

# Vorgehensmodell zur Integration von Automatisierungssystemen in die elektrische Verteilnetzebene

von der  
Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik  
der  
Technischen Universität Dortmund  
genehmigte

## **Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades Doktor der  
Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

vorgelegt von

Sebastian Raczka, M.Sc.  
aus Göttingen

Tag der mündlichen Prüfung: 11.07.2025

Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz, TU Dortmund  
Korreferent: Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig, RWTH Aachen



# Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit widmet sich der Verfasser der Konzeptionierung eines Vorgehensmodells zur Integration von Automatisierungssystemen in elektrische Verteilnetze. Dazu wurde eine Entwicklungsumgebung implementiert, in der Analyse- und Engineeringverfahren für den Entwurf des Automatisierungssystems angewendet wurden. Basierend auf dem Vorgehensmodell wurden Prüf- und Simulationswerkzeuge aufgezeigt und im Rahmen von Komponenten-, Integrations- und Systemtests eingesetzt. Das Automatisierungssystem umfasst ein standardisiertes Datenmodell, Algorithmen zur Netzzustandsberechnung sowie eine Systemplattform zur Erfassung von Messwerten und zur Ausführung von Algorithmen. Die Anwendung des Vorgehensmodells mit den (teil-) automatisierten Analyse- und Engineeringverfahren erbrachte den Nachweis, dass aufwändige manuelle Tätigkeiten vermieden und die damit verbundene Fehlparametrierungen reduziert werden können. Zudem konnte im Rahmen der Verifikation eine Netzzustandsberechnung für unterbestimmte Systeme erprobt werden, für die konventionelle Algorithmen nicht eingesetzt werden können.

# Abstract

In the present work, the author focuses on the conceptualization of a procedural model for the integration of automation systems in electrical distribution networks. For this purpose, a development environment was implemented, in which analysis and engineering methods were applied for the design of the automation system. Based on the procedural model, testing and simulation tools were identified and utilized within the framework of component, integration, and system tests. The automation system comprises a standardized data model, algorithms for power system state estimation, and a system platform for acquiring measurement values and executing algorithms. The application of the procedural model with (partially) automated methods demonstrated that labor-intensive manual tasks can be avoided and associated parametrization errors can be reduced. Furthermore, as part of the validation, a novel power system state estimation method for underdetermined systems was tested, for which conventional algorithms cannot be applied.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation . . . . .	1
1.2	Zielsetzung und Abgrenzung der Arbeit . . . . .	3
1.3	Aufbau der Arbeit . . . . .	6
<b>2</b>	<b>Grundlagen und Stand der Technik</b>	<b>9</b>
2.1	Ortsnetzstationen . . . . .	9
2.1.1	Mittelspannungsschaltanlage . . . . .	10
2.1.2	Niederspannungsverteilung . . . . .	12
2.1.3	Ortsnetztransformator . . . . .	13
2.1.4	Trend zur Digitalisierung . . . . .	15
2.2	Modellierung der Verteilnetzebene . . . . .	22
2.2.1	Netzmodellierung . . . . .	23
2.2.2	Stationsmodellierung . . . . .	32
<b>3</b>	<b>Automatisierungssysteme für Verteilnetze</b>	<b>39</b>
3.1	Industriearomatisierung und Vorgehensmodelle . . . . .	39
3.2	Topologiebasierte Funktionen für Automatisierungssysteme . . . . .	44
3.2.1	Planungsfunktionen . . . . .	45
3.2.2	Betriebsfunktionen . . . . .	50
3.3	Anforderungen an Automatisierungssysteme für Verteilnetze . . . . .	55
<b>4</b>	<b>Vorgehensmodell für den Entwurf topologiebasierter Verteilnetzautomatisierungssysteme</b>	<b>59</b>
4.1	Entwicklungsumgebung und Vorgehensmodell . . . . .	59
4.2	Analyse- und Engineeringwerkzeuge . . . . .	63
4.2.1	Priorisierung von Ortsnetzstationen . . . . .	63
4.2.2	Identifikation relevanter Verteilnetzbereiche . . . . .	69
4.2.3	Optimierte Messstellenpositionierung . . . . .	72
4.2.4	Automatisierte Daten- und Netzmodellerstellung . . . . .	74

4.3	Implementierung von Netzzustandsberechnungsverfahren . . . .	77
4.3.1	Systemplattform und Prozessstruktur . . . . .	77
4.3.2	Konventionelle Netzzustandsberechnung . . . . .	81
4.3.3	Optimierungsbasierte Netzzustandsberechnung . . . . .	81
4.4	Prüf- und Simulationswerkzeuge . . . . .	87
4.4.1	Analoge Prüfumgebung . . . . .	87
4.4.2	Echtzeitsimulation . . . . .	88
4.4.3	IED-Simulation . . . . .	91
<b>5</b>	<b>Anwendung des Vorgehensmodells und Verifikation</b>	<b>95</b>
5.1	Anwendung auf ein 20-kV-Referenznetz . . . . .	96
5.1.1	Analyse und Modellerstellung . . . . .	96
5.1.2	Simulations- und Laborergebnisse . . . . .	113
5.2	Anwendung auf ein reales 10-kV-Netz . . . . .	119
5.2.1	Analyse und Modellerstellung . . . . .	119
5.2.2	Labor- und Feldtestergebnisse . . . . .	126
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>141</b>
6.1	Zusammenfassung . . . . .	141
6.2	Ausblick . . . . .	144
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>147</b>
	<b>Formelverzeichnis</b>	<b>151</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>154</b>
	<b>Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis</b>	<b>172</b>
	<b>Anhang A Netzdaten für Validierung</b>	<b>179</b>
A.1	20-kV-Referenznetz . . . . .	179
A.2	10-kV-Mittelspannungsnetz . . . . .	180
	<b>Anhang B Datenmodelle</b>	<b>181</b>
B.1	CIM CGMES Datenmodell . . . . .	182
B.2	IEC 61850 Datenmodell . . . . .	184

Anhang C Logische Knoten	187
Anhang D Datenstruktur der Entwicklungsumgebung	189
Anhang E Stationspriorisierung	191



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Im Zuge der Energiewende werden in Deutschland Kohlekraftwerke sukzessive abgeschaltet und durch dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen ersetzt. Im Jahr 2023 erreichte der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch etwa 53 %, wobei die Anteile der dezentralen Erzeugungsanlagen in den unteren Spannungsebenen maßgeblich zu diesem Wachstum beitrugen [1].

Diese Transformation verschiebt die Energieeinspeisung von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilnetzen und führt infolgedessen zu potenziell bidirektionalen Leistungsflüssen. Gleichzeitig wird in den unterlagerten Spannungsebenen durch neuartige Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ein deutlicher Anstieg des Energieverbrauchs erwartet. Da das Verteilnetz für diese erhöhte Belastung nicht ausgelegt ist, können kritische Grenzwertverletzungen im Netzbetrieb auftreten [2]. Zudem können Dunkelflauten auftreten, wenn die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen temporär nicht ausreicht, um den gesamten Energiebedarf zu decken [3]. Diese Erzeugungslücken werden derzeit noch größtenteils durch bestehende Kohlekraftwerke kompensiert. Im Zuge des fortschreitenden Kohleausstiegs müssen die genannten Herausforderungen durch eine digitalisierte Energienetzinfrastruktur, innovative Systemlösungen und den Einsatz von Energiespeichern in Zukunft bewältigt werden.

Während die Höchst- und Hochspannungsebenen aufgrund ihrer zentralen Transportaufgabe flächendeckend mit Schutz-, Feld- und Fernwirkgeräten ausgestattet sind, rückt die Digitalisierung der Ortsnetzstation (ONS) in der Verteilnetzebene mit Mess- und Automatisierungstechnik zunehmend in den Fokus [4]. Abbildung 1.1 zeigt die verschiedenen Spannungsebenen eines digitalisierten Stromnetzes und verdeutlicht den Paradigmenwechsel von einem zentralen zu einem dezentralen Energiesystem.

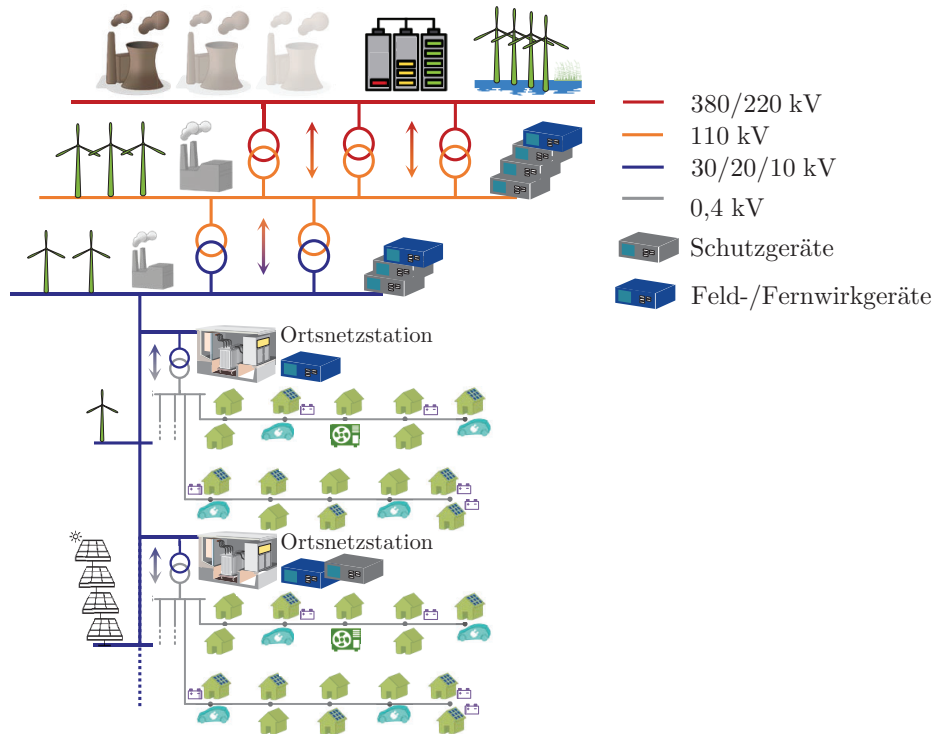


Abb. 1.1: Darstellung der Spannungsebenen und der Transformation zu einem dezentralen Energiesystem

Durch die fortschreitende Digitalisierung kann ein notwendiger Netzausbau verzögert und gleichzeitig wirtschaftlicher umgesetzt werden [5], stellt Verteilnetzbetreiber jedoch vor neue Herausforderungen. Der verstärkte Einsatz von Feld- und Fernwirkgeräten führt aufgrund der Größe der Verteilnetze und der Vielzahl an Stationen zu einem erheblichen zeitlichen und personellen Aufwand, insbesondere durch die erforderlichen Engineering-, Betriebs- und Wartungsaufgaben. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen greifen Netzbetreiber daher häufig auf Standardlösungen zurück, die eine einfache Installation der Mess- und Fernwirktechnik ermöglichen, jedoch nur einen begrenzten Funktionsumfang bieten und eine hohe Abhängigkeit von proprietären Herstellerplattformen bedingen.

Mit der flächendeckenden Digitalisierung werden künftig große Datenmengen erzeugt und übertragen, wodurch die Bereitstellung geeigneter Schnittstellen und Architekturen erforderlich wird. In diesem Kontext steigt die Komplexität, da eine wachsende Anzahl an Daten verarbeitet, Feld- und Fernwirkgeräte parametrisiert und potenziell notwendige Steuerungseingriffe rechtzeitig

im Netzbetrieb ausgeführt werden müssen. Diese Prozesse erfordern robuste und jederzeit beherrschbare Mechanismen, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten.

Zur Bewältigung der steigenden Komplexität werden in [6] zellulare Automatisierungssysteme vorgeschlagen. Dabei soll die kommunikationstechnische Vernetzung dezentral erfolgen, indem das Gesamtsystem in kleinere, autonom agierende Teilsysteme unterteilt wird. Diese eigenständigen, miteinander vernetzten Automatisierungssysteme sind einzelnen Netzbereichen zugeordnet, reduzieren den Kommunikationsaufwand mit übergeordneten Systemen und erhöhen zugleich die Robustheit des Gesamtsystems [7].

Die Implementierung solcher Automatisierungslösungen beschränkt sich häufig auf Projekte mit reinem Pilotcharakter und findet selten eine flächendeckende Anwendung. Eine standardisierte, herstellerübergreifende Automatisierungslösung, die interoperabel in die Verteilnetzebene integriert werden kann, ist bislang nicht realisiert. Zudem fehlen weitgehend etablierte Verfahren und Prozesse für die einheitliche Integration von Automatisierungssystemen. Die Auswahl der zu digitalisierenden ONS erfolgt oftmals ohne fundierte Analysen oder einer ganzheitlichen Betrachtung des Gesamtsystems. Darüber hinaus verfügen Netzbetreiber häufig nicht über geeignete Engineering- und Prüfprozesse, die eine reibungslose und funktionale Integration von Automatisierungssystemen gewährleisten könnten. Stattdessen sind bestehende Prozesse vielfach durch manuelle Tätigkeiten geprägt, die den Zeit- und Ressourcenaufwand erheblich erhöhen. [8] [9]

## 1.2 Zielsetzung und Abgrenzung der Arbeit

Angesichts der Größe der Verteilnetze ist die Entwicklung standardisierter Prozesse und Lösungen essenziell, um den Aufwand und die Komplexität bei der Integration zukünftiger Automatisierungssysteme zu beherrschen. Bereits im Vorfeld sollte die Interoperabilität von Hard- und Softwaresystemen gezielt angestrebt und die Funktionalität des Gesamtsystems durch einheitliche Engineering- und Prüfprozesse sichergestellt werden. Dadurch können sowohl Abhängigkeiten von proprietären Lösungen als auch Aufwendungen zur Parametrierung und Konfiguration für die Vielzahl der eingesetzten Automatisierungskomponenten reduziert werden.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, wurde das Forschungsprojekt i-Autonomous mit dem Titel „Standardisierung und Integration modular-autonomer Automatisierungskomponenten in neuartige, intelligente Ortsnetzstationen“ initiiert [10]. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden Anforderungen speziell für Automatisierungssysteme mit digitalen ONS definiert. Auf Grundlage dieser Anforderungen wurden Spezifikationen für Schutz-, Feld- und Fernwirkgeräte entwickelt und in einem umfassenden Integrationsleitfaden dokumentiert. Dazu wurden Algorithmen für den Netzbetrieb, standardisierte Datenmodelle gemäß IEC 61850, ein durchgängiges Engineeringkonzept sowie automatisierte Prüfverfahren realisiert. Nach Abschluss der Entwurfsphase wurde das spezifizierte Automatisierungssystem in ein ausgewähltes Mittelspannungsnetz integriert. Dabei kamen Virtualisierungstechnologien zum Einsatz, um die Fernwartung sowie die Bereitstellung und Aktualisierung neuer Funktionen im laufenden Betrieb zu ermöglichen. Der Schwerpunkt des Projekts lag auf der Standardisierung des Systems und der Prozesse, um eine einheitliche, nachhaltige und effiziente Integration und Betriebsführung von Automatisierungssystemen zu erproben.

Diese Dissertation ist zum Teil im Rahmen des Forschungsprojekts entstanden und hat sich zwei der zuvor genannten Ziele angenommen: Ein Kernziel war die Konzeptionierung eines Vorgehensmodells zur Beschreibung von Phasen und Prozessen zur einheitlichen Integration von Automatisierungssystemen. Dazu wurde eine Entwicklungsumgebung implementiert, in der Analyse-, Engineering- und Prüfverfahren zum Entwurf und zur Beschreibung des Automatisierungssystems angewendet wurden. Gemäß dem Vorgehensmodell und definierten Schnittstellen können die Prozesse und Verfahren nach einem Baukastenprinzip flexibel in der Entwicklungsumgebung kombiniert werden. Ein wesentlicher Aspekt dabei war die automatisierte Erstellung von Netz- und Datenmodellen gemäß standardisierter Normbeschreibungen.

Das zweite Kernziel lag im Entwurf und der Implementierung geeigneter Prüf- und Simulationswerkzeuge zur Erprobung des zuvor entworfenen Automatisierungssystems. Der Fokus hierbei lag in der Prüfung der Netz- und Datenmodelle sowie den Netzbetriebsfunktionen des Automatisierungssystems. Bei den Funktionen handelt es sich um adaptierte sowie selbst implementierte Algorithmen, die in unterschiedlichen Prüfumgebungen verifiziert und vali-

diert werden. Aus den Kernzielen ergibt sich für diese Arbeit folgende zentrale Forschungsfrage:

#### Forschungsfrage

Welche Analyse-, Engineering- und Prüfverfahren lassen sich innerhalb eines einheitlichen Vorgehens implementieren, um eine effiziente und standardisierte Integration topologiebasierter Automatisierungssysteme in die Verteilnetzebene zu ermöglichen?

Die Forschungsfrage umfasst mehrere Teilaspekte, die im Folgenden näher erläutert werden. Ein zentraler Aspekt ist die Identifikation geeigneter Verfahren und Standards zur Entwicklung, Beschreibung und Integration topologiebasierter Automatisierungssysteme im Verteilnetz. Die betrachtete Topologie umfasst hierbei sowohl die elektrische Netztopologie, bei der Stationen als Knoten und Leitungen sowie Kabel als Kanten modelliert werden, als auch die Stationstopologie, in der Sammelschienen als Knoten und Betriebsmittel der Schaltfelder als Kanten definiert sind. Aufbauend auf dieser Grundlage werden analytische Verfahren angewendet, um geeignete Standorte und die notwendige Messdurchdringung für zukünftige Automatisierungssysteme in der Mittelspannungsebene zu bestimmen. Zusätzlich wird untersucht, welche methodischen Ansätze erforderlich sind, um diese Verfahren effizient zu kombinieren und eine einheitliche Vorgehensweise zu ermöglichen. Zudem werden geeignete Prüfumgebungen festgelegt, in denen Tests unter einheitlichen Bedingungen durchgeführt werden können.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Konzepts zur Integration topologiebasierter Automatisierungssysteme in die Verteilnetzebene. Dabei sollen bestehende Verfahren adaptiert und durch neue Ansätze ergänzt werden, um eine strukturierte und einheitliche Methodik für den Entwurf und die Implementierung des Automatisierungssystems zu ermöglichen. Geeignete Beschreibungsformate sowie die Nutzung standardisierter Datenmodelle nach IEC 61850 und IEC 61970 zur Systembeschreibung sollen dazu herangezogen werden. Eine zentrale Funktion des Automatisierungssystems ist die Netzzustandsberechnung, für die sowohl adaptierte als auch eigenständig implementierte Algorithmen eingesetzt werden. Die Validierung erfolgt durch Labor- und Feldtests auf einer geeigneten Systemplattform, die als Feldgerät

Messungen hochauflösend erfasst und auswertet sowie eine Recheneinheit zur Ausführung der Netzzustandsberechnungsalgorithmen beinhaltet.

Ein vollständiges Automatisierungssystem verfügt sowohl über Sensorik als auch über Aktorik und ist in der Lage, kritische Netzsituationen automatisiert zu erkennen und zu beheben. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Bestimmung des Netzzustandes durch das Automatisierungssystem sowie auf der automatisierten Topologieaktualisierung bei Umschaltmaßnahmen. Direkte Eingriffe in den Netzbetrieb durch Steuerungs- oder Regelungsalgorithmen werden hierbei nicht betrachtet, stellen jedoch einen wichtigen Bestandteil eines automatisierten Netzbetriebs dar. Der Schwerpunkt liegt vielmehr auf der Entwicklung eines ersten Konzepts für den Entwurf und die Erprobung von Automatisierungssystemen mit der Grundfunktionalität zur Netzzustandsberechnung in der Mittelspannung und bildet die Grundlage für zukünftige Erweiterungen um Steuer- und Regelfunktionen.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Im Folgenden wird ein Überblick über die Kapitel dieser Dissertation gegeben, deren Struktur wie folgt aussieht:

Im zweiten Kapitel werden die theoretischen Grundlagen sowie der Stand der Technik behandelt. Der Schwerpunkt liegt auf der detaillierten Beschreibung elektrischer Komponenten, wie sie in heutigen ONS vorkommen. Zudem werden Modellierungsmöglichkeiten für die Mittelspannungsebene sowie die daran angeschlossenen ONS erläutert. Ein besonderer Fokus liegt auf der Integration digitaler ONS, einschließlich ihrer Architektur, Funktionalität und den damit verbundenen Anforderungen an Automatisierung und Kommunikation. Anschließend wird der Trend zur Digitalisierung von ONS aufgezeigt und ein Überblick über relevante nationale und internationale Forschungs- und Industrievorhaben gegeben.

Das dritte Kapitel widmet sich den methodischen Ansätzen aus der Industrieautomatisierung sowie den aktuellen Funktionen, die in der Netzplanung und im Netzbetrieb von Energiesystemen Anwendung finden. Aufbauend auf diesen Ansätzen werden spezifische Anforderungen an Automatisierungssysteme für die Verteilnetzebene abgeleitet und formuliert.

Im vierten Kapitel liegt der Schwerpunkt auf der Entwicklungsumgebung und dem Vorgehensmodell für den Entwurf topologiebasierter Automatisierungssysteme. Zunächst werden die notwendigen Analyse- und Engineeringwerkzeuge mathematisch beschrieben. Anschließend wird die Systemplattform vorgestellt, die sowohl als Messgerät dient, als auch zur Implementierung von Algorithmen für die Netzzustandsberechnung genutzt wird. Das Kapitel schließt mit einer detaillierten Beschreibung der Prüf- und Simulationswerkzeuge, die zur Erprobung der Systemlösung eingesetzt werden.

Das fünfte Kapitel zeigt die praktische Anwendung des Vorgehensmodells auf. Dabei findet die Anwendung sowohl auf ein fiktives 20-kV-Referenznetz als auch auf ein reales 10-kV-Mittelspannungsnetz statt. Die erzielten Ergebnisse aus Simulationen, Laboruntersuchungen und Feldtests werden umfassend analysiert und bewertet.

Im sechsten Kapitel werden schließlich die zentralen Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst. Zudem wird ein Ausblick auf potenzielle zukünftige Forschungsarbeiten und Entwicklungen gegeben.



## 2 Grundlagen und Stand der Technik

Die elektrische Verteilnetzebene befindet sich einerseits durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energieanlagen und andererseits durch neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge sowie Wärmepumpen im Wandel. In der Praxis werden bereits erste digitale Lösungen für ONS implementiert, um die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zu erhöhen und dadurch die Betriebsmittel effizienter zu betreiben. Dieses Kapitel soll einen Überblick über den Aufbau und die Entwicklung von ONS geben. Mittels ausgewählter Forschungs- und Industrieprojekte sollen Anwendungen im Kontext von digitalen ONS skizziert werden. Darauf folgend soll auf die energietechnische Netz- sowie Stationsmodellierung eingegangen werden. Dies dient als Grundlage für die Beschreibung des zu entwickelnden Automatisierungssystems und der Informationsverarbeitung der darin implementierten Algorithmen zur Netzzustandsberechnung für das Mittelspannungsnetz (MS-Netz).

### 2.1 Ortsnetzstationen

Im Zuge des Wandels der Verteilnetze gelten insbesondere ONS als wichtige Anlagen der Elektrizitätsversorgung zur Speisung von Endverbrauchern im Niederspannungsnetz (NS-Netz), sowie zur Rückspeisung von erneuerbarer Energien in das MS-Netz. In der Bundesrepublik Deutschland gibt es rund 870 Verteilnetzbetreiber, die ca. 600.000 ONS mit einer installierten Transformatorleistung von etwa 280 GVA betreiben [11] [12]. Aufgrund von unterschiedlichen Voraussetzungen am Einsatzort, Landesbauordnungen, Netzphilosophien und örtlicher Aufgabenstellungen gibt es bis heute eine Vielzahl von Stationsausführungen und dementsprechend nur eine eingeschränkte Typisierung. Grundsätzlich ist ein Trend zur Reduktion der Gebäudevolumina von ONS erkennbar.

Die Entwicklung der letzten Jahrzehnte zeigt, dass das Volumen einer heutigen ONS im Vergleich zu den 1970er Jahren auf etwa ein Sechstel reduziert

wurde [13]. Neben ihrer Bauform können ONS als Mast-, Gebäude- oder Kompaktstationen, in der Art der Bedienung und der Herstellung unterschieden werden. Grundsätzlich wird zwischen begehbaren (von innen bedienbar) und nicht begehbaren (von außen bedienbar) sowie fabrikfertigen (typgeprüften) und vor Ort errichteten Stationen unterschieden [11].

Eine ONS setzt sich im Wesentlichen aus drei Hauptkomponenten zusammen: der Mittelspannungsschaltanlage, der Niederspannungsverteilung und einem MS/NS-Transformator. Im Folgenden wird auf die primärtechnischen Komponenten und die wesentlichen elektrischen Kenngrößen und Normen dieser Hauptbauteile eingegangen.

### 2.1.1 Mittelspannungsschaltanlage

Die primärtechnische Ausrüstung einer Mittelspannungsschaltanlage besteht üblicherweise aus mehreren Mittelspannungsfeldern. Eine Ringkabel-Schaltanlage stellt eine typische Ausführung einer Mittelspannungsschaltanlage dar und zeichnet sich durch ein ankommendes und ein abgehendes Kabelfeld sowie ein Transformatorfeld aus (KKT-Ausführung). Wesentliche (empfohlene) elektrische Kenngrößen von Mittelspannungsschaltanlagen sind nach DIN EN 62271 [14]:

- Betriebs- und Bemessungsspannung (10/20/30 kV; 24 kV)
- Bemessungsgrößen für die Frequenz, den Betriebsstrom der Sammelschiene und der Trenn- sowie Leistungsschalter (50 Hz; 630 A; 630 A)
- Bemessungsgrößen für den Stoßstrom, Kurzzeitstrom sowie die Kurzschlussdauer im Fehlerfall (50 kA; 20 kA; 1 s)

Die Kabelfelder sind herkömmlicherweise mit einem Lasttrennschalter und einem Erdungstrennschalter bestückt, sodass beispielsweise bei Wartung- und Instandhaltungsmaßnahmen die Kabel freigeschaltet und geerdet werden können. Da Lasttrennschalter im Gegensatz zu Leistungsschaltern keine Fehlerströme unterbrechen, können alternativ zum Leistungsschalter, Sicherungslasttrennschalter-Kombinationen eingesetzt werden [15]. Mithilfe der strombegrenzenden Sicherungen sind diese Schalter in der Lage, Ströme einschließlich zu dem Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom zu unterbrechen [16]. Je nach Anwendungsfall ist der Einsatz von Leistungsschaltern trotz des höheren

Platzbedarfs und der höheren Kosten zu bevorzugen, da diese im Vergleich zu Lasttrennschaltern eine höhere Anzahl an Schaltspielen ermöglichen und zusätzlich in der Lage sind, Fehlerströme zu unterbrechen [17].

Für Mittelspannungsschaltanlagen gibt es drei bewährte Medien zur Isolierung und Lichtbogenlöschung: Luftisolation, Feststoffisolation mit beispielsweise Kunstharz und Gasisolation mit Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>). Letzteres bietet eine hohe Durchschlagsfestigkeit, wodurch eine kompakte Bauweise in Form von Kompaktstationen ermöglicht werden kann. Aufgrund des Erderwärmungspotentials sollen zukünftige alternative Stoffe zum Einsatz kommen oder in neuen elektrischen Schaltanlagen aufgearbeitetes oder recyceltes SF<sub>6</sub> verwendet werden [18] [19].

Ein exemplarischer Aufbau einer Mittelspannungsschaltanlage wird in Abbildung 2.1 dargestellt. In den Kabelfeldern ist jeweils ein Lasttrennschalter und ein Erdungstrennschalter skizziert, während im Transformatorfeld neben dem Lasttrennschalter ein Sicherungstrennschalter mit Doppelunterbrechung integriert ist. Dieser dient zum primärseitigem Schutz des Transformators und ermöglicht durch die Doppelerdung, das Kabel sowie die Sicherung zu erden.

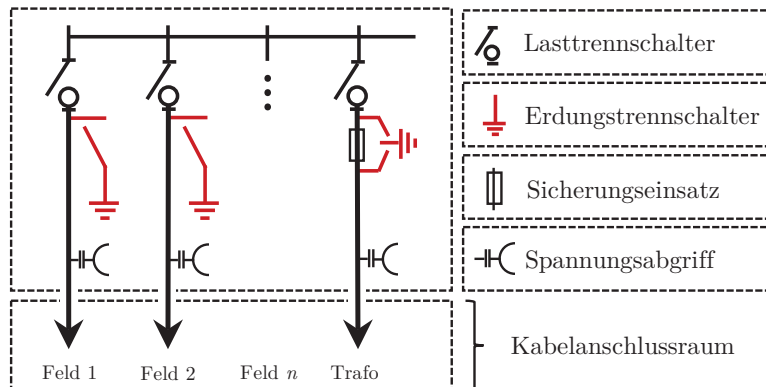


Abb. 2.1: Exemplarischer Aufbau einer Mittelspannungsschaltanlage

Zusätzlich zu den primärtechnischen Komponenten sind kapazitive Schnittstellen integriert, an denen mit mobilen Spannungsprüfern die Spannungsfreiheit der Felder festgestellt werden kann, um im Anschluss Arbeiten im Kabelanschlussraum durchführen zu können.

Neben den aufgezeigten Normen können noch weitere Anforderungen festgelegt werden, die der technischen Spezifikationen der Verteilnetzbetreiber

entsprechen. Diese können die Bauform, den Einsatz von primärtechnischen sowie im Bedarfsfall sekundärtechnische Komponenten umfassen. Letzteres ist derzeit nicht genormt, sodass die Netzbetreiber eigen spezifizierte Lastenhefte unter Einbezug der Leitnormen für ONS erstellen. [11]

### 2.1.2 Niederspannungsverteilung

Die primärtechnische Ausrüstung einer Niederspannungsverteilung beginnt sekundärseitig am Ortsnetztransformator und besteht aus mehreren Niederspannungsfeldern. Auf der Primärseite des Ortsnetztransformators ist meistens noch ein Schleppzeiger angebracht, der vor Ort abgelesen werden kann und die höchstgemessene Gesamtleistung seit der letzten Ablesung anzeigt. Die Sekundärseite des Ortsnetztransformators ist üblicherweise mit einem Sicherungslasttrennschalter abgesichert. Die Niederspannungsfelder sind häufig mit Sicherungsleisten oder Sicherungsschaltleisten ausgeführt. Dabei werden NH (Niederspannung-Hochleistung)-Sicherungen in die Leisten integriert, die im Fehlerfall auf der Niederspannungsseite den Fehlerstrom unterbrechen und dadurch zusätzlich den Ortsnetztransformator vor Beschädigungen schützen. Sicherungsschaltleisten verfügen im Unterschied zu den Sicherungsleisten zusätzlich über eine Einschwenkvorrichtung, die ein geführtes Zuschalten und Öffnen ermöglichen [20]. Abbildung 2.2 zeigt exemplarisch den Aufbau einer Niederspannungsverteilung ausgehend vom Transformatorfeld mit einem Sicherungslasttrennschalter sowie einer Sicherungsleiste in den Niederspannungsfeldern.

Neben den elektrischen Kenngrößen analog zu Mittelspannungsschaltanlagen nach DIN EN 60947 werden Bemessungsbelastungsfaktoren in Abhängigkeit der Anzahl der Stromkreise definiert [21]. Da die Strombelastbarkeit und Erwärmung einer Verteilung im Zusammenhang stehen, ist die Strombelastbarkeit abhängig von der Strombelastung einzelner Geräte und von der Größe des Verteilers. Anhand des Bemessungsbelastungsfaktors wird daher der angegebene Prozentwert des Bemessungsstroms bestimmt, mit dem die Abgänge einer Schaltgerätekombination dauernd und gleichzeitig unter Berücksichtigung der gegenseitigen thermischen Einflüsse belastet werden können [16].

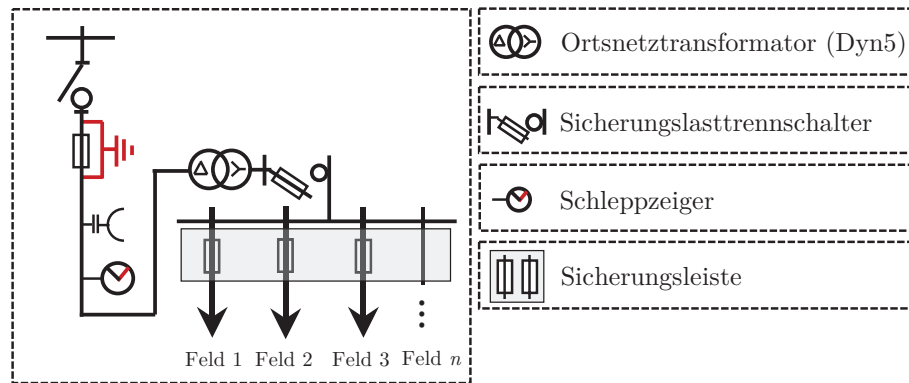


Abb. 2.2: Exemplarischer Aufbau eines Transformatorfeldes mit einer Niederspannungsverteilung

Aufgrund der Vielzahl von Schaltgeräten werden die verschiedenen Typen in Abhängigkeit ihrer Schaltgerätfunktion nach Trennen, Schalten und Schützen in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Funktionserfüllung verschiedener Schaltgeräte nach [20] [22] [23]

Schaltgerätetyp	Trennen	Schalten	Schützen
Trennschalter	✓	-	-
Lasttrennschalter	✓	✓	-
Schütz	-	✓	✓
Sicherung	✓	-	✓
Leistungsschalter	✓	✓	✓

Beim Schutz ist zu beachten, dass Schütze meist eine Überlastung verhindern, während Sicherungen bei Kurzschlüssen schalten können. Leistungsschalter haben zusätzlich den Vorteil, Isolationsfehler und Erdschlüsse ebenfalls unterbrechen zu können.

### 2.1.3 Ortsnetztransformator

In einer ONS werden grundsätzlich Verteilungstransformatoren mit einer Bemessungsleistung von 100 bis 1.000 kVA eingesetzt. Primärseitig ist der Transformator einem eigenen Feld in der Mittelspannungsschaltanlage zugeordnet. Herkömmlicherweise wird im Transformatorfeld eine Sicherungs-Lasttrenn-

schalter-Kombinationen zum Schutz des Transformators eingesetzt. Ab einer Bemessungsleistung von 1.000 kVA sind nach [22] Leistungsschalter anstelle einer Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination zu verbauen.

Die gängigsten Bauweisen sind Öl- oder Trockentransformatoren, die sich hauptsächlich in der elektrischen Isolierung und der Abführung der Verlustwärme unterscheiden. Während bei Öltransformatoren die Kupferwicklungen in einen großen Öltank eingetaucht sind, wird bei Trockentransformatoren Gießharz als Isoliermittel verwendet. Hierbei funktioniert der Kühlungsprozess über einen Luftstrom, wodurch vorzugsweise ein Einsatz vor allem in Wasserschutzgebieten und bei strengen Brandschutzvorschriften innerhalb von Gebäuden vorgesehen ist. Standardmäßig verfügen Transformatoren über Temperatureuslöser, die bei zu hoher Temperatur den Stromkreis unterbrechen, oder ein Buchholzrelais, welches zusätzlich noch den Druck, die Zusammensetzung und die Temperatur misst und auf Leckagen reagiert. [24]

Die Verschaltung der ober- und unterspannungsseitigen Wicklungen von Ortsnetztransformatoren sind üblicherweise wie in Abbildung 2.2 als Dyn5 ausgeführt. Die Dreieck-Stern Verschaltung mit herausgeführtem Sternpunkt zum Neutralleiter und der Schaltgruppe 5 weist eine  $150^\circ$  (Schaltgruppe  $\cdot 30^\circ$ ) Phasenverschiebung auf und ermöglicht eine unsymmetrische Belastung sowie das Führen von Nennströmen über dem Neutralleiter. [25]

Analog zu Schaltanlagen und Verteilungen sind Bemessungsgrößen nach DIN EN 60076 zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Bemessungsleistungen von Leistungstransformatoren ist unter einigen Umständen eine Belastung oberhalb der Bemessungsleistung möglich. Dazu sind Verfahren zur Berechnung der zulässigen Belastung für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren nach [26] und für Trockentransformatoren nach [27] heranzuziehen. Im Gegensatz zu den Transformatoren im Umspannwerk (UW) erfolgt bei Ortsnetztransformatoren keine spezifische Sternpunktbehandlung. MS-Netze können bei isolierter oder kompensierter Sternpunktterdung der Transformatoren im UW im Falle eines Erdschlusses ohne automatische Abschaltung weiter betrieben werden. Dabei bietet die kompensierte Sternpunktterdung den zusätzlichen Vorteil, hohe kapazitive Erdschlussströme mithilfe von induktiven Erdschlusskompensationseinrichtungen effektiv zu begrenzen [28].

Ortsnetztransformatoren sind meist starr mit festen Übersetzungsverhältnissen eingestellt. Das Übersetzungsverhältnis wird vor der Inbetriebnahme einmalig festgelegt und kann im Betrieb nicht mehr verändert werden. Eine Änderung im Betrieb kann durch regelbare Ortsnetztransformatoren erfolgen [29]. Dadurch wird die MS- von der NS-Netzebene entkoppelt und die Aufnahmekapazität durch das im Betrieb veränderbare Übersetzungsverhältnis in Kombination mit einer lokalen Spannungsregelung erhöht. Im Starklastfall bei geringer Einspeisung von dezentraler Energieanlagen wird durch die Stufung die Spannung angehoben. Im Fall einer geringen Last bei hoher Einspeisung kann wiederum die Stufung eine Absenkung der Spannung ermöglichen. Forschungsstudien zeigen, dass der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren für Verteilnetze mit Spannungsbandverletzungen eine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau darstellen [30] [31] [32].

#### 2.1.4 Trend zur Digitalisierung

Im Gegensatz zu UWs in der Hoch- und Höchstspannung, waren ONS in der Vergangenheit in den meisten Fällen lediglich auf ihre primärtechnischen Komponenten beschränkt. Für Wartung- und Instandhaltungsarbeiten war beispielsweise die Überprüfung der Spannungsfreiheit nur über kapazitive Schnittstellen mit mobilen Spannungsprüfern möglich. Der kapazitive Abgriff wird zunehmend von sekundärtechnischen Geräten zur kapazitiven Spannungsanzeige sowie zur Spannungsmessung mit geringer Messgenauigkeit genutzt [33]. Die Spannungsmessung in Kombination mit einer Strommessung kann für Feldgeräte wie Kurzschluss-, Erdschluss- und Fehlerrichtungsanzeiger verwendet werden, um im Fehlerfall den Fehlerort einzugrenzen und dadurch die Fehlerbehebung zu beschleunigen. Fehlerrichtungsanzeiger geben Aufschluss darüber, in welche Richtung ein Fehlerstrom gemessen wurde, sodass ein Fehlerort bestimmt werden kann [34]. Im Bedarfsfall werden darüber hinaus mobile Messgeräte mit hohen Genauigkeitsklassen zur Überprüfung der Spannungsqualität eingesetzt.

Mit zunehmender Integration von erneuerbaren Energien und neuartigen Verbrauchern sollen Messwerte zukünftig zur Detektion und Behebung von Grenzwertverletzungen genutzt werden. Dazu kommen zunehmend Kleinsignalspannungs- und -stromsensoren zum Einsatz, die eine ausreichende Ge-

nauigkeit nach DIN EN 61869 zur Erkennung von Spannungsbandverletzungen sowie Betriebsmittelüberlastungen ermöglichen [35] [36]. Zur frühzeitigen Bestimmung derartiger Zustände sollen Fernwirkgeräte und Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) eingesetzt werden, die die Daten der Feldgeräte erfassen, verarbeiten und an die Netzleitstelle kommunizieren. Stellbefehle der Netzleitebene können ebenso zurück an die fernsteuerbaren Lasttrenn- und Leistungsschalter über die Feldgeräte durchgereicht werden. Die Historie von der ONS sowie der zukünftige Trend zur Digitalisierung wird in Abbildung 2.3 exemplarisch dargestellt.

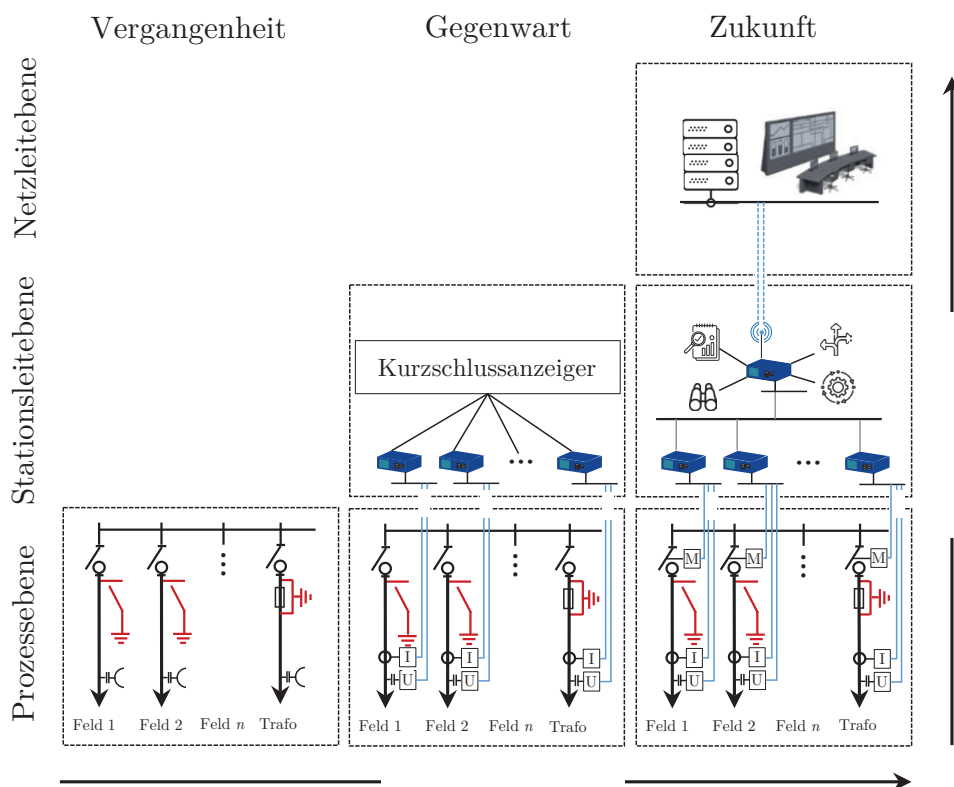


Abb. 2.3: Historie von ONS und zukünftiger Trend in der Ebenendarstellung

Mit zunehmendem Einsatz von Feld- und Fernwirkgeräten steigt die Funktionalität einer ONS. Im gleichen Zuge erhöht sich jedoch auch die Komplexität, da eine Architektur entsteht, die die Grundlage für komplexere Anwendungsfälle schafft. Neuartige Applikationen zur Auswertung von Daten sowie zur Ergreifung von Maßnahmen werden zukünftig auf der Stations- sowie Netzleitebene umgesetzt. Welche Funktionen auf der Stations- oder Netzleitebene

ausgeführt werden, ist zunächst vom Anforderungsprofil der Funktionen abhängig. Funktionen, bei denen beispielsweise die Reaktionszeit ein kritisches Kriterium darstellt, sollten zukünftig nahe am Prozessgeschehen implementiert werden, während Funktionen mit hohen Anforderungen an Rechenleistung vorzugsweise auf der Netzleitebene stattfinden sollten.

Anforderungsprofile an die Messtechnik zur Nutzung der Messdaten für bestimmte Applikationen sind bisher nicht definiert. Gleichzeitig fehlen klare Vorgaben für eine standardisierte Automatisierungsarchitektur, wodurch deren Umsetzung der individuellen Entscheidung eines Netzbetreibers überlassen bleibt. Lediglich für die inter- sowie intrastationäre Kommunikation existieren standardisierte Protokolle, die jedoch keine einheitliche Umsetzung garantieren. Die Begriffe *Redundanz* und *Resilienz* gewinnen hierbei zunehmend an Bedeutung: Eine redundante Architektur ermöglicht es, Ausfälle einzelner Komponenten oder Funktionen abzufangen, während die Resilienz darauf abzielt, auch bei Störungen oder Cyber-Angriffen eine Grundfunktionalität zu gewährleisten [37]. Beide Eigenschaften sollten bei der Entwicklung von Automatisierungsarchitekturen berücksichtigt werden, um sowohl die Zuverlässigkeit als auch die Widerstandsfähigkeit zukünftiger Systeme zu sichern.

Aufgrund von eingesetzter Messtechnik werden zukünftig vorausschauende Wartung- und Instandhaltungsmaßnahmen ermöglicht. Durch historische sowie aktuelle Messwerte (beispielsweise Temperaturmessung und Überwachung) eines Transformators können Anzeichen eines fortgeschrittenen Alterungsprozesses erkannt werden [38]. Grundsätzlich kann eine effiziente Netzplanung (Schalthandlungen, Wartungsarbeiten und Investitionen) auf Basis vorhandener Messungen durchgeführt werden. Ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) in Kombination mit der messtechnischen Ertüchtigung gibt darüber hinaus die Möglichkeit, Spannungsbandproblemen entgegenzuwirken und das Netz effizienter zu betreiben [39]. Mittels kommunikationstechnisch angebundenen Motorrelais an den Schaltgeräten können zukünftig Schalthandlungen über die Netzleitebene durchgeführt werden. Insbesondere im Fehlerfall könnten Entstörungsprozesse dadurch vollständig automatisiert erfolgen [40]. Des Weiteren werden durch die fernsteuerbaren Schalter Trennstellenverlagerungen ermöglicht, die den Lastfluss optimieren und dadurch Netzverluste minimieren können [41] [42].

In der Vergangenheit sind zunehmend Forschungsprojekte und Industrievorhaben im Rahmen einer Verteilnetzautomatisierung entstanden, die oftmals eine digitalisierte ONS voraussetzen. Der Fokus der Projekte stand vorzugsweise in der Einhaltung der maximal zulässigen Grenzströme von Leitungen nach DIN VDE 0276-1000 sowie der Spannungshaltung nach DIN EN 50160 [43] [44]. Im Folgenden soll auf die nationalen Forschungs- und Industrieprojekte mit Bezug zu digitalen ONS gegeben werden.

### Nationale Forschungsprojekte

In den Teilvorhaben *Spannungsqualität* und *Intelligente Ortsnetzstation* des Forschungsverbundvorhabens *Smart Area Aachen* wurde ein rONT mit einer Logik eingesetzt, der Sollwerte auf Basis von elektrischen Messgrößen wie die Spannung, Leistungsflüsse am Transformator und an den einzelnen Niederspannungsfeldern umsetzt. Des Weiteren wurden Regelalgorithmen entworfen, die weitere Größen wie die Lichtintensität zur Abschätzung der Solareinspeisung oder die Außentemperatur zur Abschätzung des Verbrauchs von Elektroheizungen und Wärmepumpen berücksichtigen. Zusätzlich wurde durch kommunikationstechnische Erschließung von Fehlerrichtungsanzeigern ausgewählter Stationen sowie eine prozesstechnische Ertüchtigung zur Fernsteuerung von Lasttrennschaltern eine automatisierte Entstörung erprobt. [33]

Das dazugehörige Teilprojekt *Instandhaltung* war auf den Entwurf von Zustandsbewertungskonzepten unter Berücksichtigung von Informationen aus Messdaten des Ortsnetztransformators ausgerichtet. Dadurch sollen optimierte Wartung- und Instandhaltungsplanungen sowie Prognosen des zukünftigen Anlagenzustands ermöglicht werden. [38]

In *Netzzustandsberechnung im Verteilnetz* erfolgte zusätzlich eine niederspannungsseitige Messung der Spannungen und Ströme als Eingangsdaten für eine Netzzustandsbestimmung. Die Messdaten wurden über Modbus-Kommunikation per Signalkabel und über Funk an die Netzleitstelle übertragen, in der die Logik der Zustandsberechnung integriert war. Der Berechnung mussten Pseudo-Messwerte zugeführt werden, um die komplexen Spannungen des Netzgebietes vollständig berechnen zu können. [45]

Ein weiteres Forschungskonzept mit dem Fokus einer digitalen ONS wurde in *NiVeAu* erprobt. Hierbei erfolgte die Vernetzung von digitalen ONS über

eine zentrale Überwachungseinheit im Umspannwerk. Mittels zusätzlicher Aktorik in der Niederspannung (NS) wurde darüber die Vermeidung kritischer Netzsituationen durch Spannungsbandverletzung oder Betriebsmittelüberlastungen auf der Mittelspannung (MS) realisiert. [46]

Im Forschungsvorhaben *Grid Commander* wurde das Konzept für eine spannungsebenen-übergreifende Überwachung und Steuerung erweitert und die autark ausführenden Systeme vereint. Zusätzlich wurden Prognosen für eine vorausschauende Überwachung und Regelung betrachtet. [47]

In einem weiteren Nachfolgeprojekt mit dem Titel *NEmo* wurde neben der bisherigen Messsensorik und Aktorik in der ONS und an erneuerbaren Energieanlagen, das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen über ferngesteuerte Ladesäulen berücksichtigt. Im Zusammenspiel mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen und entworfener Ladekonzepte wurde der Netzzustand in der NS ausgehend von der ONS lokal und autark überwacht und geregelt. [48]

Im Forschungsprojekt *Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz* wurde ein Systemkonzept mit unterschiedlichen Betriebsverfahren und Kommunikationskonzepten erarbeitet und bewertet. Ziel war es, die ONS messtechnisch und regelungstechnisch zu ertüchtigen, um die Aufnahmekapazität von Photovoltaik (PV)-Anlagen in Niederspannungsnetzen zu erhöhen. Hierbei wurden neben regelbaren Ortsnetztransformatoren, Kommunikations- und Regelverfahren für PV-Anlagen implementiert und in einem Feldtest erprobt. [49]

Im Forschungsvorhaben *grid-control* wurden regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt sowie Messungen an der Mittelspannungs- und Niederspannungsseite erhoben. Mittels eines regionalen Energie-Management-Systems wurde ein dezentrales Automatisierungssystem für die MS und NS zur Netzzustandsberechnung, Spannungshaltung und proaktivem Engpassmanagement realisiert. In jeder ONS wurde dafür ein Fernbedienungsterminal (engl.: Remote Terminal Unit, RTU) installiert, welches mit den verteilten Sensoren und Aktoren kommuniziert und Daten an einen zentralen Rechner in der Netzleitstelle weiterreicht. [50] Darauf aufbauend folgte das Projekt *FlexQGrid*, mit dem Ziel zur Weiterentwicklung und Erprobung der Automatisierungslösung um netzdienliche Flexibilitätskonzepte [51].

Im Forschungsprojekt *i-Automate* wurde neben der technischen Ertüchtigung von ONS eine standardisierte Systemarchitektur für Zustands-, Regel- und Schutzfunktionen realisiert. Dazu wurden erstmalig Netzqualitätsmess-

geräte mit hohen Abtastraten in ONS zur Erprobung von Schutzfunktionen integriert. Auf den Messgeräten erfolgte ebenfalls die Ausführung der Logik in Form einer Netzzustandsberechnung und -regelung für Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung standardisierter Kommunikationsprotokolle nach IEC 61850. [52]

Das europäische Forschungsvorhaben *SOGNO* wurde als Teil der *Linux Foundation (LF) Energy* initiiert. Ziel dieses Vorhabens ist es, eine Open Source Plattform zu erschaffen, in der cloudbasierte Dienste zur Überwachung von Verteilnetzen auf Basis von kostengünstigen Messgeräten erforscht werden. Dadurch soll Netzbetreibern eine bedarfsorientierte Integration von Smart-Grid Diensten in ihre Netze ermöglicht werden. [53]

## Nationale Industrieprojekte

Das Verteilnetzautomatisierungssystem *iNES* von der SPIE SAG GmbH ist eine kommerzielle Lösung zur Ertüchtigung der ONS mit einem modularen, autarken Mess- und Regelsystem und basiert auf den Forschungskonzepten aus *NiVeAu* und *Grid Commander*. Zusätzlich zur Installation eines rONT wird die Niederspannungsverteilung abgangsscharf gemessen und mit einer zentralen Logik in einem RTU ausgestattet. Zur Überwachung und Regelung des Netzzustandes werden zusätzlich Sensoren und Aktoren an neuralgischen Knoten im NS-Netz installiert. Die Beeinflussung des Netzzustandes wird mit Spannungs-, Blindleistungs- und Wirkleistungswerten erreicht und hat das primäre Ziel eine Wirkleistungsbegrenzung als Letztmaßnahme umzusetzen. [54]

Ausgehend von *iNES* stellt die PSI Software AG mit dem Produkt *InGO* ein analoges Konzept dar. Die ONS werden mess- sowie regelungstechnisch ertüchtigt, sodass Messungen und Befehle über ein RTU zur Leitstelle durchgereicht werden. Die Rechenlogik zur Überwachung und Regelung findet hierbei auf der Netzleitebene und nicht auf dem RTU statt. Dazu werden Fernwirkprotokolle verwendet, um mit dem RTU zu kommunizieren und die Daten in einer Cloudumgebung zur Verfügung zu stellen. Um die Anzahl der verteilten Sensorik zu reduzieren, wurde darüber hinaus ein selbstlernendes Verfahren zur Netzzustandsbestimmung entwickelt. [55]

Im Zuge der letzten Jahre wurden zunehmend IT-Plattformen verschiedener Hersteller (*Venios, Envelio, Adaptricity*) angeboten. Diese Plattformen sollen für netzplanerische sowie -betriebliche Zwecke eingesetzt werden. Auf Basis datengetriebener Analysen durch Netzmodelle und Messungen aus ONS sowie Smart Metern sollen neuartige Netzausbaustrategien und Betriebsweisen in den Verteilnetzen erreicht werden. [56] [57] [58]

Neben den IT-Plattformen sind auch Arbeitsgruppen initiiert worden, die stärker in die Richtung von hardwareunabhängigen Lösungen in digitalen ONS gehen. Während in der Vergangenheit oftmals proprietäre Systeme auf spezifizierter Hardware mit darauf ausgelegter Software eingesetzt wurden, sollen zukünftig Lösungen erprobt werden, die eine Interoperabilität mithilfe von Standardisierung und Virtualisierung ermöglichen sollen. Darüber hinaus soll ein Paradigmenwechsel zwischen zentralen und dezentralen Architekturen flexibel realisierbar sein. [59]

### **Internationale Forschungsvorhaben**

Mit der fortschreitenden Digitalisierung werden bestehende Konzepte in Umspannwerken zunehmend hinterfragt. Derzeit kommen dort spezialisierte Geräte (Intelligent Electronic Devices, IEDs) zum Einsatz, die eine stark gekoppelte Hard- und Software-Architektur aufweisen. Diese IEDs sind mit hohen Betriebs- und Implementierungskosten verbunden, erfordern lange Entwicklungs- und Testzyklen und erschweren Systemupdates erheblich. Vor diesem Hintergrund verfolgen aktuelle Forschungsansätze die Entkopplung von hardwareabhängigen Implementierungen durch Virtualisierung, um eine flexiblere und effizientere Systemarchitektur zu ermöglichen. [60] [61]

Ähnliche Konzepte werden zunehmend für Ortsnetzstationen diskutiert, mit einem Schwerpunkt auf der Entwicklung standardisierter, flexibler und interoperabler Plattformen, die eine effiziente Verwaltung ermöglichen. Diese Ansätze zielen darauf ab, die Anzahl spezialisierter Geräte innerhalb einer Ortsnetzstation zu reduzieren, indem Virtualisierungstechnologien genutzt werden. Dabei werden die spezifischen Funktionen virtualisiert und auf einer gemeinsamen Hardwareplattform ausgeführt. [62]

Die Industrie- und Forschungsvorhaben zeigen, dass digitale UWs und ONS den Kern von Verteilnetzautomatisierungslösungen bilden. Die verschiedenen

Ansätze der bereits abgeschlossenen Pilotprojekte bei oder mit Netzbetreibern weisen die Funktionalität und die Möglichkeiten eines automatisierten Netzbetriebs nach. Bei den Konzepten werden hierbei meist proprietäre Lösungen angewendet, deren Realisierung ausgeschrieben wurde und deren Umsetzung von den jeweiligen Lieferanten und deren verfügbaren Produktpalette, sowie von den in der Ausschreibung festgelegten Anforderungen abhängt. Insbesondere die Sekundärtechnik ist hierbei nicht allumfassend und netzbetreiberübergreifend festgelegt. Es zeigt sich jedoch durch Arbeitsgruppen und gegenwärtiger Forschungsprojekte, dass sich der Trend in Richtung interoperabler und flexibler Lösungskonzepte durch Standardisierung und Virtualisierung entwickelt. Die Datengrundlage, insbesondere die Netz- und Stationsmodellierung, nimmt hierbei eine wichtige Rolle ein, um die Bestimmung von Netz- und Betriebsmittelzuständen umfassend durchführen zu können.

## 2.2 Modellierung der Verteilnetzebene

Die Verteilnetzebene erstreckt sich vom Hochspannungsnetz (HS-Netz) mit einer Nennspannung von 110 kV, über das MS-Netz von üblicherweise 10 bis 30 kV, hin zum NS-Netz mit 0,4 kV. Die Stromkreislänge im Verteilnetz entsprach im Jahr 2017 etwa 94.000 km in der Hochspannung (HS), etwa 520.000 km in der MS und ca. 1,2 Mio. km in der NS [63]. Während HS-Netze einen Übertragungsnetzähnlichen Charakter aufweisen und der weiträumigen Verteilung von Energie dienen, werden MS- und NS-Netze zur Energieverteilung in begrenzten Gebieten genutzt. Im Jahr 2020 waren etwa 95 % der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien an das Verteilnetz angeschlossen, wodurch die Bedeutung der Verteilnetze verdeutlicht wird. Zukünftig ist von einer weiteren Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Energien auf diesen Netzebenen auszugehen. [64]

Eine elektrische Netzinfrastruktur, wie das MS-Netz, setzt sich im Wesentlichen aus Netz- und Stationskomponenten zusammen. Im Folgenden wird die physikalische Modellierung der Netzkomponenten sowie deren standardisierte Beschreibung elektrischer Betriebsmittel gemäß CIM CGMES erläutert. Anschließend erfolgt die Darstellung der Modellierung von Stationskomponenten anhand der standardisierten Datenbeschreibung nach IEC 61850.

### 2.2.1 Netzmodellierung

Als Teil der Verteilnetzebene wird ein MS-Netz über das UW gespeist und ist je nach Netzkategorie durch Kabel oder Freileitungen geprägt. Das NS-Netz wird über die ONS gespeist und versorgt Netzteilnehmer über Kabelstrecken in den jeweiligen Straßenzügen. Bei der Kategorisierung von MS-Netzen ist zwischen städtischen, Wohn- und/oder Gewerbegebiete sowie ländliche Gebiete zu unterscheiden [65]. Städtische Netzgebiete weisen einen hohen Kabelanteil auf, während ländliche Netzgebiete ein höheres Aufkommen an Freileitungen haben. In MS-Netzen werden üblicherweise Kabel und Freileitungen mit einer Länge von wenigen Kilometern eingesetzt [66]. Gemäß der Leitungstheorie gilt, dass im Falle von quasi-stationären Vorgängen, Kabel mit einer Länge von unter 50 km als elektrisch kurze Leitung gelten [67].

In der Energietechnik werden Kabel sowie Freileitungen durch ihre resistiven, induktiven und kapazitiven Beläge charakterisiert. Die kapazitiven Leitungsbeläge wirken bei Kabeln stärker auf die Übertragungsleistung ein, sodass diese bei der Modellierung berücksichtigt werden. Der Leitwertbelag zur Berücksichtigung von Isolationsverlusten kann bei Übertragungselementen grundsätzlich vernachlässigt werden, da die Isolation im fehlerfreien Betriebszustand als ideal angenommen werden kann. Für MS- und NS-Netze gilt außerdem, dass die resistiven Längselemente bei Kabeln höher ausgeprägt sind als bei Freileitungen. Die induktiven Anteile sind hingegen bei Freileitungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene sowie bei Transformatoren deutlich stärker ausgeprägt als die resistiven Anteile [68]. Grundsätzlich können Freileitungen, Kabel und Transformatoren mithilfe von Ersatzschaltbildern modelliert werden. In Abbildung 2.4 wird ein einphasiges Ersatzschaltbild einer Leitung (a) sowie eines Transformators (b) mit deren elektrischen Parametern im Mitsystem abgebildet.

Die Verbindung von zwei Netzknoten über eine Leitung bzw. einen Transformator kann mit der komplexen Knotenadmittanzmatrix  $\underline{\mathbf{Y}}$  dargestellt werden. In Gleichung 2.1 kann mittels des aufgestellten Knotengleichungssystems der komplexe Knotenstrom  $\underline{I}_i$  bzw.  $\underline{I}_k$  berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_i \\ \underline{I}_k \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_i \\ \underline{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{ii} & \underline{Y}_{ki} \\ \underline{Y}_{ik} & \underline{Y}_{kk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_i \\ \underline{U}_k \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

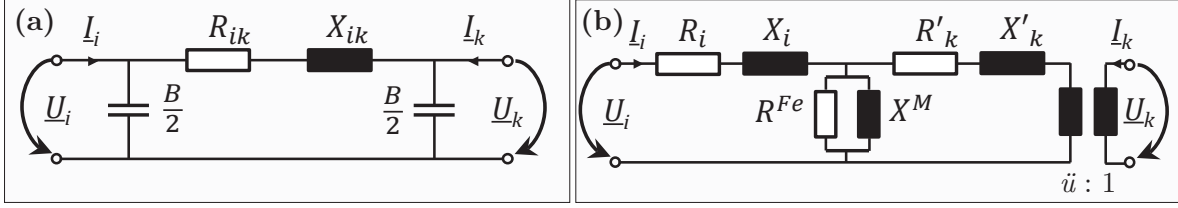


Abb. 2.4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung (a) und eines Transformators (b)

Die komplexe Längsadmittanz einer Leitung besteht aus dem Kehrwert der Summe aus Resistanz  $R_{ik}$  und Reaktanz  $X_{ik}$ . Folglich enthalten die einzelnen Matrixelemente auf der Nebendiagonalen die negiert komplexe Längsadmittanz. Die Matrixelemente der Hauptdiagonalen entsprechen der Summe aus Längsadmittanz und Suszeptanz  $B$ . Die Matrixelemente der Hauptdiagonalen ergeben sich als Summe der Längsadmittanz und der halbierten Suszeptanz  $B$ . Die Suszeptanz wird gemäß gängiger Konvention symmetrisch auf beide Leitungsenden verteilt und modelliert die kapazitive Kopplung der Leitung zur Erde. Bei der Betrachtung mehrerer Netzknoten setzen sich die Diagonalelemente der Knotenadmittanzmatrix aus der Summe aller angeschlossenen Admittanzen und der halbierten Suszeptanzen des jeweiligen Netzknotens zusammen.

$$\underline{Y}_{ik}^L = \underline{Y}_{ki}^L = -\frac{1}{\underline{Z}_{ik}^L} = -\frac{1}{R_{ik} + j \cdot X_{ik}} \quad (2.2)$$

$$\underline{Y}_{ii}^L = \underline{Y}_{kk}^L = -\underline{Y}_{ik}^L + j \cdot \frac{B}{2} \quad (2.3)$$

Die komplexe Längsadmittanz eines Transformators besteht aus dem Kehrwert der Summe der Wicklungswiderstände  $R_i$  und  $R_k$  sowie der Streureaktanzen  $X_i$  und  $X_k$  für den Fall, dass die primär- und sekundärseitigen Wicklungswiderstände und Streureaktanzen normiert auf ihre bezogenen Werte als gleich groß angenommen werden können [69]. Bezogene Größen werden in p.u. angegeben und dienen zur Analyse elektrischer Größen, die unabhängig von der jeweiligen Spannungsebene sind. Mithilfe einer zuvor definierten Bezugsspannung und Bezugsleistung kann die Bezugsimpedanz zur Normierung von resistiver, induktiver sowie kapazitiver Größen bestimmt werden [70]. Die Queradmittanz wird durch die Summe der Längsadmittanz und der Paral-

lelschaltung des Eisenverlustwiderstandes  $R^{\text{Fe}}$  und der Magnetisierungsreaktanz  $X^{\text{M}}$  ermittelt.

$$\underline{Y}_{ik}^{\text{T}} = \underline{Y}_{ki}^{\text{T}} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ik}^{\text{T}}} = -\frac{1}{R_i + R_k + j \cdot (X_i + X_k)} \quad (2.4)$$

$$\underline{Y}_{ii}^{\text{T}} = \underline{Y}_{kk}^{\text{T}} = -\underline{Y}_{ik}^{\text{T}} + j \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{j \cdot R^{\text{Fe}} \cdot X^{\text{M}}}{R^{\text{Fe}} + j \cdot X^{\text{M}}} \quad (2.5)$$

Die Größen aus dem Ersatzschaltbild des Transformators können aus den Kenndaten und der Verschaltung der Wicklungen bzw. aus den entsprechenden Kurzschluss- und Leerlaufversuchen ermittelt werden. Dazu sind die Nennscheinleistung, die relative Kurzschlussspannung, die Kupferverluste sowie die Eisenverluste zu verwenden.

Eine Vereinfachung auf ein einfaches Ersatzschaltbild, wie in Abbildung 2.4 dargestellt, ist für die Modellierung von Verteilnetzen nicht mehr zulässig, da unsymmetrische Belastungen vorliegen können. Die Einkopplung von kapazitiven Effekten kann jedoch nach [71] vernachlässigt werden, sodass für jede Phase eine Modellierung des Mitsystems als einphasiges Ersatzschaltbild genügt. Bei der Modellierung von Niederspannungsnetzen muss darüber hinaus der Neutralleiter als weitere Phase berücksichtigt werden [72].

Mittels der Leitungs- und Transformatorparameter kann in Netzberechnungsprogrammen wie *PowerFactory* von *DIgSILENT* die Netztopologie für Berechnungszwecke eingepflegt werden. Die Topologie eines MS-Netzes kann schematisch als Knoten-Zweig oder Knoten-Schalter-Modell dargestellt werden. Die Knoten stellen hierbei UWs und ONS dar, während die Zweige, Leitungen bzw. Kabel oder Transformatoren repräsentieren.

Im Wesentlichen sind MS-Netze in zwei unterschiedliche Netzstrukturarten zu unterteilen. Die einfachste Netzstruktur ist das Strahlennetz, welches auf einer Baumstruktur beruht. Die zweite Netzstruktur ist das Ringnetz, welches im offenen Betrieb einem Strahlennetz gleicht. Durch die Topologie einer offenen Ringnetzstruktur kann die Versorgungssicherheit im Vergleich zum einfachen Strahlennetz erhöht werden. Im Fehlerfall oder bei Wartungsarbeiten kann durch gezielte Verlagerung der Trennstelle die Versorgung aller Verbraucher schnell wiederhergestellt werden. Der geschlossene Ringnetzbetrieb bietet durch die zweiseitige Versorgung aller Verbraucher eine gewisse Versorgungssicherheit und reduziert die Netzverluste, führt jedoch zu vergleichsweise höhe-

ren Kurzschlussströmen im Fehlerfall [73]. Im Rahmen einer Studienbefragung wurde die Betriebsweise eines MS-Netzes im Strahlennetz sowie im offenen Ring durch Netzbetreiber bevorzugt gewählt [74]. Das Strahlennetz ((a), (b)) sowie das Ringnetz im offenen Betrieb ((c), (d)) werden in Abhängigkeit ihrer Modellierungstiefe exemplarisch in Abbildung 2.5 dargestellt.

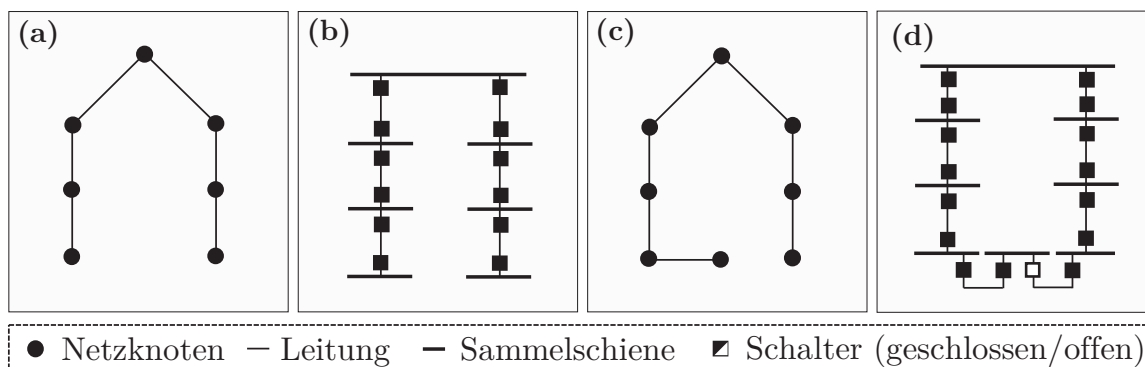


Abb. 2.5: Dominierende Netzstrukturen im MS-Netz in Knoten-Zweig- und Knoten-Schalter-Darstellung

Bei näherer Betrachtung von Abbildung 2.5 (c) ist erkennbar, dass das Leitungssegment an der Trennstelle nicht abgebildet wird. Aufgrund von Ladeleistungen offener Leitungen können jedoch Abweichungen in Netzberechnungen entstehen, sodass die Berücksichtigung des Leitungssegments mittels eines Hilfsknotens realisiert werden kann.

Das Netzberechnungsprogramm *PowerFactory* ermöglicht einen Export der modellierten Betriebsmittel in standardisierten Datenmodellen wie auf dem Common Information Model (CIM) basierten Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) Datenmodell [75]. Hierbei können die Netzdaten als Extensible Markup Language (XML)-Resource Description Framework (RDF) Dateien konzentriert und für verschiedene Anwendungen bereitgestellt werden.

Durch Verwendung von CIM CGMES können einheitliche Schnittstellen zwischen Modulen und Leitsystemen, einfache Integration neuer Elemente sowie eine Vereinheitlichung von Netzdaten unter Netzbetreibern ermöglicht werden [76]. Die Basis von CIM wurde im Jahr 2005 als erste Version entworfen und beschreibt technische Eigenschaften elektrischer Netze.

Im Jahr 2014 wurde durch das ENTSO-E CGMES bestehend aus Profilgruppen als Entwurf veröffentlicht. Abbildung 2.6 zeigt die wesentlichen Profile, die im Rahmen dieser Forschungsarbeit betrachtet werden.

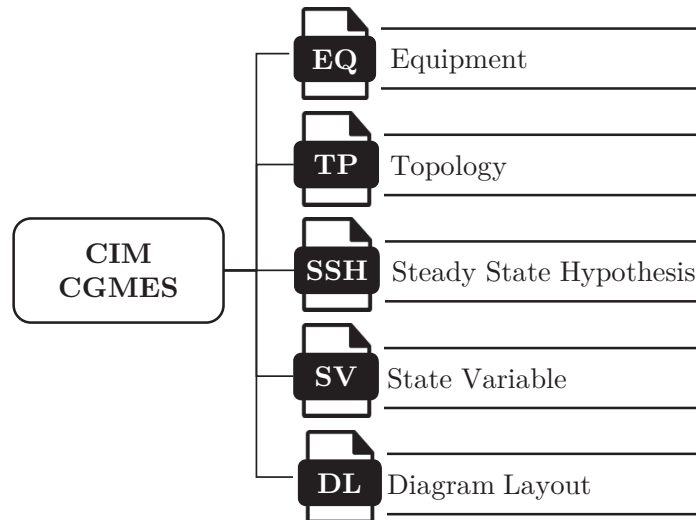


Abb. 2.6: Wesentliche Profile aus der Profilgruppe von CIM CGMES

Eine Zusammenfassung der Informationen innerhalb der einzelnen Profile wird im Folgenden nach [77] erläutert:

- **EQ-Profil:** Auflistung wesentlicher Netzbetriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren, die durch physikalische und elektrische Eigenschaften wie Widerstand, Induktivität und Kapazität sowie durch Verbindungspunkte charakterisiert werden. Transformatoren werden detailliert durch Wicklungen, Transformationseigenschaften und Schaltgruppen abgebildet. Änderungen in diesem Profil ergeben sich durch Austausch oder Erweiterung von Netzbetriebsmitteln.
- **TP-Profil:** Darstellung der topologischen Beschreibung in Form eines Knoten-Schalter- oder Knoten-Zweig-Modells. Zur Verknüpfung der Elemente werden Anschlussknoten (engl.: Connectivity Node, CN) und Topologieknoten (engl.: Topological Node, TN) verwendet. Ersteres ist für eine detailliertere Beschreibung notwendig, wenn bspw. Schalter im Netzmodell repräsentiert werden sollen. Im Knoten-Zweig-Modell werden die CN zu TN verarbeitet, wodurch mehrere CN zu einem TN

zusammengefasst werden. Für Netzberechnungen zur Bestimmung von Leitungsauslastungen sind TN zu verwenden, da hierbei die Berücksichtigung von Schaltern vernachlässigt werden kann. Änderungen innerhalb dieses Profils finden bei Schalthandlungen oder bei Erweiterung durch Leitungssegmente statt.

- **SSH-Profil:** Abbildung von Zuständen und Betriebsparametern, die für die Analyse und Simulation des stationären Netzbetriebs erforderlich sind. Dazu zählen unter anderem aktuelle Schaltzustände zur Konfiguration des Netzes sowie die Erzeugungs- und Verbrauchsleistung eines Betriebspunktes von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen. Für regelbare Transformatoren sind zudem die aktuellen Stufenpositionen hinterlegt. Änderung dieses Profils finden bei jedem Export der CIM CGMES Daten statt.
- **SV-Profil:** Erfassung von Ergebnissen aus einer Zustandsberechnung, in der die Spannungsbeträge und -winkel von Sammelschienen sowie die Wirk- und Blindleistungsflüsse von Leitungssegmenten dargestellt werden. Für nachgelagerte Netzberechnungen auf Basis der exportierten CIM CGMES Daten dienen diese Informationen als Referenz zur Gewährleistung eines korrekten Datenimports in andere Systeme. Änderungen von Schalterstellungen oder von Startwerten der Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen bewirken hierbei eine Änderung der Zustände innerhalb dieses Profils.
- **DL-Profil:** Darstellung des Netzmodells in einer Leitsystem-Ansicht mit Koordinaten zur schematischen Positionierung von Betriebsmitteln. Die Daten beinhalten X- und Y-Koordinaten, die bezogen auf die schematische Darstellung der Anwendung sind, aus der die CGMES Daten exportiert wurden.

In CIM CGMES werden die Netzelemente durch Klassen, Objekte und Attribute beschrieben und können mithilfe der Unified Modeling Language (UML) dargestellt werden. Klassenbeziehungen wie Assoziationen, Aggregationen, Kompositionen, Vererbungen und Abhängigkeiten sind hierbei für die Modellierung und Interaktion der Objekte zu verwenden.

In Abbildung 2.7 werden die Klassen und deren Beziehungen am Beispiel eines regelbaren Transformators exemplarisch veranschaulicht. Der Transformator wird im Gegensatz zu einer Leitung nicht einer einzelnen Klasse zugeordnet, sondern als Containerklasse mit verschiedenen Komponenten im EQ-Profil modelliert. Hierbei wird ein *PowerTransformer*-Objekt genutzt und als *ConductingEquipment* dargestellt, das aus einem oder mehreren *PowerTransformerEnd*-Objekten besteht. Ein *PowerTransformerEnd*-Objekt repräsentiert hierbei die Wicklung eines Transformators und enthält die elektrischen Parameter der Streureaktanz sowie des Wicklungswiderstandes.

Für einen 2-Wicklungstransformator gilt, dass das Objekt *PowerTransformerEnd* der Oberspannungsseite die elektrischen Parameter abbilden soll, während die Werte im *PowerTransformerEnd*-Objekt der Unterspannungsseite mit Nullen zu versehen sind [76]. Demnach werden die elektrischen Parameter der Unterspannungsseite auf die Oberspannungsseite des Transformators bezogen. Die Verteilung der Streureaktanz und des Wicklungswiderstands sowie der Eisenverlustwiderstand und die Magnetisierungsreaktanz werden hierbei nicht abgebildet, wodurch ein Informationsverlust gegeben ist, der zu Abweichungen von Ergebnissen nachgelagerter Netzberechnungen zu den Ergebnissen im SV-Profil führen kann. Jede Wicklung des Transformators kann zusätzlich mit einem *TapChanger* über das *RatioTapChanger*-Objekt assoziiert werden und wird einem *Terminal* zugeordnet. Über die Nummerierung im *TransformerEnd*-Objekt kann zwischen den Wicklungen unterschieden werden, wobei nach [76] festgelegt wird, dass bei einem 2-Wicklungstransformator, die Oberspannungsseite mit der Eins repräsentiert werden soll.

Das *Terminal*-Objekt ist mittels eines Master-Ressourcen-ID (mRID) eindeutig und kann dadurch in den anderen Profilen referenziert werden. Über die Subklasse *ACDCTerminal* im SSH-Profil wird angegeben, ob das *Terminal* zum Zeitpunkt des Exports verbunden war. Zudem ist die aktuelle Position des Stufenschalters hinterlegt und ein Parameter zur Aktivierung sowie Deaktivierung der Stufenansteuerung. Das SV-Profil stellt Ergebnisse einer zum Zeitpunkt des Exports durchgeführten Zustandsberechnung zur Verfügung, wodurch die Wirk- und Blindleistungsflüsse über das Terminal eingesehen werden können. Darüber hinaus ist jedes *Terminal* einem bestimmten CN sowie einem TN innerhalb des TP-Profiles zugeordnet.

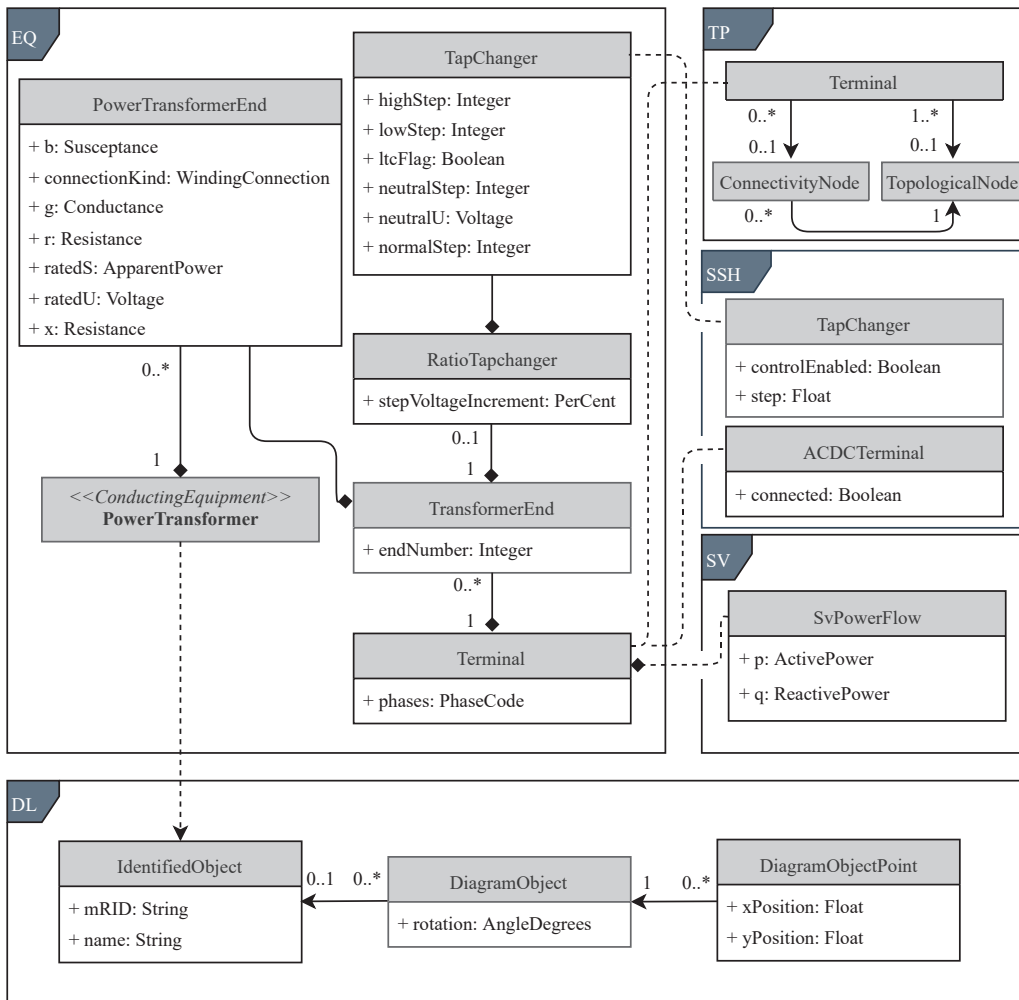


Abb. 2.7: Profilübergreifende Klassenbeziehungen auf Basis eines regelbaren Transformators nach CIM CGMES

Im Allgemeinen ist jedes *ConductingEquipment* mit einem oder mehreren *Terminals* verbunden, die wiederum mit den Klassen der CN und TN verbunden sind. Diese Objekte dienen der Verbindung zwischen Netzkomponenten und ermöglichen dadurch die indirekte Verknüpfung von Betriebsmitteln mit mehrfachen Zuordnungen [17].

Die Visualisierung des Transformators in einer Leitsystem-Ansicht kann über das DL-Profil erfolgen. Im Falle einer Modellierung in *PowerFactory*, werden die dortigen X- und Y-Koordinaten des Einliniendiagramms verwendet. Bei einem Export wird das Netzmodell vollständig in CIM-Objekte umgewandelt und in den jeweiligen Profilen archiviert.

In Abbildung 2.8 wird ein Beispielnetz im Einliniendiagramm (a) sowie das dazugehörige CIM-Modell (b) dargestellt.

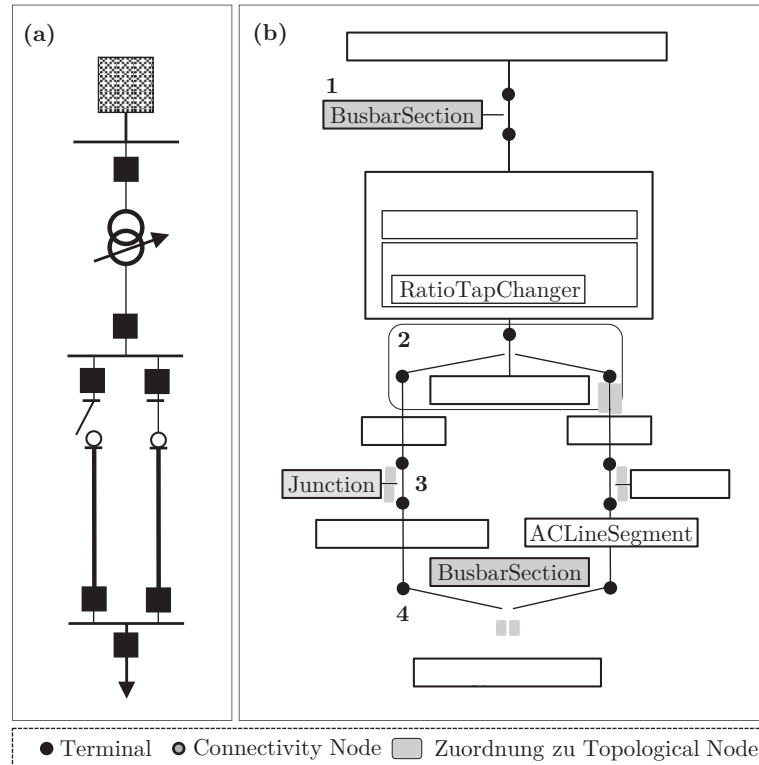


Abb. 2.8: Überführung eines Beispielnetzes in ein CIM-CGMES-Netzmodell

Das CIM-Modell umfasst 32 CIM-Objekte und beinhaltet fünf CN zur Verknüpfung der elektrischen Betriebsmittel. Jedem Betriebsmittel werden zwei Terminals zugeordnet, die zur elektrischen Verbindung dienen.

Dabei werden auch physikalische Verbindungselemente wie eine Sammelschiene (BusbarSection) oder eine Muffe (Junction) im Datenmodell als *Terminal* repräsentiert. Die CN und *Terminals* werden im Knoten-Zweig-Modell den TN zugeordnet. Lediglich bei geschlossenen Schaltern wird der Unterschied zwischen CN und TN deutlich. Aufgrund des geschlossenen Lasttrennschalters im rechten Zweig, fasst der zweite TN zwei CN zusammen, sodass sich die Anzahl der TN auf vier reduziert. Im Falle eines geöffneten Schalters wird dem TN ein CN zugewiesen, sodass eine offene Leitung dargestellt werden kann. Hierbei handelt es sich um den bereits zuvor erwähnten Hilfsknoten, der zur Berücksichtigung von Ladeleistung einseitig geöffnete Leitungen dient.

CIM CGMES bietet ein umfassendes Datenmodell für die allgemeine Netzmodellierung und -verwaltung. Die Sichtweise des Standards ist hierbei auf die primärtechnischen Komponenten beschränkt. Sekundärtechnik zur Messung und Steuerung von Primärkomponenten ist hierbei nicht vorgesehen, stellt jedoch für die vollständige Beschreibung von Stationen eine Notwendigkeit dar. Im nächsten Unterabschnitt soll daher auf standardisierte Modellierungsmöglichkeiten von Stationen und deren sekundärtechnischen Komponenten eingegangen werden.

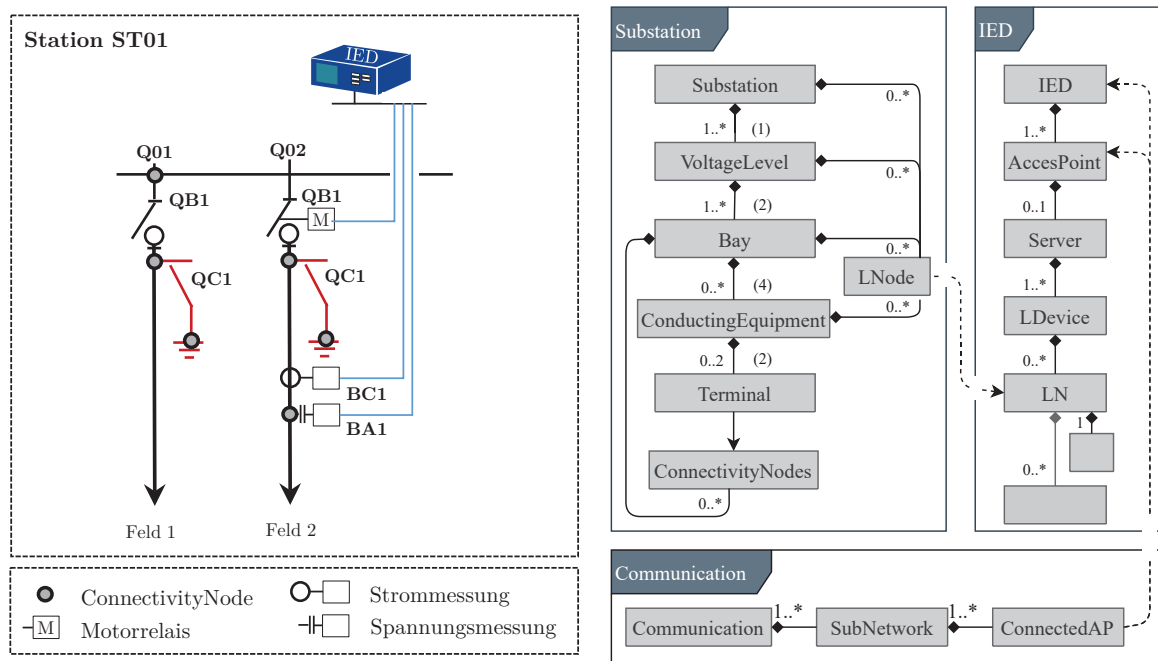
### 2.2.2 Stationsmodellierung

Eine Station besteht aus primär- sowie sekundärtechnischen Komponenten, die modelltechnisch abgebildet werden können. CIM CGMES beschreibt wesentliche Betriebsmittel eines Netzes sowie die verknüpfenden Elemente zu Schaltern und Sammelschienen von Stationen. Dazugehörige sekundärtechnische Komponenten innerhalb einer Station werden hierbei nicht betrachtet [78]. Die Substation Configuration description Language (SCL) definiert hierzu im Normenteil IEC 61850-6 eine geeignete Beschreibungssprache [79].

Im Allgemeinen definiert die IEC 61850-6 ein Anwendungsmodell zur Beschreibung der Konfiguration eines Stationsautomatisierungssystems. Dies umfasst die Stationstopologie (engl.: Substation), die Primärtechnik, die Schutz- und Steuergeräte IEDs und damit die Sekundärtechnik sowie die Kommunikationsbeziehungen zwischen den IEDs einschließlich ihrer Kommunikationsparameter (engl.: Communication). Zur strukturierten Modellierung werden Typvorlagen (engl.: DataTypeTemplates) bereitgestellt, die der Spezifikation von Objekten und Attributen dienen.

Die Stationstopologie ist hierarchisch aufgebaut und umfasst die Ebenen des Spannungsniveaus (engl.: Voltage Level), der Schaltfelder (engl.: Bays) und der Betriebsmittel (engl.: Equipment). Betriebsmittel können verschiedene Arten von primärtechnische Komponenten sein, wie zum Beispiel Leistungsschalter, Lasttrennschalter, Spannungs- oder Stromsensoren (engl.: Conducting Equipment) sowie einzelne Wicklungen (engl.: Transformer Winding) eines Leistungstransformators (engl.: Power Transformer). Die elektrischen Verbindungen der primärtechnischen Komponenten können mithilfe eines einphasigen Ersatzschaltbildes modelliert werden.

In der IEC 61850 werden die Betriebsmittel einer Station analog zur Datenmodellierung nach CIM CGMES durch Klassen, Objekte und Attribute beschrieben. In Abbildung 2.9 wird dazu ein exemplarisches Beispiel einer ONS mit zwei Feldern und ihrer Beschreibung in der SCL-Sprache dargestellt. Hierbei wird ein konventionelles und ein modernisiertes, um Mess- und Steuertechnik erweitertes Feld einer ONS skizziert. Die Kennzeichnung der Felder, Schalter und Sensoren erfolgt nach standardisierter Vorgabe der IEC 81346 [80] [81]. In Klammern wird die Komposition der Objekte am Beispiel des Pfades bis zu den Terminals des Lasttrennschalters des Q02-Feldes verdeutlicht.



(a) Beispielhaftes Schaltbild einer ONS mit zwei Feldern

(b) Objektübergreifende Modellierung in der SCL-Beschreibungssprache (reduziert)

Abb. 2.9: Überführung einer beispielhaften ONS in ein SCL-Stationsmodell

Analog zu CIM CGMES werden zur Verknüpfung der physischen Elemente, *Terminals* und CN verwendet. Ein *ConductingEquipment* kann bis zu zwei *Terminals* als Anschlusspunkte enthalten. Ein Lasttrennschalter hat im einphasigen Ersatzschaltbild zwei Anschlusspunkte, während ein Spannungssensor nur einen hat. Jedes *Terminal* referenziert einen CN, der einen elektrischen Verknüpfungspunkt darstellt und von mehreren *Terminals* referenziert

werden kann, wie etwa im Falle einer Sammelschiene. Ein CN ist als Unterobjekt in einer Spannungsebene oder einem Schaltfeld eingebettet. Da in der SCL die Betriebsmittel der Station detailliert abgebildet werden, sind keine weiteren Verbindungselemente wie die TN in CIM CGMES notwendig.

Zur ebenen übergreifenden Spezifikation des Funktionsumfangs einer Station werden abstrakte logische Knoten (engl.: Abstract Logical Node, LNode) verwendet. Anhand dessen werden die Referenzen auf die logischen Knoten (engl.: Logical Node, LN) in den IEDs gebildet. Dadurch wird explizit definiert, durch welche logischen Knoten innerhalb eines IEDs, welche Basisfunktionen ausgeführt werden.

Die Klassen und Datenobjektklassen sind in [82] standardisiert und werden im IED-Teil als gerätespezifische Objekte abgebildet. Die IEC 61850 beschränkt sich bei der Modellierung der Stationstopologie nicht nur auf die Datenhaltung, sondern ermöglicht auch Daten der sekundärtechnischen Geräte zu kommunizieren und auszutauschen. Dazu stellt die IEC 61850 mit den Protokollen Manufacturing Messaging Specification (MMS), Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE) und Sampled Values (SV) drei Kommunikationsprotokolle zur Verfügung. Über mehrere *AccessPoint*-Elemente kann die Anbindung eines IEDs zu einem oder mehreren Netzwerken hergestellt werden. Im Falle der Bereitstellung von Daten für weitere IEDs wird ein *Server*-Element definiert. Andere IEDs können über Kommunikationsnetzwerke heraus und dem jeweiligen *AccessPoint* ein Zugriff auf die in einem Server enthaltenen Daten bekommen.

Eine funktionale Unterteilung innerhalb eines Servers wird durch logische Geräte (Logical Device, LD) realisiert. Innerhalb dieser LDs befinden sich logische Knoten, die die grundlegenden Funktionen beschreiben. Diese logischen Knoten enthalten instanziierte Datenobjekte (engl.: Data Object Instance, DOI), die die eigentlichen Daten repräsentieren. Diese Datenobjekte können hierarchisch strukturiert sein und Unterdatenobjekte sowie Datenattribute umfassen. Innerhalb der LNs wird zudem die Konfiguration der Kommunikation auf Anwendungsebene vorgenommen und erfolgt üblicherweise im LN0. In diesem LN wird mittels *DataSet*-Elementen festgelegt, welche Datenobjekte und Datenattribute kommuniziert werden sollen. Zudem wird durch *ReportControl*-Blöcke und *GSEControl*-Blöcke definiert, welches Kommunikationsprotokoll für die Übertragung der Daten verwendet werden, wer die Daten bei

einer MMS-Kommunikation als Client abonnieren darf sowie wie viele Abonnenten maximal erlaubt sind.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Logische Knoten zur Parametrierung der Übersetzungsverhältnisse von Strom- und Spannungswandlern (TCTR, TVTR), zur Bereitstellung dreiphasiger Messungen (MMXU) sowie zur Erfassung der Schalterstellung und zur Steuerung von Schaltvorgängen (XSWI, CSWI) berücksichtigt (siehe Anhang C).

Das MMS-Protokoll verwendet ein Client-Server-Modell basierend auf dem TCP/IP-Protokoll, bei dem ein IED als Client Daten oder Dienste von einem Server eines anderen IEDs anfordert. Dieses Protokoll ist für Aufgaben wie Konfigurationsmanagement, Ereignisberichterstattung oder zeitkritische Datenabrufe geeignet. Das GOOSE- und SV-Protokoll sind für zeitkritische Kommunikation gedacht. Im Gegensatz zu MMS verwendet GOOSE das Publisher-Subscriber-Prinzip. Ein Ereignis wird im Netzwerk verschickt, sodass abonnierte IEDs, die an diesem speziellen Informationstyp interessiert sind, das Datenpaket empfangen können. [83]

Zur Übertragung analoger Messdaten wurde das SV-Protokoll entwickelt. Analogdaten werden hierbei digitalisiert und über das Netzwerk auf der zweiten Kommunikationsschicht von Ethernet versendet. Insbesondere Schutzgeräte mit Algorithmen, die eine hohe Auflösung von Momentanwerten voraussetzen, können mittels SV-Paketen gespeist werden [84]. Innerhalb des Communication-Abschnitts der SCL wird die Kommunikation auf Netzwerkebene modelliert. Netzwerksegmente werden durch *SubNetwork*-Elemente beschrieben, während die Verknüpfung von IEDs mit einem *SubNetwork* über *ConnectedAP*-Elemente erfolgt. Jedes *ConnectedAP*-Element referenziert dabei die Namen des zugehörigen IEDs und *Accesspoints*. Zusätzlich werden hier die Kommunikationsadressen konfiguriert: IP-Adressbestandteile werden direkt im *Address*-Element unterhalb eines *ConnectedAP* beschrieben, während Media Access Control (MAC)-Adressen für GOOSE und SV eine Ebene tiefer unter den GSE- bzw. SMV-Elementen modelliert werden. [85]

Für die Modellierung von Stationen werden Engineeringprozesse nach [86] und Engineeringwerkzeuge nach [87] in Anlehnung an die IEC 61850 vom DKE-Arbeitskreis 952.0.1 definiert. Die Schritte und Werkzeuge des Engineerings werden hierbei näher beschrieben und Engineeringprozesse in verschiedenen Varianten konkretisiert. Die Kernprozesse zur Umsetzung des Enginee-

rings nach unterschiedlichen Engineeringansätzen mit verfügbaren Werkzeugen werden in [85] detailliert aufgezeigt.

Im Allgemeinen kann die Stationsmodellierung entweder nach dem Top-Down- oder nach dem Bottom-Up-Verfahren erfolgen. Das Top-Down-Engineering entspricht einem modellgetriebenen Ansatz, bei dem der Anwender zunächst die Spezifikation der Anlage und deren funktionale Anforderungen herstellerneutral und unabhängig von der Gerätetechnik festlegt. Nach der Konfiguration des Gesamtsystems, einschließlich der Kommunikationsbeziehungen, erfolgt die Konfiguration der IEDs basierend auf dem erstellten Datenmodell. Das Bottom-Up-Engineering ist ein produktgetriebener Ansatz, bei dem der Startpunkt die Datenmodelle konkreter Geräte sind, die z.B. vom Gerätehersteller bereitgestellt werden. Auf Basis dieser Modelle erstellt der Anwender die Konfiguration des Gesamtsystems, während eine umfassende Spezifikation teilweise vernachlässigt wird. Zwischen den einzelnen Engineering-Werkzeugen werden die erzeugten Datenmodelle in Form von SCL-Dateien ausgetauscht, die je nach Phase des Engineeringprozesses unterschiedliche Informationen enthalten und in Abbildung 2.10 dargestellt werden.

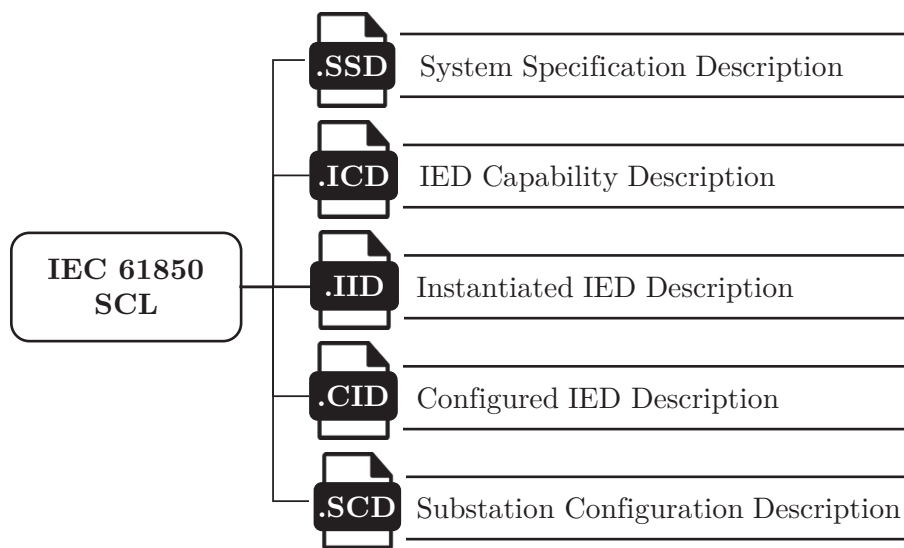


Abb. 2.10: Wesentliche SCL-Dateien aus dem Normteil IEC 61850-6

Eine Zusammenfassung der Informationen innerhalb der einzelnen SCL-Dateien wird im Folgenden nach [79] erläutert:

- **SSD-Dateien** enthalten die vollständige Spezifikation einer Station, einschließlich des Einliniendiagramms der Topologie und ihrer Funktionen (Logische Knoten). Die SSD erfordert die Definition der Stationstopologie, der Datentypvorlagen und der abstrakten logischen Knotentypen, jedoch nicht den IED-Abschnitt.
- **ICD-Dateien** werden vom Hersteller bereitgestellt und definieren den vollständigen Funktionsumfang eines Stationsgerätes als Vorlage. Innerhalb dieses Dokuments ist ein einzelner IED-Abschnitt vorgesehen, der optional um Kommunikationsinformationen und die Stationstopologie erweitert werden kann.
- **IID-Dateien** enthalten die Konfiguration eines Stationsgerätes für ein spezifisches Projekt und bieten ein Datenaustauschformat, um den Konfigurator des IED mit dem Systemkonfigurator zu verbinden. Sie enthalten einen IED-Abschnitt, den Kommunikationsabschnitt (einschließlich Parameter), die Datentypvorlagen des IED und optional die Stationstopologie mit der Zuordnung von Funktionen zum Stationsmodell.
- **CID-Dateien** können als reduzierte SCD-Dateien betrachtet werden, die auf die für das IED relevanten Abschnitte beschränkt sind. Sie enthalten alles aus der SCD-Datei, was das IED zur Konfiguration benötigt, wie beispielsweise die Datensatzdefinition für eine MMS-Nachricht, die das IED empfangen soll.
- **SCD-Dateien** beschreiben die gesamte Station im Detail, einschließlich der Abschnitte für die sekundärtechnischen Stationsgeräte, die Kommunikationskonfiguration und die Datentypvorlagen. SCD-Dateien enthalten somit sämtliche Informationen aus den CID- und SSD-Dateien.

## Zusammenfassung

Als Schnittstelle zwischen der MS- und NS-Ebene spielt die ONS eine Schlüsselrolle in der Digitalisierung der Energienetzinfrastruktur. Forschungs- und Industrievorhaben setzen zunehmend auf digitalisierte ONS, um kritische Netzbetriebsgrenzen frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Dazu können detaillierte Informationen über die physikalischen Komponen-

ten des Netzes und der ONS genutzt werden, um Zustandsdaten zu ermitteln und Sollwerten für Regelkomponenten zu bestimmen.

Eine standardisierte Modellierung kann durch Normbeschreibungen und die Bereitstellung maschinenlesbarer Dateien erfolgen. Dabei unterscheidet sich die Netzmodellierung (CIM CGMES), die Netz-, Betriebs- und Zustandsdaten in mehreren XML-Dateien strukturiert, von der Stationsmodellierung (IEC 61850 SCL), die eine objektorientierte Beschreibung von Stationskomponenten vorgibt.

Während die IEC 61850 primär auf das UW ausgerichtet ist, lassen sich Teile der Modellierung auf die ONS übertragen. In Automatisierungssystemen für das Verteilnetz kommen zunehmend stationsübergreifende Funktionen und Algorithmen zum Einsatz, wodurch bestehende Engineeringkonzepte und -werkzeuge nach IEC 61850 an ihre Grenzen stoßen. Zukünftig sind daher Verfahren erforderlich, die Netz- und Stationsmodelle ganzheitlich betrachten. Im Folgenden werden dazu Automatisierungssysteme für Verteilnetze sowie deren Verfahren und Funktionen für die Planung und den Betrieb topologiebasierter Automatisierungssysteme für das Verteilnetz aufgezeigt.

## 3 Automatisierungssysteme für Verteilnetze

Automatisierungssysteme bewähren sich bereits in zahlreichen Fachdisziplinen und tragen wesentlich zur Effizienzsteigerung, Fehlerreduktion und Prozessoptimierung bei. Darüber hinaus ermöglichen sie die Beherrschung wachsender Komplexität, indem sie umfangreiche Datenmengen verarbeiten, Prozesse flexibel anpassen und die Interaktion zwischen verschiedenen Systemkomponenten automatisiert koordinieren. Ihr Einsatz in elektrischen Verteilnetzen kann einen wichtigen Beitrag zur Transformation hin zu einem dezentralen Energiesystem leisten. Während Automatisierungssysteme im industriellen Kontext bereits flächendeckend eingesetzt werden, befindet sich ihr Einsatz in Verteilnetzen noch in einem frühen Stadium. Dieses Kapitel bietet einen allgemeinen Überblick über Architektur- und Vorgehensmodelle für Automatisierungssysteme sowie deren potenzielle Übertragbarkeit auf Verteilnetzautomatisierungssysteme. Anschließend werden topologiebasierte Funktionen aus der Energietechnik vorgestellt, die für Planung, Integration und Betrieb von Automatisierungssystemen genutzt werden können. Abschließend werden die wesentlichen Anforderungen an die Architektur, die Vorgehensmodelle und die Betriebsweisen von Automatisierungssystemen für das Verteilnetz aufgezeigt.

### 3.1 Industrieautomatisierung und Vorgehensmodelle

Industrielle Steuerungs- und Automatisierungssysteme (engl.: Industrial Control Systems, ICS) werden zur Automation von industriellen Prozessen und zur Überwachung von technischen Systemen und Anlagen eingesetzt. ICS haben unterschiedliche Anforderungen an die Ziele Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Integrität. Diese Unterschiede zeigen sich beispielsweise in längeren Betriebszeiten, seltenen Wartungsfenstern und im Bedarfsfall durch strenge

Echtzeitanforderungen. ICS finden häufig Anwendung in der produzierenden Industrie und in Branchen, die zu den kritischen Infrastrukturen (KRITIS) wie z.B. das Gas- und Stromnetz zählen [88]. In der Energieversorgung und -verteilung sind derartige Systeme bereits in höheren Spannungsebenen etabliert.

Durch die Veränderungen in den Erzeugungs- und Versorgungsstrukturen auf den unteren Spannungsebenen sowie die damit verbundenen Unsicherheiten im Netzbetrieb gewinnt die Automatisierung in Verteilnetzen zunehmend an Bedeutung. Mit dem Trend zur Digitalisierung von ONS (siehe Kapitel 2.1.4) wurde bereits ein Einblick in verschiedene Automatisierungslösungen gegeben. Derartige Systemarchitekturen können mithilfe des Smart Grid Architecture Model (SGAM) beschrieben werden, um eine strukturierte Verortung einzelner Elemente innerhalb einer Ebene sowie die Darstellungen von Schnittstellen zwischen den einzelnen Ebenen abzubilden. Grundsätzlich sollte bereits bei der Planung von Automatisierungsarchitekturen eine Übersicht aller notwendigen Komponenten und Ebenen berücksichtigt werden. In Abbildung 3.1 wird exemplarisch das SGAM mit den drei Dimensionen Domänen, Interoperabilität und Zonen veranschaulicht.

Im Kontext von Energieversorgungssystemen wird in den Domänen zwischen Kraftwerksbetreibern (engl.: Power Plant Operator, PPO), Übertragungsnetzbetreibern (engl.: Transmission System Operator, TSO), Verteilnetzbetreibern (engl.: Distribution System Operator, DSO), Betreibern von dezentraler Energiequellen (engl.: Distributed Energy Resources, DER) und Netzkundenanlagen (engl.: Customer Premises Equipment, CPE) unterschieden. Ausgehend von den jeweiligen Anlagen können diese in die Zonen des Prozesses, des Feldes, der Station, des Betriebs, des Unternehmens sowie des Marktes eingeordnet werden. Die Domänen mit ihren einzelnen Zonen sind über aufeinander aufbauende Interoperabilitätsschichten verknüpft. In den einzelnen Schichten werden die einzusetzenden Komponenten, Kommunikationsprotokolle, Informations- und Datenmodelle, Funktionen sowie die zu berücksichtigenden regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen definiert. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers sind gesetzliche Vorgaben wie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu beachten, das unter anderem in § 14a eine bedarfsorientierte Netzplanung auf Grundlage von Messtechnik vorschreibt.

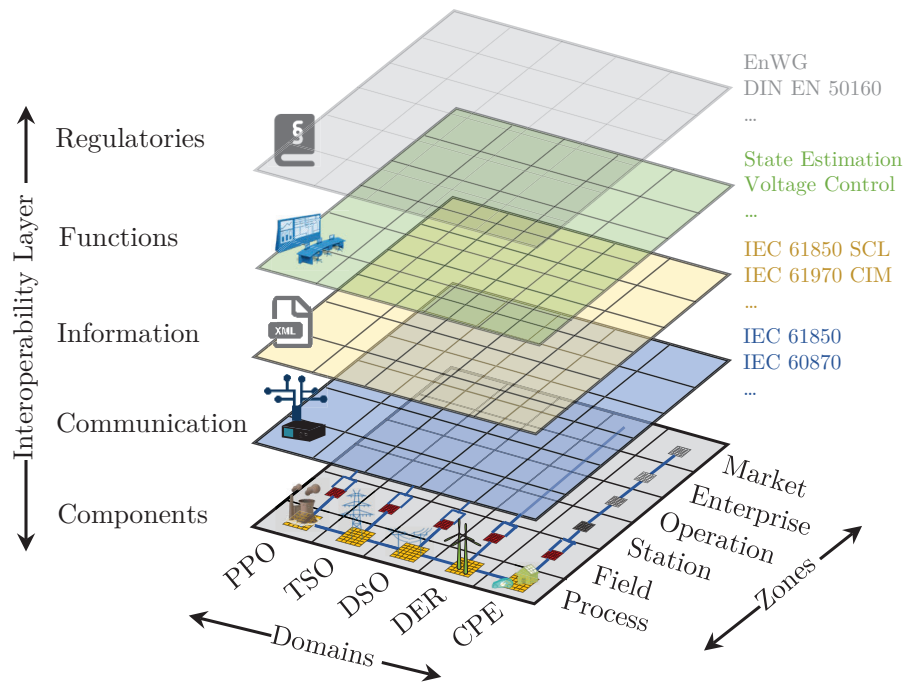


Abb. 3.1: SGAM aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers in Anlehnung an [89]

Bei Grenzwertverletzungen sollen Eingriffe in den Netzbetrieb ermöglicht und Anlagen gesteuert werden können. Hierzu können Funktionen netzdienlich eingesetzt werden, die eine Netzzustandsschätzung (engl.: State Estimation, SE) sowie Spannungsregelung (engl.: Voltage Control, VC) ermöglichen. Die Funktionen können hierbei auf standardisierte Informationen und Datenmodelle (nach IEC 61850 SCL und IEC 61790 CIM) zur Beschreibung der Netz- und Stationstopologie zurückgreifen. Neben den Informations- und Datenmodellen muss eine kommunikationstechnische Anbindung ermöglicht werden, die wiederum auf standardisierten Kommunikationsprotokollen (nach IEC 61850 und IEC 60870) beruhen kann.

Die verschiedenen Ansätze der Forschungs- und Industriearbeiten aus Kapitel 2.1.4 zeigen vorrangig die Funktionen und die Möglichkeit zur Automatisierung des Netzbetriebs auf. Aufgrund des Innovationscharakters wurden Verfahren zur strukturierten Integration von Automatisierungslösungen häufig vernachlässigt. Dies kann zu Diskrepanzen zwischen den definierten Anforderungen und den erzielten Ergebnissen des Zielsystems führen. In Fachberei-

chen, in denen Automatisierungssysteme seit Jahrzehnten eingesetzt werden, kommen daher Vorgehensmodelle im Rahmen eines Engineerings zum Einsatz.

Unter dem Begriff *Engineering* kann die technische Umsetzung einer Anlage verstanden werden, die Tätigkeiten von der Planung und Realisierung bis hin zur Prüfung und Inbetriebnahme einer Anlage umfassen [90]. Ein *Vorgehensmodell* beschreibt eine strukturierte, systematische und oft phasenorientierte Herangehensweise zur Planung, Durchführung und Kontrolle eines Prozesses oder Projekts. Vorgehensmodelle dienen hierbei als Hilfsmittel zur Planung und Umsetzung eines Automatisierungssystems, wodurch Arbeitsschritte und die daraus zu erwartenden Ergebnisse zielorientiert festgelegt werden.

Ein effizientes Engineering hängt maßgeblich von einer strukturierten Vorgehensweise ab, die durch die Anwendung eines geeigneten Vorgehensmodells unterstützt werden kann. Ziel eines Vorgehensmodells ist es, erforderliche Arbeitspakete systematisch durchzuführen, um die Komplexität zu beherrschen. Diese strukturierte Vorgehensweise wird in der Regel in inhaltlich überschaubare Phasen unterteilt, um eine aufeinander aufbauende Konzeptionierung und Inbetriebnahme eines Automatisierungssystems zu ermöglichen. Die einzelnen Phasen eines Vorgehensmodells können je nach Modell iterativ durchlaufen werden, wodurch eine kontinuierliche Verfeinerung des Entwurfsprozesses gewährleistet wird. [91]

Vorgehensmodelle können vorrangig in domänenspezifisch oder domänenübergreifend unterteilt werden. Die domänenübergreifenden Vorgehensmodelle sind im Gegensatz zu den domänenspezifischen in ihrer Gültigkeit nicht auf bestimmte Anwendungsgebiete beschränkt [92]. Das Wasserfallmodell ist ein bekanntes domänenübergreifendes Vorgehensmodell, welches eine lineare, aufeinander aufbauende Phasenstruktur vorgibt, in der eine ausführliche Dokumentation vorausgesetzt wird. Das V-Modell baut darauf auf, unterscheidet sich zum Wasserfallmodell durch die mehrstufig durchgeführten Qualitätstests. Die Qualität kann dadurch sichergestellt und effizienter gestaltet werden, wodurch Risiken minimiert werden können. Gleichzeitig sind durch die aufeinander aufbauenden Qualitätstests die Aufwendungen zu berücksichtigen, die bei bspw. einer Fehlererkennung eine erneute Durchführung aller vorherigen Tests erfordert. Das V-Modell ist für die gesamte Systementwicklung anwendbar und kann insbesondere auch im Engineering von Automati-

sierungssystemen genutzt werden [92]. Abbildung 3.2 zeigt dazu eine beispielhafte Darstellung der Phasen des V-Modells zur Integration von Automatisierungssystemen.

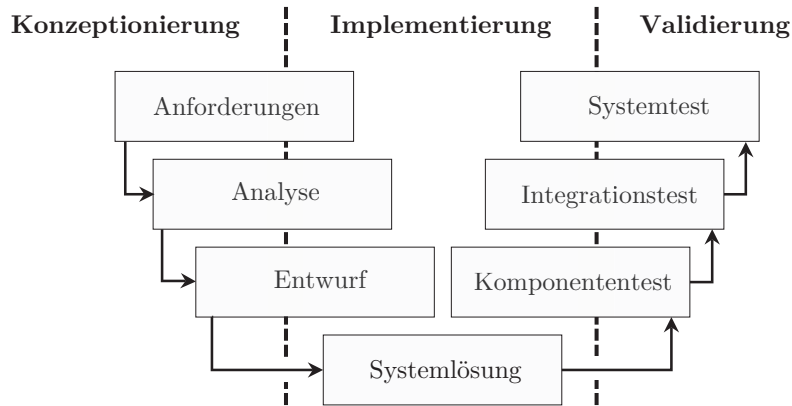


Abb. 3.2: V-Modell als lineares Vorgehensmodell für die Integration von Automatisierungssystemen

In der Konzeptionierungsphase werden die Anforderungen an das Automatisierungssystem gestellt, die bei dem System- und Abnahmetest überprüft werden. Hierbei handelt es sich um eine funktionale Überprüfung des Gesamtsystems, die im Labor- aber auch im späteren Einsatzort im Rahmen eines Feldtests überprüft werden kann. Die Analysephase bildet die Grundlage für den gesamten Entwicklungsprozess im V-Modell.

Dazu kann ein abstraktes Modell des Systems mit allen Hauptkomponenten und den Interaktionen beschrieben werden. In dieser Phase erfolgt die detaillierte Beschreibung der Systemarchitektur und -komponenten mit den dazugehörigen Schnittstellen. Der Entwurf gehört bereits zum großen Teil der Implementierung an. Notwendige Analyse- und Simulationsumgebungen werden hier eingebunden, erweitert und kombiniert. Die Systemlösung befindet sich vollständig in der Implementierungsphase, in der die technischen Komponenten integriert und zu einer funktionalen Gesamtlösung zusammengeführt werden. Dabei werden Systeme zur Datenerfassung und -übertragung verknüpft, Algorithmen implementiert und getestet, sowie Schnittstellen und Testwerkzeuge an die zugrundeliegende Systemarchitektur angepasst. Die rechte Seite des V-Modells beschreibt die stufenartigen Prüfungen in der Entwurfs-, Analyse- und Anforderungsphase.

Im Komponententest werden einzelne Systemkomponenten isoliert voneinander geprüft, um sicherzustellen, dass sie gemäß den Spezifikationen funktionieren und fehlerfrei sind. Darauf aufbauend werden im Integrationstest die verschiedenen Systemkomponenten in Kombination und deren Wechselwirkungen erprobt. Für die Durchführung der Integrationstests sind Testumgebungen bereitzustellen, in der die Schnittstellen zwischen den Komponenten abgebildet werden können. Im System- und Abnahmetest wird das Gesamtsystem sowohl im Laborumfeld als auch im darauffolgenden Feldtest geprüft. Das Laborumfeld sollte hierbei idealerweise die reale Betriebsumgebung möglichst präzise nachbilden. [93]

Die Ermittlung der Anforderungen und die Skizzierung einer Architektur nach SGAM, kombiniert mit der Anwendung von Vorgehensmodellen, können eine strukturierte und methodische Grundlage für die Entwicklung und Implementierung von Automatisierungssystemen im Verteilnetz ermöglichen. SGAM liefert eine ebenen übergreifende Architekturbeschreibung, die sich an etablierten Standards der Energieversorgung orientiert und Anforderungen aus regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Zur Umsetzung der Systemarchitektur geben Vorgehensmodelle eine erprobte Projektstruktur und effektive Qualitätssicherung vor. Für ein Vorgehensmodell können dazu Methoden und Funktionen genutzt werden, die bereits in der Planung und im Betrieb von Netzbetreibern angewendet und im Folgenden erläutert werden.

## 3.2 Topologiebasierte Funktionen für Automatisierungssysteme

Netzbetreiber haben die Aufgabe, eine sichere, zuverlässige sowie wirtschaftliche Versorgung zu gewährleisten. Dazu stehen ihnen Werkzeuge zur Planung und Instandhaltung ihrer Betriebsmittel zur Verfügung. Heutzutage werden die Netze mithilfe von Netzberechnungsprogrammen bewertet und demnach ausgebaut. Aufgrund der wachsenden Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen sowie neuartigen Verbrauchern beschränkt sich die Planung nicht mehr nur auf die Bestimmung von Ausbaupotentialen der Netze, sondern ebenfalls auf die Integration von Messtechnik und Automatisierungssysteme für

einen effizienten Netzbetrieb. Dazu stehen Netzbetreibern bereits bewährte Planungsfunktionen zur Verfügung, mit denen relevante Orte für die Netzdigitalisierung sowie -verstärkungsmaßnahmen identifiziert werden können. Im Fall einer Netzdigitalisierung können die Planungsfunktionen zur Vorbereitung für ein Verteilnetzautomatisierungssystem erweitert sowie bereits bekannte Betriebsfunktionen für den operativen Betrieb derartiger Systeme herangezogen werden.

### 3.2.1 Planungsfunktionen

Im Folgenden werden Planungsfunktionen aufgezeigt, die zur Integration von Verteilnetzautomatisierungssystemen herangezogen werden können. Grundlage zur Verwendung solcher Planungsfunktionen ist die Kenntnis über Netzparameter sowie mögliche Topologien im Netzbetrieb.

#### Lastflussrechnung

Die Lastflussrechnung (engl.: Power Flow Calculation, PFC) ist ein bewährtes Mittel, um Ausbaupotentiale zu bestimmen und daraus Netzverstärkungsmaßnahmen abzuleiten. Insbesondere in der Netzplanung werden derartige Netzberechnungen durchgeführt, um die Einhaltung der Spannungs- und Betriebsmittelgrenzen zu überprüfen und darauf aufbauend Netzverstärkungsmaßnahmen einzuleiten.

Mithilfe des in Gleichung 2.1 aufgestellten Knotengleichungssystems kann die Überführung zu den Netzgleichungen 3.1 für die Knotenwirk- und 3.2 für die Knotenblindleistung in Polarkoordinaten erfolgen. Anhand der vorgegebenen Knotenwirk- und Knotenblindleistungen für die Menge aller Knoten  $\mathbb{K}$  können die komplexen Knotenspannungen ermittelt werden. Aufgrund des nichtlinearen Charakters des Problems müssen hierzu numerische Verfahren wie der Newton-Raphson (NR)-Algorithmus angewendet werden, die durch iterative Annäherung und Linearisierung eine nahezu exakte Lösung für die vorgegebenen Knotenleistungen liefern [94].

$$P_i(U, \delta) = U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ij}) \quad (3.1)$$

Im Unterschied zur Knotengleichung für die Wirkleistung wird die Suszeptanz, welche die kapazitive Kopplung der Leitung zur Erde beschreibt, in der Gleichung für die Blindleistung durch den Term  $-U_i^2 \cdot \frac{B}{2}$  berücksichtigt.

$$Q_i(U, \delta) = -U_i^2 \cdot \frac{B}{2} + U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ij}) \quad (3.2)$$

Das Ergebnis der komplexen Knotenspannungen kann im Anschluss zur Berechnung der Leistungsflüsse verwendet werden. Dazu wird die Knotenadmittanzmatrix in ihre reellen und imaginären Einträge aufgeteilt und in die Netzgleichungen zur Berechnung der Wirkleistungsflüsse in Gleichung 3.3 und der Blindleistungsflüsse in Gleichung 3.4 eingesetzt. Die Berechnung erfolgt für die Menge aller Leitungen  $\mathbb{L}$  im betrachteten Netzbereich. Anhand der Leistungsflüsse und der thermischen Grenzströme der Leitungen kann anschließend die Auslastung ermittelt und die Einhaltung von Betriebsgrenzen nach DIN VDE 0276-1000 überprüft werden [95].

$$P_{ik}(U, \delta) = -U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ij}) \quad (3.3)$$

$$Q_{ik}(U, \delta) = -U_i^2 \cdot \frac{B}{2} - U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ij}) \quad (3.4)$$

Die Ergebnisse der PFC dienen zur ersten Analyse über mögliche Netzzustände, die sich im Netzbetrieb einstellen können. Mithilfe von Last- und Einspeiseprofilen können zusätzlich unterschiedliche Arbeitspunkte betrachtet werden. Aufgrund der Menge an möglichen Arbeitspunkten werden in der Netzplanung üblicherweise Szenarien wie ein Starklastfall bei schwacher Einspeiseleistung oder maximale Einspeiseleistungen bei geringer Last simuliert. Bei Annahme dieser Extremszenarien kann es durch Netzverstärkungsmaßnahmen durchaus zu einer Überdimensionierung des Netzes kommen, da die aus den Simulationen resultierenden Netzzustände nicht unbedingt auftreten müssen. Zudem ist die Auftrittshäufigkeit solcher Szenarien meist nicht bekannt, sodass die Entscheidungsgrundlage für einen effizienten Netzausbau anhand der PFC unzureichend sein können [96]. Die PFC kann als Planungswerkzeug für den Netzbetrieb unter Berücksichtigung zukünftiger Automatisierungssysteme genutzt werden, um mögliche Netzzustände zu analysieren und Ausbaustrategien zu bewerten. Dadurch kann beispielsweise die Netzver-

stärkung gezielt auf dauerhaft kritische Netzsituationen beschränkt werden. Vereinzelt kritische Netzsituationen, die durch eine hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen entstehen, könnten durch den Einsatz eines Automatisierungssystems und gezielten Regelungsmaßnahmen vermieden werden.

### Sensitivitätsanalyse der Spannung

Die Sensitivitätsanalyse der Spannung gilt als ein weiteres analytisches Werkzeug für die Planung der Verteilnetzinfrastruktur eines Netzbetreibers. Hierzu werden die partiellen Ableitungen der Netzgleichungen 3.1 und 3.2 für jeden Knoten auf Basis eines betrachteten Arbeitspunktes durchgeführt. Diese Untersuchung führt zur Bestimmung der Spannungsempfindlichkeit von Netzknoten in Bezug auf Änderungen der Wirk- und Blindleistung eines beliebigen Netzknotens. Mithilfe der Summe der Spannungsbetragsänderung aller  $n$  Netzknoten basierend auf den Änderungen der Wirk- und Blindleistung eines Netzknotens  $i$ , wie in Gleichung 3.5 und Gleichung 3.6 dargestellt, kann die Gesamtauswirkung des Netzknotens auf den Gesamtnetzstatus bestimmt werden.

$$\Delta U(\Delta P_i) = \sum_{k=1}^n \frac{\partial U_k}{\partial P_i} \cdot \Delta P_i \quad (3.5)$$

$$\Delta U(\Delta Q_i) = \sum_{k=1}^n \frac{\partial U_k}{\partial Q_i} \cdot \Delta Q_i \quad (3.6)$$

Anhand der beiden Gleichungen kann der Einfluss einzelner ONS bei der Planung von Automatisierungssystemen herangezogen werden. Sensitive ONS führen dazu, dass Lastsprünge oder plötzliche Einspeiseänderungen einen hohen Einfluss auf den Netzzustand besitzen und zukünftig für die Steuerbarkeit in Automatisierungssystemen in Betrachtung kommen. Derartige Berechnungen können auch im Netzbetrieb für Algorithmen zur Spannungsregelung genutzt werden, in dem die erforderlichen Wirk- und Blindleistungswerte in Abhängigkeit der notwendigen Spannungsbetragsänderungen bestimmt werden [97] [98].

## Kurzschlussstromberechnung

Bei der Kurzschlussstromberechnung werden die Ströme bestimmt, die im Falle von Fehlern im Netzbetrieb auftreten können. Der dreiphasige Kurzschluss führt hierbei zu den höchsten anzunehmenden Strömen, die im Netzbetrieb sicher abgeschaltet werden müssen. Für die Auslegung von elektrischen Betriebsmitteln sind die größten Kurzschlussströme maßgebend, während für die Wirksamkeit von Schutzeinrichtungen die Kenntnis der kleinsten Kurzschlussströme erforderlich ist.

Vorgaben und Verfahren zur Berechnung der Kurzschlussströme in elektrischen Anlagen sind der DIN EN 60909 zu entnehmen [99]. Geläufige Berechnungsverfahren sind die Anwendung des Überlagerungssatzes oder die Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle nach dem Thévenin-Theorem. Grundsätzlich ist zunächst eine PFC zur Bestimmung der Vorbelastung durchzuführen. Anschließend muss die Knotenadmittanzmatrix um die Last- sowie Generatoradmittanzen erweitert werden. Nach Thévenin wird dann nur eine Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle eingefügt, sodass anschließend eine Berechnung der Fehlerströme und Kurzschlussleistungen erfolgen kann. Aufgrund der Größe von Netzen und der Vielzahl an Betriebsmitteln erfolgen heutige Kurzschlussstromberechnungen mit Netzberechnungsprogrammen. Dazu dienen alle Knoten als mögliche Fehlerstellen, sodass daraus die Kurzschlussströme sowie -leistungen für alle Fehlerorte bestimmt werden. [100]

Die Schutztechnik ist heutzutage hauptsächlich in UWs zu finden und hat die Aufgabe, Fehlerströme im gesamten unterlagerten Mittelspannungsnetz sicher abzuschalten. Eine zunehmende Integration von regenerativen Anlagen im MS-Netz kann jedoch dazu führen, dass die gemessenen Fehlerströme im UW aufgrund dezentraler Einspeisung geringer ausfallen und durch konventionelle Schutzparametrierungen nicht mehr erkannt werden [101].

In der Kurzschlussstromberechnung können derartige Szenarien berücksichtigt und als Mittel zur Parametrierung von Schutzgeräten herangezogen werden. Darüber hinaus kann die Kurzschlussstromrechnung ebenfalls für Netzverstärkungsmaßnahmen verwendet werden, da durch gezielte Ertüchtigungsmaßnahmen die Netzimpedanz beeinflusst werden kann. Für die Planung zukünftiger Automatisierungssysteme ist die Kurzschlussstromrechnung eben-

falls ein wichtiges Planungswerkzeug, anhand dessen der zukünftige Einsatz von Schutztechnik im Verteilnetz bewertet werden kann.

### Messstellenpositionierung

Für die Messstellenpositionierung ist zunächst von Bedeutung, für welchen Zweck die Messungen verwendet werden sollen. Für eine rein lokale Überwachung, sollten primär die ONS ausgewählt werden, an denen zukünftig stationäre Grenzwertverletzungen von Spannungen und Strömen erwartet werden. Für die Verwendung von Messungen in topologiebasierten Automatisierungssystemen zur anschließenden Bestimmung eines Netzzustandes können Verfahren zur SE (siehe Abschnitt 3.2.2) herangezogen werden, sofern eine ausreichende Anzahl und geeignete Art und Verteilung von Messungen vorliegt.

Für die Durchführung einer konventionellen SE muss das notwendige Kriterium der Beobachtbarkeit erfüllt sein. Demnach muss der Leistungsfluss jeder Leitung sowie der Spannungsbetrag an mindestens einer ONS messtechnisch erfasst werden. Bei der Annahme, dass alle Felder einer ausgewählten ONS messtechnisch ertüchtigt werden, liegt eine Problemstellung vor, die iterativ gelöst werden kann. Die Auswahl der ersten ONS hat hierbei einen entscheidenden Einfluss auf die darauffolgenden Messstellenpositionierungen. Da eine vollständige Beobachtbarkeit eine flächendeckende Ausstattung mit Messtechnik erfordert, die sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht immer umsetzbar ist, wurden in der Vergangenheit zahlreiche Forschungsuntersuchungen durchgeführt. Dabei wurden Methoden zur optimalen Positionierung der Messtechnik erforscht, die häufig mit neuartigen Ansätzen wie der Berücksichtigung von Pseudo-Messwerten oder dem Einsatz von Verfahren der künstlichen Intelligenz (KI) kombiniert werden.

In [102] wurde beispielsweise ein erster Ansatz vorgestellt, der unter Verwendung von Pseudo-Messwerten darauf abzielt, ONS iterativ durch Spannungsmessungen zu ertüchtigen, insbesondere an den Stellen, an denen die größten Schätzfehler im Spannungsbetrag auftraten. Die Positionierung der Messungen wird dabei so lange fortgesetzt, bis die gewünschte Genauigkeit in der Schätzgüte erreicht ist. In [103] wurde der Ansatz erweitert, um auch die Leistungsflussmessungen einzubeziehen und dadurch die Schätzgüte des Spannungswinkels zu berücksichtigen. Die Anwendung von Pseudo-Messwer-

ten unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte wurde in [104] untersucht. Hierbei wurde ein zu lösendes Optimierungsproblem formuliert, wodurch u.a. auch Kosten durch Modernisierung von ONS durch Messtechnik einberechnet wurden. In [105] wurde die Positionierung in Abhängigkeit des anzuwendenden Verfahrens zur Netzzustandsberechnung durchgeführt. Dabei werden die Messstellen ausgewählt, bei der eine KI-basierte Netzzustandsberechnung die höchste Genauigkeit erreicht.

### Beobachtbarkeitsanalyse

Anhand der Beobachtbarkeitsanalyse kann festgestellt werden, ob eine konventionelle SE die komplexen Knotenspannungen eines Netzes berechnen kann. Für eine konventionelle Zustandsschätzung basierend auf Spannungs- und Leistungsmessungen von  $n$  Netzknoten, müssen wie in Gleichung 3.7 dargestellt mindestens  $m$  unabhängige Messungen homogen verteilt vorliegen, um eine Beobachtbarkeit zu erreichen.

$$m \geq 2 \cdot n - 1 \quad (3.7)$$

Zur Bestimmung der Beobachtbarkeit können verschiedene Verfahren eingesetzt werden, die in [106] und [107] ausführlich beschrieben sind. Diese Verfahren untersuchen grundsätzlich die Mess-Jacobimatrix und prüfen durch gezielte Matrixoperationen die Beobachtbarkeit des betrachteten Systems. Zusätzlich lassen sich durch die Analysen nicht beobachtbare Bereiche identifizieren. Die analytischen Verfahren dienen dabei als Werkzeuge zur Beurteilung der Messstellenpositionierung. Auf dieser Basis können Maßnahmen wie die Integration zusätzlicher Messungen oder die Wahl eines unter den gegebenen Bedingungen geeigneten Netzzustandsberechnungsverfahrens getroffen werden.

### 3.2.2 Betriebsfunktionen

Im Folgenden werden Betriebsfunktionen zur Einhaltung von Engpässen im Verteilnetz durch Spannungsbandverletzungen sowie Betriebsmittelüberlastungen aufgezeigt. Hierzu soll ein Überblick über Verfahren zur Netzzustandsberechnung und Netzzustandsregelung gegeben werden.

## Netzzustandsberechnung

Die Netzzustandsberechnung verfolgt das Ziel, basierend auf einem Netzmodell und Messdaten den wahrscheinlichsten Systemzustand in Form von komplexen Knotenspannungen zu ermitteln. Die SE mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate (engl.: Weighted Least Squares, WLS) gilt als etabliertes Verfahren zur Schätzung des Systemzustandes und wird in Hoch- und Höchstspannungsnetzen bereits seit mehreren Dekaden erfolgreich als Teil der Netzüberwachung in Leitstellen eingesetzt.

Die Zustandsberechnung unter Verwendung des WLS-Ansatzes nach [108] löst die in Gleichung 3.8 angegebene Zielfunktion. Darin stellt  $z$  den Messvektor dar, der die erfassten Messgrößen enthält. Der Vektor  $\underline{x}$  repräsentiert den Zustand und somit die komplexen Knotenspannungen des Systems, der in den Messfunktionsvektor  $g$  eingesetzt wird. Im Messfunktionsvektor sind die Gleichungen zur Berechnung der Spannungsbeträge, Knotenleistung und Leistungsflüsse enthalten. Demnach ist die Abweichung zwischen gemessenen Größen im Messvektor und den berechneten Größen im Messfunktionsvektor zu minimieren. Dazu können einzelne Messwerte mithilfe der Gewichtungsmatrix  $\mathbf{W}$  unterschiedlich stark gewichtet werden, um beispielsweise verschiedene Genauigkeitsklassen der Messgeräte zu berücksichtigen und Messfehler zu minimieren.

$$f(\underline{x}) = [z - g(\underline{x})]^T \cdot \mathbf{W} \cdot [z - g(\underline{x})] \quad (3.8)$$

Angesichts der hohen Anzahl an ONS in den Verteilnetzen ist zukünftig aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nicht von einer vollständigen Ausstattung mit Messtechnik auszugehen. Daher ist die Beobachtbarkeit nicht zwangsläufig gegeben, wodurch die Dimension des Zustandsvektors größer als die des Messvektors ist. Mit konventionellen Verfahren wie dem WLS-Ansatz lässt sich in solchen Fällen keine Konvergenz erreichen. Stattdessen sind in der Vergangenheit eine Vielzahl von Forschungsuntersuchungen durchgeführt worden, die in unterbestimmten Systemen eine Schätzung der komplexen Knotenspannungen ermöglichen sollen.

Grundsätzlich kann hierbei im Rahmen von analytischen Verfahren zwischen einer Reduktion der Systemkomplexität oder einer Erhöhung der Messingangsdaten unterschieden werden. Beides führt zu einer Pseudo-Beobacht-

barkeit, sodass nicht nur Abweichungen von geschätztem zum tatsächlichen Netzzustand aufgrund von standardnormalverteilten Messfehlern vorliegen können. Bei der Reduktion der Systemkomplexität wird das Netzmodell modifiziert, sodass nicht beobachtbare Bereiche durch Ersatzknoten zusammengefasst werden. Die Ersatzknoten werden hierbei in Abhängigkeit eines vorgegebenen Arbeitspunktes einmalig positioniert. Dies führt zur Angleichung der Dimension des Zustandsvektors an den fest definierten Messvektor, wodurch der Netzzustand mit einer konventionellen Zustandsschätzung oder PFC ermittelt werden kann [109]. Hierbei ist zu erwähnen, dass die berechneten Spannungen des Ersatzknotens im Mittel den Spannungen der Knoten des unreduzierten Netzbereiches entsprechen. Für eine einmalige Netzreduktion eines bestimmten Arbeitspunktes können sich hierbei zunehmend Abweichungen zu tatsächlichen Netzzuständen in anderen Betriebspunkten ergeben. In [R5] wird dieser Ansatz mithilfe einer Optimierung erweitert, sodass mit jedem neuen Messdatensatz die Ersatzknoten auf Basis der Leistungsflüsse erneut positioniert werden. Zudem wird ein Ansatz aufgezeigt, inwiefern eine Rückrechnung in den unreduzierten Netzzustand durchgeführt werden kann.

Verfahren zur Erhöhung von Eingangsdaten betrachten das unreduzierte Netz, erweitern den Messdatensatz jedoch um Pseudo-Messwerte. Zusätzlich zu realen Messgrößen, werden Messungen auf Basis von Wetterdaten, statistischen Lastprofilen oder messwertbasierten Ersatzwerten erzeugt. Nach [110] werden unterschiedliche Verfahren zur Generierung von Pseudo-Messwerten untersucht. Hierbei wird die Einspeisung von PV-Anlagen über gemessene Referenzanlagen oder anhand von Wetterinformationen angenähert. Daraus werden Pseudo-Messwerte bestimmt, die zur Angleichung der Dimension des Messvektors an die Dimension des fest definierten Zustandsvektors führen.

Ein weiteres Verfahren zur Bildung von Ersatzwerten ist die Netzbereichspartitionierung. Hierbei wird vorausgesetzt, dass Leistungsflüsse in einen nicht beobachtbaren Netzbereich durch Messpunkte an Grenzknoten erschlossen werden können. Für jeden nicht gemessenen Knoten in einer Partition wird ein Ersatzwert als Knotenleistung auf Basis der Summe der Leistungsflüsse und eines Verteilungsschlüssels gebildet [72]. Der Verteilungsschlüssel wird zuvor anhand von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise der Bemessungsleistung von Transformatoren oder der Leistung von angeschlossenen Erzeugungsan-

lagen und Verbrauchern bestimmt [111]. Anschließend wird der Netzzustand mittels einer konventionellen PFC ermittelt.

In [112] wird ein ähnlicher Ansatz verfolgt, jedoch werden die Ersatzwerte durch die Lösung eines Optimierungsproblems bestimmt. Dazu werden mittels Zielfunktion in Formel 3.9 die quadratischen Spannungsabweichungen zwischen den Entscheidungsparametern (gemessene Spannungsbeträge)  $U_i^-$  und den Entscheidungsvariablen (zu berechnende Spannungsbeträge)  $U_i^\sim$  aller gemessenen Knoten aus der Menge  $\mathbb{M}$  minimiert.

$$\min_{\{U_i^\sim\}, i \in \mathbb{M}} \sum_{i \in \mathbb{M}} U_i^- - U_i^\sim^2 \quad (3.9)$$

Im Gegensatz zum Verfahren der Netzbereichspartitionierung werden zudem keine Partitionen gebildet, sondern die Kenntnis der Bilanzleistung durch die Messung aller anliegenden Grenzknoten eines Netzbereichs vorausgesetzt. Hierbei sind alle Leitungen der Grenzknoten aus der Menge  $\mathbb{L}^G$  zum betrachteten Netzbereich zu berücksichtigen. Anhand der Nebenbedingung in Gleichung 3.10 und 3.11 soll demnach sichergestellt werden, dass die Summe der Knotenleistungen  $P_i^\sim$  und  $Q_i^\sim$  des betrachteten Netzbereichs, der Summe der gemessenen Leistungsflüsse  $P_{ik}^-$  und  $Q_{ik}^-$  in diesen Netzbereich entsprechen.

$$\sum_{(i,k) \in \mathbb{L}^G} P_{ik}^- = \sum_{i=1}^n P_i^\sim \quad (3.10)$$

$$\sum_{(i,k) \in \mathbb{L}^G} Q_{ik}^- = \sum_{i=1}^n Q_i^\sim \quad (3.11)$$

Zur Lösung des Optimierungsproblems wurde ein eigener Solver nach dem Gradientenverfahren implementiert. Hierbei ist zu erwähnen, dass bei der Bestimmung der Knotenleistungen, die Leitungsverluste bei der Bildung der Ersatzwerte nicht berücksichtigt werden, wodurch eine Abweichung zwischen der tatsächlichen und der berechneten Bilanzleistung vorliegt. Außerdem dienen die Bilanzleistung sowie einzelne verteilte Spannungsbetragsmessung als Messingangsgrößen.

## Netzzustandsregelung

Zur Behebung von kritischen Netzsituationen in Form von Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen sind Regelungsalgorithmen heranzuziehen, die mittels Sollwerten an Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen positiv auf den Netzzustand einwirken. In der Vergangenheit wurden dazu einige Forschungsuntersuchungen für eine zentrale Regelung auf Basis des Netzzustandes untersucht. Für die Netzzustandsregelung müssen steuerbare Komponenten wie Einspeise- und Verbrauchseinrichtungen oder regelbare Transformatoren vorgehalten werden. Durch die Änderung der Istwerte dieser Einrichtungen kann auf den Netzzustand positiv eingewirkt werden. In [98] wurde dazu ein Regelungsalgorithmus entworfen, der basierend auf dem Netzzustand Grenzwertverletzungen erkennt und diese mithilfe von Sollwerten behebt. Hierzu werden durch Linearisierung der nicht linearen Netzgleichungen, Sensitivitätsfaktoren bestimmt, um die regelbaren Einrichtungen anzusteuern, die den größten Einfluss auf die Grenzwertverletzung haben. Die Sensitivitäten werden hierbei auf Basis eines Arbeitspunktes bestimmt und mit jedem neuen Arbeitspunkt erneut berechnet.

Ein weiterer Ansatz wird in [113] verfolgt, in dem mithilfe eines Optimierungsalgorithmus, angelehnt an die optimale Lastflussrechnung (engl.: Optimal Power Flow, OPF), Sollwerte auf Basis der nichtlinearen Netzgleichungen bestimmt werden. Der Eingriff in das Netzgeschehen soll hierbei minimal gehalten werden, sodass eine Zielfunktion definiert wird, die die Abweichung zwischen Ist- und Sollwerten bei Einhaltung der Spannungsbänder und Betriebsmittelgrenzen gewährleistet. Aufgrund der Tatsache, dass die Regelung auf vergangenheitsbasierte Netzzustände reagiert, wird in [114] ein modellprädiktiver Ansatz verfolgt. Hierbei werden mittels Sensitivitäten und prognostizierter Knotenwirk- und Blindleistung zukünftige Netzzustände geschätzt und gleichzeitig Sollwerte für prognostizierte, kritische Netzsituationen bestimmt. Hierbei handelt es sich um einen rollierenden Prozess, in dem nur die Sollwerte für den nächsten prognostizierten Netzzustand verwendet werden. In [R2] und [R7] wird dieser Ansatz um die Berücksichtigung von rONTs erweitert. Hierbei zeigt sich, dass länger anhaltende Spannungsbandverletzungen durch eine einmalige Transformatorstufung, permanente Sollwertvergaben an Einspeise- und Verbrauchseinrichtungen vermeiden können.

### 3.3 Anforderungen an Automatisierungssysteme für Verteilnetze

In Kapitel 2.1.4 wurde bereits ein Einblick in verschiedene Automatisierungslösungen gegeben, die vorrangig proprietäre Lösungen in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern aufzeigen. Eine system-, netzbetreiber- und herstellerübergreifende Automatisierungslösung, die standardisiert und interoperabel in den Verteilnetzen integriert werden kann, ist bislang noch nicht realisiert. Des Weiteren wurden Verfahren und Prozesse zur strukturierten Integration von Automatisierungslösungen bislang meist vernachlässigt. Insbesondere Engineeringprozesse, die den Möglichkeiten der Verteilnetzautomatisierung zugrunde liegen, sind bei den Netzbetreibern häufig noch nicht vorhanden oder aufgrund vieler manueller Tätigkeiten mit großem Zeitaufwand verbunden. [8]

Aufgrund der Größe der Verteilnetze ist die Notwendigkeit zur Beschreibung standardisierter Integrationsprozesse gegeben, um den Aufwand und die Komplexität zukünftiger Funktionen für die Verteilnetzebene beherrschen zu können. Dadurch können wiederkehrende Prozesse identifiziert und anschließend automatisiert werden, um die zeitlichen Aufwände zu reduzieren und einen beschleunigten Integrationsprozess von Verteilnetzautomatisierungssystemen zu ermöglichen. Gleichzeitig kann dadurch agil auf wandelnde Anforderungen für das Verteilnetz reagiert werden, um auch innerhalb von Prozessschritten Änderungen berücksichtigen zu können.

Die Automatisierungslösung sollte frühzeitig Prüfungs- und Verifikationsprozessen unterzogen werden. Dabei ist die Interoperabilität von Hardware- und Softwaresystemen entscheidend, um die Abhängigkeit von proprietären Lösungen zu verringern und den Parametrieraufwand der Geräte zu reduzieren. Zur Realisierung der genannten Herausforderungen werden im Folgenden Anforderungen an die Integrationsprozesse sowie die einzusetzenden Automatisierungssysteme für Verteilnetze mittels drei wesentlicher Kriterien definiert.

#### **Standardisierbarkeit**

Fehlende Einheitlichkeit und mangelnde Datenintegrität stellen erhebliche Risiken für eine zukünftige Integration von Automatisierungssystemen in die Verteilnetzebene dar. Solche Defizite können zu Diskrepanzen, Datenfehlern

und letztendlich zu Informationsverlusten bei Prüf-, Integrations- und Betriebsprozessen von Automatisierungssystemen führen. Das Kriterium der *Standardisierbarkeit* unterstützt die Vereinheitlichung von Prozessen und verringert das Risiko von Integrationsfehlern, da einheitliche Vorgaben für die Beschreibung und Kommunikation verschiedener Systeme und Werkzeuge existieren. Unter Abschnitt 2.2 wurden bereits etablierte Standards aus der Netz- sowie Stationsmodellierung vorgestellt. Diese Standards können zukünftig als Datengrundlage zur Ausgestaltung von Automatisierungssystemen dienen. Zusätzlich kann durch die Standardisierung eine Einheitlichkeit und Interoperabilität zwischen verschiedenen Systemen und Komponenten erreicht werden. In Anbetracht der Mehrlieferanten-Strategien heutiger Verteilnetzbetreiber ist besonders die Interoperabilität verschiedener sekundärtechnischer Komponenten von großer Bedeutung. Durch den Einsatz standardisierter Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle wird die Vernetzung unterschiedlicher Geräte und Stationen ermöglicht. Die Verwendung standardisierter Datenformate trägt zudem zur erhöhten Kompatibilität und Interoperabilität zwischen Modulen heutiger Netzinformationssysteme von Netzbetreibern bei.

### **Skalierbarkeit**

Eingeschränkte Anpassungsfähigkeit und Erweiterbarkeit stellen wesentliche Risiken bei der Integration zukünftiger Automatisierungssysteme in die Verteilnetzinfrastuktur dar. Derartige Eigenschaften führen dazu, dass die Einbindung neuartiger Komponenten oder Softwarebausteine umfassende Anpassungen erfordert. Das Kriterium der *Skalierbarkeit* beschreibt dabei die Fähigkeit von Prozessen und Systemen, sowohl hinsichtlich ihrer Dimensionen als auch ihrer Funktionalitäten erweitert werden zu können. Dies gewinnt insbesondere dann an Bedeutung, wenn die exakte Dimensionierung eines Automatisierungssystems im Vorfeld nicht eindeutig festgelegt werden kann und Anpassungen sowie Erweiterungen erst im Nachgang durchgeführt werden. Ein skalierbares Automatisierungssystem ermöglicht es, Änderungen der Anforderungen flexibel und ohne hohen Integrationsaufwand zu berücksichtigen, wodurch neue oder veränderte Funktionen nahtlos integriert werden können. Hierbei ist zwischen der physikalischen und der funktionalen (softwarebasierten) Erweiterung des Automatisierungssystems zu unterscheiden.

## Modularität

Eingeschränkte Wiederverwendbarkeit und eine hohe Abhängigkeit zwischen Komponenten führen zu Risiken, die insbesondere die Nachhaltigkeit und Umsetzbarkeit von standardisierten Automatisierungssystemen gefährden. Ein System mit stark verknüpften Komponenten lässt sich nur schwer erweitern und anpassen und führt langfristig zu erhöhter Komplexität und Inflexibilität. Dadurch steigt der Aufwand für Wartung, Anpassungen und Updates, wodurch wiederum die Kosten steigen. Speziell in UWs von TSOs kommen heutzutage dedizierte Multifunktionsgeräte unterschiedlicher Hersteller zum Einsatz. Diese Geräte bieten zwar mehrere Funktionen in einem einzigen Gerät, erfüllen jedoch das Ziel der Erweiterbarkeit nicht zwingend. Das Kriterium der *Modularität* bezieht sich hierbei auf die Strukturierung in unabhängige, flexibel kombinierbare Prozesse und Funktionen bei der Integration und Betriebsweise von Automatisierungssystemen. Modularität ermöglicht, einzelne Prozessschritte oder Systemkomponenten gezielt auszutauschen, zu erweitern oder anzupassen, ohne das bestehende Konzept oder System beeinträchtigen zu müssen. Durch die Wiederverwendung vorhandener Systeme und Geräte lassen sich neue Funktionen nachhaltiger integrieren, ohne einen Austausch von Geräten durchführen zu müssen.

## Zusammenfassung

Vorgehensmodelle sind seit Jahrzehnten fester Bestandteil des Engineerings in der Industrieautomatisierung. Die Integration von Automatisierungssystemen kann dabei in inhaltlich überschaubare Phasen unterteilt werden, um eine aufeinander aufbauende Konzeptionierung, Prüfung und Inbetriebnahmen zu ermöglichen.

Domänenübergreifende Vorgehensmodelle können zur Automatisierung des Netzbetriebs im Verteilnetz herangezogen und mit etablierten Netzplanungs- und Netzbetriebsfunktionen kombiniert werden. Dabei sind spezifische Anforderungen zu berücksichtigen, um eine nachhaltige und effiziente Integration zu realisieren. Diese Anforderungen fließen bereits in der Entwurfsphase ein, sodass bestehende Planungsfunktionen der Netzbetreiber innerhalb eines Vorgehensmodells für topologiebasierte Verteilnetzautomatisierungssysteme berücksichtigt werden können.



# 4 Vorgehensmodell für den Entwurf topologiebasierter Verteilnetzautomatisierungssysteme

Dieses Kapitel präsentiert ein Vorgehensmodell für den Entwurf und die Erprobung topologiebasierter Verteilnetzautomatisierungssysteme, welches den zentralen Schwerpunkt dieser Arbeit bildet. Hierfür wurde eine Entwicklungsumgebung realisiert, die alle erforderlichen Werkzeuge zur Umsetzung der Prozessschritte des Modells bereitstellt. Neben den eingesetzten und teilweise selbst entwickelten Analyse- und Engineeringwerkzeugen wird die Systemplattform mit den implementierten Netzzustandsberechnungsverfahren für den Einsatz im Automatisierungssystem detailliert beschrieben. Abschließend werden Prüf- und Simulationswerkzeuge vorgestellt, die zur Validierung des Automatisierungssystems und der darin enthaltenen Netzzustandsberechnungsverfahren dienen.

## 4.1 Entwicklungsumgebung und Vorgehensmodell

In Abbildung 4.1 wird der Aufbau der entwickelten Entwicklungsumgebung aufgezeigt, die aus vier Hauptmodulen besteht und in der Programmiersprache Python implementiert wurde. Die unterschiedlichen Konverter, Analyseverfahren, Prüfwerkzeuge und Simulationsframeworks werden innerhalb dieser Entwicklungsumgebung gebündelt und im Folgenden kurz erläutert.

Das Modul Datenkonverter und Modellgeneratoren bildet die Grundlage für die Modellgenerierung, unterstützt durch Standards wie CIM und SCL, welches die Aufbereitung rechenfähiger Netzmodelle sowie die Konvertierung zwischen unterschiedlichen Daten- und Netzmodellbeschreibungsformaten ermöglicht. Für den Import von CIM CGMES Netzmodellen wurde ein Open-

Source-Parser [115] genutzt, der für Netz- und Betriebsdaten Python-Objekte erzeugt. Daraus werden rechenfähige Netze erstellt, die anschließend im Modul Simulationsframeworks und Algorithmen analysiert werden können. Für die Durchführung von Netzberechnungen werden bestehende Python-Bibliotheken wie *pandapower* [116] integriert und durch selbst entwickelte Algorithmen erweitert.

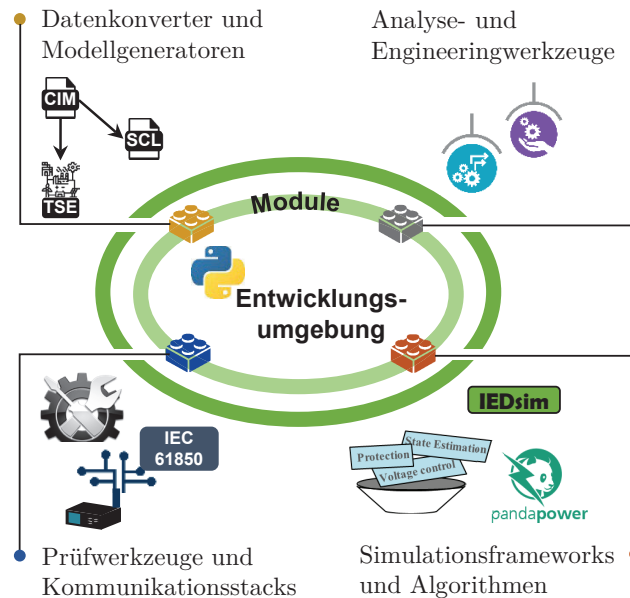


Abb. 4.1: Entwicklungsumgebung zur Bündelung von Softwaremodulen

Die Analyse- und Engineeringwerkzeuge stellen selbst entwickelte Verfahren bereit, die für den Entwurf und die Beschreibung eines Automatisierungssystems genutzt werden können. Beispielsweise können mit diesem Modul nach erfolgreichem Import von Netzdaten, Messstellenpositionierungen und Beobachtbarkeitsanalysen für Netzzustandsberechnungsverfahren durchgeführt werden. Im Modul Prüfwerkzeuge und Kommunikationsstacks können anschließend Funktions- und Kommunikationsprüfungen vorgenommen werden. Dazu wurde ein Open-Source-Kommunikationsstack integriert, um die in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Kommunikationsprotokolle nach IEC 61850 anzuwenden [117]. Die Module und Submodule lassen sich flexibel mithilfe einer Konfigurationsdatei kombinieren, um definierten Abläufen zu entsprechen. Die Schnittstellen zwischen den Modulen können dabei durch Prüfprozesse systematisch verifiziert und validiert werden.

In Abschnitt 3.1 wurde das V-Modell bereits als domänenübergreifendes Vorgehensmodell zur Integration von Automatisierungssystemen eingeführt. Dieses methodische Konzept wird in diesem Kapitel für den Ablauf zur Auslegung und Erprobung eines Automatisierungssystems im Verteilnetz angewendet. Ausgehend von zuvor definierten Anforderungen (Kap. 3.3) werden die einzelnen Schritte der jeweiligen Phasen in den Unterkapiteln (Kap. 4.2-4.4) detailliert beschrieben. Den Anfang bilden die Analyse- und Engineeringwerkzeuge, die in der Analyse- und Entwurfsphase eingesetzt werden. Auf Basis eines ersten Entwurfs des Automatisierungssystems folgt die Zusammensetzung der Systemlösung, in der bestehende sowie selbst entwickelte Betriebsfunktionen implementiert und exemplarisch auf einer ausgewählten Systemplattform übertragen werden.

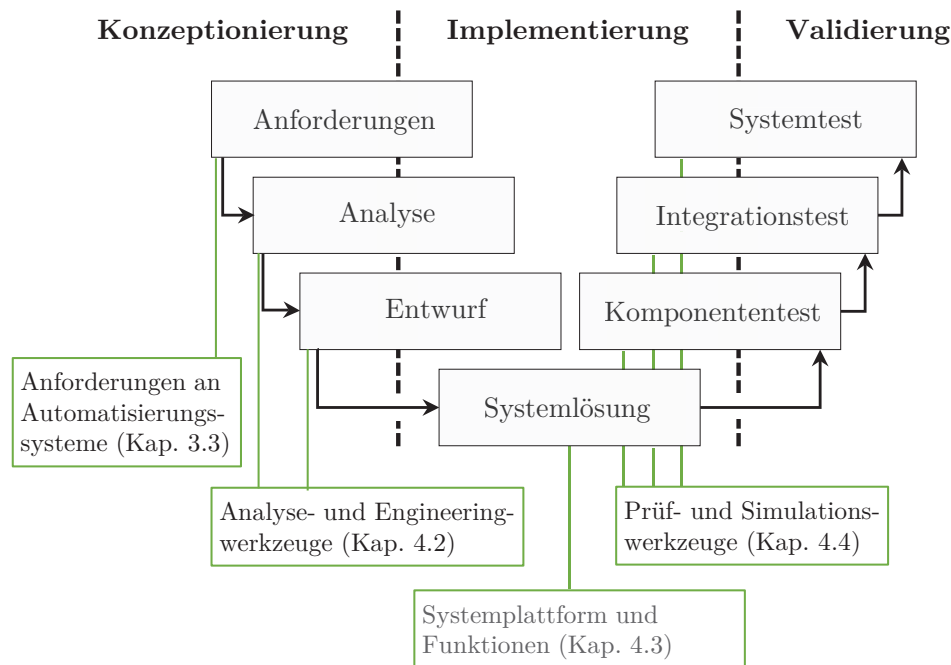


Abb. 4.2: Vorgehensmodell für den Entwurf und die Erprobung von Automatisierungssystemen für das Verteilnetz

Im Anschluss daran werden die Prüf- und Simulationswerkzeuge vorgestellt, die im Übergang von der Implementierungs- zur Validierungsphase eingesetzt werden. Diese Werkzeuge werden in den Komponenten-, Integrations- und Systemtests verwendet, um sowohl die Komponenten des Automatisierungssystems als auch die gestellten Anforderungen zu validieren.

Bereits in Abschnitt 3.3 wurden allgemeine Anforderungen an ein Automatisierungssystem sowie an die damit verbundenen Integrationsprozesse für das Verteilnetz gestellt. Im Folgenden werden spezifische Anforderungskriterien, die für diese Arbeit relevant sind, definiert:

- Auswahl eines geeigneten Netzbereichs für ein Automatisierungssystem basierend auf Analysen und unter Berücksichtigung von Parametern wie bspw. Priorisierungskriterien, Netzgröße oder weiteren einschränkenden Bedingungen.
- Erhöhung der Beobachtbarkeit durch eine Nachrüstung von ONS mit interoperabler Sekundärtechnik und dem Ziel einer vollständigen Netzzustandsberechnung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Messdurchdringungen.
- Einsatz einer modularen, leistungsstarken und hardwareunabhängigen Systemplattform zur Integration einer möglichst großen Bandbreite an (komplexen) Funktionalitäten innerhalb einer ONS.
- Anwendung von Normenbeschreibungen und maschinenlesbaren Datenformaten als Informationsgrundlage sowie als einheitliche Datenquelle für den finalen Entwurf und die standardisierte Beschreibung des Automatisierungssystems.
- Automatisierung wiederkehrender Prozesse unter Einbeziehung von Prüfschritten sowie Prüf- und Simulationswerkzeugen zur Sicherstellung nahtloser Übergänge an Schnittstellen.

Die folgenden Abschnitte beschreiben die im Rahmen dieser Arbeit angewendeten Verfahren, Algorithmen sowie Laboraufbauten. Zunächst werden die Verfahren und Werkzeuge zur Auslegung des Automatisierungssystems vorgestellt, gefolgt von der Beschreibung der Systemplattform, einschließlich der implementierten Netzzustandsberechnungsverfahren. Abschließend erfolgt die Prüfung in einer geeigneten Labor- und Testumgebung mithilfe von Prüf- und Simulationswerkzeugen.

## 4.2 Analyse- und Engineeringwerkzeuge

Im Rahmen dieser Arbeit wurden innerhalb der Forschungs- und Entwicklungsumgebung Analyse- und Engineeringwerkzeuge realisiert, die eine Auswahl eines geeigneten Netzbereichs für die Netzautomatisierung begründen. Im Folgenden werden diese Verfahren und Algorithmen zur Bestimmung und Bewertung des Automatisierungspotentials von ONS und Verteilnetzbereichen vorgestellt. Darauf aufbauend werden Netz- und Datenmodelle für die priorisierten Netzbereiche entworfen, die als einheitliche Beschreibung des Automatisierungssystems dienen.

### 4.2.1 Priorisierung von Ortsnetzstationen

Aufgrund der Vielzahl von ONS im Verteilnetz ist eine vollständige messtechnische Ertüchtigung mit einem hohen zeitlichen und kostentechnischen Aufwand verbunden. Konventionelle Netzzustandsberechnungsverfahren reduzieren die Notwendigkeit einer vollständigen Ertüchtigung um etwa die Hälfte. Es bleibt jedoch die Frage, in welchen Netzbereichen, mit welcher Ausdehnung und mit welchen Ertüchtigungsmaßnahmen ein solches Automatisierungssystem umgesetzt werden soll. Dementsprechend ist eine systematische Herangehensweise zur Priorisierung und Auswahl von ONS notwendig, um willkürliche Entscheidungen von Nachrüstmaßnahmen in Hinblick auf Automatisierungssysteme zu vermeiden. Dazu ist zunächst eine Auswahl möglicher Eigenschaften von ONS zu treffen, um anschließend eine Analyse und Bewertung mithilfe geeigneter Methoden und Verfahren durchzuführen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden grundlegende und stationsbezogene Eigenschaften von ONS untersucht. Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über mögliche grundlegende Eigenschaften, die teilweise aus den Stammdaten der ONS stammen und zur Analyse sowie Bewertung herangezogen werden können. Die Bemessungsscheinleistung des MS/NS-Transformators definiert beispielsweise die maximale Auslastung und dient, in Kombination mit vorhandenen Belastungszuständen aus Schleppzeigern, als Information für den Auslastungsgrad der ONS. Eine weitere relevante Eigenschaft kann die Anzahl der Mittelspannungsfelder sein, die zu weiteren Mittelspannungsstationen führen und eine zentrale Rolle bei der Herstellung der Beobachtbarkeit einnehmen.

Die aggregierte Nennleistung aller Einspeise- und Verbraucheranlagen an der ONS kann ebenfalls ein wichtiges Kriterium darstellen, wobei sowohl Anlagen auf der Mittelspannungs- als auch auf der Niederspannungsebene berücksichtigt werden. Ergänzend kann die Summe aller angeschlossenen erneuerbaren Energieerzeuger, wie etwa Photovoltaik- und Windkraftanlagen, betrachtet werden, um die Wahrscheinlichkeit von invertierende Leistungsflüsse an einer ONS abzuschätzen.

Tabelle 4.1: Grundlegende Eigenschaften einer ONS

<b>Eigenschaften</b>	<b>Beschreibung</b>
Bemessungsscheinleistung Ortsnetztransformator	Maximale Auslastung des Ortsnetztransformators
Anzahl Mittelspannungsfelder	Anzahl der Felder zu weiteren Mittelspannungsstationen
Aggregierte Nennleistung	Summe der Nennleistung aller angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger
Erzeugungsleistung EE-Anlagen	Summe der Erzeugungsleistung aller angeschlossenen Erzeuger

Neben den grundlegenden Eigenschaften werden auch betriebsbezogene Stationsdaten betrachtet, die in Tabelle 4.2 aufgeführt sind. Dazu sind die Netzdaten notwendig, die in einem Netzberechnungsprogramm einzupflegen sind, um Netzberechnungen durchführen zu können.

Mit einer symmetrischen Kurzschlussstromberechnung können beispielsweise die minimalen sowie maximalen Kurzschlussströme und -leistungen bestimmt werden. Je geringer die minimale Kurzschlussleistung, desto schwieriger ist die Unterscheidung von hohen Betriebsströmen zu Kurzschlussströmen und desto höher ist der Spannungseinbruch im Kurzschlussfall.

Der Schleppzeigerwert stammt aus den Netzbetriebsdaten und gibt den maximal auftretenden Leistungsfluss im Transformatorfeld an. Dieser dient als Information für die Belastung des Ortsnetztransformators. Darüber hinaus können die Auslastungen der Mittelspannungsabgänge mithilfe simulierter Lastflussrechnungen berücksichtigt werden. Analog zur Kurzschlussberechnung sind neben der Schalterposition von möglichen Trennstellen zusätzlich Vorgaben geeigneter Arbeitspunkte bzw. Referenzszenarien in Form von Leis-

tungen an Verbrauchern und Einspeiseanlagen zu treffen. Zusätzlich können Sensitivitätsberechnungen durchgeführt werden, die Aufschluss über die Auswirkungen von Wirk- und Blindleistungsänderungen an einer ONS auf die Spannungsbeträge der anderen ONS im Netz geben.

Tabelle 4.2: Betriebsbezogene Eigenschaften einer ONS

Eigenschaften	Beschreibung
Kurzschlusscheinleistung	Minimale und maximale Kurzschlusscheinleistung im symmetrischen Fehlerfall
Auslastung Mittelspannungsfelder	Prozentuale Auslastung angeschlossener Leitungen eines Referenzszenarios
Schleppzeigerwert	Maximal aufgetretener Leistungsfluss am Transformatorfeld
Abweichung zur Nennspannung	Abweichung des Spannungsbetrags zur Nennspannung in einem Referenzszenario
Sensitivitäten	Auswirkungen einer Wirk- und Blindleistungsänderung auf die Spannungsbeträge im Netzbereich

Nach der Beschreibung möglicher Eigenschaften kann eine Bewertung und Priorisierung der ONS vorgenommen werden. Angesichts der großen Anzahl an ONS und der umfangreichen Datengrundlage im Verteilnetz wurde in [R4] ein erster Ansatz eines Clusterings veröffentlicht. Die einzelnen ONS werden hierbei Gruppen zugeteilt, um einen Gesamtüberblick der Ausprägungen einzelner Eigenschaften über alle ONS zu erhalten. Für das Clustering wurde dabei der k-means-Algorithmus angewendet, da er für große Datensätze effizient und skalierbar eingesetzt werden kann. Die Zielsetzung dieses Algorithmus wird durch Gleichung 4.1 veranschaulicht und basiert auf der Methode der kleinsten Quadrate [118].

$$\min_{\{\mu_k\}, k \in \mathbb{A}} \sum_{k=1}^n \sum_{x_i \in \mathbb{A}_k} x_i - \mu_k^2 \quad (4.1)$$

Die Variable  $n$  gibt die Anzahl der erzeugten Cluster an und repräsentiert in diesem Fall die Anzahl der verschiedenen Gruppen von ONS. Basierend auf dieser Vorgabe werden  $n$  anfängliche Zentren mit einem Mindestabstand

zueinander festgelegt und eine erste Zuordnung von ONS zu den jeweiligen Clustern durchgeführt. Jede ONS  $i$  mit ihren in  $x_i$  aufgeführten Eigenschaften wird dem nächstgelegenen Zentrum zugeordnet und kann einem mehrdimensionalen Vektor bestehend aus einer Vielzahl von Eigenschaften entsprechen.

In  $\mathbb{A}_k$  wird die Menge der ONS festgelegt, die einem Cluster  $k$  zugeordnet werden. Nachdem eine erste Zuordnung zu den Clustern erfolgt ist, wird ein neuer Schwerpunkt  $\mu_k$  ermittelt, der die geringste Abweichung von den Eigenschaften der ONS enthält, die sich im Cluster  $k$  befinden. Der Algorithmus strebt demnach an, die Gesamtsumme der quadratischen Abweichungen von den Zentren der Cluster zu minimieren. Um die Anwendung des k-means-Algorithmus für die Gruppierung von ONS beispielhaft darzustellen, wird in Abbildung 4.3 das Clusterverfahren anhand zweier Eigenschaften aufgezeigt. Für dieses Beispiel wird die Bemessungsscheinleistung des Transformators auf der Ordinate und die Anzahl angeschlossener erneuerbaren Energieanlagen auf der Abszisse als Eigenschaften einer ONS dargestellt.

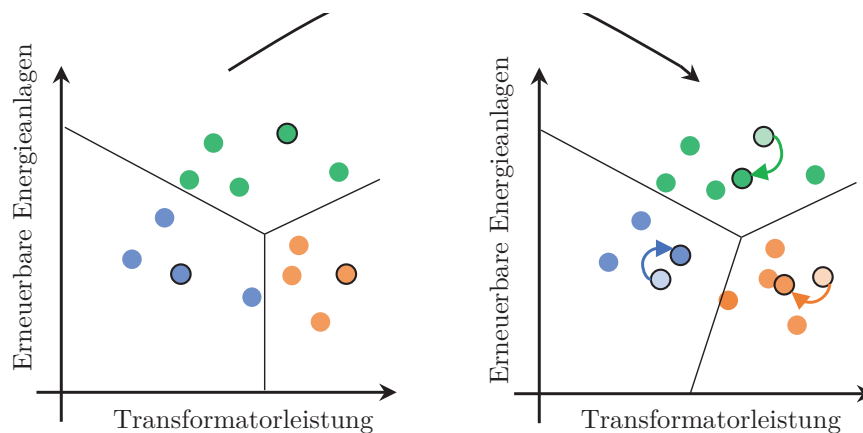


Abb. 4.3: Beispiel für das Clustering von ONS

In diesem Beispiel befindet sich eine ONS in der oberen rechten Position des Koordinatensystems, wenn eine hohe Durchdringung von erneuerbaren Energieanlagen bei gleichzeitig hoher Bemessungsscheinleistung des Transformators vorliegt. Zu Beginn ist eine Anzahl an Clustern vorzugeben, wodurch erste Zentren zufällig festgelegt werden. Die farbigen Kreise mit schwarzer Kontur repräsentieren die im ersten Schritt platzierten Anfangspositionen der

drei Zentren im Koordinatensystem. Die ONS, die die geringsten Abweichungen zu diesem Zentrum aufweisen, sind in derselben Farbe gekennzeichnet und gehören vorerst diesem Cluster an. Im nächsten Schritt wird das Zentrum des Clusters erneut bestimmt, um den kleinstmöglichen Abstand zu den ONS im Cluster zu erzielen. Im rechten Koordinatensystem ist erkennbar, dass sich die bisherigen Clusterzentren in ihrer Lage im Koordinatensystem verändern, um die Abweichungen zu den ONS zu minimieren. Dadurch verschieben sich auch die Grenzen der Zentren, wodurch die Zuordnung der ONS von einem zum anderen Cluster ermöglicht wird. Diese Vorgehensweise wird so lange fortgesetzt, bis sich die Cluster-Zuordnung nicht mehr ändert oder die maximale Anzahl an Iterationen erreicht wird.

Die Anwendung des Clustering nach dem k-Means-Algorithmus ermöglicht eine erste Analyse der Ausprägungen von ONS. Gleichzeitig weist der Algorithmus jedoch einige Nachteile auf, die im Folgenden aufgeführt werden [118]:

- **Abhängigkeit von Anfangspositionen:** Der k-Means-Algorithmus ist empfindlich gegenüber den Anfangspositionen der Clusterzentren. Unterschiedliche Startpunkte können zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.
- **Empfindlichkeit gegenüber Ausreißern:** Einzelne Ausreißer können die Position der Clusterzentren erheblich beeinflussen und zu unerwünschten Clustering-Ergebnissen führen.
- **Festlegung der Anzahl der Cluster  $n$ :** Die Anzahl der Cluster und somit ONS-Gruppen muss im Voraus festgelegt werden, welches in vielen Fällen nicht trivial ist und Einfluss auf die Qualität der Ergebnisse hat.
- **Lokale Minima:** Der Algorithmus kann in lokale Minima konvergieren, welches zu suboptimalen Lösungen führen kann, insbesondere wenn die Startpunkte der Clusterzentren ungünstig gewählt werden.

Aufgrund der ungünstigen Eigenschaften von Clusterverfahren, speziell dem hier angewendetem k-means-Algorithmus, wurde ein weiterer Ansatz zur Priorisierung von ONS verfolgt und in [R6] veröffentlicht. Hierbei wird zunächst eine individuelle Bewertung vorgenommen. Dazu werden die einzelnen Eigenschaften  $x_{i,k}$  analog zum Clustering ausgewählt und eine vorherige

Normierung durchgeführt, um die Vergleichbarkeit mit unterschiedlichen Eigenschaften herzustellen. Standardmäßig kann hierbei jeder Parameter einer Eigenschaft  $k$  durch den aufgetretenen Maximalwert  $x_{i,k}^{\max}$  über alle betrachteten ONS dividiert werden.

$$x_{i,k}^{\text{norm}} = \frac{x_{i,k}}{x_k^{\max}} \quad (4.2)$$

Um einer ONS eine eindeutige Bewertung zuzuweisen, wird die Priorisierungskennzahl  $y_i$  eingeführt. Diese Kennzahl ergibt sich als gewichtete Summe der normierten Eigenschaften einer ONS, wobei jeder Parameter einer Eigenschaft mit einer entsprechenden Gewichtung  $w_k$  multipliziert und die Gesamtsumme über die Anzahl der berücksichtigten Eigenschaften dividiert wird. Zur Bestimmung der Gewichtungen kann beispielsweise eine Methode eingesetzt werden, die eine subjektive Bewertung der relativen Wichtigkeit der Eigenschaften anhand eines Paarvergleichs ermöglicht [119]. Abschließend kann eine Rangordnung erstellt werden, in der die jeweiligen ONS eines zu untersuchenden Netzes mit der individuellen Priorisierungskennzahl  $y_i$  aufgelistet werden.

$$y_i = \frac{1}{k} \cdot \sum_{k=1}^n x_{i,k}^{\text{norm}} \cdot w_k \quad (4.3)$$

Das Ergebnis einer Priorisierung kann exemplarisch mithilfe eines Knoten-Kanten-Modells visualisiert werden. In Abbildung 4.4 wird dies durch die Darstellung der Priorisierungskennzahlen in Kombination mit einer Farbskala verdeutlicht.

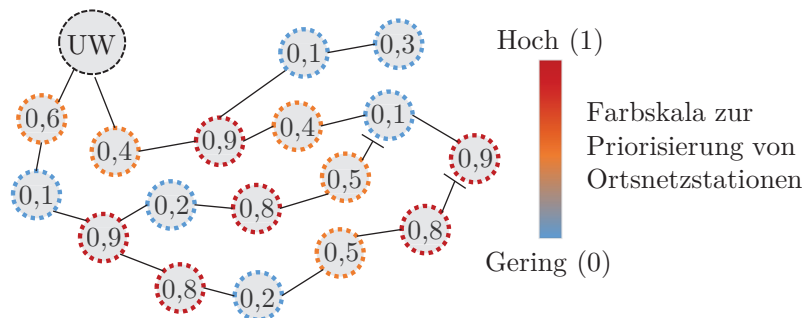


Abb. 4.4: Exemplarische Darstellung bewerteter ONS

Die Aufgabe besteht nun darin, eine Kombination aus ONS mit hohen Priorisierungskennzahlen zu bestimmen, um einen relevanten Netzbereich zu definieren. Im Gegensatz zum Beispiel aus Abbildung 4.4 liegt in der Realität eine deutlich größere Anzahl an ONS vor, die nicht zwangsläufig von demselben UW gespeist werden. Ein relevanter Netzbereich kann sowohl aus mehreren von einem UW ausgehenden Strängen bestehen als auch aus einzelnen, abgelegenen ONS, deren Lage unabhängig von der Distanz zum UW ist. Um einen geeigneten Netzbereich auswählen zu können, sind zusätzliche Algorithmen erforderlich, die gezielt Bereiche mit einer hohen Konzentration relevanter ONS identifizieren.

### 4.2.2 Identifikation relevanter Verteilnetzbereiche

Angesichts der Vielzahl an Stationen ist es wirtschaftlich und zeitlich nicht umsetzbar, alle Netzbereiche gleichzeitig und vollständig zu automatisieren. Zudem stößt die Prüfung in Labor- und Feldumgebungen an ihre Grenzen, verursacht durch begrenzte Ressourcen und die wachsende Komplexität, die sich aus der Größe und Vielfalt des zu beherrschenden Systems ergeben. Die Identifikation relevanter Verteilnetzbereiche ist daher eine weitere Notwendigkeit, um den Ort und die Größe des Automatisierungssystems zu bestimmen.

Im Folgenden sollen dazu Verfahren zur Netzbereichsidentifikation in Verteilnetzen vorgestellt werden. Diese Algorithmen sollen auf der zuvor berechneten Priorisierung von ONS aufbauen. Ziel ist es, aus einem Netzbereich eine Untermenge an Stationen mit einer vordefinierten Größe zu identifizieren, dessen Summe der Priorisierungskennzahlen berücksichtigt wird. Dazu wird die relative Priorisierungssumme eines Netzbereichs gebildet, die sich aus der Summe der Priorisierungskennzahlen  $y_i$ , dividiert um die Anzahl der zu betrachtenden Netzbereichsgröße  $n$  ergibt.

$$y = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n y_i \quad (4.4)$$

Anhand der Abbildung 4.4 wird die Problemstellung zur Maximierung der relativen Priorisierungssumme exemplarisch erläutert. Ausgehend vom UW sollen  $n$  Stationen, die topologisch verbunden sind und die höchste relative Priorisierungssumme ergeben, identifiziert werden.

Eine Möglichkeit wäre schrittweise vorzugehen und die Nachbarn aller bereits in der Lösungsmenge enthaltenen Knoten miteinander zu vergleichen, um anschließend die Nachbarstation mit der höchsten Priorisierungskennzahl auszuwählen. Für den Fall, dass eine Netzbereichsgröße von vier gewünscht wird, ist die relative Priorisierungssumme mit diesem Ansatz  $y = 0,575$ . Wird stattdessen der linke Strang des UWs für die Auswahl der ONS genutzt, kann eine noch höhere relative Priorisierungssumme von  $y = 0,6$  erreicht werden.

Diese Aufgabe lässt sich ebenfalls algorithmisch durch die Bildung aller möglichen Kombinationen und der anschließenden Auswertung der relativen Priorisierungssumme dieser Kombinationen deterministisch lösen. Aufgrund des kombinatorischen Charakters dieses zu lösenden Problems wird ersichtlich, dass bei großen Netzbereichen eine optimale Lösung in polynomieller Zeit ggf. nicht bestimmbar ist. Um demnach große Netzbereiche und eine Vielzahl von Stationen berücksichtigen zu können, müssen daher Verfahren angewendet werden, die eine Lösung in polynomieller Zeit ermöglichen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden dazu ein heuristisches Verfahren zur lokalen Suche und ein optimierungsbasiertes Verfahren vorgestellt, die in Abhängigkeit einer vorgegebenen Anzahl an ONS, einen möglichst relevanten Netzbereich identifizieren. Bei der lokalen Suche wird schrittweise von einer aktuellen ONS zu einer benachbarten ONS iteriert, wobei jeweils eine lokale Verbesserung angestrebt wird. Dieser Schritt wird wiederholt, bis die vordefinierte Netzbereichsgröße als Abbruchkriterium erreicht wird. Die lokale Suche hat die Tendenz, in lokale Optima zu konvergieren, wodurch eine globale Lösung nicht zwangsläufig gefunden werden kann. Während bei der lokalen Suche ausschließlich Nachbarstationen berücksichtigt werden, zielt das optimierungsbasierte Verfahren darauf ab, Kombinationen zu identifizieren, die unabhängig von Nachbarn eine maximale relative Priorisierungssumme erzielen.

Die Optimierung ermöglicht die Berücksichtigung globaler Zusammenhänge, um optimale Lösungen unabhängig von anfänglichen Einschränkungen zu finden. Dazu wird ein linear-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert, um die Summe der Priorisierungskennzahl einer zusammenhängenden Kombination aus Stationen zu maximieren. Dazu wird eine Zielfunktion definiert, die die Multiplikation aus binären Entscheidungsvariablen  $F_i^K \in \{0, 1\}$  für die Aktivierung von Stationen und den Priorisierungskennzahlen  $y_i$  maximiert.

Die Multiplikation mit  $F_i^K$  stellt sicher, dass die Priorisierungskennzahl einer ONS nur dann in die Berechnung einfließt, wenn diese entsprechend ausgewählt wurde. Eine ONS wird dabei nur dann Teil der Lösungsmenge, wenn sie eine ausreichend hohe Priorisierungskennzahl aufweist.

$$\max_{\{F_i^K\}, i \in \mathbb{K}} \sum_{i \in \mathbb{K}} F_i^K \cdot y_i \quad (4.5)$$

Um sicherzustellen, dass die maximale Anzahl an Stationen und damit die vorgegebene Netzbereichsgröße eingehalten werden, muss die Summe der aktivierten Binärvariablen der vorgegebenen Anzahl von  $n$  ONS entsprechen. Dies wird durch die Nebenbedingung in Gleichung 4.6 eingehalten.

$$\sum_{i \in \mathbb{K}} F_i^K = n \quad (4.6)$$

Zur Gewährleistung, dass alle ausgewählten ONS in einem Netzbereich zusammenhängend sind, muss eine weitere Nebenbedingung formuliert werden. Dazu wird eine Bedingung definiert, die sicherstellt, dass ein Knoten nur dann ausgewählt werden kann, wenn mindestens einer seiner Nachbarknoten ebenfalls ausgewählt wird. Die Nachbarknoten eines jeden Knotens  $k$  werden in der Menge  $\mathbb{N}_k$  festgehalten und dem Solver zur Verfügung gestellt. Durch die Nebenbedingung wird gewährleistet, dass, wenn ein Knoten  $F_i^K$  zur Lösungsmenge gehört, die Summe aller Nachbarknoten  $F_k^K \in \mathbb{N}_k$  mindestens, der eins entspricht, aber auch größer sein kann. Während hier durch auch nicht ausgeschlossen werden soll, wenn der Knoten nicht zur Lösungsmenge gehört, dass dann nicht doch Nachbarknoten aktiv sein können.

$$F_i^K \leq \sum_{\{F_k^K\}, k \in \mathbb{N}_k} F_k^K, \quad \forall i \in \mathbb{K} \quad (4.7)$$

Diese Bedingung stellt sicher, dass alle aktiven ONS durch ihre Nachbarn miteinander verbunden bleiben und keine isolierten Bereiche entstehen. Des Weiteren muss sichergestellt werden, dass eine Leitung nur aktiv ist, wenn beide ihrer Knoten  $i$  und  $k$  ausgewählt sind. Dadurch wird verhindert, dass Leitungen außerhalb des Netzbereichs aktiviert werden.

$$F_{ik}^L \leq F_i^K \wedge F_{ik}^L \leq F_k^K, \quad \forall (i, k) \in \mathbb{L} \quad (4.8)$$

Das definierte linear-ganzzahlige Optimierungsproblem soll ermöglichen, Netzbereiche in polynomieller Zeit zu bestimmen. Hierfür ist eine geeignete Bibliothek auszuwählen, die ein Framework zur Implementierung der Zielfunktion und der Nebenbedingungen bereitstellt und mithilfe eines Solvers eine Lösung bestimmt. Der priorisierte Netzbereich, der als Ergebnis der Netzbereichsidentifikation ausgegeben wird, bildet anschließend die Grundlage für weiterführende Untersuchungen zur Positionierung geeigneter Messstellen für Algorithmen zur Netzzustandsbestimmung.

### 4.2.3 Optimierte Messstellenpositionierung

Für eine möglichst präzise Netzzustandsberechnung ist es naheliegend, Messungen von so vielen ONS wie möglich zur Verfügung zu stellen. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen ist es jedoch nicht möglich, an jeder ONS Messtechnik zur Messwerterfassung zu installieren. Nach Abschnitt 3.2.1 ist eine vollständige Messdurchdringung auch nicht notwendig, um die komplexen Spannungen sowie Leistungsflüsse in einem Netzbereich zu bestimmen.

In Kapitel 3.2.1 wurde bereits erläutert, dass ein Ansatz zur Messstellenpositionierung verfolgt werden kann, der ausgehend vom UW jede zweite ONS iterativ als Messstation auswählt. Hierbei wird jedoch die Relevanz von Stationen außer Acht gelassen. Darüber hinaus kann eine vollständige Beobachtbarkeit in bestimmten Fällen aufgrund des iterativen Charakters sowie technischer Einschränkungen von Stationen oder einzelnen Leitungsabgängen nicht gewährleistet werden.

Im Folgenden wird daher eine automatisierte Messstellenpositionierung vorgestellt, die in Abhängigkeit einer Anzahl vorgegebener Messstationen sowie technischer Restriktionen die Anzahl von Leitungsmessungen maximiert. Zur weiteren Vereinfachung wird dazu die Annahme getroffen, dass die komplexen Leistungsflüsse aller Mittelspannungsfelder einer Messstation gemessen werden. Die definierten binären Entscheidungsvariablen für Leitungen und Stationen aus Abschnitt 4.2.2 werden innerhalb der Zielfunktion des linear-ganzzahligen Optimierungsproblems in Gleichung 4.9 wieder aufgegriffen.

Um eine möglichst hohe Beobachtbarkeit bei gleichzeitig zu minimierender Anzahl an Stationen zu erhalten, wird die Anzahl der ONS gewichtet. Der Zielfunktionswert wird entsprechend stärker reduziert, wenn Stationen mit wenigen Leitungsfeldern gegenüber solchen mit vielen Leitungsfeldern ausgewählt werden.

$$\max_{\{F_{ik}^L, F_i^K\}, (i,k) \in \mathbb{L}, i \in \mathbb{K}} \sum_{(i,k) \in \mathbb{L}} F_{ik}^L - \frac{1}{2} \cdot \sum_{i \in \mathbb{K}} F_i^K \quad (4.9)$$

Des Weiteren ist sicherzustellen, dass eine Leitung nur dann Teil der Lösungsmenge ist, wenn mindestens eine der beiden angeschlossenen Stationen ebenfalls in der Lösungsmenge enthalten ist. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass beide angeschlossenen Stationen ebenfalls zur Lösungsmenge gehören können, sofern dies aus Sicht des Solvers zur Beobachtbarkeit beiträgt.

$$F_{ik}^L \leq F_i^K + F_j^K \leq 2 \cdot F_{ik}^L \quad (4.10)$$

Bei der Messstellenpositionierung kann zusätzlich die Notwendigkeit bestehen, besonders die ONS messtechnisch zu ertüchtigen, die eine hohe Priorisierungskennzahl aufweisen. Dazu kann die Zielfunktion um einen Term zur Bestrafung des Zielfunktionswerts erweitert werden. Je höher demnach die Priorisierungskennzahl, desto kleiner der Strafterm, mit dem die binäre Entscheidungsvariable einer ONS multipliziert wird.

$$\max_{\{F_{ik}^L, F_i^K\}, (i,k) \in \mathbb{L}, i \in \mathbb{K}} \sum_{(i,k) \in \mathbb{L}} F_{ik}^L - \frac{1}{2} \cdot \sum_{i \in \mathbb{K}} F_i^K \cdot (1 - y_i) \quad (4.11)$$

Die Einhaltung der maximal zulässigen Anzahl an Messstationen erfolgt analog zu Gleichung 4.6, wobei die obere Schranke in diesem Fall durch die gewünschte Anzahl an Messstationen definiert wird. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass die Knotenleistung und damit die Leistung am Transformatorfeld im Optimierungsproblem nicht explizit berücksichtigt werden. Sollte die Ertüchtigung einzelner Mittelspannungsfelder aufgrund technischer Einschränkungen nicht möglich sein, kann alternativ eine Messung am Transformatorfeld in Betracht gezogen werden. Durch die Kombination dieser Messung mit den Messwerten der übrigen Felder lässt sich die Leistung des betroffenen Mittelspannungsfeldes wiederum berechnen.

### 4.2.4 Automatisierte Daten- und Netzmodellerstellung

Nachdem die Analysewerkzeuge erläutert wurden, kann das eigentliche Engineering zur Modellierung des Automatisierungssystems erfolgen. Dazu wurden Skripte zur automatisierten Erstellung von Netz- und Datenmodellen auf Basis des zuvor definierten Automatisierungssystems implementiert. Die Bausteine aus der Entwicklungsumgebung werden kombiniert und entsprechen einem strukturierten Programmablauf zur Generierung der Modelle. In Abbildung 4.5 wird dieser Ablauf dargestellt, der mit der Initialisierung der Konfiguration beginnt, in der wesentliche Parameter wie die Netzbereichsgröße, Anzahl der Messstellen sowie Funktionsparameter zur Ausführung der Netzzustandsberechnung enthalten sind.

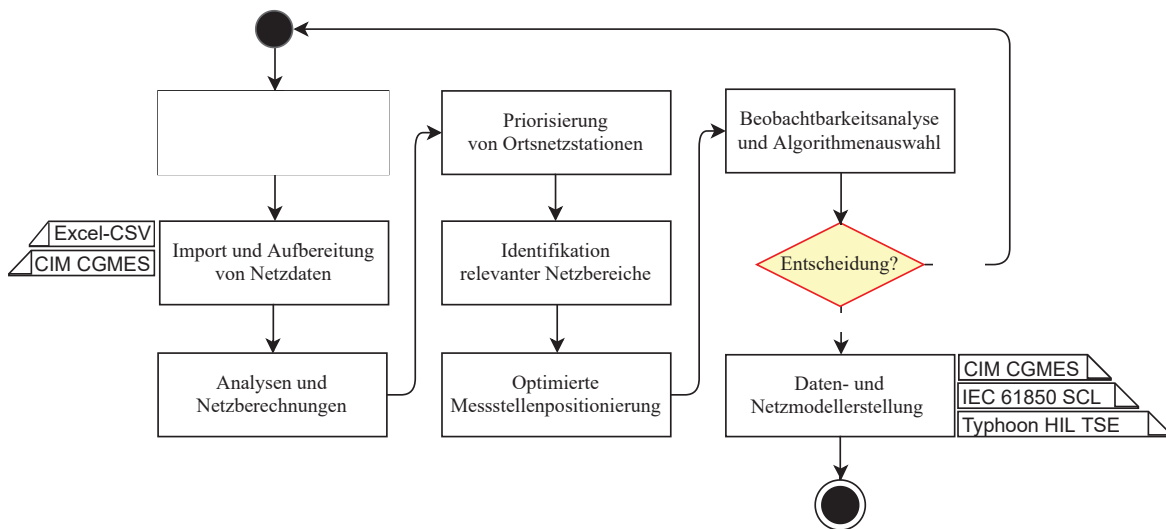


Abb. 4.5: Ablauf der automatisierten Daten- und Netzmodellerstellung

Der Import der Daten kann auf Basis von CIM CGMES oder selbstdefinierten CSV-Dateien durchgeführt werden. Letzteres ist aufgrund der Nachteile von Excel-Daten wie Medienbrüchen zu vermeiden, sodass eine standardisierte Datengrundlage idealerweise bereits an dieser Stelle Diskrepanzen zwischen Quell- und Zielumgebung ausschließt. Zusätzlich können mithilfe des SV-Profiles des CIM CGMES Lastflussergebnisse aus der Quellumgebung zur Prüfung eines korrekten Imports herangezogen werden. Die Informationen werden folglich in einer Datenstruktur konzentriert und sind im Anhang der Tabelle D.1 und D.2 zu entnehmen.

Die vorliegende Datenstruktur dient nun dem Zweck, die selbst entwickelten Verfahren aus den vorherigen Abschnitten oder weiteren Python-Bibliotheken zur Durchführung von Netzberechnungen anzuwenden. Eine erste Lastflussrechnung sollte hierbei ohnehin schon durchgeführt werden, um den Netzimport zu validieren und ggf. Informationsverluste oder Datenfehlinterpretation zwischen Quell- und der Entwicklungsumgebung zu identifizieren. Im nächsten Schritt erfolgt sequentiell die Priorisierung von ONS, die Identifikation relevanter Netzbereiche sowie die optimierte Messstellenpositionierung aus den Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.3. Bereits hier sollten die Ergebnisse der einzelnen Verfahren bewertet und mit den gestellten Zielen und Anforderungen verglichen werden. Auf Basis dieser Ergebnisse wird anschließend eine Beobachtbarkeitsanalyse durchgeführt, aus der hervorgeht, ob es sich um ein überbestimmtes, gleichbestimmtes oder unterbestimmtes System handelt. Daraus ergibt sich die Entscheidung, welche Verfahren zur Netzzustandsberechnung eingesetzt werden können. In der finalen Entscheidungsabfrage soll das Gesamtergebnis überprüft werden und ob alle Anforderungen erfüllt sind. Wird dies verneint, erfolgt eine Rückführung im Prozess, um die Konfigurationsparameter entsprechend anzupassen. Ein möglicher Grund für die wiederholte Durchführung des Programms könnte eine Parametervariation der Priorisierungs- und Identifikationsalgorithmen zur Bestimmung anderer potenzieller Automatisierungsbereiche sein. Bei einer positiven Entscheidung erfolgt die Erstellung der Daten- und Netzmodelle für CIM CGMES, IEC 61850 SCL sowie Typhoon HIL TSE.

Für den Im- und Export von CIM CGMES Dateien wird die Version 2.4.15 angewendet, wodurch sichergestellt werden muss, dass vorgelagerte sowie nachgelagerte Umgebungen dieselbe Versionierung benutzen. Die generierten CIM-Dateien eignen sich insbesondere zur Darstellung der Netztopologie des Automatisierungssystems in Netzberechnungsprogrammen oder Leitsystemen.

Das vollständige Automatisierungssystem wird im Rahmen dieser Arbeit durch eine SCD-Datei gemäß IEC 61850 beschrieben. Aufgrund der detaillierten Modellierung der ONS, der Sekundärtechnik sowie der standardisierten Kommunikationsprotokolle eignet sich dieses Format als zentrale Datenquelle. Allerdings wird die Netztopologie nicht abgebildet, sodass eine Harmonisierung von CIM CGMES und IEC 61850 notwendig ist. Die IEC 61850 ermöglicht hierbei die Erweiterung um zusätzliche primärtechnische Komponenten

im SCL-Element *Process*, weshalb im Rahmen dieser Arbeit neben Stations- und Messdaten eine Überführung der Topologiedaten (Leitungslänge und Leistungsparameter) in das IEC-61850-Datenmodell vorgenommen wurde (siehe Abbildung B.7).

Im Datenmodell sind für die Messstellen Basis-IEDs vorgesehen, die aus Datenobjekten und -attributen logischer Knoten bestehen und statische Werte wie Übersetzungsverhältnisse (TCTR, TVTR) sowie zu kommunizierende Werte wie Messungen, Schalterpositionen und Schaltersteuerungen (MMXU, XSWI, CSWI) enthalten (siehe Anhang Tabelle C.1).

Funktionen wie die Netzzustandsberechnung werden auf separaten IEDs modelliert, können als weitere Instanz neben dem Basis-IED ausgeführt werden und enthalten Datenobjekte und -attribute zu Berechnungsergebnissen sowie Schalterpositionen nicht gemessener ONS (siehe Anhang Tabelle C.2).

Zur Konfiguration der Sekundärtechnik können für die einzelnen IEDs CID-Dateien generiert werden, die auch bei der Konfiguration des Echtzeitsimulators des Echtzeitsimulatoren-Herstellers *Typhoon HIL* genutzt werden können. In der SCD-Datei können zusätzlich noch Testdaten in Form von Spannungs- und Leistungsflussmessungen aus einer Lastflussrechnung hinterlegt werden. Die Testdaten dienen als Ersatzwerte und können im Attribut SubVal eines MMXU gespeichert werden. Durch Aktivierung des SubEna-Attributs können diese Substitutionswerte im Test- oder laufenden Betrieb verwendet, wodurch eine gezielte Überprüfung und Validierung des Systems unter kontrollierten Bedingungen ermöglicht wird.

Die generierten TSE-Modelle können zur Durchführung von Echtzeitsimulationen verwendet werden. Dabei wird das Netzmodell realitätsgetreu unter Einbeziehung der Messstellen und Kommunikationsschnittstellen abgebildet. Dadurch soll eine reibungslose Überprüfung des SCD-Datenmodells sowie der Konfigurationsparameter der Kommunikationsverbindungen ermöglicht werden.

Für eine umfassende Prüfung des entworfenen Automatisierungssystems, bestehend aus der SCD-Datei, den zugehörigen CID-Dateien sowie der vorgesehenen Sekundärtechnik, müssen geeignete Prüfumgebungen definiert werden. Diese werden im Folgenden unter Einbindung der erstellten Netz- und Datenmodelle vorgestellt.

## 4.3 Implementierung von Netzzustands- berechnungsverfahren

Im vorherigen Kapitel wurden Verfahren zur Auswahl eines geeigneten Netzbereichs und zur Positionierung potenzieller Messstellen in Mittelspannungsnetzen aufgezeigt. Zur Vorhaltung der Daten eines ausgewählten Netzbereiches wurden einheitlichen Datenquellen genutzt, um anschließend Netz- und Datenmodelle automatisiert zu erzeugen. Diese Modelle stehen als Eingangs- und Prozessdaten für mögliche Netzzustandsberechnungen bereit und können zur Validierung auf einer vorhandenen Systemplattform übertragen werden.

### 4.3.1 Systemplattform und Prozessablauf

Unter dem Begriff *Systemplattform* wird eine Hardwareeinheit verstanden, die verschiedene Eingangs- und Ausgangskanäle bereitstellt, darunter Messkanäle für Spannungs- und Stromsignale sowie Binärkanäle zur Erfassung und Ausgabe diskreter Zustandsgrößen. Eine integrierte Recheneinheit ermöglicht die Ausführung unterschiedlicher Anwendungen, während Ethernet und serielle Kommunikationsschnittstellen für den Datenaustausch genutzt werden können. Als dezentrale Einheit in der ONS dient die Systemplattform zur Erfassung, Verarbeitung und Analyse von Mess- und Zustandsdaten und kann sowohl inter- als auch intrastationäre Anwendungen ausführen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes *i-Autonomous* wurde gemeinsam mit der *KoCoS Messtechnik AG* eine Systemplattform auf Basis des Messsystems Sherlog CRX für den Einsatz in zukünftigen digitalen ONS spezifiziert. Die Referenzplattform wird vorzugsweise als Störschreiber in UWs genutzt und kann mit einer Abtastrate von 20 kHz nach Filterung für eine Vielzahl von Anwendungen eingesetzt werden. Die Hardwareschnittstellen der verwendeten Systemplattform werden in Abbildung 4.6 dargestellt.

Bei der spezifizierten Systemplattform wurden Anpassungen an den Schnittstellen des Referenzsystems vorgenommen. Ein wesentlicher Aspekt war hierbei die Anpassung der analogen Messkanäle zur Berücksichtigung von Kleinsignalsensorik und der Einsatz eines Rechenchips zur Ausführung virtualisierter Anwendungen. Im Folgenden werden die Spezifikationen zu den Messkanälen aufgelistet:

- 20 analoge Kanäleingänge für Strom und Spannungsmessung (davon 15 Kanäle für Strommessung und drei Kanäle für Spannungsmessung) zur 3-phasigen Messung von maximal fünf Leitungsfeldern.
- Stromeingänge mit einer Bemessungsspannung von 225 mV bei Nennstrom von 300 A, mit einer Überstromtoleranz von 25 kA und einer Genauigkeit von 5 % bis zu einem 10-fachen des Überstroms.
- Spannungseingänge mit einer Bemessungsspannung von 3,25 V bei Nennspannung von 10 kV mit einer Überspannungstoleranz des 1,9-fachen der Nennspannung für acht Stunden.

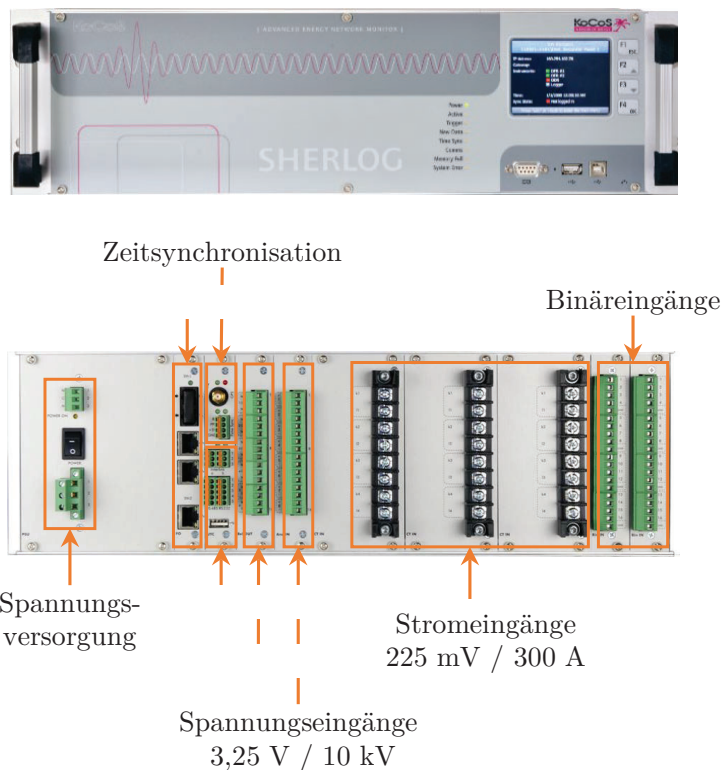


Abb. 4.6: Systemplattform zur Erprobung der Algorithmen

Die Systemplattform wurde außerdem mit einem Rechenchip (Dual-core ARM Cortex-A7 SoM) aufgerüstet, welcher aus zwei Rechenkernen besteht, mit einem 1 GB RAM Arbeitsspeicher Ressourcen für komplexe Betriebsfunktionen bietet und zudem kompatibel für den Einsatz virtualisierter Anwendungen ist [120].

Unter *Virtualisierung* wird die Realisierung einer Abstraktionsebene zwischen Software und Hardware verstanden, die die Fähigkeit bietet, mehrere Anwendungen in separaten Einheiten mit spezifischen Ressourcen und Rechten auf derselben Systemplattform auszuführen. Ein wesentlicher Vorteil besteht in der Portierung von Anwendungen, die bestimmte Abhängigkeiten besitzen. Um nicht ständig gewährleisten zu müssen, dass Bibliotheken für bestimmte Anwendungen bereits auf der Systemplattform installiert sind, werden alle Abhängigkeiten mit der Anwendung gekapselt in einem Container bereitgestellt. Durch diese Isolation lassen sich unter anderem Versionskonflikte von Bibliotheken vermeiden. Im Rahmen dieser Arbeit werden alle Funktionen auf der Systemplattform über Containerinstanzen ausgeführt, wodurch eine hardwareunabhängige Portabilität von Funktionen ermöglicht wird. Auf die weiteren Vorteile und Eigenschaften der sogenannten Container-Technologie wird auf [121] verwiesen.

Auf der Systemplattform finden primär die Messungen der Mittelspannungsfelder einer ONS statt, sodass jede Plattform mit einer Basisfunktion als Containerinstanz ausgestattet wird. Die Funktion zur Messwerterfassung und -bereitstellung lag bereits aus Vorgängerprojekten am Institut ie<sup>3</sup> zugrunde. Lediglich die Überführung der Basisfunktionen in einen Basiscontainer wurde im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt. Weitere höherwertige Betriebsfunktionen können als Funktionscontainer in weiteren Instanzen auf der Systemplattform integriert werden. Die Speicherung und der Austausch von Messwerten, Parametern, Auslösesignalen und weiteren Informationen erfolgen ausschließlich über ein Online-Datenmodell, das gemäß IEC 61850-7-3 und IEC 61850-7-4 aus logischen Knoten, Datenobjekten und Datenattributen besteht. Die grundlegenden Kommunikationsdienste und Kommunikationsschnittstellen, die für den Datenaustausch zwischen Systemplattformen und weiteren möglichen Leitsystemen notwendig sind, erfolgen über das ACSI (Abstract Communication Service Interface) des IEC 61850 Standards.

Im Folgenden werden die Datenflüsse und Kommunikationswege aus Abbildung 4.7 zur Durchführung einer topologieaktualisierten Netzzustandsberechnung auf der Systemplattform erläutert. Zunächst werden dazu die lokalen Messwerte sowie, sofern vorhanden, Schalterzustände aus der unteren Schicht der Messhardware eingelesen.

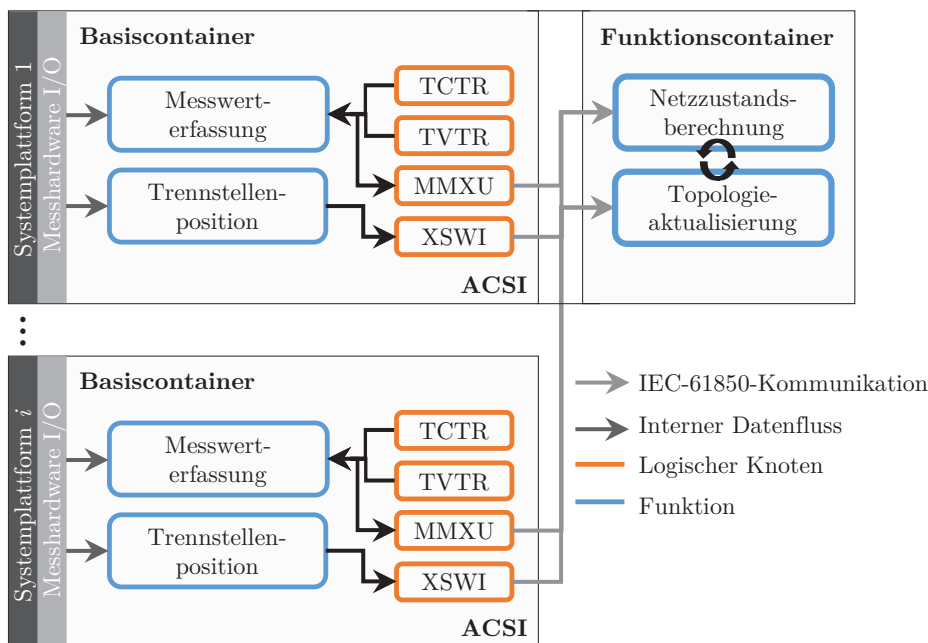


Abb. 4.7: Prozessablauf einer topologieaktuellen Netzzustandsberechnung

Die Messwerte weiterer Systemplattformen aus anderen Stationen werden über das IP-Netzwerk empfangen, durch den IEC-61850-Stack abgerufen und verarbeitet. Im Anschluss werden die Subfunktionen des Funktionscontainers für die automatisierte Netzzustandsberechnung nacheinander ausgeführt.

Jede dieser Subfunktionen liest die jeweils relevanten Messwerte und Parameter aus dem Online-Datenmodell bzw. den jeweiligen LNs ein und führt die erforderliche Verarbeitung durch. Beispielsweise greift die Topologieaktualisierung auf die Schalterposition des LN XSWI zu, während die Netzzustandsberechnung auf die aktuellen Messwerte im MMXU zugreift. Die Schalterzustände können hierbei aus dem Prozess heraus über die Binäreingänge der Systemplattform oder über einen externen Client in den XSWI geschrieben und kontinuierlich an die Subfunktion der Topologieaktualisierung kommuniziert werden.

Auf der Systemplattform können Funktionen als C++- oder Python-Applikationen ausgeführt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden dazu verschiedene Netzzustandsberechnungsverfahren betrachtet, implementiert und als virtualisierte Funktionen auf die Systemplattform übertragen.

### 4.3.2 Konventionelle Netzzustandsberechnung

In Abschnitt 3.2.2 wurden bereits etablierte sowie innovative Verfahren zur Netzzustandsberechnung vorgestellt, die in Abhängigkeit einer vorliegenden Messdurchdringung eingesetzt werden können. Konventionelle Netzzustandsberechnungen wie die SE nach dem WLS-Verfahren wurden bereits in der Vergangenheit am Institut ie<sup>3</sup> auf vergangenen Systemplattformen erprobt und stehen in der Programmiersprache C++ für den Einsatz auf der neuen Systemplattform zur Verfügung [52].

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Algorithmus um eine automatische Topologieaktualisierung erweitert, sodass bei Änderungen von Schalterstellungen eine aktuelle Netztopologie automatisch bestimmt wird. Die Netzzustandsberechnung wurde zusätzlich erweitert, um auch auf topologisch voneinander unabhängige Netzbereiche angewendet werden zu können. Im Falle einer Trennung eines betrachteten Netzbereiches durch geöffnete Schalter in  $k$  topologisch unabhängige Netzbereiche werden sequentiell  $k$  Netzzustandsberechnungen durchgeführt. Zur Bestimmung der Netzbereiche wurde die Bibliothek *igraph* verwendet, die graphentheoretische Methoden bietet, um die Zuordnung von ONS zu den jeweiligen Netzbereichen zu ermöglichen [122].

Eine weitere Netzzustandsberechnung liegt ebenfalls bereits in dem Simulationsframework *pandapower* in der Programmiersprache Python vor. Neben dem WLS-Ansatz können hierbei noch weitere mathematische Berechnungsverfahren verwendet werden. Die Netzeingangsdaten müssen individuell bereitgestellt werden, sofern keine vordefinierten Netzbeispiele aus dem *pandapower*-Framework genutzt werden sollen. Damit eine interoperable Nutzung ermöglicht wird, wurde die Schnittstelle zur Aufbereitung von rechenfähigen Netzdaten auf Basis der einheitlichen Datenquelle im SCD-Datenformat sowohl für die Netzzustandsberechnungen in Python als auch in C++ ergänzend implementiert.

### 4.3.3 Optimierungsbasierte Netzzustandsberechnung

Aus Abschnitt 3.2.2 geht hervor, dass zur Anwendung von konventionellen Netzzustandsberechnungen in unterbestimmten Systemen eine Reduktion der Systemkomplexität oder eine Erhöhung der Messeingangsdaten notwendig ist. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei optimierungsbasierte Ansätze vorge-

stellt, die mithilfe eines zu lösenden Optimierungsproblems eine Netzzustandsberechnung zulassen. Der erste Ansatz verfolgt dabei die Reduktion der Systemkomplexität, indem nicht beobachtbare Netzbereiche auf Ersatzknoten reduziert werden, um ein gleich bestimmtes System für die Durchführung einer Netzzustandsberechnung nach der WLS-Methode zu erreichen. Das Optimierungsziel der Netzreduktion ist die Minimierung der quadratischen Abweichung zwischen den gemessenen Wirk- und Blindleistungsflüssen  $P_{ik}^-$  und  $Q_{ik}^-$  und den berechneten Leistungsflüssen  $P_{ik}^{\sim}$  und  $Q_{ik}^{\sim}$  aus der Menge an gemessenen Leitungen  $\mathbb{L}^G$  zu einem unbeobachtbaren Netzbereich.

$$\min_{\{P_{ik}^{\sim}, Q_{ik}^{\sim}\}, (i,k) \in \mathbb{L}^G} \sum_{(i,k) \in \mathbb{L}^G} (P_{ik}^- - P_{ik}^{\sim})^2 + (Q_{ik}^- - Q_{ik}^{\sim})^2 \quad (4.12)$$

Die Leitungslängen der anliegenden Messknoten zum Ersatzknoten liegen dem Optimierer als implizite Entscheidungsvariablen zugrunde. Dazu werden die Gleichungen 2.2 und 2.3 durch die Leitungsbeläge beschrieben und mithilfe der komplexen Konjugation in die reelle sowie imaginäre Darstellung überführt. Dabei sind die Leitungslängen sowohl im Real- und Imaginärteil der komplexen Längsadmittanz  $\underline{Y}_{ik}$  als auch im Real- und Imaginärteil der Queradmittanz  $\underline{Y}_{ii}$  enthalten.

$$\underline{Y}_{ik}^{\text{Re}} = \underline{Y}_{ii}^{\text{Re}} = -\frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \cdot \frac{1}{l_{ik}} = -\underline{Y}_{ik}^{\text{Im}} \quad (4.13)$$

$$\underline{Y}_{ii}^{\text{Im}} = -\frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \cdot \frac{1}{l_{ik}} - \frac{B}{2} \cdot l_{ik} \quad (4.14)$$

Da eine Verbindung zwischen zwei Netzknoten aus verschiedenen Leitungsegmenten bestehen kann, ist eine Auswahl der Leitungsparameter für die Verbindungen zwischen dem Ersatzknoten und den gemessenen Netzknoten erforderlich. Ein alternativer Ansatz, der in [123] beschrieben wird, berechnet den Mittelwert aller Leitungsparameter. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die dominierenden Leitungsparameter der Verbindung oder jene auszuwählen, die direkt mit den Messknoten verbunden sind. Dies beeinflusst insbesondere eine mögliche Rückrechnung vom reduzierten zum unreduzierten Netzmodell.

Um unnötig große Positionsverschiebungen der Messknoten zu vermeiden, sollte die Begrenzung der Leitungslängen möglichst nahe an der ursprünglichen Gesamtlänge aller zusammengefassten Leitungen liegen. Diese Bedingung wird im Folgenden durch Gleichung 4.15 als Nebenbedingung formuliert.

$$(1 - \lambda) \cdot \sum_{j=1}^n l_{ik}^{\min} \leq \sum_{k=1}^n l_{ik}^{\sim} \leq (1 + \lambda) \cdot \sum_{k=1}^n l_{ik}^{\max} \quad (4.15)$$

Zudem wird ein Toleranzparameter  $\lambda$  eingeführt, der eine prozentuale Abweichung von der ursprünglichen Leitungslänge erlaubt und der Optimierung zusätzlichen Spielraum bei der Lösungsfindung ermöglicht. Zur Veranschaulichung der optimierten Netzreduktion wird eine qualitative Darstellung in Abbildung 4.8 veranschaulicht.

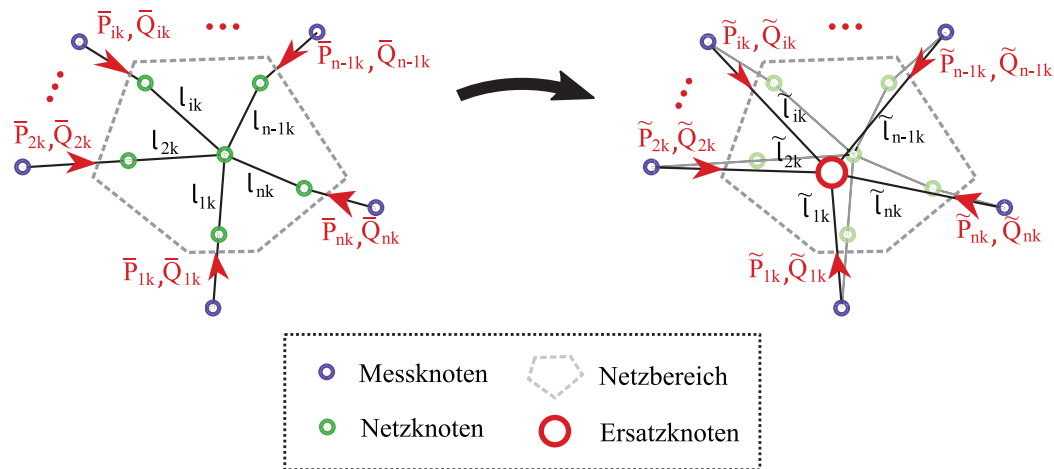


Abb. 4.8: Qualitative Darstellung der optimierten Netzreduktion zu einem unbeobachtbaren Netzbereich mit  $n$  Netzknotten

Nach Durchführung einer Netzzustandsberechnung für denselben Arbeitspunkt aus der Netzreduktion entspricht die komplexe Spannung des Ersatzknotens dem Mittelwert der Spannungen der Knoten im unbeobachtbaren Netzbereich. [124]

Die Netzzustandsberechnung auf Basis einer einmalig reduzierten Netztopologie eines bestimmten Arbeitspunktes kann bei Anwendung auf andere Arbeitspunkte zu Abweichungen führen. In weiterführenden Forschungsarbei-

ten wurde daher untersucht, wie groß diese Abweichungen sind, wenn der Netzzustand auf den unreduzierten Netzbereich zurückgeführt und mit dem tatsächlichen Netzzustand verglichen wird. Es zeigt sich, dass bei veränderten Arbeitspunkten die Abweichungen insbesondere dann gravierende Ausmaße annehmen können, wenn ein großer Unterschied zwischen dem Referenzarbeitspunkt und den eintretenden Arbeitspunkten besteht. Diese Abweichungen werden zusätzlich verstärkt, wenn in den zu reduzierenden Netzbereichen Einspeiseanlagen vorhanden sind. [R5]

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse sowie der in [112] beschriebenen Forschungsansätze wurde ein alternativer Algorithmus entwickelt, der eine Reduktion der Systemkomplexität vermeidet und sich in seiner Problemformulierung an dem OPF orientiert. Dieser Ansatz wird folglich als Optimale Lastflussestimation (engl.: Optimal Power Flow Estimation, OPFE) bezeichnet und basiert auf einem formulierten Optimierungsproblem, das den Gesamtnetzzustand auf Grundlage weniger Messungen und Kenntnis der Nennleistungen an Netzknoten bestimmen soll. Zur Aufstellung des Optimierungsproblems werden wesentliche Annahmen für den OPFE definiert:

- **Messeingangsdaten:** Aufgrund der stationären Betrachtung und keinerlei Berücksichtigung der Netzdynamik liegen Spannungsbeträge, Knotenleistungen sowie Leistungsflüsse als Effektivwerte vor.
- **Zeitsynchronisation:** Messwerte liegen zeitsynchron als effektive Augenblickswerte vor. Asynchrone Messwerte, wie sie in der Praxis vorliegen, können die Genauigkeit des Algorithmus beeinträchtigen.
- **Unsymmetrien:** Leistungen sind auf die einzelnen Phasen symmetrisch verteilt, sodass eine einphasige Berechnung durchgeführt werden kann. Bei vorliegenden Unsymmetrien werden die Berechnungen sequentiell für alle drei Phasen durchgeführt, wodurch die gegenseitige Beeinflussung zwischen den Phasen vernachlässigt wird.
- **Netztopologie:** Netzdaten liegen mit ihren korrekten Parametern vor sowie die Kenntnis über den Zustand von Schaltern ist gegeben. Abweichende Topologieparameter, wie sie durchaus in der Praxis vorliegen können, können die Genauigkeit des Algorithmus beeinträchtigen.

Im Folgenden wird das nichtlineare Optimierungsproblem durch die Zielfunktion, die Entscheidungsparameter und -variablen sowie die Nebenbedingungen definiert. Der Ansatz besteht darin, die in das Netz fließende Gesamtleistung auf die einzelnen Knoten bzw. Stationen geschickt zu verteilen. Die Messungen der Spannungsbeträge und Leistungsflüsse dienen als Entscheidungsparameter (-), anhand derer die Entscheidungsvariablen ( $\sim$ ) so optimiert werden, dass die Summe der quadrierten Abweichungen zwischen den gemessenen und berechneten Werten minimiert wird.

$$\min_{\{U_i^{\sim}, P_{ik}^{\sim}, Q_{ik}^{\sim}\}, i \in \mathbb{M}^{\mathbb{K}}, (i,k) \in \mathbb{M}^{\mathbb{L}}} \sum_{i \in \mathbb{M}^{\mathbb{K}}} U_i^- - U_i^{\sim} \quad ^2 + \sum_{(i,k) \in \mathbb{M}^{\mathbb{L}}} (P_{ik}^- - P_{ik}^{\sim} \quad ^2 + Q_{ik}^- - Q_{ik}^{\sim} \quad ^2) \quad (4.16)$$

Zur Einschränkung des Lösungsraumes werden neben dem zulässigen Spannungsband und der Betriebsmittelgrenzen, Entscheidungsvariablen zur Bestimmung der Knotenleistung formuliert und mittels der Leistungsflussgleichung aus Gleichung 3.1 und 3.2 bestimmt. Jeder Knoten  $i$  wird dabei mit seinen Leistungsgrenzen berücksichtigt, die über Toleranzparameter  $\lambda$  beliebig skaliert werden können.  $P_i^{\sim}$  entspricht hierbei der aggregierten Wirkleistung, die an dem Knoten abgerufen wird. Die untere Grenze  $P_i^{\min}$  kann hierbei durchaus negativ sein, wenn die Einspeisung die Last übersteigt. Analog dazu kann auch die Blindleistung mit der unteren Grenze  $Q_i^{\min}$  negativ sein, wenn kapazitive Lasten oder Einspeiseanlagen die induktiven übersteigen.

$$\lambda \cdot P_i^{\min} \leq P_i^{\sim} \leq \lambda \cdot P_i^{\max}, \quad \forall i \in \mathbb{K} \quad (4.17)$$

$$\lambda \cdot Q_i^{\min} \leq Q_i^{\sim} \leq \lambda \cdot Q_i^{\max}, \quad \forall i \in \mathbb{K} \quad (4.18)$$

Um den Wirk- sowie Blindanteil von Knoten und somit den Leistungsfaktor ebenfalls zu begrenzen, wird der Leistungswinkel  $\varphi_i^-$  als weiterer Entscheidungsparameter berücksichtigt. Da die Begrenzungen des Leistungswinkels sowohl für den induktiven als auch für den kapazitiven Fall gelten sollen, wird dieser mit den Grenzen von  $-\pi$  bis  $\pi$  eingeschränkt.

Bei der Berechnung des Leistungswinkels muss außerdem beachtet werden, dass bei Knoten, die keinerlei Lasten oder Einspeiseanlagen vorweisen, der Offset-Parameter  $\tau$  eine Division durch null verhindert.

$$\cos(\varphi_i^-) \leq \frac{P_i^\sim}{\sqrt{P_i^\sim{}^2 + Q_i^\sim{}^2 + \tau}}, \quad \forall i \in \mathbb{K}, \quad \tau > 0 \quad (4.19)$$

Des Weiteren werden zwei zusätzliche Nebenbedingungen zur Berücksichtigung der Leistungsbilanz des betrachteten Netzbereichs abgeleitet. Die Menge  $\mathbb{L}^G$  bestehend aus Leitungen an Grenzknoten zum Netzbereich wird vollständig gemessen, sodass die Leistungsflüsse an den Abgängen in den betrachteten Netzbereich vollständig bekannt sind. Diese müssen der Summe aus allen Knotenleistungen sowie den Leitungsverlusten entsprechen, da der Optimierer diese Information als Grundlage zur Verteilung der Leistung auf die einzelnen Knoten nutzt.

$$\sum_{(i,k) \in \mathbb{L}^G} P_{ik}^- = \sum_{(i,k) \in \mathbb{L}} (P_{ik}^\sim + P_{ki}^\sim) + \sum_{i \in \mathbb{K}} P_i^\sim \quad (4.20)$$

$$\sum_{(i,k) \in \mathbb{L}^G} Q_{ik}^- = \sum_{(i,k) \in \mathbb{L}} (Q_{ik}^\sim + Q_{ki}^\sim) + \sum_{i \in \mathbb{K}} Q_i^\sim \quad (4.21)$$

Mit dem OPFE steht nun ein alternativer Algorithmus zur Verfügung, der auch bei unzureichender Messdurchdringung eine Netzzustandsberechnung ermöglicht. Einzige Voraussetzung ist die Kenntnis der Bilanzleistung, die zwingend berücksichtigt werden muss.

Für die Netzzustandsberechnung stehen verschiedene Algorithmen in unterschiedlichen Programmiersprachen zur Verfügung. Je nach Messdurchdringung und vorhandener Messkonfiguration können Netzzustände sowohl für gleichbestimmte als auch für unterbestimmte Systeme ermittelt werden. Die konventionelle Netzzustandsberechnung basierend auf dem WLS-Ansatz ist in C++ und Python implementiert. Die optimierungsbasierte Netzreduktion mit anschließender Netzzustandsberechnung nach dem WLS-Prinzip erfolgt in C++, während der OPFE-Algorithmus in Python umgesetzt wurde. Durch die Möglichkeit zur Virtualisierung ist es möglich, alle Algorithmen unabhängig von ihrer Programmiersprache in Container-Anwendungen auf die Systemplattform zu überführen und in geeigneten Laborumgebungen zu erproben.

## 4.4 Prüf- und Simulationswerkzeuge

Nach der Erstellung des Datenmodells für eine topologiebasierte Netzzustandsberechnung innerhalb eines Automatisierungssystems werden nun verschiedene Prüf- und Simulationswerkzeuge für die Laborumgebung aufgezeigt. Die Werkzeuge können in der Validierungsphase für die Komponenten- sowie Integrationstests des V-Modells herangezogen werden.

### 4.4.1 Analoge Prüfumgebung

Die analoge Prüfumgebung dient der Validierung und Überprüfung der einzusetzenden Mess- und Funktionsgeräte und kann dabei als eine Form des Komponententests betrachtet werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die zu prüfende Komponente durch die in Abschnitt 4.3.1 vorgestellte Systemplattform definiert. Die Prüfanwendung in der analogen Umgebung zielt hierbei insbesondere auf die Überprüfung der Messkanäle der Systemplattform ab. Dazu wird ein Kleinsignalgenerator verwendet, der sinusförmige Wechselspannungen mit bis zu  $\pm 10$  V erzeugen kann und über Messleitungen die zu prüfende Systemplattform speist. Ein solcher Aufbau zur Überprüfung der Messhardware ist in Abbildung 4.9 dargestellt.

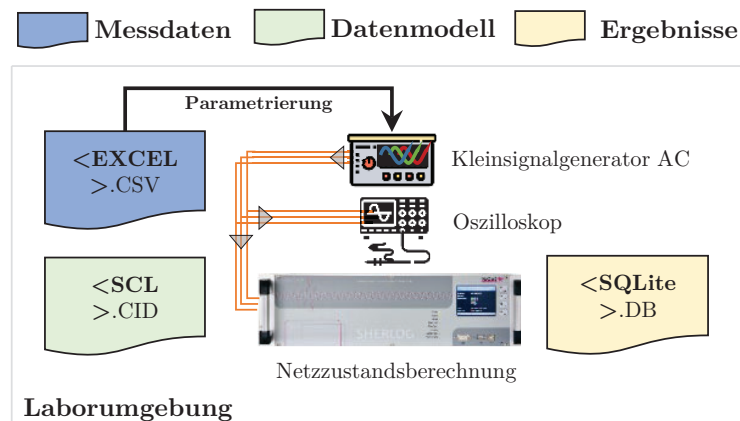


Abb. 4.9: Aufbau einer analogen Prüfumgebung

Die Mess- und Prüfdaten können in einer CSV-Datei archiviert werden und dienen unter anderem der Parametrierung des Kleinsignalgenerators. Als

Referenzmessung kann ein Oszilloskop zur Überprüfung der Signalverläufe eingesetzt werden. Die Konfiguration der Systemplattform erfolgt über die CID-Datei, in der alle notwendigen Parameter, wie beispielsweise Wandlerverhältnisse oder Reportings für Datensätze, enthalten sind. Die digitalisierten Signale können anschließend entweder über ein Ausgabeterminal geprüft oder in einer *SQLite* Datenbank zur nachträglichen Sichtung geschrieben werden. Zusätzlich kann die Kommunikation nach IEC 61850 mithilfe einer IED-Client-Testsoftware überprüft werden. Dabei lässt sich u.a. feststellen, ob die Systemplattform die Messwerte korrekt als Serverinstanz in den entsprechenden IEC 61850-Referenzen bereitstellt. Sofern eine gezielte Verifikation der Netzzustandsberechnung erfolgen soll, kann ein beispielhaftes 3-Knoten-Netzmodell mit jeweils zwei Kanten je Knoten herangezogen werden. Dazu werden neun Analogkanäle (drei Spannungsmessungen und sechs Strommessungen) benötigt, mit denen bereits eine Beobachtbarkeit zur Berechnung der komplexen Knotenspannungen nach konventioneller WLS-Methode vorliegt.

Innerhalb dieser Prüfumgebung können lediglich einzelne oder wenige Arbeitspunkte angefahren werden. Umfangreiche Zeitreihenprüfungen mit ggf. kritischen Messdaten sowie die Validierung von Automatisierungssystemen, die aus einer Vielzahl von Systemplattformen bestehen, sind hingegen nur mit erheblichem manuellem Aufwand durchführbar.

#### 4.4.2 Echtzeitsimulation

Echtzeitsimulatoren werden verwendet, um komplexe Systeme, wie elektrische Netze, unter realitätsnahen Bedingungen zu simulieren. Hierbei liegt der Fokus auf die Nachbildung des Systemverhaltens in Echtzeit durch die Lösung von Differentialgleichungen mittels numerischer Verfahren. Im Gegensatz zu Offline-Simulationen erfordert die Echtzeitsimulation eine präzise zeitliche Synchronisation zwischen den Berechnungen und der realen Zeit. Die Berechnungszeit für einen festen Zeitschritt muss hierbei kürzer sein als die Echtzeitdauer dieses Schritts, damit der Simulator alle notwendigen Operationen einschließlich der Ein- und Ausgabesteuerung korrekt durchführen kann.

Bei übermäßiger Komplexität oder einer zu kleinen Simulationsschrittweite kann die Echtzeitsimulation fehlerhaft werden, da der deterministische Ablauf der Simulation nicht mehr gewährleistet ist und es zu Überläufen („OVERRUN“) kommen kann.

innerhalb der Simulation kommt. Um die Echtzeitanforderungen zu erfüllen, können die Berechnungen über mehrere Rechenkerne innerhalb eines Mehrkernprozessors durch das sogenannte „Core Coupling“ verteilt werden. Die Aufteilung kann bspw. durch zwei voneinander getrennte Stromkreise erfolgen, die beidseitig durch Spannungsquellen hinter einer Impedanz sowie durch induktive oder kapazitive Eigenschaften charakterisiert sind [125]. Aufgrund der Ähnlichkeit eines Core Couplings zum Leitungsmodell kann eine Leitung bei ausreichend großer Impedanz dadurch ersetzt werden, wodurch die Abweichungen zum Ursprungsmodell minimiert werden können. Bei Core Couplings mit geringer Induktivität können jedoch Instabilitäten auftreten, sodass eine eins-zu-eins-Substitution der Leitung durch einen Core Coupling nicht immer möglich ist. In diesen Fällen sollte berücksichtigt werden, dass durch die größeren Impedanzen eine Modifikation des Modells stattfindet und es dadurch wiederum zu Ungenauigkeiten in den Berechnungen kommen kann. Während sich Echtzeitsimulationen bei Schutzprüfungen bereits seit längerer Zeit bewährt haben, finden Anwendungsprüfungen immer häufiger auch im Kontext der Verteilnetzautomatisierung statt. [126] [126]

In Abschnitt 4.2.4 wurde bereits erläutert, dass automatisiert Netzmodelle für Echtzeitsimulatoren des Herstellers *Typhoon HIL* erstellt werden, um diese für die Prüfungen des Automatisierungssystems zu nutzen. In Abbildung 4.10 wird dazu exemplarisch der Laboraufbau mit allen notwendigen Daten- und Netzmodellen aufgezeigt.

Auf Basis der CIM CGMES Netzdaten und definierter Messstationen wird automatisiert eine TSE-Datei erzeugt, die in dem Bedienungsprogramm der mitgelieferten Software des Echtzeitsimulators geöffnet werden kann. Das Netzmodell liegt hierbei bereits mit Koordinaten aus dem GL- oder DL-Profil des CIM CGMES vor. Die Messstellen sind ebenfalls bereits mit Messblöcken und der jeweiligen Schnittstelle zur Übertragung von Messwerten ausgestattet. Für die Übertragung der Messwerte wird die IEC-61850-MMS-Kommunikation gewählt, die neben diversen anderen Kommunikationsprotokollen bereits als Softwaremodul im Echtzeitsimulator zur Verfügung gestellt wird. Nach vollständiger Konfiguration der Messstellen mit der zugrundeliegenden CID-Datei erfolgt die Überführung der TSE-Datei in ein C-Kompilat, welches dann auf die Hardware des Echtzeitsimulators übertragen wird.

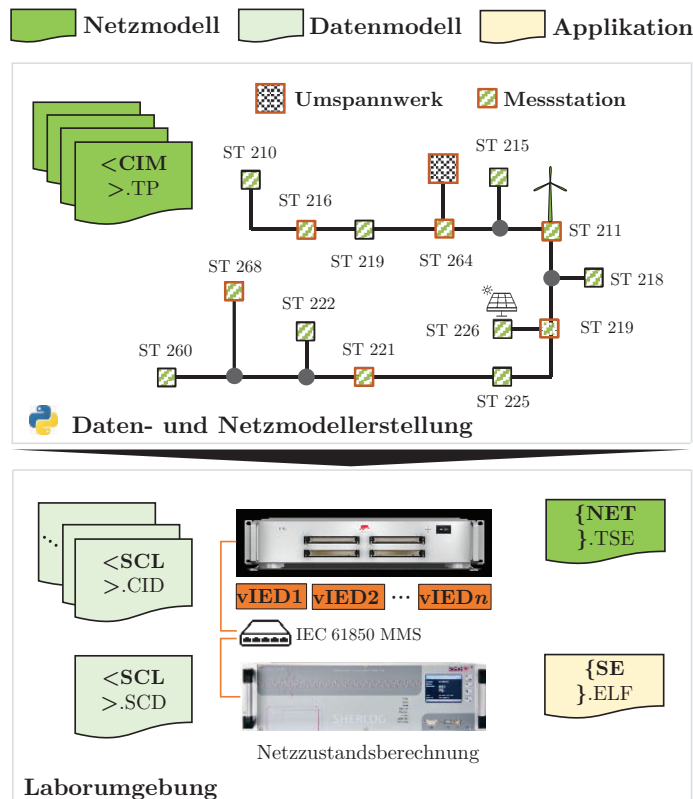


Abb. 4.10: Aufbau einer Prüfumgebung mit einem Echtzeitsimulator

Über die Bediensoftware wird die Echtzeitsimulation gestartet, wodurch gleichzeitig  $n$  virtuelle IEDs (vIEDs) instanziiert werden. Die Systemplattform repräsentiert die Gegenstelle und somit ein physisches IED, welches die Funktion der Netzzustandsberechnung übernimmt und hierfür die Messwerte der vIEDs abonniert.

Echtzeitsimulatoren von *Typhoon HIL* verfügen je nach Produktvariante über eine unterschiedliche Anzahl an Rechenkernen, die maßgeblich die Netzmodellerstellung beeinflussen. Bei der Arbeit mit einem HIL 606, der über acht Rechenkerne verfügt, zeigte sich, dass die Modellierung eines Verteilnetzes mit steigendem Detailgrad (insb. Messfunktionen und Trennschaltern) zunehmend auf kleinere Netzabschnitte durch die Netzpartitionierung begrenzt werden muss. Für die vollständige Ausstattung von Messstationen, einschließlich aller Abgänge, können pro Rechenkern in der Regel zwei bis drei Messstationen abgebildet werden.

Zur effizienten Ausnutzung aller Rechenkerne ist eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Core Couplings zielführend. Zur Platzierung der Core Couplings wurde dazu ein hierarchisches Clustering-Verfahren eingesetzt, um die Knoten schrittweise in Cluster zu gruppieren und die Varianz innerhalb jedes Clusters zu minimieren. Die Anzahl der Cluster entspricht der Anzahl der zu verwendenden Rechenkerne, wobei eine zusätzliche Nebenbedingung berücksichtigt wird, die eine maximale Clustergröße definiert. Diese Einschränkung stellt sicher, dass die Berechnungen gleichmäßig auf die verfügbaren Rechenkerne verteilt werden, wodurch eine ausgewogene Auslastung und eine effiziente Nutzung der Rechenressourcen erreicht wird.

Der HIL 606 bietet 64 Analogkanäle mit Spannungsbereichen von  $\pm 10$  V, wodurch eine gleichwertige Prüfung der Messhardware wie in der analogen Prüfumgebung erfolgen kann. In dieser Prüfumgebung können aufgrund der größeren Anzahl an Analogkanälen weitere Systemplattformen zeitgleich erprobt werden. Durch die vIEDs können darüber hinaus Simulationen von Automatisierungssystemen durchgeführt werden, die bereits Integrationstests gemäß dem V-Modell entsprechen. Dieser alternative Laboraufbau beschleunigt die Prüfung der CID-Dateien und erweitert sie auf reale Anwendungen. Die Prüfung der Netzzustandsberechnung kann somit direkt auf ein reales Netz übertragen werden. Bei größeren Netzbereichen oder einer erhöhten Modellierungstiefe, etwa durch die Integration von weiteren Netzkomponenten wie Reglern, wird eine Simulation dieser Art nur noch durch das sogenannte „Device Coupling“ ermöglicht, bei dem das Netzmodell auf mehrere Geräte aufgeteilt wird.

### 4.4.3 IED-Simulation

Die zuvor beschriebenen Abschnitte verdeutlichen die Einschränkungen bei der Prüfung von Automatisierungssystemen, bestehend aus einer Vielzahl von Komponenten. Während die analoge Prüfung lediglich für Komponententests geeignet ist, ermöglicht der Echtzeitsimulator realitätsnahe Anwendungen im Rahmen von Integrationstests. Allerdings sind ebenfalls Limitationen hinsichtlich der maximalen Netzgröße zu berücksichtigen. In vielen Anwendungsfällen der Verteilnetzautomatisierung ist eine Echtzeitsimulation jedoch nicht zwin-

gend erforderlich, insbesondere wenn dynamische Vorgänge nicht im Fokus stehen und lediglich die effektiven Messgrößen von Interesse sind.

Im Kontext dieser Arbeit bildet die Netzzustandsberechnung den zentralen Anwendungsfall. Daher reicht eine zeitdiskrete Simulation ergänzt durch eine Kommunikationsschnittstelle aus, um größere Automatisierungssysteme zu prüfen. Hierfür wurde die in Abbildung 4.11 dargestellte IED-Simulation (IEDsim) entwickelt, die eine Kombination aus zeitdiskreten Lastflussrechnungen und vIEDs darstellt. Jeder Arbeitspunkt wird zeitdiskret mit einer Lastflussrechnung in *pandapower* berechnet und die Messwerte anhand der vIEDs mit dem IEC-61850-MMS-Protokoll kommuniziert.

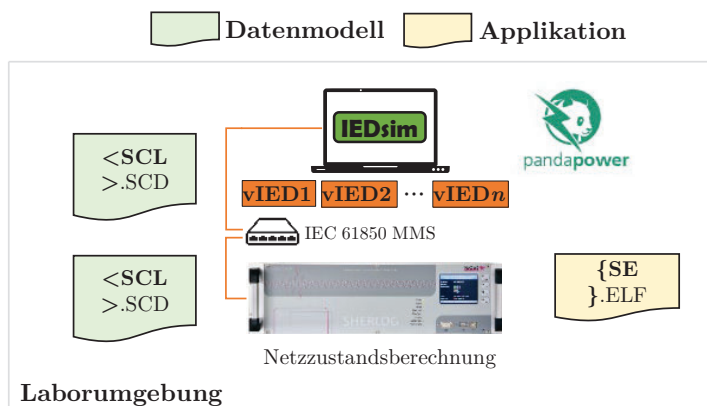


Abb. 4.11: Aufbau einer Prüf- und Simulationsumgebung mit der selbst entwickelten IED-Simulation

Die IEDsim eignet sich für Integrationstests von Automatisierungssystemen, die eine beliebige Anzahl an ONS umfassen können. Die Simulationsdauer eines einzelnen Arbeitspunktes wird hauptsächlich durch die Rechenzeit der Netzzustandsberechnung sowie die IEC-61850-Kommunikation der Messwerte bestimmt. Dabei ist in der Regel die Rechenzeit der Algorithmen die maßgebliche zu berücksichtigende Größe.

Ein wesentlicher Vorteil der IEDsim liegt darin, dass die gesamte Architektur des Automatisierungssystems – einschließlich Datenmodell, Kommunikation und Algorithmen – auf Plausibilität geprüft werden kann, ohne dass externe Einflüsse wie zufällige oder systematische Fehler das Ergebnis beeinträchtigen. Sollten solche Anwendungsfälle dennoch erprobt werden, können kontrollierte Prüfungen mit dieser Umgebung durchgeführt werden, um die Auswirkungen

gen auf die Algorithmen zu analysieren und entsprechende Maßnahmen zur Systemhärtung oder Optimierung abzuleiten. Mithilfe der vollautomatisierten Erstellung von Daten- und Netzmodellen, die alle notwendigen Informationen für die Simulation bereitstellen, können die Prüfungen außerdem nahtlos und schnell durchgeführt werden. Die Berücksichtigung von Trennschaltern in beliebiger Anzahl ermöglicht darüber hinaus eine Simulation unterschiedlicher Netzkonfigurationen.

### **Zusammenfassung**

Die vorgestellte Python-Entwicklungsumgebung umfasst Module zur Analyse von Netz- und Stationsdaten sowie der Erstellung von Netz- und Datenmodellen zur Automatisierung von Netzbereichen. Zusätzlich ermöglicht die Umgebung die Einbindung, Implementierung und Validierung bestehender sowie neuartiger Algorithmen. Die Prüfung der Algorithmen für den Einsatz in Automatisierungssystemen kann mithilfe der vorgestellten Prüf- und Simulationswerkzeugen erfolgen.

Das angewendete V-Modell definiert die erforderlichen Schritte zur Auslegung, Integration und Prüfung von Automatisierungssystemen für das Verteilnetz. Dabei werden die vorgestellten Verfahren und Algorithmen gezielt in den einzelnen Prozessschritten eingesetzt. Zur Auslegung und dem Entwurf des Automatisierungssystems wurden Analyse- und Engineeringwerkzeuge erläutert, mit denen relevante Netzbereiche und ONS zur Automatisierung identifiziert und in Form von SCL-Datenmodellen gemäß der IEC 61850 erstellt werden. Die Datenmodelle und Algorithmen zur Netzzustandsberechnung können dann als Container-Anwendungen auf der vorgestellten Systemplattform übertragen werden.

Die innerhalb des Vorgehensmodells entworfene Systemlösung besteht hierbei aus dem Datenmodell zur Beschreibung des Automatisierungssystems, dem IEC-61850-Kommunikationsstack, Algorithmen und Abhängigkeiten, die zur Funktion des Automatisierungssystems eingesetzt werden, sowie der Systemplattform die zur Messwerterfassung und Ausführung der Funktionen genutzt wird. Zur Erprobung der Systemlösung wurden unterschiedliche Laboraufbauten aufgezeigt, die in den einzelnen Prüfphasen innerhalb des V-Modells eingesetzt werden können.



## 5 Anwendung des Vorgehensmodells und Verifikation

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Vorgehensmodell auf zwei Netzvarianten angewendet. Dabei handelt es sich um ein fiktives Netz aus dem Forschungsprojekt *SimBench* [127] und ein reales Netz aus dem Projekt *i-Autonomous*. Das *SimBench*-Projekt stellt Referenznetze für alle Spannungsebenen bereit, die auf europäischen, insbesondere deutschen, Netzstrukturen basieren und öffentlich zugänglich sind. Das reale 10-kV-Mittelspannungsnetz stammt aus der Zusammenarbeit mit einem deutschen Verteilnetzbetreiber und wurde u.a. für Felduntersuchungen im Rahmen des Forschungsprojektes herangezogen. Beide Netze, sowohl das Referenznetz als auch das reale Mittelspannungsnetz, liegen in der Netzberechnungssoftware *PowerFactory* zugrunde.

- **SimBench 20-kV-Referenznetz:**

Für die Anwendung des Vorgehensmodells wurde das *SimBench*-Netz *1-MV-rural-0-no\_sw* verwendet. Hierbei handelt es sich um ein ländliches Gebiet mit nur wesentlichen Lasttrennschaltern zur Darstellung des offenen Betriebs der Mittelspannungsringe. Das Netz beinhaltet zwei 25 MVA-Transformatoren, 95 Netzknoten sowie 99 Leitungen und sechs Lasttrennschalter. Die Betriebsmitteltypen können aus der Tabelle A.1 entnommen werden. Außerdem beinhaltet das Netz 96 Verbraucher, die als Lasten mit konstanter Leistung modelliert werden und 102 statische Generatoren, die vorzugsweise Wind- sowie Photovoltaikeinspeisung repräsentieren.

- **Reales 10-kV-Mittelspannungsnetz:**

Im Rahmen des Forschungsprojektes *i-Autonomous* wurde ein 10-kV-Mittelspannungsnetz betrachtet. Dieses Netz besteht aus ländlichen sowie städtischen Netzbereichen, die über ein Umspannwerk gespeist werden und Kuppelstellen zu anderen Netzgebieten mit Umspannwerken besitzen. Im Gegensatz zum Referenznetz werden die Transformatoren

im Umspannwerk bei der Modellierung vernachlässigt und durch zwei externe Netzelemente ersetzt. Das Netz umfasst darüber hinaus 244 Netzknoten, 247 Leitungen, 12 Leistungsschalter in den Mittelspannungsfeldern des Umspannwerks sowie 38 Lasttrennschalter. Die Betriebsmitteltypen können aus der Tabelle A.2 entnommen werden. Außerdem beinhaltet das Netz 113 Ortsnetztransformatoren und 134 Mittelspannungsverbraucher, die als Lasten mit konstanter Leistung modelliert werden. Die dezentralen Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen werden in Form von statischen Generatoren abgebildet.

## 5.1 Anwendung auf ein 20-kV-Referenznetz

Zur Anwendung des Vorgehensmodells wird zunächst das fiktive 20-kV-Referenznetz betrachtet. Darauf werden die entwickelten Analysen und Verfahren angewendet, um Netzbereiche zu priorisieren sowie anschließend Netz und -Datenmodelle zur Beschreibung und Prüfung eines Verteilnetzautomatisierungssystems zu erstellen. Die Verifikation des Gesamtsystems und ausgewählter sowie selbst implementierter Algorithmen zur Netzzustandsberechnung erfolgt abschließend in der Simulations- und Laborumgebung.

### 5.1.1 Analyse und Modellerstellung

Gemäß dem Vorgehensmodell werden zunächst die Analysen zur Priorisierung von ONS sowie eine anschließende Identifikation relevanter Netzbereiche für eine Verteilnetzautomatisierung durchgeführt. Die Grundlage zur Analyse des Netzes bilden die Netzdaten im CIM CGMES Datenformat, die mithilfe von *PowerFactory* exportiert werden können. Zum Import der Daten wird der Open-Source-Parser *CIMpy* genutzt, der Python-Objekte erzeugt, aus denen die Aufbereitung eines rechenfähigen Netzmodells erfolgen kann. Zur Anwendung der Analyse- und Engineeringwerkzeuge können zusätzlich die implementierten Berechnungsverfahren aus *pandapower* genutzt werden.

#### Import und Verifikation des CIM CGMES Netzmodells

Das CIM CGMES Datenmodell bietet im SV-Profil Lastflussdaten zur Überprüfung eines fehlerfreien Imports. Daher wird nach dem Import eine auto-

matisierte Verifikation der Netzdaten vorgenommen, in dem die Lastflussergebnisse aus dem SV-Profil mit den Lastflussergebnissen aus der Entwicklungsumgebung verglichen werden. Beim Import verschiedener Netze wurden bestimmte Fehlerquellen identifiziert, die zu Abweichungen in den Ergebnissen führen können. Zur Analyse der Auswirkungen werden drei Fehlerszenarien anhand eines Arbeitspunktes im *SimBench*-Netz vorgestellt. Diese Szenarien sind in Tabelle 5.1 aufgeführt, werden nacheinander behoben und umfassen: (I) nicht hinterlegte Transformatorstufungen, (II) fehlerhaft interpretierte Trennstellen, bei denen Leitungen an offenen Trennstellen vernachlässigt werden, sowie (III) Informationsverluste bei Transformatorparametern, die im CIM-CGMES-Datenmodell noch nicht berücksichtigt werden.

Tabelle 5.1: Reduktion von Fehlerquellen im CIM CGMES Importskript

Szenario	Trafostufung	Trennstellen	Trafoparameter
I	-	-	-
II	✓	-	-
III	✓	✓	-
IV	✓	✓	✓

In Abbildung 5.1 werden die Abweichungen zwischen den Ergebnissen aus dem SV-Profil und der Entwicklungsumgebung für die Spannungsbeträge, -winkel sowie die Wirk- und Blindleistungsflüsse aufgezeigt. Die Ergebnisse der drei Fehlerszenarien (I–III) zeigen eine schrittweise Verbesserung der Genauigkeit in den genannten Zustandsgrößen. Die Abbildungen 5.1 (a) und 5.1 (b) verdeutlichen, dass die Maximalabweichung und die Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers (engl.: Root Mean Squared Error, RMSE) der Spannungsgrößen aller Knoten mit jeder Korrektur in logarithmischer Skalierung abnehmen. Zudem ist festzustellen, dass die maximale Spannungsabweichung und der RMSE in den Szenarien beinahe identisch sind und demzufolge auf einen gleichmäßigen Spannungsfehler bei allen ONS hindeutet.

Bei den Wirk- und Blindleistungsflüssen ist erst im fehlerfreien Szenario (IV) eine deutliche Reduktion der Abweichungen erkennbar, wie aus Abbildungen 5.1 (c) und 5.1 (d) hervorgeht. Dies deutet u.a. darauf hin, dass Parameterfehler in der Trafostufung einen geringeren Einfluss auf die Ergebnisse haben. Ein Grund hierfür könnte die Modellierung von Lasten und Erzeugern

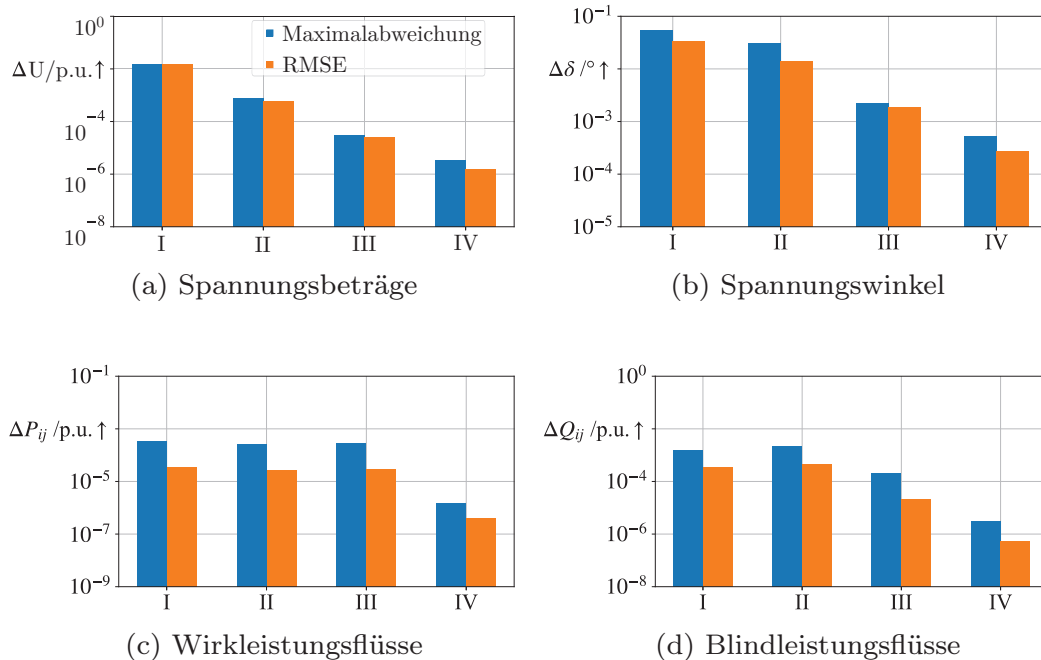


Abb. 5.1: Abweichung der Lastflussergebnisse des CIM CGMES Imports auf Basis vier definierter Szenarien

als konstante Leistung sein, bei dem die Änderung des Spannungsniveaus zur Änderung des Strombezugs bzw. -abgabe bei gleichbleibender Leistung führt und dementsprechend kaum Änderungen in den Leistungsflüssen beobachtet werden können. Insgesamt belegen die Ergebnisse, dass die schrittweise Fehlerkorrektur die Modellgenauigkeit signifikant verbessert, wobei Abweichungen im Faktor von  $10^{-5}$  angesichts der im SV-Profil hinterlegten Genauigkeit von vier bis fünf Nachkommastellen als akzeptabel angesehen werden können.

### Stationspriorisierung und Netzbereichsidentifikation

Nachdem die Netzdaten mit ausreichender Genauigkeit vorliegen, folgen Untersuchungen auf Basis ausgewählter Eigenschaften der ONS. In Abbildung 5.2 werden dazu exemplarisch verschiedene Ausprägungen grundlegender sowie betriebsbezogener Eigenschaften der Stationen im Referenznetz dargestellt. Die Netzvisualisierungen zeigen das UW im Zentrum der Abbildungen und die umliegenden ONS, die über vier offene Ringe mit insgesamt acht Strängen miteinander verbunden sind.

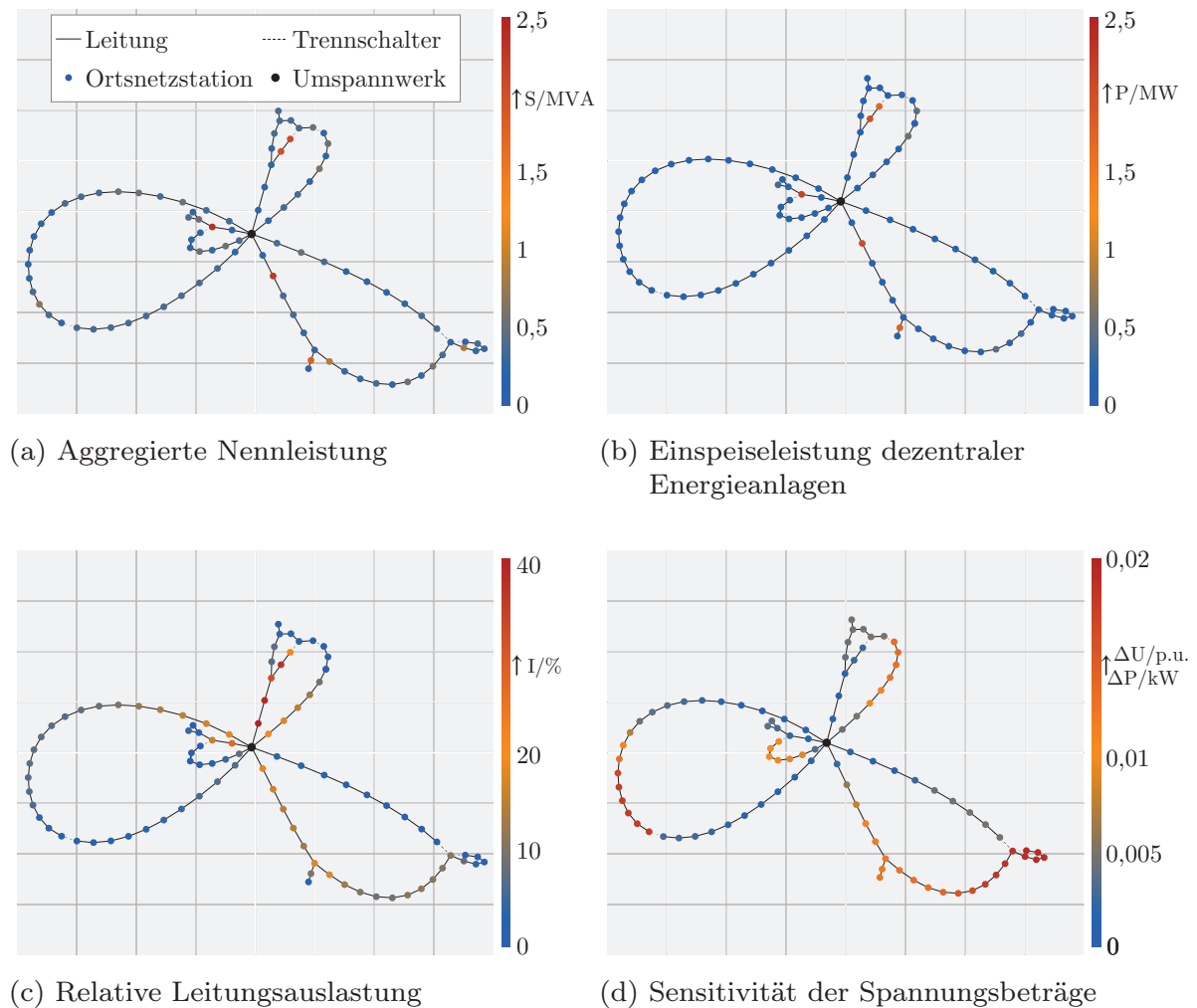


Abb. 5.2: Ausprägungen ausgewählter Eigenschaften von ONS

In Abbildung 5.2 (a) wird die aggregierte Nennleistung dargestellt, die Informationen über die ONS liefert, an denen große Leistungsschwankungen durch Lasten, Erzeuger oder einer Kombination aus beiden auftreten können. Die meisten ONS zeigen ähnliche Nennleistungen auf, wobei an einigen ONS aggregierte Leistungen von bis zu zwei MVA vorliegen. Hierbei handelt es sich vorzugsweise um Stationen mit Erzeugungsanlagen, die direkt an die Mittelspannung angeschlossen sind, wie aus Abbildung 5.2 (b) hervorgeht. In Abbildung 5.2 (c) wird die relative Leitungsauslastung an den ONS innerhalb eines ausgewählten Arbeitspunktes dargestellt. Diese zeigt im Mittel die Aus-

lastung aller angeschlossenen Leitungen an und verdeutlicht, dass die ONS an den Strängen mit angeschlossenen Erzeugungsanlagen die höchsten Auslastungen im Mittel um etwa 35 % aufweisen. In Abbildung 5.2 (d) wird die Sensitivität der Netzspannung auf die Leistungsänderungen einer ONS dargestellt. Es wird deutlich, dass insbesondere vom UW weiter entferntere ONS einen erheblichen Einfluss auf das Spannungsniveau im gesamten Netz ausüben können. Eine Änderung von einem kW an einer rot eingefärbten ONS bewirkt hierbei eine Änderung von etwa 0,02 p.u. in Summe an allen anderen Stationen. Zur Untersuchung und Priorisierung einzelner ONS und den darauffolgenden Vergleich untereinander werden sechs Eigenschaften aus Abschnitt 4.2.1 ausgewählt, deren Bedeutung im Folgenden erläutert wird:

- **Minimale Kurzschlussleistung:** Geringe Kurzschlussleistungen an einer ONS erschwert die Unterscheidung zwischen Fehlerströmen und Kurzschlussströmen. Eine hohe Ausprägung in dieser Eigenschaft wird demnach erreicht, wenn eine geringe Kurzschlussleistung vorliegt.
- **Erzeugungsleistung:** Hohe Einspeiseleistungen können zu Spannungsbandverletzungen sowie zu starken Fluktuationen im Netzbetrieb führen. Eine hohe Ausprägung in dieser Eigenschaft wird demnach erreicht, wenn eine ONS hohe Einspeiseleistungen aufweist.
- **Mittlere Leitungsauslastung:** Hohe Auslastungen im Mittel aller angeschlossenen Leitungen einer ONS, sind ein Indiz für eine stärkere Belastung der Abgangsfelder. Eine hohe Ausprägung in dieser Eigenschaft wird demnach erreicht, wenn die ONS hohe Auslastungen ihrer angeschlossenen Leitungen aufweist.
- **Aggregierte Nennleistung:** Eine hohe aggregierte Nennleistung weist gleichzeitig größere Unsicherheiten hinsichtlich der Belastung am Netzanschlusspunkt auf. Eine ausgeprägte aggregierte Nennleistung steigert die Relevanz einer ONS, insbesondere wenn ein wesentlicher Teil aus dezentralen Erzeugungsanlagen stammt und es dadurch zu (wetterbedingten) Einflüssen auf den Betriebszustand auftreten.
- **Abweichung zur Referenzspannung:** Große Abweichungen zur Referenzspannung signalisieren, dass die Spannungsbeträge der ONS näher an den oberen oder unteren Spannungsgrenzen anliegen. Eine hohe Aus-

prägung in dieser Eigenschaft liegt vor, wenn eine hohe Abweichung zur Referenzspannung in einem Arbeitspunkt vorliegt.

- **Sensitivitäten:** Hohe Sensitivitäten bedeuten eine höhere Empfindlichkeit der Netzspannung auf eine Wirk- oder Blindleistungsänderung einer ONS. Eine hohe Ausprägung in dieser Eigenschaft liegt vor, wenn eine hohe Sensitivität der Spannungsbeträge aufgrund von Wirk- oder Blindleistungsänderung einer ONS vorliegt.

In Abbildung 5.3 werden die sechs relevanten Eigenschaften in einem Netzdiagramm abgebildet, um einen visuellen Vergleich von ONS vornehmen zu können. Nach Abschnitt 4.2.1 erreicht eine ONS die höchste Priorität, wenn sie in allen Eigenschaften maximale Ausprägungen aufweist. Im Diagramm 5.3 (a) sind dafür die Werte aller normierten Parameter dargestellt, wodurch die relativen Unterschiede zwischen den Stationen in Bezug auf die erläuterten Eigenschaften hervorgehoben werden können.

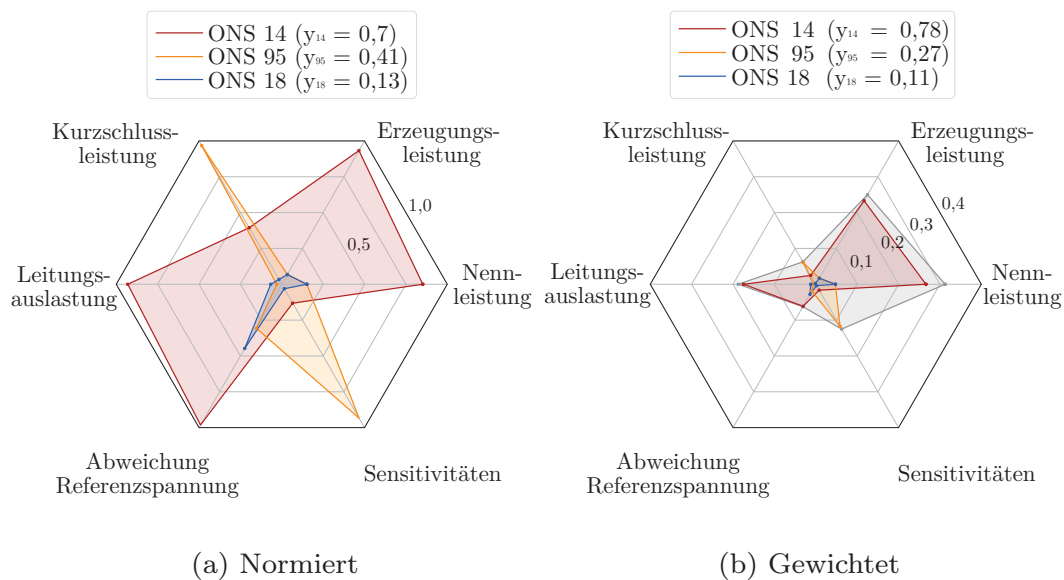


Abb. 5.3: Darstellung der Ausprägung der Eigenschaften von drei beispielhaft ausgewählten ONS

ONS 14 ist die relevanteste der betrachteten Stationen und erreicht in vier der sechs Eigenschaften nahezu den Maximalwert. ONS 95 erreicht im Gegenzug den Maximalwert in den beiden anderen Eigenschaften, liegt je-

doch sowohl flächenmäßig als auch in der Priorisierungskennzahl deutlich hinter ONS 14. ONS 18 weist im Vergleich zu anderen ONS die geringste Relevanz auf und sollte daher in der weiteren Betrachtung nur eine untergeordnete Rolle einnehmen.

Aufgrund einer hohen Anzahl an Eigenschaften kann es zu einer Kompensation in der Priorisierungskennzahl kommen, da Stationen mit unterschiedlichen Ausprägungen in den einzelnen Eigenschaften ähnliche Priorisierungskennzahlen erreichen können. Zu diesem Zweck wurde eine Expertenbefragung (siehe Ergebnisse des Paarvergleichs in Tabelle E.1 und Abbildung E.1) durchgeführt, um eine Gewichtung der einzelnen Eigenschaften mit besonderem Fokus auf die Beobachtbarkeit zu erhalten. Im Diagramm 5.3 (b) werden die gewichteten Ausprägungen dargestellt. Die Grenzen des ursprünglichen Polygons verschieben sich, sodass nun das ungleichmäßige Polygon (in hellgrau) die neuen Grenzen darstellt und sich direkte Auswirkungen auf die Flächen sowie auf die Priorisierungskennzahlen der einzelnen ONS ergeben. Bei Stationen, die in den höher gewichteten Eigenschaften hohe Werte erreichen, steigt entsprechend die Priorisierungskennzahl (bspw. von 0,7 auf 0,78 bei ONS 14). Im Gegensatz dazu sinkt die Priorisierungskennzahl für Stationen mit geringerer Ausprägung in weniger stark gewichteten Eigenschaften (bspw. von 0,41 auf 0,27 bei ONS 95). In Abbildung 5.4 wird dazu das Ergebnis der Priorisierung anhand ihrer Priorisierungskennzahl  $y$  dargestellt.

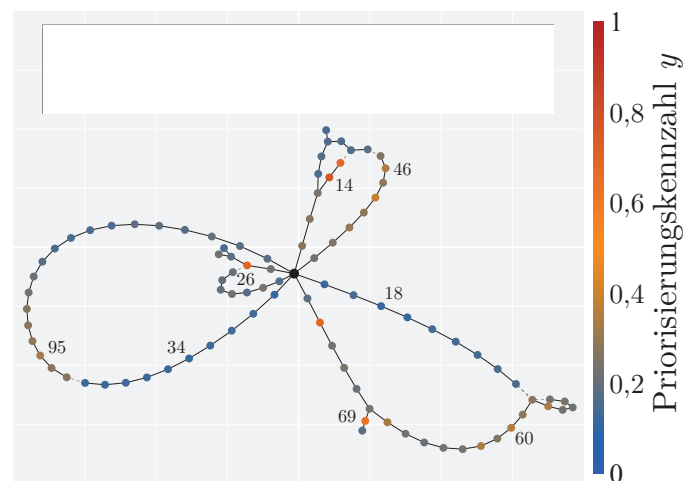


Abb. 5.4: Ergebnis der Stationspriorisierung

Vereinzelt liegen ONS vor, die eine erhöhte Priorisierungskennzahl im Bereich von 0,8 bis 1 (ONS 14 und ONS 69) aufweisen und die zu bevorzugenden Stationen hinsichtlich einer Netzautomatisierung sind. Ein zusammenhängender Netzabschnitt mit einer hohen Konzentration relevanter ONS lässt sich jedoch nicht unmittelbar mit bloßem Auge erkennen. Daher werden die in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen Verfahren genutzt, um Netzbereiche mit einer Größe von 30 Stationen zu identifizieren. Diese zeichnen sich durch eine hohe Gesamtsumme von Priorisierungskennzahlen aus und kommen folglich für eine Netzautomatisierung in Betracht. In Abbildung 5.5 werden die Ausprägungen der Parameter für die identifizierte Netzbereiche nach dem Ansatz der Heuristik sowie der Optimierung dargestellt. Zur Lösung des Optimierungsproblems wurde der *PuLP*-Solver [128] verwendet, während die Heuristik lediglich einzelne graphentheoretische Suchfunktionen der Bibliothek *igraph* benutzt.

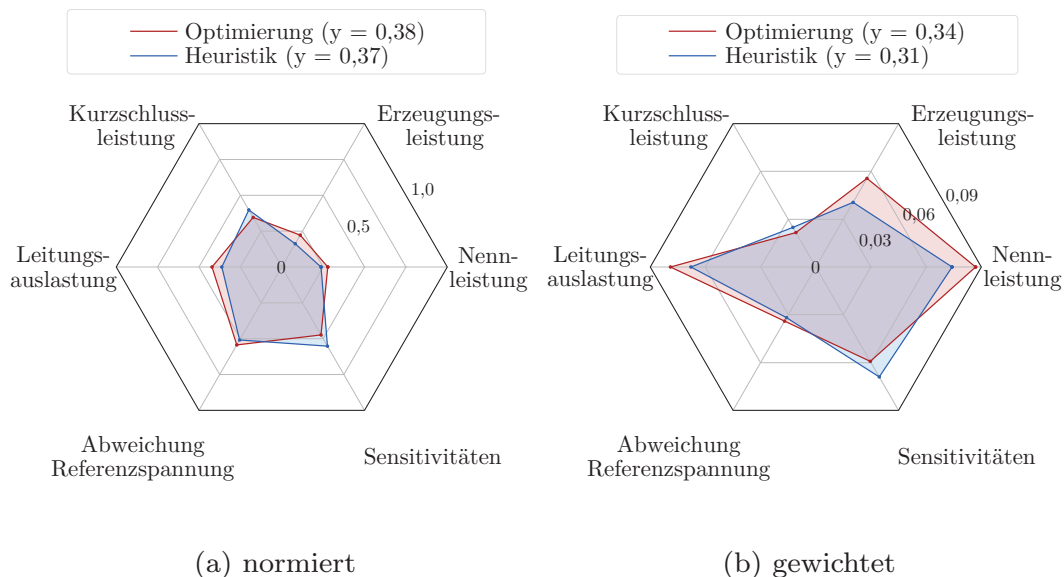


Abb. 5.5: Ausprägung der Eigenschaftsparameter der Netzbereiche nach Optimierung und Heuristik

Analog zu den Netzdiagrammen aus der Stationspriorisierung werden die Eigenschaften der Netzbereiche sowohl in normierter als auch in gewichteter Darstellung visualisiert. Dies ermöglicht einen visuellen Vergleich der beiden identifizierten Netzbereiche sowie eine Gegenüberstellung der Ausprägungen einzelner Eigenschaften. In der ungewichteten Priorisierungssumme erzielt die

Optimierung einen etwas höheren Wert als die Heuristik, was vor allem auf eine höhere Leitungsauslastung sowie Erzeugungsleistung zurückzuführen ist. Durch die Gewichtung wird der Unterschied zwischen den beiden Verfahren verstärkt. Zwar sinkt die relative Priorisierungssumme bei beiden Ansätzen, jedoch ist eine stärkere Reduktion bei der Heuristik zu verzeichnen.

In Abbildung 5.6 sind die identifizierten Netzbereiche der beiden mathematischen Verfahren für eine Netzbereichsgröße von 30 Stationen dargestellt. Während der heuristische Ansatz lediglich zwei Stränge berücksichtigt, umfasst die Optimierung vier Stränge.

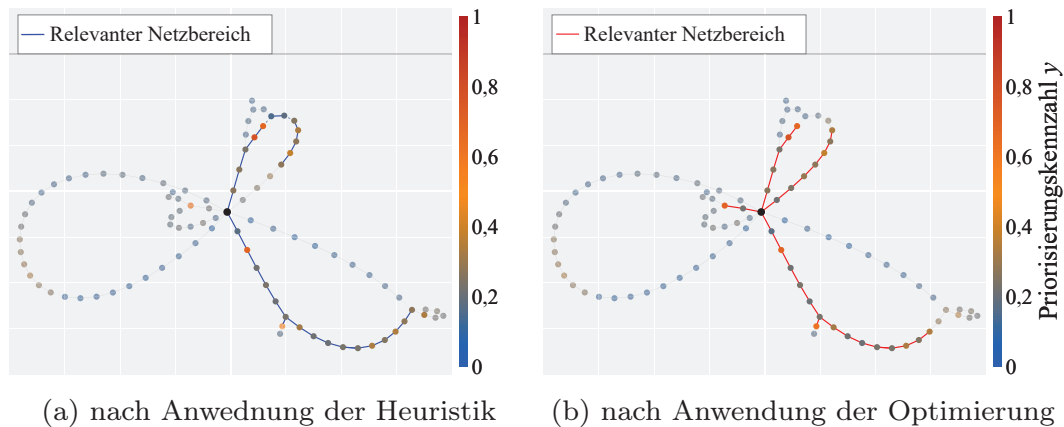


Abb. 5.6: Ergebnis der Netzbereichsidentifikation

Der östlich gelegene offene Ring wurde in beiden Algorithmen vernachlässigt und umfasst entsprechend überwiegend Knoten mit niedrigen Priorisierungskennzahlen. Hervorzuheben ist, dass die Optimierungslösung einen Netzbereich identifiziert, in dem alle mittelspannungsseitig angeschlossenen Erzeugungsanlagen liegen.

Um den relevanten Netzbereich unter minimalem Informationsverlust gezielt für den Entwurf des Automatisierungssystems vorzubereiten, wird das Netz auf die Größe der ausgewählten 30 ONS reduziert. Während die Informationen der Stationen und Leitungen außerhalb des Netzbereichs vernachlässigt werden können, soll der Netzzustand des unreduzierten Netzes beibehalten werden. An den jeweiligen Schnittpunkten sind dementsprechend Elemente zur Abbildung der Leistungsflüsse (bspw. durch eine Ersatzlast) oder zur Einprägung der Knotenspannungen (bspw. durch ein externes Netz) des unredu-

zierten Netzes zu berücksichtigen. Beide Varianten wurden erprobt, um die Übereinstimmung zwischen den Netzzuständen des reduzierten und des unreduzierten Netzes zu bewerten und darauf basierend eine geeignete Reduktion des Netzes vorzunehmen.

In Abbildung 5.7 werden dazu die Abweichungen der Lastflussergebnisse zwischen dem reduzierten und dem unreduzierten Netz für Spannungsbeträge, Spannungswinkel, Wirk- und Blindleistungsflüsse aufgezeigt. Für Spannungsbeträge und -winkel zeigt das externe Netz sowohl im Maximum als auch im RMSE geringfügig niedrigere Abweichungen, was aufgrund der konstanten Vorgabe der Spannungen an Grenzknoten zu erwarten war. Im Gegensatz dazu weist die Variante mit Ersatzlasten bei den Wirk- und Blindleistungsflüssen eine etwas höhere Genauigkeit auf, da hier konstante Vorgaben für die Leistungsflüsse an den Grenzknoten definiert werden.

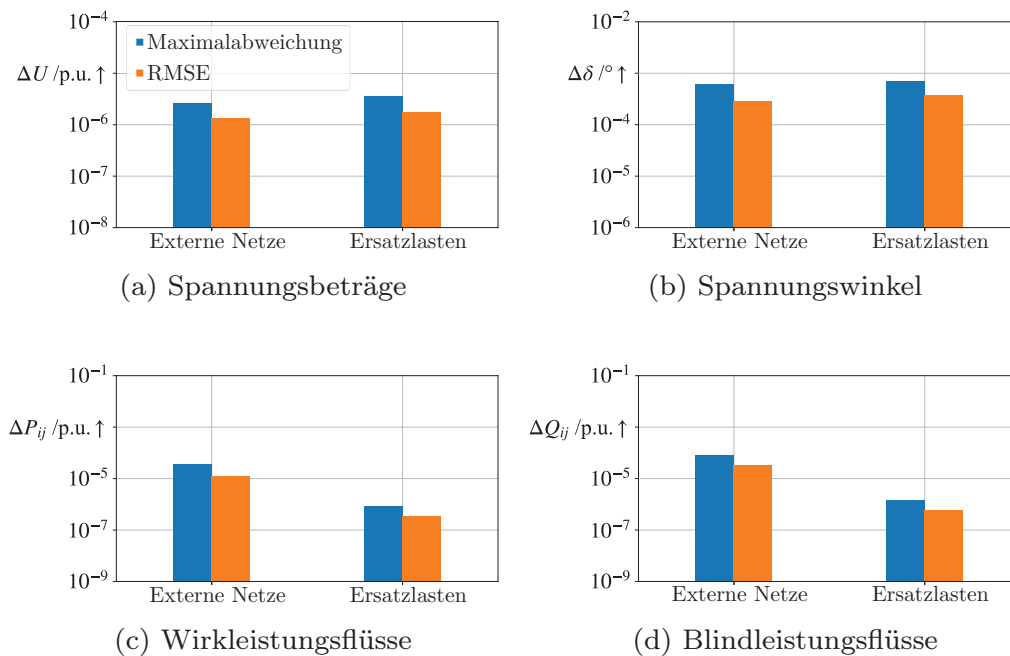


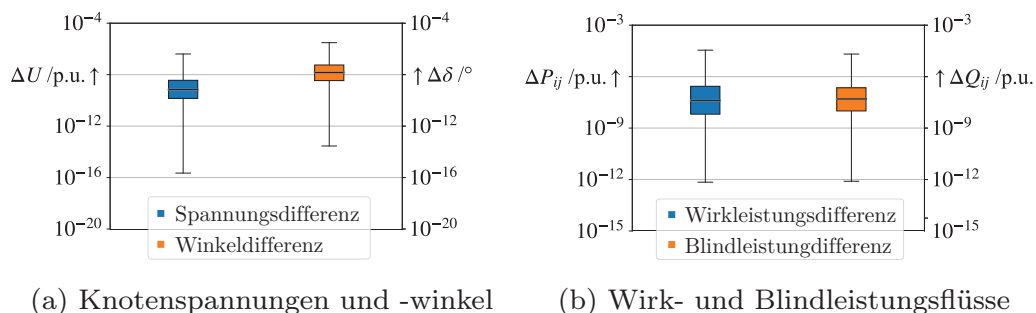
Abb. 5.7: Abweichung der Lastflussergebnisse zum unreduziertem Netz

Insgesamt sind die Unterschiede zwischen den Ansätzen als gering einzustufen. Aufgrund der hohen Präzision der numerischen Werte in den CIM-Daten ( $10^{-5}$ ) eignen sich daher beide Ansätze für eine Netzreduktion. Dabei überwiegen die Genauigkeiten der Wirk- und Blindleistungsflüsse bei den Er-

satzlasten gegenüber den Genauigkeiten der Spannungsbeträge und -winkel in den externen Netzen, wodurch im Folgenden die Netzreduktion auf Basis von Ersatzlasten weiterverfolgt wird.

Das *SimBench*-Netz stellt Last- und Erzeugungsprofile in Form von Zeitreihen zur Verfügung, weshalb die Genauigkeit auch in verschiedenen Arbeitspunkten gewährleistet werden muss. Zu diesem Zweck wurde auf Grundlage jeden Arbeitspunktes der *SimBench*-Zeitreihen eine einmalige Reduktion des Netzes vorgenommen, um die Wirk- und Blindleistungen für die Ersatzlasten zu bestimmen. Anschließend wurde mit diesen Zeitreiheninformationen eine Simulation über alle Arbeitspunkte durchgeführt.

Abbildung 5.8 veranschaulicht die Abweichungen der Spannungen sowie der komplexen Leistungsflüsse zwischen dem reduzierten und dem unreduzierten Netz in Kastendiagrammen.



(a) Knotenspannungen und -winkel

(b) Wirk- und Blindleistungsflüsse

Abb. 5.8: Abweichung der Zeitreihensimulationsergebnisse zum unreduzierten Netz

In der Zeitreihensimulation liegen alle Abweichungen der Spannungen, Winkel, Wirk- und Blindleistungsflüsse unterhalb der numerischen Genauigkeit, die in den CIM-Daten in der Regel vorliegen. Für weitere Betrachtungen (bspw. zeitreihenbasierte Echtzeitsimulationen) kann das reduzierte Netz mit den berechneten Zeitreiheninformationen für die Ersatzlasten genutzt werden.

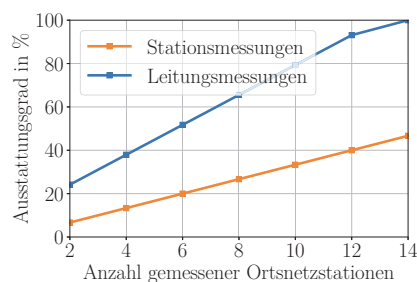
Nachdem nachgewiesen wurde, dass ein relevanter Netzbereich vorliegt und mit minimalen Informationsverlusten aus dem Gesamtnetz separiert werden kann, erfolgt die optimierte Positionierung der Messstellen zur Durchführung von Netzzustandsberechnungen für bestimmte sowie unterbestimmte Systeme im betrachteten Netzbereich.

## Messstellenpositionierung und Erprobung des OPFE

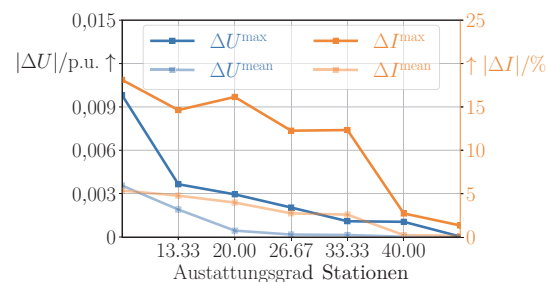
Im Rahmen der Arbeit werden nach Abschnitt 4.3 unterschiedliche Verfahren zu Netzzustandsberechnung aufgezeigt und innerhalb der Entwicklungsumgebung implementiert. Während die konventionellen Verfahren bereits in der *pandapower* Bibliothek zugrunde liegen, wurden weitere optimierungsbaasierte Verfahren für unterbestimmte Systeme entwickelt.

Das nichtlineare Optimierungsproblem des OPFE aus Abschnitt 4.3.3 wird mit dem *CasADi*-Framework [129] in Python formuliert und mithilfe des Solvers *ipopt* gelöst. Die optimierte Messstellenpositionierung aus Abschnitt 4.2.3 wird nun dazu genutzt, um die Anzahl der Messstellen sukzessive zu erhöhen und den Einfluss auf die Schätzgüte des OPFE in Abhängigkeit von unterschiedlichen Messdurchdringungen zu erlangen.

In Abbildung 5.9 wird der Zusammenhang zwischen der Anzahl an gemessenen ONS und dem Ausstattungsgrad sowie der Schätzfehler des OPFE in Abhängigkeit des Ausstattungsgrades aufgezeigt. Bei der Messstellenpositionierung wird angenommen, dass eine Messstation alle mittelspannungsseitigen Leitungsfelder erfasst. Die lineare Zunahme an Messstationen führt hierbei zu einer proportionalen Erhöhung der Leitungsmessungen. Eine vollständige Beobachtbarkeit wird erreicht, wenn alle Leitungen gemessen werden und liegt in diesem Fall bei einer Anzahl von 14 von insgesamt 30 ONS vor.



(a) Ausstattungsgrad in Abhängigkeit der Messstellenpositionierung



(b) Abweichung in Abhängigkeit des Ausstattungsgrades

Abb. 5.9: Anwendung der optimierten Messstellenpositionierung bei gleichzeitiger Untersuchung der Schätzgüte des OPFE

Bei Berücksichtigung von Messungen aus dem UW sowie der ONS mit der höchsten Priorisierung nach der Messstellenpositionierung ergibt sich ein

maximaler Schätzfehler von unter einem Prozent sowie ein Fehler im Mittel bei etwa 0,3 % im Spannungsbetrag zum Lastfluss. Besonders auffällig ist die deutliche Reduktion des Schätzfehlers bei vier Messstationen, was darauf zurückzuführen ist, dass ab diesem Ausstattungsgrad jeder Strang mindestens eine zusätzliche Messstation enthält. Mit Erhöhung des Ausstattungsgrades reduziert sich der maximale Schätzfehler bei etwa 30 % gemessener ONS auf unter 0,1 %. Da der Schätzfehler des Phasenwinkels für Verteilnetzbetreiber nur von untergeordneter Bedeutung ist, wird der Schätzfehler des Strombetrages herangezogen. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen berechnetem Leitungsstrom und dem Leitungsstrom im Referenz-Netzzustand bezogen auf den thermischen Grenzstrom der jeweiligen Leitung. Der maximale Schätzfehler des Strombetrags liegt in diesem Arbeitspunkt unterhalb von 20 %, während im Mittel eine Abweichung von etwa 5 % vorliegt. Im Gegensatz zur Spannungsabweichung fällt der maximale Schätzfehler im Strombetrag nicht stetig, sondern steigt sogar bei sechs Messstationen kurzzeitig an, bis die Abweichung anschließend bei vollständiger Beobachtbarkeit minimal wird.

Die Ergebnisse und Simulationen zeigen, dass eine weitere Reduzierung des Schätzfehlers nach etwa acht Messstationen nur durch eine deutliche Erhöhung der Messstellendurchdringung erreicht werden kann. Auffällig ist, dass eine Erhöhung der Messstellen sogar zu einem Anstieg des Schätzfehlers beim Strombetrag führten. Dies kann an der Heterogenität des Netzes hinsichtlich Verbraucher- und Erzeugerstrukturen sowie dem starken Einfluss der Messstellenverteilung auf die Schätzgüte liegen. Ungewöhnliche Lastsituationen in Verbindung mit ungleichmäßigen Messstellenverteilungen können diese Effekte verstärken, sodass der Schätzfehler trotz zusätzlicher Messstellen ansteigt.

Weitere Erkenntnisse betreffen die Berechnungszeit des *ipop*t-Solvers. Diese war bei wenigen Messstellen zunächst geringer (4,68 s bei vier Messstellen), stieg jedoch bei zunehmender Anzahl an Messungen durch die erhöhte Anzahl an Entscheidungsvariablen und Parametern an (10,44 s bei acht Messstellen). Mit wachsender Messstellendurchdringung wird der Lösungsraum stärker eingeschränkt, was ab einer ausreichend hohen Durchdringung zu einer schnelleren Konvergenz führte (5,23 s bei 12 Messstellen).

Für die Positionierung der Messstellen wurde die Zielfunktion aus Gleichung 4.11 verwendet. Diese berücksichtigt neben der Beobachtbarkeit die Priorisierungskennzahlen aus der Stationspriorisierung und wurde mithilfe

des *PuLP*-Solvers gelöst. Demnach sind insbesondere ONS relevant, die durch viele Leitungsfelder bei gleichzeitig hoher Erzeugungsleistung charakterisiert sind. Anhand des abgebildeten Netzmodells in Abbildung 5.10 sind die Ergebnisse der optimierten Messstellenpositionierung für acht Messstellen (Ausstattungsgrad: 26,67 %) zu erkennen.

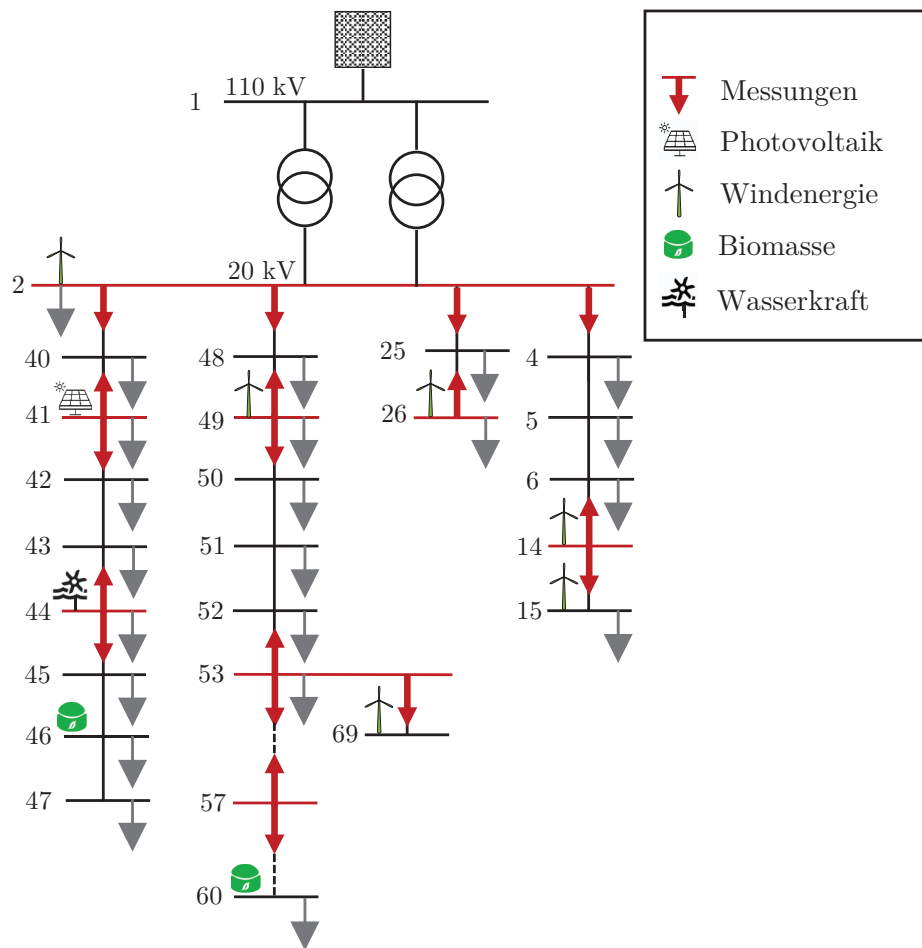


Abb. 5.10: Reduzierter Netzbereich mit Messstationen nach Anwendung der optimierungsbasierten Messstellenpositionierung

Die Beobachtbarkeit ist ein entscheidendes Kriterium bei der Auswahl von Messstationen, da vorzugsweise Netzknoten mit mehreren Leitungsfeldern ausgewählt werden (siehe Netzknoten 53). Darüber hinaus werden vorzugsweise Netzknoten ausgewählt, die Erzeugungsanlagen vorweisen, ohne dabei zwangsläufig Nachbarstationen auszustatten, wie am Beispiel der Netzknoten 14 und Netzknoten 15 deutlich wird.

## Daten- und Netzmodellerstellung

Nachdem in den Voranalysen ein geeigneter Netzbereich identifiziert und die Messstellen festgelegt wurden, können die erforderlichen Daten- und Netzmodelle für den Entwurf und die Prüfung des Verteilnetzautomatisierungssystems erstellt werden. Wie in Abschnitt 4.2.4 beschrieben, kann der ausgewählte Netzbereich als CIM CGMES Netzmodell, als IEC 61850 SCL Datenmodell zur Beschreibung des Automatisierungssystems oder als Netzmodell für Prüfungen auf dem Typhoon HIL Echtzeitsimulator automatisiert exportiert werden. Für die Echtzeitsimulation wurde der Typhoon HIL 606 mit acht Rechenkernen eingesetzt. Dabei wurden Stationen, Leitungen, wesentliche Lasttrennschalter sowie die Messungen berücksichtigt. Für Vergleichszwecke wurden 14 anstelle der acht Messstationen berücksichtigt, um konventionelle Netzzustandsberechnungen als Referenzergebnisse berücksichtigen zu können. Pro Abgang kann entsprechend ein Messblock verwendet werden, der dreiphasige Spannung, Wirk- und Blindleistung als Effektivwert erfasst. Zusätzlich können die Schnittstellen zur Übertragung der Messwerte definiert werden.

Im Rahmen dieser Arbeit kamen die Modbus-Kommunikation sowie die IEC-61850-MMS-Kommunikation zum Einsatz. Aufgrund der Größe des Netzes war eine Netzaufteilung wie nach Abschnitt 4.4.2 mithilfe von Core Couplings erforderlich. Dazu wurde der bereits beschriebene Clusteralgorithmus angewendet, der möglichst gleich große Teilnetzbereiche bildet. Für das vorliegende Netzmodell wurden alle acht Rechenkern benötigt. Darüber hinaus war eine vollständige Substitution der betroffenen Leitungen zur Netzpartitionierung durch Core Couplings aufgrund der geringen Leitungsbeläge und der daraus resultierenden Stabilitätsprobleme nicht möglich, sodass eine Abweichung der Topologieparameter zum CIM CGMES Netzmodell vorliegt. Für die betrachtete Netzbereichsgröße von 30 Netzknoten wurden somit sieben Core-Couplings eingefügt, wodurch eine gleichmäßige Auslastung von etwa 75 % bei nahezu allen Rechenkernen erreicht wurde. Die limitierende Größe war in diesem Fall die Anzahl der Messstellen bzw. die zu verarbeitenden Signale aller Messblöcke.

Für die Durchführung der Echtzeitsimulation wurde eine Woche aus den Zeitreihen von *SimBench* ausgewählt und mit einer Simulationsschrittweite von 20  $\mu$ s ausgeführt. Dabei wurden 672 Zeitschritte mit jeweils 15-minütigen

Zeitscheiben simuliert, die in der Echtzeitsimulation alle 15 Sekunden angefahren wurden. Die Gesamtdauer der Simulation beträgt bei dieser Konfiguration 168 Minuten. Für die Prüfung in Simulations- und Laborumgebungen muss sichergestellt werden, dass die Modelle weiterhin der Modelle aus dem Quellsystem (CIM CGMES Daten) entsprechen. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse aus einem Vergleich zwischen PFC auf Basis des CIM CGMES Netzmodells in *pandapower* und der Echtzeitsimulationen auf dem *Typhoon HIL* aufgezeigt. In Abbildung 5.11 werden dazu zunächst die Spannungsbeträge sowie Wirk- und Blindleistungsflüsse ausgewählter Netzknoten und Leitungen auf Basis eines Arbeitspunktes dargestellt.

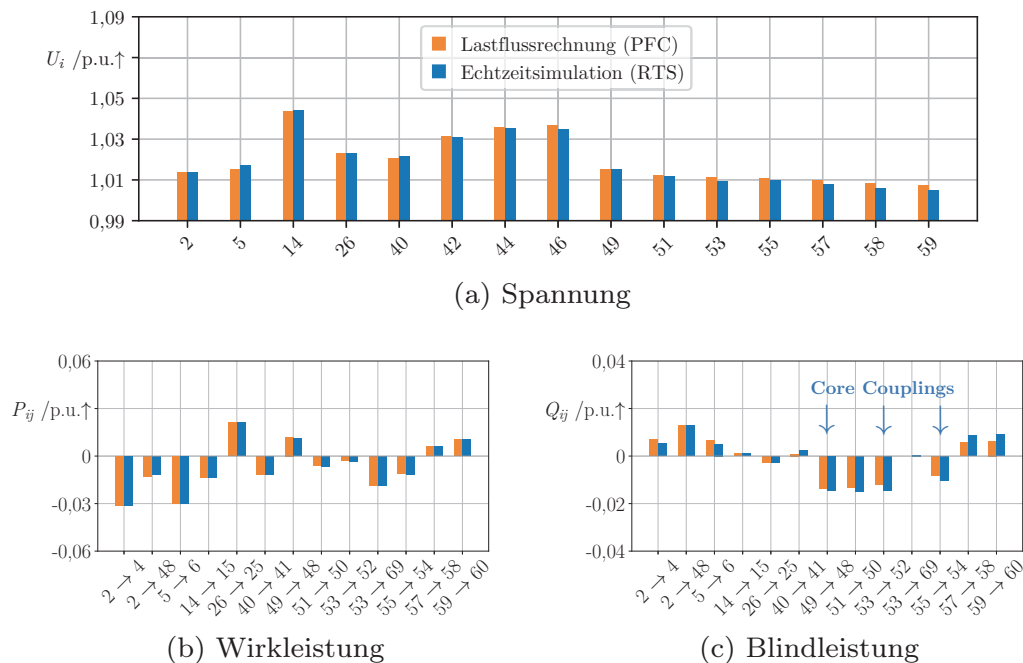
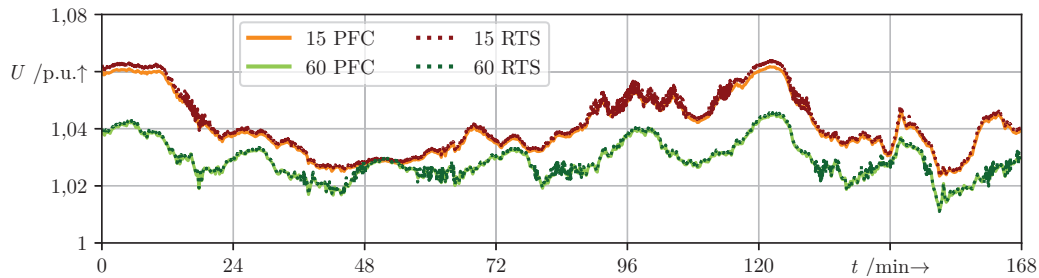


Abb. 5.11: Abweichungen von Echtzeitsimulation zur PFC

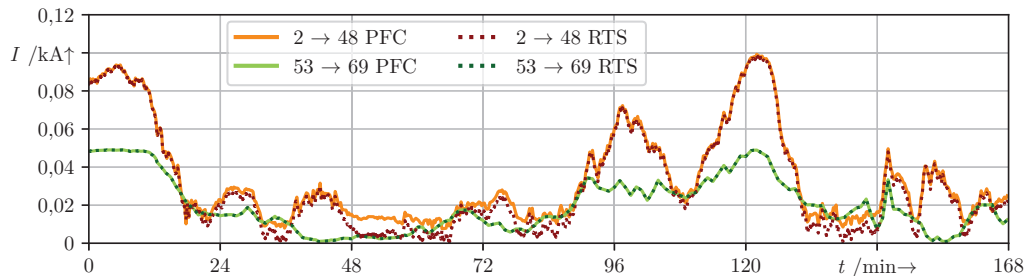
Die Unterschiede in den Spannungsbeträgen sind minimal und die Leistungsflussrichtungen der dargestellten Leitungen stimmen mit der PFC überein. Höhere Abweichungen treten lediglich in den Blindleistungsflüssen einiger Leitungen auf. Der erhöhte Blindleistungsfluss im RTS ergibt sich aus den höheren Induktivitätsbelägen (ca. um das Zehnfache höher) der betroffenen Leitungen, die durch die Modifikation mit Core Couplings verursacht werden.

In Abbildung 5.12 werden die einphasigen Spannungs- (a) und Strombetragsverläufe (b) des Lastflusses sowie der Echtzeitsimulation über den Zeit-

raum von 168 Minuten von zwei exemplarischen Netzknoten bzw. Leitungen aufgetragen. Die Spannungsbetragsverläufe sind nahezu identisch, mit lediglich geringfügigen Abweichungen am Netzknoten 15, bei denen zu Beginn der Simulation und ab Minute 120 die Werte leicht über den Lastflussergebnissen liegen.



(a) Spannungsbetragsverläufe



(b) Strombetragsverläufe

Abb. 5.12: Kurvenverläufe der zeitreihenbasierten PFC und der Echtzeitsimulation

Größere Abweichungen zeigen sich hingegen im Stromverlauf der Leitung von Netzknoten zwei nach 48, insbesondere in Zeitpunkten, in denen geringeren Belastungen vorliegen (bspw. zwischen Minute 48 und 72). Dies spricht für die Modellgenauigkeit, da insbesondere kritische Netzsituationen mit hohen Belastungen relevante Anwendungsfälle für Verteilnetzbetreiber repräsentieren.

In Abbildung 5.13 werden die Spannungs- (a) und Strombetragsabweichungen (b) des Echtzeitsimulators zum Lastfluss für alle 672 Zeitschritte als Verteilung im Kastendiagramm dargestellt. Die Spannungsabweichung bewegen sich hierbei eng um den Nullpunkt, mit nur wenigen Netzknoten, deren Median bei etwa 0,1 % Abweichung liegt. Die Antennen markieren die Extremwerte und

weisen von -0,2 bis 0,6 % keine signifikanten Abweichungen auf. Im Vergleich dazu sind die Ströme durch eine größere Abweichung und Streuung charakterisiert. Der Median der Leitungen mit den größten Abweichungen liegt bei einer negativen Abweichung von etwa einem Prozent. Die Extremwerte liegen vereinzelt bei bis zu 4 % in beide Richtungen. Diese Abweichungen lassen sich wieder auf die Modellgenauigkeit infolge der durch Core Couplings bedingten Leitungsmodifikation zurückführen.

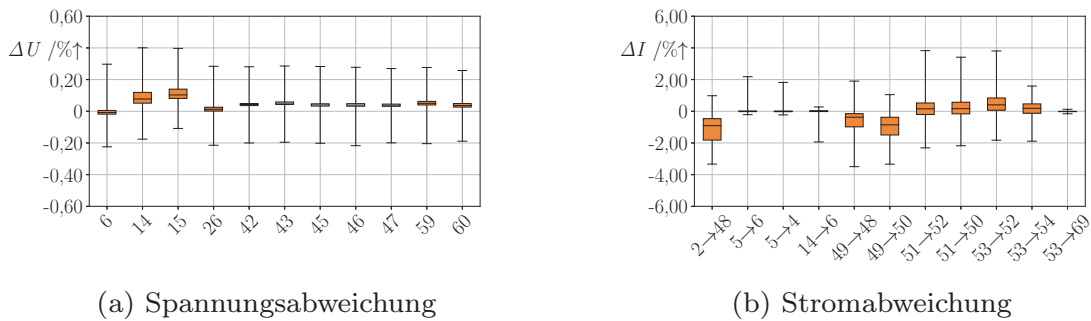


Abb. 5.13: Prozentuale Abweichungen der Echtzeitsimulation zur zeitreihenbasierten PFC

Insgesamt weisen die Ergebnisse der Echtzeitsimulation eine hohe Genauigkeit auf. Die Ungenauigkeiten sind hauptsächlich auf die Core Couplings zurückzuführen. Je nach Anwendungsfall könnte eine Anpassung des Modells in der Entwicklungsumgebung in Betracht gezogen werden, um identische Netzparameter zu gewährleisten und dadurch einen genaueren Vergleich zwischen den beiden Simulationsumgebungen zu ermöglichen.

### 5.1.2 Simulations- und Laborergebnisse

Im vorherigen Abschnitt wurde eine erste Erprobung des OPFE unter Anwendung eines einzelnen Arbeitspunktes für acht Messstellen durchgeführt. Im Folgenden wird dasselbe Setup (eine Woche mit 672 Arbeitspunkten) für eine Erprobung mit Zeitreihensimulationen verwendet. Diese Simulationen wurden zunächst ausschließlich lokal ausgeführt, wobei nach jeder PFC einer Zeitreihe die Berechnung des OPFE in derselben Entwicklungsumgebung erfolgte. Die Ergebnisse der Spannungs- und Stromverläufe anhand ausgewählter Netzknoten und Leitungen können in Abbildung 5.14 eingesehen werden.

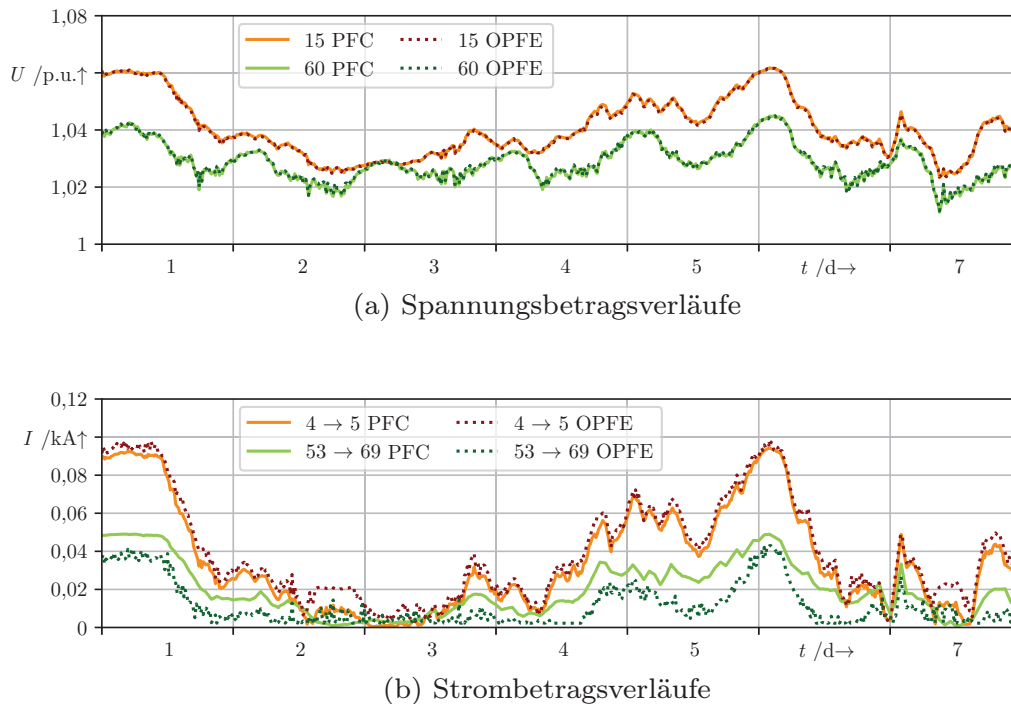


Abb. 5.14: Kurvenverläufe des Lastflusses und des OPFE

Die Spannungsbetragsverläufe entsprechen analog den Ergebnissen der Untersuchung der Modellgenauigkeit des Echtzeitmodells und zeigen für beide dargestellten Netzknoten nahezu identische Verläufe. Einzelne, geringfügige Abweichungen sind mit bloßem Auge kaum erkennbar. Im Gegensatz dazu treten gravierendere Abweichungen im Stromverlauf der Leitungen auf, wobei eine Überschätzung des Stroms von Netzknoten vier nach fünf sowie eine deutliche Unterschätzung von Knoten 53 nach 69 festzustellen ist. Ähnlich wie bei den Ergebnissen zur Untersuchung der Genauigkeit des Echtzeitmodells wird eine höhere Auslastung beider Leitungen präziser geschätzt, das sich insbesondere beim Übergang von Tag fünf auf Tag sechs erkennen lässt. Dies spricht für die Nutzbarkeit des OPFE bei der Identifikation kritischer Netzsituationen.

In Abbildung 5.15 werden die Spannungs- (a) und Strombetragsabweichungen (b) des OPFE zum Lastfluss für alle 672 Zeitschritte anhand ausgewählter Netzknoten und Leitungen dargestellt. Die Spannungsabweichungen liegen über alle Netzknoten hinweg im Bereich von  $\pm 0,1\%$  und wenigen Extremwerten von bis zu  $\pm 0,2\%$ . Im Gegensatz dazu weisen die Ströme eine deutlich

größere Streuung der Abweichungen auf. Der bereits grafisch dargestellte Verlauf der Leitung von Knoten 53 nach 69 zeigt mit einem Median von -5 % die größten Abweichungen über die meisten betrachteten Zeitpunkte hinweg. Die Extremwerte der Leitungen erreichen vereinzelt Abweichungen von bis zu 10 % in beide Richtungen. Im Vergleich liefert die konventionelle Netzzustandsberechnung in pandapower bei vollständiger Beobachtbarkeit das identische Ergebnis wie die PFC, da weder Topologiefehler, wie sie in den Untersuchungen des Echtzeitmodells auftreten, noch Messfehler vorhanden sind.

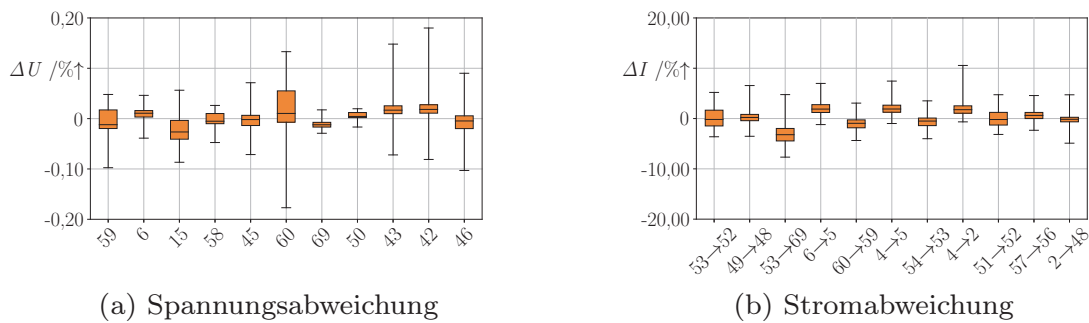


Abb. 5.15: Prozentuale Abweichungen des OPFE zum Lastfluss

Grundsätzlich kann nach den ersten Zeitreihensimulationen festgestellt werden, dass Betriebspunkte mit höherer Belastung infolge hoher Einspeisung von Erzeugungsanlagen, genauer geschätzt werden. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass der *ipopt*-Solver die Lösungen zunächst an den Grenzen der Nebenbedingungen sucht, die beispielsweise durch die Nennleistungen von erneuerbaren Energieanlagen repräsentiert werden. Außerdem zeigt die Analyse der Schwankungen im Box-Diagramm, dass kritische Netzsituationen wie Spannungsbandverletzungen verlässlicher erkannt werden können als Betriebsmittelüberlastungen. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass dem *ipopt*-Solver die Spannungsbeträge als primäre Entscheidungsparameter vorliegen und die Grenzen von  $\pm 10\%$  in den Nebenbedingungen den Lösungsraum stark einschränken. Im Gegensatz dazu hängt der Strom zusätzlich vom Spannungswinkel ab, der nicht direkt gemessen wird und in den Nebenbedingungen lediglich durch die Grenzen von  $-\pi$  bis  $\pi$  eingeschränkt wird.

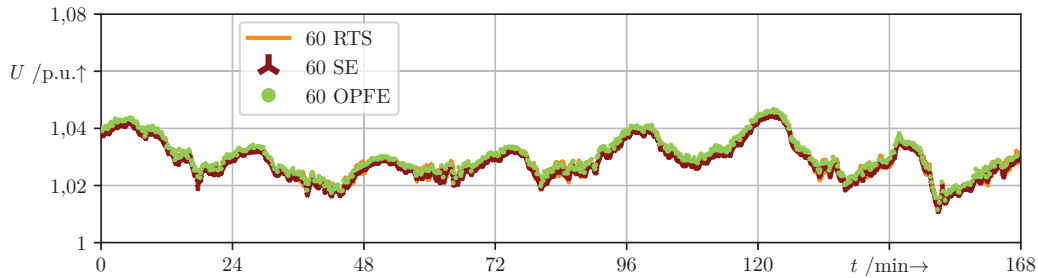
Nachdem die ersten Untersuchungen des OPFE hinsichtlich der Genauigkeit anhand von Zeitreihensimulationen auf einem lokalen Rechner durchgeführt wurden, folgt die Erprobung auf der Systemplattform, um das Gesamt-

system und in einem Integrationstest zu prüfen. Dies umfasst die Prüfung der SCL-Datenmodelle, der IEC-61850-Kommunikation sowie der Netzzustandsberechnungsverfahren. Das SCD-Datenmodell und der Algorithmus wird mit samt aller erforderlichen Abhängigkeiten in ein Docker-Image überführt, um die Applikation in einem Docker-Container auszuführen. Der Vorteil dieser Methode liegt, in der schon erwähnten schnellen und unkomplizierten Portierung auf andere Plattformen mit derselben Prozessorarchitektur.

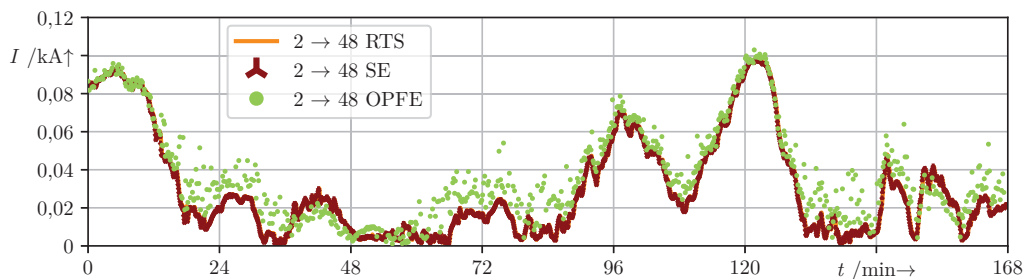
Für die Durchführung der Laborevaluation wird der Aufbau der Laborumgebung mit dem Echtzeitsimulator aus Abbildung 4.10 herangezogen, um den Integrationstest gemäß dem V-Modell durchzuführen. In Abschnitt 5.1.1 wurde das Netzmodell bereits erstellt und mit Ergebnissen aus einem Arbeitspunkt sowie einer Zeitreihensimulation in *pandapower* validiert. Lediglich die Kommunikationsschnittstelle gemäß IEC 61850 MMS mithilfe der CID-Dateien müssen noch konfiguriert werden und ähneln einer späteren Integration der Systemplattform in die Realumgebung. Die Validierung wird mit demselben Zeitreihendatensatz (672 Zeitschritte à 15 Sekunden pro Zeitschritt) sowie derselben Simulationsschrittweite ( $20 \mu s$ ) durchgeführt, die bereits zur Validierung des Echtzeitmodells verwendet wurden. Auf der Systemplattform werden zwei Container-Instanzen ausgeführt, eine für die klassische SE (14 Messstationen) und eine für die Ausführung des OPFE (acht Messstationen), wodurch ein späterer Vergleich der Algorithmen ermöglicht wird.

In Abbildung 5.16 werden die Spannungs- und Strombeträge anhand der Messwerte des Echtzeitsimulators (RTS) sowie der einphasigen Schätzwerte der SE und des OPFE für den Netzknoten 60 dargestellt. Die Spannungsschätzung der SE stimmt in nahezu allen Zeitpunkten mit der Spannungsmessung des RTS überein, was durch die durchgehende Überlappung der Verläufe deutlich wird. Der Verlauf des OPFE folgt der Messung ebenfalls sehr genau, zeigt jedoch eine minimale Überschätzung. Deutlichere Abweichungen treten hingegen im Strombetrag der Leitung von Netzknoten 2 nach 48 auf, insbesondere in Zeiträumen mit geringer Belastung (z.B. im Zeitraum von Minute 72 bis 96). In den Ergebnissen kann ebenfalls die Laufzeit des OPFE qualitativ abgeleitet werden. In Zeiträumen mit dichter angeordneten Punkten wird eine schnellere Konvergenz erreicht als in solchen mit größerer Streuung (siehe Abbildung 5.16b). In der SE ist dies kaum erkennbar, da die Laufzeiten nahezu konstant bei etwa 50 ms lagen. Beim OPFE hingegen zeigt sich in einigen

Zeitintervallen eine deutliche Streuung der Datenpunkte, wobei die Laufzeit in bestimmten Fällen bis in den zweistelligen Sekundenbereich reichte. Analog zu den bereits vorgestellten Ergebnissen des OPFE ist die hohe Schätzgüte in Zeiträumen mit hohen Belastungen hervorzuheben.



(a) Spannungsbetragsverlauf von Knoten 60

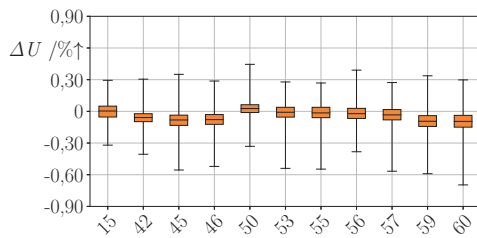


(b) Strombetragsverlauf von Knoten 2 nach 48

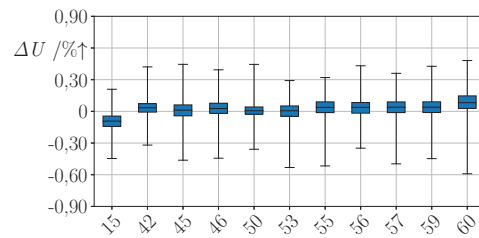
Abb. 5.16: Spannungs- und Stromverläufe von Mess- und Schätzwerten

In Abbildung 5.17 werden die Spannungsabweichungen der SE (a) und des OPFE (b) zu den Messwerten aus der Echtzeitsimulation für alle 672 Zeitschritte anhand ausgewählter Netzknoten dargestellt. Bei der SE sind die Abweichungen über alle betrachteten Knoten hinweg minimal und zeigen eine sehr geringe Streuung. Die Hälfte der Schätzungen liegt im Bereich von etwa  $\pm 0,1$  %, während die Extremwerte zwischen  $-0,6$  % und  $0,3$  % liegen. Der OPFE weist ebenfalls sehr geringe Abweichungen auf. Im Gegensatz zur SE ist jedoch eine leicht größere Streuung sichtbar, insbesondere an den Extremen der Verteilung.

Im Gegensatz dazu weisen die Stromabweichungen in Abbildung 5.18 eine deutlich größere Streuung auf. Die Schätzungen der SE liegen hierbei überwiegend im Bereich von  $\pm 2$  %, während die Extremwerte im Bereich von  $\pm 4$  % liegen. In Anbetracht der größeren Skalierung der Abszisse in dem



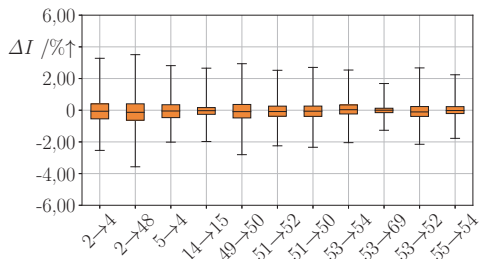
(a) Spannungsabweichung SE



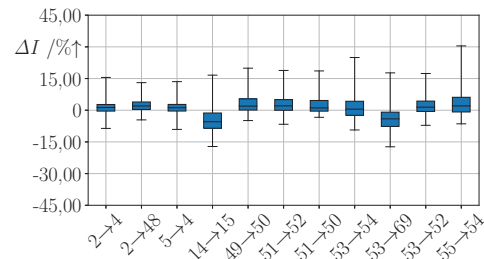
(b) Spannungsabweichung OPFE

Abb. 5.17: Prozentuale Spannungsabweichung von SE und OPFE

OPFE-Diagramm ist direkt eine deutlich höhere Abweichung im geschätzten Strombetrag zu erkennen. Die Schätzungen weisen eine stärkere Streuung auf, wobei die Extremwerte von etwa -45 % bis +15 % reichen. Die Mehrheit der Schätzungen liegt größtenteils in einem schmalen Bereich um  $\pm 10$  %.



(a) Stromabweichung SE



(b) Stromabweichung OPFE

Abb. 5.18: Prozentuale Stromabweichung von SE und OPFE

Anhand der Simulationen und der Laborevaluation wurden die beiden Netzzustandsberechnungen des Automatisierungssystems auf Basis eines einheitlichen und standardisierten Datenmodells umfassend untersucht. Trotz einer im Vergleich zur SE lediglich halb so hohen Messdurchdringung erzielt der OPFE eine ähnlich hohe Schätzgüte bei den Spannungsbeträgen wie die SE. Bei den Strombeträgen treten jedoch in weniger belasteten Zeitpunkten größere Abweichungen auf. Aufgrund der thermischen Trägheit von Leitungen führt eine kurzfristige Überschreitung des Grenzstroms in der Regel nicht unmittelbar zu Schäden oder kritischen Zuständen und größere Ungenauigkeit in der Stromschätzung eher toleriert werden können.

Im Gegensatz zur zeitdiskreten Simulation in der Entwicklungsumgebung weisen beide Algorithmen Abweichungen bei der Erprobung mit dem Echtzeitsimulator auf. Dies ist insbesondere auf die Abweichungen zwischen den Leitungsparametern des Echtzeitsimulators und den Leitungsparametern in den Netzdaten für die SE und den OPFE zurückzuführen. Zwar könnten die Topologieparameter nachträglich korrigiert werden, um systematische Fehler zu reduzieren, jedoch ist eine Modifikation des Netzes allein für eine Prüfung mit Echtzeitsimulationen mit Blick auf die Validierung von Automatisierungssystemen für den Einsatz in realen Netzen nicht sinnvoll. Die Anwendung fehlerbehafteter Topologieparameter ermöglichte es, die Robustheit der Algorithmen in gewissem Maße nachzuweisen, insbesondere da in der Praxis fehlerfreie Netzdaten nicht immer garantiert werden können.

## 5.2 Anwendung auf ein reales 10-kV-Netz

Für eine praxisorientierte Anwendung des Vorgehensmodells wird ein reales 10-kV-Referenznetz aus dem Forschungsprojekt *i-Autonomous* verwendet. Dabei kommen die bewährten Analyse- und Engineering-Werkzeuge zum Einsatz, wie sie bereits auf das Referenznetz angewendet wurden. Aus einem priorisierten Netzbereich wird ein einheitliches Datenmodell zur Beschreibung eines Verteilnetzautomatisierungssystems erstellt. Anschließend werden die Modelle mit Verfahren zur Netzzustandsberechnung kombiniert, um eine umfassende Prüfung auf der Systemplattform mit der IEC 61850 Kommunikation in Komponenten-, Integrations- und Systemtests durchzuführen.

### 5.2.1 Analyse und Modellerstellung

Gemäß dem Vorgehensmodell ist zunächst eine Analyse zur Priorisierung von ONS sowie zur Identifikation relevanter Verteilnetzbereiche durchzuführen. Im Rahmen von *i-Autonomous* wurden die Netzmodelle in der Netzrechnungssoftware *PowerFactory* bereitgestellt, welche typischerweise Regionen mit ONS abbilden, die über wenige UWs gespeist werden. Die Stationsdaten lagen in einer umfassenden CSV-Datei vor und enthielten unter anderem die in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Informationen zu den Eigenschaften einer Station.

## Stationspriorisierung und Netzbereichsidentifikation

Die Stationspriorisierung erfolgte ausschließlich auf Basis der Stationsdaten, um einen ersten Überblick der Ausprägung von Eigenschaften aller ONS in den betrachteten Regionen zu erhalten. Dabei wurden lediglich statische Eigenschaften herangezogen, da für die Berücksichtigung technischer Eigenschaften sämtliche Netzmodelle einer detaillierten Lastfluss- und Kurzschlussanalyse unterzogen werden müssten. Zusätzlich können Eigenschaften betrachtet werden, die im Referenznetz aufgrund des fiktiven Charakters nicht gegeben sind. Zu den betrachteten Stationseigenschaften zählten die Transformatorauslastung basierend auf dem zuletzt abgelesenen Schleppzeigerwert, die Anzahl und Nennleistung der angeschlossenen Erzeuger sowie die Anzahl der Verbraucher einer ONS im unterlagerten NS-Netz.

In Tabelle 5.2 sind die Ergebnisse einer Clusteranalyse mit dem k-means-Algorithmus nach Abschnitt 4.2.1 für eine vordefinierte Anzahl von fünf Clustern dargestellt. Die Analyse zeigt eine große Heterogenität in den Ausprägungen der Eigenschaften einzelner Clustergruppen, wodurch eine direkte Auswahl einer priorisierten Gruppe auf den ersten Blick nicht eindeutig hervorsteht. Die erste Clustergruppe zeigt beispielsweise eine starke Ausprägung erneuerbarer Energien, während die Transformatorauslastung im Vergleich zu den anderen Gruppen am niedrigsten ist. Dies lässt darauf schließen, dass Clustergruppen mit gleichmäßig ausgeprägten Eigenschaften nicht zwangsläufig vorkommen. Daher erscheint es sinnvoll, Gruppen zu priorisieren, die eine möglichst hohe homogene Ausprägung in den Stationseigenschaften aufweisen.

Eine genauere Betrachtung der Ergebnisse zeigt, dass die dritte Clustergruppe diesem Kriterium am nächsten kommt, da sie in allen Eigenschaften mittlere bis starke Ausprägungen aufweist und in keiner den niedrigsten Wert besitzt. Eine Besonderheit dieser Gruppe ist außerdem die hohe Einspeiseleistung bei einer mittleren Anzahl versorgter Verbraucher. Daraus ergibt sich eine größere Differenz zwischen Einspeisung und Last, die potenziell hohe Schwankungen und Unsicherheiten im Netzbetrieb verursachen kann. Da die bisherige Analyse regionenübergreifend erfolgt, liegen logischerweise nicht zwangsläufig alle ONS dieses Clusters in einer einzigen Region, sodass auf Basis der Ergebnisse gezielt Netzregionen identifiziert werden müssen, in denen möglichst viele ONS dieser Clustergruppe vertreten sind.

Tabelle 5.2: Ausprägung von ONS-Eigenschaften in den Clustergruppen

Stationseigenschaften	Clustergruppen				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Transformatorauslastung [in %]	43,86	54,08	49,45	74,71	54,44
Anzahl angeschlossener Erzeuger	4,62	3,65	4,40	3,00	2,56
Nennleistung angeschlossener Erzeuger [kW]	96,38	46,50	70,20	65,86	79,44
Anzahl Verbraucher	40,29	61,63	38,35	4,71	14,56

stark      **Ausprägung**      gering

Die Untersuchungen führten zu einer 10-kV-Netzregion mit einem UW sowie städtischen und ländlichen Netzbereichen und einer hohen Durchdringung von ONS der dritten Clustergruppe. Abbildung 5.19 zeigt die Ergebnisse der Clusteranalyse basierend auf den geografischen Koordinaten des DL-Profiles des CIM CGMES Netzexports.

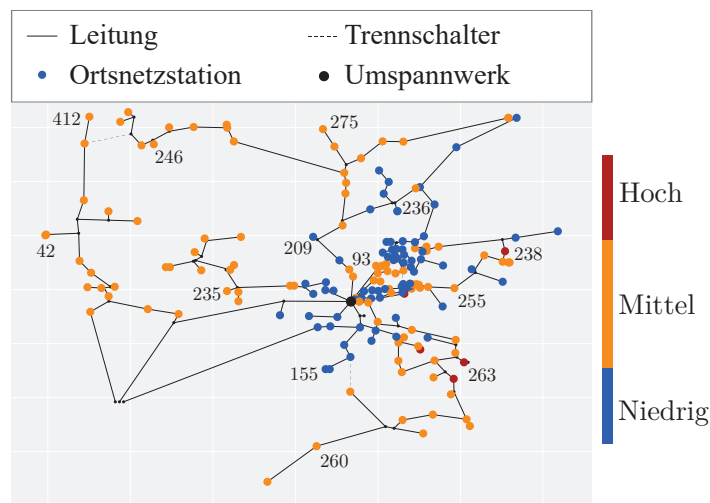


Abb. 5.19: Ergebnis der Stationspriorisierung

Die ursprünglichen fünf farblichen Ausprägungen in der tabellarischen Darstellung werden hierbei auf drei reduziert. Dadurch entsteht eine vereinfachte Darstellung, bei der eine mittlere Ausprägung einen größeren Wertebereich abdeckt, während die äußeren enger definiert werden. Die ONS mit einer mitt-

leren Ausprägung ihrer Stationseigenschaften sind breiter gestreut, während die hochrelevanten ONS nur vereinzelt im östlichen dicht besiedelten (städtischen) oder im weitläufigeren südlichen (ländlichen) Netzbereich vorkommen.

Das Netzgebiet umfasst über 200 ONS, die potenziell für eine messtechnische Ertüchtigung herangezogen werden können. Wie bereits in dieser Arbeit erläutert, genügt eine Messdurchdringung von etwa 50 %, um den Gesamt-netzzustand dieses Netzbereichs mit konventionellen Algorithmen berechnen zu können. Daher bietet sich eine direkte Positionierung der Messstellen an, um die gesamte Netzregion zu erschließen. Dieser Ansatz erweist sich jedoch nicht immer als zielführend, da nicht alle Netzbereiche zwingend eine Automatisierung erfordern und eine bedarfsgerechte Platzierung der Messstellen sowohl die Effizienz als auch die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt. Stattdessen sollte eine kosteneffiziente Integration von Automatisierungssystemen unter Berücksichtigung technischer Restriktionen angestrebt werden.

Bei der Entscheidung für eine vollständige Erschließung der Netzregion kann es sinnvoll sein, zunächst mit einem kleineren Netzbereich zu beginnen, diesen schrittweise zu erweitern und parallel Erfahrungen mit einem überschaubaren Automatisierungssystem zu sammeln. Zudem müssen Netzzustandsberechnungen innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens konvergieren, um rechtzeitig Regelungsmaßnahmen einleiten zu können. Mit zunehmender Größe des Netzbereichs steigt die Komplexität der Berechnung, wodurch definierte Berechnungszeiten möglicherweise nicht mehr durchgängig eingehalten werden können.

Auf Basis der drei Eingruppierungen werden daher die beiden Verfahren zur Netzbereichsidentifikation aus Abschnitt 4.2.1 angewendet, um Netzbereiche mit einer fest definierten Größe und einer hohen Durchdringung relevanter ONS zu ermitteln. Die Anwendung der Heuristik und der Optimierung identifizierte zwei unterschiedliche Netzbereiche, die sich als potenzielle Einsatzgebiete für Automatisierungssysteme eignen. Abbildung 5.20 zeigt die Ergebnisse der beiden Verfahren anhand der Ausprägungen der bereits im Referenznetz verwendeten Eigenschaften sowie ihrer Priorisierungssummen. Grundsätzlich liegt hierbei die Optimierung in allen Eigenschaften außer der Leitungsauslastung höher. Die Abweichung der Referenzspannung ist in diesem Netzbereich besonders stark und erreicht fast den Maximalwert.

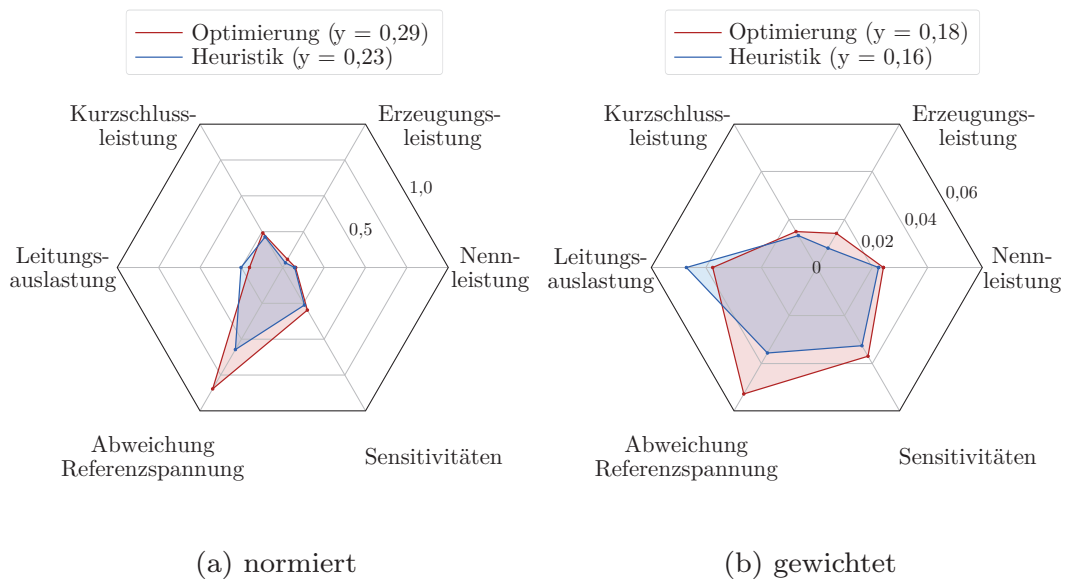


Abb. 5.20: Ausprägung der ONS-Eigenschaften ausgewählter Netzbereiche

Die Auslastung der Leitung ist bei der Heuristik höher und nimmt bei der Anwendung der Gewichtung aus Tabelle E.1 noch einen relevanten Faktor ein. Die Gewichtung führt nämlich grundsätzlich zur Reduktion der Priorisierungssumme, sodass eine Abnahme der Kennzahl in beiden Fällen zu erwarten ist. Im Gegensatz zu den Analysen im Referenznetz wird die Differenz zwischen den Priorisierungssummen jedoch nicht größer, sondern reduzieren sich sogar von zuvor 0,6 auf einen Abstand von 0,2. Das liegt insbesondere daran, dass die Leitungsauslastung mit einer hohen Gewichtung von 18,25 % vorgenommen wird, während zum Vergleich die Abweichung zur Referenzspannung nur mit 6,25 % gewichtet wird. Bei noch höherer Gewichtung der Leitungsauslastung könnte demzufolge mit dem städtischen Netzbereich eine höhere Priorisierungssumme erreicht werden. In Abbildung 5.21 werden die Ergebnisse der beiden Verfahren anhand des Netzabbildes dargestellt. Während das heuristische Verfahren einen von ONS dicht besiedelten Netzbereich bevorzugt, identifiziert die Optimierung einen Netzbereich, der weitläufigere Leitungstrecken zur Verbindung von ONS umfasst. Die Besiedlungsdichte lässt vermuten, dass es sich bei der Lösung der Heuristik um ein städtisches und bei der Lösung der Optimierung um ein ländliches Netzgebiet handelt.

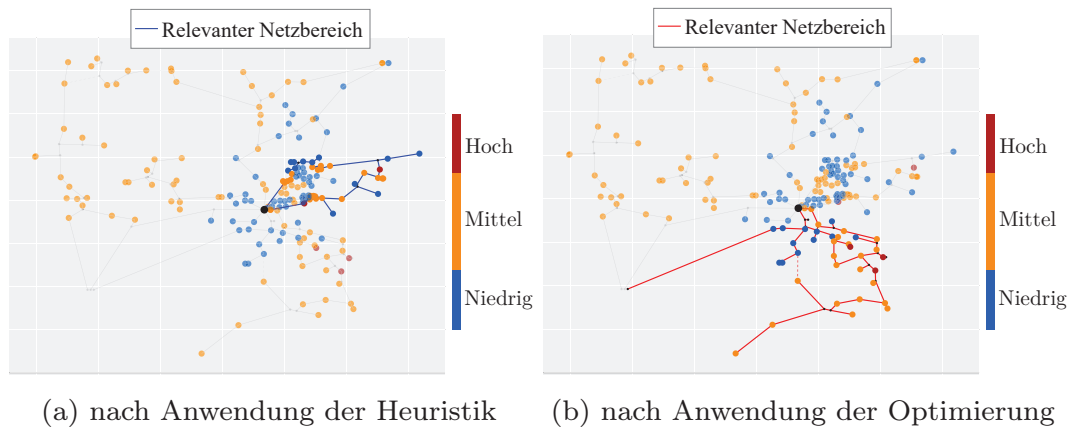


Abb. 5.21: Ergebnis der Netzbereichsidentifikation

Zusammenfassend lässt sich nach diesen Untersuchungen feststellen, dass in städtischen Netzbereichen aufgrund der hohen Verbraucherdichten mit einer höheren Leitungsauslastung zu rechnen ist, bedingt durch die kürzeren Kabelstrecken. In ländlichen Gebieten hingegen treten häufiger Spannungsbandprobleme auf. Darüber hinaus sind dort nach der Betrachtung der Sensitivitäten ONS vertreten, die einen erheblichen Einfluss auf den Netzzustand haben und zur Regelung von Netzengpässen eingesetzt werden können.

### Messstellenpositionierung und Beobachtbarkeitsanalyse

Für die weitere Auslegung des Automatisierungssystems wird der ländliche Netzbereich im Süden detaillierter untersucht. Dieser Bereich erstreckt sich über  $35 \text{ km}^2$  und ist durch ein doppelt gespeistes Ringnetz charakterisiert, welches im Normalbetrieb zwei offene Lasttrennschalter aufweist. Ein schematisches Netzabbild ist in Abbildung 5.22 dargestellt. Es zeigt die Netzstruktur sowie die Verteilung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, worunter zwei Windkraftanlagen, zwei PV-Anlagenparks und eine Biogasanlage auf der Mittelspannungsebene fallen. Zudem sind die ONS abgebildet, die sich in ihrer Bauform als Mast- (M), Gebäude- (G) oder Kompaktstation (C) unterscheiden. Ferner ist bei den ONS zwischen Kundenstationen und solchen, die sich im Eigentum des Verteilnetzbetreibers befinden, zu unterscheiden. Erstere können sekundärtechnisch nur unter Vorbehalt und mit entsprechender Genehmigung des Eigentümers ertüchtigt werden.

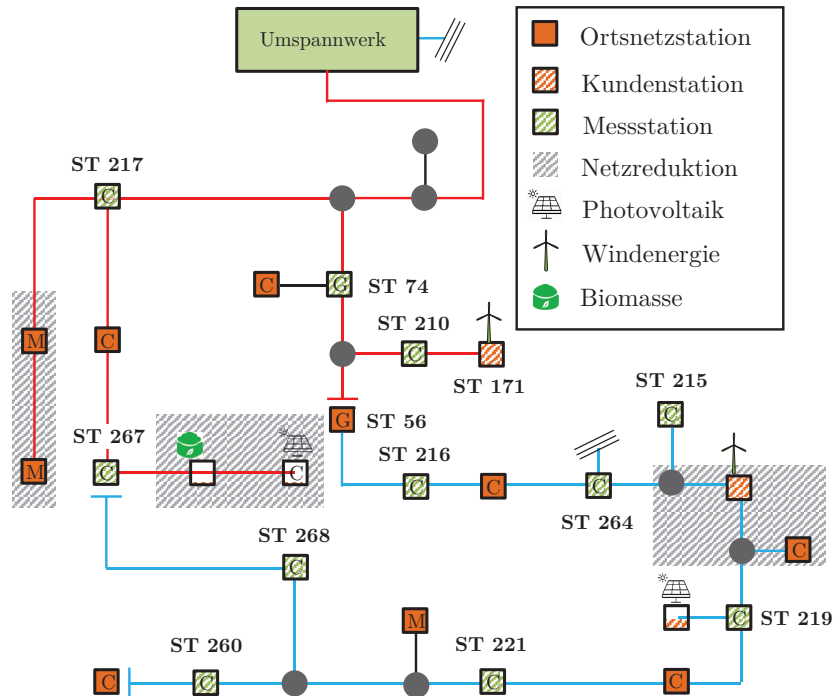


Abb. 5.22: Reduzierter Netzbereich zur Integration des Automatisierungssystems

Im betrachteten Netzbereich ergibt sich eine Gesamtanzahl von 37 ONS, von denen 15 Mast- oder Kundenstationen sind. Diese eignen sich im ersten Schritt nicht direkt für die Integration von Messtechnik und sollen vorzugsweise nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus besteht eine budgetäre Beschränkung im Rahmen des *i-Autonomous*-Forschungsprojekts, die die Beschaffung auf maximal 11 Systemplattformen bzw. Messstationen für die Integration des Automatisierungssystems begrenzt. Unter diesen Aspekten waren Vernachlässigungen und Reduktionen von Netzabschnitten notwendig, wie sie in der dargelegten Abbildung veranschaulicht werden. Da das UW keine Messungen für das Automatisierungssystem bereitstellt und der blaue Strang im Bereich der dargestellten Legende durch zahlreiche Maststationen und Abzweigungen geprägt ist, wurde dieser Bereich bis zum Ring vernachlässigt. Aufgrund ungünstiger Positionen von Mast- und Kundenstationen musste außerdem eine Netzreduktion an drei weiteren Stellen durchgeführt werden, um eine Beobachtbarkeit nach Anwendung der optimierungsbasierten Messstellenpositionierung für die Ausführung einer konventionellen Netzzustandsberechnung zu gewährleisten.

nung zu erreichen. Aus der Beobachtbarkeitsanalyse geht außerdem hervor, dass bei 31 Netzknoten, die sich aus 21 ONS, sieben Abzweig- und drei Ersatzknoten ergeben, 11 Messstationen für eine Beobachtbarkeit genügen. Das ergibt eine Messdurchdringung von 52,38 % bei Betrachtung von realen ONS, 45,83 % bei Ergänzung der Ersatzknoten und etwa 35,48 % bei Hinzunahme aller Netzknoten im betrachteten Netzbereich.

Für den finalen Export dieses Netzbereichs müssen die Leitungen und Stationen aus dem vollständigen Netzgebiet mit über 200 ONS entfernt werden, sodass ausschließlich die Stations- und Netztopologie des betrachteten Netzbereichs übrigbleibt. Dieser Schritt kann analog zur Reduktion des Referenznetzes durchgeführt werden, erfordert jedoch keine zusätzliche Validierung oder einen Vergleich mit dem Netzzustand des Ursprungsnetzes, da im Gegensatz zum Referenznetz die Abgangsfelder vom UW aus vollständig berücksichtigt werden. Durch die Vernachlässigung eines Teils des blauen Strangs und der offenen Trennschalter liegt nun eine Topologie vor, die für Netzberechnungen getrennt voneinander betrachtet werden müssen. Unter Berücksichtigung der Trennstellen und der nachgelagerten Bestimmung der Topologien für die Zustandsschätzungen sind demnach zwei separate Berechnungen erforderlich, die jeweils auf die Netzbereiche des roten und blauen Strangs angewendet werden.

### 5.2.2 Labor- und Feldtestergebnisse

Nachdem in den Voranalysen ein geeigneter Netzbereich identifiziert und die Messstellen festgelegt wurden, können wiederum die erforderlichen Daten- und Netzmodelle für den Entwurf und die Prüfung des Verteilnetzautomatisierungssystems erstellt werden. Für dieses Netz werden analog zum Referenznetz die IEC 61850 SCL Datenmodelle zur Beschreibung und Parametrierung des Automatisierungssystems erzeugt und im Folgenden unter Anwendung der SE sowie des OPFE im Rahmen von Komponenten-, Integrations- und Systemtests genutzt.

#### **Analoge Laborumgebung zur Durchführung des Komponententests**

Nach Abschnitt 4.4.1 wurde bereits das Konzept der analogen Prüfumgebung vorgestellt. Während dieser Test im Referenznetz übersprungen und direkt mit dem Integrationstest begonnen wurde, ist er im Rahmen des praxisori-

entierten *i-Autonomous*-Forschungsprojekts und für eine vollständige Umsetzung des V-Modells im Rahmen dieser Arbeit unerlässlich. Der Komponententest hat das Ziel, die Messwerverfassung und -übertragung der Systemplattform zu überprüfen. Dabei werden die Analogschnittstellen, die korrekte Digitalisierung und Verarbeitung der Messwerte sowie die MMS-Kommunikation zwischen den Container-Instanzen umfassend überprüft.

Der Aufbau wird in Abbildung 5.23 dargestellt und beinhaltet den Kleinsignalgenerator, einen Oszilloskopen als Referenzmessung und die nach Abschnitt 4.3.1 angepasste Systemplattformen Sherlog 2032 CRX. Auf dem Sherlog ist ein Linux-Betriebssystem (engl. Operating System, OS) installiert, ergänzt durch Pakete zur Docker-Virtualisierung. Diese Konfiguration ermöglicht es, die Messwerverfassung und die SE unabhängig voneinander als vIEDs mit eigenen IP-Adressen in Container-Instanzen auszuführen. Beide Container enthalten die erforderlichen Bibliotheken, darunter das IEC-61850-Kompilat und die notwendigen SCL-Datenmodelle.

Aufgrund der limitierten Anzahl an Signalgeneratoren wurde ein vereinfachtes 3-Knoten-Netz (10 kV) mit zwei Lasten und einem Erzeuger zur Überprüfung der Analogschnittstellen sowie des Datenmodells (Übersetzungsverhältnisse und MMS-Kommunikation) als Anwendungsfall herangezogen.

Für die Prüfung wurden zunächst zwei *pandapower* Simulationen von zwei Szenarien durchgeführt, um daraus die Lastflüsse (Spannungs- und Stromgrößen) der Messstelle am Knotenpunkt  $m$  abzuleiten, an dem die Systemplattform positioniert ist. Im ersten Szenario, dem Lastszenario, wird ein Bezug der Last von fünf MVA mit einem Leistungsfaktor von  $\cos(\varphi)$  gleich Eins am Knoten  $m$  und einer Einspeisung der PV-Anlagen am Knoten  $g$  von zwei MW angenommen. Das zweite Szenario, ein Einspeiseszenario, erhöht basierend auf dem Arbeitspunkt des Lastszenarios die Einspeiseleistung um drei auf fünf MW.

Für die beiden Szenarien wurden die Umrechnungen von Effektivwerten aus der Berechnung in *pandapower* zu den Kleinsignalen für den Signalgenerator vorgenommen. Dazu wurde der effektive einphasige Spannungsbetrag  $V$  auf den effektiven einphasigen Kleinsignalspannungsbetrag  $v$  umgerechnet (nach Abschnitt 4.3.1 zur Spezifikation der Systemplattform für TV-TR:  $10 \text{ kV}/3,25 \text{ V}=3076,92$ ). Der effektive einphasige Kleinsignalstrombetrag  $i$  ergibt sich aus der Berechnung des Effektivwerts des einphasigen Strom-

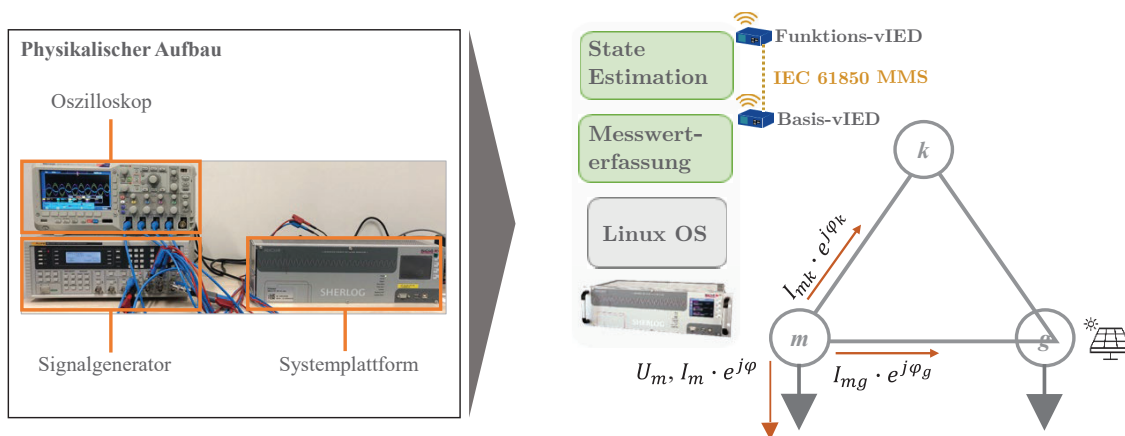


Abb. 5.23: Laboraufbau für den Komponententest der Systemplattform

betrags  $I$  mit Division von Wirkleistung  $P$  und Scheinleistung  $S$  und anschließend dividiert durch das Übersetzungsverhältnis (für TCTR=1333 A/V nach Spezifikation). In Tabelle 5.3 ist die beispielhafte Umrechnung des Lastszenarios dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass etwa 87 % des Leistungsflusses von Knoten  $k$  bereitgestellt wird, da dieser ebenfalls die Last speist. In diesem Szenario gibt es kein Blindleistungsbedarf der Last und die Deckung der Leitungsverluste führt dazu, dass in einem Abgang induktive Blindleistung aufgenommen und in dem anderen Abgang wieder abgegeben wird.

Tabelle 5.3: Exemplarische einphasige Berechnung für Lastszenario

Abgang	Messdaten	Umrechnung auf Kleinsignale
$m$	$U = 5407,41 \text{ V}$ $P = 1666,67 \text{ kW}$ $Q = 0 \text{ kVAr}$ $S = 1666,67 \text{ kVA}$	$V = 5407,41 \text{ V} \rightarrow v = 1,76 \text{ V}$ $I = S/U = 308,22 \text{ A} \rightarrow i = 0,23 \text{ V}$ $\cos(\varphi) = 1$ , da kein Blindleistungsfluss
$m-g$	$P = -229,37 \text{ kW}$ $Q = 74,09 \text{ kVAr}$ $S = 241,02 \text{ kVA}$	$V, v$ analog zur Berechnung in Abgang $m$ $I = S/U = 44,57 \text{ A} \rightarrow i = 0,03 \text{ V}$ $\cos(\varphi) = P/S = 0,95$ (induktiv)
$m-k$	$P = -1437,30 \text{ kW}$ $Q = -74,09 \text{ kVAr}$ $S = 1439,20 \text{ kVA}$	$V, v$ analog zur Berechnung in Abgang $m$ $I = S/U = 266,15 \text{ A} \rightarrow i = 0,20 \text{ V}$ $\cos(\varphi) = P/S = 0,99$ (kapazitiv)

Für die vIED der Messwert-erfassung wird das CID-Datenmodell benutzt, das das Stationsmodell des Knotens  $m$  abbildet. Es umfasst darüber hinaus

die Übersetzungsverhältnisse der logischen Knoten TCTR für die Strom- und TVTR für die Spannungserfassung sowie die entsprechenden Datenobjekte und -attribute. Diese dienen zur Bereitstellung der aus den Analogsignalen und Übersetzungsverhältnissen berechneten Leistungen der jeweiligen Abgänge. In dem Funktions-vIED liegt das vollumfängliche SCD-Datenmodell zugrunde, in der sich auch die Netztopologie des Netzes befindet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse von vier Szenarien präsentiert. Neben den beiden Last- und Einspeiseszenarien wurden zwei Fehlerszenarien untersucht. Im ersten Fehlerszenario wurde die Leistungsmessung am Knoten  $m$  deaktiviert, sodass nur Messrauschen vorlag, um die Auswirkungen eines defekten Sensors auf die SE zu untersuchen. Im zweiten Szenario wurden sämtliche Messungen, einschließlich der Spannungsmessung am Signalgenerator, deaktiviert, um den Ausfall der Messhardware zu simulieren.

Abbildung 5.24 (a-b) zeigen die Verlaufskurven der Spannungsbeträge und -winkel für die jeweiligen Szenarien. Der Übergang von der Last- zur Einspeisesituation, ausgelöst durch eine Erhöhung der Wirkleistung am Knoten  $g$  um drei MW, zeigt sich besonders in der Spannungserhöhung am Netzanschlusspunkt, während die Spannung am Referenzknoten aufgrund der vorgegebenen Sollspannung im gesamten Szenariorahmen konstant bleibt.

Während des Übergangs zu den Fehlerszenarien sind Veränderungen am Referenzknoten erkennbar, sodass die Sollspannung nicht mit der geschätzten Spannung übereinstimmt. Im Szenario des Gesamtausfalls konvergiert die Zustandsschätzung weiterhin, jedoch ergibt sich ein stark unterschiedlicher Spannungsbetrag zwischen Netzzustand und der Nennspannung des betrachteten Netzes. Die Identifikation des hervorgerufenen Ausfalls des Sensors ist ohne Weiteres nicht direkt erkennbar, da insbesondere die gemessene Spannung am Knoten  $m$  der geschätzten Spannung entspricht. Die SE versucht die Anomalie zu kompensieren, in dem die Differenz zwischen Messung und Schätzung minimiert wird, während sich die anderen Größen weit von den realen bewegen.

Die Anomalien können präziser in den Abbildungen 5.24 (c-d) festgestellt werden, indem die Knotenleistungen mithilfe der komplexen Knotenspannungen und der Knotenadmittanzmatrix berechnet und mit dem tatsächlichen Betriebspunkt des Einspeiseszenarios verglichen werden. Dies ist jedoch nur möglich, wenn der Arbeitspunkt bekannt ist.

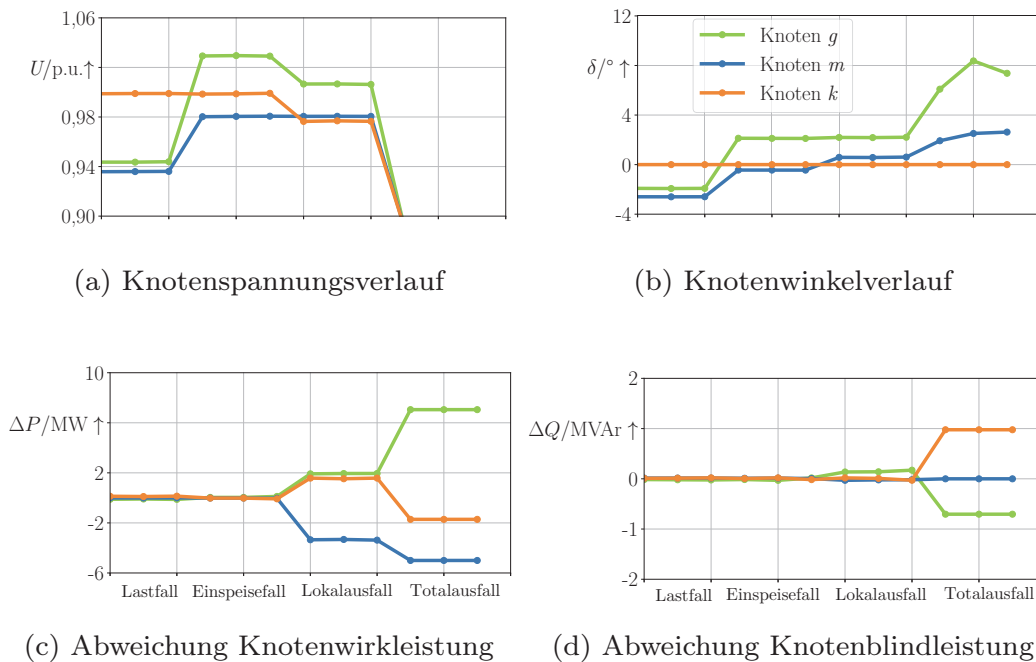


Abb. 5.24: Ergebnisse des Komponententests mit automatisiert erstelltem Datenmodell

Eine deutliche Abweichung zeigt sich in den Differenzen der Wirkleistungen: Mit dem Ausfall der Knotenleistungsmessung beginnen diese zu steigen und erreichen beim vollständigen Ausfall eine Abweichung von bis zu sieben MW.

Mit diesem Aufbau konnte die Funktionalität der Messhardware der Systemplattform nachgewiesen werden. Die Parametrierung der Konfigurationsdateien erwies sich als konsistent, da andernfalls Abweichungen zwischen der Netzzustandsberechnung und der PFC in *pandapower* vorliegen würden. Für die Überprüfung größerer Automatisierungssysteme mit einer Vielzahl von Systemplattformen, die miteinander in Abhängigkeit stehen, ist dieser Aufbau jedoch mit erheblichem manuellen Aufwand verbunden. Zudem ist das Abfahren verschiedener Szenarien durch die begrenzte Speicherkapazität des Signalgenerators eingeschränkt. Während die analoge Prüfumgebung für einzelne Komponententests ausreichend ist, stößt sie bei komplexeren Anwendungen mit Berücksichtigung mehrerer Systemplattformen an ihre Grenzen, wodurch alternativ die IED-Simulation herangezogen wird.

## IED-Simulation zur Durchführung des Integrationstests

Nach Abschnitt 4.4.3 wurde das Konzept der IED-Simulation bereits vorgestellt. Diese Prüfumgebung kann als Alternative zur Echtzeitsimulation herangezogen werden und eignet sich insbesondere für Anwendungsfälle, bei denen keine dynamische Simulation mit hoher Simulationsschrittweite erforderlich ist. Zudem ermöglicht dieses Setup die Durchführung von Netzzustandsberechnungen für voneinander getrennte Netzbereiche, wie sie im realen 10-kV-Netz infolge der Reduktionsmaßnahmen auftreten können. Dazu wird in der Simulation von *pandapower* das vollständige Netzmodell betrachtet, während für die Systemplattform mit der Netzzustandsberechnung nur die reduzierte Netztopologie in Form der SCD-Datei vorliegt. Ähnlich wie bei dem Echtzeitsimulator von *Typhoon HIL* werden  $n$  Server mit den in der SCD-Datei vorgegebenen IP-Adressen simuliert.

In Abbildung 5.25 werden die Ergebnisse der IED-Simulation anhand mehrerer Arbeitspunkte veranschaulicht dargestellt. Die Unterscheidung der Arbeitspunkte liegt in der unterschiedlichen Positionen der beiden Trennstellen aus der Netzabbildung 5.22 an Station ST 267 und ST 56. Ausgehend von anfangs geschlossenen Schaltern werden diese nacheinander geöffnet. In  $t_1$  wird zunächst die Trennstelle an Station ST 56 geöffnet. Anschließend wird diese in  $t_2$  wieder geschlossen, während die Trennstelle an Station ST 267 geöffnet wird. Abschließend werden in  $t_3$  beide Trennstellen geöffnet. Die Kommunikation erfolgt einen Zeitschritt später, sodass nach einer Trennstellenänderung in  $t$  die Kommunikation der Information einen Zeitschritt später in  $t$  erfolgt. Mit diesen Szenarien soll insbesondere das SCD-Datenmodell und die Kommunikation von Messungen sowie Trennstellen für den im Anschluss stattfindenden Systemtest im Feld erprobt werden. Zusätzlich soll der Algorithmus zur Topologieaktualisierung infolge von Trennstellenänderungen sowie daraus mögliche nicht zusammenhängende Netzbereiche nach Abschnitt 4.3.2 validiert werden.

Aus den Verläufen wird deutlich, dass eine Topologieänderung ohne Kommunikation Abweichungen zwischen der SE und dem PFC verursacht. Diese Abweichungen treten besonders ausgeprägt an den Stellen auf, an denen sich die Trennstellen befinden. In den Zeitpunkten nach der Topologieaktualisierung reduzieren sich die Abweichungen wieder nahezu auf null. Dies verdeut-

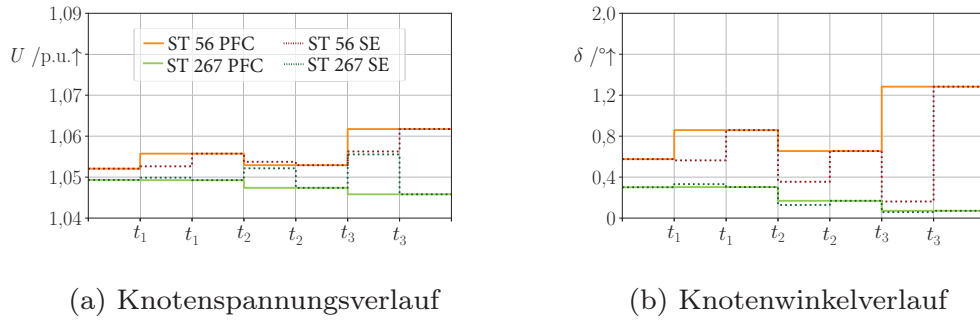


Abb. 5.25: Ergebnisse des Komponententests

licht, dass die Zeitspanne zwischen der Schalteränderung und der anschließenden Kommunikation dieser Änderung möglichst kurzgehalten werden sollte.

In Abbildung 5.26 sind die Abweichungen zum Lastfluss durch den RMSE der Spannungs- und Winkelabweichungen aller Knoten dargestellt. Bei korrekter Topologie treten keine Abweichungen auf, während von  $t_1$  bis  $t_3$  eine zunehmende Abweichung erkennbar ist. Eine fehlerhafte Schalterstellung an Station ST 267 in diesem Arbeitspunkt hat dabei größere Auswirkungen auf die Abweichungen zum korrekten Netzzustand der SE als eine fehlerhafte Schalterposition an Station ST 56. Bei der Öffnung beider Schalter in  $t_3$  verdoppeln sich die Abweichungen im Vergleich zu den vorherigen Zeitpunkten. Dabei zeigt der Spannungswinkel eine höhere Sensitivität gegenüber fehlerhaften Schalterpositionen als der Spannungsbetrag.

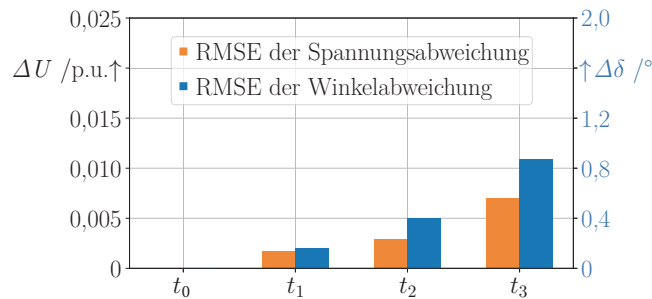


Abb. 5.26: Abweichung der Knotenspannungsbeträge und -winkel infolge von nicht kommunizierten Positionsänderungen der Schalter

Mit dieser Simulation konnte die korrekte Funktionalität der SE und der Topologieaktualisierung infolge von Trennstellenänderungen nachgewiesen wer-

den. Bei einer korrekten Datengrundlage ist die SE in der Lage, den Netzzustand des Lastflusses nahezu exakt abzubilden. Die IED-Simulation erweist sich hierbei auch als skalierbare Lösung für Integrationstests unterschiedlicher Dimensionierungen von Automatisierungssystemen. Das in diesem Rahmen geprüfte Datenmodell entspricht im Wesentlichen dem Datenmodell, das auch in der Realumgebung während des Systemtests erprobt wird.

### **System-/Feldtest im Rahmen des begleiteten Forschungsprojektes**

Nachdem die Laborversuche durchgeführt und die finalen SCL-Datenmodelle für das Automatisierungssystem erzeugt wurden, konnte der Einbau der Sekundärtechnik auf eine Montageplatte durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber erfolgen. Vor der Inbetriebnahme im Feld wurden die Kommunikationsanbindung und die Konfigurationsparameter überprüft.

Zur Validierung der Feldkommunikation und der Netzzustandsberechnung in der Zielumgebung wurden die Datenobjekte SubEna sowie die zu substituierenden Prozesswerte SubVal aus dem Datenmodell verwendet. Anschließend erfolgte der Einbau der Montageplatten in Kabelverteilerschränke (für Kompaktstationen) oder Schaltschränke (für begehbare Stationen). Bei der Inbetriebnahme erfolgte die Verdrahtung der Sensorik mit den Schränken anhand des Datenmodells. Dieser Schritt ist besonders wichtig, da das Vertauschen von Abgängen oder nicht einheitlich eingebaute Sensoren zu fehlerhaften Netzzustandsberechnungen führen, die im Nachhinein nur durch Vor-Ort-Prüfungen festgestellt werden können.

In Abbildung 5.27 wird beispielhaft die Integration der gesamten Sekundärtechnik in einem Kabelverteilerschrank an einer Kompaktstation aufgezeigt. Der Strom wird an jedem Mittelspannungsfeld dreiphasig gemessen, während die Spannung dreiphasig vom Transformatorfeld abgegriffen wird. Für die Verbindungen zu den Sensoren mithilfe von Messleitungen erfolgte ein Durchbruch zur Mittelspannungsschaltanlage der ONS. In dem Kabelverteilerschrank befindet sich außerdem eine Heizung sowie ein Notstrom-Akku (8 Stunden Versorgung bei Stromunterbrechung). Die Datenübertragung zwischen den Systemplattformen erfolgte mithilfe eines Mobilfunkrouters über eine verschlüsselte Mobilfunkverbindung.



Abb. 5.27: Einbau der Sekundärtechnik im 10-kV-Mittelspannungsnetz

Der Zugriff auf die Systemplattform fand über einen zur Verfügung gestellten Server des Verteilnetzbetreibers statt. Darüber konnten die Funktionen über Container-Images verteilt und ausgeführt werden. Die Netzzustandsberechnung kann hierbei auf einem beliebigen Gerät verteilt werden und berechnet unter Berücksichtigung der Schalterstellung, die komplexen Knotenspannungen des zugrundeliegenden Netzbereichs.

Für den Feldtest wurde alle 200 ms die Messwerterfassung durchgeführt, jede Sekunde Messwerte übertragen und alle zehn Sekunden eine SE für jede Phase durchgeführt. In Abbildung 5.28 sind die einphasigen Spannungsverläufe der zweiten Phase von ausgewählten ONS über einen Zeitraum von einer halben Stunde dargestellt. Dieser Zeitraum wurde gezielt für die Ergebnisdarstellung gewählt, da darin besondere Phänomene festgestellt wurden. Zwar wurden keine Grenzwertverletzungen identifiziert und die Spannungen lagen mit Werten zwischen 1,01 und 1,05 p.u. innerhalb der zulässigen Spannungsbänder, jedoch traten in diesem Zeitraum abrupte Spannungsanhebungen und -senkungen auf.

Abbildung 5.28 (a) verdeutlicht, dass es bei den effektiven Spannungsbeiträgen zu gleichmäßigen Spannungssprüngen an allen Stationen kommt. Die beobachteten Sprünge können durch Transformatorstufungen oder durch Zu- und Abschaltungen von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern verursacht werden. Im Fall der drei markanten Sprünge ist jedoch von ersterem auszugehen, weshalb die Häufigkeit der Transformatorstufungen im entsprechenden UW innerhalb kurzer Zeit ohne jeglicher Grenzwertverletzungen fragwürdig ist.

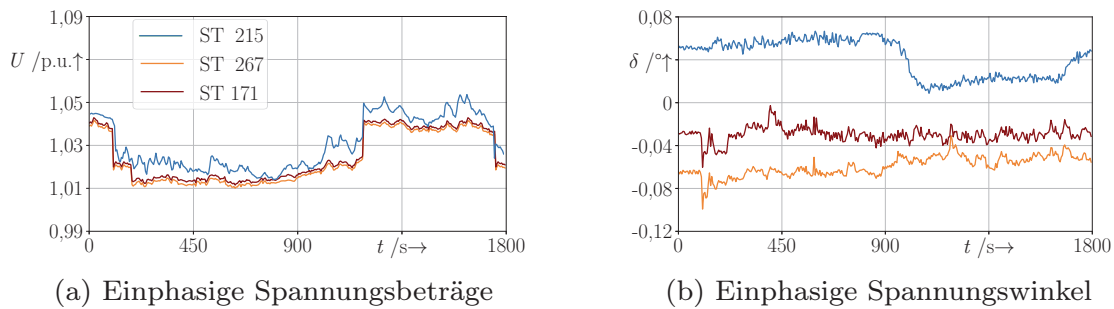


Abb. 5.28: Komplexer Spannungsverlauf ausgewählter ONS aus dem Feldtest

Des Weiteren ist anhand von Abbildung 5.28 (b) bei Station ST 215 eine starke Winkeländerung nach Minute 15 bzw. Sekunde 900 zu erkennen, die in den anderen dargestellten Stationen nicht auftritt. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass sich ST 215 nicht im selben Abgangsfeld wie die beiden anderen Stationen befindet und in diesem Strang sowohl größere Einspeisungen von Windkraft als auch der Biogasanlage vorliegen, die den Netzzustand entsprechend beeinflussen.

In Abbildung 5.29 wird die Spannungs-Unsymmetrie anhand von Station ST 215 verdeutlicht, die als Maß für die ungleichmäßige Belastung des Dreiphasensystems herangezogen werden kann. In diesem Fall liegt eine durchschnittliche Differenz von 0,025 p.u. zwischen der ersten und der dritten Phase vor. In allen drei Phasen ist außerdem erneut der Einbruch des Spannungswinkels ab der Hälfte der Aufzeichnung zu erkennen.

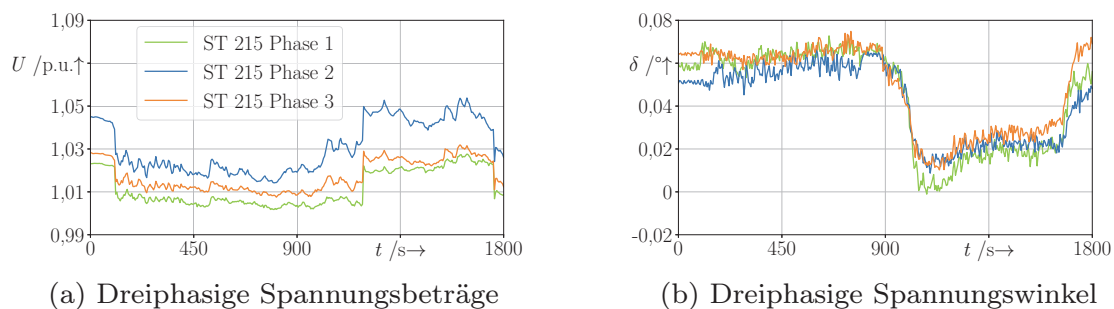


Abb. 5.29: Dreiphasiger Spannungsverlauf von Station ST 215

Grundsätzlich konnte die Funktionsfähigkeit des Automatisierungssystems aufgezeigt werden, sodass nun anhand der Ergebnisse die Güte der SE mit den zugrundeliegenden Messwerten durchgeführt werden kann. In Abbildung 5.30 wird dazu ein Vergleich der gemessenen zu den geschätzten Spannungsbeträgen mithilfe von Box-Diagrammen dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass die Abweichungen der Spannungsbeträge innerhalb von  $-1\%$  und  $2\%$  liegen und tendenziell eine Überschätzung der Messwerte vorliegt. Die Variabilität der Spannungsabweichungen ist in allen ONS sehr ähnlich, wobei der Median über der Nullgrenze liegt und eine Abweichung von etwa einem Prozent in ST 215 erreicht. Mittels der Boxdiagramm-Visualisierung lassen sich zudem mithilfe der Antennen Ausreißer direkt ablesen. Bei den Spannungsbeträgen sind die Ausreißer als tolerierbar einzustufen, wenn angenommen wird, dass mögliche Abweichungen in den Topologieparametern vorliegen und sich Messfehler sowie Modellgenauigkeiten entsprechend addieren.

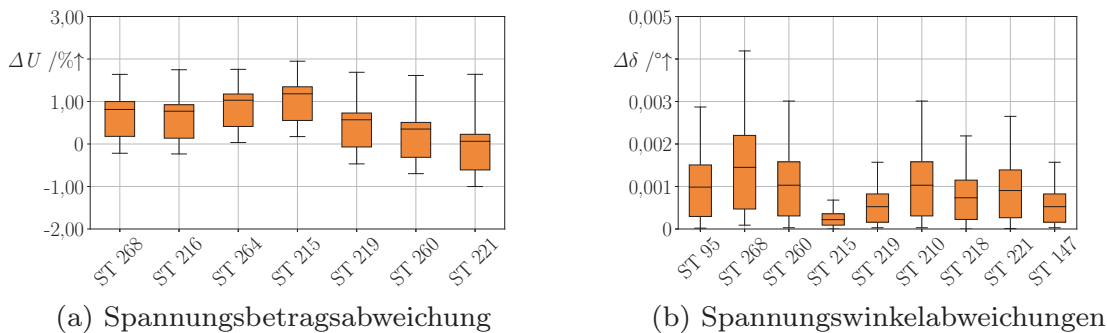


Abb. 5.30: Schätzungsgüte der SE im Feldtest

Mithilfe der Ergebnisse aus der Netzzustandsberechnung wurde außerdem eine Rückrechnung auf die Knotenleistungen durchgeführt. Dies ermöglicht die Rückführung der Feldtestdaten in die Entwicklungsumgebung und deren Nutzung für nachträgliche Berechnungen. Eine anschließende PFC mit *panda-power* ermöglicht beispielsweise einen Vergleich der Spannungswinkel mit der SE aus dem Feldtest. Das Ergebnis des Vergleichs kann aus Abbildung 5.30 (b) entnommen werden und belegt die hohe Güte der SE. Im Allgemeinen liegen die Winkeldifferenzen zwischen den Stationen in diesem Netzbereich zwischen  $0,1^\circ$  und  $0,9^\circ$ . Die Abweichungen von maximal  $0,004^\circ$  deuten hiermit auf eine hohe Güte der SE hin.

## Modellerstellung mit Netzzustandsdaten aus dem Feldtest

Wie bereits erwähnt, wurden die Netzzustandsdaten in die Entwicklungsumgebung zurückgeführt, um eine PFC auf Basis der Netzzustandsdaten durchzuführen. Die Integration dieser Daten und die anschließende Berechnung der Knotenleistungen ermöglicht außerdem die Erstellung eines Echtzeitmodells und somit Echtzeitsimulationen auf Basis der realen Feldtestdaten. In Abbildung 5.31 wird der Vergleich zwischen der Echtzeitsimulation und der zeitdiskreten PFC anhand des blauen Strangs veranschaulicht. Die Echtzeitsimulation wird analog zur Aufzeichnung aus dem Feldtest für eine halbe Stunde ausgeführt und mit einer Simulationsschrittweite von  $20 \mu\text{s}$  ausgeführt. Alle zehn Sekunden werden die hinterlegten Knotenleistungen als Arbeitspunkte abgefahren, während zwischen den Zeitschritten eine Interpolation erfolgt.

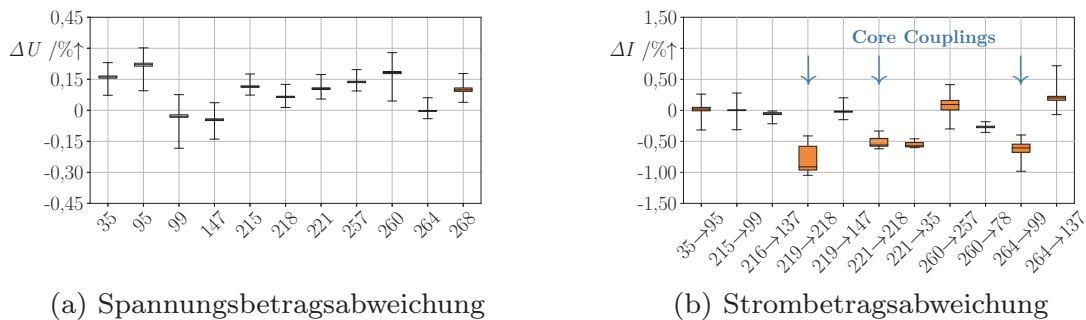


Abb. 5.31: Prozentuale Abweichungen der Echtzeitsimulation zur zeitreihenbasierten PFC auf Basis von Feldtestdaten

In (a) werden die Spannungsbetragsabweichungen dargestellt, die sich zwischen  $-0,15 \%$  und  $0,4 \%$  befinden und insgesamt eine positive Abweichung aufweisen. Lediglich einzelne Netzknoten, wie 99 und 260, weisen größere Streuungen auf. Die Strombetragsabweichungen sind hingegen stärker ausgeprägt und liegen bei  $\pm 1 \%$ . Analog zu den Erkenntnissen aus der Validierung des Echtzeitmodells im Referenznetz sind erneut vor allem die Leitungen betroffen, die direkt durch die Netzpartitionierung mittels Core Couplings beeinflusst werden. Aufgrund der Modellgröße waren drei Core Couplings erforderlich, um eine Echtzeitsimulation durchführen zu können. Der direkte Vergleich mit den Ergebnissen aus Abbildung 5.13 und die Anwendung auf das Referenznetz zeigen geringere Abweichungen von bis zu drei Prozentpunkten.

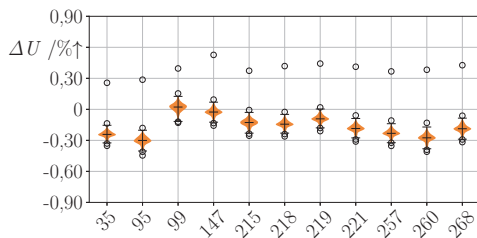
## Anwendung des OPFE auf das Feldtestszenario im Labor

Bei der Feldprüfung des Automatisierungssystems kam die SE zum Einsatz. Im Rahmen dieser Arbeit wurde zusätzlich mit dem OPFE ein alternativer Algorithmus zur Netzzustandsberechnung vorgestellt, der komplexe Knotenspannungen in einem unterbestimmten System ermitteln kann. Für die Anwendung im Feldtestnetzgebiet müssen dazu jedoch alle Grenzknoten messtechnisch erschlossen werden.

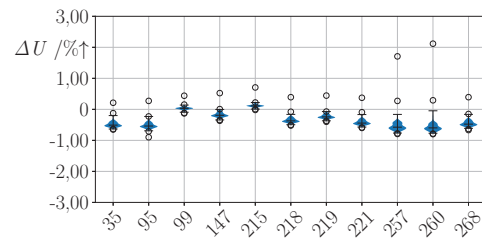
Eine erneute Betrachtung der Abbildung 5.22 zeigt, dass hierfür die Leitungsabgänge zum Netzbereich des UWs sowie der ONS ST 264 gemessen werden müssen. Zudem erfordert diese Netzkonfiguration aufgrund der beiden Trennstellen zwei aufeinanderfolgende OPFE-Berechnungen, jeweils für den roten und den blauen Strang. Für die Validierung des OPFE wurde daher der blaue Strang betrachtet, bei dem der Grenzknoten ST 264 gleichzeitig die einzige Messstelle darstellt und demnach eine Messdurchdringung von etwa 6 % bei 17 Netzknoten vorliegt. Für Vergleichszwecke wurden auf Grundlage des zugrundeliegenden Echtzeitmodells sowohl die SE als auch der OPFE ausgeführt, wobei die SE ihre Messwerte unter der Voraussetzung einer vollständigen Beobachtbarkeit von sieben Messstellen erhält.

Die Ergebnisse der Netzzustandsberechnungen sind in Abbildung 5.32 als dichtebasierte Kastendiagramme visualisiert. Die SE zeigt überwiegend Abweichungen von etwa  $\pm 0,3$  %, mit wenigen Ausreißern bis maximal 0,6 %. Im Vergleich dazu weist der OPFE Abweichungen von bis zu 1 % auf, wobei einige Ausreißer Abweichungen von bis zu 2 % erreichen. Die größeren Abweichungen des OPFE im Vergleich zu den Referenzergebnissen lassen sich durch die geringere Messdurchdringung mit nur einer Messstelle erklären. Beide Algorithmen weisen in den Spannungsbeträgen vergleichbare Abweichungsrichtungen auf. Dies deutet darauf hin, dass der OPFE bei systematischen Fehlern, wie den in der Echtzeitsimulation zugrundeliegenden Topologiefehlern, eine ähnliche Robustheit wie der SE-Algorithmus zeigt.

In Abbildung 5.33 sind die zugehörigen Abweichungen der Strombeträge dargestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Referenznetz sind die Abweichungen in beiden Berechnungen geringer, zeigen jedoch beim direkten Vergleich Unterschiede in ihrer Höhe.



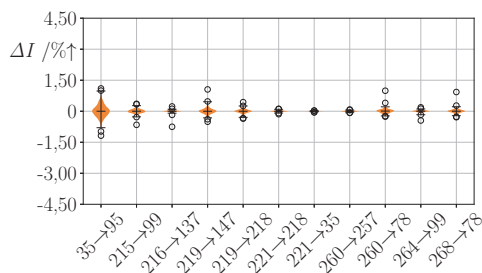
(a) Spannungsbetragsabweichung SE



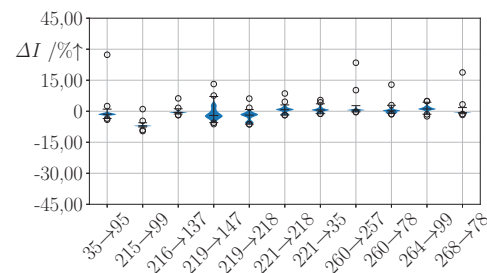
(b) Spannungsbetragsabweichung OPFE

Abb. 5.32: Spannungsabweichungen der Netzzustandsberechnung zur Echtzeitsimulation

Während die SE eine sehr geringe Streuung und Abweichungen von lediglich  $\pm 1\%$  aufweist, treten beim OPFE vereinzelt Ausreißer von bis zu 30 % auf, begleitet von einer größeren Streuung um den Nullpunkt herum.



(a) Strombetragsabweichung SE



(b) Strombetragsabweichung OPFE

Abb. 5.33: Stromabweichung der Netzzustandsberechnung zur Echtzeitsimulation

Die Feldtest-Messwerte ermöglichten die Verifikation des OPFE in der Echtzeitsimulation unter realen Bedingungen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Berechnung des Netzzustands auch mit weniger Messungen als bei einer konventionellen SE möglich ist. Dabei weisen die Strombeträge größere Ungenauigkeiten auf als die Spannungsbeträge. Dies liegt darin begründet, dass Spannungsbeträge teilweise direkt gemessen und durch definierte Spannungsgrenzen gezielt eingeschränkt werden können. Im Gegensatz dazu ergeben sich die Strombeträge nur indirekt aus den Leistungsflussmessungen und werden durch die Nebenbedingungen nicht hinreichend genug eingeschränkt, wodurch größere Freiheitsgrade bei der Bestimmung der Strombeträge vorliegen.

## Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das V-Modell als domänenübergreifendes Vorgehensmodell zur Integration und Prüfung von Automatisierungssystemen auf zwei Mittelspannungsnetze angewendet. Zur Umsetzung des Vorgehensmodells wurde eine Entwicklungsumgebung eingesetzt, in der Netze im standardisierten CIM-CGMES-Datenformat eingelesen, verifiziert und für die weitere Verwendung aufbereitet wurden.

Auf Grundlage fest definierter Anforderungen aus dem Vorgehensmodell kamen Analyse- und Engineeringwerkzeuge zum Einsatz, um relevante Netzbereiche für die Auslegung des Automatisierungssystems in dem Referenz- sowie in dem realen 10-kV-Netz zu identifizieren. Dazu wurden die Ergebnisse unterschiedlicher Verfahren zur Priorisierung von ONS, Identifikation relevanter Netzbereiche und finaler Positionierung von Messstellen aufgezeigt und miteinander verglichen. Es zeigte sich, dass durch die Anwendung optimierungsbasierter Verfahren, Netzbereiche mit hoher Relevanz für eine Automatisierung identifiziert und relevante ONS für eine messtechnische Ertüchtigung nach vorgegebenen Kriterien und Gewichtungen bestimmt werden können.

Durch den Einsatz normierter Beschreibungen und standardisierter Datenformate wurde eine maschinenlesbare SCD-Datei gemäß der IEC 61850 erstellt, in der Stations- und Topologiedaten zusammengeführt wurden. Zudem wurden Netzmodelle für Echtzeitsimulationen erstellt und verifiziert, um sie in Laborumgebungen einzusetzen. Die standardisierten Datenmodelle, kombiniert mit konventionellen sowie selbst entwickelten Netzzustandsalgorithmen, konnten anschließend im Rahmen von Integrations- und Systemtests erprobt werden. Als Teil der Systemlösung diente eine virtualisierungsfähige Systemplattform, auf der die Algorithmen und Datenmodelle als Container-Instanzen sowohl in der Laborumgebung verifiziert als auch im Rahmen von Feldtests validiert wurden.

Die Entwicklungsumgebung ermöglichte die Erstellung der Datenmodelle für das Automatisierungssystem sowie die Überprüfung des Gesamtsystems mittels Simulations- und Prüfwerkzeugen. Die Ergebnisse zeigen, dass der optimierungsbasierte Ansatz eine Alternative zur klassischen SE darstellen kann, jedoch mit größeren Ungenauigkeiten, insbesondere bei der Bestimmung der Leitungsauslastung, zu rechnen ist.

# 6 Zusammenfassung und Ausblick

## 6.1 Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland führt zu einer Transformation des Energiesystems hin zu dezentralen Erzeugungsstrukturen mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Dieser Paradigmenwechsel stellt das Energiesystem vor neue Herausforderungen, insbesondere wenn der steigende Strombedarf durch die Integration neuartiger Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nicht zuverlässig durch die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden kann. Gleichzeitig sind die Verteilnetze erhöhten Belastungen ausgesetzt, da sie für die zunehmenden Last- und Erzeugungsspitzen nicht ausgelegt sind.

Zur Identifikation derartiger Belastungssituationen wird verstärkt in die Digitalisierung der Energiesysteme investiert und ein flächendeckender Einsatz von Feld- und Fernwirkgeräten in ONS angestrebt. Daraus resultieren neue Herausforderungen, da die Umsetzung aufgrund der Größe der Verteilnetze und der Vielzahl an ONS einen erheblichen Zeit- und Personalaufwand erfordert. Um dem entgegenzuwirken, wird auf die Integration von Standardlösungen gesetzt, die auf einfach zu installierenden Mess- und Fernwirktechnik beruhen, allerdings gleichzeitig zu einer starken Abhängigkeit von proprietären Herstellerlösungen mit einem begrenzten Funktionsumfang einhergeht.

Mit der fortschreitenden Digitalisierung steigt auch das zu verarbeitende Datenaufkommen, das kontinuierlich ausgewertet werden muss, um darauf basierend rechtzeitig geeignete Maßnahmen einleiten zu können. Automatisierungssysteme ermöglichen den Umgang mit dieser Komplexität, indem sie Daten auswerten und Steuerungsmaßnahmen automatisiert umsetzen. Während in anderen Fachdisziplinen wie der Industrieautomatisierung Modelle zur strukturierten Integration von Automatisierungssystemen bereits etabliert sind, erfolgt die Verteilnetzautomatisierung bislang weitgehend ohne eine sys-

tematische Methodik und beschränkt sich auf die exemplarische Umsetzung von Pilotlösungen im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsprojekten.

Zur Begegnung dieser Forschungslücke wurde im Rahmen dieser Dissertation das V-Modell als Vorgehensmodell entworfen, um Phasen und Prozesse zur einheitlichen Integration von Automatisierungssystemen in die Verteilnetzebene zu definieren. Mithilfe einer Entwicklungsumgebung konnten die notwendigen Integrations- und Prüfprozesse (teil-) automatisiert durchgeführt werden. Die zentralen Ziele dieser Arbeit waren demnach zum einen die Konzeptionierung des V-Modells für die einheitliche Integration von Automatisierungssystemen sowie dessen Anwendung innerhalb der Entwicklungsumgebung, in der Analyse-, Engineering- und Prüfverfahren implementiert wurden. Zum anderen lag der Fokus auf der Implementierung und Beschreibung von Prüf- und Simulationswerkzeugen zur Erprobung des Automatisierungssystems. Die Prüf- und Simulationswerkzeuge basieren hierbei auf standardisierten Normbeschreibungen nach IEC 61850 sowie IEC 61970 und werden als Bestandteil des V-Modells angewendet.

Für die Integration des Automatisierungssystems wurden Verfahren angewendet, um potenzielle Netzbereiche mit einer hohen Durchdringung relevanter ONS in einem 10-kV-Referenznetz sowie einem realen 10-kV-Mittelspannungsnetz zu identifizieren. Es zeigte sich, dass durch den Einsatz optimierungsbasierter Ansätze Netzbereiche mit einer hohen Durchdringung relevanter ONS identifiziert werden können. Dabei wurde die Relevanz einer ONS durch Eigenschaften wie z.B. die Auslastung anliegender Leitungen, die Kurzschlussleistung oder die angeschlossene Erzeugungsleistung bestimmt und flexibel gewichtet. Je nach Gewichtung führt dies zu unterschiedlichen Ergebnissen, ermöglicht jedoch eine flexible Anpassung der Relevanzbeurteilung.

Zur standardisierten Beschreibung der Netz- und Stationsdaten des zu automatisierenden Netzbereichs wurden SCL- und CIM-CGMES-Datenmodelle verwendet. Mithilfe implementierter Python-Skripte als Bestandteil der Engineeringverfahren konnte die Beschreibung des Automatisierungssystems automatisiert in ein maschinenlesbares IEC-61850-Datenmodell sowie in ein für einen Echtzeitsimulator ausführbares Netzmodell zur späteren Verifikation des Gesamtsystems überführt werden. Es zeigte sich, dass die Anwendung standardisierter Normbeschreibungen in Kombination mit Engineeringverfahren die Notwendigkeit einer aufwändigen manuellen Modellerstellung vermeidet

und gleichzeitig eine damit verbundene Fehleranfälligkeit reduziert. Bei der Verifikation der automatisierten Netzmodellerstellung wurden die Ergebnisse der dynamischen Simulation des Echtzeitsimulators mit den Ergebnissen etablierter Lastflussberechnungsprogrammen verglichen. Die Analyse zeigte eine hohe Übereinstimmung der berechneten komplexen Spannungen und Leistungen. Lediglich bei der Erstellung großer Netzmodelle treten mit zunehmender Modellgröße höhere Abweichungen auf, die auf notwendige Core-Couplings zur Netzpartitionierung und die kernspezifische Zuordnung der Netzpartitionen zurückzuführen sind.

Zur Evaluierung der Systemlösung, bestehend aus Datenmodell, Algorithmen und Systemplattform, wurden Komponenten-, Integrations- und Systemtests gemäß dem V-Modell durchgeführt. Für den Komponententest kam eine analoge Prüfumgebung zum Einsatz, in der die Überprüfung der Messhardware der Systemplattform sowie des automatisiert erstellten Datenmodells mithilfe eines Signalgenerators durchgeführt wurde. Für eine flexible Skalierbarkeit und zur Erprobung großer Netze wurde ein Echtzeitsimulator sowie eine im Rahmen dieser Arbeit implementierte IED-Simulation eingesetzt. Es zeigte sich, dass bei sehr großen Netzbereichen mit über 30 Netzknoten eine Echtzeitsimulation nicht mehr durchführbar ist und stattdessen die Anwendung der IED-Simulation erforderlich wird. In diesem Fall lassen sich kommunikationsbasierte Funktionen gemäß IEC 61850-8-1 verifizieren, die auf Effektivwerten basieren und keine zeitkritischen Anforderungen stellen.

Für den Integrations- und Systemtest wurden sowohl bestehende als auch selbst implementierte Algorithmen zur Netzzustandsberechnung eingesetzt. Die Analyse zeigte, dass die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimal Power Flow Estimation (OPFE) mit weniger Messungen als konventionelle Verfahren zur State Estimation (SE) auskommt und insbesondere in der Spannungsschätzung eine hohe Genauigkeit aufweist. Während für den Systemtest eine konventionelle SE zur Validierung des Gesamtsystems im Rahmen eines Feldtests durchgeführt wurde, erfolgte die Anwendung des OPFE-Algorithmus auf dem realen 10-kV-Mittelspannungsnetz unter Verwendung eines Echtzeitsimulators und feldtestbasierter Messdaten. Es zeigte sich, dass bereits mit einer einzelnen Messstelle – im Gegensatz zur SE mit sieben Messstellen – eine mittlere Genauigkeit von 0,5 % im Spannungs- und 5 % im Strombetrag erreicht werden konnte.

## 6.2 Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit lag der Fokus auf der Konzeptionierung eines Vorgehensmodells für Automatisierungssysteme zur Berechnung des Netzzustandes. Die Größe des Automatisierungssystems orientierte sich hierbei vorzugsweise an der maximalen Anzahl möglicher Netzknoten, die in der Echtzeitsimulation abgebildet werden konnten. Die IED-Simulation ermöglicht die Abbildung deutlich größerer Netze, sodass die Systemgröße auch anhand anderer Kriterien, wie der maximal zulässigen Berechnungszeit der einzusetzenden Algorithmen, definiert werden kann. Dadurch wird eine Analyse auch auf größere Netzbereiche möglich, die unter Umständen mehrere Spannungsebenen (HS/MS/NS) umfassen.

Für weiterführende Anforderungen, wie die Regelung des Netzzustandes oder der Einsatz von Schutzalgorithmen, müssen die bestehenden Prüf- und Engineeringverfahren des Vorgehensmodells erweitert werden. Die vorgestellten Prüfungsumgebungen zur Echtzeitsimulation und IED-Simulation können hierfür genutzt werden, erfordern jedoch Anpassungen, um die Rückkopplung von Sollwerten ausgehend von den Regelungs- und Schutzalgorithmen zu ermöglichen. Insbesondere der Einsatz von Schutzfunktionen in Kombination mit Virtualisierungstechnologien, wie sie im Rahmen dieser Arbeit angewendet wurden, erfordern eine vertiefte Untersuchung und Prüfung aufgrund der zeitkritischen Eigenschaften von Schutzfunktionen.

Im Rahmen dieser Arbeit diente das CIM CGMES Datenmodell als Quelle zur Analyse der Netzdaten für die Integration von Automatisierungssystemen in die Verteilnetzebene. Sofern die Netzdaten nicht verfügbar sind, müssen alternativ Netzpläne und Leitungsparameter als Grundlage herangezogen werden. Liegen keine Netzdaten in dieser Form vor, können Verfahren zur messwertbasierten Topologieerkennung herangezogen werden. Diese erfordern zwangsläufig die Anwendung eines speziell für diesen Fall geeigneten Vorgehensmodells, in dem bereits im Vorfeld eine strategische Platzierung von Messstellen erfolgt, basierend auf neuen Anforderungen, wie beispielsweise der angestrebten Genauigkeit einer Parameterestimation.

Die Systemlösung, bestehend aus dem Datenmodell, der Algorithmen zur Netzzustandsberechnung sowie der Systemplattform zur Erfassung von Messwerten und Ausführung der Algorithmen, sollte in weiterführenden Untersu-

chungen einer Systemhärtung und Resilienzprüfung unterzogen werden. Spätestens beim Einsatz von Regelungs- und Schutzalgorithmen, die aktiv in den Netzbetrieb eingreifen, sollten Verfahren zur Anomalieerkennung erforscht werden. Dazu zählen Anomalien wie verdeckte Fehler, die im Rahmen des Engineerings auftreten, oder gezielt herbeigeführte Störungen im Zuge von Cyber-Angriffen.

Zur Erprobung des Automatisierungssystems wurde eine Netzzustandsberechnung implementiert, die auf Basis weniger Messungen den komplexen Knotenspannungsvektor bestimmt. Durch geeignete Nebenbedingungen kann der Lösungsraum eingeschränkt werden, wodurch die Genauigkeit und Berechnungszeit gezielt beeinflusst werden kann. Demnach könnten die Auswirkungen einer Kombination aus probabilistischen Verfahren zur Prognose der Knotenleistungen mit einer dynamischen Anpassung der oberen und unteren Schranken in den Nebenbedingungen auf die Schätzgüte und das Konvergenzverhalten des OPFE untersucht werden.

Mit der Verwendung großer Netzmodelle für Echtzeitsimulationen wurden Ungenauigkeiten in den Topologieparametern verursacht. Diese resultieren aus der Netzpartitionierung und der damit einhergehenden Modifikation der Netzparameter, welche jedoch im Datenmodell für die Netzzustandsberechnungen nicht vorliegen. Die Ergebnisse des OPFE zeigen, dass die Netzzustandsberechnung eine ähnlich hohe Robustheit gegenüber solchen Ungenauigkeiten aufweist wie die Netzzustandsberechnung einer SE. Die Analyse von Topologiefehlern in Kombination mit normalverteilten Messfehlern könnte die Robustheit des Verfahrens unter realitätsnahen Bedingungen validieren und durch gezielte Parametrierungen weiter optimieren. Darüber hinaus könnte eine Erweiterung um eine Regelungsfunktion erforscht werden, bei der die Schätzung in Kombination mit einer direkten Regelung kombiniert wird. Dadurch ließe sich die Zeit von der Erkennung bis zur Behebung einer kritischen Netzsituation reduzieren, in dem die Berechnung des Netzzustandes gleichzeitig mit der Bestimmung von Sollwerten erfolgt.



# Abkürzungsverzeichnis

<b>CGMES</b>	Common Grid Model Exchange Standard
<b>CIM</b>	Common Information Model
<b>CN</b>	Anschlussknoten (engl.: Connectivity Node)
<b>CPE</b>	Netzkundenanlagen (engl.: Customer Premises Equipment)
<b>CSWI</b>	Schaltersteuerung als logische Knotenklasse
<b>DER</b>	Dezentrale Energieressourcen (engl.: Distributed Energy Resources)
<b>DIN</b>	Deutsches Institut für Normung
<b>DSO</b>	Verteilnetzbetreiber (engl.: Distribution System Operator)
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energie-Gesetz
<b>ELF</b>	Ausführbare Datei/Bibliothek (engl.: Executable and Linkable Format)
<b>EN</b>	Europäische Normung
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>GOOSE</b>	Generic Object Oriented Substation Events
<b>HS</b>	Hochspannung
<b>HS-Netz</b>	Hochspannungsnetz
<b>ICS</b>	Industrielle Steuerungs- und Automatisierungssysteme (engl.: Industrial Control Systems)
<b>ie<sup>3</sup></b>	Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IED</b>	Intelligentes elektronisches Gerät (engl.: Intelligent Electronic Device)
<b>IKT</b>	Informations- und Kommunikationstechnologien
<b>KI</b>	Künstliche Intelligenz
<b>KRITIS</b>	Kritische Infrastrukturen
<b>LD</b>	Logisches Gerät (engl.: Logical Device)
<b>LF</b>	Linux Foundation
<b>LN</b>	Logischer Knoten (engl.: Logical Node)
<b>LNode</b>	Abstrakter logischer Knoten (engl.: Logical Node)
<b>MMXU</b>	Dreiphasige Messung als logische Knotenklasse
<b>MMS</b>	Manufacturing Messaging Specification
<b>MPC</b>	Modellprädiktive Regelung (engl.: Model Predictive Control)
<b>mRID</b>	Master-Ressourcen-ID
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>MS-Netz</b>	Mittelspannungsnetz
<b>NH</b>	Niederspannung-Hochleistung(-Sicherungen)
<b>NR</b>	Newton-Raphson
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>NS-Netz</b>	Niederspannungsnetz
<b>ONS</b>	Ortsnetzstation
<b>OPF</b>	Optimale Lastflussrechnung (engl.: Optimal Power Flow)
<b>OPFE</b>	Optimale Lastflussestimation (engl.: Optimal Power Flow Estimation)
<b>PFC</b>	Lastflussrechnung (engl.: Power Flow Calculation)
<b>PPO</b>	Kraftwerksbetreiber (engl.: Power Plant Operator)

---

<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>RDF</b>	Resource Description Framework
<b>RMSE</b>	Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers (engl.: Root Mean Squared Error)
<b>rONT</b>	regelbarer Ortsnetztransformator
<b>RTS</b>	Echtzeitsimulation (engl.: Real Time Simulation)
<b>RTU</b>	Fernbedienungsterminal (engl.: Remote Terminal Unit)
<b>SCL</b>	Substation Configuration description Language
<b>SE</b>	Netzzustandsschätzung (engl.: State Estimation)
<b>SGAM</b>	Smart Grid Architecture Model
<b>SOGNO</b>	Service Oriented Grid for the Network of the Future
<b>SV</b>	Sampled Values
<b>TCTR</b>	Stromwandler als logische Knotenklasse
<b>TN</b>	Topologieknoten (engl.: Topological Node)
<b>TSO</b>	Übertragungsnetzbetreiber (engl.: Transmission System Operator)
<b>TVTR</b>	Spannungswandler als logische Knotenklasse
<b>UML</b>	Unified Modeling Language
<b>UW</b>	Umspannwerk
<b>VC</b>	Spannungsregelung (engl.: Voltage Control)
<b>VDE</b>	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informations- technik
<b>vIED</b>	Virtuelles intelligentes elektronisches Gerät (engl.: virtual Intelligent Electronic Device)
<b>WLS</b>	Methode der kleinsten Fehlerquadrate (engl.: Weighted Least Squares)
<b>XML</b>	Extensible Markup Language
<b>XSWI</b>	Schalterposition als logische Knotenklasse



# Formelverzeichnis

## Allgemeine Notation

$h, H$	Skalar, Effektivwert
$\underline{h}$	komplexe Größe
$h$	Vektor
$\mathbf{H}$	Matrix
$\mathbb{H}$	Menge

## Symbole

$\mathbb{A}$	Menge an ONS eines Clusters
$B$	Suszeptanz
$\delta$	Spannungswinkel
$\Delta$	Abweichung
$\ddot{u}$	Übersetzungsverhältnis
$f$	Funktion
$F$	Binärvariable
$g$	Messfunktionsvektor
$h$	Messfunktionsvektor
$I$	Strom
$j$	imaginäre Größe
$\lambda$	Toleranzparameter
$l$	Leitungslänge
$m, n$	Anzahl
$\mu$	Clusterschwerpunkt
$\mathbb{K}$	Menge an Knoten oder ONS

---

$\mathbb{L}$	Menge an Kanten oder Leitungen
$\mathbb{L}^G$	Menge an Leitungen von Grenzknoten-
$\mathbb{M}$	Menge an Messungen
$\mathbb{N}_k$	Menge an Nachbarknoten
$P$	Wirkleistung
$Q$	Blindleistung
$R$	Resistanz
$S$	Scheinleistung
$t$	Zeit
$\tau$	Offset-Parameter
$\theta$	Admittanzwinkel
$U$	Spannung
$\varphi$	Leistungswinkel
$w$	Gewichtungsparameter
$\mathbf{W}$	Gewichtungsmatrix
$\partial$	partielle Ableitung
$x$	Stationseigenschaften
$\underline{x}$	komplexer Zustandsvektor
$X$	Reaktanz
$y$	relative Priorisierungssumme eines Netzbereichs
$y_i$	Priorisierungskennzahl
$Y$	Admittanz
$\underline{\mathbf{Y}}$	komplexe Admittanzmatrix
$Z$	Impedanz
$z$	Messvektor

## Indizes

	Leitungsbelag, bezogene Größen
–	Entscheidungsparameter
~	Entscheidungsvariable
$i, k$	Knotenindizes oder Iterationszähler
Fe	Eisen
Im	Imaginärteil
K	Knoten oder Ortsnetzstation
L	Kante oder Leitung
M	Magnetisierung
max	Maximum
min	Minimum
N	Nenngröße
norm	Normierung
P	Primärseite
Re	Realteil
S	Sekundärseite
T	Transformator



# Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ; BMWK (Hrsg.): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2023: Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2022*
- [2] AGORA ENERGIEWENDE; AGORA ENERGIEWENDE (Hrsg.): *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024*
- [3] KASPAR, Frank; BORSCHKE, Michael; PFEIFROTH, Uwe; TRENTMANN, Jörg; DRÜCKE, Jaqueline ; BECKER, Paul: A climatological assessment of balancing effects and shortfall risks of photovoltaics and wind energy in Germany and Europe. In: *Advances in Science and Research* 16 (2019), S. 119–128. <http://dx.doi.org/10.5194/asr-16-119-2019>. – DOI 10.5194/asr-16-119-2019
- [4] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN; BUNDESNETZAGENTUR (Hrsg.): *Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022*
- [5] E-BRIDGE CONSULTING GMBH; E-BRIDGE CONSULTING GMBH (Hrsg.): *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie): Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [6] CHRISTIAN REHTANZ; ANDREAS ULBIG; RAJKUMAR PALANIAPPAN; TIMM FAULWASSER; SELMA SAIDI; ANKE SCHMEINK ; CHRISTIAN WIETFELD: Towards holonic power and energy systems – A novel ICT architecture as enabler for resilience. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 162 (2024),

110283. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2024.110283>. – DOI 10.1016/j.ijepes.2024.110283. – ISSN 0142–0615
- [7] ANNA PFENDLER, ANNE FREIBERGER, BEN GEMSJÄGER, CHARLOTTE BIELE, CHRISTOF M. SCHNEIDER, ERIK ZIPPERLING, FELIX NOWACK, FREDERIKE PFEIFER, JOHANNES LEUGNER, MARTIN KLEIMAIER, RAINER SPEH, SASAN JACOB RASTI, SEBASTIAN WINGENDER, THOMAS BENZ, WIEBKE BEERENS; VDE ETG (Hrsg.): *Zukunftsbild Energie*
- [8] S. LOITZ; D. HILBRICH; VDE (Hrsg.): *VDE Studie Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen*. 2023
- [9] BRAUN, Martin; LOESER, Inga; HOPPE-OEHL, Heinrich; KUBIS, Andreas; KÖNIG, Julia; REHTANZ, Christian ; SCHWERDFEGER, Robert; VDE (Hrsg.): *Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung*. 2020
- [10] TU DORTMUND, INSTITUT FÜR ENERGIESYSTEME, ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIEWIRTSCHAFT; REHTANZ, Christian; RACZKA, Sebastian; HILBRICH, Dominik; BAUERNSCHMITT, Björn ; PALANIAPPAN, Rajkumar: *i-Autonomous: Standardization and integration of modular-autonomous automation components in novel, intelligent local substations; partial project: Standardization and modularization of automation functions and algorithms*. <http://dx.doi.org/10.2314/KXP:1903316782>
- [11] PRIMUS, Illo-Frank: *Netzstationen*. 2. Auflage. Berlin and Offenbach: VDE VERLAG, 2014 (Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze). [http://www.content-select.com/index.php?id=bib\\_view&ean=9783800738663](http://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783800738663). – ISBN 9783800738663
- [12] *Monitoringbericht 2023: Marktbeobachtung*. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>. Version: 2023

- [13] PRIMUS, Illo-Frank: *Geschichte und Gesichter der Trafostationen: 133 Jahre Transformatorstationen in Deutschland*. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin: VDE VERLAG, 2021. – ISBN 9783800754694
- [14] DIN EN 62271-105: *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen: Teil 105: Wechselstrom-Lastschalter-Sicherungs-Kombinationen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*. 2023
- [15] DIN EN 62271-104: *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen: Teil 104: Wechselstrom-Lastschalter für Bemessungsspannungen über 52 kV*. 2020
- [16] DIN EN 61439-2: *Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen: Teil 2: Energie-Schaltgerätekombinationen*. 2020
- [17] HILBRICH, Dominik: *Dortmunder Beiträge zu Energiesystemen, Energieeffizienz und Energiewirtschaft*. Bd. 22: *Universelles Prüfsystem für innovative Schutz- und Automatisierungssysteme in Smart Grids*. 1. Auflage. Düren: Shaker, 2021. – ISBN 9783844083088
- [18] DIN EN 62271-200: *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen: Teil 200: Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*. 2021
- [19] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Verordnung (EU) 2024/573 vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 517/2014*. 2024
- [20] DIN EN 60947-3: *Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen: Teil 3: Lastschalter, Trennschalter, Lasttrennschalter und Schalter-Sicherungs-Einheiten*. 2021
- [21] DIN EN 60947-1: *Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen: Teil 1: Allgemeine Festlegungen*. 2022
- [22] DIN EN 60947-2: *Niederspannungsschaltgeräte: Teil 2: Leistungsschalter*. 2020

- [23] DIN EN 60947-4: *Niederspannungsschaltgeräte: Teil 4: Schütze und Motorstarter – Halbleiter-Steuergeräte und -Schütze für nichtmotorische Lasten für Wechselspannung*. 2015
- [24] JANUS, Rudolf; NAGEL, Hermann: *Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze*. Bd. 5: *Transformatoren*. 2. Aufl. Berlin and Offenbach: VDE-Verl., 2005. – ISBN 3800729210
- [25] HÄBERLE, Gregor D.; HÄBERLE, Heinz O.: *Transformatoren und elektrische Maschinen: In Anlagen der Energietechnik*. 2., überarb. und erw. Aufl. Haan-Gruiten: Verl. Europa-Lehrmittel Nourney Vollmer, 1990 (Europa-Lehrmittel). – ISBN 3808550023
- [26] DIN IEC 60076-7: *Leistungstransformatoren: Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren*. 2023
- [27] DIN IEC 60076-12: *Leistungstransformatoren: Teil 12: Leitfaden für die Belastung von Trockentransformatoren*. 2008
- [28] MELZER, Helmut (Hrsg.): *ETG-Fachbericht*. Bd. 132: *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH): Eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung*. Berlin and Offenbach: VDE-Verl., 2012. – ISBN 9783800734160
- [29] VDE-AR-N 4141-2: *Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen: Teil 2: Schnittstellen zwischen Verteilnetzen*. 2022
- [30] ARNOLD, Maximilian: *Forschungsberichte des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiemanagement*. Bd. 5: *Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren*. 1. Auflage. Aachen: Shaker, 2019. – ISBN 9783844064957
- [31] SCHMIESING, Johannes: *Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen*, Technische Universität Clausthal, Dissertation, 2016

- [32] BECKER, Andreas: *Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)*. Bd. v.20: *Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilstellen: Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen*. 1st ed. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2014 <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5019165>. – ISBN 978–3–95404–757–4
- [33] B. KEUNE, C. REHTANZ UND U. ASCHENBROICH: *Verbundprojekt: Intelligente Ortsnetzstation - Feldtest und Praxiserprobung von i3S: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Smart Area Aachen: Forschungsprojekt*. (2017)
- [34] BURKHARDT, Erwin: *Innovative Methoden der Erdschluss- und Spannungsdetektion an Freileitungen in kompensierten Netzen*, TU Dortmund, Dissertation, 2021
- [35] DIN EN 61869-10: *Messwandler: Teil 10: Zusätzliche Anforderungen an passive Kleinsignal-Stromwandler*. 2019
- [36] DIN EN 61869-11: *Messwandler: Teil 11: Zusätzliche Anforderungen an passive Kleinsignal-Spannungswandler*. 2019
- [37] HACKER, I.; LENZEN, J.; SCHMIDTKE, F.; VAN DER VELDE, D. ; ULBIG, A.: A co-simulation environment to evaluate cyber resilience in active distribution grids utilising behind-the-meter assets. In: *IET Conference Proceedings 2022* (2023), Nr. 25, S. 430–435. <http://dx.doi.org/10.1049/icp.2023.0031>. – DOI 10.1049/icp.2023.0031
- [38] KÖHN, Pascal: *Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Smart Area Aachen : Verbundprojekt "Instandhaltung in zukünftigen Verteilungsnetzen mit innovativen Komponenten - Bewertungskonzepte" : Schlussbericht: Forschungsprojekt*. <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A1010912267>
- [39] AIGNER, C.; WITZMANN, R.: Auswirkungen asymmetrisch angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Effektivität gängiger Netzplanungskriterien. In: *16. Symposium Energieinnovation*, 2020

- [40] KEUNE, Björn M.: *Wanderwellenanalyse und ihr Beitrag zur Entwicklung adaptiver Systeme für die Fehlerortung im intelligenten Stromnetz*. Dortmund, TU Dortmund, Diss., 2019
- [41] NARA, K.; MISHIMA, Y. ; SATOH, T.: Network reconfiguration for loss minimization and load balancing. In: *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)* Bd. 4, 2003, S. 2413–2418 Vol. 4
- [42] SHAPOVALOV, Anton; SPIEKER, Christopher; REHTANZ, Christian ; ENGELMEYER, Torben: Forecast-based network reconfiguration algorithm. In: *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC 2014)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2014. – ISBN 978–83–935801–3–2, S. 1–7
- [43] DIN VDE 0276-1000: *Starkstromkabel: Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren*. 1995
- [44] DKE: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [45] MOSER, Albert: Smart Area Aachen : Netzzustandsberechnung im Verteilnetz - Analyse und Entwicklung geeigneter Verfahren : Schlussbericht: Forschungsprojekt. In: *Smart Area Aachen*. <http://dx.doi.org/10.2314/GBV:873253299>. – DOI 10.2314/GBV:873253299
- [46] *NiVeAu: Netzintelligenz für die Verteilnetzautomatisierung: Forschungsprojekt: Abschlussbericht 2015*. <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-intelligente-netze-und-systeme/niveau-netzintelligenz-fuer-die-verteilnetzautomatisierung/>
- [47] *Grid Commander: Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und Niederspannungsnetzen: Forschungsprojekt: Abschlussbericht*. [https://www.evt.uni-wuppertal.de/fileadmin/Abteilung/EEV/pdf/forschungsprojekte/Projektpraesentation\\_Grid\\_Commander.pdf](https://www.evt.uni-wuppertal.de/fileadmin/Abteilung/EEV/pdf/forschungsprojekte/Projektpraesentation_Grid_Commander.pdf)
- [48] *NEmo: Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation: Forschungsprojekt: Abschlussbericht*

- [49] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz : Entwicklung neuer Technologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbaren Energien in Niederspannungsnetzen.* <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A798212306>
- [50] *grid-control: Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzeptes zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz: Forschungsprojekt: Abschlussbericht.* <https://projekt-grid-control.de/>
- [51] *flexQgrid: Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzeptes zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz: Forschungsprojekt: Abschlussbericht.* <https://flexqgrid.de/english/>
- [52] TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND, INSTITUT FÜR ENERGIESYSTEME, ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIEWIRTSCHAFT; REHTANZ, Christian; BAUERNSCHMITT, Björn; HILBRICH, Dominik ; PALANIAPPAN, Rajkumar: *Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze: Schlussbericht zum Forschungsprojekt i-Automate : Teilvorhaben: Automatisierungsfunktionen und Algorithmen für Smart Grids, automatisierte Systemvalidierung : Projektlaufzeit: 01.10.2016-31.03.2020.* <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A1744537399>
- [53] SOGNO - Service Oriented Grid for the Network of the Future: Forschungsprojekt. (2018). <https://www.sogno-energy.eu/>
- [54] NEUSEL-LANGE, Nils; OERTER, Christian ; ZDRALLEK, Markus: State identification and automatic control of smart low voltage grids. In: *2012 3rd IEEE PES innovative smart grid technologies Europe (ISGT Europe 2012)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2012. – ISBN 978–1–4673–2597–4, S. 1–6
- [55] *Intelligent Grid Operator: InGO: Stromnetze digitalisieren und sicher zukunftsfähig betreiben.* [https://www.psigradconnect.com/fileadmin/files/downloads/PSI\\_GridConnect/marketing/Intelligent\\_Grid\\_Operator-InGO\\_de.pdf](https://www.psigradconnect.com/fileadmin/files/downloads/PSI_GridConnect/marketing/Intelligent_Grid_Operator-InGO_de.pdf)
- [56] *Venios: Die Zukunft in Echtzeit.* <https://venios.de/>

- [57] *Secure Switzerland AG (ehemalig: Adaptricity AG): Planning Smarter Grids.* <https://www.adaptricity.com/>
- [58] *envelio: Intelligente Netze für eine nachhaltige Zukunft weltweit.* <https://envelio.com/de/igp/betriebsfuehrung/>
- [59] E4S - EDGE for SMART SECONDARY SUBSTATION SYSTEMS: Arbeitsgruppe. <https://www.e4salliance.com/>
- [60] KABBARA, Nadine; NAIT BELAID, Mohand O.; GIBESCU, Madeleine; CAMARGO, Luis R.; CANTENOT, Jerome; COSTE, Thierry; AUDEBERT, Vincent ; MORAIS, Hugo: Towards Software-Defined Protection, Automation, and Control in Power Systems: Concepts, State of the Art, and Future Challenges. In: *Energies* 15 (2022), Nr. 24, S. 9362. <http://dx.doi.org/10.3390/en15249362>. – DOI 10.3390/en15249362
- [61] KABBARA, Nadine; MWANGI, Agrippina; ȘTEFANOV, Alexandru ; GIBESCU, Madeleine: A Real-Time Implementation and Testing of Virtualized Controllers for Software-Defined IEC 61850 Digital Substations. In: *IEEE Open Journal of Industry Applications* 5 (2024), S. 300–310. <http://dx.doi.org/10.1109/OJIA.2024.3426321>. – DOI 10.1109/OJIA.2024.3426321
- [62] E4S ALLIANCE: *Edge for Smart Secondary Substations: A community driving standards-based, open, interoperable, and secure architecture for the utilities.* <https://www.e4salliance.com/>. Version: 2025
- [63] SCHMID, Eva: *Stromnetze in Deutschland: Das System, die Netzbetreiber und die Netzentgelte: Hintergrundpapier.* <https://www.germanwatch.org/de/node/16122>. Version: 2019
- [64] MCKINSEY & COMPANY: *Zukunftspfad Stromversorgung: Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035: Hintergrundpapier.* [https://www.mckinsey.de/~ /media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024\\_mckinsey\\_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf](https://www.mckinsey.de/~ /media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf). Version: 2024

- [65] S. ABEYSINGHE; M. ABEYSEKERA; J. WU ; M. SOORIYABANDARA: Electrical properties of medium voltage electricity distribution networks. In: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 7 (2021), Nr. 3, S. 497–509. <http://dx.doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.01640>. – DOI 10.17775/CSEEJPES.2020.01640. – ISSN 20960042
- [66] HEUCK, Klaus; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 8., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2010. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9761-9>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9761-9>. – ISBN 9783834897619
- [67] CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 3. Aufl. Heidelberg u.a: Springer, 2012 (SpringerLink Bücher). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-22346-4>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-22346-4>. – ISBN 9783642223464
- [68] SILLABER, Alfons: *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung: Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-14713-6>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-14713-6>. – ISBN 978-3-658-14712-9
- [69] MACHOWSKI, Jan; LUBOSNY, Zbigniew; BIALEK, Janusz ; BUMBY, James R.: *Power system dynamics: Stability and control*. Third edition. Hoboken, NJ, USA: John Wiley, 2020. – ISBN 9781119526346
- [70] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 2., aktualisierte Aufl. Berlin and Heidelberg: Springer, 2009. – ISBN 978-3-540-92226-1
- [71] KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H.: Distribution feeder line models. In: *Proceedings of 1994 IEEE Rural Electric Power Conference* (1994), A4/1–A4/8. <http://dx.doi.org/10.1109/REPCON.1994.326257>. – DOI 10.1109/REPCON.1994.326257

- [72] NEUSEL-LANGE, Nils: *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*. Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, Dissertation, 18.10.2013
- [73] MOKRYANI, Geev: *Future Distribution Networks: Planning, Operation, and Control*. 2022. <http://dx.doi.org/10.1063/9780735422339>. <http://dx.doi.org/10.1063/9780735422339>. – ISBN 978-0-7354-2233-9
- [74] MATTHIEU LOOS; JEAN CLAUDE MAUN; LAP LAMBERT ACADEMIC PUBLISHING (Hrsg.): *Single phase to ground fault detection and location in compensated network*. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:108616643>
- [75] IEC 61970-301: *Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base*
- [76] IEC 61970-600-1: *Energy management system application program interface (EMS-API): Part 600-1: Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) - Structure and rules*. 2021
- [77] IEC 61970-600-2: *Energy management system application program interface (EMS-API): Part 600-2: Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) - Exchange profiles specification*. 2021
- [78] BAUERNSCHMITT, B.; HILBRICH, D.; KEUNE, B. M. ; REHTANZ, C.: Application of IEC 61850-6 and IEC 61970 Data Models for Automated Protection Test Specification. In: *13th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2016)*. Red Hook, NY: Curran Associates Inc, 2016 (IET conference publications). – ISBN 978-1-78561-138-4, S. 6
- [79] IEC 61850-6: *"Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs"*

- [80] IEC 81346-1: *Industrial systems, installations and equipment and industrial products - Structuring principles and reference designations - Part 1: Basic rules*
- [81] IEC 81346-2: *Industrial systems, installations and equipment and industrial products - Structuring principles and reference designations - Part 2: Classification of objects and codes for classes*
- [82] IEC 61850-7-4: “*Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes*”
- [83] IEC 61850-8-1: *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS*. 2012
- [84] IEC 61850-9-2: *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*. 2020
- [85] B. BAUERNSCHMITT: *Modulare Smart-Grid-Automatisierungsarchitektur mit integriertem Konfigurationsprozess auf Basis der IEC 61850-6*, TU Dortmund, Diss., 2023
- [86] DKE/AK 952.0.1: Beschreibung des Engineeringprozesses. <https://www.dke.de/resource/blob/1622842/707315d29d442841faa067f28182ae53/ak952-0-1-engineering-prozess-v10-data.pdf>
- [87] DKE/AK 952.0.1: Anforderungen an IEC 61850 Engineeringwerkzeuge. <https://www.dke.de/resource/blob/1622834/762050db66c0406098a48b08913bba2e/ak952-0-1-tg3-engineeringwerkzeuge-1-0-data.pdf>
- [88] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Industrielle Steuerungs- und Automatisierungssysteme (ICS)*. <https://www.bsi.bund.de/dok/6603576>

- [89] GOTTSCHALK, Marion; USLAR, Mathias ; DELFS, Christina: *The use case and smart grid architecture model approach: The IEC 62559-2 use case template and the SGAM applied in various domains*. Cham, Switzerland: Springer, 2017 (Springer briefs in energy). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-49229-2>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-49229-2>. – ISBN 978-3-319-49228-5
- [90] WAGNER, Thomas: *IAS-Forschungsberichte*. Bd. Bd. 1.2008: *Agenten-unterstütztes Engineering von Automatisierungsanlagen: Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2008*. Aachen: Shaker, 2008. – ISBN 383226972X
- [91] ECKERT, Karin: *Fortschritt-Berichte VDI Reihe 20, Rechnerunterstützte Verfahren*. Bd. 460: *Funktionaler Anwendungsentwurf verteilter Automatisierungssysteme: Anwendung von Entwurfsmustern in der Automatisierungstechnik: Zugl.: Hamburg, Helmut-Schmidt-Univ. d. Bundeswehr, Diss., 2015*. Als Ms. gedr. Düsseldorf: VDI-Verl., 2015. – ISBN 9783183460205
- [92] VOGEL-HEUSER, Birgit: *Systems Software Engineering: Angewandte Methoden des Systementwurfs für Ingenieure*. München: Oldenbourg Industrieverl., 2003. – ISBN 3486270354
- [93] GRAESSLER, Iris; HENTZE, Julian ; BRUCKMANN, Tobias: V-MODELS FOR INTERDISCIPLINARY SYSTEMS ENGINEERING. In: *Proceedings of the DESIGN 2018 15th International Design Conference*, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, University of Zagreb, Croatia and The Design Society, Glasgow, UK, 2018 (Design Conference Proceedings), S. 747–756
- [94] SCHÄFER, Karl F.: *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*. Wiesbaden and Heidelberg: Springer Vieweg, 2020 <https://www.springer.com/de/book/9783658267322>. – ISBN 978-3-658-26732-2
- [95] VDE: *DIN VDE 0276-1000: Starkstromkabel*
- [96] WIEST, Pascal: *Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Dissertation, 2018

- [97] CONTI, S.; RAITI, S. ; VAGLIASINDI, G.: Voltage sensitivity analysis in radial MV distribution networks using constant current models. In: *CDROM proceedings / ISIE 2010*. Piscataway, NJ: IEEE, 2010. – ISBN 978-1-4244-6390-9, S. 2548–2554
- [98] OERTER, Christian: *Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen*. Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, Dissertation, 2014
- [99] DIN EN 60909-0: *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen: Teil 0: Berechnung der Ströme*. 2016
- [100] HANDSCHIN, Edmund: *Elektrische Energieübertragungssysteme*. 2. Aufl. Heidelberg: Hüthig, 1987 (ELTEX). – ISBN 3-7785-1401-6
- [101] D. HILBRICH; C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Advanced Application-Oriented Testing for Protection Systems: ETG Congress*. Bonn, 2017
- [102] SINGH, R.; PAL, B. C. ; VINTER, R. B.: Measurement Placement in Distribution System State Estimation. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 24 (2009), Nr. 2, S. 668–675. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016457>. – DOI 10.1109/TPWRS.2009.2016457. – ISSN 0885-8950
- [103] ABDEL-MAJEED, A.; TENBOHLEN, S.; SCHÖLLHORN, D. ; BRAUN, M.: *Meter placement for low voltage system state estimation with distributed generation*. IET Digital Library, 0851. <http://dx.doi.org/10.1049/cp.2013.0851>. <http://dx.doi.org/10.1049/cp.2013.0851>
- [104] ECHTERNACHT, D.; MOSER, A.: Cost optimal meter placement in low and medium voltage grids considering stochastic dependencies. In: *2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*. Piscataway: IEEE, 2013. – ISBN 978-1-4799-2984-9, S. 1–5
- [105] ABDULREZAK AL-ANBARRI, Kassim; FALIH HASAN, Mohammed: Optimal placement of meters for power system state estimation by using artificial intelligence techniques, a comparative study. In: *Journal of Engineering and Sustainable Development* 2018 (2018), Nr. 02,

- S. 15–32. <http://dx.doi.org/10.31272/jeasd.2018.2.16>. – DOI 10.31272/jeasd.2018.2.16. – ISSN 25200917
- [106] F. F. WU; A. MONTICELLI: Network Observability: Theory. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-104 (1985), Nr. 5, S. 1042–1048. <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1985.323454>. – DOI 10.1109/TPAS.1985.323454. – ISSN 0018–9510
- [107] ABUR, A.; EXPOSITO, A. G.: *Generalized Observability Analysis and Measurement Classification*. Piscataway: IEEE, August 1998 <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=4657>. – ISBN 0–7803–3713–1
- [108] ABUR, A.; EXPOSITO, A. G.: *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. Hoboken: Marcel Dekker Inc, 2004 (Power Engineering (Willis)). <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=112029>. – ISBN 9780824755706
- [109] WOLTER, M.: Grid reduction approach for state identification of distribution grids. In: *2009 IEEE PES General Meeting*. IEEE: IEEE, 2009. – ISBN 978–1–4244–4241–6, S. 1–8
- [110] CRAMER, Moritz; HÄGER, Stephan; GOERGENS, Philipp ; SCHNETTLER, Armin; VERLAG DER TU GRAZ (Hrsg.): *Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen: 14. Symposium Energieinnovation*. Graz, 2016
- [111] DORSEMAGEN, Felix: *Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene*. Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, Dissertation, 06.07.2018
- [112] WEISENSTEIN, Marco; WELLSSOW, Wolfram ; BRANDALIK, Robert: Pseudo-Value Generation for Low Voltage State Estimation With Poor Input Data From Smart Meter Using Gradient Descent Method. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*, IEEE, 2019. – ISBN 978–1–5386–4722–6

- [113] PALANIAPPAN, R.; MOLODCHYK, O. ; REHTANZ, C.: Hardware Implementation of an OPF Algorithm in a Distribution Network with Decentralized Measurements. In: CIRED (Hrsg.): *CIRED Workshop Berlin*, 2020
- [114] VALVERDE, Gustavo; VAN CUTSEM, Thierry: Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Networks. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4 (2013), Nr. 4, S. 2152–2161. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2013.2246199>. – DOI 10.1109/TSG.2013.2246199. – ISSN 1949–3053
- [115] DINKELBACH, Jan; RAZIK, Lukas; MIRZ, Markus; BENIGNI, Andrea ; MONTI, Antonello: Template-based generation of programming language specific code for smart grid modelling compliant with CIM and CGMES. In: *The Journal of Engineering* 2023 (2023), Nr. 1, e12208. <http://dx.doi.org/10.1049/tje2.12208>. – DOI 10.1049/tje2.12208. – ISSN 2051–3305
- [116] THURNER, Leon; SCHEIDLER, Alexander; SCHAFER, Florian; MENKE, Jan-Hendrik; DOLLICHON, Julian; MEIER, Friederike; MEINECKE, Steffen ; BRAUN, Martin: Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33 (2018), Nr. 6, S. 6510–6521. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>. – DOI 10.1109/TPWRS.2018.2829021. – ISSN 1558–0679
- [117] MZ AUTOMATION: libIEC61850 / lib60870: open source libraries for IEC 61850 and IEC 60870-5-101/104. (2023). <https://github.com/mz-automation/libiec61850>
- [118] ANDERBERG, M. R.: *Probability and mathematical statistics*. Bd. 19: *Cluster Analysis for Applications: Probability and Mathematical Statistics: A Series of Monographs and Textbooks*. Burlington: Elsevier Science, 2014 <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&AN=931378>. – ISBN 9781483191393
- [119] BUNDESMINISTERIUM DES INNERN UND FÜR HEIMAT: *Methoden und Techniken: 6.5.2 Qualitative Bewertungsmethoden*. 2018

- [120] COMPULAB CL-SOM-IMX7: Compulab Reference Documentation. (2023). <https://www.compulab.com/de/products/computer-on-modules/cl-som-imx7-freescale-i-mx-7-system-on-module>
- [121] DOCKER: Docker Reference Documentation. (2023). <https://docs.docker.com/reference>
- [122] G. CSARDI, T. N.: The igraph software package for complex network research. (2006). <https://igraph.org/>
- [123] WOLTER, Martin: *Grid state identification of distribution grids: Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2008 u.d.T.: Wolter, Martin: State identification of distribution grids*. Aachen: Shaker, 2008 (Berichte aus der Elektrotechnik). – ISBN 978-3-8322-7546-4
- [124] D. HILBRICH: *Universelles Prüfsystem für innovative Schutz- und Automatisierungssysteme in Smart Grids*, TU Dortmund, Diss., 2021
- [125] HUI, S. Y. R.; FUNG, K. K. ; CHRISTOPOULOS, C.: Decoupled Simulation of DC-Linked Power Electronic Systems Using Transmission-Line Links. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 9 (1994), Nr. 1, S. 85–91
- [126] JEAN BÉLANGER; PHILIPPE VENNE ; JEAN-NICOLAS PAQUIN: *The What , Where and Why of Real-Time Simulation*. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:10452935>
- [127] C. SPALTHOFF; D. SARAJLIC; C. KITTL; S. DRAUZ; T. KNEISKE; C. REHTANZ ; M. BRAUN; VDE (Hrsg.): *SimBench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids: International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*. Esslingen, 2019
- [128] S. MITCHELL; F. PESCHIERA: PuLP – an LP modeler. In: *Mathematical Programming Computation* 11 (2019), Nr. 1, S. 1–36. <http://dx.doi.org/10.1007/s12532-018-0139-4>. – DOI 10.1007/s12532-018-0139-4

- [129] JOEL A E ANDERSSON; JORIS GILLIS; GREG HORN; JAMES B RAWLINGS ; MORITZ DIEHL: CasADi – A software framework for nonlinear optimization and optimal control. In: *Mathematical Programming Computation* 11 (2019), Nr. 1, S. 1–36. <http://dx.doi.org/10.1007/s12532-018-0139-4>. – DOI 10.1007/s12532-018-0139-4



# Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis

Während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter sind im Rahmen dieser Arbeit nachfolgende Bachelor-, Master- und Projektarbeiten sowie wissenschaftliche Veröffentlichungen und Vorträge entstanden. Den beteiligten Kollegen, Kolleginnen und Studierenden gilt mein besonderer Dank.

## Bachelor-, Master- und Projektarbeiten

- [S1] A. EICKER: Development of an Algorithm for the Preparation of computable Grid Models based on CIM-CGMES: Bachelorarbeit. (2022)
- [S2] A. GAUSEMEIER: Entwicklung einer Methodik zur Detektion von Topologieänderungen in unterbestimmten Niederspannungsnetzen mit Messungen aus Smart Metern: Masterarbeit. (2023)
- [S3] B. REITINGER: Potentialanalyse aktueller Netzzustandsdaten von intelligenten Messsystemen für Smart-Grid-Dienste: Bachelorarbeit. (2024)
- [S4] D. BELONOGOV: Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials von Mittel- mit unterlagerten Niederspannungsnetzen: Bachelorarbeit. (2020)
- [S5] D. SARKANDER: Aufbau einer Testumgebung zur Verifikation von Algorithmen für Netzzustandsschätzungen im Verteilnetz: Bachelorarbeit. (2023)
- [S6] F. JANSEN: Entwicklung einer adaptiven Netzreduktion zur Erhöhung der Beobachtbarkeit in aggregierten Netzereichen: Bachelorarbeit. (2022)
- [S7] H. LEWNA: Anomalieerkennung bei der Integration und Inbetriebnahme von Verteilnetzautomatisierungssystemen: Masterarbeit. (2023)

- [S8] H. LEWNA, M. WÄLTERMANN, F. WEISSBERG, F. ÜZÜMCÜ: Extension of a smart grid laboratory environment considering IEC 61850 communication: Projektarbeit. (2022)
- [S9] J. KROTZKI: Untersuchung und Implementierung von Verfahren zur Erhöhung der Beobachtbarkeit des Netzzustandes in Verteilnetzen: Bachelorarbeit. (2020)
- [S10] J. MIMBERG: Implementierung eines Verfahrens zur Parameterbestimmung elektrischer Verteilnetze: Bachelorarbeit. (2023)
- [S11] J. SPINNEKEN: Analyse und Bewertung von Verfahren zur Netzzustandsidentifikation unter Berücksichtigung einer eingeschränkten Messtopologie: Oberseminar. (2020)
- [S12] L. SPLITTGERBER: Entwicklung eines Optimierungsverfahrens zur Berechnung von Netzzuständen in unterbestimmten Netzen: Masterarbeit. (2022)
- [S13] L. SPLITTGERBER, T. EGENER, L. SPIES, H. DÖRR, I. AHMADI, M. KHAN, H. SATOUF, E. BASIC: Modeling of Flexibilitites and Integration into a Smart-Grid Environment considering the IEC 61850 Standard: Projektgruppe. (2021)
- [S14] L. WENZEL: Erprobung von Kommunikationsprotokollen für Hardware-in-the-Loop Anwendungen: Projektarbeit. (2023)
- [S15] M. BANDEIRA: Multistage Optimal Power Flow in Microgrids via Economic Nonlinear Model Predictive Control: Masterarbeit. (2022)
- [S16] M. SCHMITZ: Analyse und Bewertung existierender Smart-Grid-Lösungen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Eigenschaften: Bachelorarbeit. (2020)
- [S17] N. EBEL, L. GERIGK, J. HORSTKÖTTER, N. WAGNER, F. WEDDING: Methoden und Verfahren für Smart Grids: Oberseminar. (2023)
- [S18] O. MOLODCHYK: Implementation of a hierarchical OPF algorithm on a measurement device and validating it using a real-time simulator: Bachelorarbeit. (2020)

- [S19] P. HÜLSMANN: Aufbau und Erprobung von Containern und Containerverwaltungsprogrammen: Projektarbeit. (2023)
- [S20] P. HÜLSMANN: Entwicklung und Erprobung eines Konzepts zur Auslegung zentraler Schutzsysteme in Umspannanlagen: Bachelorarbeit. (2023)
- [S21] P. SOBBE: Verfahren zur Bestimmung potentieller Netzbereiche für Verteilnetzautomatisierungssysteme: Bachelorarbeit. (2022)
- [S22] P. SOBBE, J. HEINRICH, F. BEYER: Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur Bestimmung potentieller Netzbereiche für ein Verteilnetzautomatisierungssystem: Projektarbeit. (2022)
- [S23] S. SHAGUFTA: Implementation of a model predictive control algorithm on a power quality measurement device and validating it using the real-time simulator: Masterarbeit. (2020)
- [S24] T. NEUMANN: Entwicklung und Anwendung eines Verfahrens zur Positionierung von Messtechnik unter Berücksichtigung intelligenter Messeinrichtungen im Verteilnetzbetrieb: Masterarbeit. (2021)
- [S25] T. NEUMANN: Verfahren zur Bestimmung von Netztopologien in elektrischen Verteilnetzen: Oberseminar. (2021)
- [S26] T. SCHWIERZ: Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur automatisierten Topologieerkennung von elektrischen Netzen: Masterarbeit. (2021)

## Veröffentlichungen und Vorträge

- [R1] S. RACZKA, D. HILBRICH, B. BAUERNSCHMITT, R. PALANIAPPAN, C. REHTANZ: *Modellprädiktiver Regelungsalgorithmus als Smart-Grid-Automatisierungsfunktion für zukünftige aktive elektrische Energienetze. Posterbeitrag beim 11. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leitetchnik.* Berlin, 2020

- [R2] S. RACZKA, D. HILBRICH, A. BRÜGGEMANN, C. REHTANZ; IEEE (Hrsg.): *A Model Predictive Control Algorithm for large-scale Integration of Electromobility. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*. Online, 2020
- [R3] R. PALANIAPPAN, S. RACZKA, D. HILBRICH, B. BAUERNSCHMITT, C. REHTANZ; IEEE (Hrsg.): *Autonomous: Standardization and integration of modular and autonomous components in intelligent local substations. Posterbeitrag bei PES General Meeting*. Online, 2021
- [R4] S. RACZKA, D. HILBRICH, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Identification of relevant local grid stations for a smart grid automation system. VDE ETG Kongress*. Kassel, 2021
- [R5] D. HILBRICH, S. RACZKA, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Optimized grid reduction for state estimation algorithms in under-determined distribution grids. NEIS; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*. Hamburg, 2022
- [R6] P. SOBBE, S. RACZKA, B. RAVISANKAR, U. HAEGER, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Methods for identifying relevant grid areas for the integration of distribution grid automation systems. IEEE PESS + PELSS; Power and Energy Student Summit*. Kassel, 2022
- [R7] S. RACZKA, D. HILBRICH, O. MOLODCHYK, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Implementation of a model predictive control algorithm for distribution grids and its validation on a real-time simulator. NEIS; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*. Hamburg, 2022
- [R8] S. RACZKA ET AL.; IET (Hrsg.): *A novel software applications rollout and monitoring strategy for enabling the transition to electromobility in future smart grids. CIRED Porto Workshop: E-mobility and power distribution systems*. Porto, 2022
- [R9] T. SCHWIERZ, S. RACZKA, D. HILBRICH, C. REHTANZ; IET (Hrsg.): *Development of a measurement-based algorithm for topology detection in distribution grids. CIRED Porto Workshop: E-mobility and power distribution systems*. Porto, 2022

- [R10] S. RACZKA, F. PUHE, C. KRUEGER, J. ARPH, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Automated integration process of future automation and monitoring systems in distribution grids. VDE ETG Kongress*. Kassel, 2023
- [R11] F. LIEGMANN, K. SCHULTE, F. ANNEN, J. HAUBROCK, M. KELKER, S. JOSEPH, S. RACZKA, C. REHTANZ; IEEE (Hrsg.): *Concept of a test bench for research into automatic resupply to improve the resilience of critical infrastructure. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*. Dubrovnik, 2024
- [R12] K. KRAWIEC, E. BURKHARDT, G. BOYEN, S. JOSEPH, S. RACZKA, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Simulationsbasierte Validierung von Fehlerrichtungsalgorithmen auf Basis von Design-of-Experiments-Methoden. Posterbeitrag beim 13. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik*. Leipzig, 2024
- [R13] S. JOSEPH, S. RACZKA, C. REHTANZ; VDE (Hrsg.): *Virtuelle Labornfrastruktur zur Verifikation zukünftiger Stationsfunktionen im Verteilnetz. Posterbeitrag beim 13. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik*. Leipzig, 2024
- [R14] S. RACZKA: *Beschleunigung der Verteilnetzautomatisierung durch Standards und Virtualisierung. Vortrag bei VDE Hochautomatisierter Netzbetrieb*. Dortmund, 2024



# Anhang A Netzdaten für Validierung

## A.1 20-kV-Referenznetz

Tabelle A.1: Transformator-, Kabel- und Freileitungstypen im SimBench Referenznetz

Transformator 50 MVA YNyn5	Parameter
$S_N$	25 MVA
$U_P$	110 kV
$U_S$	20 kV
$f_N$	50 Hz
$X_1$	0,11993 p.u.
$R_1$	0,0041 p.u.
Mittelspannungskabel NA2XS2Y 70 mm <sup>2</sup> / 120 mm <sup>2</sup>	Parameter (70 mm <sup>2</sup> / 120 mm <sup>2</sup> )
$U_N$	20 kV
$I_N$	0,22 kA / 0,283 kA
$R$	0,443 $\Omega$ /km / 0,253 $\Omega$ /km
$X$	0,132 $\Omega$ /km / 0,119 $\Omega$ /km
$B$	59,6903 $\mu$ S/km / 72,2566 $\mu$ S/km
Mittelspannungsfreileitung AL1/6-ST1A 34 mm <sup>2</sup> / 70 mm <sup>2</sup>	Parameter (34 mm <sup>2</sup> / 70 mm <sup>2</sup> )
$U_N$	20 kV
$I_N$	0,17 kA / 0,29 kA
$R$	0,834 $\Omega$ /km / 0,4132 $\Omega$ /km
$X$	0,382 $\Omega$ /km / 0,36 $\Omega$ /km
$B$	2,874 56 $\mu$ S/km / 3,047 34 $\mu$ S/km

## A.2 10-kV-Mittelspannungsnetz

Tabelle A.2: Kabel- und Freileitungstypen im 10-kV-Mittelspannungsnetz

Mittelspannungskabel NA2XS2Y 120 mm <sup>2</sup> / 300 mm <sup>2</sup>	Parameter (120 mm <sup>2</sup> / 300 mm <sup>2</sup> )
$U_N$	10 kV
$I_N$	0,283 kA / 0,467 kA
$R$	0,256 Ω/km / 0,106 Ω/km
$X$	0,118 Ω/km / 0,103 Ω/km
$B$	108,3849 μS/km / 155,5088 μS/km
Mittelspannungskabel NKBA/NAKBA/NEKEBA 50 mm <sup>2</sup> / 185 mm <sup>2</sup>	Parameter (50 mm <sup>2</sup> / 185 mm <sup>2</sup> )
$U_N$	10 kV
$I_N$	0,283 kA / 0,467 kA
$R$	0,458 Ω/km / 0,198 Ω/km
$X$	0,143 Ω/km / 0,092 Ω/km
$B$	76,969 02 μS/km / 144,5133 μS/km
Mittelspannungsfreileitung AL/ST 50 mm <sup>2</sup> / 95 mm <sup>2</sup>	Parameter (50 mm <sup>2</sup> / 95 mm <sup>2</sup> )
$U_N$	10 kV
$I_N$	0,21 kA / 0,35 kA
$R$	0,595 Ω/km / 0,306 Ω/km
$X$	0,391 Ω/km / 0,369 Ω/km
$B$	2,827 433 μS/km / 3,141 593 μS/km



# Anhang B Datenmodelle

## B.1 CIM CGMES Datenmodell

<pre> &lt;xml version="" encoding="UTF-8"&gt;   &lt;cim:PowerTransformer rdf:ID=""&gt;     &lt;cim:Equipment.EquipmentContainer rdf:resource="" /&gt;     &lt;cim:IdentifiedObject.name&gt;2-Wicklungstransformator&lt;/cim:IdentifiedObject.name&gt;   &lt;/cim:PowerTransformer&gt;   &lt;cim:PowerTransformerEnd rdf:ID=""&gt;     &lt;cim:IdentifiedObject.name&gt;2-Wicklungstransformator&lt;/cim:IdentifiedObject.name&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer rdf:resource=""&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.b&gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.b&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.g&gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.g&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.r &gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.r &gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.ratedS&gt;50&lt;/cim:PowerTransformerEnd.ratedS&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.ratedU&gt;20&lt;/cim:PowerTransformerEnd.ratedU&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.Resistance&gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.Resistance&gt;     &lt;cim:TransformerEnd.endNumber&gt;2&lt;/cim:TransformerEnd.endNumber&gt;   &lt;/cim:PowerTransformerEnd&gt;   &lt;cim:PowerTransformerEnd rdf:ID=""&gt;     &lt;cim:IdentifiedObject.name&gt;2-Wicklungstransformator&lt;/cim:IdentifiedObject.name&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer rdf:resource=""&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.b&gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.b&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.g&gt;0&lt;/cim:PowerTransformerEnd.g&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.r &gt;0.121&lt;/cim:PowerTransformerEnd.r &gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.ratedS&gt;50&lt;/cim:PowerTransformerEnd.ratedS&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.ratedU&gt;110&lt;/cim:PowerTransformerEnd.ratedU&gt;     &lt;cim:PowerTransformerEnd.Resistance&gt;14.5195&lt;/cim:PowerTransformerEnd.Resistance&gt;     &lt;cim:TransformerEnd.endNumber&gt;1&lt;/cim:TransformerEnd.endNumber&gt;   &lt;/cim:PowerTransformerEnd&gt;   &lt;cim:RatioTapChanger rdf:ID=""&gt;     &lt;cim:IdentifiedObject.name&gt;2-Wicklungstransformator&lt;/cim:IdentifiedObject.name&gt;     &lt;cim:RatioTapChanger.TransformerEnd rdf:resource="" /&gt;     &lt;cim:RatioTapChanger.stepVoltageIncrement&gt;1.87&lt;/cim:RatioTapChanger.stepVoltageIncrement&gt;     &lt;cim:TapChanger.highStep&gt;2&lt;/cim:TapChanger.highStep&gt;     &lt;cim:TapChanger.lowStep&gt;-2&lt;/cim:TapChanger.lowStep&gt;     &lt;cim:TapChanger.ltcFlag&gt;&gt;false&lt;/cim:TapChanger.ltcFlag&gt;     &lt;cim:TapChanger.neutralStep&gt;0&lt;/cim:TapChanger.neutralStep&gt;     &lt;cim:TapChanger.neutralU&gt;110&lt;/cim:TapChanger.neutralU&gt;     &lt;cim:TapChanger.normalStep&gt;0&lt;/cim:TapChanger.normalStep&gt;   &lt;/cim:RatioTapChanger&gt; &lt;/xml&gt; </pre>	<p><b>EQ-Profil</b></p>
---	-------------------------

Abb. B.1: Transformatormodellierung im EQ-Profil

```

<xml version="" encoding="UTF-8">
  <cim:Terminal rdf:about="">
    <cim:Terminal.TopologicalNode rdf:resource="" />
  </cim:Terminal>
  <cim:ConnectivityNode rdf:about="">
    <cim:ConnectivityNode.TopologicalNode rdf:resource="">
  </cim:ConnectivityNode>
  <cim:TopologicalNode rdf:ID="">
    <cim:IdentifiedObject .mRID>mRID</cim:IdentifiedObject .mRID>
    <cim:IdentifiedObject.name>T1</cim:IdentifiedObject.name>
    <cim:TopologicalNode.connectivityNodeContainer rdf:resource=""/>
  </cim:TopologicalNode>
</xml>

```

**TP-Profil**

Abb. B.2: Verknüpfung von Terminals, Connectivity Nodes und Topological Nodes im TP-Profil

```

<xml version="" encoding="UTF-8">
  <cim:Terminal rdf:about="">
    <cim:ACDCTerminal.connected>>true</cim:ACDCTerminal.connected>
  </cim:Terminal>
  <cim:RatioTapChanger rdf:about="">
    <cim:TapChanger.controlEnabled>>false</cim:TapChanger.controlEnabled>
    <cim:TapChanger.step>0</cim:TapChanger.step>
  </cim:RatioTapChanger>
</xml>

```

**SSH-Profil**

Abb. B.3: Informationen zur Transformatorstufung im SSH-Profil

```

<xml version="" encoding="UTF-8">
  <cim:DiagramObjectPoint rdf:ID="">
    <cim:DiagramObjectPoint.DiagramObject rdf:resource="" />
    <cim:DiagramObjectPoint.xPosition>135.625</cim:DiagramObjectPoint.xPosition>
    <cim:DiagramObjectPoint.yPosition>48.125</cim:DiagramObjectPoint.yPosition>
  </cim:DiagramObjectPoint></xml>
  <cim:DiagramObjectPoint rdf:ID="">
    <cim:DiagramObjectPoint.DiagramObject rdf:resource="" />
    <cim:DiagramObjectPoint.xPosition>135.625</cim:DiagramObjectPoint.xPosition>
    <cim:DiagramObjectPoint.yPosition>48.125</cim:DiagramObjectPoint.yPosition>
  </cim:DiagramObjectPoint></xml>
</xml>

```

**DL-Profil**

Abb. B.4: Geografische Koordinaten aus dem Quellsystem im DL-Profil

```

<xml version="" encoding="UTF-8">
  <cim:SvPowerFlow rdf:ID="">
    <cim:SvPowerFlow.Terminal rdf:resource=""/>
    <cim:SvPowerFlow.p>0</cim:SvPowerFlow.p>
    <cim:SvPowerFlow.q>0</cim:SvPowerFlow.q>
  </cim:SvPowerFlow>
</xml>

```

**SV-Profil**

Abb. B.5: Lastflussergebnisse eines Terminals im SV-Profil

## B.2 IEC 61850 Datenmodell

```

<SCL ...>
  <Header id="" toolID="SCT"/>
  <Communication>
    <SubNetwork name="SubNetwork1">
      <ConnectedAP iedName="IED_ST01">
        <Address>IP, Gateway, Subnet</Address>
      </ConnectedAP>
    </SubNetwork>
  </Communication>
</SCL>

```

**Communication**

Abb. B.6: Konfiguration der Kommunikation im Communication-Abschnitt der IEC 61850 SCL

```

<SCL ...>
  <Header id="" toolID="SCT"/>
  <Process name="ExampleGrid">
    <Line name="Line" type="LIN">
      <Private type="IED_ST01">
        <LineParameter r_ohm=0.169 x_ohm=0.25 b_miks_km=0.0012 max_i_ka=0.358 length_km=1 />
      </Private>
      <ConductingEquipment name="Line" desc="Leitung" type="LIN">
        <Terminal connectivityNode="AP00078/K1/x/Node" />
        <Terminal connectivityNode="ST00268/K1/Q02/Node" />
      </ConductingEquipment>
    </Line>
  </Process>
</SCL>

```

**Process**

Abb. B.7: Leitungsdaten mit privaten Elementen für Leitungsparameter

<pre> &lt;SCL ...&gt;   &lt;Header id="" toolID="SCT"/&gt;   &lt;Substation name="ST01" desc="Station ST01"&gt;     &lt;VoltageLevel name="K1"&gt;       &lt;Bay name="Q01" ...&gt;         &lt;ConductingEquipment name="QB1" type="DIS" desc="Lasttrennschalter" ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Busbar"           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node01"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConductingEquipment name="QC1" type="DIS" desc="Erdungstrennschalter" ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node01"           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Ground"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConnectivityNode name="Busbar" pathName="ST01/K1/Q01/Busbar"         &lt;ConnectivityNode name="Node01" pathName="ST01/K1/Q01/Node01"         &lt;ConnectivityNode name="Ground" pathName="ST01/K1/Q01/Ground"       &lt;/Bay&gt;       &lt;Bay name="Q02" ...&gt;         &lt;LNode iedName="IED_ST01" prefix="K1Q02" InClass="MMXU" IdInst="Measurements" ...&gt;         &lt;ConductingEquipment name="QB1" type="DIS" desc="Lasttrennschalter" ...&gt;           &lt;LNode iedName="IED_ST01" InClass="XSWI" IdInst="Breaker ...&gt;           &lt;LNode iedName="IED_ST01" InClass="CSWI" IdInst="Breaker ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Busbar"           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node01"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConductingEquipment name="QC1" type="DIS" desc="Erdungstrennschalter" ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node01"           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Ground"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConductingEquipment name="BC1" type="CTR" desc="Stromsensor" ...&gt;           &lt;LNode iedName="IED_ST01" InClass="TCTR" IdInst="Measurements ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node01"           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node02"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConductingEquipment name="BA1" type="VTR" desc="Spannungssensor" ...&gt;           &lt;LNode iedName="IED_ST01" InClass="TVTR" IdInst="Measurements ...&gt;           &lt;Terminal connectivityNode="ST01/K1/Q01/Node02"         &lt;/ConductingEquipment&gt;         &lt;ConnectivityNode name="Node" pathName="ST01/K1/Q02/Node01"         &lt;ConnectivityNode name="Node" pathName="ST01/K1/Q02/Ground"         &lt;ConnectivityNode name="Node" pathName="ST01/K1/Q01/Node02"       &lt;/Bay&gt;     &lt;/VoltageLevel&gt;   &lt;/Substation&gt; &lt;/SCL&gt; </pre>	<h2>Substation</h2>
--	---------------------

Abb. B.8: Stationsdaten im Substation-Abschnitt der IEC 61850 SCL

```
<SCL ...>
  <Header id="" toolID="SCT"/>
  <IED desc="measurements" name="IED_ST01_Q02">
    <AccessPoint name="">
      <Server desc="">
        <LDevice inst="Measurements">
          <LN desc="Measurements" lnType="iA_MMXU" prefix="K1Q02" lnClass="MMXU" inst="1">
          </LN>
          <LN desc="Current Sensor" lnType="iA_TCTR" prefix="K1Q02" lnClass="TCTR" inst="1">
          </LN>
          <LN desc="Voltage Sensor" lnType="iA_TVTR" prefix="K1Q02" lnClass="TVTR" inst="1">
          </LN>
        </LDevice>
        <LDevice inst="Breaker">
          <LN desc="Circuit Switch" lnType="iA_XSWI" prefix="K1Q02" lnClass="XSWI" inst="1">
          </LN>
          <LN desc="Circuit Switch" lnType="iA_CSWI" prefix="K1Q02" lnClass="CSWI" inst="1">
          </LN>
        </LDevice>
      </Server>
    </AccessPoint>
  </IED>
</SCL>
```

**IED**

Abb. B.9: Funktionen, Objekte und Attribute im IED-Abschnitt

# Anhang C Logische Knoten

Tabelle C.1: Objekte und Attribute logischer Knoten von Basis-IEDs

Attribute von IED ST01	IEC 61850-Referenz
Spannungsbetragsmessung von Phase A	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.PhV.phsA.cVal.mag.f
Wirkleistung von Phase A am Abgang Q01	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.W.phsA.cVal.mag.f
Blindleistung von Phase A am Abgang Q01	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.Var.phsA.cVal.mag.f
Qualität der Blindleistungsmessung	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.Var.phsA.q
Zeitstempel der Blindleistungsmessung	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.Var.phsA.cVal.mag.t
Strombetragsmessung von Phase A am Abgang Q01	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f
Schalterposition am Abgang Q01	IEDST01/MEAS/K1Q01/XSWI1.Pos.stVal
Schaltersteuerung am Abgang Q01	IEDST01/MEAS/K1Q01/CSWI1.Pos.ctlVal
Substitution der Spannungsbetragsmessung	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.PhV.phsA.SubEna
Substitutionswert der Spannungsbetragsmessung	IEDST01/MEAS/K1Q01/MMXU1.PhV.phsA.SubVal
Effektiver Nennstrombetrag	IEDST01/MEAS/K1Q01/TCTR1.ARtg.setMag.f
Übersetzungsverhältnis Stromwandler	IEDST01/MEAS/K1Q01/TCTR1.Rat.setMag.f
Effektiver Nennspannungsbetrag	IEDST01/MEAS/K1Q01/TVTR1.VRtg.setMag.f
Übersetzungsverhältnis Spannungswandler	IEDST01/MEAS/K1Q01/TVTR1.Rat.setMag.f

Tabelle C.2: Objekte und Attribute logischer Knoten von Funktions-IEDs

Attribute von IED SE	IEC 61850-Referenz
Estimierter Spannungsbetrag	IEDSE/ESTSTAT/ST01/MMXU1.PhV.phsA.cVal.mag.f
Estimierter Spannungswinkel	IEDSE/ESTSTAT/ST01/MMXU1.PhV.phsA.cVal.ang.f
Schalterposition Station ST02 am Abgang Q01	IEDSE/BRKPOS/ST01Q01/XSWI1.Pos.stVal



# Anhang D Datenstruktur der Entwicklungsumgebung

Tabelle D.1: Netzdatenaufbau in der Entwicklungsumgebung

<b>Dataframe</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Beispieldaten</b>
gridConfig	Netzkonfiguration	Netzspannung, ...
busData	Knotendaten	Nennspannung, ...
topology	Leistungsdaten	Leitungslängen, ...
lineTypes	Leitungstypen	Reaktanz, ...
loads	Verbraucher	Wirkleistung, ...
gens	Erzeuger	Blindleistung, ...
measTopology	Messtopologie	Art der Messung, ...
switches	Trennschalter	Schaltzustand, ...
transformers	Transformatoren	Stufung, ...
transformerTypes	Transformatortypen	Eisenverluste, ...
profiles	Zeitreihenprofile	Wirkleistung, ...

Tabelle D.2: Konfigurationsdatenaufbau in der Entwicklungsumgebung

<b>Parameter</b>	<b>Bedeutung</b>
grid	Netzauswahl und Datenformat
module	Simulations- und Funktionstyp
functions	Funktionsparameter
application	Kommunikationsprotokoll
converter	Konvertierungsparameter



# Anhang E Stationspriorisierung

Tabelle E.1: Expertengewichtung zur Stationspriorisierung

	Stationsparameter							
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	$\Sigma$	in %
(1)	-	2	3	4	5	6	1	6,25
(2)	-	-	3	4	5	6	1	6,25
(3)	-	-	-	3	3	6	4	25,00
(4)	-	-	-	-	4	6	3	18,75
(5)	-	-	-	-	-	6	2	12,50
(6)	-	-	-	-	-	-	5	31,25

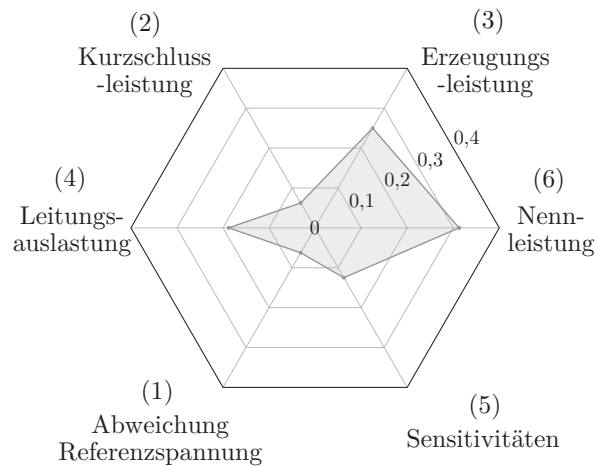


Abb. E.1: Auswertung der Expertengewichtung anhand vorgegebener Eigenschaften von Ortsnetzstationen

