

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

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

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Impressum

Wazifehdust, Mahjar:
Prädiktive Regelung und Optimierung eines
Oberleitungsbussystems
Neue Energie aus Wuppertal, Band 51, 1. Auflage 2023

© 2023 Mahjar Wazifehdust, alle Rechte vorbehalten
Druck: epubli – ein Service der neopubli GmbH, Berlin, www.epubli.de
Bildquelle: [iStock.com/metamorworks](https://www.istock.com/metamorworks) (Cover)

Prädiktive Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems

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

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Mahjar Wazifehdust, M. Sc.

aus Bochum

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

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Stefan Soter

Tag der mündlichen Prüfung: 20. Januar 2023

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich auf diesem Weg begleitet, inspiriert und unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt in erster Linie meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, für die Ermöglichung des Vorhabens und das entgegengebrachte Vertrauen in meine Arbeit. Die vielen richtungsweisenden Ratschläge und der Freiraum zum selbstständigen Arbeiten haben entscheidend zum Erfolg dieser Arbeit und zu meiner persönlichen Entwicklung beigetragen. Weiterhin danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Stefan Soter, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Maschinen und Antriebe der Bergischen Universität Wuppertal, für das hohe Interesse an meiner Arbeit und die engagierte Übernahme des Korreferats.

Meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik danke ich für die spannende Zeit voller inspirierendem Austausch und fachlichem Sparring. Ganz besonders danke ich Dirk Baumeister, Mohammed Abohat, Dr.-Ing. Kamil Korotkiewicz und Dr.-Ing. Philippe Steinbusch für die außergewöhnlich gute und intensive Zusammenarbeit in freundschaftlicher Atmosphäre.

Weiterhin möchte ich mich bei allen beteiligten Kollegen bedanken, die im Rahmen unseres gemeinsamen Forschungsprojektes stets eine produktive und zielführende Zusammenarbeit gewährleistet haben.

Ich bedanke mich auch herzlich bei meinen engsten Freunden und meiner Partnerin, die mit viel Verständnis immer zu mir hielten und für den nötigen Ausgleich und Motivation sorgten. Mein größter Dank gebührt meinen Eltern und meinem Bruder, die mich auf meinem Weg begleitet haben und mir in jeglicher Hinsicht ihr volles Vertrauen und ihre uneingeschränkte Unterstützung schenkten.

Wuppertal im Januar 2023

Mahjar Wazifehdust

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Wandlungsprozess in elektrischen Verkehrsnetzen	2
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	4
1.3	Motivation, Zielsetzung und Struktur der Arbeit	7
2	Netzleitsystem für Oberleitungsbussysteme	9
2.1	Grundlagen eines Oberleitungsbussystems.....	9
2.1.1	Geschichte.....	9
2.1.2	Oberleitungsbus (Obus)	10
2.1.3	Batterie-Oberleitungsbus (BOB).....	11
2.1.4	Ladestrategien	11
2.1.5	Betriebsspannung	13
2.1.6	Oberleitungsbusinfrastruktur.....	13
2.2	Wandlungsprozess und Herausforderungen.....	16
2.3	Digitale Nachbildung des Oberleitungsbussystems	20
2.3.1	Notwendigkeit einer Simulationsumgebung	20
2.3.2	Modellbildung der Simulationsumgebung	21
2.4	Szenarienbasierte Simulation der Netzauswirkungen	26
2.4.1	Mittel- und langfristige Entwicklung	26
2.4.2	Risiken der neuartigen Netznutzung	28
2.5	Potential eines Netzleitsystems	31
2.5.1	Netzzustandsüberwachung und -regelung.....	32
2.5.2	Zentraler Ansatz in einem Oberleitungsbussystem	36
3	Entwicklung einer prognosebasierten Netzzustandsbewertung	39
3.1	Übergeordnetes Konzept für die Netzzustandsbewertung	39
3.2	Methodik für die Netzzustandsbewertung.....	41
3.2.1	Virtuelle Partitionierung der Netztopologie.....	42
3.2.2	Ereignisbasierte Identifikation	44
3.2.3	Kritikalitätsbewertung und Aggregation.....	51

4	Prädiktive Regelung und Optimierung im Oberleitungsbussystem	59
4.1	Theorie der modellbasierten Regelung.....	59
4.2	Entwurf der modellbasierten prädiktiven Regelung.....	61
4.2.1	Modellierung der Regelstrecke.....	63
4.2.2	Definition der Stellglieder	66
4.2.3	Definition systemrelevanter Größen.....	69
4.3	Regelungskonzept in einem zentralen Netzleitsystem	72
4.3.1	Analyse und Priorisierung potentieller Stellglieder.....	73
4.3.2	Berechnung der Stellgrößen	82
4.3.3	Regelungsstrategie und Verifikation	92
4.4	Entwurf eines Modells zur prädiktiven Optimierung im Betrieb	96
4.4.1	Methodischer Verfahrensablauf	97
4.4.2	Parametrierung und Mehrwert.....	100
5	Umsetzung und Funktionsvalidierung des Netzleitsystems.....	105
5.1	Systemischer Aufbau.....	105
5.2	Funktionsvalidierung.....	108
5.2.1	Verfahrenstest der Regelungsstrategie	109
5.2.2	Auswertung des Gesamtsystems	115
5.2.3	Grenzen des Verfahrens	118
6	Zusammenfassung und Ausblick	121
7	Summary and Outlook.....	125
8	Verzeichnisse.....	129
8.1	Literaturverzeichnis.....	129
8.2	Abkürzungen	143
8.3	Formelzeichen	145
9	Anhang	155
9.1	Parameter für die Simulation und Auswirkungsanalyse der Entwicklung des Solinger Oberleitungsbussystems	155
9.2	Technische Kenndaten der Hardware für den Labortest	156

9.3	Netztopologie des Oberleitungsbussystems der Stadt Solingen.....	157
9.4	Parametrierung des Netzautomatisierungssystems	158
9.5	Informationen zum Verfahrenstest im Testnetz	159
9.5.1	Spannungsverlauf Testnetz während einer Zustandsindikation	159
9.5.2	Bezugsleistung des Aktors während einer Zustandsindikation.....	160

1 Einleitung

Der Klimawandel und die dadurch induzierten Auswirkungen stellen die Menschheit vor große Herausforderungen. Steigende Meeresspiegel und häufiger auftretende extreme Unwetterereignisse repräsentieren nur einen Teil der sich verändernden Ökosysteme [1, 2]. Die treibende Kraft hinter dem Klimawandel ist die globale Erwärmung, welche seit Beginn der Industrialisierung mit einem weltweiten Anstieg der Durchschnittstemperatur um etwa 1,2 °C (Stand 2020) beziffert wird [3]. In Deutschland kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits ein lokaler Anstieg um 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter festgestellt werden [4]. Die Ursache der globalen Erwärmung findet sich in der atmosphärischen Anreicherung von Treibhausgasen wieder, welche auf anthropogene Prozesse zurückzuführen ist. Unter den im Kyoto-Protokoll definierten Treibhausgasen Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan, Distickstoffoxid und der Gruppe der fluorierten Treibhausgase nimmt CO₂ die mengenmäßig bedeutendste Rolle der Treibhausgase ein – in 2018 lag der CO₂-Anteil der Treibhausgasemissionen in Deutschland bei 88 %. Die Hauptursache der CO₂-Emissionen liegt in der auf fossilen Energieträgern basierenden Energieumwandlung für den Strom- und Wärmesektor, für den Mobilitätssektor sowie für die industrielle Produktion [5, 6].

Auf der Weltklimakonferenz 2015 haben sich erstmalig 197 Länder im Rahmen des Pariser Abkommens dazu verpflichtet, die globale Erwärmung auf höchstens 2 °C und möglichst auf 1,5 °C zu begrenzen. Zusätzlich streben die Mitgliedsstaaten das Ziel der weltweiten Treibhausgasneutralität für die zweite Hälfte des 21. Jahrhunderts an [7]. Damit diese Ziele erreicht werden können, ist ein fundamentaler Strukturwandel mit weitreichenden und vor allem konkreten Anpassungsmaßnahmen notwendig. Auf Ebene der Europäischen Union (EU) wird die Klimaneutralität als Ziel des Europäischen „Grünen Deals“ bereits bis 2050 angestrebt. Zur Umsetzung dieser ambitionierten Ziele hat die EU beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Darüber hinaus soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf mindestens 32 % angehoben werden und der Primärenergieverbrauch um mindestens 32,5 % im Vergleich zur Referenzentwicklung reduziert werden [8]. Vor diesem Hintergrund nimmt die Bundesrepublik Deutschland mit einem breiten Maßnahmenbündel im Rahmen der Energie- und Mobilitätswende eine Vorreiterrolle ein. Der um das Klimaschutzprogramm 2030 ergänzte Klimaschutzplan 2050 setzt bis 2030 unter anderem das übergeordnete Ziel zur Reduktion von Treibhausgasemission um 55 % gegenüber 1990 fest. Darüber hinaus gelten auch sektorspezifische Ziele, welche für den Mobilitätssektor als drittgrößten Verursacher von Treibhausgasen eine Minderung um 40 – 42 % gegenüber 1990 verlangen [9, 10].

Aufgrund der zunehmenden Fahrleistung und Anzahl von Personenkraftwagen werden die technologischen Innovationen zur Effizienzsteigerung ebendieser fast vollständig kompensiert,

weshalb die dem Mobilitätssektor zugeschriebenen Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2018 nur um 1 % gesunken sind [11]. Die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung sieht daher neben dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleenergie auch wesentliche Maßnahmen für die Transformation des Mobilitätssektors vor. Diese Maßnahmen umfassen vor allem staatlich finanzierte Zuwendungen für die Ersatzbeschaffung und den Betrieb von (teil-)elektrisch angetriebenen Personen- und Nutzkraftwagen (E-Kfz) sowie zum Ausbau der notwendigen Ladeinfrastruktur (LIS) für Privatpersonen, Unternehmen und die öffentliche Hand [12]. Die Substitution fossiler Kraftstoffe durch regenerativ erzeugten Strom ermöglicht der Elektromobilität die Funktion einer Schlüsselfigur und dient als wesentlicher Grundstein für die erfolgreiche Umsetzung der Mobilitätswende und für die Kopplung des Energie- und Mobilitätssektors [13, 14]. Aus technischer Sicht jedoch bedarf es hierfür umfangreicher Anpassungsmaßnahmen in der Ausstattung und Betriebsführung der elektrischen Versorgungssysteme. Die Ladung von E-Kfz findet ausschließlich in den Verteilungsnetzen und insbesondere auf Niederspannungsebene statt. Diese wurden in der ursprünglichen Dimensionierung nicht dafür ausgelegt, die Energiebereitstellung, welche mit der steigenden Präsenz der Elektromobilität einhergeht, sicherzustellen [15].

1.1 Wandlungsprozess in elektrischen Verkehrsnetzen

In der öffentlichen Debatte um das Thema Elektromobilität wird überwiegend die steigende Integration (teil-)elektrisch angetriebener Personenkraftwagen (E-Autos) angestrebt und in den Fokus gestellt. Durch die ambitionierten Minderungsziele für den Mobilitätssektor rückt auch der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) in den Vordergrund und steht vor einem Paradigmenwechsel. Die Mehrheit der Fahrgastfahrten wird von Bussen durchgeführt, wodurch diesen eine zentrale Rolle zukommt. Der Busverkehr im ÖPNV wird heute weit überwiegend mit fossilen Kraftstoffen versorgt und kann vor allem im urbanen Bereich einen großen Beitrag zur emissionsfreien Mobilität leisten. Die Substitution der weit verbreiteten Dieselsebusse durch E-Kfz im ÖPNV ermöglicht durch die höhere Energieeffizienz einen geringeren Primärenergieverbrauch und kann die lokalen CO₂- und Stickoxidemissionen nicht nur deutlich reduzieren, sondern durch den Einsatz von vollelektrischen Antriebsarten auch vollständig unterbinden. Darüber hinaus leisten E-Kfz im ÖPNV einen relevanten Beitrag zur Luftreinhaltung sowie zur Lärmreduktion und begünstigen als Synergieeffekt die Verlagerung des Individualverkehrs hin zum ÖPNV [16–19].

Während bereits 90 % des Schienenpersonenverkehrs mit elektrischer Energie versorgt werden, liegt der Anteil elektrisch angetriebener Busse bei gerade einmal 2 % (Stand 2020) [20, 21]. Trotz der betriebswirtschaftlichen Vorteile durch den allgemeinen Einsatz von Bussen, welche aus den homogenen Systemanforderungen, einem üblicherweise zentralen Flottenmanagement und dem Skaleneffekt resultieren, stellt die Flottenumstellung die Verkehrsbetriebe vor Schwierigkeiten.

Dazu trägt vor allem die technologische Diversität des Busverkehrs sowie die betriebliche Heterogenität im Vergleich zum Schienenverkehr bei [18].

Elektrisch angetriebene Busse sind keine neuartige Innovation und wurden bereits im späten 19. Jahrhundert in Form von Oberleitungsbussen (Obussen) vorgestellt und kommerziell eingesetzt [22]. Der technologische Fortschritt und die damit verbundenen Entwicklungen in den Segmenten der Batterie- und Ladetechnik, ermöglichen es nicht nur dem vergleichsweise neuen elektrischen Batteriebus (Ebus) flexibel eingesetzt zu werden, sondern auch mit dem Batterie-Oberleitungsbuss (BOB) eine sinnvolle Alternative zu den gegenwärtig eingesetzten Obussen zu bieten. Die Implementierung von energie- und leistungsintensiven Batterien substituiert das in Obussen zumeist eingebaute Diesel-Hilfsaggregat und bietet auch an Stelle der konventionellen Obusse umfangreiche Einsatzmöglichkeiten durch den zum Teil von der Oberleitungsinfrastruktur¹ unabhängigen Betrieb. Zusätzlich zum lokal emissionsfreien Betrieb kann somit auch die Nutzung der vorhandenen Oberleitungsinfrastruktur maximiert werden, da der BOB die Batterieladung sowohl während der Fahrt als auch im Stillstand über die Fahrdrähte bewerkstelligt. Letzteres hat jedoch zur Folge, dass der zwecks Batterieladung zusätzliche Energiebezug über die Fahrdrähte – bei zunehmender Präsenz von BOBs – die Netzkapazität der Oberleitungsinfrastruktur an die technischen Grenzen führt. Während die Infrastruktur neu konzipierter Oberleitungsbussysteme² bereits in der Planungsphase auf die zu erwartenden Leistungsflüsse ausgelegt werden kann, bieten bestehende Oberleitungsbussysteme nur ein begrenztes Maß an risikofreiem Spielraum im Hinblick auf Betriebsmittelüberlastungen und Unterschreitungen der Spannungsuntergrenze. Das neuartige Netznutzungsprofil kann somit zur Auslösung von Schutzeinrichtungen sowie zur Beschädigung von Betriebsmitteln führen, wodurch die Funktionalität und Betriebssicherheit des Oberleitungsbussystems nicht mehr gewährleistet werden kann [16, 23, 24].

Um den kritischen Situationen in bestehenden Oberleitungsbussystemen entgegenzuwirken, ergeben sich im Wesentlichen zwei unterschiedliche Optionen: Zum einen besteht grundsätzlich die Möglichkeit des Ausbaus zur elektrotechnischen Verstärkung der Oberleitungsinfrastruktur, um die Betriebsmittel des Oberleitungsbussystems zweckdienlich an die neuen Netznutzungssituationen anzupassen. Der infrastrukturelle Ausbau stellt eine besonders kostenintensive Anpassungsmaßnahme dar, welche in Abhängigkeit der individuellen technischen Rahmenbedingungen nur bedingt umsetzbar ist. Die Anhebung der Nennspannung zur Reduktion von Leitungsströmen kommt – bedingt durch die für Bahnstromsysteme definierten Normen – nur begrenzt in Frage [25]. Fahrdrähte mit einem größeren Querschnitt verursachen eine höhere mechanische Belastung der existierenden Tragstruktur, welche im urbanen Raum häufig an – zum Teil denkmalgeschützten – Wohnhauswänden montiert ist. Die konventionelle Ertüchtigung der

¹ Die Oberleitungsinfrastruktur umfasst die für den Betrieb und die Energieversorgung der Busse notwendigen Komponenten (Unterwerke und Oberleitung).

² Das Oberleitungsbussystem umfasst die Gesamtheit aller Komponenten inklusive der BOBs/Obusse.

Oberleitungsinfrastruktur stellt somit eine suboptimale und nur bedingt realisierbare Option dar [26, 27].

Zum anderen bietet sich der Einsatz intelligenter und automatisierter Steuerungslösungen zur Realisierung einer sicheren und optimierten Betriebsführung an. Diese ermöglichen als Alternative zur konventionellen Ertüchtigung die messtechnische Erfassung relevanter Prozessdaten wie der Strom- und Spannungswerte und die GPS-Positionen der BOBs und Obusse. Die Prozessdaten können während des Betriebs mittels einer kommunikativen Vernetzung zur *Identifikation, Prognose, Bewertung* und *Regelung* des Netzzustandes verwendet werden. Das resultierende System lässt sich unter dem Namen *Smart Grid* zusammenfassen und ist auf Basis einer Netzzustandsprognose in der Lage, kritische Netzsituationen zu detektieren und netzdienliche Eingriffe prädiktiv vorzunehmen, mit dem globalen Ziel, das Oberleitungsbus-system innerhalb der funktionssicheren Grenzen zu betreiben. Unter der Berücksichtigung eines modular aufgebauten Smart Grid Systems bietet sich zudem die Möglichkeit fortwährender Anpassungen, welche im Rahmen von Optimierungsmaßnahmen oder technischer Veränderungen des Systems ein großes Flexibilitäts- und Nachhaltigkeitspotential darstellen [28, 29].

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Ausgehend von der Energie- und Mobilitätswende finden umfangreiche Transformationsprozesse statt, welche sich sowohl in der Wissenschaft als auch in der Industrie bzw. der praktischen Anwendung sektorübergreifend widerspiegeln. Hinsichtlich der elektrischen Verkehrsnetze werden die Betreiber von ÖPNV-Systemen vor neuartige Herausforderungen gestellt, welche einen dringenden Handlungsbedarf im aktiven Betrieb sowie in der Planung zukünftiger Systeme verlangen. Heutige Energieversorgungsinfrastrukturen wurden nicht unter dem Gesichtspunkt der zukünftigen Energie- und Leistungsanforderungen dimensioniert – zur Bewältigung der anstehenden Transformationsprozesse bedarf es folglich adaptiver, intelligenter Lösungen, sodass insbesondere bestehende Energieversorgungsinfrastrukturen unter Berücksichtigung ihrer ursprünglichen Auslegung nachhaltig weitergenutzt werden können. Dadurch kann der Weg für die Energie- und Mobilitätswende geebnet werden und insbesondere im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit tragbar gestaltet werden.

Zur Einordnung der vorliegenden Arbeit in den derzeitigen Stand der Wissenschaft und Technik wird im Folgenden eine Übersicht der wissenschaftlichen und praktischen Anstrengungen geboten, welche das entsprechende Themenspektrum betrachten.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird zur Bewältigung der o. g. Herausforderungen der strategische Lösungsansatz der *Smart Grid* Systeme verfolgt. Smart Grid Systeme repräsentieren zum heutigen Stand einen vergleichsweise jungen Lösungsansatz, welcher jedoch Gegenstand zahlreicher vergangener und aktueller Anstrengungen in der Forschung und Entwicklung ist [28, 30–34]. Diese kennzeichnen sich vor allem durch unterschiedliche Ansätze und Methoden zur

Identifikation, Prognose, Bewertung und Regelung des Netzzustandes – werden derzeit jedoch überwiegend in konventionellen Energieversorgungsinfrastrukturen angewendet, welche zur Verteilnetzebene der Stromnetze zählen. Im Rahmen dessen existieren unterschiedliche Lösungen zur Erweiterung dieser Systeme, wodurch sich u. a. Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) und die Ladeinfrastruktur von E-Kfz netzdienlich einsetzen lassen [35–37]. Ein wesentlicher Vorteil der Smart Grid Systeme bietet sich durch die Möglichkeit, ein ganzheitliches Netzabbild im Rahmen der Netzzustandsidentifikation zu erstellen.

Die Integration von BOBs in ein elektrisches Verkehrsnetz wird von einer Vielzahl an Herausforderungen begleitet – diese werden bereits in zahlreichen wissenschaftlichen und praxisorientierten Arbeiten adressiert. Dabei kann eine heterogene Vielfalt an Lösungsansätzen beobachtet werden. Diese äußert sich insbesondere in Abhängigkeit des jeweiligen Anwendungsfalls in einer hohen Individualität der entsprechenden Lösungen.

Die gegenwärtige Forschung und das damit verbundene (Weiter-)Entwicklungspotenzial von Oberleitungsbussystemen spiegelt sich in einer facettenreichen Ansammlung an Methoden und Lösungsansätzen wider, welche den Weg zu zukunftsfähigen, elektrischen Verkehrsnetzen ebnen. Dabei spielt insbesondere die Adaption intelligenter Verfahren aus den Smart Grid Systemen eine nennenswerte Rolle – dies wird u. a. darauf zurückgeführt, dass der Betrieb in Oberleitungsbussystemen von stark fluktuierenden Leistungsspitzen beim Beschleunigen der Fahrzeuge gekennzeichnet ist. Der Einsatz von Stationären Energiespeichern als Zwischenspeicher für regenerativ erzeugte Energie bspw. aus Photovoltaik-Systemen bietet sich als zweckdienliche Lösung an, damit der Betrieb eines Oberleitungsbussystems nachhaltiger gestaltet werden kann [38–40]. Darüber hinaus wurden umfangreiche Analysen durchgeführt, welche die Interoperabilität von Oberleitungsbussystemen mit E-Auto-Ladepunkten und Photovoltaik-Systemen bewertet und geeignete Betriebsverfahren sowie Konstellationen identifiziert haben, sodass eine deutlich gesteigerte Energieeffizienz resultieren konnte [41–45].

In der jüngsten Vergangenheit wurden zudem unterschiedlichste Möglichkeiten zur Realisierung von Energiemanagementsystemen in elektrischen Verkehrsnetzen untersucht. Vergleichbar zur Smart Grid Thematik wird hier im Hinblick auf den Systemaufbau zum einen zwischen den zentralen und dezentralen Lösungsansätzen unterschieden [46]. Zum anderen teilen sich die existierenden Lösungen grundsätzlich in heuristische oder regelbasierte Strategien und optimierungsbasierte Strategien auf [47–49]. In diesem Kontext wird vor allem das Themengebiet der gesteigerten Energieeffizienz untersucht. Dabei zeichnen sich heuristische Strategien durch eine endliche Menge an Regeln aus und stellen in diesem Kontext keine großen Anforderungen an die Recheninstanz dar, sodass diese lokal implementiert werden können. Optimierungsbasierte Strategien verfolgen in diesem Zusammenhang einen systemischen Ansatz, aus welchem sich Regelstrategien ableiten und in Echtzeit einsetzen lassen.

Im Hinblick auf ein Echtzeitregelungssystem, welches zugleich das übergeordnete Ziel der vorliegenden Arbeit darstellt, kommen unterschiedlichste Variationen der modellbasierten prädiktiven Regelung zum Einsatz. Dazu werden verschiedene Techniken wie das Maximalprinzip von Pontryagin [50], die Dynamische Programmierung [51], die Quadratische Programmierung [52], die Konvexe Programmierung [53] und auch die Nichtlineare Programmierung [54] angewendet. Dabei konnte bereits festgestellt werden, dass die Güte der Datengrundlage, welche zur Erstellung einer Prädiktion (auch *Trajektorie*) genutzt wird, mit Unsicherheiten behaftet ist und in diesem Kontext mit besonderem Fokus berücksichtigt werden muss. Die Ergebnisse der o. g. Strategien werden initial erstellt und abschließend in sog. Lookup-Tabellen hinterlegt, damit ein Echtzeitsystem diese nutzen kann. Dadurch begrenzen sich die Handlungsmöglichkeiten jedoch auf eine endliche Menge an Einträgen. Zur Regelung eines dynamischen Systems bieten sich diese Strategien somit nur bedingt an, da eine residuale Unsicherheit verbleibt.

Ein weiterer Ansatz, welcher sich im Rahmen der Weiterentwicklung des Pekinger Oberleitungsbussystems durchgesetzt hat, ist die koordinierte Regelung der Unterwerke, welche durch kommunikativen Datenaustausch mit benachbarten Unterwerken und in Abhängigkeit hinterlegter Kennlinien eine Stromregelung durchführen, mit dem übergeordneten Ziel der Verlustminimierung [46, 55]. In diesem Kontext wurden verschiedene Ansätze zur Minimierung von Übertragungsverlusten und einer Stabilisierung der Netzspannung zusammengeführt [56, 57]. Ausgehend davon konnten neue Regelungsstrategien entwickelt werden, welche auf rekursiven Optimierungsstrategien basieren.

Im Hinblick auf die vorgestellten Regelungsstrategien und Verfahren wird ersichtlich, dass der Einsatz von Optimierungsalgorithmen eine breite Anwendung findet. Diese werden überwiegend zur Szenarienanalyse genutzt, sodass anschließend eine fest definierte Menge an Handlungsmaßnahmen definiert und hinterlegt wird. Daraus ergeben sich nennenswerte Vorteile hinsichtlich der zeitlichen Performance. Die beschriebenen Vorgehensweisen haben jedoch allesamt den Nachteil, dass kein vollständiges Netzabbild erstellt wird.

Ausgehend von dieser Grundlage wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit das vorgestellte Prinzip der Smart Grids verfolgt, welches sich bereits für den Einsatz in konventionellen Stromnetzen bewähren konnte. Dabei wird dem Betreiber eines Oberleitungsbussystems (i. d. R. Verkehrsbetrieb) die Verfügbarkeit eines Netzleitsystems unterstellt, welches bspw. der Positionserfassung und -verarbeitung der im Betrieb befindlichen Fahrzeuge oder der dynamischen Fahrgastinformation³ an den Bushaltestellen dient [58, 59].

³ Digitale Anzeigetafel zur Echtzeitdarstellung der tatsächlichen Abfahrtszeiten einzelner Buslinien.

1.3 Motivation, Zielsetzung und Struktur der Arbeit

Der Entstehungsrahmen der vorliegenden Arbeit ist durch die gegenwärtigen Anstrengungen hinsichtlich der Energie- und Mobilitätswende begründet und motiviert. Ausgehend von den damit verbundenen, energiepolitischen und klimabezogenen Zielen wird den bestehenden Energieversorgungs- und Verkehrssystemen eine wesentliche Rolle im Kontext der voranschreitenden Transformationsprozesse zugesprochen. Für die Entwicklung zukunftsfähiger und nachhaltiger elektrischer Verkehrssysteme, bedarf es einer vollständigen Dekarbonisierung. Dies kann insbesondere im Fall von bestehenden Verkehrssystemen durch den Einsatz innovativer und intelligenter Technologien begünstigt werden. Ausgehend vom Stand der Wissenschaft und Technik (vgl. Abschnitt 1.2) besteht auf diesem Gebiet ein nennenswerter Forschungsbedarf, welcher der maßgebliche Treiber für die Entstehung der vorliegenden Arbeit ist.

Die vorliegende Arbeit und die damit verbundenen Ergebnisse entstanden im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes und in enger Zusammenarbeit mit verschiedenen Konsortialpartnern aus der Wissenschaft, der Energieversorgung und dem Betrieb elektrischer Verkehrsnetze [60]. Die interdisziplinären Fachkenntnisse sowie die Verfügbarkeit eines realen Oberleitungsbussystems, welches Gegenstand des o. g. Transformationsprozesses ist, trug einen wichtigen Beitrag zur Praxisnähe und Qualität der entstandenen Ergebnisse bei.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die algorithmische Entwicklung einer prädiktiven Regelung und Optimierung für ein Oberleitungsbussystem, welches durch den zweckdienlichen Einsatz neuartiger Methoden und Netzteilnehmer eine sichere Betriebsführung ermöglicht. Ausgehend von der Charakteristik des Oberleitungsbussystems und den damit verbundenen Herausforderungen, wird der generische Entwicklungsprozess eines zentralen Netzautomatisierungssystems erläutert, welches als ergänzende Komponente eines (bestehenden) Netzleitsystems eingesetzt werden soll. In diesem Kontext wird die Verfügbarkeit prognostizierter Informationen hinsichtlich des Netzzustandes angenommen – diese werden bereits ausführlich in [59] thematisiert und sind nicht weiter Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Der Einsatz von Netzautomatisierungstechnik hat sich bereits in zahlreichen vergangenen Arbeiten (vgl. Abschnitt 1.2) als wirksame Maßnahme für die virtuelle Ertüchtigung von Energieversorgungsnetzen erwiesen – in diesem Zusammenhang lässt sich der Infrastrukturausbau ggf. verzögern oder vollständig verhindern. Vor diesem Hintergrund bietet es sich an, diese Erkenntnisse zu adaptieren um den Einsatz in einem Oberleitungsbussystem zu ermöglichen. Ergänzend zu der optimierten Planung von neuen Oberleitungsbussystemen gemäß [59] ermöglicht der in dieser Arbeit verfolgte Ansatz den zukunftsorientierten und sicheren Betrieb bestehender Oberleitungsbussysteme.

Die vorliegende Arbeit ist assoziativ gegliedert und beschreibt im Rahmen dessen die Entwicklungsschritte sowie den chronologischen Verfahrensablauf eines Netzautomatisierungssystems für ein Oberleitungsbussystem. Dazu werden einleitend in Kapitel 2 die relevanten, technischen Informationen und Hintergründe als Verständnisgrundlage erläutert. Diese umfassen

sowohl die technischen Merkmale von Obussen und BOBs als auch die der Oberleitungsbusinfrastruktur. Ausgehend davon wird der gegenwärtige Wandlungsprozess sowie die damit verbundenen Risiken erläutert, welche auf die neuartigen Netznutzungssituationen im Oberleitungsbussystem zurückzuführen sind. Der resultierende Anstieg an Grenzwertverletzungen wird auf Basis eines digitalen Zwillings des Oberleitungsbussystems [61] validiert, wodurch der prinzipielle Bedarf einer intelligenten Lösung in Form von einem Netzautomatisierungssystem plausibilisiert werden kann. Abschließend wird das Potential eines Netzautomatisierungssystems diskutiert und die Entscheidungsfindung hinsichtlich eines zentralen Ansatzes erläutert.

Kapitel 3 thematisiert die Anforderungen an die Netzzustandsbewertung und die damit verbundenen Entwicklungsschritte. Die Netzzustandsbewertung bedient sich einer zyklisch erstellten Netzzustandsprognose und bildet in diesem Zusammenhang die Grundlage für ein prädiktives Regelungs- und Optimierungssystem. Die Daten der Netzzustandsprognose [59] werden ausgehend von parametrisierten Kennwerten für die physikalischen Zustandsgrößen wie bspw. Spannung und Strom, aber auch im Hinblick auf zeitliche Restriktionen analysiert. Der Prozess der ereignisbasierten Identifikation durchläuft verschiedene Validierungsschritte und endet mit einer Kritikalitätsbewertung und Aggregation. So die kritischsten Netzsituationen priorisiert und ein wesentlicher Beitrag zur Stabilität des Regelungs- und Optimierungssystems geleistet werden.

Der generische Ansatz für die Entwicklung eines prädiktiven Regelungs- und Optimierungssystems wird in Kapitel 4 behandelt und repräsentiert den Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit. Dabei stützt sich das Zielsystem auf die theoretische Grundlage der modellbasierten prädiktiven Regelung. Ausgehend von einem nichtlinearen mathematischen Modell erfolgt die Definition relevanter Systemgrößen. Der Fokus in Kapitel 4 richtet sich auf die methodische Entwicklung eines Regelungssystems, welches die Verfügbarkeit und netzdienliche Einsatzbereitschaft der neuartigen Netzteilnehmer (z. B. BOBs) determiniert und ausgehend davon zweckdienliche Anpassungen im Betrieb (Einsatzentscheidungen) automatisiert umsetzt. Die Erfüllung dieser Aufgabe gilt es unter Einhaltung der obersten Prämisse und zwar eines unterbrechungsfreien Betriebs im Oberleitungsbussystem zu gewährleisten. Abschließend erfolgt ein Modellentwurf für die ergänzende Komponente der Optimierung, sodass sich abseits des o. g. Ziels auch weitere Betriebsoptimierungen hinsichtlich der Energieeffizienz und der Spannungsstabilisierung (Betrieb näher an der Nennspannung) realisieren lassen.

Die vorgestellten Verfahren und Methoden werden im Rahmen von Kapitel 5 auf Systemebene verknüpft und einem Labortest unterzogen. Der Labortest repräsentiert in diesem Kontext einen integrierten Hardwaretest, welcher hinsichtlich der Kommunikation und technischen Ressourcen praxisnah ausgeführt wird. Anschließend wird die Funktionsvalidierung ausgewertet und es erfolgt eine Bewertung und Reflexion des Netzautomatisierungssystems.

Kapitel 6 enthält ein zusammenfassendes Fazit, welches außerdem um einen Ausblick über den weiteren Forschungsbedarf ergänzt wird.

2 Netzleitsystem für Oberleitungsbussysteme

Die gegenwärtigen Entwicklungen und der resultierende Stand der Technik für elektrische Energiespeichersysteme dienen nicht nur als Wegbereiter für Ebusse, sondern ermöglichen auch die Nutzung weitreichender Synergieeffekte durch den Einsatz von BOBs in bestehenden und neuen Oberleitungsbussystemen. Zu den wichtigsten Synergieeffekten zählen zum einen der vollständig emissionsfreie Betrieb und zum anderen die Möglichkeit der permanenten Energiezuführung über die Oberleitung, welche zusätzlich zur Traktionsleistung auch die Batterie-ladeleistung bereitstellt.

Die Integration von BOBs und neuartigen Netzteilnehmern wie bspw. Ladepunkten für E-Autos erfordern jedoch aufgrund des erhöhten Energiebezugs und der damit einhergehenden Netzbelastung ein übergeordnetes, automatisiertes Netzleitsystem zur Identifikation, Prognose, Bewertung und Regelung des Netzzustandes (vgl. Abschnitt 1.1) [26, 62, 63]. Im Rahmen der Entwicklung eines solchen Systems ist es wichtig, die zu erwartenden Netzauswirkungen – für die Identifikation geeigneter Regelungs- und Optimierungsstrategien – determinieren zu können.

2.1 Grundlagen eines Oberleitungsbussystems

Im Folgenden werden die wesentlichen Grundlagen eines Oberleitungsbussystems vorgestellt. Dies bezieht sich insbesondere auf technische Besonderheiten und Variationen hinsichtlich der Buskonzepte, Ladestrategien und der Oberleitungsbusinfrastruktur.

2.1.1 Geschichte

Die Geschichte der Oberleitungsbussysteme geht zurück bis in das Jahr 1882, als Werner von Siemens den *Elektromote*⁴ vorgestellt hat. Dieser gilt als weltweit erster Vorläufer der heutigen Obusse. Der Elektromote wurde über zwei Elektromotoren mit einer Leistung von jeweils 2,2 kW angetrieben, die auf der 540 m langen Versuchsstrecke in Halensee über eine mit 550 V Gleichspannung betriebene Oberleitung mit elektrischer Energie versorgt wurden. Ein auf der Oberleitung rollender Kontaktwagen, der über zwei Kupferkabel mit dem Fahrzeug verbunden war, diente als Stromabnehmer. Die Stromerzeugung für das Oberleitungsbussystem wurde mithilfe einer Dampfmaschine und einer angekoppelten Dynamomaschine sichergestellt. Der Betrieb des Elektromotes musste jedoch im selben Jahr wieder eingestellt werden, da er aufgrund der unbefestigten Straßen sehr fehleranfällig war [64]. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde die Idee des Obusses wieder aufgegriffen und erfuhr weltweit und vor allem nach dem Zweiten Weltkrieg einen immensen Zuwachs [65]. Dieser Zuwachs gipfelte in den 1960er Jahren mit einem weltweiten Gesamtbestand von über 400 Oberleitungsbussystemen [66]. Der techno-

⁴ Abgeleitet aus den englischen Begriffen „electric motion“ (dt. elektrische Bewegung).

logische Fortschritt auf dem Gebiet der Verbrennungsmotoren, sinkende Rohölpreise und der in den Vordergrund rückende Individualverkehr resultierten in einer rückläufigen Entwicklung der Oberleitungsbussysteme bis hin zur vollständigen Einstellung vieler Betriebe [16, 23]. So reduzierte sich der Bestand der deutschen Oberleitungsbussysteme von ursprünglich 60 auf drei, welche heute noch in Solingen, Eberswalde und Esslingen am Neckar betrieben werden [65, 67, 68].

Der gegenwärtige Paradigmenwechsel im Rahmen der Energie- und Mobilitätswende motiviert und fördert die Verkehrsbetriebe, auf teil- oder vollelektrische Antriebsarten umzusteigen. Dadurch wird auch die bewährte Technologie des Obusses samt ihrer Vorteile (vgl. Abschnitt 1.1) wieder hervorgehoben, wodurch neue Oberleitungsbussysteme geplant werden und bestehende Oberleitungsbussysteme bspw. durch eine (Teil-)Flottenumstellung auf BOBs modernisiert werden [65, 69]. Im Folgenden dient eine systematische Übersicht der wesentlichen Komponenten eines Oberleitungsbussystems zur Einordnung. Hierbei stehen vor allem die zwei wesentlichen Buskonzepte *Obus* und *BOB*, sowie die dazugehörigen *Ladekonzepte* und die Komponenten der *Oberleitungsbusinfrastruktur* im Fokus. Die Buskonzepte Ebus und Brennstoffzellen-Bus werden in dieser Arbeit – trotz des hohen Stellenwertes in der ÖPNV Mobilitätswende – nicht weiter betrachtet, da keine nennenswerten betrieblichen oder technischen Berührungspunkte zu Oberleitungsbussystemen bestehen.

2.1.2 Oberleitungsbus (Obus)

Obusse sind durch den namensgebenden und permanenten Kontakt zu einer Oberleitung charakterisiert, welche die Energiezuführung für den elektrischen Antrieb gewährleistet. Dieser wird je nach Bus Typ – Solobus oder der längere Gelenkbus – entweder durch einen oder durch zwei Elektromotoren bewerkstelligt. Üblicherweise werden heutzutage aufgrund der betriebsbedingten Vorteile Drehstrom-Asynchronmotoren mit kollektorlosem Kurzschlussläufer eingesetzt. Diese sind zum einen robust, kostengünstig und wartungsarm. Zum anderen bieten sie die Möglichkeit der elektrischen Rekuperation⁵ in das Oberleitungsnetz sowie der kurzzeitigen Überlastung zur Bereitstellung einer höheren Spitzenleistung bzw. eines höheren Antriebsdrehmoments [70]. Die Rekuperation in das Oberleitungsnetz setzt eine ausreichende Netzkapazität voraus, welche beispielhaft durch einen simultan anfahrenden Obus mit entsprechendem Energiebezug dargestellt werden kann. Im Falle einer unzureichenden Netzkapazität wird die Rekuperationsenergie mittels einer von der lokalen Netzspannung abhängigen Steuerung zur Wärmeumwandlung in den elektrischen Bremswiderstand geleitet [71]. Die permanente Energiezuführung wird mithilfe eines zweipoligen Stromabnehmers (auch *Pantograph*) bewerkstelligt, wodurch der Obus im rein elektrischen Betrieb allerdings spurgebunden ist [72]. Für eine flexiblere Liniengestaltung sowie zur Bewältigung von Umleitungen jeglicher Art verfügen Obusse optional über ein Diesel-Hilfsaggregat mit einer vergleichsweise geringeren

⁵ Bremsenergierückgewinnung

Leistung. Diese werden entweder im Generatorbetrieb – zur Stromerzeugung für die Elektromotoren – genutzt oder alternativ als Direktantrieb. Somit wird der Obus unter Einbußen der Emissions- und Lärmvorteile dazu befähigt, auch oberleitungsfreie Streckenabschnitte zu befahren [71, 73]. Moderne Obusse, die dem Stand der Technik entsprechen, können optional mit einem Superkondensator (auch *Supercap*) ausgestattet sein, welcher allerdings nur eine kurzzeitige Energiebereitstellung bei der Anfahrt aus dem Stillstand gewährleistet [74].

2.1.3 Batterie-Oberleitungsbus (BOB)

Der BOB verfügt im Wesentlichen über dieselben Charakteristika wie der Obus. Ausgestattet mit einer Traktionsbatterie⁶ entfällt allerdings das Diesel-Hilfsaggregat, wodurch der BOB gemäß der Clean Vehicles Directive (CVD) zur Gruppe der emissionsfreien Fahrzeuge gezählt wird [75]. Die Traktionsbatterie liefert zusätzliche Freiheitsgrade, sodass der BOB auch oberleitungsfreie Streckenabschnitte emissionslos absolvieren kann und bietet zusätzlich die Möglichkeit einer flexibleren Linienführung [16]. Sowohl die Ladestrategie, als auch das typische Nutzungsprofil der BOBs hat einen hohen Einfluss auf die Auswahl geeigneter Traktionsbatterien. Die Mehrheit der zum Einsatz kommenden Traktionsbatterien in elektrisch angetriebenen Bussen besteht hinsichtlich des elektrochemischen Zelltyps aus Lithium-Titanat (LTO), Lithium-Eisenphosphat (LiFePO₄), Nickel-Mangan-Kobalt (NMC) oder Festkörper Zellen [68]. Im Rahmen der Elektromobilitätsentwicklung und -anwendung konnten sich diese vor allem durch hohe Energiedichten, hohe Lade- und Entladeströme sowie eine befriedigende Zyklfestigkeit bewähren [68, 76, 77]. Dank der Traktionsbatterie verfügt der BOB außerdem über eine weitere Möglichkeit der Rekuperation, bei welcher die Bremsenergie in erster Instanz für die Aufladung der Traktionsbatterie genutzt wird. Sollte die Traktionsbatterie vollständig aufgeladen sein und somit keine weitere Energie aufnehmen können, wird das gleiche Priorisierungsschema angewendet, wie es bereits für den Obus erläutert wurde [78, 79].

2.1.4 Ladestrategien

Hinsichtlich der Ladestrategien für die BOBs wird grundsätzlich zwischen folgenden Systemen unterschieden:

- Konduktiv-dynamische Ladestrategie
- Konduktiv-stationäre Ladestrategie

Induktiv-stationäre Ladestrategien, welche die Energie kontaktlos – unter Nutzung elektromagnetischer Felder – zuführen, werden im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Die Einzelauswahl oder etwaige Kombinationen der relevanten Ladestrategien sind im Wesentlichen durch die Streckencharakteristika und die Batteriekapazität der Traktionsbatterie geprägt [64].

⁶ Verfügt im Vergleich zum Supercap über deutlich geringere Leistungs- aber dafür höhere Energiedichte

Streckenlader

Das Prinzip der Streckenladung repräsentiert die konduktiv-dynamische Ladestrategie, bei welcher der Ladestrom für die Traktionsbatterie während der Fahrt über die Oberleitung bezogen wird. Der Stromabnehmer dient somit als konduktive Verbindung zur Oberleitung und gewährleistet nicht nur den Energiebezug für den Antrieb, sondern auch für den Aufladeprozess der Traktionsbatterie. Die Streckenladung – auch In-Motion-Charging⁷ genannt – hat die Strombelastbarkeit des Stromabnehmers als limitierenden Faktor. Je nach Auslegung kann somit die volle Traktionsleistung des BOBs bereitgestellt werden, während die Traktionsbatterie gleichzeitig mit maximaler Leistung aufgeladen wird. Zu den Vorteilen der Streckenladung zählt zum einen die Tatsache, dass nur ein verhältnismäßig geringer Anteil der Linienführung mit einer Oberleitung ausgebaut sein muss. Zum anderen reichen die geringen Batteriekapazitäten für eine flexible Liniengestaltung aus und bei vorhandener Oberleitungsbusinfrastruktur entfällt die zusätzlich zu installierende Ladeinfrastruktur [64, 80–82].

Gelegenheitslader

Der Gelegenheitslader nutzt ebenfalls die konduktive Ladestrategie, allerdings stationär, d. h. im Stillstand. Hierzu bedarf es punktuell installierter Ladeinfrastruktur entlang der Linienführung an Wende- und Endhaltestellen. Somit kann der BOB bei planmäßigen Stopps die Traktionsbatterie aufladen und gewinnt an betrieblicher Flexibilität. Die Voraussetzung für eine zweckdienliche Gelegenheitsladung ist jedoch ein entsprechend dimensionierter Schnellladepunkt mit einem geeigneten Netzanschluss am Ort der Installation. Zu den Vorteilen zählt nicht nur die gesteigerte Betriebssicherheit des BOBs, sondern auch die geringere notwendige Batteriekapazität im Vergleich zum Streckenlader und die damit verbundene Kosteneinsparung. Je nach Planung und Auslegung kann der BOB mithilfe der Gelegenheitsladung und bei gleichbleibender Batteriekapazität aber auch größere oberleitungsfreie Strecken zurücklegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Prämisse der Energievorhaltung für den Rückweg nicht mehr essenziell ist, wenn ausreichende Standzeiten für die Gelegenheitsladung an den Wende- und Endhaltestellen gegeben sind [64, 81, 82].

Im Allgemeinen ist noch das Prinzip der Depotladung erwähnenswert, die ebenso wie die Gelegenheitsladung zu der konduktiv-stationären Ladestrategie zählt. Jedoch spielt die Depotladung grundsätzlich nur für Ebusse und Brennstoffzellen-Busse eine Rolle [64]. Der BOB nutzt bei Einkehr in den Betriebshof (auch *Depot*) die existierende Oberleitungsinfrastruktur für den Aufladeprozess. Allerdings handelt es sich dabei nicht um die klassische Depotladung, sondern faktisch eher um eine stationäre Streckenladung ähnlich dem Stillstand an Ampeln und Haltestellen.

⁷ dt. Aufladung in Bewegung

2.1.5 Betriebsspannung

Oberleitungsnetze werden auf Niederspannungsebene mit einer begrenzten Gleichspannung (auch DC^8) von $U \leq 1000$ V betrieben. Die begrenzte Spannungshöhe dient der Minimierung des Überschlagerisikos und durch die Wahl des Gleichspannungssystems entfällt – anders als in mit Wechselspannung (auch AC^9) betriebenen Systemen – der induktive Spannungsabfall sowie die Notwendigkeit zur Blindleistungskompensation [68]. Im Rahmen der DIN EN 50163 (VDE 0115-102) werden die genormten Nennspannungen $U_n = 600$ V und $U_n = 750$ V mit den in Tabelle 2-1 gültigen Betriebsgrenzen definiert [25].

Tabelle 2-1: Nennspannungen und zulässige Betriebsgrenzen in einem Oberleitungsbussystem (Auszug aus DIN EN 50163 [25])

Nennspannung U_n	600 V	750 V
Nennspannungsbereich $U_{\min,2} = 0,67 \cdot U_n$ bis $U_{\max,1} = 1,2 \cdot U_n$	400 V - 720 V	500 V - 900 V
Höchste nichtpermanente Spannung (< 5 Minuten) $U_{\max,2}$	800 V	1000 V

Der hohe Toleranzbereich von 67 % bis 120 % der Nennspannung U_n ist auf das für Obusse und BOBs charakteristische Energiebezugs- und Rekuperationsverhalten zurückzuführen. Hohe Leistungsspitzen bei der Anfahrt und die evtl. gleichzeitige Batterieladung resultieren in einem starken Spannungsabfall zwischen dem jeweiligen Verbraucher und den Einspeisepunkten. Damit die Energieversorgung auch bei größeren Distanzen im gültigen Nennspannungsbereich erfolgen kann, ist ein dauerhafter Spannungsabfall bis zu 67 % der Nennspannung U_n zulässig ($U_{\min,2}$). Die Rekuperationsleistung kann auch über weitere Strecken im Oberleitungsnetz zum nächsten Verbraucher fließen, da der resultierende Spannungshub bis 120 % der Nennspannung U_n ebenfalls dauerhaft zulässig ist. In der Praxis wird – im Hinblick auf die Unterwerksausstattung (vgl. Unterwerke; Abschnitt 2.1.6) – eine höhere Nennspannung angestrebt, da die niedrigeren Leitungsströme in geringeren ohmschen Leitungsverlusten¹⁰ resultieren [68].

2.1.6 Oberleitungsbusinfrastruktur

Die Oberleitungsbusinfrastruktur fasst die drei wesentlichen technischen Komponenten zusammen, welche für die Energieversorgung der Obusse, BOBs und aller weiteren im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Netzteilnehmer (vgl. Abschnitt 2.2) relevant sind. Hierzu gehören die

⁸ Direct Current (dt. Gleichstrom/Gleichspannung)

⁹ Alternating Current (dt. Wechselstrom/Wechselspannung)

¹⁰ Thermische Verluste entlang der Oberleitung

Unterwerke, die Oberleitung sowie die Schutztechnik mit den nachfolgend erläuterten und anschließend in Abbildung 2-1 dargestellten Systemkomponenten.

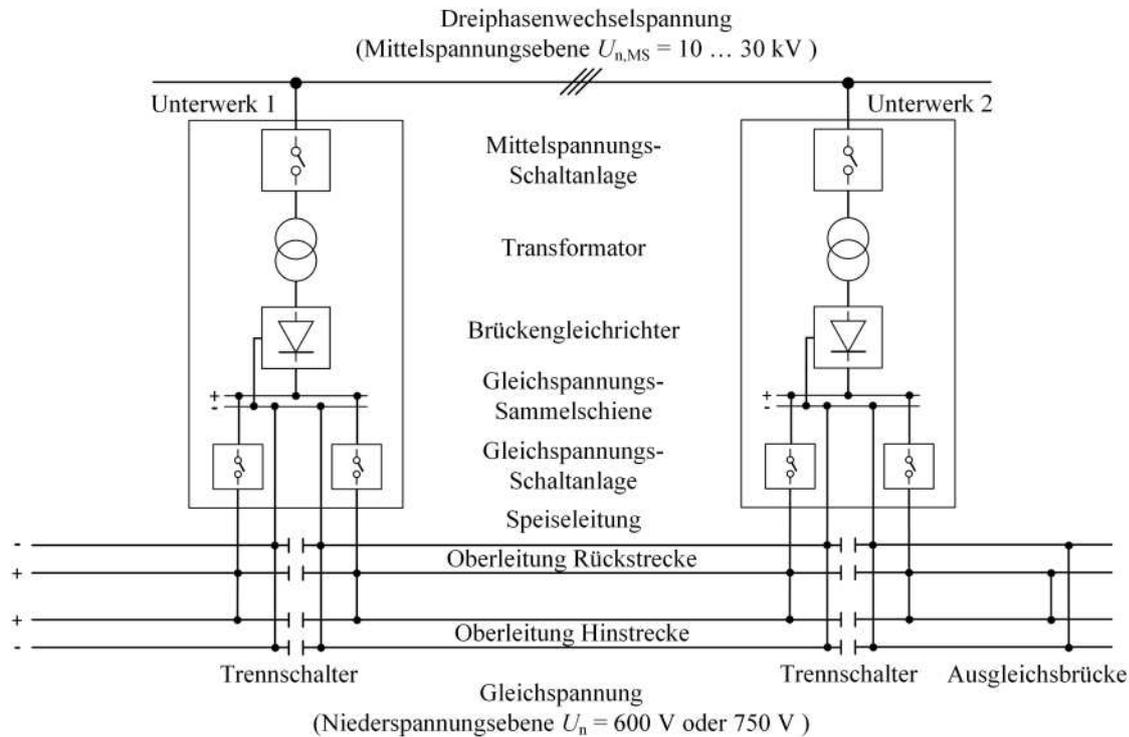


Abbildung 2-1: Systemkomponenten der Oberleitungsbusinfrastruktur (in Anlehnung an [36] und [49]).

Unterwerke

Die Unterwerke (auch *Gleichrichter-Unterwerke*) übernehmen als Einspeisepunkte der elektrischen Energie die zentrale Rolle in der Oberleitungsbusinfrastruktur und bilden in ihrer Funktion somit das Äquivalent zu dem Ortsnetztransformator für die Niederspannungsebene des elektrischen Versorgungsnetzes. Hierzu beziehen die Unterwerke die Energie aus dem Versorgungsnetz der Mittelspannungsebene, welches mit einer Nennspannung von $U_{n,MS} = 10 \dots 30 \text{ kV}$ betrieben wird. Hauptbestandteile eines Unterwerks sind der Transformator [83] sowie ein Brückengleichrichter. Die Spannungshöhe wird mithilfe des Transformators reduziert, damit anschließend die Spannungsform mithilfe des Brückengleichrichters von Wechselspannung zu Gleichspannung umgewandelt werden kann. Üblicherweise verfügen die Unterwerke über Transformatoren mit einem festen Übersetzungsverhältnis sowie einer ungesteuerten B6U¹¹-Drehstrombrücke, wodurch die Ausgangsspannung für das Oberleitungsnetz nicht steuerbar ist. In moderneren Unterwerken und vor allem bei höheren Nennleistungen kommen zwei parallel verschaltete ungesteuerte B6U-Drehstrombrücken zum Einsatz, welches dem Stand der Technik entspricht. Durch die resultierende 12-pulsige Gleichrichtung lässt sich die Oberschwingungsbelastung des Oberleitungsnetzes reduzieren. Unterwerke können aus

¹¹ Sechspuls-Brücken-Schaltung bzw. Sechspulsgleichrichter: Schaltung zur Erzeugung einer Gleichspannung aus einer dreiphasigen Wechselspannung

Gründen der Redundanz und zur Steigerung der Leistungsfähigkeit auch mit mehr als einem Transformator-Brückengleichrichter System ausgestattet sein. Des Weiteren sei angemerkt, dass Brückengleichrichter physikalisch bedingt nur einen unidirektionalen Energiefluss vom Versorgungsnetz in das Oberleitungsnetz bieten und nicht umgekehrt [68, 83–85].

Oberleitung

Das Erscheinungsbild der Oberleitungsbusinfrastruktur wird in erster Linie von dem stromführenden Oberleitungsnetz geprägt, welche mittels Tragmasten und Wandanker über der Fahrbahn gespannt wird. Die Aufgabe der Oberleitung ist die Distribution der elektrischen Energie, sodass die Obusse und BOBs die notwendige Traktions- und Batterieladeleistung beziehen können. Hierzu werden Kupferleitungen mit einer Querschnittsfläche von $A_{OL} = 80 \dots 120 \text{ mm}^2$ verwendet. Je Fahrspur bedarf es eines zweipoligen Leitungspaares, da im Gegensatz zum schienengebundenen Verkehr keine rückleitenden Schienen existieren. Somit stellt die zweipolige Oberleitung sowohl den Hin- als auch den Rückleiter bereit. Zur Minimierung der ohmschen Leitungsverluste werden Ausgleichsbrücken (auch *Querverknüpfungen*) zwischen den Leitern mit gleicher Polarität beider Fahrtrichtungen installiert. Hierdurch ergibt sich – je nach Position des Verbrauchers – im Idealfall eine Verdopplung der Übertragungskapazität [68]. Nach DIN EN 50153 (VDE 0115-2) müssen die Leitungspaare wegen der unterschiedlichen Polarität gegeneinander isoliert sein. Zusätzlich muss das Leitungspaar gegenüber dem Erdpotenzial isoliert sein, da die Karosserie der Obusse und BOBs aufgrund der Gummibereifung nicht elektrisch geerdet ist [86]. Die Verbindung zwischen der Sammelschiene des Unterwerks und dem Oberleitungsnetz wird über Speiseleitungen mit Querschnittsflächen von bis zu $A_{SL} = 400 \text{ mm}^2$ realisiert, welche entweder unterirdisch als Kabel verlegt oder als Freileitung installiert werden [87].

Schutztechnik

Die Schutztechnik verhindert die Überlastung und Beschädigung von Betriebsmitteln (Oberleitungsinfrastruktur) und verantwortet insbesondere die schnelle und selektive Ausschaltung von Kurzschlüssen. Die Unterwerkskomponenten werden im Rahmen der internen Kurzschlussstromerkennung mithilfe von AC-seitig installierten Mittelspannungs-Leistungsschaltern geschützt. Außerdem werden Schutzrelais eingesetzt, welche entsprechend der Bemessungsleistung des Unterwerks ausgelegt sind. Somit wird der Transformator sowie der Brückengleichrichter bei überhöhtem und unzulässigem Energiebezug vor Überlastung geschützt [68, 88].

Der Sicherungsschalter (auch *Gleichstrom-Schnellschalter*; vgl. Gleichspannungs-Schaltanlage in Abbildung 2-1) des Streckenabgangs schützt die ausgehende Verbindung über die Speiseleitung zum Oberleitungsnetz und übernimmt sowohl die Aufgabe der Kurzschlussstromerkennung als auch der Überlastungserkennung. Dadurch werden besonders hohe Anforderungen an die Genauigkeit des Sicherungsschalters gestellt, da überhöhte Betriebsströme I_B und Kurzschlussströme I_{KS} nicht verwechselt werden dürfen (vgl. Gleichung 2.1). Die Kurzschluss-

ströme können aufgrund des ohmschen Leitungswiderstandes verhältnismäßig klein ausfallen, wenn große Distanzen zwischen dem Fehlerort und dem Unterwerk existieren [68]. Damit hohe Betriebsströme nicht fälschlicherweise als Kurzschlussströme detektiert werden, muss das Verhältnis des maximalen Betriebsstroms $I_{B,max}$ und des Kurzschlussstroms I_{KS} laut dem Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) in folgender Relation zum Auslösestrom I_A des Sicherungsschalters stehen [89]:

$$1,1 \cdot I_{B,max} < I_A < 0,9 \cdot I_{KS} \quad (2.1)$$

Des Weiteren werden zur zuverlässigen Kurzschlussstromerkennung auch Mitnahmeschalter eingesetzt, welche im Fehlerfall mithilfe von Fernwirktechnik weitere benachbarte Unterwerke – durch Fernauslösung der Sicherungsschalter – automatisiert vom Oberleitungsnetz trennen [68].

2.2 Wandlungsprozess und Herausforderungen

Vor dem Hintergrund der Energie- und Mobilitätswende befinden sich viele der heutigen Oberleitungsbussysteme in einem Wandlungsprozess. Dabei steht vor allem die Modernisierung der Busflotte im Fokus, mit dem Ziel, lokale Treibhausgasemissionen zu reduzieren oder vollständig zu unterbinden. Die Oberleitungsbussysteme in den deutschen Städten Solingen, Esslingen am Neckar und Eberswalde bieten repräsentative Beispiele für die gegenwärtigen Entwicklungen. In Eberswalde wird der Betrieb mit elf modernen Obussen, welche neben dem Diesel-Hilfsaggregat über Superkondensatoren verfügen, sichergestellt. Seit 2012 dient auch der erste in Europa eingesetzte BOB zur Unterstützung des Betriebs [68]. Das Esslinger Oberleitungsbussystem verfügt seit 2016 über vier BOBs, welche zusätzlich zu sechs konventionellen Obussen eingesetzt werden. Darüber hinaus soll die Oberleitungsbusinfrastruktur erweitert werden, damit sechs weitere bestellte BOBs zur Elektrifizierung von Dieselbus-Linien eingesetzt werden können [23, 68]. Die umfangreichste Transformation findet im Solinger Oberleitungsbussystem statt, welches mit einer Oberleitungslänge von 102 km und 50 Oberleitungsbussen zugleich das größte in Deutschland darstellt [26]. Unter Berücksichtigung des Entstehungsrahmens dieser Arbeit (vgl. Abschnitt 1.3) wird im Folgenden eine Übersicht der Veränderungen im Solinger Oberleitungsbussystem gegeben. Darüber hinaus dienen diese Informationen als Verständnisgrundlage für die Notwendigkeit der im Laufe dieser Arbeit entwickelten Methoden und Algorithmen.

Das Vorhaben am Beispiel der Stadt Solingen umfasst den sukzessiven Austausch der zurzeit überwiegend aus Obussen und Dieselnissen bestehenden Flotte durch BOBs sowie die Integration weiterer Netzteilnehmer. Somit soll der gesamte ÖPNV bis 2030 lokal emissionsfrei gestaltet werden, um den Herausforderungen der Mobilitätswende gerecht zu werden. Zurzeit (Stand 2021) werden bereits vier BOBs auf einer Buslinie eingesetzt und 32 weitere BOBs folgen im Laufe der nächsten Jahre [68, 90].

Zu den weiteren Netzteilnehmern zählen:

- Photovoltaik-Systeme
- E-Auto-Ladepunkte
- Stationäre Energiespeicher

Die Photovoltaik-Systeme und E-Auto-Ladepunkte werden über eigens für den vorliegenden Zweck entwickelte Gleichspannungswandler (auch *DC-DC-Wandler*) an das Oberleitungsnetz angebunden. Somit können die Photovoltaik-Systeme einen Teil der benötigten Energie lokal und emissionsfrei erzeugen und ohne Umwege in das Oberleitungsnetz einspeisen. Durch die Einbindung der E-Auto-Ladepunkte wird das Anwendungsspektrum des Oberleitungsbussystems breiter gestaltet und gleichzeitig können ungenutzte Netzkapazitäten durch rekuperierende Busse oder Photovoltaik-Einspeisung effektiver genutzt werden. Letzteres gilt auch für die Stationären Energiespeicher, welche als Netzpuffer dienen und über die Gleichspannungssammelschienen der Unterwerke mit der Oberleitungsbusinfrastruktur gekoppelt werden. Die kommunikative Vernetzung aller o. g. Komponenten des Oberleitungsbussystems ermöglicht den Einsatz eines intelligenten und automatisierten Netzleitsystems, damit die *Identifikation, Prognose, Bewertung* und *Regelung* des Netzzustandes bewerkstelligt werden kann [91, 92].

Der gegenwärtige Transformationsprozess führt durch die Integration der BOBs sowie der neuartigen Netzteilnehmer zu einem vollkommen veränderten Nutzungsprofil des Oberleitungsbussystems. Für die nachfolgende Betrachtung werden die beiden Szenarien *Heute* und *Zukunft* definiert (vgl. Tabelle 9-3; Anhang 9.1), welche repräsentativ für das aktuelle System sowie das geplante Zielsystem des Oberleitungsbussystems stehen. An dieser Stelle sei anzumerken, dass die Photovoltaik-Systeme im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt werden, da der unbeeinflusste Betrieb dieser Systeme in aller Regel zweckdienlich für das Oberleitungsbussystem ist.

Das aktuelle Oberleitungsbussystem wird mit einer Nennspannung von $U_n = 660 \text{ V}$ betrieben und umfasst 50 Obusse von drei unterschiedlichen Typen. Diese unterscheiden sich sowohl in den Dimensionen als auch in der Motorisierung, sodass sich auf Basis der aktuellen Verteilung je Obus eine mittlere Traktionsleistung von $\bar{P}_t = 234 \text{ kW}$ ergibt – dies spiegelt den gewichteten arithmetischen Mittelwert aller Obusse wider. Sowohl das aktuelle Oberleitungsbussystem als auch das Zielsystem wird über 22 Unterwerke mit elektrischer Energie versorgt – aufgrund einer Variation der Unterwerksdimensionierung wird vereinfacht von einer jeweiligen Bemessungsleistung von $P_t = 1000 \text{ kW}$ ausgegangen. Der Betrieb im Zielsystem wird durch 50 BOBs sichergestellt, welche über eine Traktionsleistung von $P_t = 320 \text{ kW}$ sowie über eine gleichzeitig nutzbare Batterieladeleistung von $P_c = 140 \text{ kW}$ verfügen. Außerdem wird die Integration von 15 E-Auto-Ladepunkten berücksichtigt, welche jeweils eine installierte Leistung von $P_{\text{inst}} = 50 \text{ kW}$ bereitstellen können. Das veränderte Nutzungsprofil des Oberleitungsbussystems ist durch eine

signifikante Steigerung der kumulierten Leistung gekennzeichnet, welche insbesondere auf die Flottenumstellung von Obussen hin zu BOBs zurückgeführt werden kann (vgl. Abbildung 2-2).

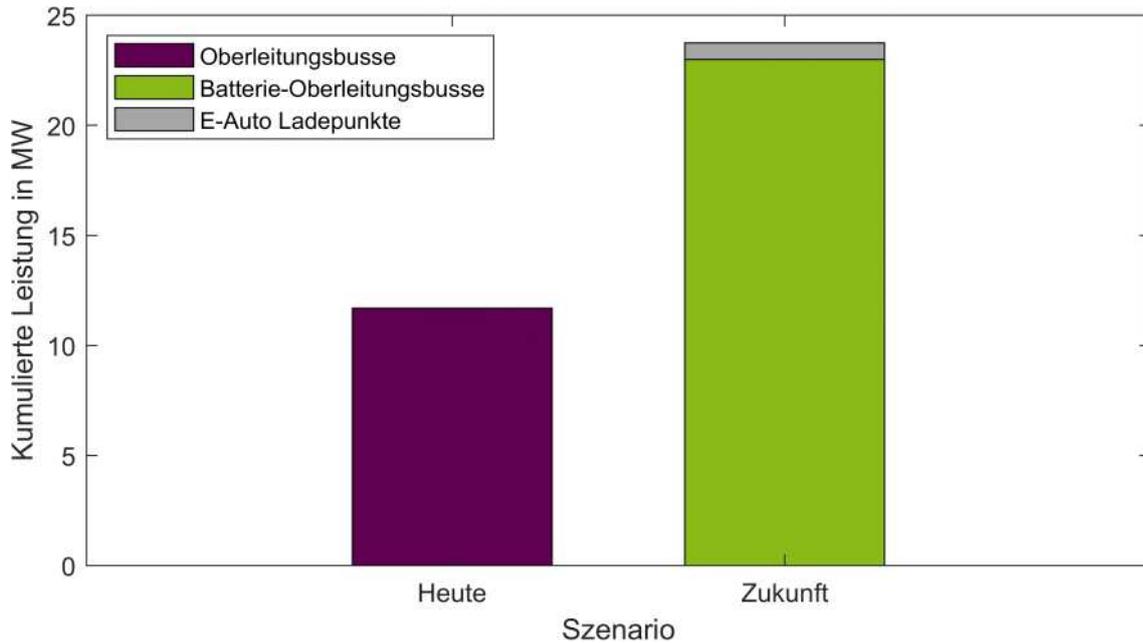


Abbildung 2-2: Vergleich der kumulierten Leistung für unterschiedliche Szenarien.

Die Stationären Energiespeicher werden in dieser Betrachtung nicht weiter berücksichtigt, da diese ausschließlich zum netzdienlichen Einsatz genutzt werden und somit ein deterministisches Betriebsverhalten aufweisen. Der Vergleich in Abbildung 2-2 veranschaulicht den theoretisch maximalen Mehrbedarf an Leistung in der Zukunft. Die kumulierte Leistung aller BOBs und E-Auto-Ladepunkte im Zukunftsszenario beläuft sich auf $P_{\Sigma} = 23,75$ MW und liegt somit über dem doppelten der heutigen kumulierten Leistung von $P_{\Sigma} = 11,7$ MW. Im Vergleich mit der maximal verfügbaren kumulierten Leistung aller Unterwerke $P_{\Sigma} = 22$ MW wird deutlich, dass die heutige Oberleitungsbusinfrastruktur im Hinblick auf die Versorgungsleistung bei einem theoretischen Gleichzeitigkeitsfaktor von $g_F = 1$ lediglich zu ca. 53 % ausgelastet wäre. Im Zukunftsszenario läge die Auslastung bedingt durch die BOBs und E-Auto-Ladepunkte bei ca. 117 % wodurch die Kapazitätsgrenze der Oberleitungsbusinfrastruktur deutlich überschritten wäre. Die Kennwerte zur theoretischen Auslastung dienen als Indikator dafür, dass die heutige Oberleitungsbusinfrastruktur ausreichend groß dimensioniert wurde. Diese Prämisse gilt im zukünftigen Szenario jedoch nicht mehr, sodass keine Reservevorhaltung hinsichtlich der Kapazität der Oberleitungsbusinfrastruktur gewährleistet werden kann.

In Abbildung 2-3 wird die simulativ erzeugte (vgl. Simulationsumgebung in Abschnitt 0) kumulierte Leistung aller Unterwerke für beide Szenarien veranschaulicht. Aus den Tageslastgängen geht hervor, dass der zukünftige Energiebezug deutlich und in Übereinstimmung mit dem aus Abbildung 2-2 erkennbarem Verhältnis über dem heutigen Energiebezug liegt.

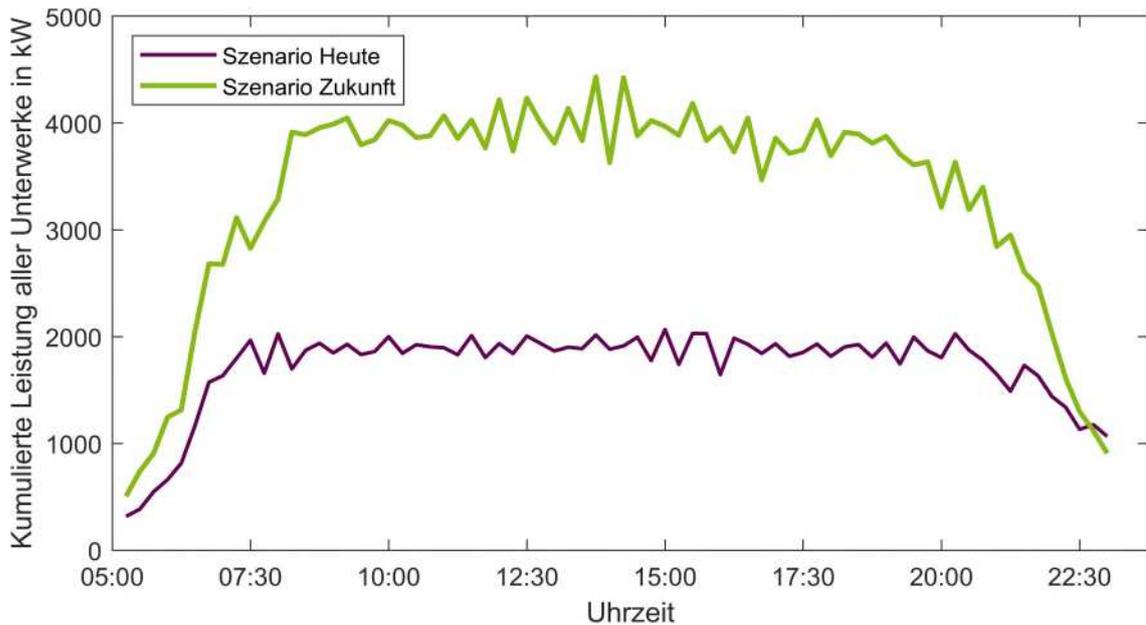


Abbildung 2-3: Vergleich der Tageslastgänge aller Unterwerke für unterschiedliche Szenarien.

Die Kapazitätsgrenze der gesamten Oberleitungsinfrastruktur wird jedoch nicht ausgereizt, da der Gleichzeitigkeitsfaktor im realen Betrieb und in Abhängigkeit der Anzahl an aktiven Obussen und BOBs auf einen Mindestwert von ca. $g_F = 0,5$ herabfallen kann [59]. Die resultierende Divergenz hinsichtlich der Auslastung der Oberleitungsbusinfrastruktur aus Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3 verdeutlicht die Notwendigkeit einer hochaufgelösten simulativen Betrachtung, damit eine detaillierte Auslastungsanalyse der einzelnen Komponenten im Oberleitungsbus-system vorgenommen werden kann. Bei diskreter Betrachtung einzelner Unterwerke ist die heterogene Auslastung der Oberleitungsbusinfrastruktur erkennbar (vgl. Abbildung 2-4).

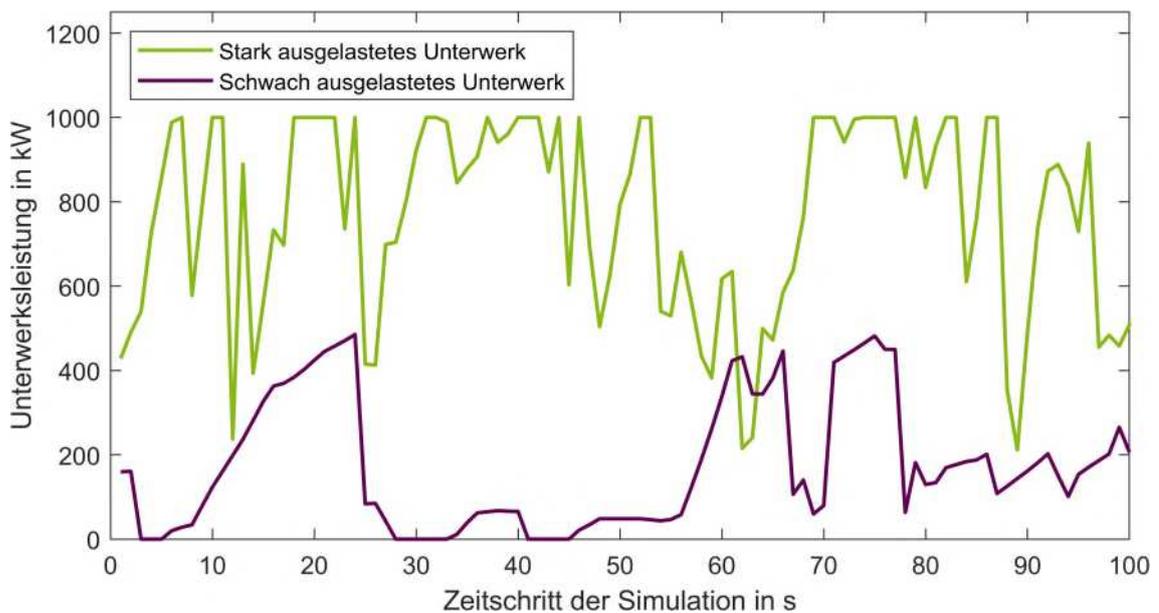


Abbildung 2-4: Vergleich der Tageslastgänge für zwei exemplarische Unterwerke im Szenario Zukunft

Die verschiedenen Auslastungen sind auf die Positionen der beiden Unterwerke zurückzuführen, welche betriebsbedingt unterschiedlich stark von den BOBs frequentiert werden. Das stark

ausgelastete Unterwerk befindet sich im Stadtzentrum, während das schwach ausgelastete Unterwerk am äußeren Rand der Netztopologie positioniert ist.

Der steigende Energiebedarf kann nicht nur die Unterwerke an die Leistungsgrenzen führen, sondern darüber hinaus auch weitere Betriebsmittel stark beanspruchen und im ungünstigsten Fall beschädigen. Überhöhte Leiterströme oder ein starker Spannungsabfall führen zur Auslösung von Schutzmechanismen und folglich zu Betriebseinschränkungen oder im Extremfall zu einem Betriebsausfall. Zur Vorbeugung kritischer Netzsituationen gilt es, zusätzlich zur Berücksichtigung der Unterwerksauslastung, vor allem die Einhaltung des thermischen Grenzstroms der Oberleitungen sowie der unteren Nennspannungsgrenze gewährleisten zu können.

Die Bewerkstelligung dieser Aufgaben – im Rahmen eines automatisierten Netzleitsystems – erfordert einen hinreichenden Kenntnisstand über die Charakteristika der kritischen Netzsituationen, damit geeignete Maßnahmen zur Betriebs- und Netzführung hergeleitet und entwickelt werden können. Zu diesem Zweck bietet sich eine digitale Nachbildung des Oberleitungsbussystems an, welche eine simulative Untersuchung der entsprechenden Netzsituationen ermöglicht.

2.3 Digitale Nachbildung des Oberleitungsbussystems

Ausgehend von dem dargestellten Wandlungsprozess, wird im Folgenden auf die Simulationsumgebung eingegangen. Diese wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit für die Analyse der Netzauswirkungen sowie als Entwicklungsumgebung für das Netzleitsystem genutzt.

2.3.1 Notwendigkeit einer Simulationsumgebung

Die digitale Nachbildung des Oberleitungsbussystems bildet die Grundlage für simulatorische Analysen, Entwicklungsarbeiten und anschließende Verfahrensvalidierungen. Auf dieser Basis lassen sich reguläre und vor allem kritische Netzsituationen abbilden, welche es im realen Betrieb unbedingt zu vermeiden gilt, damit die Versorgungs- und Betriebssicherheit gewährleistet werden kann. Die detaillierte Betrachtung der kritischen Netzsituationen wird jedoch zwingend vorausgesetzt, um relevante Charakteristika wie bspw. die Dauer oder Amplitude einer kritischen Netzsituation (vgl. Gleichungen 2.4 und 2.5; Abschnitt 2.4.2) identifizieren zu können.

Der Betrieb eines elektrischen Verkehrsnetzes ist geprägt von einer hohen zeitlichen und örtlichen Dynamik im Hinblick auf die relevanten Netzteilnehmer Obus und BOB. Die ungleichförmige Beschleunigung sowie der spontane Abruf von Spitzenleistungen ist auf viele Einflussfaktoren im Verkehr zurückzuführen und bedarf einer hohen Aufmerksamkeit. Während der Hauptbetriebszeiten¹² ergibt sich das Netznutzungsprofil in der Regel immer aus mehreren Netzteilnehmern, welche zeitgleich beschleunigen und verzögern [68]. Stark veränderliche Span-

¹² Die Tageszeiten, welche die höchste Frequenz im aktiven Betrieb befindlicher Busse widerspiegeln.

nungsverteilungen und die resultierenden Stromflüsse korrelieren mit der betriebsbedingten Dynamik im Verkehrsnetz, welche sich aus den fluktuierenden Leistungsspitzen beim Energiebezug und bei der Rekuperation der Netzteilnehmer ergibt. Damit die Interaktion der einzelnen Netzteilnehmer realitätsgetreu wiedergespiegelt werden kann, bedarf es einer kombinierten Simulation für den Verkehr sowie für das elektrische Netz bzw. die Oberleitungsbusinfrastruktur. Diese ermöglicht es, ausgehend von der zyklischen Bewegungssimulation und dem entsprechenden Leistungsbedarf der einzelnen Netzteilnehmer, den Leistungsfluss innerhalb der Oberleitungsbusinfrastruktur zu berechnen. Hierbei spielt insbesondere der bidirektionale Datenaustausch zwischen der Verkehrssimulation und der Netzsimulation eine große Rolle. Damit können betriebseinschränkende Rückkopplungen wie bspw. eine spannungsbedingte Leistungsreduktion der Busse berücksichtigt werden [68].

Auf der Grundlage einer topographischen Abtastung des Verkehrsmodells sowie der Modellierung und Parametrierung aller Netzteilnehmer und der Oberleitungsbusinfrastruktur sollen verschiedenste Szenarien mit unterschiedlicher Ausstattung und Konstellation abgebildet werden. Hierbei werden besonders hohe Anforderungen an das rechenfähige Netzmodell gestellt, da die Netztopologie sich aufgrund der dynamischen Netzteilnehmer stetig verändert. Hinsichtlich der Ergebnisbereitstellung sind die simulierten Messdaten und Betriebsinformationen und insbesondere die Bestimmung der physikalischen Größen Spannung, Strom und Leistung von höchster Relevanz. Dadurch kann zusätzlich zur Szenarienanalyse auch mithilfe geeigneter Schnittstellen eine Entwicklungs- und Testumgebung bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 5).

2.3.2 Modellbildung der Simulationsumgebung

Die Modellbildung der Simulationsumgebung erfolgt im Rahmen von [61] und ist als Blockdiagramm in Abbildung 2-5 dargestellt. Die Simulationsumgebung (*Oberleitungsbusystem-Simulation*) ist in vier Blöcke aufgeteilt, welche nachfolgend näher erläutert werden. Aufgrund des vorliegenden Anwendungsfalls eignet sich für die Modellbildung insbesondere die etablierte Methode zur *Objektorientierten Programmierung*, da sich durch die sog. *Klassenmodelle* wesentliche Vorteile hinsichtlich der Abstraktionsebenen, der Datenkapselung sowie der Polymorphie nutzbar machen lassen [93, 94].

Der violette Block repräsentiert den elektrischen Teil der Simulationsumgebung, welcher die Informationen zur Netztopologie, die Methodik der Leistungsflussberechnung sowie die dafür notwendigen und zyklisch errechneten Leistungswerte der einzelnen Netzteilnehmer umfasst. Die Datengrundlage ermöglicht die Erstellung der entsprechenden Leitwertmatrizen für das Oberleitungsnetz und auch für die vorgelagerten Verteilungsnetze der Mittelspannungsebene (vgl. Abbildung 2-1). Diese bilden die Grundlage für die Durchführung einer Leistungsflussberechnung (AC/DC). Ausgehend von den Analysen in [61] wird das *Newton-Raphson* Verfahren zur Bewerkstelligung der Leistungsflussberechnung angewendet, da sich dieses Verfahren für den

vorliegenden Anwendungsfall im Oberleitungsbussystem mit guten Konvergenzeigenschaften herauskristallisiert hat.

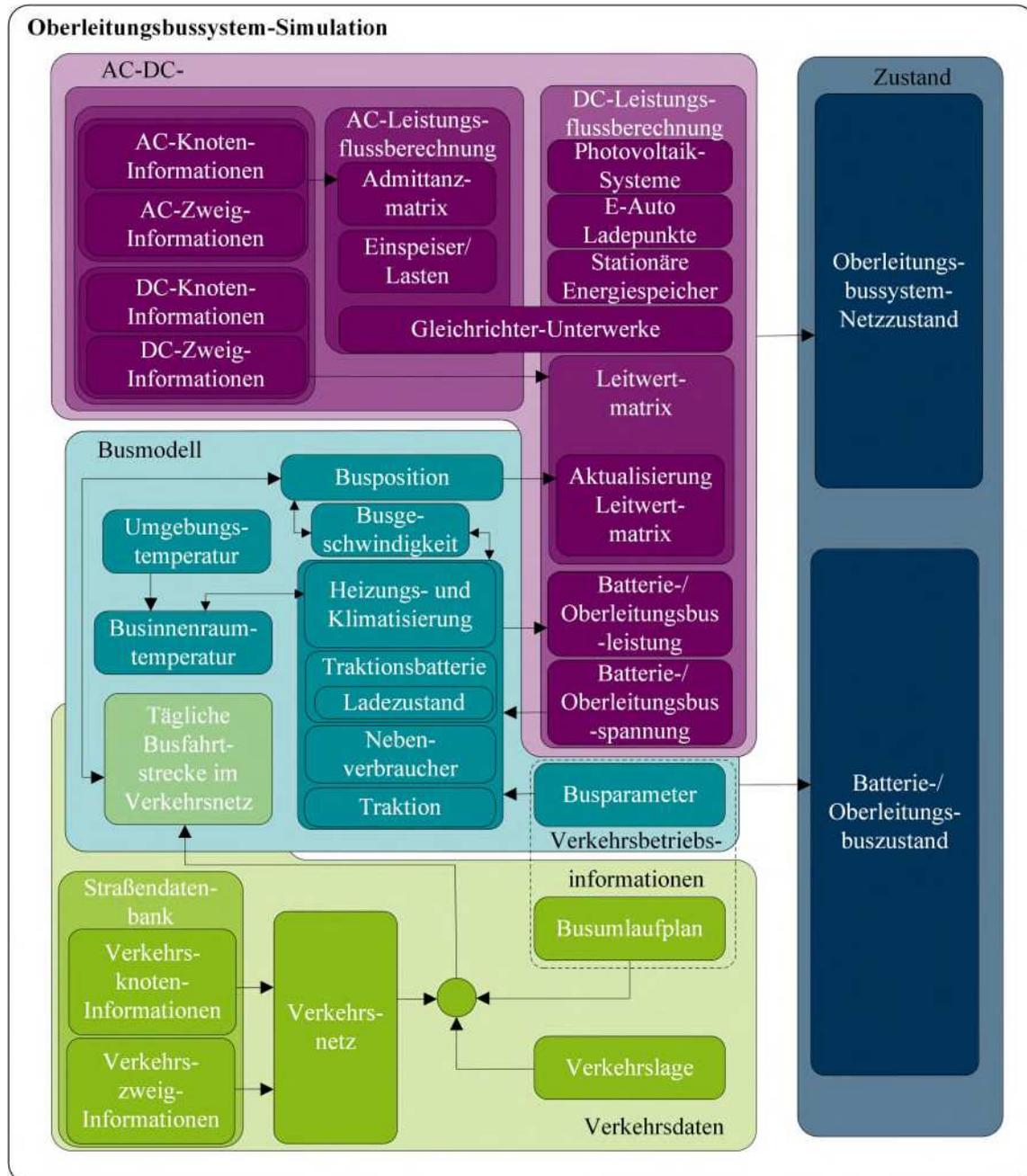


Abbildung 2-5: Blockdiagramm der Simulationsumgebung [61]

Der türkise Block repräsentiert im Wesentlichen das Klassenmodell für die Busse und die Traktionsbatterien. Ausgehend von den Umlaufdaten der Busse wird die Busposition zyklisch berechnet und in Folge dessen wird eine zyklische Aktualisierung der Leitwertmatrix durchgeführt. Letzteres erfolgt durch den Umstand, dass die Busse als bewegliche Netzknoten in der Netztopologie einzuordnen sind. In diesem Kontext werden die realen elektrischen Zweige, welche von einem Bus „befahren“ werden temporär in zwei Zweige aufgeteilt, da der Bus zu jeder Zeit einen neuen Netzknoten repräsentiert. In Abhängigkeit von relevanten Streckeninforma-

mationen wie der Topographie aber auch bspw. durch Haltestellen, Ampeln oder Kurven ergibt sich ein dynamisches Bewegungs- und Geschwindigkeitsprofil, welches grundsätzlich durch drei verschiedene Fahrmodi beschrieben wird: *Beschleunigung*, *konstante Geschwindigkeit* und *Verzögerung*. Ausgehend von diesem Bewegungs- und Geschwindigkeitsprofil wird die Grundlage für die Leistungszeitreihe der Busse erstellt. Diese wird darüber hinaus durch das Ladeprofil der Traktionsbatterie sowie die Nebenverbraucher (z. B. Beleuchtung) und den Leistungsbedarf für die Heizung bzw. Klimatisierung ergänzt.

Der grüne Block stellt die statische Datengrundlage für das Verkehrsmodell dar. Dieses beinhaltet neben den Busumlaufplänen zusätzlich die Straßendatenbank und die hinterlegte Parametrierung für die Verkehrslage¹³. Die Straßendatenbank stellt die Informationen für die Verkehrsknoten und die Verkehrszweige zur Verfügung – ausgehend davon kann ein Verkehrsnetz konstruiert werden, welches die räumliche Kompatibilität zur den elektrischen Knoten- und Zweiginformationen aufweist und zugleich das Streckengerüst für die Busse repräsentiert.

Der dunkelblaue Block repräsentiert den Ergebnisblock der Simulationsumgebung und umfasst den Netzzustand des Oberleitungsbussystems sowie den Batterie-/Oberleitungsbuszustand. Dazu gehören auf Seiten der Busse relevante Prozessdaten wie bspw. der Ladezustand der Traktionsbatterie, sowie die neue Busposition, Geschwindigkeit und Innenraumtemperatur. Hinsichtlich des Oberleitungsnetzes werden bspw. alle Knotenspannungen, Zweigströme und Leistungsprofile der Unterwerke bereitgestellt.

Die Simulationsumgebung dient als digitaler Zwilling des Oberleitungsbussystems und berücksichtigt in diesem Zusammenhang auch relevante Regelungsmechanismen, welche losgelöst vom hiesigen Forschungsaspekt bereits existieren. Dazu gehören insbesondere die spannungsgeführten, lokalen Regelungsmechanismen, welche zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits implementiert sind oder in naher Zukunft implementiert werden und keinen Bezug zu der vorliegenden Arbeit haben. Ausgehend von dem vorgegebenen Spannungsband in einem Oberleitungsnetz (vgl. Tabelle 2-1; Abschnitt 2.1.5) verfügen die Busse über eine spannungsabhängige, kennliniengeführte Motorleistungsregelung, welche eine Unter- oder Überschreitung der niedrigsten bzw. höchsten, zulässigen Netzspannung verhindern soll (nähere Erläuterung dazu in 2.4.2). In Analogie dazu werden die Photovoltaik-Systeme, die E-Auto-Ladepunkte sowie die Stationären Energiespeicher mit ähnlichen Regelungsmechanismen ausgestattet d. h. bei einer lokalen Über- oder Unterschreitung der Netzspannung, wird entsprechend die eingespeiste bzw. bezogene Leistung gedrosselt oder ggf. vollständig unterbunden. Zur Zweckerfüllung der Repräsentativität der Simulationsumgebung, werden die o. g. Regelungsmechanismen bei der Modellbildung der einzelnen Netzteilnehmer berücksichtigt.

¹³ Die Parametrierung der Verkehrslage (auch *Verkehrsdichte*) erfolgt auf Basis eines Zeitmodells und beeinflusst die streckenabhängige Höchstgeschwindigkeit sowie die Haltezeiten an Ampeln.

Batterie-/Oberleitungsbusse

In Abbildung 2-6 ist exemplarisch das Leistungsprofil eines BOBs dargestellt, welches den Energiebezug aus dem Oberleitungsnetz widerspiegelt. In der ersten Hälfte der Zeitreihe ist die Batterieladung sehr gut erkennbar da ein kontinuierlicher Versatz um $P_c = 140 \text{ kW}$ vorliegt. In der zweiten Hälfte der Zeitreihe ist die Batterieladung abgeschlossen und der BOB bezieht lediglich die notwendige Traktionsleistung aus dem Oberleitungsnetz.

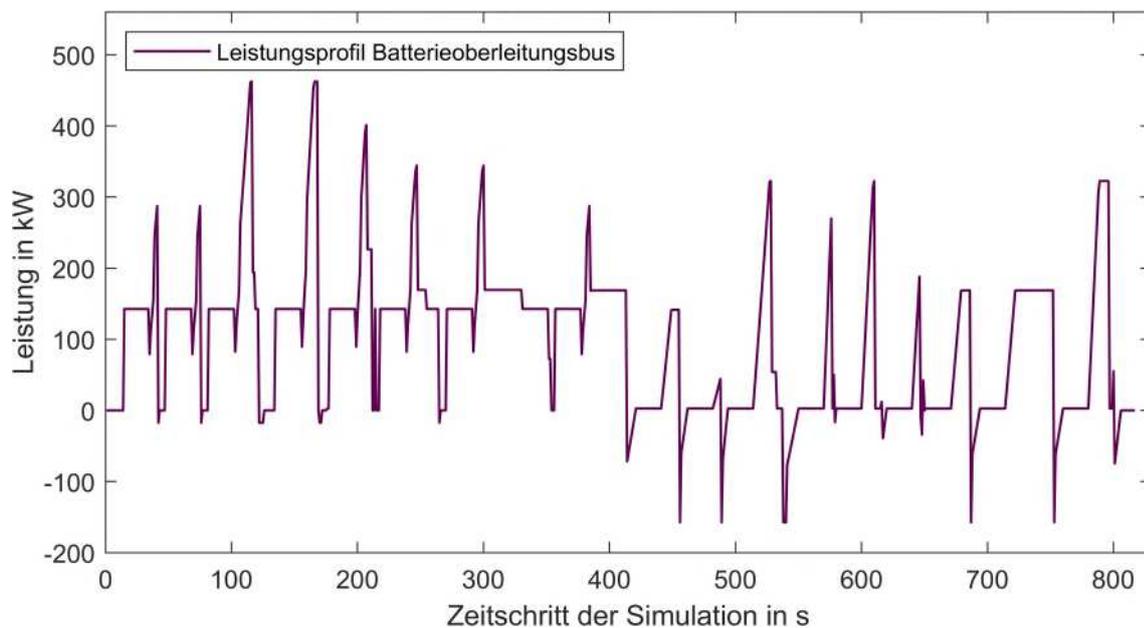


Abbildung 2-6: Exemplarischer Leistungsbezug eines Batterieoberleitungsbusse mit (erste Hälfte) und ohne (zweite Hälfte) Batterieladung

Ausgehend von den technischen Kenndaten der Obusse und BOBs, den Busumlaufplänen¹⁴ für die einzelnen Buslinien sowie weiterer parametrierbarer Einflussgrößen wie bspw. der Verkehrsdichte, wird der Obus oder der BOB zyklisch aus dem Stillstand beschleunigt. In Abhängigkeit der Streckenführung, der Verkehrslage, der verfügbaren Traktionsleistung und der Gesamtmasse des Fahrzeugs kann die maximal zulässige Geschwindigkeit unterschiedlich schnell oder auch gar nicht erreicht werden. Bei Annäherung an einen Haltepunkt wie bspw. einer Ampel oder einer Bushaltestelle verzögert das Fahrzeug bis zum Stillstand. Die erforderliche Traktionsleistung sowie die Rekuperationsleistung wird mithilfe der Newtonschen Bewegungsgleichung unter Berücksichtigung der Widerstandskräfte¹⁵ berechnet [95].

Photovoltaik-Systeme

Abbildung 2-7 zeigt beispielhaft das Einspeiseprofil eines Photovoltaik-Systems über drei Tage. In Abhängigkeit der installierten Leistung, Ausrichtung, Jahreszeit und des Standortes wird aus der Globalstrahlung der Sonne ein ideales Einspeiseprofil generiert. Das ideale Einspeiseprofil wird, zur Nachbildung von Wolkenzügen, mithilfe einer Wahrscheinlichkeitsfunktion um einen

¹⁴ Fahrzeugspezifischer Fahrplan

¹⁵ Strömungswiderstand, Rollwiderstand und Gravitation

Bewölkungsfaktor reduziert. Die hinterlegten Bewölkungsfaktoren werden anhand von Messdaten eines realen Referenz-Photovoltaik-Systems ermittelt und für alle Monate einzeln berücksichtigt, damit jahreszeittypische Bewölkungsgrade möglichst realistisch abgebildet werden können.

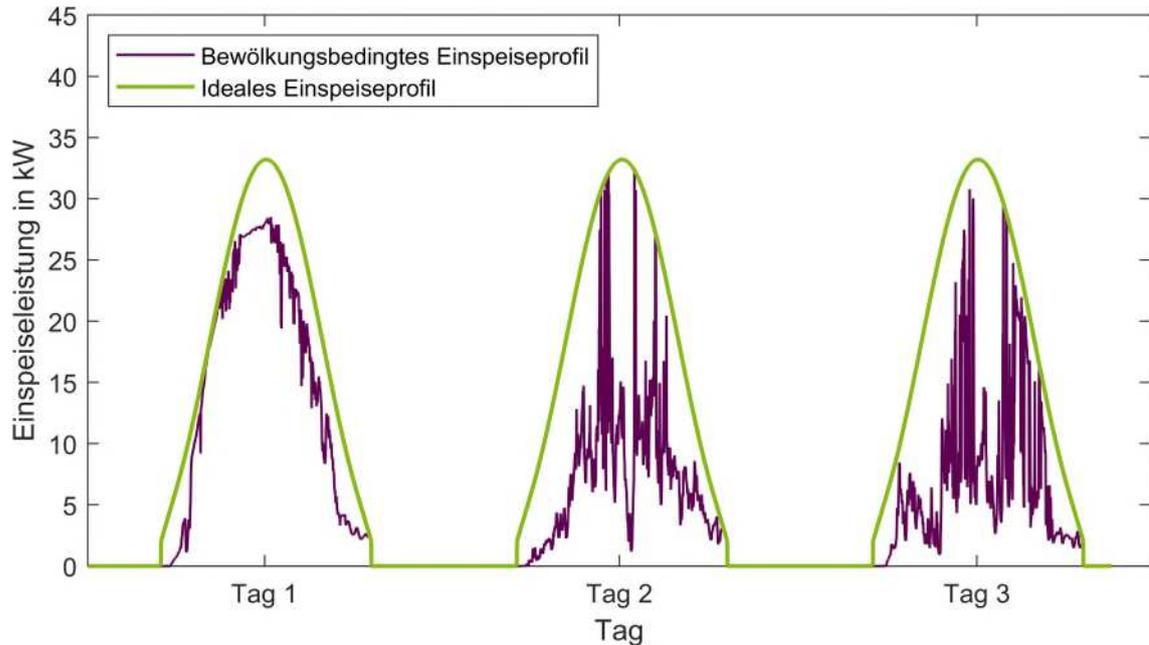


Abbildung 2-7: Exemplarisches Einspeiseprofil eines Photovoltaik-Systems mit einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 35 \text{ kW}$ im idealen Fall und unter Einfluss von Bewölkung

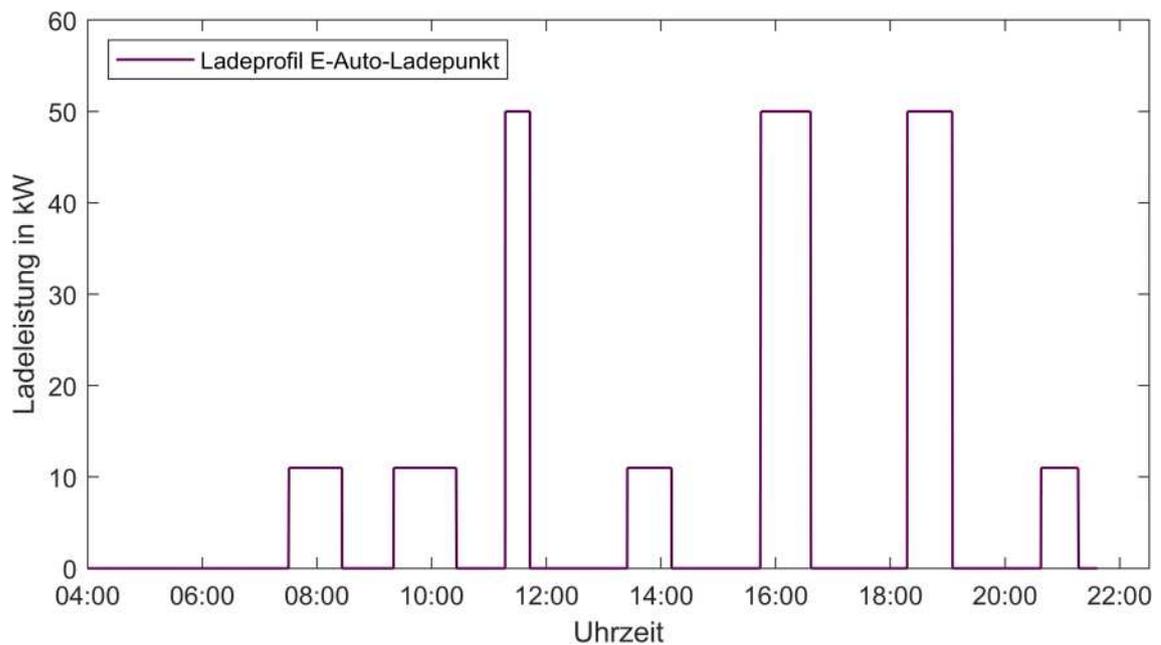


Abbildung 2-8: Exemplarisches Ladeprofil eines E-Auto-Ladepunktes im Oberleitungsbussystem mit einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 50 \text{ kW}$ (vgl. Abschnitt 2.2).

E-Auto- Ladepunkte

Abbildung 2-8 veranschaulicht beispielhaft das Ladeprofil eines E-Auto- Ladepunktes über einen gesamten Tag. Je nachdem wo der Ladepunkt positioniert ist (bspw. Einkaufsmöglichkeit, Innenstadt oder Sportstätte) kann die Dauer der einzelnen Ladeprozesse variieren, da repräsentative Aufenthaltszeiten verwendet werden. Darüber hinaus wird eine Wahrscheinlichkeitsfunktion angewendet, welche die zurückgelegte Strecke und den aktuellen Ladestand der Batterie, sowie die maximale Ladeleistung des entsprechenden E-Autos abbildet [96].

Mithilfe der vorgestellten Simulationsumgebung lassen sich umfangreiche Szenarien nachbilden, welche Aufschluss darüber geben, wie sich die Leistungsflüsse und die entsprechen Ströme und Spannungen im Oberleitungsbussystem entwickeln. Im Laufe dieser Arbeit dient die Simulationsumgebung sowohl als Analysewerkzeug als auch zur Entwicklung der Netzzustandsregelung.

2.4 Szenarienbasierte Simulation der Netzauswirkungen

Auf Basis der Simulationsumgebung wird die Entwicklung zwischen zwei verschiedenen Szenarien nachgebildet, damit die zu erwartenden Netzauswirkungen quantifiziert werden können. Das Ziel dieser Analyse ist es, eine Aussage über die zukünftige Auslastung der Betriebsmittel sowie die Einhaltung des – für den Betrieb zulässigen – Spannungsbandes treffen zu können.

2.4.1 Mittel- und langfristige Entwicklung

Die Nutzung einer hinreichend validierten Simulationsumgebung ist von großem Vorteil, um die dynamischen Vorgänge in einem elektrischen Netz zu veranschaulichen. Insbesondere im Falle eines Oberleitungsbussystems wird das betriebsbedingte Nutzungsverhalten von spontanen und gleichzeitig sehr hohen Leistungsspitzen bei der Beschleunigung und bei der Rekuperation begleitet. Damit Betriebseinschränkungen und -ausfälle trotz der Integration leistungsintensiver Netzteilnehmer verhindert werden können, muss ein entsprechender Kenntnisstand über die Netzauswirkungen vorliegen, welche durch die relevanten Veränderungen (vgl. Abschnitt 2.2) hervorgerufen werden können. In den folgenden Untersuchungen wird das Solinger Oberleitungsbussystem betrachtet, welches hinsichtlich der Infrastruktur die in Tabelle 9-1 (vgl. Anhang 9.1) dargestellten Parameter aufweist. Auf Basis der in Abschnitt 2.2 definierten Szenarien *Heute* und *Zukunft* wird eine linear ansteigende Durchdringung an neuartigen Netzteilnehmern im Oberleitungsbussystem (BOBs, E-Auto-Ladepunkte und Stationäre Energiespeicher) angenommen. Hierbei sei angemerkt, dass die Integration der Photovoltaik-Systeme vorerst nicht berücksichtigt wird, da trotz deren unterstützender Funktion in einem lastdominierten Netz, witterungsbedingt keine Einspeisung garantiert werden kann. Die Simulationen durchgänge werden – abgesehen von der steigenden Durchdringung neuartiger Oberleitungsbussystem-Komponenten – zu Vergleichszwecken mit identischen Parametern durchgeführt (vgl.

Tabelle 9-1; Anhang 9.1). Allgemein kann festgehalten werden, dass die nachfolgende Betrachtung grundsätzlich als pessimistisch eingestuft wird. Der Entfall von Photovoltaik-Systemen und die Simulation eines Sommertages führt aufgrund des klimatisierungsbedingten höheren Grundverbrauchs in den Fahrzeugen zu einer stärkeren Beanspruchung der Oberleitungsbusinfrastruktur.

Die Analyse der Netzauswirkungen im Sinne der Betriebsmittelüberlastungen ist in Abbildung 2-9 veranschaulicht. Hier werden sowohl Überschreitungen des thermischen Grenzstroms der Oberleitung betrachtet als auch Belastungssituationen, in welchen die Unterwerke an die Bemessungsleistungsgrenze stoßen. Es wird deutlich, dass bereits ab der ersten Ausbaustufe mit 10 BOBs und zwei E-Auto-Ladepunkten ein vernachlässigbar kleiner aber dennoch messbarer Anteil an Zeitpunkten mit Betriebsmittelüberlastungen vorliegt.

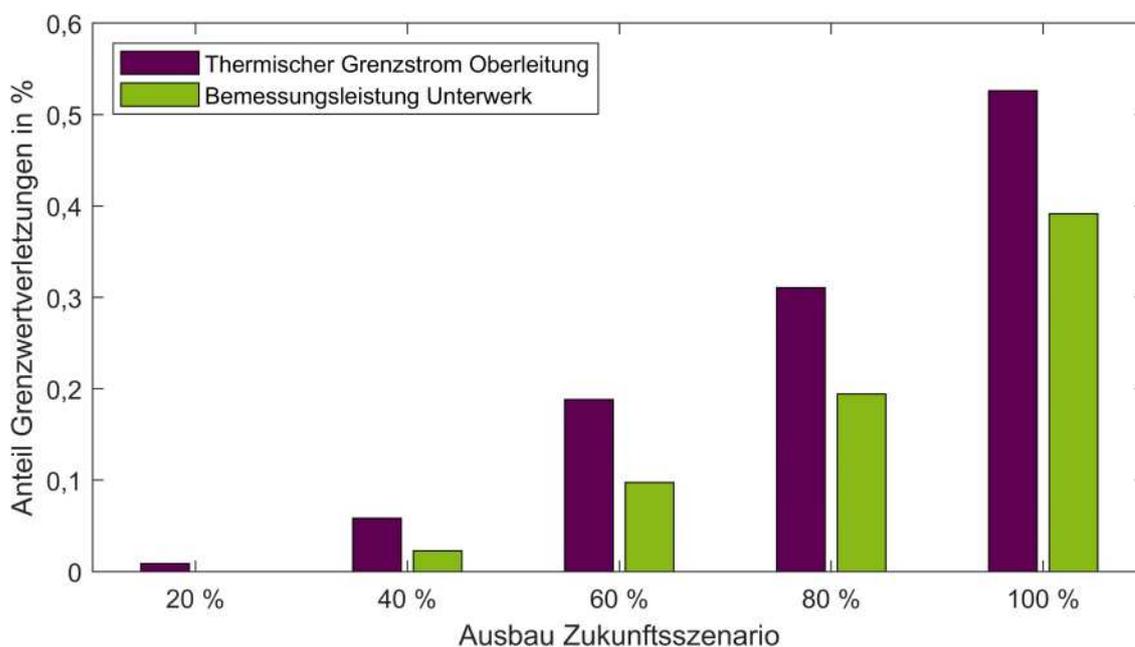


Abbildung 2-9: Summe der Zeitschritte mit Betriebsmittelüberlastungen gemessen an der gesamten Simulationsdauer

Abbildung 2-9 veranschaulicht darüber hinaus den näherungsweise linearen Anstieg der Grenzwertverletzungen bis zu einer Durchdringung von 100 %. Der verhältnismäßig große Anteil an Überschreitungen des thermischen Grenzstroms ist damit zu begründen, dass die BOBs bei Wiedereintritt in das Oberleitungsnetz unmittelbar mit dem Aufladeprozess der Traktionsbatterie beginnen. Bedingt durch die Positionierung der Unterwerke ergeben sich zum Teil ungünstige Speiseweiten, welche sich durch einen hohen Spannungsabfall und entsprechend korrelierenden Stromstärken äußern.

Letzteres wird auch besonders deutlich bei der Veranschaulichung der Zeitpunkte mit Spannungsunterschreitungen in Abbildung 2-10. Hier lässt sich ebenfalls der charakteristische starke Anstieg verzeichnen. Die Entwicklung der Häufigkeit von Spannungsunterschreitungen korreliert stark mit der Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen, liegt jedoch in absoluten

Zahlen weitaus höher. Das kann vor allem auf die Parametrierung der Grenzwerte $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ zurückgeführt werden, welche in Abschnitt 2.4.2 eingehend thematisiert wird.

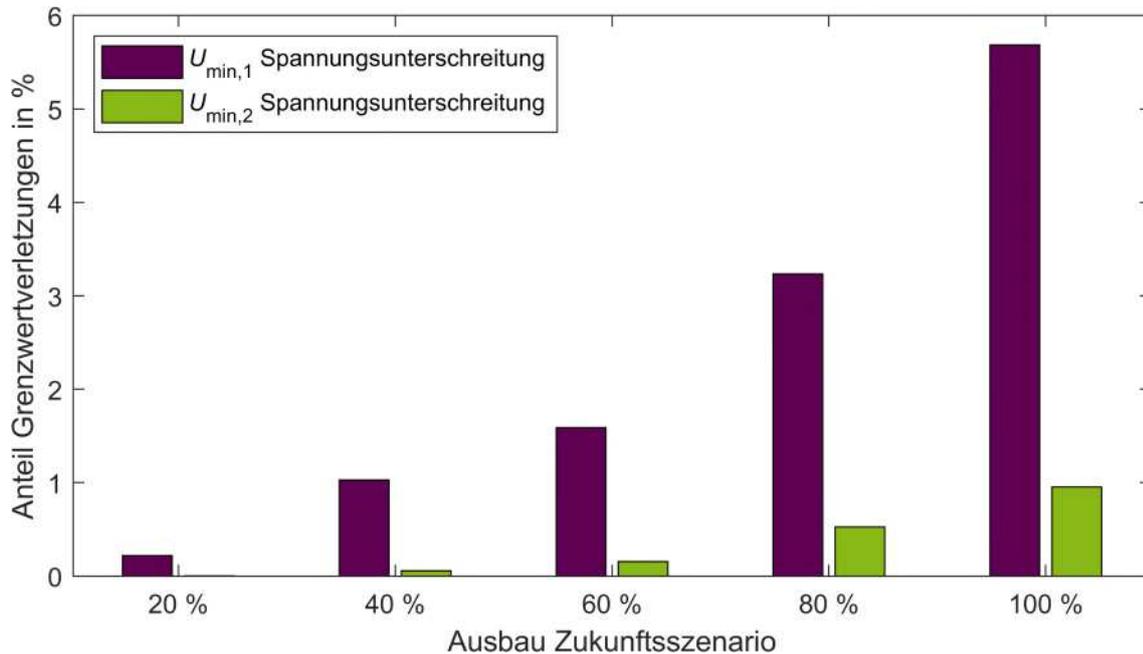


Abbildung 2-10: Summe der Zeitschritte mit Spannungsunterschreitungen gemessen an der gesamten Simulationsdauer

2.4.2 Risiken der neuartigen Netznutzung

Die neuartige Netznutzung und der daraus resultierende Häufigkeitsanstieg an Grenzwertverletzungen (vgl. Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10), verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf, damit das Oberleitungsbussystem weiterhin in einem sicheren und stabilen Zustand betrieben werden kann. Bei steigender Amplitude und Häufigkeit der Grenzwertverletzungen besteht das erhöhte Risiko einer Betriebseinschränkung oder eines Betriebsausfalls, da die Auslösung entsprechender Schutzmechanismen wahrscheinlicher wird – die existierenden Schutzmechanismen gewährleisten jedoch keinen vollständigen Schutz vor der Beschädigung von Betriebsmitteln innerhalb der Oberleitungsbusinfrastruktur. Die Schutzmechanismen finden sich zum einen in Form einer spannungsabhängigen, kennliniengeführten Motorleistungsregelung innerhalb der Obusse und BOBs wieder und zum anderen in Form von Sicherungsschaltern (vgl. *Gleichspannungsschaltanlage* in Abbildung 2-1) innerhalb der Unterwerke.

Die Sicherungsschalter gewährleisten den Schutz vor unzulässig hohen Betriebsströmen und Kurzschlussströmen. Während die Kurzschlussstromerkennbarkeit im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter thematisiert wird, liegt der Fokus hier insbesondere auf dem Umgang mit hohen Betriebsströmen. Ausgehend von der Auslegung der Sicherungsschalter und den thermischen Eigenschaften der Oberleitung, können erhöhte Betriebsströme ab einer gewissen Dauer in Konflikt stehen mit dem thermischen Grenzstrom I_{th} der Oberleitung.

Für die Berechnung des thermischen Grenzstroms I_{th} ist die zeitabhängige Stromtragfähigkeit $I_{tf}(t)$ erforderlich [97]:

$$I_{tf}(t) = A_{OL} \cdot \sqrt{\frac{c \cdot \gamma_{Luft}}{\varrho_{20} \cdot \alpha_R \cdot t} \cdot \ln\left(\frac{1 + \alpha_R \cdot (\vartheta_{lim} - 20^\circ C)}{1 + \alpha_R \cdot (\vartheta_{Luft} - 20^\circ C)}\right)} \quad (2.2)$$

Hierbei repräsentiert A_{OL} die Querschnittsfläche der Oberleitung, c die spezifische Wärme, γ_{Luft} die spezifische Masse der Luft, ϱ_{20} den spezifischen elektrischen Widerstand der Oberleitung bei 20 °C, α_R den Temperaturkoeffizienten des elektrischen Widerstands, ϑ_{lim} die höchstzulässige Gebrauchstemperatur und ϑ_{Luft} die Umgebungstemperatur.

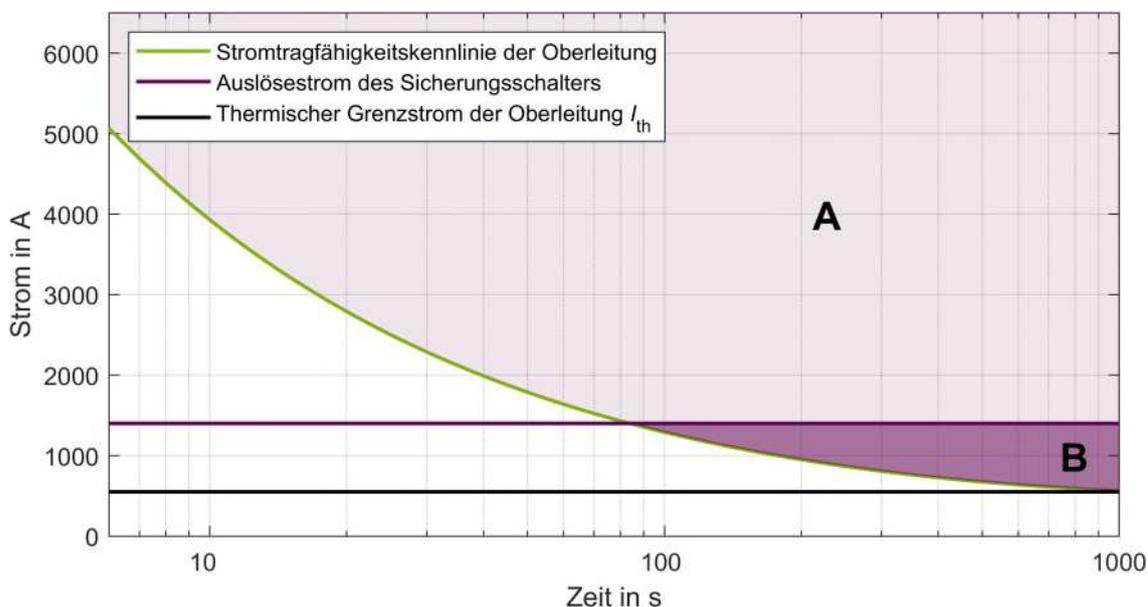


Abbildung 2-11: Stromtragfähigkeit der Oberleitung im Vergleich zum thermischen Grenzstrom ($I_{th} = 550$ A) und zum Auslösestrom des Sicherungsschalters

A: Unzulässiger Strom; Auslösung der Sicherungsschalter

B: Unzulässiger Strom; Keine Auslösung der Sicherungsschalter

Abbildung 2-11 veranschaulicht das Verhältnis des thermischen Grenzstroms sowie der zeitabhängigen Stromtragfähigkeitskennlinie zum Auslösestrom des Sicherungsschalters. Die systemspezifischen Parameter zur Berechnung der Gleichung 2.2 und die anschließende Darstellung in Abbildung 2-11 werden am Beispiel der Oberleitungsbusinfrastruktur in Solingen gewählt und finden sich in Tabelle 9-2 (vgl. Anhang 9.1) wieder. Der Bereich A markiert die Stromwerte, welche ausgehend von der Stromtragfähigkeit der Oberleitung unzulässig sind und verlässlich unterbunden werden durch Auslösung der Sicherungsschalter. Im Gegensatz dazu markiert der Bereich B die Stromwerte, welche nicht zur Auslösung der Sicherungsschalter führen aber dennoch eine Überlastung darstellen, da die Stromtragfähigkeit überschritten wird. Letzteres kann zu Beschädigungen der Oberleitung und somit zu einer gefährdeten Funktionalität der Infrastruktur führen, welche sich durch eine beschleunigte Alterung und infolgedessen eine Reduktion der mechanischen Zugfestigkeit, der thermischen Beständigkeit und der elektrischen Leitfähigkeit äußert [98].

Die zweite Instanz der Schutzmechanismen wird durch die spannungsabhängige, kennliniengeführte Motorleistungsregelung der Obusse und BOBs bewerkstelligt. Die interne Spannungsüberwachung am Stromabnehmer reduziert oder unterbindet den Bezug von Traktionsleistung bei Unterspannung und verhindert darüber hinaus die Rekuperation in das Oberleitungsnetz bei drohender Überspannung [68]. Die Rekuperationsdrosselung erfährt in dieser Arbeit daher keine weitere Beachtung, da diese keine Betriebseinschränkung verursacht.

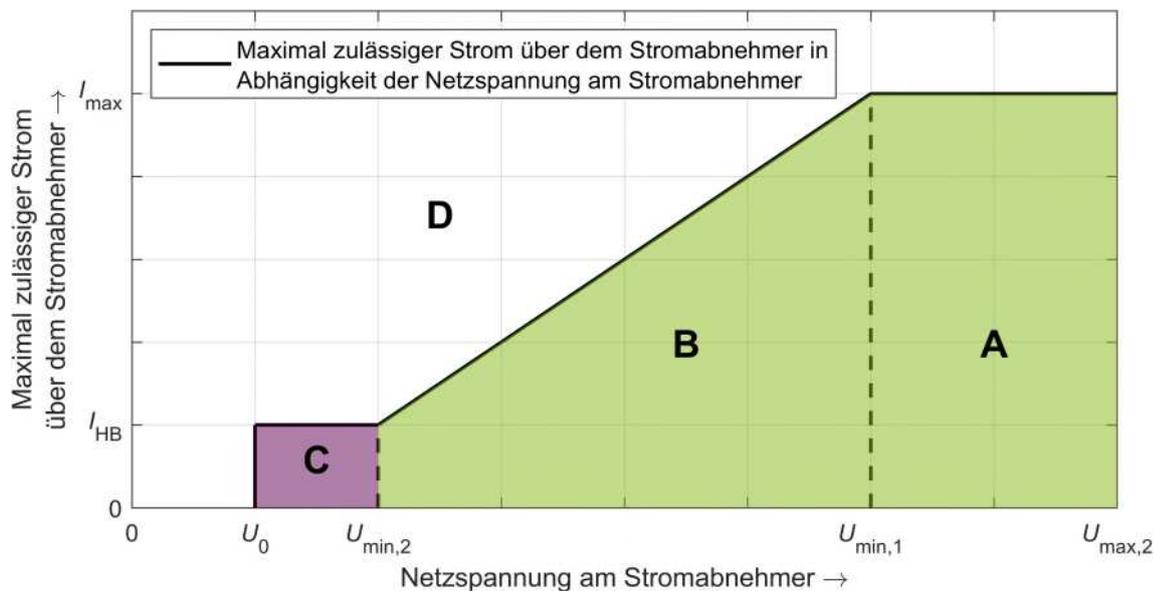


Abbildung 2-12: Qualitative Darstellung des maximal zulässigen Stroms über dem Stromabnehmer in Abhängigkeit der Netzspannung am Stromabnehmer (in Anlehnung an [99])

- A: Zulässiger Strom für vollständige Traktions- und Batterieladeleistung**
- B: Zulässiger Strom für eingeschränkte Traktionsleistung; Stützbetrieb durch Batterie**
- C: Zulässiger Strom für Hilfsbetrieb; Keine Traktionsleistung**
- D: Unzulässiger Strom**

Die Kennlinie des maximal zulässigen Stroms, welcher durch die Obusse und BOBs aus dem Oberleitungsnetz bezogen werden darf, ist qualitativ in Abbildung 2-12 als Funktion der Netzspannung am Stromabnehmer dargestellt. Der mit A gekennzeichnete Bereich stellt das Spannungsband zwischen $U_{\min,1}$ und $U_{\max,2}$ dar, welches einen uneingeschränkten Betrieb mit vollständiger Traktions- und Batterieladeleistung ermöglicht. Der Wert I_{\max} stellt in diesem Fall den bauseitig begrenzten Strom des Stromabnehmers und der nachfolgenden Leistungselektronik dar. Im Regelfall sollte stets angestrebt werden, dass die Netzspannung am Stromabnehmer innerhalb dieser Bandbreite liegt, damit ein stabiler Betrieb mit der maximal verfügbaren Antriebsleistung gewährleistet werden kann. Der Bereich B repräsentiert die erste Stufe der Leistungsbegrenzung, welche nach Unterschreitung des Grenzwertes $U_{\min,1}$ erfolgt. Der Grenzwert $U_{\min,1}$ berechnet sich hierbei aus dem Produkt der Nennspannung und einem gemäß DIN EN 50388 (VDE 0115-606) definierten, von der Nennspannung abhängigen Knickfaktor β_U [99]:

$$U_{\min,1} = U_n \cdot \beta_U \quad (2.3)$$

Der lineare Abfall des maximal zulässigen Stroms resultiert aus einer kennliniengeführten Steuerung, welche in einem entsprechenden Steuergerät der Busse hinterlegt ist. In diesem Kontext dient die lineare Drosselung des maximal zulässigen Stroms bis hin zum Grenzwert $U_{\min,2}$ der Prävention, um einen weiteren Spannungsabfall abzuwenden. Im Falle des BOBs wird die Batterieladung unterbrochen und das Antriebssystem in einen Stützbetrieb überführt, welcher das Defizit an Traktionsleistung mithilfe der Traktionsbatterie kompensiert. Sollte die Netzspannung am Stromabnehmer weiter unterhalb von $U_{\min,2}$ sinken, befindet sich der Obus bzw. BOB im Bereich **C** und es kann nur noch der für den Hilfsbetrieb¹⁶ notwendige Strom I_{HB} bezogen werden. Der Bereich **D** stellt alle unzulässigen Stromwerte oberhalb der Kennlinie bzw. unterhalb der Grenzspannung U_0 dar, welche in Abhängigkeit des Unterspannungsrelais definiert ist [99]. Unterhalb der Grenzspannung U_0 ist somit keine Form des Betriebs für die Busse möglich.

Die in dieser Arbeit angewendete Nomenklatur hinsichtlich $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ erfolgt abweichend von der Norm DIN EN 50163 (VDE 0115-102). Grundsätzlich werden in der Norm drei unterschiedliche Kennwerte aufgelistet: $U_{\min,1}$, $U_{\min,2}$ und $U_n \cdot \beta_U$. Da sich die Werte $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ bei Gleichstromsystemen jedoch im Betrag nicht unterscheiden erfolgt die Benennung von $U_n \cdot \beta_U$ gemäß Gleichung 2.3 zu $U_{\min,1}$. Dies wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit als sinnvoller erachtet, da somit eine einheitliche Benennung der zwei wichtigen Grenzwerte zu $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ erfolgen kann.

Zusammengefasst können die Risiken der neuartigen Netznutzung eingedämmt werden, wenn die nachfolgenden Kriterien zur Einhaltung des thermischen Grenzstroms sowie der unteren Spannungsgrenze im Rahmen eines automatisierten Netzleitsystems präventiv eingehalten und gewährleistet werden können:

$$I_B < I_{th} \quad \forall \text{ Betriebsmittel} \quad (2.4)$$

$$U > U_{\min,2} \quad \forall \text{ Lastknoten} \quad (2.5)$$

2.5 Potential eines Netzleitsystems

Die zu erwartende Weiterentwicklung von Oberleitungsbussystemen resultiert für den Betreiber in neuen Anforderungen, welche insbesondere eine proaktive Betriebsführung zukünftiger Oberleitungsbussysteme widerspiegeln. In diesem Kontext repräsentiert die Netzleittechnik – als eine der Vertiefungsrichtungen der Prozessleittechnik – ein zweckdienliches und etabliertes Verfahren für die Gewährleistung eines sicheren Betriebs leitungsgebundener Versorgungsnetze wie bspw. elektrischer Energieversorgungs-, Gas- und Wärmenetze. Hinsichtlich elektrischer Verkehrsnetze, werden Netzleitsysteme bis dato nur zur Informationsbereitstellung im Rahmen

¹⁶ Heizung/Klimatisierung, Beleuchtung, elektrohydraulische Hilfssysteme und Bordelektronik

des Betriebsmanagements genutzt (vgl. Abschnitt 1.2), jedoch nicht zur Nutzung von – durch Sekundärtechnik¹⁷ bereitgestellten – dynamischen Prozessinformationen mit dem übergeordneten Ziel einer automatisierten Netzführung.

2.5.1 Netzzustandsüberwachung und -regelung

Neben den kommerziellen Aspekten im Zeitalter eines liberalisierten Energiemarktes, spielt gegenwärtig auch vor allem die aus technischen und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten induzierte Notwendigkeit des Netzleitsystems eine immer bedeutender werdende Rolle für die Netzführung. Zur Bewerkstelligung dieser Aufgabe werden netzseitig installierte, periphere Mess- und Steuerungssysteme über eine Fernwirkkommunikation mit der Netzleitstelle vernetzt. Somit kann sich der Netzbetreiber ein hinreichendes Bild über den Zustand des Netzes machen. Dazu werden messtechnisch erfassbare Prozessinformationen aufbereitet und als Grundlage für angewandte Verfahren der Netzzustandserkennung genutzt [101]. Dies bildet die Grundlage dafür, dass bspw. bei einem bevorstehenden oder bereits vorliegenden Engpass entsprechende Steuerungs- bzw. Schalthandlungen zur Störungsvermeidung vorgenommen werden können [102, 103]. Die Komplexität der Netzführung jedoch korreliert mit der steigenden Anzahl sowohl volatiler Einspeiser als auch leistungsintensiver Lasten und resultiert in neuen Anforderungen an die Handlungsfähigkeit eines Netzbetreibers, da sich in Folge dessen neue Netznutzungssituationen ergeben. Darüber hinaus fokussiert sich der Handlungsbedarf im Rahmen der gegenwärtigen Transformationsprozesse nicht mehr auf die Übertragungsnetze, sondern vor allem auf die Verteilungsnetzebene in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen, welche zum aktuellen Zeitpunkt jedoch kaum mit geeigneter Sensorik ausgestattet sind. Die steigende Anzahl o. g. Netzteilnehmer erweitert allerdings gleichermaßen das Handlungsspektrum eines Netzbetreibers, da neuartige Netzteilnehmer, wie bspw. E-Auto-Ladepunkte und Stationäre Energiespeicher, über entsprechende Kommunikationsschnittstellen verhältnismäßig einfach und ohne Komfortverlust für den Kunden netzdienlich gesteuert werden können [100, 104].

Damit der Betreiber von Verteilungsnetzen diese Möglichkeiten nutzen kann, bedarf es der Erweiterung eines klassischen Netzleitsystems um die Funktionalitäten eines Smart Grids. Das Smart Grid erlaubt u. a. den Einsatz von intelligenten Automatisierungslösungen. Ein automatisiertes Netzleitsystem (fortan *Netzautomatisierungssystem*) ermöglicht mittels kommunikativer Vernetzung aller Messeinrichtungen (*Sensorik*), steuerbarer Netzteilnehmer (*Aktorik*) und einer (de-)zentralen rechenfähigen Instanz den Einsatz intelligenter Regelalgorithmen, welche dem Netzbetreiber im Fehlerfall automatisiert geeignete Gegenmaßnahmen bereitstellen oder eigenständig koordinierte Regelungseingriffe vornehmen können [104, 105]. Die wesentlichen Funktionsbausteine eines Netzautomatisierungssystems gliedern sich allgemein in die Instanzen *Netzzustandsüberwachung* und *Netzzustandsregelung*. Die Netzzustandsüberwachung verfolgt

¹⁷ Die Sekundärtechnik umfasst in den elektrischen Energieversorgungsnetzen diejenigen Betriebsmittel, welche zur Gruppe der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik gezählt werden [100].

das Ziel, mithilfe der durch die Sensorik und zum Teil auch durch die Aktorik bereitgestellten Prozessdaten, die Leistungsflusssituation im Netz – möglichst hochaufgelöst – zu bestimmen. Das resultierende Netzabbild kann anschließend auf Grundlage parametrierter Grenzwerte, wie bspw. dem zulässigen Spannungsband und der maximalen Betriebsmittelauslastung (vgl. Abschnitt 2.4.2) bewertet werden, sodass kritische Netzsituationen identifiziert werden können. Die Behebung entsprechender Netzsituationen bspw. im Rahmen einer automatisierten Leistungsregelung ist Gegenstand der Netzzustandsregelung. Damit eine automatisierte Leistungsregelung erfolgen kann bedarf es einer ausreichenden Leistungsflexibilität, die durch netzdienliche Ansteuerung der kommunikativ vernetzten Aktorik bereitgestellt werden kann. Der Einsatz eines Netzautomatisierungssystems kann den kostenintensiven und ggf. überdimensionierten, konventionellen Ausbau eines Netzes auf ein Minimum reduzieren oder vollständig vermeiden [28, 96].

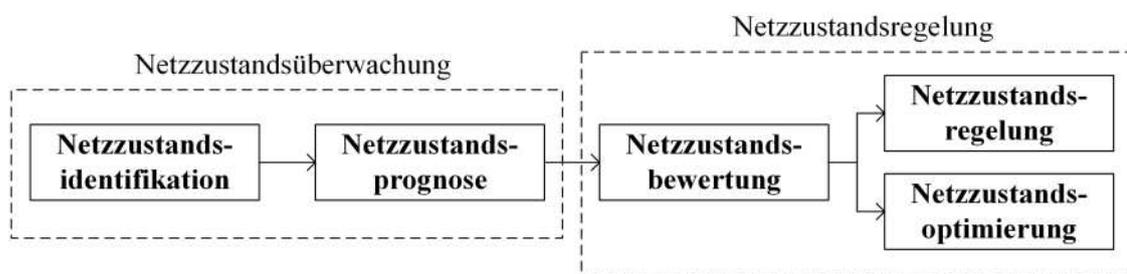


Abbildung 2-13: Schematische Darstellung des Gesamtkonzeptes für die Netzzustandsüberwachung und -regelung

Die Auslegung und der funktionelle Aufbau von Netzzustandsüberwachung und -regelung hängt stark von dem jeweiligen Netz, den dazugehörigen typischen Netznutzungssituationen und der verfügbaren Aktorik ab. Im Hinblick auf das Oberleitungsbusssystem wird eine *prognosebasierte* Netzzustandsüberwachung und eine *prädiktive* Netzzustandsregelung angewendet, welche in Abbildung 2-13 schematisch dargestellt ist.

Der Grund hierfür findet sich in dem technisch bedingten Last- und Einspeiseverhalten des Gesamtsystems. Während das Last- und Einspeiseverhalten klassischer Niederspannungsnetze einem hinreichend abschätzbaren Trendverhalten folgt (Lastprofile für Haushalte, Photovoltaik „Glocke“ und statistisch erhobene Stand-/Ladezeiten bei E-Auto-Ladepunkten [96]), unterliegt ein elektrisches Verkehrsnetz insbesondere hinsichtlich des Lastverhaltens einer sehr viel größeren Dynamik. Obusse und BOBs repräsentieren bewegliche Lasten im Netz, die sehr kurzfristig zwischen maximaler Bezugsleistung aus dem Netz und maximaler Rekuperationsleistung in das Netz umschalten können. Dies wird zum einen auf das Beschleunigungsverhalten der Obusse und BOBs zurückgeführt, welches in Abhängigkeit des individuellen Fahrers innerhalb von Sekunden stark schwanken kann. Zum anderen müssen unvorhersehbare Verkehrereignisse berücksichtigt werden, die wiederum ebenfalls stark vom Verhalten der restlichen Verkehrsteilnehmer abhängig sein können. In diesem Kontext erscheint, trotz ausreichender Kenntnis über die Busumlaufpläne und der aktuellen Verkehrsauslastung, die

alleinige Zugrundelegung des IST-Zustandes als Basis für Regelungsmaßnahmen nicht sinnvoll. Die Netzzustandsüberwachung samt simulationsgestützter Prognoseerstellung wurde bereits in [59] umgesetzt und wird daher für diese Arbeit als gegeben angenommen.

Abbildung 2-14 veranschaulicht das Konzept der Netzzustandsüberwachung für ein Oberleitungsbussystem. Zu Beginn wird das System initialisiert, sodass alle relevanten Eingabeparameter für die Eingrenzung und Funktionsdefinition der Netzzustandsüberwachung eingelesen werden. Anschließend werden die bereitgestellten Messwerte aller Netzteilnehmer im Oberleitungsbussystem repetitiv eingelesen. Dadurch bietet sich die Möglichkeit, den gesamten Messwertsatz innerhalb eines definierten Intervalls zu empfangen, da die einzelnen Messwerte nicht synchron für jeden Zeitpunkt eintreffen.

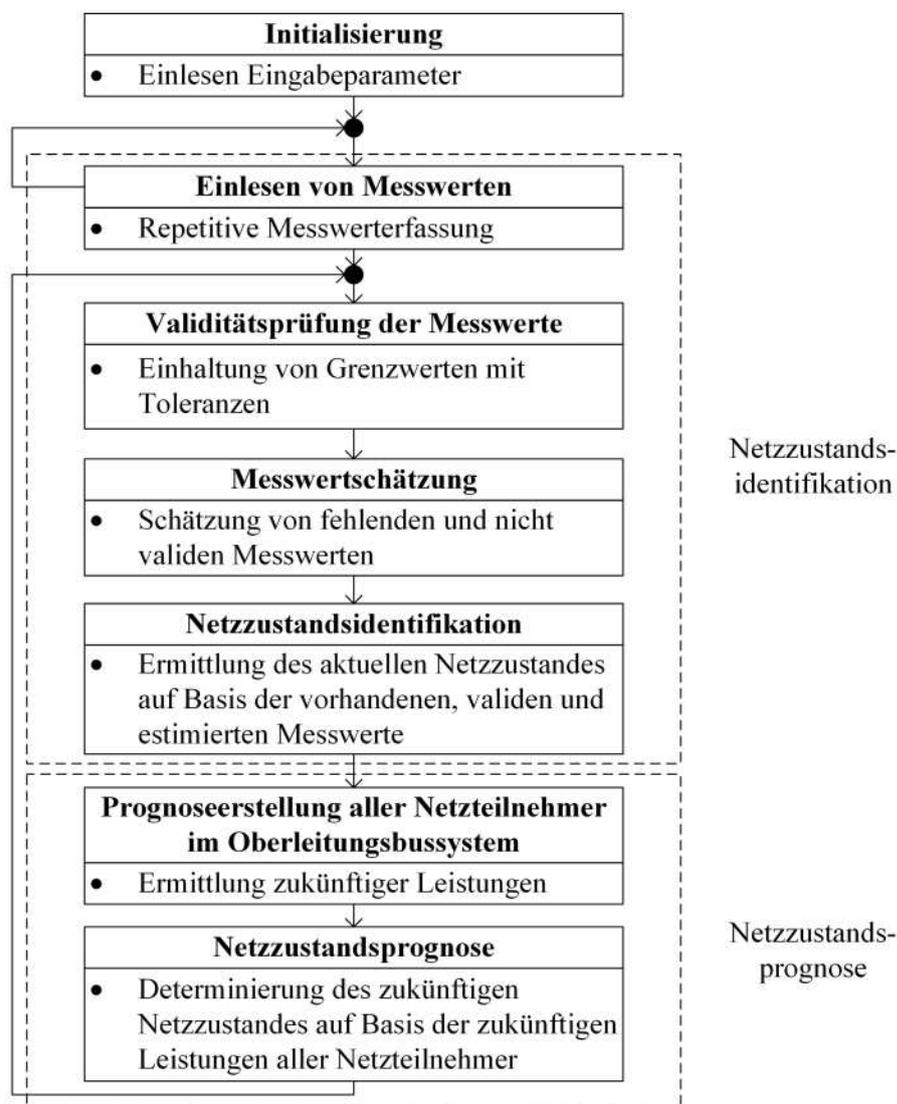


Abbildung 2-14: Konzeptionelle Darstellung der Netzzustandsüberwachung [59]

Die aggregierten Messwerte werden anschließend einer Plausibilitäts- und Validitätsprüfung unterzogen. Dadurch wird sichergestellt, dass unvollständige, fehlerbehaftete oder nichtexistente Messwerte im weiteren Verlauf nicht berücksichtigt werden. Sollte dies der Fall sein, müssen die

aussortierten Messwerte im Rahmen einer Ersatzwertbildung geschätzt werden, damit ein vollständiger Datensatz für die weitere Bearbeitung sichergestellt werden kann. Im letzten Schritt der Netzzustandsidentifikation wird der vollständige Datensatz an Messwerten für eine Leistungsflussberechnung genutzt. Der resultierende, berechnete Referenz-Netzzustand soll im Rahmen der Güteüberwachung als Bemessungsgrundlage für bereits vergangene Prognoseerstellungen dienen. Im folgenden Schritt wird zunächst das Leistungsverhalten aller sekundärer Netzteilnehmer im Oberleitungsbussystem (Photovoltaik-Systeme und E-Auto-Ladepunkte) prognostiziert und darauf aufbauend die ganzheitliche Netzzustandsprognose (inkl. der Busse) durchgeführt. Die Netzzustandsprognose wird im Solinger Fall für ein definiertes Zeitfenster $\Delta t_{\text{Prog}} = [t_1, \dots, T_{\text{Prog}}[$ mit $T_{\text{Prog}} = 600$ Sekunden durchgeführt [59]. Parallel zur Prognoseerstellung werden fortlaufend Messwerte eingelesen, sodass die Prognoseerstellung nach Abschluss iterativ und mit einem aktualisierten Datensatz durchgeführt werden kann. Somit kann eine hinreichende Güte für die der Netzzustandsregelung bereitgestellten Daten sichergestellt werden, da die Genauigkeit der Prognose zum Prognosehorizont T_{Prog} hin abnimmt [59].

Der bereitgestellte Datensatz (vgl. Tabelle 2-2) enthält alle elektrotechnisch relevanten Prozesswerte sowie weitere essenzielle Informationen, welche für die nachgelagerte Netzzustandsregelung relevant sind.

Tabelle 2-2: Datensatz der Netzzustandsprognose als Eingangsdaten für die Netzzustandsregelung

Datensatz	Techn. Prozesswerte (zyklisch)	Komponentenspez. Prozesswerte (zyklisch)	Komponentenspez. Parameter (initial)
Knoten	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 		<ul style="list-style-type: none"> Typ/Kategorie Netztopologie
Zweige	<ul style="list-style-type: none"> Strom 		<ul style="list-style-type: none"> Techn. Kenndaten Therm. Grenzstrom
Batterie-Oberleitungsbus	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 	<ul style="list-style-type: none"> SOC¹⁸ GPS Koordinaten Streckenverlauf (Oberleitungsverfügbarkeit) 	<ul style="list-style-type: none"> Antriebsleistung Unterspannungsgrenze Ladeleistung Batteriespeicherkapazität
Oberleitungsbus	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 	<ul style="list-style-type: none"> GPS Koordinaten Streckenverlauf (Oberleitungsverfügbarkeit) 	<ul style="list-style-type: none"> Antriebsleistung Unterspannungsgrenzen
Photovoltaik-System	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 		<ul style="list-style-type: none"> Installierte Leistung
E-Auto-Ladepunkt	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 		<ul style="list-style-type: none"> Installierte Leistung
Stationärer Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung 	<ul style="list-style-type: none"> SOC 	<ul style="list-style-type: none"> Lade-/Entladeleistung Batteriespeicherkapazität
Unterwerk	<ul style="list-style-type: none"> Spannung Leistung Strom 		<ul style="list-style-type: none"> Nennspannung Bemessungsleistung

¹⁸ Abkürzung für state of charge (dt. Ladezustand)

Zusammenfassend gliedern sich die einzelnen Funktionen für das Netzautomatisierungssystem wie folgt:

- Netzzustandsidentifikation
- Netzzustandsprognose
- Netzzustandsbewertung
- Netzzustandsregelung und -optimierung

In den bisherigen Ausführungen wurde das Netzautomatisierungssystem auf die zwei wesentlichen Bausteine *Netzzustandsüberwachung* und *Netzzustandsregelung* reduziert, von welchen die Netzzustandsüberwachung bereits vorgestellt wurde. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit gliedert sich der Baustein *Netzzustandsregelung* im Zuge einer höheren Abstraktionsebene (vgl. Abbildung 2-13) in die Funktionsblöcke *Netzzustandsbewertung* sowie *Netzzustandsregelung* und *-optimierung*.

2.5.2 Zentraler Ansatz in einem Oberleitungsbussystem

Im vorangegangenen Abschnitt wurden wesentliche Unterscheidungsmerkmale hinsichtlich der funktionellen Konzeptionierung eines Netzautomatisierungssystems aufgeführt, welche im Folgenden um den Aspekt des strukturellen Aufbaus ergänzt werden. Grundsätzlich wird bei einem Netzautomatisierungssystem zwischen dem zentralen und dem dezentralen Aufbau unterschieden: Im Rahmen des zentralen Ansatzes werden sämtliche zur Automatisierung des Netzes notwendigen Funktionalitäten und Bausteine an einem zentralen Ort installiert und betrieben, während der dezentrale Ansatz eine logisch bedingte Distribution der intelligenten Funktionalitäten und Bausteine im Feld vorsieht. Ausgehend vom jeweiligen Anwendungsfall, ergeben sich spezielle Anforderungen an die einzelnen Bausteine eines Netzautomatisierungssystems und deren Funktionalitäten – daher müssen diese dringend als Grundlage für die Auswahl des strukturellen Aufbaus berücksichtigt werden.

Der Betrieb eines Netzautomatisierungssystems erfordert eine umfängliche Datengrundlage, welche zum Teil durch eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur dynamisch bereitgestellt werden muss. Die dynamischen Prozessdaten bilden den Grundstein für die Netzzustandsüberwachung und erlauben in entsprechend hoher zeitlicher Auflösung stets die Erstellung eines aktuellen Abbilds des Oberleitungsbussystems. Für die Bereitstellung der Daten können prinzipiell unterschiedliche Kommunikationskanäle und -protokolle genutzt werden. Diese definieren sich entweder durch Normen oder Richtlinien für den jeweiligen Anwendungsfall oder in Abhängigkeit der vorliegenden Systemeigenschaften. Letzteres findet besondere Geltung im Falle des elektrischen Verkehrsnetzes, da die beweglichen Netzteilnehmer Obus und BOB ein kabelloses Kommunikationssystem erfordern, während alle anderen statischen Netzteilnehmer und Betriebsmittel mithilfe einer physischen, kabelgebundenen Verbindung kommunikativ vernetzt werden können. Für die Aggregation von Prozessdaten, welche durch unterschiedlichste

Kommunikationskanäle bereitgestellt werden, bedarf es einer multiplen Schnittstellenverfügbarkeit an der Zielhardware, die darüber hinaus auch die genutzten Kommunikationsprotokolle unterstützen müssen. Zusätzlich zur kontinuierlichen Bereitstellung der Prozessdaten ist die Verfügbarkeit statischer Netzdaten und -parameter von großer Relevanz. Diese sind zum einen zur Weiterverarbeitung der Prozessdaten im Rahmen der Prognoseerstellung erforderlich und zum anderen essenziell für die Funktionalität der Netzzustandsregelung und -optimierung. Je nachdem ob eine zentrale oder eine dezentrale Struktur umgesetzt wird, ergeben sich unterschiedlich hohe Anforderungen an das Datenmanagement sowie die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

Die bidirektionale Kommunikation zwischen den Netzteilnehmern und dem Netzautomatisierungssystem erfordert die Handhabung großer Datenmengen – bietet allerdings einen erheblichen Mehrwert, da somit jeder Akteur – bei entsprechender messtechnischer Ausstattung – gleichzeitig einen Sensor im Netz darstellt. Zudem ermöglicht die zentrale Aggregation aller Prozessdaten die Realisierung weiterer Anwendungsmöglichkeiten über die Netzautomatisierung hinaus, wie bspw. eine visuelle Darstellung in einer Leitwarte oder eine Datenanalyse zu Instandhaltungszwecken. Unter der Annahme, dass eine nennenswerte Mehrheit der Verkehrsbetriebe über ein Verkehrsleitsystem verfügt oder die Inbetriebnahme eines entsprechenden Systems plant, ist die Zugrundelegung eines existierenden Verkehrsleitsystems für die weiteren Betrachtungen plausibel. In diesem Kontext sei zu erwähnen, dass das klassische Leitsystem eines elektrischen Verkehrsnetzes lediglich rudimentäre Prozessdaten bereitstellt, welche für die Realisierung eines Netzautomatisierungssystems nicht ausreichend sind (vgl. Abschnitt 1.2). Aufgrund der Tatsache, dass diese Leitsysteme grundsätzlich immer einen zentralistischen Aufbau aufweisen, könnte durch den Erhalt der zentralen Struktur für die Implementierung des Netzautomatisierungssystems ein wichtiger Synergieeffekt genutzt werden. Dieser ergibt sich daraus, dass ein Teil der dynamischen Prozessdaten (vgl. Tabelle 2-2) in Form von Positionsdaten bereits vorliegen.

Anders als bei dezentral eingesetzten Recheneinheiten muss beim zentralen Ansatz keine besondere Rücksicht genommen werden auf den ggf. begrenzt verfügbaren Raum und die damit verbundene Dimensionierung der Zielhardware oder weitere umgebungsbedingte Anforderungen wie bspw. die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) im Falle einer Installation in den Unterwerken. Für die Auswahl der Zielhardware – welche das Netzautomatisierungssystem ausführt – ergeben sich durch somit den zentralen Ansatz wertvolle Freiheitsgrade hinsichtlich Hersteller, Betriebssystem und somit auch Skalierbarkeit der Rechenleistung und Speicherkapazität. Der Betrieb einer Netzzustandsregelung und -optimierung auf Basis einer simulationsgestützten Netzzustandsprognose erfordert eine hohe Rechenleistung und ausreichend

Speicherkapazität, damit eine zufriedenstellende Performance¹⁹ erreicht werden kann (vgl. Abschnitt 5.2). Die rechenintensiven, iterativen Prozessabläufe verlangen zusätzlich zu der hohen Taktfrequenz auch die Möglichkeit zur Parallelisierung, wodurch eine vergleichsweise hohe Anzahl an rechenfähigen Kernen gegeben sein muss. Den vorangegangenen Vorteilen eines zentralen Ansatzes zur Netzautomatisierung steht lediglich der erhöhte Kommunikationsaufwand entgegen, welcher tendenziell über längere Strecken realisiert werden muss, als es beim dezentralen Ansatz der Fall ist.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass ein zentrales Netzautomatisierungssystem als Erweiterung eines bestehenden Verkehrsleitsystems einen besonderen Mehrwert bietet, da somit existierende und neue Kommunikationsinfrastrukturen gebündelt und effizient genutzt werden können. Vor allem aber steht eine – in Hinblick auf die Rechenleistung – ausreichend dimensionierte, serverbasierte Hardwarelösung für den Betrieb des Netzautomatisierungssystems zur Verfügung.

¹⁹ Im Rahmen dieser Arbeit repräsentiert die Performance die Rechengeschwindigkeit (Leistungsmetrik eines Systems in Abhängigkeit der Zeit).

3 Entwicklung einer prognosebasierten Netzzustandsbewertung

Die Verfügbarkeit einer prognosebasierten Netzzustandsüberwachung erlaubt mittels eines zeitdiskreten dynamischen Modells die repetitive Erstellung einer Trajektorie des Oberleitungsbussystems. Die resultierende prädiktive Entwicklung des Netzzustands für den definierten Prognosezeitraum Δt_{prog} berücksichtigt neben den passiven Eingangssignalen (nicht-deterministische Simulationsparameter) auch aktive Eingangssignale in Form von Regelungs- und Optimierungsbefehlen. Somit kann die Beobachtung der prädiktiven Auswirkung aktiver Eingangssignale dazu genutzt werden, diese bei entsprechender Rechengeschwindigkeit wiederholt zu optimieren – dies ermöglicht es, die Güte des Netzautomatisierungssystems wesentlich zu steigern. Hierzu bedarf es einer zweckdienlichen Modellierung der Netzzustandsbewertung, welche das Zwischenglied der Netzzustandsprognose und der Netzzustandsregelung und -optimierung darstellt. Die höchsten Anforderungen an die Netzzustandsbewertung bilden die zeitliche Performance sowie die effiziente Vorbereitung der Datengrundlage im Hinblick auf Identifikation und Aggregation kritischer Netzsituationen.

3.1 Übergeordnetes Konzept für die Netzzustandsbewertung

Für die zweckdienliche Funktionalität der Netzzustandsregelung und -optimierung im Kontext eines Netzautomatisierungssystems ist die Verfügbarkeit einer adäquaten Netzzustandsbewertung elementar, wodurch dieser eine zentrale Rolle zugesprochen wird. Im Rahmen des Echtzeiteinsatzes muss die zyklisch erstellte Netzzustandsprognose einer qualitativen und quantitativen Bewertung unterzogen werden, sodass prognostizierte kritische Netzsituationen rechtzeitig erkannt und proaktiv unterbunden werden können. Ziel der Netzzustandsbewertung ist die effektive Verarbeitung der prognostizierten Prozesswerte, sodass schlussendlich eine differenzierte Entscheidungsgrundlage für einen potenziellen Regelungs- und Optimierungsbedarf vorliegt.

Das Konzept der Netzzustandsbewertung sieht eine ereignisbasierte Identifikation *ungültiger* und *suboptimaler* Zustände vor. Hierzu werden im Rahmen einer Vergleichsanalyse parametrisierte Grenzwerte (ab Kapitel 4 *Führungsgrößen*) und dynamische Istwerte (ab Kapitel 4 *Regelgrößen*) aus der Menge der prognostizierten Prozesswerte gegenübergestellt und verglichen. Etwaige Abweichungen (ab Kapitel 4 *Regelabweichungen*) müssen qualitativ und quantitativ bewertet werden, damit eine ganzheitliche Netzzustandsbewertung erfolgen kann. Auf Grundlage dieser Information kann das Netzautomatisierungssystem den Bedarf nach einem aktiven *Regelungs-* oder *Optimierungseingriff* ermitteln (vgl. Kapitel 4). Im Falle eines ungültigen Netzzustands wird eine priorisierte Rückführung des Systems innerhalb der betriebssicheren Systemgrenzen angestrebt (*Regelungseingriff*), während ein suboptimaler Netzzustand als Auslöser für die

Evaluation nach einer optimierten – bspw. energieeffizienteren – Betriebsführung (*Optimierungseingriff*) interpretiert werden kann.

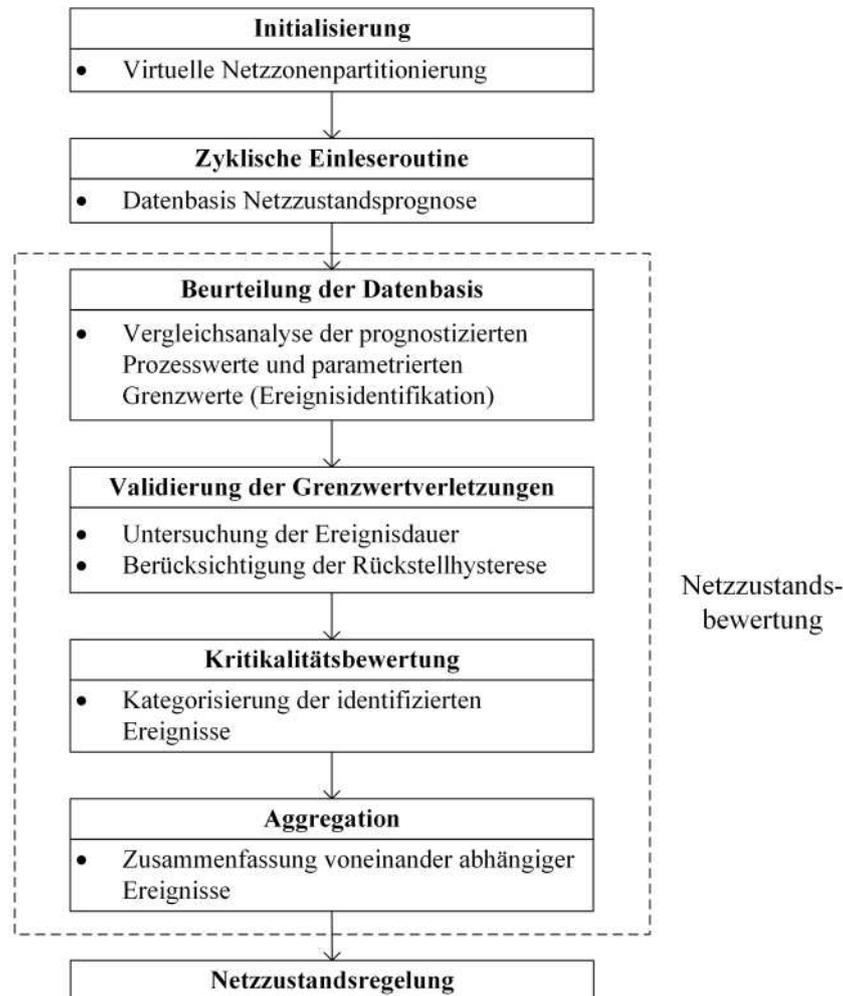


Abbildung 3-1: Konzeptionelle Darstellung der Netzzustandsbewertung

Abbildung 3-1 veranschaulicht den konzeptionellen Aufbau der prognosebasierten Netzzustandsbewertung. Zunächst erfolgt in einem initialen Schritt eine virtuelle Partitionierung des Oberleitungsbusnetzes in mehrere Netzzonen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Begründet durch die üblicherweise dezentrale Struktur von Oberleitungsbusnetzen, liegt in der Regel eine weit ausgedehnte Netztopologie vor. Aufgrund der dafür typischen großen Anzahl an Unterwerken, welche das Netz mit elektrischer Energie versorgen, resultiert eine homogene Verteilung an Netzzonen, die hinsichtlich der Charakteristik von einer ähnlichen und gleichverteilten Netznutzung gekennzeichnet sind. Ziel der virtuellen Netzzonenpartitionierung ist die Bereitstellung einer übersichtlichen und netzzonendiskreten Zustandsbewertung, welche in erster Linie der Robustheit und Performance des Netzautomatisierungssystems dient. Im Anschluss an die Initialisierung erfolgt das zyklische Einlesen des prognostizierten Netzzustands, welches zugleich den Auslöser für die nachgelagerte Netzzustandsbewertung repräsentiert. Die zugrundeliegende Datenbasis umfasst unter anderem die *Zustandsgrößen* Spannung U_k für einen Knoten k , Zweigstrom I_{ij} von einem Knoten i zu einem Knoten j und die Unterwerksleistung P_S an einem

Knoten s (Anschlussknoten an der Gleichspannungssammelschiene). Auf dieser Basis lassen sich, durch Relativierung mit den parametrisierten Grenzwerten, sekundäre Berechnungsgrößen ableiten, die als Hilfsgrößen zur Quantifizierung der Netzauslastung und Identifikation von Grenzwertverletzungen (vgl. Abschnitt 3.2.2) dienen. Die parametrisierten Grenzwerte definieren, um welche Art von Ereignis es sich handelt wobei grundsätzlich zwischen folgenden Zustandsindikationen Z (spezifische Definition in Abschnitt 3.2.2) unterschieden wird:

- Z_{krit} : Kritischer Zustand (ungültiger Netzzustand)
- Z_{sem} : Semikritischer Zustand (ungültiger Netzzustand)
- Z_{opt} : Optimierungsbedarf (suboptimaler Netzzustand)

Die Reihenfolge der Zustandsindikatoren spiegelt zugleich die Priorisierung hinsichtlich des Handlungsbedarfs im Netzautomatisierungssystem wieder. Dies trägt einen wesentlichen Teil zur Robustheit des Netzautomatisierungssystems bei, da flexible Aktoren im Netz für die kritischsten Ereignisse vorgehalten werden können. Anschließend wird eine Validierung der identifizierten Ereignisse durchgeführt, welche über die abschließende Gültigkeit der Zustandsindikation entscheidet. Im Rahmen dessen müssen vorab definierte zeitliche Konstanten hinsichtlich der Ereignisdauer sowie einer Rückstellhysterese erfüllt werden. Einen weiteren wichtigen Beitrag zur Robustheit liefert die Kritikalitätsbewertung und die Aggregation zusammengehöriger Ereignisse (vgl. Abschnitt 3.2.3). Im Zuge der Kritikalitätsbewertung liegt das Hauptaugenmerk darauf, eine relative Gewichtungsindikation anzuwenden. Somit lassen sich mehrere Ereignisse innerhalb einer Menge von gleichdefinierten Ereignissen kategorisieren und entsprechend sortieren. Die Aggregation dient der Zusammenfassung mehrerer simultan auftretender Ereignisse für den Fall, dass eine Zeit- und Ortsabhängigkeit identifiziert werden kann.

Die Verfügbarkeit eines prognostizierten Netzzustands ermöglicht es, drohende Grenzwertverletzungen im Rahmen der Echtzeit-Auswertung proaktiv zu verhindern, wodurch im besten Fall keine Situationen mit reaktivem Handlungsbedarf auftreten sollen. Vor dem Hintergrund einer ereignisdiskreten Auslösung von Regelungs- und Optimierungsmaßnahmen, hat die Methodik der Ereignisidentifikation und die damit verbundene Genauigkeit der Netzzustandsbewertung einen unmittelbaren Einfluss auf die Güte des gesamten Netzautomatisierungssystems. Durch die hohen Anforderungen an die Performance der Netzzustandsbewertung wird sichergestellt, dass der wesentliche Vorteil einer *prädiktiven* Netzzustandsregelung effektiv ausgenutzt werden kann: Das bedeutet, dass ein um den Prognosehorizont T_{Prog} auftretendes Ereignis mehrmals iterativ identifiziert und im Rahmen der Netzzustandsregelung behoben werden kann (vgl. Abschnitt 4.2).

3.2 Methodik für die Netzzustandsbewertung

Im folgenden Abschnitt soll die methodische Vorgehensweise zur prognosebasierten Netzzustandsbewertung demonstriert werden. Der inhaltliche Aufbau sowie die logische Reihenfolge

der einzelnen Methoden entspricht der konzeptionellen Darstellung in Abbildung 3-1. Hierbei sei anzumerken, dass die nachfolgenden Erläuterungen sich auf die wesentlichsten Verfahrensbestandteile beschränken.

3.2.1 Virtuelle Partitionierung der Netztopologie

Die virtuelle Partitionierung der Netztopologie in einem Oberleitungsbussystem kommt zum Einsatz, damit große Netztopologien mit einer Vielzahl an versorgenden Unterwerken in übersichtliche kleinere Netzzonen aufgeteilt werden können. Die Begriffswahl *übersichtlich* zielt im Kontext des betrachteten Netzautomatisierungssystems vor allem auf eine Vereinfachung der Prozessabläufe innerhalb der Netzzustandsbewertung und der darauffolgenden Netzzustandsregelung und -optimierung ab. Zur Identifikation von Lösungsstrategien im Falle einer Grenzwertverletzung muss eine hinreichend detaillierte Informationsgrundlage bezüglich der auftretenden Ereignisse vorliegen. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Informationen ist der topologische Ort des Auftretens und die damit zusammenhängenden umgebungsspezifischen Eigenschaften.

Das grundsätzliche Funktionsprinzip eines Netzautomatisierungssystems im Rahmen der Lösungsfindung beruht auf der Ansteuerung eines oder mehrerer *geeigneter Aktoren*, welche bspw. durch eine Leistungsanpassung ΔP_a an einem Knoten a im Netz einen direkten Einfluss auf die Spannung U_k an einem Knoten k oder den Zweigstrom I_{ij} zwischen einem Knoten i und einem Knoten j bewirken. Dies setzt prinzipiell voraus, dass der Knoten a über eine elektrische Verbindung mit dem Knoten k bzw. mit den Knoten i und j verfügt. Diese hinreichende Bedingung wird üblicherweise um die notwendige Bedingung ergänzt, dass ein definierter Mindestwert für die Sensitivität zwischen dem Knoten a und den weiteren Knoten gegeben sein muss. Die Sensitivität quantifiziert die spezifische Wirksamkeit einer Leistungsanpassung an einem topologischen Ort auf die Veränderung der Spannung oder des Stroms an einem anderen topologischen Ort. Je höher die Sensitivität zwischen zwei Knoten ist, desto größer fällt der Betrag der resultierenden Veränderung aus. Somit dient die Sensitivität u. a. häufig als Eignungsmaß für die Auswahl von Aktoren, die im dynamischen Funktionsablauf des Netzautomatisierungssystems als zweckdienlich bewertet werden [28, 33].

Im vorliegenden Fall existiert jedoch eine Topologie, welche sich zum einen aufgrund der beweglichen Obusse und BOBs dynamisch verändert und zum anderen von einer typischerweise hohen Anzahl an verteilten Unterwerken gekennzeichnet ist. Die hohe Durchdringung von Unterwerken repräsentiert – im Kontext des erläuterten Funktionsprinzips eines Netzautomatisierungssystems – eine kontraproduktive Systemeigenschaft. Dies wird damit begründet, dass die Anschlussknoten der Unterwerke zum Oberleitungsnetz aus der Menge aller Netzknoten die spannungsstabilsten darstellen. Die von den Unterwerken abgehenden Netzknoten unterliegen bspw. im Lastfall einem relativen Spannungsabfall, welcher in Abhängigkeit der Distanz zu den Unterwerken bis zum entsprechenden Lastknoten näherungsweise linear größer wird. Daraus

resultiert im stationären Fall, dass die Spannung am Anschlussknoten des Unterwerks, aufgrund des geringen Innenwiderstands des Unterwerks, der Nennspannung stets am nächsten ist. Somit ist die Wirksamkeit eines Aktors, welcher über die Gleichspannungssammelschiene eines Unterwerks mit einem weiteren problembehafteten Netzknoten außerhalb der eigenen Netzzone verbunden ist, vernachlässigbar klein.

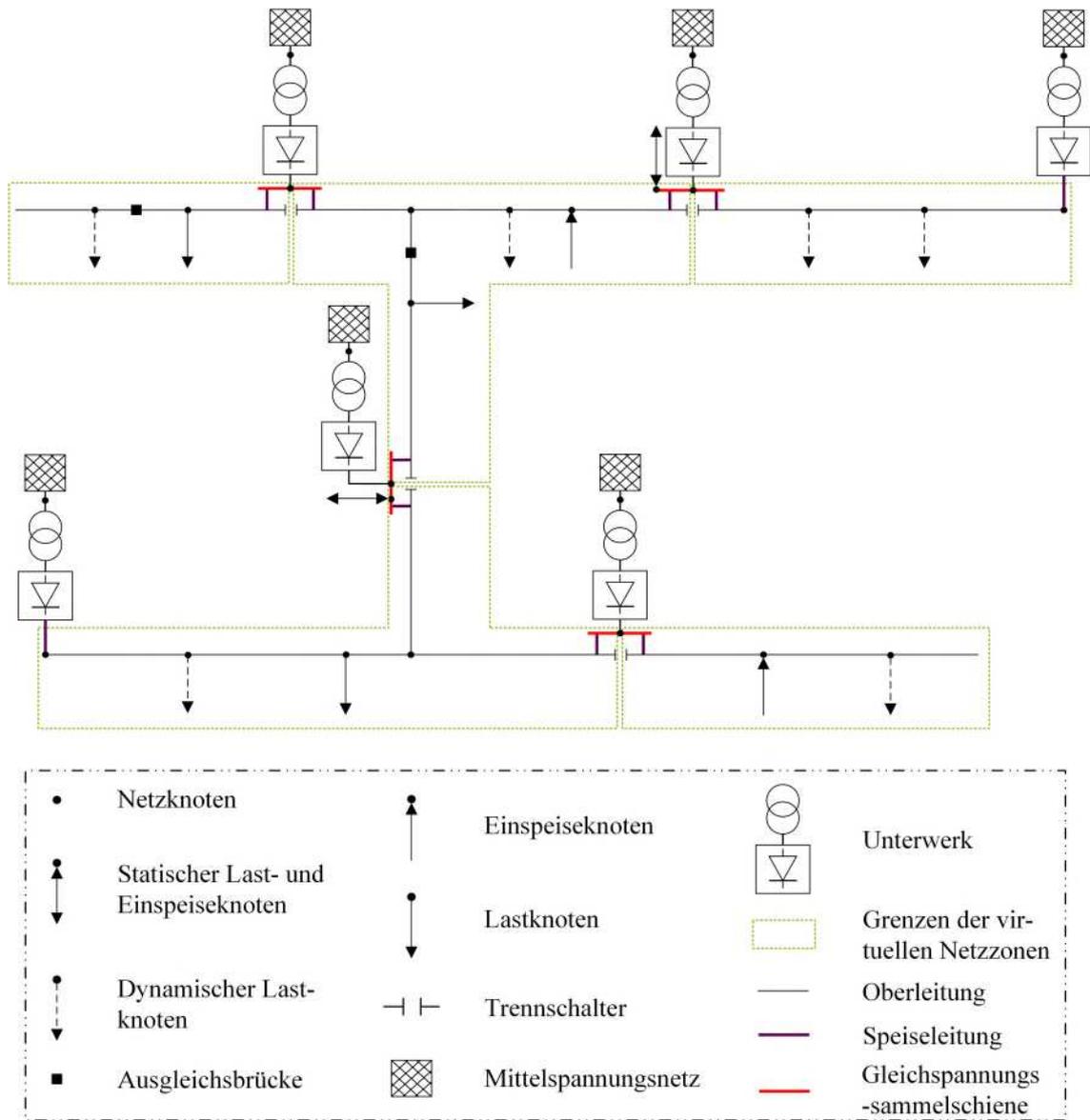


Abbildung 3-2: Schematische, einphasige Darstellung des Oberleitungsbussystems unter Berücksichtigung der virtuellen Netz-zonenpartitionierung

Abbildung 3-2 veranschaulicht eine schematische Darstellung des Oberleitungsbussystems, welche die relevantesten Subkomponenten umfasst und darüber hinaus die Methodik der virtuellen Netz-zonenpartitionierung visualisiert. Die dynamischen Last- und Einspeiseknoten stellen die Obusse und BOBs dar, während statische Last- und Einspeiseknoten einen Stationären Energiespeicher repräsentieren. Die einzelnen Einspeiseknoten und Lastknoten stellen Photovoltaik-Systeme bzw. E-Auto-Ladepunkte mit der entsprechenden Charakteristik dar. Der

Verfahrensablauf der virtuellen Netzzonenpartitionierung wird ausgehend von den Unterwerken ausgeführt. Somit ergeben sich in Abhängigkeit der Netztopologie sowie der Anzahl der Unterwerke letztendlich M Netzzonen NZ_m mit $m \in \{1, \dots, M | m \in \mathbb{N}_1\}$, welche von einem oder mehreren Unterwerken abgegrenzt werden. Die Grenze einer Netzzone wird folglich immer am topologischen Ort eines Unterwerks identifiziert und die Trennstelle des jeweiligen Unterwerks repräsentiert in der vorliegenden Betrachtungsweise die physische Grenze zu weiteren Netzzonen. Die im Folgenden erläuterte Zustandsbewertung wird netzzonendiskret ausgeführt, sodass jeder einzelnen Netzzone NZ_m prinzipiell eine oder auch mehrere Zustandsindikationen zugeordnet werden können, da in einem Prognosedurchlauf auch mehrere Zeitfenster mit entsprechenden Zustandsindikationen existieren können. Die eindeutige Identifikation m der Netzzonen kann folglich dazu genutzt werden lokal verfügbare Aktoren zu identifizieren, die sich innerhalb der jeweiligen Netzzone NZ_m befinden (vgl. Abbildung 3-2). Dadurch wird sichergestellt, dass potenzielle Aktoren über eine hinreichend hohe Sensitivität verfügen, da die Netzzonen von einer überschaubaren Dimensionierung geprägt sind. Die Datengrundlage je Netzzone NZ_m beinhaltet folgende Informationen:

- Identifikation m der Netzzone NZ_m
- Identifikation s der versorgenden Unterwerke UW_s mit $s \in \{1, \dots, S | s \in \mathbb{N}_1\}$
- Identifikation b der verfügbaren Aktoren D_b mit $b \in \{1, \dots, B | b \in \mathbb{N}_1\}$
- Prozesswerte für eine Netzzone NZ_m
- Spezifische Netzzonentopologie

3.2.2 Ereignisbasierte Identifikation

Für die Bewertung des Netzzustandes werden die prognostizierten Prozesswerte einer Vergleichsanalyse unterzogen, damit eine qualitative und quantitative Aussage über die Auslastung bzw. den Zustand der Netzzonen getroffen werden kann. Hierzu werden zunächst spezifische Kennwerte $v_{x,y}$ mit $x \in \{\text{krit}, \text{sem}, \text{opt}\}$ und $y \in \{U, I, P\}$ entsprechend der Gleichungen 3.1 – 3.3 definiert, anhand derer die prozentuale Über- bzw. Unterschreitung von Grenzwerten für die folgenden *Zustandsgrößen* Knotenspannung U_k , den Zweigstrom I_{ij} und die Unterwerksleistung P_s in differenzierter Form bewertet und eingeordnet werden kann.

$$\mathbf{v}_{\text{krit}} = [v_{\text{krit},U}, v_{\text{krit},I}, v_{\text{krit},P}]^T \quad (3.1)$$

$$\mathbf{v}_{\text{sem}} = [v_{\text{sem},U}] \quad (3.2)$$

$$\mathbf{v}_{\text{opt}} = [v_{\text{opt},P}] \quad (3.3)$$

$$0 < v_{x,U}, v_{x,I}, v_{x,P} \leq 0,1 | v_{x,U} \in \mathbb{Q}$$

$$0 < v_{\text{opt},P} \leq 0,8 | v_{\text{opt},P} \in \mathbb{Q}$$

Auf Basis der spezifischen Kennwerte $v_{x,y}$ und den parametrisierten Grenzwerten lassen sich sekundäre Berechnungsgrößen in Form von differenzierten Grenzwerten ableiten, welche im Folgenden am Beispiel der kritischen Grenzwertverletzungen aufgeführt werden. Durch den Einsatz einer Prognose unterliegen die Berechnungen des Gesamtsystems stets einer gewissen Ungenauigkeit – aus diesem Grund wurden die spezifischen Kennwerte heuristisch gebildet und eingegrenzt. Somit kann dem Systembetreiber ein individuelles Sicherheitsintervall durch die entsprechende Auswahl der spezifischen Kennwerte geboten werden, während gleichzeitig die robuste Funktionalität des Netzautomatisierungssystems gewährleistet wird. Der kritische Grenzwert für die Spannung U_{krit} , berechnet sich netzübergreifend auf Basis der niedrigsten Dauerspannung $U_{\text{min},2}$ wie folgt:

$$U_{\text{krit}} = U_{\text{min},2} \cdot (1 + v_{\text{krit},U}) \quad (3.4)$$

Der kritische Grenzwert für einen Zweigstrom $I_{\text{krit},ij}$, berechnet sich auf Basis des für die jeweilige Leitung geltenden thermischen Grenzstroms $I_{\text{th},ij}$:

$$I_{\text{krit},ij} = I_{\text{th},ij} \cdot (1 - v_{\text{krit},I}) \quad (3.5)$$

Der kritische Grenzwert für die Unterwerksleistung $P_{\text{krit},s}$, legt die Bemessungsleistung $P_{r,s}$ des jeweiligen Unterwerks zugrunde und berechnet sich nach:

$$P_{\text{krit},s} = P_{r,s} \cdot (1 - v_{\text{krit},P}) \quad (3.6)$$

Der semikritische Grenzwert für die Spannung U_{sem} , berechnet sich analog dazu aber durch Anpassung der Bemessungsgrundlage von $U_{\text{min},2}$ zu $U_{\text{min},1}$ (vgl. Abschnitt 2.4.2) wie folgt:

$$U_{\text{sem}} = U_{\text{min},1} \cdot (1 + v_{\text{sem},U}) \quad (3.7)$$

Dies wird damit begründet, dass die spannungsabhängige, kennliniengeführte Motorleistungsregelung der Obusse und BOBs zur Auslösung einer reduziert verfügbaren Antriebsleistung bei Unterschreitung von $U_{\text{min},1}$ und zur vollständigen Abschaltung des Antriebssystems beim Erreichen von $U_{\text{min},2}$ führt. Insofern bietet es sich im Rahmen der prädiktiven Netzzustandsregelung an, einen besonderen Fokus auf diese beiden Kriterien zu setzen.

Die Analyse nach einem etwaigen Optimierungsbedarf – in dritter Instanz – wird lediglich im Hinblick auf die Unterwerksauslastung wie folgt durchgeführt:

$$P_{\text{opt},s} = P_{r,s} \cdot (1 - v_{\text{opt},P}) \quad (3.8)$$

Im Rahmen der prädiktiven Netzzustandsoptimierung nehmen die Unterwerke, als Bilanzknoten für den Energiebezug des Oberleitungsbussystems, eine zentrale Rolle ein, sodass bei der dahingehenden Analyse nach einem etwaigen Optimierungsbedarf nicht zwingend von der

Detektion einer Grenzwertverletzung ausgegangen wird. Die Funktionalität der Netzzustandsbewertung dient in diesem Fall primär als Auslastungsanalyse, damit die verfügbare Kapazität des jeweiligen Unterwerks identifiziert werden kann. Die notwendige Bedingung, welche ein Unterwerk zur Analyse hinsichtlich des Optimierungsbedarfs qualifiziert, ist die Verfügbarkeit eines Stationären Energiespeichers – in diesem Kontext zielt die Optimierung auf eine gesteigerte Energieeffizienz und einen spannungsstabileren Betrieb ab. Auf diesen Zusammenhang wird im Rahmen der Erläuterungen zur Methodik der prädiktiven Netzzustandsoptimierung näher eingegangen (vgl. Abschnitt 4.4). Weiterhin am Beispiel der kritischen Zustandsindikation, gelten die folgenden Formulierungen als *1. Notwendige Bedingung* für die Identifikation einer Grenzwertverletzung in einem diskreten Zeitschritt:

$$U_k \leq U_{\text{krit}} \quad (3.9)$$

$$I_{ij} \geq I_{\text{krit},ij} \quad (3.10)$$

$$P_s \geq P_{\text{krit},s} \quad (3.11)$$

Während die *1. Notwendige Bedingung* den Beginn einer Grenzwertverletzung definiert, gilt für die Rückstellung der Grenzwertverletzung zurück in den gültigen Wertebereich die Berücksichtigung einer Rückstellhysterese als *2. Notwendige Bedingung*, welche mittels der spezifischen Rückstellkennwerte β_x mit $x \in \{U, I, P\}$ definiert wird:

$$\boldsymbol{\beta} = [\beta_U, \beta_I, \beta_P]^T \quad (3.12)$$

$$0,1 \leq \beta_x \leq 0,2 | \beta_x \in \mathbb{Q}$$

Der Einsatz von Rückstellwerten in dem entsprechenden Intervall von 10 – 20 % erwies sich als wirksame Maßnahme zur Vorbeugung eines oszillierenden Verhaltens bei aktiven Regelungseingriffen. Der Rückstellwert für die Spannung U_β berechnet sich entsprechend Gleichung 3.13 auf Basis der oberen Nennspannungsgrenze $U_{\text{min},1}$. Die Berechnung der Rückstellwerte für den Zweigstrom $I_{\beta,ij}$ und die Unterwerksleistung $P_{\beta,s}$ erfolgt entsprechend der Gleichungen 3.14 und 3.15 durch Zugrundelegung der selben Parameter $I_{\text{th},ij}$ und $P_{r,s}$, welche bereits bei Berechnung der kritischen Grenzwertberechnung angewendet wurden.

$$U_\beta = U_{\text{min},1} \cdot (1 + \beta_U) \quad (3.13)$$

$$I_{\beta,ij} = I_{\text{th},ij} \cdot (1 - \beta_I) \quad (3.14)$$

$$P_{\beta,s} = P_{r,s} \cdot (1 - \beta_P) \quad (3.15)$$

Abbildung 3-3 veranschaulicht im oberen Diagramm den Verlauf einer Knotenspannung U_k , welche zum Zeitpunkt $t = 1$ den kritischen Grenzwert U_{krit} unterschreitet. Somit wird im unteren

Diagramm durch Erfüllung der *1. Notwendigen Bedingung* (vgl. Gleichung 3.9) die Auslösung der Zustandsindikation $Z_{\text{krit,U}} = 1$ bewirkt. Zum Zeitpunkt $t = T_G$ wird die Zustandsindikation wieder zurückgesetzt, da die *2. Notwendige Bedingung* (vgl. Gleichung 3.13) im Rahmen der Rückstellung erfüllt werden konnte.

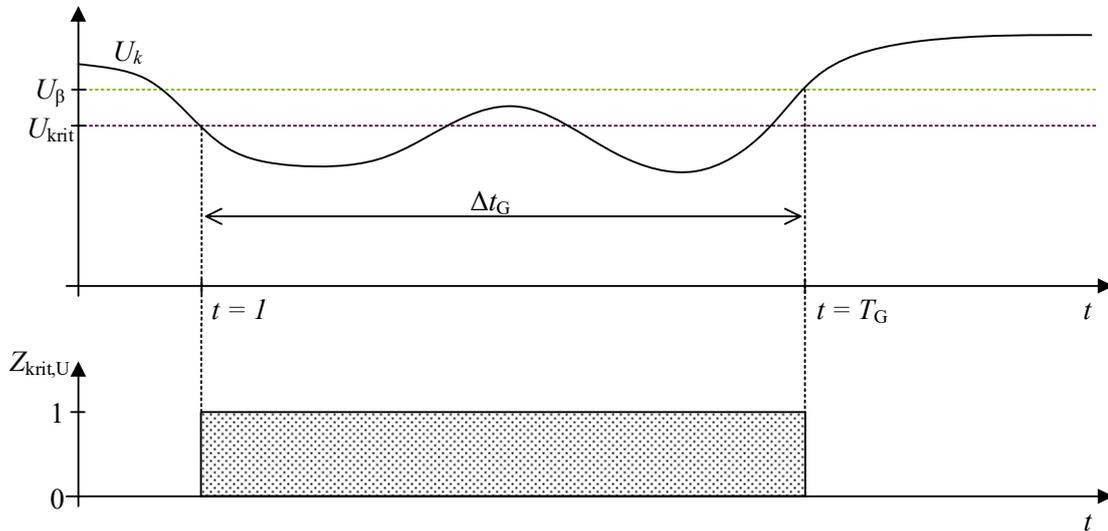


Abbildung 3-3: Qualitative Darstellung einer kritischen Zustandsindikation unter Berücksichtigung der Grenzwerte und der Rückstellhysterese

Ergänzend zu der Amplitude des jeweiligen Prozesswertes muss die Dauer der Grenzwertverletzung $\Delta t_G = [1, \dots, T_G[$ berücksichtigt und als gültig bewertet werden, damit temporäre Ausreißer keinen ungültigen Netzzustand im Funktionsablauf der Netzzustandsbewertung verursachen. Zur Robustheitssteigerung der nachgelagerten Netzzustandsregelung bedarf es somit einer *3. Notwendigen Bedingung*. Die Überprüfung der Dauer Δt_G anhand der parametrisierten Mindestdauer Δt_{GWV} für eine Grenzwertverletzung muss folgende Bedingung erfüllen:

$$\Delta t_G \geq \Delta t_{\text{GWV}} \quad (3.16)$$

Für den Fall, dass während einer Grenzwertverletzung der jeweilige Prozesswert die *1. Notwendige Bedingung* (vgl. Gleichungen 3.9 – 3.11) kurzzeitig nicht mehr erfüllt und somit innerhalb des gültigen Wertebereichs liegt, muss zusätzlich die betroffene Zeitspanne $\Delta t_{\bar{G}}$ die nachfolgende Bedingung der parametrisierten Toleranzdauer Δt_{tol} erfüllen:

$$\Delta t_{\bar{G}} < \Delta t_{\text{tol}} \quad (3.17)$$

Die Berücksichtigung beider zeitlichen Bedingungen ermöglicht die logische Definition eines Hilfsindikators Φ_T entsprechend Gleichung 3.18:

$$\Phi_T = \begin{cases} 1, & \Delta t_G \geq \Delta t_{\text{GWV}} \wedge \Delta t_{\bar{G}} < \Delta t_{\text{tol}} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.18)$$

Abbildung 3-4 veranschaulicht die Zustandsindikation unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der Knotenspannung U_k . Die valide Zustandsindikation im Zeitfenster Δt_G wird durch die Rückstellung des Prozesswertes zum Zeitpunkt $t = T_G$ zurück auf $Z_{\text{krit,U}} = 0$ gesetzt. Aufgrund der anschließenden Dauer $\Delta t_{\bar{G}}$ erfolgt keine weitere Zustandsindikation, da die 3. *Notwendige Bedingung* in diesem Fall nicht mehr erfüllt wird.

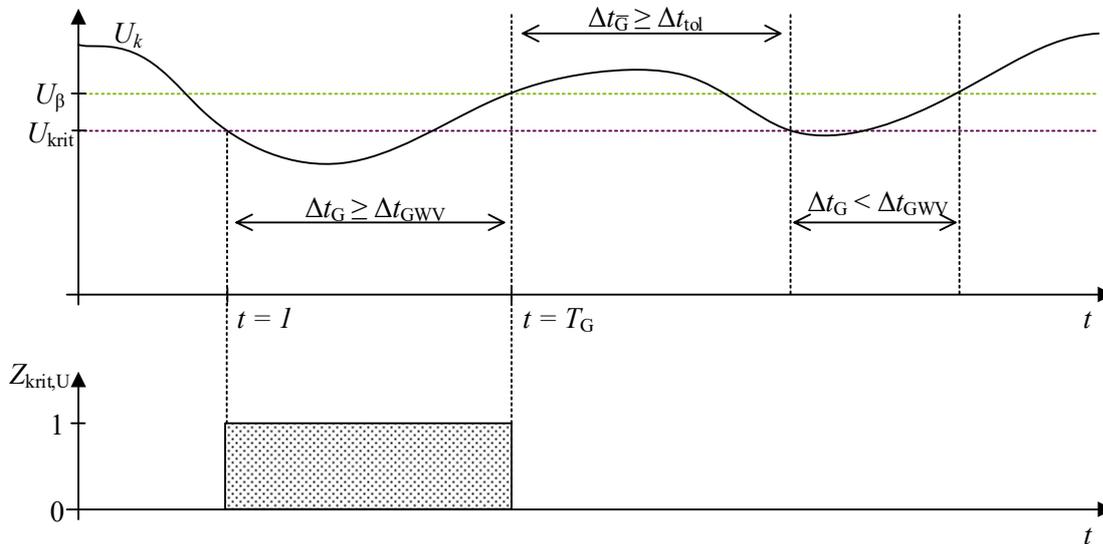


Abbildung 3-4: Qualitative Darstellung einer kritischen Zustandsindikation unter Berücksichtigung der Dauer der Grenzwertverletzung

Die vorangegangene Vergleichsanalyse wird anschließend zur Deklaration der Zustandsindikatoren $Z_{x,y}$ mit $x \in \{\text{krit, sem, opt}\}$ und $y \in \{U, I, P\}$ innerhalb der Zustandsindikatormatrix $\mathbf{Z}_m^{[q]}$ einer Netzzone NZ_m für einen Anwendungsdurchlauf²⁰ q mit $q \in \mathbb{N}_1$ genutzt:

$$\mathbf{Z}_m^{[q]} = \begin{bmatrix} Z_{\text{krit,U}} & Z_{\text{krit,I}} & Z_{\text{krit,P}} \\ Z_{\text{sem,U}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{\text{opt,P}} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Zusammenfassend wird der Wahrheitswert der einzelnen Zustandsindikatoren mithilfe der zweiwertigen Logik 1 und 0 für *wahr* und *falsch* entsprechend der Gleichungen 3.20 – 3.22 respektive für die Spannung, den Zweigstrom und die Unterwerksleistung ermittelt. Die Ereignisbasierte Identifikation von semikritischen und optimierbaren Zustandsindikationen erfolgt nach dem gleichen Schema, wie es für die kritischen Zustandsindikationen erläutert wurde.

$$Z_{\text{krit,U}}^{[q]} = \begin{cases} 1, & [U_k \leq U_{\text{krit}} \wedge \Phi_T = 1] \\ 0, & [U_k > U_{\beta} \vee \Phi_T = 0] \end{cases} \quad (3.20)$$

$$Z_{\text{krit,I}}^{[q]} = \begin{cases} 1, & [I_{ij} \geq I_{\text{krit},ij} \wedge \Phi_T = 1] \\ 0, & [I_{ij} < I_{\beta,ij} \vee \Phi_T = 0] \end{cases} \quad (3.21)$$

²⁰ Ein Anwendungsdurchlauf beinhaltet den vollständigen Funktionsablauf des Netzautomatisierungssystems (vgl. Abbildung 2-13) und wird fortlaufend mit q gezählt.

$$Z_{\text{krit},P}^{[q]} = \begin{cases} 1, & [P_s \geq P_{\text{krit},s} \wedge \Phi_T = 1] \\ 0, & [P_s < P_{\beta,s} \vee \Phi_T = 0] \end{cases} \quad (3.22)$$

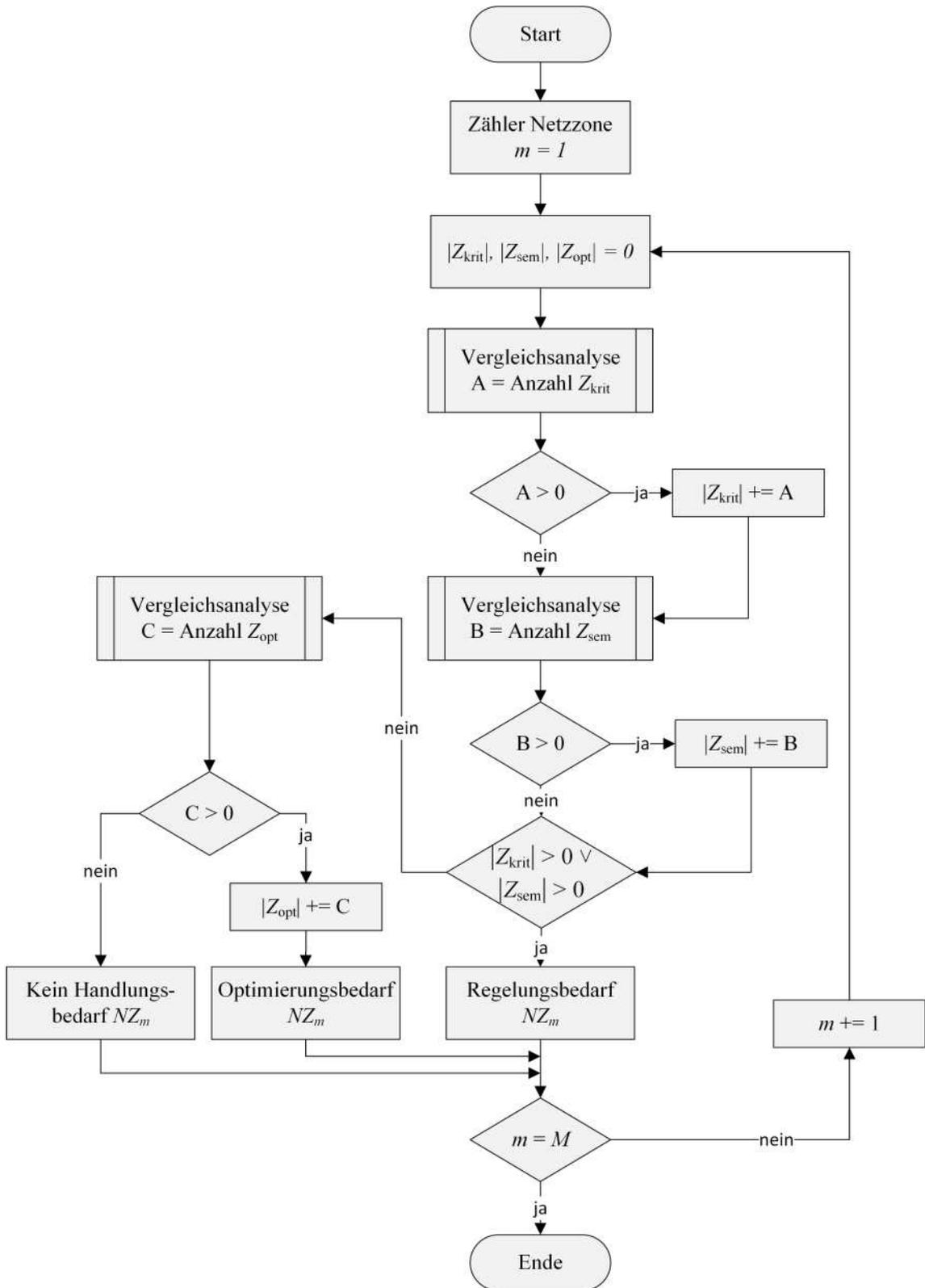


Abbildung 3-5: Ablauf der zyklischen Vergleichsanalyse und Kumulierung von Zustandsindikationen

In Abbildung 3-5 ist die Logik der Identifikation und Kumulierung von Zustandsindikationen dargestellt welche iterativ für jede Netzzonen NZ_m durchgeführt wird, wobei M die maximale Anzahl an Netzzonen und somit das Ende des Funktionsablauf darstellt. Zunächst wird mit der ersten Netzzone begonnen und die Menge aller Zustandsindikationen wird zu null gesetzt. Anschließend erfolgt die Vergleichsanalyse für kritische und semikritische Zustandsindikationen gemäß der erläuterten Methodik. In diesem Kontext hat die Vergleichsanalyse zur Identifikation *kritischer Netzzustände* die höchste Priorität und wird nachgelagert um die Identifikation *semikritischer Netzzustände* ergänzt. Sollte keine der beiden (semi-)kritischen Zustandsindikationen für eine Netzzone deklariert worden sein, erfolgt in dritter Instanz die Vergleichsanalyse zur Identifikation des *Optimierungsbedarfs*. Hierdurch wird ausgeschlossen, dass gleichzeitig erfolgende Regelungs- und Optimierungsmaßnahmen einander überlagern und die priorisierte Behebung (semi-)kritischer Netzzustände negativ beeinflusst wird. Ausgehend von der jeweiligen Zustandsindikation resultiert ggf. ein Regelungs- oder Optimierungsbedarf bzw. kein Handlungsbedarf.

Damit der Regelungs- oder Optimierungsbedarf quantitativ dargestellt werden kann, muss für den *betroffenen Zeitraum* Δt_G die Zeitreihe der Abweichung e_x mit $x \in \{U, I, P\}$ zwischen den prognostizierten Prozesswerten und den entsprechend gültigen Rückstellwerten (vgl. Gleichungen 3.23 – 3.25) wie folgt berechnet werden:

$$e_{U,k} = u_{\beta} - u_k \quad (3.23)$$

$$e_{I,ij} = i_{ij} - i_{\beta,ij} \quad (3.24)$$

$$e_{P,s} = p_s - p_{\beta,s} \quad (3.25)$$

$$e_U \in e_{U,k} \forall k, e_I \in e_{I,ij} \forall [i, j], e_P \in e_{P,s} \forall s$$

Am Beispiel von Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 stellt die Abweichung $e_{U,k}$ die Fläche zwischen dem Verlauf der Knotenspannung U_k sowie dem konstanten Rückstellwert U_{β} während der Dauer Δt_G dar. Auf Basis dieser Zeitreihe wird die Netzzustandsregelung und -optimierung mit der nötigen Informationsbasis versorgt, welche für die Identifikation und Umsetzung entsprechender Regelungs- und Optimierungsmaßnahmen notwendig ist. Die beschriebenen Zeitreihen in den Gleichungen 3.23 – 3.25 stellen somit die Differenz zwischen den aktuellen Prozesswerten (u_k , i_{ij} und p_s) – welche Gegenstand einer detektierten Zustandsindikation sind (vgl. Gleichungen 3.9 – 3.11) – und den Rückstellwerten (u_{β} , $i_{\beta,ij}$ und $p_{\beta,s}$; vgl. Gleichungen 3.13 – 3.15). Letztere werden ebenfalls als Zeitreihe dargestellt, da die Rückstellwerte für jeden Zeitpunkt gelten und somit als konstant über einen Zeitraum betrachtet werden. Diese Differenz gilt es im Rahmen geeigneter Regelungsmaßnahmen (vgl. Kapitel 4) zu eliminieren, damit das Oberleitungsbussystem sicher betrieben werden kann.

3.2.3 Kritikalitätsbewertung und Aggregation

Die Identifikation (semi-)kritischer Netzzustände erfordert einen aktiven Eingriff durch die prädiktive Netzzustandsregelung, damit das Zustandekommen entsprechender Situationen proaktiv verhindert werden kann. Zur Bewerkstelligung dieser Aufgabe bedarf es einer umfangreichen Informationsgrundlage hinsichtlich der detektierten Netzzustände – auf deren Basis die Netzzustandsregelung dazu befähigt wird, geeignete Aktoren zu identifizieren und netzdienlich anzusteuern. Quantitativ betrachtet ist es grundsätzlich möglich, dass die Menge (semi-)kritischer Netzzustände die Anzahl der verfügbaren Aktoren und somit auch Regelungsmaßnahmen überschreiten kann. Aus diesem Grund erfordert insbesondere die Bearbeitung (semi-)kritischer Netzzustände eine adäquate Kritikalitätsbewertung und Aggregation ebendieser, sodass eine hierarchische Ordnung erstellt und der Netzzustandsregelung zu Zwecken der Priorisierung zur Verfügung gestellt werden kann.

Kritikalitätsbewertung

Die Kritikalitätsbewertung basiert auf einer relativierten Einordnung der betroffenen Prozesswerte, unter Berücksichtigung der Rückstellgrenzwerte und der parametrisierten Grenzwerte. Hierzu wird zunächst der arithmetische Mittelwert G_x mit $x \in \{u, i, p\}$ der Prozesswertzeitreihen u_k , i_{ij} und p_s gebildet:

$$G_x = \frac{1}{T_G} \cdot \sum_{t=1}^{T_G} x_t \quad (3.26)$$

Außerdem wird ein Zeitgewichtungsfaktor $r_K(T_G)$ mit $r_K \in \mathbb{Q}$ in die Kritikalitätsbewertung mit einbezogen, welche zur Berücksichtigung der Dauer T_G der Grenzwertverletzung dient. Da dem Wertebereich für die Dauer einer Grenzwertverletzung $\Delta t_G = [1, \dots, T_G[$ eine relative Zeitskala zugrunde gelegt wird, beginnt diese stets mit $t_G = 1$, sodass der Endwert T_G zugleich als Betrag der Dauer interpretiert werden kann. Durch die Anwendung diskreter Zeitstufen, wird der Zeitgewichtungsfaktor $r_K(T_G)$ im Sinne einer 4-stufigen Kategorisierung genutzt und auf Basis von T_G wie folgt ermittelt:

$$r_K(T_G) = \begin{cases} 1, & T_G \leq 30 \text{ s} \\ 1,3, & 31 \leq T_G \leq 60 \text{ s} \\ 1,6, & 61 \leq T_G \leq 90 \text{ s} \\ 2, & T_G > 90 \text{ s} \end{cases} \quad (3.27)$$

Basierend auf einer Vielzahl an Simulationsuntersuchungen hat sich für das Solinger Oberleitungsbussystem ergeben, dass die Mehrheit der Zustandsindikationen eine Dauer von $T_G = 90$ s nicht überschreitet, wodurch die vorangegangene Kategorisierung begründet wird. Die Berechnung der Kritikalität $K(Z)$ als Funktion einer Zustandsindikation erfolgt gemäß der Gleichungen 3.28 - 3.31. Hierbei gilt zu beachten, dass im besonderen Fall der Spannungsbetrachtung erneut die unterschiedlichen Grenzwerte $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ zur Unterscheidung der

semikritischen und kritischen Zustandsindikation angewendet werden, während die Betrachtung der Zweigströme und der Unterwerksleistungen lediglich die Grenzwerte $I_{th,ij}$ und $P_{r,s}$ zugrunde legen. Die Werte U_β , I_β und P_β repräsentieren die Rückstellwerte (vgl. Gleichungen 3.13 – 3.15).

$$K_{U,sem} = \frac{U_\beta - G_u}{U_\beta - U_{min,1}} \cdot r_K(T_G) \quad (3.28)$$

$$K_{U,krit} = \frac{U_\beta - G_u}{U_\beta - U_{min,2}} \cdot r_K(T_G) \quad (3.29)$$

$$K_I = \frac{G_i - I_\beta}{I_{th,ij} - I_\beta} \cdot r_K(T_G) \quad (3.30)$$

$$K_P = \frac{G_p - P_\beta}{P_{r,s} - P_\beta} \cdot r_K(T_G) \quad (3.31)$$

Die Differenz aus dem Rückstellwert einer Zustandsgröße und dem arithmetischen Mittelwert der Grenzwertverletzung G_x (vgl. Gleichung 3.26) repräsentiert die mittlere Abweichung und dient somit als vereinfachter Indikator für die zeitabhängige Amplitude einer Grenzwertverletzung. Diese wird anschließend mit der maximal möglichen Abweichung, welche sich aus der Differenz des parametrisierten Grenzwertes und dem Rückstellwert errechnet, in Verhältnis gesetzt wird. Die Berücksichtigung eines Zeitgewichtungsfaktors $r_K(T_G)$ (vgl. Gleichung 3.27) stellt zudem sicher, dass kurzzeitig auftretende Grenzwertverletzungen mit größerer Amplitude keine pauschale Priorisierung gegenüber länger anhaltenden aber dafür weniger ausgeprägten Grenzwertverletzungen erhalten.

Aus der Menge aller Zustandsindikationen Z einer Netzzone NZ_m , wird jeder Zustandsindikation initial eine eindeutige $ID \in \{1, \dots, Q\}$ zugewiesen, welche konsekutiv zuerst für die Menge kritischer und anschließend semikritischer Zustandsindikationen vergeben werden. Die besagte Indexierung berücksichtigt bislang keine intelligente Reihenfolge und wird im Zuge dessen um den Index ID_K einer Kritikalität $K(Z)$ erweitert werden. Die Reihenfolge zur Indexierung der Kritikalitäten ID_K erfolgt absteigend von dem Betrag der maximalen bis zur minimalen Kritikalität entsprechend der nachfolgenden Logik:

$$ID_K = 1 \mid \max\{K(Z)\} \quad (3.32)$$

$$ID_K = Q \mid \min\{K(Z)\} \quad (3.33)$$

Anschließend werden die Zustandsindikationen absteigend nach dem Index der Kritikalität sortiert (vgl. Tabelle 3-1). Dieser Anwendungsschritt erfolgt im Sinne des geltenden Priorisierungsschemas, zuerst für die Menge der kritischen und anschließend für die Menge der semikritischen Zustandsindikationen.

Tabelle 3-1: Beispiel einer hierarchischen Sortierung der (semi-)kritischen Zustandsindikationen einer Netzzone unter Berücksichtigung des Kritikalitäts-Index

ID Z_{krit}	$K(Z)$	ID _K
1	35,5	2
2	42	1
3	26,3	4
4	19,5	6
5	31,2	3
6	21,8	5
ID Z_{sem}	$K(Z)$	ID _K
7	32,4	9
8	21,6	11
9	46,8	7
10	21,4	12
11	28,6	10
12	36	8



ID Z_{krit}	$K(Z)$	ID _K
2	42	1
1	35,5	2
5	31,2	3
3	26,3	4
6	21,8	5
4	19,5	6
ID Z_{sem}	$K(Z)$	ID _K
9	46,8	7
12	36	8
7	32,4	9
11	28,6	10
8	21,6	11
10	21,4	12

Im Allgemeinen bestimmt die Rangfolge des Kritikalitäts-Index im Rahmen der lokalen Netzzonebetrachtung den Prozessablauf der Netzzustandsregelung, sodass iterativ mit dem ersten Index $ID_K = 1$ beginnend entsprechende Regelungsmaßnahmen identifiziert und angewendet werden.

Aggregation

Ein strikter Prozessablauf, welcher sich ausschließlich auf Grundlage des Kritikalitäts-Index orientiert kann prinzipiell zur Folge haben, dass die Interdependenz verschiedener Grenzwertverletzungen nicht berücksichtigt wird. In der praktischen Anwendung bedeutet dies, dass vor dem Hintergrund des Kausalitätsprinzips mehrere Grenzwertverletzungen als *Wirkung* auf eine spezifische *Ursache* im Oberleitungsbusnetz zurückgeführt werden können. Ausgehend von einer ungünstigen topologischen Konstellation im Betrieb, kann ein entsprechend hoher Leistungsfluss zu einem spezifischen topologischen Ort simultan auftretende Grenzwertverletzung bewirken, welche sich bspw. in der Unterschreitung der Unterspannungsgrenze $U_{\min,1}$ bzw. $U_{\min,2}$ sowie der gleichzeitigen Überschreitung des maximalen Stroms $I_{\text{th},ij}$ einer Leitung äußern. In diesem Kontext ist es von hoher Relevanz, einen entsprechenden Ansatz zugrunde zu legen, damit dem Regelungssystem keine Einbußen hinsichtlich der Performance drohen. Ohne Berücksichtigung des ausgeführten Szenarios ist damit zu rechnen, dass systemrelevante Kapazitäten der Netzzustandsregelung redundant und ineffizient eingesetzt werden und somit vor dem Hintergrund einer Überkompensation ihre Zweckdienlichkeit verlieren.

Ausgehend von $ID_K = 1$ wird die Menge der übrigen Grenzwertverletzungen iterativ hinsichtlich einer möglichen Zeit- und Ortsabhängigkeit überprüft. Im Rahmen des primären Kriteriums zur Überprüfung der Zeitabhängigkeit, wird durch den Vergleich des absoluten Zeitfensters $\Delta t_{G,K=x}^A$ für $ID_K = x$ mit allen weiteren Zeitfenstern $\Delta t_{G,K=y}^A$ für $ID_K = y$ zunächst eine etwaige Überschneidung identifiziert und anschließend für gültig oder ungültig befunden (vgl. Gleichung 3.34). Die Anwendung der absoluten Zeitpunkte legt, im Vergleich zur relativen Zeitskala Δt_G (vgl. Abschnitt 3.2.2), eine ab dem Anwendungsstart fortlaufende Zählung zugrunde, welche für jeden Anwendungsdurchlauf q erneut bei 1 beginnt und somit dem übergeordneten Netzautomatisierungssystem die eindeutige Zuordnung zur entsprechenden Uhrzeit (sekündlich aufgelöst) erlaubt. Dies bedeutet bspw. für eine Prognosedauer von $T_{\text{Prog}} = 600$ Sekunden mit einer sekundlichen Auflösung, dass jeder Zeitschritt innerhalb des Zeitfensters Δt_{Prog} als Intervall $[1, \dots, 600[$ dargestellt wird. Für die Darstellung des absoluten Zeitfensters wird somit der erste Zeitpunkt des relativen Zeitfensters einer Grenzwertverletzung ($\Delta t_G = [1, \dots, T_G[$) mit dem entsprechenden Zeitwert des absoluten Zeitintervalls gleichgesetzt. Das absolute Zeitfenster einer 30-sekündigen Grenzwertverletzung mit dem relativen Zeitfenster $\Delta t_G = [1, \dots, 30[$, welche ab der 200. Sekunde der Prognose beginnt, resultiert somit zu: $\Delta t_{G,K=x}^A = [200, \dots, 230[$

Zur Erfüllung des Kriteriums bedarf es einer betragsmäßigen Mindestschnittmenge, welche entsprechend Gleichung 3.34 in Abhängigkeit des Überschneidungskennwerts σ und des jeweils kürzeren der beiden betrachteten Zeitfenster gebildet wird. Die Eingrenzung des Überschneidungskennwertes auf den nachfolgend aufgeführten Wertebereich wurde im Rahmen einer heuristischen Untersuchung für das Solinger Oberleitungsbussystem identifiziert und dient der Robustheitssteigerung des Regelungssystems.

$$|\Delta t_{G,K=x}^A| \cap |\Delta t_{G,K=y}^A| \geq \sigma \cdot \min \{ \Delta t_{G,K=x}^A, \Delta t_{G,K=y}^A \} \quad (3.34)$$

$$0,8 \leq \sigma \leq 1 | \sigma \in \mathbb{Q}$$

$$x \in ID_K, y \in ID_K \setminus \{x\}$$

Sollte eine Grenzwertverletzung relevante zeitliche Überschneidungen mit weiteren aufweisen, bedarf es anschließend der Überprüfung eines zweiten Kriteriums zur Ortsabhängigkeit. In einer ausgedehnten Netztopologie mit verhältnismäßig großen Speiseweiten innerhalb einer Netzzone kann das simultane Auftreten von Grenzwertverletzungen prinzipiell für gleiche wie auch für unterschiedliche Zustandsgrößen stattfinden. Im Folgenden wird die Methodik zur ortsabhängigen Aggregation hinsichtlich der Zustandsgrößen $U \wedge I$ sowie $I \wedge I$ erläutert. Ausgehend vom topologischen Ort des Leistungsbezugs durch einen Verbraucher, resultiert der Leistungsfluss in einen entsprechenden Strom entlang mehrerer Oberleitungssegmente zwischen dem Unterwerk und dem Verbraucher. Unter der Annahme, dass die überwiegende Mehrheit der

Oberleitungssegmente vom gleichen Typ sind und somit identische Grenzwerte $I_{th,ij}$ bzw. $I_{krit,ij}$ aufweisen, ist es bspw. naheliegend, dass eine Grenzwertverletzung hinsichtlich der Zustandsgröße I_{ij} von weiteren und zum Teil simultan auftretenden Grenzwertverletzungen derselben Zustandsgröße mit näherungsweise gleicher Dauer und Ausprägung begleitet wird. Nachfolgend bietet Abbildung 3-6 eine visuelle Darstellung multipler Grenzwertverletzungen der Zustandsgrößen I_{ij} und U_k , welchen in diesem Beispiel bereits die Erfüllung des zeitvarianten Kriteriums (vgl. Gleichung 3.34) unterstellt wird.

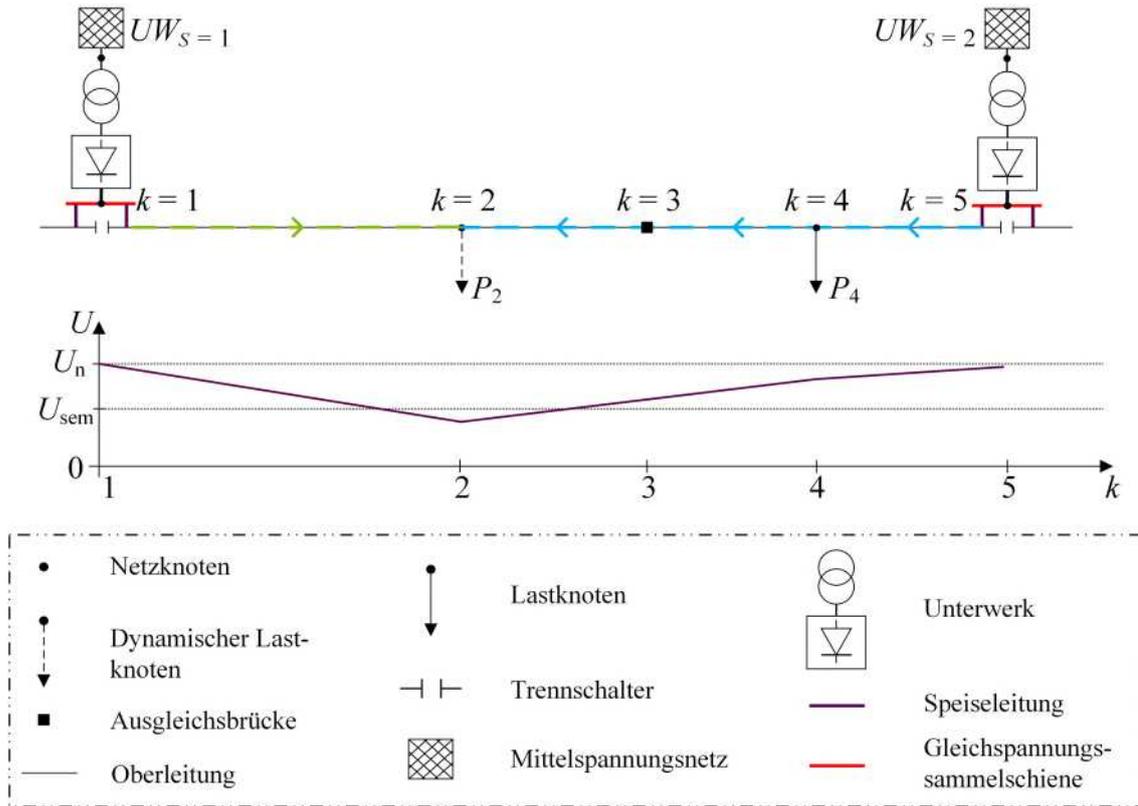


Abbildung 3-6: Schematische Darstellung einer Netzzone mit multiplen simultan auftretenden Grenzwertverletzungen

Die visualisierte Netzzone in Abbildung 3-6 wird von den Unterwerken $UW_{S=1}$ und $UW_{S=2}$ über die Netznoten 1 respektive 5 gespeist. Das Bezugsverhältnis des Lastszenarios ist von der Charakteristik $P_2 \gg P_4$ geprägt und resultiert in einem von beiden Unterwerken ausgehenden Stromfluss hin zu den Netznoten 2 und 4. Der Leistungsbezug an Knoten 2 führt zu einem signifikanten Abfall der Netzspannung, welcher entsprechend des unteren Diagramms eine (semikritische) Grenzwertverletzung verursacht. Ausgehend vom Unterwerk $UW_{S=1}$ stellt sich ein Strom $I_{12} < I_{th,12}$ (grün markiert) ein, welcher sich innerhalb der zulässigen Grenzwerte befindet und folglich keine Zustandsindikation bewirkt. Zum selben Zeitpunkt stellen sich jedoch, ausgehend von $UW_{S=2}$ die grenzwertverletzenden Ströme I_{23} , I_{34} und I_{45} ein mit $I_{23} \approx I_{34}$ und $I_{45} > I_{23}, I_{34}$ (blau markiert). Vor diesem Hintergrund ist die Annahme naheliegend, dass eine Reduktion der Leistung P_2 als Ergebnis der Netzzustandsregelung nicht nur zur Behebung der unterspannungsseitigen Grenzwertverletzung führen mag, sondern zusätzlich zur Behebung der

Grenzüberschreitung der Ströme I_{23} , I_{34} führt und den Strom I_{45} zumindest signifikant reduziert. Unter Einsatz der Aggregation soll dieser Bezug nutzbar dargestellt werden. Die systematische Grundlage zur Aggregation verschiedenartiger Grenzwertverletzungen ($U \wedge I$) erfolgt nach dem in Abbildung 3-7 dargestellten Schema.

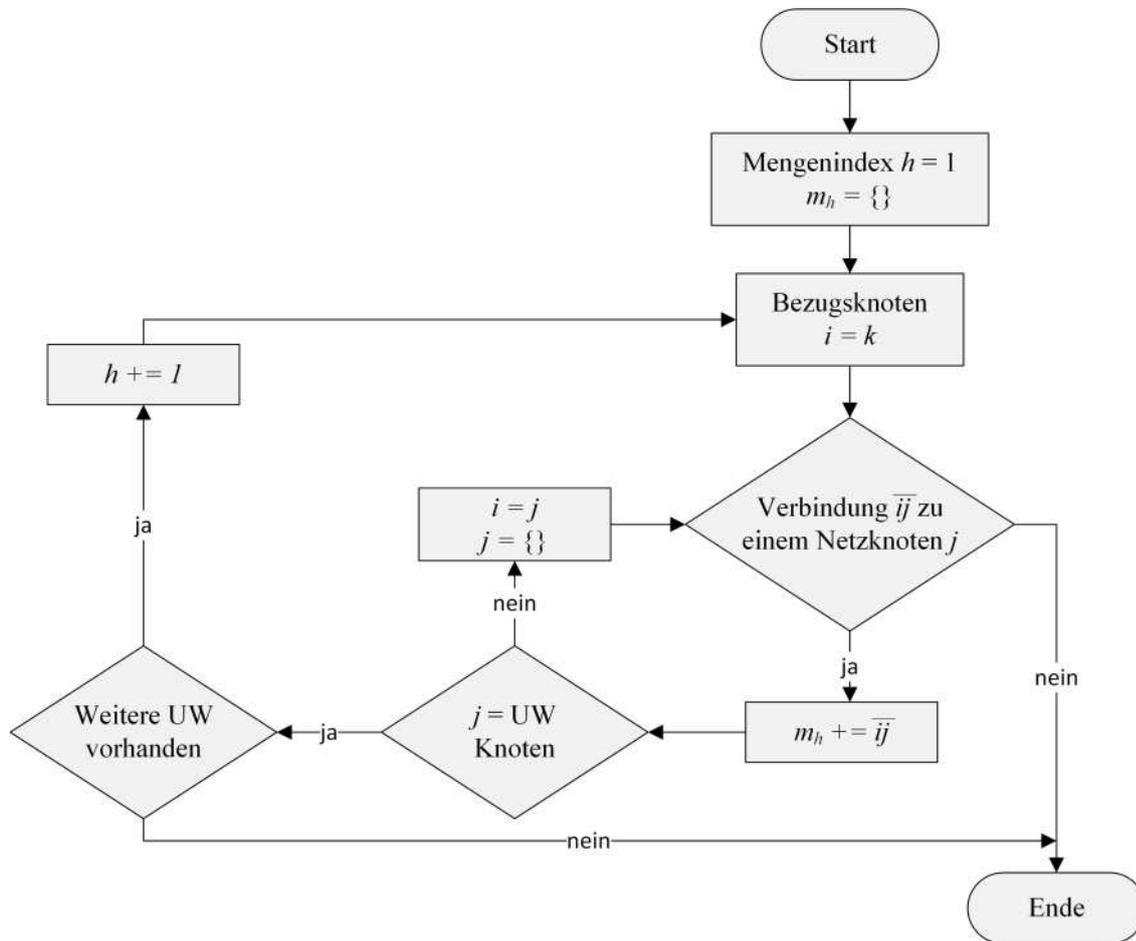


Abbildung 3-7: Ablauf der Zweigmengenidentifikation für die Aggregation verschiedenartiger Grenzwertverletzung ausgehend von einem Bezugsknoten k hin zu den Unterwerken

Die unterspannungsseitige Grenzwertverletzung am Knoten k wird ungeachtet dessen, welche Kritikalität K zugeordnet wurde als Bezugspunkt gewählt, sodass anschließend iterativ evaluiert werden kann, welche Zweigkonstellationen ausgehend vom Knoten $i = k$ als elektrische Verbindung zu den jeweiligen Unterwerken existieren. In diesem Kontext wird jede neue Verbindung zu einem anderen Unterwerk als eine Menge m_h mit $h \in \mathbb{N}_1$ definiert, wodurch alle Verbindungen in Form von Knotenpaaren \bar{ij} zusammengefasst werden können.

Zur Validierung der Ortsabhängigkeit einer oder mehrerer Grenzwertverletzungen der Zustandsgröße I_{ij} im Hinblick auf eine Grenzwertverletzung der Zustandsgröße U_k gilt das Kriterium, dass der jeweilige Zweig \bar{ij} eines Stroms I_{ij} als Teil einer Menge m_h zu identifizieren ist. Darüber hinaus gilt die notwendige Bedingung, dass die Richtungsweisung des Zweigstroms I_{ij} von einem Unterwerk abgehend zu dem – als Bezugspunkt festgelegten – Netzknoten k identifiziert werden kann. Dank der iterativ erzeugten Rangfolge der Zweige \bar{ij} innerhalb der Menge m_h , lässt sich

letzteres Kriterium mittels eines trivialen Abgleichs des Vorzeichens eines Zweigstroms I_{ij} bewerkstelligen. Der resultierenden Gruppierung in Folge der Aggregation wird eine Identifikation ID_{AG} zugewiesen. Für weitere Aggregationen innerhalb einer Gruppierung ID_{AG} wird konsequenterweise vorausgesetzt, dass die entsprechenden Zweige \bar{t}_j ebenfalls als Teil derselben Menge m_h definiert sind und die entsprechenden Ströme vom gleichen Vorzeichen gekennzeichnet sind. Im Falle einer Aggregation gleichartiger Grenzwertverletzungen hinsichtlich der Ströme ($I \wedge I$) wird dasselbe Schema (vgl. Abbildung 3-7) angewendet. Hierbei unterscheidet sich die Auswahl des Bezugspunktes: Ausgehend von der Grenzwertverletzung mit der höchsten Kritikalität K wird der Bezugsknoten zu $k = i$ oder $k = j$ festgelegt, je nachdem welcher der Beiden den Ausgangspunkt im Sinne der Stromflussrichtung repräsentiert.

Tabelle 3-2: Gruppierete Neuordnung (semi-)kritischer Zustandsindikationen einer Netzzone unter Berücksichtigung des Aggregations-Index

ID Z_{krit}	ID _K	ID _{AG}
2	1	1
1	2	2
5	3	1
3	4	3
6	5	3
4	6	4
ID Z_{sem}	ID _K	ID _{AG}
9	7	5
12	8	2
7	9	4
11	10	2
8	11	6
10	12	5

ID _K	ID _{AG}
1 (Z_{krit})	1
3 (Z_{krit})	
2 (Z_{krit})	2
8 (Z_{sem})	
10 (Z_{sem})	
4 (Z_{krit})	3
5 (Z_{krit})	
6 (Z_{krit})	4
9 (Z_{sem})	
7 (Z_{sem})	5
12 (Z_{sem})	
11 (Z_{sem})	
11 (Z_{sem})	6

Den gruppierten Neuordnungen der Zustandsindikationen wird entsprechend Tabelle 3-2 beginnend mit $ID_{AG} = 1$ jeweils eine Identifikation ID_{AG} zugewiesen. In diesem Kontext bestimmt die abschließende Rangfolge nach ID_{AG} den hierarchischen Ablauf der Netzzustandsregelung für eine Netzzone NZ_m . Hierbei gilt, dass die jeweilige Zustandsindikation mit $Z = \max\{K(Z)\}$ aus einer Gruppe ID_{AG} jene Zustandsindikation repräsentiert, welche den funktionellen Ablauf der Netzzustandsregelung im Sinne der Identifikation von Regelinmaßnahmen bestimmt. Anhand dieser Priorisierung wird nachhaltig sichergestellt, dass die ursprüngliche Reihenfolge nach ID_K weiterhin gültig ist und im Zuge dessen die Zustandsindikationen mit der höchsten Kritikalität K fokussiert werden.

Eine Aggregation hinsichtlich der Zustandsgrößen $U \wedge U$ innerhalb einer Netzzone wird lediglich auf Grundlage des zeitabhängigen Kriteriums durchgeführt, da in diesem Fall keine vergleichbaren Anforderungen wie die Berücksichtigung der Stromflussrichtung gelten und zwingend von einer räumlichen Abhängigkeit ausgegangen wird. Aggregationen unter Einbezug der Unterwerksleistung, werden grundsätzlich nicht vorgenommen, da sich die Unterwerksleistung i. d. R. in Abhängigkeit des Leistungsbezugs mehrerer Netzzonen kumuliert berechnet. Im Kontext einer netzzonendiskreten Zustandsbewertung liegen jedoch nur Informationen bezüglich der im aktiven Iterationsdurchlauf betrachteten Netzzone NZ_m vor.

Die erweiterte Datengrundlage je Netzzone NZ_m beinhaltet nach dem vollständigen Verfahrensablauf der Netzzustandsbewertung zusätzlich folgende Informationen:

- Zustandsindikatormatrix $Z_m^{[q]}$ und dazugehörige Datenbasis:
 - absolutes Zeitfenster Δt_G^A
 - Abweichungen e
- Aggregations-Index ID_{AG}
- Kritikalitäts-Index ID_K

4 Prädiktive Regelung und Optimierung im Oberleitungsbussystem

Der Einsatz eines Netzautomatisierungssystems ermöglicht die Anwendung intelligenter Algorithmen, welche mittels autonomer Eingriffe in das Netzgeschehen eine optimierte Betriebsführung innerhalb der betriebssicheren Grenzen gewährleisten. Der Entwurf geeigneter Algorithmen zur prädiktiven Netzzustandsregelung und -optimierung setzt ein Grundverständnis für die Theorie der modellbasierten Regelung voraus. Darauf basierend können Subkomponenten des Regelungssystems entwickelt werden, welche der Identifikation und Umsetzung geeigneter Maßnahmen zur Bewerkstelligung der prädiktiven Netzzustandsregelung und -optimierung dienen. Ausgehend von der energietechnisch relevanten Charakteristik eines Oberleitungsbussystems und der damit einhergehenden Dynamik, wird die im Folgenden vorgestellte Entwicklungsarbeit am theoretischen Konzept der *modellbasierten prädiktiven Regelung* ausgeführt.

4.1 Theorie der modellbasierten Regelung

Die Regelungstechnik repräsentiert einen Teilbereich der Automatisierungstechnik und verfolgt in diesem Sinne das Ziel, ein *dynamisches System* zweckdienlich zu beeinflussen, sodass dieses System automatisiert innerhalb der dafür vorgesehenen Grenzen betrieben wird. Ein *dynamisches System* kennzeichnet sich in diesem Kontext dadurch, dass die relevanten *Systemgrößen* einer zeitlichen Veränderung unterliegen. Die modellhafte Darstellung eines dynamischen Systems wird in der geltenden Nomenklatur als *Regelstrecke* bezeichnet. Die entsprechenden Definitionen der Systemgrößen erfolgen am Beispiel des folgenden Zusammenhangs: Eine Regelstrecke unterliegt einer nicht-deterministischen Beeinflussung äußerer Störfaktoren (*Störgröße*) und das Ausgangssignal (*Regelgröße*) einer Regelstrecke stellt den Istwert des Systems dar. Dieser wird mit dem dafür vorgesehenen Sollwert (*Führungsgröße*) verglichen, damit eine etwaige Differenz (*Regelabweichung*) identifiziert werden kann. Zur Behebung der Regelabweichung bedarf es einer gezielten Beeinflussung (*Stellgröße*) der Regelstrecke, sodass die Istwerte idealerweise den Sollwerten entsprechen [106].

Die Aufgabe eines Regelungssystems kann am Beispiel des Wirkungsplans eines geschlossenen Regelkreises (vgl. Abbildung 4-1) abstrahiert dargestellt werden. Die Regelgröße $y(t)$ ergibt sich unter Beeinflussung der steuerbaren Stellgröße $x(t)$ sowie der nicht-deterministischen Störgröße $d(t)$. Die Führungsgröße $w(t)$ repräsentiert den Zielwert der Regelgröße und dient somit im Rahmen eines Vergleichs zur Identifikation der Regelabweichung $e(t)$:

$$e(t) = w(t) - y(t) \quad (4.1)$$

Die Regeleinrichtung muss auf Grundlage des vorliegenden Reglergesetzes f_R als Funktion der Regelabweichung $e(t)$ eine entsprechende Stellgröße

$$x(t) = f_R(e(t)) \quad (4.2)$$

vorgeben, welche die Störgröße kompensiert, sodass die Regelgröße der Führungsgröße folgt und im Idealfall gilt:

$$y(t) = w(t) \quad (4.3)$$

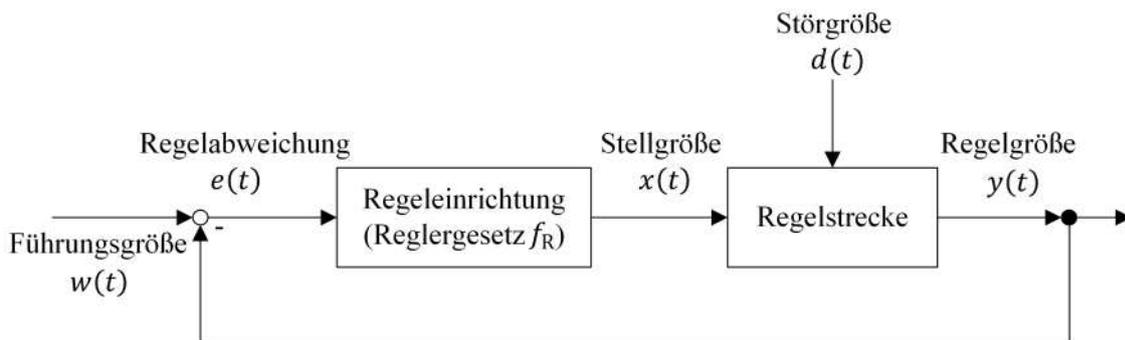


Abbildung 4-1: Wirkungsplan eines geschlossenen Regelkreises (in Anlehnung an [106])

Der Entwurf eines Regelungssystems bedarf einer differenzierten Untersuchung der Anforderungen an die Regeleinrichtung, welche durch die Eigenschaften der Regelstrecke definiert werden. Grundsätzlich wird zwischen dem *linearen* und *nichtlinearen* bzw. *stetigen* und *unstetigen* Verhalten einer Regeleinrichtung unterschieden. Zu den bekanntesten linearen Regeleinrichtungen gehören bspw. der P-Regler (verstärkender Regler), der I-Regler (integrierender Regler) und der D-Regler (differenzierender Regler) sowie unterschiedliche Kombinationen dieser. Lineare Regeleinrichtungen sind allesamt dadurch gekennzeichnet, dass das Verhältnis der Stellgröße zu der Regelabweichung proportional ist [107]. Hinsichtlich des hiesigen Anwendungsfalls ist der Einsatz einer linearen Regeleinrichtung ungeeignet, da die Regelstrecke – wie nachfolgend erläutert – ein komplexes Systemverhalten in Bezug auf die Regelgrößen widerspiegelt.

Bei dem Entwurf eines Regelungssystems muss daher auch vor allem dahingehend unterschieden werden, ob die Regelstrecke ein *lineares* oder *nichtlineares* System abbildet. Ein nichtlineares System ist dadurch gekennzeichnet, dass kein Proportionalverhalten zwischen dem Ausgangssignal bzw. der Regelgröße des Systems und dem Eingangssignal bzw. der Stellgröße vorliegt. Nichtlineare Regelstrecken weisen komplexere Systemeigenschaften auf, die nur bedingt mittels einer linearen Regeleinrichtung gehandhabt werden können, da der Regeleinrichtung nicht die notwendige Kenntnis über die von der Stellgröße bewirkte Änderung auf die Regelgröße vorliegt. In diesem Fall eignet sich u. a. der Einsatz einer nichtlinearen modellbasierten Regelung, welche sich dadurch definiert, dass der Regeleinrichtung ein nichtlineares mathematisches Modell der Regelstrecke (*Streckenmodell*) vorliegt. Grundsätzlich ist die mathematische Modellierung der

Regelstrecke auch ohne die Notwendigkeit einer modellbasierten Regelung ein etablierter Bestandteil für das Entwurfsverfahren – die Nutzung des Streckenmodells stellt relevante Informationen der dynamischen Regelungsstrecke zur Verfügung, die zweckdienlich für die Entwicklung und Parametrierung des Reglergesetzes f_R sind. Insofern muss allgemein zwischen dem modellbasierten Entwurf und der modellbasierten Regelung unterschieden werden. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ergibt sich aus der Anzahl der Regelgrößen eines Systems, weshalb für den modellbasierten Entwurf zwischen den (namensgebenden) Eingrößenreglern bzw. Mehrgrößenreglern unterschieden werden muss [106, 108, 109].

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung und Funktionsvalidierung einer prädiktiven Regelung und Optimierung für Oberleitungsbussysteme. Mit dem Oberleitungsbussystem liegt ein dynamisches System vor, welches aufgrund der mathematisch formulierbaren Beziehungen der Systemgrößen zueinander ein nichtlineares Verhalten aufweist (vgl. Abschnitt 4.2). Darüber hinaus existiert im Falle des Oberleitungsnetzes ein multivariablen System mit mehreren Regelgrößen (vgl. Kapitel 3; Knotenspannungen, Zweigströme und Unterwerksleistungen), welche den Führungsgrößen nachgeführt werden müssen. Ausgehend von dieser Informationsgrundlage kann festgehalten werden, dass es eines Mehrgrößenreglers im Rahmen eines nichtlinearen modellbasierten Regelungssystems bedarf. Im Hinblick auf die spezifischen Anforderungen und der damit einhergehenden Funktionalität, wird der Entwurf des eingesetzten Regelungssystems im folgenden Abschnitt 4.2 auf einer geeigneten Abstraktionsebene veranschaulicht.

Die vorangegangene Erläuterung in Kapitel 3 bedient sich der Bezeichnung *Zustandsgröße* als Sammelbegriff für die Knotenspannungen, die Zweigströme und die Unterwerksleistungen sowie der Bezeichnung *Abweichungen* für die Differenz der parametrisierten Grenzwerte und der Zustandsgrößen. Aufbauend auf den einleitenden Erläuterungen im aktuellen Kapitel und im Kontext der für die Regelungstechnik gültigen Nomenklatur, werden fortan die fachgerechten Bezeichnungen *Regelgröße* anstatt Zustandsgröße und *Regelabweichung* anstatt Abweichung angewendet.

4.2 Entwurf der modellbasierten prädiktiven Regelung

Die *modellbasierte prädiktive Regelung* (MPC)²¹ umfasst eine Klasse modellbasierter Regelungssysteme, welche dadurch gekennzeichnet sind, dass ein mathematisches Modell der Regelstrecke für den Entwurf und insbesondere für den aktiven Betrieb der Regeleinrichtung angewendet wird. MPC eignet sich durch die entsprechende Modellierung der Regelstrecke sowohl für lineare als auch nichtlineare Systeme und kann folglich in LMPC (linear) und NMPC (nichtlinear) unterteilt werden. Das wesentliche Merkmal einer MPC – die Verfügbarkeit eines Modells der Regel-

²¹ Gängige Abkürzung aus dem englischen *model predictive control*; Grundsätzlich auch *Modellprädiktive Regelung* bzw. *Prädiktive Regelung* genannt.

strecke – dient der Prädiktion zukünftiger Regelgrößen, sowohl ohne als auch mit Einflussnahme entsprechender Stellgrößen, wie in Abbildung 4-2 dargestellt [110, 111].

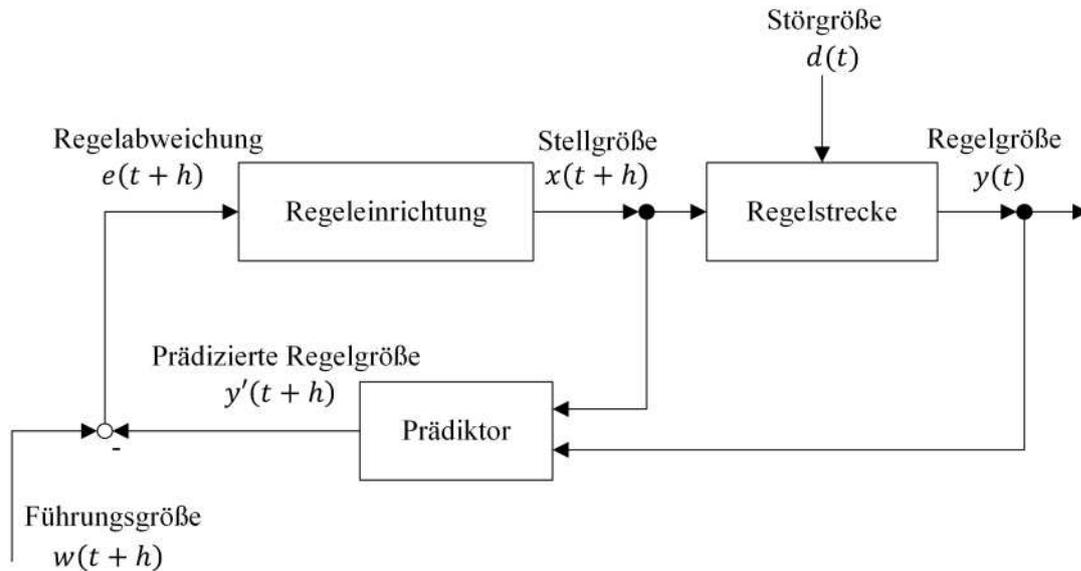


Abbildung 4-2: Wirkungsplan einer modellbasierten prädiktiven Regelung (in Anlehnung an [110])

Als Erweiterung zum klassischen Wirkungsplan eines geschlossenen Regelkreises (vgl. Abbildung 4-1), stellt der *Prädiktor* auf Grundlage der zyklisch erfassten Regelgröße $y(t)$ eine Trajektorie der Regelgröße $y'(t+h)$ über die Zeitspanne h zur Verfügung, wodurch eine Beobachtung der Zustandsentwicklung ermöglicht wird. Aus der Vergleichsanalyse mit der Führungsgröße $w(t+h)$ resultiert die über die entsprechende Zeitspanne errechnete Regelabweichung $e(t+h)$ (vgl. Abschnitt 3.2.2), welche anschließend dazu genutzt wird, die prädiktive Stellgröße $x(t+h)$ in Form einer Zeitreihe (auch *Regelungstrajektorie*) zu determinieren. Diese wird nicht nur der Regelstrecke, sondern auch dem Prädiktor zur Verfügung gestellt, damit die Stellgröße bei der Erstellung folgender Trajektorien berücksichtigt werden kann. In diesem Kontext unterscheidet sich die MPC von weiteren Regelungssystemen dadurch, dass die auf den Istwerten basierende Regelabweichung nicht weiter als Trigger für die Regeleinrichtung berücksichtigt wird [108, 110].

Die Arbeitsweise einer MPC kann insbesondere hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs der Abbildung 4-3 entnommen werden. Der Prädiktor erstellt auf Grundlage von vergangenen $y(t-1)$ oder aktuellen $y(t)$ Regelgrößen initial eine Trajektorie $y'(t+h)$ über die Zeitspanne des Prädiktionshorizonts $h = T_P$, welche die Zustandsentwicklung der Regelstrecke repräsentiert. Ausgehend von der Güte der Prädiktion (vgl. Netzzustandsprognose; Abschnitt 2.5.1), wird der Regelungshorizont T_C mit

$$0 < T_C \leq T_P \quad (4.4)$$

definiert, sodass die prädiktive Stellgröße $x(t + T_C - 1)$ auf Basis des Regelungshorizonts T_C bestimmt und die zukünftige Regelgröße der Führungsgröße nachgeführt werden kann. Die Rückführung einer resultierenden Regelgröße $y(t + 1)$ zum Prädiktor schließt den Regelkreis und initiiert den Folgezyklus. Im Folgezyklus durchläuft der Regelkreis den Prozess mit einer zeitlichen Verschiebung des Prädiktionshorizonts T_P , welche in Abhängigkeit der Abtastrate des Systems bzgl. der Regelgröße $y(t)$ oder des Regelungshorizonts T_C festgelegt wird [110, 111].

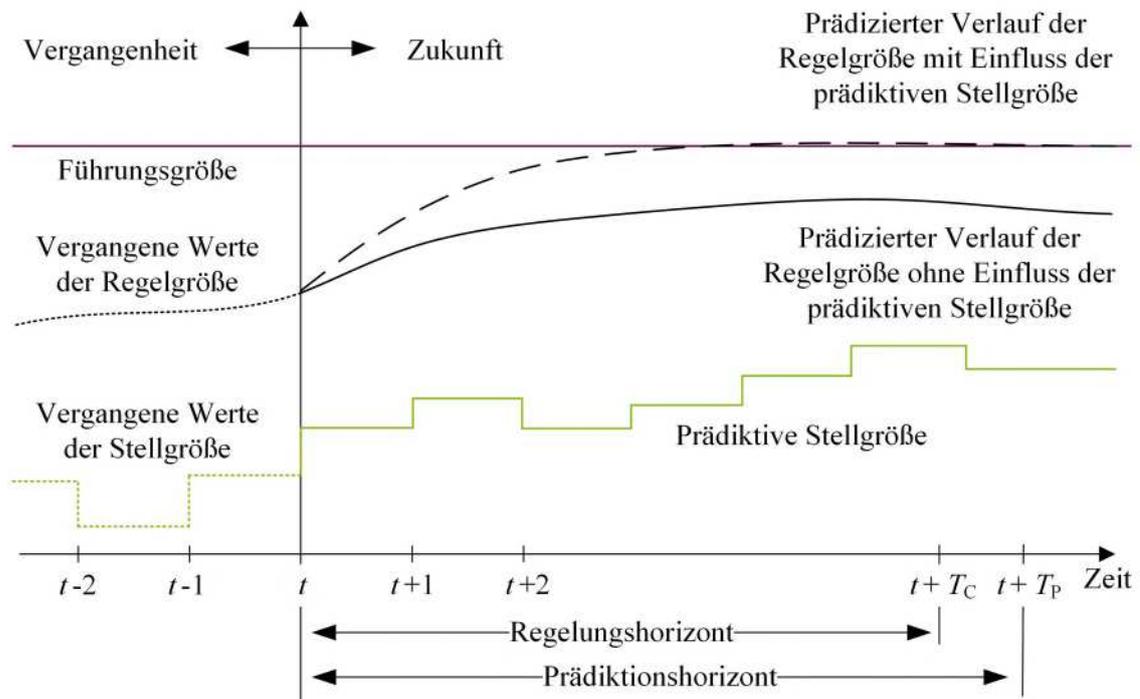


Abbildung 4-3: Qualitative Darstellung der Arbeitsweise einer modellbasierten prädiktiven Regelung in Abhängigkeit des Prädiktions- und Regelungshorizonts (in Anlehnung an [108])

Die im Verlaufe dieser Arbeit vorgestellte Methodik zur Netzzustandsregelung und -optimierung orientiert sich grundlegend an der Systematik der NMPC. Dies geschieht unter Berücksichtigung einiger anwendungsfallspezifischer Besonderheiten im Oberleitungsbussystem, welche im Laufe dieses Kapitels erläutert werden.

4.2.1 Modellierung der Regelstrecke

Die Anwendung eines modellbasierten Regelungssystems legt die Verfügbarkeit bzw. Herleitung eines mathematischen Modells der Regelstrecke zugrunde. Auf Basis der modellierten Regelstrecke kann die Trajektorie der Regelgröße(n) im Kontext der NMPC ermittelt werden, wodurch eine optimierte Berechnung der Stellgrößen ermöglicht wird.

Gleichspannungssysteme wie sie im vorliegenden Anwendungsfall des Oberleitungsbussystems zu finden sind, werden i. d. R. als Zweileitersysteme betrieben und abgebildet – die Systemgrößen Spannung, Strom und Leistung sind reelwertige Größen und die Leitungen werden anhand des ohmschen Längswiderstands unter Vernachlässigung von Querelementen beschrieben. Die

Topologie eines mit Gleichspannung betriebenen Netzes, mit einer Gesamtanzahl von K Knoten, kann anhand der Konduktanzmatrix \mathbf{G} dargestellt werden [101]:

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} g_{11} & \cdots & g_{K1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{1K} & \cdots & g_{KK} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Die einzelnen Einträge repräsentieren die Konduktanz (auch *Elektrischer Leitwert* oder *Wirkleitwert*) eines Zweigs, der zwei Netzknoten miteinander verbindet. Die nicht-hauptdiagonalen Elemente g_{kj} berechnen sich auf Grundlage des ohmschen Widerstands R_{kj} des Zweigs zwischen den Knoten k und j entsprechend Gleichung 4.6 [101].

$$g_{kj} = g_{jk} = -\frac{1}{R_{kj}} \quad (4.6)$$

$$j \neq k, j \in \mathcal{M}_k$$

Unter der Gültigkeit der selben Bedingungen ergeben sich die hauptdiagonalen Elemente g_{kk} aus der Summe aller entsprechenden Zeilenkonduktanzen [101]:

$$g_{kk} = \sum_{j \in \mathcal{M}_k} \frac{1}{R_{kj}} \quad (4.7)$$

Die Menge \mathcal{M}_k enthält alle Gegenknoten j , welche unmittelbar über einen Zweig mit einem Knoten k verbunden sind. Folglich haben alle Einträge der Konduktanzmatrix, die eine nichtexistente Verbindung zwischen zwei Netzknoten repräsentieren, definitionsgemäß den Wert null [101]. Anhand der Konduktanzmatrix kann das K -dimensionale Netzgleichungssystem aufgestellt werden, sodass für die Berechnung aller Knotenspannungen \mathbf{u}_K und Knotenströme \mathbf{i}_K gilt:

$$\mathbf{i}_K = \mathbf{G} \cdot \mathbf{u}_K \quad (4.8)$$

mit

$$\mathbf{i}_K = [I_1, \dots, I_k]^T$$

$$\mathbf{u}_K = [U, \dots, U_k]^T$$

wobei die Berechnung eines Knotenstroms die Leistungsbilanz P_k eines Knotens voraussetzt [35]. Die Berechnung aller Knotenleistungen \mathbf{p}_K in einem Gleichspannungssystem kann mithilfe der Diagonalmatrix der Knotenspannungen $\text{diag}(\mathbf{u}_K)$ allgemein wie folgt formuliert werden [101]:

$$\mathbf{p}_K = \text{diag}(\mathbf{u}_K) \cdot \mathbf{G} \cdot \mathbf{u}_K \quad (4.9)$$

Die Leistungsbilanz P_k der einzelnen Knoten ergibt sich mit $j \neq k$ zu [101]:

$$P_k = U_k^2 \cdot g_{kk} + U_k \cdot \sum_{j \in \mathcal{M}_k} g_{kj} \cdot U_j \quad (4.10)$$

Aufgrund der quadratischen Beziehung der Leistung zur Spannung, liegt ein K -dimensionales nichtlineares Gleichungssystem und somit auch eine nichtlineare Regelstrecke vor, wodurch sich die Auswahl eines NMPC plausibilisiert. Durch die Definition von *Slack-Knoten* (Netzanschlussknoten der Unterwerke) kann eine Leistungsbilanzierung durchgeführt werden, unter der Annahme, dass die Spannung am Slack-Knoten im stationären Betrieb gleich der Nennspannung U_n ist. Ausgehend davon, dass die Leistung der Netzteilnehmer bekannt ist und den jeweiligen Netzknoten zugeordnet werden kann, eignet sich zur Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems der Einsatz von iterativen Verfahren zur *Leistungsflussberechnung*. Hierbei eignen sich bspw. das *Newton-Raphson* Verfahren oder das *Gauß-Seidel* Verfahren, von welchen das Newton-Raphson Verfahren im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der deutlich besseren Konvergenzeigenschaften (vgl. Abschnitt 2.3.2) verwendet wird [28, 101].

Im stationären Betrieb gilt weiterhin, dass die Netzleistung \mathbf{p}_N (Einspeiseleistung aller Unterwerke) und die Knotenleistungen \mathbf{p}_K ausbalanciert sind [35]:

$$\mathbf{p}_N - \mathbf{p}_K = \Delta \mathbf{p} = \mathbf{0} \quad (4.11)$$

Gleichung 4.11 kann im Rahmen des Newton-Raphson Verfahren durch Linearisierung mithilfe einer Taylorreihen-Entwicklung iterativ gelöst werden [101]:

$$\mathbf{N}_{[r]} \cdot \Delta \mathbf{u}_{[r+1]} = -\Delta \mathbf{p}_{[r]} \quad (4.12)$$

$$\mathbf{N} = \left[\frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}_K} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_1}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \Delta P_1}{\partial U_K} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_K}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \Delta P_K}{\partial U_K} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_{11} & \dots & N_{KK} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ N_{K1} & \dots & N_{KK} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Die Untermatrix \mathbf{N} hat eine identische Besetzungsstruktur wie die Konduktanzmatrix \mathbf{G} und stellt eine von vier Untermatrizen der Jacobimatrix \mathbf{J} dar, wodurch die von einer Wirkleistungsänderung hervorgerufene Spannungsänderung an den Netzknoten bestimmt werden kann [101].

In der vorliegenden Betrachtung eines Gleichstromsystems ist die alleinige Berücksichtigung der Untermatrix \mathbf{N} vollkommen ausreichend, da alle weiteren Untermatrizen das Verhältnis von irrelevanten bzw. nicht existenten Berechnungsgrößen wie bspw. der Blindleistung oder der Phasenverschiebung repräsentieren. Die Untermatrix \mathbf{N} wird in jedem Iterationsschritt r neu gebildet, bis eine vorgegebene Genauigkeitsgrenze ε

$$\Delta \mathbf{p} < \varepsilon \quad (4.14)$$

oder die parametrisierte Anzahl maximaler Iterationsschritte r_{\max} erreicht wird. Die partiellen Ableitungen der Untermatrix \mathbf{N} berechnen sich mit $j \neq k$ zu [101]:

$$N_{kj} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial U_j} = U_k \cdot \sum_{j \in \mathcal{M}_k} g_{kj} \quad (4.15)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial U_k} = 2 \cdot U_k \cdot g_{kk} + \sum_{j \in \mathcal{M}_k} U_k \cdot g_{kj} \quad (4.16)$$

Das vorgestellte Verfahren zur mathematischen Modellierung und Berechnung des Gleichspannungssystems stellt alle Knotenspannungen \mathbf{u}_k bereit, welche mithilfe der Konduktanzmatrix \mathbf{G} dazu genutzt werden können, den Leistungsfluss, die Einspeiseleistung der Unterwerke und die entsprechenden Zweigströme zu berechnen – folglich werden alle Regelgrößen im Rahmen der energietechnischen Modellierung berücksichtigt. Anhand der Veränderungen der Knotenleistungen \mathbf{p}_k , ausgehend vom prognostizierten Betrieb im Oberleitungsnetz, dient das Streckenmodell sowohl zur Erstellung der Trajektorien im Sinne der NMPC, als auch zur Implementierung des Reglergesetzes, sodass netzdienliche Maßnahmen identifiziert und prädiktiv validiert werden können.

4.2.2 Definition der Stellglieder

Die Stellglieder eines Regelungssystems dienen der Umsetzung von Stellgrößen, damit die Regelstrecke zweckdienlich beeinflusst werden kann und die Regelgrößen folglich den Führungsgrößen angenähert werden können oder mit diesen gleichwertig sind. Im Kontext eines Netzautomatisierungssystems repräsentieren die Stellglieder das quantitative Portfolio an Handlungsmaßnahmen und werden durch die verfügbare Aktorik abgebildet.

Grundsätzlich betrachtet ist das Oberleitungsbussystem im Hinblick auf die Netzspannung ein *selbstregelndes System*, welches mit Hilfe einer kennliniengeführten Regelung den Leistungsbezug oder die Einspeisung einzelner Aktoren reduzieren oder vollständig unterbinden kann. Dies geschieht auf Grundlage einer lokalen Spannungsüberwachung am entsprechenden Netzanschlussknoten der Aktorik und stellt somit keine koordinierte Maßnahme im Sinne eines Regelungssystems dar. Die existierenden lokalen Regelungsmechanismen sehen keine Berücksichtigung des übergeordneten Netzzustands vor und vernachlässigen somit auch die Betriebsmittelauslastungen (Zweigströme und Unterwerksleistung) im Oberleitungsbussystem. Während die Obusse und BOBs über eine kennliniengeführte Motorleistungsregelung zur Leistungsreduktion zwischen $U_{\min,1}$ und $U_{\min,2}$ (vergl. Abschnitt 2.4.2) verfügen, gilt für die restlichen Aktoren lediglich die Berücksichtigung der Unterspannungsgrenze $U_{\min,2}$, wodurch eine vollständige Unterbindung des Leistungsbezugs (E-Auto-Ladepunkt) bei Unterschreitung der Unterspannungsgrenzen ausgelöst wird. Im Rahmen dieser Arbeit dienen die Stellglieder zur Prävention von Grenzwertverletzungen der Unterspannungsgrenzen, sowie der thermischen

Grenzströme der Oberleitung und der Bemessungsleistungen der Unterwerke, weil der überwiegende Anteil des Betriebs im Oberleitungsnetz grundsätzlich eine Lastsituation widerspiegelt. Die Oberspannungsgrenze $U_{\max,1}$ (vgl. Abschnitt 2.1.5) wird nicht weiter berücksichtigt, da die existierenden Regelungsmechanismen zu diesem Zwecke befriedigend sind. Die Reduktion der Einspeiseleistung eines Photovoltaik-Systems bzw. der Rekuperationsleistung eines Obusses oder BOBs ist zudem nicht mit nennenswerten Konsequenzen für den Betrieb des Oberleitungsbussystems verbunden. Tatsächlich sind höhere Spannungen im Oberleitungsnetz zweckdienlich und erstrebenswert, da die Zweigströme im Netz bei gleichbleibenden Leistungsflüssen proportional zur steigenden Spannung reduziert werden.

Die Bewerkstelligung der den Stellgliedern zugesprochenen Aufgabe wird mittels einer gezielten Anpassung der Wirkleistung (Bezugs- oder Einspeiseleistung) der Aktorik beabsichtigt, wodurch der Leistungsfluss im Oberleitungsnetz zweckdienlich beeinflusst werden kann. Ausgehend von der angepassten Leistungsflusssituation resultiert eine direkte Änderung der Stromwerte und der Unterwerksleistungen und eine indirekte Änderung der Spannungswerte. Der Entwurf des Regelungssystems berücksichtigt, im Rahmen der vorliegenden Arbeit, die Akteure *BOB*, *Obus*, *E-Auto-Ladepunkt* und *Stationärer Energiespeicher* als Stellglieder für das Netzautomatisierungssystem. Ausgehend von der Tatsache, dass die Netznutzung im Oberleitungsbussystem grundsätzlich den Lastfall widerspiegelt, gilt die Möglichkeit der reduzierbaren Wirkleistungsanpassung hinsichtlich der Stellglieder als wirksamstes Instrument. Hierbei gilt es insbesondere, die betriebsbedingten Eigenschaften der Busse und Stationären Energiespeicher zu berücksichtigen.

Die BOBs repräsentieren im systemübergreifenden Vergleich die relevantesten Akteure des Oberleitungsbussystems. Sowohl für die Obusse als auch für die BOBs gilt, dass die Traktionsleistung bei maximaler Beschleunigung den höchsten Leistungsbezug eines einzelnen Aktors im Oberleitungsbussystem widerspiegelt. Darüber hinaus kann sich der Leistungsbezug eines BOBs in Folge der kumulierten Batterieladeleistung wesentlich erhöhen. Im Verlauf dieser Arbeit wird der Leistungsbezug für den Hilfsbetrieb im Bus (vgl. Abbildung 2-12) als vernachlässigbar betrachtet und somit nicht weiter berücksichtigt. Die prädiktive Leistungsanpassung hinsichtlich der Traktionsleistung eines Busses stellt grundsätzlich eine betriebseinschränkende Maßnahme dar, da dem entsprechenden Bus infolgedessen eine geringere Motorleistung und Beschleunigung zur Verfügung steht. Durch die Einhaltung der oberen Unterspannungsgrenze $U_{\min,2}$ zur Deklaration eines semikritischen Netzzustandes (vgl. Abschnitt 2.4.2) soll die unkoordinierte Reduktion der Traktionsleistung grundsätzlich verhindert werden, weshalb diese Maßnahme prinzipiell berücksichtigt aber nicht favorisiert wird. Außerdem unterliegt die Traktionsleistung einer hohen Dynamik, wodurch die Leistungsanpassung lediglich während der Beschleunigung und konstanten Fahrt – nicht jedoch im Stillstand möglich ist. An dieser Stelle sei zu erwähnen, dass eine Unterschreitung der oberen Unterspannungsgrenze $U_{\min,2}$ im Falle des BOBs einen sogenannten *Stützbetrieb* auslöst. Hierbei wird die Differenz aus der maximalen Traktionsleistung

und der reduziert verfügbaren Traktionsleistung durch die Traktionsbatterie bereitgestellt, sofern der Ladezustand dazu ausreichend sein sollte. Vor diesem Hintergrund setzt die netzdienliche Reduktion der Antriebsleistung eines BOBs aus dem Oberleitungsnetz eine vorangegangene Bewertung der Flexibilität voraus, sodass kein unzureichender Ladezustand im anschließenden oberleitungsfreien Betrieb erreicht wird. Unter dem Vorbehalt einer ausreichenden Flexibilität (detaillierte Erläuterung der Flexibilitätsbewertung in Abschnitt 4.3.1) stellt die Reduktion der Batterieladeleistung hierzu ergänzend ein weiteres wirksames Instrument zur Wirkleistungsanpassung der BOBs dar. Die Wirkleistungsanpassung der Traktionsbatterie gilt als priorisiertes und bei einer entsprechenden topologischen Anordnung auch als wirksamstes Stellglied im Oberleitungsbussystem. Aus dem Szenarienvergleich hinsichtlich des Wandlungsprozesses im Oberleitungsbussystem (vgl. Abschnitt 2.2) geht zudem hervor, dass die hinzukommende Batterieladeleistung im Zielsystem den größten Anteil am Leistungszuwachs darstellt und folglich auch einen relativ hohen Stellenwert als „Verursacher“ der zu erwartenden Grenzwertverletzungen (vgl. Abschnitt 2.2) einnimmt.

Die Stationären Energiespeicher bieten hohe Freiheitsgrade hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten und können in Bezug auf das Leistungsverhalten sowohl zur gezielten Belastung als auch Entlastung des Oberleitungsnetzes eingesetzt werden. Im Kontext der Netzzustandsregelung steht insbesondere die Möglichkeit zum netzdienlichen Einsatz der Entladeleistung im Vordergrund. Die Stationären Energiespeicher bilden ein deterministisches Verhalten ab, welches aus den Vorgaben des Netzautomatisierungssystems erfolgt. Abgesehen vom Ladezustand des Stationären Energiespeichers besteht im Übrigen lediglich die Restriktion der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung. Weiterhin spielt dieser Akteur eine wichtige Rolle bei der Umsetzung von Maßnahmen der Netzzustandsoptimierung. Die Möglichkeit zur Energiespeicherung und zur spannungsgeführten Auslösung von Lade- und Entladeprozessen eignet sich, insbesondere durch die unmittelbare Positionierung an den Unterwerken, zur Beeinflussung der Energiebilanz des gesamten Oberleitungsbussystems.

An dieser Stelle sei anzumerken, dass im Rahmen dieser Arbeit allen erwähnten Akteuren bzw. Stellgliedern gleichermaßen die Verfügbarkeit einer Schnittstelle zum Empfang und zur Umsetzung der Regelungsbefehle unterstellt wird. Für die Implementierung im realen Einsatz dürfte sich dies jedoch insbesondere hinsichtlich der Obusse und BOBs als schwierig erweisen, da hiermit die direkte Beeinflussung eines öffentlichen Verkehrsmittels einhergeht. Insofern gliedert sich die Umsetzung und Funktionalitätsvalidierung im Rahmen von Kapitel 5 in zwei unterschiedliche Szenarien, welche zum einen eine ideale Verfügbarkeit und Einsatzpriorisierung der vorgestellten Akteure berücksichtigt und zum anderen eine realistische Einordnung der verfügbaren Akteure zugrunde legt.

4.2.3 Definition systemrelevanter Größen

Die relevanten Systemgrößen, die für den Entwurf eines Regelungssystems berücksichtigt werden müssen, lassen sich durch die *Regelgrößen*, die *Stellgrößen*, die *Störgrößen* und die *Führungsgrößen* zusammenfassen.

Regelgrößen

Der gezielte Einsatz eines Regelungssystems im Rahmen eines Netzautomatisierungssystems setzt die Identifikation von Regelgrößen voraus, welche innerhalb eines vorgegebenen Wertebereichs geführt werden müssen. Diese Bedingung lässt sich damit begründen, dass die Regelgrößen den wesentlichen Indikator für den Systemzustand einer Regelstrecke repräsentieren. Im Kontext des Oberleitungsbussystems werden die Spannung U_k für einen Knoten k , der Zweigstrom I_{ij} von einem Knoten i zu einem Knoten j und die Unterwerksleistung P_s an einem Knoten s als prädiktive Regelgrößen \mathbf{y}' definiert und als Datensatz durch die Netzzustandsprognose bereitgestellt. Diese gilt es durch geeignete Maßnahmen unter Einsatz der Stellglieder netzdienlich zu beeinflussen, sodass die Versorgungsqualität im Oberleitungsbussystem konsequent gewährleistet werden kann und weder Betriebseinschränkungen der Busse noch Betriebsmittelüberlastungen hinsichtlich der Leitungen und Unterwerke zu beklagen sind. Die einschlägigen Führungsgrößen \mathbf{w} werden jeweils für die einzelnen prädiktiven Regelgrößen vorgegeben und wurden hinsichtlich der Definition und systemischen Anwendung bereits in Abschnitt 3.2 ausführlich thematisiert. Ferner bedarf es einer anwendungsspezifischen Anpassung der Echtzeit-Regelgrößen \mathbf{y} , die als Datengrundlage für die Netzzustandsprognose (als Bestandteil der Netzzustandsüberwachung) dienen. Diese bilden entgegen der herkömmlichen Methodik nicht die Istwerte der Knotenspannung U_k , des Zweigstroms I_{ij} und der Unterwerksleistungen P_s ab sondern werden durch die Wirkleistung P_a ausgewählter Aktoren sowie die Positionen der Busse GPS_a dargestellt (vgl. Abbildung 4-4). Diese Informationsgrundlage ermöglicht der Netzzustandsprognose die Erstellung einer Trajektorie, welche in Folge dessen die prädizierten Regelgrößen bereitstellt [59].

Stellgrößen

Zur Beeinflussung der Regelgrößen U_k , I_{ij} und P_s wird auf die Möglichkeit zur Wirkleistungsanpassung an den vorgestellten Stellgliedern bzw. Aktoren zurückgegriffen. Ausgehend von einer angepassten Wirkleistung P_a an einem spezifischen Aktorknoten a im Oberleitungsnetz, resultiert eine Veränderung der Spannung U_k mit $k = a$ an dem entsprechenden Aktorknoten. Darüber hinaus verändert sich entsprechend Gleichung 4.11 der Leistungsfluss in der gesamten betroffenen Netzzone, wodurch sich zum einen die Spannungen an weiteren Netzknoten U_k mit $k \neq a$ verändern und zum anderen auch die Betriebsmittelauslastungen im Hinblick auf die Zweigströme I_{ij} und die Unterwerksleistung P_s reduzieren. Die eintretenden Effekte in Folge einer gezielten Wirkleistungsanpassung können in Form einer indirekten Spannungsregelung und direkten Strom- bzw. Leistungsregelung nutzbar gemacht werden.

Zur Definition der Stellgrößen muss eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Aktoren erfolgen. Aufgrund der heterogenen Eigenschaften der unterschiedlichen Aktortypen im Vergleich zueinander, eignet sich ein generischer Ansatz nur bedingt. Grundsätzlich können alle Aktoren im Sinne der Netzzustandsregelung über eine direkte Wirkleistungsanpassung angesteuert werden, wodurch der veränderte Leistungsfluss mit hoher Genauigkeit mittels der Leistungsflussberechnung (vgl. Gleichungen 4.11 - 4.13) bestimmt werden kann. Ausgehend von der Betriebscharakteristik der E-Auto-Ladepunkte und Busse folgt, dass der Sollwert zur Wirkleistungsanpassung in Form einer *einstufigen* Leistungsbegrenzung $P_{a,ev,max}^*$ bzw. $P_{a,t,max}^*$ definiert wird. Diese wird über die – durch den Regelungsalgorithmus – ermittelte Dauer des Netzeingriffs festgelegt und dem Aktor übermittelt, sodass die maximale Bezugsleistung eingeschränkt wird. Im besonderen Falle des BOBs liegt ein *mehrstufiges* Aktormodell vor, da sich die kumulierte Wirkleistung aus der Traktionsleistung und der Batterieladeleistung zusammensetzt. Folglich setzt sich die Leistungsbegrenzung für den BOB gemäß $[P_{a,t,max}^*, P_{a,c,max}^*, \omega_{a,d}]$ aus der kombinierten Berücksichtigung der maximalen Traktions- und Batterieladeleistung sowie einem *Freigabe-Bit* $\omega_{a,d}$ zusammen. Letzteres dient als Parameter der Freischaltung des Stützbetriebs (vgl. Abschnitt 4.2.2) durch die Netzzustandsregelung, sodass die Traktionsbatterie das Defizit der reduzierten, durch das Oberleitungsnetz beziehbaren, Traktionsleistung bereitstellen kann. In diesem Kontext wird ein adaptives Priorisierungsschema zur Identifikation der Stellgröße angewendet, welches in Abschnitt 4.3.1 näher erläutert wird.

Die Wirkleistungsvorgabe bzw. -anpassung der Stationären Energiespeicher sieht, im Gegensatz zu den Bussen und E-Auto-Ladepunkten, eine *einstufige* direkte Sollwertvorgabe $P_{a,st}^*$ der Wirkleistung vor, welche unter Berücksichtigung des Ladezustands ermittelt wird. Der Verfahrensbestandteil der Netzzustandsoptimierung berücksichtigt darüber hinaus die indirekte Leistungsanpassung an den Stationären Energiespeichern. Unter der Annahme, dass dem Stationären Energiespeicher die Möglichkeit zur spannungsgeführten Regelung unterstellt werden kann, soll nutzbar gemacht werden, damit das deterministische Verhalten über einen längeren Zeitraum und unter Berücksichtigung der Netzspannung definiert werden kann. In diesem Kontext wird der Netzzustandsoptimierung ein parametrierbares Intervall um die Nennspannung herum vorgegeben, welches bei Unter- oder Überschreitung den entsprechenden Entlade- oder Ladeprozess auslöst, sodass eine Stabilisierung der Netzspannung erfolgt.

Störgrößen

Abgesehen von den Stellgrößen unterliegt die Regelstrecke einer Beeinflussung von nicht-deterministischen Störgrößen, welche hinsichtlich der Dauer und Intensität nur schwer vorherzusagen sind. Allgemein gilt, dass der Einfluss der Störgrößen im MPC Ansatz nur bedingt berücksichtigt werden kann und daher mittels eines Schätzverfahrens im Rahmen der Prognoseerstellung identifiziert und angewendet werden muss [59]. Im Kontext des Oberleitungsbus-systems kann der wesentliche Einfluss von Störgrößen auf unerwartete Verkehrereignisse sowie

vom Regelbetrieb abweichende Ereignisse wie z. B. dem Entfall von Haltestellenanfahrten oder einer unüblichen Variation der beförderten Passagiere zurückgeführt werden. Diese Einflüsse werden um das individuelle Fahrverhalten der einzelnen Busfahrer ergänzt, weshalb der Leistungsbezug eines Busses insbesondere hinsichtlich der Lastspitzen nur näherungsweise prädiziert werden kann. Darüber hinaus repräsentieren die volatile Einspeiseleistung von Photovoltaik-Systemen und die bedingt vorhersehbare Bezugsleistung der E-Auto-Ladepunkte ebenfalls Störgrößen, welche durch die Prognoseerstellung geschätzt werden [59].

Abbildung 4-4 veranschaulicht den systemischen Zusammenhang des NMPC Regelkreises unter Einbeziehung der systemrelevanten Größen. Im Kontext der vorangegangenen Erläuterungen wird die Regelstrecke durch das Oberleitungsbussystem abgebildet, welche durch die nicht-deterministischen Störgröße $d(t)$ beeinflusst wird. Die Stellglieder können als Subkomponenten der Regelstrecke identifiziert werden und dienen zur Umsetzung der prädiktiven Stellgrößen $\mathbf{x}(t + T_C)$ für den Regelungshorizont T_C , sodass die prädiktiven Regelgrößen $\mathbf{y}'(t + T_P)$ für den Prädiktionshorizont T_P im Folgezyklus den Führungsgrößen $\mathbf{w}(t + T_P)$ angenähert werden können. Die Rückführung der momentanen Buspositionen GPS_a und ausgewählter Aktorleistungen P_a ermöglicht die Prädiktion der Zustandsentwicklung, welche aus dem Vergleich mit den Führungsgrößen $\mathbf{w}(t + T_P)$ zur Bestimmung der Regelabweichung $\mathbf{e}(t + T_P)$ genutzt wird. Somit kann die Netzzustandsregelung und -optimierung die entsprechenden Aktoren identifizieren und netzdienliche Maßnahmen zur direkten oder indirekten Wirkleistungsanpassung bestimmen, damit das Oberleitungsbussystem innerhalb der betriebssicheren Grenzen geführt werden kann.

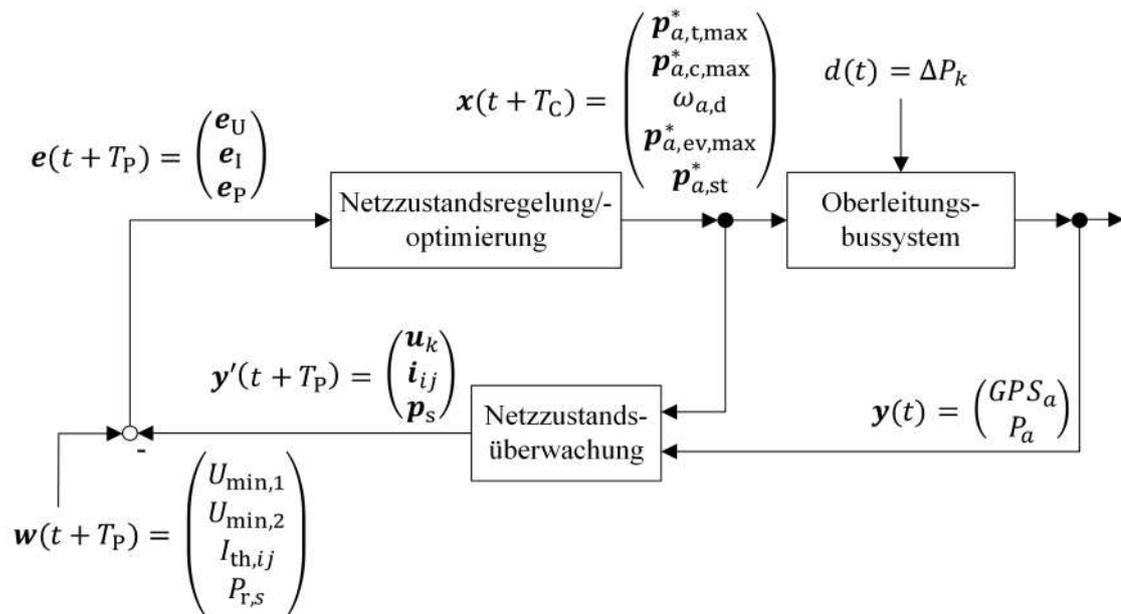


Abbildung 4-4: Schematischer Aufbau des NMPC Regelkreises für ein Oberleitungsbussystem

Die Erläuterungen im aktuellen Abschnitt dienen als Verständnisgrundlage für den funktionellen Aufbau des eingesetzten Regelungssystems. Die folgenden Abschnitte 4.3 und 4.4 thematisieren

die Vorgehensweise der Netzzustandsregelung und -optimierung. Hierzu bedarf es einer adäquaten Strategie zur Identifikation verfügbarer Aktoren und der darauf aufbauenden Bestimmung von Stellgrößen.

4.3 Regelungskonzept in einem zentralen Netzleitsystem

Der Einsatz eines Netzautomatisierungssystems als Bestandteil eines zentralen Netzleitsystems bedarf einer Vielzahl an Algorithmen, welche zur Verarbeitung vorliegender Informationen bzgl. des Netzzustandes und der Ausführung netzdienlicher Maßnahmen eingesetzt werden. Ein Teil des algorithmischen Entwurfs wurde bereits im Rahmen der prognosebasierten Netzzustandsbewertung vorgestellt (vgl. Kapitel 3). Hierbei wurde festgehalten, dass der zyklische Anwendungsdurchlauf des Netzautomatisierungssystems (vgl. Abbildung 2-13, Abschnitt 2.5.1) iterativ und unter diskreter Betrachtung der einzelnen Netzzonen erfolgt. Abschnitt 4.2 thematisierte den systemischen Aufbau eines prädiktiven Regelungssystems und die Definition systemrelevanter Größen, von welchen die *Stellgröße(n)* im Laufe dieses Kapitels die zentrale Rolle einnehmen.

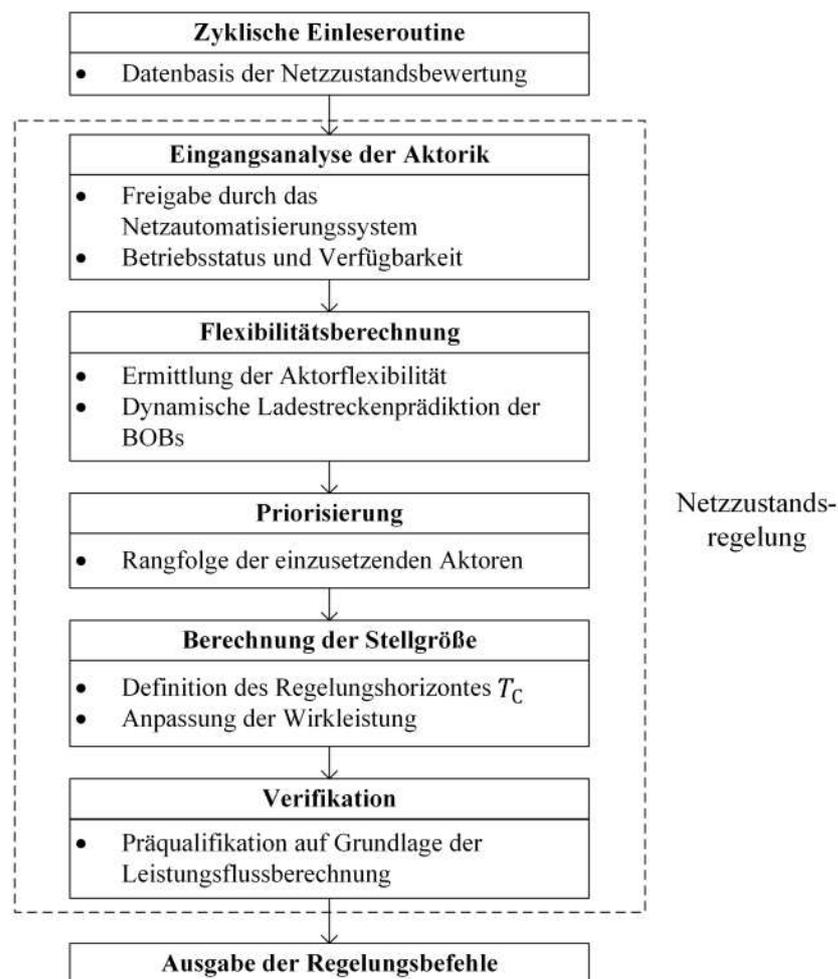


Abbildung 4-5: Konzeptionelle Darstellung der Netzzustandsregelung

Abbildung 4-5 veranschaulicht den konzeptionellen Aufbau der Netzzustandsregelung unter Berücksichtigung der relevantesten Verfahrensbestandteile. Für die Berechnung der Stellgrößen

müssen zunächst die verfügbaren Aktoren im Oberleitungsbussystem identifiziert und hinsichtlich der individuellen Eignung zur Behebung einer Grenzwertverletzung validiert werden. Im Rahmen einer Eingangsanalyse werden die Aktoren identifiziert, welche grundsätzlich für den regelungstechnischen Einsatz durch den Systembetreiber freigegeben sind.

Anschließend wird im zyklischen Ablauf überprüft, ob sich die jeweiligen Aktoren im aktiven Betrieb befinden bzw. ob ein Wirkleistungsbezug vorliegt. Somit kann sichergestellt werden, dass die Grundvoraussetzung für eine Reduktion der Wirkleistung eines Aktors gegeben ist. Im Rahmen der Aktoridentifikation gilt es vor allem die Leistungsflexibilität der entsprechenden Aktoren mit hoher Genauigkeit festzulegen – insbesondere für den regelungstechnischen Einsatz der BOBs werden hohe Anforderungen an die Belastbarkeit der Flexibilitätsberechnung gestellt. Dies ist dadurch begründet, dass eine fehlende oder ungenaue Berücksichtigung des bevorstehenden Streckenverlaufs einen unzureichenden Ladezustand der Traktionsbatterie zur Folge haben kann, wodurch der BOB die oberleitungsfreien Abschnitte des Streckenverlaufs nicht bewältigen kann. Zur Prävention einer solchen Situation bedarf es einer dynamischen Ladestreckenprädiktion – unter Berücksichtigung des bevorstehenden Streckenverlaufs wird die potentielle Energiezuführung zur Aufladung der Traktionsbatterie bestimmt. Somit kann gewährleistet werden, dass der regelungstechnische Einsatz eines BOBs keine betriebs-einschränkenden Folgen mit sich bringt. Ebenso gilt für die Stationären Energiespeicher die Berücksichtigung des zukünftigen Ladezustands, sodass die prädiktive Stellgröße über den Regelungshorizont T_C tatsächlich aufrecht erhalten werden kann. Ausgehend von den detektierten Grenzwertverletzungen erfolgt die Definition des Regelungshorizontes T_C und schließlich die quantitative Ermittlung der Wirkleistungsanpassung. Im Rahmen einer Leistungsflussberechnung kann die Bestimmung einer Stellgröße hinsichtlich der netzdienlichen Beeinflussung auf die Regelgrößen verifiziert werden.

4.3.1 Analyse und Priorisierung potentieller Stellglieder

Die Identifikation von potentiellen Aktoren bzw. Stellgliedern muss im Wesentlichen ausgehend von der quantitativen Fähigkeit zur netzdienlichen Betriebsanpassung erfolgen. Dahingehend bedarf es einer Eingangsanalyse, damit die aktiven und somit im Betrieb befindlichen Aktoren identifiziert werden können. Die Fähigkeit zur *netzentlastenden Leistungsanpassung* eines Aktors bildet die grundsätzliche Voraussetzung für den regelungstechnischen Einsatz im vorliegenden Anwendungsfall. Hinsichtlich der Busse und E-Auto-Ladepunkte bedeutet dies, dass ein aktiver Leistungsbezug vorliegen muss, wohingegen die Stationären Energiespeicher lediglich den entsprechend notwendigen Ladezustand vorhalten müssen, um für einen etwaigen Regelungseingriff in Betracht gezogen zu werden. Zur Bewertung der quantitativen, netzdienlichen Betriebsanpassung wird die *Flexibilität* $E_{a,flex}$ eines Aktors an einem Netzknoten a als geeigneter Kennwert herangezogen. Die Flexibilität $E_{a,flex}$ beschreibt dabei – im Rahmen dieser Arbeit und in Anlehnung an [112] – den quantitativen Beitrag eines Aktors zur netzdienlichen Leistungs-

anpassung, welche ausgehend von einer externen Anforderung und über einen definierten Zeitraum erfolgen kann.

Zunächst erfolgt eine Verfügbarkeitsanalyse der Aktorik, bei welcher die Freigabe durch den Systembetreiber und somit die notwendige Parametrierung des Netzautomatisierungssystems hinsichtlich des regelungstechnischen Einsatzes überprüft wird. Es ist denkbar, dass lediglich eine Teilmenge der verfügbaren Aktorik zu diesem Zweck freigegeben wird, damit bspw. keine Ladeunterbrechungen für E-Auto-Ladepunkte in Kauf genommen werden müssen. Auf die weiteren Hintergründe, welche über eine Freigabe der Aktorik entscheiden, wird im Folgenden nicht weiter eingegangen, da diese individuell sind und in Abhängigkeit der internen Betriebsvorgaben des jeweiligen Systembetreibers erfolgen. Allgemein lässt sich die Parametrierung der Freigabe und priorisierten Rangfolge aller Aktoren wie folgt tabellarisch darstellen:

Tabelle 4-1: Beispielhafte Parametrierung der Freigabe- und Priorisierungslogik von Aktoren für die Netzzustandsregelung

Aktortyp	Stellgröße	Freigabe (1 = ja / 0 = nein)	Priorisierung
Batterie-Oberleitungsbus	$P_{a,c,max}^*$	1	2
	$P_{a,t,max}^*$	0	3
Oberleitungsbus	$P_{a,t,max}^*$	0	3
E-Auto-Ladepunkt	$P_{a,ev,max}^*$	1	3
Stationärer Energiespeicher	$P_{a,st}^*$	1	1

Tabelle 4-1 repräsentiert eine schematische Veranschaulichung, welche auf Systemebene tatsächlich mit einer höheren Granularität (aktorspezifisch) zum Einsatz kommt, damit bspw. auch einzelne Netzteilnehmer aus einer Aktortyp-Gruppe freigegeben werden können, ohne die gesamte Gruppe freizugeben bzw. auszuschließen. In diesem Beispiel werden die Stationären Energiespeicher, die E-Auto-Ladepunkte sowie die Nutzung der BOB Batterie für den regelungstechnischen Einsatz freigegeben. Zusätzlich zur Freigabeinformation wird eine Priorisierung der Aktorik vorgenommen, welche bei Verfügbarkeit mehrerer Aktoren in einer Netzzone im Rahmen der Regelungsstrategie (vgl. Abschnitt 4.3.2) angewendet wird.

Ausgehend von dieser Informationsgrundlage reduziert sich ggf. die Menge an verfügbarer Aktorik, welche nun hinsichtlich des aktiven Betriebs untersucht werden muss. Dazu wird die Datenbasis genutzt, welche bereits für die Netzzustandsbewertung verwendet und in Tabelle 2-2 (vgl. Abschnitt 2.5.1) dargestellt ist.

Die Bedingungen zur *Überprüfung der Betriebsaktivität /Regelungsbereitschaft* der jeweiligen Aktoren lauten:

$$P_a > 0 \quad (4.17)$$

$$SOC_a > SOC_{\min} \quad (4.18)$$

Durch die Überprüfung des Kriteriums in Gleichung 4.17 wird sichergestellt, dass die entsprechende Aktorik durch einen aktiven Leistungsbezug P_a die Möglichkeit einer netzdienlichen Leistungsanpassung, als Resultat eines Regelungsbefehls, bietet. Mithilfe von Gleichung 4.18 werden die Stationären Energiespeicher bzw. der Ladezustand SOC_a hinsichtlich eines parametrierbaren Mindestladezustands SOC_{\min} untersucht, da eine netzentlastende Betriebsführung lediglich durch den Entladeprozess erreicht werden kann, welcher wiederum einen entsprechenden Energiegehalt voraussetzt.

Die Überprüfungs-kriterien aus den Gleichungen 4.17 und 4.18 werden in jedem Anwendungsdurchlauf für eine Zustandsindikation auf das Zeitfenster $\Delta t_{G^*} = [t_1, \dots, T_{G^*}]$ angewendet. T_{G^*} repräsentiert die *Dauer des Regelungseingriffs* und berechnet sich gemäß Gleichung 4.19 zu:

$$T_{G^*} = f_v \left\lceil \frac{T_G + \frac{f_v}{2}}{f_v} \right\rceil \quad (4.19)$$

Die Dauer des Regelungseingriffs wird in Abhängigkeit der Dauer einer Grenzwertverletzung T_G sowie einem Kennwert f_v bestimmt, mit welchem der Wert T_G auf ein Vielfaches von f_v aufgerundet werden kann. Der Zweck der Aufrundung auf ein Vielfaches von f_v dient der zeitabhängigen Bestimmung der Stellgrößen und wird im folgenden Abschnitt 4.3.2 näher erläutert. Durch die Vergrößerung der Dauer T_{G^*} im Vergleich zu T_G wird darüber hinaus sichergestellt, dass das tatsächliche Zeitfenster der Zustandsindikation „abgefangen“ wird, da der prognostizierte Eintrittszeitpunkt und die Dauer keine sekundengenau Übereinstimmung mit den tatsächlichen, realen Werten bietet.

In diesem Kontext wird das resultierende Zeitfenster Δt_{G^*} gleichermaßen zum Beginn und zum Ende um den Betrag t_d verlängert, welcher sich wie folgt berechnet:

$$t_d = \left(\frac{T_{G^*} - T_G}{2} \right) \quad (4.20)$$

Auf die positive Überprüfung der Kriterien aus den Gleichungen 4.17 und 4.18 folgt die *Flexibilitätsbestimmung* der jeweiligen Aktoren. Die Flexibilitätsbestimmung gliedert sich in unterschiedliche Methoden für die jeweiligen Aktortypen auf, da unterschiedliche Berechnungsansätze und Ziele zu Grunde gelegt werden müssen. Diese definieren sich vor allem ausgehend von den betrieblichen und technischen Charakteristika der verschiedenen Aktortypen. Daher bietet es sich an, die Methodik der Flexibilitätsbestimmung entsprechend der verschiedenen Stellgrößen (vgl. Abschnitt 4.2.3) zu orientieren, sodass ein besseres Verständnis vermittelt werden kann. Zusammengefasst muss die Flexibilitätsbestimmung für die folgenden Stellgrößen berücksichtigt werden:

- 1) $P_{a,c,\max}^*$ Anpassung der Ladeleistung für die Traktionsbatterie im Batterie-Oberleitungsbus

- 2) $P_{a,t,max}^*$ Anpassung der Traktionsleistung im (Batterie-)Oberleitungsbus
- 3) $P_{a,ev,max}^*$ Anpassung der Ladeleistung des E-Auto-Ladepunktes
- 4) $P_{a,st}^*$ Anpassung der Entladeleistung des Stationären Energiespeichers

Im Kontext der Flexibilitätsermittlung wird jeweils für 1) für 3) und 4) sowie für 5) ein differenzierter, methodischer Ansatz angewendet.

Hinsichtlich der Flexibilitätsermittlung für 1) gilt es vor allem, den Anteil an der temporär verzichtbaren Energiemenge zu identifizieren, sodass diesem Aktortyp keine betrieblichen Einschränkungen auf oberleitungsfreien Streckenabschnitten drohen. Für die Flexibilitätsermittlung wird im Folgenden die **Methode A** angewendet.

Des Weiteren werden 3) und 4) ebenfalls kombiniert betrachtet – in diesem Fall gilt, dass den entsprechenden Aktortypen ein reduzierter Leistungsbezug eingeräumt wird, sodass der regelungstechnische Eingriff lediglich einer *Drosselung* ohne weitere zu beachtende Konsequenzen oder Bedingungen gleichkommt. In diesem Fall wird die **Methode B** angewendet.

Für die Anwendung der Stellgröße in 5) gilt die aktorseitige Besonderheit eines deterministischen Leistungsverhaltens – d. h. das Lade- und Entladeverhalten des Stationären Energiespeichers resultiert in jedem Fall als Vorgabe der Netzzustandsregelung und -optimierung (vgl. Abschnitt 4.4). Zur Flexibilitätsermittlung kommt in diesem Fall die **Methode C** zum Einsatz.

Flexibilitätsermittlung nach Methode A

Der netzdienliche Einsatz der Traktionsbatterie im Sinne der Ladeleistungsreduktion $P_{a,c,max}^*$, gilt im Hinblick auf den Wandlungsprozess der Oberleitungsbussysteme (vgl. Abschnitt 2.2) als wertvollste Regelgröße. Dies wird auf die Tatsache zurückgeführt, dass die Traktionsbatterien der BOBs den wesentlichen Anteil des gesteigerten Leistungsbezugs und den damit verbundenen Netzauswirkungen (vgl. Abschnitt 2.4.2) im zukünftigen Oberleitungsbussystem verantworten. Gleichzeitig repräsentieren die Traktionsbatterien eine essenzielle und sensible Systemkomponente, da ein ausreichender SOC für die oberleitungsfreien Streckenabschnitte zwecks Einhaltung der Betriebssicherheit gewährleistet werden muss. Aus diesem Grund erfolgt die Flexibilitätsermittlung für die o. g. Stellgröße unter besonderer Berücksichtigung des Ladeprozesses, sodass etwaige Regelungseingriffe keinen negativen Einfluss auf den Betrieb des ÖPNV haben.

Die regelungstechnische Nutzung der Traktionsbatterie hat eine verzögerte Aufladung der Traktionsbatterie zur Folge – es gilt grundsätzlich für jeden BOB vor Verlassen des Oberleitungsnetzes zum Zeitpunkt $t = T_E$ die Bedingung, dass der Ladezustand zu 100 % voll ist:

$$SOC_a(t = T_E) := 1 \quad (4.21)$$

Die Methodik zur Berechnung des SOC's wird im Folgenden (vgl. Gleichung 4.22) erläutert.

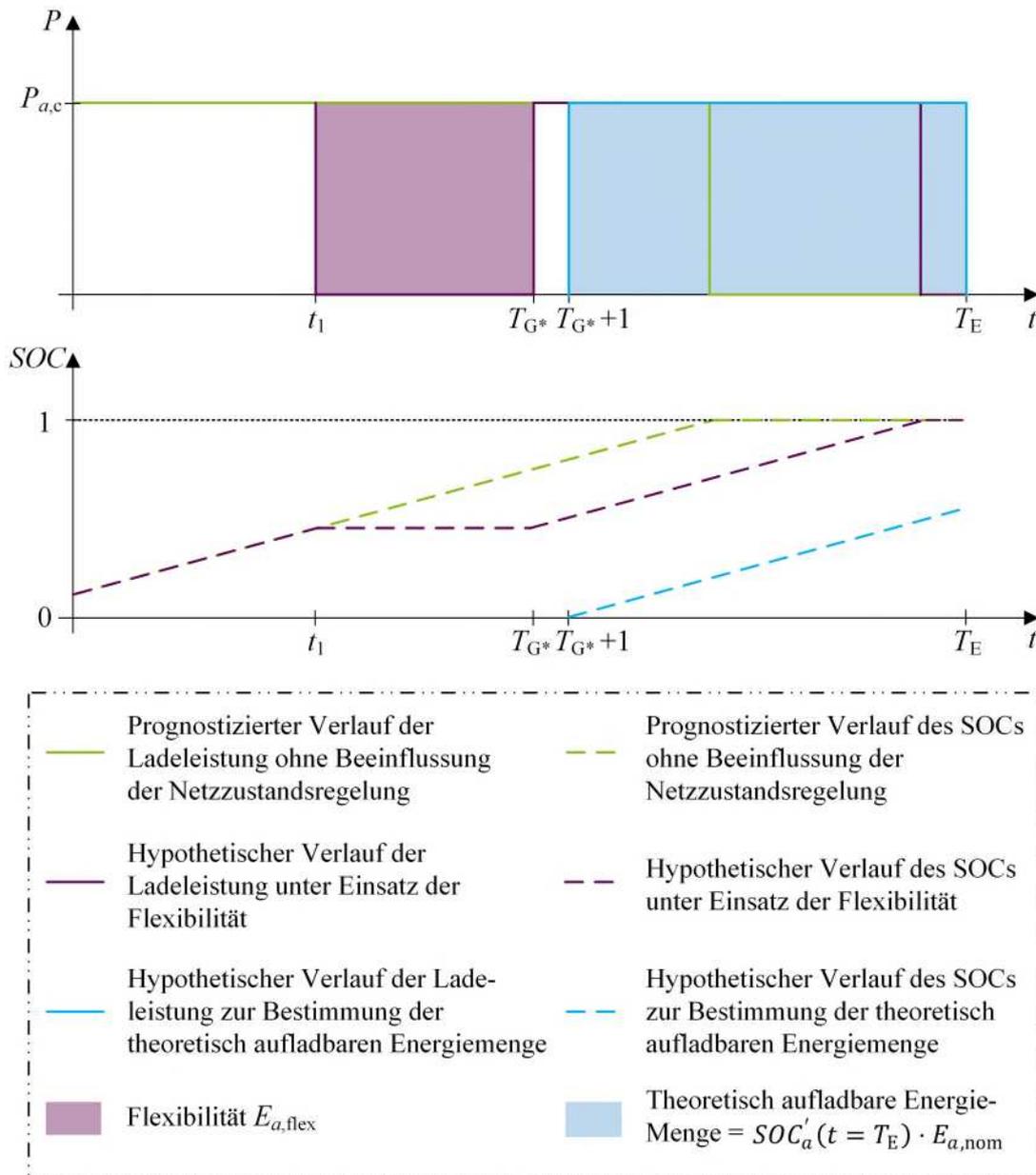


Abbildung 4-6: Schematische Darstellung der Flexibilitätsermittlung nach Methode A zur Unterbindung der Ladeleistung der Traktionsbatterie im Batterie-Oberleitungsbuss

Das Konzept der Flexibilitätsermittlung sieht gemäß Abbildung 4-6 vor, dass auf Basis der verbliebenen Zeit unterhalb der Oberleitung, ab dem ersten Folgezeitschritt des Regelungseingriffs $t = T_{G^*} + 1$, die theoretisch aufladbare Energiemenge ermittelt wird, sodass die in Folge des Regelungseingriffs vorhaltbare ($P_{a,c,max}^*$) Energiemenge bzw. die Flexibilität $E_{a,flex}$ genau bestimmt werden kann. Abbildung 4-6 veranschaulicht zunächst qualitativ den prognostizierten Verlauf der Ladeleistung (oben) sowie des SOC (unten) *ohne* Beeinflussung der Netzzustandsregelung (grün markiert). Die hypothetischen Verläufe beider Diagramme unter Einsatz der Flexibilität $E_{a,flex}$ (violett markierte Fläche) und folglich *mit* Beeinflussung der Netzzustandsregelung (Regelungseingriff) sind in violett dargestellt und veranschaulichen für die Dauer des Regelungseingriffs $\Delta t_{G^*} = [t_1, \dots, T_{G^*}]$ zum einen die unterbrochene Ladeleistung der Traktionsbatterie (oben), welche einen Regelungseingriff darstellt und zum anderen den

konstanten Verlauf des SOC's (unten). Hierbei ist aus dem Verlauf des hypothetischen SOC's ersichtlich, dass der Ladezustand der Traktionsbatterie – trotz des Regelungseingriffs – zum Zeitpunkt $t = T_E$ 100 % voll ist und somit die Bedingung gemäß Gleichung 4.21 erfüllt. Zur tatsächlichen Berechnung der Flexibilität $E_{a,\text{flex}}$ ist die theoretisch aufladbare Energiemenge (blau markierte Fläche) notwendig, welche aus dem durchgehenden Ladeprozess der Traktionsbatterie ab dem Folgezeitschritt des Regelungseingriffs $t = T_{G^*} + 1$ bis zum Verlassen des Oberleitungsnetzes $t = T_E$ resultiert. Zur Ermittlung der theoretisch aufladbaren Energiemenge wird eine angepasste Form der *Coulomb-Counting*²² Methode angewendet [113]:

$$SOC'_a(t = T_E) = SOC'_{a,0}(t = T_{G^*} + 1) + \frac{1}{E_{a,\text{nom}}} \cdot \int_{T_{G^*}+1}^{T_E} \bar{P}_{a,c}(t) dt \quad (4.22)$$

$SOC'_a(t = T_E)$ repräsentiert dabei den hypothetischen Ziel-Ladezustand des BOBs zu dem Zeitpunkt T_E unmittelbar bevor das Oberleitungsnetz verlassen wird. Damit die theoretisch aufladbare Energiemenge (vgl. Abbildung 4-6; blau markierte Fläche) bestimmt werden kann, wird der Start-Ladezustand zu Beginn der Berechnung (Folgezeitschritt des Regelungseingriffs $t = T_{G^*} + 1$) hypothetisch zu

$$SOC'_{a,0}(t = T_{G^*} + 1) = 0 \quad (4.23)$$

gesetzt. Anschließend berechnet sich $SOC'_a(t = T_E)$ gemäß Gleichung 4.22 ausgehend von dem arithmetischen Mittelwert der Ladeleistung $\bar{P}_{a,c}(t)$ des BOBs, welcher über das Zeitintervall $[T_{G^*} + 1; T_E]$ integriert wird und mit der nominellen Speicherkapazität $E_{a,\text{nom}}$ des BOBs in Verhältnis gesetzt wird. Die verbliebene Zeit unterhalb der Oberleitung kann anhand der ausstehenden Streckenlänge und der Durchschnittsgeschwindigkeit eines BOBs ermittelt werden. Die ausstehende Streckenlänge wird dem – durch die Netzzustandsprognose bereitgestellten – Datensatz (vgl. Tabelle 2-2; Abschnitt 2.5.1) entnommen. Die Durchschnittsgeschwindigkeit und der Mittelwert der Ladeleistung werden vorab im Rahmen umfassender Simulationsuntersuchungen für jede Buslinie bestimmt, sodass linien- und streckenabschnittstypische Charakteristika berücksichtigt werden können.

Zur Ermittlung des flexiblen Anteils des SOC's muss abschließend der tatsächliche Ladezustand $SOC_a(t = T_{G^*})$ im letzten Zeitschritt des notwendigen Regelungseingriffs berücksichtigt werden, da die Traktionsbatterie zum Zeitpunkt $t = T_{G^*}$ ggf. nicht vollständig geladen ist:

$$SOC_{a,\text{flex}} = SOC'_a(t = T_E) - (1 - SOC_a(t = T_{G^*})) \quad (4.24)$$

²² dt. Ladungszähler; Etablierte Methode zur Ladezustandsbestimmung von Akkumulatoren

Der resultierende Ladezustand $SOC_{a,flex}$ dient als Grundlage zur Bestimmung der Flexibilität $E_{a,flex}$ welche sich mithilfe der Batteriespeicherkapazität $E_{a,nom}$ wie folgt berechnet:

$$E_{a,flex} = E_{a,nom} \cdot SOC_{a,flex} \quad (4.25)$$

Für den Fall, dass

$$E_{a,flex} \leq 0 \quad (4.26)$$

ist, wird der analysierte Aktor verworfen. Die ermittelten Flexibilitäten nach der **Methode A** werden zur weiteren Verarbeitung innerhalb der Hilfsvariable $n_{A,flex}$ zusammengefasst, damit die Priorisierung der Flexibilitäten im Anschluss erfolgen kann – die damit verbundene Methodik wird im weiteren Verlauf des Abschnitts erläutert.

$$n_{A,flex} \in E_{a,flex} \forall a | a \in \mathbb{N}_1 \quad (4.27)$$

Flexibilitätsermittlung nach Methode B

Die Flexibilitätsermittlung für die Anpassung der Traktionsleistung im (Batterie-)Oberleitungsbus $P_{a,t,max}^*$ bzw. der Ladeleistung des E-Auto-Ladepunktes $P_{a,ev,max}^*$, erfolgt durch die Differenzbildung des prognostizierten Leistungswertes und einem vorgegebenen, aktorspezifischen Grenzwert der Bezugsleistung $P_{a,lim}$, welcher sich wie folgt berechnet:

$$P_{a,lim} = P_{a,max} \cdot \mu_B \quad (4.28)$$

$$0 < \mu_B \leq 1 | \mu_B \in \mathbb{Q}$$

Der Grenzwert $P_{a,lim}$ repräsentiert in diesem Kontext einen Schwellenwert, welcher in Abhängigkeit der maximalen Bezugsleistung $P_{a,max}$ gebildet wird und von dem jeweiligen Aktor nicht überschritten werden soll. Somit kann bspw. der Systembetreiber für die entsprechende(n) Aktorgruppe(n) ein Leistungsband μ_B definieren, um welches die betriebliche Bezugsleistung für den regelungstechnischen Einsatz maximal reduziert werden darf – im Sinne der zu verhindernden Betriebseinschränkungen sollte μ_B durch den Systembetreiber möglichst groß gewählt werden.

Die Flexibilität $E_{a,flex}$ wird folglich entsprechend der Gleichungen 4.29 und 4.30 und Abbildung 4-7 ermittelt.

$$P_{a,flex}(t) = P_a(t) - P_{a,lim} \quad (4.29)$$

$$E_{a,flex} = \begin{cases} \int_{t_1}^{T_{G^*}} P_{a,flex}(t) dt, & P_a(t) > P_{a,lim} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.30)$$

Abbildung 4-7 veranschaulicht die unbeeinflusste Bezugsleistung eines Aktors P_a (grün markiert) sowie den aktorspezifischen Grenzwert $P_{a,\text{lim}}$, welcher entsprechend Gleichung 4.28 berechnet wird. Die Flexibilität (grüne Fläche) stellt in diesem Zusammenhang die Energiemenge dar, welche sich durch Reduktion der Bezugsleistung P_a bis hin zum aktorspezifischen Grenzwert $P_{a,\text{lim}}$ für die Dauer des Regelungseingriffs $\Delta t_{G^*} = [t_1, \dots, T_{G^*}]$ ergibt. Im Rahmen der **Methode B** berechnet sich die Flexibilität $E_{a,\text{flex}}$ des entsprechenden Aktors folglich aus der Integration der Leistung $P_{a,\text{flex}}(t)$ für jene Zeitschritte, in welchen die Bezugsleistung des Aktors $P_a(t)$ über dem aktorspezifischen Grenzwert $P_{a,\text{lim}}$ liegt.

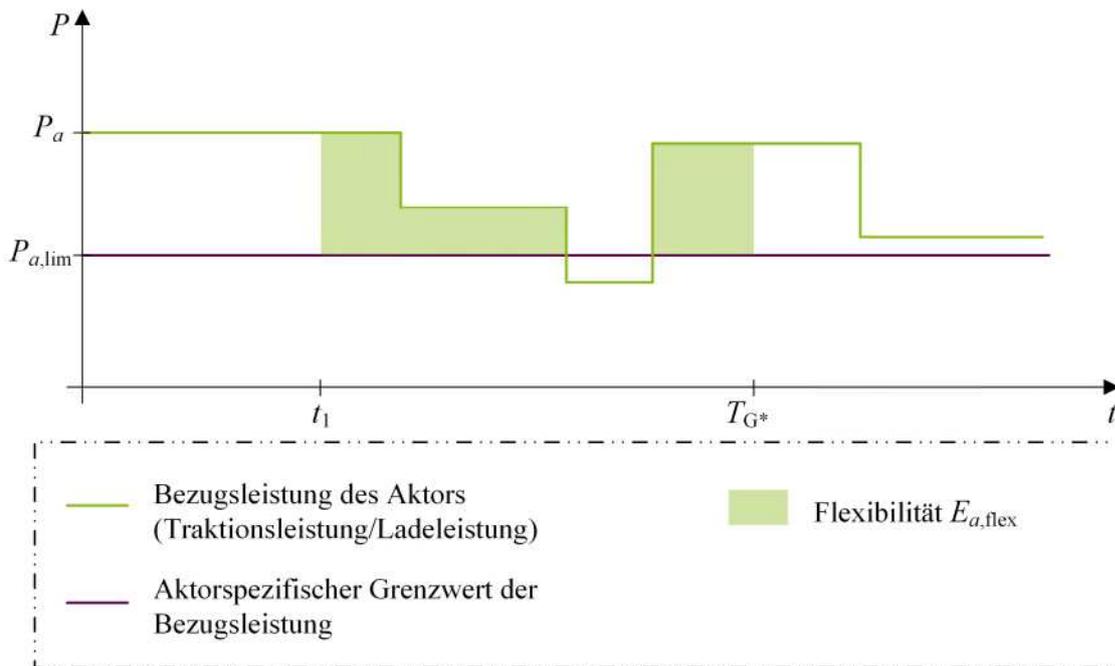


Abbildung 4-7: Schematische Darstellung der Flexibilitätsermittlung nach Methode B zur Anpassung der Bezugsleistung

Im Anschluss an die Überprüfung der in Gleichung 4.26 aufgeführten Bedingung, werden die ermittelten Flexibilitäten nach der **Methode B** zur weiteren Verarbeitung und zwecks Priorisierung innerhalb der Hilfsvariable $\mathbf{n}_{B,\text{flex}}$ zusammengefasst.

$$\mathbf{n}_{B,\text{flex}} \in E_{a,\text{flex}} \forall a | a \in \mathbb{N}_1 \quad (4.31)$$

Flexibilitätsermittlung nach Methode C

Die Flexibilitätsermittlung für die Stationären Energiespeicher nach der **Methode C** orientiert sich grundsätzlich an der gespeicherten Energiemenge E_a , welche in Abhängigkeit des Ladezustands SOC_a sowie der Batteriespeicherkapazität $E_{a,\text{nom}}$ ermittelt werden kann:

$$E_a = SOC_a \cdot E_{a,\text{nom}} \quad (4.32)$$

Anschließend wird auf Grundlage der maximalen Entladeleistung $P_{a,\text{max}}$ des Aktors und der Dauer des Regelungseingriffs T_{G^*} die theoretisch entnehmbare Energiemenge $E_{a,d}$ berechnet:

$$E_{a,d} = T_{G^*} \cdot P_{a,max} \quad (4.33)$$

$E_{a,d}$ repräsentiert somit die maximale Flexibilität des Aktors, sofern der aktuelle Speicherzustand dies zulässt. Zur Bestimmung und Validierung der tatsächlichen Flexibilität $E_{a,flex}$ gilt es folglich die theoretisch entnehmbare Energiemenge $E_{a,d}$ mit der gespeicherten Energiemenge E_a zu vergleichen:

$$E_{a,flex} = \begin{cases} E_{a,d}, & E_a \geq E_{a,d} \\ E_a, & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.34)$$

Sollte der Actor über einen unzureichenden Speicherzustand verfügen wird die Flexibilität $E_{a,flex}$ gleich der gespeicherten Energiemenge E_a gesetzt.

Die ermittelten Flexibilitäten nach der **Methode C** werden zur weiteren Verarbeitung und zwecks Priorisierung ebenfalls innerhalb einer Hilfsvariable $\mathbf{n}_{C,flex}$ zusammengefasst.

$$\mathbf{n}_{C,flex} \in E_{a,flex} \forall a | a \in \mathbb{N}_1 \quad (4.35)$$

Priorisierung der ermittelten Flexibilitäten

Im Anschluss an die Flexibilitätsermittlung im Rahmen der drei verschiedenen **Methoden A, B und C** müssen die identifizierten Aktoren, welche über eine validierte Flexibilität verfügen, in einer zweckdienlichen Rangfolge sortiert werden. Dazu wird für die jeweiligen Mengen $\mathbf{n}_{x,flex}$ eine absteigende Sortierung \mathbf{s}_x ausgehend von dem Wert der Flexibilität vorgenommen, sodass der Actor mit der höchsten Flexibilität – im Sinne der Netzzustandsregelung – die höchste Priorität erhält:

$$\mathbf{s}_x = [\arg \max\{\mathbf{n}_{x,flex}\}; \arg \min\{\mathbf{n}_{x,flex}\}] \quad (4.36)$$

$$x \in \{A, B, C\}$$

Die resultierenden Mengen \mathbf{s}_x werden darüber hinaus in einem letzten Schritt zusammengefasst und entsprechend der in Tabelle 4-1 aufgeführten, übergeordneten Actorpriorisierung sortiert. Dies lässt sich beispielhaft für die Priorisierung $C > A > B$ (gemäß Tabelle 4-1) wie folgt darstellen:

$$\mathbf{s}_{flex} = [\mathbf{s}_C, \mathbf{s}_A, \mathbf{s}_B] \quad (4.37)$$

Der übergeordnete methodische Ablauf der vorgestellten Actoranalyse ist in Abbildung 4-8 dargestellt. Ausgehend von der – durch die Netzzustandsbewertung bereitgestellte – Datengrundlage (vgl. Abschnitt 3.2.3) wird jeder Zustandsindikation ein temporärer Hilfsindex x zugeordnet mit $x \in \{1, \dots, X | x \in \mathbb{N}_1\}$, damit diese kumuliert betrachtet und die o. g. Actoranalyse für die Gesamtheit der Zustandsindikationen X iterativ durchgeführt werden kann. Hierbei muss beachtet

werden, dass bzgl. der Indexierung lediglich jene Zustandsindikationen berücksichtigt werden, welche gemäß der Erläuterungen in Abschnitt 3.2.3 von der höchsten Kritikalität innerhalb einer Aggregationsgruppe ID_{AG} gekennzeichnet sind. Sollte keine geeignete Aktorik für den regelungstechnischen Umgang mit einer Netzzustandsindikation identifiziert worden sein und somit die Menge $s_{flex} = \{\}$ für den entsprechenden Iterationsschritt leer sein, wird das vorliegende Problem verworfen, da keine Aktorik für den Regelungseingriff verfügbar ist. Andernfalls werden die relevanten Aktorinformationen wie bspw. die eindeutigen Identifikationen b der verfügbaren Aktoren D_b samt der dazugehörigen und sortierten Flexibilitäten an den konsekutiven Funktionsblock der *Stellgrößenberechnung* übergeben. Darüber hinaus wird die Aktoranalyse für alle verbleibenden Zustandsindikationen durchgeführt bis keine weiteren mehr vorliegen.

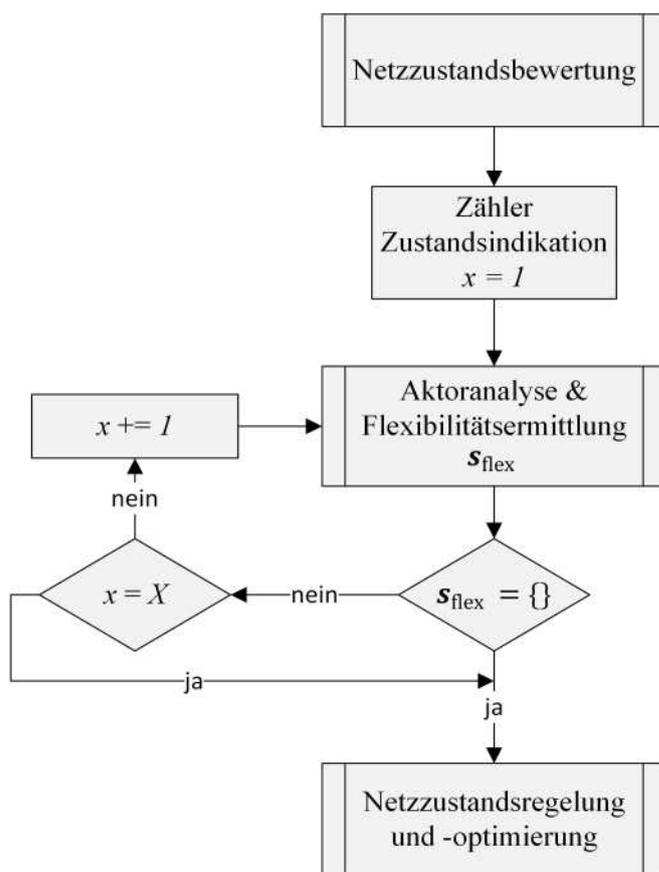


Abbildung 4-8: Methodischer Ablauf der Aktoranalyse als Grundlage für die weiteren Verfahrensbestandteile

4.3.2 Berechnung der Stellgrößen

Die Berechnung geeigneter Stellgrößen im Rahmen der prädiktiven Netzzustandsregelung dient zur Prävention (semi-)kritischer Spannungsunterschreitungen und Betriebsmittelüberlastungen. Bedingt durch die zur Verfügung stehende Aktorik in dem vorliegenden Fall eines Gleichspannungssystems sieht die Regelungsstrategie eine *Betriebspunktverschiebung* vor, welche mittels einer *Wirkleistungsanpassung* der flexiblen Netzteilnehmer erfolgt. Das Ziel der Betriebspunktverschiebung ist es, ausgehend von den gegebenen Regelabweichungen e

(vgl. Abschnitt 3.2.2) eine Stellgröße zu bestimmen, sodass die abweichenden Regelgrößen topologisch gezielt den dazugehörigen Führungsgrößen nachgeführt werden können und folglich das Oberleitungsbussystem innerhalb der definierten Grenzwerte betrieben wird. Ausgehend von Gleichung 4.12 (vgl. Abschnitt 4.2.1) ist es ersichtlich, dass eine Änderung der Wirkleistung an einem Netzknoten eine Änderung der Spannung an weiteren elektrisch verbundenen Netzknoten zur Folge hat – dieser Effekt stellt sich in Abhängigkeit der topologisch bedingten Konduktanz, welche die entsprechenden Netzknoten zueinander aufweisen, ein (vgl. Gleichung 4.13; Abschnitt 4.2.1). Das veränderte Spannungsniveau im Netz bzw. in einer Netzzone wirkt sich wiederum auf die Leistungsflüsse und somit auch auf die Leiterströme und die Unterwerksauslastung aus, sodass die Wirkleistungsregelung als geeigneter Mechanismus zur Bewerksstellung der hiesigen Anforderungen betrachtet werden kann. Vor diesem Hintergrund wird grundsätzlich die Existenz lokaler Steuereinrichtungen in den berücksichtigten Aktoren vorausgesetzt, sodass eine Wirkleistungsanpassung durch den Empfang und die Umsetzung von Regelungsbefehlen realisiert werden kann. Die Ermittlung selektiver Regelungsbefehle wird im Folgenden hinsichtlich der Methodik und der mathematischen Berechnungsweise erläutert (*Berechnung der Stellgrößen*). Dabei wird zwischen der *indirekten Spannungsregelung* sowie der *direkten Strom- und Leistungsregelung*²³ unterschieden.

In den nachfolgenden Erläuterungen werden die aktorspezifischen, differenzierten Sollwerte, welche in Abschnitt 4.2.3 vorgestellt wurden der Einfachheit halber zu P_a^* zusammengefasst:

$$\underbrace{P_{a,ev,max}^*, P_{a,t,max}^*, P_{a,c,max}^*, P_{a,st}^*}_{P_a^*} \quad (4.38)$$

Der Sollwert P_a^* wird im Funktionsablauf der Netzzustandsregelung periodisch für die gesamte Dauer des Regelungseingriffs T_{G^*} bestimmt und liegt somit abschließend als Zeitreihe \mathbf{P}_a^* vor – zur vereinfachten Erläuterung wird im Folgenden zunächst der stationäre Fall in einem einzelnen Zeitschritt mit dem zeitdiskreten Sollwert P_a^* betrachtet.

Der dynamische, gesuchte Sollwert der Wirkleistung P_a^* setzt sich grundsätzlich in jedem Zeitschritt des Regelungseingriffs aus der vorherrschenden Wirkleistung P_a eines Aktors und der zu identifizierenden Wirkleistungsänderung ΔP_a zusammen:

$$P_a^* = P_a + \Delta P_a \quad (4.39)$$

Dabei wird die Wirkleistungsänderung ΔP_a fallspezifisch in Abhängigkeit der Zustandsindikationen (vgl. Abschnitt 3.2.2) und der jeweiligen Regelabweichung $e_{U,k}$, $e_{I,ij}$ oder $e_{p,s}$ numerisch bestimmt, wodurch der Stellgröße folglich die zweckdienliche Funktionalität eingeräumt wird:

²³ Das Regelungsziel der Strom- und Leistungsregelung wird auch häufig mit dem Begriff *Engpassmanagement* verbunden.

$$\Delta P_a = \begin{cases} f(e_{U,k}), & Z_{\text{krit,U}} = 1 \vee Z_{\text{sem,U}} = 1 \\ f(e_{I,ij}), & Z_{\text{krit,I}} = 1 \\ f(e_{P,s}), & Z_{\text{krit,P}} = 1 \end{cases} \quad (4.40)$$

Die netzdienliche Wirksamkeit der zu berechnenden Stellgröße korreliert stark mit der Genauigkeit des mathematischen Streckenmodells – dieses wird sowohl zur numerischen Bestimmung der Stellgröße als auch zur konsekutiven Prädiktion der Stellgrößenauswirkung angewendet (vgl. Abschnitt 4.1). Zur Kompensation etwaiger Ungenauigkeiten hinsichtlich der Regelstrecke und der Netzzustandsprognose bietet es sich an, eine Reglerverstärkung anzuwenden [106]. Diese wird in Form von einem individuellen Verstärkungsfaktor c_x mit $x \in \{U, I, P\}$ definiert, welcher fallspezifisch auf die ermittelte Wirkleistungsänderung ΔP_a angewendet wird:

$$P_a^* = \begin{cases} P_a + c_x \cdot \Delta P_a, & \left| \frac{\Delta P_a}{P_{a,\text{inst}}} \right| > k_{P,\text{min}} \\ P_a + \Delta P_a, & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.41)$$

Der Einsatz eines Verstärkungsfaktors c_x substituiert die nicht vorhandene *integrierende* Komponente (I-Regler; vgl. Abschnitt 4.1) des Reglers und ermöglicht in einem iterativen Prozess die asymptotische Annäherung an die Führungsgröße, damit keine Überkompensation aus dem Regelungseingriff resultiert. Zur Steigerung der Reglerstabilität wird der Verstärkungsfaktor c_x lediglich auf jene Sollwerte angewendet, welche bei betragsmäßiger Betrachtung des Verhältnisses zwischen Wirkleistungsänderung ΔP_a und installierter Leistung des Aktors $P_{a,\text{inst}}$ eine Mindeständerung von $k_{P,\text{min}}$ aufweisen. Letzteres ermöglicht es residuale Regelabweichungen präventiv zu verhindern, indem kleinere Wirkleistungsänderungen von der Verstärkung ausgeschlossen werden. Die Ermittlung des Verstärkungsfaktors muss stets spezifisch für ein Streckenmodell erfolgen und wird in dieser Arbeit über eine Reglereinstellung gemäß dem heuristischen *Ziegler-Nichols-Verfahren* erreicht und nicht weiter im Detail thematisiert [106].

Die Systematik zur algorithmischen Bestimmung von Stellgrößen basiert gemäß Abbildung 4-9 in erster Instanz auf einer iterativen Annäherung unter Einsatz einer Leistungsflussberechnung (vgl. Abschnitt 4.2.1), sodass die primäre Stellgröße P_a^{**} bestimmt wird. In diesem Kontext wird die Anpassung der Wirkleistung berechnet, sodass die konsekutiven Verfahrensbestandteile zur Aufbereitung der Stellgrößen erfolgen können. Diese umfassen eine Glättung (P_a^*) und Diskretisierung (P_a^*) der ermittelten primären Stellgröße P_a^{**} sodass im Anschluss an die Diskretisierung die endgültige Stellgröße P_a^* vorliegt – die damit verbundene methodische Vorgehensweise wird im Laufe des Abschnitts vorgestellt. Hinsichtlich der Bestimmung der primären Stellgröße wird ausgehend von der Zustandsindikation zwischen der *indirekten Spannungsregelung* und der *direkten Strom- und Leistungsregelung* unterschieden.

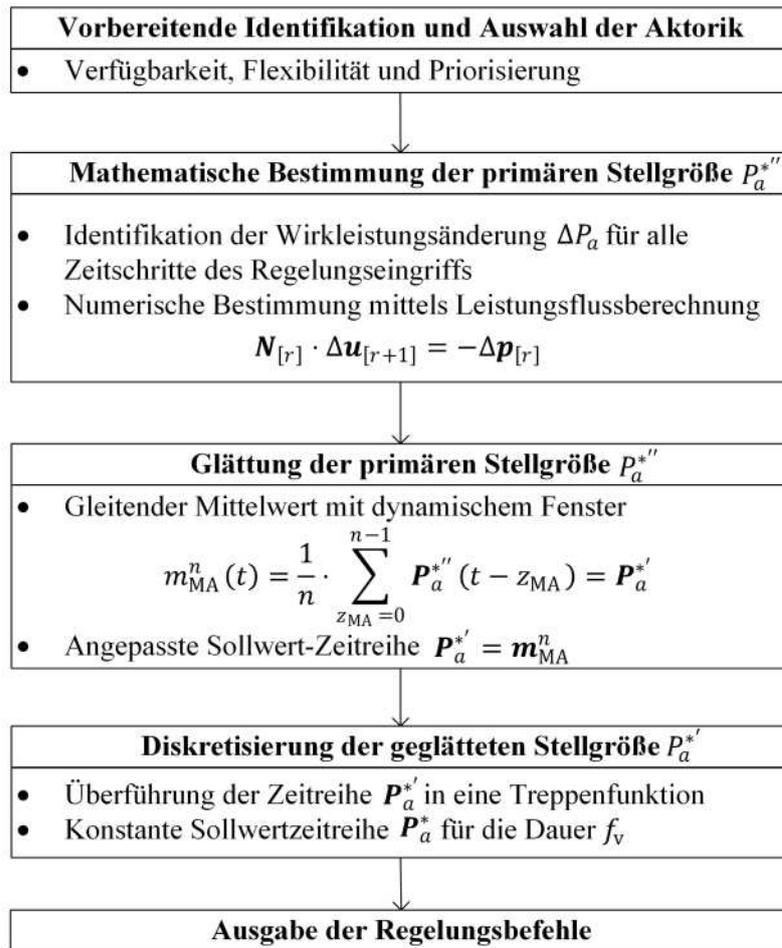


Abbildung 4-9: Funktionsbausteine zur algorithmischen Ermittlung und Aufbereitung von Stellgrößen

Indirekte Spannungsregelung zur Prävention der Spannungsunterschreitung

Durch die Wirkleistungsanpassung an einem Netzknoten stellt sich in Abhängigkeit des ohmschen Widerstands (zwischen dem Netzknoten und Unterwerk) eine veränderte Knotenspannung am entsprechenden Netzknoten ein. Darüber hinaus beeinflusst der veränderte Leistungsfluss auch weitere Knotenspannungen in der Netzzone.

Dieser Zusammenhang kann im Rahmen der indirekten Spannungsregelung mithilfe der Leistungsflussberechnung genutzt und numerisch bestimmt werden, sodass eine selektive, positive Beeinflussung des problembehafteten Netzknotens erfolgt. Das Verfahren sieht entsprechend Abbildung 4-10 grundsätzlich eine iterative Betriebspunktverschiebung sowie einen kumulativen Regelungseingriff vor. In diesem Kontext wird zunächst ausgehend von dem am höchsten priorisierten Aktor aus der Menge s_{flex} (vgl. Gleichungen 4.36 und 4.37) die Wirkleistungsänderung berechnet. Dabei definiert sich die Mindestschrittweite der Wirkleistungsanpassung ΔP_a am Knoten a in Abhängigkeit der für den ausgewählten Aktor D_b hinterlegten Parametrierung:

$$\Delta P_a \geq \Delta P_{b,min} \quad (4.42)$$

Anschließend erfolgt die Betriebspunktvalidierung der Regelgrößen in Bezug auf die Rückstellhysteresen (vgl. Gleichungen 4.45, 4.50 und 4.51). Sollte der Betriebspunkt nicht vollständig validiert sein erfolgt – sofern der Aktor über die entsprechende Flexibilität verfügt – im Rahmen der iterativen Betriebspunktverschiebung eine erneute Anpassung der Wirkleistung für den vorab priorisierten Aktor (vgl. Abschnitt 4.3.1). Sollte dies nicht möglich sein wird die ermittelte Stellgröße als Regelungsbefehl aufbereitet und es erfolgt darüber hinaus im Rahmen des kumulativen Regelungseingriffs eine Überprüfung bzgl. weiterer verfügbarer Aktorik aus der Menge s_{flex} (vgl. Gleichungen 4.36 und 4.37). Für den Fall, dass weitere Aktorik verfügbar ist wiederholt sich der beschriebene Funktionsablauf bis die Betriebspunktvalidierung erfolgreich ist oder keine weitere Aktorik mehr zur Anpassung verfügbar ist.

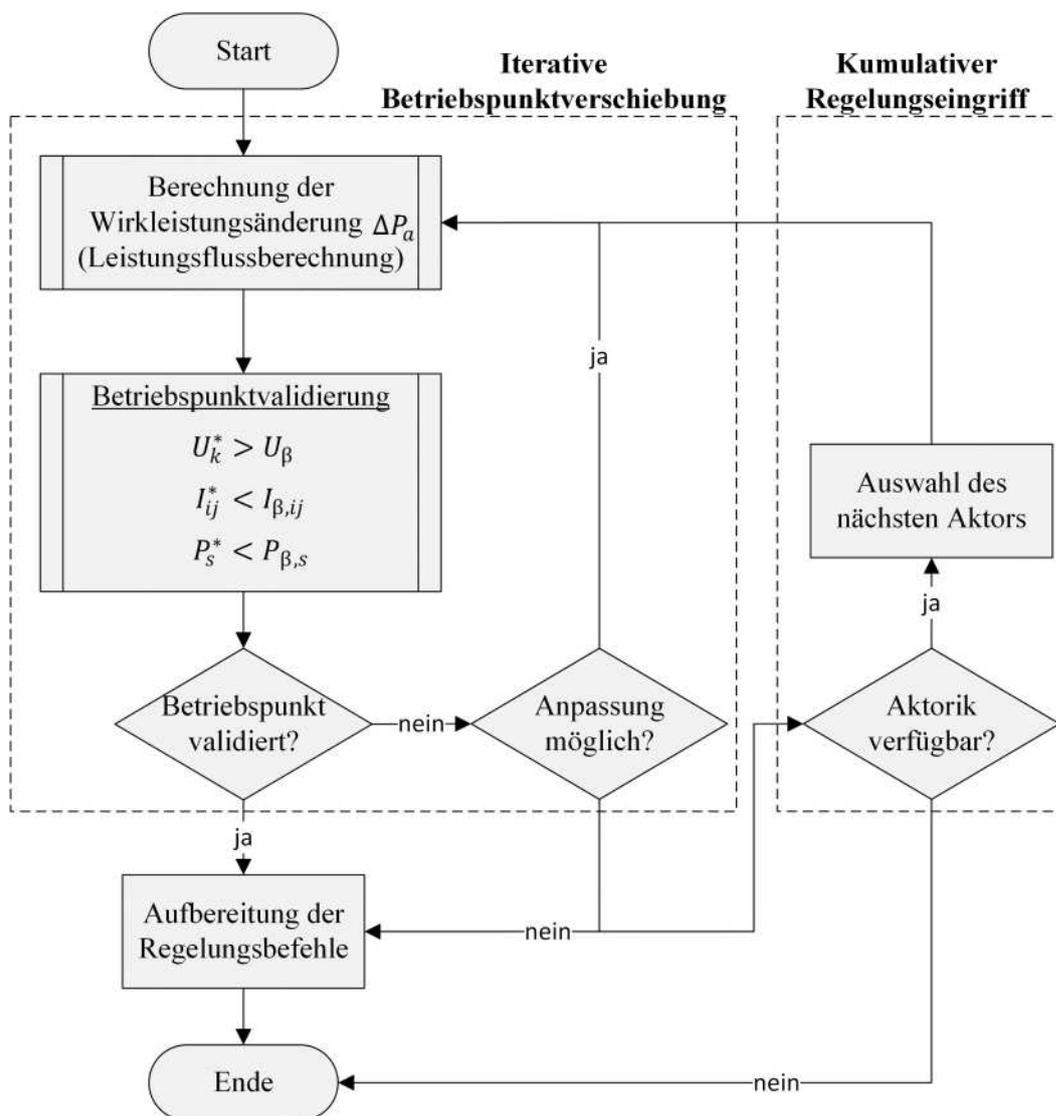


Abbildung 4-10: Methodischer Ablauf der Betriebspunktverschiebung

Mittels einer iterativen Anpassung der Wirkleistung können die sich verändernden Knotenspannungen u_k analysiert werden. Die Spannungsänderung ΔU_k an einem Netzknoten ergibt sich als Funktion der Wirkleistungsänderung:

$$\Delta U_k = f(\Delta P_a) \quad (4.43)$$

Ausgehend davon kann grundsätzlich jeder Aktortyp im Oberleitungsbussystem eingesetzt werden – vorausgesetzt die notwendige Flexibilität ist gegeben. Die Wirksamkeit des in Gleichung 4.43 aufgeführten Zusammenhangs steht in direktem Bezug mit den topologischen Eigenschaften. Die Anpassung der Wirkleistung wird in Abhängigkeit der parametrisierten Mindestschrittweite iterativ wiederholt, bis die Spannung des betroffenen Netzknotens, welcher als Auslöser der Zustandsindikation identifiziert wurde sich oberhalb des Grenzwertes befindet.

Hierbei gilt die allgemeine Bedingung, dass die Spannungsänderung in jedem Fall größer als die identifizierte Regelabweichung zu bestimmen ist (vgl. Abschnitt 3.2.2):

$$\Delta U_k \stackrel{!}{>} |e_{U,k}| \quad (4.44)$$

In diesem Kontext gilt für die Regelgröße U_k^* als Resultat der Sollwertumsetzung die Erfüllung der Hysteresebedingung (vgl. Abschnitt 3.2.2)

$$U_k^* = U_k + \Delta U_k \stackrel{!}{\geq} U_\beta \quad (4.45)$$

wodurch die Regelgröße der Führungsgröße nachgeführt werden kann.

Direkte Strom- und Leistungsregelung zur Prävention der Betriebsmittelüberlastung

Das Verfahren zur direkten Strom- und Leistungsregelung folgt im Wesentlichen dem Schema der indirekten Spannungsregelung und kann ebenfalls Abbildung 4-10 entnommen werden. Die Wirkleistungsanpassung repräsentiert eine wirksame Maßnahme zur Prävention der Betriebsmittelüberlastung, da bspw. die Reduktion der Wirkleistung einen verringerten Leistungsfluss bzw. Zweigstrom zur Folge hat und somit zu einer verringerten Auslastung der Leitungen und Unterwerke führt. In diesem Kontext werden die – aus der Leistungsflussberechnung – bereitgestellten Knotenspannungen dazu genutzt, die Potenzialdifferenz zweier Netzknoten i und j , welche einen Zweig einschließen, zu berechnen:

$$U_{ij} = U_i - U_j \quad (4.46)$$

Der Zweigstrom I_{ij} steht in folgendem Zusammenhang mit der Zweigkonduktanz g_{ij} und der Potenzialdifferenz U_{ij}

$$I_{ij} = g_{ij} \cdot U_{ij} \quad (4.47)$$

und kann analog zu Gleichung 4.43 wie folgt hinsichtlich der Wirkleistungsänderung dargestellt werden:

$$\Delta I_{ij} = g_{ij} \cdot [\Delta U_i(\Delta P_a) - \Delta U_j(\Delta P_a)] \quad (4.48)$$

Hinsichtlich der Unterwerksleistung werden ebenfalls die sich verändernden Zweigströme dazu genutzt, um die Bilanz aller Ströme der Sammelschiene im Unterwerk zu berechnen. Dabei lässt sich der Zusammenhang zwischen der Unterwerksleistung und aller Abgänge eines Unterwerks $q \in \{1, \dots, Q | q \in \mathbb{N}_1\}$ bzw. abfließenden Ströme wie folgt beschreiben:

$$P_s = U_s \cdot \sum_{q=1}^Q I_{iq} \quad (4.49)$$

Ferner gelten für die direkte Strom- und Leistungsregelung die gleichen Bedingungen, welche bereits für die indirekte Spannungsregelung angewendet wurden:

$$|\Delta I_{ij}| \stackrel{!}{\leq} |e_{l,ij}|, I_{ij}^* = I_{ij} + \Delta I_{ij} \stackrel{!}{\leq} I_{\beta,ij} \quad (4.50)$$

$$|\Delta P_s| \stackrel{!}{\leq} |e_{P,s}|, P_s^* = P_s + \Delta P_s \stackrel{!}{\leq} P_{\beta,s} \quad (4.51)$$

Abbildung 4-11 veranschaulicht ein Szenario, in welchem die Auswirkung der Betriebspunktverschiebung mittels des Aktors BOB am Beispiel der indirekten Spannungsregelung beobachtet werden kann. Auslöser der Zustandsindikation $Z_{\text{krit,U}} = 1$ ist eine kritische Spannungsunterschreitung an einem Netzknoten für die Dauer $T_G = 42$ Sekunden. Die Dauer des Regelungseingriffs wird nach Gleichung 4.19 mit $f_v = 10$ Sekunden auf $T_{G^*} = 50$ Sekunden festgelegt. In diesem Szenario wird der BOB als flexibler und priorisierter Actor identifiziert. Ausgehend von der hinterlegten Parametrierung (vgl. Tabelle 4-1) wird primär die Reduktion der Batterieladeleistung $P_{a,c}$ für die Sollwertvorgabe ($P_{a,c,\text{max}}^*$) vorgenommen. Die Dauer des Regelungseingriffs wird in 5 Segmente mit einer Dauer von jeweils $f_v = 10$ Sekunden aufgeteilt (nähere Erläuterung dazu vgl. Gleichung 4.57). Im oberen Diagramm der Abbildung 4-11 ist zum einen der ursprüngliche Verlauf der Knotenspannung U_k (schwarz markiert) sowie die beiden konstanten $U_{\text{min},2}$ (violett markiert) und U_β (blau markiert) zu sehen. Zum anderen kann der Verlauf der angepassten Knotenspannung U_k^* (grün markiert) als Resultat des Regelungseingriffs beobachtet werden. Das untere Diagramm hingegen zeigt den Verlauf der Actorleistung P_a (schwarz markiert), welche sich aus der Traktionsleistung $P_{a,t}$ und der Batterieladeleistung $P_{a,c}$ zusammensetzt. Darüber hinaus zeigt das untere Diagramm den Verlauf der angepassten Actorleistung P_a^* (grün markiert), welche nun in Abhängigkeit der Stellgröße $P_{a,c,\text{max}}^*$ reduziert ist. Die iterative Reduktion der Batterieladeleistung für die einzelnen Segmente f_v führt dazu, dass die angepasste Knotenspannung U_k^* zu jedem Zeitpunkt die Bedingung (vgl. Gleichung 4.45), welche zur Validierung des Regelungseingriffs führt, erfüllt.

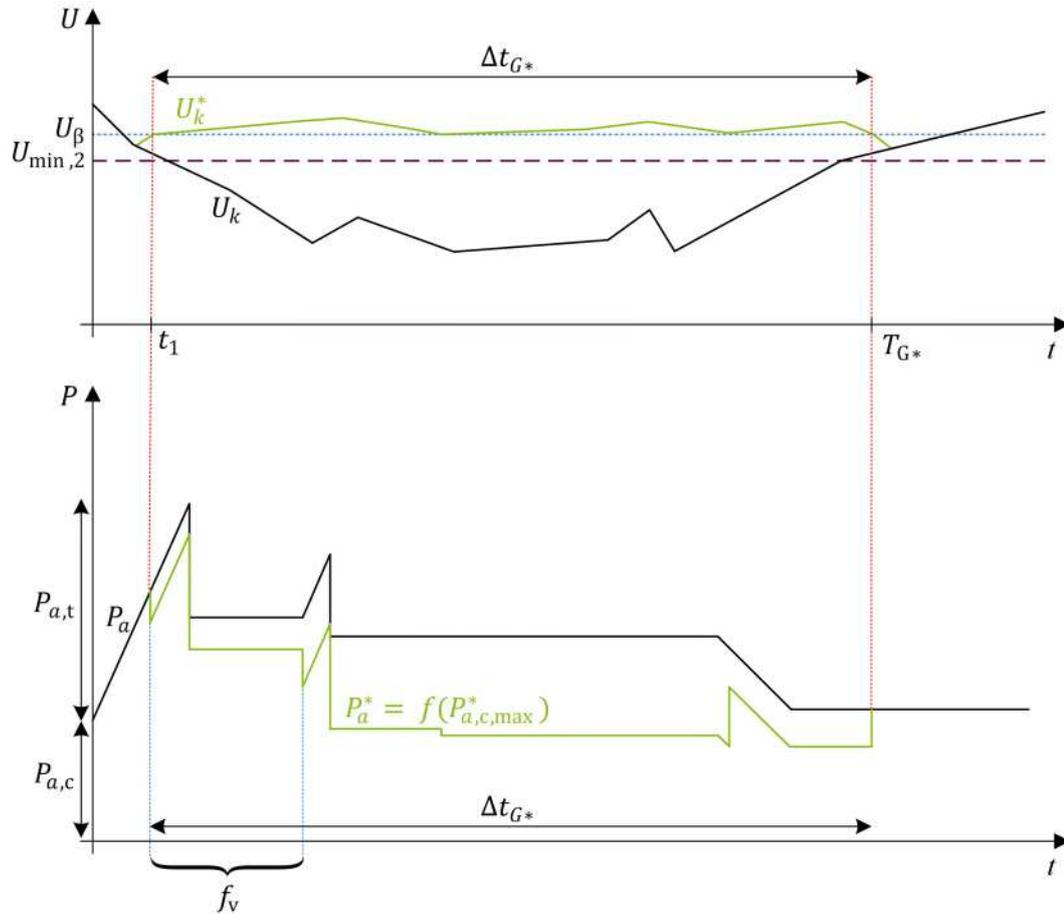


Abbildung 4-11: Auswirkung der Betriebspunktverschiebung eines BOBs im Kontext der indirekten Spannungsregelung; Verlauf der Knotenspannung (oberes Diagramm) und Verlauf der Aktorleistung (unteres Diagramm)

Aufgrund der Tatsache, dass der Leistungsfluss und die damit zusammenhängenden Knotenspannungen und Zweigströme in einem Oberleitungsnetz von einer hohen Fluktuation geprägt sind, bedarf es einer adaptiven Anpassung der Stellgrößen, sodass diese technisch realisierbar bzw. durch die verfügbare Aktorik umsetzbar sind. Das sprunghafte Verhalten einer grenzwertverletzenden Knotenspannung bspw. resultiert – als Ergebnis der Leistungsflussberechnung – in einer ebenso sprunghaft verlaufenden Zeitreihe hinsichtlich der primären Stellgröße $\mathbf{P}_a^{*''}$ (vgl. Abbildung 4-9). Um diesem Phänomen entgegenzuwirken erfolgt gemäß Abbildung 4-9 eine Glättung der primären Stellgröße $\mathbf{P}_a^{*''}$, welche in diesem Kontext als Rohdatensatz der Netzzustandsregelung betrachtet werden können. Die Glättung der primären Stellgrößen erfolgt durch die Bestimmung des *gleitenden Mittelwerts n-ter Ordnung mit dynamischem Fenster* $m_{MA}^n(t)$:

$$m_{MA}^n(t) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{z_{MA}=0}^{n-1} \mathbf{P}_a^{*''}(t - z_{MA}) = \mathbf{P}_a^{*'} \quad (4.52)$$

Der gleitende Mittelwert repräsentiert eine Methode zur Glättung von Zeitreihen, wobei die zu bestimmenden Datenpunkte aus dem Mittelwert von Datenpunktenuntermengen mit n Elementen

bestimmt werden. Die besagte Datenpunktuntermenge wird zur Berechnung des Mittelwerts iterativ über den gesamten Datensatz überlappend verschoben (\rightarrow gleitend) [114].

Der charakteristische *Versetzungseffekt* des gleitenden Mittelwerts kann durch die Anwendung eines dynamischen Mittelwertfensters gemäß Gleichung 4.53 unterbunden werden:

$$\varphi_{\text{rel}}(t) = \left\lceil \frac{\varphi_{\text{abs}}(t)}{|\mathbf{P}_a^{*''}(t)|} \cdot n \right\rceil \quad (4.53)$$

Durch die Nutzung eines dynamischen Mittelwertfensters werden bspw. für den ersten zu berechnenden Mittelwert der primären Stellgröße $\mathbf{P}_a^{*''}$ die ersten n Elemente von $\mathbf{P}_a^{*''}$ und für den letzten Mittelwert entsprechend die letzten n Elemente von $\mathbf{P}_a^{*''}$ genutzt. Für alle dazwischenliegende Mittelwerte verschiebt sich das dynamische Mittelwertfenster entsprechend.

Jeder Wert $\mathbf{P}_a^{*''}$ wird dabei aus dem Mittelwert der n Elemente innerhalb des gleitenden Intervalls

$$[\mathbf{P}_a^{*''}(t - z_{\text{MA}}), \mathbf{P}_a^{*''}(t + y_{\text{MA}})] \quad (4.54)$$

Gebildet, sodass abschließend eine geglättete Zeitreihe $\mathbf{P}_a^{*'}$ vorliegt mit der gleichen Länge wie $\mathbf{P}_a^{*''}$. Die Fensterränder z_{MA} und y_{MA} werden hierbei mithilfe der relativen Position $\varphi_{\text{rel}}(t)$ definiert und $\varphi_{\text{abs}}(t)$ repräsentiert in diesem Bezug die absolute Position von t in der Zeitreihe $\mathbf{P}_a^{*''}$. Die Fensterränder werden folglich dynamisch zu

$$z_{\text{MA}} = \varphi_{\text{rel}} - 1 \quad (4.55)$$

$$y_{\text{MA}} = n - \varphi_{\text{rel}} \quad (4.56)$$

berechnet.

Abschließend folgt als letzter Schritt gemäß Abbildung 4-9 eine Diskretisierung der Zeitreihe $\mathbf{P}_a^{*'}$, sodass im Ergebnis eine Stufenfunktion mit konstantem Stellwert je Zeitfenster f_v vorliegt. Die Zeitreihe $\mathbf{P}_a^{*'}$ wird entsprechend Gleichung 4.19 (vgl. Abschnitt 4.3.1) als ein Vielfaches von f_v gebildet, damit eine Diskretisierung mit homogener Aufteilung der einzelnen Stufen sichergestellt werden kann. Somit kann dem Aktor eine Sollwertzeitreihe vorgelegt werden, welche keiner sekundlichen Veränderung unterliegt und gemäß Abbildung 4-12 für die jeweiligen Zeitfenster f_v in Abhängigkeit des Anwendungsfalls als maximaler oder minimaler Grenzwert im Betrieb zu interpretieren ist. In diesem Kontext veranschaulicht Abbildung 4-12 die drei unterschiedlichen Formen der Stellgröße, welche eingangs in Abbildung 4-9 vorgestellt wurden. $\mathbf{P}_a^{*''}$ stellt die primäre Stellgröße dar, welche auf Grundlage der Leistungsflussberechnung ermittelt wurde (schwarz markiert). Anschließend erfolgt die Glättung anhand des gleitenden Mittelwerts n -ter Ordnung mit dynamischen Fenster, sodass folglich die geglättete Stellgröße $\mathbf{P}_a^{*'}$ (grün markiert) vorliegt, welche abschließend und gemäß der nachfolgenden Erläuterung in eine diskrete Stufenfunktion (violett markiert) überführt wird.

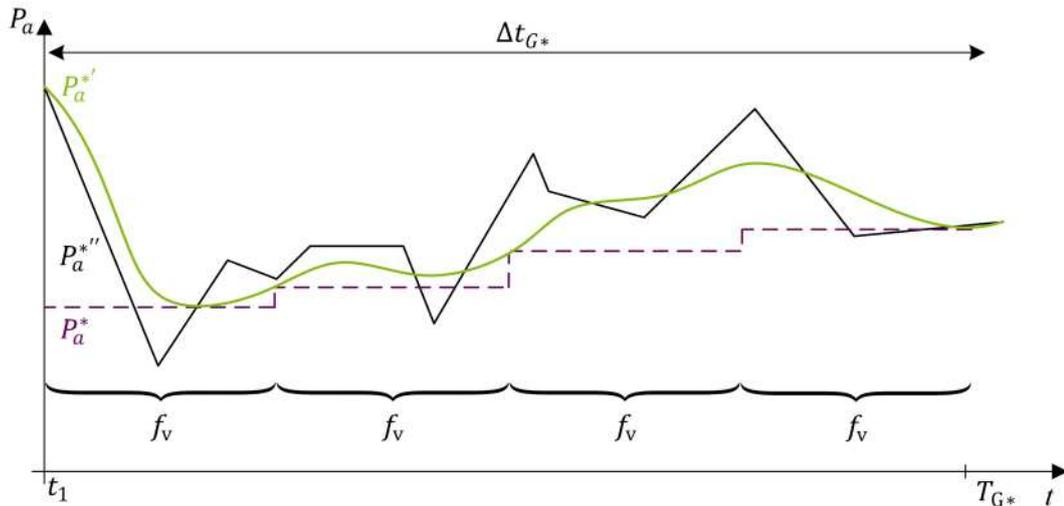


Abbildung 4-12: Graphische Darstellung zur algorithmischen Ermittlung und Aufbereitung von Stellgrößen

Jede Sollwertzeitreihe P_a^* mit einer Gesamtdauer von T_{G^*} wird in

$$n_{st} = \frac{T_{G^*}}{f_v} \quad (4.57)$$

unterschiedliche Intervalle (vgl. f_v -Segmente in Abbildung 4-12) aufgeteilt und kann dementsprechend bis zu n_{st} verschiedene Werte annehmen (vgl. auch Abbildung 4-11), welche fallspezifisch wie folgt aus $P_a^{*'}$ abgeleitet werden:

1) *Lastmanagement*²⁴ – *Reduktion des Wirkleistungsbezugs*

Im Sinne der Leistungsreduktion wird gemäß Abbildung 4-12 je Segment f_v der kleinste berechnete Wert $P_a^{*'}$ diskretisiert und konstant angewendet auf die entsprechende Dauer:

$$P_a^* = \min\{P_a^{*'}\} \quad (4.58)$$

Dadurch wird sichergestellt, dass der kritischste Zeitpunkt in jedem Segment f_v durch das Regelungssystem berücksichtigt wird.

2) *Einspeisemanagement*²⁵ – *Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung*

Im Gegensatz zum Lastmanagement wird in diesem Fall der größte berechnete Wert aus $P_a^{*'}$ zur Modulation von P_a^* angewendet, sodass die maximale Anforderung an die notwendige, eingespeiste Leistung sichergestellt werden kann:

$$P_a^* = \max\{P_a^{*'}\} \quad (4.59)$$

In beiden Fällen wird die Sollwertzeitreihe P_a^* für die Dauer des Regelungseingriffs T_{G^*} folglich n_{st} -fach iteriert und festgelegt. Die beschriebene Vorgehensweise kann dazu führen, dass innerhalb

²⁴ Aktorgruppe: BOB, Obus, E-Auto-Ladepunkt, Stationärer Energiespeicher (Laden)

²⁵ Aktor: Stationärer Energiespeicher (Entladen)

eines Segments f_v ggf. eine sogenannte Überkompensation entsteht – d.h. die Regelgröße wird unter Umständen nicht nur der Führungsgröße nachgeführt sondern über- bzw. unterschreitet diese teilweise (vgl. Überschreitung $U_k^* > U_\beta$ in Abbildung 4-11). Vor dem Hintergrund, dass die beschriebene Vorgehensweise zur algorithmischen Berechnung und Aufbereitung von Stellgrößen den Aspekten der Betriebssicherheit und der Stabilität des Regelungssystems dient, kommt diesem vernachlässigbaren Umstand keine weitere Beachtung zu. Darüber hinaus bietet die beschriebene Vorgehensweise gleichermaßen eine zweckdienliche Kompensation hinsichtlich nicht vermeidbarer Prognoseungenauigkeiten [59].

4.3.3 Regelungsstrategie und Verifikation

Die Methoden zur Analyse der geeigneten Aktorik (vgl. Abschnitt 4.3.1) und Berechnung der Stellgrößen (vgl. Abschnitt 4.3.2) bilden gemeinsam mit der Netzzustandsbewertung (vgl. Kapitel 3) die Kernelemente des Netzautomatisierungssystems. Die praktische Anwendbarkeit erfordert die Implementierung dieser Kernelemente innerhalb einer geeigneten Regelungsstrategie. Ziel der Regelungsstrategie ist es, die individuellen Systemeigenschaften wie bspw. die Notwendigkeit einer Netzzustandsprognose und die damit verbundenen Anforderungen an die restlichen Funktionsbausteine zu berücksichtigen. In Abschnitt 2.5.1 wird erörtert wodurch sich der Einsatz einer Netzzustandsprognose plausibilisiert – bedingt durch diesen Umstand bietet sich die algorithmische Entwicklung einer modellbasierten prädiktiven Regelung an, welche wiederum von strategisch wichtigen Anforderungen an die Systemarchitektur und Kommunikationstechnik begleitet wird. Im Folgenden wird zunächst die allgemeine Regelungsstrategie hinsichtlich der Stellgrößenberechnung vorgestellt. Ausgehend davon kann die Verifikation von Regelungsbefehlen näher erläutert werden, sodass abschließend ein vollständiger Modellansatz für die Regelungsstrategie argumentiert und vorgelegt werden kann.

In vorangegangenen Arbeiten, welche die Entwicklung eines Netzautomatisierungssystems für den Einsatz in Verteilungsnetzen thematisieren, werden die grundsätzlichen Unterschiede sowie die Vor- und Nachteile von *konsekutiven* und *kumulativen* Regelungseingriffen erörtert [28, 35]. Vor diesem Hintergrund kann festgehalten werden, dass die eingesetzte Zielhardware, welche das Netzautomatisierungssystem ausführt, sowie die zeitliche Auflösung von Messwerten eine relevante Rolle spielen.

Die Kombination beider Regelungsstrategien eignet sich zum einen hinsichtlich eines schnell angestrebten Zielzustandes. Durch den *kumulativen* Einsatz von Regelungsmaßnahmen in einem Zyklus können mehrere Aktoren zur Behebung einer Zustandsidentifikation angesteuert werden, sofern ausreichend Aktorik verfügbar ist (vgl. Abschnitt 4.3.1). Dies eignet sich vor allem bei längeren Zykluszeiten und bei Verfügbarkeit eines hinreichend genauen Streckenmodells. Zum anderen bedient sich der *konsekutive* Regelungseingriff des Vorteils, dass ein oder mehrere Regelungseingriffe in einem Zwischenschritt anhand einer vollständigen Leistungsflussberechnung und dem detaillierten Streckenmodell validiert werden, bevor im nächsten Zyklus

weitere Maßnahmen ergriffen werden – somit resultiert eine Steigerung der Güte. Das vorgestellte Netzautomatisierungssystem adaptiert in diesem Kontext die beiden unterschiedlichen Regelungsstrategien gemäß Abbildung 4-13.

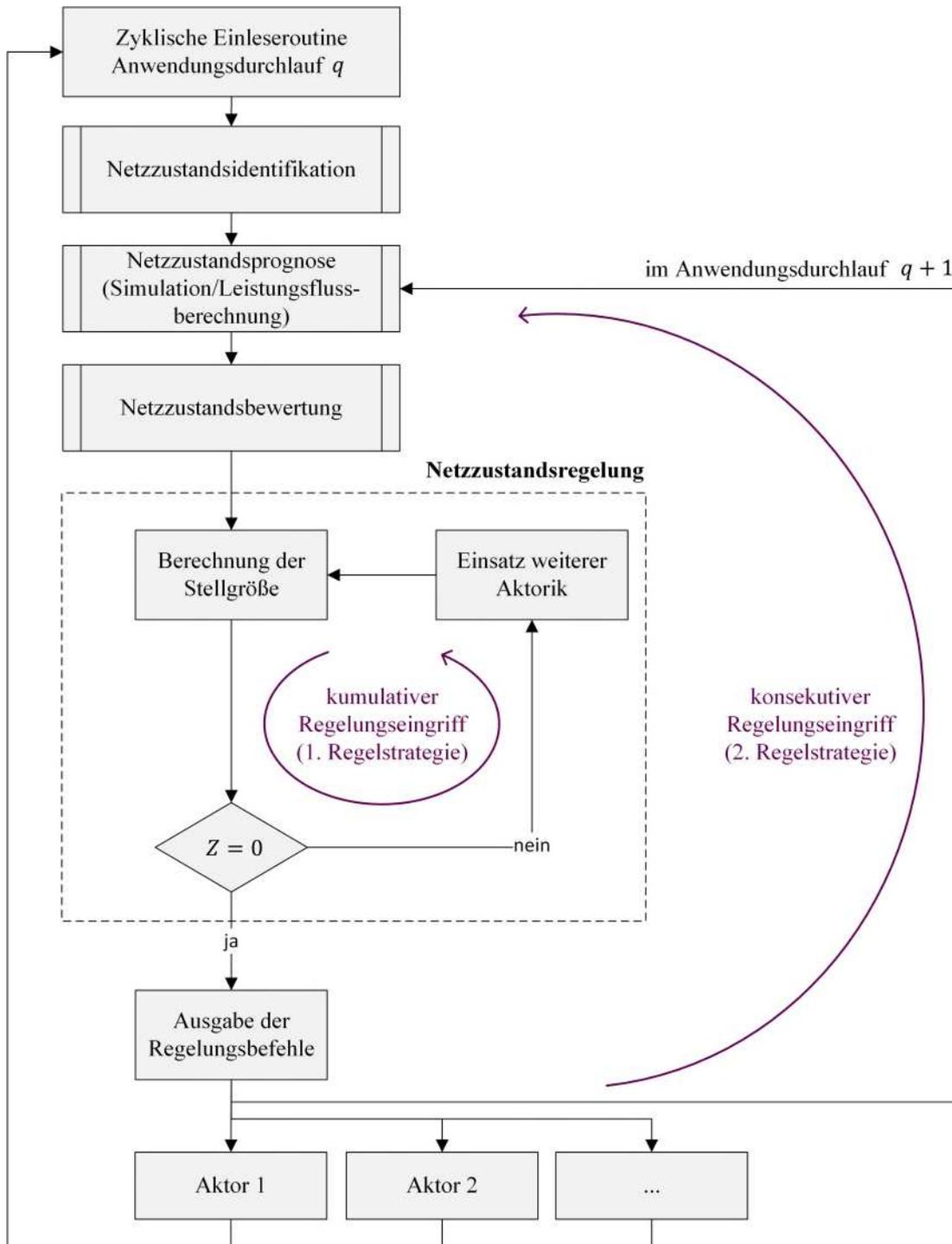


Abbildung 4-13: Einsatz verschiedener Regelungsstrategien im vereinfachten Prozessablauf des Netzautomatisierungssystems

In jedem Zyklus bzw. Anwendungsdurchlauf q erfolgt im Anschluss an die Netzzustandsbewertung zunächst der kumulative Regelungseingriff nach der Methodik, welche in den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 erläutert wurde. Das bedeutet, dass mehrere Aktoren in einer

Netzzone grundsätzlich zur Behebung einer Zustandsindikation eingesetzt werden können, sollte die Zustandsindikation durch die Berechnung und Validierung einer Stellgröße nicht behoben worden sein und somit $Z \neq 0$ gelten. Die Methodik zur Berechnung der Stellwerte bedient sich einem reduzierten Streckenmodell, welches die Topologie der virtuellen Netzzone sowie die Position und die Prozesswerte der verfügbaren Aktorik umfasst. Anhand dieser Daten kann grundsätzlich eine vollständige Leistungsflussberechnung erfolgen – in Abhängigkeit der ausgewählten Stellgröße sind die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung jedoch nur begrenzt repräsentativ. Die durch die Netzzustandsprognose bereitgestellte Datengrundlage (vgl. Tabelle 2-2; Abschnitt 2.5.1) beinhaltet unter anderem die sich sekundlich verändernde Netztopologie, welche durch die fahrenden Busse hervorgerufen wird. Bei netzdienlicher Ansteuerung bzw. Reduktion der Traktionsleistung der Busse, verfügt der jeweilige Bus über eine proportional reduzierte Beschleunigung weshalb die Datengrundlage hinsichtlich der Netztopologie (vgl. zeitabhängige Konduktanzmatrix \mathbf{G} ; Abschnitt 4.2.1) nicht mehr eindeutig repräsentativ ist. Die Netzzustandsprognose hingegen bedient sich der Simulationsumgebung (vgl. Abschnitt 0) um ein hinreichend genaues Abbild des Netzzustandes zu erzeugen. Das darin enthaltene Modell zur Berechnung der Busbewegung liegt dem Regelungssystem nicht vor, weshalb insbesondere der regelungstechnische Eingriff hinsichtlich der Traktionsleistung umfassend validiert werden muss. Zu diesem Zweck und aus Gründen des allgemeinen Verifikationsbedarfs werden die identifizierten Regelungseingriffe entsprechend Abbildung 4-13 sowohl zur entsprechenden Aktorik als auch rückgekoppelt an die Netzzustandsprognose weitergeleitet. Somit liegt der Netzzustandsprognose die notwendige Datengrundlage vor, welche für eine repräsentative Prognose unter Einfluss der Stellgrößen erforderlich ist. Unter Berücksichtigung der Stellgrößen erfolgt ein angepasster, prognostizierter Betrieb im Oberleitungsbussystem – das resultierende Abbild des Netzzustandes dient gleichermaßen zur vollständigen Verifikation von Regelungseingriffen, da die Prognose eines folgenden Anwendungsdurchlaufs $q + 1$ idealerweise nicht dieselben Zustandsindikationen aufweisen sollte, welche bereits im Anwendungsdurchlauf q ermittelt wurden. Die Interpretation der aktualisierten Netzzustandsprognose sowie die weitere Vorgehensweise erfolgt entsprechend der Gleichungen 3.20 – 3.22 (vgl. Abschnitt 3.2.2). Sollte eine in der Vergangenheit (q) identifizierte Zustandsidentifikation erneut ($q + 1$) als gültig befunden werden, erfolgt weiterhin die gleiche Vorgehensweise wodurch sich der Aspekt des konsekutiven Regelungseingriffs widerspiegelt und begründet.

Zusammengefasst bietet der konsekutive Regelungseingriff den zweckdienlichen Vorteil, dass das gesamte Netzabbild samt Netztopologie bzw. Konduktanzmatrix mit einer hohen Güte aktualisiert wird, sodass der hinzugezogene Einsatz weiterer Aktoren zur Behebung einer Zustandsindikation unter der notwendigen, erhöhten Genauigkeit erfolgen kann.

Die Güte der Datengrundlage, welche durch die Netzzustandsprognose bereitgestellt wird, wurde bereits ausführlich im Rahmen von [59] behandelt und anhand des relativen Spannungsfehlers als sinnvoller Indikator bewertet. Der relative Spannungsfehler steigt linear im Verhältnis zur Länge

des Prognosehorizontes T_{Prog} – in diesem Kontext sinkt die Güte der Datengrundlage in Abhängigkeit des Prognosehorizontes bzw. der Zeit. Ausgehend vom Funktionsprinzip des prädiktiven Regelungs- und Optimierungssystems bietet es sich an, die Datengrundlage laufend zu aktualisieren, damit eine näherungsweise gleichbleibend hohe Güteanforderung eingehalten werden kann. Der zeitliche Verlauf hinsichtlich der Anwendung einer modellbasierten prädiktiven Regelung wurde in Abbildung 4-3 (vgl. Abschnitt 4.2) erläutert und dargestellt. In diesem Kontext muss allgemein zwischen dem Prädiktionshorizont T_{P} und dem Prognosehorizont T_{Prog} unterschieden werden. Der Prognosehorizont T_{Prog} bezeichnet den vollständigen zeitlichen Umfang des prognostizierten Betriebs, während der Prädiktionshorizont T_{P} den nutzbaren Anteil dieser Zeit für die Anwendung eines Regelungssystems repräsentiert.

Die einzelnen Zwischenschritte und der damit verbundene zeitliche Aufwand T_{N} für einen Durchlauf des gesamten Netzautomatisierungssystems können wie folgt gegliedert werden:

- | | |
|--|------------------------|
| 1) Einleseroutine Messwerte/Aktorbefehle | Dauer: T_{e} |
| 2) Datenaufbereitung und Ersatzwertbildung | Dauer: T_{A} |
| 3) Netzzustandsprognose | Dauer: T_{N1} |
| 4) Netzzustandsbewertung | Dauer: T_{N2} |
| 5) Netzzustandsregelung und -optimierung | Dauer: T_{N3} |

mit

$$T_{\text{N}} = T_{\text{e}} + T_{\text{A}} + T_{\text{N1}} + T_{\text{N2}} + T_{\text{N3}} \quad (4.60)$$

$$\Delta t_{\text{N}} = [t_1, \dots, T_{\text{N}}]$$

Der Prädiktionshorizont T_{P} berechnet sich zu

$$T_{\text{P}} = T_{\text{Prog}} - T_{\text{e}} - T_{\text{A}} - T_{\text{N1}} \quad (4.61)$$

und der Regelungshorizont T_{C} definiert sich wie folgt:

$$T_{\text{C}} = T_{\text{P}} - T_{\text{N2}} - T_{\text{N3}} \quad (4.62)$$

In diesem Kontext veranschaulicht Abbildung 4-14 beispielhaft die zyklisch wiederholte Detektion einer Zustandsindikation (zu Demonstrationszwecken ohne Regelungseingriff). Der Ereigniszeitpunkt verschiebt sich dabei um $\Delta t_{\text{N}} = [t_1, \dots, T_{\text{N}}]$ und folglich kann eine Zustandsindikation bzw. der damit zusammenhänge Regelungseingriff mehrfach erkannt, respektive verifiziert werden, da jeder Zeitpunkt im prognostizierten Betrieb mehrfach aktualisiert und vom Netzautomatisierungssystem analysiert werden kann. Die repetitive Verifikation von Regelungseingriffen bietet einen hohen Mehrwert für die Robustheit des Regelungssystems, da die Güte der Datengrundlage zum Eintrittszeitpunkt hin stetig steigt [59].

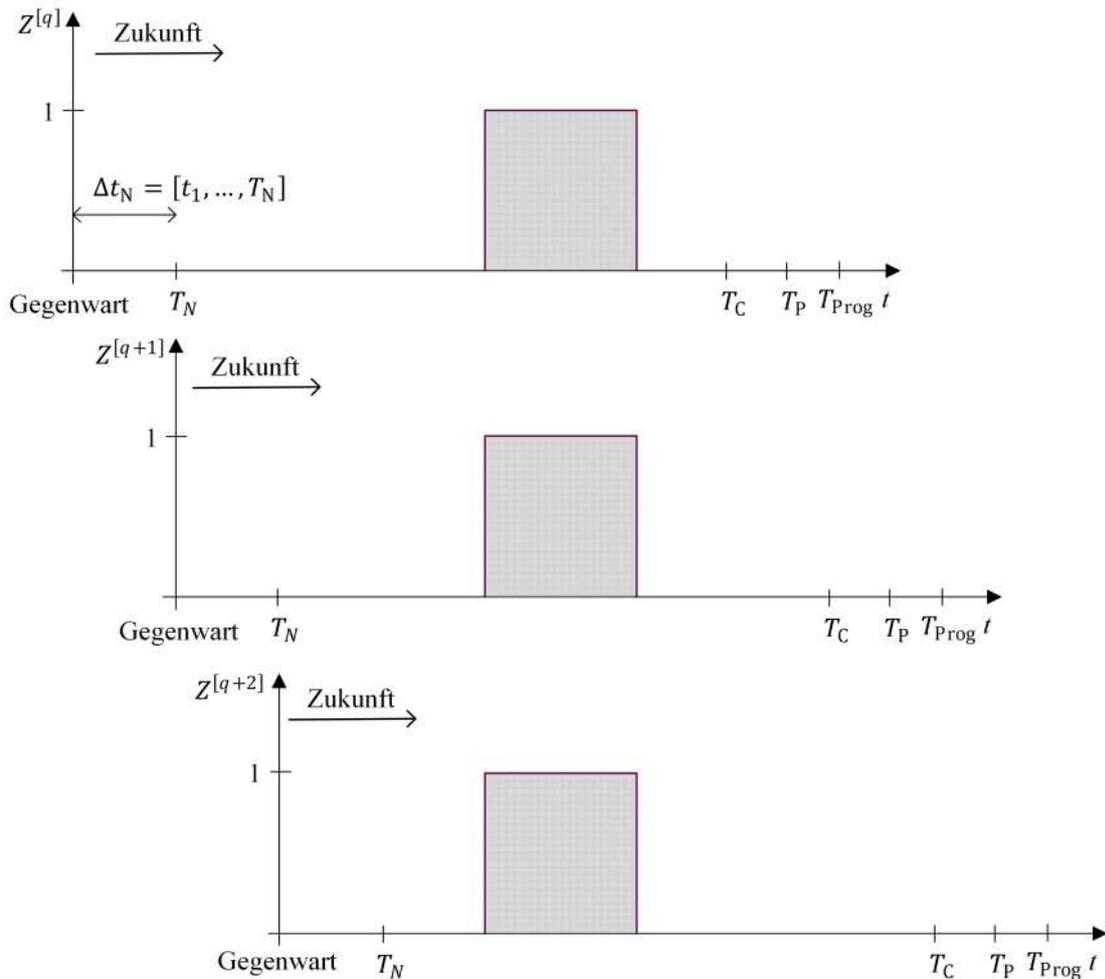


Abbildung 4-14: Qualitative Darstellung der zyklischen Detektion einer Zustandsindikation in drei aufeinanderfolgenden Anwendungsdurchläufen

Üblicherweise wird im Rahmen einer modellbasierten prädiktiven Regelung lediglich das erste Element des errechneten Stellgrößenverlaufs auf die Regelstrecke angewendet. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die Datengrundlage laufend aktualisiert wird nach dem Prinzip des *zurückweichenden/gleitenden Horizonts* [110]. Zur weiteren Steigerung der Stabilität des Regelungssystems werden in diesem Fall jedoch prinzipiell alle Werte der ermittelten Sollwertzeitreihe P_a^* an die entsprechenden Aktoren übermittelt. Somit kann sichergestellt werden, dass dem Aktor bei einem System- oder Kommunikationsausfall die bereits berechneten Sollwerte verfügbar gemacht werden.

4.4 Entwurf eines Modells zur prädiktiven Optimierung im Betrieb

Der Einsatz eines Netzautomatisierungssystems eignet sich neben der Betriebsführung innerhalb der sicheren Grenzen zusätzlich zur Optimierung im Betrieb. Die bisher erläuterte Methodik für die Bestimmung von Regelungseingriffen beschränkt sich auf die Einhaltung (semi-)kritischer Grenzwerte, welche in erster Linie dem störungsfreien ÖPNV-Betrieb dienen. Dazu wird ein generischer Ansatz für die algorithmische Entwicklung einer modellbasierten prädiktiven Rege-

lung (vgl. Abschnitte 4.1 - 4.3) erläutert, welche auf Grundlage einer prognosebasierten Netz-zustandsbewertung (vgl. Kapitel 3) ausgeführt wird.

Grundsätzlich handelt es sich bei der modellbasierten prädiktiven Regelung definitionsgemäß um eine Optimierung (vgl. Abschnitt 4.2), da aktuelle Prozesswerte dazu genutzt werden eine Trajektorie des zukünftigen Prozessverlaufs zu erstellen und diese zweckdienlich zu beeinflussen – ein klassisches Regelungssystem hingegen zielt auf eine Beeinflussung des Ist-Zustandes ab. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit definiert sich jedoch der Begriffsunterschied *Regelung* und *Optimierung* ausgehend von der detektierten Zustandsindikation (vgl. Abbildung 3-5; Abschnitt 3.2.2) wie folgt:

1) Optimierbare Zustandsindikation	Z_{opt}	→	Optimierung
2) Semikritische Zustandsindikation	Z_{sem}	→	Regelung
3) Kritische Zustandsindikation	Z_{krit}	→	Regelung

Der Verfahrensbestandteil der Netzzustandsoptimierung grenzt sich somit eindeutig von klassischen Optimierungsverfahren ab, welche aufgrund des erhöhten Zeitaufwandes nicht im Betrieb sondern grundsätzlich in der Planung bzw. Weiterentwicklung eines Systems eingesetzt werden [59].

4.4.1 Methodischer Verfahrensablauf

Die Aufgabe der Netzzustandsoptimierung besteht in der optimierten Betriebsführung des Oberleitungsbusystems hinsichtlich der folgenden Attribute bzw. Betriebspunkte:

- Energie- und Kosteneffizienz
Maximierung der rekuperativ und regenerativ erzeugten Einspeiseleistung
- Spannungsstabilität
Verfolgung der bzw. Annäherung an die Nennspannung

Die systemische Anwendung der Netzzustandsoptimierung innerhalb des Gesamtkonzeptes des Netzautomatisierungssystems kann Abbildung 4-15 entnommen werden und wird grundsätzlich in jedem Anwendungsdurchlauf iterativ für jede Netzzone durchgeführt. In einem initialen Schritt wird zunächst identifiziert ob eine (semi-)kritische Zustandsindikation vorliegt oder nicht. Dadurch kann sichergestellt werden, dass (semi-)kritische Zustandsindikationen einer priorisierten Betrachtung unterzogen werden.

Dazu wird die Zustandsindikatormatrix $\mathbf{Z}_m^{[q]}$ (vgl. Gleichung 3.19; Abschnitt 3.2.2) der Netzzone NZ_m einer Vergleichsanalyse unterzogen. Für den Fall, dass eine oder mehrere (semi-)kritische Zustandsindikationen vorliegen wird überprüft ob Optimierungseingriffe aus vergangenen Anwendungsdurchläufen für die betrachtete Netzzone aktiv vorliegen oder nicht. Bei positiver Bestätigung werden diese ab dem ersten Zeitschritt des betroffenen Zeitfensters zunächst beendet, damit sich Regelungs- und Optimierungseingriffe nicht überlagern und ggf. kontraproduktiv

auswirken. Anschließend wird die weitere Vorgehensweise entsprechend Abschnitt 4.3 durchgeführt.

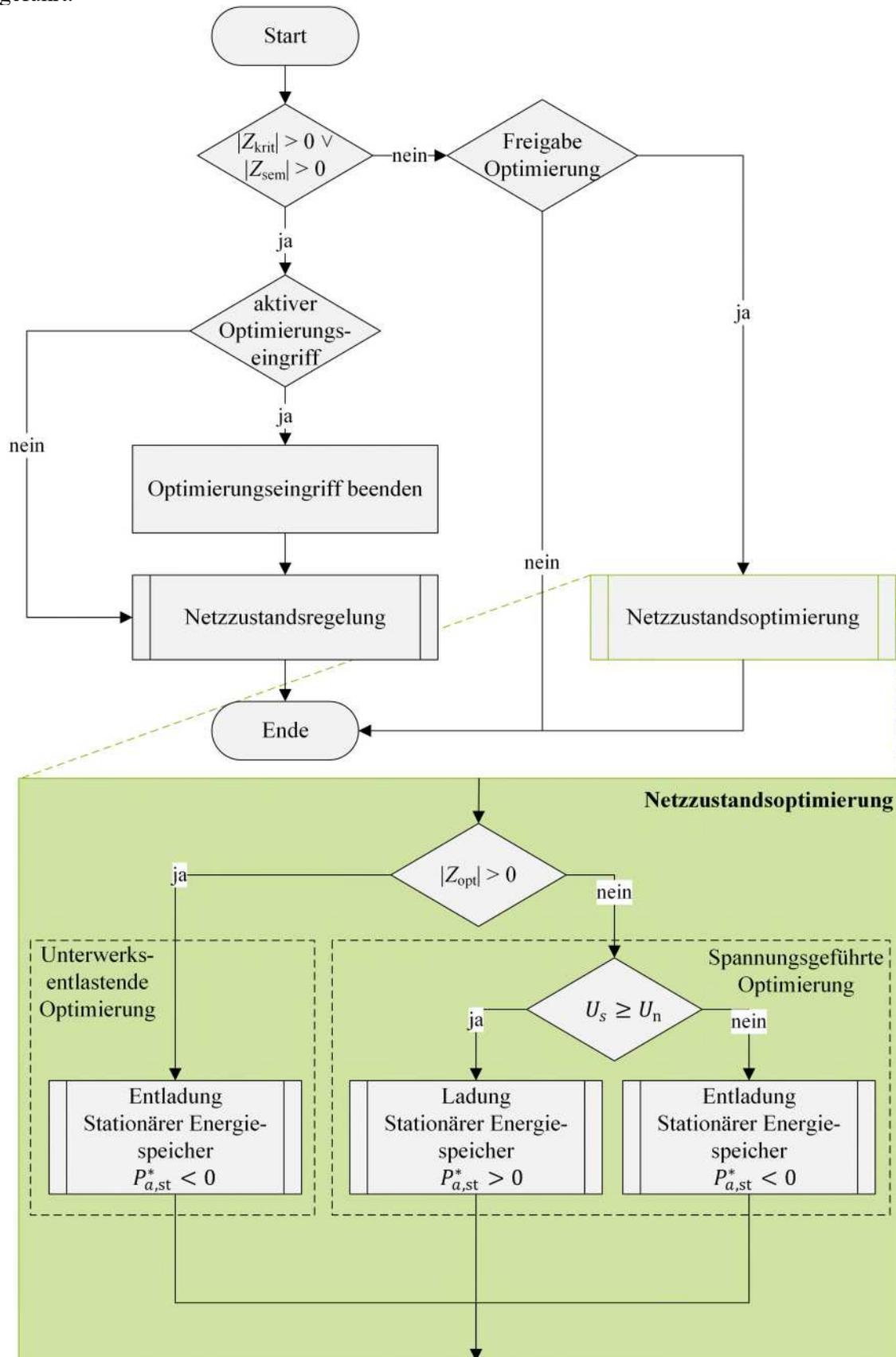


Abbildung 4-15: Systemische Einordnung und Funktionsbausteine der Netzzustandsoptimierung

Für den Fall, dass ein aktiver Optimierungseingriff beendet wird, erzeugt die Netzzustandsregelung initial ein aktualisiertes Netzabbild des Oberleitungsbussystems – ohne Auswahl der flexiblen Aktoren allerdings unter Berücksichtigung neuer Stellgrößen. Die angepasste(n) Stellgröße(n) beziehen sich in diesem Kontext auf die Rückstellung der Optimierungsmaßnahme(n) aus vergangenen Anwendungsdurchläufen. Sollte keine (semi-) kritische Zustandsindikationen vorliegen wird die grundlegende Freigabe der Netzzustandsoptimierung durch das System abgefragt. Diese kann mittels der allgemeinem Systemparametrierung durch den Systembetreiber freigegeben oder unterbunden werden. Bei gültiger Freigabe wird die Netzzustandsoptimierung – nach dem dargestellten Schema im unteren Abschnitt (grün) von Abbildung 4-15 – angewendet. Die verfügbare Aktorik für netzdienliche Maßnahmen der Netzzustandsoptimierung wird ausschließlich durch die Stationären Energiespeicher dargestellt.

In erster Instanz wird die Auslastung des versorgenden Unterwerks anhand der Zustandsindikation Z_{opt} analysiert. Bei einer identifizierten Zustandsindikation greift der Funktionsbaustein *Unterwerksentlastende Optimierung* und es erfolgt eine vergleichbare Vorgehensweise wie bereits für die Netzzustandsregelung erläutert. Ziel der *Unterwerksentlastenden Optimierung* ist es den Mehrwert eines prädiktiven Systems zu steigern, indem die Wahrscheinlichkeit von betriebseinschränkenden, (semi-)kritischen Zustandsindikationen reduziert werden soll. Somit stellt die Einspeiseleistung (Entladung Stationärer Energiespeicher) einen angepassten Offset dar, welcher die Unterwerksauslastung reduziert und infolgedessen einen wichtigen Beitrag für die Betriebsmittelüberlastung (Unterwerk) aber auch für die Spannungshaltung liefert. Durch den Einsatz der Stationären Energiespeicher können die priorisierten, (semi-)kritischen Zustandsindikationen und die damit verbundenen Regelungseingriffe ggf. in der Dauer und Amplitude reduziert bzw. vollständig verhindert werden. In diesem Kontext ist in Abbildung 4-15 die Stellgröße als $P_{a,st}^* < 0$ definiert, da im gesamten Netzautomatisierungssystem durchgehend das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet wird.

Sollte ausgehend von Z_{opt} keine hinreichende Unterwerksauslastung für die entsprechende Netzzone identifiziert worden sein, wird das Ziel der *Spannungsgeführten Optimierung* verfolgt. Ziel dieser Optimierungsfunktion ist in erster Linie die Spannungshaltung um den Wert der Nennspannung U_n herum. Ausgehend von der vorherrschenden Knotenspannung U_s am Unterwerk kann festgestellt werden, ob die entsprechende Netzzone neutral oder tendenziell einspeise- oder lastdominiert ist.

Für den lastdominierten Fall mit

$$U_s < U_n \quad (4.63)$$

wird die Entladung des Stationären Energiespeichers mit $P_{a,st}^* < 0$ eingeleitet, während der neutrale oder einspeisedominierte Fall mit

$$U_s \geq U_n \quad (4.64)$$

den Ladeprozess des Stationären Energiespeichers mit $P_{a,st}^* > 0$ auslöst.

4.4.2 Parametrierung und Mehrwert

Die Netzzustandsoptimierung dient innerhalb des Gesamtsystems als ergänzende Komponente zur Netzzustandsregelung. In diesem Sinne wird, wie bereits in Abschnitt 4.4.1 erläutert, ausgehend von der Zustandsindikation Z_{opt} zwischen der *Unterwerksentlastenden Optimierung* und der *Spannungsführten Optimierung* unterschieden (vgl. Abbildung 4-15). Im Folgenden wird die Parametrierung der damit verbundenen Funktionsbausteine und der resultierende Mehrwert für das Netzautomatisierungssystem erläutert.

Unterwerksentlastende Optimierung

Das Optimierungsproblem im Hinblick auf die Unterwerke lässt sich mathematisch wie folgt ausdrücken:

$$\min\{P_s | e \leq 0, \quad |Z_{opt}| > 0\} \quad (4.65)$$

Es gilt die Unterwerksleistung P_s zu minimieren für den Fall, dass eine oder mehrere Zustandsindikationen Z_{opt} in der entsprechenden Netzzone vorliegen. Dabei muss grundsätzlich berücksichtigt werden, dass der Optimierungseingriff – im Rahmen der Nebenbedingung – keine weitere Grenzwertverletzung bzw. Regelabweichung e hervorrufen darf. Die Unterwerksentlastende Optimierung repräsentiert den primären Funktionsbaustein der Netzzustandsoptimierung und wird prinzipiell nach dem gleichen Schema wie die Netzzustandsregelung (vgl. Abschnitt 4.3) angewendet. Die *Aktoranalyse* wird in vereinfachter Form und lediglich bei der Verfügbarkeit mehrerer Stationärer Energiespeicher durchgeführt. In diesem Zusammenhang gilt derjenige Aktor mit dem höchsten Ladezustand SOC_a als präferierter Aktor für den Optimierungseingriff. Die Entladeleistung wird einer parametrisierten *P-SOC* Kennlinie entnommen, welche schematisch in Abbildung 4-16 dargestellt ist.

Der Betrag der maximal verfügbaren Leistung $|P_{a,opt,P}|$ für den Entladevorgang mit

$$|P_{a,opt,P}| < P_{a,max} \quad (4.66)$$

wird über die Systemparametrierung festgelegt – für den effektiven Optimierungseingriff erfolgt eine Linearisierung von $|P_{a,opt,P}|$ über die gesamte SOC-Bandbreite, sodass der Ladezustand SOC_a des Aktors als relevanter Kennwert bei der Berechnung der Leistung berücksichtigt wird.

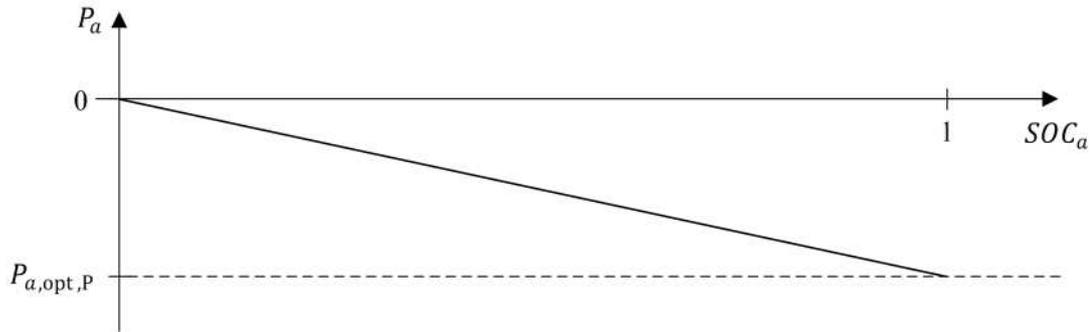


Abbildung 4-16: *P-SOC* Kennlinie zur Begrenzung der maximalen Entladeleistung für die Unterwerksentlastende Optimierung

Dadurch wird lediglich eine gedrosselte Entladeleistung verfügbar gemacht und es wird sichergestellt, dass zukünftige Einsätze der Stationären Energiespeicher in der Netzzustandsregelung durch die reduzierte Beanspruchung der entsprechenden Aktorik weiterhin die oberste Priorität einnehmen.

Spannungsgeführte Optimierung

Der Funktionsbaustein der Spannungsgeführten Optimierung orientiert sich maßgeblich an der Knotenspannung U_s des Unterwerks. Das primäre Ziel dieses Optimierungseingriffs umfasst eine Annäherung an die Nennspannung U_n und kann in Analogie zu Gleichung 4.66 wie folgt formuliert werden:

$$\min\{|U_s - U_n| | e \leq 0, \quad |Z_{\text{opt}}| = 0\} \quad (4.67)$$

Sollte keine Zustandsindikation Z_{opt} detektiert worden sein, wird eine Minimierung der Spannungsabweichung $|U_s - U_n|$ am Unterwerksknoten angestrebt – dieser Optimierungseingriff muss ebenfalls unter Berücksichtigung ausbleibender Regelabweichungen erfolgen. Dazu gilt sowohl für die Spannungsführende und gleichermaßen auch für die Unterwerksentlastende Optimierung das Kriterium zur Verhinderung eines oszillierenden Verhaltens zwischen der Netzzustandsregelung und der Netzzustandsoptimierung. Zu diesem Zweck eignet sich die Verifikation von Optimierungsmaßnahmen nach dem gleichen Schema wie es bereits für die Netzzustandsregelung erläutert wurde (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Die Vorgabe der Wirkleistung erfolgt im Gegensatz zu allen bisherigen Ausführungen nicht in Form von einer aktiven Zeitreihe durch das Netzautomatisierungssystem, sondern wird mittels einer *P-U* Kennlinie lokal am Aktor hinterlegt.

Dazu bedarf es der Parametrierung einer maximalen Lade- bzw. Entladeleistung $|P_{a,\text{opt},U}|$, welche in folgendem Verhältnis zu den bereits bekannten Kennwerten steht:

$$|P_{a,\text{opt},U}| < |P_{a,\text{opt},P}| < P_{a,\text{max}} \quad (4.68)$$

Die maximale Lade- bzw. Entladeleistung $|P_{a,opt,U}|$ ist entsprechend Abbildung 4-17 variabel und wird als Funktion der Knotenspannung am Unterwerk angewendet. In diesem Kontext ist auch die lokale Implementierung dieser Funktion am Aktor sinnvoll, da somit eine unmittelbare Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen ohne Kommunikationsverzögerungen erfolgt.

Ein weiterer Vorteil, welcher sich aus der Spannungsgeführten Optimierung ergibt, ist der zweckdienliche Ladevorgang des Stationären Energiespeichers. Dieser findet entsprechend des o. g. Schemas und Abbildung 4-15 sowie Abbildung 4-17 nur statt, wenn die Knotenspannung am Unterwerk größer oder gleich der Nennspannung ist. Für die beiden nachfolgenden Zusammenhänge wird angenommen, dass die Leerlaufspannung eines Unterwerks stets der Nennspannung entspricht und somit in dieser Betrachtung keine Beeinflussung der Mittelspannungsebene vorliegt.

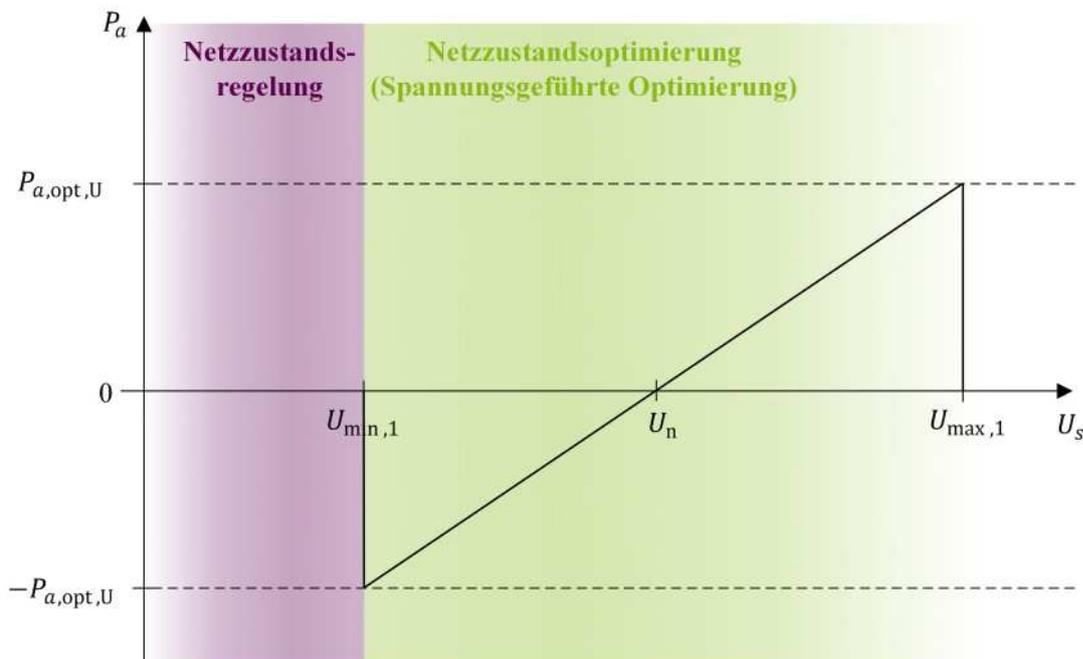


Abbildung 4-17: P - U Kennlinie zur Bestimmung der Lade- und Entladeleistung für die Spannungsgeführte Optimierung

Für den Fall, dass

$$U_s = U_n \quad (4.69)$$

gilt, befindet sich das Netz in einem ausgeglichenen und ggf. unbelasteten Zustand. Dieser Zustand eignet sich für den Ladeprozess des Aktors, da die Wahrscheinlichkeit einer ungünstigen Netzbelastung und einer dadurch induzierten (semi-)kritischen Zustandsindikation gering ist. Sollte die Knotenspannung am Unterwerk als

$$U_s > U_n \quad (4.70)$$

identifiziert werden, so existiert – unter der gegenwärtigen Annahme, dass lediglich Gleichrichter-Unterwerke das Oberleitungsnetz speisen – zwingend ein Überschuss an rekuperativ oder regenerativ erzeugter Energie im Oberleitungsnetz. Die Einspeisung überschüssiger Energie wird üblicherweise ab einer lokal am Aktor detektierten Knotenspannung von $U_k \geq U_{\max,1}$ (vgl. Abschnitt 2.1.5) unterbunden, indem der entsprechende Aktor abgeregelt wird. In diesem Kontext dient die Spannungsgeführte Optimierung zur Steigerung der Energie- und Kosteneffizienz im Oberleitungsbussystem, da die Nutzung der rekuperativ und regenerativ erzeugten Energie maximiert werden kann. Im Hinblick auf die Energie- und Kosteneffizienz spielt die Reduktion von Netzverlusten, welche durch die Spannungsgeführte Optimierung verfolgt wird, eine zentrale Rolle. Dadurch dass kontinuierlich eine Annäherung der Unterwerkspannung U_s hin zur Nennspannung U_n (vgl. Abbildung 4-17 und Gleichung 4.69) angestrebt wird, steigt das allgemeine Spannungsniveau in einer Netzzone wodurch die Zweigströme und folglich auch die ohmschen Leitungsverluste im Betrag verringert werden. Dies führt konsequenterweise zu einem geringeren Leistungsbezug über die Gleichrichter-Unterwerke und somit zu geringeren Energiekosten für den Systembetreiber. Desweiteren ermöglicht die Unterwerkentlastende Optimierung den netzdienlichen Einsatz der Stationären Energiespeicher, welche sich im Rahmen der Spannungsgeführten Optimierung idealerweise bei der Verfügbarkeit rekuperativ erzeugter bzw. überschüssiger Energie im Oberleitungsnetz aufladen. Dies ermöglicht eine maximierte Nutzbarkeit der rekuperativ gewonnenen Energie im Oberleitungsnetz.

Der methodische Ansatz zur Entwicklung einer prädiktiven Netzzustandsregelung und -optimierung wurde im Verlauf von Kapitel 4 dargestellt und konkretisiert. Dazu wurde die theoretische Grundlage der NMPC angewendet, welche sich insbesondere aufgrund der Dynamik im Oberleitungsbussystem und der dadurch motivierten, prognosebasierten Datengrundlage eignet [59]. Die algorithmische Umsetzung der vorangegangenen Erläuterungen und Methoden stellt eine hochkomplexe Herausforderung dar, welche unter hervorgehobener Berücksichtigung einer akkuraten Flexibilitätsbestimmung – insbesondere für die BOBs – sowie einer differenzierten Stellgrößenberechnung erfolgen muss. In diesem Kontext wird eine Glättung und anschließende Diskretisierung des errechneten Stellgrößenverlaufs angewendet, damit der Aktorik keine fluktuierenden und nur schwer umsetzbaren Sollwertzeitreihen bereitgestellt werden müssen. Als ergänzende Komponente zur Netzzustandsregelung wurden darüber hinaus zwei verschiedene Ansätze für die Netzzustandsoptimierung vorgestellt, welche ausgehend von den Unterwerken zur Stabilisierung der Netzspannung sowie zur Steigerung der Energie- und Kosteneffizienz beitragen.

5 Umsetzung und Funktionsvalidierung des Netzleitsystems

Der Regelungs- und Optimierungsalgorithmus einer NMPC wird – im Hinblick auf die benötigte Rechenleistung (vgl. Abschnitte 2.5.2 und 4.2.1) – üblicherweise nicht auf prozessnahen Komponenten bzw. Steuerungseinrichtungen ausgeführt. Stattdessen bedarf es einer leistungsfähigeren Recheneinheit (*Server*), damit die Bewältigung der vorliegenden Regelungs- und Optimierungsaufgaben innerhalb kürzester Zykluszeiten (vgl. Abschnitt 5.2.3) erfolgen kann [115]. Im Rahmen der übergeordneten Regelungsstrategie (vgl. Abschnitt 4.3.3) konnte festgehalten werden, dass das Zeitfenster einer Zustandsindikation – in Abhängigkeit seiner Länge – mehrfach detektiert werden kann, wodurch sich ein nennenswerter Vorteil für die Güte der Netzzustandsregelung und -optimierung ergibt. Folglich lässt sich dieser Vorteil durch kürzere Rechenzeiten und einer somit höheren Frequenz an Iterationsschleifen des Netzautomatisierungssystems maximieren.

Im folgenden Kapitel wird der systemische Aufbau des Netzautomatisierungssystems vorgestellt, sodass im Anschluss auf die Funktionsvalidierung eingegangen werden kann. Abschließend erfolgt unter Berücksichtigung verschiedener Parametrierungen, welche die Verfügbarkeit der Aktorik widerspiegeln, eine Auswertung des vorgestellten Verfahrens, wodurch sowohl die grundlegenden Stärken aber auch weiteres Optimierungspotenzial aufgezeigt wird.

5.1 Systemischer Aufbau

Die intelligente Verknüpfung der Funktionsbausteine, welche im Rahmen von Kapitel 3 und Kapitel 4 sowie in [59] vorgestellt wurden, bietet die Grundlage für die Überprüfung der Funktionalität und den tatsächlichen Einsatz eines Netzleitsystems für Oberleitungsbussysteme. In diesem Kontext bietet Abbildung 5-1 eine grafische Darstellung des systemischen Aufbaus. Die Simulationsumgebung dient im weiteren Verlauf von Kapitel 5 zur Substitution des realen Oberleitungsbussystems, damit die thematisierten Methoden und Algorithmen validiert werden können.

Dazu werden zunächst zyklisch die Sollwerte (Regelungsbefehle des vorangegangenen Anwendungsdurchlaufs) eingelesen, damit anschließend der nächste Simulationszyklus berechnet werden kann. Für die Validierung und Evaluation des vorgestellten Netzleitsystems ist es zwingend notwendig, dass die Simulationsumgebung echtzeitfähig betrieben werden kann. Die vorliegende Simulationsumgebung (vgl. Abschnitt 2.3 und [61]) benötigt zur Berechnung einer *simulierten Zeiteinheit* – in Abhängigkeit der Zielhardware, auf welcher sie implementiert und ausgeführt wird – deutlich weniger Zeit als die *tatsächliche Zeiteinheit*. Ausgehend von einer Vielzahl an ausgewerteten Simulationsuntersuchungen, hat sich ergeben, dass unterschiedliche Parameter wie bspw. die Anzahl der fahrenden Obusse/BOBs oder die Größe des elektrischen Netzes einen nennenswerten Einfluss auf die Simulationsgeschwindigkeit einnehmen. Dennoch

beträgt das Verhältnis einer tatsächlichen Sekunde zur simulierten Sekunde in jedem Szenario mindestens 1 zu 10, d. h. in einer tatsächlichen Sekunde werden mindestens 10 simulierte Sekunden berechnet. Aus diesem Grund bedarf es einer „Echtzeitverzögerung“ in der Simulationsumgebung, damit dem zu testenden Netzleitsystem eine adäquate und der Realität entsprechende Umwelt mit entsprechenden Zykluszeiten zur Verfügung gestellt werden kann.

Die zyklisch generierten Messwerte werden anschließend dem Netzleitsystem zur Verfügung gestellt, sodass die im Laufe dieser Arbeit vorgestellten Algorithmen zur Bewerkstelligung der automatisierten Netz- und Betriebsführung ausgeführt werden können. Abschließend werden die generierten Sollwerte aus der Netzzustandsregelung und -optimierung exportiert und sowohl der Simulationsumgebung, als auch dem Netzleitsystem bereitgestellt. Letzteres dient zur Steigerung der Prognosegüte, da zukünftige Veränderungen im Betrieb, welche auf Regelungs- und Optimierungseingriffe zurückzuführen sind, für folgende Prognoseerstellung im Rahmen der Netzzustandsüberwachung berücksichtigt werden. Im realen Betrieb wird der linke Abschnitt (Simulationsumgebung) in Abbildung 5-1 durch das tatsächliche Oberleitungsbusssystem ersetzt.

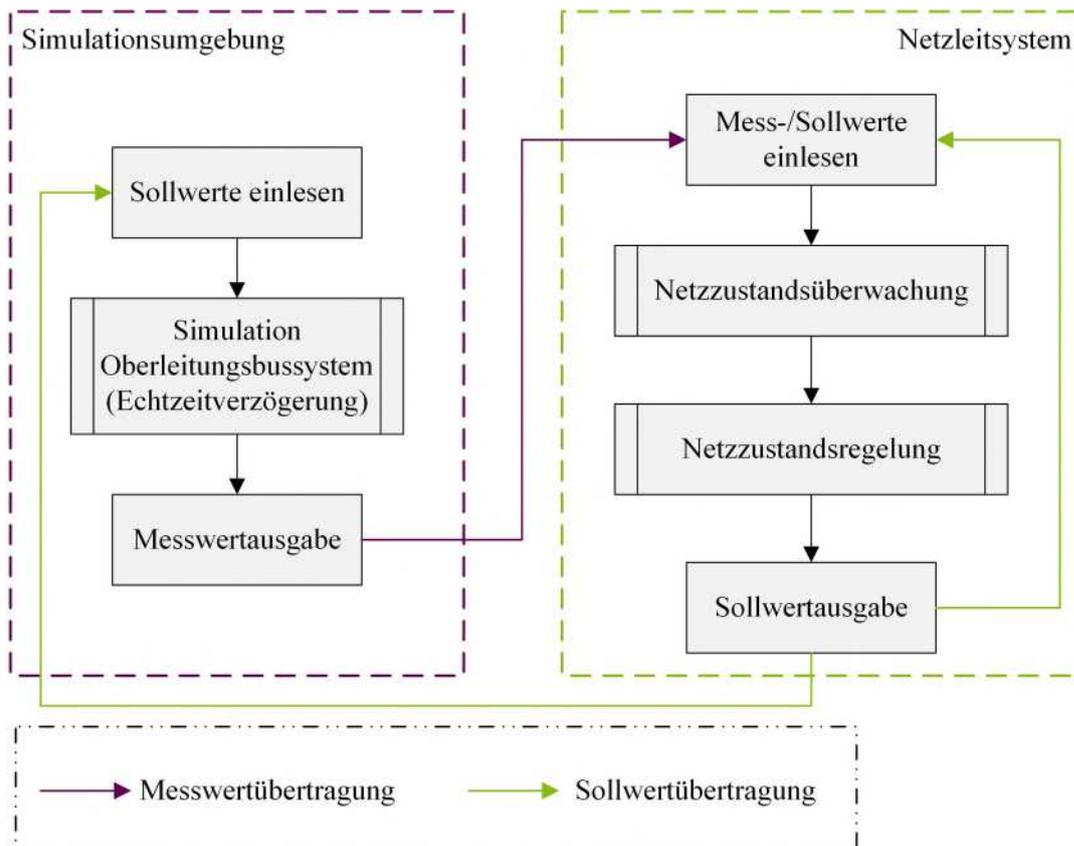


Abbildung 5-1: Systemische Verknüpfung des Netzleitsystems mit der Simulationsumgebung

Die praktische Umsetzung des Netzleitsystems setzt eine programmiertechnische Formulierung der notwendigen Algorithmen sowie die entsprechende Auslegung einer Systemarchitektur und die Implementierung in ebendieser voraus. Ausgehend von den vorangegangenen Arbeiten [59, 61], welche eine Grundlage für das entwickelte Netzleitsystem darstellen, erfolgte die programmiertechnische Formulierung aus Gründen der Einheitlichkeit und Verfügbarkeit eben-

falls in der Entwicklungsumgebung MATLAB^{®26}. Aus diesem Umstand ergeben sich zusätzlich weitere Vorteile hinsichtlich der vereinfachten oder vollständig entfallenden Schnittstellen und Latenzzeiten in der Kommunikation der Subkomponenten²⁷.

Für die Funktionsvalidierung (vgl. Abschnitt 5.2) erfolgt die Überführung der Subkomponenten in ein kommunikativ verknüpftes Gesamtsystem entsprechend Abbildung 5-2. Der *Simulationsrechner* führt die Oberleitungsbussystem-Simulation aus, welche in Abschnitt 0 vorgestellt wurde. Die simulierten Leistungsdaten werden zyklisch an die *Controller* gesendet, wobei jeder Controller repräsentativ für einen Aktor steht – in Summe werden somit N Controller für N Aktoren eingebunden. Ausgehend von den Controllern, werden zyklisch die zum entsprechenden Zeitpunkt gültigen Leistungs- und Prozessdaten im Sinne der Messwertbereitstellung versendet. Diese werden durch einen HiL²⁸-Simulator erfasst und schlussendlich weitergeleitet an den *Server*, welcher das Netzleitsystem ausführt.

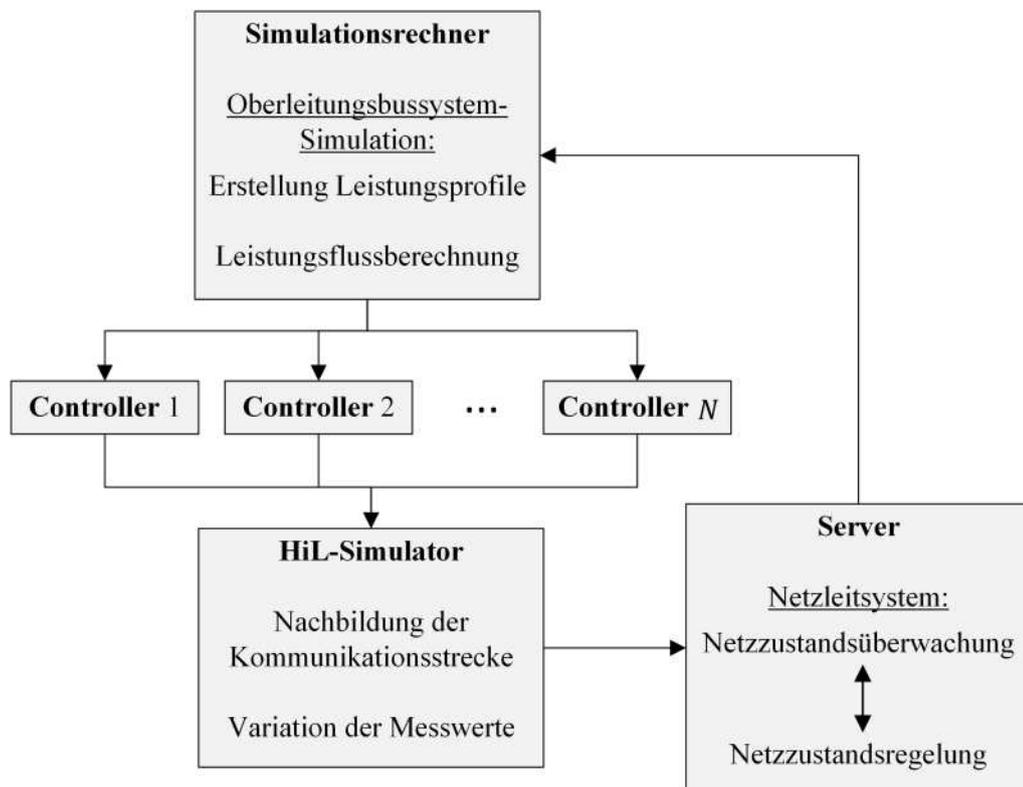


Abbildung 5-2: Hardware-in-the-Loop-Aufbau zur Funktionsvalidierung des Netzleitsystems

HiL bzw. Hardware-in-the-Loop bezeichnet dabei einen Entwicklungsschritt, welcher im Rahmen der Methodik *Rapid Control Prototyping* breite Anwendung findet und dem rechnerbasierten Entwurf von Automatisierungslösungen dient [116]. Dabei wird das entwickelte und zu prüfende System (Netzleitsystem) auf der beabsichtigten Zielhardware (*Server*) implementiert und über die – für den realen Einsatz – geplanten Schnittstellen mit den restlichen Testkomponenten (*Simula-*

²⁶ Software der Fa. MathWorks[®] zur Lösung und grafischen Darstellung mathematischer Probleme

²⁷ Funktionsbausteine des Netzleitsystems

²⁸ Hardware-in-the-Loop

tionsrechner und Controller) kommunikativ vernetzt. Ziel dieses Verfahrens ist es, das zu prüfende System möglichst nah an den realen Anforderungen zu prüfen. Die Aufgabe des HiL-Simulators ist die Nachbildung einer Kommunikationsstrecke mit entsprechenden Latenzzeiten, Messwertvariationen und ggf. auch vollständig entfallenden Messwerten [59]. Um den gesamten Testaufbau möglichst nah an der realen Konfiguration zu führen, wird auf allen Kommunikationsstrecken, welche in Abbildung 5-2 aufgeführt sind, das IP-basierte *UDP*²⁹-Protokoll eingesetzt.

Die technischen Kenndaten der eingesetzten Hardware *Simulationsrechner* und *Server*, welche maßgeblich die Performance des gesamten Systems definieren, finden sich in Anhang 9.2.

5.2 Funktionsvalidierung

Die Funktionsvalidierung des Netzautomatisierungssystems wurde für das gesamte Oberleitungsbussystem durchgeführt und wird in Abschnitt 5.2.2 ausgewertet. Der Verfahrenstest, welcher im folgenden Abschnitt 5.2.1 vorgestellt wird, erfolgt detailliert für eine ausgewählte Netzzone, welche im weiteren Verlauf als *Testnetz* bezeichnet wird. Das Testnetz repräsentiert eine strangförmige Netzzone des Solinger Oberleitungsnetzes, welche im Kontext der virtuellen Netzzonenpartitionierung (vgl. Abschnitt 3.2.1) von zwei Unterwerken eingeschlossen ist – die Position und die allgemeine Topologie können Abbildung 9-1 (vgl. Anhang 9.3) entnommen werden. Eine schematische Darstellung des Testnetzes ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Sowohl Abbildung 9-1 (vgl. Anhang 9.3) als auch Abbildung 5-3 stellen eine reduzierte Anzahl von 11 statt der tatsächlichen 22 Netzknoten im Testnetz dar, da die entfallenen Netzknoten lediglich die redundanten Verknüpfungen der Ausgleichsbrücken und verschiedenen Fahrtrichtungen (vgl. Abbildung 2-1; Abschnitt 2.1.6) bilden und somit eine übersichtlichere Visualisierung geboten werden kann.

Das zugrunde gelegte Szenario in der nachfolgenden Betrachtung wird bewusst ausgewählt, sodass eine multiple Detektion von Zustandsindikationen als Gegenstand der Funktionsvalidierung dient – somit wird das Netzautomatisierungssystem zeitgleich einer Robustheitsprüfung unterzogen. Die Verfügbarkeit neuartiger Netzteilnehmer repräsentiert die Ausbaustufe *Zukunft* (vgl. Tabelle 9-3; Anhang 9.1). Darüber hinaus gelten – abgesehen von der Anzahl der Unterwerke und Netzknoten – dieselben Parameter, welche bereits in Tabelle 9-1 (vgl. Anhang 9.1) aufgeführt werden.

Im Folgenden werden zunächst verschiedene Situationen, welche durch die Netzzustandsbewertung als (semi-)kritische Zustandsindikationen detektiert wird, betrachtet und analysiert. Anschließend wird die regelungstechnische Behebung der entsprechenden Zustandsindikationen dargestellt – dies wird insbesondere für einen Fall der kritischen Spannungsunterschreitung im Detail betrachtet, sodass der netzdienliche Einsatz eines Aktors demonstriert werden kann. Abschließend erfolgt die Auswertung, welche sich auf das gesamte Solinger Oberleitungsbussystem

²⁹ User Datagram Protocol

system bezieht. Dabei wird die Wirksamkeit des vorgestellten Netzleitsystems unter Berücksichtigung verschiedener Aktorverfügbarkeiten analysiert.

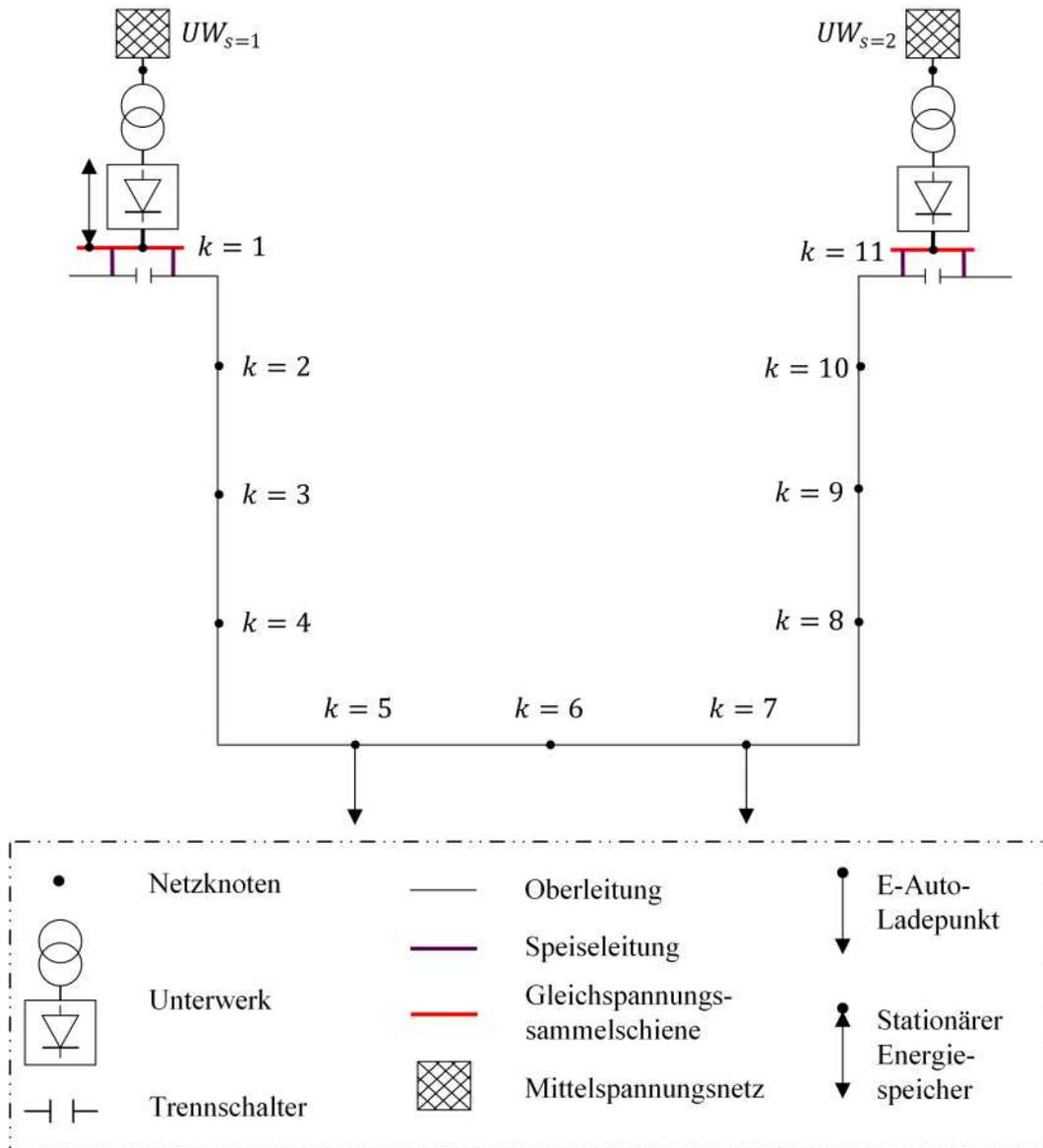


Abbildung 5-3: Schematische Darstellung des Testnetzes für die Funktionsvalidierung des Netzleitsystems

5.2.1 Verfahrenstest der Regelungsstrategie

Der Verfahrenstest der Algorithmen, welche im Netzleitsystem implementiert wurden, erfolgt unter Einsatz der Parametrierung, welche in Anhang 9.4 zu finden ist. Es befinden sich beide E-Auto-Ladepunkte bzw. Aktoren D_b mit $b = 3$ und $b = 4$ (vgl. Knoten 5 und 7; Abbildung 5-3) im aktiven Betriebszustand d. h. mit 100 % Leistungsbezug der installierten Leistung $P_{inst} = 50 \text{ kW}$. Das Testnetz unterliegt im vorliegenden Zeitfenster einem stark lastdominierten Verhalten, welches sowohl auf den Leistungsbezug der E-Auto-Ladepunkte aber auch vor allem auf die BOBs zurückzuführen ist. Die Position und die Fahrtrichtung der BOBs kann der Netzkonfiguration in Abbildung 5-4 entnommen werden.

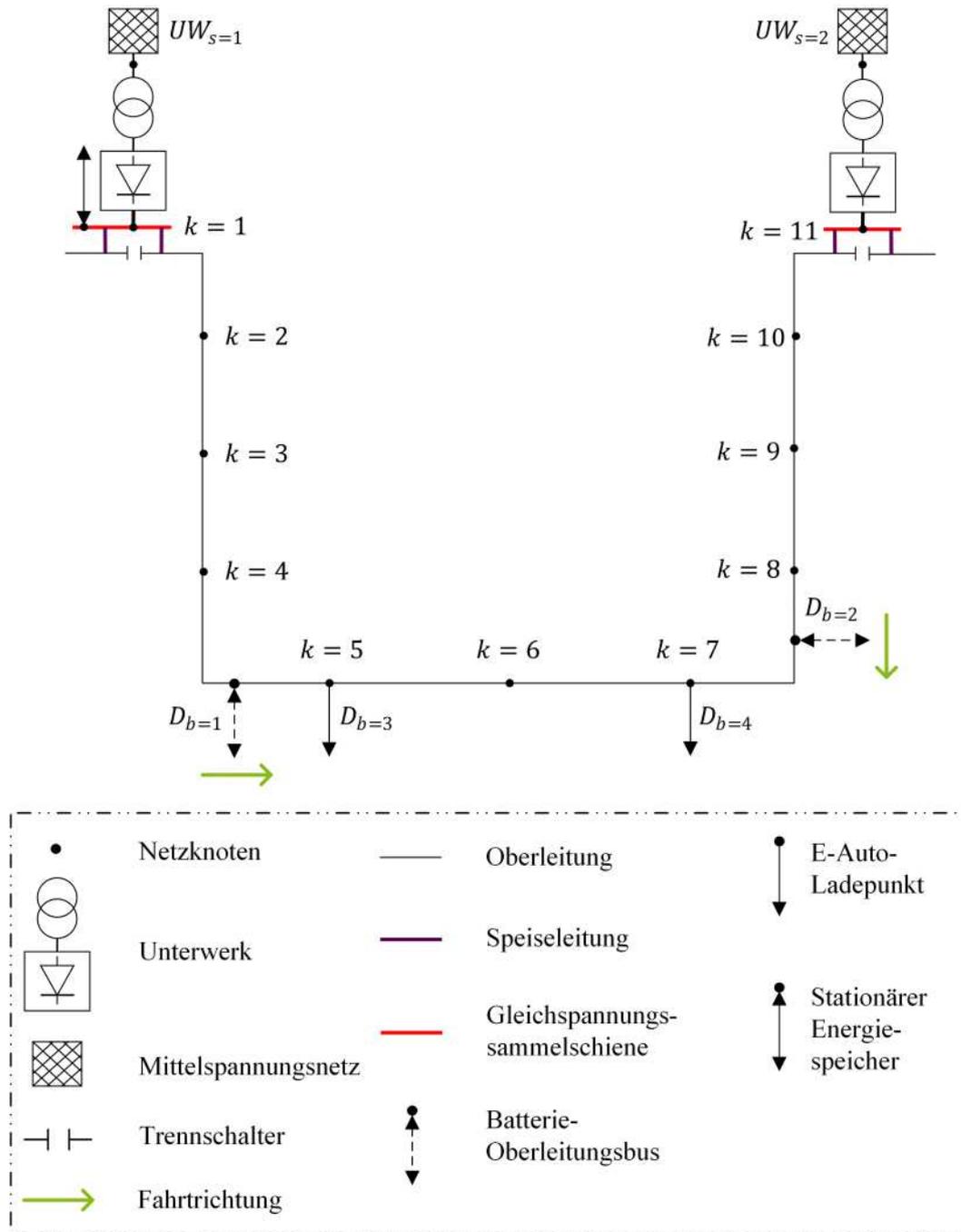


Abbildung 5-4: Übersicht der Netzkonfiguration im Testnetz zu Beginn der Zustandsindikation (Simulationszeitpunkt $t = 246$ s in Abbildung 5-5)

Abbildung 5-5 zeigt den Verlauf aller Netzknotenspannungen im Testnetz. Der Grenzwert zur Detektion einer semikritischen Zustandsindikation hinsichtlich der Knotenspannung wurde als $U_{sem} = 520$ V definiert. Die Dauer der Zustandsindikation, welche im Folgenden $Z_{sem,U,Test}$ genannt wird, wurde mit $T_G = 42$ Sekunden ($t_1 = 246$ s) identifiziert und die resultierende Dauer des Regelungseingriffs folglich mit $f_v = 10$ Sekunden zu $T_{G^*} = 50$ Sekunden festgelegt. Der *Start* und das *Ende* des Zeitfensters Δt_{G^*} zur Behebung von $Z_{sem,U,Test}$ ist entsprechend gekennzeichnet. Während des Zeitfensters Δt_{G^*} befinden sich zwei BOBs bzw. Aktoren D_b mit $b = 1$ und $b = 2$ im Testnetz. Der Aktor $D_{b=1}$ bewegt sich von $UW_{s=1}$ in Richtung $UW_{s=2}$ und der

Aktor $D_{b=2}$ in entgegengesetzter Richtung. In dem vorliegenden Szenario bezieht der Aktor $D_{b=1}$ lediglich Antriebsleistung während $D_{b=2}$ sowohl Antriebsleistung als auch Batterieladeleistung bezieht. Ausgehend von der Aktoranalyse und Priorisierung (vgl. Abschnitt 4.3.1) wurde der Aktor $D_{b=2}$ als priorisierter Aktor zur regelungstechnischen Behebung der Zustandsindikation $Z_{sem,U,Test}$ identifiziert.

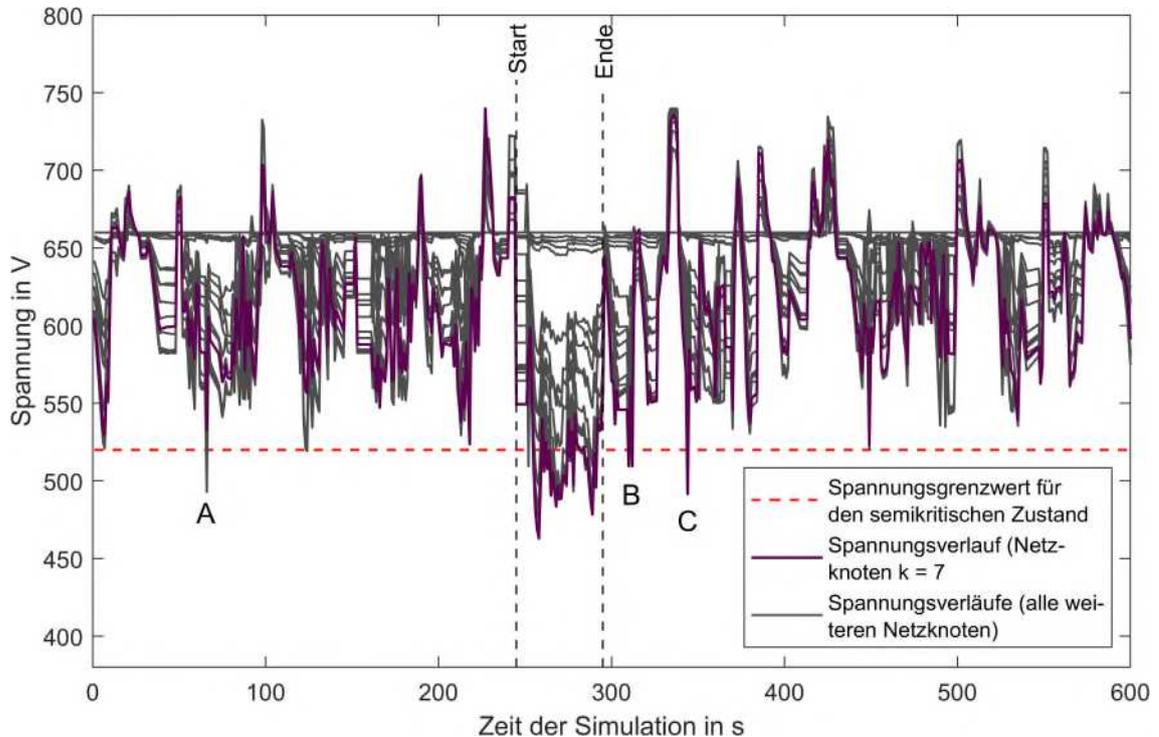


Abbildung 5-5: Zeitlicher Verlauf aller Netzknotenspannungen im Testnetz und Hervorhebung der Spannung am Netzknoten $k = 7$

Der Spannungsverlauf am Netzknoten $k = 7$ ist in Abbildung 5-5 violett hervorgehoben. Darüber hinaus bietet Abbildung 9-2 (vgl. Anhang 9.5.1) eine räumliche Darstellung aller Spannungsverläufe im Testnetz während des Zeitfensters Δt_{G^*} . Es ist deutlich erkennbar, dass der Spannungsverlauf unterhalb des Spannungsgrenzwertes für den semikritischen Zustand verläuft – darüber hinaus verlaufen die Spannungen sechs weiterer Netzknoten im betroffenen Zeitfenster ebenfalls unterhalb des Grenzwertes. In diesem Kontext werden insgesamt sieben verschiedene Zustandsindikationen erfolgreich aggregiert (vgl. Abschnitt 3.2.3) und die kritischste Zustandsindikation von der Regelungsstrategie adressiert. Die Ereignisse, welche in Abbildung 5-5 mit **A**, **B** und **C** markiert sind, werden trotz Unterschreitung des Grenzwertes aufgrund der nicht erfüllten Mindestdauer $\Delta t_{GWV} = 20$ s (vgl. Gleichung 3.16; Abschnitt 3.2.2) verworfen. Der Spannungsverlauf am Netzknoten $k = 7$ zeigt sehr deutlich zwei verschiedene Spitzen. Während der ersten Spannungsspitze passiert der Aktor $D_{b=2}$ den Netzknoten $k = 7$, an welchem der Aktor $D_{b=4}$ positioniert ist. Diese Spannungsspitze stellt zugleich den kritischsten Zeitpunkt dar – dieser Umstand ist auf den gleichzeitigen Bezug von Antriebs- und Batterieladeleistung des Aktors $D_{b=2}$ zurückzuführen. Während der zweiten Spannungsspitze passiert der Aktor $D_{b=1}$ – welcher lediglich Antriebsleistung bezieht – den Netzknoten $k = 7$ bzw. den Aktor $D_{b=4}$.

Abbildung 5-6 zeigt die resultierenden Spannungsverläufe aller Netzknoten im Testnetz als Ergebnis der vorgenommenen Regelungsmaßnahme. Es ist deutlich erkennbar, dass die Mehrheit der Spannungsverläufe im betroffenen Zeitraum, in welchem $Z_{\text{sem,U,Test}}$ detektiert wurde, nun oberhalb des Rückstellwertes verlaufen. Die einzelnen Zeitpunkte innerhalb von Δt_{G^*} , in welchen sich der Spannungsverlauf unterhalb des Rückstellwertes befindet, betreffen nicht den Netzknoten $k = 7$ sondern den Netzknoten $k = 5$. Dieser wurde im Rahmen der Netzzustandsbewertung ebenfalls (als Teil der sechs weiteren o. g. Zustandsindikationen) hinsichtlich einer semikritischen Zustandsindikation identifiziert – aufgrund des zeitabhängigen Kriteriums (vgl. Gleichung 3.34; Abschnitt 3.2.3) jedoch richtigerweise mit $Z_{\text{sem,U,Test}}$ aggregiert betrachtet und im Rahmen der vorliegenden Regelungsmaßnahme behoben.

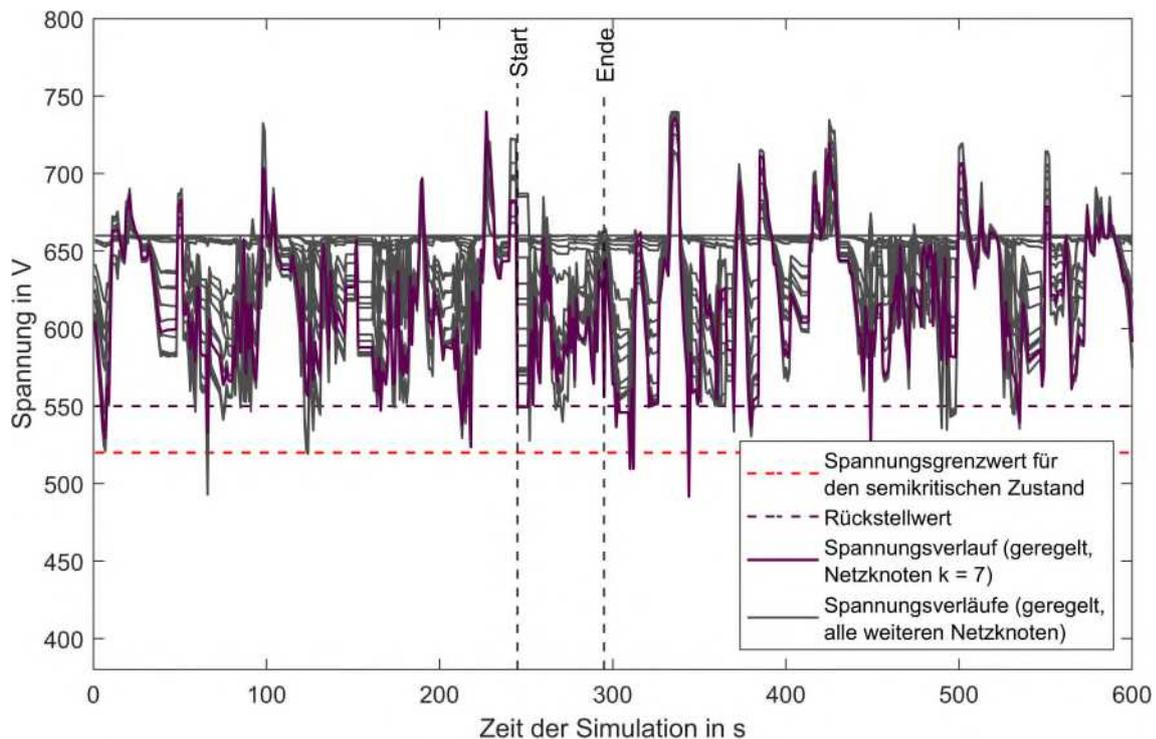


Abbildung 5-6: Zeitlicher Verlauf aller Netzknotenspannungen im Testnetz und Hervorhebung der geregelten Spannung am Netzknoten $k = 7$ unter Einsatz der Regelungsstrategie

Abbildung 5-7 bietet eine detailliertere Ansicht des Spannungsverlaufs am Netzknoten $k = 7$ für die Zustandsindikation als Referenzszenario sowie den geregelten Spannungsverlauf unter Einsatz der vorgestellten Regelungsstrategie. Analog dazu bietet Abbildung 5-8 u. a. die Übersicht der Sollwertzeitreihe des identifizierten Aktors $D_{b=2}$, welche entsprechend des in Abschnitt 4.3.2 vorgestellten Verfahrens berechnet wurde. In Ergänzung zu Abbildung 5-8 findet sich in Anhang 9.5.2 die Bezugsleistung des Aktors $D_{b=2}$, welche das Referenzszenario widerspiegelt. Die vorliegende Regelungsmaßnahme führt eine Reduktion der Batterieladeleistung des Aktors $D_{b=2}$ durch. Die primäre Stellgröße, welche auf Basis einer Leistungsflussberechnung berechnet wird, wird in Folge dessen geglättet und abschließend in Abhängigkeit der jeweiligen Segmente in eine Stufenfunktion (*Sollwertzeitreihe*) überführt.

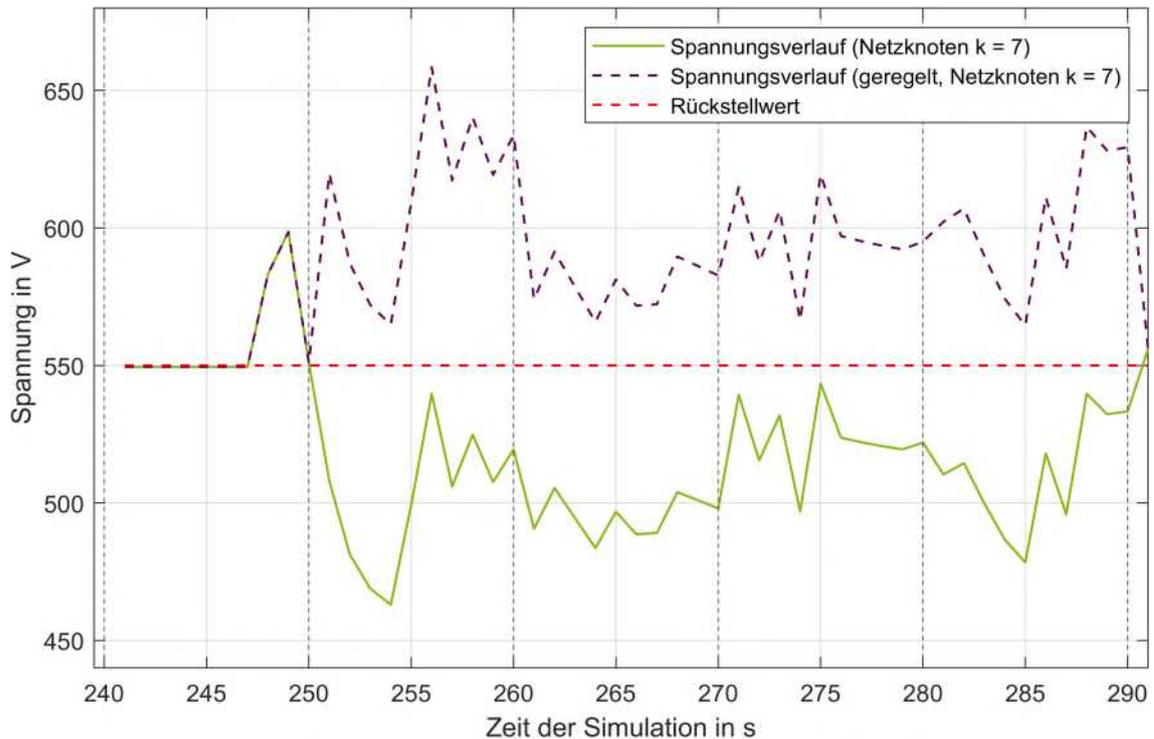


Abbildung 5-7: Zeitlicher Verlauf der Referenzspannung am Netzknoten $k = 7$ und unter Einsatz der Regelungsstrategie

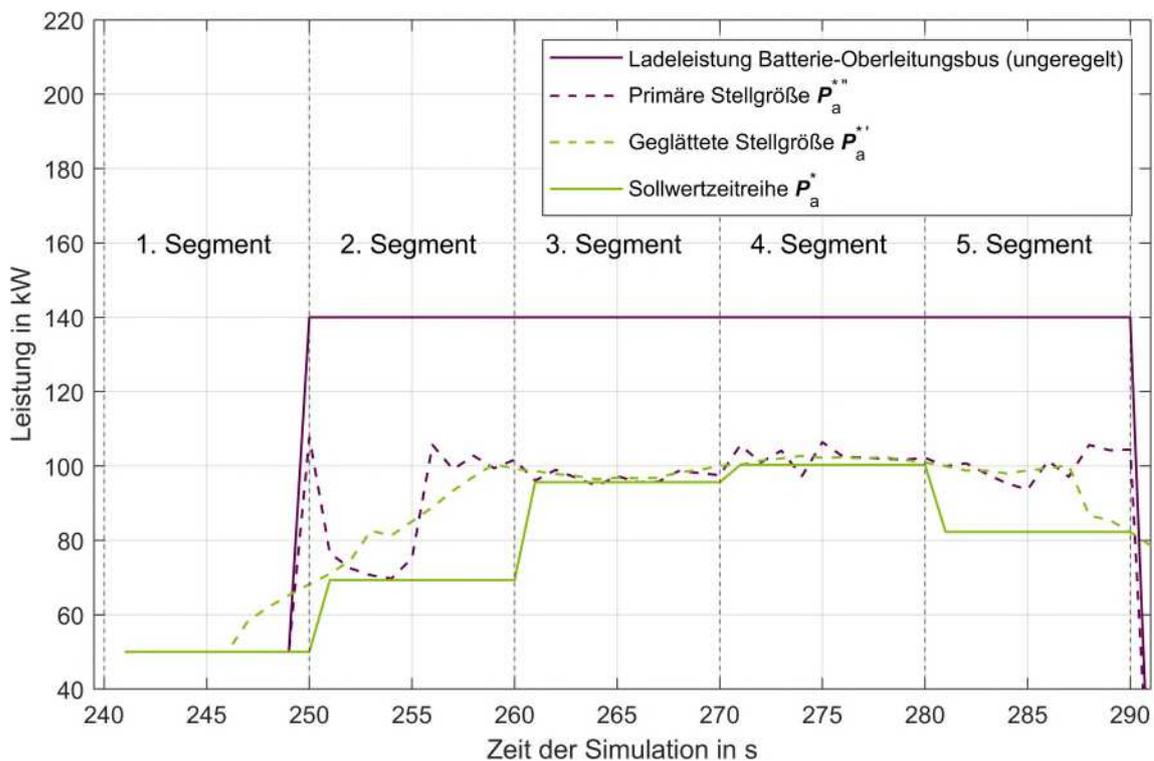


Abbildung 5-8: Zeitlicher Verlauf der Sollwertzeitreihe des Aktors $D_{b=2}$ (Batterie-Oberleitungsbus) unter Einsatz der Regelungsstrategie

Dem geregelten Spannungsverlauf, welcher in Abbildung 5-7 dargestellt ist, können zwei wesentliche Merkmale entnommen werden: Zum einen liegen die unteren Spannungsspitzen, welche die niedrigsten Werte haben (Zeitschritte 254 s, 264 s, 274 s und 285 s), alle auf dem gleichen Niveau. Dies resultiert als Folge der segmentierten Sollwertzeitreihe, welche für jedes Segment einen

diskreten Sollwert vorgibt und dabei effektiv den kritischsten Zeitpunkt berücksichtigt. Hierdurch kann ein wesentlicher Beitrag zur Robustheit der Regelungsstrategie geleistet werden. Zum anderen liegen die entsprechenden Spannungsspitzen betragsmäßig in gleichem Abstand zur Kennlinie, welche den Rückstellwert repräsentiert. Dieser Versatz zum Rückstellwert wird durch die Anwendung einer entsprechenden Reglerverstärkung (vgl. Gleichung 4.41; Abschnitt 4.3.2) erreicht und bietet folglich einen gesteigerten Sicherheitsaspekt, um etwaige Ungenauigkeiten hinsichtlich der Netzzustandsprognose und des Streckenmodells zu kompensieren. Der steigende Spannungsverlauf ab dem Zeitpunkt $t = 290$ s in Abbildung 5-7 wird darauf zurückgeführt, dass der Batterie-Oberleitungsbus beginnt zu bremsen – dies kann auch an der fallenden Ladeleistung (ungeregelt) in Abbildung 5-8 beobachtet werden, da die resultierende Rekuperationsleistung des Bremsvorgangs zum Laden der Traktionsbatterie genutzt wird und somit kein Leistungsbezug aus dem Oberleitungsnetz erforderlich ist.

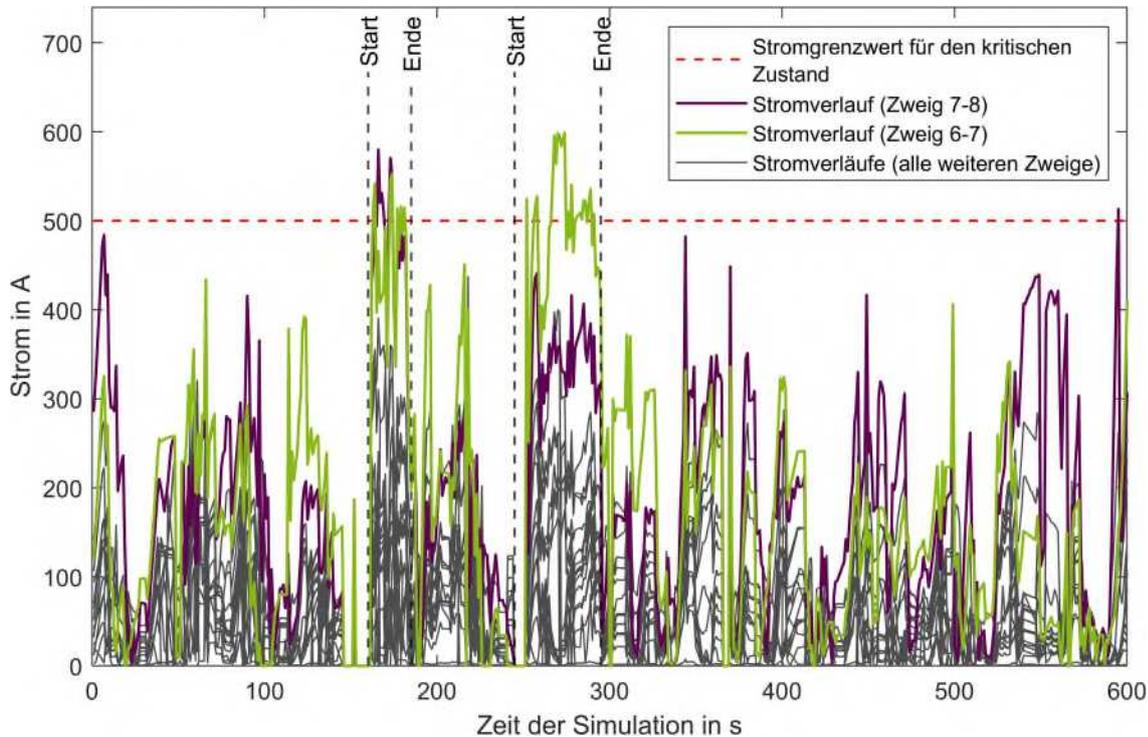


Abbildung 5-9: Zeitlicher Verlauf aller Zweigströme im Testnetz und Hervorhebung der Zweigströme 6-7 und 7-8

Abbildung 5-9 visualisiert alle Zweigströme des Testnetzes, welche im selben Prognosehorizont auftreten. Dabei können zwei Zustandsindikationen (Zweig 7-8 und Zweig 6-7) identifiziert werden, von welchen die zweite (Zweig 6-7) zeitgleich mit $Z_{sem,U,Test}$ auftritt und in diesem Kontext aggregiert und durch den in Abbildung 5-8 dargestellten Regelungseingriff erfolgreich verhindert wird. Zur Hälfte der Zeit ($t = 270$ s) der detektierten Zustandsindikation (Zweig 6-7) kann eine deutliche Stromspitze erkannt werden. Dies wird auf die Zeitpunkte, in welchen die Aktoren $D_{b=1}$ und $D_{b=2}$ einander passieren zurückgeführt. Die erste detektierte Zustandsindikation auf Zweig 7-8 wird durch den Aktor $D_{b=2}$ verursacht, welcher für eine längere Zeit stark beschleunigt und somit gleichzeitig Antriebsleistung und Batterieladeleistung bezieht. Dies

kumuliert sich mit dem Leistungsbezug des Aktors $D_{b=4}$ und führt zur geregelten bzw. reduzierten Batterieladeleistung des Aktors $D_{b=2}$. Die Vorgehensweise hierzu entspricht dem bereits vorgestellten Schema (vgl. Abbildung 5-8) und wird daher nicht im Detail dargestellt.

Abschließend stellt Abbildung 5-10 die Stromverläufe aller Netzzweige im Testnetz unter Einsatz der Regelungsstrategie dar – dieser Darstellung kann ebenfalls deutlich entnommen werden, dass die geregelten Stromverläufe im Gegensatz zur Zustandsindikation (Referenzszenario) deutlich unterhalb des Rückstellwertes verlaufen. Hinsichtlich der zweiten Zustandsindikation ($t_1 = 246$ s), welche im Rahmen von $Z_{sem,U,Test}$ aggregiert wurde, ist ein geringerer Abstand zur Kennlinie des Rückstellwertes ersichtlich. Dies wird auf die Aggregation zurückgeführt, da in diesem Fall nicht die Überschreitung des Stroms auf Zweig 6-7 direkt durch die Regelungsstrategie adressiert wird.

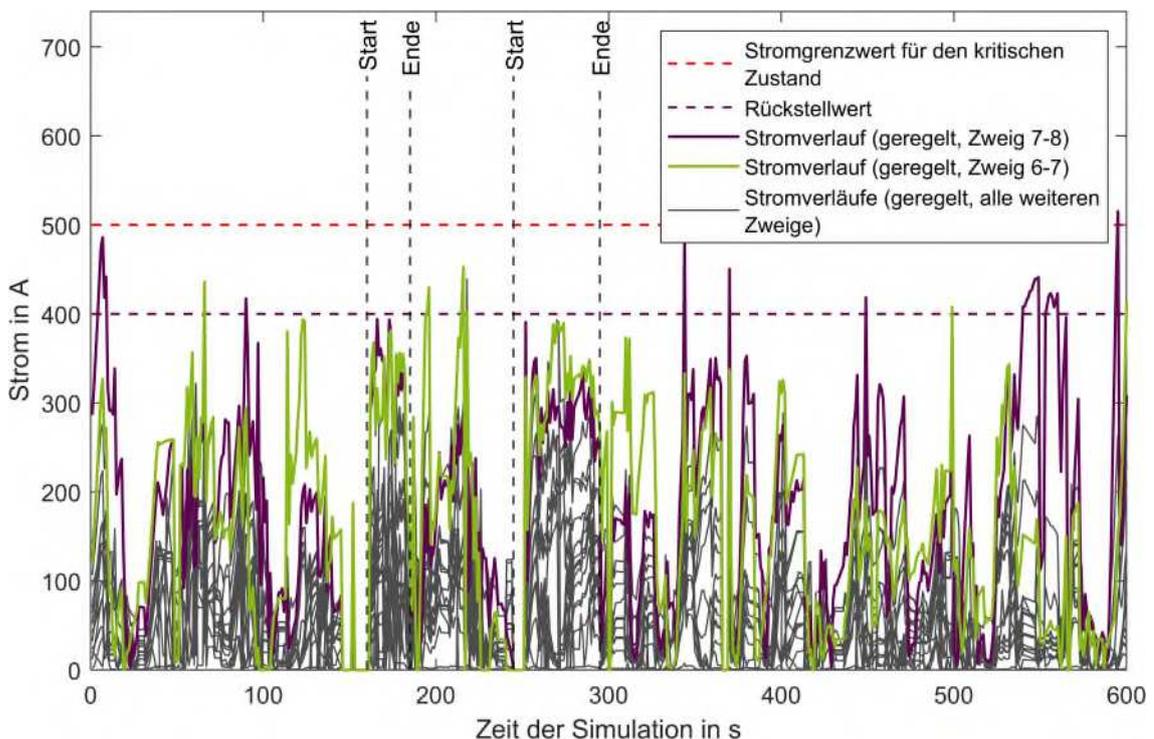


Abbildung 5-10: Zeitlicher Verlauf aller Zweigströme im Testnetz und Hervorhebung der geregelten Zweigströme 6-7 und 7-8 unter Einsatz der Regelungsstrategie

5.2.2 Auswertung des Gesamtsystems

Im Folgenden soll die quantitative Wirksamkeit des Netzautomatisierungssystems (Netzzustandsbewertung und Netzzustandsregelung/-optimierung) für das gesamte Oberleitungssystem (alle Netzzonen) anhand verschiedener Indikatoren dargelegt werden. Dabei werden unterschiedliche Szenarien betrachtet, welche sich durch die Aktorverfügbarkeit (AF) definieren. In diesem Kontext spiegelt AF 1 die Freigabe für den regelungstechnischen Einsatz der folgenden Aktorik wider: *E-Auto-Ladepunkte* und *Stationäre Energiespeicher*. AF 2 ergänzt die Gruppe der Aktorik um den *BOB*, wobei lediglich die *Reduktion der Batterieladeleistung* freigegeben wird. Abschließend vervollständigt AF 3 die o. g. Auflistung um die Freigabe der *reduzierbaren*

Traktionsleistung sowie dem vorzeitigen Stützbetrieb des BOBs (vgl. Tabelle 4-1; Abschnitt 4.3.1). Da keine Oberleitungsbusse im Szenario *Zukunft* vertreten sind, werden diese hinsichtlich der Stellgrößen nicht berücksichtigt.

Abbildung 5-11 veranschaulicht, in Anlehnung an Abbildung 2-10 (vgl. Abschnitt 2.4.1), die Summe aller Zeitschritte gemessen an der gesamten Simulationsdauer, welche Gegenstand einer Grenzwertverletzung sind. Dabei repräsentiert die Referenz das absolute Verhältnis aller (einzelnen) Zeitschritte, welche ggf. nicht zur Definition einer Zustandsindikation führen, wohingegen Referenz ZK die Berücksichtigung der definierten Zeitkonstante (vgl. Gleichung 3.18; Abschnitt 3.2.2) vornimmt. Für die semikritische Zustandsindikation $Z_{sem,U}$ resultiert somit ein relativierter Anteil von ca. 4 % der Zeitschritte und für die kritische Zustandsindikation $Z_{krit,U}$ entsprechend 0,8 %. Diese Werte werden als Bezugsgröße für die weitere Betrachtung zugrunde gelegt. In diesem Kontext kristallisiert sich bereits für beide Typen der Zustandsindikationen die eingeschränkte Wirksamkeit der AF 1 heraus, welche sich mit einer Reduktion um ca. 20 % bzw. ca. 10 % gegenüber dem Referenz ZK Szenario beziffert. Durch den Einsatz der reduzierbaren Batterieladeleistung (AF 2) hingegen kann der zeitliche Anteil der Grenzwertverletzung für $Z_{sem,U}$ um ca. 75 % bzw. für $Z_{krit,U}$ um ca. 60 % gesenkt werden. Durch den Einsatz der AF 3 lässt sich insgesamt eine weitere Verbesserung für $Z_{sem,U}$ um 80 % bzw. für $Z_{krit,U}$ um ca. 70 % erschließen. Verbleibende Zustandsindikationen werden auf die Tatsache zurückgeführt, dass keine geeignete Aktorik bzw. keine ausreichende Flexibilität identifiziert wird.

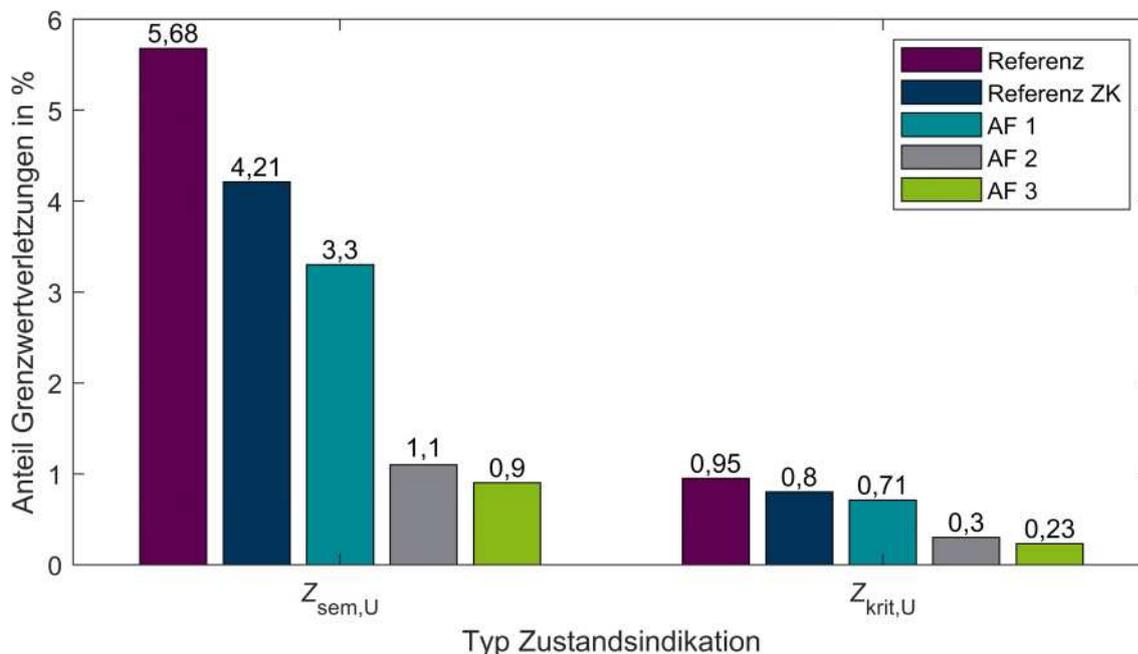


Abbildung 5-11: Summe der Zeitschritte mit Spannungsunterschreitungen gemessen an der gesamten Simulationsdauer und in Bezug auf verschiedene Aktorfregaben im Szenario Zukunft

Hinsichtlich der Betriebsmittelüberlastungen veranschaulicht Abbildung 5-12, in Anlehnung an Abbildung 2-9 (vgl. Abschnitt 2.4.1), nach dem gleichen Schema den reduzierten zeitlichen Anteil, an welchem der thermische Grenzstrom der Oberleitung oder die Bemessungsleistung

eines Unterwerks überschritten wird. Auch hier sind bereits qualitativ vergleichbare Sprünge in Abhängigkeit der verschiedenen Aktorfreigaben zu verzeichnen.

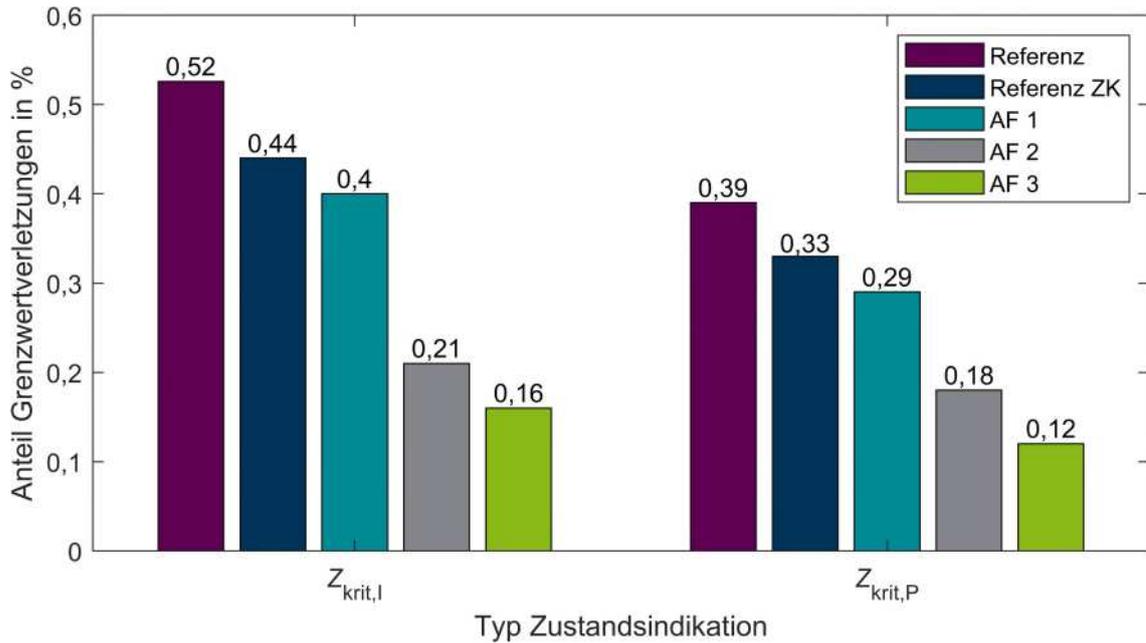


Abbildung 5-12: Summe der Zeitschritte mit Betriebsmittelüberlastungen gemessen an der gesamten Simulationsdauer und in Bezug auf verschiedene Aktorfreigaben im Szenario Zukunft

Die Auswertungen im Rahmen von Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 veranschaulichen sehr deutlich den netzdienlichen Mehrwert der BOBs als Aktorik. Im Vergleich der einzelnen AFs konnte durch den Einsatz von AF 2 der größte relative Mehrwert erreicht werden. Dies lässt sich vor allem darauf zurückführen, dass die Traktionsbatterien den größten Beitrag zur gesteigerten installierten Leistung im Szenario *Zukunft* (vgl. Abschnitt 2.2) leisten und folglich – bei entsprechender Flexibilität – die zweckdienlichste Stellgröße repräsentieren.

Abschließend veranschaulicht Abbildung 5-13 die Verteilung aller bezogenen Knotenspannungen für die verschiedenen Aktorfreigaben und in Relation zur Nennspannung – in dieser Betrachtung erübrigt sich die Berücksichtigung der Zeitkonstante zur Definition einer Zustandsindikation (vgl. Gleichung 3.18; Abschnitt 3.2.2). Für die unterschiedlichen Parametrierungen wird jeweils der Median (rot markiert) sowie das 75 %-Perzentil (obere Kante der Box, blau markiert) und das 25 %-Perzentil (untere Kante der Box, blau markiert) dargestellt. Das 75 %-Perzentil repräsentiert den Wert, unter welchem 75 % aller Knotenspannungen liegen und das 25 %-Perzentil analog dazu den Wert, unter welchem 25 % aller Knotenspannungen liegen. Die obere bzw. untere horizontale Linie (schwarz markiert) stellt den höchsten bzw. niedrigsten Wert aller Knotenspannungen dar. Hieraus wird ersichtlich, dass sich der Median aller Zeitpunkte für AF 1, AF 2 sowie AF 3 um jeweils ca. 2 %, ca. 8 % und ca. 10 % hinsichtlich der Referenz und in Richtung der Nennspannung verbessert und zusätzlich die Bandbreite der Verteilung deutlich abnimmt. Dadurch zeichnet sich ebenfalls der relevante Beitrag der BOBs für den regelungstechnischen Einsatz ab.

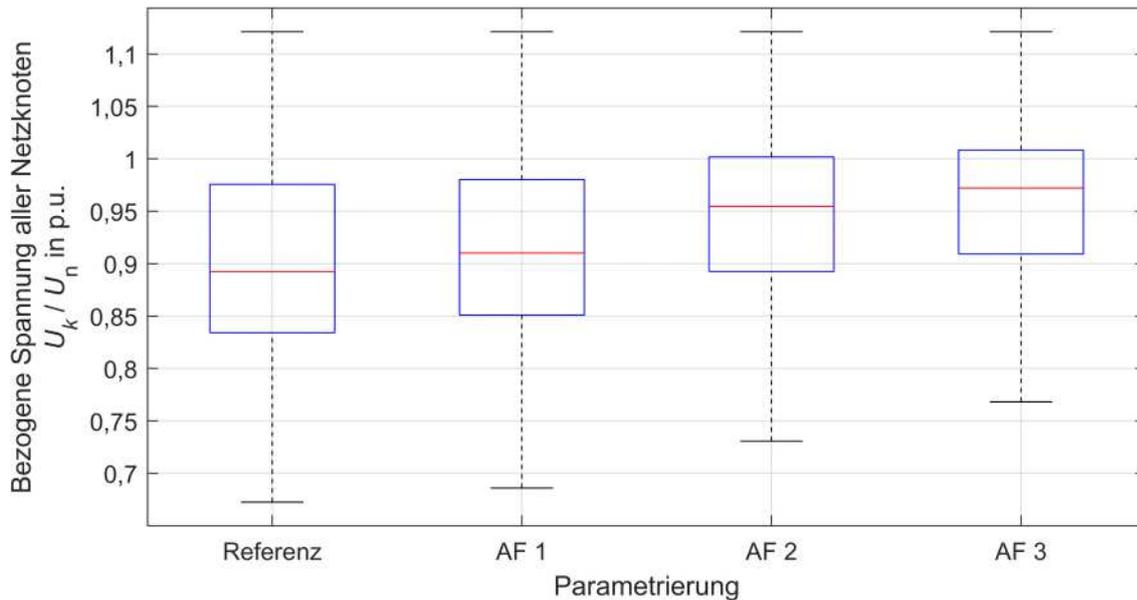


Abbildung 5-13: Verteilung aller relativierten Knotenspannungen in Bezug auf verschiedene Aktorfreigaben im Szenario Zukunft

5.2.3 Grenzen des Verfahrens

Das vorgestellte Verfahren zur prädiktiven Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems liefert, insbesondere durch die Verfügbarkeit einer hochaufgelösten Netzzustandsprognose, ein wirksames System zur präventiven Reduktion kritischer Netznutzungssituationen. Diese werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit als Spannungsunterschreitungen, welche zur reduzierten und ggf. vollständig ausfallenden Antriebsleistung führen, sowie als Überschreitungen des thermischen Grenzstroms bzw. der Bemessungsleistung von Betriebsmitteln definiert.

Die vorgestellten Ergebnisse verdeutlichen den Mehrwert eines koordinierten Netzleitsystems, welches mittels kommunikativer Anbindung an die entsprechende Aktorik einen großen Beitrag für eine stabile Betriebsführung liefern kann. In diesem Kontext stellt sich insbesondere durch die Freigabe der neuartigen BOBs ein großes regelungstechnisches Potenzial heraus. Motiviert durch die Dynamik und Fluktuation der Netznutzungssituationen eines Oberleitungsbussystems, wird ein detailliertes Streckenmodell sowie eine auf die entsprechende Netzzone bezogene Leistungsflussberechnung angewendet, damit die Bestimmung und Verifikation von Stellgrößen adäquat erfolgen kann. Dazu bedarf es einer leistungsintensiven Rechnerinstanz, welche im Rahmen dieser Arbeit durch einen Server bewerkstelligt wird. Die zeitliche Performance des Netzautomatisierungssystems (vgl. Abbildung 2-13) kann unter Einsatz der in Anhang 9.2 beschriebenen Hardware und für einen Prognosehorizont von $T_{\text{Prog}} = 600$ Sekunden mit einer mittleren Dauer von $T_N = 63$ Sekunden beziffert werden, von welchen die in dieser Arbeit thematisierte Netzzustandsbewertung sowie Netzzustandsregelung und -optimierung $T_{N2} + T_{N3} = 2$ Sekunden in Anspruch nimmt. In der realen Anwendung des vorgestellten Netzautomatisierungssystems zeichnet sich hinsichtlich der Zuverlässigkeit die Kommunikationstechnik als nicht zu vernachlässigender Schwachpunkt ab, welche in Abhängigkeit der eingesetzten

Technologie durchaus störanfällig sein kann – insbesondere bei der kabellosen Kommunikation wie es für die Busse zwingend erforderlich wäre können Kommunikationsausfälle und erhöhte Latenzzeiten zu einer deutlichen Beeinträchtigung des Systems führen. Vor diesem Hintergrund kommt der zeitlichen Performance des Systems eine besondere Bedeutung zu, da kurze Rechenzyklen zu einem höheren Prädiktionshorizont führen.

Die Machbarkeit des vorgestellten Verfahrens korreliert folglich stark mit der Verfügbarkeit eines leistungsfähigen Servers und eines detaillierten Streckenmodells des Systems. In diesem Kontext definieren sich ebenfalls die Grenzen des Verfahrens – ausgehend von den vorgestellten Ergebnissen repräsentiert der Einsatz der BOBs als Aktorik einen unumgänglichen Parameter für die Bewerkstellung einer relevanten Verbesserung des Netzzustandes. Dabei konnte festgehalten werden, dass bereits die Freigabe der reduzierten Batterieladeleistung einen großen Vorteil bietet, welcher zugleich ohne spürbare Konsequenzen für den Betrieb einhergeht.

Darüber hinaus besteht eine hohe Abhängigkeit von der Güte der Netzzustandsprognose. In diesem Kontext werden verschiedene Ansätze realisiert, welche einer schwankenden Güte entgegenwirken und die Stabilität des Netzautomatisierungssystems fördern.

Dazu gehören:

- 1) der Einsatz spezifischer Kennwerte und Reduktions-/Korrekturfaktoren zur Kompensation von Unsicherheiten/-genauigkeiten hinsichtlich der Netzzustandsprognose und des Streckenmodells
- 2) die Erweiterung des Regelungszeitfensters in Abhängigkeit des definierten Parameters f_v
- 3) die Anwendung einer geeigneten Reglerverstärkung c_x
- 4) die Überführung der primären Stellgröße in eine diskretisierte Stufenfunktion, welche den kritischsten Zeitpunkt je Segment berücksichtigt.

Die Auswahl der spezifischen Kennwerte und Reduktions-/Korrekturfaktoren, welcher in dieser Arbeit vorgestellt werden, müssen in einer heuristischen Vorgehensweise sorgfältig definiert und eingegrenzt werden. Dadurch können nicht-deterministische und somit nur beschränkt vorhersehbare Ereignisse wie bspw. eine unerwartet hohe/niedrige Verkehrsdichte oder Umleitungen im Verkehr, welche in Folge dessen zu einer fallenden Genauigkeit der Netzzustandsprognose und der resultierenden Datenbasis führen, adäquat berücksichtigt werden. Zusätzlich zur Kompensation etwaiger Unsicherheiten/-genauigkeiten dienen die Kennwerte der Steigerung der Robustheit des Gesamtsystems (bspw. effizienter Einsatz von Aktorik durch Aggregation) und spiegeln in diesem Kontext einen wichtigen Aspekt zur Vorbeugung von Betriebseinschränkungen wieder. Dies gilt auch insbesondere für die Flexibilitätsberechnung der BOBs, da diese zwingend mit dem entsprechend parametrisierten Ladezustand (in dieser Arbeit: vollständig geladen) das Oberleitungsnetz verlassen müssen.

Insgesamt zeichnet sich durch den Einsatz spezifischer Kennwerte und Reduktions-/Korrekturfaktoren ein hoher Aufwand hinsichtlich der Parametrierung ab, welcher jedoch zugleich eine erhöhte Genauigkeit für die Berechnung der Stellgrößen ermöglicht und in Folge dessen in einer zuverlässigen, prädiktiven Unterbindung betriebseinschränkender Netznutzungssituationen resultiert.

Der Einsatz intelligenter Algorithmen für die automatisierte Betriebsführung eines Verkehrsnetzes weist als Konsequenz der vorliegenden Arbeit ein enormes Potenzial auf. Im Hinblick auf die Übertragbarkeit zeichnen sich jedoch diverse Anforderungen und Grenzen ab, welche im Folgenden erläutert werden. Die grundlegende Voraussetzung für die Einrichtung eines Netzautomatisierungssystems in einem Verkehrsnetz wird durch die Verfügbarkeit einer Simulationsumgebung abgebildet. Hierdurch bietet sich die Basis für eine umfassende Eingangsanalyse, sodass die Charakteristik der zu erwartenden Grenzwertverletzungen (Dauer, Amplitude etc.) erfasst werden kann. Im Rahmen dessen bietet sich die Möglichkeiten die besagten spezifischen Kennwerte und Reduktions-/Korrekturfaktoren zu identifizieren und innerhalb entsprechender Intervalle zu begrenzen. Zudem bietet die Verfügbarkeit einer Simulationsumgebung ein mathematisches Modell der Regelstrecke, welches insbesondere für den Einsatz nichtlinearer Regelungssysteme erforderlich ist, damit die Regelungseingriffe hinreichend genau identifiziert und validiert werden können.

Die Übertragbarkeit setzt umfassende IT-Kompetenzen seitens des Betreibers voraus. Während die Ersteinrichtung bzw. Modellierung und Parametrierung nicht zwingend Aufgabe des Betreibers sein muss, stellt insbesondere die Wartung und Störungsbehebung eine nicht zu vernachlässigende Herausforderung dar. Dem gegenüber steht die Verfolgung des zentralen Ansatzes, welcher aus Sicht des Betreibers einen lokalen Dreh- und Angelpunkt der gesamten IT-Infrastruktur bietet und idealerweise den Wartungsaufwand reduziert. Sowohl für die Übertragung auf weitere Oberleitungsbussysteme als auch für den schienengebundenen Verkehr bleibt es weiterhin erforderlich, dass ein digitaler Zwilling im Sinne der Simulationsumgebung entwickelt werden muss. Dafür bedarf es zum einen des Einsatzes eines Geoinformationssystems, welches alle relevanten Streckeninformationen enthält und zum anderen eine detaillierte Überprüfung der korrekten Funktionalität. Letzteres muss insbesondere hinsichtlich der korrekten Berechnung des elektrotechnischen Verhaltens sowie einer realistischen Bewegung der Fahrzeuge erfolgen und durch den direkten Vergleich mit realen Messwerten validiert werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Methoden und Ergebnisse ergänzen die gegenwärtigen Anstrengungen zur vollständigen Elektrifizierung des Verkehrssektors und erweitern das Einsatzgebiet intelligenter und prädiktiver Automatisierungslösungen um den Anwendungsfall der Oberleitungsbussysteme. Die Energie- und Mobilitätswende repräsentiert ein wirksames Maßnahmenbündel, welches sektorübergreifend den Weg zu einer nachhaltigeren und klimagerechten Zukunft ebnen soll (vgl. Kapitel 1). Im Hinblick auf den ÖPNV bedarf es insbesondere für den Busverkehr einem deutlich intensiveren Forschungs- und Entwicklungsaufwand, sodass die Elektrifizierung ebendieses beschleunigt werden kann. Die Herausforderungen mit welchen sich die Verkehrsbetriebe gegenwärtig konfrontiert sehen, belaufen sich vor allem auf die Neuplanung von Verkehrssystemen und Betriebsmodellen sowie auf die Weiterentwicklung von Bestandssystemen, sodass diese zu einer Adaption vollständig elektrifizierter Antriebssysteme befähigt werden. Letzteres definiert den thematischen Rahmen der vorliegenden Arbeit, da die Integration neuartiger Antriebs- und Energiespeichersysteme in bestehende Oberleitungsbussysteme mit Engpässen und Überlastungen in der (energieversorgenden) Oberleitungsbusinfrastruktur verbunden ist (vgl. Abschnitt 1.1). Existierende Konzepte, welche den Transformationsprozess von Oberleitungsbussystemen begünstigen sollen, bedienen sich insbesondere verschiedener Optimierungsverfahren, welche eine Reihe vordefinierter Handlungsmaßnahmen für verschiedene Netznutzungssituationen anwenden (vgl. Abschnitt 1.2). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus auf dem Einsatz intelligenter Algorithmen, welche die Implementierung eines Netzautomatisierungssystems ermöglichen, sodass die Betriebsführung – unter zweckdienlichem Einsatz der neuartigen Netzteilnehmer – automatisiert und sicher vorstattgehen kann.

Kapitel 2 der vorliegenden Arbeit thematisiert die zu erwartende Transformation von Oberleitungsbussystemen und leitet folgerichtig eine Potenzialabschätzung für den individuellen Einsatz von Netzautomatisierungssystemen ein, welche in ein Netzleitsystem eingebettet werden können. Dazu werden zunächst die technischen Grundlagen von Oberleitungsbussystemen (vgl. Abschnitt 2.1) erläutert. Diese gliedern sich in die unterschiedlichen Fahrzeugkonzepte Oberleitungsbus und Batterie-Oberleitungsbus sowie die für den Batterie-Oberleitungsbus geltenden Ladestrategien. Darüber hinaus werden das Spannungssystem, mit welchem ein Oberleitungsnetz betrieben wird sowie die Subkomponenten der Oberleitungsbusinfrastruktur vorgestellt. Der Wandlungsprozess eines Oberleitungsbussystems wird am Beispiel des Solinger Anwendungsfalls erläutert – ausgehend davon erfolgt die szenarienbasierte Simulation der Netzauswirkungen, wodurch abschließend die Eignung eines zentralen Netzautomatisierungssystems plausibilisiert und hergeleitet wird (vgl. Abschnitte 2.2 - 2.5). Durch den Einsatz eines Netzautomatisierungssystems lassen sich vorhandene Flexibilitäten im Rahmen eines komplexen Entscheidungs-

prozesses netzdienlich einsetzen. Die Umsetzung benötigt eine umfassende Kommunikationsstruktur, welche die relevanten, neuartigen Netzteilnehmer an die serverbasierte Recheneinheit des Netzautomatisierungssystems anbindet. Durch die Verfolgung des zentralen Ansatzes – unter Einsatz einer serverbasierten Recheneinheit, lässt sich ein nennenswerter Mehrwehrt hinsichtlich der Performance rechenintensiver Funktionen erschließen (vgl. Abschnitt 2.5).

Kapitel 3 stellt die Anforderungen und die damit zusammenhängenden Entwicklungsschritte für die Netzzustandsbewertung vor. Nach einer einleitenden Übersicht des Gesamtkonzeptes erfolgt die detaillierte Erläuterung der Methodik. Die Methodik der Netzzustandsbewertung (vgl. Abschnitt 3.2) orientiert sich an den drei folgenden Funktionsbausteinen: Virtuelle Partitionierung, Ereignisbasierte Identifikation sowie die Kritikalitätsbewertung und Aggregation. Mithilfe der virtuellen Partitionierung wird das Oberleitungsnetz in kleinere Netzzonen aufgeteilt, wodurch große Netztopologien mit einer Vielzahl an versorgenden Unterwerken vereinfacht dargestellt und analysiert werden können. Die resultierenden Netzzonen werden an den spannungsstabilsten Stellen (Unterwerke; vgl. Abschnitt 3.2.1) aufgeteilt, sodass jede Netzzone folglich von einem oder mehreren Unterwerken gekapselt und gesondert betrachtet wird. Diese Vorgehensweise ermöglicht einen effizienten Umgang mit den verfügbaren Rechenkapazitäten und trägt wesentlich zur Steigerung der Robustheit und Performance des Systems bei. Letzteres ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Identifikation netzdienlicher Aktoren bzw. Regelungsmaßnahmen in der netzzonendiskreten Betrachtung lokal erfolgen kann. Ausgehend von der virtuellen Partitionierung erfolgen alle weiteren Funktionsbausteine iterativ und somit diskret für jede Netzzone. Die Identifikation von Engpässen im Oberleitungsnetz basiert auf der Zuordnung verschiedener Zustandsindikationen (vgl. Abschnitt 3.2.2). Die Analyse der prognostizierten Netzdaten hinsichtlich von Grenzwertverletzungen wird durch die Parametrierung differenzierter Grenzwerte und zeitlicher Restriktionen bewerkstelligt. Die differenzierte Kategorisierung von Grenzwertverletzungen definiert im Bedarfsfall eine *kritische*, *semikritische* oder *optimierbare* Zustandsindikation. Diese Aufteilung dient insbesondere der Priorisierung von identifizierten Zustandsindikationen im nachfolgenden Prozessablauf. Abschließend wird im Rahmen von Abschnitt 3.2.3 die Vorgehensweise zur Kritikalitätsbewertung und Aggregation detektierter Zustandsindikationen erläutert. Im Rahmen der Kritikalitätsbewertung erfolgt eine relativierte Einordnung der betroffenen Prozesswerte, welche unter Berücksichtigung des arithmetischen Mittelwerts sowie eines Zeitgewichtungsfaktors ausgeführt wird. Die Kritikalität dient zur abschließenden Priorisierung aller Zustandsindikationen innerhalb der (semi-)kritischen Gruppen. Im letzten Schritt wird die Zeit- und Ortsabhängigkeit aller detektierten Zustandsindikationen zueinander und innerhalb einer diskreten Netzzone analysiert. Dadurch soll die etwaige Interdependenz verschiedener Grenzwertverletzungen erschlossen werden, um diese ggf. zu gruppieren und den redundanten Einsatz systemrelevanter Kapazitäten des Netzautomatisierungssystems zu unterbinden.

Kapitel 4 bildet den inhaltlichen Schwerpunkt der Forschungsarbeit und behandelt eine konkrete Methodik zur prädiktiven Netzzustandsregelung und -optimierung in einem Oberleitungssystem. Die modellbasierte prädiktive Regelung bildet die theoretische Grundlage für die Entwicklung der Kernkomponente des Netzautomatisierungssystems (vgl. Abschnitt 4.1). Der Entwurf eines mathematischen Modells der Regelstrecke wird um die Definition der Stellglieder und weiterer systemrelevanter Größen ergänzt (vgl. Abschnitt 4.2). Dabei stehen insbesondere die Stellglieder (Aktorik) und die damit zusammenhängenden Stellgrößen im Fokus – aufgrund der heterogenen Aktorik werden differenzierte Stellgrößen definiert, damit der netzdienliche Einsatz der Aktorik bedarfsgerecht und in Abhängigkeit der Aktorverfügbarkeit erfolgen kann (vgl. Abschnitt 4.2.2). Das Regelungskonzept im hiesigen Netzautomatisierungssystem sieht grundsätzlich die Bestimmung einer Sollwertzeitreihe vor, welche zur Behebung von Zustandsindikationen im betroffenen Zeitfenster dienen soll (vgl. Abschnitt 4.3). Dazu wurde zunächst eine adaptive Methodik zur Flexibilitätsbestimmung und Aktorpriorisierung vorgestellt. In diesem Funktionsbaustein werden unterschiedliche Aktorgruppen, ausgehend von den betrieblichen und technischen Eigenschaften zusammengefasst und drei verschiedene Methoden zur Flexibilitätsbestimmung vorgestellt (vgl. Abschnitt 4.3.1). Für die Flexibilitätsbestimmung wird ein besonderes Augenmerk auf den Aktor *Batterie-Oberleitungsbuss* gelegt, da ein unzureichender Ladezustand der Traktionsbatterie auf oberleitungsfreien Streckenabschnitten zu Störungen bzw. einem vollständigen Erliegen des Betriebs führen würde. Im Anschluss an die Aktoranalyse wird ein Verfahren zur indirekten Spannungsregelung sowie zur direkten Strom- und Leistungsregelung vorgestellt (vgl. Abschnitt 4.3.2). In diesem Kontext erfolgt die Berechnung der finalen Stellgrößen in einem mehrstufigen Prozess, welcher zunächst mit einer iterativen Bestimmung der Wirkleistungsanpassung auf Grundlage einer Leistungsflussberechnung erfolgt. Die somit bestimmte *primäre Stellgröße* wird in Folge dessen anhand des gleitenden Mittelwerts geglättet und abschließend durch eine Diskretisierung in eine Stufenfunktion überführt. Die beschriebene Vorgehensweise dient in erster Linie einer begünstigten Umsetzungsfähigkeit seitens der Aktorik, da die primäre Stellgröße analog zu den Zustandsgrößen von einer hohen Dynamik geprägt ist. Die Regelungsstrategie sieht einen kumulativen Einsatz der verfügbaren Aktorik vor, welche im Bedarfsfall im folgenden Anwendungsdurchlauf durch einen konsekutiven Einsatz von Aktorik ergänzt werden kann (vgl. Abschnitt 4.3.3). In diesem Kontext erfolgt zugleich die Verifikation der Regelungsmaßnahmen, da die Sollwertzeitreihen sowohl der Aktorik, als auch der Netzzustandsprognose übermittelt werden und somit in der folgenden Prognose berücksichtigt werden können. Abschnitt 4.4 stellt den Entwurf der Netzzustandsoptimierung vor, welche ergänzend zur Netzzustandsregelung betrieben wird. Dabei werden zwei verschiedene Ansätze zur spannungsgeführten und unterwerksentlastenden Optimierung vorgestellt, welche unter Einsatz der Stationären Energiespeicher bewerkstelligt werden.

Die Umsetzung der theoretischen Modelle erfolgt unter Einsatz einer hardwaregestützten Testumgebung. In diesem Kontext wird in Kapitel 5 zuerst der systemische Aufbau und

anschließend die Funktionsvalidierung am Beispiel eines Testnetzes durchgeführt. Das ausgewählte Prognosezeitfenster wird hinsichtlich der Spannungsunterschreitung sowie der Stromüberschreitung analysiert und der aktorseitige Regelungseingriff im Detail vorgestellt (vgl. Abschnitt 5.2.1). Abschließend werden die vorgestellten Methoden anhand verschiedener Szenarien, welche die Aktorverfügbarkeit repräsentieren, ausgewertet (vgl. Abschnitt 5.2.2).

Die vorgestellte Methodik für die prädiktive Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems verfolgt grundsätzlich den generischen Ansatz und bietet somit ein nennenswertes Potential für die Skalierung aber auch für die Übertragung auf ähnliche ÖPNV Systeme. Im Rahmen der Auswertung konnte festgestellt werden, dass der regelungstechnische Einsatz der BOBs einen relevanten Mehrwert zur Realisierung einer sicheren Betriebsführung beiträgt. Ausgehend von dieser Erkenntnis kristallisiert sich der weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarf wie folgt heraus:

- 1) Anforderungsanalyse und praktische Applikation des regelungstechnischen Einsatzes der BOBs unter Berücksichtigung der regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen
- 2) Berücksichtigung steuerbarer Unterwerke als Aktorik in dem prädiktiven modellbasierten Regelungssystem
- 3) Einbindung des prädiktiven modellbasierten Regelungssystems in eine koordinierte Verteilnetzautomatisierung zur Bereitstellung netzdienlicher Flexibilitäten in der vorgelegerten Netzebene
- 4) Adaptive Flexibilitätsermittlung der BOBs unter Berücksichtigung der notwendigen Energie für oberleitungsfreie Streckenabschnitte
- 5) Verfahren zur automatisierten Identifikation und Intervalleingrenzung der spezifischen Kennwerte und Reduktions-/Korrekturfaktoren

7 Summary and Outlook

The methods and results presented in this thesis complement the current efforts towards the complete electrification of the transport sector and expand the field of application of intelligent and predictive automation solutions to include the use case of trolleybus systems. The energy and mobility transition represents an effective bundle of measures that should pave the way to a more sustainable and climate-friendly future across sectors (cf. chapter 1). With regard to public transport, a much more intensive research and development effort is required, especially for bus transport, so that the electrification of these can be accelerated. The challenges that transport companies are currently confronted with are mainly related to the planning of new transport systems and operating models as well as the further development and technical upgrading of existing systems so that they are capable of adapting to fully electrified drive systems. The latter defined the thematic framework of the present work, as the integration of new types of drive and energy storage systems into existing trolleybus systems is associated with bottlenecks and possibly overloads in the (energy-supplying) trolleybus infrastructure (cf. section 1.1). Existing concepts, which are supposed to favour the transformation process of trolleybus systems, make use of different optimisation procedures, which define a series of predefined measures for different grid utilisation situations (cf. section 1.2). In the context of the present work, the focus is on the use of intelligent algorithms, which enable the implementation of a smart grid system, so that the operational management - with appropriate use of the new types of grid participants - can take place automatically and safely.

Chapter 2 of this thesis deals with the expected transformation of trolleybus systems and consequently introduces an assessment of the potential for the individual use of smart grid systems that can be embedded within a grid guidance system. To this end, the technical fundamentals of trolleybus systems (cf. Section 2.1) are first explained. These are divided into the different vehicle concepts of trolleybus and battery trolleybus as well as the charging strategies applicable to the battery trolleybus. Furthermore, the voltage system with which a trolleybus grid is operated and the subcomponents of the trolleybus infrastructure are presented. The transformation process of a trolleybus system is explained using the example of the Solingen use case - based on this, the scenario-based simulation of the grid effects is carried out, whereby finally the suitability of a central smart grid system was plausibilised and derived (cf. sections 2.2 - 2.5). By using a grid automation system, existing flexibilities can be used in a grid-serving manner within the framework of a complex decision-making process. The implementation requires a comprehensive communication structure that connects the relevant, novel subcomponents to the server-based computing unit of the grid automation system. By pursuing the central approach - using a server-based computing unit - a significant time advantage can be achieved with regard to the performance of computationally intensive functions (cf. section 2.5).

Chapter 3 presents the requirements and the related development steps for the grid condition assessment. After an introductory overview of the overall concept, the methodology is explained in detail. The methodology of the grid condition assessment (cf. section 3.2) is based on the following three functional modules: virtual partitioning, event-based identification and criticality assessment and aggregation. With the help of virtual partitioning, the trolleybus grid is divided into smaller grid zones, whereby large grid topologies with a large number of supplying substations can be represented and analysed in a simplified way. The resulting grid zones are divided at the most voltage-stable points (substations; cf. section 3.2.1), so that each grid zone is consequently encapsulated by one or more substations and considered separately. This procedure enables efficient use of the available computing capacities and contributes significantly to increasing the robustness and performance of the system. The latter is mainly due to the fact that the identification of grid-serving actuators or control measures can be carried out locally in the grid-zone-discrete consideration. Starting from the virtual partitioning, all further function modules are iterative and thus discrete for each grid zone. The identification of bottlenecks in the trolleybus grid is based on the assignment of different state indications (cf. section 3.2.2). The analysis of the predicted grid data with regard to limit violations is achieved by parameterising differentiated limit values and temporal restrictions. The differentiated categorisation of limit value violations defines a critical, semi-critical or optimisable state indication if required. This division serves in particular to prioritise identified state indications in the subsequent process flow. Finally, section 3.2.3 explains the procedure for criticality assessment and aggregation of detected state indications. Within the framework of the criticality evaluation, a relative classification of the affected process values takes place, which is carried out taking into account the arithmetic mean value and a time weighting factor. The criticality is used for the final prioritisation of all state indications within the (semi-)critical groups. In the last step, the time and location dependence of all detected state indications on each other and within a discrete grid zone is analysed. In this way, the possible interdependency of different limit value violations is to be developed in order to group them, if necessary, and to prevent the redundant use of system-relevant capacities of the smart grid system.

Chapter 4 forms the main content of the research work and deals with a concrete methodology for predictive grid state control and optimisation in a trolleybus system. The model-based predictive control forms the theoretical basis for the development of the active component of the smart grid system (cf. section 4.1). The design of a mathematical model of the controlled system is supplemented by the definition of the actuators and other system-relevant variables (cf. section 4.2). In particular, the focus is on the actuators and the associated manipulated variables - due to the heterogeneous actuators, differentiated manipulated variables are defined in this sense so that the grid-serving use of the actuators can take place according to demand and depending on the actuator availability (cf. section 4.2.2). The control concept in this grid automation system basically provides for the determination of a setpoint time series, which is to be used for the

elimination of state indications in the affected time window (cf. section 4.3). For this purpose, an adaptive methodology for flexibility determination and actuator prioritisation was firstly presented. In this function module, different actuator groups are summarised based on the operational and technical properties and three different methods for flexibility determination are presented (cf. section 4.3.1). For the flexibility determination, special attention is paid to the actuator battery trolleybus, since an insufficient state of charge of the traction battery on catenary-free line sections would lead to disruptions or a complete shutdown of the operation. Following the actuator analysis, a procedure for indirect voltage control as well as for direct current and power control is presented (cf. section 4.3.2). In this context, the calculation of the final manipulated variables is carried out in a multi-stage process, which initially involves an iterative determination of the active power adjustment based on a power flow calculation. The primary manipulated variable determined in this way is then smoothed using the moving average and finally converted into a step function by means of discretisation. The described procedure primarily serves to promote the ability of the actuator system to implement the process, since the primary manipulated variable is characterised by a high level of dynamics, as is the case with the state variables. The control strategy provides for a cumulative use of the available actuator technology, which can be supplemented by a consecutive use of actuator technology in the following application run if necessary (cf. section 4.3.3). In this context, the verification of the control measures takes place at the same time, as the set point time series are transmitted to both the actuators and the grid state forecast and are thus taken into account in the following forecast. Section 4.4 presents the design of the grid state optimisation, which is operated in addition to the grid state control. Two different approaches for voltage-controlled and substation-relieving optimisation are presented, which are implemented using stationary energy storage.

The theoretical models are implemented using a hardware-supported test environment. In this context, in chapter 5, first the systemic setup and then the function validation is carried out using the example of a test grid. The selected forecast time window is analysed with regard to the voltage undershoot and the current overshoot and the control intervention on the actuator side is presented in detail (cf. section 5.2.1). Finally, the presented methods are evaluated using different scenarios representing the actuator availability (cf. section 5.2.2).

The presented methodology for the predictive control and optimisation of a trolleybus system basically follows the generic approach and thus offers a noteworthy potential for scaling but also for transfer to similar public transport systems. Within the scope of the evaluation, it could be determined that the control-technological use of the BOBs contributes a relevant added value to the realisation of a safe operational management. Based on this finding, further research and development needs crystallise as follows:

- 1) Requirement assessment and practical application of the control usage of BOBs, taking into account the regulatory and technical framework conditions.

- 2) Consideration of controllable substations as actuators in the predictive model-based control system.
- 3) Integration of the predictive model-based control system into a coordinated distribution grid automation for the provision of grid-serving flexibilities in the upstream grid level.
- 4) Adaptive flexibility determination of the BOBs taking into account the necessary energy for overhead line-free route sections.
- 5) Procedure for automated identification and interval delimitation of the specific characteristic values and reduction/correction factors

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel
vom Bundeskabinett am 17. Dezember 2008 beschlossen, 2008
- [2] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Monitoringbericht 2019 zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel
Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe Anpassungsstrategie der Bundesregierung,
2019
- [3] World Meteorological Organization:
State of the Global Climate 2020
Genève, Schweiz, 2020
- [4] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Zweiter Fortschrittsbericht zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel
Berlin, 2020
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik
Berlin, 2020
- [6] Umweltbundesamt:
Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019
Climate Change 43/2021, S. 995, Dessau-Roßlau, 2021
- [7] Internationale Klimakonferenz Paris:
Übereinkommen von Paris
COP21, Paris, Frankreich, 2015
- [8] Europäische Kommission:
Der europäischer Grüne Deal
Brüssel, 2019
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutzplan 2050
Berlin, 2016

- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050
Berlin, 2019
- [11] Umweltbundesamt (UBA):
Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen
[online]: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2019_01_15_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.6.1_f-gase.xlsx (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022)
- [12] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI):
Sofortprogramm Saubere Luft 2017-2020
Berlin, 2017
- [13] Agora Verkehrswende:
Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende
Berlin, 2017
- [14] M. Wagner:
Elektromobilität als Baustein der Energiewende: Chancen und Potentiale der zukünftigen Individualmobilität in ausgesuchten Raum- und Siedlungsstrukturen
Dissertation, Technische Universität München, München, 2016
- [15] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Elektromobilität braucht Netzinfrastruktur
Positionspapier, Berlin, 2017
- [16] F. Bergk, U. Lambrecht, R. Pütz und H. Landinger:
Potentiale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV
Heidelberg, Landshut, München, 2015
- [17] M. Lehnert:
Energieversorgung und Betrieb eines Nahverkehrssystems mit on-board-Speicher und Nachladepunkten
Dissertation, TUDpress, Technische Universität Dresden, Dresden, 2012
- [18] A. W. Kunith:
Elektrifizierung des urbanen öffentlichen Busverkehrs
Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017

- [19] NOW GmbH:
Energiewende im Verkehr im kommunalen Umfeld: Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom für Kommunen, Stadtwerke, Verteilnetzbetreiber und Verkehrsunternehmen
Düsseldorf, 2019
- [20] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Marktuntersuchung Eisenbahnen 2019
Bonn, 2019
- [21] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA):
Fahrzeugzulassungen - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen
[online]:
https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ13/fz13_2020_pdf.pdf;
jsessionid=10A4E55EB06216FAC63543EDE5249E15.live11313?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022)
- [22] L. Kenning und M. Schindler:
Obusse in Deutschland
Verlag Kenning, Nordhorn, 2009
- [23] H. Hondius:
E-Mobilität: Welche Rolle kann der Trolleybus spielen?: Stand und Perspektiven eines unterschätzten Verkehrsmittels
Der Nahverkehr Ausgabe 06/2018, DVV Media Group, Alba-Fachmedien ÖPNV, Hamburg, 2018
- [24] T.-A. Fay:
Methodischer Technologievergleich von Systemkonzepten für die Elektrifizierung von Stadtbussen
Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019
- [25] Deutsches Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE):
DIN EN 50163 (VDE 0115-102): Speisespannungen von Bahnnetzen
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2022
- [26] D. Vierling, J. Dworacek, H. Ben Zid und B. Schmuelling:
Smart trolley-bus systems: Why a presumed dead relic makes the difference to re-electrify public transportation
2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514043, 2016

- [27] M. Lebküchner:
Zukunft des Trolleybusbetriebs
(Hrsg. Verkehrsbetriebe Schaffhausen VBSH), Schaffhausen, 2007
- [28] K. Korotkiewicz:
Koordinierte, Teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen: Dissertation
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Band 31, Wuppertal, Deutschland, 2021
- [29] M. Bartłomiejczyk:
Smart Grid Technologies in Electric Power Supply Systems of Public Transport
Transport, vol. 33, no. 5, pp. 1144-1154, <https://doi.org/10.3846/transport.2018.6433>, 2018
- [30] P. P. Moutis und O. Alizadeh-Mousavi:
A Practical Proposal for State Estimation at Balanced, Radial Distribution Systems
2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905649, 2019
- [31] M. I. Khalil, N. Z. Jhanjhi, M. Humayun, S. Sivanesan, M. Masud und M. S. Hossain:
Hybrid smart grid with sustainable energy efficient resources for smart cities
Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 46,
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101211>, 2021
- [32] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli und K. Demirtas:
Smart grid technologies and applications
RENEWABLE and SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS 66; p. 499–516,
10.1016/j.rser.2016.08.002, 2016
- [33] Kamil Korotkiewicz *et al.*:
Autarkic State Control in Electrical Distribution Grids Innovative Distribution Grids by Decentralized Intelligence
Proceedings of the 3rd International Conference on Smart and Suitable Technologies (SpliTech), Split, Kroatien 2018
- [34] O. A. Omitaomu und H. Niu:
Artificial Intelligence Techniques in Smart Grid: A Survey
Smart Cities 2021, vol. 4(2), pp. 548-568; <https://doi.org/10.3390/smartcities4020029>, 2021

- [35] C. Oerter:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, Wuppertal, Deutschland, 2014
- [36] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst und T. van Cutsem:
Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units
IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 2, pp. 926-936, doi: 10.1109/TSG.2015.2410171, 2016
- [37] R. Uhlig, M. Zdrallek, P. Klöker und W. Friedrich:
NEMO - Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation
Abschlussbericht, Wuppertal, 2016
- [38] R. Gilbert und A. Perl:
Grid-connected vehicles as the core of future land-based transport systems, Energy Policy, vol. 35, pp. 3053–3060, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.11.002>, 2007.
- [39] A. E. Diez, I. C. Diez, J. A. Lopera, A. Bohorquez, E. Velandia, A. Albarracin und M. Restrepo:
Trolleybuses in Smart Grids as effective strategy to reduce greenhouse emissions, 2012 IEEE International Electric Vehicle, pp. 1-6, doi: <https://doi.org/10.1109/IEVC.2012.6183213>, 2012.
- [40] W. Jarzyna, D. Zieliński und P. Hołyszko:
Battery-supported trolleybus traction network—a component of the municipal smart grid, The Fifth National Congress of Environmental Engineering, Lublin, Polen, 2016.
- [41] M. Brenna, M. Longo und W. Yaïci:
Modelling and Simulation of Electric Vehicle Fast Charging Stations Driven by High Speed Railway Systems, Energies 2017, vol. 10, p. 1268, doi: 10.3390/en10091268.
- [42] J. Pouget, B. Guo, L. Bossoney, J. Coppex, D. Roggo und C. Ellert:
Energetic simulation of DC railway micro-grid interconnecting with PV solar panels, EV charger infrastructures and electrical railway network: 2020 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pp. 1-7, doi: 10.1109/VPPC49601.2020.9330829, 2020 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pp. 1-7, doi: 10.1109/VPPC49601.2020.9330829.

- [43] I. Diab, G. R. C. Mouli und P. Bauer:
Increasing the Integration Potential of EV Chargers in DC Trolleygrids: A Bilateral Substation-Voltage Tuning Approach, 2022 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), pp. 264–269, doi: 1109/SPEEDAM53979.2022.9841989.
- [44] J. C. Hernandez und F. S. Sutil:
Electric Vehicle Charging Stations Feded by Renewable: PV and Train Regenerative Braking, 2016 IEEE Latin Am. Trans. (IEEE Latin America Transactions), vol. 14, pp. 3262–3269, doi: 1109/TLA.2016.7587629.
- [45] R. Barbone, R. Mandrioli, M. Ricco, R. F. P. Paternost, F. Lo Franco und G. Grandi:
Flexible and Modular Model for Smart Trolleybus Grids, 2022 IEEE 16th International Conference, pp. 1–6, doi: 1109/CPE-POWERENG54966.2022.9880904.
- [46] Di Zhang, Y. Le Wang, J. Jiang und W. Zhang:
Optimal Power Management in DC Microgrids With Applications to Dual-Source Trolleybus Systems
IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, vol. 19, no. 4, pp. 1188-1197, doi: 10.1109/TITS.2017.2717699, 2018
- [47] S. G. Wirasingha und A. Emadi:
Classification and Review of Control Strategies for Plug-In Hybrid Electric Vehicles
IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 60, no. 1, pp. 111-122, doi: 10.1109/TVT.2010.2090178, 2011
- [48] L. Guzzella und A. Sciarretta:
Vehicle Propulsion Systems
Springer Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2013
- [49] Y. Huang, H. Wang, A. Khajepour, H. He und J. Ji:
Model predictive control power management strategies for HEVs: A review
Journal of Power Sources, Volume 341, Pages 91-106,
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.11.106>, 2017
- [50] S. Xie, X. Hu, Z. Xin und J. Brighton:
Pontryagin’s Minimum Principle based model predictive control of energy management for a plug-in hybrid electric bus
Applied Energy, Volume 236, Pages 893-905,
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.032>, 2019

- [51] D. Pei und M. J. Leamy:
Dynamic Programming-Informed Equivalent Cost Minimization Control Strategies for Hybrid-Electric Vehicles
ASME. J. Dyn. Sys., Meas., Control. 135(5): 051013.
<https://doi.org/10.1115/1.4024788>, 2013
- [52] M. Koot, J. Kessels, B. deJager, W. Heemels, P. vandenBosch und M. Steinbuch:
Energy Management Strategies for Vehicular Electric Power Systems
IEEE Transactions on Vehicular Technology Volume 54, Pages 771–782,
10.1109/TVT.2005.847211, 2005
- [53] L. Johannesson, N. Murgovski, E. Jonasson, J. Hellgren und B. Egardt:
Predictive energy management of hybrid long-haul trucks
Control Engineering Practice, Volume 41, Pages 83-97,
<https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2015.04.014>, 2015
- [54] J. Buerger und M. Cannon:
Nonlinear MPC for supervisory control of hybrid electric vehicles
2016 European Control Conference ECC 62016, Aalborg, Dänemark, 2016
- [55] E. Sindi, Y. Le Wang, M. Polis, G. Yin und L. Ding:
Distributed Optimal Power and Voltage Management in DC Microgrids: Applications to Dual-Source Trolleybus Systems
IEEE Trans. Transp. Electrific. (IEEE Transactions on Transportation Electrification),
vol. 3, pp. 778-788, 10.1109/TTE.2018.2844367, 2018
- [56] H. Lan, S. Wen, Q. Fu, D. C. Yu und L. Zhang:
Modeling Analysis and Improvement of Power Loss in Microgrid
Mathematical Problems in Engineering, vol. 2015, Article ID 493560, pp. 1-8,
<https://doi.org/10.1155/2015/493560>, 2015
- [57] M. Esmaili, E. C. Firozjaee und H. A. Shayanfar:
Optimal placement of distributed generations considering voltage stability and power losses with observing voltage-related constraints
Applied Energy, Volume 113, Pages 1252-1260,
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.004>, 2014
- [58] G. Ammermann und H.-P. Rüger:
Netzleitsysteme im Einsatz bei Verkehrsbetrieben
e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Wien, 2000
- [59] D. Baumeister:
Betrieb und Planung von Oberleitungsbussystemen
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Band 50, Wuppertal, Deutschland, 2023

- [60] M. Wazifehdust, D. Baumeister, M. Salih, M. Zdrallek, C. von Kablen und A. Dogge:
Modelbased Predictive Control System for Battery-Trolleybuses in a LVDC Traction Network
Proceedings of the 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Brisbane, Australia, 2021
- [61] M. Abohat:
Real-World Simulation Model for Advanced Analyses and Developments of a Trolleybus System
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2023
- [62] M. Salih, D. Baumeister, M. Wazifehdust, P. Steinbusch, M. Zdrallek, S. Mour, P. Deskovic und T. Küll:
Impact Assessment of Integrating Novel Battery-Trolleybuses, PV Units and EV Charging Stations in a DC Trolleybus Network
Proceedings of the 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium, Stockholm, Schweden, 2018
- [63] M. Weisbach, U. Späth, B. Schmülling und C. Troullier:
Flexible EV Charging Strategy for a DC Catenary Grid
2020 Fifteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monte-Carlo, Monaco, 2020
- [64] T. Otto und M. Kiepsch:
Untersuchung zur Einführung elektrisch betriebener Linienbusse in Sachen-Anhalt unter besonderer Berücksichtigung von Emissionen und Wirtschaftlichkeit
VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH; NASA GmbH, Dresden, 2016
- [65] C. Vana:
Der elektrische Antriebsstrang in Nahverkehrssystemen
e & i Elektrotechnik und Informationstechnik Vol. 10, S. 419-423, 2006
- [66] J. Spousta:
Trolleybus intermodal compendium
Centrum dopravního výzkumu, Divize rozvoje dopravy; Magistrát města Brna, Odbor dopravy, Brunn, Tschechien, 2013
- [67] W. Brauer:
Trolleybus – ein umstrittenes Verkehrssystem: Am Obus scheiden sich die Geister / Weltweit Ausbau und Abbau
PRO BAHN Hessen - Fahrgastzeitung, Frankfurt, 2008

- [68] M. Krail *et al.*:
Machbarkeit eines Hybridoberleitungsbusbetriebs – „Berlin-Spandau“
(Hrsg. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; PTV Transport Consult GmbH; IFB Institut für Bahntechnik GmbH; Technische Universität Dresden), Karlsruhe, Dresden, 2019
- [69] A. W. Kunith:
Elektrifizierung des urbanen öffentlichen Busverkehrs
Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017
- [70] A. Binder:
Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten
Springer Verlag, Berlin, 2012
- [71] Ž. Filipović:
Elektrische Bahnen
Springer Verlag, Berlin, 2015
- [72] L. Minnich:
Innovative und systematische Ansätze für mehr Energieeffizienz im kommunalen Öffentlichen Personennahverkehr
(Hrsg. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); Öko-Institut e.V.; kcw GmbH; BHP Unternehmensberatung), Darmstadt, Berlin, Hamburg, 2019
- [73] W. Reinhardt:
Öffentlicher Personennahverkehr: Technik - rechtliche und betriebswirtschaftliche Grundlagen ; mit 33 Tabellen
Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2012
- [74] V. Brazis, L. Latkovskis und L. Grigans:
Simulation of Trolleybus Traction Induction Drive with Supercapacitor Energy Storage System
Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, Riga, Lettland, 2010
- [75] Europäische Union:
Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge
Brüssel, 2019

- [76] T. Otto und M. Kiepsch:
Untersuchung zur Einführung elektrisch betriebener Linienbusse in Sachsen-Anhalt: unter besonderer Berücksichtigung von Emissionen und Wirtschaftlichkeit
(Hrsg. VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH; NASA GmbH), Dresden, 2016
- [77] R. Korthauer und M. Wuest:
Lithium-Ion batteries: Basics and applications
Springer Verlag, Berlin, 2018
- [78] Stadtwerke Solingen GmbH Verkehrsbetriebe:
BOB - Der Bus
[online]: <https://www.bob-solingen.de/ueber-bob> (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022)
- [79] M. Weisbach, U. Spaeth und B. Schmuelling:
Energy Consumption Behavior Model for an Urban Transportation System Using Multidimensional Correlation Structures : Applied at the Trolley Bus System in Solingen (North Rhine-Westphalia, Germany)
2019 4th International Conference on Intelligent Transportation Engineering (ICITE), pp. 152-158, doi: 10.1109/ICITE.2019.8880157, 2019
- [80] Knorr-Bremse AG:
Ewig Jung: Der Oberleitungsbuss als Umweltgerechte Nahverkehrslösung
[online]: <https://www.knorr-bremse.com/de/magazin/ewig-jung-der-oberleitungsbuss-als-umweltgerechte-nahverkehrsloesung.json> (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022)
- [81] M. Faltenbacher und S. Kupferschmid:
Emissionsfreie Energie- und Antriebskonzepte für Stadtbusse zur Umsetzung der europäischen Clean Vehicles Directive
Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e.V. (VDV), Köln, 2020
- [82] D. Göhlich und A. F. Raab:
Mobility2Grid - Sektorenübergreifende Energie- und Verkehrswende
Springer Verlag, Berlin, 2021
- [83] B. Mortimer, A. H. O. Hinz und R. W. de Doncker:
Mittelspannungs-Gleichstrom gespeiste Unterwerke für Stadtbahnssysteme
1st International Railway Symposium Aachen, IRSA 2017, Aachen, 2018
- [84] R. Busch:
Elektrotechnik und Elektronik: Für Maschinenbauer und Verfahrenstechniker
7. Auflage, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2015

- [85] H. Biesenack:
Energieversorgung elektrischer Bahnen
Teubner, Wiesbaden, 2006
- [86] Deutsches Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE):
DIN EN 50153/A2 (VDE 0115-2/A2), Bahnanwendungen - Fahrzeuge - Schutzmaßnahmen in Bezug auf elektrische Gefahren
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2020
- [87] Deutsches Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE):
DIN EN 50502 (VDE 0115-502): Fahrzeuge – Elektrische Ausrüstung in O-Bussen – Sicherheitsanforderungen und Stromabnehmersystem
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2019
- [88] ABB Power Electronics:
ABB Bahn-Gleichrichter: Diodengleichrichter für Gleichstrom-Unterwerke
[online]: https://library.e.abb.com/public/1ac197048172bc81c12577a00048a9bc/ABB%20traction%20rectifiers_4128PL219-W1-de_09-2010.pdf (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022)
- [89] Deutsches Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE):
VDV-Schrift 520 Kurzschluss- und Überlastschutz von Fahrstromanlagen für Gleichstrom - Nahverkehrsbahnen
Beka Verlag, Köln, 2015
- [90] SolingenMagazin:
Solingen erhält Bewilligungsbescheid für 32 neue BOB
[online]: <https://solingenmagazin.de/solingen-erhaelt-bewilligungsbescheid-fuer-32-neue-bob/> (Zuletzt geprüft am: 12.07.2022). Accessed: May 14 2021. [Online]. Available: <https://solingenmagazin.de/solingen-erhaelt-bewilligungsbescheid-fuer-32-neue-bob/##>
- [91] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI):
MKS 2018: Energie auf Neuen Wegen: Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung
Berlin, 2018

- [92] S. Kratz, P. Hanses, B. Krueger, R. Wegener und S. Soter:
Integration of second life batteries into a smart overhead contact system based on SiC-Technology
2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), pp. 1-5,
10.1109/ITEC.2019.8790484, 2019
- [93] H. Eirund:
Objektorientierte Programmierung
Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 1993
- [94] U. Stein:
Objektorientierte Programmierung mit MATLAB: Klassen, Vererbung, Polymorphie
Hanser, München, 2016
- [95] D. Baumeister, M. Salih, M. Wazifehdust, P. Steinbusch und M. Zdrallek:
Modelling and Simulation of a Public Transport System with Battery-Trolleybuses for an Efficient E-Mobility Integration
1st E-Mobility Power System Integration Symposium, Berlin, 2017
- [96] R. Uhlig:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Band 13, Wuppertal, Deutschland, 2017
- [97] F. Kiessling, R. Puschmann, A. Schmieder und E. Schneider:
Contact lines for electric railways: Planning, design, implementation, maintenance
Publicis Publishing, Erlangen, 2018
- [98] P. Hayoz, U. Wili, R.-D. Rogler, G. Kitzrow und F. Pupke:
Fahrdrahtschäden in Streckentrennungen - Härte und Zugfestigkeit
Elektrische Bahnen 112 (S. 207 - 213), Berlin, 2014
- [99] Deutsches Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE):
DIN EN 50388 (VDE 0115-606): Bahnanwendungen - Bahnenergieversorgung und Fahrzeuge - Technische Kriterien für die Koordination zwischen Anlagen der Bahnenergieversorgung und Fahrzeugen zum Erreichen der Interoperabilität
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2012
- [100] S. Lehnhoff und O. Krause:
Agentenbasierte Verteilnetzautomatisierung
(Hrsg.: Peter Göhner), Agentensysteme in der Automatisierungstechnik S. 207 - 223,
Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2018

- [101] K. F. Schäfer:
**Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer
Energieversorgungsnetze**
Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020
- [102] A. J. Schwab:
Elektroenergiesysteme
Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2020
- [103] V. Crastan und D. Westermann:
Elektrische Energieversorgung 3
Springer Verlag, Berlin, 2018
- [104] C. Mayer und C. Dänekas:
**Smart Grids – die Bedeutung der Informatik für die zukünftige
Energieversorgung**
Informatik-Spektrum: Vol. 36, No. 1, (S. 78-89). DOI: 10.1007/s00287-012-0636-1,
Springer Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2013
- [105] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
**BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in
Deutschland**
Berlin, 2013
- [106] P. J. Lunze, Ed.
Regelungstechnik 1
Springer Verlag, Berlin, 2020
- [107] B. Heinrich:
Grundlagen Regelungstechnik
Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2021
- [108] J. Adamy:
Nichtlineare Systeme und Regelungen
Springer Verlag, Berlin, 2018
- [109] S. Zacher und M. Reuter:
Regelungstechnik für Ingenieure
Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017
- [110] M. Rau:
**Nichtlineare modellbasierte prädiktive Regelung auf Basis lernfähiger
Zustandsraummodelle**
Dissertation, Technische Universität München, München, 2003

- [111] R. Dittmar und B.-M. Pfeiffer:
Modellbasierte prädiktive Regelung in der industriellen Praxis (Industrial Application of Model Predictive Control)
at - Automatisierungstechnik, Oldenbourg Verlag, München, 2006
- [112] J. Meese:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal, Band 18, Wuppertal, Deutschland, 2018
- [113] G. Pistoia und B. Liaw:
Behaviour of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles
Springer International Publishing, Cham, 2018
- [114] J. G. Proakis und D. G. Manolakis:
Digital signal processing
Pearson Education, New Jersey, 2007
- [115] J. Oravec, Y. Jiang, B. Houska und M. Kvasnica:
Parallel Explicit MPC for Hardware with Limited Memory
IFAC-PapersOnLine, Volume 50, Issue 1, Pages 3301-3306,
<https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.506>, 2017
- [116] D. Abel:
Rapid Control Prototyping
Springer Verlag, Berlin, 2006

8.2 Abkürzungen

AC	alternating current (dt. Wechselstrom/Wechselspannung)
AF	Aktorverfügbarkeit
BOB	Batterieoberleitungsbus
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CVD	Clean Vehicles Directive
d. h.	das heißt
DC	direct current (dt. Gleichstrom/Gleichspannung)
DIN	Deutsches Institut für Normung
E-Kfz	(Teil-)Elektrisch angetriebene Personen- und Nutzkraftwagen
E-Auto	(Teil-)Elektrisch angetriebener Personenkraftwagen
Ebus	Batteriebus
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
EU	Europäische Union
ges	gesamt
ggf.	gegebenenfalls
GPS	global positioning system (dt. Globales Positionsbestimmungssystem)
i. d. R.	in der Regel
ID	Identifikationsnummer
LIS	Ladeinfrastruktur
LiFePO ₄	Lithium-Eisenphosphat
LMPC	linear modelbased predictive control (dt. lineare modelbasierte prädiktive Regelung)
LTO	Lithium-Titanat

max	Maximum
min	Minimum
MPC	modelbased predictive control (dt. modelbasierte prädiktive Regelung)
MS	Mittelspannung
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt
NMPC	nonlinear modelbased predictive control (dt. nichtlineare modelbasierte prädiktive Regelung)
Obus	Oberleitungsbus
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
SOC	state of charge (dt. Ladezustand)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e. V.
vgl.	vergleiche
u. a.	unter anderem

8.3 Formelzeichen

Allgemeingültige Festlegungen:

x, X	Skalare Größe
$ x $	Betrag einer Größe
\bar{x}	Arithmetischer Mittelwert einer Größe
$\bar{x}\bar{y}$	Zweigbezeichnung zwischen einem Knoten x und einem Knoten y
\boldsymbol{x}	Vektor
\boldsymbol{X}	Matrix
$\boldsymbol{x}^T, \boldsymbol{X}^T$	Transformierte eines Vektors \boldsymbol{x} oder einer Matrix \boldsymbol{X}
$x^{[q]}$	Wert einer Größe x im Anwendungsdurchlauf q
$x_{[t]}$	Wert einer Größe x im diskreten Zeitschritt t
$x(t)$	zeitkontinuierliche Größe
$diag(\boldsymbol{x})$	Diagonalmatrix des Vektors \boldsymbol{x}
Δx	Differenz einer Größe x
\mathbb{N}	Menge der natürlichen Zahlen inklusive Null
\mathbb{N}_1	Menge der natürlichen Zahlen exklusive Null
\mathbb{Q}	Menge der rationalen Zahlen

Spezifische Formelzeichen und Symbole:

α_R	Temperaturkoeffizient des elektrischen Widerstands
A_{OL}	Querschnittsfläche einer Oberleitung
A_{SL}	Querschnittsfläche einer Speiseleitung
β_U	Knickfaktor in Abhängigkeit der Nennspannung
β_x	Rückstellkennwert für eine Zustandsgröße x
c	spezifische Wärme
c_x	Verstärkungsfaktor der Regelung für die Zustandsgröße x
d	Störgröße
D_b	Aktor mit der Identifikation b
ε	Genauigkeitsgrenze der Wirkleistungsänderung
e	Regelabweichung
\mathbf{e}	Vektor aller Regelabweichungen
E_a	gespeicherte Energie eines Aktors an Knoten a
$E_{a,d}$	theoretisch entnehmbare Energie eines Aktors an Knoten a
$E_{a,flex}$	Flexibilität eines Aktors an Knoten a
$E_{a,nom}$	nominale Speicherkapazität eines Aktors an Knoten a
\mathbf{e}_I	Vektor der Regelabweichung aller Ströme
$\mathbf{e}_{I,i,j}$	Vektor der Regelabweichung aller Ströme zwischen Knoten i und j (Zeitreihe)
\mathbf{e}_P	Vektor der Regelabweichung aller Leistungen
$\mathbf{e}_{P,s}$	Vektor der Regelabweichungen aller Leistungen an Knoten s (Zeitreihe)
\mathbf{e}_U	Vektor der Regelabweichung aller Spannungen
$\mathbf{e}_{U,k}$	Vektor der Regelabweichung aller Spannungen an Knoten k (Zeitreihe)
f_V	Spezifischer Kennwert zur Anpassung der Regelungsdauer
f_R	Reglergesetz
g_{kj}	Konduktanz eines Zweigs zwischen k und j
g_F	Gleichzeitigkeitsfaktor

G_x	Arithmetischer Mittelwert der Grenzwertverletzung einer Zustandsgröße x
\mathbf{G}	Konduktanzmatrix
GPS_a	GPS-Position eines Aktors an Knoten a
γ_{Luft}	spezifische Masse der Luft
$\mathbf{i}_{\beta,ij}$	Vektor des Rückstellwertes aller Ströme zwischen Knoten i und j (Zeitreihe)
\mathbf{i}_{ij}	Vektor aller Ströme zwischen Knoten i und j (Zeitreihe)
\mathbf{i}_K	Vektor aller Knotenströme (stationär)
I	Strom
I_A	Auslösestrom eines Sicherungsschalters
$I_{\beta,ij}$	Rückstellwert des Stroms zwischen Knoten i und j
I_B	Betriebsstrom
$I_{B,\max}$	maximaler Betriebsstrom
I_{HB}	maximaler Strom für den Hilfsbetrieb
ΔI_{ij}	Veränderung des Stroms zwischen Knoten i und j
I_{ij}	Strom zwischen Knoten i und j
I_{ij}^*	Regelgröße (Strom) als Resultat der Sollwertumsetzung
I_k	Strom an Knoten k
$I_{\text{krit},ij}$	kritischer Grenzwert des Stroms zwischen Knoten i und j
I_{KS}	Kurzschlussstrom
I_{\max}	maximale Stromaufnahme des Stromabnehmers
$I_{\text{tf}}(t)$	zeitabhängige Stromtragfähigkeit
I_{th}	thermischer Grenzstrom
$I_{\text{th},ij}$	thermischer Grenzstrom zwischen Knoten i und j
ID_K	Identifikationsnummer der Kritikalitäten K
ID_{AG}	Identifikationsnummer der Aggregationen
\mathbf{J}	Jacobi-Matrix
K	Kritikalität einer Grenzwertverletzung

K_I	Kritikalität einer Grenzwertverletzung des Stroms
K_P	Kritikalität einer Grenzwertverletzung der Leistung
$k_{P,\min}$	Mindeständerung der Wirkleistung zur Anwendung einer Verstärkung
$K_{U,\text{krit}}$	Kritikalität einer semikritischen Grenzwertverletzung der Spannung
$K_{U,\text{krit}}$	Kritikalität einer kritischen Grenzwertverletzung der Spannung
m_h	Menge der Zweige für einen Index h
\mathcal{M}_k	Menge aller Gegenknoten von Knoten k
m_{MA}^n	gleitender Mittelwert n -ter Ordnung
n	Anzahl der Datenpunkte zur Berechnung des gleitenden Mittelwerts
n_{st}	Anzahl der Diskretisierungsstufen einer Sollwert-Zeitreihe
$\mathbf{n}_{x,\text{flex}}$	Menge an Flexibilitäten berechnet nach Methode x
N_{kj}	Element der Jacobi-Matrix
NZ_m	Netzzone mit der Identifikation m
$\Delta \mathbf{p}$	Vektor aller Wirkleistungsänderungen (stationär)
ΔP_a	Änderung der Wirkleistung an Knoten a
$\Delta P_{b,\min}$	Mindestschrittweite für die Wirkleistungsänderung eines Aktors D_b
$\mathbf{p}_{\beta,s}$	Vektor des Rückstellwertes aller Wirkleistungen an Knoten s (Zeitreihe)
\mathbf{p}_K	Vektor aller Knotenwirkleistungen (stationär)
\mathbf{p}_N	Vektor aller Netzwirkleistungen (stationär)
\mathbf{p}_s	Vektor aller Wirkleistungen an Knoten s (Zeitreihe)
P	Wirkleistung
P_a	Wirkleistung eines Aktors an Knoten a
P_a^*	Wirkleistungsvorgabe eines Aktors an Knoten a (Sollwert)
$P_a^{*''}$	primäre Stellgröße eines Aktors an Knoten a
$P_a^{*'}$	geglättete Stellgröße eines Aktors an Knoten a
$P_{a,\max}$	Maximaler Leistungsbezug eines Aktors an Knoten a
$P_{a,c,\max}^*$	Grenzwert der Ladeleistung eines Aktors an Knoten a (Sollwert)

$P_{a,ev,max}^*$	Grenzwert der Ladeleistung eines Aktors (E-Auto-Ladepunkt) an Knoten a (Sollwert)
$P_{a,flex}$	Flexibler Anteil der Bezugsleistung eines Aktors an Knoten a
$P_{a,inst}$	installierte Leistung eines Aktors an Knoten a
$P_{a,lim}$	spezifischer Grenzwert zur Berechnung der Stellgröße eines Aktors an Knoten a
$P_{a,opt,P}$	Parametrierte Entladeleistung eines Aktors an Knoten a (Optimierung)
$P_{a,opt,U}$	Parametrierte Lade-/Entladeleistung eines Aktors an Knoten a (Optimierung)
$P_{a,st}^*$	Wirkleistungsvorgabe eines Aktors (Stationärer Energiespeicher) an Knoten a (Sollwert)
$P_{a,t,max}^*$	Grenzwert der Traktionsleistung eines Aktors an Knoten a (Sollwert)
$P_{\beta,s}$	Rückstellwert der Unterwerksleistung an Knoten s
P_c	Ladeleistung
P_Σ	kumulierte Leistung
P_{inst}	installierte Leistung
P_k	Wirkleistung an Knoten k
$P_{krit,s}$	kritischer Grenzwert der Unterwerksleistung an Knoten s
$P_{opt,s}$	optimierungsbedürftiger Grenzwert der Unterwerksleistung an Knoten s
P_r	Bemessungsleistung
$P_{r,s}$	Bemessungsleistung eines Unterwerks an Knoten s
P_t	Traktionsleistung
ΔP_s	Veränderung der Wirkleistung eines Unterwerks an Knoten s
P_s	Wirkleistung eines Unterwerks an Knoten s
P_s^*	Regelgröße (Unterwerksleistung) als Resultat der Sollwertumsetzung
\bar{P}_t	mittlere Traktionsleistung
φ_{rel}	relative Position eines Zeitpunktes (gleitender Mittelwert)
φ_{abs}	absolute Position eines Zeitpunktes (gleitender Mittelwert)
Φ_T	Hilfsindikation zur Validierung der zeitlichen Restriktionen einer Grenzwertverletzung
q	Anwendungsdurchlauf

r	Iterationsschritt
r_{\max}	maximale Anzahl der Iterationsschritte als Abbruchkriterium
r_K	Zeitgewichtungsfaktor der Kritikalität
R_{kj}	ohmscher Widerstand eines Zweigs zwischen k und j
ϱ_{20}	spezifischer elektrischer Widerstand bei 20° C
σ	Überschneidungskennwert zur Überprüfung der Zeitabhängigkeit unterschiedlicher Grenzwertverletzungen
s_{flex}	Zusammenfassung aller Flexibilitäten
s_x	absteigende Sortierung der Flexibilitäten nach Methode x
SOC_a	Ladezustand eines Aktors an Knoten a
SOC_a^*	Ladezustandsvorgabe eines Aktors an Knoten a (Sollwert)
SOC'_a	Hypothetischer Ladezustand eines Aktors an Knoten a
$SOC_{a,\text{flex}}$	Flexibler Anteil des Ladezustands eines Aktors an Knoten a
SOC_{\min}	Parametrierbarer Mindestladezustand
Δt_G	relatives Zeitfenster einer Grenzwertverletzung
Δt_G^*	relatives Zeitfenster des Regelungseingriffs
Δt_G^A	absolutes Zeitfenster einer Grenzwertverletzung
$\Delta t_{G,K=x}^A$	absolutes Zeitfenster einer Grenzwertverletzung für eine Identifikationsnummer $ID_K = x$
$\Delta t_{G,K=y}^A$	absolutes Zeitfenster einer Grenzwertverletzung für eine Identifikationsnummer $ID_K = y$
$\Delta t_{\bar{G}}$	relatives Zeitfenster ohne Grenzwertverletzung
Δt_{GWV}	Minstdauer einer Grenzwertverletzung
Δt_{Prog}	Prognosezeitraum
Δt_{tol}	Toleranzdauer zur Validierung der Rückstellung
t	Zeit
τ_{MA}	Versetzungseffekt des gleitenden Mittelwerts
T_A	Dauer für die Datenaufbereitung und Ersatzwertbildung
T_C	Regelungshorizont

t_d	Hilfswert zur betragsmäßigen Erweiterung der Regelungsdauer
T_e	Dauer der Einleseroutine Messwerte/Aktorbefehle
T_E	Letzter Zeitpunkt eines Obus/BOB unterhalb der Oberleitung
t_G	relative Zeit der Grenzwertverletzung
T_G	relativer Zeitpunkt der Rückstellung
T_G^*	Dauer des Regelungseingriffs
t_G^A	absolute Zeit der Grenzwertverletzung
T_N	Durchlaufzeit des Netzautomatisierungssystems
T_{N1}	Dauer zur Ausführung der Netzzustandsprognose
T_{N2}	Dauer zur Ausführung der Netzzustandsbewertung
T_{N3}	Dauer zur Ausführung der Netzzustandsregelung und -optimierung
T_P	Prädiktionshorizont
T_{Prog}	Prognosehorizont
ϑ_{lim}	höchstzulässige Gebrauchstemperatur
ϑ_{Luft}	Umgebungstemperatur
\mathbf{u}_β	Vektor des Rückstellwertes aller Spannungen (Zeitreihe)
\mathbf{u}_k	Vektor aller Spannungen an Knoten k (Zeitreihe)
\mathbf{u}_K	Vektor aller Knotenspannungen (stationär)
U	Spannung
μ_B	Kennwert zur Definition eines Leistungsbandes (Methode B)
U_0	Grenzspannung des Unterspannungsrelais
U_β	Rückstellwert der Spannung
ΔU_k	Spannungsänderung an Knoten k
U_k	Spannung an Knoten k
U_k^*	Regelgröße (Spannung) als Resultat der Sollwertumsetzung
U_{krit}	kritischer Grenzwert der Spannung
U_n	Nennspannung

$U_{n,MS}$	Nennspannung in der Mittelspannungsebene
$U_{min,1}$	Grenzwert der Spannung zur kennliniengeführten Reduktion der Antriebsleistung
$U_{min,2}$	niedrigste Dauerspannung
$U_{max,1}$	höchste Dauerspannung
$U_{max,2}$	höchste nichtpermanente Spannung
U_{sem}	semikritischer Grenzwert der Spannung
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
UW_s	Unterwerk mit der Identifikation s
v_{krit}	Vektor der spezifischen Kennwerte zur kritischen Grenzwertbestimmung
$v_{krit,I}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung des kritischen Stroms
$v_{krit,P}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung der kritischen Leistung
$v_{krit,U}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung der kritischen Spannung
v_{opt}	Vektor der spezifischen Kennwerte zur optimierungsbedürftigen Grenzwertbestimmung
$v_{opt,P}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung der optimierungsbedürftigen Leistung
v_{sem}	Vektor der spezifischen Kennwerte zur semikritischen Grenzwertbestimmung
$v_{sem,U}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung der semikritischen Spannung
$v_{x,y}$	spezifischer Kennwert zur Grenzwertbestimmung einer Bewertungsstufe x für eine Zustandsgröße y
$\omega_{a,d}$	Freigabe-Bit für den Stützbetrieb eines Aktors an Knoten a
w	Führungsgröße
\mathbf{w}	Vektor der Führungsgröße (Zeitreihe)
x	Stellgröße
\mathbf{x}	Vektor der Stellgröße (Zeitreihe)
y	Regelgröße
\mathbf{y}'	Vektor der Regelgrößentrajektorie (Zeitreihe)
y_{MA}	endender Fensterrand im dynamischen Mittelwertfenster
$Z_m^{[q]}$	Zustandsindikatormatrix einer Netzzone m im Anwendungsdurchlauf q

Z_{krit}	kritische Zustandsindikation
$Z_{\text{krit,I}}$	kritische Zustandsindikation des Stroms
$Z_{\text{krit,P}}$	kritische Zustandsindikation der Leistung
$Z_{\text{krit,U}}$	kritische Zustandsindikation der Spannung
z_{MA}	beginnender Fensterrand im dynamischen Mittelwertfenster
Z_{opt}	optimierungsbedürftige Zustandsindikation
$Z_{\text{opt,P}}$	optimierungsbedürftige Zustandsindikation der Leistung
Z_{sem}	semikritische Zustandsindikation
$Z_{\text{sem,U}}$	semikritische Zustandsindikation der Spannung
$Z_{x,y}$	Zustandsindikation einer Bewertungsstufe x für eine Zustandsgröße y

9 Anhang

9.1 Parameter für die Simulation und Auswirkungsanalyse der Entwicklung des Solinger Oberleitungsbussystems

Tabelle 9-1: Parameter für die Simulation der Netzauswirkungen

Merkmale	Wert
Netznominalspannung	$U_n = 660 \text{ V}$
Anzahl der Netzknoten	$n_k = 332$
Anzahl der Unterwerke	$n_{UW} = 22$
gesamte Bemessungsleistung Unterwerke	$P_{\Sigma, UW} = 22 \text{ MW}$
Querschnittsfläche der Oberleitung	$A_{OL} = 100 \text{ mm}^2$
Widerstandsbelag der Oberleitung	$R_{OL} = 0,183 \text{ } \Omega/\text{km}$
Simulationsdauer	$T_{sim} = 24 \text{ h}$
Simulationsauflösung	$T_{zykl} = 1 \text{ s}$
Haltezeit Ampel	$T_{amp} = 30 \text{ s}$
Haltezeit Bushaltestelle	$T_{bh} = 20 \text{ s}$

Tabelle 9-2: Spezifische Parameter zur Berechnung des thermischen Grenzstroms der Oberleitung

Merkmale Oberleitung	Wert
Hersteller	Valthermo
Querschnittsfläche der Oberleitung	$A_{OL} = 100 \text{ mm}^2$
Widerstandsbelag der Oberleitung	$R_{OL} = 0,183 \text{ } \Omega/\text{km}$
spezifische Wärme	$c = 0,183 \text{ } \Omega/\text{km}$
spezifischer elektrischer Widerstand bei 20 °C	$\rho_{20} = 1,7 \cdot 10^{-8} \text{ } \Omega/\text{m}$
Temperaturkoeffizient des elektrischen Widerstands	$\alpha_R = 3,8 \cdot 10^{-3} \text{ 1/K}$
höchstzulässige Gebrauchstemperatur	$\vartheta_{lim} = 80 \text{ } ^\circ\text{C}$
Merkmale Allgemein	Wert
spezifische Masse der Luft	$\gamma_{Luft} = 1,225 \text{ kg/m}^3$
Umgebungstemperatur	$\vartheta_{Luft} = 35 \text{ } ^\circ\text{C}$

Tabelle 9-3: Anzahl der verschiedenen Netzteilnehmer in den entsprechenden Ausbaustufen bzw. Szenarien

Netzteilnehmer	Szenario Heute (0%)	20 %	40 %	60 %	80 %	Szenario Zukunft (100 %)
Oberleitungsbus	50	40	30	20	10	0
Batterie-Oberleitungsbus	0	10	20	30	40	50
E-Auto-Ladepunkt	0	3	6	9	12	15
Stationäre Energiespeicher	0	3	6	9	12	15

9.2 Technische Kenndaten der Hardware für den Labortest

Tabelle 9-4: Technische Kenndaten des Simulationsrechners und des Servers für den HiL-Aufbau

Merkmals Simulationsrechner	Wert
Hersteller	Dell
Prozessor	Intel Xeon E-2186G
Anzahl der Kerne	6 C (12 T)
Taktfrequenz	4,7 GHz
Festplatte	512 GB SSD
Arbeitsspeicher	64 GB RAM
Betriebssystem	Microsoft Windows 10 (64-Bit)
Merkmals Server	Wert
Hersteller	Dell
Prozessor	Intel Xeon Platinum 8180
Anzahl der Kerne	28 C (56 T)
Taktfrequenz	3,8 GHz
Festplatte	800 GB SSD
Arbeitsspeicher	284 GB RAM
Betriebssystem	Windows Server 2019

9.3 Netztopologie des Oberleitungsbussystems der Stadt Solingen

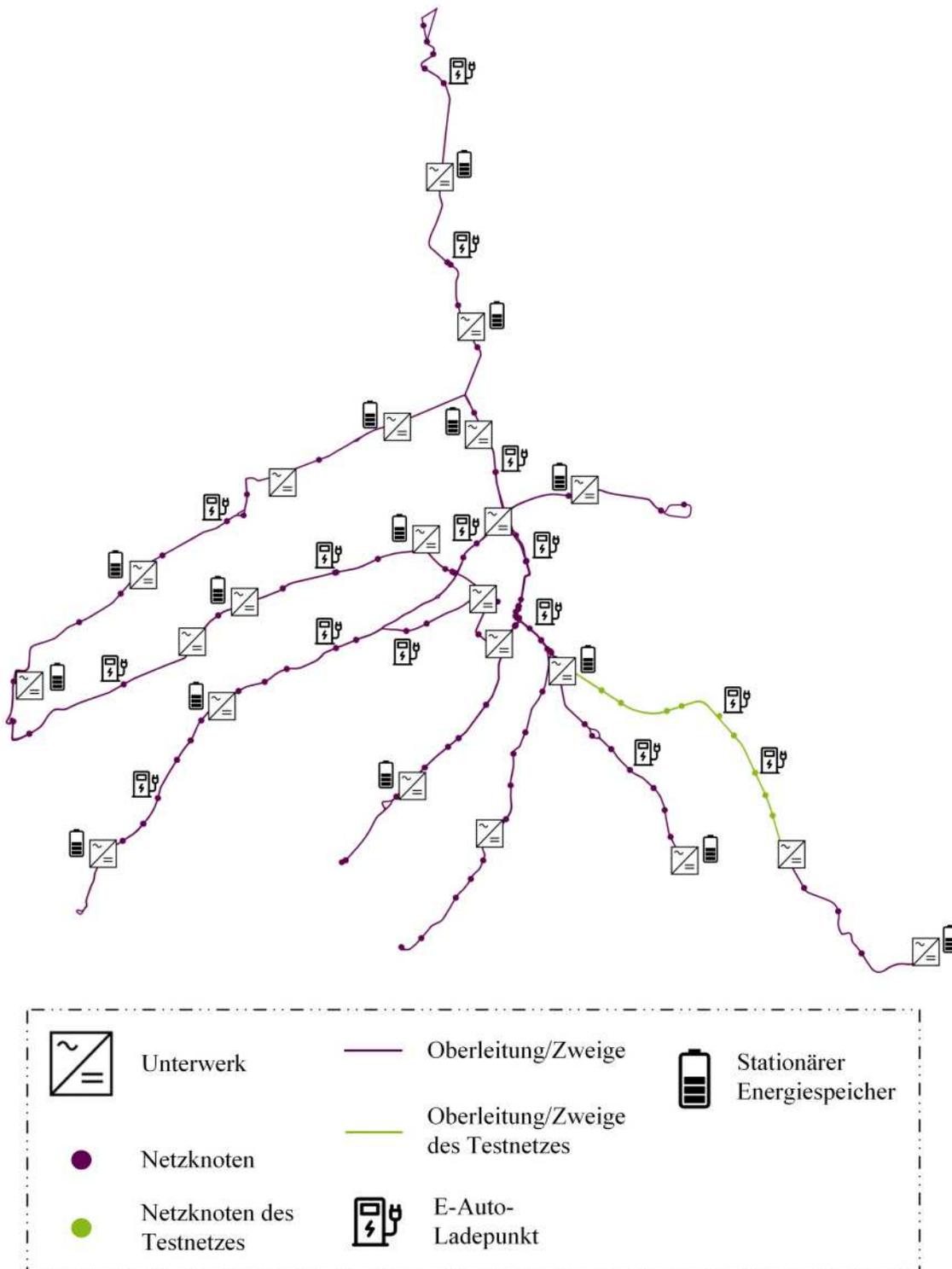


Abbildung 9-1: Übersicht der gesamten Netztopologie der Stadt Solingen sowie Hervorhebung der Netzzone 19 (grün) als Testnetz zur Funktionsvalidierung

9.4 Parametrierung des Netzautomatisierungssystems

Tabelle 9-5: Spezifische Parameter der Netzzustandsbewertung

Merkmal	Wert
Spezifische Kennwerte	$v_{\text{krit,U}} = 0,1$
	$v_{\text{krit,I}} = 0,05$
	$v_{\text{krit,P}} = 0,05$
	$v_{\text{sem,U}} = 0,04$
	$v_{\text{opt,P}} = 0,5$
Grenzwerte Spannung	$U_{\text{min},1} = 500 \text{ V}$
	$U_{\text{min},2} = 400 \text{ V}$
Grenzwert Strom	$I_{\text{th}} = 550 \text{ A}$
Grenzwert Unterwerksleistung	$P_{\text{r}} = 1000 \text{ kW}$
Rückstellwerte	$\beta_{\text{U}} = 0,1$
	$\beta_{\text{I}} = 0,2$
	$\beta_{\text{P}} = 0,15$
Zeitkonstanten	$\Delta t_{\text{GWV}} = 20 \text{ s}$
	$\Delta t_{\text{tol}} = 5 \text{ s}$
Überschneidungskennwert	$\sigma = 0,8$

Tabelle 9-6: Spezifische Parameter der Netzzustandsregelung und -optimierung

Merkmal	Wert
Genauigkeitsgrenze der Wirkleistungsänderung	$\varepsilon = 0,02$
Iterationsgrenze Leistungsflussberechnung	$\tau_{\text{max}} = 10$
Mindestladezustand	$SOC_{\text{min}} = 0,5$
Kennwert zur Bestimmung der Regeldauer	$f_{\text{v}} = 10 \text{ s}$
Reduktionsfaktor zur Freigabe des Leistungsbandes	$\mu_{\text{B}} = 0,7$
Reglererstärkung	$c_{\text{x}} = 0,85$
Mindeständerung der Wirkleistung	$k_{\text{p,min}} = 0,1$
Datenpunktuntermengen	$n = 8$
Bezogene Leistungsgrenzwerte der Netzzustandsoptimierung	$P_{\text{a,opt,P}} = 0,5 \cdot P_{\text{a,max}}$
	$P_{\text{a,opt,P}} = 0,3 \cdot P_{\text{a,max}}$

9.5 Informationen zum Verfahrenstest im Testnetz

9.5.1 Spannungsverlauf Testnetz während einer Zustandsindikation

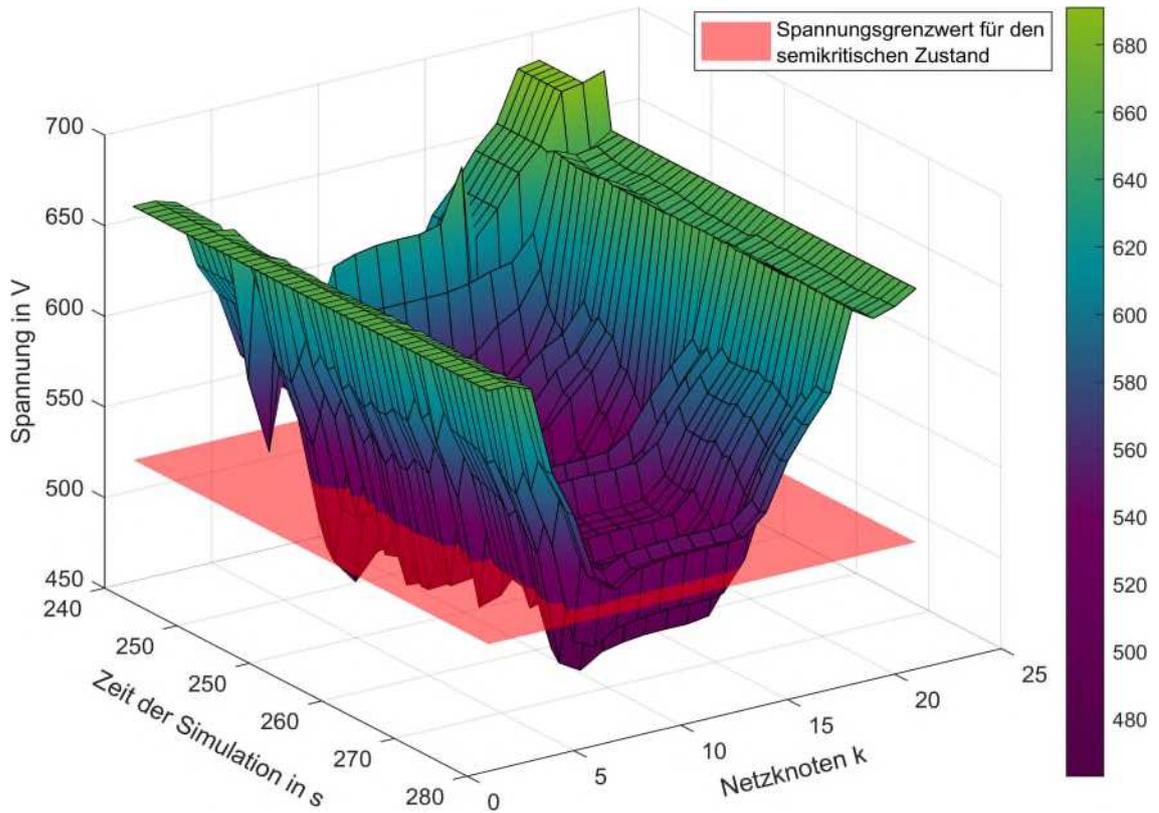


Abbildung 9-2: Darstellung des Spannungsverlaufs des Testnetzes im betrachteten Szenario

9.5.2 Bezugsleistung des Aktors während einer Zustandsindikation

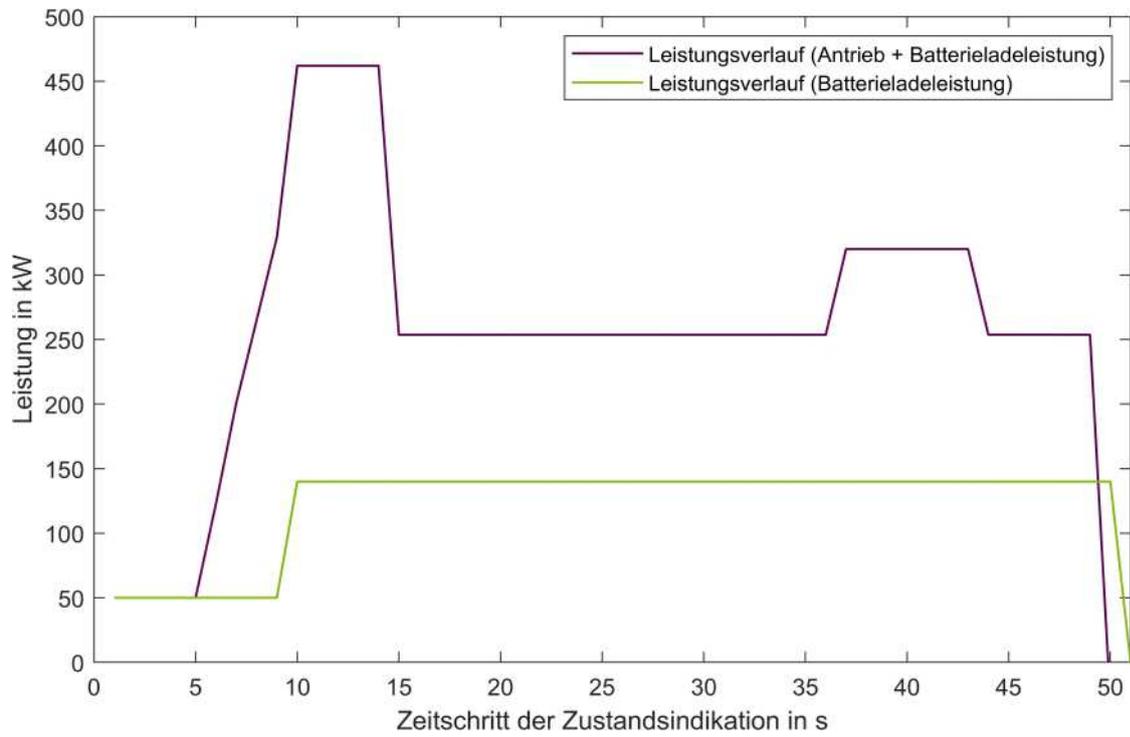


Abbildung 9-3: Darstellung der Bezugsleistung eines Aktors mit differenzierter Betrachtung der Batterieladeleistung