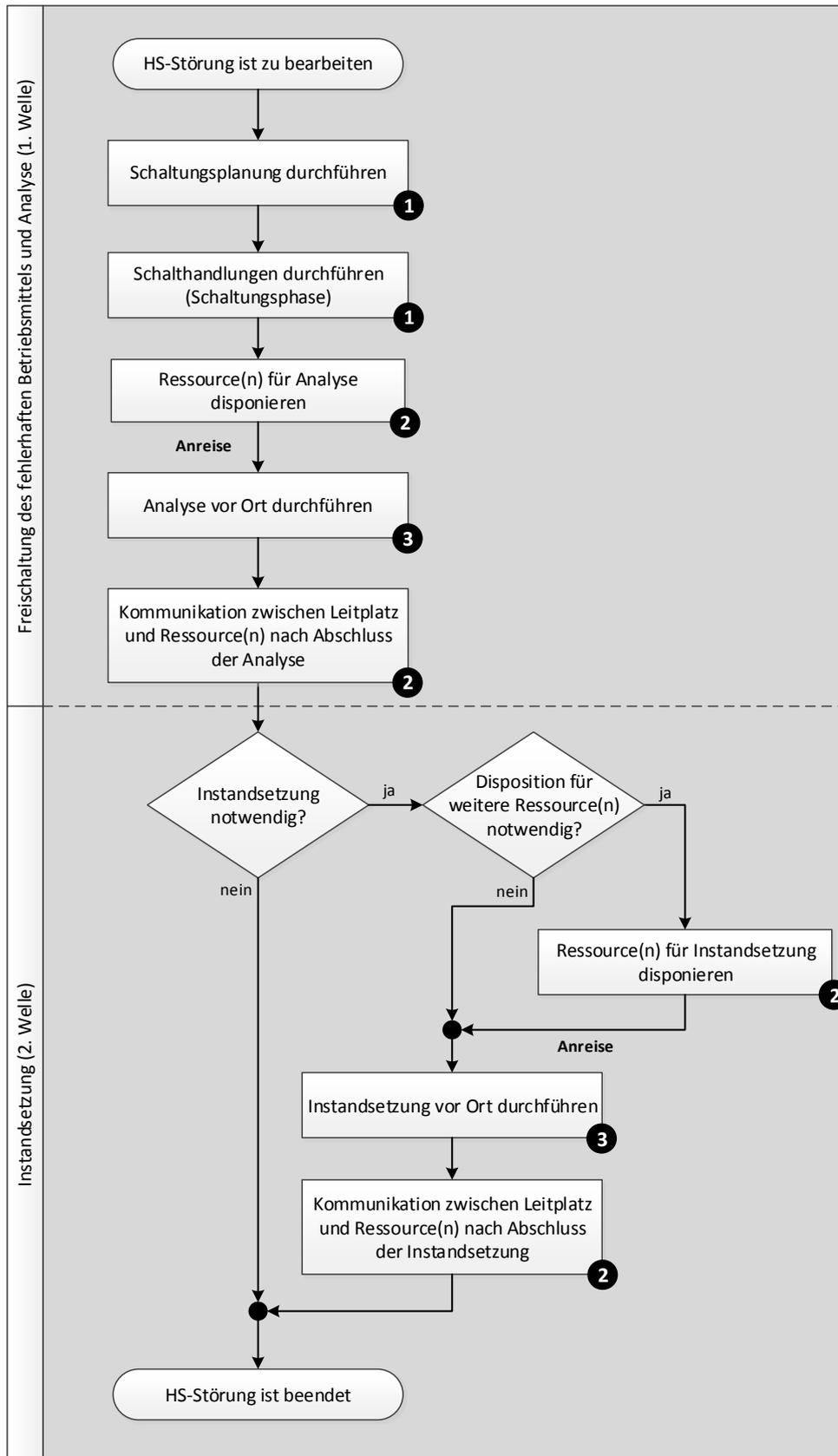
Ist die Netzmeldung aufgrund einer Störung im Netz ausgelöst worden, so ist eine weitere Bearbeitung notwendig und aus der Netzmeldung wird ein Störungsvorgang bzw. operativer Einsatz generiert (Prozessschritt „Störungsvorgang/Einsatz im Leitsystem erzeugen“). Dieser wird im Folgenden weiter bearbeitet und notwendige operative Ressourcen können auf diesen Auftrag disponiert werden.

Durch die stark unterschiedliche fernwirktechnische Ausrüstung der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze ergeben sich für das Störungsmanagement in den Netzebenen unterschiedliche Prozessabläufe. Im Folgenden wird das Störungsmanagement in den drei Netzebenen im Detail dargestellt.

### 3.2.1 Störungsmanagement in der Hochspannung

Die 110-kV-Netze haben durch ihre Versorgungsaufgabe eine hohe Anforderung an die Versorgungszuverlässigkeit und sind in der Regel vermascht betrieben. Dabei entscheidet die jeweilige Versorgungsaufgabe über den individuellen Aufbau und die Betriebsweise des Netzes. Sie sind wie die Höchstspannungsnetze insoweit redundant aufgebaut, dass bei einem Ausfall von einzelnen Betriebsmitteln diese automatisch selektiv über den Netzschutz ausgeschaltet werden und es in den meisten Fällen zu keiner Versorgungsunterbrechung kommt. Da im Störfall die Redundanz reduziert ist, kann ein weiterer Betriebsmittelausfall jetzt zu einer weitreichenden Störung mit ggf. Versorgungsunterbrechungen führen. Um dieses Risiko zu reduzieren und die Versorgungszuverlässigkeit des Netzes möglichst wieder zu erhöhen, werden seitens der Leitstelle Schalthandlungen durchgeführt, um die Versorgungszuverlässigkeit zu erhöhen. Damit werden die Auswirkungen von potenziellen Folgeausfällen reduziert. Ebenso werden zusätzliche Schaltungen notwendig, um das defekte Betriebsmittel für die anschließende Instandsetzung freizuschalten. In der Regel sind in Hochspannungsnetzen alle Netzkomponenten fernüberwacht und ferngesteuert, sodass alle wesentlichen Überwachungs- und Schaltaufgaben zentral von den Mitarbeitern in der Leitstelle durchgeführt werden können. Vor-Ort-Schaltungen müssen in der Regel nur in besonderen Einzelfällen oder bei Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden.

Üblicherweise werden die 110-kV-Netze kompensiert betrieben, deren Größe sowohl durch die maximal beherrschbare Kurzschlussleistung und die Einhaltung der Löschbedingungen bei Erdschlüssen begrenzt ist. Starr oder niederohmig geerdete 110-kV-Netze sind in Deutschland nur sehr selten vorzufinden [51]. Bei 110-kV-Netzen gilt für den Erdschlussreststrom eine Beanspruchungsgrenze von maximal 130 A [51]. Die einzelnen 110-kV-Netze, die auch Netzgruppen genannt werden, sind in der Regel galvanisch voneinander getrennt und die Netzführungsverantwortung innerhalb einer Netzgruppe wird in der Regel jeweils nur einer Leitplatzressource zugewiesen. Im



Legende Prozessausführende:

- ① Leitplatzressource    ② Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)    ③ notw. operative Ressource(n)

Abbildung 20: Prozessablauf Störungsbearbeitung in HS-Netzen

Störfall oder wenn sonstige betriebliche Arbeiten es erforderlich machen, können benachbarte Netzgruppen über Kuppelverbindungen direkt miteinander verbunden werden. In diesen Fällen ist eine Abstimmung der Schalthandlungen zwischen den betroffenen Leitplatzressourcen erforderlich.

Abbildung 20 zeigt den prinzipiellen Prozessablauf für die Störungsbearbeitung in HS-Netzen mit und ohne Versorgungsunterbrechungen, wie er in dem Modell Verwendung findet. Es wird im Rahmen der Modellierung davon ausgegangen, dass alle wesentlichen Schalthandlungen in der ersten Störungsphase fernbedient von der Leitstelle durchgeführt werden können. Eine Disposition von operativen Mitarbeitern für die Durchführungen von Schalthandlungen ist in dieser Phase nicht notwendig. Nach dem Abschluss aller Schalthandlungen besteht die Möglichkeit mittels operativer Ressourcen Schalthandlungen vor Ort durchführen zu lassen.

Vor der eigentlichen Durchführung der Schalthandlungen muss in der sog. „*Schaltungsplanung*“, sofern nicht schon in der Netzmeldungsbearbeitung geschehen, die Störung genauer analysiert und eine Wiederversorgungs- bzw. Schaltungsstrategie festgelegt werden. In dieser Prozessphase wird über die weiteren Maßnahmen zum Bearbeiten der Störung entschieden und der geplante Schaltungsablauf durch den Leitstellenmitarbeiter festgelegt. Dazu werden u. a. die verfügbaren, belastbaren und schaltbaren Ersatzwege berücksichtigt und ggf. in einem begrenzten Umfang Netzberechnungen durchgeführt.

In der nächsten Prozessphase „*Schalthandlungen durchführen*“ beginnt der Leitstellenmitarbeiter mit den vorher geplanten Maßnahmen und führt die Schalthandlungen zur Wiederversorgung, Umlastung oder Freischaltung des defekten Betriebsmittels durch. Diese Prozessphase wird auch *Schaltungsphase* genannt. Ist der genaue Fehlerort nicht erkennbar und muss z. B. bei einem Erdschluss noch ermittelt werden, so werden Schaltnungen zur Erdschlusssuche durchgeführt.

Bis zum Abschluss der Schaltungsphase sind in dem Prozessablauf außer der Leitplatzressource noch keine weiteren operativen Ressourcen notwendig und es muss für die Prozessdurchführung nur die Leitplatzressource verfügbar sein. In den nun folgenden Prozessphasen

- „*Störungsanalyse*“ (diese umfasst die Prozessschritte „Analyse vor Ort durchführen“ und „Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Analyse“) und
- „*Instandsetzung*“ (diese umfasst die Prozessschritte „Ressource(n) für Instandsetzung disponieren“, „Instandsetzung vor Ort durchführen“ und „Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Instandsetzung“)

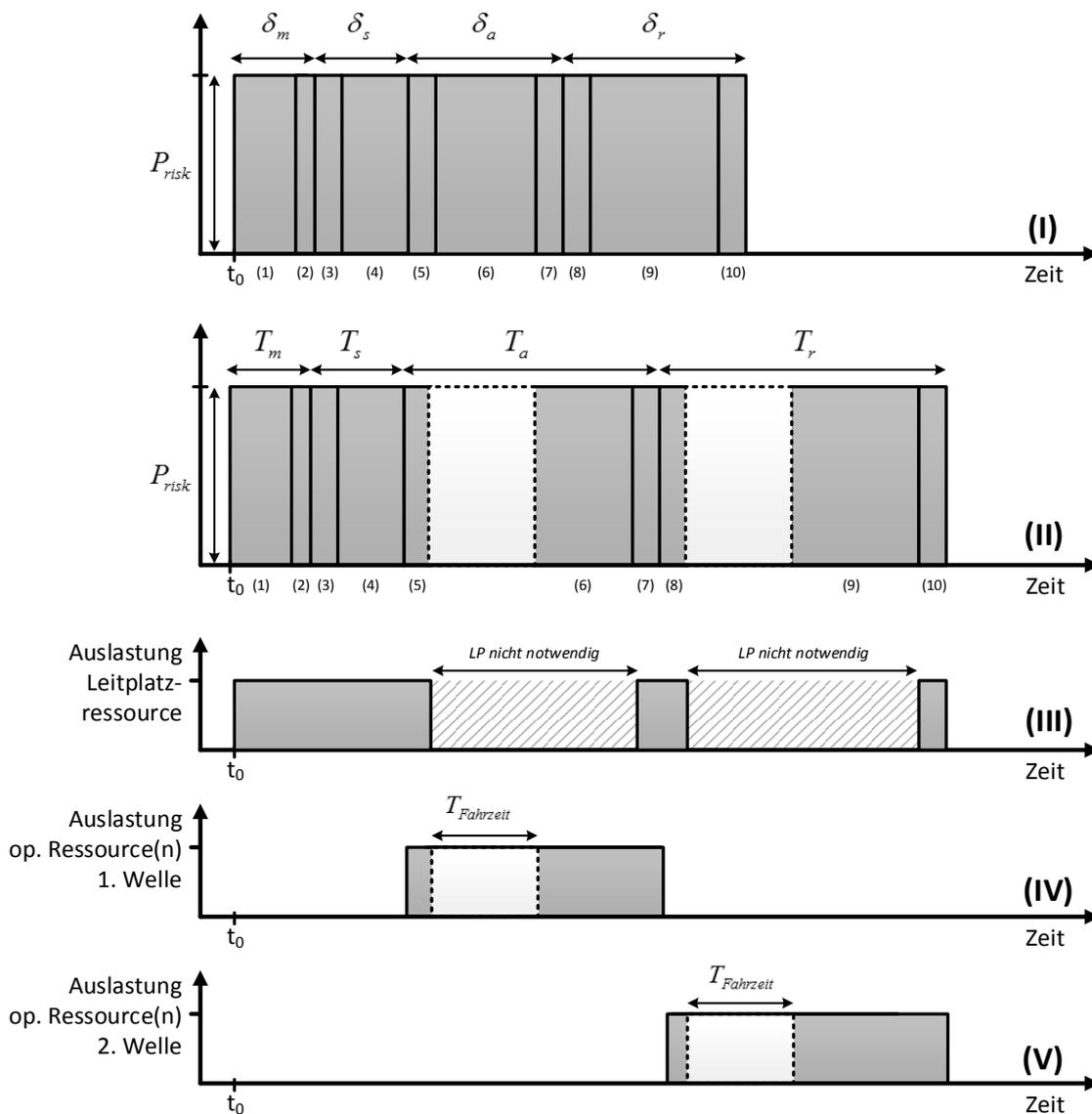
muss die Leitplatzressource auf operative Ressourcen im Netzbetrieb zurückgreifen. Sobald eine operative Ressource der passenden Qualifikation für die Störungsanalyse vor Ort verfügbar ist, wird diese von der Leitplatzressource zu der Störung disponiert und fährt zu dem Störungsort. Die Fahrzeit ergibt sich aus der Ausgangsposition der Ressource in dem Graphen und dem Störungsort. Während der Anreise und der anschließenden Störungsanalyse ist die Leitplatzressource für andere zeitgleich zu bearbeitende Vorgänge verfügbar und kann diese bearbeiten. Ist die Störungsanalyse vor Ort abgeschlossen, so meldet sich die operative Ressource telefonisch bei der Leitplatzressource und sie stimmen die weiteren notwendigen Maßnahmen zur Störungsbeseitigung ab. Ist eine sofortige Instandsetzung notwendig, so wird diese unmittelbar durchgeführt. Andernfalls wird die Instandsetzung über den regulären Instandhaltungsprozess angestoßen und geplant von der zuständigen Fachabteilung abgearbeitet. In diesem Fall ist der Störungseinsatz beendet.

Ist jedoch eine sofortige Instandsetzung bzw. die Errichtung eines Provisoriums notwendig, so wird je nach Fehlertyp noch eine weitere Ressource für die unmittelbare Instandsetzung vor Ort benötigt. In der Modellierung werden dabei die folgenden Ressourcenkombinationen für die Instandsetzungsphase berücksichtigt:

- Eine Ressource mit der Qualifikation aus der Analysephase ist für die Reparaturphase ausreichend. In diesem Fall ist keine weitere Disposition notwendig.
- Zwei Ressourcen mit der Qualifikation aus der Analysephase sind für die Reparaturphase notwendig. In diesem Fall ist die Disposition einer weiteren operativen Ressource gleicher Qualifikation notwendig.
- Eine Ressource mit der für die Instandsetzung erforderlichen Spezialistenqualifikation ist für die Instandhaltungsphase notwendig. In diesem Fall ist die Disposition einer Ressource mit der erforderlichen Spezialistenqualifikation notwendig und die Ressource aus der Störungsanalyse ist für andere Vorgänge verfügbar.
- Zwei Ressourcen mit der für die Instandsetzung erforderlichen Spezialistenqualifikation für die Instandhaltungsphase sind notwendig. In diesem Fall ist die Disposition von zwei Ressourcen mit der erforderlichen Spezialistenqualifikation notwendig und die Ressource aus der Analysephase ist für andere Vorgänge verfügbar.
- Eine Ressource mit der Qualifikation aus der Analysephase und eine Ressource mit der für die Instandsetzung erforderlichen Spezialistenqualifikation sind für die Instandsetzung notwendig. In diesem Fall ist die weitere Disposition einer Ressource mit der erforderlichen Spezialistenqualifikation notwendig.

Sind weitere operative Ressourcen für die Instandsetzung vor Ort notwendig, so müssen diese zum einen verfügbar sein und ebenfalls von ihrem aktuellen Ausgangsort zum Störungsort anreisen. Dieses bedeutet eine Verzögerung in der weiteren Störungsbearbeitung. Die eigentliche Instandsetzung wird wiederum ohne Beteiligung der Leitplatzressource von der oder den operativen Ressourcen durchgeführt.

Im Anschluss an die Reparatur erfolgt eine Rückmeldung an die Netzleitstelle, von wo aus die Wiederinbetriebnahme der defekten Komponente vorgenommen und der Störungsvorgang abschließend im Betriebstagebuch protokolliert wird.



**Abbildung 21: Störungsprofil HS-Störungen und Auslastung der einzelnen Prozessbeteiligten an einem Beispiel**

Abbildung 21 zeigt den prinzipiellen Prozessablauf der Störungsbearbeitung von HS-Störungen nach Abbildung 19 und Abbildung 20 in Form eines sog. *Störungsprofils*. Aufgetragen ist die zeitliche Abfolge der einzelnen Prozessschritte und deren Bearbei-

tungsdauer über die *power-at-risk*-Leistung  $P_{\text{risk}}$ . Diese wird über die gesamte Störungsbearbeitungsdauer als konstant angenommen. In dem Diagramm (I) sind analog zu der Abbildung 19 und Abbildung 20 die einzelnen Prozessphasen dargestellt [(1): *Netzmeldung bewerten*, (2): *Störvorgang/ Einsatz im Leitsystem erzeugen*, (3): *Schaltungsplanung durchführen*, (4): *Schalthandlungen durchführen (Schaltungsphase)*, (5): *Ressource(n) für Analyse disponieren*, (6): *Analyse vor Ort durchführen*, (7): *Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Analyse*, (8): *Ressource(n) für Instandsetzung disponieren*, (9): *Instandsetzung vor Ort durchführen*, (10): *Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Instandsetzung*].

In Abbildung 21 beschreiben  $\delta_m$ ,  $\delta_s$ ,  $\delta_a$  und  $\delta_r$  die Summe der einzelnen Prozesszeitdauern in den jeweils dargestellten Bearbeitungsphasen.  $\delta_m$  bezeichnet die Zeitdauer, die die Leitplatzressource insgesamt für die Meldungsbearbeitung [Prozessschritte (1) und (2)] benötigt.  $\delta_s$  bezeichnet die Zeitdauer, die für die Durchführung von fernbedienten Schalthandlungen von der Leitplatzressource benötigt wird [Prozessschritte (3) und (4)]. Die Zeitdauer für die anschließende Disposition der operativen Ressource für die Störungsanalyse vor Ort, die Zeitdauer der Störungsanalyse und die Abstimmung zwischen der operativen Ressource und der Leitstelle [Prozessschritte (5) bis (7)] wird durch die Zeitdauer  $\delta_a$  bezeichnet. Die anschließende Instandsetzung inkl. der ggf. notwendigen Ressourcendisposition und abschließenden Kommunikation [Prozessschritte (8) bis (10)] wird durch die Zeitdauer  $\delta_r$  beschrieben.

Das Diagramm (II) in Abbildung 21 berücksichtigt zusätzlich noch die Anreisezeiten für die hier beispielhaft dargestellte Störungsbearbeitung. Durch die Anreisezeit  $T_{\text{Fahrzeit}}$  ergibt sich jeweils noch eine Verzögerung in der Störungsbearbeitung gegenüber (I). Kommt es während der Störungsbearbeitung noch zu weiteren Verzögerungen, so verlängern diese noch einmal zusätzlich die Bearbeitung. Diese Verzögerungen entstehen immer dann, wenn die zum jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt benötigten Prozessbeteiligten nicht zur Verfügung stehen. Dieses kann die Leitplatzressource selber sein, die Vorgänge einer höheren Priorität bearbeiten muss, oder die operativen Ressourcen sind nicht verfügbar und der Vorgang muss ebenfalls aufgeschoben werden. Die Diagramme (III) bis (V) zeigen die jeweilige Ressourcenauslastung der einzelnen Prozessbeteiligten bei der Bearbeitung des Vorgangs. Dabei wird in dem in Abbildung 21 dargestellten Beispiel davon ausgegangen, dass für die Instandsetzung der ausgefallenen Komponente eine andere Ressourcenqualifikation benötigt wird. Diese wird nach dem Abschluss der Störungsanalyse disponiert, fährt den Störungsort an und führt die Instandsetzung durch.

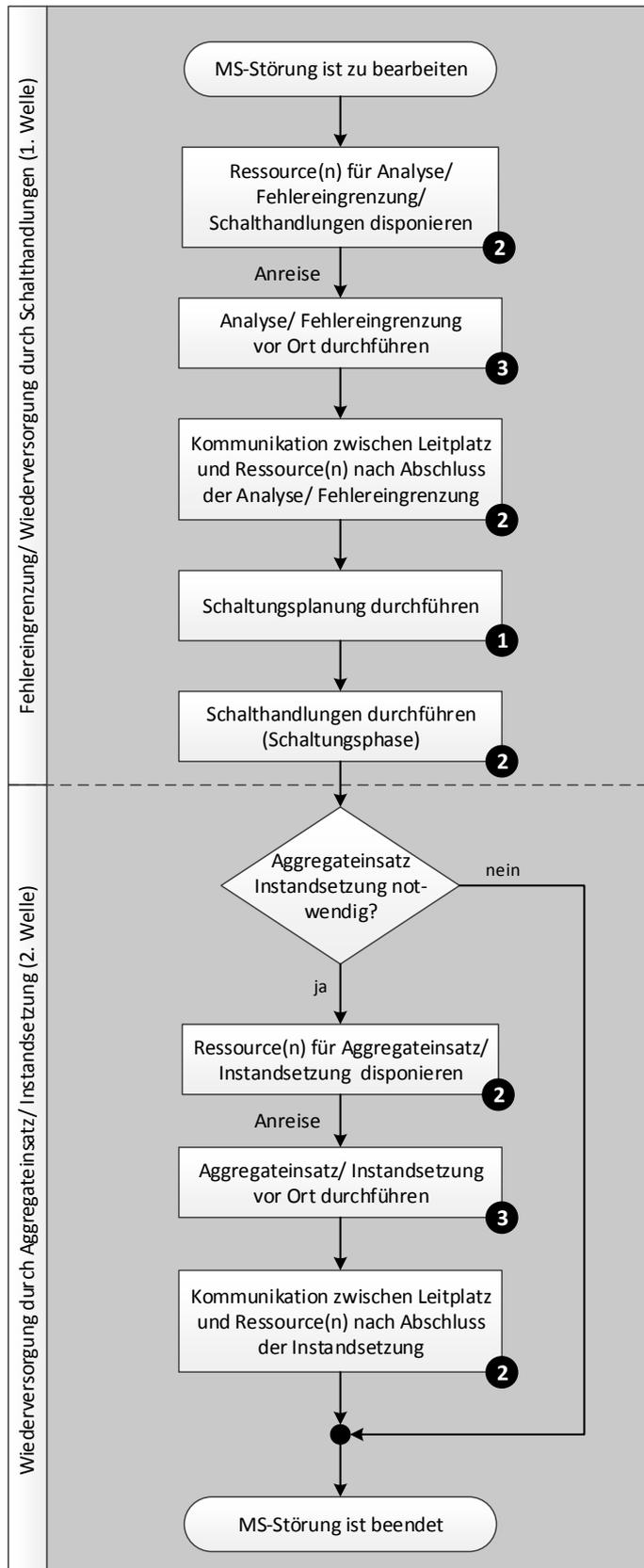
Sehr deutlich wird bei der Darstellung in Abbildung 21, dass es bei der Störungsbearbeitung von Hochspannungsstörungen zu einer Zweiteilung im Prozessablauf kommt,

der viele Vorteile für die zeitgleiche Bearbeitung von parallelen Vorgängen in der Leitstelle bietet. In der ersten Bearbeitungsphase wird der Prozess bis zum Abschluss der Schaltungsphase (4) nur von der Leitplatzressource bearbeitet. Nach Abschluss der Schalthandlungen (Schaltungsphase) wird die weitere Störungsbearbeitung hauptsächlich von den operativen Ressourcen vor Ort durchgeführt. Die Leitplatzressource wird nur im Rahmen des Informationsaustauschs in den beiden Kommunikationsprozessschritten (Prozessschritte (7) und (10)) und für die Ressourcendisposition (Prozessschritte (8)) in der Prozessbearbeitung benötigt. Diese Prozessaufteilung bietet der Leitplatzressource die Möglichkeit, nach dem Abschluss der Schaltungsphase andere zeitgleiche Vorgänge zu bearbeiten.

Nicht in allen Fällen erfordert die Störungsbearbeitung für die Störungsbeseitigung Schalthandlungen in den Netzen. Kommt es beispielsweise in Freileitungsnetzen zu kurzen Erdschlussmeldungen, die nach einer kurzen Zeit wieder verschwinden (sog. Erdschlusswischer), so ist eine Streckenkontrolle des entsprechenden Freileitungsabschnittes notwendig. Dabei wird vor Ort die mögliche Ursache der Erdschlussmeldung überprüft. Ein anderes Beispiel ist beispielsweise die Beschädigung an einem Anlagenzaun einer Umspannanlage. In beiden Fällen sind für die weitere Bearbeitung der Störungen keine Schalthandlungen notwendig und es erfolgt seitens der Leitstelle nur eine Weiterleitung der Störungsmeldung an die zuständige operative Ressource vor Ort in Form einer Einsatzdisposition. Eine weitere Unterstützung seitens der Leitstelle ist in diesen Fällen nicht erforderlich. Diese operative Ressource bearbeitet die Störung ggf. mit Unterstützung anderer Fachabteilungen und meldet die Erledigung der Störung nach Abschluss der Arbeiten an die Netzleitstelle. Dort wird dann der Störungseinsatz im Störungsprotokoll eingetragen. Dieser spezielle Typ von Störung wird in dem Modell auch *Störungseinsatz* bezeichnet. Der Prozessablauf mit den einzelnen Prozessschritten und Prozessbeteiligten ist in Abbildung 72 im Anhang dargestellt.

### **3.2.2 Störungsmanagement in der Mittelspannung**

Der prinzipielle Prozessablauf der Störungsbearbeitung in MS-Netzen ist in Abbildung 22 dargestellt. Der Prozess lässt sich prinzipiell in die beiden Prozessphasen „Fehler eingrenzung/ Wiederversorgung durch Schalthandlungen“ (auch 1. Welle genannt) und die „Wiederversorgung durch Aggregateinsatz, Instandsetzung“ (auch 2. Welle genannt) einteilen.



Legende Prozessausführende:

- ① Leitplatzressource
- ② Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)
- ③ notw. operative Ressource(n)

Abbildung 22: Prozessablauf Störungsbearbeitung in MS-Netzen

Im Gegensatz zu den Hochspannungsnetzen sind aus Wirtschaftlichkeitserwägungen die Mittelspannungsnetze deutlich weniger redundant aufgebaut. Die Mittelspannungsnetze für die öffentliche Versorgung sind in der Regel als Ringnetze, in seltenen Fällen als Maschennetze konzipiert, die von einer oder mehreren HS-/MS-Umspannanlagen gespeist werden. Einzelne Mittelspannungsstationen können auch in Stichenbindungen an das übrige Netz angeschlossen sein [51]. Die Maschenverbindungen können offen oder auch geschlossen betrieben werden. Üblicherweise werden Ringnetze bevorzugt als offene Ringnetze betrieben, bei denen der Ring in zwei sog. Halbringe aufgeteilt wird. Diese Netzform bietet den Vorteil einer anpassungsfähigen und für die Netzführung übersichtlichen Netzstruktur. Auch der Netzschutz kann einfach aufgebaut werden. Der Kurzschlusschutz wirkt auf den Leistungsschalter des jeweiligen Halbrings in der speisenden Umspannanlage und auf der Strecke installierte Kurzschlussanzeiger helfen bei der Lokalisierung des Fehlerortes. Bei einer Störung wird dann das fehlerhafte Betriebsmittel herausgetrennt und die im Normalbetrieb geöffnete Trennstelle geschlossen. Diese redundante Struktur erlaubt eine schnelle Wiederversorgung durch Umschaltungen im Netz. Allerdings ergibt sich aufgrund dieser Schutzkonzepte und Netzstrukturen der Nachteil, dass die meisten Betriebsmittelfehler zu einer Versorgungsunterbrechung führen. Diese müssen dann durch manuelle Schalthandlungen vor Ort im Netz behoben werden.

Ebenso werden im Vergleich zu den Hochspannungsnetzen in den Mittelspannungsnetzen nur vergleichsweise sehr wenige Netzkomponenten fernüberwacht und können ferngesteuert werden. In der Regel sind nur die 110-/10-kV- bzw. 110-/20-kV-Umspannanlagen vollständig ferngesteuert. Vereinzelt findet man in vermaschten Netzen in sog. Schwerpunktstationen noch fernbediente Leistungsschalter mit Schutzeinrichtung vor. Für die Fehlersuche und die Schalthandlungen in den Mittelspannungsnetzen ist aber in der Regel der Einsatz von Betriebspersonal vor Ort notwendig. Nur ganz in vereinzelt Fällen können Schalthandlungen ohne den Einsatz von Mitarbeitern vor Ort durchgeführt werden. In diesen wenigen Fällen folgt dann der Prozessablauf dem Schema wie er für die Hochspannungsnetze in Abbildung 20 dargestellt ist und kann hier herangezogen werden.

Für den überwiegenden Anteil der Mittelspannungsstörungen wird deshalb für die Störungsbearbeitung mindestens eine operative Ressource vor Ort benötigt. Somit beginnt der Prozessablauf mit der Disposition einer oder mehrerer verfügbarer Ressource(n) zu dem Störungsort (Prozessschritt „*Ressource(n) für Analyse/ Fehlereingrenzung/ Schalthandlungen disponieren*“ in Abbildung 22). Wie viele Ressourcen welcher Qualifikation benötigt werden ist in der Regel abhängig von dem Störungstyp und der Komplexität der Störung. So kann es bei komplexeren Fehlern notwendig werden, dass mehrere

Ressourcen für die Störungsbearbeitung eingesetzt werden. Für den Fall, dass keine ausreichende Anzahl von Ressourcen verfügbar ist, kann die Störung nicht bearbeitet werden und es kommt zu Verzögerungen. Für den gesamten weiteren Prozessablauf der Störungsbearbeitung ist deshalb die notwendige Bedingung gegeben, dass immer die ausreichende Anzahl an operativen Ressourcen mit der jeweils benötigten Qualifikation am Störungsort verfügbar ist.

In dem Fall, dass nur eine operative Ressource benötigt wird, fährt diese von ihrem Ausgangsort zum Störungsort, analysiert die Situation vor Ort und versucht den Fehlerort zu bestimmen (Prozessschritt *„Analyse/ Fehlereingrenzung vor Ort durchführen“* in Abbildung 22). Dabei werden allerdings noch keine Kunden wiederversorgt. Ist der Fehlerort näher eingegrenzt kommt es zu einer ersten Abstimmung zwischen der Leitplatzressource und der operativen Ressource vor Ort, in der das weitere Vorgehen festgelegt wird (Prozessschritt *„Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Analyse/ Fehlereingrenzung“* in Abbildung 22). Im Anschluss daran führt die Leitplatzressource die *Schaltungsplanung* durch, in der die Wiederversorgungs- bzw. Schaltungsstrategie festgelegt wird (Prozessschritt *„Schaltungsplanung durchführen“* in Abbildung 22, vgl. auch Störungsmanagement in der Hochspannung, Kapitel 3.2.1).

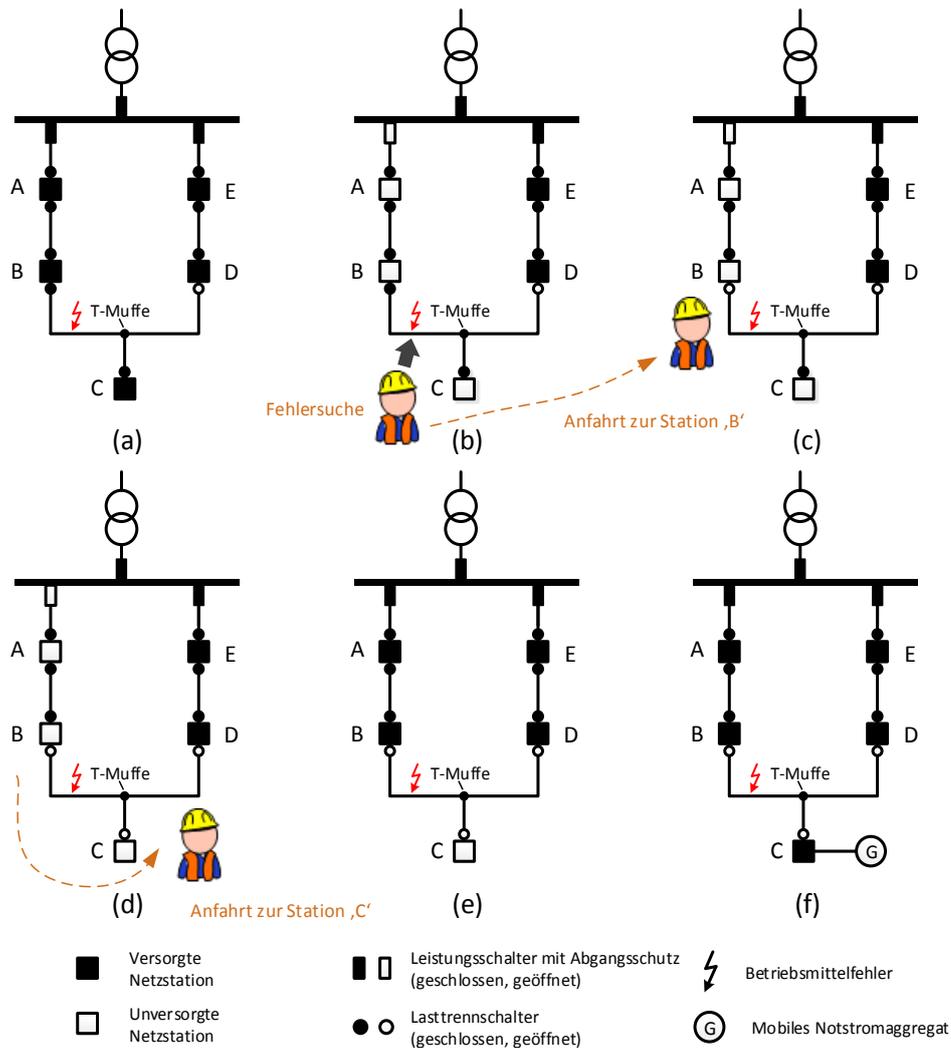
Ist die Schaltungsplanung abgeschlossen und sind die durchzuführenden Schalthandlungen zur möglichst weitgehenden Wiederversorgung aller unterbrochenen Kunden soweit vorausgeplant, werden die Schalthandlungen in Zusammenarbeit von der Leitplatzressource und der operativen Ressource durchgeführt (Prozessschritt *„Schalthandlungen durchführen (Schaltungsphase)“* in Abbildung 22). Bei Erdschlussfehlern werden in dieser Prozessphase die entsprechenden Suchschaltungen durchgeführt um, den Fehlerort zu finden. Die notwendigen Schalthandlungen können durch fernbediente und mittels Vor-Ort-Schaltungen durchgeführt werden, wobei die Anzahl der Vor-Ort-Schaltungen in Mittelspannungsnetzen deutlich überwiegt. Schalthandlungen die vor Ort von der operativen Ressource durchgeführt werden, müssen von der Leitplatzressource immer angewiesen werden. Dieses geschieht mittels eines Schaltgesprächs vor der Schaltung. Ist die Schaltung dann vor Ort ausgeführt worden, wird die durchgeführte Schaltung mit einem zweiten Schaltgespräch zurückgemeldet und die nächsten Schalthandlungen abgestimmt. Zwischen zwei Schaltungen vor Ort muss in der Regel die operative Ressource den neuen Ort der nächsten Schaltung anfahren. Dieses kann unter Umständen mehrere Minuten dauern. Sowohl die Zeitdauern für die Schalthandlungen vor Ort, als auch die jeweiligen Fahrzeiten zwischen zwei Schalthandlungen geben der Leitplatzressource die Möglichkeit, andere Tätigkeiten durchzuführen und parallele Maßnahmen zu bearbeiten.

In manchen Fällen können nicht alle unversorgten Kunden mittels Schalthandlungen wiederversorgt werden und es müssen zwingend Betriebsmittel repariert werden oder andere Ersatzmaßnahmen durchgeführt werden. Dieses ist z. B. der Einsatz von Notstromaggregaten oder der Einsatz von provisorischen Kabelverbindungen (Baueinsatzkabel). Dieses erfordert meistens den Einsatz einer oder mehrerer weiterer operativen Ressourcen, die das zusätzlich benötigte Equipment liefern (z. B. das Notstromaggregat). In diesen Fällen muss die zweite Ressource disponiert werden (Prozessschritt *„Ressource(n) für Aggregateinsatz/ Instandsetzung disponieren“* in Abbildung 22), die dann den Aggregateinsatz oder die Instandsetzung durchführt (Prozessschritt *„Aggregateinsatz/ Instandsetzung vor Ort durchführen“* in Abbildung 22).

Sind alle Maßnahmen durchgeführt und schließlich alle Kunden wiederversorgt, meldet sich die operative Ressource noch einmal bei der Leitplatzressource und informiert über das Ende des Störungseinsatzes (Prozessschritt *„Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Instandsetzung“* in Abbildung 22). Im Nachgang wird dann von der Leitstelle die Störung abschließend protokolliert und ins Betriebstagebuch eingetragen.

Die erste Prozessphase, d. h. von der ersten Ressourcendisposition (Prozessschritt *„Ressource(n) für Analyse/ Fehlereingrenzung/ Schalthandlungen disponieren“*) bis zum Abschluss der Schalthandlungen (Prozessschritt *„Schalthandlungen durchführen (Schaltungsphase)“*) wird in dem Modell auch als sog. **erste Welle** bezeichnet. Die darauf anschließende Prozessphase zur Instandsetzung bzw. zur Durchführung von Ersatzmaßnahmen (von Prozessschritt *„Ressource(n) für Aggregateinsatz/ Instandsetzung disponieren“* bis Prozessschritt *„Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Instandsetzung“*) wird in dem Modell als sog. **zweite Welle** bezeichnet.

Abbildung 23 zeigt beispielhaft ein kleines Mittelspannungsnetz, das als offen betriebenes Ringnetz aus einer Umspannanlage versorgt wird, und an dem der Prozessablauf der Störungsbearbeitung exemplarisch gezeigt wird. Die offene Trennstelle ist bei der Station ‚D‘ in Richtung der beiden Stationen ‚B‘ und ‚C‘ (linker Halbring). (a) zeigt einen Fehler in dem Leitungssegment zwischen den Stationen ‚B‘, ‚C‘ und ‚D‘. Infolge des Fehlers kommt es nun zu einer konzeptgemäßen Schutzauslösung des Leistungsschalters des linken Halbrings (b) und die Stationen ‚A‘ bis ‚C‘ sind nicht versorgt. Als erstes muss der Fehlerort identifiziert werden und das fehlerhafte Netzsegment freigeschaltet werden. Dazu wird der Lasttrennschalter an der Station ‚B‘ in Richtung ‚C‘/‚D‘ (c) und an der Stichstation ‚C‘ geöffnet (d). Anschließend können die beiden bisher unversorgten Stationen ‚A‘ und ‚B‘ durch eine fernbediente Einschaltung des Leistungsschalters in der Umspannanlage wiederversorgt werden (e). Die Stichstation kann entweder nur

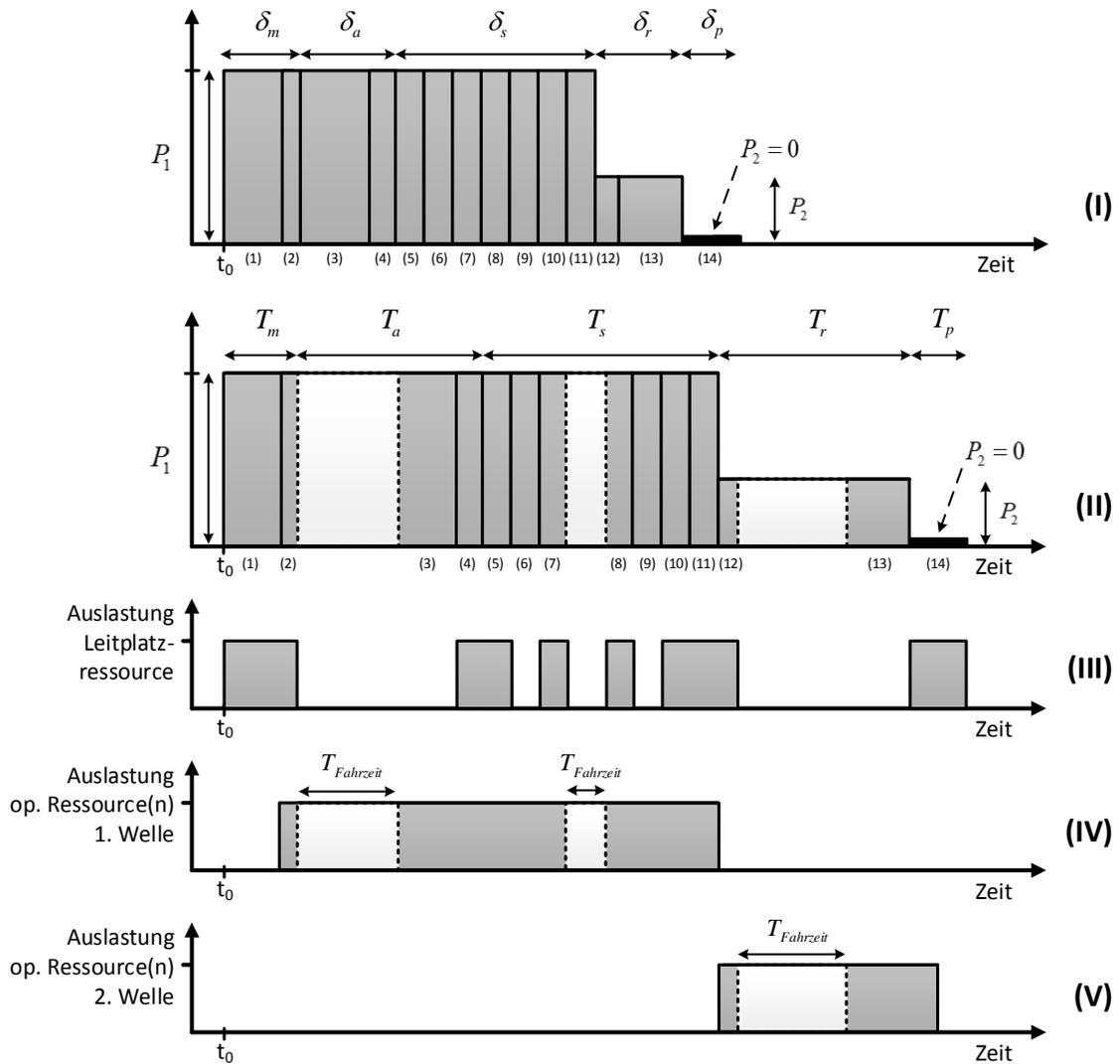


**Abbildung 23: Illustration einer exemplarischen Mittelspannungstörung**

durch eine Reparatur des defekten Kabels oder durch den Einsatz eines Notstromaggregats wieder versorgt werden (f).

Abbildung 24 zeigt zu dem in Abbildung 23 dargestellten Beispiel zugehörigen Prozessablauf in Form eines sog. Störungsprofils. Aufgetragen ist die zeitliche Abfolge der einzelnen Prozessschritte und deren Bearbeitungsdauer über die ausgefallene Leistung.  $P_1$  ist die ausgefallene Leistung zu Beginn der Störungsbearbeitung in der 1. Welle.  $P_2$  ist die nach Abschluss der 1. Welle immer noch nicht versorgte Leistung zu Beginn der 2. Welle.

In dem Diagramm (I) in Abbildung 24 ist das generalisierte Störungsprofil der MS-Störungsbearbeitung dargestellt. (1) bis (14) kennzeichnen die einzelnen Prozessschritte, wie sie in den beiden Abbildungen Abbildung 19 und Abbildung 22 als Ablaufdiagramm dargestellt sind [(1): *Netzmeldung bewerten und Störvorgang/ Einsatz im Leitungssystem erzeugen*, (2): *Ressource(n) für Analyse disponieren*, (3): *Analyse vor Ort durch-*



**Abbildung 24:** Exemplarischer Prozessablauf der Störungsbearbeitung einer Mittelspannungsstörung mit Versorgungsunterbrechung (zu dem Beispiel aus Abbildung 23)

führen, (4): Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Analyse und Schaltungsplanung durchführen, den einzelnen Schaltbausteinen „Schaltanweisung“ (5), „Vor-Ort-Schaltung“ (6), „Rückmeldung der Schaltung“ (7), der Anfahrt der Ressource zum zweiten Schaltort (nicht als Prozessschritt nummeriert), „Schaltanweisung“ (8), „Vor-Ort-Schaltung“ (9), „Rückmeldung der Schaltung“ (10), „ferngesteuerte Schaltung“ (11), (12): Ressource(n) für Wiederversorgung durch Reparatur/ Ersatzmaßnahme disponieren, (13): Aggregateinsatz/ Instandsetzung vor Ort durchführen, (14): Kommunikation zwischen Leitplatz und Ressource(n) nach Abschluss der Instandsetzung und abschließende Störungsprotokollierung].

$\delta_m$  bezeichnet die Zeitdauer, die die Leitplatzressource insgesamt für die Meldungsbearbeitung und Disposition der Ressource benötigt. Die Zeitdauer für die Analysephase (Prozessschritt „Analyse vor Ort durchführen“) und die Abstimmung zwischen der ope-

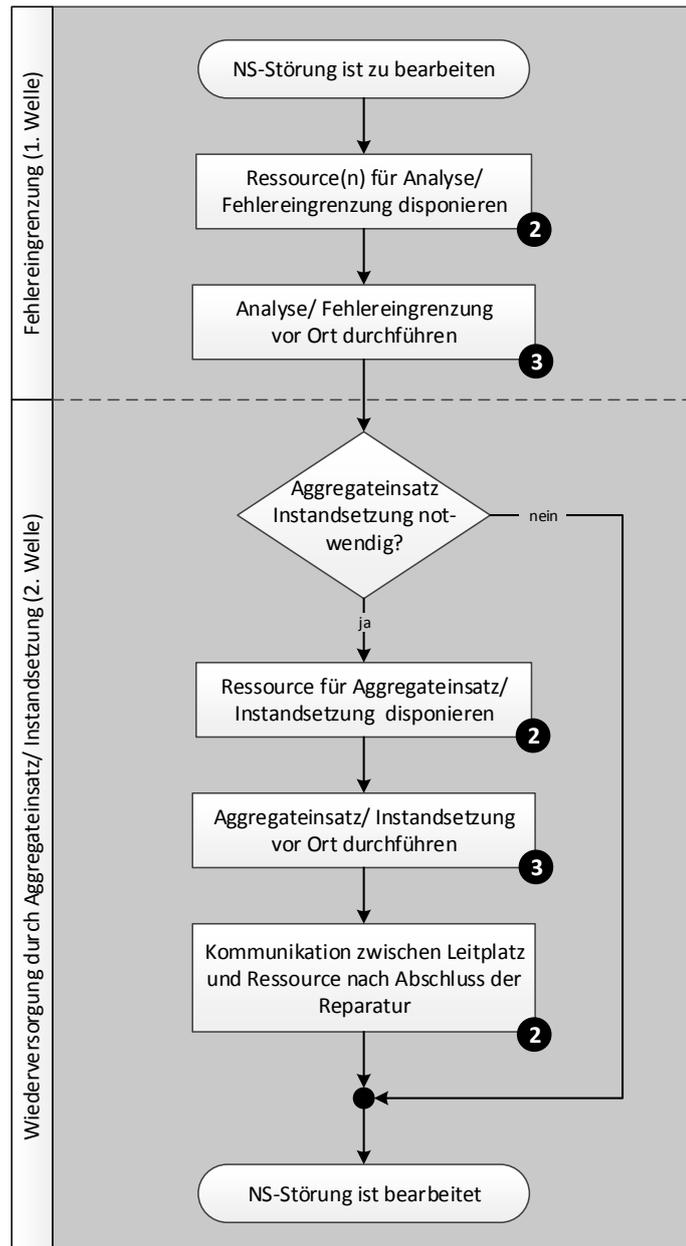
rativen Ressource und der Leitplatzressource wird als  $\delta_a$  bezeichnet. Die Schaltungsphase mit ihrer Gesamtdauer  $\delta_s$  besteht aus den einzelnen Schaltbausteinen. Diese besteht in diesem Beispiel nur aus den sieben oben aufgeführten Einzelschritten (5-11). Die Instandsetzungsphase durch Reparatur wird durch  $\delta_r$  bezeichnet.  $\delta_p$  bezeichnet die Zeitdauer, die die Leitplatzressource für die abschließende Protokollierung benötigt. Dabei beschreiben  $\delta_m$  bis  $\delta_p$  nur die Gesamtzeitdauern in den fünf Prozessphasen und setzen sich aus den Zeitdauern für die einzelnen Prozessschritte zusammen.

Das Diagramm (II) in Abbildung 24 berücksichtigt zusätzlich noch die Anreisezeiten für die hier beispielhaft dargestellte Störungsbearbeitung. Durch die jeweiligen Anreisezeiten  $T_{\text{Fahrzeit}}$  ergeben sich Verzögerungen in der Störungsbearbeitung. Zusätzlich kommt es zu weiteren Verzögerungen in der Störungsbearbeitung, wenn einer der benötigten Prozessbeteiligten nicht für die Bearbeitung verfügbar ist. Dieses kann zum einen die Leitplatzressource selber sein, die Vorgänge einer höheren Priorität bearbeiten muss, oder die operativen Ressourcen vor Ort sind nicht verfügbar und der Vorgang muss aufgeschoben werden. Die Diagramme (III) bis (V) in Abbildung 24 zeigen die jeweilige Ressourcenauslastung der einzelnen Prozessbeteiligten bei der Bearbeitung des Vorgangs. Dabei wird in diesem Beispiel davon ausgegangen, dass für die Reparatur der ausgefallenen Komponente eine zweite Ressource mit einer anderen Qualifikation als während der Störungsanalyse und Schaltungsphase benötigt wird.

Neben Mittelspannungsstörungen, bei denen Schaltheandlungen im Versorgungsnetz erforderlich sind, gibt es auch eine Reihe von Störungsereignissen die nur einen operativen Ressourceneinsatz erfordern. Dazu zählen z. B. das Rückstellen von Kurzschlussanzeigern, Streckenkontrolle von Freileitungsabschnitten nach Erdschlusswischern, Einsätze aufgrund von Objektalarmierungen. Dazu ist für die eigentliche Störungsbearbeitung keine weitere Beteiligung seitens der Netzleitstelle erforderlich. Die Störungsmeldungen werden von der Leitplatzressource entsprechend auf die verfügbare Ressourcen vor Ort disponiert und von dieser bearbeitet. Damit ist für die Netzleitstelle erst einmal der Vorgang bis auf die Störungsprotokollierung abgeschlossen. Diese erfolgt nach Abschluss des Störungseinsatzes, nachdem die operative Ressource die Fertigmeldung an die Leitplatzressource mitteilt. Dieser spezielle Typ von Störung wird in dem Modell auch *Störungseinsatz* bezeichnet. Der Prozessablauf für die Bearbeitung von Störungseinsätzen ist in Abbildung 73 im Anhang dargestellt.

### 3.2.3 Störungsmanagement in der Niederspannung

Das Störungsmanagement und damit der Prozessablauf in den Niederspannungsnetzen sind bedingt durch die Tatsache, dass die Netzleitstelle hier nicht die Netzführungsverantwortung trägt, deutlich einfacher strukturiert als in der Mittelspannung.



Legende Prozessausführende:

- 1 Leitplatzressource   
 2 Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)
- 3 notw. operative Ressource(n)

**Abbildung 25: Prozessablauf Störungsbearbeitung in NS-/ SB-Netzen**

Die Aufgabe der Netzleitstelle besteht im Störungsmanagement für die Niederspannung hauptsächlich in der Meldungsannahme und Einsatzdisposition der operativen Ressourcen. In vielen Fällen wird auch die Einsatzdisposition von der operativen Betriebsorganisation selbst vorgenommen, sodass keine weitere Einbindung der Netzleitstelle im Prozessablauf erforderlich ist. Zusätzlich entfällt die Schaltungsphase in der Niederspannung, da aufgrund der einfachen Niederspannungstopologie in Form von Strahlennetzen nur in seltenen Fällen tatsächlich Schalthandlungen zur Wiederversorgung möglich sind.

Dadurch gliedert sich der Prozess im Wesentlichen in die beiden Prozessphasen „*Fehlereingrenzung*“ (sog. 1. Welle) und „*Wiederversorgung durch Aggregateinsatz/ Instandsetzung*“ (sog. 2. Welle). Der zugehörige Prozessablauf ist in Abbildung 25 dargestellt. Die hauptsächliche Interaktion zwischen Leitstelle und den operativen Ressourcen findet in dem modellierten Prozessablauf in der jeweiligen Disposition der Ressourcen für die 1. und 2. Welle und die Rückmeldung über den Abschluss der Entstörung und die vollständige Wiederversorgung aller ausgefallenen Kunden statt. Diese Interaktionen sind in dem Prozessmodell optional und können auch durch die operative Betriebsorganisation selber durchgeführt werden.

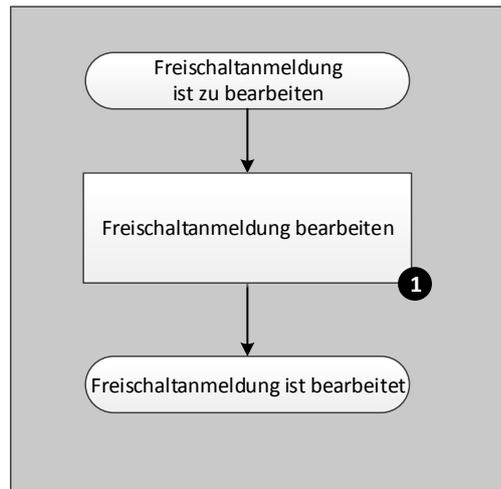
### **3.3 Prozessbeschreibung Freischaltungsmanagement**

#### **3.3.1 Freis haltplanung**

Planmäßige Abweichungen vom Normalschaltzustand werden z. B. durch planbare Instandhaltungs- und Baumaßnahmen ausgelöst, da, sofern die Arbeiten nicht unter Spannung durchgeführt werden können, der jeweilige Arbeitsbereich „spannungsfrei“ geschaltet werden muss. Ebenso können dauerhafte Änderungen in der Netzstruktur oder neue Belastungs- oder Einspeisesituationen einen neuen Normalschaltzustand und damit Schalthandlungen notwendig machen.

Beide Fälle führen nicht zu einer unverzüglichen Durchführung der Maßnahme, sondern diese können längerfristig vorbereitet und terminiert werden. Dadurch gliedert sich der Gesamtprozess in zwei zeitlich weitgehend entkoppelte Teilprozesse. Die Freischaltungen für geplante Maßnahmen müssen im Vorfeld angemeldet und von der Netzleitstelle genehmigt werden. Dieser Teilprozess wird in der Regel mehrere Wochen bis Tage vorher durchlaufen.

Der Prozess für die Bearbeitung der Freischaltanmeldungen durch die Leitstelle wird in dem Modell nur aus einem einzigen Prozessschritt (sog. *Einzelprozessschritt*) abgebildet (siehe Abbildung 26). Dieser Prozessschritt bildet alle Einzeltätigkeiten, die im Rahmen einer Prüfung von Freischaltanmeldungen durchgeführt werden müssen, ab. Dazu können für gleichartige Freischaltanmeldungen entsprechende Typen definiert werden, denen jeweils die Bearbeitungsdauer für die Durchführung zugewiesen wird.



Legende Prozessausführende:

- ① Leitplatzressource
- ② Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)
- ③ notw. operative Ressource(n)

**Abbildung 26: Prozessablauf der Bearbeitung von Freischaltanmeldungen in HS-/MS-Netzen**

Die Tätigkeit bzw. der Prozessschritt kann sowohl durch die Leitplatzressource selber durchgeführt werden, als auch in einem Backoffice von einer zentraler Stelle aus durchgeführt werden. Das Ergebnis der Freischaltanmeldungsbearbeitung ist zum einen die Genehmigung der Maßnahme und zum anderen der abgestimmte Termin für die Freischaltmaßnahme. Diese wird an dem festgesetzten Zeitpunkt durchgeführt, sofern zwischenzeitlich eingetretene Störungen keine Verschiebung der Maßnahme notwendig machen.

### 3.3.2 Freischaltmanagement

Die eigentliche Freischaltmaßnahme gliedert sich in die drei Prozessphasen „*Freischaltung der Netzkomponente bzw. des Teilnetzes*“, „*Durchführung der operativen Arbeit vor Ort*“ und „*Rückschaltung des Netzes in den (ggf. neuen) Normalschaltzustand*“. Wird nur der ursprüngliche Normalschaltzustand in einen neuen Normalschaltzustand überführt, wird nur ein Teil des gesamten Prozessablaufs durchlaufen, d. h. bei einem solchen Vorgang wird nur die Schaltungsplanung und anschließend die Schalthandlungen durchgeführt. Dieses ist ebenso der Fall für die Rückschaltung des Netzes in den Normalschaltzustand nach Abschluss von Reparaturarbeiten an ausgefallenen Netzkomponenten. In diesem Fall wird auch nur ein Teil des gesamten Freischaltungsprozesses durchlaufen. In der Modellbildung werden dazu in beiden Fällen die nicht notwendigen Prozessschritte des vollständigen Prozessablaufs übersprungen.

Durch die in der Regel fast vollständige Fernbedienbarkeit der Schaltgeräte in den Hochspannungsnetzen unterscheidet sich der Prozessablauf für die Durchführung der

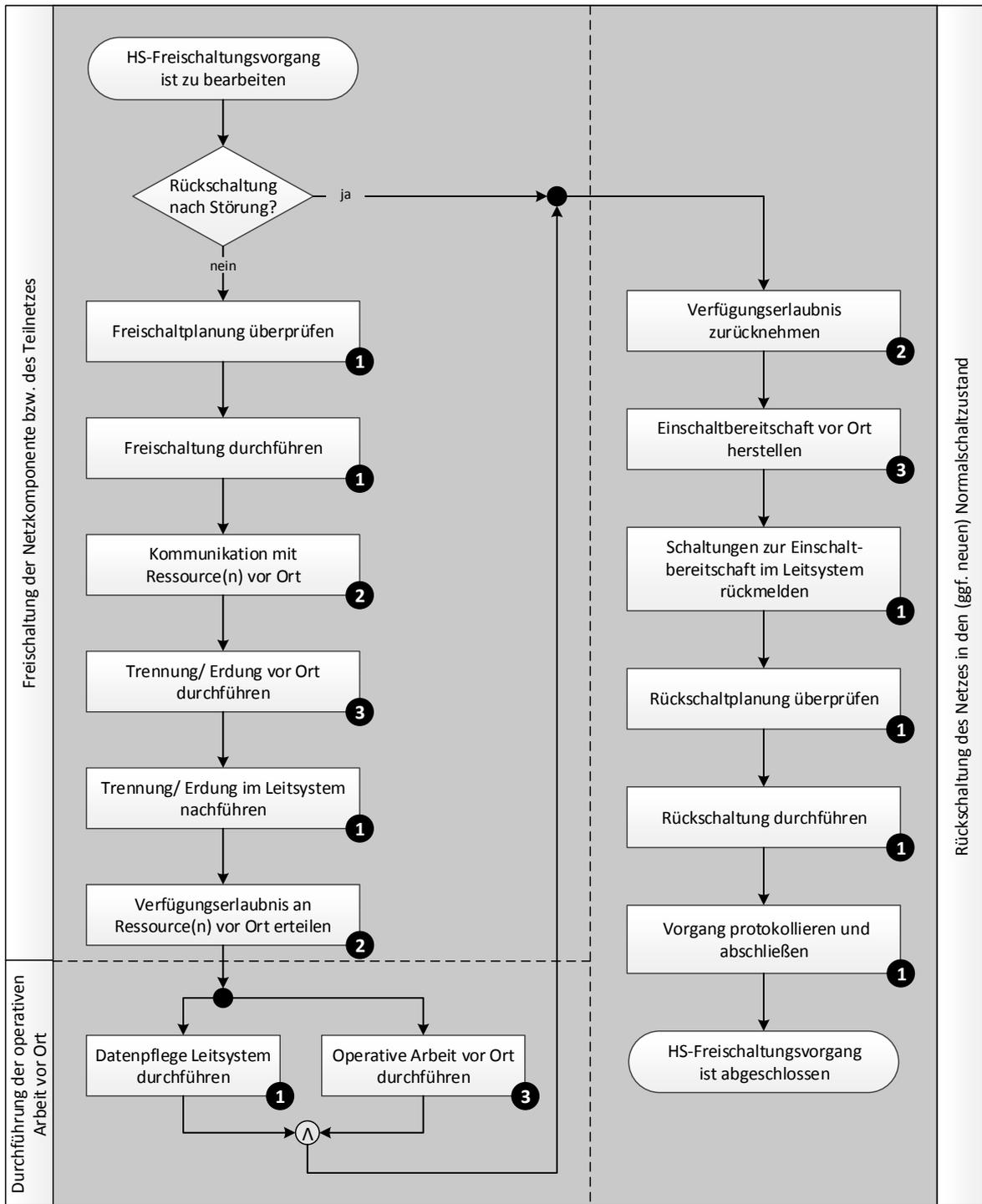
Freischaltmaßnahmen von dem Prozessablauf in der Mittelspannung. Im Folgenden werden die beiden Freischaltprozesse für die Hoch- und Mittelspannungsebene dargestellt. In den Niederspannungsnetzen erfolgt die Koordination des Freischaltungsmanagements vollständig in den Netzbezirken und es ist keine Einbindung der Netzleitstelle erforderlich.

### 3.3.2.1 Freischaltmanagement in der Hochspannung

Abbildung 27 zeigt den Prozessablauf für die Durchführung von Freischaltmaßnahmen in Hochspannungsnetzen. Da für die Schalthandlungen in der Regel keine operativen Ressourcen vor Ort benötigt werden, können die Freischaltmaßnahmen zeitlich so terminiert werden, dass zu Arbeitsbeginn der operativen Ressourcen die Arbeitsstelle schon weitgehend freigeschaltet ist. Zu Beginn der Maßnahme wird noch einmal überprüft, ob das ursprünglich festgelegte Schaltungsprogramm wie geplant durchgeführt werden kann, oder ob durch Störungen oder andere Ereignisse Änderungen an dem geplanten Ablauf vorgenommen werden müssen. Notwendige Änderungen an dem Schaltprogramm und den einzelnen Schaltsequenzen müssen dann im Leitsystem hinterlegt werden.

Im Anschluss an die Überprüfung der Freischaltplanung und ggf. der Abänderung des Schaltprogramms erfolgt die Schaltungsdurchführung. Je nach Automatisierungsgrad und Unterstützung durch das Leitsystem können komplette Schaltsequenzen vom Leitsystem selbsttätig abgearbeitet werden. Ist das Betriebsmittel bzw. Teilnetz wie geplant freigeschaltet, erfolgt der weitere Prozessablauf, wenn der Schaltaußendienst vor Ort eintrifft und sich telefonisch meldet. Der Schaltungsdienst vor Ort führt dann auf Anweisung der Netzleitstelle die endgültige Trennung und Erdung der Arbeitsstelle vor Ort durch, die dann nachträglich im Leitsystem manuell nachgeführt werden muss. Im Anschluss daran erfolgt die Verfügungserlaubnis für das freigeschaltete Teilnetz an den Arbeitsverantwortlichen vor Ort.

Damit kann vor Ort mit der Durchführung der Instandhaltungs- bzw. Baumaßnahme begonnen werden. Für den Fall, dass ggf. Änderungen im Leitsystem durch die Maßnahme erforderlich sind, werden diese jetzt in der Netzleitstelle vorgenommen (Prozessschritt „*Datenpflege im Leitsystem*“). Dieses ist beispielsweise immer dann der Fall, wenn neue Betriebsmittel in das Netz eingebaut werden. Die Aktualisierungen müssen bis zum Beginn der Rückschaltung im Leitsystem durchgeführt sein. Die Änderung kann von der Leitplatzressource selber oder durch das eine andere Fachabteilung vorgenommen werden.



Legende Prozessausführende:

- 1** Leitplatzressource
- 2** Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)
- 3** notw. operative Ressource(n)

**Abbildung 27: Prozessablauf der Durchführung von geplanten Freischaltungsvorgängen in Hochspannungsnetzen**

Ist die Maßnahme vor Ort abgeschlossen und sind ggf. notwendige Aktualisierungen im Leitsystem vorgenommen worden, kann mit der Rückschaltung in den ursprünglichen Normalschaltzustand begonnen werden. Der Arbeitsverantwortliche vor Ort meldet sich telefonisch bei der Leitplatzressource und gibt zunächst die Verfügungserlaubnis zu-

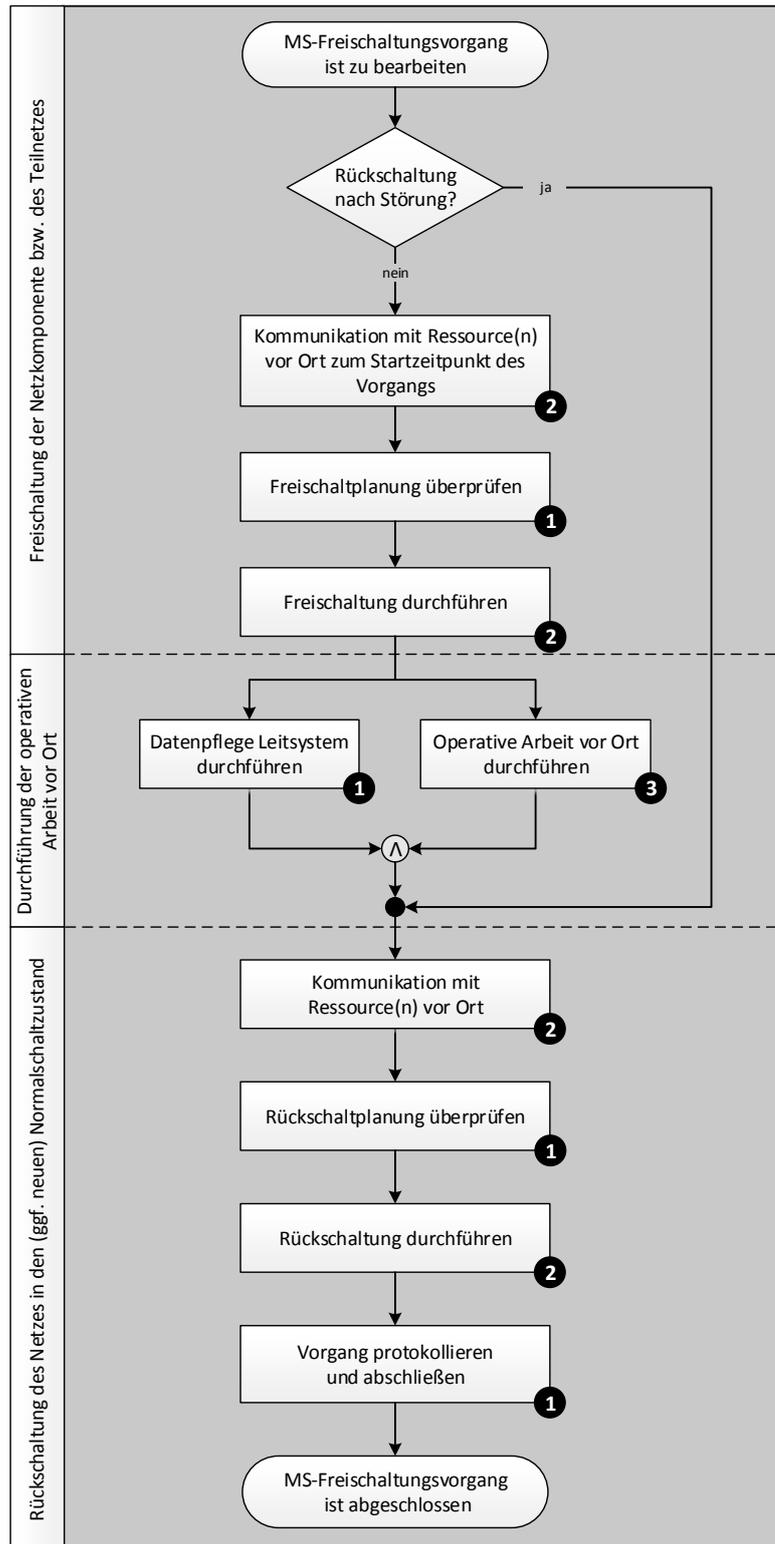
rück. Anschließend werden auf Anweisung der Leitplatzressource die Erden entfernt und damit die sog. die *Einschaltbereitschaft* hergestellt. Diese Schalthandlungen vor Ort werden dann im Leitsystem von der Leitplatzressource nachgeführt. Wie zu Beginn der Freischaltmaßnahme werden auch vor Beginn der Rückschaltung nochmals der aktuelle Netzzustand und das Rückschaltprogramm überprüft. Da die Instandhaltungs- bzw. Baumaßnahmen besonders in den Hochspannungsnetzen u. U. mehrere Tage dauern, kann es in der Zwischenzeit durch Störungen im Netz zu einer veränderten Ausgangssituation gekommen sein. Dadurch sind ggf. Änderungen am Schaltprogramm notwendig. Nach Überprüfung der Rückschaltplanung wird das (Rück-)Schaltprogramm abgearbeitet und das Netz in den (neuen) Normalschaltzustand überführt. Zum Abschluss wird die Maßnahme noch im Leitsystem protokolliert.

Auch Rückschaltungen z. B. nach Störungen und der anschließenden Instandsetzung können mit diesem Prozessablauf abgebildet werden. In einem solchen Fall startet der Vorgang bei der Rückgabe der Verfügungserlaubnis über das entsprechende Teilnetz und ist identisch mit der Rückschaltung nach einer geplanten Instandsetzungsmaßnahme.

### **3.3.2.2 Freischaltmanagement in der Mittelspannung**

Während in Hochspannungsnetzen die kompletten Schaltmaßnahmen ferngesteuert durchgeführt werden können, muss in der Mittelspannungsebene aufgrund der fehlenden Fernsteuermöglichkeiten auf operativen Ressourcen vor Ort zurückgegriffen werden. Deshalb kann die Freischaltmaßnahme in der Mittelspannung in aller Regel erst dann starten, wenn auch der Schaltungsdienst vor Ort eintrifft. Die Ressourcendisposition der notwendigen Ressourcen vor Ort erfolgt im Vorfeld durch die Arbeitsplanung der operativen Betriebsorganisation. In dem Modell wird deshalb davon ausgegangen, dass für die Durchführung der Freischaltungsmaßnahmen alle notwendigen operativen Ressourcen zur Verfügung stehen. Sollte dies nicht der Fall sein, dann findet die Maßnahme nicht statt und wird auf einen anderen Termin verschoben.

Der weitere Prozessablauf der Freischaltungsbearbeitung in der Mittelspannung ist mit dem Prozessablauf in den Hochspannungsnetzen (Abbildung 27) vergleichbar. Vor der Abarbeitung des eigentlich Schaltungsprogramms erfolgt jeweils eine Überprüfung des aktuellen Netzzustandes und ggf. eine Abänderung in dem geplanten Ablauf der Schalthandlungen. Nach dem Abschluss der Schalthandlungen im Mittelspannungsnetz erfolgt die Erteilung der Verfügungserlaubnis für das freigeschaltete Teilnetz an den Schaltberechtigten vor Ort und die Durchführung der weiteren Sicherheitsregeln. Im Anschluss werden vor Ort die operativen Tätigkeiten durchgeführt und parallel ggf. notwendige Datenänderungen im Leitsystem durch die Leitplatzressource vorgenommen.



Legende Prozessausführende:

- 1 Leitplatzressource
- 2 Leitplatzressource, notw. operative Ressource(n)
- 3 notw. operative Ressource(n)

Abbildung 28: Prozessablauf der Durchführung von geplanten Freischaltungsvorgängen in Mittelspannungsnetzen

Ist die Maßnahme vor Ort abgeschlossen erfolgt anschließend die Rückschaltung in den Normalschaltzustand. Zum Abschluss wird der Vorgang im Betriebstagebuch durch die Leitplatzressource protokolliert, sofern dieses nicht schon vorher geschehen ist.

Für Schaltmaßnahmen, die nur der Veränderung des Normalschaltzustandes dienen, besteht in der Regel der Prozess nur aus den Prozessschritten „Freischaltungsplanung überprüfen“, „Schalthandlungen durchführen“ und der anschließenden Protokollierung im Betriebstagebuch. Rückschaltungen z. B. nach Störungen und der anschließenden Instandsetzung werden analog zu Rückschaltungen nach der geplanten Instandsetzungsmaßnahme abgearbeitet.

### 3.4 Eigenschaften der Prozessschritte

Die in den beiden vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Prozesse bestehen aus einer Abfolge von einzelnen Prozessschritten. Diese Prozessschritte haben die folgenden Eigenschaften:

- Notwendige Prozesspartner inkl. ihrer Qualifikation
- Prozessschrittdauer
- Unterbrechbarkeit des Prozessschritts während der Bearbeitung
- Informationsverlust bei Unterbrechung

Für jeden Prozessschritt ist festzulegen, welche Prozesspartner für die Bearbeitung notwendig sind. Dieses betrifft zum einen die Leitplatzressource und die notwendige Anzahl der operativen Ressourcen vor Ort inkl. ihrer Qualifikation. Sind nicht alle notwendigen Ressourcen für die Bearbeitung dieses Prozessschritts verfügbar, so kann der Prozessschritt nicht bearbeitet werden. Somit muss die Bearbeitung solange aufgeschoben werden, bis alle notwendigen Prozesspartner verfügbar sind und es kommt zu einer Wartezeit in der Prozessbearbeitung.

Die **Prozessschrittdauer** definiert die Zeitdauer für die Durchführung des jeweiligen Prozessschrittes. Sie wird in dem Modell in Minuten angegeben. Die kleinste Zeitdauer beträgt eine Minute.

Die **Unterbrechbarkeit** gibt an, ob der Prozessschritt nach Beginn der Bearbeitung unterbrochen werden kann. Ist eine Unterbrechung nicht möglich, wird der aktuelle Prozessschritt erst zu Ende geführt und erst danach kann die Leitplatzressource einen anderen Vorgang für die Bearbeitung auswählen. Die Leitplatzressource ist also an den aktuell zugeordneten Vorgang gebunden. Eine Unterbrechbarkeit der Vorgangsbearbeitung zwischen zwei Prozessschritten ist hingegen immer möglich. Die einzige Ausnahme bildet der Schichtwechsel während der Bearbeitung eines nicht unterbrechbaren

Prozessschrittes. In diesem Fall wird die Bearbeitung unterbrochen und der Vorgang einer der dann verfügbaren Leitplatzressourcen zugeordnet.

Der **Informationsverlust** gibt an, was bei einer Unterbrechung eines Prozessschrittes mit der bisherigen Prozessinformation bzw. Prozessarbeitsleistung geschieht. Führt die Leitplatzressource zum Zeitpunkt der Unterbrechung beispielsweise eine komplexe Freischaltungsplanung durch, so kann es sein, dass die Leitplatzressource nach der Wiederaufnahme des Vorgangs wieder eine gewisse Einarbeitungszeit benötigt. Die Leitplatzressource muss prinzipiell den Vorgang wieder von vorne beginnen. In diesem Fall ist beispielsweise die bisherige Prozessinformation bei der Unterbrechung „verloren“ gegangen. Es gibt aber auch den anderen Fall, dass die Leitplatzressource nach der Vorgangsunterbrechung an der gleichen Stelle in der Prozessbearbeitung wieder einsteigen und den Prozessschritt ohne Zeitverlust zu Ende führen kann. In diesem Fall wird die bisherige Prozessinformation bzw. Arbeitsleistung bei der Unterbrechung gespeichert.

### 3.5 Abbildung der Schalthandlungen

Während der Durchführung von Schalthandlungen werden sowohl bei Hoch- als auch bei Mittelspannungsvorgängen (Störungen und Freischaltungen) eine Vielzahl von unterschiedlichen Einzeltätigkeiten durchgeführt. Insbesondere findet in der Mittelspannung eine starke Prozessinteraktion zwischen der Leitstelle und den operativen Ressourcen vor Ort statt. Deshalb ist es für die Modellbildung der einzelnen Schaltphasen notwendig, die Einzelschritte hinsichtlich ihrer Prozessparameter

- Notwendige Prozesspartner inkl. ihrer Qualifikation,
- Prozessschrittdauer,
- Unterbrechbarkeit des Prozessschritts während der Bearbeitung und
- Informationsverlust bei Unterbrechung

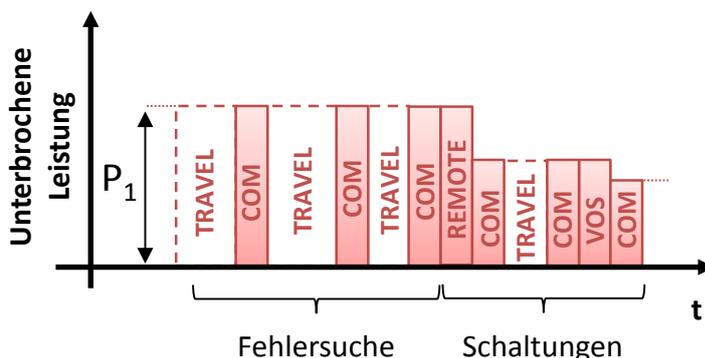
abzubilden.

Dazu stehen die in Tabelle 3 aufgeführten Schaltbausteine zur Verfügung. Diese einzelnen Bausteine können modular durch Aneinanderreihung zu sog. Schaltprofilen zusammengestellt werden und bilden damit den prozessualen Ablauf der Schaltungen durch die Leitstelle und die operativen Ressourcen vor Ort ab. Mit Hilfe der einzelnen Schaltbausteine können auch komplexere Fehlersuchen bei Störungen abgebildet werden, die innerhalb der Analysephase eine Prozessinteraktion zwischen der Leitplatzressource und der operativen Ressource vor Ort erfordern. So ist es u. U. erforderlich, dass zur Fehlereingrenzung mehrfach Informationen zwischen der Leitplatzressource und der Ressource vor Ort ausgetauscht werden müssen (Beispiel Abbildung 29). So kommt es

in der dargestellten Prozessphase der „Fehlersuche“ zu mehrfachen Telefonaten zwischen der Leitstelle und der Ressource vor Ort. Ist der Fehlerort eingegrenzt können die Schalthandlungen zur Wiederversorgung (Prozessphase „Schaltungen“) beginnen.

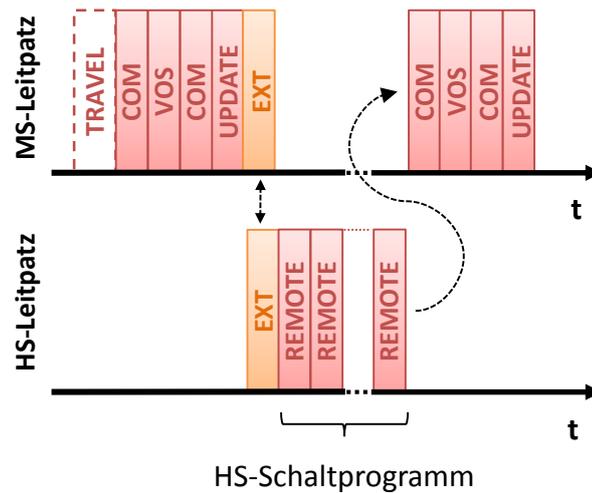
**Tabelle 3: Übersicht der möglichen Schaltbausteine mit Prozesseigenschaften**

Schaltbausteine	LP notwendig	Unterbrechbar	Informationsverlust
Fahrzeit („TRAVEL“)	Nein	-	-
Schaltgespräch („COM“)	Ja	Nein	-
Vor-Ort-Schaltung („VOS“)	Nein	-	-
Schaltung nachführen („UPDATE“)	Ja	Ja	Nein
Ferngesteuerte Schaltung („REMOTE“)	Ja	Nein	-
Schaltgespräch mit ext. Leitstelle („EXT“)	Ja	Nein	-



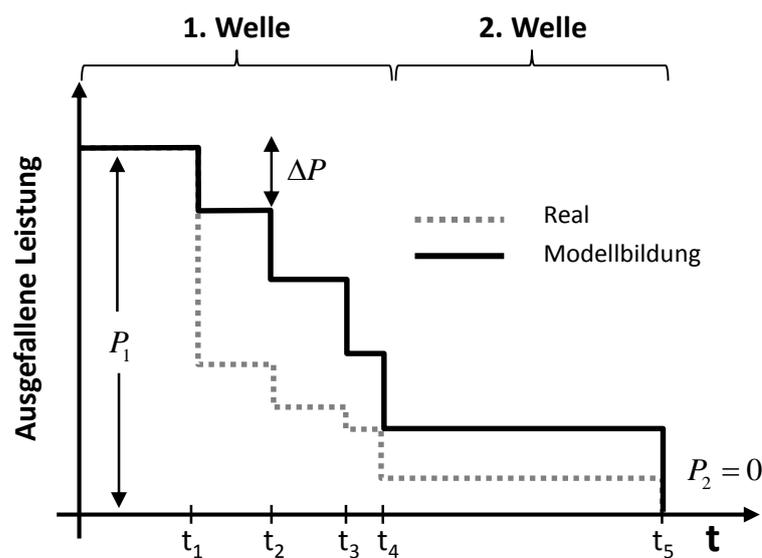
**Abbildung 29: Schaltprofil für eine komplexe Fehlersuche in der Mittelspannung (Beispiel)**

Der Schaltbaustein für das Schaltgespräch mit der externen Leitstelle „EXT“ ist der Startbaustein für eine sich anschließende externe Schaltsequenz, die von einer Leitplatzressource einer anderen Leitstelle durchgeführt werden muss (siehe Beispiel Abbildung 30). Darüber können notwendige Schalthandlungen an den Netzführungsgrenzen zwischen zwei Leitstellen abgebildet werden. Für die Zeitdauer des externen Schaltgesprächs sind die beiden Leitplatzressourcen miteinander gekoppelt und im Anschluss führt der sog. sekundäre Leitplatz das notwendige Schaltprogramm in seinem Netzführungsbereich durch. Sind alle Schalthandlungen durchgeführt, so führt die erste Leitplatzressource (primärer Leitplatz) sein Schaltprogramm fort. Für die Zeitdauer, die der sekundäre Leitplatz für die Durchführung des Schaltprogramms benötigt, kann die Leitplatzressource des primären Leitplatzes andere parallele Störungs- oder Freischaltungsvorgänge fortführen.



**Abbildung 30:** Beispiel eines Prozessablaufs bei Spannungsebenen übergreifenden Schaltungen im Rahmen von MS-Freischaltungsmaßnahmen

Bei Mittelspannungsstörungen mit Versorgungsunterbrechungen wird mit jedem abgeschlossenen Schaltbaustein, der eine Schalthandlung im Netz repräsentiert („VOS“ und „REMOTE“), die ausgefallene Leistung reduziert.



**Abbildung 31:** Störungsprofil während der Schaltungsphase im Vergleich (Realer Verlauf, Modellierung im Netzleitstellenmodell)

Der Funktionsverlauf der ausgefallenen Leistung  $P(t)$  folgt bei Mittelspannungsstörungen einer Stufenfunktion (vgl. Abbildung 31) und startet mit der zum Störungseintritt ausgefallenen Leistung  $P_1$ , die bis zum Beginn der Schalthandlungen konstant bleibt. Die Schaltungsphase wird als Stufenfunktion mit den exakten Schaltzeitpunkten aus den Schaltbausteinen nachgebildet und folgt somit dem tatsächlichen Störungsverlauf realer Störungen. Allerdings sind aus Gründen der Vereinfachung im Rahmen der Eingangsdatenaufbereitung und zur Optimierung der Rechenzeit der nachfolgenden

Rechnungen die Rückschaltstufen jeweils gleich groß. D.h. mit jeder durchgeführten Schalthandlung wird eine gleich große ausgefallene Leistung zurückgeschaltet.

Die Größe der Rückschaltleistung berechnet sich bei jeder Störung zu:

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{n} \quad (3-1)$$

mit

$P_1$ : Ausgefallene Leistung zu Beginn der Störung ( $t_0$ )

$P_2$ : Ausgefallene Leistung zu Beginn der 2. Welle

$n$ : Anzahl der Schaltungsstufen/ Schalthandlungen

Dabei ergeben sich hinsichtlich der berechneten ausgefallenen Energie der einzelnen Störungen Abweichung gegenüber dem tatsächlichen Störungsablauf. [31] hat gezeigt, dass sich dadurch die Kenngrößen SAIDI und ASIDI nicht signifikant von den tatsächlichen realen (echten) Werten unterscheiden.

Bei HS-/ MS-/ und NS-Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen, wie z. B. einpolige Erdschlussfehler in HS-/ MS-Netzen, wird in Abbildung 31 die ausgefallene Leistung durch die *power-at-risk*  $P_{\text{risk}}$  ersetzt. Diese bleibt während der Störungsbearbeitung konstant.

Die Fahrzeit (Schaltbaustein „TRAVEL“) wird dabei in Anlehnung an [19] als Zeit zwischen zwei Schalthandlungen vor Ort definiert und besteht aus den Komponenten:

- Fahrzeit zwischen zwei unterschiedlichen Schaltungsorten (Netzstationen, Mast-schalter, etc.)
- Parken des Fahrzeugs, Aussteigen, Abschließen,
- Fußweg zur Schaltstelle und
- ggf. Aufschließen und Öffnen der Stationstür.

Die Fahrzeiten werden auf Basis des Geografiemodells und auf Basis von historischen Eingangsdaten für jedes Schaltprofil individuell ermittelt.

## 3.6 Warteschlangenmodell der Leitplätze

### 3.6.1 Allgemeine Grundlagen

Viele Systeme, seien es organisatorische, physikalische, elektrische oder Produktionssysteme, besitzen die Eigenschaft einer begrenzten Ressourcenbereitstellung (Bedienstationen, Sitzplätze, Maschinen, Verkehrswege, etc.). Elemente (Menschen, Aufträge,

Autos, etc.) die nun ein solches System nutzen wollen, treffen auf die begrenzte Leistungsfähigkeit eines solchen Systems. Ist die Ankunftsrate der Elemente nun größer als die Leistungsfähigkeit des Systems, so entstehen zwangsläufig Warteschlangen. Solche Systeme nennt man deshalb auch Warteschlangensysteme [28]. Die Leitplatzmodellierung basiert auf den theoretischen Grundlagen von Warteschlangensystemen [28, 109–112].

Ein Warteschlangensystem ist dadurch beschrieben, dass Elemente in ein Warteschlangensystem eintreffen (sog. *Ankunftsprozess*) und einen *Serviceprozess* durchlaufen. Falls das System diesen Serviceprozess nicht unmittelbar beim Eintreffen des Elements durchführen kann, reihen sich die Elemente in eine Warteschlange ein und warten auf die Bearbeitung. Die Elemente werden nach bestimmten, vorgegebenen Regeln für die Bearbeitung aus der Warteschlange ausgewählt. Diese Regel nennt man Auswahlordnung (in englischsprachiger Literatur auch vielfach unter den Begriffen *queue discipline* zu finden). Nach Abschluss des Serviceprozesses verlassen die Elemente wieder das Warteschlangensystem. Der grundlegende Aufbau eines solchen Warteschlangensystems ist in Abbildung 32 dargestellt.

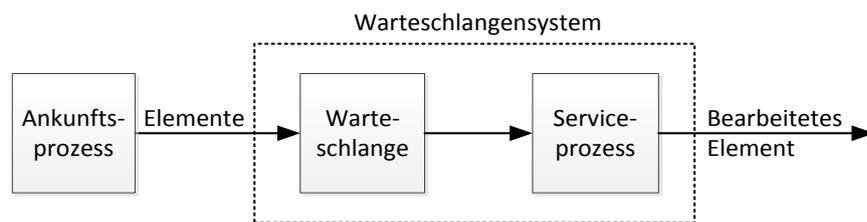


Abbildung 32: Grundlegender Warteschlangensprozess (in Anlehnung an [28])

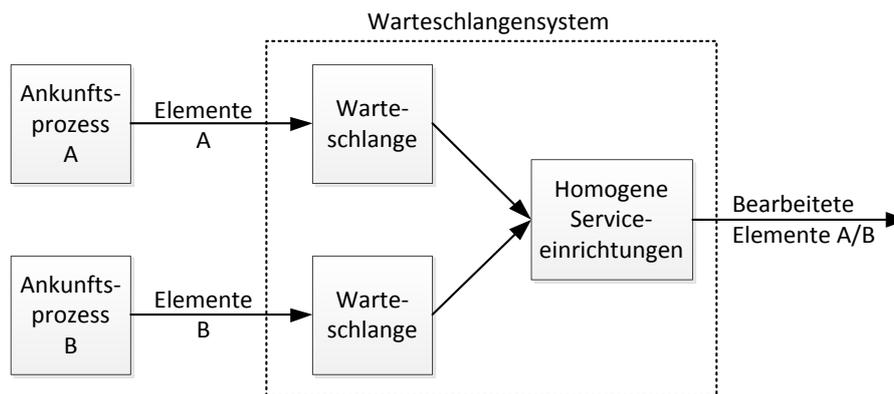
Die Elemente, die in ein Wartesystem eintreffen, müssen aber nicht alle homogen sein. In vielen realen Warteschlangensystemen treten Elemente unterschiedlicher Art auf, die jeweils einen anderen Serviceprozess benötigen. Man spricht in diesem Fall von inhomogenen Elementen. Ein Beispiel dafür ist z. B. die telefonische Störungsannahme bei einem Netzbetreiber, der Strom- und Gasnetze betreibt. Hier melden die Kunden dem Netzbetreiber Störungen in Form von Versorgungsunterbrechungen oder Gasleckagen. Für den telefonischen Zugang sind in der Regel bei solchen Störungsannahme-Centern unterschiedliche Telefonnummern für die beiden Kundengruppen vorgesehen und die Anrufer werden auch unterschiedlichen Warteschlangen zugeordnet. In Abhängigkeit der Versorgungssparte werden mit den Anrufern unterschiedliche Interviews geführt um die Fehlerursache möglichst genau einzugrenzen. Ein solches Beispiel ist verallgemeinert in Abbildung 33 schematisch dargestellt. Zwei Elementgruppen A und B treten jeweils getrennt in das Wartesystem ein und ordnen sich der jeweiligen Warteschlange für ihre Gruppe ein. Sobald die Serviceeinrichtung, die für beide Kundengruppen die

jeweiligen Prozesse durchführt, frei ist, wird das nächste Element aus einer der beiden Warteschlangen der Serviceeinrichtung zugeordnet und bearbeitet.

### 3.6.2 Warteschlangenmodell des Leitplatzes

Die konkrete Warteschlangenmodellierung des Leitplatzes für HS-/ MS-/ NS-Netze ist in Abbildung 34 dargestellt.

Der Ankunftsprozess wird in der Modellierung durch die verschiedenen Eingangsquel-



**Abbildung 33: Konvergierende Struktur mit zwei Elementgruppen und homogenen Serviceeinrichtungen**

len beschrieben, d. h. die Eingangsszenarien werden auf Basis von historischen Ereignissen erzeugt. Die Elemente sind in diesem Fall die Netzmeldungen/ Störungen in den zugeordneten Versorgungsnetzen, die Freischaltmaßnahmen und die Freischaltanmeldungen. Je nach Ereignistyp kommen diese entweder aus dem Leitsystem als Netzmeldung, als Störungsmeldung von der telefonischen Störungsannahme, als terminierte Maßnahme aus dem Workforce-Management oder aus anderen Informationsquellen.

Die in den Kapiteln 3.2 und 3.3 beschriebenen Prozesse bilden die Grundlage für die Serviceprozesse im Warteschlangensystem. Das Warteschlangensystem „Leitplatz“ besteht aus sechs unterschiedlichen Warteschlangen mit jeweils unterschiedlichen Prioritäten (sog. Prioritätswarteschlange) und der entsprechenden Auswahlordnung für die Vorgangsauswahl.

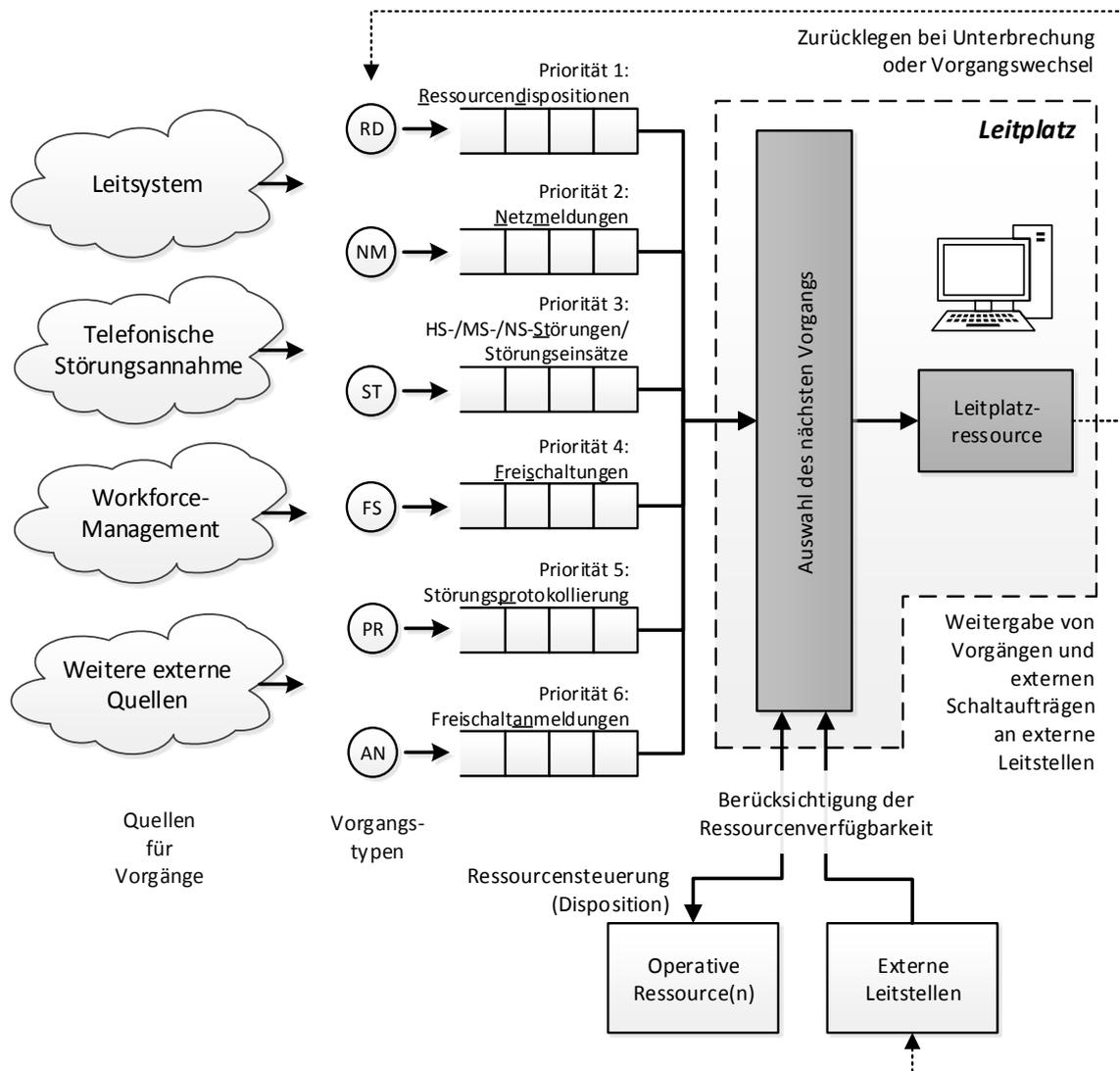


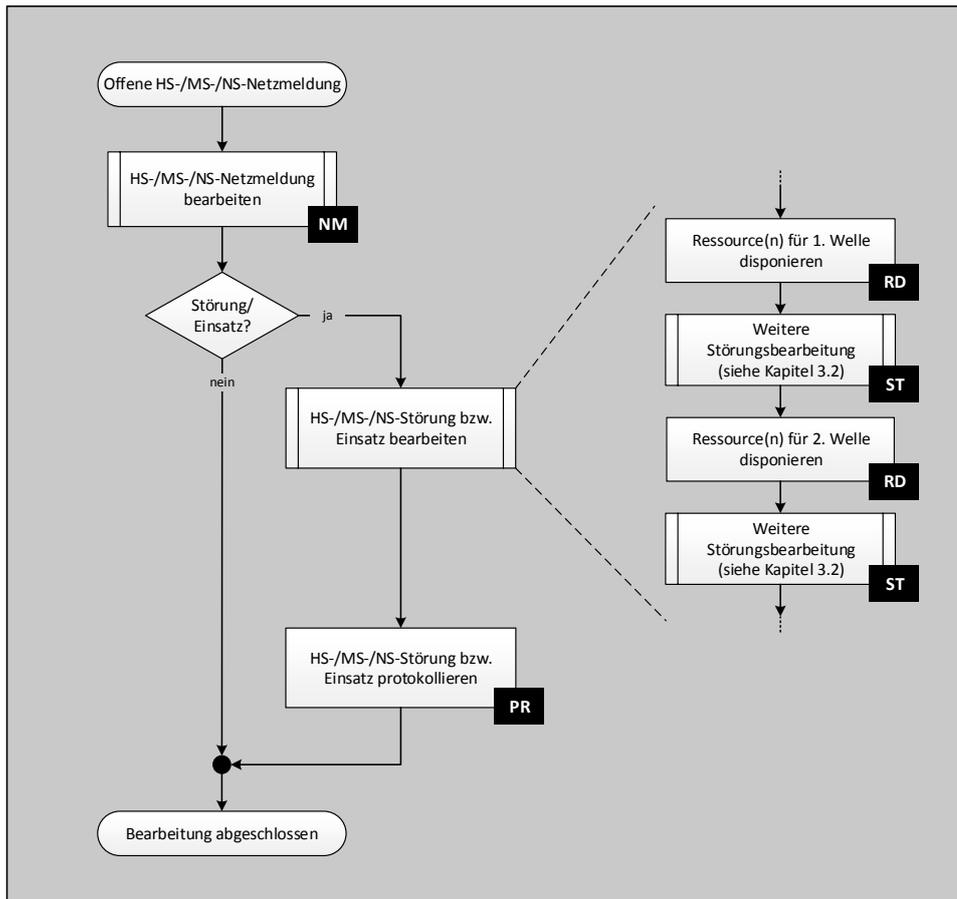
Abbildung 34: Warteschlangenmodellierung des Leitplatzes für HS-/ MS-/ NS-Netze

### 3.6.3 Vorgangstypen und Prioritäten

Während der Störungsbearbeitung wechseln die Störungsereignisse mehrfach die Eigenschaft und sind in Abhängigkeit des aktuell jeweils zu bearbeitenden Prozessschrittes einem der folgenden Vorgangstypen zugeordnet:

- Netzmeldung
- Ressourcendisposition
- Störung/ Störungseinsatz
- Störungsprotokollierung.

Abbildung 35 gibt einen Überblick, zu welcher Prozessphase sich die Störung in die entsprechende Warteschlange einordnet.



Legende Vorgangstypen und Prioritäten:

<b>NM</b> Netzmeldungen (Priorität 2)	<b>RD</b> Ressourcendispositionen (Priorität 1)	<b>ST</b> Störungen/Störungseinsätze (Priorität 3)
<b>PR</b> Störungsprotokollierung (Priorität 5)		

**Abbildung 35: Zuordnung der Vorgangstypen und Prioritäten zu den einzelnen Prozessphasen im Entstörungsprozess nach Kapitel 3.2**

Die Netzmeldungen, die unmittelbar aufgrund einer Störung hervorgerufen werden, sind zu Beginn des Prozesses den Vorgangstypen „Netzmeldungen“ zugeordnet und kommen in die entsprechende Warteschlange für Netzmeldungen. Störungen, bei denen aktuell eine oder mehrere Ressourcen disponiert werden müssen, wechseln in die Warteschlange der Vorgangstypen „Ressourcendispositionen“. Während der übrigen Prozessbearbeitungszeit sind die Störungen den Vorgangstypen „Störungen/ Störungseinsätze“ zugeordnet. Die abschließende Protokollierung der Störungen bzw. der (Störungs-)Einsätze ist dem Vorgangstyp „Störungsprotokollierung“ zugeordnet und die Vorgänge werden in der entsprechenden Warteschlange abgelegt.

Freischaltmaßnahmen werden während der kompletten Prozessbearbeitung dem Vorgangstyp „Freischaltungen“ zugeordnet. Gleiches gilt auch für Freischaltanmeldungen. Sie sind während der gesamten Bearbeitung dem Vorgangstyp „Freischaltanmeldungen“ zugeordnet.

Die Warteschlangen der einzelnen Vorgangstypen haben eine unterschiedliche Priorität in der Bearbeitungsreihenfolge. Die Vorgangstypen mit der höchsten Priorität (Priorität 1) sind Ressourcendispositionen für aktuelle Störungsvorgänge. Die Bearbeitung erfolgt mit der höchsten Priorität, da eine zügige Disposition die Voraussetzung dafür darstellt, dass die operativen Ressourcen schnell vor Ort eintreffen und somit der Verkehrssicherpflicht des Netzbetreibers Rechnung getragen wird. Fast genauso wichtig (Priorität 2) sind die aus dem Leitsystem oder aus der telefonischen Störungsannahme einlaufenden Netzmeldungen (Vorgangstyp Netzmeldungen). Diese sind von der Leitplatzressource umgehend zu bearbeiten, da Netzmeldungen immer wichtige Informationen über den aktuellen Netzzustand liefern und Einfluss auf aktuell in der Bearbeitung befindliche Vorgänge haben können. Eine Prioritätsstufe (Priorität 3) niedriger sind aktuelle Netzstörungen und Störungseinsätze. In der Prioritätsstufe 4 sind die Freischaltmaßnahmen, da diese immer vor der akuten Störungsbehebung in der Reihenfolge zurückstehen. Die Störungsprotokollierung, d. h. die Eintragung und Protokollierung der Störungen im Betriebstagebuch und den Störungsstatistiken (Priorität 5) wird immer dann durchgeführt, wenn aktuell keine Freischaltungen oder Störungen bearbeitet werden müssen. Die Vorgänge mit der geringsten Priorität sind die Freischaltanmeldungen (Priorität 6). Die Bearbeitung dieser Anmeldungen wird in aller Regel immer nur dann von den Leitplätzen durchgeführt, wenn keine anderen Vorgänge zur Bearbeitung anstehen.

Unterlagert besitzen die einzelnen Prioritätsstufen eine unterschiedliche Warteschlangendisziplin. In der Prioritätsstufe 1 (Ressourcendispositionen) und 3 (Störungen) reihen sich die Vorgänge an die Spitze der Warteschlange ein, die die höchste Wichtigkeit besitzen. Vorgänge mit einer hohen Wichtigkeit werden innerhalb dieser Prioritätsklasse vor anderen mit einer geringeren Wichtigkeit bearbeitet. Welche Kriterien ausschlaggebend für die Bestimmung Wichtigkeit sind und wie die Wichtigkeitsermittlung durchgeführt wird, ist in Kapitel 3.7 beschrieben.

In allen anderen Prioritätsstufen werden die Vorgänge nach dem „*First-Come, First-Served*“-Kriterium (FCFS) einsortiert. Dieses ist die bekannteste und im täglichen Leben am häufigsten vorzufindende Regel. Die Vorgänge werden in der Reihenfolge bearbeitet wie sie im Warteschlangensystem eintreffen. Somit ist nur der Eintrittszeitpunkt das Auswahlkriterium für die Reihenfolge der Bearbeitung. In der Regel werden diese Maßnahmen auch schon im Workforce-Management soweit vorbereitend terminiert, dass die planbaren Tätigkeiten mit den längsten Maßnahmendauern morgens als erstes starten und kurze Maßnahmen entsprechend später in dem weiteren Tagesablauf eingeplant werden.

Als weiteres Sortierkriterium steht in dem Modell für Freischaltungen die Sortierung auf Basis der kürzesten Servicezeit („Kürzeste Servicezeit zuerst“, engl. *Shortest Service Time First*, SST) zur Verfügung. Bei dieser Auswahlordnung wird diejenige Freischaltung ausgewählt, die die kürzeste Bearbeitungszeit für den Leitplatz hat. Ein wesentlicher Vorteil der SST-Auswahlordnung ist, dass die Abarbeitung der einzelnen Vorgänge im Warteschlangensystem immer zu den kleinsten Erwartungswerten für die Wartezeit der meisten Vorgänge in der Warteschlange führt [111]. Allerdings bedeutet dieses nicht, dass alle Vorgänge in der Summe am schnellsten bearbeitet werden. Die Vorgänge mit den längsten Servicezeiten haben eine größere Wartezeit. Die meisten werden jedoch gegenüber einer FCFS-Auswahlordnung schneller bearbeitet, sodass sich im Durchschnitt eine kürzere Wartezeit ergibt [111].

Aus der Prioritätswarteschlange wird entsprechend einer festgelegten Auswahlordnung der nächste zu bearbeitende Vorgang ausgewählt und von der Leitplatzressource bearbeitet. Falls mehr als ein aktueller Vorgang auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressource wartet, entscheidet die Auswahlordnung welcher Vorgang für die Bearbeitung ausgeführt wird. Bei dieser Auswahlentscheidung wird neben der Priorität der Vorgänge auch berücksichtigt, ob alle anderen notwendigen Prozesspartner zur Verfügung stehen. So können viele Störungsvorgänge in der Mittel- und Niederspannung erst dann durchgeführt werden, wenn die notwendige Anzahl an Ressourcen zugeordnet ist und die Ressourcen auch vor Ort sind. Sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt, kann der Vorgang nicht bearbeitet werden und der in der Warteschlange nachfolgende (weniger wichtige) Vorgang, bei dem aber alle Voraussetzungen erfüllt sind, wird bearbeitet. Sind dann die notwendigen Ressourcen zugeordnet und vor Ort eingetroffen, werden die Bearbeitung des weniger wichtigeren Vorgangs unterbrochen und der wichtigere Vorgang bearbeitet.

Prinzipiell können Vorgänge in der Prozessbearbeitung jederzeit unterbrochen werden, wenn ein wichtigerer Vorgang in das Warteschlangensystem eintrifft. Dieses ist z. B. der Fall, wenn eine neue Netzmeldung eintritt und die Leitplatzressource aktuell eine Freischaltanmeldung bearbeitet. Allerdings kann für die einzelnen Prozessschritte definiert werden, ob eine Unterbrechung des Vorgangs in diesem Prozessschritt möglich ist (siehe Kapitel 3.4). Ist eine Unterbrechung des Prozessschrittes nicht erlaubt, so wird der aktuell in der Bearbeitung befindliche Prozessschritt abgeschlossen und erst danach die Prozessbearbeitung unterbrochen. Ist eine Unterbrechung des aktuellen Prozessschrittes erlaubt, wird sofort die Bearbeitung unterbrochen. Der unterbrochene Vorgang reiht sich dann wieder entsprechend seiner Priorität in die zugehörige Warteschlange ein.

Bei spannungsebenen übergreifenden Schaltaufträgen wird der Auftrag für die Durchführung der Schaltungen an die zuständige externe Leitplatzressource weitergeleitet und

dort abgearbeitet. Sind beispielsweise für die Freischaltung eines HS-/MS-Transformators durch die MS-Leitstelle Schalthandlungen im HS-Netz erforderlich, so führt die HS-Leitstelle diese entsprechend zu gegebener Zeit durch. Die MS-Leitplatzressource wartet solange mit der Fortführung der noch verbleibenden Schalthandlungen, bis die Schalthandlungen durch die HS-Leitplatzressource abgeschlossen sind. In dieser Zeit kann die MS-Leitplatzressource andere Vorgänge fortführen.

Sind die Vorgänge in ihrer Bearbeitung vollständig abgeschlossen, so verlassen sie das Warteschlangensystem und die wesentlichen Ergebnisse werden archiviert. Dieses sind beispielsweise die einzelnen Zeitpunkte, an denen mit der Bearbeitung eines Prozessschritts begonnen wurde und an denen der Prozessschritt abgeschlossen wurde, die unterbrochene Leistung bei Störungen mit Versorgungsunterbrechungen, Pönalen, Mitarbeiterereinsatz- und Materialkosten. Mit Hilfe der gespeicherten Ergebnisse können nach Beendigung der Simulation alle weiteren Bewertungs- und Qualitätskennzahlen ermittelt werden (siehe auch Kapitel 3.12).

### **3.7 Geografie und Netzmodell**

Für die Simulation der Vorgänge und der definierten Prozesse sind keine weiteren elektrischen Netzdaten zu den einzelnen Komponenten, wie sie z. B. für die Lastfluss- oder Zuverlässigkeitsberechnung benötigt werden, notwendig. Alle Informationen, die für die Abbildung der Prozesse im Hinblick auf das Störungs- und Freischaltungsmanagement benötigt werden (wie z. B. Schaltungsmöglichkeiten, ausgefallene Leistungen) werden über die Prozessbeschreibungen definiert (siehe Kapitel 3.11).

Wesentlich für die Netzabbildung ist aber die geografische Abbildung des Netzgebietes. Bedingt durch die räumliche Verteilung der elektrischen Betriebsmittel sind damit auch die Ereignisse, die einen Ressourcenbedarf vor Ort erfordern, räumlich verteilt. Für die operativen Ressourcen bilden daher die Fahrzeiten zu den Ereignissen einen wesentlichen Zeitbedarf und bestimmen daher auch die Ressourcenverfügbarkeit. Daher muss dieses in der Prozessabbildung entsprechend berücksichtigt werden. Für die geografische Netzabbildung sind in dem Modell zwei verschiedene Möglichkeiten implementiert, die je nach Zielrichtung der Modellanwendung ihre Anwendung finden.

### 3.7.1 Abbildung des Netzgebietes als Netzgraph

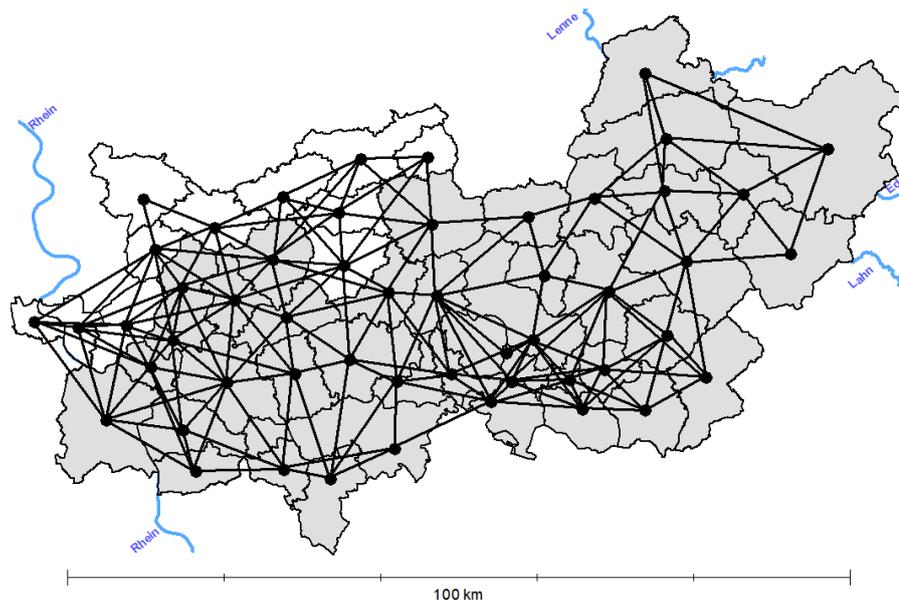


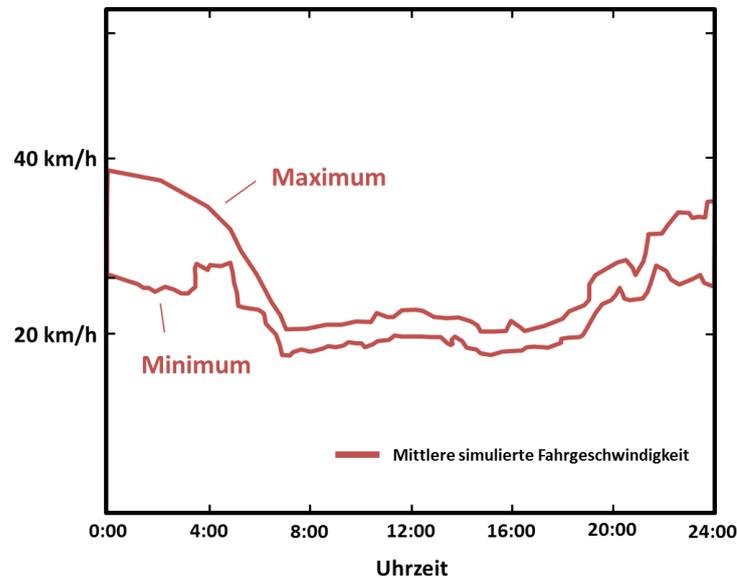
Abbildung 36: Geografisches Modell des Netzgebietes nach [113]

Die erste Möglichkeit ist in [113, 114] beschrieben. Das Netzgebietes wird durch einen Graphen mit räumlich verteilten Knoten abgebildet. Prinzipiell kann jedes Betriebsmittel durch einen eigenen Knoten repräsentiert werden, aber es empfiehlt sich das Versorgungsgebiet in disjunkte Zellen einzuteilen. Für jede Zelle wird ein Knoten gesetzt, der alle Betriebsmittel des entsprechenden Gebietes (z. B. einer Gemeinde) repräsentiert. Damit kann jedes Ereignis und damit der Ressourcenbedarf eindeutig einem Knoten zugeordnet werden. Des Weiteren können mögliche Ressourcenpositionen durch zusätzliche Knoten abgebildet werden, wie z. B. Betriebsstandorte, Lagerstandorte und Wohnorte.

Die einzelnen Knoten sind mit Kanten untereinander verbunden, welche die Verkehrswege repräsentieren, auf denen sich die Ressourcen bewegen. Mit jeder Kante ist eine (erwartete) Reisezeit assoziiert, die z. B. im Vorfeld durch einen Routenplaner ermittelt werden kann. Allerdings ist die zu erzielende Reisezeit keine statische Größe und unter anderem abhängig von der jeweiligen Verkehrssituation. So kommt es z. B. innerhalb von innerstädtischen Gebieten zu stark tageszeitabhängigen Geschwindigkeitsunterschieden.

Abbildung 37 zeigt die mit Hilfe eines Simulationsmodells zur Stauforschung simulierte durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit in der Innenstadt von Duisburg für Werktage. Während der Hauptverkehrszeit zwischen 07:00 und 19:00 Uhr reduziert sich die durchschnittliche Geschwindigkeit in innerstädtischen Gebieten wesentlich, so dass sich die resultierenden Fahrzeiten deutlich verlängern. Daher wurde das Modell nach [113, 114] dahingehend erweitert. Für die Berücksichtigung der tageszeitabhängigen Reisezeiten

können nun innerhalb und außerhalb der regulären Arbeitszeit unterschiedliche Reisezeiten für die einzelnen Kanten definiert werden.



**Abbildung 37: Simulierte mittlere Fahrgeschwindigkeit für Werktage in der Innenstadt von Duisburg, eigene Darstellung nach [115]**

Der Netzgraph hat den Vorteil, dass während der Simulationsrechnungen die Fahrzeitberechnung wenig rechenzeitintensiv ist und die Fahrzeiten schnell ermittelt werden können. Allerdings erfordert die Netzgraph-Erstellung im Vorfeld einen erheblichen Zeitaufwand, da mit einem Routenplaner die Fahrzeiten auf den einzelnen Kanten ermittelt werden müssen. Je mehr Knoten der Netzgraph besitzt, desto zeitaufwendiger ist auch die Fahrzeitermittlung, da pro Knoten ca. vier bis fünf Kanten mittels Routenplaner berechnet werden müssen.

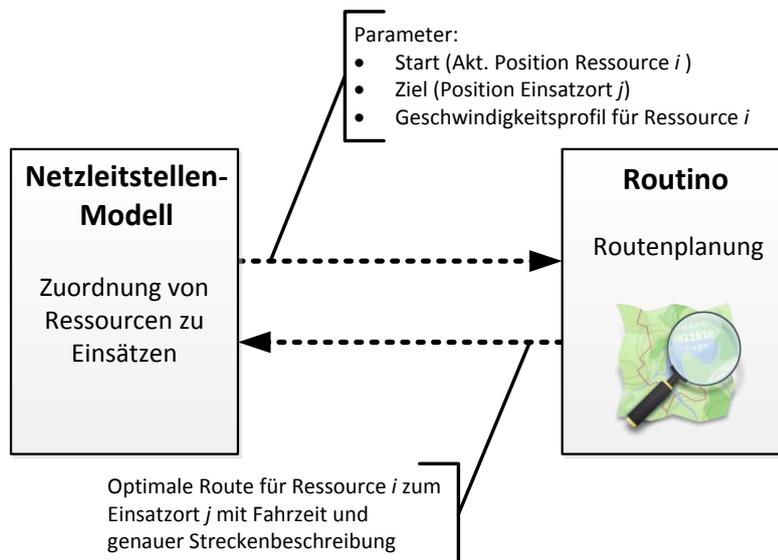
### 3.7.2 Simulation der Fahrzeiten mittels eines Routenplaners

Die zweite Möglichkeit besteht in der unmittelbaren Anbindung eines vollständigen Routenplaners an das Geografiemodell. Den Ereignissen und Ressourcen werden anstelle der Knotenzuordnung die unmittelbaren Geokoordinaten zugewiesen.

In diesem Modellansatz werden die Reisewege der Ressourcen zu den Einsatzorten während der Simulation mittels eines Routenplaners ermittelt. Dieser Modellansatz wird mit Hilfe der quelloffenen Software *Routino*<sup>8</sup> realisiert, die auf Basis der frei nutzbaren Geodaten aus dem OpenStreetMap-Projekt den schnellsten Weg zwischen zwei Punkten ermittelt. Über eine Schnittstelle zwischen dem Netzleitstellenmodell und dem Routenplaner *Routino* erfolgt für jede Berechnung der Fahrzeit einer operativen Ressource zu

<sup>8</sup> *Routino* ist ein freier Routing-Algorithmus auf Basis der Openstreet-Maps Geodaten (<http://www.routino.org/software/>)

ihrem entsprechenden Einsatzort eine Anfrage an den Routenplaner (siehe Abbildung 38). Dieser bekommt als Information die Ressourcenposition, den Zielort (beides jeweils in Geokoordinaten) und den Fahrzeugtyp der Ressource (z. B. PKW, Steiger-, Aggregatfahrzeug) in Form eines Geschwindigkeitsprofils. In dem Geschwindigkeitsprofil ist hinterlegt, welche durchschnittliche Geschwindigkeit auf den verschiedenen Straßenkategorien (Autobahnen, Bundesstraßen, Landstraßen, Feld- und Wirtschaftswege, etc.) für die Routenberechnung herangezogen wird. Diese Geschwindigkeitsprofile können entsprechend der Arbeitszeit (Normalarbeitszeit, Rufbereitschaft, Wochenende) mittels Skalierungsfaktoren angepasst werden und so die wochentagsabhängigen Geschwindigkeitsunterschiede berücksichtigen. Als Ergebnis liefert der Routenplaner die schnellste Verbindung von der Ressourcenposition zum Ziel in Form der Gesamtfahrzeit und der Fahrstrecke. Die Fahrstrecke enthält zu jedem Zeitpunkt der Fahrzeit die jeweilige Ressourcenposition in Form einer Geokoordinate. Die kleinste zeitliche Auflösung beträgt dabei eine Minute.



**Abbildung 38: Schnittstelle Netzleitstellen-Modell und Routenplaner Routino**

Da die Routenberechnungen sehr rechenaufwendig sind und ggf. für eine sehr große Anzahl von Ressourcen diese Routenberechnungen durchgeführt werden müssen, ist es notwendig, die Anzahl der notwendigen Routenanfragen zu begrenzen. Dazu werden nicht alle Kombinationen von Ressourcen und Störungsorte betrachtet, da viele operative Ressourcen für einzelne Störungen aufgrund ihrer Qualifikation und organisatorischen Zuständigkeit nicht in Betracht kommen. Nur für die operativen Ressourcen, die aufgrund ihrer Qualifikation und der organisatorischen Zuständigkeiten die jeweiligen Ereignisse bearbeiten dürfen, werden die entsprechenden Routenanfragen vorgenommen.

Das Versorgungsgebiet selber, die Zuständigkeitsgebiete, die Aufenthaltsräume und Wohnorte der Ressourcen werden wie in der ersten Möglichkeit (Kapitel 3.7.1) mittels definierter Knoten und zugehörigen Geokoordinaten beschrieben.

Prinzipiell bietet die Verwendung des Routenplaners eine erhebliche Verbesserung in der Genauigkeit der Fahrzeitberechnung. Insbesondere können die eingesetzten Fahrzeugtypen der operativen Ressourcen und erheblich detailliertere tageszeitabhängige und wochentagsabhängige Geschwindigkeitsprofile berücksichtigt werden. Ebenso entfällt der erhebliche Arbeitsaufwand in der Kantenberechnung des Netzgraphens in der ersten Variante (Kapitel 3.7.1). Allerdings ist wie oben schon erwähnt, der Rechenzeitaufwand bei der Variante mittels Routenplaners deutlich größer, wodurch sich die Zeitdauer für die Simulationsrechnung erheblich vergrößert. Der Unterschied wird umso größer, je mehr operative Ressourcen in der Simulation berücksichtigt werden müssen. Deshalb ist die Verwendung nur dann zu empfehlen, wenn zum einen die Erstellung des Netzgraphen einen besonders hohen Arbeitsaufwand erfordert und zum anderen die eingesetzten Fahrzeuge der operativen Ressourcen sehr unterschiedlich sind, sodass diese nicht durch einen gemeinsamen Netzgraphen ausreichend genau abgebildet werden können. In der in Kapitel 4 vorgestellten Untersuchung war der Netzgraph schon vorhanden (aus [31]) und somit wurde das Netzgebiet in den Rechnungen mittels Netzgraphen abgebildet.

### 3.8 Ressourcenzuordnung

Für die Zuordnung der Störungsvorgänge zu der Leitplatzressource und den operativen Ressourcen vor Ort muss die Entscheidung auf Basis der individuellen Priorität der Störung bzw. des Einsatzes getroffen werden. Ziel dieser Ressourcenzuordnung ist es, die Betriebsentscheidungen der Netzleitstellen in dem Modell möglichst realitätsgerecht abzubilden und die Reihenfolge der Störungsbearbeitung auch im Hinblick auf eine für das Gesamtnetz möglichst hohe Versorgungszuverlässigkeit zu optimieren.

Die Priorisierung erfolgt in Anlehnung an das in [30, 31] beschriebene Betriebsmodell. Das Priorisierungsmodell wurde allerdings hinsichtlich der Ressourcenqualifikationen um die Erfordernisse des Netzleitstellenmodells erweitert.

Störungen werden anhand ihres Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit priorisiert. Störungen mit Versorgungsunterbrechungen werden *in den meisten Fällen* höher priorisiert als Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen, da Störungen mit Versorgungsunterbrechungen einen unmittelbaren Einfluss auf die Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit haben. Es gibt jedoch auch Situationen, in denen Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen einen sehr kritischen Netzzustand hervorrufen und ein

sehr hohes Risiko besteht, dass es zu (erheblichen) Folgefehlern kommen kann. Daher sollte es möglich sein, dass Störungen mit einem sehr hohen Risiko gegenüber Störungen mit einer nicht so hohen unterbrochenen Leistung in der Bearbeitung bevorzugt werden.

Die Bewertung des Risikos durch einen gefährdeten Betriebszustand erfolgt durch die in Kapitel 2.2 eingeführte Kenngröße *power-at-risk*  $P_{\text{risk}}$ . Diese Kenngröße ermöglicht es, den gefährdeten Betriebszustand in Form einer potenziell ausgefallenen Leistung im Falle weiterer Betriebsmittelausfälle quantitativ zu beschreiben und damit vergleichbar zu machen. Störungen mit einem hohen Risiko haben einen entsprechend hohen *power-at-risk* Wert. Ebenso hat auch das Gefährdungspotenzial, das von einer Störung für die unmittelbare Umgebung ausgehen kann, einen hohen Einfluss auf die Priorisierung hinsichtlich der Störungsbearbeitung. So kann von Erdschlüssen in isolierten und kompensierten Netzen ein sehr hohes Gefährdungspotenzial für die unmittelbare Umgebung ausgehen und gemäß [38] müssen unverzügliche Maßnahmen zur Lokalisierung und Abschaltung der Erdschlussstelle eingeleitet werden. Dieses geschieht in Hoch- und Mittelspannungsnetzen durch eine Zusammenarbeit der Netzleitstelle und den operativen Ressourcen vor Ort. In den meisten Fällen wird der erdschlussbehaftete Anlagenteil nach der Lokalisierung abgeschaltet, so dass eine Gefährdungssituation nur kurzzeitig besteht. Wenn ein Erdschluss aus betrieblichen Gründen nicht ausgeschaltet werden kann, so muss die Erdschlussstelle so genau wie möglich zu bestimmen und so abzusperrern, dass Personen und Nutztiere durch den an der Erdschlussstelle auftretenden Spannungstrichter nicht gefährdet werden [39]. Störungen aufgrund von Erdschlüssen haben daher in der Praxis bei vielen Netzbetreibern die höchste Priorität und erhalten somit in dem Modell einen so hohen *power-at-risk* Wert, sodass sie immer als erstes bearbeitet werden.

Damit es möglich ist, die einzelnen Störungsereignisse hinsichtlich ihrer individuellen Wichtigkeit vergleichbar zu machen, wird, wie in [30, 31] beschrieben, ein Gewichtungsfaktor  $f_{\text{risk}}$  eingeführt. Dieser vergleicht eine unterbrochene Leistung mit einer Leistung im Risiko (*power-at-risk*). Durch den Gewichtungsfaktor kann ein sog. Leistungsäquivalent  $\tilde{P}_j(t)$  für eine Störung  $j$  zum Zeitpunkt  $t$  definiert werden als

$$\tilde{P}_j(t) = \begin{cases} P_j(t) & \text{falls Störung } j \text{ eine Versorgungsunterbrechung} \\ & \text{verursacht} \\ \frac{P_{\text{risk},j}(t)}{f_{\text{risk}}} & \text{, sonst.} \end{cases} \quad (3-2)$$

$P_j(t)$  ist dabei die aktuelle nicht versorgte Leistung einer Störung  $j$  zum Zeitpunkt  $t$  und  $P_{\text{risk},j}(t)$  ist die aktuelle *power-at-risk* einer Störung  $j$  zum Zeitpunkt  $t$ . Somit kann auf Basis des Leistungsäquivalents  $\tilde{P}_j(t)$  die Störung priorisiert werden und für die Bearbeitung eine Zuordnung der Leitplatzressource und der operativen Ressourcen erfolgen.

Mit Hilfe des Leistungsäquivalents  $\tilde{P}_j(t)$  lassen sich auch die Betriebsstörungen und Mitarbeiterereignisse hinsichtlich ihrer Priorität bewerten, die keinen unmittelbaren Einfluss auf das primäre Versorgungsnetz haben. Dazu zählen z. B. Störungen in Straßenbeleuchtungsnetzen, die von dem Niederspannungsnetz getrennt sind, und nicht die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen. Werden diese Netze von dem gleichen Netzbetreiber betrieben, der auch für den Netzbetrieb der parallelen Verteilungsnetze verantwortlich ist, so sind vielfach auch die gleichen Ressourcen für die Entstörung des Straßenbeleuchtungsnetzes zuständig. Somit muss hier ebenfalls eine Abwägung hinsichtlich der Priorisierung zwischen zeitgleichen Störungen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen und Straßenbeleuchtungsnetzen stattfinden. Dazu muss den Straßenbeleuchtungsstörungen ein entsprechend geeigneter *power-at-risk* Wert zugewiesen werden, der die operativen Priorisierungsentscheidungen des Unternehmens abbildet.

Gleiches gilt für Einsätze, die sich aus der Verkehrssicherungspflicht für die Netzanlagen heraus ergeben. Klassische Beispiele dafür sind die offene bzw. stark beschädigte Stationstür einer Ortsnetzstation oder der defekte Anlagenzaun einer Umspannanlage in der Nähe eines Wohngebietes. In beiden Beispielen kommt es zu keinen unmittelbaren Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit. Nichts desto weniger muss eine zeitnahe Bearbeitung der Störungen gewährleistet sein und entsprechende Maßnahmen zur Beseitigung der Störung eingeleitet werden. Es ist für die unmittelbare Umgebung (z. B. in der Nähe spielende Kinder) ein erhebliches Gefahrenpotenzial vorhanden. In diesen Fällen muss die jeweilige betriebliche Priorität eines solchen Vorgangs  $j$  in Form eines Leistungsäquivalents  $\tilde{P}_j$  umgerechnet werden, damit sie mit allen anderen Störungsvorgängen verglichen werden kann. Dazu muss der Störung ebenfalls eine geeignete *power-at-risk* zugewiesen werden. Um bei den beiden zuvor genannten Beispielen der offenen Stationstür und des beschädigten Anlagenzauns einer Umspannanlage zu bleiben, kann z. B. eine Vergleichsgröße der zeitgleiche Ausfall einer mittleren Ortsnetzstation mit ca. 400 kVA sein. Soll der zeitgleiche Ausfall der Ortsnetzstation zurückgestellt werden, so muss das Leistungsäquivalent  $\tilde{P}_j$  der Störung mit der Stationstür bzw. mit dem Anlagenzaun größer sein als 400 kVA. Mit Hilfe der Gleichung (3-2) läßt sich daraus die entsprechende *power-at-risk* der Störung berechnen.

### 3.8.1 Zuordnungsstrategie operativer Ressourcen

Mit Hilfe der über das Leistungsäquivalent  $\tilde{P}$  vergleichbaren Störungen und Einsätze lässt sich nun die Ressourcenzuordnung vornehmen. Dabei gilt es, das aus den Anlagen entstehende Gefährdungspotenzial zu minimieren und die Versorgungszuverlässigkeit möglichst zu maximieren. Als Maßstab für die Versorgungszuverlässigkeit kann die auch in der Qualitätsregulierung genutzte Kenngröße „mittlere Nichtverfügbarkeit des Netzes“ (ASIDI in Hoch- und Mittelspannungsnetzen, SAIDI in Niederspannungsnetzen) herangezogen werden. Diese Kenngröße ist proportional zur nicht zeitgerecht gelieferten Energie, so dass der folgende Term

$$\sum_{i \in I(t)} t_1^i \tilde{P}_1^i$$

zu minimieren ist, wobei  $I(t)$  die Menge aller aktiven Störungen/ Störungseinsätze ist,  $t_1^j$  der Startzeitpunkt der operativen Ressource für die Bearbeitung der Störung  $j$  und  $\tilde{P}_1^j$  das Leistungsäquivalent der Störung  $j$ . Bei diesem Problem handelt es sich um ein kombinatorisches Problem, das zur Klasse der *Weighted Traveling Salesman Problem (WTSP)* gehört [28]. Der Unterschied zu dem klassischen *Traveling Salesman Problem (TSP)* besteht darin, dass die verschiedenen abzuarbeitenden Vorgänge eine unterschiedliche Priorität ( $\tilde{P}_1^j$ ) besitzen. Somit ist die Reihenfolge der Abarbeitung der einzelnen Vorgänge ein Teil des Optimierungsproblems. Besitzen alle Störungen  $j$  die gleiche Priorität  $\tilde{P}_1^j$ , lässt sich das Optimierungsproblem als *Traveling Salesman Problem* formulieren, bei dem die gesamte Wartezeit für alle aktiven Störungen minimiert wird. Der Lösungsraum für das *Traveling Salesman Problem* steigt überproportional mit der Problemgröße, d. h. der Anzahl aktiver Störungen, an.

Guarisco [30] hat gezeigt, dass es in diesem speziellen Fall nicht notwendig ist, das vollständige *Weighted Traveling Salesman Problem (WTSP)* zu lösen. Es ist ausreichend mit Hilfe eines *gierigen Lösungsansatzes* (sog. *greedy algorithm*) das Gesamtproblem in Teilprobleme aufzuteilen und für jedes Teilproblem die optimale Zuordnungsstrategie zu bestimmen. Der Lösungsansatz ist so zu wählen, dass in jedem Zeitpunkt die marginale Wiederherstellungseffizienz

$$\frac{\tilde{P}_j(t)}{\delta_j(t)}$$

maximiert wird.  $\delta_j(t)$  ist dabei die Gesamtprozessdauer für die Störungsbearbeitung bis zum Abschluss einer Störung  $j$ .

### 3.8.2 Optimierungsproblem

Formal lässt sich damit das **Optimierungsproblem** aufbauend auf [30] wie folgt formulieren:

$Q$  sei die Menge aller für das Störungsmanagement notwendigen Qualifikationen,  $R_q(t)$  sei die Menge der verfügbaren Ressourcen der Qualifikation  $q \in Q$  zum Zeitpunkt  $t$  und  $I(t)$  sei die Menge der aktiven Störungen und Einsätze zum Zeitpunkt  $t$ . Für die Bearbeitung der Störungen und Einsätze  $j \in I(t)$  ist eine unterschiedliche Anzahl an Ressourcen und Qualifikationen notwendig. Dieses wird durch den zeitabhängigen Parameter  $n_{r,q}^j(t)$  abgebildet, der für jede Qualifikation  $q \in Q$  die Anzahl an notwendigen Qualifikationen für die Bearbeitung der Störung  $j$  zum Zeitpunkt  $t$  angibt.

Für jedes  $j \in I(t)$  sei

$$z_j(t) = \begin{cases} 1 & \text{wenn die Störung } j \text{ bearbeitet wird} \\ 0 & \text{sonst,} \end{cases} \quad (3-3)$$

und für jede Ressource  $i \in R_q(t)$  der Qualifikation  $q \in Q$  und der Störung  $j \in I(t)$  sei

$$x_{ij}^q(t) = \begin{cases} 1 & \text{wenn Ressource } i \text{ der Qualifikation } q \text{ der} \\ & \text{Störung } j \text{ zugeordnet} \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (3-4)$$

Die Wiederherstellungseffizienz  $w_{ij}^q(t)$  einer zugeordneten Ressource  $i \in R_q(t)$  der Qualifikation  $q \in Q$  zu einer Störung  $j \in I(t)$  zum Zeitpunkt  $t$  ist definiert als

$$w_{ij}^q(t) := \frac{\tilde{P}_j(t)}{d_{ij} + \delta_j(t)} \quad (3-5)$$

wobei  $d_{ij}$  die Reisezeit der Ressource  $i \in R_q(t)$  zum Störungsort von  $j$  ist.

$\delta_j(t)$  ist für Störungen mit Versorgungsunterbrechung die verbleibende Bearbeitungszeit bis zur endgültigen Wiederversorgung, für Störungen ohne Versorgungsunterbrechung die verbleibende Bearbeitungszeit bis zum Abschluss der Reparatur und bei sonstigen Einsätzen die verbleibende Bearbeitungszeit bis zum Abschluss des Einsatzes.

Diese verbleibende Bearbeitungszeit setzt sich aus der Summe der Einzeldauern der noch zu bearbeitenden Prozessschritte zusammen. Dieses beinhaltet auch die Bearbeitungszeit für eventuelle Schalthandlungen und die Reisezeit der operativen Ressource vor Ort zwischen zwei Schalthandlungen bei Mittelspannungsstörungen.

Der Wert der Wiederherstellungseffizienz  $w_{ij}^q(t)$  entspricht der marginalen Wiederherstellungseffizienz

$$\frac{\tilde{P}_j(t)}{\delta_j(t)},$$

da sie dem Wert des Leistungsäquivalents  $\tilde{P}$  entspricht, das pro Zeiteinheit wiederhergestellt werden kann.

Für Ressourcen  $i \in R_q(t)$  der Qualifikation  $q \in Q$ , die entweder nicht die erforderliche Qualifikation für die Bearbeitung der Störung  $j \in I(t)$  haben oder aus organisatorischen Gründen nicht der Störung zugewiesen werden können, beträgt die Wiederherstellungseffizienz  $w_{ij}^q(t) = 0$ . Für die Menge dieser nicht zulässigen Ressourcen  $R_q^{\text{nicht}}(t, j) \subseteq R_q(t)$  gilt außerdem, dass  $x_{ij}^q = 0$  ist.

Die optimale Zuordnungsentscheidung aller verfügbaren Ressourcen zu den zum Zeitpunkt  $t$  aktiven Störungen kann durch das folgende lineare Optimierungsproblem gelöst werden:

$$\text{Maximiere} \quad \sum_{q \in Q, i \in R_q(t), j \in I(t)} w_{ij}^q(t) x_{ij}^q(t) \quad (3-6)$$

Dabei sind eine Reihe von Nebenbedingungen zu berücksichtigen:

Zum einen muss sichergestellt sein, dass eine Ressource nur höchstens einmal zugeordnet werden kann. D.h. die folgende Gleichung muss erfüllt sein:

$$\sum_{j \in I(t)} x_{ij}^q(t) \leq 1 \quad \forall q \in Q, i \in R_q(t) \quad (3-7)$$

Ebenso muss sichergestellt sein, dass jede Störung, die bearbeitet wird, genau von der erforderlichen Anzahl an Ressourcen mit den notwendigen Qualifikationen bearbeitet wird:

$$\sum_{i \in R_q(t)} x_{ij}^q(t) = n_{r,q}^j(t) \cdot z_j(t) \quad \forall q \in Q, j \in I(t) \quad (3-8)$$

Können zum Zeitpunkt  $t$  alle erforderlichen Ressourcen zugeordnet werden, so ist eine Bearbeitung möglich und  $z_j(t) = 1$ . Können aufgrund von Ressourcenknappheit nicht alle notwendigen Ressourcen in der erforderlichen Anzahl und Qualifikation dieser Störung zugeordnet werden, so ist  $z_j(t) = 0$ .

Durch das Optimierungsziel, die Wiederherstellungseffizienz zu maximieren, werden Störungen mit einem hohen Leistungsäquivalent ( $\tilde{P}$ ), d.h. einer hoher Priorität, bevorzugt bearbeitet. Dieses bedeutet unter anderem, dass Störungen mit Versorgungsunterbrechungen in den höheren Spannungsebenen (z. B. Mittelspannung) gegenüber Störungen in den unteren Spannungsebenen (z. B. Niederspannung) bevorzugt werden, da Mittelspannungsstörungen gegenüber Niederspannungsstörungen ein höheres Leistungsäquivalent besitzen. Dieses entspricht auch der betrieblichen Praxis in der Reihenfolge der Störungsbearbeitung.

Störungen mit gleichem Leistungsäquivalent und gleicher Bearbeitungsdauer werden, sofern nur eine Ressource mit der notwendigen Qualifikation zur Verfügung steht, in einer solchen Reihenfolge der Ressource zugeordnet, dass die der Ressource nächstgelegene Störung zuerst bearbeitet wird. Durch die geringere Reisezeit hat diese Ressourcenzuordnung eine größere Wiederherstellungseffizienz (siehe Gleichung (3-5)). Die andere Störung wird solange aufgeschoben, bis entweder die zuerst zugeordnete Störung abgeschlossen wurde oder eine weitere Ressource zur Verfügung steht. Dieses kann z. B. der Fall bei einem Arbeitszeitwechsel von Rufbereitschaft zur Normalarbeitszeit sein.

Die sich aus der Lösung des Optimierungsproblems ergebende Ressourcenzuordnung ist solange gültig, bis folgende Ereignisse eintreten:

- Eine neue Störung tritt ein, d. h., aus einer Netzmeldung ist ein Störungsvorgang erzeugt worden.
- Eine zugeordnete Ressource ist am Störungsort angekommen.
- Ein Prozessschritt ist in der Störungsbearbeitung abgeschlossen und es ergeben sich durch den anschließenden Prozessschritt neue Erfordernisse hinsichtlich der Anzahl und notwendigen Qualifikationen der Ressourcen.
- Eine Störung ist operativ fertig bearbeitet und die operative Ressource wird nicht mehr benötigt.
- Es ergeben sich einen Arbeitszeitwechsel Änderungen hinsichtlich der Ressourcenverfügbarkeit.

In jedem dieser oben genannten Fälle muss eine neue Entscheidung hinsichtlich einer optimalen Ressourcenzuordnung getroffen werden. Diese wird dann entsprechend umgesetzt. Dieses bedeutet auch, dass sofern zulässig Ressourcen von einer Störung wieder abgezogen werden und einer anderen Störung neu zugewiesen werden. Diese mögliche Unterbrechbarkeit ist abhängig von dem Störungstyp und wird in den Modellparametern und Szenariendaten spezifiziert.

### 3.8.3 Vorgangsauswahlordnung für die Leitplatzressource

Die Entscheidungen hinsichtlich der Ressourcenzuordnungen der operativen Ressource ist auch die Basis für die Auswahlordnung der Leitplatzressource. Diese Vorgangsauswahlordnung legt fest, welche aktuelle Störung, die einer entsprechenden Leitplatzressource zugewiesen wurde (*Zuständigkeit*), wird von dieser auch als Nächstes bearbeitet wird. Hierbei ergibt sich allerdings eine Unterscheidung hinsichtlich der Auswahlordnung zwischen Störungen in Hochspannungsnetzen und Mittel-/ Niederspannungsnetzen aufgrund der Prozessabläufe (siehe Kapitel 3.2) und der unterschiedlichen Fernwirkungsmöglichkeiten.

In Mittel- und Niederspannungsnetzen ist die Leitplatzressource zur Störungsbeseitigung auf die operativen Ressourcen vor Ort angewiesen. Einer Störung, der aufgrund von Ressourcenknappheit keine operative Ressource zugeordnet werden kann und die deshalb aufgeschoben werden muss, kann auch nicht durch die Leitplatzressource bearbeitet werden. Erst wenn die notwendigen operativen Ressourcen der Störung zugeordnet und vor Ort eingetroffen sind, kann die Störung auch von der Leitplatzressource weiter bearbeitet werden. Hat eine Leitplatzressource mehrere aktive Störungen parallel zu bearbeiten, so wird gemäß den Zuordnungsregeln die Störung mit der höchsten Wiederherstellungseffizienz bevorzugt für die Bearbeitung ausgewählt.

Da bei Störungen in den Hochspannungsnetzen die Wiederversorgungs- und Freischaltphase durch die Leitplatzressource ohne einen operativen Ressourceneinsatz durchgeführt werden kann, wird eine operative Ressourcenzuordnung erst nach Abschluss der Wiederversorgungs- um Freischaltphase notwendig. Hat eine Leitplatzressource in Hochspannungsnetzen mehrere parallele Störungen zu bearbeiten, so wird gemäß den Zuordnungsregeln die Störung mit der höchsten Wiederherstellungseffizienz zuerst in dieser Prozessphase bearbeitet. Die Wiederherstellungseffizienz  $w_j(t)$  der Hochspannungsstörung  $j$  zum Zeitpunkt  $t$  berechnet sich zu Beginn der Wiederversorgungs- und Freischaltphase über

$$w_j(t) := \frac{\tilde{P}_j}{\delta_j(t)}, \quad (3-9)$$

wobei das Leistungsäquivalent  $\tilde{P}_j$  während der gesamten Störungsdauer als konstant angenommen wird (siehe auch Kapitel 3.2.1).

Im Anschluss an die Schaltungsphase erfolgt dann die operative Ressourcenzuordnung (siehe Prozessablauf Kapitel 3.2.1) und die Vorgangsauswahlordnung für die Leitplatzressource greift auf das Ergebnis der operativen Ressourcenzuordnung zurück.

### 3.9 Abbildung der Leitstellen und deren Organisation

#### 3.9.1 Definition der Zuständigkeitsgebiete

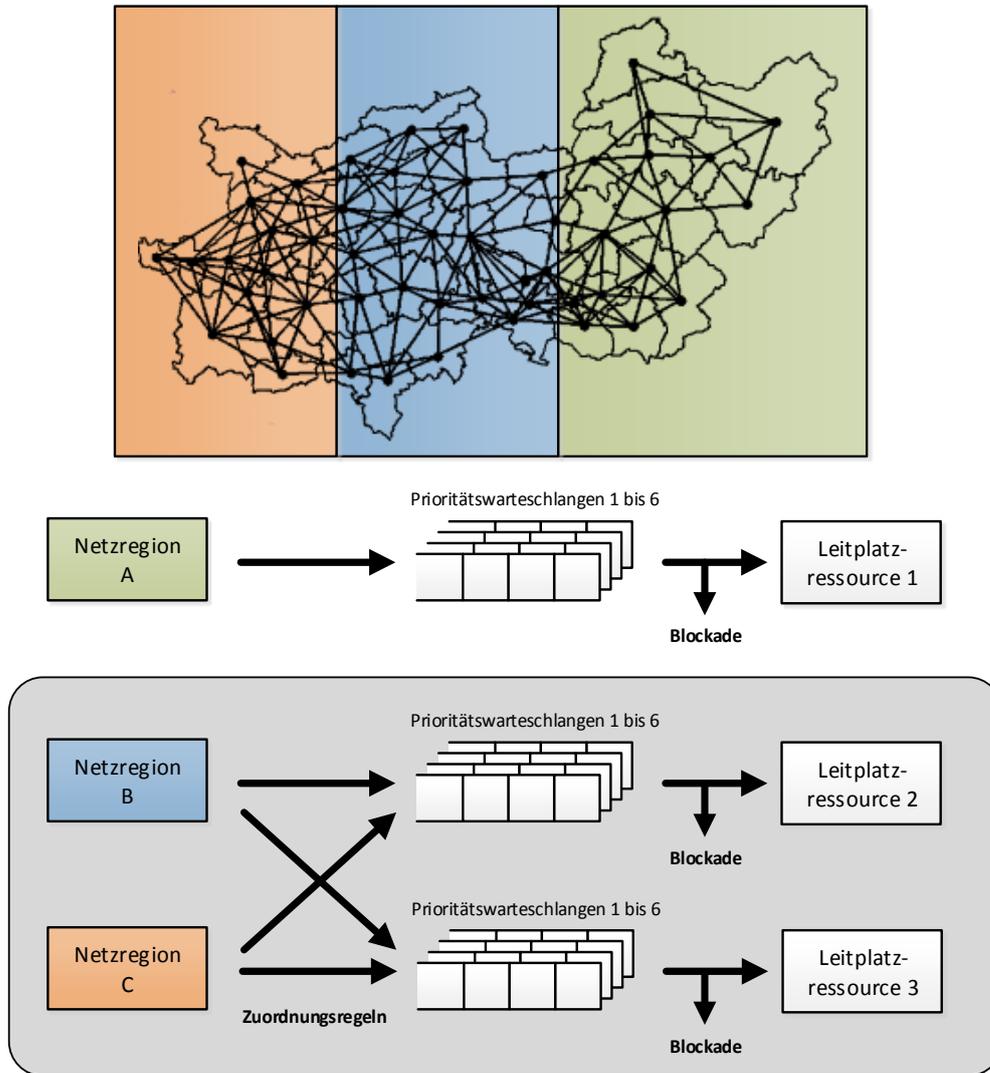
Der zentrale Prozessbeteiligte in allen oben beschriebenen Prozessen ist die Leitplatzressource in der Netzleitstelle. Die Leitplatzressource selbst ist, wie in Kapitel 3.6 beschrieben, als eine Servicestation mit jeweils sechs Warteschlangen unterschiedlicher Prioritäten abgebildet. Die Leitplatzressourcen unterscheiden sich prinzipiell nur hinsichtlich der zu betreuenden Spannungsebenen. So gibt es Leitplatzressourcen die primär für die Netzführung des zugeordneten Hochspannungsnetzes zuständig sind und Leitplatzressourcen die für die Netzführung und Einsatzsteuerung der zugeordneten Mittel-, Nieder- und Straßenbeleuchtungsnetze zuständig sind (siehe auch Abbildung 6). Dabei wird für jede Leitplatzressource der jeweiligen Spannungsebenen der Zuständigkeitsbereich (im Folgenden auch *Netzregion* genannt) definiert, in dem diese die Netzführungsverantwortung und damit die Schalthoheit besitzt (Abbildung 39). Die Zuständigkeitsgebiete werden als Teilmenge aus den Knoten des eingelesenen Graphen gebildet (siehe Kapitel 3.7). Dabei muss jeder Knoten, in dem ein Ereignis (z. B. Störung, Freischaltung, Freischaltanmeldung) auftreten kann, auch mindestens einer Leitplatzressource der entsprechenden Spannungsebene zugeordnet sein.

Die Netzleitstellen sind rund um die Uhr besetzt und dazu ist üblicherweise die Tagesarbeitszeit in drei Schichten an Werktagen und zwei Schichten am Wochenende aufgeteilt. Die Schichten teilen sich in Früh-, Spät und Nachtschicht auf, wobei die Nachtschicht meist eine längere Zeitspanne umfasst als die beiden anderen Schichten. Die Zeiten dafür variieren je nach Netzbetreiber und können in dem Modell frei parametrisiert werden. Für die exemplarische Untersuchung in Kapitel 4 sind die folgenden Arbeitszeiten parametrisiert:

- Frühschicht: Mo.-Fr. 6:00-13:00 h, Sa. und So. 6:00-18:00 h
- Spätschicht: Mo.-Fr. 13:00-20:00 h

- Nachtschicht: Mo.-Fr. 20:00-6:00 h, Sa. und So. 18:00-6:00 h

Die Verfügbarkeit der Leitplatzressourcen, d. h. die Anzahl der verfügbaren Leitplatzressourcen an einem Netzleitstellenstandort, und die Zuordnung der Zuständigkeitsgebiete sind zeitabhängig und müssen für die verschiedenen Arbeitsschichten individuell in den Eingangsdaten festgelegt werden.



Übergreifende Zuständigkeit für mehrere Netzregionen oder Spannungsebenen

**Abbildung 39: Möglichkeiten der Zuständigkeiten von Netzregionen und Leitplätzen**

Prinzipiell ist es betriebliche Praxis in den Netzleitstellen, dass ein Vorgang (Störung oder Freischaltung) nach der erstmaligen Leitplatzzuordnung nur von der zugeordneten Leitplatzressource bearbeitet wird und der Vorgang nicht zwischen verschiedenen Leitplatzressourcen wechselt. Damit erreicht man eine eindeutige Festlegung der Verantwortlichkeit bei der Bearbeitung des Vorgangs. Die operativen Ressourcen vor Ort kennen damit ihren Prozesspartner in der Netzleitstelle und unklare Zuständigkeiten und

Betriebssituationen sind weitestgehend ausgeschlossen. Nur bei einem Wechsel der Arbeitsschichten (z. B. von der Früh- zur Spätschicht) erfolgt eine Neuordnung aller zu diesem Zeitpunkt noch offenen (d. h. in der Bearbeitung befindlichen) Vorgänge auf die in der neuen Arbeitsschicht verfügbaren Leitplatzressourcen.

Eine überlappende Zuordnung der einzelnen Zuständigkeitsgebiete (Netzregionen) ist in der Parametrierung der Zuständigkeitsgebiete möglich, so dass leitplatzübergreifende (netzregionsübergreifende) Zuständigkeiten abgebildet werden können (siehe Abbildung 39). Eine Leitplatzressource kann sowohl Störungen als auch Freischaltungen übergreifend in einer anderen Netzregion bearbeiten. Diese übergreifende Zuordnung kann aber auch nur auf Freischaltmaßnahmen bzw. Freischaltplanungen beschränkt werden.

Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, dass zwischen den Netzleitstellen unterschiedlicher Spannungsebenen übergreifende Zuständigkeiten definiert werden können. So ist es z. B. möglich, dass eine Leitplatzressource, die primär für die Hochspannungsebene zuständig ist, auch Freischaltmaßnahmen in der unterlagerten Mittelspannungsebene durchführen kann (siehe Kapitel 4.3.1). Dieses ist prinzipiell auch anders herum möglich. Die übergreifende Zuständigkeit für Netzgebiete einer anderen Spannungsebene kann jeweils getrennt nach Störungen und Freischaltmaßnahmen/ Freischaltanmeldungen festgelegt werden.

Die Bearbeitung von Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen wird in aller Regel dann gestoppt, wenn die zugeordnete Leitplatzressource durch die Bearbeitung von vielen Störungsvorgängen zu stark gebunden ist. Ebenso werden neu eintretende Freischaltungsmaßnahmen von der Leitplatzressource nicht mehr angenommen und blockiert. Die Anzahl an Störungen, ab denen die Bearbeitung von Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen gestoppt wird, ist frei parametrierbar. In der Praxis findet dieses häufig schon ab drei bis vier größeren Mittelspannungsstörungen statt.

Damit in diesen Betriebssituationen die Freischaltmaßnahmen trotzdem noch in einer adäquaten Zeit abgeschlossen werden können, besteht die Möglichkeit diese Vorgänge auf andere Leitplatzressourcen zu verteilen. Welche Leitplatzressourcen dafür in Frage kommen, wird ebenfalls über die Festlegung der übergreifenden Zuordnungsgebiete festgelegt.

### **3.9.2 Leitplatzzuordnungsregel**

Sind für einen neuen Vorgang (z. B. Störung, Freischaltmaßnahme, Freischaltanmeldung) prinzipiell mehrere Leitplatzressourcen zuständig, so wird für die Leitplatzzuordnung diejenige Leitplatzressource ausgewählt, die aktuell die geringste Auslastung be-

sitzt und bei der voraussichtlich die geringsten Wartezeiten in der Bearbeitung des neuen Vorgangs entstehen. Diese Auslastung kann auf Basis von zwei Kriterien ermittelt werden:

1. Die Auslastung wird auf Basis der Anzahl an zugeordneten Vorgängen bestimmt (Verfahren 1).
2. Die Auslastung wird auf Basis der verbleibenden Restbearbeitungszeit aller zugeordneten Vorgänge ermittelt (Verfahren 2).

In beiden Fällen wird die Auslastung zunächst getrennt nach den einzelnen Prioritätsstufen ermittelt und anschließend mit Hilfe eines Gewichtungsfaktors aufsummiert. Die Gewichtung der einzelnen Prioritätsstufen berücksichtigt dabei die Vorgangsauswahlordnung des Warteschlangensystems. Da Störungen generell bevorzugt von der Leitplatzressource bearbeitet werden, sollte einer Leitplatzressource, die viele Störungen gleichzeitig bearbeitet, möglichst keine neue Freischaltmaßnahme zugewiesen werden. Kann eine andere Leitplatzressource mit weniger zugewiesenen Störungen die Freischaltmaßnahme auch bearbeiten, so sollte dieser Leitplatzressource die Freischaltmaßnahme zugewiesen werden. Andernfalls würde es i. d. R. zu erheblichen Wartezeiten während der Bearbeitung der Freischaltmaßnahme kommen.

Formal lässt sich die Leitplatzzuordnung wie folgt darstellen:

Sei

- $L(t)$  die Menge der verfügbaren und aktiven Leitplätze,
- $N(t)$  die Menge aller zum Zeitpunkt  $t$  offenen Netzmeldungen,
- $S(t)$  die Menge aller zum Zeitpunkt  $t$  offenen Störungen und Störungsreports,
- $F(t)$  die Menge aller zum Zeitpunkt  $t$  offenen Freischaltmaßnahmen und
- $A(t)$  die Menge aller zum Zeitpunkt  $t$  offenen Freischaltanmeldungen.

Ferner sei für  $i \in N(t)$  und  $j \in L(t)$

$$x_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{wenn die Netzmeldung } i \text{ der Leitplatzressource } j \\ & \text{zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst,} \end{cases} \quad (3-10)$$

und

$$x_{kj} = \begin{cases} 1 & \text{wenn die Störung } k \text{ der Leitplatzressource } j \\ & \text{zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst,} \end{cases} \quad (3-11)$$

und

$$x_{lj} = \begin{cases} 1 & \text{wenn die Freischaltmaßnahme } l \text{ der Leitplatz-} \\ & \text{ressource } j \text{ zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst,} \end{cases} \quad (3-12)$$

und

$$x_{mj} = \begin{cases} 1 & \text{wenn die Freischaltanmeldung } m \text{ der} \\ & \text{Leitplatzressource } j \text{ zugeordnet ist} \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (3-13)$$

### **Verfahren 1: Ermittlung der Anzahl**

Die gewichtete Gesamtanzahl  $N_j$  aller der Leitplatzressource  $j \in L(t)$  zum Zeitpunkt  $t$  zugeordneten Vorgänge wird definiert als

$$N_j = \sum_{i \in N(t)} x_{ij} + \sum_{k \in S(t)} x_{kj} + \frac{1}{g} \left( \sum_{l \in F(t)} x_{lj} + \frac{1}{g} \sum_{m \in A(t)} x_{mj} \right) \quad (3-14)$$

wobei  $g$  ein geeignet zu wählender Gewichtungsfaktor zwischen den verschiedenen Prioritätsklassen ist ( $g \geq 1$ ). Wenn  $g > 1$  gewählt wird, reduziert sich der Einfluss der Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen an der gewichteten Gesamtanzahl  $N_j$ . Wenn  $g = 1$  gewählt wird, so haben alle Vorgangsarten den gleichen Einfluss an der gewichteten Gesamtanzahl  $N_j$ .

Würde  $g < 1$  gewählt, so ist der Einfluss der Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen größer und erhöhen die gewichtete Gesamtanzahl  $N_j$  überproportional. Dieses würde zu deutlich höheren Wartezeiten für die Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen führen. Neue Freischaltmaßnahmen würden bevorzugt Leitplatzressourcen zugewiesen, die eine höhere Anzahl an gleichzeitigen Störungen bearbeiten. Aufgrund der niedrigeren Priorität würden sie dort zunächst nicht bearbeitet und aufgeschoben.

### Verfahren 2: Ermittlung der Restbearbeitungsdauer

Die gewichtete verbleibende Restbearbeitungsdauer aller der Leitplatzressource  $j \in L(t)$  zum Zeitpunkt  $t$  zugeordneten Vorgänge  $T_{ges,j}$  wird definiert als

$$T_{ges,j} = \sum_{i \in N(t)} x_{ij} T_{rest,i}(t) + \sum_{k \in S(t)} x_{kj} T_{rest,k}(t) + \frac{1}{g} \left( \sum_{l \in F(t)} x_{lj} T_{rest,l}(t) + \frac{1}{g} \sum_{m \in A(t)} x_{mj} T_{rest,m}(t) \right) \quad (3-15)$$

wobei

- $T_{rest,i}(t)$  die verbleibende Restdauer zum Zeitpunkt  $t$  der Netzmeldung  $i$  ist,
- $T_{rest,k}(t)$  die verbleibende Restdauer zum Zeitpunkt  $t$  der Störung/ des Störungsreports  $k$  ist,
- $T_{rest,l}(t)$  die verbleibende Restdauer zum Zeitpunkt  $t$  der Freischaltung  $l$  ist und
- $T_{rest,m}(t)$  die verbleibende Restdauer zum Zeitpunkt  $t$  der Freischaltanmeldung  $m$  ist.

Der Gewichtungsfaktor sollte in diesem Fall auch  $> 1$  gewählt werden, damit der Einfluss der Freischaltmaßnahmen und Freischaltanmeldungen an der gewichteten Restbearbeitungsdauer  $T_{ges,j}$  und eine neue Freischaltmaßnahme bevorzugt einer Leitplatzressource mit wenigen gleichzeitigen Störungen zugewiesen wird.

Welches der beiden Auslastungskriterien für die Entscheidung herangezogen wird, muss vorher festgelegt werden. Dazu ist ein sog. Strategiefaktor  $\sigma$  definiert. Damit lässt sich das sog. Auslastungsäquivalent  $\tilde{U}_j$  für jede Leitplatzressource  $j \in L(t)$  bestimmen zu

$$\tilde{U}_j = \sigma N_j + (1 - \sigma) T_{ges,j}, \quad 0 \leq \sigma \leq 1 \quad (3-16)$$

Für  $\sigma = 0$  berechnet sich das Auslastungsäquivalent  $\tilde{U}_j$  ausschließlich auf Basis der gewichteten verbleibenden Restdauer  $T_{ges,j}$  und für  $\sigma = 1$  wird nur die gewichtete Gesamtanzahl  $N_j$  berücksichtigt.

Ein neuer Vorgang wird nun der Leitplatzressource  $j \in L(t)$  zugeordnet, die aufgrund der definierten Zuordnungsfestlegungen (Netzregion, Spannungsebe-

ne) für diesen Vorgang zugelassen ist und die das kleinste Auslastungsäquivalent  $\tilde{U}_j$  von allen zulässigen Leitplatzressourcen besitzt.

### 3.10 Abbildung der operativen Ressourcen und deren Organisation

Die in Kapitel 3.2 beschriebenen Störungs- und Freischaltungsmanagementprozesse benötigen neben der Leitplatzressource auch die operativen Ressourcen vor Ort für die Prozessdurchführung. Um die Verfügbarkeit der operativen Ressourcen in den Prozessen zu berücksichtigen ist es notwendig, die Organisationsstrukturen nachzubilden.

#### 3.10.1 Störungsmanagement

##### 3.10.1.1 Qualifikationen

Für das Störungsmanagement werden in Abhängigkeit der Störungsursache und der Situation vor Ort meist operative Ressourcen mit verschiedenen Qualifikationen benötigt. Die benötigten Qualifikationen der operativen Ressourcen und die entsprechende Anzahl Ressourcen sind dabei separat für die beiden Prozessphasen der sog. 1. und 2. Welle (siehe Abbildung 20, Abbildung 22 und Abbildung 25) je Störung zu definieren.

##### 3.10.1.2 Zuständigkeitsbereiche

Jede operative Ressource einer Qualifikation ist einem räumlichen Zuständigkeitsgebiet zugeordnet, in dem sie die auftretenden Störungen bearbeiten kann. Ein solches Zuständigkeitsgebiet entspricht häufig einem Bezirk im Netzbetrieb. Die Zuständigkeitsgebiete werden als Teilmenge aus den jeweiligen Knoten des Netzgebietes gebildet. Eine überlappende Zuordnung der einzelnen Zuständigkeitsgebiete ist zulässig, sodass bezirksübergreifende Arbeitsweisen abgebildet werden können. Für jede Ressourcenqualifikation müssen die Zuständigkeitsgebiete, definiert werden. Nicht zulässig sind Knoten, in denen Störungen auftreten, und für die kein Zuständigkeitsbereich und keine operativen Ressourcen definiert sind.

Die Verfügbarkeit der operativen Ressourcen und die Definition der Zuständigkeitsgebiete sind zeitabhängig. Es wird hier jeweils zwischen „regulärer“ Arbeitszeit und Rufbereitschaft unterschieden. Die Zeiten dafür variieren je nach Netzbetreiber und können in dem Modell frei parametrisiert werden. Für die exemplarische Untersuchung in Kapitel 4 sind die folgenden Arbeitszeiten parametrisiert:

- Reguläre Arbeitszeit: Mo.-Fr. 7:30-16:00 h
- Rufbereitschaft: Mo.-Do. 16:00-07:30 h, Fr. 16:00 h - Mo. 07:30 h durchgängig

In der regulären Arbeitszeit sind in der Regel alle operativen Ressourcen, die für die Entstörung vorgesehen sind, aktiv, während in der Rufbereitschaftszeit nur eine geringere Ressourcenanzahl zur Verfügung steht.

### **3.10.1.3 Verteilung der Ressourcen zur regulären Arbeitszeit**

Je nach Organisationsmodell sind die operativen Ressourcen tagsüber mit planbaren Arbeiten zufällig im Netzgebiet verteilt beschäftigt und werden im Bedarfsfall von ihren Arbeiten abgerufen und der Störung zugeordnet. Daher werden im Modell die operativen Ressourcen jeweils zu Beginn der regulären Arbeitszeit zufällig innerhalb des betreuten Netzgebietes verteilt. Es gibt aber auch Organisationsformen, bei denen die Störungen immer zentral während der Normalarbeitszeit von einem Standort aus bearbeitet werden [32]. In diesem Fall sind die operativen Ressourcen für die Entstörung dann zu Beginn der Arbeitszeit dem Knoten zugeordnet, der diesen Standort repräsentiert.

### **3.10.1.4 Verteilung der Ressourcen zur Rufbereitschaftszeit**

In der Regel befinden sich zu Beginn der Rufbereitschaft die diensthabenden Ressourcen an dem Knoten, der ihrem Wohnort entspricht. Die Wohnorte der Ressourcen können im Modell zufällig aus einem definierten räumlichen Gebiet zu Beginn jeder Rufbereitschaft gezogen werden. Ebenso ist es möglich, dass die tatsächlichen Wohnorte der Ressourcen, die als Knoten im Graph abgebildet sind, herangezogen werden. Daneben besteht die Möglichkeit, dass die Ressourcen während der Rufbereitschaft von einem zentralen Stützpunkt aus starten. Dieses ist z. B. der Fall, wenn es einen speziellen 24-h-Entstördienst gibt, der jede Störung von einem zentralen Stützpunkt ausgehend bearbeitet.

## **3.10.2 Freischaltungsmanagement**

Für die Freischaltmaßnahmen wird bei der Ressourcendisposition davon ausgegangen, dass die notwendigen Ressourcen im Vorfeld von der Arbeitsvorbereitung bzw. dem Disponenten im Workforce-Management zugeordnet wurden und zu Beginn der Maßnahme zur Verfügung stehen. Erfahrungen im täglichen Netzbetrieb zeigen, dass der geplante Eintrittszeitpunkt durch unsichere Anfahrzeiten der Ressourcen infolge von Verkehrstaus oder schlechten Witterungsbedingungen nicht immer eingehalten werden kann und mitunter von dem geplanten Zeitpunkt abweicht. Allerdings können für die Abweichungen der Startzeitpunkte aufgrund mangelnder Datenbasis keine Verteilungen angegeben werden. Diese zu erfassen würde einen erheblichen Analyseaufwand erfordern. Um diese Effekte zu berücksichtigen, kann aber in dem Modell für die jeweiligen Eintrittszeitpunkte der Freischaltmaßnahmen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen ein

Zeitintervall angegeben werden. Aus diesem wird dann vor Beginn des Simulationslaufs eine gleichverteilte Zufallszahl als Startzeitpunkt der jeweiligen Freischaltmaßnahme gezogen. Somit starten die einzelnen Maßnahmen in unterschiedlichen Simulationswiederholungen zu verschiedenen Zeitpunkten, was zu veränderten Wartezeiten führen kann.

### 3.11 Eingangsdaten der Prozesssimulation

Mit Hilfe des Modells werden die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Prozesse des Störungs- und Freischaltungsmanagement abgebildet. Damit lassen sich in Annäherung an die realen Betriebsabläufe im Netzbetrieb der Einfluss von verschiedenen Organisationsstrukturen der Netzleitstellen und des operativen Netzbetriebs quantitativ bestimmen. Neben den Organisationsparametern wie z. B. Anzahl Leitplatzressourcen und operative Ressourcen, Zuständigkeiten, Standorte (vgl. Abbildung 17) müssen auch die zu betrachtenden Ereignisse (wie z. B. Störungen und Freischaltmaßnahmen) und deren zeitliche Abfolge näher beschrieben werden. Eine solche Beschreibung wird im Folgenden unter dem Begriff *Szenario* verstanden.

Durch eine eingehende Analyse der Betriebstagebücher in der Netzleitstelle können auf Basis der dort protokollierten Vorgänge geeignete Szenarien generiert werden, die dann als Eingangsdaten für die eigentliche Simulationsrechnung dienen. In der Regel hat sich die Simulation von Wochen- und Tagesszenarien für die Untersuchung von Netzführungsorganisationen als geeignet erwiesen. Durch Veränderung dieser Szenarien können auch besondere betriebliche Umstände wie Störungshäufungen durch extreme Wettersituationen oder ein erhöhtes Aufkommen an Freischaltungsmaßnahmen abgebildet werden.

#### 3.11.1 Freischaltmaßnahmen

Für die Definition eines solchen Szenarios ist es zudem notwendig, dass die Erwartungswerte der einzelnen Zeitdauern der Prozessschritte in den Prozessen definiert werden. Dieses kann durch eine systematische und detaillierte Prozessanalyse des realen Netzbetriebs erfolgen. Dazu ist es sinnvoll, die verschiedenen Ereignisse geeignet zu strukturieren und ähnliche Ereignisse in Form von sog. „Typen“ zu gruppieren. Im Bereich der Freischaltmaßnahmen kann eine solche Strukturierung in Form von Typen z. B. wie folgt aussehen:

- Stationswartung
- Stationswechsel
- Stationsneubau

- Stationsdemontage
- Schutzprüfung eines Abgangsfeldes in der Umspannanlage
- Schutzprüfung eines HS-/ MS-Trafofeldes
- Leistungsschalterwartung
- Verkabelung
- Freileitung ausästen
- Isolationswechsel im Freileitungsnetz
- Kathodentausch im Freileitungsnetz

Weitere Unterscheidungsmerkmale für die Festlegung von geeigneten Typen sind die Spannungsebene (Hoch- oder Mittelspannung) und die Netzeinbindung des Betriebsmittels (z. B. im Stich oder mittels Einschleifung). Beides hat jeweils einen erheblichen Einfluss auf die entsprechenden Schaltprofile.

Für die unterschiedlichen Maßnahmentypen können dann mit Hilfe der Prozessanalyse zum einen die Zeitdauern der einzelnen Prozessschritte und die passende Schaltprofile ermittelt werden. Ebenso können mit Hilfe der Auswertung der Betriebstagebücher die Häufigkeiten und die zeitliche Abfolge der einzelnen Maßnahmen ermittelt werden und so für die Szenarienbildung herangezogen werden.

Bei der Durchführung der operativen Instandhaltungsmaßnahme vor Ort (Prozessschritt „Operative Arbeit vor Ort durchführen“ in Abbildung 27 und Abbildung 28) können durch äußere Einflüsse Abweichungen von den Erwartungswerten der Durchführungsdauern auftreten, was wiederum den Zeitpunkt der Rückschaltung und Wiederinbetriebnahme des Betriebsmittels beeinflusst. In der Modellierung können diese Prozessunsicherheiten in Form von Abweichungen von den Erwartungswerten der Durchführungsdauern mittels geeigneter Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden. Diese Verteilungsfunktionen können für die unterschiedlichen Instandhaltungstypen auf Basis von Prozessanalysen geschätzt und für das Modell als Eingangsgrößen festgelegt werden. [37] liefert in Form einer logarithmischen Normalverteilung einen guten Ansatz für die Festlegung einer passenden Verteilungsfunktion.

### 3.11.2 Störungen

Auch bei den Störungen müssen die Erwartungswerte der einzelnen Zeitdauern der Prozessschritte in den Prozessen des Störungsmanagement definiert werden. Dazu ist ebenfalls eine systematische und detaillierte Prozessanalyse erforderlich, da für viele Prozessschritte aus den Störungsstatistiken der Netzbetreiber keine Zeitdauern ermittelt werden können. Dieses betrifft vor allem die Prozessschritte der Netzmeldungsbearbeitung (Abbildung 19), der Ressourcendisposition und der Schaltungsplanung (Abbildung

20, Abbildung 22 und Abbildung 25). Zu beachten ist dabei allerdings, dass die protokollierten Störungen in den Störungsstatistiken schon den Einfluss der entsprechenden Betriebsorganisation wie Reisezeiten der operativen Ressourcen und Wartezeiten enthalten. Diese müssen aus den Störungsdauern der protokollierten Störungen herausgerechnet werden, so dass nur noch der tatsächliche Arbeitsbedarf aus den Prozessen bestehen bleibt. Die Reise- und Wartezeiten sind dann das Ergebnis der Simulation.

Wie für die Freischaltmaßnahmen ist es sinnvoll die unterschiedlichen Störungen geeignet zu strukturieren und ähnliche Störungsereignisse in Form von sog. „Störungstypen“ zu gruppieren. Eine solche Gruppierung kann mit Hilfe der Störungsstatistiken in Anlehnung an die FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [67] erfolgen. Eine solche Strukturierung kann z. B. wie folgt aussehen:

- Kabelfehler mit bzw. ohne Versorgungsunterbrechungen
- Freileitungsfehler mit bzw. ohne Versorgungsunterbrechungen
- Erdschlussfehler mit Erdschlussucheinrichtung
- Erdschlussfehler ohne Erdschlussucheinrichtung
- Erdschlusswischer
- Stationsfehler mit bzw. ohne Versorgungsunterbrechungen
- HS-/ MS-Trafofehler mit bzw. ohne Versorgungsunterbrechung
- MS-Sammelschienenfehler in der Umspannanlage
- Leistungsschalterstörungen mit bzw. ohne Versorgungsunterbrechung
- Schutzgerätefehler
- Trennerstörung
- Allgemeiner Anlagenfehler in der Umspannanlage
- Ausfall Erdschlusspule
- Streckenkontrolle nach erfolgreicher automatischer Wiedereinschaltung (AWE)
- Rücksetzen der Kurzschlussanzeiger
- Großflächiger Ausfall der Straßenbeleuchtung

Ebenso können auf Basis der Störungsstatistiken und mit Hilfe von weiteren im Leitsystem protokollierter Informationen geeignete Schaltprofile für die unterschiedlichen Störungstypen ermittelt werden. Die Störungsstatistiken können auch genutzt werden, die Häufigkeiten der Störungsereignisse und die zeitliche Abfolge der Störungsereignisse zu ermitteln.

Neben den Prozesszeiten müssen für die Störungsereignisse auch die ausgefallenen Leistungen der ersten Welle  $P_1$  und der zweiten Welle  $P_2$  definiert werden. Diese Informationen zu den Ereignissen können ebenfalls aus den Störungsstatistiken ermittelt werden.

Komplexer stellt sich die Situation für die Festlegung der Werte für  $P_{\text{risk}}$  dar, da hierfür keine Daten in den Störungsstatistiken vorliegen (siehe auch [31]). Stattdessen werden die Verteilungen zum einen durch Zuverlässigkeitsberechnungen ermittelt [2, 46] und zum anderen durch eine genaue Betrachtung der Betriebspraxis und der dort vorgenommenen Priorisierung (siehe auch Kapitel 3.8). Dazu müssen Störungen ohne Versorgungsunterbrechung mit Störungen mit Versorgungsunterbrechungen hinsichtlich ihrer Priorität verglichen werden. Auf dieser Basis können dann geeignete Werte für  $P_{\text{risk}}$  festgelegt werden (Beispiel siehe Seite 102).

## 3.12 Ergebnis der Simulation

Während der Simulation werden die Bearbeitungsfortschritte der einzelnen Vorgänge protokolliert und für eine spätere Detailanalyse abgespeichert. Diese gespeicherten Simulationsergebnisse werden im Nachgang zur Simulation aufbereitet und die entsprechenden Bewertungs- und Qualitätskenngrößen berechnet. Diese sind zum einen Qualitätskenngrößen zu der erzielten Versorgungsqualität in Form von Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit. Zum anderen werden auch organisationsrelevante Bewertungskenngrößen zu Reaktionszeiten auf Störungen und Wartezeiten für den operativen Netzbetrieb durch die Nichtverfügbarkeit von Leitplatzressourcen ermittelt. Als weitere Bewertungskenngrößen werden auch die Kosten für die Infrastruktur, Personal, Material- und Fahrkosten und Pönalen berechnet.

Nach der vollständigen Bearbeitung aller Vorgänge des Simulationsszenarios sind alle prozessualen Ergebniskenngrößen der Vorgänge und der Prozessbeteiligten bekannt (in Form von Erwartungswerten und Quantilen). So wird für jeden Prozessschritt protokolliert zu welchem Zeitpunkt die Bearbeitung gestartet wurde und wann er beendet wurde. Daraus lassen sich zusammen mit den Eingangsparametern die Wartezeiten für jeden Prozessschritt und jede Prozessphase ermitteln.

### 3.12.1 Prozesskenngrößen

Für die Leitplatzressourcen werden die Auslastungsgrade (in %) (siehe z. B. Abbildung 44) und die Warteschlangenkenngößen „Anzahl aktueller Vorgänge im Warteschlangensystem“ und „Anzahl wartender Vorgänge in den Warteschlangen“ über die simulierte Zeitdauer protokolliert (siehe z. B. Abbildung 45).

Die Auslastung beschreibt für einen frei definierbaren Zeitraum (z. B. 15 Minuten) die Arbeitsauslastung. Die Warteschlangenkenngöße „Anzahl aktueller Vorgänge im Warteschlangensystem“ beschreibt die Anzahl der zu jedem Zeitpunkt sich in der Bearbeitung befindlichen offenen Vorgänge (z. B. Störungen und Freischaltmaßnahmen). Die

Vorgänge können sowohl zum aktuellen Zeitpunkt bearbeitet werden oder auf eine Ressourcenzuordnung warten. Die Kenngröße „Anzahl wartender Vorgänge in den Warteschlangen“ hingegen beschreibt die Anzahl an Vorgängen, die aktuell auf eine Ressourcenzuordnung (Leitplatzressource oder operative Ressource(n)) warten und deshalb nicht bearbeitet werden können.

Zur weiteren Unterstützung der Analysen zur Leitplatzauslastung wird die Anzahl der abgeschlossenen Prozessschritte je Prozesskategorie (siehe Tabelle 2) kontinuierlich abgespeichert, so dass zu jedem Zeitpunkt die aktuell in Bearbeitung befindlichen Vorgänge identifiziert werden können.

Einen erheblichen Anteil an der Arbeitsauslastung der Leitplatzressource hat der ständige Informationsaustausch zwischen der Leitplatzressource und der operativen Ressource vor Ort. Um hier Optimierungspotenziale zu identifizieren, werden alle Prozessschritte, in denen eine Kommunikation zwischen der Leitplatzressource und der operativen Ressource stattfindet (z. B. Schaltgespräche), gesondert protokolliert und ausgewertet.

### **3.12.2 Freischaltmaßnahmen**

Für die Freischaltmaßnahmen werden neben den Wartezeiten und Durchführungsdauern auch die Personalkosten der für die Freischaltungen und Instandhaltungsmaßnahmen eingesetzten Mitarbeiter berechnet. Dazu werden für die einzelnen Prozessphasen die Anzahl der notwendigen Ressourcen definiert und die Personalkosten für die Normalarbeitszeit und außerhalb der Normalarbeitszeit in €/min festgelegt. Führen nun Engpässe in der Netzleitstelle zu Verzögerungen in der Bearbeitung der Freischaltmaßnahmen, lassen sich durch einen Vergleich der Mitarbeiterkosten diese Wartezeiten finanziell bewerten.

### **3.12.3 Störungen**

Für die Störungsereignisse lassen sich neben den prozessualen Kenngrößen wie Wartezeiten auch die verschiedenen Kennzahlen und Zielgrößen zur Versorgungszuverlässigkeit (ebenfalls in Form von Erwartungswerten und Quantilen), wie sie in Kapitel 2.2 dargestellt sind, berechnen. Diese sind insbesondere

- CAIDI
- ASIFI bzw. SAIFI
- ASIDI bzw. SAIDI.

Daneben können noch die folgenden Kenngrößen (ebenfalls in Form von Erwartungswerten und Quantilen) ausgewertet werden:

- Minimale (1. Wiederversorgung)<sup>9</sup> und maximale (letzte Wiederversorgung)<sup>10</sup> Wiederversorgungsdauer (in Minuten)
- Wartezeit während der Netzmeldungsbearbeitung (in Minuten)
- Zeitdauer bis zur Einsatzdisposition der operativen Ressource(n) nach Eingang der Netzmeldung in die Leitstelle (in Minuten)
- Anfahrzeit der operativen Ressource(n) bis zum Störungsort nach erfolgter Disposition der operativen Ressource(n) (in Minuten)

### 3.12.4 Netzrisiko

Ebenso lässt sich die in [30, 31] definierte Kenngröße Netzrisikodauer auf Basis der *power-at-risk*-Leistung bestimmen, die die Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt. Die Netzrisikodauer ist dabei als Zeitdauer definiert, in der sich das Netz nicht in einem (n-1)-sicheren Zustand befindet (siehe auch Abbildung 9). Das Modell ermöglicht nun, die Einflüsse von Ressourcenengpässe in der Netzleitstellen- und operativen Betriebsorganisation auf die Zeitdauer dieses Risikozustandes quantitativ zu ermitteln.

Die mittlere Netzrisikodauer  $\bar{Q}_{\text{Grid risk}}$  ist für jede Netzebene analog zu [30] definiert als

$$\bar{Q}_{\text{Grid risk}} := \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \sum_{j \in I^{\text{Grid risk}}} \frac{P_{\text{risk}}^j t_{\text{max}}^j}{S_{\text{ges}}}, \quad (3-17)$$

wobei  $I^{\text{Grid risk}}$  die Menge aller Störungen ohne Versorgungsunterbrechungen in der betrachteten Netzebene ist,  $t_{\text{max}}^j$  die maximale Dauer der Störung  $j$  bis zur Behebung des Risikozustandes,  $P_{\text{risk}}^j$  die *power-at-risk*-Leistung der Störung  $j$ ,  $S_{\text{ges}}$  die gesamte installierte Leistung der Netzebene und  $m$  die Anzahl der Simulationswiederholungen bezeichnet.

Neben der Bewertung der Netzrisikodauer ist auch die quantitative Bestimmung des Personenrisikos, das von defekten Betriebsmitteln oder Anlagenteilen ausgeht, erforderlich. Dieses ist insbesondere für solche Störungen erforderlich, von denen für die unmittelbare Umgebung ein erhebliches Gefährdungspotenzial ausgeht. Dieses ist z. B. bei Erdschlüssen oder frei zugänglichen und unter Spannung stehenden Anlagenteilen (z. B. defekter Anlagenzaun, offene Stationstüre, angefahrener Kabelverteilerschrank mit defektem Gehäuse) der Fall. Im Rahmen der Betreiberverantwortung und Verkehrssiche-

<sup>9</sup> Zeitdauer bis zur Wiederversorgung erster unterbrochener Kunden

<sup>10</sup> Zeitdauer bis zur endgültigen Wiederversorgung aller unterbrochenen Kunden

rungspflicht muss der Netzbetreiber unmittelbar nach Störungseintritt Maßnahmen zur Gefahrenabwehr einleiten.

Um dieses Risiko zu quantifizieren, wird analog zur Netzrisikodauer die sog. Personenrisikodauer definiert. Die Personenrisikodauer  $\overline{T}_{\text{Personal risk}}$  beschreibt die Zeitdauer, in der durch Störungen in den Netzen eine Personengefährdung für die unmittelbare Umgebung ausgeht. Die Störungen, die in diese Kategorie fallen, werden für die spätere Auswertung entsprechend in den Eingangsdaten gesondert gekennzeichnet.

Die Personenrisikodauer quantifiziert allerdings nicht die absolute Höhe des Risikos, also die Kombination der beiden Einzelgrößen Eintrittswahrscheinlichkeit und Schweregrad der möglichen Verletzung oder Gesundheitsschädigung einer Person in einer Gefahrensituation. Der Schweregrad einer potenziellen Gesundheitsschädigung ist in der Regel nicht quantitativ aus den Störungsstatistiken ermittelbar.

Die mittlere Personenrisikodauer  $\overline{T}_{\text{Personal risk}}$  ist für jede Netzebene definiert als

$$\overline{T}_{\text{Personal risk}} := \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \sum_{j \in I^{\text{Personal risk}}} t_{\text{max}}^j, \quad (3-18)$$

Wobei  $I^{\text{Personal risk}}$  die Menge aller Störungen mit Personengefährdung und ohne Versorgungsunterbrechungen in der betrachteten Netzebene ist,  $t_{\text{max}}^j$  die maximale Dauer der Störung  $j$  bis zur Behebung des Risikozustandes und  $m$  die Anzahl der Simulationswiederholungen bezeichnet.

### 3.12.5 Gesamtkosten

Neben den Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit können auch die Gesamtkosten bestimmt werden. Diese setzen sich zusammen aus:

- Kosten für Mitarbeiter- und Rufbereitschaftsvorhaltung der operativen Ressourcen
- Kosten für Infrastruktur und Mitarbeitervorhaltung der Leitstellenressourcen
- Mitarbeiterereinsatz- und Fahrtkosten der operativen Ressourcen
- Materialkosten im Rahmen der störungsbedingten Instandsetzung
- Pönalenzahlungen für die Nichteinhaltung festgesetzter Mindeststandards (z. B. Überschreitung einer maximal zulässigen Unterbrechungsdauer) je Versorgungsunterbrechung und betroffener Kunden



## 4 Exemplarische Untersuchungen<sup>11</sup>

Im Folgenden wird die Anwendung des in Kapitel 3 vorgestellten Prozessmodells dargestellt und die Funktionalität und Leistungsfähigkeit demonstriert. Die Untersuchungen erfolgen anhand von praxisnahen und repräsentativen Betriebsszenarien aus den Verteilungsnetzen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Die betrachteten Szenarien werden in Kapitel 4.1.2 vorgestellt. Der Einfluss der Anzahl an Leitplatzressourcen auf den Netzbetrieb wird in Kapitel 4.2 diskutiert und Kapitel 4.3 betrachtet weitere Prozessoptimierungen für das Störungs- und Freischnittmanagement in Verteilungsnetzen. Abschließend erfolgt in Kapitel 4.4 die Ableitung von konkreten Organisationskriterien für die Dimensionierung einer Leitstellenorganisation.

Bevor die Ergebnisse der Untersuchungen dargestellt werden, folgt ein kurzer Überblick über die Eingangsdaten zu den untersuchten Szenarien.

### 4.1 Eingangsdaten eines repräsentativen Netzbetriebs

#### 4.1.1 Netzgebiete

Die betrachteten Netzgebiete für die exemplarische Untersuchung sind in Abbildung 40 dargestellt. Das Netzgebiet A ist in Guarisco/ Friedrich [30, 31] schon hinsichtlich der Betriebsorganisation betrachtet worden. Das Netzgebiet hat eine Fläche von ca. 2.500 km<sup>2</sup> und sowohl städtische als auch ländliche Versorgungsaufgaben. Dementsprechend schwankt die Bevölkerungsdichte der Gemeinden zwischen 160 Einwohner/km<sup>2</sup> und 1.600 Einwohner/km<sup>2</sup>. Die mittlere Bevölkerungsdichte liegt bei ca. 590 Einwohner/km<sup>2</sup>. Das Mittel und Niederspannungsnetz umfasst ca. 6.300 Ortsnetzstationen, 5.600 km MS-Leitungen und 11.100 km NS-Leitungen. Die Summe der installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen beträgt ca. 2.500 MVA. Diese versorgen ca. 390.000 Kunden mit elektrischer Energie.

Das daran anschließende Netzgebiet B hat eine Fläche von ca. 4.600 km<sup>2</sup> und hat ebenso städtische als auch ländliche Versorgungsaufgaben. Die Bevölkerungsdichte der Gemeinden schwankt zwischen 100 Einwohner/km<sup>2</sup> und 2.200 Einwohner/km<sup>2</sup>. Die mittlere Bevölkerungsdichte liegt bei ca. 650 Einwohner/km<sup>2</sup>. Das Mittel und Niederspannungsnetz umfasst ca. 9.700 Ortsnetzstationen, 5.600 km MS-Leitungen und 14.000 km NS-Leitungen. Die installierte Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen beträgt ca. 3.400 MVA. Diese versorgen ca. 600.000 Kunden mit elektrischer Energie.

---

<sup>11</sup> Teile der exemplarischen Untersuchung wurden schon in [104] und [116] veröffentlicht.

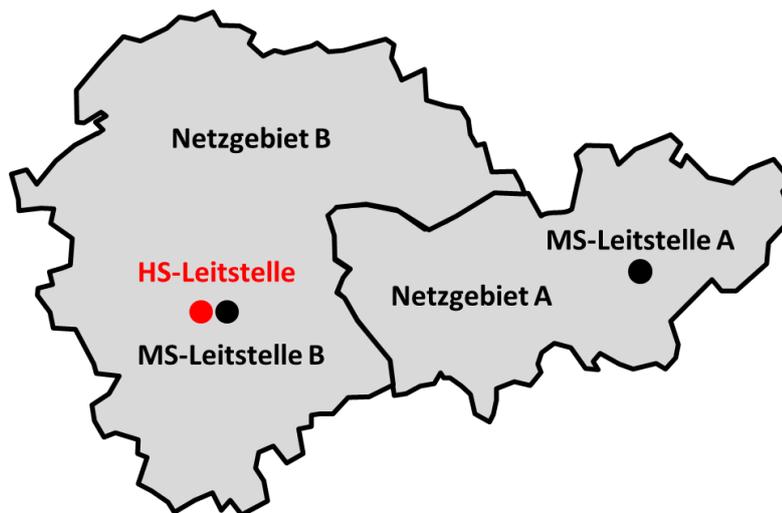


Abbildung 40: Übersicht der betrachteten Netzgebiete

Insgesamt werden beide Netzgebiete im Graphenmodell mit 172 Knoten abgebildet. Die durchschnittliche Fahrzeit zwischen zwei Knoten beträgt ca. 21 Minuten. Jeder Knoten repräsentiert eine politische Gemeinde und somit alle Betriebsmittel des dazugehörigen Mittel- und Niederspannungsnetzes in dieser Gemeinde. Die durchschnittliche Gemeindefläche hat dabei einen Durchmesser von ca. 8 km.

Die Mittel- und Niederspannungsnetze der beiden Netzgebiete werden jeweils separat von je einer Leitstelle betreut, wobei die Netzleitstellen in den Niederspannungsnetzen nur die Störungsannahme und die Einsatzsteuerung vornehmen. Die eigentliche Netzführungsaufgabe in der Niederspannung wird von dem operativen Netzbetrieb in den Netzbezirken wahrgenommen. An jedem Leitstellenstandort stehen mehrere Leitplatzressourcen zur Verfügung, die in Abhängigkeit des Arbeitsaufkommens in den unterschiedlichen Arbeitsschichten besetzt werden können. Diese sind hinsichtlich der technischen Ausstattung identisch. Von dort aus kann sowohl das Störungs- als auch das Freischaltmanagement durchgeführt werden. Die Hochspannungsleitstelle (Szenario II) betreut von einem Standort aus das überlagerte HS-Netz in Netzgebiet A und B. Auch hier stehen mehrere Leitplatzressourcen zur Verfügung, die entsprechend des Arbeitsaufkommens eingesetzt werden. HS- und MS-Leitstellen arbeiten im Normalbetrieb unabhängig und getrennt voneinander.

Die Betriebsorganisation für die operativen Ressourcen in der Mittel- und Niederspannung ist in allen folgenden Szenarien als konstant angenommen. Das Netzgebiet A ist in insgesamt 10 Zuständigkeitsbereiche aufgeteilt und das Netzgebiet B in 12 Zuständigkeitsbereiche. In jedem ist eine vorgegebene Anzahl von Mitarbeiterressourcen für die Entstörung und die Instandhaltung zuständig. Zwischen den einzelnen Bereichen innerhalb eines Netzgebietes können die Ressourcen im Bedarfsfall auch übergreifend zugeteilt werden. Ca. 30 % der Gesamtressourcenanzahl stehen während der Normalarbeits-

zeit für die Entstörung zur Verfügung und ca. 15 % der Gesamtressourcenanzahl stehen während der Rufbereitschaftszeit für die Entstörung zur Verfügung. In den Szenarien I bis III kann davon ausgegangen werden, dass für das planbare Geschäft und somit auch für das Freischaltmanagement ausreichend Ressourcen zur Verfügung stehen. In Szenario II ist keine HS-Betriebsorganisation abgebildet, da während dieses Szenarios nur Netzmeldungen vorkommen, die keinen unmittelbaren Ressourceneinsatz zur Folge haben.

In Szenario IV ist während der Großstörung die normale Betriebsorganisation durch eine Krisenorganisation abgelöst. Sowohl zur Normalarbeitszeit als auch zur Rufbereitschaftszeit stehen jeweils 100 % der eingesetzten Ressourcen für die Entstörung zur Verfügung.

#### 4.1.2 Szenariendaten

Die im Folgenden durchgeführten Simulationen basieren auf vier typischen Betriebs-szenarien und sind in Tabelle 4 dargestellt.

**Tabelle 4: Repräsentative Simulationsszenarien**

Szenario	Anzahl Netzmeldungen/ Störungen			Anzahl Freischaltmaßnahmen <sup>12</sup>		Zeitraum	Netzgebiete
	HS	MS	NS	HS	MS		
<b>Szenario I (Basisszenario)</b>	-	47	48	-	66	7 Tage	A
<b>Szenario II (Übergreifendes Arbeiten)</b>	10 <sup>13</sup>	6	3	28	22 (A) 15 (B)	1 Tag	A und B
<b>Szenario III (Hohes Freischaltaufkommen)</b>	-	-	-	-	22	1 Tag	A
<b>Szenario IV (Großstörungsfall)</b>	-	55	84	-	-	36 Stunden	A

Die Szenarien sind auf Basis von realen historischen Daten für Störungen und Freischaltmaßnahmen generiert worden. Diese sind hinsichtlich der Anzahl, Verteilung und der zeitlichen Abfolge repräsentativ und bilden jeweils unterschiedliche, typische Aspekte des Betriebsgeschehens ab. Im Gegensatz zur Modellrechnung des operativen Netzbetriebes in [30, 31] ist es bei der Optimierung der Netzleitstellen nicht erforderlich ein gesamtes Jahr zu simulieren. In der Regel ist es für die Dimensionierungsentschei-

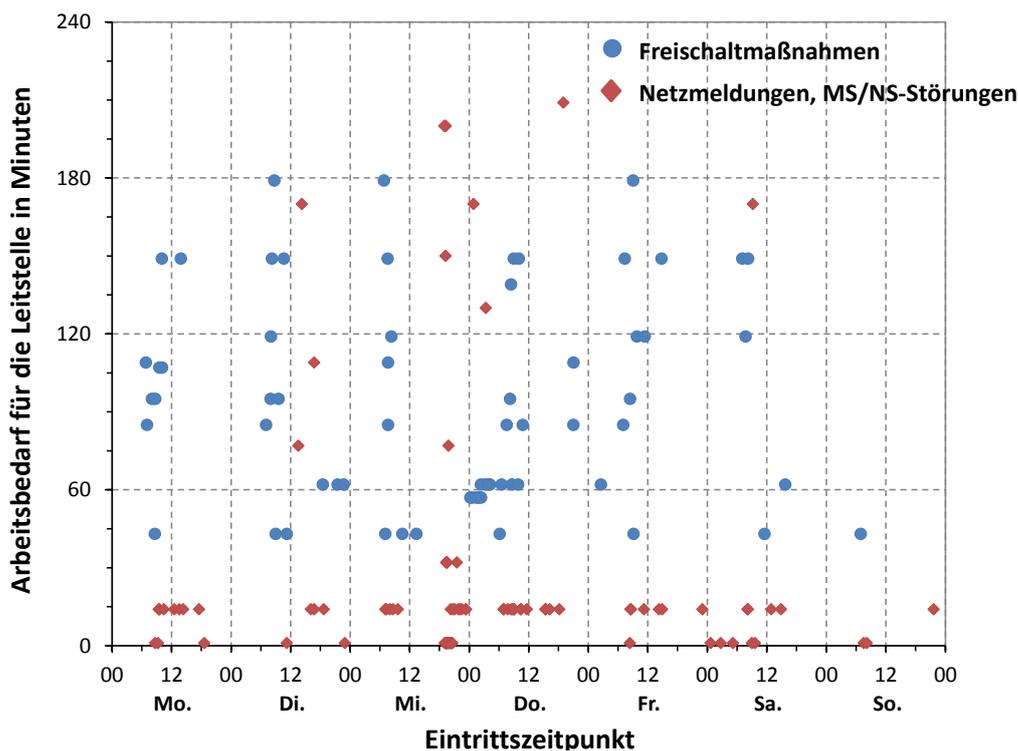
<sup>12</sup> Die betrachteten Freischaltmaßnahmen beinhalten die drei Prozessphasen „Freischaltung der Netzkomponente bzw. des Teilnetzes“, „Durchführung der operativen Arbeit vor Ort“ und „Rückschaltung des Netzes in den (ggf. neuen) Normalschaltzustand“ (siehe Kapitel 3.3.2)

<sup>13</sup> Nur Netzmeldungen

zung ausreichend, wenn die Simulation auf einige typische Betriebsszenarien beschränkt bleibt, die sich im Jahresverlauf turnusmäßig in gleicher oder ähnlicher Weise wiederholen. Dabei werden für die Simulation jeweils nur einzelne typische Wochen oder Tage betrachtet.

Szenario I stellt eine Woche im Sommer des Netzgebiets A dar, in der es neben den täglichen Freischaltmaßnahmen auch vereinzelte Störungen gibt. Mit Hilfe des Szenarios I sollen die grundsätzlichen Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Anzahl an eingesetzten Leitplatzressourcen für das Störungs- und Freischaltmanagement der Mittelspannungsebene betrachtet werden. Deshalb ist in Szenario I keine Abbildung der HS-Leitstelle erforderlich.

Abbildung 41<sup>14</sup> zeigt die zeitliche Verteilung der einzelnen Ereignisse innerhalb der betrachteten Woche. Für die Freischaltmaßnahmen ist nur der Startzeitpunkt der Maßnahme eingetragen. Die Rückschaltung des Netzes in den Normalschaltzustand nach Abschluss der Maßnahme vor Ort erfolgt in allen Fällen noch am gleichen Tag. Die



**Abbildung 41: Verteilung der Eintrittszeitpunkte der Freischaltmaßnahmen (Mittelwert des Startintervalls), sowie der Netzmeldungen und MS-/NS-Störungen inkl. Arbeitsbedarf für die Leitstelle (Szenario I)**

Freischaltmaßnahmen sind in der Regel auf Montag bis Freitag mehr oder weniger gleichmäßig verteilt. Am Wochenende ist dagegen die Anzahl der Freischaltungsvor-

<sup>14</sup> Aufgrund der zeitlichen Auflösung liegen in dem Diagramm teilweise mehrere Eintrittszeitpunkte übereinander, da sie sich nur um wenige Minuten unterscheiden.

gänge deutlich reduziert. Häufig werden am Wochenende Instandhaltungsmaßnahmen an Kundenstationen von Industrie- und Gewerbekunden durchgeführt, wenn dort die Produktion ruht und eine Abschaltung der Stromversorgung möglich ist.

Innerhalb dieser betrachteten Woche kommt es an den einzelnen Tagen auch vereinzelt zu Störungen in den betreuten Mittel- und Niederspannungsnetzen mit durchschnittlich 7 bis 8 Störungen pro Tag. Zusätzlich kommt es in der Nacht von Mittwoch auf Donnerstag und Donnerstag morgens in Folge von Sommergewittern zu einer Störungshäufung. Insgesamt kommt es an beiden Tagen zu insgesamt 56 Störungsereignissen. Ein Großteil der Störungen ereignet sich allerdings in den Niederspannungsnetzen.

Mit Hilfe des Szenarios II soll der Einfluss einer Netzleitstellen übergreifenden Arbeitsorganisation im Freischaltmanagement untersucht werden. Dabei wird eine übergreifende Arbeitsorganisation sowohl innerhalb der gleichen Netzebene (MS-Leitstelle A und B), als auch zwischen zwei Spannungsebenen (HS-Leitstelle und MS-Leitstelle A) betrachtet. Aus diesem Grund muss in dem Szenario II auch das typische Betriebsgeschehen der HS-Leitstelle mit berücksichtigt werden. Szenario II stellt eine typische Betriebssituation in den HS- und MS-Netzleitstellen mit einem hohen Arbeitsbedarf durch viele durchzuführende Freischaltmaßnahmen dar.

In dem Netzgebiet A sind innerhalb dieses betrachteten repräsentativen Tages 22 Freischaltmaßnahmen in den Mittelspannungsnetzen durchzuführen und im Netzgebiet B ist das Arbeitsaufkommen an diesem Tag mit 15 Freischaltmaßnahmen etwas geringer. Parallel zu den Freischaltmaßnahmen sind zudem noch insgesamt 9 Störungsereignisse in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zu bearbeiten. Dieses Arbeitsvolumen stellt für das Freischaltmanagement in den MS-Leitstellen schon eine extreme Arbeitsbelastung dar. In den überlagerten HS-Netzen werden an diesem Tag 28 Freischaltmaßnahmen bzw. Netzumschaltungen parallel bearbeitet.

Szenario III betrachtet für das Netzgebiet A noch einmal einen Tag mit einem sehr hohen Arbeitsaufkommen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen separat, wobei allerdings zeitgleiche Störungen nicht berücksichtigt werden. Der Fokus in diesem Szenario liegt auf den Freischaltmaßnahmen. Es werden mit Hilfe des Szenarios IV verschiedene Möglichkeiten der Prozessoptimierung dargestellt, mit denen sich ein solches extremes Arbeitsaufkommen besser bewältigen lässt.

Szenario IV stellt für das Störungsmanagement eine extreme Situation dar. Infolge von witterungsbedingten Ereignissen in Form eines Sturmtiefs kommt es insbesondere in Netzen mit einem hohen Freileitungsanteil zu einer deutlichen Störungshäufung. In diesem Fall wird als Extremszenario die Auswirkungen des Sturmtiefs Xynthia (28. Febru-

ar 2010) für das Netzgebiet A betrachtet. Innerhalb von 36 Stunden kommt es zu insgesamt 139 Mittel- und Niederspannungsstörungen.

Die Eingangsdaten basieren wie eingangs erwähnt auf historischen Daten. Neben den Ereigniszeitpunkten und der räumlichen Verteilung wurden insbesondere die einzelnen Prozessdauern auf Basis einer ausführlichen Prozessanalyse ermittelt. Für die Störungereignisse konnten die einzelnen Eingangsdaten wie die ausgefallene Leistung bzw. die Anzahl unterbrochener Letztverbraucher, die Dauer bis zur letzten Wiederversorgung und die Dauer bis zum Beginn der ersten Wiederversorgung bei Mittelspannungsstörungen aus den Störungsstatistiken extrahiert werden. Alle weiteren benötigten Störungsdaten wie die Wahrscheinlichkeit  $W_r$  für die Reparatur zur vollständigen Wiederversorgung, die verbleibende Leistung für  $P_2$  und die verbleibende Reparaturdauer  $\delta_r$  wurden realitätsgerecht abgeleitet. Hier wird auf die ausgiebige Datenanalyse in [31] zurückgegriffen (siehe auch Tabelle 10 und Tabelle 11 im Anhang).

Für alle übrigen benötigten Daten wie die Prozessdauern für die einzelnen Prozessschritte in den in Kapitel 3 dargestellten Prozessabläufen konnte nicht auf vorhandene Statistiken zurückgegriffen werden. Für die Eingangsdaten sind im Rahmen von verschiedenen Untersuchungen Prozesszeiten für die einzelnen Vorgangstypen von Fachleuten des Netzbetreibers sachkundig ermittelt worden. Für die einzelnen Prozessphasen sind die durchschnittlichen Bearbeitungsdauern in Tabelle 12 und Tabelle 13 im Anhang dargestellt.

## 4.2 Berechnungen

Ausgehend von Szenario I sollen die grundsätzlichen Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Anzahl an besetzten Leitplätzen für das Störungs- und Freischaltmanagement auf die Kenngrößen

- Arbeitsauslastung der Leitplatzressourcen,
- Wartezeiten in der Bearbeitung der Störungen und Freischaltmaßnahmen,
- Nichtverfügbarkeit (ASIDI und SAIDI)

dargestellt werden.

### 4.2.1 Organisationsvarianten

Die Organisationsvarianten unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl der zur Verfügung stehenden Leitplatzressourcen während der Früh-, Spät- und Nachtschicht. Die Anzahl der Leitplatzressourcen variiert zwischen einer Leitplatzressource rund um die

Uhr bis zu drei Leitplätzen rund um die Uhr. Tabelle 5 zeigt die untersuchten Organisationsvarianten im Überblick.

**Tabelle 5: Organisationsvarianten für Szenario I**

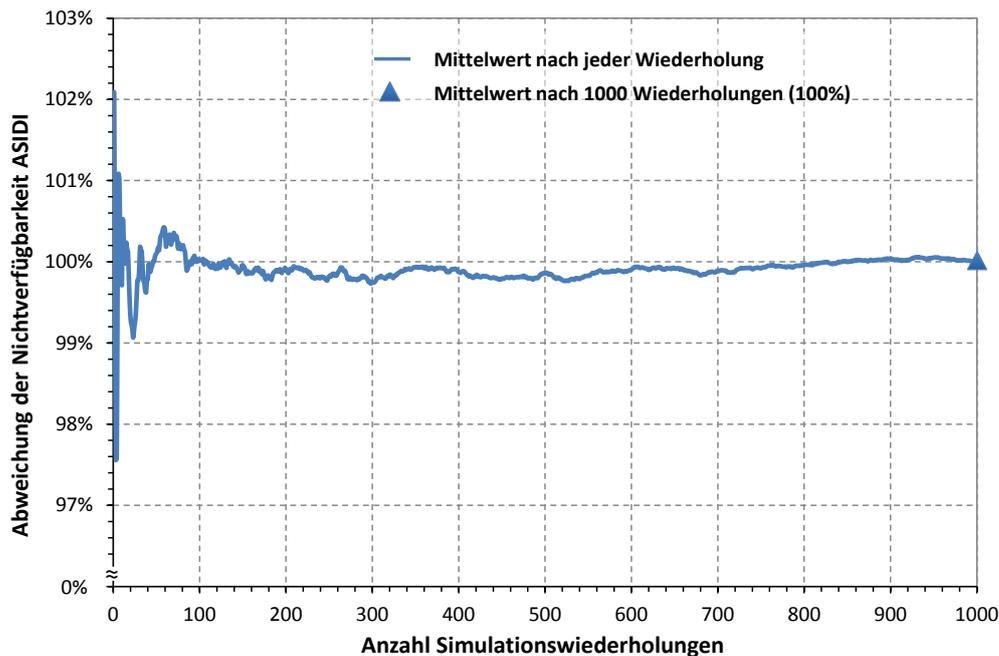
<b>Anzahl Leitplatzressourcen im Netzgebiet A</b>			
<i>Organisation Leitstelle A</i>	<i>Frühschicht</i>	<i>Spätschicht</i>	<i>Nachtschicht/ Wochenende</i>
<b>O1</b>	2	2	2
<b>O2</b>	3	3	3
<b>O3</b>	1	1	1
<b>O4</b>	2	2	1
<b>O5</b>	2	1	1

#### 4.2.2 Simulationsgenauigkeit

Die Durchführung der einzelnen Vorgänge ist mit Unsicherheiten behaftet. So sind bei den Freischaltmaßnahmen in der Mittelspannung aufgrund der Witterungs- und Verkehrsbedingungen die exakten Startzeitpunkte für die Maßnahmen mit Unsicherheiten behaftet. Um dieses abzubilden wird der Startzeitpunkt einer Freischaltmaßnahme mittels eines Zeitintervalls beschrieben. Aus diesem Zeitintervall wird eine gleichverteilte Zufallszahl als Startzeitpunkt gezogen (siehe Kapitel 3.10.2). Bei Störungen hingegen sind beispielsweise die Positionen der operativen Ressourcen zufällig im Netzgebiet verteilt (siehe Kapitel 3.10).

Um diese Effekte realitätsnah abzubilden, werden diese stochastischen Prozessunsicherheiten mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt. Damit ist aber die Güte der Erwartungswerte aller Ergebniskenngrößen von der Anzahl der Simulationen abhängig, denn bei jeder Wiederholung der Simulation werden die mit Unsicherheiten behafteten Eingangsgrößen mit zufällig gezogenen Werten entsprechend der vorgegebenen Verteilungsfunktionen belegt. Für eine möglichst exakte Bestimmung der Kenngrößen ist deshalb eine ausreichende Anzahl an Simulationswiederholungen notwendig. Die Einzelergebnisse aller Kenngrößen aus den einzelnen Simulationswiederholungen werden im Anschluss über diese einzelnen Läufe arithmetisch gemittelt.

Abbildung 42 zeigt die Abhängigkeit des Simulationsergebnisses von der Anzahl der Simulationswiederholungen am Beispiel der Kenngröße Wartezeit bei Freischaltmaßnahmen. Um einerseits die stochastischen Einflüsse auf die Kenngrößen zu minimieren und andererseits die Rechendauer in Grenzen zu halten hat sich eine Anzahl von ca. 500 Simulationswiederholungen als optimal erwiesen. In diesem Beispiel (Szenario I) verbessert sich das Ergebnis ab 100 Wiederholungen nur noch um ca. 0,2 %, so dass man mit 500 Simulationswiederholungen in allen betrachteten Szenarien hinreichend genaue



**Abbildung 42: Mittlere Wartezeit von MS-Freischaltmaßnahmen in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationswiederholungen (bezogen auf den arithmetischen Mittelwert nach 1000 Wiederholungen, 100 %)**

Ergebnisse erzielt. Die Auswertung für die Kenngröße SAIDI ist in Abbildung 94 im Anhang zu finden.

### 4.2.3 Auslastung der Leitplatzressourcen

Betrachtet man zunächst für die Organisationsvariante O1 die Auslastung der beiden Leitplatzressourcen für den ersten Simulationstag (siehe Abbildung 44), so folgt das Arbeitsaufkommen den Eintrittszeitpunkten der einzelnen Vorgänge. In der Regel starten morgens zum Dienstbeginn der operativen Ressourcen die Freischaltmaßnahmen. Dann kommt es ab ca. 9:00 Uhr zu einigen Niederspannungsstörungen, die zu einer weiteren Auslastungsspitze führen. Ebenso beginnen um ca. 10:00 Uhr die nächsten Freischaltmaßnahmen (vgl. Abbildung 41).

Ab ca. 13:00 Uhr beginnen die ersten Rückschaltungen für die morgens gestarteten Freischaltungsmaßnahmen (Prozessphase „Rückschaltung des Netzes in den (ggf. neuen) Normalschaltzustand“, siehe Kapitel 3.3.2), nachdem die Instandhaltungsmaßnahmen vor Ort beendet wurden. Hierbei kommt es gerade um das reguläre Dienstzeitende der operativen Ressourcen zu einer weiteren Auslastungsspitze durch die Rückschaltmaßnahmen. Die letzten Rückschaltungen dauern noch bis ca. 21:00 Uhr, was im Sommer aufgrund der langen Tageshelligkeit nicht unüblich ist. Um ca. 19:00 Uhr kommt es noch einmal zu einer weiteren Auslastungsspitze durch Störungen. Während des gesamten Tages sind beide Leitplatzressourcen ähnlich ausgelastet und es

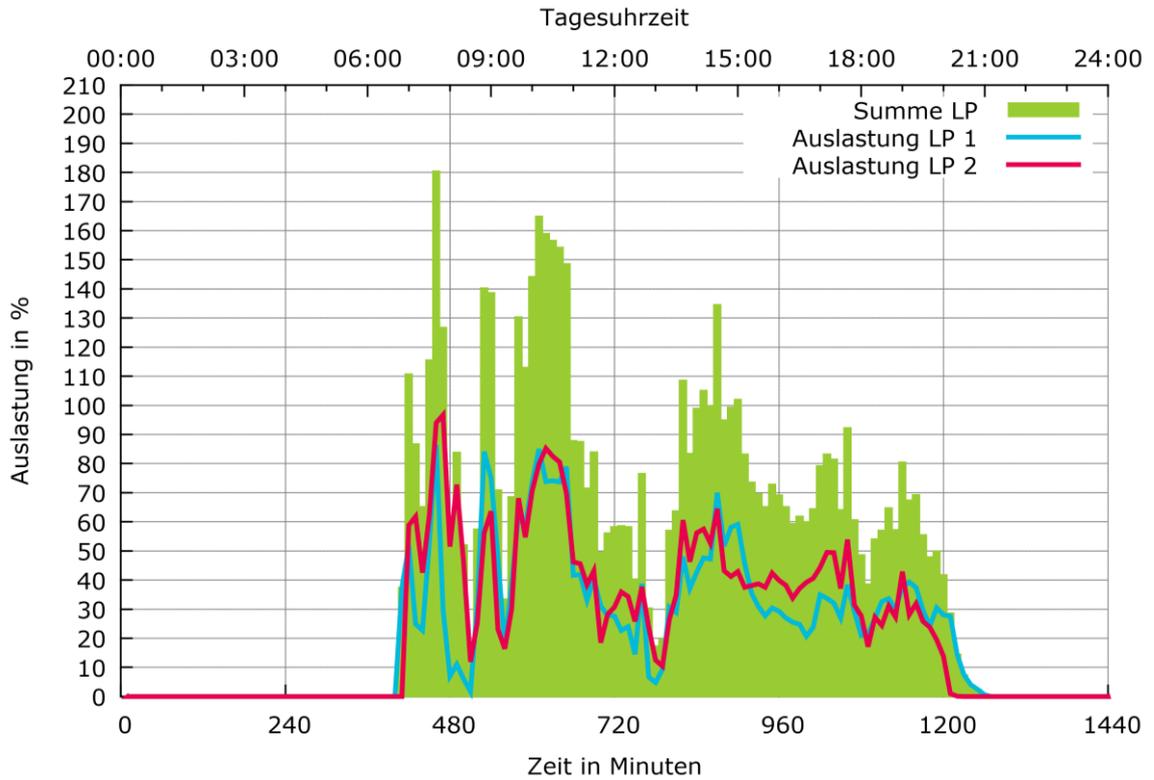


Abbildung 44: Mittlere Auslastung der Leitplatzressourcen (LP) für den ersten Simulationstag (Montag) und Organisation O1

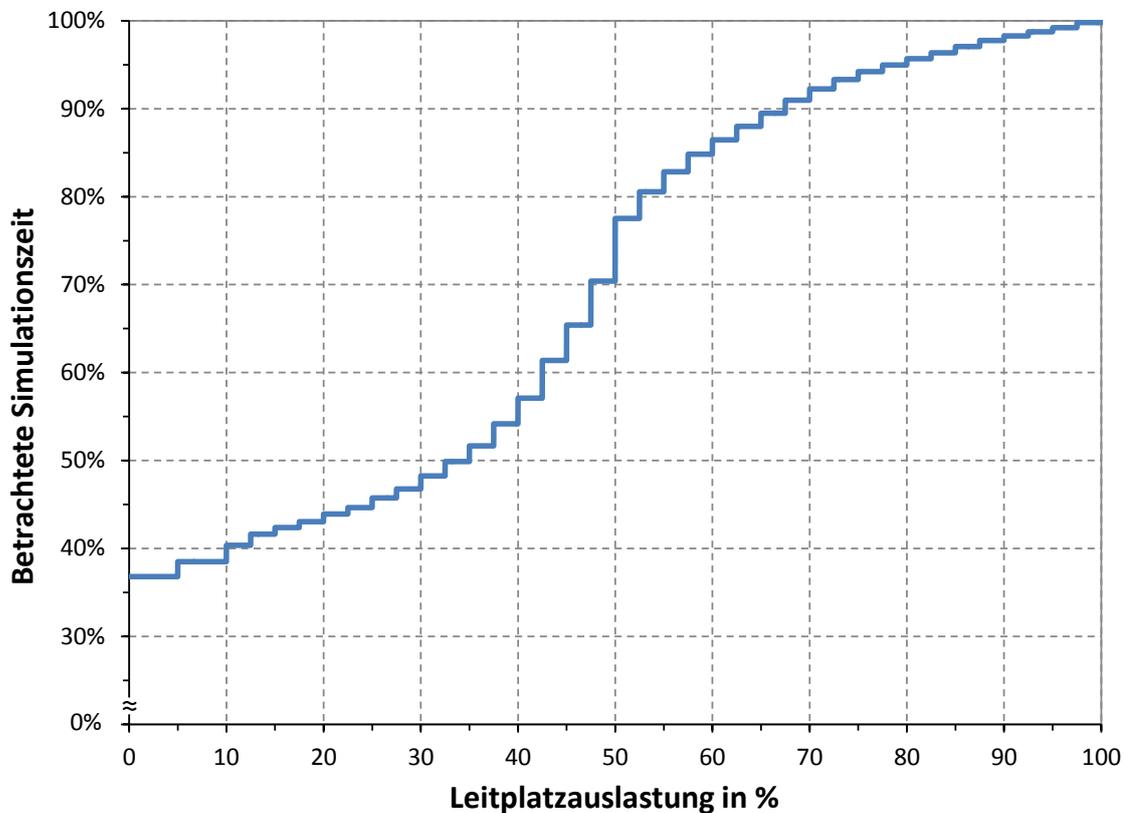
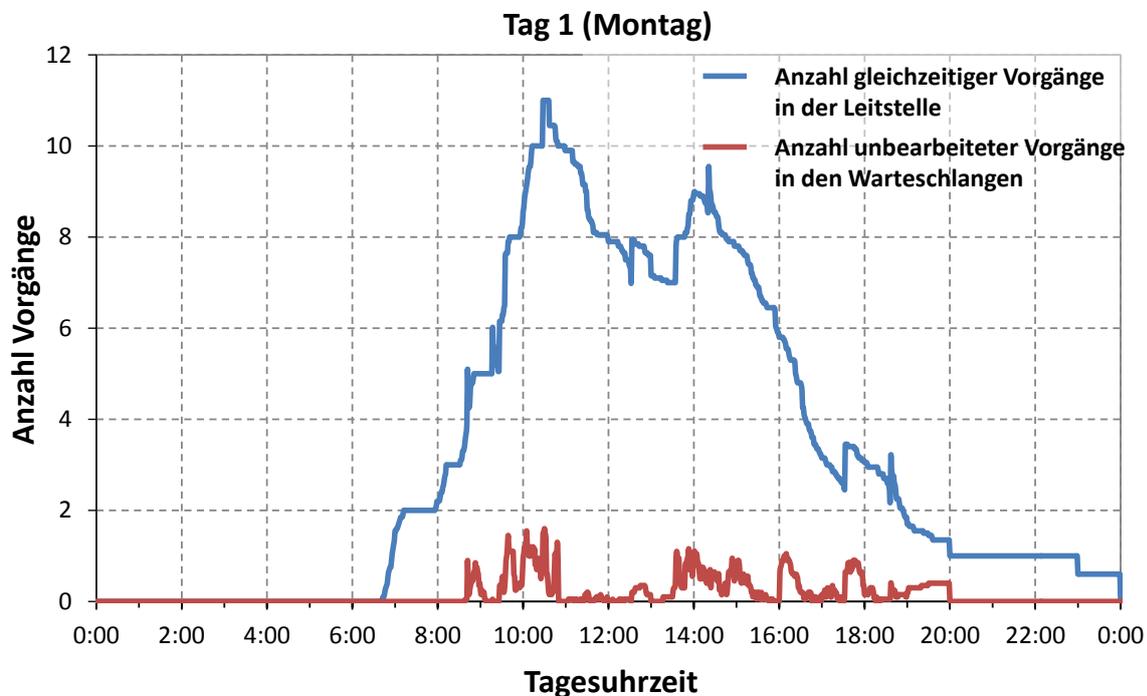


Abbildung 44: Empirische Verteilungsfunktion der mittleren Leitplatzauslastung über die Simulationszeit (1 Woche) für Organisation O1

kommt nicht zu einer übermäßigen Auslastungsspitze einer Leitplatzressource über eine längere Zeitdauer.

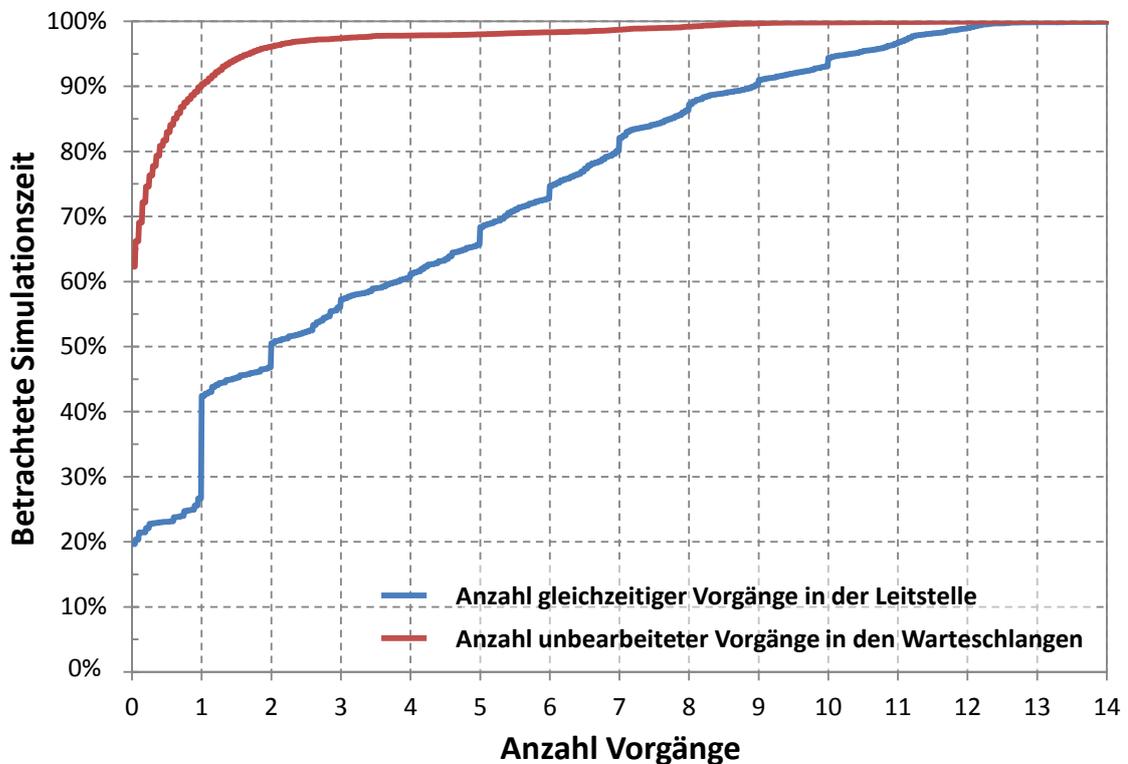
Dieses zeigt auch Abbildung 44, in der die mittlere Auslastung der Leitplatzressourcen über den gesamten Simulationszeitraum von einer Woche als Verteilungsfunktion dargestellt ist. Die Abbildung zeigt, dass in ca. 37 % der Wochenzeit die Leitplatzressourcen nicht beansprucht werden. Dieses sind hauptsächlich die Nachtzeiten und das Wochenende. In 50 % der betrachteten Wochenzeit liegt die mittlere Auslastung der Leitplatzressourcen bei weniger als 35 % und nur in ca. 10 % der Woche liegt die mittlere Auslastung bei über 65 %. Diese hohen Auslastungszeiten sind im Wesentlichen durch die Störungshäufung am Mittwoch/ Donnerstag verursacht (siehe auch Abbildung 89 und Abbildung 90 im Anhang).



**Abbildung 45: Zeitverlauf der Anzahl gleichzeitiger Vorgänge in der Leitstelle und Anzahl unbearbeiteter Vorgänge in den Warteschlangen (beides Erwartungswerte) für den Tag 1 (Montag) und Organisation O1.**

Die gleichmäßige Arbeitsauslastung und das Vermeiden von Vollaustungen über einen längeren Zeitraum führen somit auch zu einer Vermeidung einer ausgeprägten Warteschlangenbildung. Beispielhaft ist für den Montag in Abbildung 45 der zeitliche Verlauf der in den Warteschlangen auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressourcen wartenden Vorgänge dargestellt. Nur in den Zeiträumen, in denen es durch Freischaltungen oder Störungen zu einer zeitlichen Überlappung von zu bearbeitenden Vorgängen kommt, müssen vereinzelt Vorgänge auf die Bearbeitung durch eine der beiden Leitplatzressourcen warten. Die *mittlere maximale Anzahl an wartenden Vorgängen*

liegt bei ca. 1,5 Vorgängen für eine kurze Zeitspanne von nur wenigen Minuten am Tag. In der überwiegenden Zeit werden die Vorgänge unmittelbar durch eine der beiden Leitplatzressourcen bearbeitet.



**Abbildung 46: Empirische Verteilungsfunktion der Anzahl der offenen Vorgängen in der Bearbeitung und der in den Warteschlangen wartenden Vorgänge über die Simulationszeit (1 Woche) für Organisation O1**

Betrachtet man die gesamte Woche, so erkennt man in Abbildung 46, dass sich in ca. 50 % der Simulationswoche maximal 2 Vorgänge gleichzeitig in der Bearbeitung durch die Netzleitstelle befinden und in nur 10 % der Woche sind mehr als 9 Vorgänge gleichzeitig in der Bearbeitung. Vergleicht man dazu die Anzahl der Vorgänge, die in den Warteschlangen auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressource warten müssen, so kann man feststellen, dass in nur ca. 40 % der Simulationszeit Vorgänge auf die Leitplatzzuordnung warten müssen. In 90 % der Simulationszeit ist es maximal ein Vorgang, der auf die Leitplatzressource warten muss. Nur während der Störungshäufung durch die Gewitterfront, kommt es zu einer ausgeprägten Warteschlangenbildung (siehe auch Abbildung 95 und Abbildung 96 im Anhang). Während einer Zeitspanne von ca. drei Stunden warten mehr als zwei Störungsvorgänge auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressourcen.

#### 4.2.4 Wartezeiten

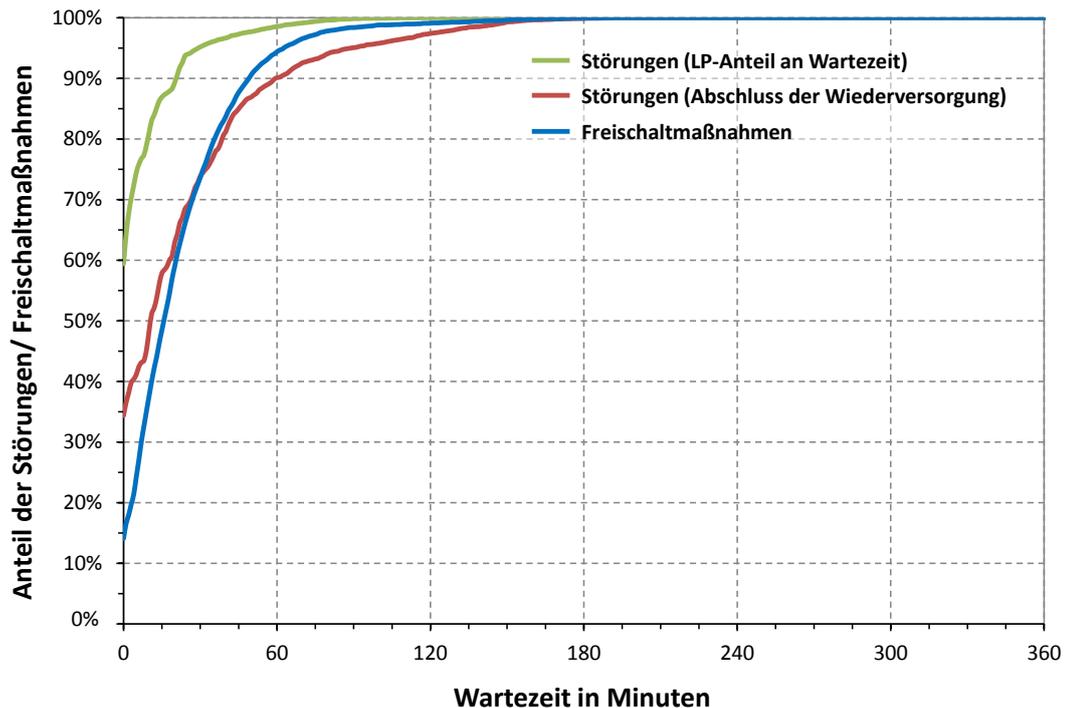
Die für die einzelnen Vorgänge resultierenden Wartezeiten in den unterschiedlichen Organisationsvarianten sind zum einen eine wichtige Kenngröße für den operativen Netzbetrieb und zum anderen gehen sie unmittelbar in die Versorgungszuverlässigkeit ein.

Bei Freischaltmaßnahmen ist die Wartezeit ausschließlich bestimmt durch die Verfügbarkeit der Leitplatzressource während der Bearbeitung. Somit wirken sich Engpässe in der Leitplatzverfügbarkeit unmittelbar in Form von Wartezeiten für den operativen Netzbetrieb aus und führen dort zu einer Verlängerung der operativen Ressourcenbindung und damit zu insgesamt höheren Kosten für die Instandhaltungsmaßnahmen (siehe auch Abbildung 2). Denn während der Schaltungsdurchführung ist zum einen der Schaltdienst vor Ort gebunden und zum anderen warten ggf. Fremddienstleister auf den freigeschalteten Arbeitsbereich. Übermäßige Verzögerungen führen zu zusätzlichen Eigenleistungskosten wie auch ggf. Fremdleistungskosten.

Die Wartezeiten für die Störungsbearbeitung setzen sich zum einen aus dem Aufschub durch Ressourcenknappheit und aus der Anfahrtszeit für die operativen Ressourcen zusammen. Zum anderen verursacht aber auch die Verfügbarkeit der Leitplatzressource während der Störungsbearbeitung Wartezeiten und beeinflusst damit auch die Versorgungszuverlässigkeit. Verändert man nun eine der beiden Betriebsorganisationen (Netzleitstelle oder operativer Netzbetrieb), so lässt sich der Einfluss der Organisationsänderung auf die resultierenden Wartezeiten ermitteln.

Abbildung 47 zeigt die resultierenden Wartezeiten für die Mittel- und Niederspannungsstörungen und die Freischaltmaßnahmen. Dabei lässt sich deutlich der Einfluss der unterschiedlichen Prioritäten in der Abarbeitung der einzelnen Vorgangskategorien erkennen. Betrachtet man nur den Leitplatzanteil an der Wartezeit bei Störungen und die Wartezeiten bei Freischaltungen, so sind durch die Priorisierung die Wartezeiten der Störungen deutlich geringer als bei den Freischaltungen.

60 % der Störungsvorgänge haben keinen Aufschub und nur 10 % der Störungen haben eine Wartezeit von über 20 Minuten durch die Nichtverfügbarkeit der Leitplatzressource. Dagegen ist der Einfluss der operativen Betriebsorganisation auf die Wartezeiten deutlich größer. Zwar haben ca. 35 % aller Störungsereignisse keine durch Knappheit an operativen Ressourcen verursachte Wartezeit, aber 30 % aller Störungen haben eine durch Ressourcenknappheit im operativen Bereich verursachte Wartezeit von mehr als 30 Minuten. Insbesondere während der Störungshäufung am Mittwoch kommt es zu einer Ressourcenknappheit, da die Störungen während der Rufbereitschaftszeit eintre-

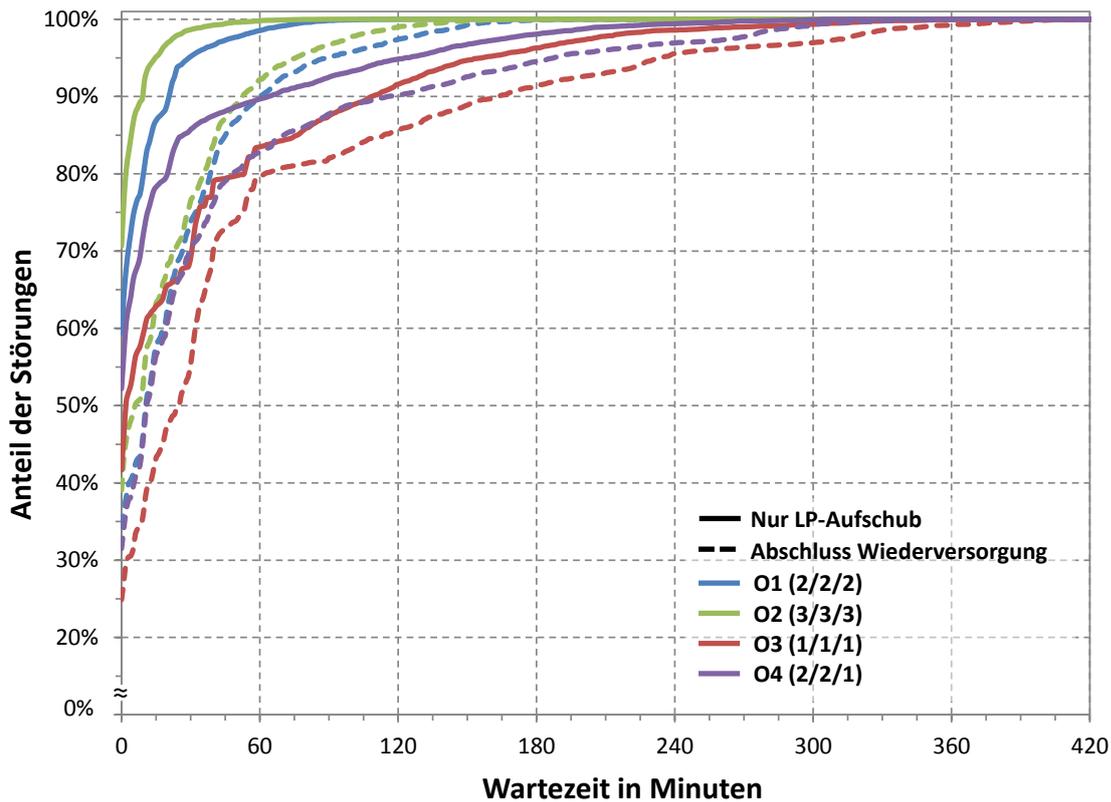


**Abbildung 47: Empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeit der einzelnen Vorgänge und Organisation O1 (ohne Fahrzeitanteile der operativen Ressourcen)**

ten. Durch den bezirksübergreifenden Rufbereitschaftseinsatz kommt es allerdings nur in ca. 10 % aller Störungsfälle zu Wartezeiten von mehr als einer Stunde.

Betrachtet man die Freischaltmaßnahmen, so haben nur ca. 15 % aller Maßnahmen keine Wartezeit und für ca. 70 % aller Maßnahmen liegt die Wartezeit bei maximal 30 Minuten. 5 % aller Maßnahmen haben allerdings eine Wartezeit von mehr als einer Stunde. Neben der geringeren Priorität der Freischaltmaßnahmen gegenüber Störungen ist auch der wesentlich größere Gleichzeitigkeitsgrad bei Freischaltmaßnahmen (zu Arbeitsbeginn/ Arbeitsende) für die größeren Wartezeiten verantwortlich. Insgesamt beträgt die Summe der Wartezeiten für alle Freischaltmaßnahmen in dieser Woche bei ca. 24 Stunden.

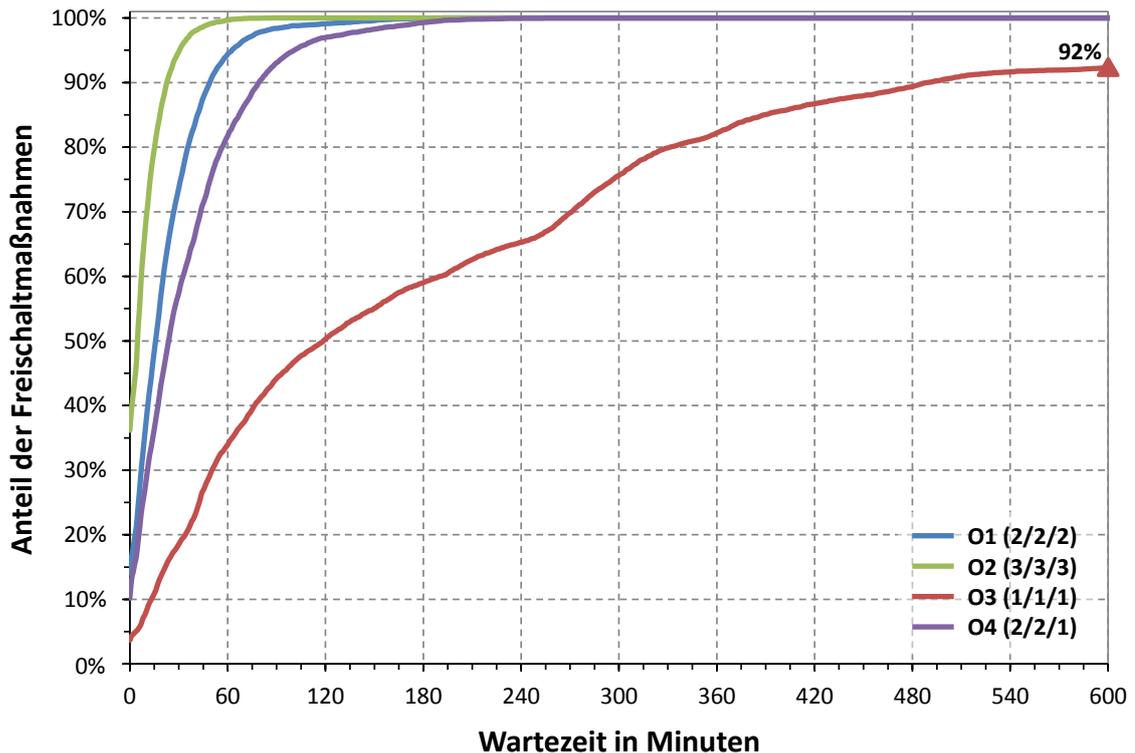
Wird nun die Leitstellenorganisation verändert, so lässt sich in Abbildung 48 feststellen, dass eine Erhöhung der Anzahl an Leitplatzressourcen auf drei Leitplatzressourcen rund um die Uhr (O2) zu keiner signifikanten Verringerung der Wartezeiten im Störfall führt. Es kommt zwar zu einer Verringerung des Leitplatzanteils der Wartezeiten, allerdings wirkt sich diese Verbesserung durch die begrenzten Ressourcen des Netzbetriebs nicht besonders stark auf die endgültige Wartezeit bis zur vollständigen Wiederversorgung aus. In diesem Fall ist die operative Betriebsorganisation während der Störungsnacht am Mittwoch das begrenzende Element.



**Abbildung 48: Empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeit der Störungen und Organisationen O1 bis O4 (ohne Fahrzeitanteile der operativen Ressourcen)**

Wird allerdings die Leitstellenorganisation auf nur eine Leitplatzressource rund um die Uhr reduziert (O3), so ergeben sich deutliche Verschlechterungen hinsichtlich der Wartezeiten. Nun haben ca. 20 % aller Störungen eine durch die Leitplatzressource verursachte Wartezeit von mehr als 60 Minuten. Insgesamt ist in dieser Organisationsvariante der Einfluss der Ressourcenknappheit in der Leitstelle deutlich größer als der Einfluss der Ressourcenknappheit im operativen Netzbetrieb. Auch die Organisation O4 erzielt für die Störungen während der Gewitternacht am Mittwoch kein wesentlich besseres Ergebnis, da während der Nachtschicht hier ebenfalls nur eine Leitplatzressource zur Verfügung steht. Allerdings können in dieser Organisation diejenigen Störungen, die zu Beginn der Frühschicht noch auf eine Bearbeitung warten, mit zwei Leitplatzressourcen bearbeitet werden. Dadurch ist das Ergebnis von Organisationsvariante O4 etwas besser als von Organisationsvariante O3.

Der Einfluss einer veränderten Leitstellenorganisation wirkt sich bei den Freischaltungen aufgrund der niedrigeren Priorisierung und der deutlichen größeren zeitlichen Überlappung der einzelnen Vorgänge umso stärker aus (Abbildung 49).



**Abbildung 49: Empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeit der Freischaltmaßnahmen und Organisationsvarianten O1 bis O4**

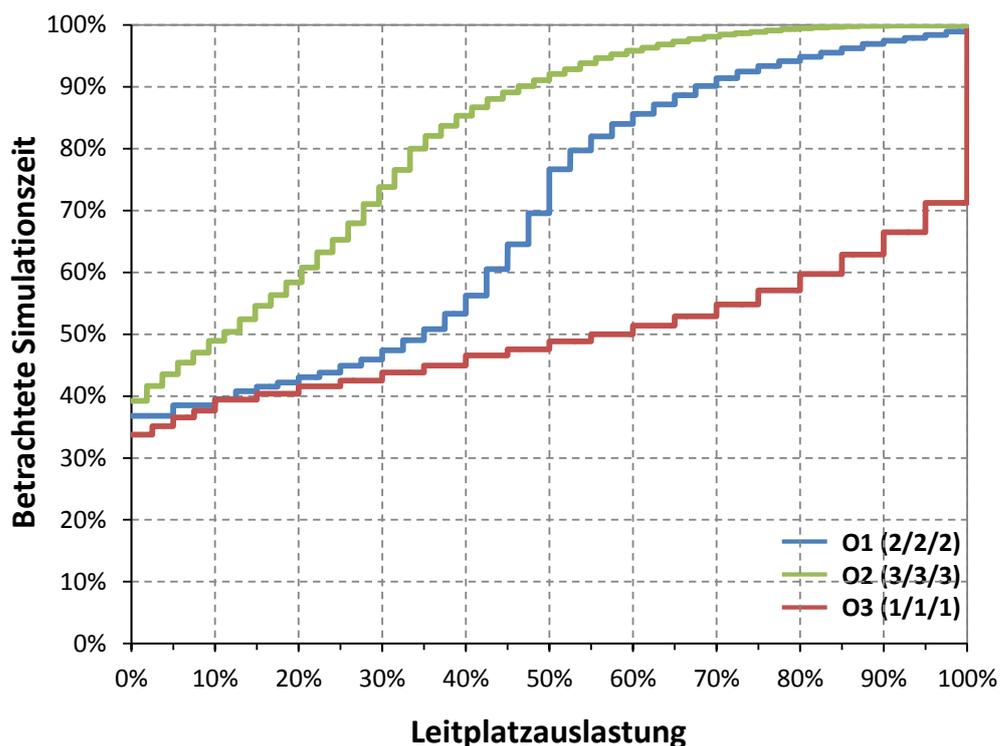
Bei einer Erhöhung der Leitplatzanzahl auf drei Leitplatzressourcen (Organisationsvariante O3) ergibt sich für ca. 50 % aller Freischaltungen eine Verbesserung der Wartezeiten von ca. 15 Minuten. Maximal liegt die Wartezeit in dieser Organisationsvariante bei 60 Minuten. Die Organisationsvariante O4 erzielt ein etwas schlechteres Ergebnis als die Organisationsvariante O1, da vor allem an dem Donnerstag die beiden Leitplatzressourcen der Frühschicht noch einen Teil der Störungen aus der Nacht davor abarbeiten müssen und somit die Freischaltmaßnahmen an diesem Tag erst verspätet durchgeführt werden können.

Noch deutlich schlechter ist das Ergebnis für die Organisationsvariante O3. Insbesondere während des Donnerstags kommt es zu erheblichen Verzögerungen. Ca. 8 % aller Freischaltmaßnahmen haben eine Wartezeit von mehr als 10 Stunden.

Dieses hat eine erhebliche Rückwirkung auf den gesamten Betriebsablauf und führt dazu, dass viele Maßnahmen nicht durchgeführt werden können und auf einen anderen Tag verschoben werden müssen. Insgesamt ist diese Organisation sehr anfällig gegenüber Störungsereignisse und es kommt sehr häufig zu erheblichen Wartezeiten für die Freischaltmaßnahmen, da diese immer wieder durch die Störungsbearbeitung unterbrochen werden müssen. Ca. 70 % aller Freischaltmaßnahmen haben eine Wartezeit von mehr als einer Stunde. Insgesamt beträgt die Wartezeit in dieser Woche mehr als 180 Stunden. Definiert man eine hinnehmbare Wartezeit von beispielsweise maximal 240

Minuten, so müssen in dieser Organisationsvariante ca. 35 % aller Freischaltmaßnahmen abgebrochen oder zumindest verschoben werden. Eine Planungssicherheit für den Netzbetrieb ist damit nicht mehr gewährleistet. So können die Maßnahmen der nächsten Tage ebenfalls nicht mehr wie geplant durchgeführt werden, da die operativen Ressourcen noch mit der Abarbeitung der verschobenen Maßnahmen beschäftigt sind.

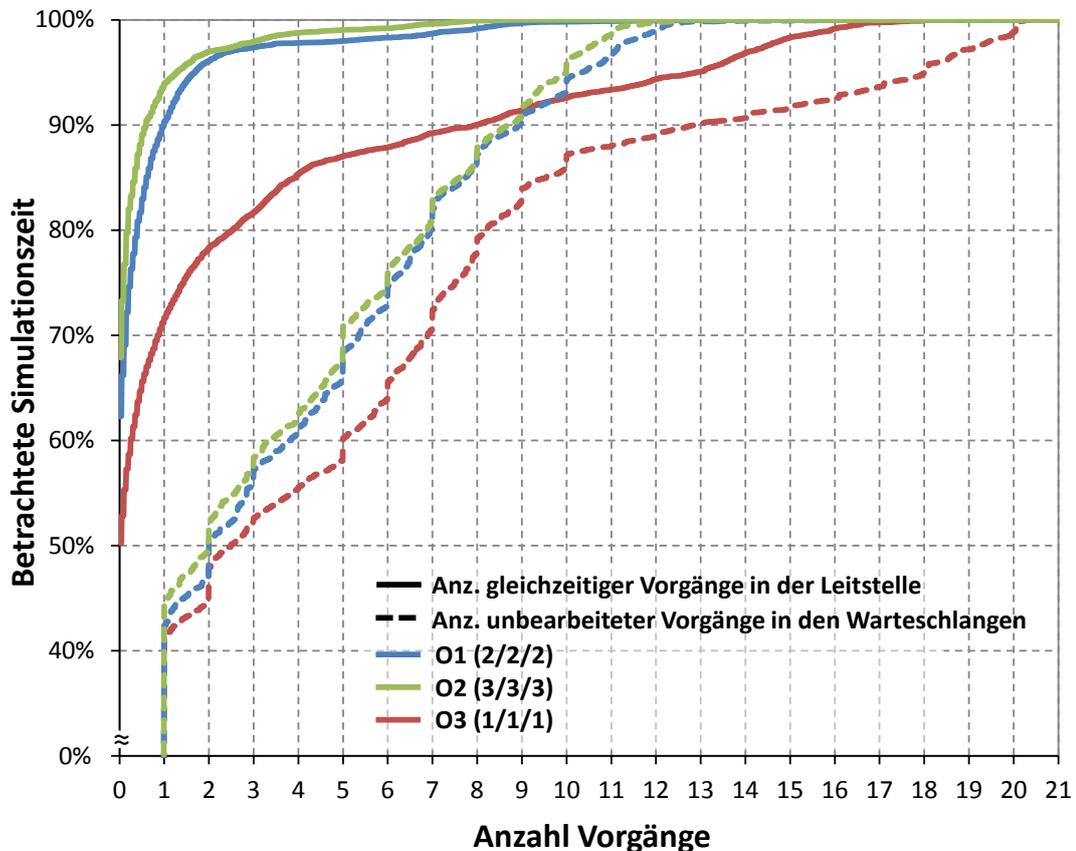
Die Ursache für die erheblichen Wartezeiten der Organisationsvariante O3 sind in Abbildung 50 zu erkennen. Abbildung 50 zeigt die empirische Verteilungsfunktion der mittleren Leitplatzauslastung über die Simulationszeit für die Organisationsvarianten O1 bis O3. In der Organisationsvariante O3 ist die Leitplatzressource in über 50 % der gesamten Woche zu mehr als 60 % ausgelastet. In 30 % der gesamten Simulationszeit sogar zu 100 %. Diese sehr hohe Arbeitsauslastung der Leitplatzressource führt zu den in Abbildung 48 und Abbildung 49 dargestellten Wartezeiten. Für die Organisationsvariante O1 liegt die mittlere Auslastung der Leitplatzressourcen für 90 % der Simulationszeit unter 50 % und in der betrachteten Woche wird nie eine mittlere Auslastung der Leitplatzressourcen von 80 % überschritten.



**Abbildung 50: Empirische Verteilungsfunktion der mittleren Leitplatzauslastung über die Simulationszeit (1 Woche) für die Organisationsvarianten O1 bis O3**

Auch bzgl. der Anzahl an wartenden Vorgängen während der Simulationszeit ergeben sich zwischen den Organisationsvarianten O1 und O2 keine signifikanten Unterschiede (siehe Abbildung 51). Hingegen warten in der Organisationsvariante O3 in 50 % der Simulationszeit Vorgänge auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressource. In 10 % der

gesamten Woche warten sogar mehr als acht Vorgänge gleichzeitig auf eine Leitplatzressource.



**Abbildung 51: Empirische Verteilungsfunktion der Anzahl gleichzeitiger Vorgänge in der Leitstelle und der Anzahl unbearbeiteter Vorgänge in den Warteschlangen über die Simulationszeit (1 Woche) für die Organisationsvarianten O1 bis O3**

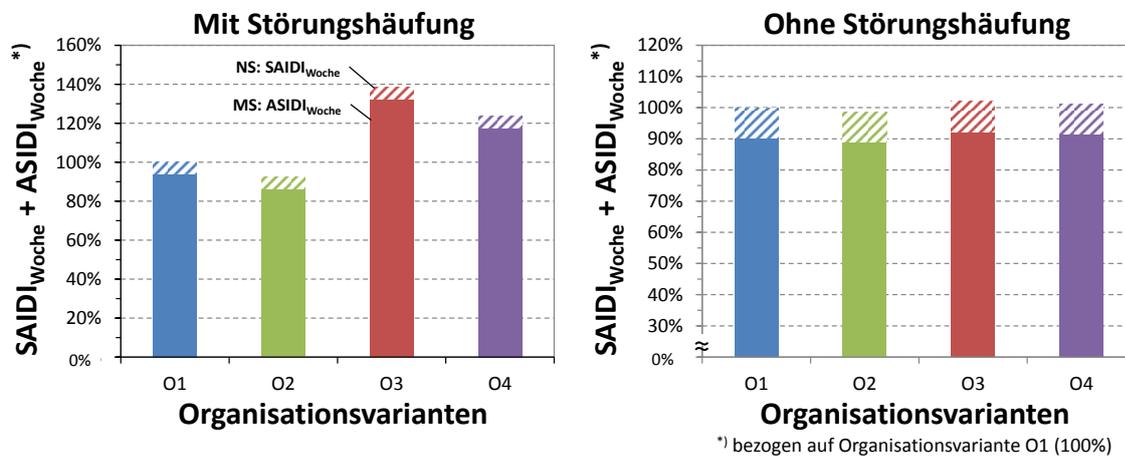
#### 4.2.5 Nichtverfügbarkeit

Die entstehenden Wartezeiten in der Bearbeitung der Störungen beeinflussen unmittelbar die Versorgungszuverlässigkeit, da lange Wartezeiten auch zu langen Störungsdauern führen und somit auch die für die Qualitätsregulierung maßgebliche Kenngröße der Nichtverfügbarkeit proportional steigt.

Die Nichtverfügbarkeit wird gemäß Kapitel 2.2 in der Mittelspannung durch ASIDI und in der Niederspannung durch SAIDI angegeben. Abbildung 52 zeigt die simulierten Erwartungswerte von ASIDI und SAIDI für die vier Organisationsvarianten. Dabei wurden einmal die Gewitterstörungen in dem Simulationsszenario berücksichtigt (mit Störungshäufung) und in einer zweiten Auswertung die Störungen nicht in der Berechnung der Nichtverfügbarkeit berücksichtigt (ohne Störungshäufung).

In der Kenngrößenermittlung wird als Betrachtungszeitraum gemäß des Szenarienrahmens eine Woche angenommen. Damit sind die ermittelten Kenngrößen für die Nicht-

verfügbarkeit Wochenwerte. Um den Unterschied zu den sonst üblichen Jahreskenngrößen SAIDI und ASIDI deutlich zu machen, werden die Kenngrößen mit dem Index *Woche* gekennzeichnet. Die Werte der einzelnen Varianten sind alle auf die erzielte Nichtverfügbarkeit der Organisationsvariante O1 (100 %-Wert) bezogen.



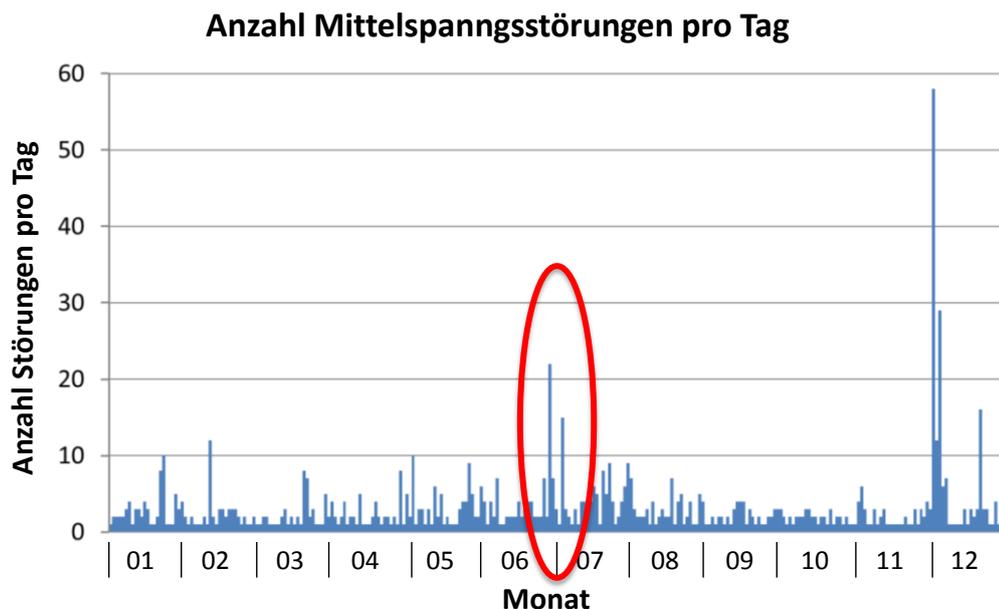
**Abbildung 52: SAIDI<sub>Woche</sub> und ASIDI<sub>Woche</sub> für die Organisationsvarianten O1 bis O4 (bezogen auf die Organisationsvariante O1)**

Betrachtet man zunächst das vollständige Szenario inkl. der Gewitterstörungen, so kann durch die Erhöhung der Anzahl an Leitplatzressourcen von zwei auf drei Leitplatzressourcen rund um die Uhr die Nichtverfügbarkeit um ca. 10 % gegenüber der Organisationsvariante O1 verbessert werden. Maßgeblich ist hier vor allem die Verbesserung des ASIDI-Wertes für die Mittelspannung, da der SAIDI-Wert von ca. 6 % in allen Varianten nahezu konstant bleibt.

Der Einfluss der Leitstellenorganisation auf den SAIDI-Wert ist insgesamt als sehr gering zu betrachten. [31] hat schon für die operative Betriebsorganisation gezeigt, dass der Einfluss der Niederspannungsstörungen auf die Nichtverfügbarkeit des Gesamtnetzes nur sehr gering ist. Die Reduzierung auf nur eine Leitplatzressource rund um die Uhr in Organisationsvariante O3 erhöht dagegen die Nichtverfügbarkeit sehr deutlich (40 %). Die Organisationsvariante O4 verschlechtert den Wert für die Nichtverfügbarkeit dagegen um nur 20 %. Insgesamt kann man feststellen, dass der Einfluss der Netzleitstellenorganisation auf die Nichtverfügbarkeit in Zeiten von *Störungshäufungen* signifikant ist.

Für das „Störungsrauschen“ (ohne Berücksichtigung von Störungshäufungen, nur wenige Störungen pro Tag) hingegen belegen die Simulationsrechnungen keinen starken Einfluss der Leitstellenorganisation auf die Nichtverfügbarkeit. Die Werte verschlechtern sich um max. 2 % in der Variante O3 gegenüber der Ursprungsvariante O1. Die Organisationsvariante O2 erzielt nur eine um 1 % verringerte Nichtverfügbarkeit.

Tatsächlich ist in der überwiegenden Zeit des Jahres das Störungsaufkommen sehr gering. Abbildung 53 zeigt die Anzahl an MS-Störungen, die täglich bei einem großen repräsentativen Verteilungsnetzbetreiber auftreten. In der überwiegenden Zeit des Jahres ereignen sich nicht mehr als 5 MS-Störungen pro Tag. An wenigen Tagen des Jahres ereignen sich bis zu 10 MS-Störungen an einem Tag und sehr selten ereignen sich mehr als 15 MS-Störungen pro Tag. Dieses ist z. B. bedingt durch Gewitter im Sommer (rot markierter Bereich in Abbildung 53) oder durch Stürme im Herbst der Fall.



**Abbildung 53: Anzahl an MS-Störungen bei einem großen repräsentativen Verteilungsnetzbetreiber, eigene Darstellung nach [114]**

Somit lässt sich feststellen, dass im normalen Betriebsgeschehen (also zu einem überwiegenden Zeitraum des Jahres) die Nichtverfügbarkeit der MS-Verteilungsnetze keine signifikante Abhängigkeit von der Leitstellenorganisation besitzt. Die wenigen Tage im Jahr, an denen es zu „normalen“ Störungshäufungen (also keine Großstörungsereignisse) kommt (siehe Abbildung 52 „Mit Störungshäufung“), beeinflussen nicht wesentlich die Gesamtjahreskennzahl der Nichtverfügbarkeit ASIDI. Eine Berücksichtigung der **Gesamtjahreskennzahl** von ASIDI (Bezugszeitraum 1 Jahr in Gleichung (2-5)) ist für die Organisationsauslegung **alleine wenig aussagekräftig**. Dieses ist mit einer der Gründe, warum für die Organisationsauslegung der Netzleitstellen kleinere aber aussagekräftige Störungsszenarien besser geeignet sind als die Betrachtung eines gesamten Jahres.

Unter der Voraussetzung, dass

- Störungen generell eine höhere Priorität als Freischaltmaßnahmen besitzen und

- man bei den Freischaltungsmaßnahmen nur eine begrenzte Wartezeit hinnehmen möchte (z. B. nur maximal vier Stunden je Freischaltmaßnahme),

ist üblicherweise für die Auslegung der Leitstellenorganisation insbesondere das Arbeitsaufkommen durch die Freischaltmaßnahmen das bestimmende Szenario. Eine zu kleine Anzahl an Leitplatzressourcen führt bei den Freischaltmaßnahmen schon zu sehr starken negativen Auswirkungen (extreme Wartezeiten) auf die Betriebsorganisation. Dieses gilt natürlich nur unter der Voraussetzung, dass das Tagesgeschäft in der Netzleitstelle zu einem überwiegenden Teil durch die Freischaltungen geprägt ist.

Trotzdem muss selbstverständlich sichergestellt sein, dass die Leitstellenorganisation auch bei „normalen“ Störungshäufungen adäquat auf die Störungen reagieren kann und es nicht zu hohen Verzögerungen in der Störungsbearbeitung kommt. Insbesondere müssen die operativen Ressourcen möglichst schnell auf die Störungen disponiert werden, um evtl. Personengefährdungen auszuschließen. Deshalb ist eine Berücksichtigung der entstehenden Wartezeiten in der Störungsbearbeitung (z. B. Abbildung 48) deutlich besser geeignet als die Gesamtjahreskennzahl der Nichtverfügbarkeit ASIDI.

#### **4.2.6 Zusammenhang von Arbeitsbedarf und Wartezeiten**

Auf Basis der Auswertung von Betriebsprotokollen aus dem Jahr 2012 von mehreren MS-Netzleitstellen des untersuchten Netzbetreibers sind 62 verschiedene Tagesszenarien für das Freischaltungsmanagement ermittelt worden, die sich hinsichtlich

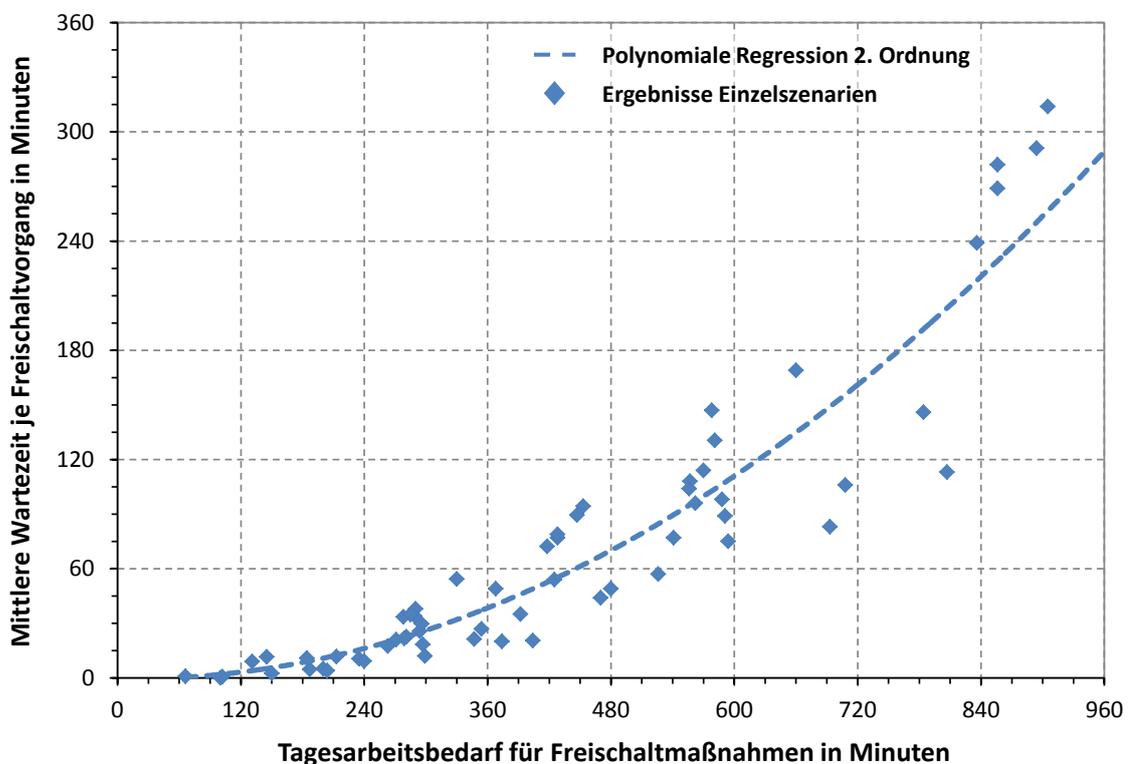
- des Arbeitsbedarfs für die durchzuführenden Schaltungen,
- den durchzuführenden Instandhaltungsmaßnahmen und
- der Startzeitpunkte für den Maßnahmenbeginn

unterscheiden.

Diese 62 Tagesszenarien wurden mit der Organisationsvariante O3, also eine Leitplatzressource in der Früh-, Spät- und Nachtschicht simuliert. Das Ergebnis ist in Abbildung 54 dargestellt und zeigt die grundsätzlich bestehende Abhängigkeit zwischen dem täglichen Arbeitsbedarf an durchzuführenden Freischaltmaßnahmen und der resultierenden mittleren Wartezeit für die durchzuführenden Maßnahmen. Für die Organisationsvarianten O4 und O5 ist das Ergebnis dieser Untersuchung in Abbildung 97 im Anhang dargestellt.

Dabei stellt man bei einzelnen Szenarien, die einen vergleichbaren Arbeitsbedarf für die Leitstelle haben, eine unterschiedliche resultierende mittlere Wartezeit für die einzelnen Freischaltungen fest. Vergleicht man diese Szenarien untereinander, so unterscheiden sie sich hinsichtlich der Anzahl an durchzuführenden Instandhaltungsmaßnahmen, de-

ren operativer Ausführungsdauer vor Ort und insbesondere der jeweilig geplanten Eintrittszeitpunkte gemäß der Terminierung aus dem Workforce-Management. Insbesondere wird der Einfluss dieser Einzelfaktoren umso größer, je höher das Arbeitsaufkommen und damit auch die Anzahl an Freischaltmaßnahmen sind. Dabei erzielen Szenarien mit einer größeren Anzahl an durchzuführenden Maßnahmen und einem etwas kleinerem Schaltungsaufwand je Einzelmaßnahme eine etwas höhere durchschnittliche Wartezeit als Szenarien mit weniger Freischaltmaßnahmen, die aber einen höheren Schaltungsaufwand besitzen. Ist die Anzahl an täglich durchzuführenden Freischaltungsmaßnahmen größer, so ergibt sich auch eine höhere Gleichzeitigkeit der einzelnen Maßnahmen untereinander (siehe auch Kapitel 4.3.2.1).



**Abbildung 54: Erwartungswert der durchschnittlichen Wartezeit für Freischaltvorgänge in Abhängigkeit des täglichen Arbeitsbedarfs an geplanten Freischaltmaßnahmen für eine Leitplatzressource (Organisationsvariante O3)**

Trotz dieser stochastischen Unsicherheiten lässt sich eindeutig ein prinzipieller Zusammenhang zwischen dem täglichen Arbeitsbedarf für die Leitstellenressource und der mittleren Wartezeit je Freischaltvorgang herleiten. Dabei ergibt sich ein sehr stark nicht linearer Zusammenhang zwischen Arbeitsbedarf und Wartezeit, d. h. je größer der Arbeitsbedarf anwächst umso stärker steigt die Wartezeit. Dass die mittlere Wartezeit mit zunehmendem Arbeitsbedarf überproportional stark ansteigt, ist durch die Startzeitpunkte der Freischaltungsmaßnahmen begründet. Ein hoher Arbeitsbedarf bedeutet eine hohe Gleichzeitigkeit der Freischaltungen, da das Zeitfenster, in dem die Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen, im Wesentlichen durch die Arbeitszei-

ten der operativen Betriebsorganisation vorgegeben wird. Somit sind die Freiheitsgrade hinsichtlich der Terminierung der einzelnen Maßnahmen stark eingeschränkt. Müssen an einem Tag viele Maßnahmen durchgeführt werden, starten viele von diesen Freischaltungen parallel und werden sequenziell durch die Leitplatzressource abgearbeitet. Die vielen parallelen Maßnahmen blockieren mit zunehmender Anzahl immer mehr die Leitplatzressource und dieses führt unweigerlich zu überproportional höheren Wartezeiten.

### **4.3 Weitere Optimierungspotenziale**

In den folgenden Sensitivitätsanalysen sollen beispielhaft verschiedene Optimierungspotenziale aufgezeigt werden, um die Prozessbearbeitung insbesondere in Zeiten eines hohen Freischaltungs- und Störungsaufkommens effizienter zu gestalten.

#### **4.3.1 Gebietsübergreifendes Arbeiten**

Neben der Erhöhung der Anzahl an Leitplatzressourcen am gleichen Standort besteht auch die Möglichkeit zwischen Leitplatzstandorten ein gebietsübergreifendes Arbeiten für definierte Vorgangstypen einzuführen. Insbesondere ist dies für Freischaltmaßnahmen möglich, da die Freischaltungen im Rahmen der Freischaltanmeldungen geprüft und die jeweiligen Schalthandlungen in Form von Schaltprogrammen im Vorfeld festgelegt werden. Dieses Schaltprogramm muss am Tag der Durchführung nur noch überprüft und abgearbeitet werden.

Szenario II betrachtet einen repräsentativen Tag mit einem sehr hohen Arbeitsbedarf in den HS- und MS-Leitstellen des betrachteten Netzgebietes. Insgesamt sind an diesem betrachteten Tag 37 Freischaltmaßnahmen in den beiden MS-Netzgebieten A und B und 28 Freischaltmaßnahmen in dem überlagerten HS-Netz terminiert. Parallel zu den Freischaltmaßnahmen kommt es noch zu sechs MS- und drei NS-Störungen.

Abbildung 55 und Tabelle 6 gibt einen Überblick über die im Szenario II betrachteten Organisationsvarianten. Organisationsvariante O6 stellt dabei die Grundvariante dar, in der kein gebietsübergreifendes Arbeiten stattfindet und jede Leitstelle für sich eigenständig arbeitet. In der Organisationsvariante O7 wird in der Leitstelle A für das erhöhte Freischaltaufkommen während der Früh- und Spätschicht eine zusätzliche Leitplatzressource eingesetzt und in der Organisationsvariante O8 werden die Freischaltmaßnahmen im Netzgebiet A während der Früh- und Spätschicht auch durch die beiden Leitplatzressourcen der Leitstelle B durchgeführt. In der Organisationsvariante O9 wird die Leitstelle A für die Durchführungen der Freischaltmaßnahmen von der HS-Leitstelle

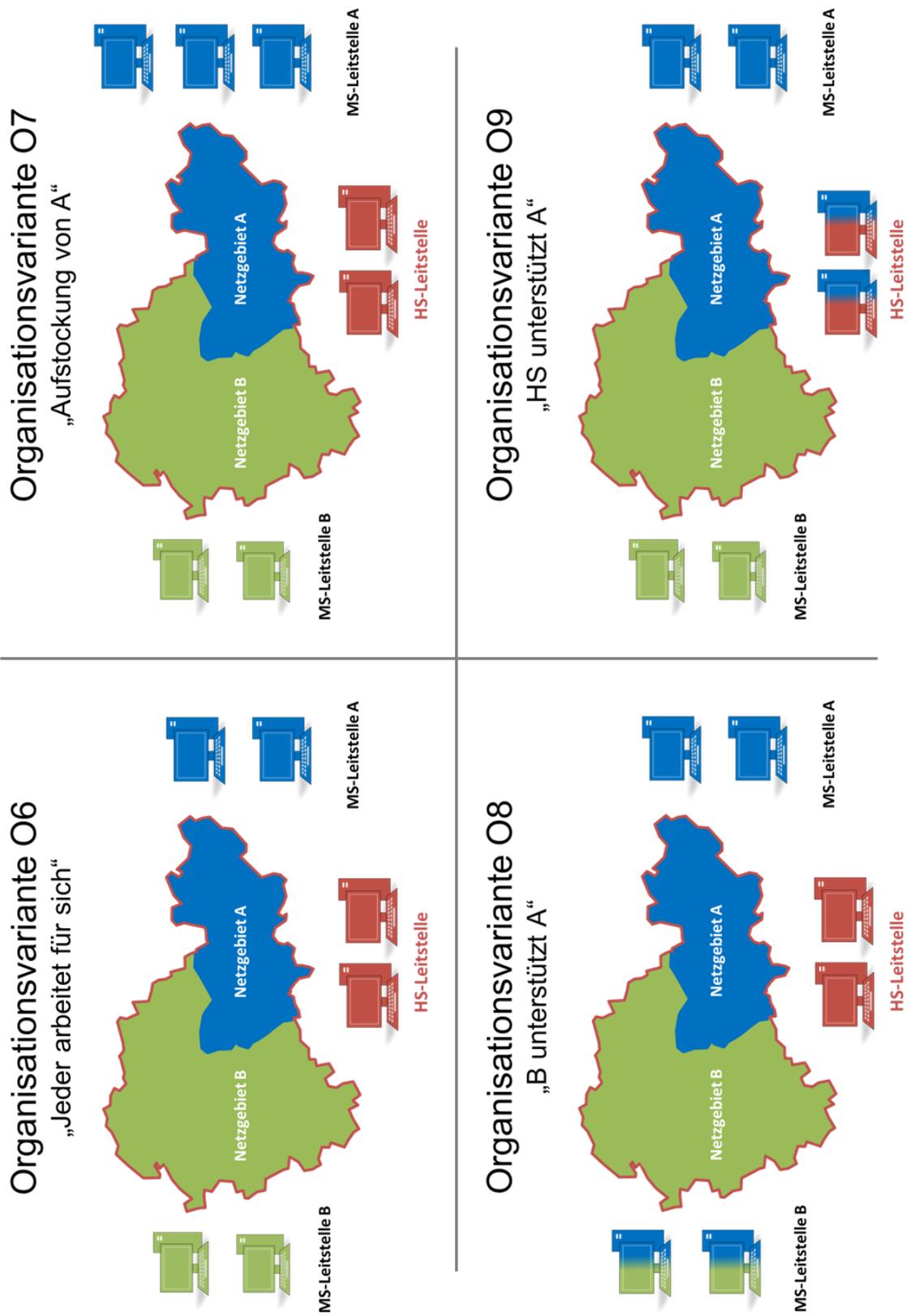
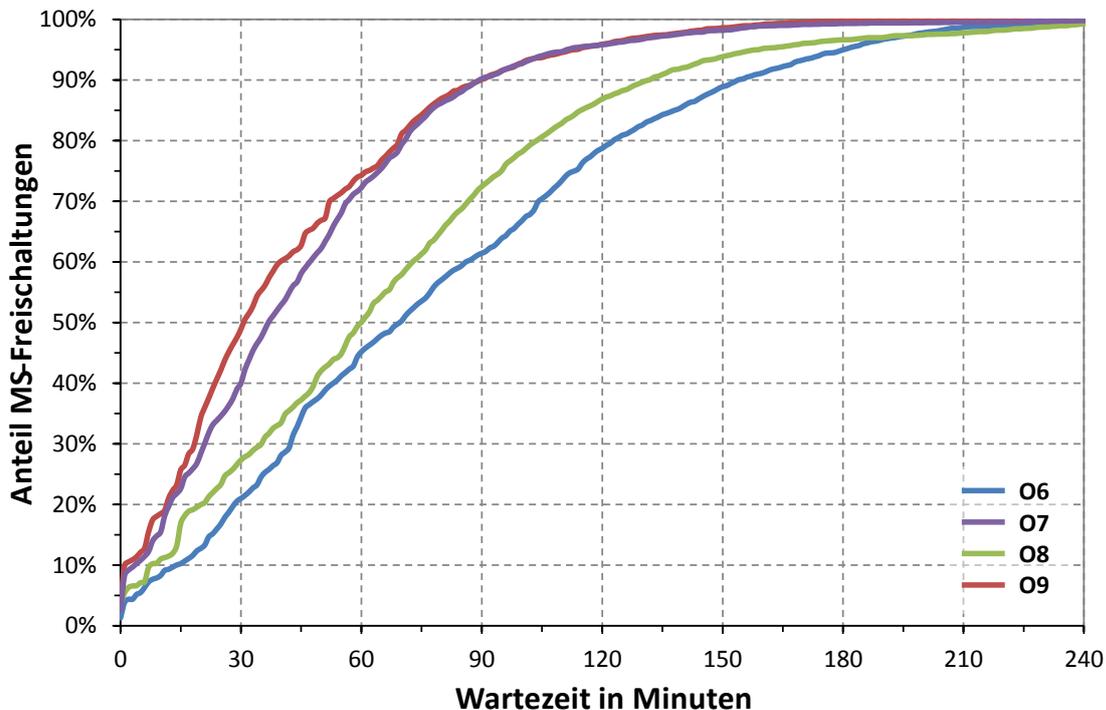


Abbildung 55: Organisationsvarianten für Szenario II

unterstützt. In allen Organisationsvarianten werden die Störungen nicht gebietsübergreifend von den für die Netzgebiete zuständigen Leitstellen bearbeitet.

**Tabelle 6: Organisationsvarianten für Szenario II**

<b>Anzahl Leitplatzressourcen (Früh-/ Spät-/ Nachtschicht)</b>				
<i>Organisationsvariante</i>	<i>Leitstelle A</i>	<i>Leitstelle B</i>	<i>HS-Leitstelle</i>	<i>Gebietsübergreifendes Arbeiten (Freischaltmaßnahmen)</i>
<b>O6</b> „Jeder arbeitet für sich“	2/2/2	2/2/2	2/2/2	Nein
<b>O7</b> „Aufstockung von A“	3/3/2	2/2/2	2/2/2	Nein
<b>O8</b> „B unterstützt A“	2/2/2	2/2/2	2/2/2	Ja, B unterstützt A während der Früh- und Spätschicht
<b>O9</b> „HS unterstützt A“	2/2/2	2/2/2	2/2/2	Ja, HS unterstützt A während der Früh- und Spätschicht



**Abbildung 56: Empirische Verteilungsfunktion der Wartezeit der MS-Freischaltmaßnahmen für Szenario II und Organisationsvarianten O6 bis O9**

Abbildung 56 zeigt die empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeiten der Freischaltmaßnahmen für Szenario II und die Organisationsvarianten O6 bis O9. Aufgrund des sehr starken Arbeitsaufkommens mit 22 durchzuführenden Freischaltmaßnahmen in der Leitstelle A kommt es in Organisationsvarianten O6 zu erheblichen Wartezeiten. 20 % der Freischaltmaßnahmen haben eine Wartezeit von mehr als 120 Minuten. Durch die Unterstützung einer zusätzlichen Leitplatzressource zur Früh- und Spätschicht in der Leitstelle A können die Wartezeiten in der Organisationsvariante O7 deutlich verbessert

werden. 20 % aller Maßnahmen haben nun eine Warteschubzeit von mehr als 70 Minuten.

Die bereichsübergreifende Unterstützung durch die beiden Leitplatzressourcen der Leitstelle B für die Freischaltmaßnahmen im Netzgebiet A (Organisationsvariante O8) verringert hingegen nur in einem sehr geringen Maße die Wartezeiten. Dieses ist daraus abzuleiten, dass die Leitstelle B mit 15 Freischaltmaßnahmen ebenfalls schon sehr stark ausgelastet ist und nicht viel Unterstützungsarbeit leisten kann. Die Unterstützung durch die HS-Leitstelle (Organisationsvariante O9) hingegen erzielt ein gleich gutes Ergebnis wie die Organisationsvariante O7. In diesem Fall kommt es ebenfalls zu einer deutlichen Verringerung der Wartezeiten. Die HS-Leitstelle hat ihre Freischaltmaßnahmen in diesem Szenario zu einem großen Teil schon fernbedient während der Nachtschicht durchgeführt (vgl. auch den Prozessablauf in Abbildung 27), so dass Morgens zu Dienstbeginn des operativen Netzbetriebes nur noch einige wenige Schaltungen abgearbeitet werden müssen, die nicht während der Nachtschicht vorgeschaltet werden konnten. Daher stehen durch die zeitliche Entkopplung des HS-Arbeitsaufkommens und des MS-Arbeitsaufkommens die beiden HS-Leitplatzressourcen zu einem großen Teil auch für die Unterstützung der Leitstelle A zur Verfügung.

Diese Übernahme von Freischaltmaßnahmen während der Früh- und Spätschicht beeinflusst selbstverständlich auch die verbleibenden in dieser Zeit durchzuführenden HS-

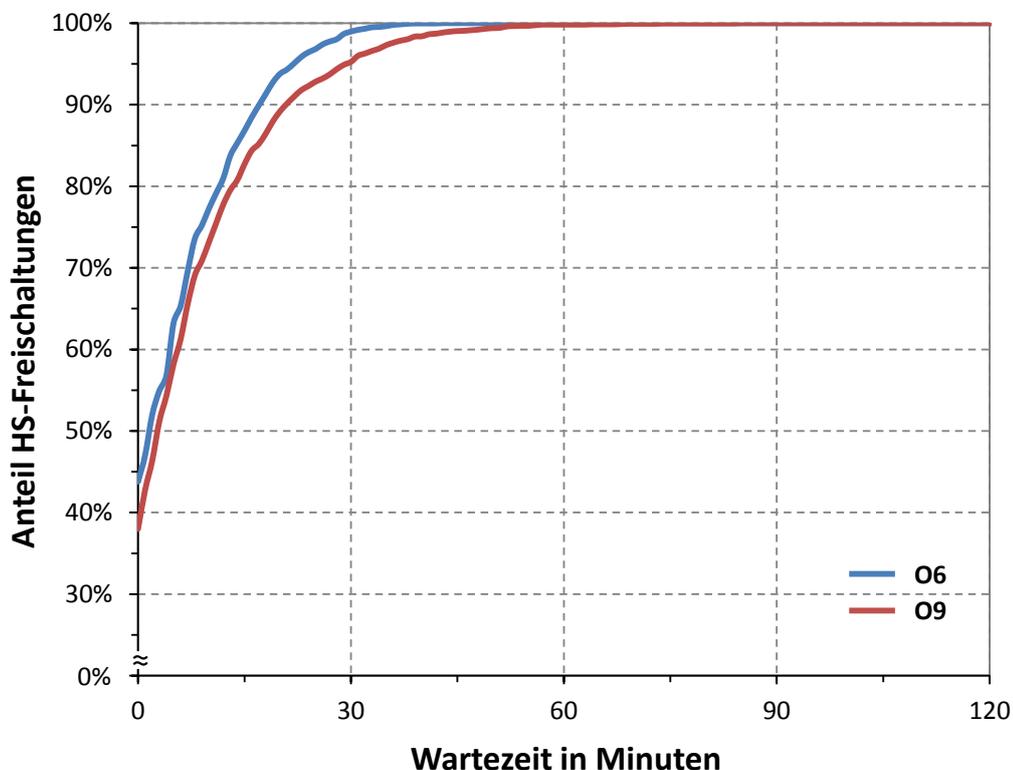


Abbildung 57: Empirische Verteilungsfunktion der Wartezeit der HS-Freischaltmaßnahmen für Szenario II und Organisationsvarianten O6 und O9

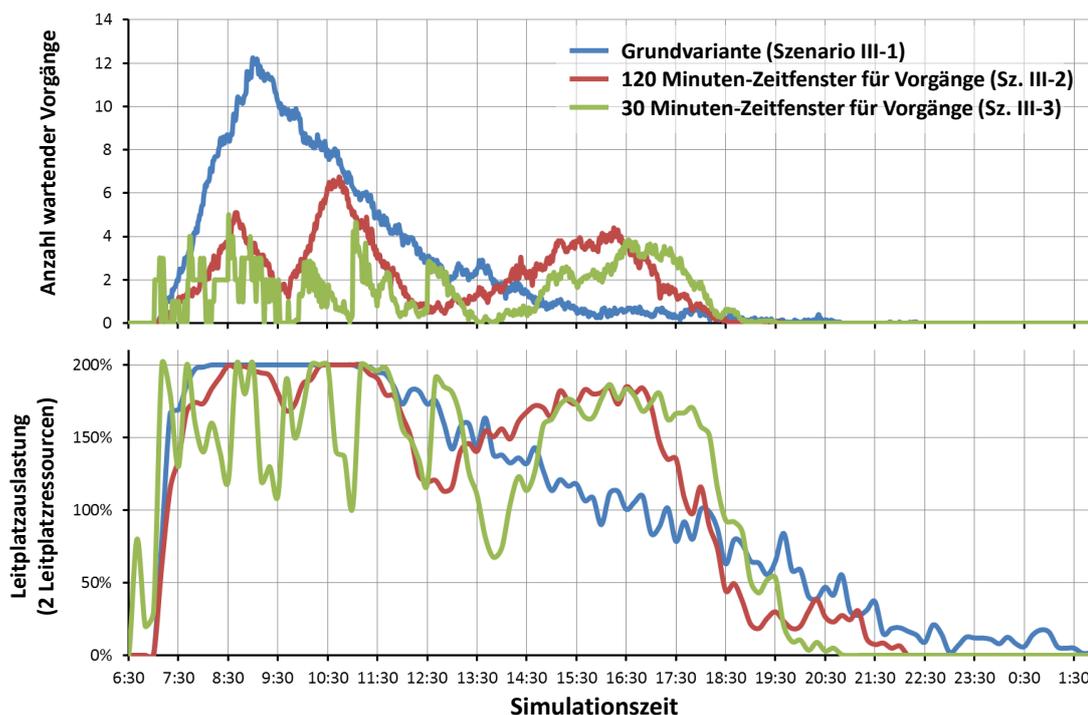
Freischaltmaßnahmen. Abbildung 57 zeigt die empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeiten der HS-Freischaltmaßnahmen für Organisationsvarianten O6 und O9 im Vergleich. Man erkennt, dass sich insgesamt die Wartezeiten für HS-Freischaltmaßnahmen nur um maximal 15 Minuten verschlechtern. Grundsätzlich sind die Wartezeiten der Hochspannungsmaßnahmen gegenüber den Mittelspannungsmaßnahmen deutlich geringer. In 80 % der Fälle liegen in beiden Organisationsvarianten die Wartezeiten unter 15 Minuten.

## **4.3.2 Weitere Optimierungspotenziale**

### **4.3.2.1 Auslastungsoptimierung durch die Einführung von Zeitfenster**

Ein weiterer sehr entscheidender Einflussfaktor für die entstehenden Wartezeiten ist neben der Gesamtanzahl der über den Tag durchzuführenden Vorgänge vor allem auch die Anzahl der parallel zu bearbeitenden Vorgänge. Diese Anzahl wird maßgeblich davon bestimmt, wie die Freischaltmaßnahmen aus dem Workforce-Management des operativen Netzbetriebs terminiert sind. Vielfach ist es übliche Praxis, dass insbesondere zum Dienstbeginn der operativen Ressourcen eine Vielzahl von parallelen Maßnahmen startet. Innerhalb eines kurzen Zeitfensters müssen so viele Freischaltmaßnahmen parallel bearbeitet werden, was dann zu den sehr hohen Arbeitsauslastungen morgens für die Freischaltung der Arbeitsstellen und zu den sehr hohen Arbeitsauslastungen nachmittags für die Rückschaltungen führt.

Abbildung 58 zeigt für das Szenario III mit 22 durchführenden Freischaltungen an einem Tag die Leitplatzauslastung und die Warteschlangengröße für die Organisation O1 mit zwei Leitplätzen rund um die Uhr. In den Unterszenarien III-1 bis III-3 werden die Startzeitpunkte der 22 Freischaltmaßnahmen variiert. In dem Szenario III-1 starten, wie heute vielfach im Netzbetrieb üblich, innerhalb der ersten zwei Stunden nach Dienstbeginn der operativen Ressourcen die Maßnahmen zufällig verteilt. In Szenario III-2 werden die Maßnahmen in jeweils zwei aufeinander folgende 120 Minuten-Zeitfenster aufgeteilt, wobei das erste Zeitfenster zu Dienstbeginn der operativen Ressourcen beginnt. In Szenario III-3 werden die Maßnahmen jeweils in neun aufeinander folgende 30 Minuten-Zeitfenster aufgeteilt, wobei die Freischaltmaßnahmen mit einer langen operativen Bearbeitungsdauer vor Ort möglichst früh beginnen, damit die Maßnahmen noch am gleichen Tag abgeschlossen werden können.



**Abbildung 58: Leitplatzauslastung und Anzahl wartender Vorgänge in der Warteschlange für Szenario III und Organisationsvariante O1**

Das Ergebnis in Abbildung 58 zeigt, dass die zeitliche Entzerrung der Freischaltmaßnahmen zu einer deutlichen Reduzierung der Leitplatzauslastung führt. Die Vollausslastung der Leitplatzressourcen (jeweils zu 100 %) bei einer gleichzeitig hohen Anzahl an auf Zuweisung wartender Vorgänge wird mit zunehmender zeitlicher Entzerrung der Freischaltmaßnahmen verhindert. In Szenario III-1 sind die beiden Leitplatzressourcen morgens mehr als vier Stunden zu jeweils 100 % ausgelastet und gleichzeitig warten bis zu 12 Vorgänge auf die Bearbeitung durch die Leitplatzressourcen. Diese Auslastungsspitzen werden in Szenario III-3 deutlich reduziert und über den gesamten Tag warten nicht mehr als vier Vorgänge gleichzeitig auf die Leitplatzressourcen. Die Aufteilung in zwei 120 Minuten-Zeitfenster (Szenario III-2) erzielt zwar gegenüber Szenario III-1 ein etwas besseres Ergebnis, aber trotzdem sind die Leitplatzressourcen immer noch über einen längeren Zeitraum vergleichsweise stark ausgelastet und bis zu sechs Vorgänge warten gleichzeitig auf die Leitplatzressourcen.

Abbildung 59 zeigt die resultierenden Wartezeiten für die einzelnen Szenarien. Durch die optimierte Zeitplanung der Freischaltungen in Form der 30-Minuten-Zeitfenster (Szenario III-3), können extreme Wartezeiten, wie sie in Szenario III-1 entstehen, vermieden werden.

Die Einführung des optimierten Zeitfensterverfahrens gemäß Szenario III-3 erfordert allerdings eine Änderung der operativen Betriebsorganisation. Zum einen müssen die operativen Ressourcen, die die Schalthandlungen und die operativen Maßnahmen vor

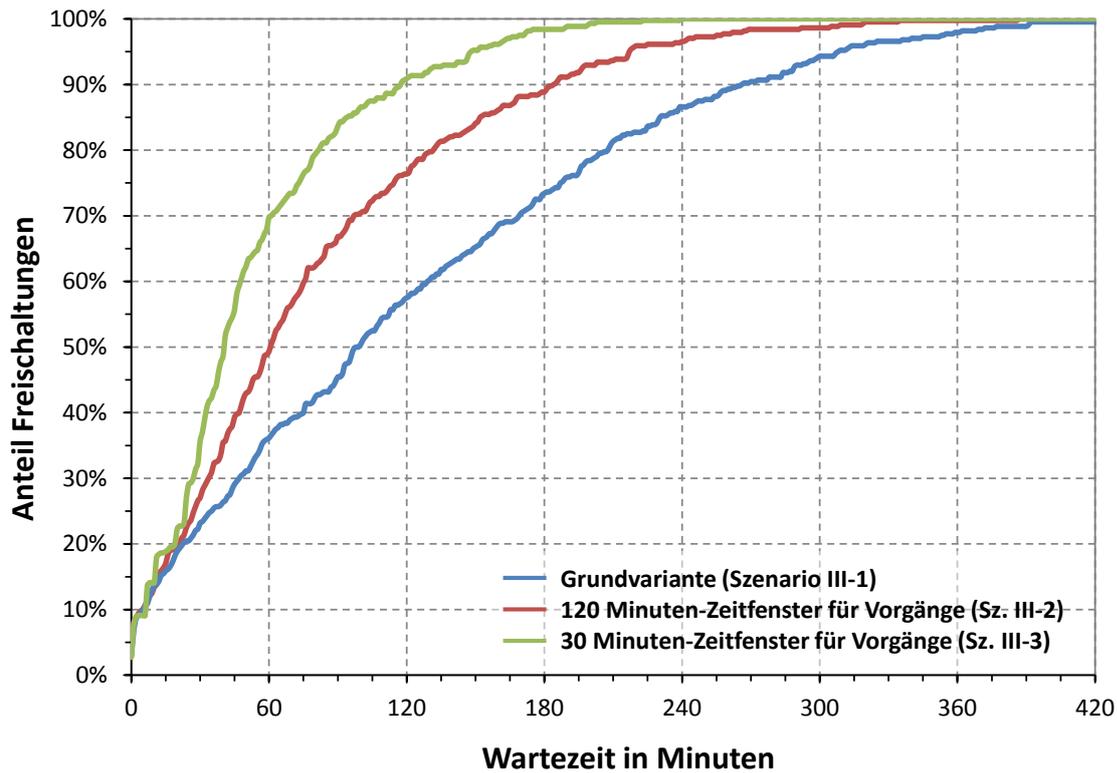


Abbildung 59: Empirische Verteilungsfunktion über die Wartezeit der HS-Freischaltmaßnahmen für Szenario III und Organisationsvariante O1

Ort durchführen, in einem Zweischichtsystem (Früh- und Spätschicht) eingeteilt werden und zum anderen ist ein flexibler Arbeitszeitbeginn sinnvoll. Damit erzielt man die volle Flexibilität in der Maßnahmenplanung und kann die zeitliche Abfolge der einzelnen Freischaltmaßnahmen optimal aufeinander abstimmen.

#### 4.3.2.2 Prozessoptimierungen

Die Arbeitsauslastung ist im Wesentlichen durch die Prozesse und die durchzuführenden Prozessschritte definiert. Dabei bestehen in der Prozessbearbeitung mögliche Optimierungspotenziale, die mit Hilfe dieses Optimierungsmodells auch quantitativ bewertet werden können. In diesem Kapitel sollen zwei exemplarische Prozessoptimierungen für die Durchführung der Freischaltungen betrachtet werden.

Ein Beispiel für die Optimierung der Prozessabläufe ist die Organisation der „Datenaktualisierung“ des Leitsystems. Wie in Kapitel 3.3 erläutert wird dieser Prozessschritt notwendig, wenn sich einzelne Betriebsmittel oder die Netzstruktur ändern. Wird zum Beispiel eine neue Station im Mittelspannungsnetz errichtet, so muss diese Station vor der Zuschaltung und Inbetriebnahme auch im Leitsystem eingepflegt werden, da die Leitstelle darauf angewiesen ist, dass zu jedem Zeitpunkt ein exaktes Abbild des Netzes im Leitsystem vorhanden ist. Die Datenaktualisierung wird in den bisher betrachteten Prozessen von den Leitplatzressourcen durchgeführt. Ist diese Datenaktualisierung vor

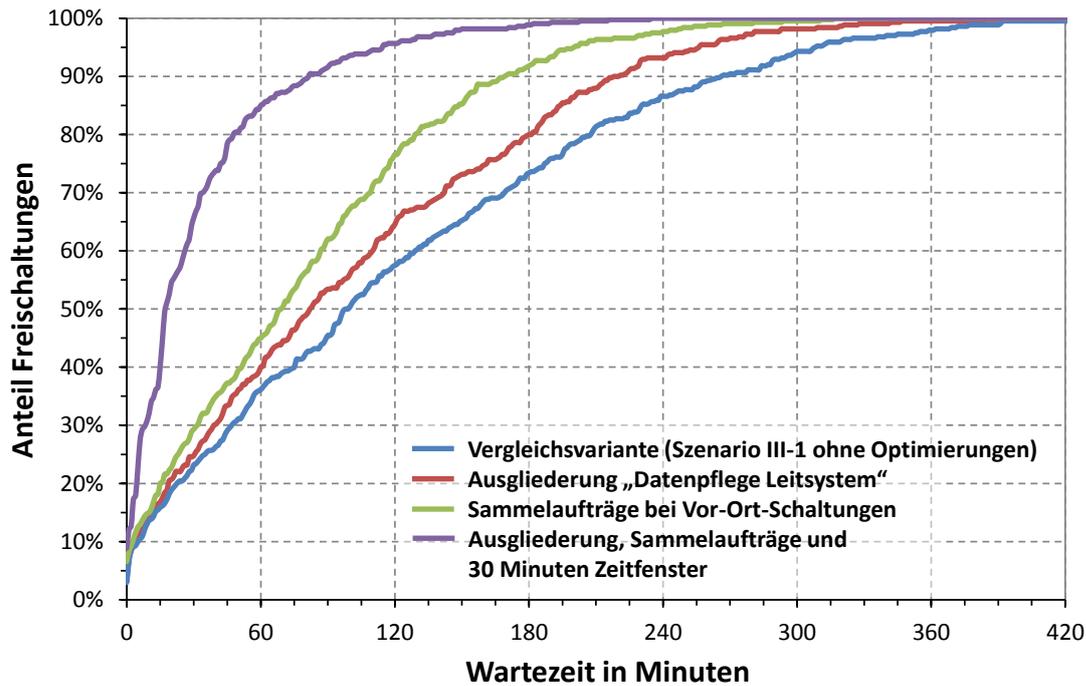
der Rückschaltung noch nicht erfolgt, so verschiebt sich die Rückschaltung solange bis die Aktualisierung durchgeführt ist. Eine Optimierungsmöglichkeit besteht nun darin, dass diese Aufgabe an eine andere Stelle innerhalb der Leitstellenorganisation (z. B. in das Backoffice) übertragen wird. Dieses ist insbesondere in den Zeiten sinnvoll, wenn ein sehr hohes Arbeitsaufkommen in der Leitstelle für die Leitplatzressourcen herrscht.

Ein weiteres Optimierungspotenzial besteht in den Schaltungsprozessen. In den Mittelspannungsnetzen müssen eine Vielzahl von Schalthandlungen vor Ort durchgeführt werden. Diese werden von der Leitplatzressource an den Schaltberechtigten vor Ort angewiesen, dort durchgeführt, anschließend an die Leitstelle zurückgemeldet und dort im Leitsystem nachgeführt. Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass insbesondere die Fahrzeit der operativen Ressourcen zwischen zwei Vor-Ort-Schalthandlungen der Leitplatzressource die Möglichkeit geben, andere parallele Vorgänge weiterzuführen. Deshalb werden heute schon vielfach im Mittelspannungsnetzbetrieb sog. Sammelaufträge an die Schaltberechtigten vergeben. Diese Sammelaufträge beinhalten mehrere Schalthandlungen hintereinander, wodurch die Zeitspanne, bis sich der Mitarbeiter für die nächsten Schalthandlungen wieder meldet, vergrößert wird. Somit kann die Leitplatzressource in dieser Zeit mehrere Vorgänge parallel und ohne Unterbrechung bearbeiten. In dieser exemplarischen Untersuchung werden jeweils zwei hintereinander folgenden Schalthandlungen vor Ort als jeweils ein Sammelauftrag gebündelt vergeben.

Abbildung 60 zeigt die Ergebnisse für die resultierenden Wartezeiten der beiden Prozessoptimierung gegenüber der Vergleichsvariante (Szenarios III-1 ohne Optimierungen). Die Ausgliederung der Datenpflege in das Backoffice erzielt eine Verringerung der Wartezeiten zwischen 10 und 30 Minuten für die einzelnen Maßnahmen. Die Einführung von Sammelaufträgen hingegen verringert die Wartezeiten gegenüber der Vergleichsvariante (Szenario III-1) deutlich stärker. Während in der Vergleichsvariante 40 % der Maßnahmen eine Wartezeit von mehr als 120 Minuten haben, reduziert sich dieses durch die Sammelaufträge auf ca. 20 % der Maßnahmen.

Werden zusätzlich zu den Prozessoptimierungen auch die Arbeitszeiten der operativen Ressourcen angepasst, d. h.

1. die Maßnahmen werden zeitlich optimiert getaktet,
2. die Datenaktualisierung ausgegliedert und
3. Sammelaufträge für Schaltungen vor Ort erteilt,



**Abbildung 60: Empirische Verteilungsfunktion der Wartezeit der Freischaltmaßnahmen für Szenario III-1 mit und ohne Prozessoptimierungen und Organisationsvariante O1**

so kann für 85 % aller Freischaltmaßnahmen die Wartezeit auf unter 60 Minuten begrenzt werden. Insgesamt reduziert sich für Szenario III die Wartezeit von ursprünglich insgesamt 44,2 Stunden<sup>15</sup> (Vergleichsvariante Szenario III-1 ohne Optimierungen) sehr deutlich auf nur noch 11,8 Stunden<sup>16</sup> (alle Optimierungen), was zu erheblichen Prozesskosteneinsparungen führt.

### 4.3.3 Optimierungspotenziale für den Großstörungsfall

Szenario IV stellt ein für die Organisation der Netzleitstellen und des operativen Netzbetriebs extremes Störungsszenario dar. Innerhalb der kurzen Zeitspanne von nur 36 Stunden kommt es hervorgerufen durch ein Orkantief zu insgesamt 139 Mittel- und Niederspannungsstörungen im Netzgebiet A, die von der Netzleitstelle A zusammen mit den operativen Ressourcen vor Ort bearbeitet werden müssen. In den einzelnen Varianten wird sowohl die Anzahl der operativen Ressourcen vor Ort als auch der Leitplatzressourcen variiert. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die betrachteten Organisationsvarianten der betrachteten Netzleitstelle A.

<sup>15</sup> Das bedeutet durchschnittlich 2 Stunden pro Maßnahme.

<sup>16</sup> Das bedeutet durchschnittlich 0,5 Stunden pro Maßnahme.

Tabelle 7: Organisationsvarianten für Szenario IV

Anzahl Leitplatzressourcen (Leitstelle A)				
Organisationsvariante	Frühschicht	Spätschicht	Nachtschicht/ Wochenende	Unterstützung durch Krisen- zentrum
<b>O10</b>	2	2	2	Nein
<b>O11</b>	3	3	3	Nein
<b>O12</b>	4	4	4	Nein
<b>O13</b>	2	2	2	Ja, für NS- Störungen
<b>O14</b>	3	3	3	Ja, für NS- Störungen
<b>O15</b>	4	4	4	Ja, für NS- Störungen

Abbildung 61 zeigt die durchschnittliche Leitplatzauslastung für Organisationsvarianten O10 bis O12 während des gesamten Störungsszenarios. Wie zu erkennen ist, kommt es innerhalb der ersten Stunde nach Eintritt der ersten Störungsereignisse durch das Orkantief zu einer Vollausslastung der Leitplatzressourcen. Je mehr Leitplatzressourcen nun zur Verfügung stehen, desto schneller können die Störungen bearbeitet und die unterbrochenen Kunden wiederversorgt werden. Bei vier verfügbaren Leitplatzressourcen (Organisationsvariante O12) sind alle Störungen innerhalb von 24 Stunden vollständig bearbeitet, während die Organisationsvariante O11 mit drei Leitplatzressourcen ca. fünf

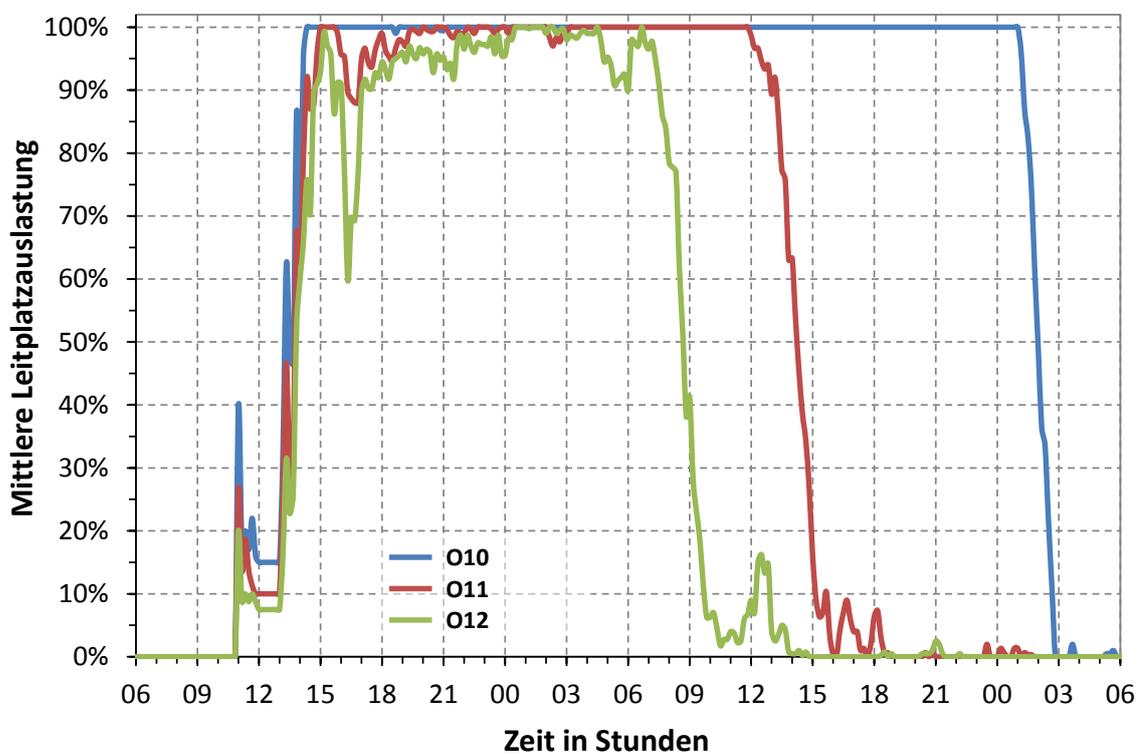


Abbildung 61: Mittlere Leitplatzauslastung für Szenario IV für die Organisationsvarianten O10 bis O12 und 100 % der zur Verfügung stehenden operativen Ressourcen

Stunden mehr für die Wiederversorgung aller unterbrochenen Kunden benötigt. Die Organisationsvariante O10 mit nur zwei Leitplatzressourcen benötigt hingegen insgesamt 40 Stunden mehr bis zur vollständigen Wiederversorgung aller Kunden. Vor allem sind es die Niederspannungsstörungen, die einen entsprechend langen Aufschub haben. Neben den Ressourcenengpässen bei den operativen Mitarbeitern erweist sich insbesondere die begrenzte Ressourcenkapazität in der Netzleitstelle als „Flaschenhals“. Die durch die Vielzahl von Niederspannungsstörungen verursachte Meldungsflut und die anschließende Meldungsbearbeitung und Ressourcendisposition ist für die hohen Wartezeiten bei der Störungsbearbeitung verantwortlich.

Eine Möglichkeit der Reduzierung dieses Arbeitsbedarfs besteht darin, dass die Niederspannungsmeldungsbearbeitung im Großstörungsfall nicht von den Leitstellenmitarbeitern durchgeführt wird. Diese sind schon durch das Störungsgeschehen in den Mittelspannungsnetzen sehr stark gefordert. In der Praxis wird deshalb häufig auch das Störungsmanagement für die Niederspannung an ein sog. Krisenzentrum übertragen (Organisationsvarianten O13 bis O15). Hier werden die Niederspannungsstörungen zentral bearbeitet und die notwendigen operativen Ressourcen disponiert. Abbildung 62 zeigt

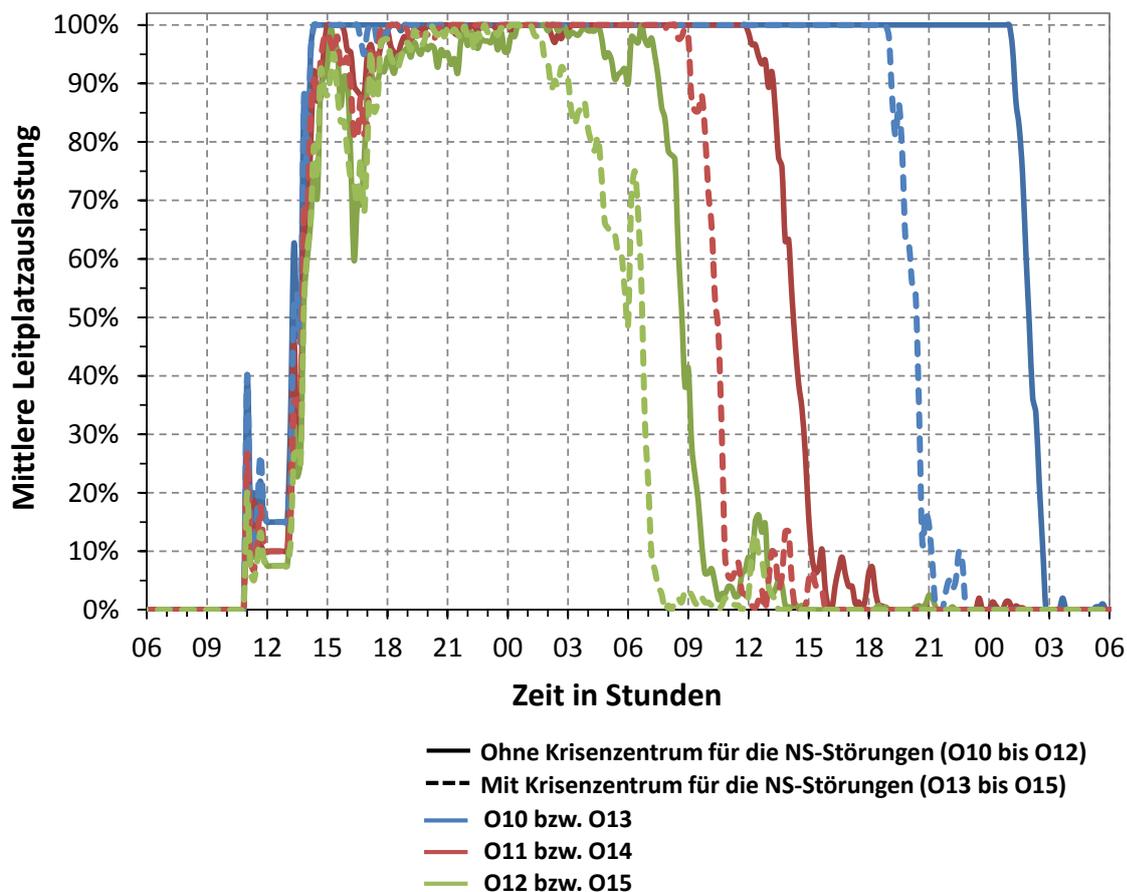


Abbildung 62: Mittlere Leitplatzauslastung für Szenario IV für die Organisationsvarianten O10 bis O12 (ohne Krisenzentrum) und O13 bis O15 (mit Krisenzentrum) und 100 % der zur Verfügung stehenden operativen Ressourcen

die Auswirkungen dieser Ausgliederung des Störungsmanagements der Niederspannungsstörungen für die resultierende Leitplatzauslastung in der Leitstelle und die Verkürzung der Störungszeiten.

Abbildung 63 und Abbildung 64 stellen die nach Spannungsebenen differenzierte mittlere Unterbrechungsdauer für die Störungen dar. Über die Gleichungen (2-3) bzw. (2-5) lässt sich aus der mittleren Unterbrechungsdauer CAIDI auch die Auswirkungen der Organisationsänderungen auf die Nichtverfügbarkeit SAIDI bzw. ASIDI ableiten.

Für die Mittelspannungsstörungen lässt sich feststellen, dass die mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI und damit auch die Nichtverfügbarkeit SAIDI mit zunehmender Anzahl an Leitplätzen sinkt, da die Störungen mit weniger Wartezeit bearbeitet werden können. Für die Organisationsvarianten mit zwei bzw. drei Leitplätzen (O11 und O12) lässt sich ohne die Störungsbearbeitung durch das Krisenzentrum aber feststellen, dass mit zunehmender Anzahl operativer Ressourcen vor Ort die mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI ansteigt. Dies erstaunt zunächst.

Die Ursache liegt hier in der zuvor genannten hohen Arbeitsbelastung durch die Meldungs- und Ressourcendisposition für die Niederspannungsstörungen in der Leitstelle. Je mehr Ressourcen zur Verfügung stehen, desto mehr Ressourcendispositionen müssen auch durchgeführt um die operativen Ressourcen auf die zu bearbeitenden Störungen zuzuordnen. Stehen weniger operative Ressourcen zur Verfügung, verteilen sich die

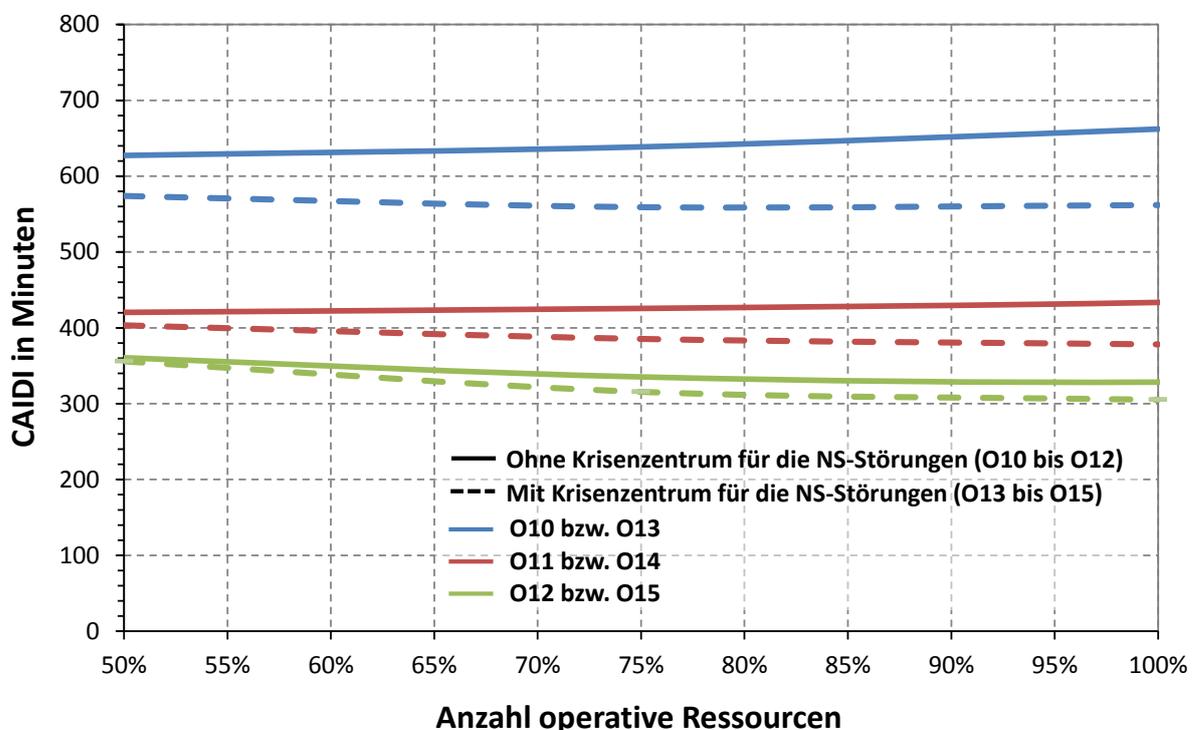


Abbildung 63: Mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI für die Mittelspannungsstörungen in Szenario IV in Abhängigkeit der Organisationsvarianten O10 bis O15 und der operativen Ressourcenanzahl (bezogen auf die Ist-Organisation, 100 %-Wert)

Ressourcendispositionen über einen längeren Zeitraum. Durch die Unterstützung des Krisenzentrums (O13 bis O15) bzw. ab vier Leitplätzen (O12) ist dieser Effekt der steigenden Unterbrechungsdauer CAIDI nicht mehr vorhanden.

Für die Mittelspannungsstörungen lässt sich zudem feststellen, dass die Leitstellendimensionierung im Großstörungsfall einen wesentlich höheren Einfluss auf die mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI und damit die Nichtverfügbarkeit ASIDI hat, als die Ressourcendimensionierung der operativen Ressourcen. So verringert sich bei Organisationsvariante O10 durch eine weitere Leitplatzressource die mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI von ca. 650 Minuten auf ca. 420 Minuten bei Organisationsvariante O11 deutlich. Dagegen verringert sich durch eine Verdopplung der operativen Ressourcen (von 50 % auf 100 %) in Organisationsvariante O12 die mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI nur um ca. 30 Minuten. Dies unterstreicht die Wichtigkeit einer ausreichenden Dimensionierung der Netzleitstelle im Großstörungsfall nachdrücklich.

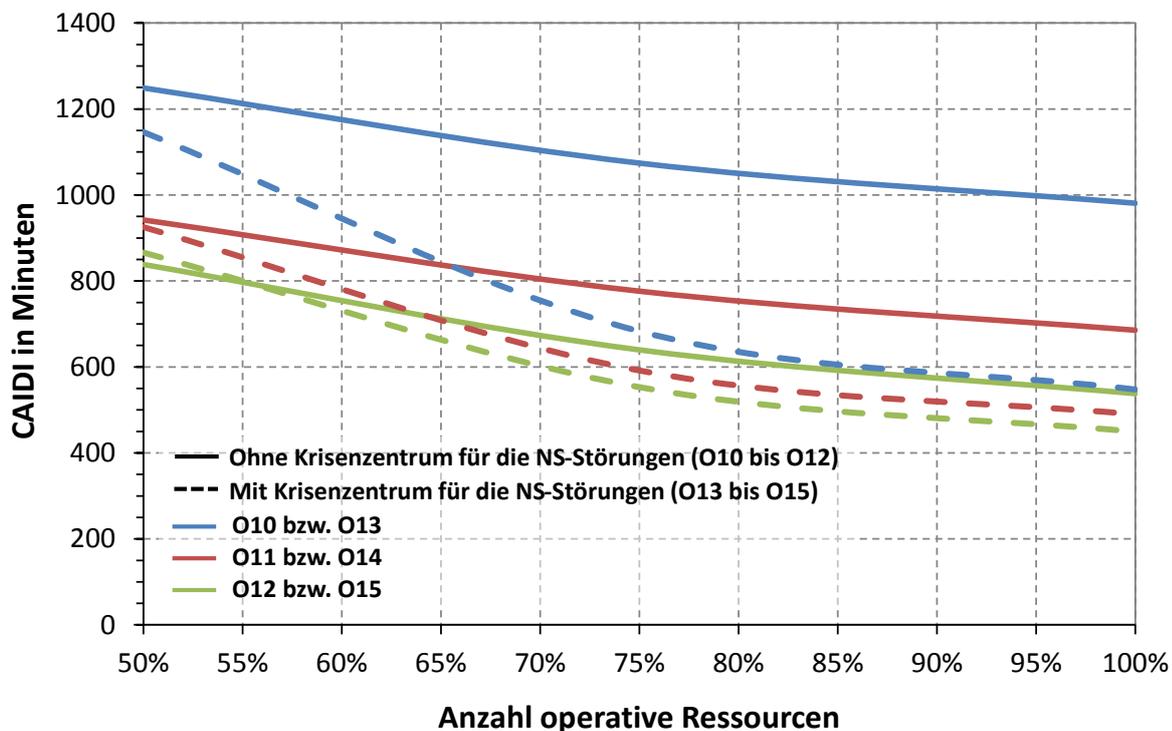


Abbildung 64: Mittlere Unterbrechungsdauer CAIDI für die Niederspannungsstörungen in Szenario IV in Abhängigkeit der Organisationsvarianten O10 bis O15 und der operativen Ressourcenanzahl (bezogen auf die Ist-Organisation, 100 %-Wert)

Für die Niederspannungsstörungen ist dieses nicht in dem gleichen Maße der Fall. Die mittlere Unterbrechungsdauer und damit auch die Nichtverfügbarkeit ist für Niederspannungsstörungen wesentlich stärker abhängig von der Anzahl verfügbarer operativer Ressourcen vor Ort, da die Netzleitstelle nach der Ressourcendisposition so gut wie gar nicht mehr in den weiteren Entstörungsprozess eingebunden ist. Das Ergebnis in Abbil-

dung 64 zeigt aber auch den deutlichen positiven Effekt für das Störungsmanagement in der Niederspannung, wenn dieses in ein Krisenzentrum ausgegliedert wird.

#### **4.4 Ableitung grundsätzlicher Organisationskriterien für Netzleitstellen**

In diesem Kapitel sollen noch einmal die wesentlichen Erkenntnisse aus den zuvor gezeigten Prozessanalysen zusammengefasst und grundsätzliche Organisationskriterien für die Ausgestaltung von Leitstellenorganisationen in Verteilungsnetzen dargestellt werden.

1. Die Anzahl der Leitplatzressourcen beeinflusst die Vorgangsbearbeitung von Störungen und von Freischaltmaßnahmen. Je geringer die Anzahl der Leitplatzressourcen innerhalb einer Schicht ist, desto höher werden die Wartezeiten durch den gleichzeitigen Zugriff der operativen Ressourcen vor Ort auf die zentralen Ressourcen in der Netzleitstelle. Dabei sind die resultierenden Wartezeiten bei Freischaltungen aufgrund der geringeren Priorität und der deutlich höheren Gleichzeitigkeit von parallelen Maßnahmen gegenüber Störungen deutlich größer.
2. Wird eine in Abhängigkeit des Arbeitsaufkommens hinreichende Anzahl an Leitplatzressourcen unterschritten, steigen durch die sehr hohe Arbeitsauslastung die Wartezeiten stark überproportional. Dabei kommt es bei den Freischaltungen schon wesentlich früher zu extrem großen Wartezeiten als bei Störungen. Maßgeblich für die Dimensionierung der Leitstellenorganisation ist daher insbesondere das Arbeitsaufkommen durch die Freischaltmaßnahmen.
3. Eine über einen längeren Zeitraum bestehende Vollauslastung der Leitplatzressourcen sollte vermieden werden, da dieses immer unmittelbar zu hohen Wartezeiten führen kann.
4. Bei einem hohen Arbeitsaufkommen für die Netzleitstelle kann durch eine übergreifende Arbeitsweise mit anderen Leitstellen eine bessere Kapazitätsauslastung und damit höhere Produktivität erzielt werden. Insbesondere ist diese übergreifende Arbeitsweise für Freischaltmaßnahmen effizient. Besonders wirkungsvoll ist eine übergreifende Unterstützung durch die HS-Leitstellen, da die Freischaltmaßnahmen in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen zu einem großen Teil zeitlich entkoppelt werden können.
5. Eine optimierte Zeitplanung der einzelnen Freischaltmaßnahmen führt zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Leitstelle und damit zu einer deutlichen Verringerung der Wartezeiten.

6. Aufgaben, die nicht notwendigerweise von den Mitarbeitern an den Leitplätzen durchgeführt werden müssen (Beispiel der Datenaktualisierung im Leitsystem), sollten ausgegliedert werden und an anderer zentraler Stelle bearbeitet werden. Dieses gibt den Mitarbeitern die Möglichkeit, die tatsächlich notwendigen Aufgaben insbesondere in Stoßzeiten optimal durchzuführen.
7. Die in der Praxis schon vielfach vorzufindende Möglichkeit von Sammelaufträgen für Schalthandlungen durch den Schaltdienst vor Ort führen zu einer besseren Kapazitätsauslastung der Leitstelle. Insbesondere können so mehr Maßnahmen mit weniger Unterbrechungen von den Leitstellenmitarbeitern parallel durchgeführt werden.
8. Das Nutzen sämtlicher Prozessoptimierungen zusammen führt insbesondere bei einer sehr hohen Arbeitsbelastung der Netzleitstelle zu einer signifikanten Reduzierung der Wartezeiten und damit zu einer deutlichen Kostensenkung der Eigenleistungs- und Fremdleistungskosten bei den Instandhaltungsmaßnahmen.
9. Der Einfluss der Leitstellenorganisation auf die Kenngröße Nichtverfügbarkeit ist für das normale Störungsgeschehen (sog. Störungsrauschen) nicht signifikant. Die Nichtverfügbarkeit wird hauptsächlich durch die Betriebsorganisation der operativen Ressourcen bestimmt.
10. Im Großstörungsfall und auch schon bei Störungshäufungen ist die Leitstellendimensionierung der entscheidende Prozessfaktor („Flaschenhals“) im Entstörungsmanagement. Kommt es hier durch die Leitstellenorganisation zu Engpässen, so sind die Auswirkungen auf die Unterbrechungsdauern und damit auch auf die Nichtverfügbarkeit signifikant größer als durch Engpässe in der operativen Betriebsorganisation.
11. Das Störungsmanagement für die Niederspannungsstörungen sollte im Großstörungsfall in einen Krisen- oder Notfallstab ausgegliedert werden, sodass sich die Leitstellen auf die Bearbeitung der Mittelspannungsstörungen konzentrieren können. Dieses sorgt für eine schnellere Bearbeitung der MS-Störungen, insbesondere aber für eine schnellere Bearbeitung der Niederspannungsstörungen im Netzbetrieb.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Anreizregulierung übt durch die Entkopplung der Erlöse von den Kosten in vielfacher Hinsicht einen Rationalisierungsdruck auf die Netzbetreiber aus und verlangt von den Netzbetreibern Optimierungen bei allen Kostenbestandteilen. Diese Gesamtkostenoptimierung kann nur durch eine gemeinsame Betrachtung der Kapital- und der Prozesskostenoptimierung gelingen.

Neben dem auf den Netzbetreibern grundsätzlich lastenden Druck zur Senkung der Betriebskosten und zur Steigerung der Prozesseffizienz, stehen Netzleitstellen gleichzeitig vor der Herausforderung von wachsenden Leistungsanforderungen durch die sich im Rahmen der Energiewende verändernden Verteilungsnetze. So führt die ansteigende Integration dezentraler Erzeuger zu komplexeren und volatileren Lastflüssen in allen Netzebenen der Verteilungsnetze. Dieses erfordert intelligentere Netze und Betriebsmittel, die zukünftig in der Netzführung zu einem Anstieg der zu verarbeitenden Informationsmenge führt.

In dieser Arbeit wurde zum ersten Mal ein gesamthaftes und vollständiges Optimierungsmodell für die Netzleitstellen und den operativen Netzbetrieb von Verteilungsnetzen erarbeitet. Die Verknüpfung der beiden Teilaspekte Netzführung und operativer Netzbetrieb ermöglicht die detaillierte Nachbildung der gegenseitigen prozessualen Abhängigkeiten und garantiert so die Bestimmung eines Gesamtoptimums. Somit wird verhindert, dass sich ein Organisationsbereich zu Lasten des Gesamtsystems optimiert. Dabei können unterschiedliche Konzepte hinsichtlich der Prozessabläufe, der Regionalstrukturen sowie der Organisation, Ausgestaltung und Dimensionierung systematisch auf Basis vorgegebener Kriterien abgebildet und bewertet werden. Das übergreifende Modell für die Netzführung und den operativen Netzbetrieb bildet die zentralen und dezentralen Prozesse des Störungs- und Freischaltungsmanagements derart ab, dass eine Kombination aus der Festlegung einer Netzleitstellenorganisation und einer korrespondierenden operativen Netzbetriebsorganisation übergreifend optimiert werden kann. Ebenso lassen sich Veränderungen in der Ablauforganisation und Prozessgestaltung quantitativ bewerten und so ihre Auswirkungen beispielsweise auf die Auslastung der Netzleitstelle(n) und Leitplätze, die Versorgungsqualität, die Reaktionszeiten im Störfall oder die Wartezeiten für Schaltmaßnahmen im operativen Netzbetrieb analysieren. Das Modell ermöglicht vor allem zunächst die Auswirkungen auf die Kostenseite (Wartezeiten, etc.) zu ermitteln. Darüber hinaus ermöglicht das Modell eine Abschätzung der Auswirkungen auf die Einnahmen auf Basis des durch die Anreizregulierung

festgelegten Erlöspfad. Dies gilt insbesondere für den Qualitätsbonus, der durch die Leistungsfähigkeit der Netzleitstellen maßgeblich beeinflusst wird.

Ausführliche Prozessanalysen mit Hilfe des Modells haben gezeigt, dass durch die Dimensionierung der Leitstellenorganisation besonders signifikant der operative Netzbetrieb in Form von Wartezeiten und Freischaltmöglichkeiten bei planbaren Tätigkeiten beeinflusst wird. Hier wirken sich Engpässe in der Leitstellenorganisation schon wesentlich früher auf die entstehenden Wartezeiten für die operativen Ressourcen vor Ort aus, als bei Störungen.

Wird dabei eine gewisse Mindestanzahl an Leitplatzressourcen unterschritten, so ergeben sich für den Netzbetrieb nicht mehr tolerierbare Wartezeiten. Damit kommt es zu einem deutlichen Kostenanstieg für die Maßnahmendurchführung im operativen Bereich.

Hier können gezielte Prozessanalysen mit Hilfe von Simulationsrechnungen auf Basis des Modells Prozessineffizienzen aufdecken und somit lassen sich Verbesserungspotenziale ermitteln. So führt eine optimierte Terminplanung mit verbindlichen Startterminen für die Freischaltungsmaßnahmen und die Nutzung von Sammelaufträgen für Schaltmaßnahmen zu einer erheblichen Verbesserung der Leitstellenauslastung.

Ebenso sollten Aufgaben, die nicht zwingend von den Leitplatzressourcen durchgeführt werden müssen, in ein Backoffice ausgliedert werden. So können selbst zu Stoßzeiten erhebliche Wartezeiten vermieden werden.

Zu einer besseren Kapazitätsauslastung der Leitplatzressourcen und damit zu einer höheren Produktivität führt auch die Einführung von gebietsübergreifenden Arbeitsformen. Insbesondere eignet sich hier die Kooperation der Mittelspannungsleitstellen mit den Hochspannungsleitstellen. Dieses erfordert allerdings neben der technischen Umsetzbarkeit auch eine höhere Koordination der Leitplatzressourcen untereinander, damit weiterhin ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist. Diese Koordinationsfunktion kann zu einem großen Teil durch die modernen Netzleitsysteme bereitgestellt werden.

Während im normalen Störungsmanagement (Störungsruschen) die operative Betriebsorganisation gegenüber der Netzleitstelle einen höheren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat, ändert sich dieses signifikant bei Störungshäufungen oder gar im Großstörungsfall. In diesen Fällen ist die Leitstellenorganisation der entscheidende Prozessengpass und beeinflusst wesentlich mehr die Unterbrechungsdauer und die Nichtverfügbarkeit als die Organisation der operativen Ressourcen.

Jedes wissenschaftliche Forschungsthema ist niemals endgültig und vollständig abgeschlossen, sondern bildet immer den Grundstein für weitere Forschungsarbeiten. Diese

Arbeit stellt auch hier keine Ausnahme dar. Für zukünftige Arbeiten ist insbesondere eine Erweiterung auf den Leitstellenbetrieb von Querverbundunternehmen sinnvoll, um auch hier Optimierungsentscheidungen mit quantitativen Modellen zu unterstützen. Das erfordert eine Erweiterung der Modellierung um die Betriebsprozesse in den Gas- und Wasserversorgungsnetzen und insbesondere eine Abbildung der Betriebsentscheidung bei zeitgleichen Störungen unterschiedlicher Sparten. Für die operative Betriebsorganisation ist in [32] schon die Erweiterung für einen Querverbundbetrieb erfolgt. Dieses gilt es nun auf die Netzleitstellen zu übertragen.

Ebenso ist eine perspektivische Ankopplung des Simulationsmodells an Workforce-Management-Systeme sinnvoll. Somit kann aus diesem bisher sehr strategisch ausgerichteten Modell ein Werkzeug für die operative Planung der Freischaltmaßnahmen werden. So lassen sich bereits während der Planung und Terminierung der einzelnen Freischaltmaßnahmen die Auswirkungen in Form von Auslastungen der Leitplatzressourcen und resultierender Wartezeiten bestimmen. Dieses führt zu einer deutlich verbesserten operativen Planung und Auslastung der zur Verfügung stehenden Ressourcen.



## 6 English Summary<sup>17</sup>

Current power grids are getting more and more complex and require sophisticated, precise operation and control. Starting with the European recommendation (20-20-20-agenda) that 20 % of Europe's energy should obtain from renewable sources by the year 2020, new issues have occurred in power systems. Due to the high penetration with renewable energy sources, the secure and reliable operation of modern power grids in Europe represents a competitive task. Monitoring and controlling such systems is becoming more and more difficult and control centres will be more than ever before the central nerve system of the new smart power grid. But the benefits of the evolution of the smart power grids towards more operational flexibility will mainly depend on the ability of the control centre staff to operate as quickly and effectively as possible. Bottlenecks in control centres availability lead to a delay in the re-supply process and therefore influence the quality of supply indices. Furthermore such a bottleneck influences the schedule processing of planned maintenance work and could lead to operating delays and as a consequence to higher maintenance costs.

The availability of control centres is influenced by several parameters of the organisation of the control centres staff. First of all it is influenced by number and qualification of the employees during the different shifts (in general: morning-, afternoon- and night-shift) and the number of available SCADA-system workstations (control stations). Furthermore the size of the grid areas of responsibility for incident clearance and planned work has an important impact on the resulting availability, too.

This work proposes a detailed operation model for control centres of high-/medium- and low-voltage grids. The model is based on a time-driven queuing network, which is combined with a full HV-/MV-/LV-grid field operation model. This combination allows analysing interdependencies between the organisation and configuration of control centres on the one hand and the field operation workforce for planned work and incident clearance on the other hand. Furthermore it's possible to quantify the process interdependencies between HV- and MV-control centre operation organisations. The new model is able to simulate the complete control centre processes starting with daily switching planning, switching actions for planned work in the grid and -most important- clearing of randomly occurring incidents and outages (Figure 65).

---

<sup>17</sup> Parts of this summary were published before in [104] and [116].

This new control centre model is used in a comprehensive case study of a large distribution grid operator in Germany, who operates HV-/MV-/LV-grids. Crucial results of this case study are presented in this work, too.

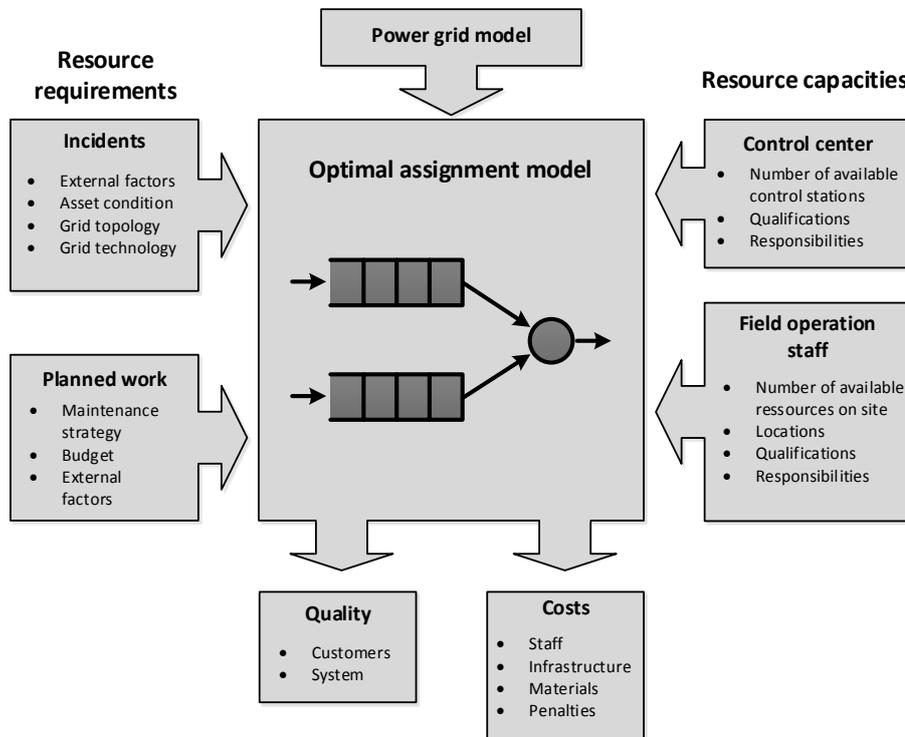


Figure 65: Schematic view of the control station model

## 6.1 Control centre operation model

### 6.1.1 Queuing model

Control centres are the key player in the re-supply process. They are responsible for the entire operation management like the assignment, activation and management of the filed resources on site. All switching actions during the re-supply process in case of outages are executed directly by remote control or indirectly ordered to field resources on site.

Based on the principal ideas of priority queuing-models of call centres, a simulation model for the main processes of planned work and incident clearance in HV-/MV-/LV-control centres is developed. The control centre is modelled as a multichannel queuing system with six different priority classes. A schematic view of the modelling approach is given in Figure 66. Each control station has six priority queues according to the number of priority classes. Depending on the organisation, the model allows to switch tasks from one control station to another, so that collaboration between control stations becomes possible.

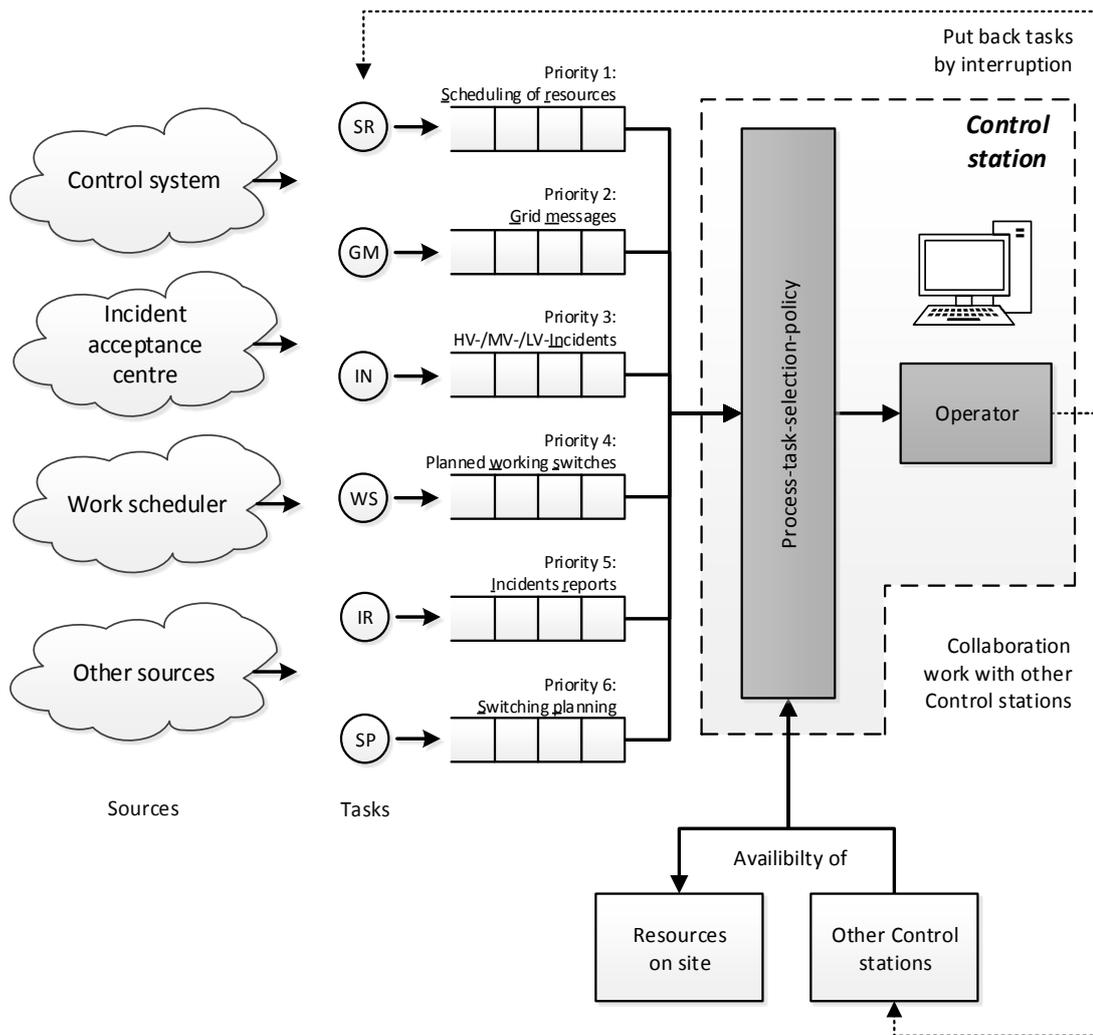


Figure 66: Schematic view of the queuing model [116]

There are two kind of routing policies describing this system: Control-station-selection-policy and process-task-selection-policy.

### 6.1.1.1 Control-station-selection-policy

The model incorporates control stations with different areas of responsibility, which can overlap each other (Figure 67). The areas of responsibility are time-dependent and allow to differentiate between periods of day (morning- and afternoon-shift) and night (night-shift). So it's possible to vary the number of available control stations for one area of responsibility during different shifts. Based on the definition of responsible areas for the control station, the control-station-selection-policy describes how a task is routed upon its responsible control station. In case of a large number of simultaneous incidents, e.g. due to a storm or affected by heavy thunderstorms, the number of parallel processes for one control station can reach a certain limit and the control station needs to block new upcoming tasks with lower priority. To keep control of the parallel re-supply processes, no further new incident is being served by this control station until some current pro-

cesses are completed. This concerns in particular planned switches and new incidents of lower priority. New grid messages are still served with the highest priority. If possible new or open tasks of planned switches are moved another control station with the same responsibility for this area. If no other control station is available new tasks have to wait in the queue.

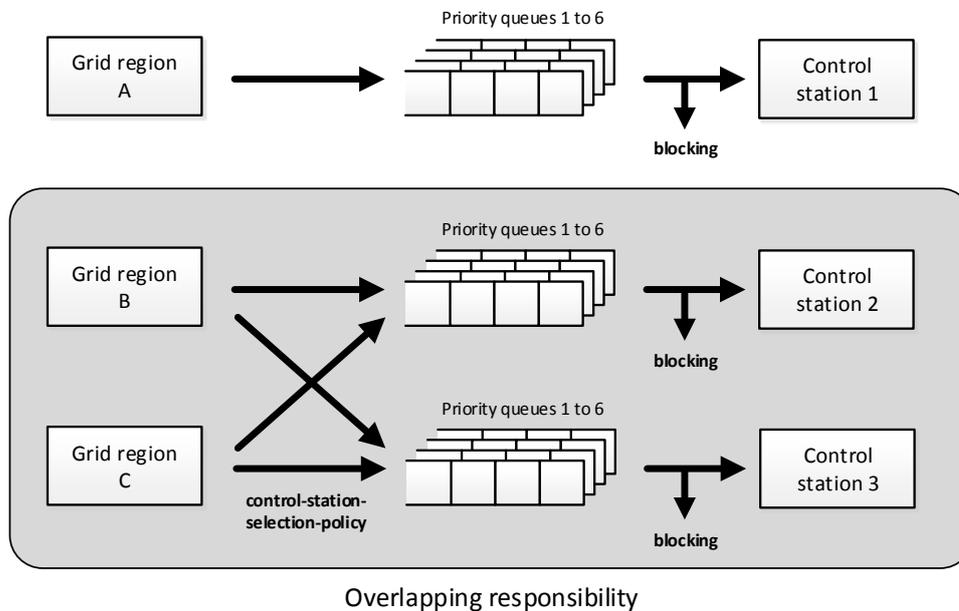


Figure 67: Schematic view of the control-station-selection-policy [104, 116]

### 6.1.1.2 Process-task-selection-policy

The process-task-selection-policy addresses the question which waiting open task is served next, if more than one task is waiting for the operator. The selection rules model in detail the operational practice of HV-/MV-/LV-control centres.

The process task selection rules differ for the different priority classes. Grid messages, switching for planned maintenance work and planning tasks are served according to the First-Come-First-Served rule. Incidents are prioritized according to their importance. Incidents with the highest priority are served first, those with lower priority have to wait, independent of their time of arrival into the system. In cases where the necessary field resource is not available on site, e. g. because it is travelling to the event, the control station chooses the next incident in the priority order, where the necessary resource is waiting on site to be served.

A upcoming new task will be served immediately by the first responsible control station. If the first free responsible control station is busy, but a second (back-up) responsible control station is available, the back-up station serves the upcoming task. If all possible responsible control stations are busy, the upcoming task joins the queue, if the

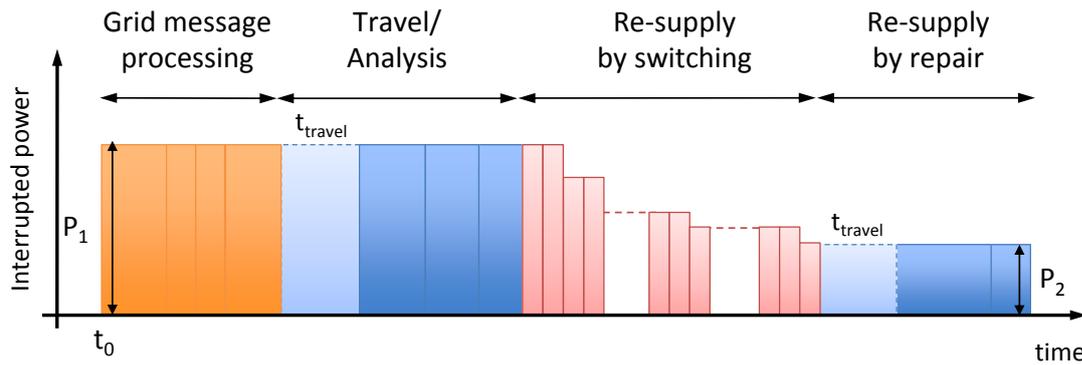
actual task of the control station has a higher priority. If the priority of the new task is higher the actual task stops and the upcoming task is served immediately. After finishing the process with the higher priority, the control station comes back to the lower priority task and continues.

### **6.1.2 Power grid model**

The supplied area and the associated power grid are modelled by a sufficiently large number of nodes. Each node is aggregating all the electrical grid equipment of its corresponding geographical area. With this representation all grid operation and control centre tasks (planned work, planning activities and incidents) are related to the corresponding node. The nodes are connected by a set of edges, which represent the spatial structure and characteristics of the supply area. The edges are described by the estimated travel time between two nodes. The travel time can be calculated online during the simulation with an open source routing algorithm. This routing algorithm takes OSM format data as input and calculates either the shortest or quickest route between two points. The resources can be modelled with different transportation types and speed limitations.

### **6.1.3 Process modelling of the control centre**

The core process of the control centre is to coordinate and manage the grid operation tasks (planned maintenance work and incidents). This new approach extends former work [30, 113] by much more detailed description of the re-supply process in these parts, where the control centre is directly process participant. Also the processes of planned working switches and switching planning are modelled detailed in different separate process stages with the interaction between the control centre and the external resources. Especially the process stage of switching actions needs to be modelled very detailed, because in this process stage numerous interaction between the different process participants (control centre, field resource on site and other superior control centres) takes place. The model is able to simulate complex switching programs with remote controlled switches, on site switching actions and coordinated switching actions with other superior control centres.



**Figure 68: Profile and process stages of an incident with interruption of MV-supply [104, 116]**

As an example for a control centre process the typical proceeding of MV-incidents with power interruption is depicted in Figure 68. Based on the concept of the grid operation model, incidents are characterized by the place and time of occurrence ( $t_0$ ), the interrupted power ( $P_1$ ) and the duration of the restoration process on-site, complemented with the process durations of the control centre. In particular the processing of the re-supply process in the four process stages grid message processing, analysis, re-supply by switching and re-supply by repair are represented in detail.

At all six different processes classes are defined to describe the essential interaction between control centres and field resources according to their priority:

- Grid message clearance
- HV-/MV-/LV-incidents with or without supply interruption
- Grid incident without necessary switching actions
- Switching actions for maintenance work in HV-/MV-grids
- Switching planning and other administrative tasks

Input data for all these of processes and their individual process stages can be estimated based on extensive analyses of historical data.

The simulation allows a comprehensive performance analysis of the processes and organisation. It's possible to calculate the desired workload of the control stations with the resulting delays for all defined processes. The combination with the full grid operation model and the individual modelling of each interruption of supply allows determining the resulting quality of supply (ASIDI, SAIDI, CAIDI, etc.). The calculated key indices can be used to analyse different organisation schemes of control centres and field operation staff. By comparing the key indices the most adequate organisation with respect to the given requirements can be selected.

## 6.2 Case Study

In this section we show exemplary results of a case study with the model for different control centre organisation options, based on an existing supply area. The aim is to illustrate how the relation between different configuration of control centre organisation options and the desired key indices can be analysed qualitatively and quantitatively.

### 6.2.1 Grid data and organisation schemes

The investigated region has an approximate size of 2.500 km<sup>2</sup> and includes both rural and urban areas. The corresponding grid consists of approximately 5.600 km of MV distribution network, 11.100 km of LV distribution network and 6.300 substations MV/LV. In the model, this area is represented by 63 nodes, each covering a zone with a diameter of approximately 8 km.

One exemplary week based on historical data is simulated. Table 8 shows the key data of the scenario.

**Table 8: Scenario set of the exemplary week**

number of incidents		Planned maintenance tasks
<i>MV</i>	<i>LV</i>	<i>MV</i>
47	48	66

The parameters of the organisation schemes of the control centre are given in Table 9. Three organisation schemes with different numbers of control stations are analysed. In all schemes the grid areas of responsibility for the control stations are overlapping.

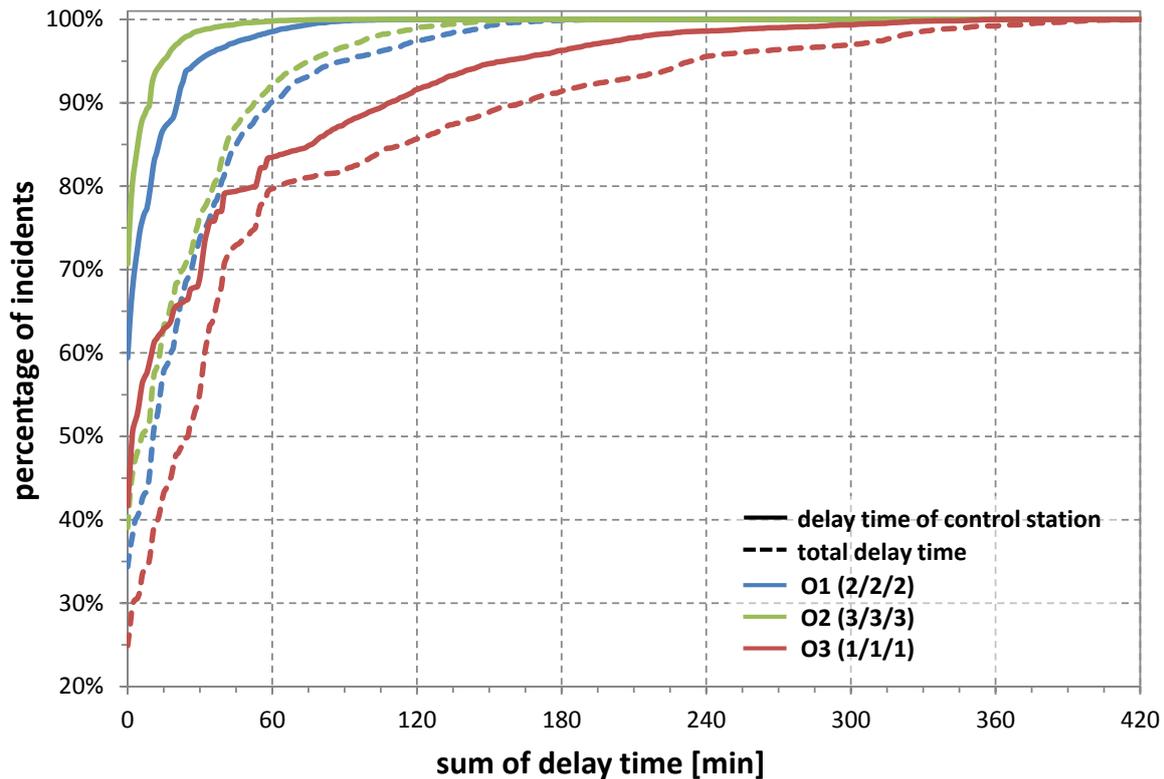
**Table 9: Organisation schemes**

<i>organisation scheme</i>	number of control stations		
	<i>morning</i>	<i>afternoon</i>	<i>night/ weekend</i>
<b>O1</b>	2	2	2
<b>O2</b>	3	3	3
<b>O3</b>	1	1	1

### 6.2.2 Results

#### 6.2.2.1 Delay time

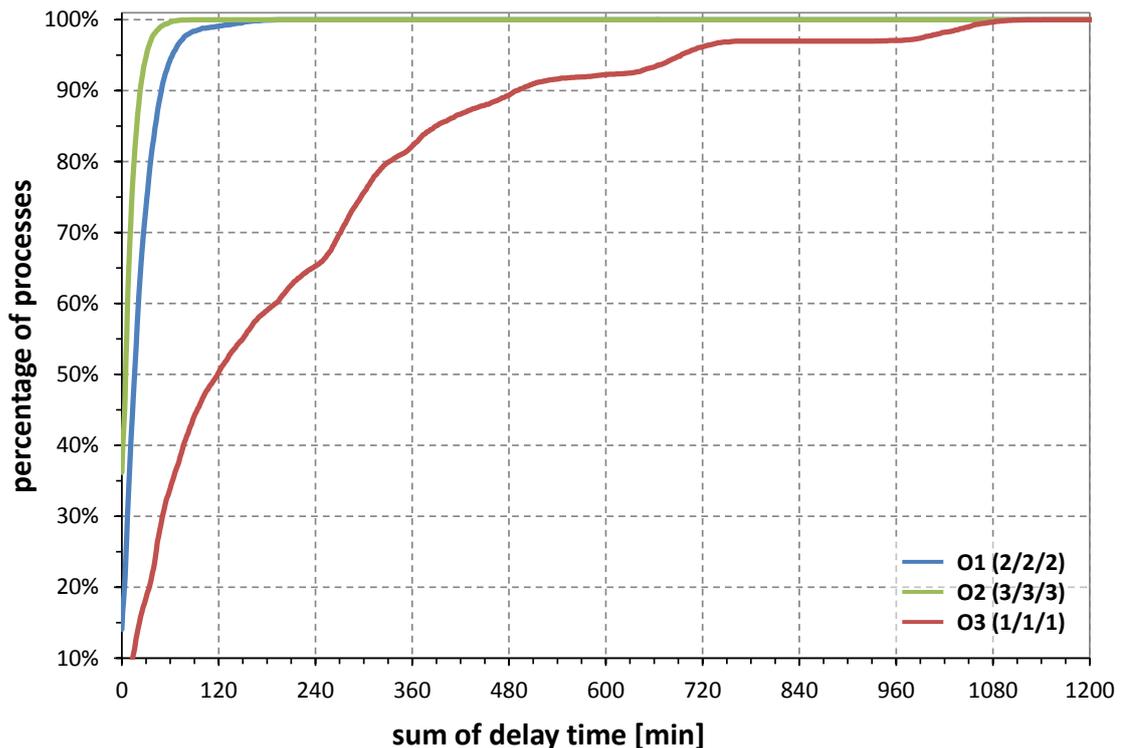
As a first example Figure 69 shows the empirical distribution function of the delay time of incidents for all incidents for organisation schemes O1 to O3.



**Figure 69: Empirical distribution function of the total delay time of incidents and the partial contribution of the control centres [116]**

With organisation scheme 1 (O1) 60 % of all incidents have no delay time and only 10 % of all incidents have a delay time of more than 20 minutes. With the increasing number of available control stations in organisation scheme 2 (O2) 10 % of all incidents have a delay time of more than 10 minutes. With a reduced number of available control stations in organisation scheme 3 (O3) the delay time in 90 % of the incidents rises. Organisation 3 (O3) results in a delay time of more than 110 minutes for 10 % of the incidents.

The results indicate a significant influence of the number of available control stations at day and at night on the delay time. Due to the moments of simultaneous interruptions, incidents of lower priority have to wait in the queue for being served. The resulting delay time increase with reduced number of control stations. In comparison to O1 and O2 the influence of the control centre organisation on the total delay time in O3 is larger. The bottleneck in O3 is the single control station with the largest share in the total delay time, while in O1 and O2 the unavailability of filed resources on site has the largest share in the total delay time.



**Figure 70: Empirical distribution function of the delay time of planned maintenance work [116]**

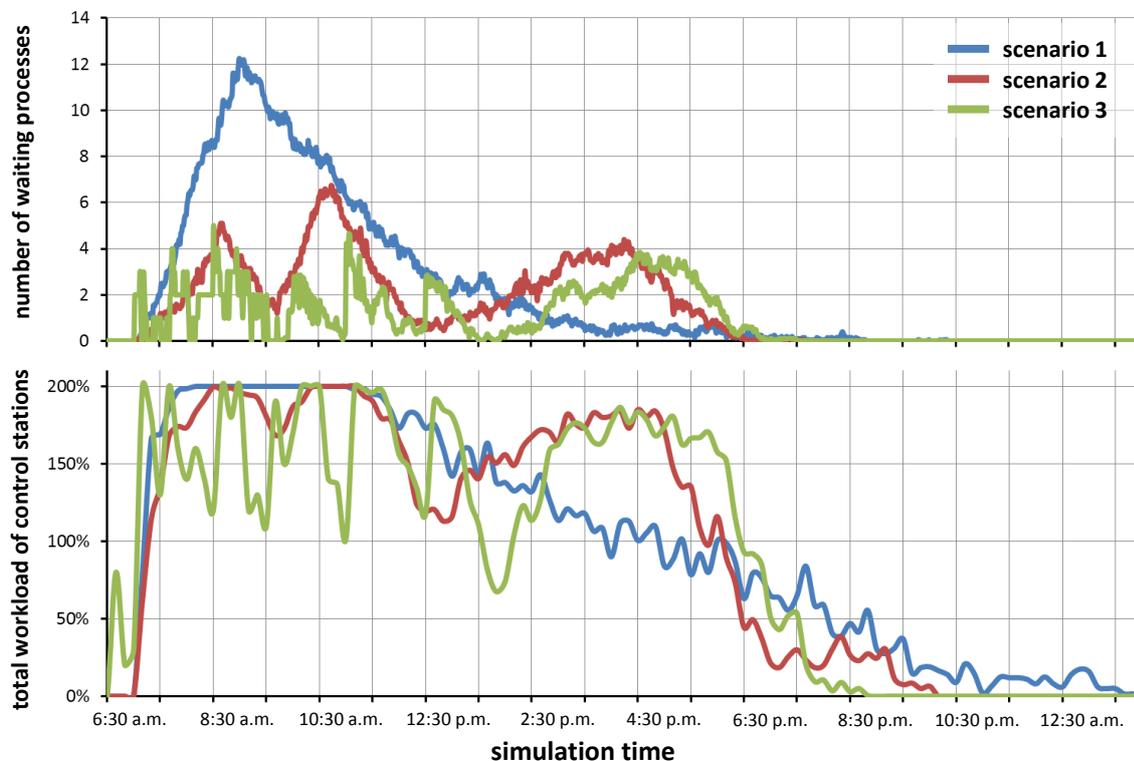
The empirical distribution function of the expected delay time of planned working switches for the different organisation schemes is shown in Figure 70. Organisation scheme O1 results in a delay time of more than 48 minutes for 10 % of all planned working switches and organisation schemes O2 results in a delay time of more than 22 minutes with the same probability. Organisation O3 leads to excessive delays of more than 484 minutes in 10 % of the cases.

In contrast to incidents the delay time of planned working switches is much longer and the influence of the number of available control stations on the delay time is significantly larger. This is due to two reasons: First, due to the lower priority of planned working switches the control station first serves the incidents. Second, most planned working switches start at the beginning of the day shift of the field resources. So a large number of planned switches are overlapping in the same time period, causing delays in the morning. This leads to delay times of planned switching tasks in the queue.

### 6.2.2.2 Workload of the control station

Beside the number of available control centres the delay time of planned working switches is influenced by the number of simultaneous tasks during the day. Figure 71 shows for one exemplary day the workload of the control stations and the queue length of the queuing system for organisation scheme 1 (O1). In **scenario 1** all planned working tasks start in the period between 7:00 - 9:00 a.m. (this means one task every 5.5

minutes). In **scenario 2** the tasks starts in two separated time slots (7:00 - 8:40 a.m., 9:40 - 10:40 a.m.) and in **scenario 3** the tasks starts in 12 time slots every 30 minutes between 6:30 a.m. - 12:30 p.m..



**Figure 71: Workload and waiting time with time slot management for organisation 1 (O1) [116]**

For scenario 1 Figure 71 shows the rapidly growing workload at the beginning of the switching period (7 a.m.). The two control stations are not able to process the incoming tasks fast enough. This leads to a rapidly growing queue length and till 12:00 p.m. many processes have to wait to be served by the control centre. Due to the large delay during the morning the last processes finally finish at night at 1:30 a.m..

With the implementation of time slot management in scenario 2 and 3 the control station utilisation can be optimized and the extremely large delays in scenario 1 can be avoided. In comparison to scenario 1 the moments of a high utilisation of the control stations can be reduced and the number of waiting processes in the queues is significantly lower. In scenario 3 only 5 processes need to wait during the processing for a short period of time in the queue of the control centre. The last tasks finish with a much shorter delay at 8:30 p.m..

## 6.3 Conclusions

With regard to today's regulation requirements grid operators need to focus on optimisation in all parts of the organisation. Special attention must be paid to all business pro-

cesses concerning the quality of supply. Control centres are -beside the field operation staff- the main player in the re-supply process with significant contribution to the resulting quality of supply.

The combination of a full grid operation model and the presented new control centre model allows for the first time to analyse the impact of different organisation schemes of control centres and field operation staff on the quality of supply and the resulting delay times. The simulation model supports strategic decisions concerning the configuration and number of control stations.

Due to the detailed modelling of the control centre processes and their interaction with the field operation staff it's possible to quantify their correlations. Concerning legal, regulatory or internal requirements, the optimal organisation of control centres and field operation staff can be found.



## 7 Literaturverzeichnis

Folgende Abkürzungen werden für vielfach zitierte Institutionen und Konferenzen verwendet:

ETG	Energietechnische Gesellschaft
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PSCC	<i>Power Systems Computation Conference</i>
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, dena-Verteilnetzstudie – Endbericht“, Berlin, 2012.
- [2] R. Billinton, R. N. Allan: „Reliability evaluation of power systems.“, 2. Auflage, Plenum Press, New York, 1996.
- [3] W. Wellssow: „Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung.“, Dissertation Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1986.
- [4] Markus Zdrallek: „Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme.“, Dissertation Universität-Gesamthochschule Siegen, Siegen, 2000.
- [5] A. Sorg: „Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze.“, Dissertation Universität-Gesamthochschule Siegen, Siegen, 2002.
- [6] P. Wang, R. Billinton: „Reliability cost/worth assessment of distribution systems incorporating time-varying weather conditions and restoration resources.“, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, no. 1, pp. 260–265, 2002.
- [7] P. Wang, W. Li: „Reliability evaluation of distribution systems considering optimal restoration sequence and variable restoration times.“, IET Gener. Transm. Distrib, vol. 1, no. 4, p. 688, 2007.
- [8] D. Shirmohammadi: „Service restoration in distribution networks via network reconfiguration.“, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 7, no. 2, pp. 952–958, 1992.

- [9] M. Hattori, Y. Kaneshige, K. Shimada, K. Takahashi: „A new distribution power network restoration algorithm based on modern heuristic method.“, 2000 Power Engineering Society Summer Meeting conference proceedings, 16-20 July 2000, Seattle, Washington USA, pp. 169–171, 2000.
- [10] Karen Nan Miu, Hsiao-Dong Chiang, R. McNulty: „Multi-tier service restoration through network reconfiguration and capacitor control for large-scale radial distribution networks.“, IEEE Trans. Power Syst, vol. 15, no. 3, pp. 1001–1007, 2000.
- [11] R. Rodriguez, A. Vargas: „Penalty costs by electric service quality as real time decision making criteria on load restoration in MV networks.“, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, pp. 287–292, 2001.
- [12] T. Nagata, H. Sasaki: „An efficient algorithm for distribution network restoration.“, Power Engineering Society Summer Meeting 2001, Vancouver, vol. 1, pp. 54–59, 2001.
- [13] A. Theil, G. Theil, M. Theil: „Medium voltage network reliability: Efficiency oriented supply restoration strategies.“, Proceedings of the 15th power system computation conference (PSCC 2005), 22-26 August 2005, Liege, Belgium, 2005.
- [14] G. Theil, A. Theil, M. Theil: „Medium voltage network reliability evaluation: Simulation of practically applied supply restoration strategies for double-failure events.“, Proceedings of the 18th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2005), Turin, 6-9 June 2005, 2005.
- [15] J. Rodriguez, A. Vargas: „Fuzzy-Heuristic Methodology to Estimate the Load Restoration Time in MV Networks.“, IEEE Trans. Power Syst, vol. 20, no. 2, pp. 1095–1102, 2005.
- [16] P. M. S. Carvalho, F. J. D. Carvalho, L. A. F. M. Ferreira: „Dynamic Restoration of Large-Scale Distribution Network Contingencies: Crew Dispatch Assessment.“, IEEE Lausanne Power Tech: Proceedings, 1-5 July 2007, Lausanne, Switzerland, pp. 1453–1457, 2007.

- [17] A. Coelho, A. B. Rodrigues, R. B. Prada, M. G. Silva: „Reliability Evaluation of Distribution Networks Considering Optimization Models in the Restoration Process.“, Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2008), Rincón, Puerto Rico, 25-29 May, 2008, 2009.
- [18] M. Theil ,G. Theil: „Reliability assessment of medium voltage networks with simulation of the restoration process.“, Proceedings of the 14th power system computation conference (PSCC 2002), 24-28 June 2002, Sevilla, Spain, 2002.
- [19] T. Hiller: „Methoden und Werkzeuge zur Optimierung des Störungsmanagements in Verteilungsnetzen.“, Dissertation Technische Universität Dresden, Dresden, 2005.
- [20] Z. Cagnan, R. Davidson: „Post-earthquake restoration modeling of electric power systems.“, 13th World Conference on Earthquake Engineering, August 1-6, 2004, Vancouver, Canada, 2004.
- [21] C. J. Zapata, S. C. Silva, O. L. Burbano: „Repair models of power distribution components.“, Transmission and Distribution Conference and Exposition - Latin America, 2008 IEEE/PES, 13-15 Aug. 2008, IEEE Xplore, pp. 1–6, 2008.
- [22] C. J. Zapata, S. C. Silva, H. I. Gonzalez, O. L. Burbano, J. A. Hernandez: „Modeling the repair process of a power distribution system.“, Transmission and Distribution Conference and Exposition - Latin America, 2008 IEEE/PES, 13-15 Aug. 2008, IEEE Xplore, pp. 1–7, 2008.
- [23] C. J. Zapata, J. Diaz, M. L. Ocampo, J. D. Marriaga, J. U. Patino, A. F. Gallego: „The repair process of five Colombian power distribution systems.“, 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), November 08-10, 2010 São Paulo-Brazil, pp. 278–284, 2010.
- [24] K. Zografos, C. Douligeris, P. Tsoumpas: „An integrated framework for managing emergency-response logistics: the case of the electric utility companies.“, IEEE Trans. Eng. Manage, vol. 45, no. 2, pp. 115–126, 1998.
- [25] K. Zografos, C. Douligeris, L. Chaoxi, G. Develekos: „Analysis And Optimization Of Distribution System Reliability Through The Optimization Of Emergency Response Operations.“, Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference, pp. 781–785, 1993.

- [26] C. Douligeris, G. Develekos, K. G. Zografos, E. N. Dialynas: „Power System Restoration.“, Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, pp. 1-18, J. Wiley & sons, New York, 1999.
- [27] C. Douligeris, K. Zografos, G. Develekos: „Analysis of the service restoration operations of a large rural utility company.“, Rural Electric Power Conference, 1995. Papers Presented at the 39th Annual Conference, pp. B3/1, 1995.
- [28] F. S. Hillier, G. J. Lieberman: „Operations Research: Einführung.“, 5. Auflage, Oldenbourg Verlag, München [u.a.], 2002.
- [29] C. J. Zapata, J. Urrea: „Assessing the service rendered by a power distribution control center.“, Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES, pp. 1–6, 2012.
- [30] Michael Guarisco: „Strategic Resource Management for Power Grid Operators.“, Dissertation Institute für Operations Research (IFOR), ETH Zürich, Zürich, 2011.
- [31] C. Friedrich: „Ein Betriebsmodell zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Ressourceneinsatz und Versorgungszuverlässigkeit.“, Dissertation Technische Universität Dresden, Dresden, 2011.
- [32] M. Zdrallek, M. Stoetzel, V. Staufert, M. Angenend: „Multi utility grid operation: An organisation study.“, Proceedings of the 21th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt, 6-9 June 2011, Frankfurt a. M., 2011.
- [33] H. H. Thies, M. Zdrallek, 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), Stockholm, 2013.
- [34] K. H. Dickers: „Modellbildung zur Untersuchung der Restitution elektrischer Netze nach Großstörungen.“, Dissertation Universität Gesamthochschule Duisburg, Duisburg, 1986.
- [35] M. Obergünner: „Bewertung und Optimierung des Instandhaltungsaufwands elektrischer Verteilungsnetze.“, Dissertation RWTH Aachen, Aachen, 2005.
- [36] C. Friedrich, M. Guarisco, M. Laumanns, M. Zdrallek: „A model to optimise the organisation of grid operation.“, Proceedings of the 20th International Conference and Exhibition on electricity distribution (CIRED 2009), 8 -11 June 2009, Prague Congress Centre, Prague, 2009.

- [37] A. Berg: „Optimale Ressourcenplanung für den Betrieb elektrischer Netze.“, Dissertation RWTH Aachen, Aachen, 2008.
- [38] DIN VDE 0105-100: „Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen.“, Beuth Verlag, Berlin, 2009.
- [39] R. Hoffmann, (Hrsg.), A. Bergmann, (Hrsg.): „Betrieb von elektrischen Anlagen: Erläuterungen zu DIN VDE 0105-100:2009-10.“, 10. Auflage, VDE-Verlag, Berlin [u.a.], 2010.
- [40] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG, vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), 2005.
- [41] A. J. Schwab: „Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.“, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin [u.a.], 2009.
- [42] DIN 31051:2012-09: „Instandhaltung- Begriffe und Maßnahmen“, Beuth Verlag, Berlin, 2012.
- [43] DIN EN 13306:2010-12: „Instandhaltung - Begriffe der Instandhaltung“, BeuthVerlag GmbH, 2010.
- [44] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: „Technische Richtlinie für die Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen.“, VDN, Berlin, November 2006.
- [45] G. Balzer, C. Schorn: „Asset Management für Infrastrukturanlagen: Energie und Wasser.“, Springer-Verlag, Berlin [u. a.], 2011.
- [46] M. Stötzel, M. Zdrallek: „Optimierung der Instandhaltungsstrategie von 110-kV-Netzen durch Zuverlässigkeitsanalysen.“, Zuverlässigkeit in der Stromversorgung: Vorträge der ETG-Fachtagung vom 4. - 5. Februar 2003 in Mannheim, pp. 51–55, VDE-Verlag, Berlin [u.a.], 2003.
- [47] G. Balzer, A. Montebaur, A. Osterholt: „Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung am Beispiel eines regionalen Netzbetreibers.“, ETG-Fachbericht 92, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 2003.
- [48] Andreas Hauser: „Integrale Netzzustandsanzeige zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme.“, Dissertation Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2000.

- [49] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: „Netzleitstellen im Querverbund.“, Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, Berlin, Juni 2003.
- [50] E.-G. Tietze: „Netzleittechnik.“, 2. Auflage, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 2006.
- [51] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz: „Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis.“, 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2010.
- [52] D. Rumpel, J. R. Sun: „Netzleittechnik: Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze.“, Springer-Verlag, Berlin [u. a.], 1989.
- [53] G. Hosemann: „Elektrische Energietechnik“, 30. Auflage, Springer-Verlag, Berlin [u. a.], 2001.
- [54] V. Crastan, D. Westermann: „Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ.“, 3. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg [u. a.], 2012.
- [55] M. Palic: „Chancen und Risiken des Outsourcing bei Netzbau und Instandhaltung.“, Elektrizitätswirtschaft Jg. 100 (2001), Heft 5, S. 16-20, 2001.
- [56] U. Crombach: „Grundlagen des Workforce Management.“, Elektrizitätswirtschaft Heft 19, S. 28-31, 2002.
- [57] D. Detmer, P. Breuning: „Workforce Management ermöglicht Einsparpotentiale für Energieversorger.“, Bonn, Energie-, Wasser-Praxis Band 57, Heft 3, S. 70-73, 2006.
- [58] L. Bendel, B. Lange, M. Fitzner: „Flexibilisierung der Arbeitszeiten und Optimierung der Entstörungsdienste.“, pbf project business factory GmbH, Düsseldorf, 2007.
- [59] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: „Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen - Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Elektrizitätsnetzen gemäß §52 EnWG.“, BNetzA, Bonn, Februar 2006.

- [60] Council of European Energy Regulators (CEER): „Quality of electricity supply: initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies.“, Brüssel, April 2001.
- [61] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Anreizregulierungsverordnung: ARegV., vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).
- [62] International standard IEC 61000-4-30:2003: „Electromagnetic compatibility (EMC) : part 4-30: testing and measurement techniques - power quality measurement methods.“, IEC, Geneva, 2003.
- [63] DIN EN 50160:2011-02: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Beuth Verlag, 2011.
- [64] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: „DistributionCode 2007: Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen.“, Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, Berlin, August 2007.
- [65] Council of European Energy Regulators (CEER): „CEER: 4th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply“, Brüssel, Dezember 2008
- [66] CLC/TR 50555:2010: „Interruption indexes, Technical Report“, CENELEC, Brüssel, 2010.
- [67] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik: Anleitung.“, VDE, Berlin, April 2011.
- [68] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: „Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen: Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Elektrizitätsnetzen gemäß § 52 EnWG.“, Anlage zur Allgemeinverfügung zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135), BNetzA, Bonn, Februar 2006.
- [69] H. Czichos, M. Hennecke, Akademischer Verein Hütte e. V.: „Hütte, das Ingenieurwissen: Mit 340 Tabellen“, 33. Auflage, Springer-Verlag, Berlin [u.a.], 2008.
- [70] IEEE1366-2012: „IEEE guide for electric power distribution reliability indices.“, Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, New York, 2012.

- [71] S. Schubert, H. Vennegeerts, D. Quadflieg: „Erkenntnisse aus der FNN - Störungsstatistik.“, Zukunftstechnologien: Innovationen, Märkte, Nachwuchs ; Fachtagungsberichte ITG/ETG/DGBMT/GMM/GMA, 3. - 5. November 2008 in München, VDE (Hrsg.), VDE-Verlag GmbH, Berlin [u. a.], 2008.
- [72] P. Georgilakis, C. Preve, Y. Chollot, M. Bidaut, P. Deschamps, N. Londos: „Managing MV networks for quality of service.“, IEEE Comput. Appl. Power, vol. 15, no. 3, pp. 44–49, 2002.
- [73] Europäische Union, Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. Nr. L 176 S. 37, EU-Dok.-Nr. 3 2003 L 0054 , zuletzt geändert durch Art. 48 ÄndRL 2009/72/EG vom 13. 7. 2009 (ABl. Nr. L 211 S. 55).
- [74] Sandra Maeding: „Kurz- und langfristige Wirkung der Anreizregulierung: Eine empirische und theoretische Analyse des Einflusses auf Investitionen und Versorgungsqualität.“, Dissertation Technischen Universität Clausthal, Clausthal, 2011.
- [75] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG, 24. April 1998 (BGBl I S. 730), 1998.
- [76] A. Stender: „Netzinfrastruktur-Management: Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft.“, Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2009.
- [77] PricewaterhouseCoopers AG (Hrsg.): „Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz“, 2. Auflage, Haufe Verlag, München, 2008.
- [78] T. Luig: „Die Anreizregulierung im deutschen Elektrizitätsmarkt: Erste Erfahrungen und Korrekturbedarf.“, GRIN-Verlag, München, 2010.
- [79] E-Bridge Consulting GmbH: „4. Referenzbericht Anreizregulierung: Konzept einer Qualitätsregulierung.“, Bonn, 2006.
- [80] R. Westermann, M. Krämer: „Die Qualitätsregulierung im Strombereich aus der Perspektive großstädtischer Verteilnetzbetreiber.“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4, 61. Jahrgang, Essen, 2011.

- [81] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: „Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung: Konsultationsfassung.“; BNetzA, Bonn, Dezember 2010.
- [82] Zuyi Li, Jiachun Guo: „Wisdom about age [aging electricity infrastructure].“, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 4, no. 3, pp. 44–51, 2006.
- [83] M. Stötzel, M. Zdrallek, and W. Wellssow, “Reliability calculation of MV-distribution networks with regard to ageing in XLPE-insulated cables.“, IEE Proc, Gener. Transm. Distrib, vol. 148, no. 6, p. 597, 2001.
- [84] V. S. Ajodhia: „Regulating beyond price: Integrated price-quality regulation for electricity distribution networks.“, Dissertation Technische Universität Delft, Delft, 2005.
- [85] H. Thies, M. Zdrallek, J. Schmiesing, M. Schneider: „Future structure of rural medium-voltage grids for sustainable energy supply“, Proceedings of the CIRED-Workshop „Integration of Renewables into the Distribution Grid“ (CIRED 2012), Lisbon, 2012.
- [86] P. Birkner, M. Zdrallek: „Entwicklung von Verteilnetzen in Deutschland – Pluralistische Organisationsstruktur, dynamische Belastung und effiziente Betriebsweise.“, Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch: Vorträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 8. - 9. November 2011 in Würzburg, Fachtagungen 1 bis 5, VDE Verlag, Berlin [u. a.], 2011.
- [87] B. Werther, A. Becker, J. Schmiesing, E.-A. Wehrmann: „Voltage control in low voltage systems with controlled low voltage transformer (CLVT).“, Proceedings of the CIRED-Workshop „Integration of Renewables into the Distribution Grid“ (CIRED 2012), Lisbon, 2012.
- [88] J. Schmiesing, H. Beck, T. Smolka, M. Sojer: „Avoiding MV-network expansion by distributed voltage control.“, Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013.
- [89] P. Vandenbergh, D. Craciun, V. Helmbrecht, R. Hermes, H. Loew: „Technical solutions supporting the large scale integration of photovoltaic systems in the future distribution grids.“, Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013.

- [90] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: „Smart Grid“ und „Smart Market“: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.“, BNetzA, Bonn, Dezember 2011.
- [91] J. Kreusel: „Technische Konsequenzen der deutschen Energiepolitik.“, ETG-Fachbericht, Ausgabe. 130, Internationaler ETG-Kongress 2011 (ETG-FB 130): Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch, Vorträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 8. - 9. November 2011 in Würzburg, Fachtagungen 1 bis 5, ETG (Hrsg.), pp. 1–7, VDE-Verlag GmbH, Berlin [u. a.], 2011.
- [92] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen: „Monitoringbericht 2012.“, BNetzA, Bonn, 2012.
- [93] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Zdrallek, W. Friedrich, M. Stiegler, T. Wodtcke, P. Birkner: „Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung.“, ETG-Fachbericht, Ausgabe 130, Internationaler ETG-Kongress 2011 (ETG-FB 130): Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch, Vorträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 8. - 9. November 2011 in Würzburg, Fachtagungen 1 bis 5, ETG (Hrsg.), VDE-Verlag GmbH, Berlin [u. a.], 2011.
- [94] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Zdrallek: „State identification and automatic control of smart low voltage grids.“, 3rd IEEE-PES-Conference „Innovative Smart Grid Technologies“ Europe 2012, pp. 1–6, Berlin, 2012.
- [95] H. F. Zhou and F. F. Wu: „Data service in Grid-based Future Control Centers,” in Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on, pp. 1–6, 2006.
- [96] P. Zhang, F. Li, N. B. Bhatt: „Next-Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center.“, Smart Grid, IEEE Transactions on Power System Technology, vol. 1, no. 2, pp. 186–192, 2010.
- [97] Y. Gao, B. Zhang, W. Wu: „Functional requirements of next generation control center applications.“, Advanced Power System Automation and Protection (APAP), International Conference on, pp. 396–401, 2011.

- [98] S. D. J. McArthur, P. C. Taylor, G. W. Ault, J. E. King, D. Athanasiadis, V. D. Alimisis, M. Czaplewski: „The Autonomic Power System - Network operation and control beyond smart grids.“, 3rd IEEE-PES-Conference „Innovative Smart Grid Technologies“ Europe 2012, pp. 1–7, Berlin, 2012.
- [99] L. Liu, X. Zhao: „Study on self-healing control strategy of smart distribution network.“, Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE, pp. 1–3, 2012.
- [100] G. Wikund, A. Kostianen, P. Manner, K. Koivuranta: „Towards self-healing power distribution by means of the zone concept.“, Proceedings of the 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt a. M., 2011.
- [101] E. Coster, W. Kerstens, T. Berry: „Self healing distribution networks using smart controllers.“, Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013.
- [102] T. Amely: „BWL-Formeln für Dummies.“, 1. Auflage, Wiley-VCH, Weinheim, 2012.
- [103] PricewaterhouseCoopers AG, WIBERA Wirtschaftsberatung AG: „Netzbetrieb und Anreizregulierung.“, Vortrag auf der Informationsveranstaltung „Energieversorgungsnetze“ des Niedersächsisches Städte- und Gemeindeverbands, Oktober 2008.
- [104] M. Stoetzel, M. Zdrallek, H. Hoppe-Oehl, F. Schwermer: „A control centre process simulation model.“, Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC 2011), Stockholm, 2011.
- [105] J. Biethahn: „Proceedings zum 10. Symposium: Simulation als betriebliche Entscheidungshilfe: neuere Werkzeuge und Anwendungen aus der Praxis“, 13. - 15. März 2006 in Braunlage. Inst. für Wirtschaftsinformatik, Göttingen, 2006.
- [106] M. E. Porter: „Wettbewerbsvorteile (Competitive Advantage) Spitzenleistungen erreichen und behaupten.“, Geschichte der Betriebswirtschaftslehre : kommentierte Meilensteine und Originaltexte, pp. 257–277, Gabler-Verlag, Wiesbaden, 2000.
- [107] F. Knittel: „Unternehmerische, soziale und informatorische Aspekte der Geschäftsprozessoptimierung“, Auflage 1999, Institut Arbeit und Technik, Gelsenkirchen, 1999.

- [108] E. Handschin, W. Kaufmann, G. Schaffer: „Netzleittechnik für Verteilungsnetze“, 1. Auflage, Verl.- und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke VWEW, Frankfurt am Main:, 1992.
- [109] N. K. Jaiswal: „Priority queues.“, Auflage 1968, Academic Press, New York, 1968.
- [110] A. O. Allen: „Probability, statistics, and queueing theory: With computer science applications.“, Auflage 1978, Academic Press, New York, 1978.
- [111] R. W. Hall: „Queueing methods: For services and manufacturing.“, Auflage 1991, Prentice Hall, Englewood Cliffs NJ, 1991.
- [112] L. Kleinrock, R. Gail: „Queueing systems: Problems and solutions.“ Wiley Verlag, New York, 1996.
- [113] M. Guarisco, C. Friedrich, C. Balderer, M. Laumanns, M. Zdrallek: „A grid operation model: Resource demand for an adequate incident management in high-, medium-, and low-voltage grids“, Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference (PSCC), 2008,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 31, no. 9, pp. 504–511, 2009.
- [114] C. Friedrich, M. Guarisco, S. Kueppers, A. Schweer: „Grid Operation in the contrary regulation challenge of cost reduction and supply quality.“, 19th International Conference and Exhibition on electricity distribution (CIRED 2007), 21 - 24 May 2007, Vienna, 2007.
- [115] J. Esser: „Simulation von Stadtverkehr auf der Basis zellularer Automaten.“, Dissertation Universität-Gesamthochschule Duisburg, Duisburg, 1997.
- [116] M. Stoetzel, M. Zdrallek, H. Hoppe-Oehl, F. Schwermer: „A Queue Theory Approach to optimise Control Centre Organisation.“, Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC), Stockholm, 2013.

## 8 Anhang

### 8.1 Abbildungen

#### 8.1.1 Weitere Prozessabläufe

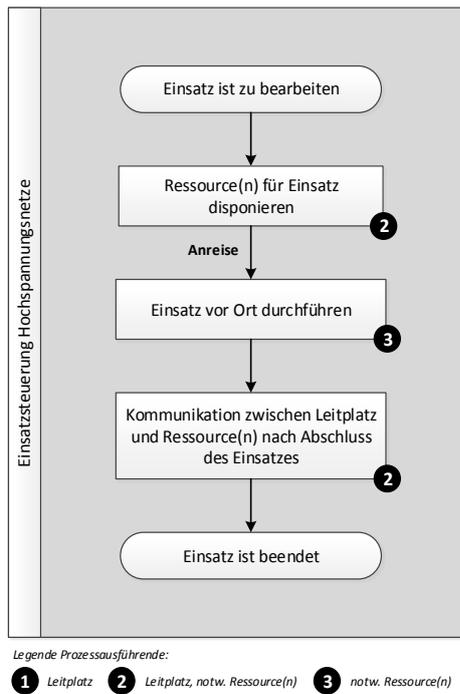


Abbildung 72: Prozessablauf der Einsatzsteuerung in HS-Netzen

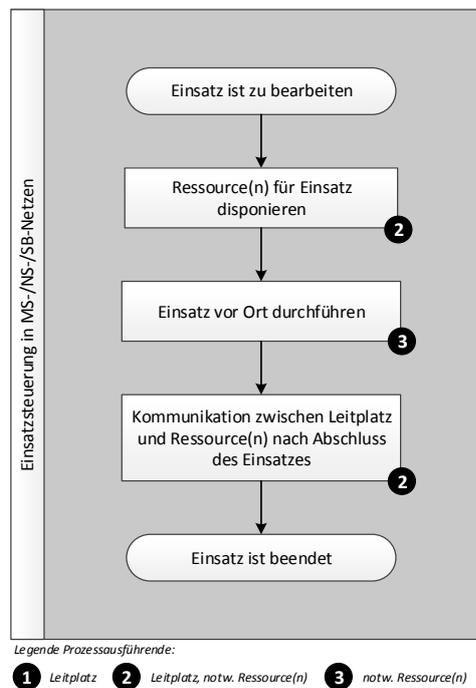


Abbildung 73: Prozessablauf der Einsatzsteuerung in MS-/NS-/SB-Netzen

## 8.1.2 Weitere Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen

### 8.1.2.1 Einzelauswertung der Leitplatzressourcen für Szenario I

#### 8.1.2.1.1 Tag 1

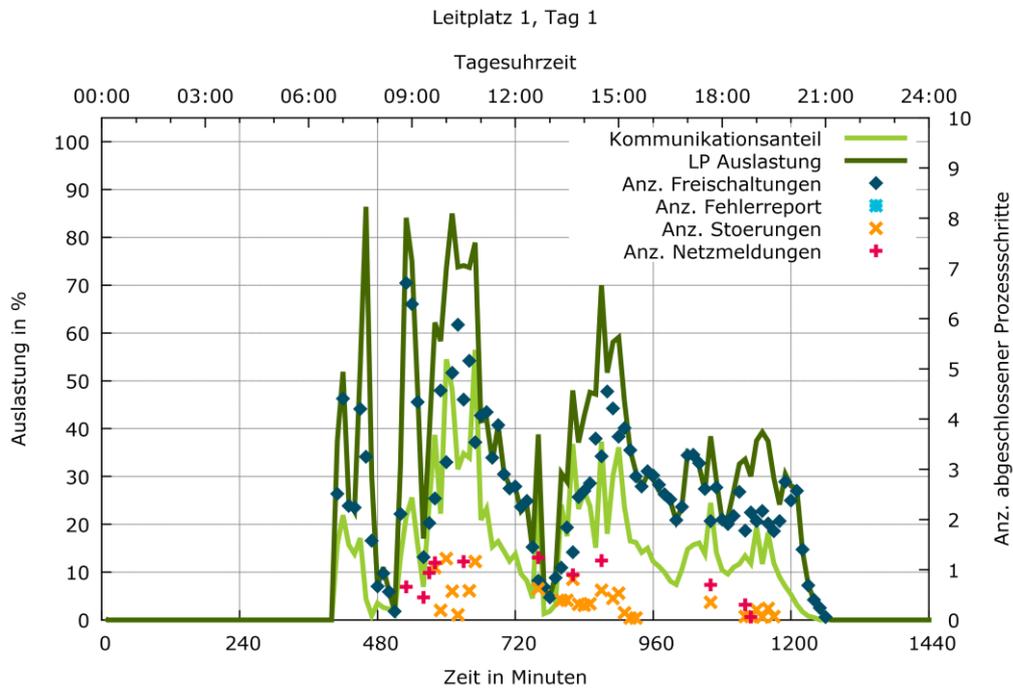


Abbildung 74: Auslastung Tag 1 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

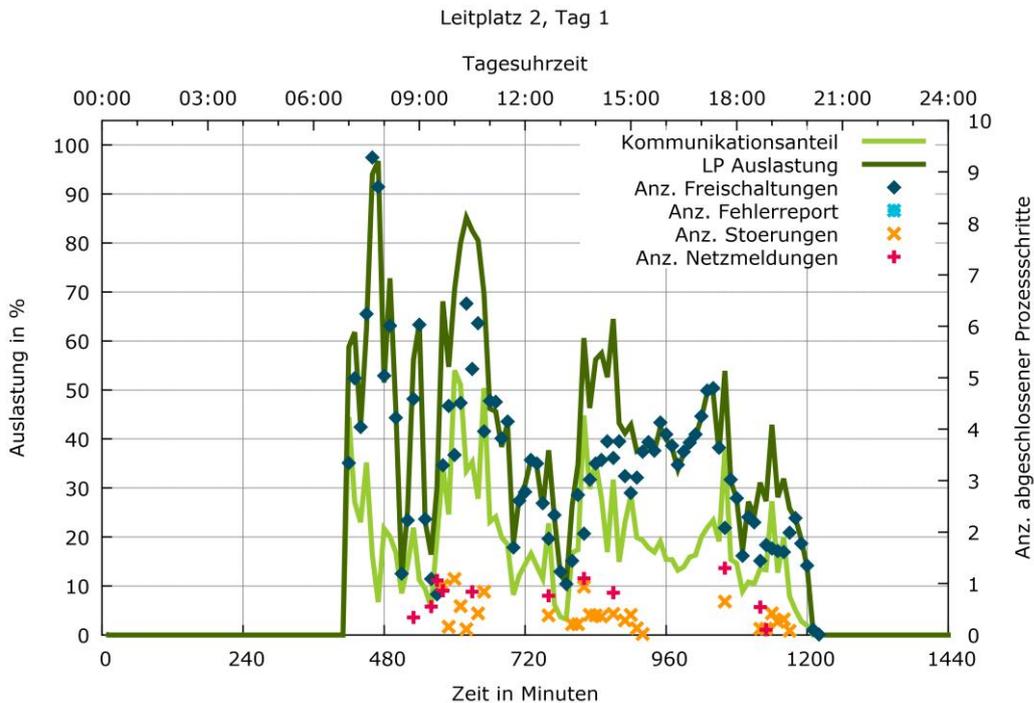


Abbildung 75: Auslastung Tag 1 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

## 8.1.2.1.2 Tag 2

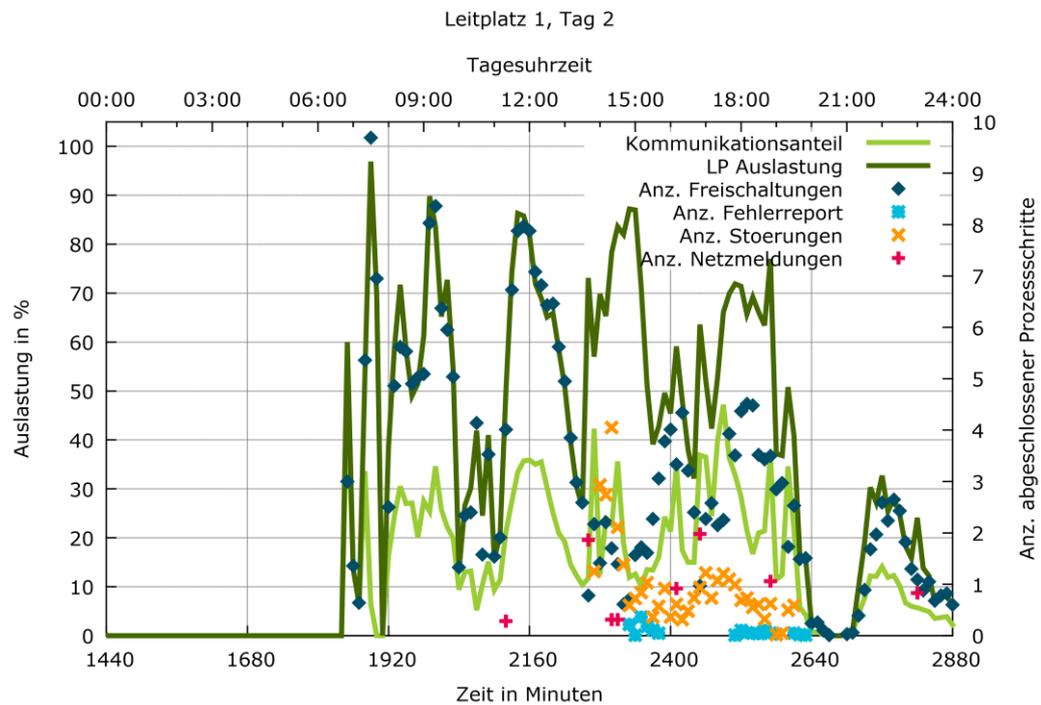


Abbildung 76: Auslastung Tag 2 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

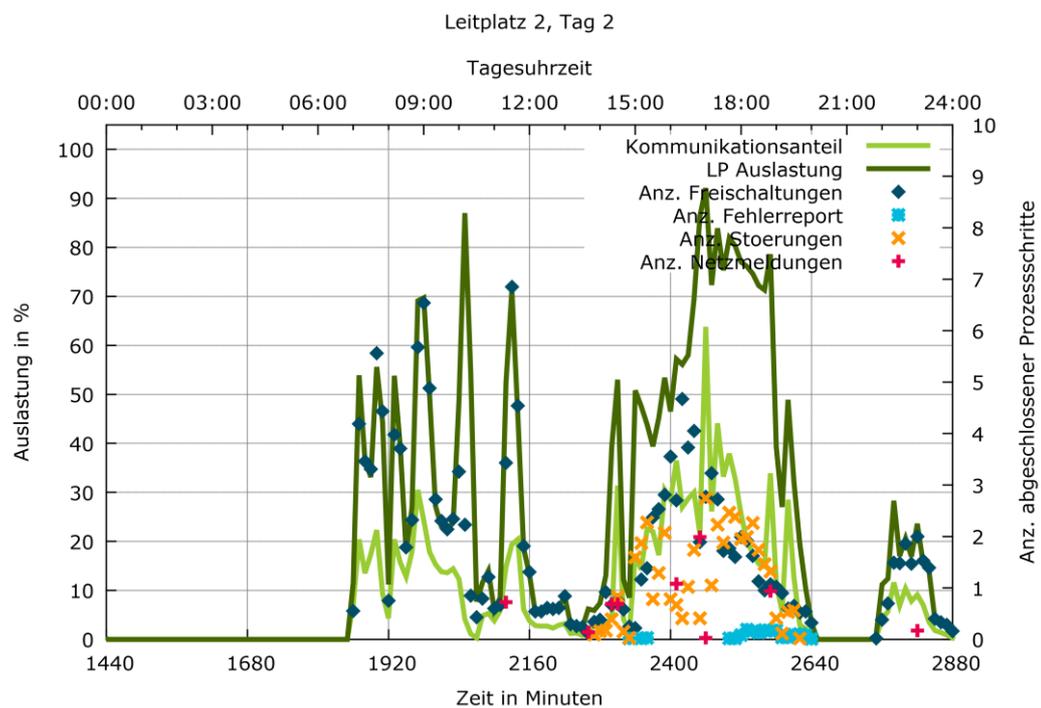


Abbildung 77: Auslastung Tag 2 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

8.1.2.1.3 Tag 3

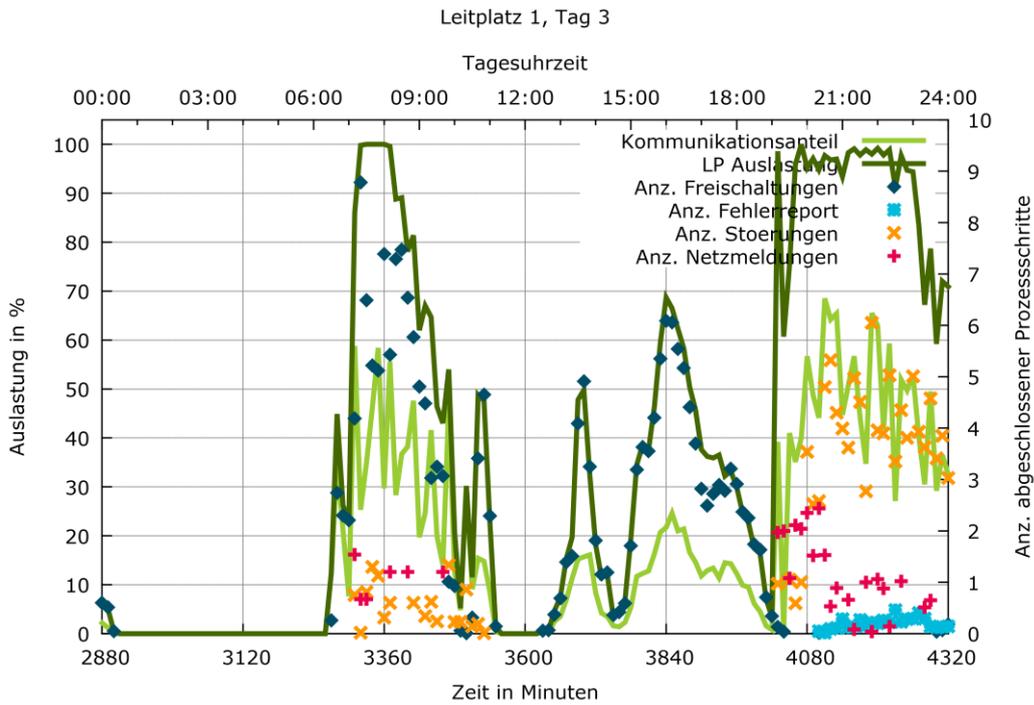


Abbildung 78: Auslastung Tag 3 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

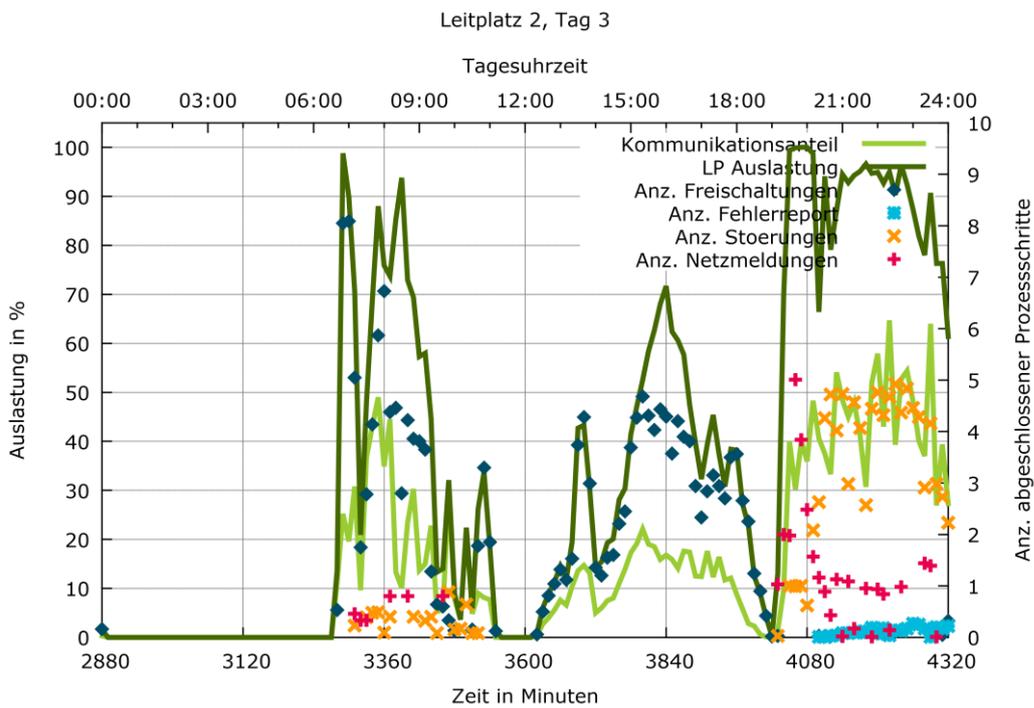


Abbildung 79: Auslastung Tag 3 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

8.1.2.1.4 Tag 4

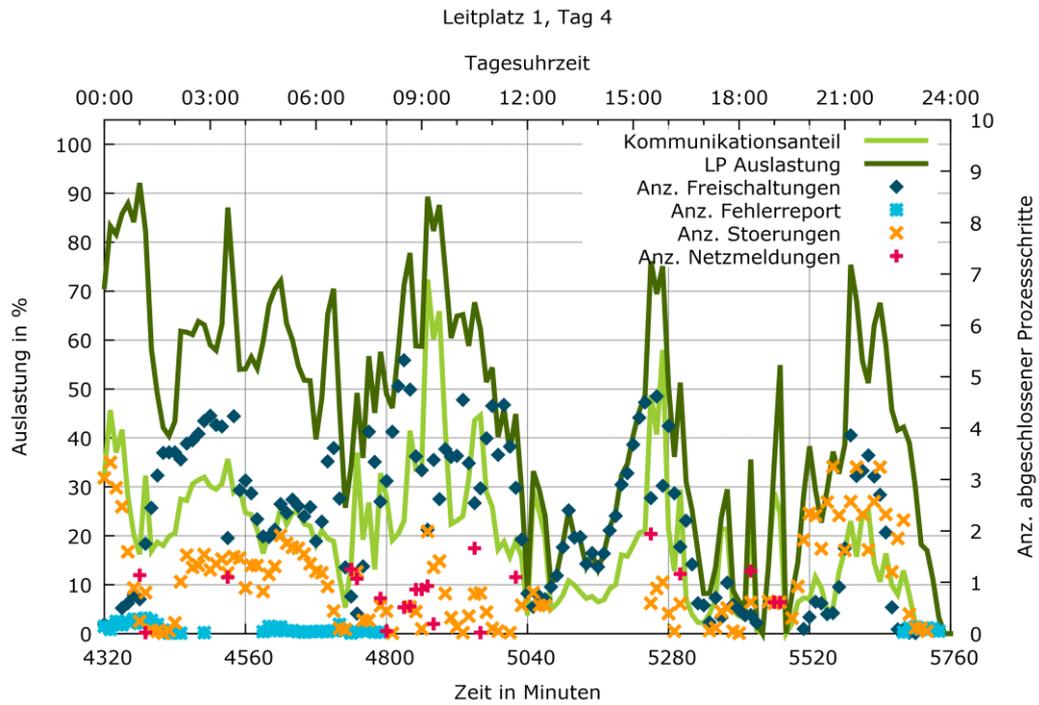


Abbildung 80: Auslastung Tag 4 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

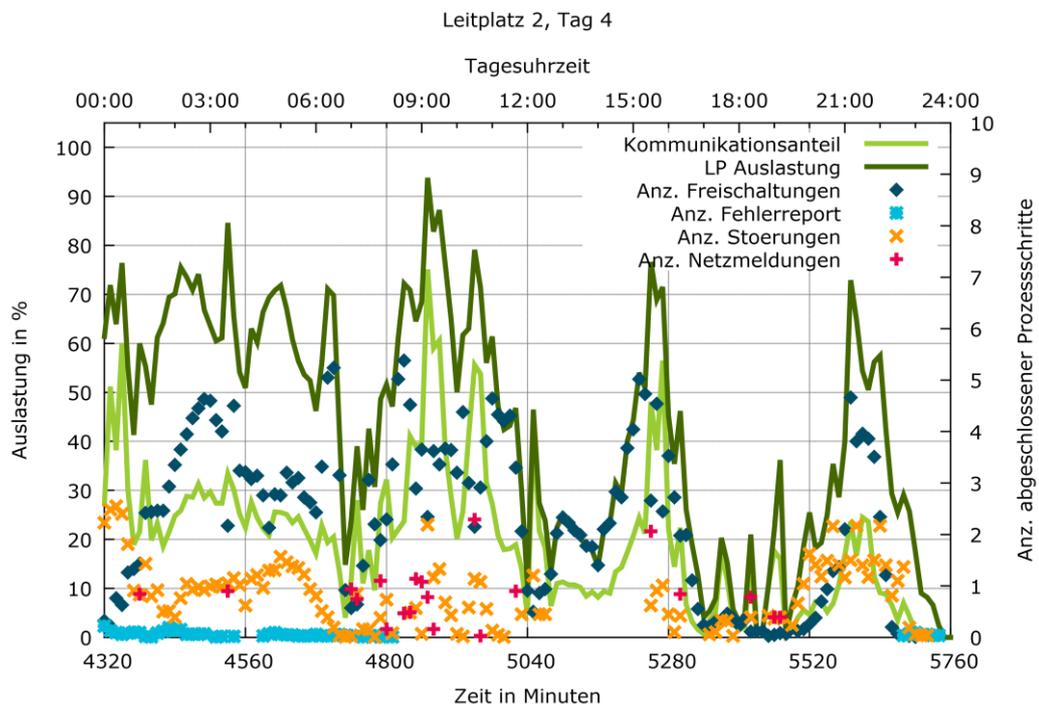


Abbildung 81: Auslastung Tag 4 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

8.1.2.1.5 Tag 5

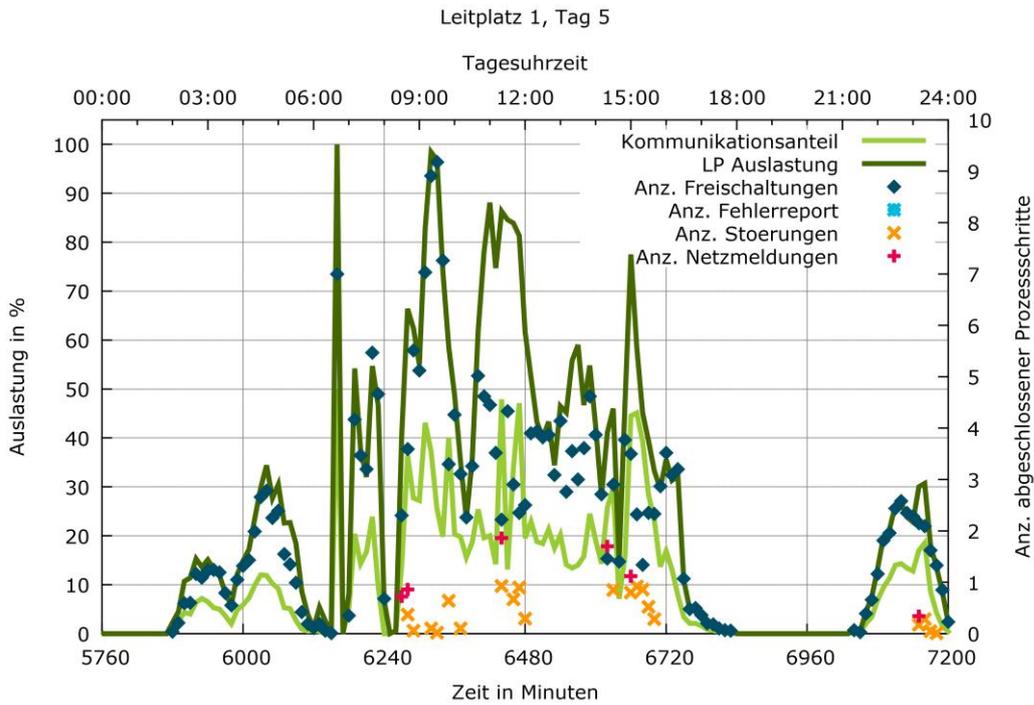


Abbildung 82: Auslastung Tag 5 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

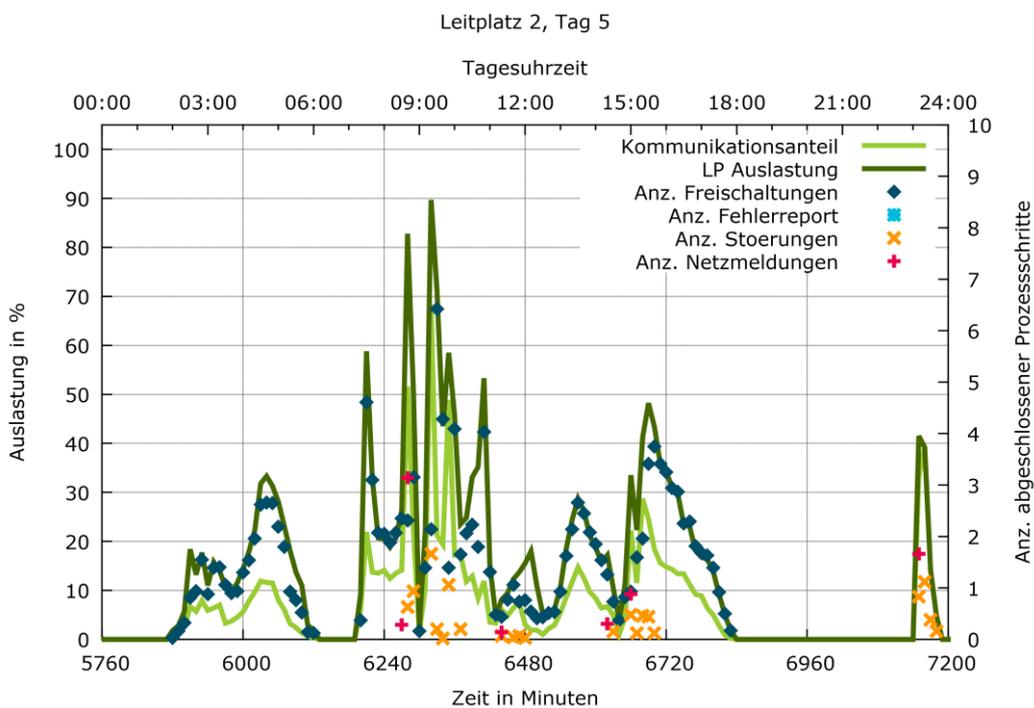


Abbildung 83: Auslastung Tag 5 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

8.1.2.1.6 Tag 6

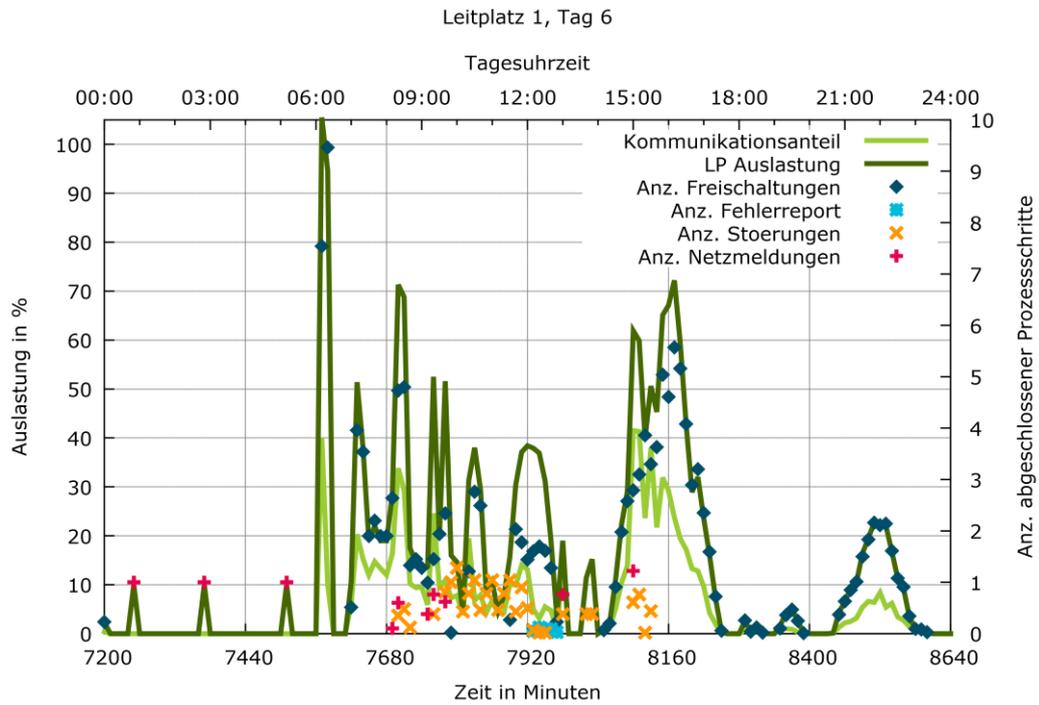


Abbildung 84: Auslastung Tag 6 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

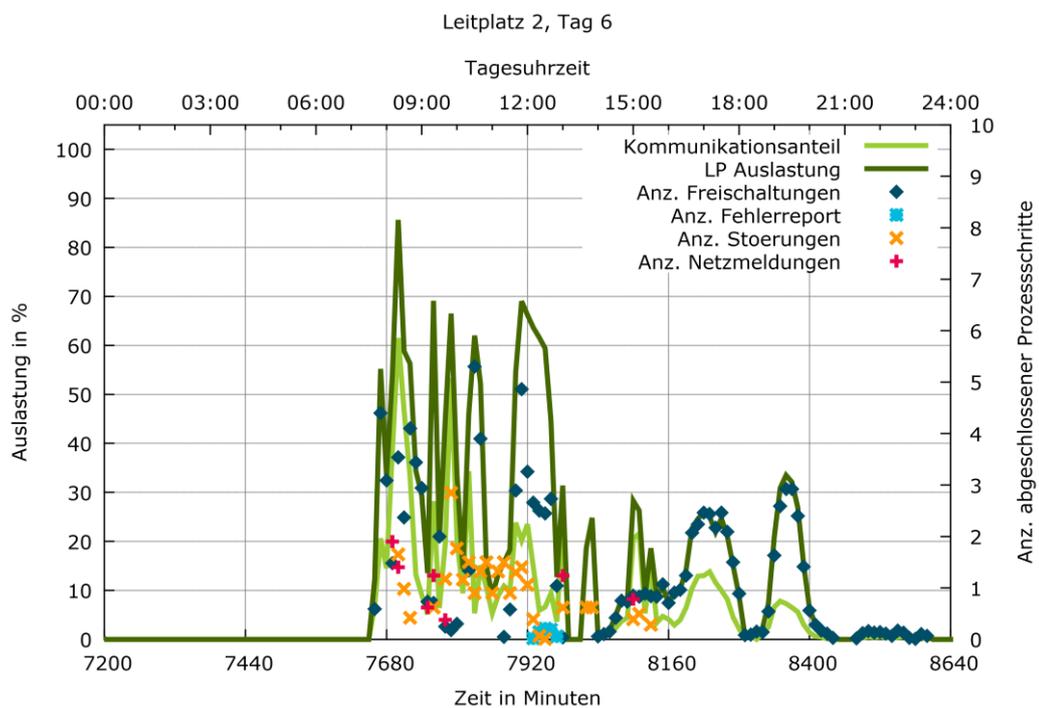


Abbildung 85: Auslastung Tag 6 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

8.1.2.1.7 Tag 7

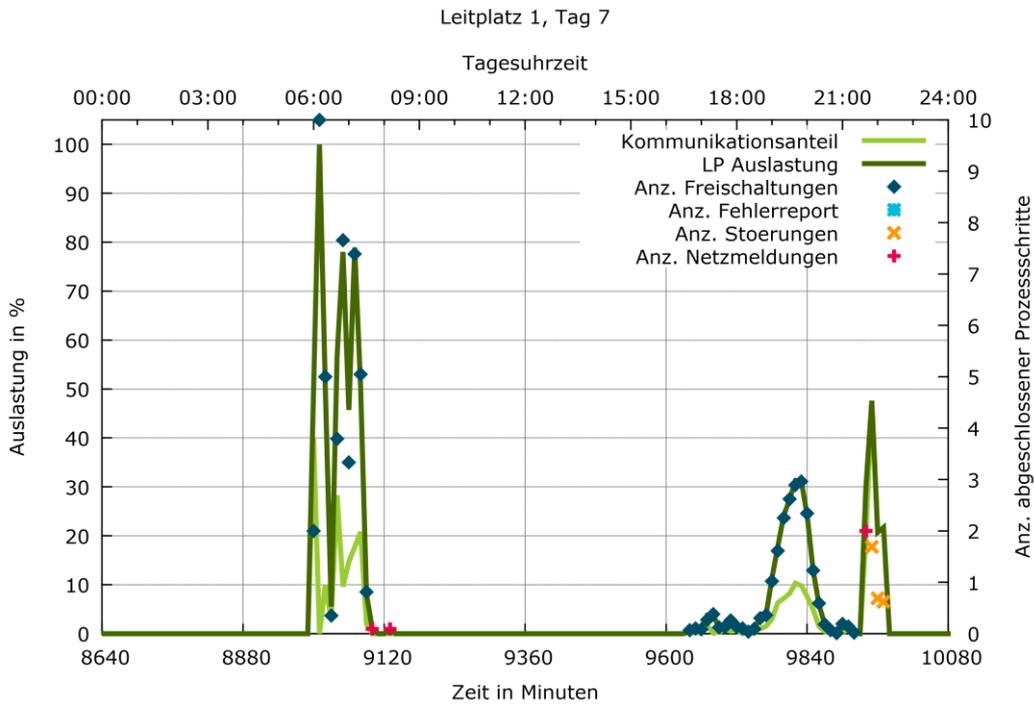


Abbildung 86: Auslastung Tag 7 der Leitplatzressource 1 (Leitplatz 1) im Szenario I, Organisationsvariante O1

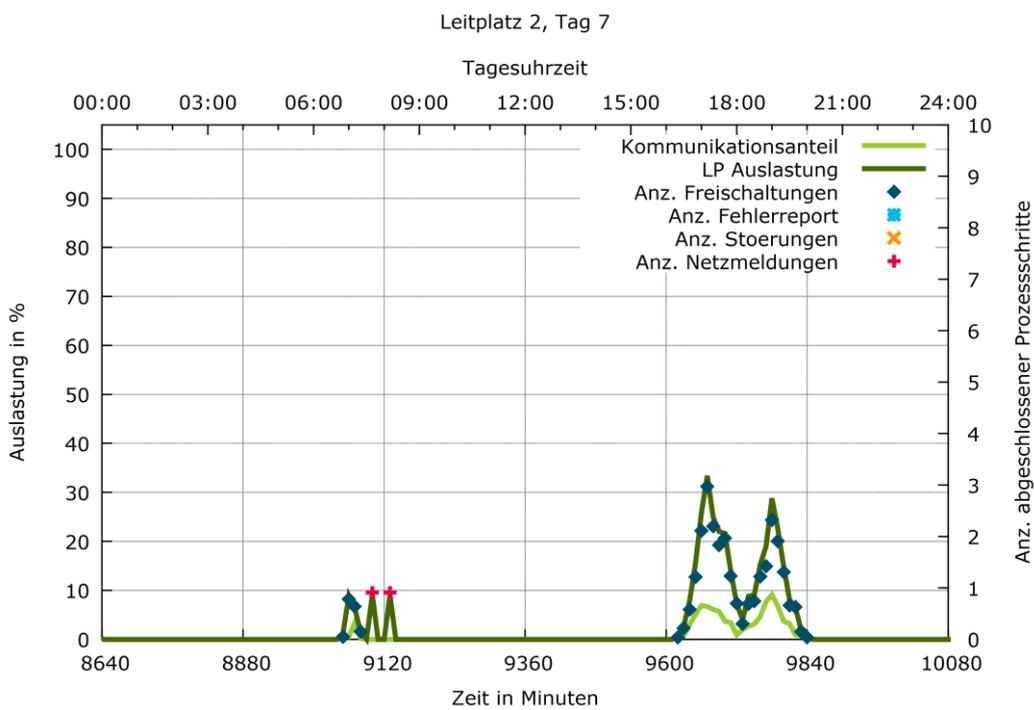


Abbildung 87: Auslastung Tag 7 der Leitplatzressource 2 (Leitplatz 2) im Szenario I, Organisationsvariante O1

### 8.1.2.2 Arbeitsauslastung der Leitplatzressourcen für Szenario I

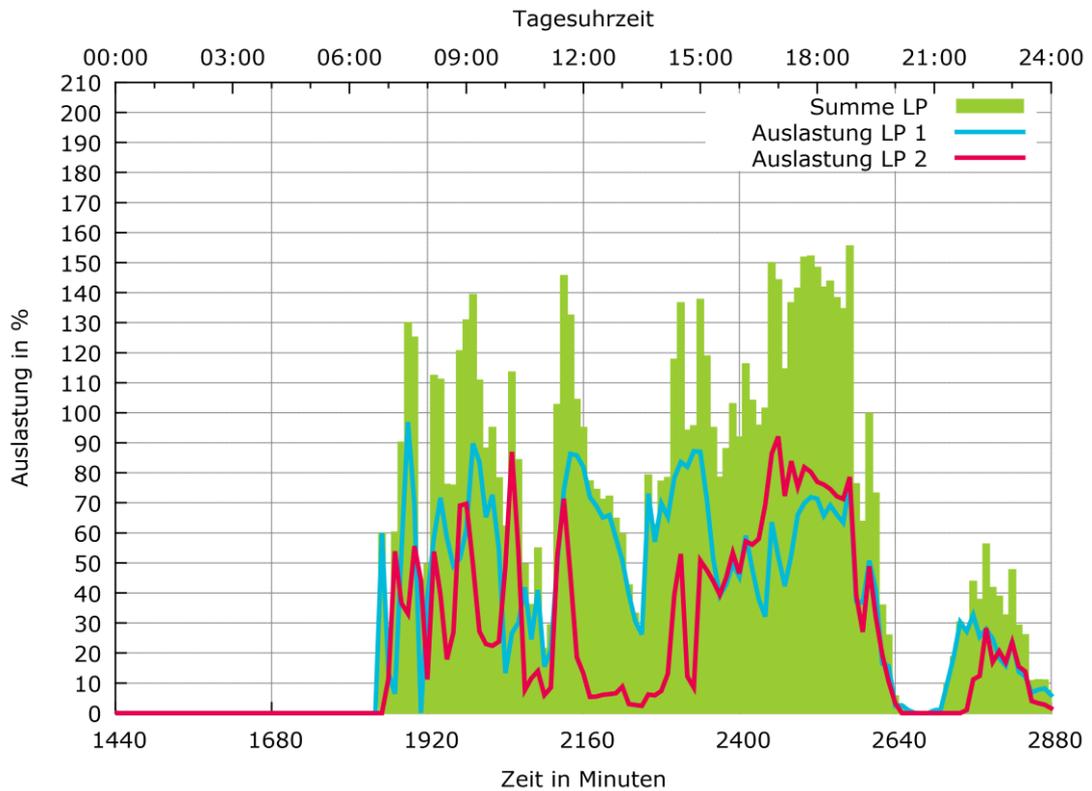


Abbildung 88: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den zweiten Simulationstag (Dienstag) und Organisation O1

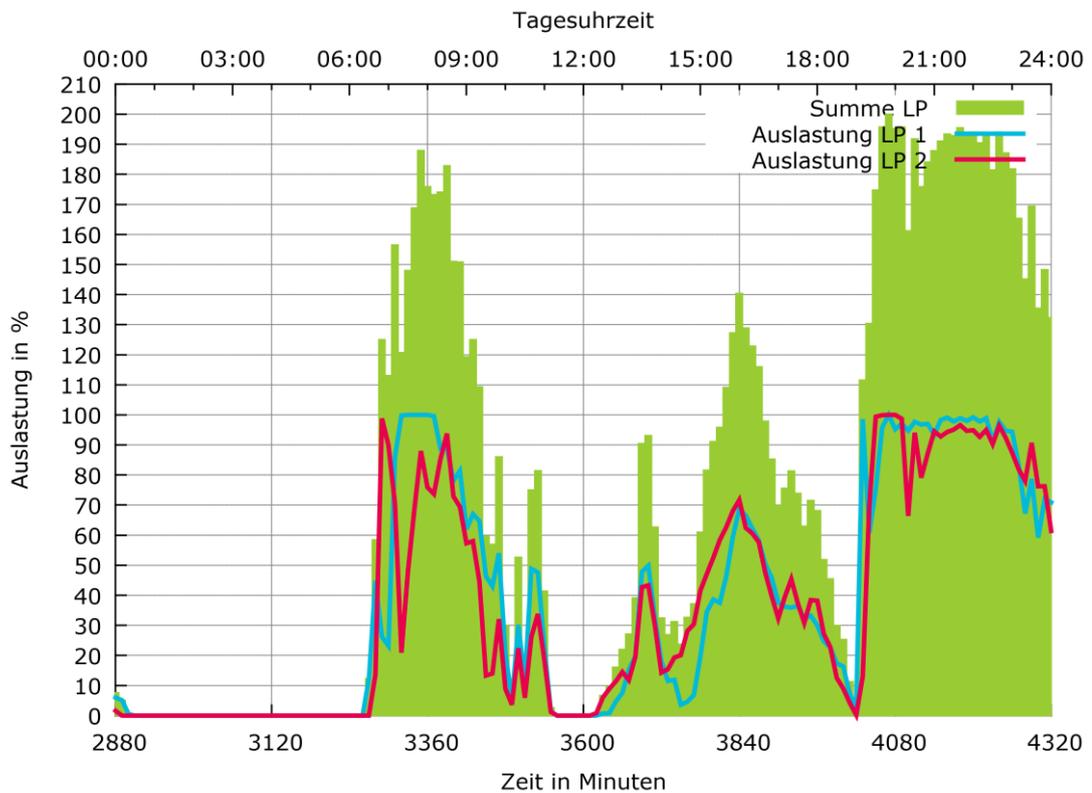
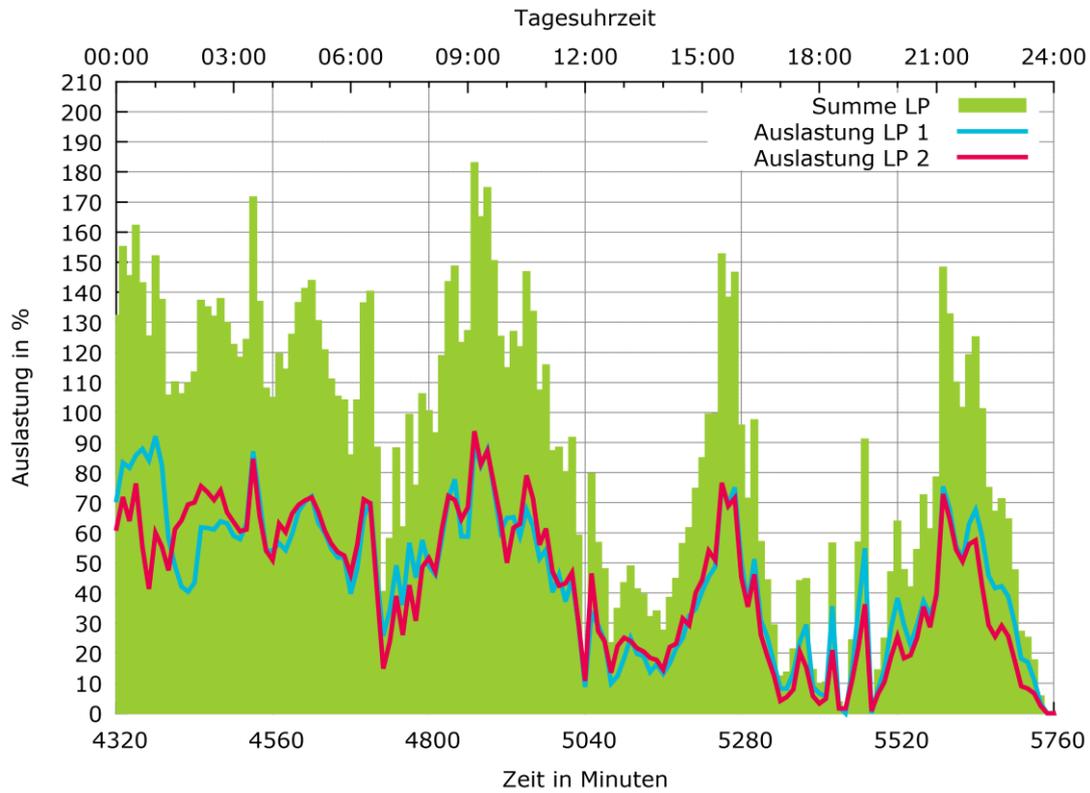
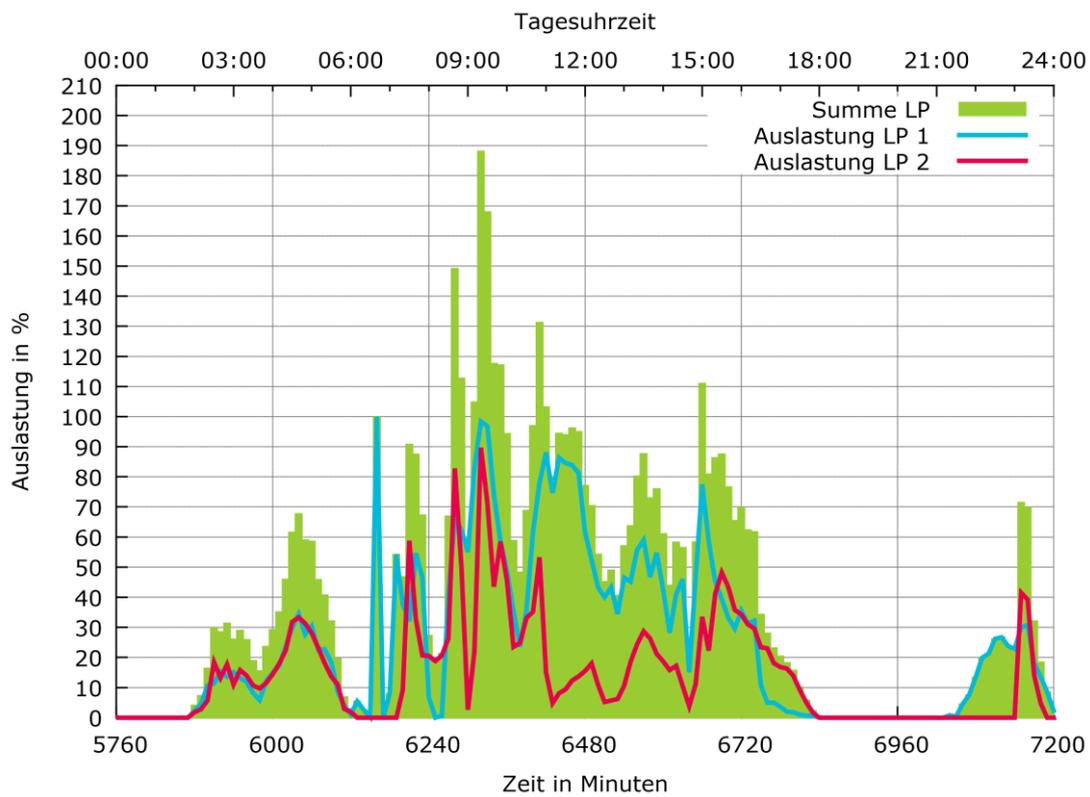


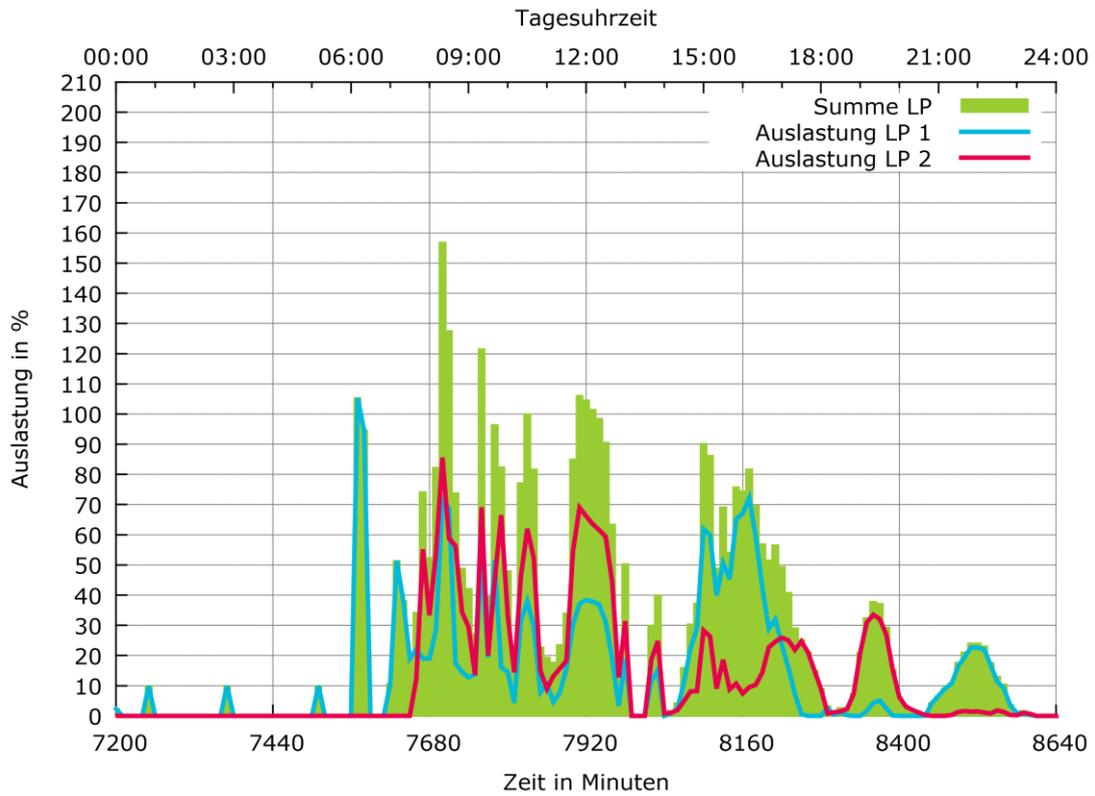
Abbildung 89: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den dritten Simulationstag (Mittwoch) und Organisation O1



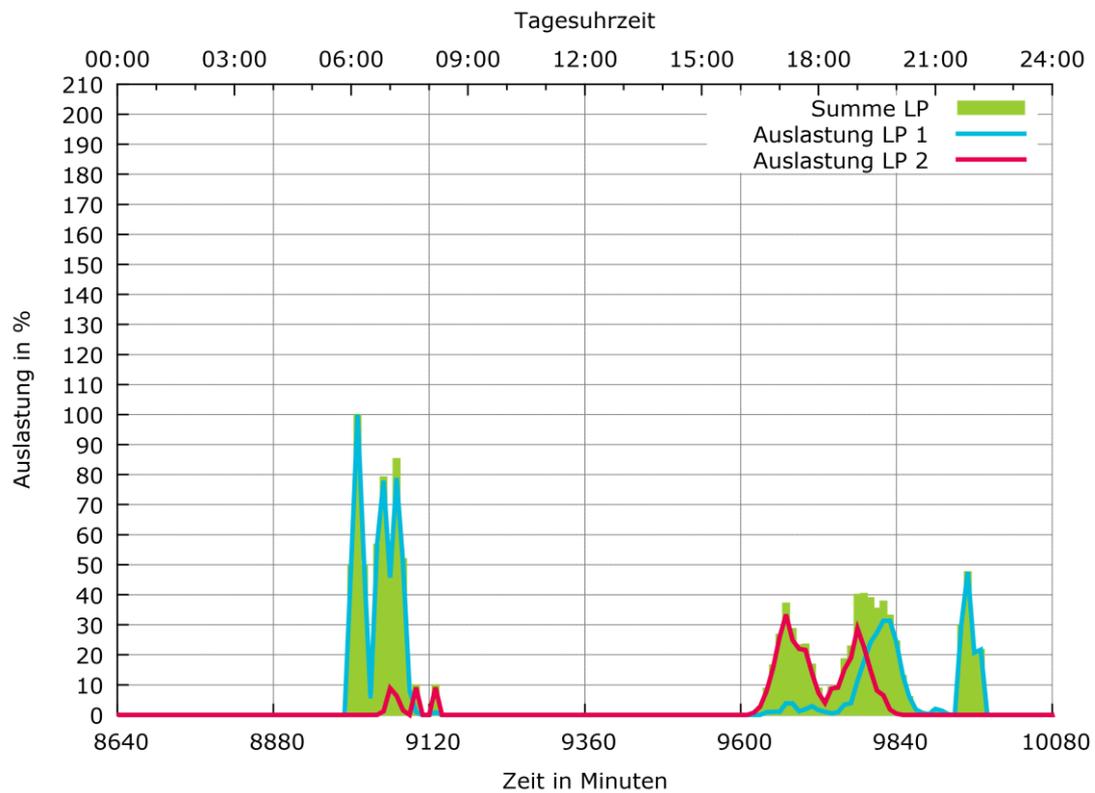
**Abbildung 90: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den vierten Simulationstag (Donnerstag) und Organisation O1**



**Abbildung 91: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den fünften Simulationstag (Freitag) und Organisation O1**



**Abbildung 92: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den sechsten Simulationstag (Samstag) und Organisation O1**



**Abbildung 93: Mittlere Auslastung der Leitplätze für den siebten Simulationstag (Sonntag) und Organisation O1**

### 8.1.2.3 Weiteres

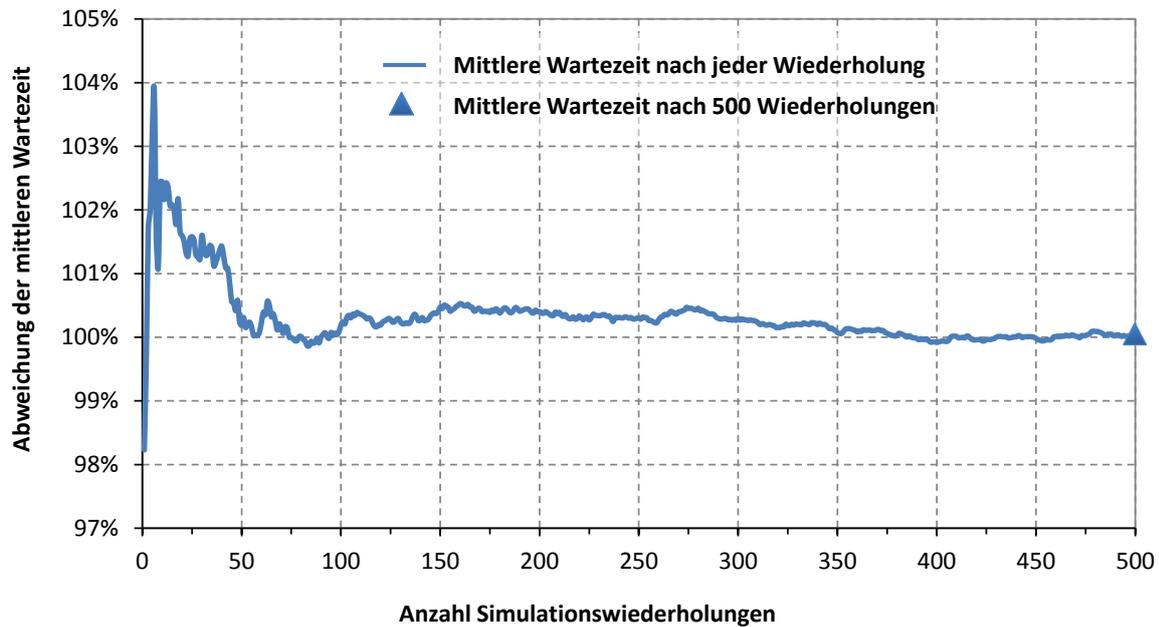


Abbildung 94: Mittlere Wartezeit von MS-Freischaltmaßnahmen in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationswiederholungen (bezogen auf den arithmetischen Mittelwert nach 500 Wiederholungen, 100 %)

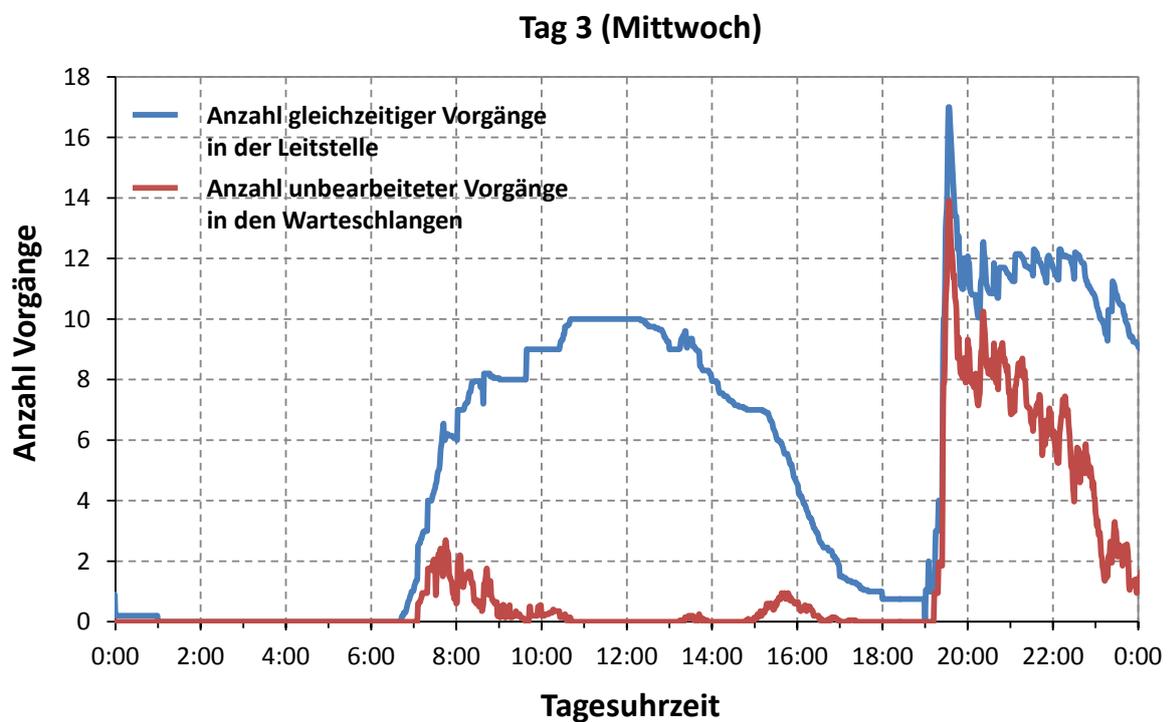


Abbildung 95: Zeitverlauf der Anzahl an offenen Vorgängen in der Bearbeitung und wartende auf den Leitplatz Vorgänge für den Tag 3 in Szenario I und Organisation O1

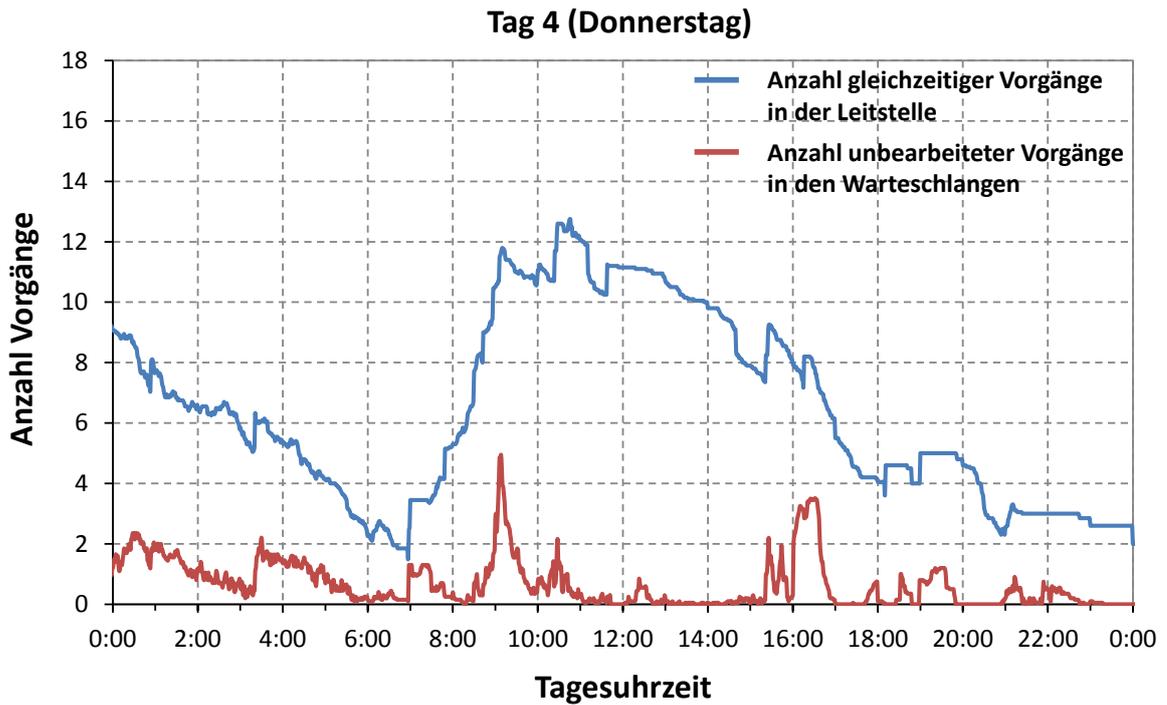


Abbildung 96: Zeitverlauf der Anzahl an offenen Vorgängen in der Bearbeitung und wartende auf den Leitplatz Vorgänge für den Tag 4 in Szenario I und Organisation O1

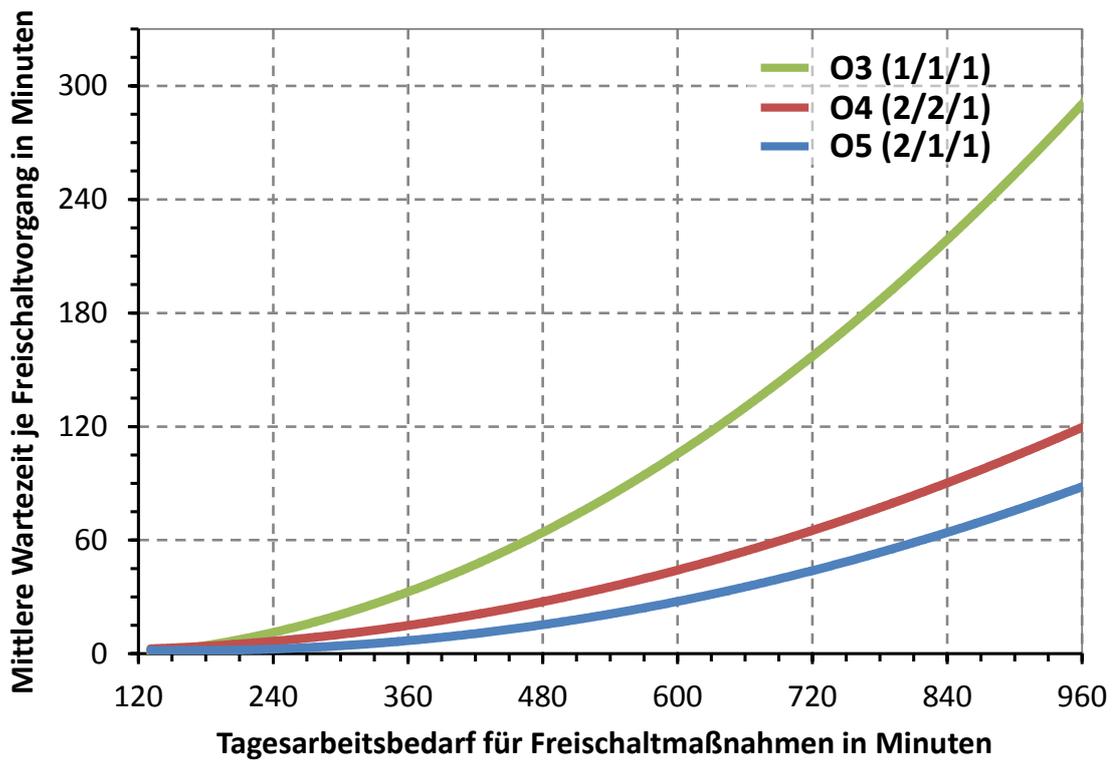


Abbildung 97: Erwartungswert der durchschnittlichen Wartezeit für Freischaltvorgänge in Abhängigkeit des täglichen Arbeitsbedarfs an geplanten Freischaltmaßnahmen für einen Leitplatz

## 8.2 Tabellen

**Tabelle 10: Störungsparameter der Mittel- und Niederspannungsstörungen Szenario 1 und 2[31]**

Störungstyp	Wahrscheinlichkeit $W_r$ für Reparatur zur vollständigen Wiederversorgung	Verbleibende Leistung für $P_2$	Verbleibende Reparaturdauer $\delta_r$
MS-Freileitung	0,29	0,1015	0,2658
MS-Kabel	0,19	0,1189	0,2451
MS ONS	0,26	0,1223	0,2799
MS Sonstige	0,22	0,1597	0,2013
NS	0,7	1	0,8

**Tabelle 11: Störungsparameter der Mittel- und Niederspannungsstörungen Szenario 4[31]**

Störungstyp	Wahrscheinlichkeit $W_r$ für Reparatur zur vollständigen Wiederversorgung	Verbleibende Leistung für $P_2$	Verbleibende Reparaturdauer $\delta_r$
MS-Freileitung	0,75	0,5	0,5
NS-Freileitung	0,586	1	0,8

**Tabelle 12: Mittlere Prozessdauern für die einzelnen Prozessphasen bei Störungsereignissen in Mittel- und Niederspannungsnetzen**

Prozessphase	Vorgangstyp (mittl. Prozessdauern in Minuten)		
	MS-Störung	NS-Störung	Netzmeldung
Netzmeldungsphase	6	1	1
Disposition 1. Welle	4	4	-
Kommunikation nach Analyse	2	2	-
Schaltungsplanung	3	-	-
Schaltungsphase	77	-	-
Disposition 2. Welle	5	5	-
Kommunikation nach Instandsetzung	2	2	-
Störung protokollieren	18	-	-

**Tabelle 13: Mittlere Prozessdauern für die einzelnen Prozessphasen bei MS-Freischaltmaßnahmen**

<b>MS-Freischaltungen (mittl. Prozessdauern in Minuten)</b>				
<i>Freischaltphase</i>	<i>Datenpflege</i>	<i>Vor-Ort-Tätigkeit</i>	<i>Rückschaltphase</i>	<i>Bericht</i>
52	12	271	50	3





