

ADAPTIVE NETZZUSTANDSIDENTIFIKATION ZUR
AUTOMATISIERUNG VON MITTEL- UND
NIEDERSPANNUNGSNETZEN

MARCEL MODEMANN

Adaptive Netzzustandsidentifikation zur Automatisierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen

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

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Marcel Modemann, M. Sc.

aus Langenfeld

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Kumm

Tag der mündlichen Prüfung: 04. November 2022

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

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

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Impressum

Modemann, Marcel:
Adaptive Netzzustandsidentifikation zur Automatisierung von
Mittel- und Niederspannungsnetzen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 52, 1. Auflage 2023

© 2022 Marcel Modemann, alle Rechte vorbehalten
Druck: epubli – ein Service der neopubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden. Ich möchte mich an dieser Stelle bei den vielen Personen bedanken, die mich in dieser Zeit unterstützt haben.

Besonders möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek bedanken, der zum Erfolg dieser Arbeit durch wertvolle Anregungen und Diskussionen, aber auch durch die Gewährung großen Freiraums beigetragen hat.

Prof. Dr.-Ing. Thomas Kumm, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Energieverteilung an der Hochschule Bremen, danke ich für das Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Des Weiteren möchte ich mich bei allen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die gute Zusammenarbeit bedanken. Neben der fachlichen Hilfe bedanke ich mich insbesondere auch für die persönliche Unterstützung und die vielen lustigen Momente im Büroalltag.

Der größte Dank gilt allerdings meiner Frau und meinen Kindern. Herzlichen Dank für euer Vertrauen, euren Rat und eure uneingeschränkte Unterstützung. Nichts bedeutet mir mehr.

Schließlich danke ich auch ganz besonders meinen Eltern, die mich stets geduldig unterstützt und mein Studium ermöglicht haben.

Wuppertal 2022

Marcel Modemann

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Verteilnetze im Wandel.....	2
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	3
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit.....	5
2	Netzautomatisierungssysteme für sich wandelnde Verteilnetze	7
2.1	Neue Netznutzungssituationen.....	7
2.1.1	Dezentrale Energieerzeugung	7
2.1.2	Neue Verbraucher	9
2.1.3	Speicher.....	10
2.2	Anpassungsbedarf der Mittel- und Niederspannungsnetze	11
2.2.1	Konventionelle und innovative Netzverstärkung und Netzausbau	12
2.2.2	Innovative Netzautomatisierungssysteme	13
2.3	Dezentrale Netzautomatisierung	14
2.3.1	Spezifikation von Netzautomatisierungsfunktionalitäten	15
2.3.2	Entwicklungspotential der Netzzustandsidentifikation.....	18
3	Detektionsverfahren für Topologieveränderungen	19
3.1	Netzmodellierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen.....	19
3.1.1	Statische Netzparameter und dynamische Prozesswerte.....	20
3.1.2	Messstellenpositionierung als Informationsgrundlage	21
3.1.3	Berechnung der Netztopologie und des Netzzustands	23
3.1.4	Spezifikation von Topologieveränderungen	27
3.2	Entwicklung eines Systemmodells.....	31
3.2.1	Spezifikation systemrelevanter Größen	31
3.2.2	Ganzheitliches Systemmodell	31
3.2.3	Topologiedetektionsmodell.....	33
3.3	Passive Detektionsverfahren	35
3.3.1	Zweigstromüberwachung	35

3.3.2	Gradientenanalyse	36
3.3.3	Ermittlung von Spannungskorridoren	39
3.3.4	Regelbefehlsevaluation.....	42
3.3.5	Schätzfehlerkennzahlen.....	45
3.4	Aktive Detektionsverfahren	47
3.4.1	Q-Modulation	47
3.4.2	Transformatorstufung.....	56
3.5	Entwicklung von Detektionsstrategien.....	58
3.5.1	Automatisierte Topologienachführung.....	58
3.5.2	Topologiemodellbasierte Detektionsstrategie	59
3.5.3	Selektive Detektionsstrategie	61
3.5.4	Sensitivitätskoeffizienten	62
3.5.5	Ableitung von Detektionsstrategien für die Mittel- und Niederspannungsebene	63
3.6	Inselnetzdetektion in automatisierten Mittel- und Niederspannungsnetzen.....	65
3.6.1	Definition und Entstehung von Inselnetzen	66
3.6.2	Grundlegende Detektionsverfahren.....	69
3.6.3	Detektionskonzept in Netzautomatisierungssystemen	74
4	Verbesserte Netzzustandsschätzung in dezentralen Netzautomatisierungssystemen .	77
4.1	Erweiterung des Systemmodells.....	78
4.2	Optimierung der Informationsgrundlage	79
4.2.1	Positionierung von Messtechnik.....	79
4.2.2	Detektion von leistungsintensiven Einspeisern	80
4.2.3	Detektion von leistungsintensiven Verbrauchern.....	85
4.3	Verfahren zur Ersatzwertbildung	87
5	Validierung der entwickelten Verfahren.....	92
5.1	Verfahrensvalidierung in einer Simulationsumgebung	93
5.1.1	Beschreibung der Simulationsumgebung	93
5.1.2	Bewertung der Detektionsverfahren.....	96
5.1.3	Aggregierte Bewertung der Detektionsstrategien.....	110

5.2	Verfahrensvalidierung in einer Labortestumgebung	117
5.3	Verfahrensvalidierung in einer Feldtestumgebung	119
5.3.1	Beschreibung der Feldtestumgebung	120
5.3.2	Bewertung der Topologiemodellbasierten Detektionsstrategie.....	123
5.4	Verfahrensgrenzen	126
6	Zusammenfassung und Ausblick	129
7	Summary and outlook.....	131
8	Verzeichnisse	133
8.1	Literaturverzeichnis.....	133
8.2	Publikationen des Autors	144
8.3	Abkürzungen	147
8.4	Formelzeichen und Symbole.....	150
9	Anhang	157
9.1	Statische Netzparameter und dynamische Prozesswerte.....	157
9.2	Testnetze und Schalterkonfigurationen.....	159

1 Einleitung

Der technologische Fortschritt und die gesellschaftliche Entwicklung sind Treiber für einen stetigen Anstieg des Ressourcenbedarfs. In der Vergangenheit wurde dieser Bedarf überwiegend durch fossile Ressourcen bereitgestellt, die in der Verfügbarkeit begrenzt sind und bei der Umwandlung in andere Energieformen negative Umwelteinflüsse verursachen. Der Zusammenhang zwischen Ressourcenbedarf, -bereitstellung und deren (negativen) Umweltauswirkungen ist bereits vielfach wissenschaftlich belegt. Deshalb wurden schon in den ersten (Welt-)Klimakonferenzen Bemühungen unternommen, die Treibhausgasemissionen in Form von Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu reduzieren und ein klimafreundlicheres Bewusstsein zu entwickeln [1].

Die jüngsten Bemühungen diesen Zielen nachzukommen werden durch das Pariser Klimaabkommen und den „European Green Deal“ der EU-Klimakommission beschrieben. Darin verpflichten sich alle beteiligten Akteure bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu sein [2, 3].

Die deutsche Bundesregierung hat wiederum aus den Vorgaben der EU-Klimaabkommen ein Bundes-Klimaschutzgesetz verabschiedet, welches zuletzt 2021 angepasst wurde. Im Wesentlichen ist dort der Weg zu den klimaneutralen Zielen 2050 detaillierter beschrieben. So soll für das Jahr 2030 eine CO₂-Reduzierung von 65 % gegenüber 1990 erfolgen sowie für das Jahr 2040 eine Reduzierung von 88 % gegenüber 1990 erzielt werden [4].

Da in Deutschland ca. 85 % der gesamten Treibhausgasemissionen durch den Energiesektor verursacht werden, ist dieser am meisten von dem gegenwärtigen Transformationsprozess betroffen [5]. So erlebte der Stromsektor durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab dem Jahr 2000 einen massiven Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), insbesondere durch den Zubau von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen). Mit einer weiteren Reform des EEGs in 2021 wurde unter anderem der prozentuale Anteil EE-erzeugten Stromes am gesamten Bruttostromverbrauch auf 65% für das Jahr 2030 festgelegt [6].

Konventionelle Energieerzeugung aus Kohle- und Atomkraftwerken wird dagegen sukzessive ersetzt [7]. Die letzten Atomkraftwerke sollen 2022 abgeschaltet werden und der (vollständige) Kohleausstieg ist durch die neusten Koalitionsverhandlungen der Bundesregierung für das Jahr 2030 anvisiert [8]. Auch die Sektoren Wärme und Mobilität werden maßgeblich bei der Energiewende miteinbezogen und sollen noch verstärkter transformiert werden. Um diesen ambitionierten Zielen nachzukommen, werden von der Bundesregierung verschiedenste Förderungen initiiert. Große CO₂-Einsparpotentiale lassen sich durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors erreichen [9].

1.1 Verteilnetze im Wandel

Vor besonderen Herausforderungen stehen die Stromnetze, in denen sich maßgeblich die Energiewende niederschlägt. Insbesondere sind die Verteilnetze betroffen, in denen ca. 90 % der bisherig installierten Dezentralen Energieerzeugungs-Anlagen (DEA) angeschlossen sind und die auch den wesentlichen Schauplatz des zukünftigen Zubaus darstellen [10]. Jedoch sind die Verteilnetze nicht für eine solche Versorgungsaufgabe ausgelegt. Zentrale Großkraftwerke speisen im klassischen Energiesystem Leistung im Gigawatt-Bereich ein, welche zunächst über die Übertragungsebene (220 - 380 kV) über weite Strecken transportiert und anschließend über die Verteilnetzebene bis hin zum Endverbraucher verteilt wird. Dieser *top-down*-Leistungsfluss erforderte bisher in den unteren Spannungsebenen, der Mittel- (MS) und Niederspannung (NS), keinerlei bzw. weniger Überwachungsinstrumente, da die Verbrauchslast sehr gut abgeschätzt werden konnte und die Netze für ihre Versorgungsaufgabe ausreichend dimensioniert waren. Mit dem massiven Zubau von DEA verschiebt sich jedoch die historische Verbrauchscharakteristik der Verteilnetze. Der Anteil an EE erzeugtem Strom steigt stetig an und erreichte für das Jahr 2020 45,4 % bezogen auf den Bruttostromverbrauch, sodass sich die Verteilnetze immer mehr zu Einspeisenetzen wandeln [11].

Für diese Versorgungsaufgabe sind die Verteilnetze nicht ausgelegt und stellen die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor große Herausforderungen. Die Volatilität in Kombination mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren, wie sie bei PV- und Windenergie-Anlagen (WEA) auftreten, verursacht große Leistungsänderungsgradienten. Auf der Verbrauchsseite werden in der Niederspannungsebene durch den Zubau von Ladesäuleninfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie Wärmepumpen immer mehr Netzkapazitäten benötigt. Dabei steht die dargebotsabhängige Erzeugung nicht in direkter Korrelation mit dem Nutzungsverhalten solcher Verbrauchertypen, sodass Speichermöglichkeiten oder ein Lastmanagement erforderlich sind. So kann es zu temporären oder andauernden Überschreitungen der Betriebsgrenzen kommen.

Um dennoch der stets hohen Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland weiter gerecht zu werden, kann der VNB grundsätzlich auf verschiedene Weise den neuen Herausforderungen entgegenreten. Den hierbei zu treffenden Entscheidungen ist stets das energiewirtschaftliche Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit zugrunde gelegt.

Eine Möglichkeit diesen Herausforderungen gerecht zu werden, stellt der Netzausbau dar. Das Austauschen von Betriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren erhöht die Netzkapazität und gewährleistet weiterhin eine sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit. Die zukünftig benötigte Netzkapazität lässt sich allerdings nur schwer abschätzen und ist von vielen Faktoren abhängig sowie netz- bzw. situationsspezifisch. Zudem treten eine Vielzahl der beschriebenen Netzengpässe nur kurzzeitig auf, sodass ein Netzausbau nicht zwangsläufig notwendig ist.

Dem Netzausbau gegenüber stehen innovative Lösungsansätze, wie die Ausbringung von Mess- und Steuerungstechnik, zur intelligenten Netzbetriebsführung. Erst durch die Installation von Messtechnik ist es dem VNB möglich, Informationen über den Netzzustand zu erhalten. Mithilfe von Zustandsinformationen können gezielte Handlungsmaßnahmen wie das Umschalten von Netztopologien oder das Steuern von Einspeiseanlagen veranlasst und ein Netzengpass vermieden werden. Solche innovativen Lösungsansätze ermöglichen eine optimierte Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten und stellen in vielen Anwendungsfällen eine zusätzliche Option zum (konventionellen) Netzausbau dar. Im Zuge der immer komplexer werdenden Betriebsführung und der damit verbundenen Digitalisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze lassen sich immer mehr Funktionen automatisieren, sodass sich letztendlich die Verteilnetze zu intelligenten Netzen transformieren lassen.

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Historisch bedingt ist die Übertragungsnetzebene bereits vollständig mit Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet, sodass ein vollständiger Netzzustand vorliegt sowie ein nahezu vollautomatisierter Betrieb praktiziert wird. Die Nieder- und – größtenteils auch die – Mittelspannungsnetze hingegen werden in einem Blindflug betrieben. Der VNB hat in der Regel keine Informationen über den (aktuellen) Netzzustand. Daher fokussieren sich vergangene und aktuelle Forschungsarbeiten auf die Schaffung einer flächendeckenden Netztransparenz bzw. die Identifikation des Netzzustandes [12–15]. Die Positionierung von erforderlicher Messtechnik an neuralgischen Punkten im Netz stellt einen weiteren Forschungsschwerpunkt dar, denn schlussendlich müssen solche innovativen Lösungen in einem angemessenen wirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen [16, 17]. Die Kenntnis über den Netzzustand allein dient dem VNB zu Überwachungszwecken und kann den Netzbetrieb, Netzservice, sowie die Netzplanung unterstützen, macht das Netz allerdings noch nicht zu einem intelligenten Netz. Erst durch Steuerungs- und Regelungstechnik, sowie entsprechender Kommunikationsanbindungen ist eine (Teil-)Automatisierung möglich. In diesem Zusammenhang wird häufig von einem „*Smart Grid*“ gesprochen [18].

Ein intelligentes Netz beinhaltet daher sowohl eine Netzzustandsidentifikation als auch eine Netzzustandsregelung. Sowohl auf der Niederspannungsebene [19, 20] als auch auf der Mittelspannungsebene [21, 22] wurden verschiedene Regelungsverfahren entwickelt, welche primär einen netzdienlichen Zweck verfolgen und die vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausnutzen. Auch die Kopplung von MS und NS durch eine koordinierte spannungsebenenübergreifende Automatisierung stellt eine zusätzliche Möglichkeit der Netzkapazitätsoptimierung dar [21, 23].

Zusätzlich eröffnet sich durch die Digitalisierung und Automatisierung der Netze ein potentieller Handelsmarkt, auf dem Teilnehmer Flexibilitäten und andere Handelsprodukte für einen vereinbarten Zeitpunkt anbieten können. In [24] werden beispielsweise dynamische Stromtarife für industrielle Anschlussnehmer entwickelt, um Energieoptimierungen durchzuführen. In [25] werden Konzepte für einen regionalen Flexibilitätsmarkt vorgestellt. Für solche „*Smart Market*“-Funktionen, deren Handelshorizonte in der Zukunft liegen, ist eine Netzzustandsprognose erforderlich. Ein vielversprechender Ansatz ist hierbei die Vorhersage von einzelnen Einspeisearten wie PV-Anlagen und WEA anhand von Wetterprognosemodellen, um dann nach einem *bottom-up*-Ansatz den Zustand für ein vollständiges Netz zu prognostizieren [26].

Weitere Forschungsprojekte und Entwicklungsansätze verfolgen auch eine übergreifende Koppelung zweier Sektoren. So lassen sich Synergien zwischen elektrischem Energieversorgungsnetz und Wärmenetz identifizieren und über geeignete Koppelglieder wie Blockheizkraftwerke (BHKW) und Wärmepumpen (WP) miteinander kombinieren [27].

Diese und weitere Entwicklungsausprägungen haben grundsätzlich eines gemeinsam: Sie erfordern eine konsistente Informationsgrundlage in Form einer Netzzustandsidentifikation. Bedingt durch die spärliche Messinfrastruktur verfolgen viele Entwicklungsansätze eine Netzzustandschätzung, welche statistische, analytische und heuristische Verfahren basierend auf neuronalen Netzwerken nutzen. Das *Weighted-Least-Square*-Verfahren (WLS) ist ein analytisches Verfahren, welches häufige Anwendung in überbestimmten Hoch- und Höchstspannungsnetzen findet [28, 29]. Über statistische Verfahren wie die Verwendung von Standardlastprofilen (SLP) oder die Nutzung von Smart Meter Daten berechnen einige Entwicklungsansätze in der Mittel- und Niederspannungsebene Pseudomesswerte, die dann wiederum für analytische Verfahren wie das WLS verwendet werden [30, 31]. Verfahren der neuronalen Netzwerke greifen auf eine Vielzahl von historischen Daten zurück, welche zum Erlernen von künstlichen Netzwerken genutzt werden [32]. Andere Ansätze wiederum nutzen hochaufgelöste Messwerte von zeitsynchronen Zeitermessgeräten (engl. *Phasor Measurement Units* = PMU) für eine hochdynamische Netzzustandsidentifizierung [33–35]. Ein weiterer Ansatz, der sowohl auf der MS- als auch auf der NS-Ebene Anwendung findet, ist die Zerlegung eines Netzgebietes in Teilnetze, sogenannte Netzbezirke, sodass die Gesamtkomplexität einer Netzzustandsschätzung in kleinere Teilprobleme unterteilt wird, welche über analytische Verfahren gelöst werden können [15, 36]. Entwicklungsarbeiten beschäftigen sich darüber hinaus auch mit Ansätzen, welche auf die Netzmodellierung verzichten und die Wirkung regelungstechnischer Maßnahmen über Sensitivitätsbeziehungen abschätzen [37, 38].

Diese Ansätze bieten den Vorteil, dass Schaltzustandsänderungen nicht explizit detektiert werden müssen. Schaltzustandsänderungen verändern die Netztopologie und haben damit einen erheblichen Einfluss auf die Netzzustandsidentifikation. Deshalb beschäftigen sich Entwicklungsarbeiten ebenso mit der Detektion von Topologieveränderungen. Häufige Entwicklungsansätze nutzen probabilistische Verfahren zur Bestimmung von Spannungskorrelationen [39–41] oder Verfahren aus der Graphentheorie [42]. Auch die Verwendung von Verfahren der Netzzustandsschätzung werden für die Detektion von Schaltzustandsänderungen genutzt [43, 44].

Insgesamt existieren inzwischen eine Vielzahl an Entwicklungsansätzen, von denen einige wenige Lösungen als marktreife Produkte verfügbar sind. Durch die spezifischen Anwendungsfälle und Einsatzgebiete besteht jedoch weiterhin ein Entwicklungsbedarf solcher Netzautomatisierungsfunktionalitäten.

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Bedingt durch die politischen und energiewirtschaftlichen Zielsetzungen (vgl. Abschnitt 1.1) befindet sich die Energieversorgungsinfrastruktur in einem fundamentalen Transformationsprozess. Um den daraus hervorgehenden Herausforderungen nachzukommen, bieten sich grundsätzlich die Optionen des Netzausbaus und die der innovativen Technologien an. Studien und erste Forschungsprojekte zeigen, dass der Einsatz von innovativen Netzautomatisierungslösungen eine kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen kann (vgl. Abschnitt 1.2).

Die Schaffung von Netztransparenz durch eine Netzzustandsidentifikation bildet die Grundfunktion für nahezu alle weiteren Automatisierungsfunktionen und stellt damit die primäre Zielstellung dieser Arbeit dar. Die Netzzustandsidentifikation selbst lässt sich in verschiedene Entwicklungsausprägungen unterteilen, sodass ein entsprechendes Entwicklungspotential formuliert werden kann. Insbesondere ist die automatisierte Topologienachführung bzw. Topologiedetektion ein Entwicklungsfeld, welches in dieser Arbeit hinreichender zu untersuchen ist. Weiterhin ist nicht nur die Positionierung von Messtechnik eine wichtige Forschungsfrage, sondern auch die Entwicklung neuer Funktionen, die die Informationsgrundlage verbessern können. Die Detektion von leistungintensiven Einspeisern und Verbrauchern kann als Informationsverbesserung für eine anschließende Netzzustandsidentifikation angewendet werden.

Der wesentliche Teil dieser Arbeit beschäftigt sich daher mit der automatisierten Detektion von neuen Netzteilnehmern und Topologieveränderungen. Veränderungen in den Anlagen- und Netzdaten sollen dabei autonom erkannt und nach dem *Plug & Automate*-Prinzip, ohne einen großen Rekonfigurationsaufwand in der Parametrierung aktualisiert werden. Dieser Ansatz verspricht eine wesentliche Erleichterung in der Implementierung und Instandhaltung bzw. Pflege von Netzautomatisierungslösungen.

Um diesen Zielsetzungen nachkommen zu können, wird zunächst in Kapitel 2 das sich wandelnde Verteilnetz beschrieben. Der Ansatz der dezentralen Netzautomatisierung wird mit der Spezifikation von Anwendungsfällen definiert, welche durch eine Netzautomatisierung erfüllt werden können. Weiterhin wird das Entwicklungspotential für die Netzzustandsidentifikation beschrieben.

Der Hauptteil der Arbeit beschäftigt sich in Kapitel 3 zunächst mit der Netzmodellierung, der technischen Modellierung von Schaltzustandsänderungen und der Spezifikation von generellen Topologieveränderungen. Dazu zählen typische Schalthandlungen aus dem regulären Netzbetrieb oder im Fehlerfall auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Anhand der für diese Arbeit zugrunde gelegten Messtechnik werden darauf aufbauend Detektionsverfahren entwickelt, die in passive und aktive Verfahren unterteilt und in Detektionsstrategien kombiniert werden. Auch der Anwendungsfall der elektrischen Inselnetzbildung wird thematisiert, da die Entstehungswahrscheinlichkeit durch die wandelnde Einspeisestruktur der Verteilnetze begünstigt wird [45].

Die Optimierung der Informationsgrundlage durch die Positionierung der Messtechnik und die Detektion von leistungsintensiven Einspeisern und Verbrauchern wird in Kapitel 4 thematisiert. Die Verfahren werden anschließend für eine verbesserte Netzzustandsschätzung genutzt, indem ein optimierter Ansatz der Ersatzwertbildung von unbekanntem Netzknoten vorgenommen werden kann. Die optimierte Ersatzwertbildung schafft wiederum positive Synergieeffekte für die Detektionsverfahren von Topologieveränderungen.

Ein großer Teil der entwickelten Verfahren wurde in Feldtestuntersuchungen erprobt und wird in Kapitel 5 hinreichend analysiert. Zusätzlich wurde eine entsprechende Simulationsumgebung entwickelt, in der die Verfahren in verschiedensten Anwendungsfällen auf Funktionalitäten, Güte und ihre Verfahrensgrenzen getestet und bestmöglich auf die Integration in ein reales Netz vorbereitet werden konnten.

Die entwickelten Verfahren und Konzepte werden zusammen mit den Untersuchungsanalysen in Kapitel 6 zusammengefasst. Außerdem wird eine Einordnung in die weitere Verwertung (Ausblick) gegeben.

2 Netzautomatisierungssysteme für sich wandelnde Verteilnetze

Wie in Kapitel 1 beschrieben befindet sich das elektrische Energieversorgungsnetz in einem nie dagewesenen Wandel. Besonders betroffen sind die Verteilnetze, insbesondere Mittel- und Niederspannungsnetze [10]. Durch neue Netzteilnehmer wie DEA oder leistungsintensive Verbraucher, welche durch die Elektrifizierung des Wärme- bzw. Mobilitätssektors vermehrt auftreten, entstehen neue Netznutzungssituationen. Dies führt dazu, dass die Netze zunehmend an ihre Netzkapazitätsgrenzen gebracht werden. Dabei wandeln sich insbesondere die ländlichen Verteilnetze von ehemals reinen Verbrauchernetzen hin zu Einspeisenetzen. Der notwendige Anpassungsbedarf, der für den VNB entsteht, kann grundsätzlich durch Netzausbau oder innovative Netzautomatisierungssysteme gelöst werden. Jedoch gerade im Hinblick auf den immer komplexer werdenden Netzbetrieb sind solche Aufgaben näher zu betrachten und in Netzautomatisierungsfunktionalitäten zu berücksichtigen. Im Folgenden wird eine Übersicht von Anwendungsfällen gegeben, welche von Netzautomatisierungssystemen im Allgemeinen gelöst werden können, sowie welche für die Netzzustandsidentifikation von besonderer Bedeutung sind.

2.1 Neue Netznutzungssituationen

Durch den steigenden Zubau von Erneuerbaren Energien nimmt auch der Anteil der Energiebedarfsdeckung in der Verteilnetzebene zu. Weiter erhöht wird dieser Anteil durch die Abschaltung von großen Atom- sowie Kohlekraftwerken [4, 7]. Damit ändert sich auch der historisch geprägte *top-down*-Leistungsfluss, von der Hoch- und Höchstspannungsebene über die Verteilnetzebene bis zum Endkunden, zu einem *bottom-up*-Leistungsfluss. Die Verantwortlichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen verschiebt sich dadurch immer weiter in die Verteilnetzebene [46]. Der damit verbundene Wandel von zentraler Erzeugungshierarchie hin zur dezentralen Struktur stellt die Verteilnetze vor neue Herausforderungen. Die wesentlichen Netzteilnehmer werden im Nachfolgenden näher beschrieben und entsprechend ihres Aufkommens quantifiziert.

2.1.1 Dezentrale Energieerzeugung

Mit dem Inkrafttreten des EEGs im Jahr 2000 wurde der Weg für eine flächendeckende Ausbreitung von dezentraler Energieerzeugung in Deutschland geebnet. Die Reform des EEGs von 2021 sieht für das Jahr 2030 eine regenerative Stromerzeugung von 60 % bezogen auf den Bruttostromverbrauch vor. Um diese Ziele zu erreichen wurden über die Jahre verschiedene Förderansätze für den Ausbau von EE realisiert. So erlebte die regenerative Energieerzeugung durch PV-Anlagen einen starken Anstieg ab 2008. Ebenso ist ein kontinuierlicher Anstieg von Biomasse und Windenergieanlagen zu verzeichnen. Auch Wasserkraftwerke tragen einen wesentlichen Beitrag

zur regenerativen Energieerzeugung bei, allerdings ist dort das Ausnutzungspotential weitestgehend erschöpft [47]. Der prozentuale Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung betrug 45,4 % für das Jahr 2020. Von der gesamten EE Installationsleistung entfielen 92,61 % auf die Verteilnetzebene. Allein auf Nieder- und Mittelspannungsebene sind 73,08 % der EE-Anlagen installiert [48, 49].

Wegen der starken Dargebotsabhängigkeit und Gleichzeitigkeiten lässt sich der Gesamtenergiebedarf Deutschlands bislang nur an vereinzelten Tagen im Jahr ausschließlich mit EE-Anlagen decken. Durch die beschriebenen Bemühungen und jüngsten Zielsetzungen ist auch in Zukunft mit einem Ausbau von EE zu rechnen.

Ein unkontrolliertes Einspeisen solcher Energiemengen verursacht heute schon vereinzelt, in Zukunft jedoch vermehrt, (lokale) Netzengpässe. Daher werden in den Technischen Anschlussregeln (TAR) Anforderungen an das Betriebsverhalten von EE-Anlagen definiert, sodass diese einen system- bzw. netzdienlichen Beitrag erbringen. Die Anschlussregeln für EE-Anlagen in der Mittelspannungsebene sind in der VDE-AR-N 4110 [50] gegeben, entsprechend die technischen Anschlussregeln für die Niederspannungsebene in der VDE-AR-N 4100 [51] bzw. für den Anschluss von EE-Anlagen in der VDE-AR-N 4105 [52]. Netzrückwirkungen wie schnelle Spannungsänderungen, Flicker und Oberschwingungen sind möglichst gering zu halten. Vorgaben zur statischen Spannungshaltung und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung über Kennlinienverfahren gewährleisten einen aktiven Beitrag zur Netzdienlichkeit. Kurzzeitige Spannungseinbrüche oder -erhöhungen, wie sie bei Netzfehlern auftreten, dürfen die Erzeugungsanlagen nicht zum Abschalten bringen. Hierbei ist vor allem das Durchfahren einer Fehlerkurve (engl.: *Fault-Ride-Through* = FRT) für die dynamische Netzstützung zu nennen.

Mit dem Voranschreiten des EE-Ausbaus sind unter Umständen die lokalen statischen Verfahren der Spannungshaltung sowie das Engpassmanagement für ein Netzgebiet nicht mehr ausreichend und zusätzliche Maßnahmen zur Steuerung von EE-Anlagen sind erforderlich. Mit einer entsprechenden Informations- und Kommunikationsinfrastruktur lassen sich EE-Anlagen automatisiert und netzdienlich aus der Ferne steuern. Die Vorgaben aus den TAR an solche Sekundärtechnik ist dabei abhängig von der Anlagengröße, der Einspeiseart und der anzuschließenden Spannungsebene.

2.1.2 Neue Verbraucher

Der Bruttostromverbrauch wird für das Jahr 2030 auf 658 TWh geschätzt und erfährt damit einen Anstieg von 11 % gegenüber 2018. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors ist ein Haupttreiber des Verbrauchsanstiegs und wird auf einen Stromverbrauch von ca. 70 TWh für 2030 geschätzt. Dafür zugrunde gelegt wird eine Anzahl von 16 Mio. Elektrofahrzeugen [53]. Um eine solche massive Durchdringung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen ist eine entsprechende Ladeinfrastruktur notwendig. In [54] wird eine Ladepunkteanzahl pro Elektrofahrzeug für öffentliche AC-Ladepunkte von 1 zu 116, für öffentliche DC-Ladepunkte von 1 zu 165 und im privaten Bereich von 1,125 zu 1 empfohlen. Für einen prognostizierenden Fahrzeugbestand von 3,1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2025 würden somit ca. 190.000 öffentliche AC-Ladepunkte, ca. 19.000 öffentliche DC-Ladepunkte und ca. 3,5 Mio. private Ladepunkte benötigt werden [54]. Der wesentliche Teil der zu installierenden Ladepunkte fällt dabei auf die Niederspannungsebene. Größere (Schnell-)Ladeinfrastrukturen können auch in der Mittelspannungsebene angeschlossen werden [55].

Neben den Elektrofahrzeugen stellt der Zubau von Wärmepumpen einen weiteren wesentlichen Treiber für die Bruttostromverbrauchsentwicklung dar, deren Installation durch die Niederspannungsnetze aufzunehmen sind. 45,9 % aller Neubauten in Deutschland wurden 2019 mit einer Wärmepumpe ausgestattet. Im Jahr 2020 wurden ca. 140.000 neue Wärmepumpen installiert, sodass heute insgesamt ca. 1,4 Mio. Wärmepumpen überwiegend in den Niederspannungsnetzen installiert sind [56, 57]. Um die Klimaziele zu erreichen wird für das Jahr 2030 je nach Quelle ein Wärmepumpenbestand zwischen 3 Mio. und 8 Mio., bzw. für das Jahr 2050 zwischen 7,2 Mio. und 17 Mio. prognostiziert [58–61]. Vor allem wegen der hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen 0,80 und 0,90 [62] können temporäre Belastungsspitzen auftreten, die ohne intelligente Steuermaßnahmen zu lokalen Netzüberlastungen führen.

Der VNB hat in der NS-Ebene nach § 14a EnWG die Möglichkeit, solche Verbraucher netzdienlich zu steuern, indem er vergünstigte Netzentgelte berechnet [63]. Aktuell geschieht das nahezu ausschließlich über Rundsteuertechnik sowie eine Zeitschaltung, sodass lediglich zu statisch hinterlegten Zeitpunkten zwischen den beiden Tarifen gewechselt wird. Es erfolgt keine intelligente Steuerung anhand des Netzzustandes. Zukünftig sollen jedoch alle steuerbaren Verbrauchsanlagen, die von den vergünstigten Netzentgelten profitieren wollen, zum Einbau von intelligenten Messsystemen inklusive Steuerungsmöglichkeiten verpflichtet werden [48].

Aufgrund der zu erwartenden Entwicklung der benötigten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie der Durchdringung von Wärmepumpen ist dies ein notwendiger Schritt. Die intelligente Steuerung ist aufgrund der zu erwartenden hohen Anzahl solcher Verbrauchsanlagen und den damit verbundenen komplexen netztechnischen Zusammenhängen nur durch geeignete Netzautomatisierungsfunktionen lösbar.

2.1.3 Speicher

In einem zukünftigen Energieversorgungssystem, welches überwiegend aus volatilen und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen besteht, ist auch ein möglichst dargebotsabhängiger Verbrauch erforderlich. Für eine möglichst energieeffiziente Ressourcennutzung folgt der Energieverbrauch nach Möglichkeit der Energieerzeugung. Eine solche Laststeuerung (engl. *Demand-Side-Management* = DSM) gewinnt nicht nur in Industrie und Gewerbe zunehmend an Bedeutung, sondern auch in Privathaushalten. Ein Instrument ist das Vermarkten von flexiblen Lasten [64].

In Zeiten, in denen trotz Laststeuerung ein Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, können Speichersysteme eingesetzt werden. Ein prominentes Beispiel ist das Einspeichern von PV-Strom in sonnenreichen Mittagsstunden und das Ausspeichern in den Abendstunden bei erhöhtem Verbrauch. Die zentrale Bedeutung von Speichersystemen im Zuge der Energiewende wurde frühzeitig erkannt, sodass eine Vielzahl an Speichertechnologien erforscht wurde und bereits auf dem Markt sind [58].

Das Pumpspeicherkraftwerk wird bereits seit Jahrzehnten für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt. Speichertechnologien in Form von Batteriespeichern für Elektrofahrzeuge sind demgegenüber neuartig und bieten z.B. durch die Funktion der Netzzurückspeisung (engl. *Vehicle-to-Grid* = V2G) weitere netzdienliche Möglichkeiten [58]. Auch werden zunehmend Speichersysteme im privaten Bereich eingesetzt, um eine hauseigene PV-Anlage kostenoptimal zu nutzen.

Mit der zunehmenden Kopplung von Wärme- und Stromnetz sowie der Schaffung von möglichst autarken Energiezellen werden auch vermehrt thermische bzw. gasförmige Speichersysteme für die Integration von EE genutzt. Für eine entsprechende Sektorenkopplung werden *Power-to-Heat* (PtH) bzw. *Power-to-Gas* (PtG) Anlagen und Elektrolyse-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Mit der zunehmenden Dezentralität der Versorgungsinfrastrukturen hin zu autarken Energiezellen kommen den Speichersystemen system- und netzdienliche Aufgaben zu und sie werden eine wichtige Rolle im Transformationsprozess der Netze einnehmen [58].

2.2 Anpassungsbedarf der Mittel- und Niederspannungsnetze

Unter Berücksichtigung der neuen Netzteilnehmer entstehen zukünftig neue Netznutzungssituationen, welche einen Anpassungsbedarf für den VNB hervorrufen. Die technischen Rahmenbedingungen für den regulären Netzbetrieb leiten sich aus der Europäischen Norm (EN) in die für Deutschland geltende DIN EN 50160 ab und beschreiben die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen [65]. Dort werden neben den Anforderungen für die Oberschwingungsspannung, Netzfrequenz und Flickerstärke auch Merkmale für die zulässigen Spannungsänderungen definiert. Unter normalen Betriebsbedingungen müssen für die Niederspannungsebene 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes U der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n liegen, sowie alle 10-Minuten-Mittelwerte innerhalb des Bereichs $U_n + 10\% / -15\%$ liegen. Für die Mittelspannung gilt ein prozentualer Grenzwert von 99 % der 10-Minuten-Mittelwerte. Zudem darf kein 10-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes außerhalb der Grenzwerte von $\pm 15\%$ von U_n liegen [65]. Als vereinfachende Grenze lässt sich für Nieder- und Mittelspannung gemeinsam ableiten:

$$0,9 \cdot U_n \leq U \leq 1,1 \cdot U_n \quad (2.1)$$

Ein weiterer wichtiger Aspekt für den sicheren Netzbetrieb ist die Beanspruchung bzw. Belastung von Betriebsmitteln. Die DIN VDE 0276 [66] definiert für Kabel und Freileitungen unterschiedlicher Spannungsebenen und Materialart (PVC-, VPE- und Papier-Kabel) die Strombelastungsgrenzen. Als Belastungsgrenze wird der thermische Grenzstrom I_{th} als begrenzende Größe zugrunde gelegt:

$$I \leq I_{th} \quad (2.2)$$

Für Transformatoren wird die Bemessungsscheinleistung S_r als limitierende Größe gemäß DIN EN 60076-1 angenommen [67]:

$$S \leq S_r \quad (2.3)$$

Ein kurzzeitiges Überschreiten dieser Grenzen beeinflusst den Netzbetrieb in der Regel nicht, jedoch kann ein verstärktes Alterungsverhalten der Betriebsmittel auftreten. Unter Umständen kann es auch zum Auslösen von Schutzeinrichtungen mit einer entsprechenden Versorgungsunterbrechung kommen [68]. Daher sind diese definierten Grenzen maßgeblich für die Bewertung der in dieser Arbeit vorgestellten automatisierten Netzzustandsanalyse.

Kann der reguläre Netzbetrieb nach den genannten Bewertungskriterien nicht eingehalten werden, sind Maßnahmen zu ergreifen, die diesen wiederherstellen. Das für die Netzplanung im Transportnetz und 110 kV-Ebene angewandte NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) beschreibt die Maßnahmenreihenfolge zur Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs [69, 70]. Das Prinzip lässt sich auch für die unteren Spannungsebenen anwenden

und als NOXVA: (Netz-Optimierung vor -Flexibilitätseinsatz vor -Verstärkung vor -Ausbau) zusätzlich modifizieren. Die Nutzung von Mess- und Steuerungstechnik zur intelligenten Netzzustandsidentifikation und ggf. erforderlichen Regelung und Flexibilitätseinsatz versprechen einen netzoptimierenden Effekt, da Netzkapazitäten optimal genutzt werden können. (Automatisierte) Schalthandlungen können einen ähnlichen Effekt erzielen und sind ebenfalls miteinzubeziehen. Kann ein sicherer Netzbetrieb trotz intelligenter Steuerungsmöglichkeiten nicht eingehalten werden, sind nachgelagert Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen anzuwenden.

2.2.1 Konventionelle und innovative Netzverstärkung und Netzausbau

Wann und in welchem Umfang eine Netzverstärkungs- bzw. Ausbaumaßnahme gegenüber einer intelligenten Netzautomatisierungslösung vorzuziehen ist, hängt von vielen Randbedingungen ab und muss netzsituationspezifisch unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Faktoren betrachtet werden. Grundlage für eine planerische Entscheidung ist eine Abschätzung des aktuellen Netzzustandes, um die verbleibende Netzreserve ermitteln zu können. Dazu kann Messtechnik temporär an verschiedenen Orten im Netz eingesetzt werden, sodass mit Hilfe der Messdaten entsprechende Entwicklungsszenarien in der Netzplanung vorgenommen werden können.

Ist eine Netzverstärkung bzw. ein Netzausbau erforderlich, werden primärtechnische Betriebsmittel im Netz neu eingebaut oder durch Betriebsmittel mit höherer Kapazität ersetzt. Es wird unterschieden zwischen konventionellen und innovativen Betriebsmitteln. Beim konventionellen Netzausbau werden Betriebsmittel eingesetzt, die sich in der Netzplanung des VNBs bereits etabliert haben. Dazu zählen Kabel, Freileitungen, Erweiterung des HS/MS-Umspannwerks und Ortsnetztransformatoren [68]. Bei der Leitungsverstärkung kann zwischen einer Teil- und einer Abschnittsverstärkung unterschieden werden. Bei der Teilleitungsverstärkung wird nur der betroffene überlastete Teil verstärkt. Bei der Abschnittsverstärkung wird der gesamte Abschnitt bis zum nächsten Kabelverteilerschrank (KVS) oder der gesamte (MS-)Abgang verstärkt [71].

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und Einzelstrangregler (ESR) zählen zur Gruppe der innovativen Betriebsmittel. Der rONT unterscheidet sich gegenüber dem konventionellen Ortsnetztransformator (ONT) indem der Stufensteller während des Netzbetriebs, d.h. unter Last, geschaltet werden kann, sowie in der Fernsteuerbarkeit, sodass er deutlich dynamischer einsetzbar ist und die zulässige Spannungsänderung (Gleichung (2.1)) für MS- und NS-Ebene voneinander entkoppelt werden kann [71]. Die Entkopplung der beiden zulässigen Spannungsbänder ist exemplarisch in Abbildung 2.1 dargestellt. Für das MS-Netz ist ein Spannungsband von $+0,06 U/U_n$ bzw. $-0,09 U/U_n$ vorbehalten. Da sowohl der rONT als auch der ONT verlustbehaftet sind, ist hierfür eine Spannungsänderung von $\pm 0,01 U/U_n$ zu berücksichtigen. Durch das Hochstufen in Last- bzw. das Runterstufen in Einspeisesituationen lässt sich das zulässige Spannungsband für das NS-Netz auf $+0,03 U/U_n$ bzw. $-0,05 U/U_n$ vergrößern.

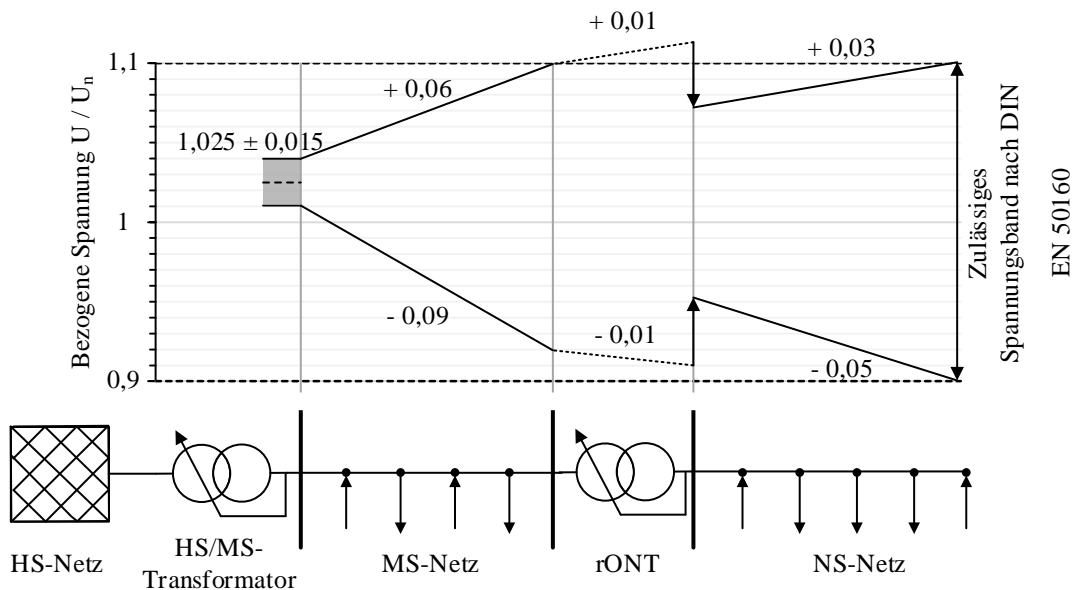


Abbildung 2.1: Aufteilung des Spannungsbandes bei einem rONT-Einsatz nach [68]

Der ESR kann selektiv für einen bestimmten Netzabgang eingesetzt werden und dort die (Längs)Spannung regeln. In Netzen, deren Abgänge einerseits stark verbrauchsdominant und andererseits einspeisedominant geprägt sind, kann der ESR eingesetzt werden [68].

Vor allem unter Zuverlässigkeitsaspekten bietet der Netzausbau Vorteile, indem potentiell unzuverlässigere Betriebsmittel aufgrund technischer Alterung ausgetauscht werden. Letztendlich ist in der Netzentwicklungsplanung genau zu bewerten, ob zwingend eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau notwendig ist, oder der Netzbetrieb und die Integration neuer Netzteilnehmer durch eine innovative Netzoptimierung sichergestellt werden kann.

2.2.2 Innovative Netzautomatisierungssysteme

Um eine möglichst hohe Anzahl an neuen Netzteilnehmern in die Verteilnetze integrieren zu können, sind die Netzkapazitäten optimal auszunutzen. Bei tatsächlichen Netzengpässen ist außerdem steuernd einzugreifen. Nachfolgend werden netzoptimierende Maßnahmen vorgestellt, die im Netzbetrieb angewendet werden können und einen Netzausbaubedarf reduzieren können. Die technischen Rahmenbedingungen, welche für einen regelkonformen Netzbetrieb gelten, sind dabei stets zu berücksichtigen.

Für die Spannungshaltung, deren Merkmale in der DIN VDE 50160 definiert sind, kann der VNB auf blindleistungsregelnde Maßnahmen wie die Steuerung von Erzeugungsanlagen oder auf eigene Kompensationsanlagen zurückgreifen. Auch die Stufung von Transformatoren oder die Umschaltung der Netztopologie wirken sich auf die Netzspannung aus und können zur Einhaltung der definierten Grenzen genutzt werden. Eine weitere wichtige Aufgabe des VNB ist die Vermeidung von kritischen Netzbelastungen, welche mit Hilfe des Engpassmanagements gelöst werden

können [72]. Darunter zählt vor allem das Steuern von Einspeiseanlagen gemäß Einspeisemanagement nach § 13. Abs. 2 EnWG [63] in Verbindung mit § 14 EEG [6]. Liegt ein kritischer Netzzustand vor, ist der VNB auch berechtigt andere Netznutzer in ihrem Leistungsverhalten zu regeln und mit entsprechenden Entschädigungen zu vergüten (§ 13 Abs. 1 EnWG) [63].

Das macht den zukünftigen Netzbetrieb deutlich komplexer, sodass (teil-)automatisierte Funktionen eine unterstützende Hilfe in der Netzleitstelle bieten können, oder durch eine Vollautomatisierung substituiert werden können. Nicht nur die Aufgabe der Spannungshaltung und des Engpassmanagements werden zukünftig deutlich komplexer, sondern auch die generelle Netzbetriebsführung [72]. Zukünftig steht der VNB noch enger im Austausch mit dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), beispielsweise für *Redispatch 2.0*-Maßnahmen. Mit zunehmender Digitalisierung steigt auch der Anforderungsgrad an die Datenerhebung, Datenaggregation sowie den Datenaustausch. Der Betrieb von Mess- und Zähleinrichtungen wird deutlich komplexer und die allgemein notwendige Überwachung der Netzbetriebsmittel und deren zulässiger Grenzen sowie die Überwachung des Netzzustandes macht den Netzbetrieb deutlich aufwendiger. Oftmals wird auch von einem Netzbetrieb 2.0 gesprochen, da bedingt durch die Energiewende auch eine Transformation im Netzbetrieb stattfindet [72]. Innovative Netzautomatisierungssysteme können eine Vielzahl der aufgeführten Aufgaben unterstützen oder sogar vollständig übernehmen und sind im Nachfolgenden weiter auf der funktionalen Anwendungsebene zu beschreiben.

2.3 Dezentrale Netzautomatisierung

Mit steigender Komplexität in der Netzbetriebsführung und Digitalisierung können und müssen zunehmend Funktionen automatisiert werden. Das Kombinieren von verschiedenen Automatisierungsprozessen hin zu einem intelligenten Netz (Smart Grid) wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) wie folgt beschrieben [73]:

„Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „*smart*“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, sodass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.

Ein Smart Grid führt zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert. In Bezug auf Verteilernetze wird unter diesem Begriff die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Damit wird neben der Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern aus sowohl lokalen als auch überregionalen Quellen eine verstärkte Möglichkeit zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom und seiner Weitergabe an übergeordnete Spannungsebenen ohne Verlust der Netzsicherheit verstanden. [73]“

Nach der oben genannten Definition lässt sich ein Smart Grid in die grundlegenden Funktionen der Netzzustandsidentifikation und der Netzzustandsregelung unterteilen. Die in Abschnitt 1.2 angesprochenen Funktionen sind durch diverse Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in verschiedenen Ausprägungen weiterentwickelt worden und im Nachfolgenden detaillierter beschrieben. Anschließend lässt sich das Entwicklungspotential der Netzzustandsidentifikation hinreichender beschreiben.

2.3.1 Spezifikation von Netzautomatisierungsfunktionalitäten

Netzautomatisierungsfunktionalitäten können unterschiedlichsten Anwendungszielen folgen, weshalb in diesem Abschnitt eine Auswahl für diese Arbeit relevanter Funktionalitäten vorgestellt und eingeordnet wird. Es soll der Stellenwert der Netzzustandsidentifikation als Basis vieler nachgelagerter Netzautomatisierungsfunktionalitäten herausgestellt werden.

Die Netzzustandsidentifikation selbst basiert auf einer konsistenten Datengrundlage in Form von (statischen) Netzdaten und Messinformationen, welche über eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur dem Netzautomatisierungssystem zur Verfügung gestellt wird. Der besondere Stellenwert der Informationsgrundlage wird jedoch nicht an dieser Stelle, sondern in Abschnitt 3.1.2 weiter thematisiert.

Als Netzzustandsidentifikation wird in dieser Arbeit die Bestimmung eines vollumfänglichen Netzzustandes in Form komplexer Knotenspannungen \underline{U}_k , Knoten- und Zweigströme \underline{I}_k bzw. \underline{I}_z , Wirkleistungen P_k und Blindleistungen Q_k an allen Netzknoten k bzw. Zweigen z verstanden. Um diesem Zustand eindeutig bestimmen zu können, ist die Kenntnis der aktuellen Netztopologie und der darin enthaltenen Schaltzustände erforderlich. Die aktuellen Schaltzustände liegen einer Netzautomatisierung im MS- und NS-Netz allerdings in der Regel nicht vor, sodass die Notwendigkeit einer automatisierten Topologiedetektion erforderlich ist. Eine (in der Regel) zu vermeidende Netztopologie ist gegeben, wenn ein (Teil-)Netz von dem überlagerten Netz getrennt wird und dadurch ein elektrisches Inselnetz entsteht. Dies erfordert spezielle Detektionsverfahren, welche in Abschnitt 3.6 gesondert vorgestellt werden.

Die Informationsgrundlage in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist stark begrenzt, sodass oftmals eine Netzzustandsschätzung für die spärliche Messtopologie Anwendung findet und ein eindeutiger Netzzustand aus Messinformationen und geschätzten Ersatzwerten gebildet wird. Diese Funktionalität zählt ebenso zur Netzzustandsidentifikation und wird in dieser Arbeit hinreichender untersucht, um auch ein Synergiepotential zur automatisierten Topologiedetektion zu identifizieren. Weiterhin stellt Abbildung 2.2 Funktionen zur Optimierung der Informationsgrundlage dar, unter der Verfahren zur Detektion von leistungsintensiven Einspeisern und Verbrauchern zusammengefasst werden. Es ist zu analysieren wie solche Verfahren die Netzzustandsidentifikation verbessern können.

Ist ein eindeutiger Netzzustand bestimmt, gilt es diesen nach den geltenden Grenzen (vgl. Abschnitt 2.2) zu bewerten. Dies erfolgt in der Netzzustandsanalyse und stellt damit die Schnittstelle zur Netzzustandsregelung dar (vgl. Abbildung 3.7). Ein Auszug möglicher Regelungsfunktionalitäten, wie das beschriebene Engpass- bzw. Einspeisemanagement, ist aufgeführt. Die Netzzustandsregelung ermittelt auf Basis der Netzzustandsanalyse einen geeigneten Aktor, beispielsweise eine EE-Anlage, um mit Hilfe einer Sollwertanpassung einen kritischen Netzengpass zu beheben. Dazu sind die berechneten Sollwerte über eine entsprechende fernwirktechnische Kommunikationsstrecke an die Anlage zu übertragen.

Auch für die Realisierung eines (regionalen) Flexibilitätsmarktes sind die grundlegenden Netzautomatisierungsfunktionalitäten erforderlich. Für die Klassifizierung einer Ampelfarbe nach der BDEW Netzkapazitätsampel ist ebenfalls eine Netzzustandsidentifikation bzw. Netzzustandsprognose notwendig [74]. Die Netzzustandsprognose kann auch als Netzzustandsidentifikation für einen definierten Zeithorizont in der Zukunft verstanden werden und nutzt dabei beispielsweise Wetterprognosen in Kombination mit Verfahren der Echtzeit-Netzzustandsschätzung [26].

Darüber hinaus sind die Netzzustandsidentifikation und Netzzustandsregelung im automatisierten Betrieb stetig in Interaktion. So werden beispielsweise die potentiellen Auswirkungen eines Regeleingriffes im Vorfeld analysiert, um eine optimale Regelgröße berechnen zu können. Auch die Aktivierung eines marktdienlichen Flexibilitätsabrufs ist vor Abruf auf die zu erwartenden Netzzustandsänderungen zu überprüfen. Dazu sind der aktuelle Netzzustand und die Netztopologie erforderlich. Der Funktionsablauf erfolgt jedoch bidirektional, denn im weiteren Verlauf der Arbeit werden Verfahren vorgestellt, in denen aus der Netzzustandsidentifikation Regelungsbefehle gesendet werden. Die resultierenden Netzzustandsänderungen können anschließend beispielsweise für die Detektion einer Schaltzustandsänderung genutzt werden.

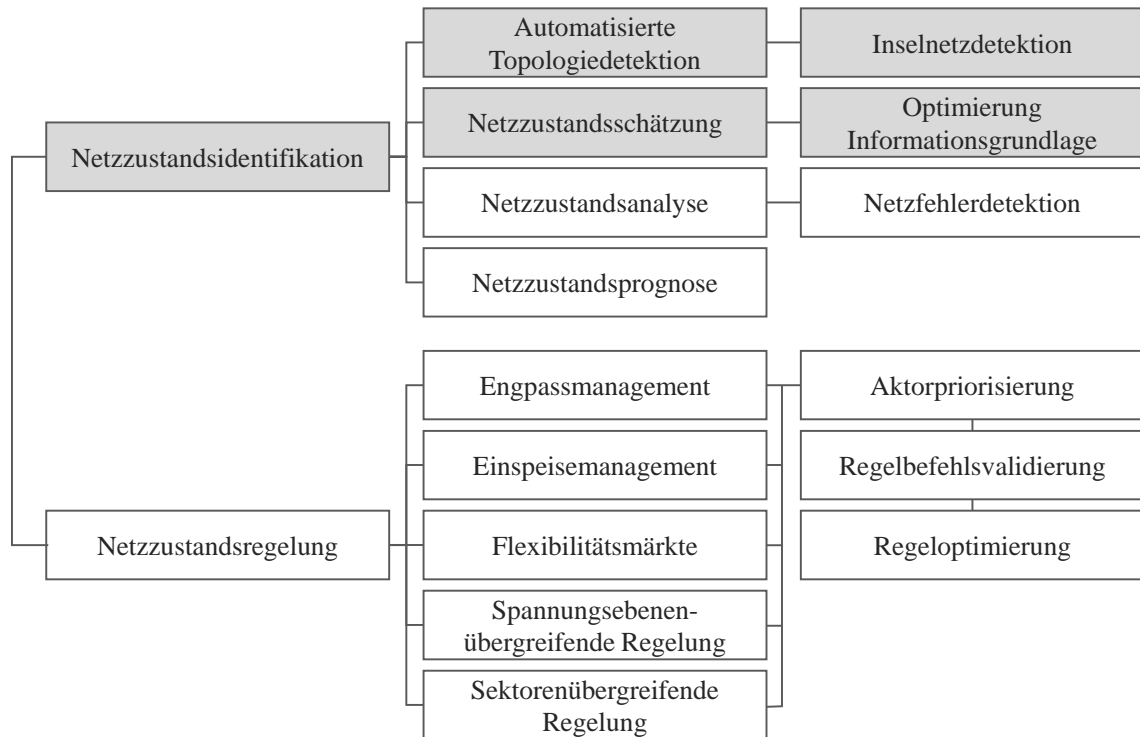


Abbildung 2.2: Darstellung verschiedener Netzautomatisierungsfunktionalitäten unterschieden nach Netzzustandsidentifikation und -regelung

Diese Arbeit befasst sich insbesondere mit den in Abbildung 2.2 grau hinterlegten Funktionalitäten und thematisiert damit die grundlegenden Funktionen der Netzzustandsidentifikation. Zunächst besteht eine Notwendigkeit einer automatisierten Topologiedetektion, nicht nur auf der Niederspannungsebene, sondern auch auf der Mittelspannungsebene, um ein echtzeitfähiges und rechenbares Netzmodell entwickeln zu können. Schaltzustände in der Niederspannung in der Ortsnetzstation sowie im KVS werden auch zukünftig nicht oder nur in sehr seltenen Fällen überwacht und ferngemeldet [75]. In den wenigsten Fällen hat der VNB eine Kenntnis über die aktuelle Netztopologie. Auf der Mittelspannungsebene werden Schaltmaßnahmen zwar dokumentiert, allerdings in der Regel nur telefonisch durch das Betriebspersonal an die Leitstelle weitergeleitet und sind perspektivisch nicht für eine Netzautomatisierung zugänglich [75]. Das Umspannwerk (UW) stellt eine Ausnahme dar, da dieses meist mit Messtechnik ausgestattet ist und auch die (Leistungs-)Schalter über eine entsprechende Kommunikationsverbindung verfügen.

2.3.2 Entwicklungspotential der Netzzustandsidentifikation

Ein vielversprechendes Verfahren für die automatisierte Topologiedetektion in der Niederspannungsebene wird nach [15] für diese Arbeit angewendet und um zusätzliche Funktionalitäten erweitert. Die Vorgehensweise wird analog für die Verfahren der Netzzustandsschätzung angewendet, welche zusätzlich Entwicklungen aus der Mittelspannungsebene adaptieren. Mit der Optimierung der Informationsgrundlage werden zudem adaptive Funktionalitäten vorgestellt, welche die automatisierte Topologiedetektion und die Netzzustandsschätzung unterstützen. Dazu werden Verfahren zur Detektion leistungintensiver Einspeiser wie PV-Anlagen sowie leistungintensiver Verbraucher vorgestellt. Für die Netzzustandsprognose ergibt sich derselbe Synergieeffekt, allerdings wird darauf nicht weiter eingegangen.

Ein Entwicklungspotential für die Netzzustandsschätzung auf der Niederspannungsebene ist die Überführung in eine komplexe Berechnungsumgebung. Dadurch, dass die Blindleistungsbereitstellung konventioneller Großkraftwerke in Zukunft durch die DEA in den Verteilnetzen erfolgen wird, ist die Betrachtung der Blindleistungsflüsse auch in der Niederspannungsebene nicht mehr zu vernachlässigen. Schon heute sind EE-Anlagen bestimmter Leistungsklassen zur lokalen Spannungshaltung verpflichtet, sodass über das Q(U)-Kennlinienverfahren beispielsweise der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ zwischen $-0,9 \leq \cos(\varphi) \leq 0,9$ einzustellen ist [51]. Dadurch kann es zu Abweichungen des idealisierten Leistungsfaktors $\cos(\varphi) = 1$ und damit bei der Berechnung mit betragslichen Größen zu zusätzlichen Ungenauigkeiten in der Netzzustandsschätzung kommen.

Der Ansatz der Zerlegung eines Netzes in Netzbezirke hat sich als praktikables Konzept herausgestellt und wird auch für diese Arbeit weitgehend verwendet (vgl. Kapitel 4) [15]. Die daran anschließende Ersatzwertbildung kann durch die Detektion von leistungintensiven Einspeisern bzw. einer dynamischen Lastverteilung weiterentwickelt werden, sodass eine Erhöhung der Schätzgenauigkeit erzielt wird.

Von der Verbesserung der Schätzgenauigkeit profitiert wiederum die automatisierten Topologiedetektion. Des Weiteren lässt sich in das Konzept die Bewertungsgröße des Leistungsfaktors einbinden, sodass eine sensitivere Detektion zwischen verschiedenen Topologieveränderungen möglich ist. Vorhandene Detektionsverfahren werden derart modularisiert, dass sie allgemeingültig sowohl für die NS- als auch MS-Ebene Anwendung finden können. In Kombination mit neuen passiven und aktiven Detektionsverfahren lassen sich Detektionsstrategien für den bevorzugten Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen ableiten.

3 Detektionsverfahren für Topologieveränderungen

In diesem Kapitel werden verschiedene Formen von Topologieveränderungen vorgestellt und entsprechende Detektionsverfahren entwickelt. Beginnend mit der Modellierung von Verteilnetzen wird mit Hilfe von Eingangsdaten ein rechenbares Netzmodell erstellt. Wesentlicher Bestandteil dieses ersten Abschnitts ist die Darstellung der Eingangsdaten und die Spezifikation von Topologieveränderungen. Mit der Entwicklung eines rechenfähigen Netzmodells lassen sich die Anforderungen und Spezifikationen eines Systemmodells ableiten. Das Netzautomatisierungssystem wird als ganzheitliches Systemmodell dargestellt und Interdependenzen zwischen den beschriebenen Funktionsbausteinen detaillierter analysiert. Aus dem gesamtheitlichen Systemmodell werden in Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.4 Detektionsverfahren für Topologieveränderungen in der Mittel- und Niederspannungsebene vorgestellt. Diese zeichnen sich durch passive Detektionsverfahren (Abschnitt 3.3) aus, welche mit Hilfe von Messinformationen und statischen Netzeigenschaften Topologieveränderungen detektieren, ohne aktiv in den Netzbetrieb einzugreifen. Aktive Detektionsverfahren (Abschnitt 3.4) greifen dagegen aktiv in den Netzbetrieb ein, indem gezielt Netzteilnehmer in ihrem Anlagenverhalten gesteuert werden, um so Rückschlüsse auf Topologieveränderungen ziehen zu können. Die Detektionsverfahren werden in ihrer technischen Umsetzung beschrieben, sodass sie spannungsebenenunabhängig eingesetzt werden können. In Abschnitt 3.5 werden anschließend Detektionsstrategien abgeleitet, welche unterschiedliche Anwendungsfälle erfüllen und sich aus verschiedenen Detektionsverfahren kombinieren. Es werden Empfehlungen für eine Detektionsstrategie für eine NS-Netzautomatisierung und für eine MS-Netzautomatisierung abgeleitet. Abschließend wird die Inselnetzentstehung als Sonderfall der Topologieveränderungen thematisiert und ein Konzept zur Inselnetzdetektion in automatisierten Verteilnetzen beschrieben.

3.1 Netzmodellierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen

Ein grundlegender Entwicklungsschritt für die Automatisierung von Verteilnetzen ist die softwaretechnische Netzmodellierung. Das physikalische Netz ist möglichst exakt nachzubilden, sodass ein digitaler Zwilling eines Realnetzes entsteht. Dazu sind Eingangsdaten erforderlich, welche sich in statische Netzparameter und dynamische Prozessdaten unterteilen lassen. Aus den Netzparametern lässt sich ein statisches Netzmodell $\underline{Y}_{\text{stat}}$ ableiten. Mess- und Schaltzustandsinformationen $b_{B,m}$ werden über eine fernwirktechnische Kommunikationsschnittstelle dem Netzautomatisierungssystem zyklisch zugeführt und ermöglichen eine Überführung in eine dynamische Netzmodellierung $\underline{Y}_{\text{dyn}}$. Die Zustände von Schaltern $b_{B,TD}$, die über keine Kommunikationsschnittstelle verfügen werden der Netzautomatisierung nicht übermittelt und sind entsprechend über geeignete Funktionen eigenständig zu detektieren, da sie das Netzmodell (erheblich) beeinflussen können. Abbildung 3.1 stellt die Zusammenhänge zwischen statischer und dynamischer

Netzmodellierung und erforderlicher Topologiedetektion dar. Je nach Art und Anzahl der Messinformationen kann zusammen mit dem Netzmodell auf verschiedene Weise der Netzstatus bestimmt werden. Die hier verwendete Leistungsflussberechnung wird in Abschnitt 3.1.2 vorgestellt. Ebenso werden Topologieveränderungen spezifiziert, um die Auswirkungen auf das Netzmodell hinreichend beschreiben und daraus im späteren Verlauf geeignete Detektionsverfahren entwickeln zu können.

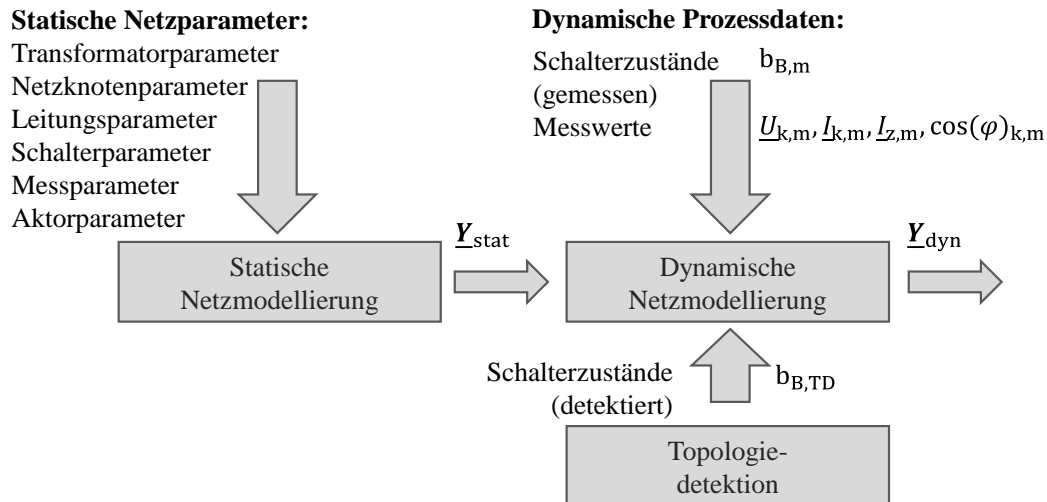


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Netzmodellierung und Topologiedetektion

3.1.1 Statische Netzparameter und dynamische Prozesswerte

Die statischen Netzparameter dienen zunächst der initialen Berechnung des statischen Netzmodells. Die Daten können aus einem Geografischen Informationssystem (GIS), dem Netzleitsystem oder einer Netzberechnungssoftware des VNBs extrahiert werden [36]. Sowohl für die Modellierung von Mittel- als auch von Niederspannungsnetzen sind folgenden Netzparameter zu benennen:

- Transformatorparameter
- Leitungsparameter
- Schalterparameter
- Netzknotenparameter
- Messparameter
- Aktorparameter

Die Transformatorparameter beinhalten Informationen über die Bemessungsscheinleistung, ober- bzw. unterseitige Bemessungsspannung und Angaben über die Verlustleistungen, sodass in der Netzabbildung ein entsprechendes Ersatzschaltbild (ESB) modelliert werden kann (vgl. Abbildung 3.3). Leitungen werden als Kanten dargestellt und über die Leitungslänge sowie Leitungsbeläge spezifiziert. Die statischen Schalterparameter legen den Standort und einen initialen

Default-Schaltzustand fest. An den Netzknoten können Transformatoren, Verbraucher, Einspeiser oder Verbindungsmuffen definiert werden. In den statischen Messparametern ist der Standort der Messstellen im Netz definiert. Die Aktorparameter sind abhängig von der Einspeise- bzw. Verbrauchsart und der angeschlossenen Spannungsebene. Die anlagenspezifischen Aktoreigenschaften bestimmen die Steuerbarkeit der Anlagen. Eine Übersicht der Netzparameter und deren spezifischen Kenngrößen ist in Tabelle 9.1 hinterlegt.

Dynamische Prozesswerte ermöglichen einen zyklischen Automatisierungsbetrieb. Liegt das Übertragungszeitintervall der Prozesswerte in einem Bereich bis 10 Sekunden, wird häufig von einem (hochdynamischen und) echtzeitfähigen Netzautomatisierungssystem gesprochen [76].

Im Wesentlichen resultieren die Prozesswerte aus dezentral ausgebrachter Messtechnik und Schaltzustandsinformationen an wenigen kommunikationstechnisch angebundenen Schaltern $b_{B,m}$ (vgl. Abbildung 3.1). Typische Messgrößen sind Knotenspannungen $\underline{U}_{k,m}$, Knoten- sowie Zweigströme $\underline{I}_{k,m}$, und $\underline{I}_{z,m}$, der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)_{k,m}$, sowie Blind- und Wirkleistung $Q_{k,m}$ und $P_{k,m}$. Die Zustandsinformation bezüglich des Schalters wird mit dem logischen Ausdruck wahr = geschlossen und falsch = geöffnet dargestellt. Darüber hinaus übermitteln die Aktoren eine unterschiedliche Anzahl an Prozesswerten je nach Anlagentyp analog zu den statischen Aktorparametern. Hierbei sind insbesondere die rückgemeldeten Sollwerte und Ist-Leistungen zu benennen (vgl. Tabelle 9.2).

Um solche Zustandsinformationen einem Netzautomatisierungssystem zur Verfügung stellen zu können sind geeignete Kommunikationsmöglichkeiten notwendig. Der Datentransport erfolgt dabei üblicherweise über Rundsteuertechnik, Breitband-Powerline oder Mobilfunkverbindungen und muss unter anderem Standards der Datensicherheit genügen. Als Kommunikationsprotokolle werden einerseits das IEC 60870-5-104 bzw. der neuere Standard IEC 61850 für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen verwendet [77].

Die Art und der Umfang der zur Verfügung stehenden Prozessdaten bzw. Zustandsinformationen ist entscheidend für das Netzautomatisierungskonzept. Entscheidende Faktoren sind die Anzahl und die elektrische Messgröße der eingesetzten Messtechnik. Diese sind nachfolgend näher zu betrachten.

3.1.2 Messstellenpositionierung als Informationsgrundlage

Die Messtechnik in Kombination mit einer entsprechenden Kommunikationsverbindung stellt neben den statischen Netzparametern die wesentliche Informationsgrundlage für ein Netzautomatisierungssystem dar. Wie bereits erwähnt verfügt die Mittel- und Niederspannungsebene nur über eine rudimentäre Messinfrastruktur und befindet sich im konventionellen Netzbetrieb in einem Blindflug. Daher sind Netze, welche aus netzbetrieblichen Gründen überwacht oder automatisiert werden sollen mit entsprechender Messtechnik auszustatten. Hierbei ist ein *Trade-off* zwischen

minimaler und optimaler Messausstattung (vgl. Abbildung 4.1) zu finden. Je höher der Grad an installierter Messtechnik, desto genauer kann der Netzzustand bestimmt werden, allerdings auch umso kostenintensiver. Da die Anzahl der Messstellen also aus kostentechnischer Sicht begrenzt ist, ist die Bestimmung der Messstandorte von besonderer Bedeutung. Dazu können in der Projektierung simulationsbasierte Verfahren wie eine Leistungsflussberechnung durchgeführt werden, um neuralgische Netzknoten ausfindig machen zu können. Ebenso sind automatisierte Positionierungsalgorithmen anwendbar, die beispielsweise die Schätzgüte der Netzzustandsschätzung unterhalb einer Fehlergrenze $f_{u,l,\cos\varphi}^{\max}$ optimieren (vgl. Abschnitt 4.1). Die Positionierung von Messstellen kann aber auch anhand von Leitsätzen bzw. Positionierungsregeln festgelegt werden. So eignen sich Schaltanlagen (mit mehreren Zweigen) und Umspannanlagen als gute Messstandorte, um die Leistungsflüsse abschätzen zu können.

Als Maß der Messausstattung lässt sich der Messausstattungsgrad η_m definieren [15]. Dieser setzt sich aus der Anzahl der Messstandorte $A_{\Sigma m}$ und der Anzahl der Netzanschlusspunkte $A_{\Sigma N}$ zusammen. Ein Netzanschlusspunkt ist ein Netzknoten an dem ein Verbraucher und/oder eine Last angeschlossen ist. An einem Messstandort m_k können bis zu n angeschlossene Einzelmessungen installiert sein, abhängig von den angeschlossenen Zweigen.

$$\eta_m = \frac{A_{\Sigma m}}{A_{\Sigma N}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

Der erforderliche Messausstattungsgrad kann je nach Netzautomatisierungsfunktion bzw. Anwendungsfall und installierter Messtechnik variieren. Netzautomatisierungsanwendungen, welche auf einer Netzzustandsschätzung basieren, benötigen einen Messausstattungsgrad von ca. $\eta_m = 10\%$ bis $\eta_m = 15\%$ für eine hinreichend genaue Schätzgüte [15, 17, 36]. Grundsätzlich steigt die Güte vieler Netzautomatisierungsfunktionen, insbesondere der probabilistischen Funktionen, mit einem zunehmenden Messausstattungsgrad an. Es ist zu untersuchen, welcher Messausstattungsgrad für eine hinreichende Detektion von Topologieveränderungen erforderlich ist (vgl. Kapitel 5).

Neben der Anzahl der Messstellen ist die zu messende Zustandsgröße der zweite wesentliche Faktor für die Konzeptionierung. Die Messung von Strom- und Spannungsbeträgen, des Leistungsfaktors, Wirk- und Blindleistungen sowie der Frequenz sind Zustandsgrößen, welche standardmäßig erhoben werden können. Zeitsynchrone PMUs sind dagegen deutlich komplexere Messgeräte und ermöglichen andere Entwicklungspotentiale (vgl. Abschnitt 1.2), welche in dieser Arbeit jedoch nicht thematisiert werden.

Zukünftig steigt die Anzahl an intelligenten Messeinrichtungen bedingt durch die Novellierung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) [78] und kann in Verbindung mit einem *Smart Meter*

Gateway (SMGW) als zusätzliche Messinformationen einer Netzautomatisierung zugeführt werden. Dadurch ergeben sich Substitutionspotentiale von Messtechnik, die beispielsweise in KVS installiert ist [79].

3.1.3 Berechnung der Netztopologie und des Netzzustands

Die Modellierung des Netzes leitet sich aus den Netzparametern ab und ist Grundlage für die Netzzustandsidentifikation. Die nachfolgenden Beschreibungen sollen für Nieder- und Mittelspannungsebene gleichermaßen gelten, sodass folgende Aspekte zu beachten sind. Niederspannungsnetze sind in der Regel als Vierleitersysteme aufgebaut, sodass auch einphasige Netzteilnehmer angeschlossen werden können [80]. Bei symmetrischem Betrieb des Vierleitersystems ist die Summe aller Außenleiterströme null, sodass der Neutralleiter I_N stromlos ist. Bei unsymmetrischen Belastungen hingegen führt der Neutralleiter die Ausgleichsströme der Außenleiter, sodass dieser nicht vernachlässigt werden kann. Unter Vernachlässigung der Koppelkapazitäten zwischen den Leitern lässt sich das Vierleitersystem in vier entkoppelte Gleichungen bzw. ESB überführen [15]. Mittelspannungsnetze sind dagegen als Dreileitersysteme aufgebaut, Verbraucher und Einspeiser werden dreiphasig angeschlossen. In den TAR sind maximal zulässige Unsymmetriegrade für Netzteilnehmer vorgeschrieben, sodass Mittelspannungsnetze einen hohen Symmetriegrad aufweisen. Für die Netzzustandsidentifizierung ist daher die Betrachtung des Mitsystems der symmetrischen Komponenten ausreichend. Dadurch kann das Dreileitersystem in drei einphasige Systemkomponenten entkoppelt werden. [36].

Das Netz kann als Knoten-Kanten-Modell beschrieben und in Form einer Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} mathematisch dargestellt werden. Dazu werden die Admittanzen bzw. Impedanzen der Leitungen sowie Transformatoren benötigt.

Leitungen, deren Leitungslänge $l < 500$ km betragen, können als vereinfachtes π -ESB und Vierpol dargestellt werden. Weiterhin lassen sich nach [15, 80] die in Abbildung 3.2 dargestellten kapazitiven Querelemente im belasteten Zustand vernachlässigen, sodass folgende Gleichung angewendet wird:

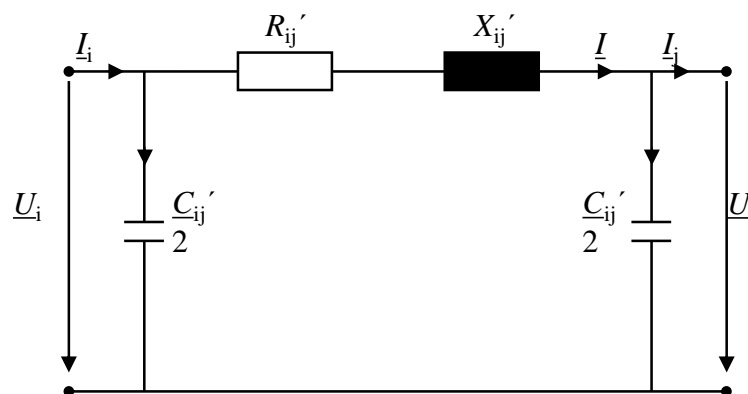


Abbildung 3.2: π -Ersatzschaltbild einer elektrischen kurzen Leitung

$$\underline{Z}_{ij} = R'_{ij} \cdot l_{ij} + jX'_{ij} \cdot l_{ij} \quad (3.2)$$

Die längenbezogenen Leitungsbeläge R'_{ij} und X'_{ij} sind jeweils mit der entsprechenden Leitungslänge l_{ij} zu multiplizieren.

Die mathematische Modellierung des Transformators kann ebenfalls als Vierpol dargestellt werden. Die Leerlaufströme und die damit verbundenen Magnetisierungsströme und Eisenverluste können aufgrund des hohen Wirkungsgrades der Leistungstransformatoren vernachlässigt werden. Die Transformatorimpedanz \underline{Z}_T lässt sich unter der vereinfachten Darstellung nach Abbildung 3.3 aus der Bemessungskurzschlussspannung u_{krT} , der Bemessungsscheinleistung S_{rT} und der Bemessungsspannung U_{rT} berechnen. Die Resistanz R_{TOS} und Reaktanz X_{TOS} kann mithilfe des ohmschen Spannungsfall u_{Rr} berechnet werden [80]:

$$\underline{Z}_T = \frac{U_{rT}^2 \cdot u_{krT}}{S_{rT}} \quad (3.3)$$

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{\underline{Z}_T} = \frac{1}{R_{TOS} + jX_{TOS}} \quad (3.4)$$

$$R_{TOS} = \frac{u_{RrT} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}, \quad X_{TOS} = \sqrt{Z_T^2 - R_{TOS}^2} \quad (3.5)$$

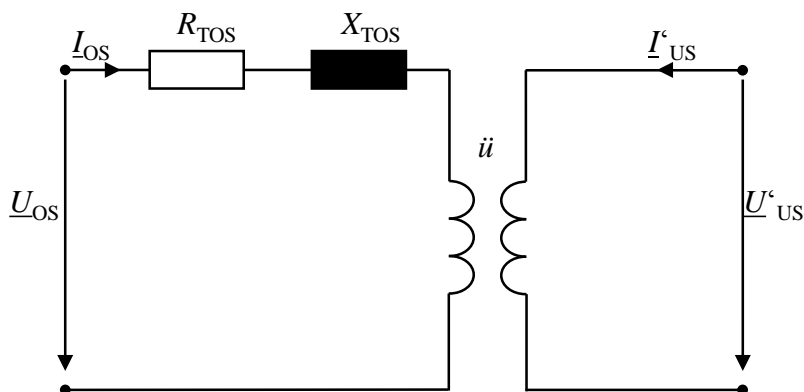


Abbildung 3.3: Ersatzschaltbild eines Transformators nach [80]

Das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} ergibt sich aus dem Wicklungsverhältnis zwischen Ober- und Unterspannungsseite mit dem der transformierte Strom \underline{I}'_{US} und die transformierte Spannung \underline{U}'_{US} auf der Unterspannungsseite berechnet werden kann. HS/MS-, sowie regelbare Ortsnetz-Transformatoren verfügen zudem über einen dynamischen Stufensteller, mit dem das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} dynamisch zwischen Ober- und Unterspannungsseite variiert werden kann. Für die mathematische Netzmodellierung ist das Übersetzungsverhältnis ebenfalls zu berücksichtigen [21, 69].

Mithilfe der Leitungs- und Transformatoradmittanzen lassen sich anschließend die Kanten zwischen zwei Netzknoten beschreiben. Dabei sind die Kirchhoffschen Maschen- und Knotenpunktätze anzuwenden [80]. Allgemein lässt sich eine elektrische Verbindung zwischen Netzknoten i und j nach Gleichung (3.6) beschreiben und kann aus bis zu m parallelen Zweigadmittanzen bestehen:

$$\underline{y}_{ij} = \underline{y}_{ji} = \sum_{v=1}^m \underline{Y}_{ij,v} \quad (3.6)$$

Aus Symmetriegründen folgt $\underline{y}_{ij} = \underline{y}_{ji}$. Für ein Netz aus n Netzknoten folgt eine Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} deren Dimensionen $n \times n$ ist. Besteht keine direkte Verbindung zwischen zwei Netzknoten, so ist das entsprechende Element null. Die Besetzung der Elemente hängt vom Vermaschungsgrad ν (vgl. Gleichung (3.16)) des Netzes ab. Da dieser in Verteilnetzen gering ist, ist die Knotenpunktadmittanzmatrix in der Regel schwach besetzt. Die Diagonalelemente ii von \underline{Y} setzen sich aus der negativen Summe der jeweiligen Spalten bzw. Zeilen Matrixelemente, sowie der negativen Summe aller m parallelen Zweigadmittanzen zusammen [80].

$$\underline{y}_{ii} = - \sum_{j=1}^n \underline{y}_{ij} - \sum_{v=1}^m \underline{Y}_{i,v} \quad \text{mit } j \neq i \quad (3.7)$$

Die Matrixschreibweise für \underline{Y} folgt aus Gleichung (3.6) und (3.7) zu:

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \cdots & \underline{y}_{1i} & \cdots & \underline{y}_{1n} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \cdots & \underline{y}_{2i} & \cdots & \underline{y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \cdots & \underline{y}_{ii} & \cdots & \underline{y}_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{n1} & \underline{y}_{n2} & \cdots & \underline{y}_{ni} & \cdots & \underline{y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Schalter sind analog zu den Leitungen als Kanten zwischen zwei Netzknoten zu modellieren. Diese werden als ideal angenommen, sodass Zustandsänderungen ohne Zeitverzug und ohne Einschwingungsspannungen bzw. Ausschaltströme nachgebildet werden [80]. Aus Singularitäts- bzw. Konvergenzgründen kann dem geöffneten Schalter (logisch: falsch) kein unendlich hohes Isoliervermögen unterstellt werden, sondern wird mit einem Leitwert nahe null ($10 \text{ e}^{-6} \text{ S}$) modelliert. Der geschlossene Schaltzustand (logisch: wahr) wird mit einem Leitwert von $10 \text{ e}^6 \text{ S}$ berücksichtigt. Die Schalter werden seriell auf die entsprechende Leitung modelliert.

Mit der zusätzlichen Modellierung von Schaltzuständen ist die Netztopologie vollständig über die Knotenpunktadmittanzmatrix beschrieben und kann für Netzberechnungszwecke verwendet werden.

Nachfolgend sind zwei Verfahren zur Netzberechnung aufgeführt. Einerseits die Leistungsflussberechnung nach dem Newton-Raphson Verfahren und andererseits die Abschätzung von Netzzustandsänderungen mithilfe einer linearisierten Sensitivitätsberechnung [23].

Nach dem Knotenpunktverfahren kann die Leistungsgleichung (3.9) aufgestellt und unter Vorgabe der komplexen Leistungen \underline{s} in die Gleichung (3.10) überführt werden.

$$\underline{i} = \underline{Y} \cdot \underline{u} \quad (3.9)$$

$$\underline{s} = 3 \cdot \text{dia}(\underline{u}) \cdot \underline{Y} \cdot \underline{u} \quad (3.10)$$

Die quadratische Abhängigkeit der Spannung führt zu einem komplexen nichtlinearen Leistungsflussproblem, welches durch das Newton-Raphson Verfahren wiederum in zwei reelle linearisierte Gleichungssysteme aufgeteilt und dann iterativ gelöst wird. Die komplexe Spannung \underline{U}_i lässt sich durch die Polarkoordinaten des Spannungswinkels δ_i sowie des Spannungsbetrags u_i darstellen, sodass die kompakte Matrixschreibweise für den Newton-Raphson-Algorithmus folgt:

$$\mathbf{J} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\mathbf{u} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta\mathbf{p} \\ \Delta\mathbf{q} \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \frac{\partial\Delta\mathbf{p}}{\partial\delta} & \frac{\partial\Delta\mathbf{p}}{\partial\mathbf{u}} \\ \frac{\partial\Delta\mathbf{q}}{\partial\delta} & \frac{\partial\Delta\mathbf{q}}{\partial\mathbf{u}} \end{pmatrix} \quad (3.12)$$

In der Jacobi-Matrix \mathbf{J} befinden sich jeweils die partiellen Ableitungen der Knotenleistungen $\Delta\mathbf{p}$ und $\Delta\mathbf{q}$ nach den Spannungsbeträgen sowie Spannungswinkeln. Für jeden iterativen Berechnungsschritt wird die Differenz aus errechneten Knotenleistungen und vorgegebenen Knotenleistungen gebildet und mit einem Konvergenzkriterium verglichen. Ist das Konvergenzkriterium erfüllt, ist eine hinreichend genaue Lösung des Gleichungssystems gefunden und alle Knotenspannungen sind berechnet. Für jede Iteration wird dabei die Jacobi-Matrix neu berechnet, sodass ein hoher Rechenaufwand resultiert, da die Dimensionen von \mathbf{J} proportional zu \underline{Y} sind und der Rechenaufwand mit Netzgröße exponentiell steigt [69].

Als Alternative zum Newton-Raphson Verfahren bietet sich die Berechnung von Netzzustandsänderungen mit Hilfe einer Linearisierung im Betriebsarbeitspunkt an. Dazu muss nicht die gesamte Jacobi-Matrix invertiert werden, sondern lediglich die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} [81]. Diese ist jedoch aus Singularitätsgründen zunächst um die Transformatoradmittanz auf den Diagonalelementen von \underline{Y} zu erweitern, sodass anschließend eine Invertierung zur Sensitivitätsmatrix \underline{M} führt.

$$\underline{M} = \underline{Y}^{-1} \quad (3.13)$$

Die Sensitivitätsmatrix stellt für die Netzzustandsidentifikation ein besonders wichtiges Bewertungsinstrument dar, da Zusammenhänge bzw. Empfindlichkeiten eines vollständigen Systems gleichzeitig untersucht werden können. Speziell für die Untersuchung von Schaltzustandsänderungen bietet sich die Nutzung der Sensitivitätsmatrix an.

Die Abschätzung einer Spannungsänderung $\Delta \underline{u}_k$, hervorgerufen durch eine Knotenstromänderung $\Delta \underline{i}_k$, (Gleichung (3.14)) bzw. durch eine Scheinleistungsänderung $\Delta \underline{s}_k$ (Gleichung (3.15)) lässt sich im stationären Zustand, das heißt unter sonst gleichbleibenden Bedingungen, wie folgt abschätzen:

$$\Delta \underline{u}_k = \underline{M} \cdot \Delta \underline{i}_k \quad (3.14)$$

$$\Delta \underline{u}_k = \underline{M} \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\Delta \underline{s}_k}{\text{diag}(\underline{u}_k)} \right)^* \quad (3.15)$$

Die Abschätzung solcher Netzzustandsänderungen wird nicht nur in der Netzzustandsregelung für die Validierung von Regelbefehlen [21], sondern auch für die Netzzustandsidentifikation verwendet. Für die Abschätzung solcher Netzzustandsänderungen ist allerdings ein vollständiger Netzzustand zu einem vorangegangenen Zeitpunkt erforderlich, welcher aus der Leistungsflussberechnung hervorgeht. Daher finden in dieser Arbeit beide Verfahren ihre Anwendung.

3.1.4 Spezifikation von Topologieveränderungen

Nachfolgend sind Topologieveränderungen genauer zu spezifizieren, sodass anhand dieser Anwendungsfälle entsprechende Detektionsverfahren entwickelt werden können. Topologieveränderungen bzw. Netzschaftungen finden, mit Ausnahme von Netzfehlern, in Schaltanlagen statt. Die Schaltanlage ist ein gemeinsamer Ort, an dem Kabel und Freileitungen zusammenlaufen und miteinander verbunden oder getrennt werden können. Die Komplexität einer Schaltanlage steigt mit der Spannungsebene und Versorgungsaufgabe. Entsprechend werden für unterschiedliche Schaltaufgaben unterschiedliche Schaltertypen eingesetzt. Grundsätzlich gibt es Leistungs-, Trenn- und Lasttrennschalter. Der Leistungsschalter kann hohe Ströme, darunter auch Kurzschlussströme schalten und ist unter anderem für Schutzfunktionen von besonderer Wichtigkeit. Der Lasttrennschalter kann dagegen Ströme im Normalbetrieb schalten, wohingegen der Trennschalter nur sehr geringe Ströme schalten kann und zur Trennung der Leitungsstrecke bzw. zur Isolation und Erdung von Betriebsmitteln im Revisionsfall dient [80].

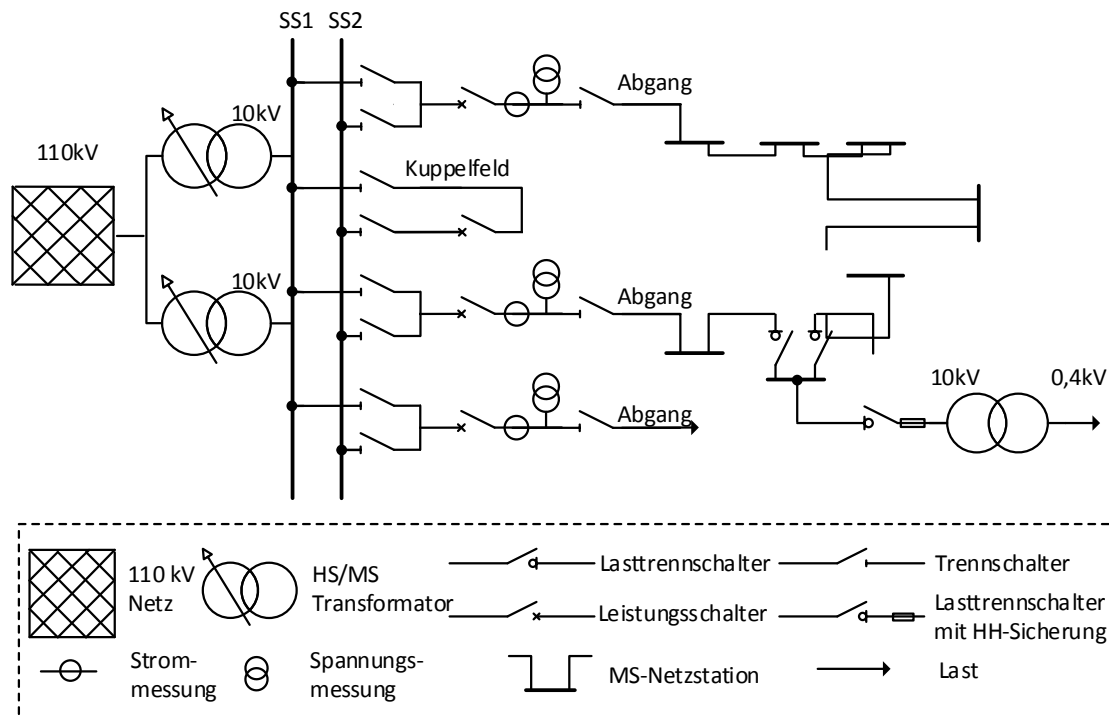


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung eines Mittelspannungsnetzes

Abbildung 3.4 zeigt ein schematisches Mittelspannungsnetz mit zwei Umspannanlagen am Netzverknüpfungspunkt zur Hochspannungsebene sowie zur unterlagerten Niederspannungsebene (Netzstation). Wegen des $n-1$ Kriteriums wird eine Mittelspannungsnetzgruppe in der Regel über zwei (oder mehr) Transformatoren gespeist [82]. Das dargestellte Kuppelfeld besteht aus zwei Trenn- und einem Leistungsschalter und kann die beiden Transformatoren bzw. Sammelschienen miteinander verbinden. Über die Sammelschienen lassen sich die einzelnen Abgänge auf die Transformatoren verteilen. Jeder Abgang ist mit einem Leistungsschalter ausgestattet, sodass ein (teil-)automatisiertes Störungsmanagement im Fehlerfall gewährleistet ist [82]. Die einzelnen Netzstationen sind typischerweise mit Lasttrennschaltern jeweils für die eingehenden Leitungen, für die weiterführenden Leitungen und für den MS/NS-Transformator ausgestattet. Dies ermöglicht die isolierte Trennung einer einzelnen Netzstation, aber auch die Trennung bzw. das Öffnen eines Netzes oder das Freischalten im Fehlerfall.

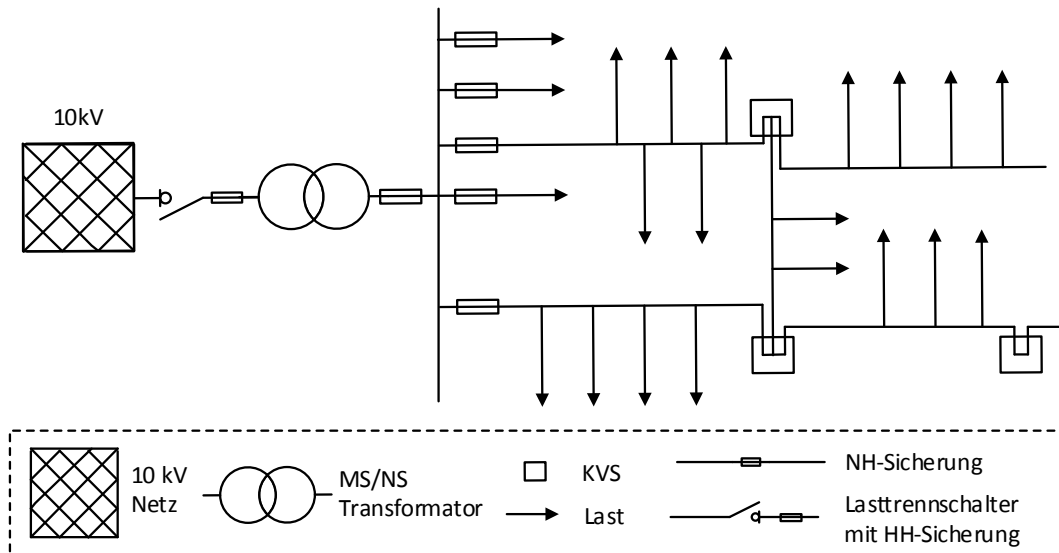


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung eines Niederspannungsnetzes

In Niederspannungsnetzen (Abbildung 3.5) sind dagegen die einzelnen Abgänge lediglich mit einer Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherung (NH-Sicherung) ausgestattet. Ein Automatisches Wiedereinschalten (AWE) im Fehlerfall kann den betreffenden Netzabschnitt nicht wieder versorgen. Trennstellen im Leitungsnetz sind als offene Sicherungstrennschalter realisiert und befinden sich in den KVS [82].

Neben der Ausgestaltung der Schaltanlagen ist die Netzstruktur mitentscheidend für die Spezifikation von Topologieveränderungen. Grundsätzlich wird zwischen Strahlennetzen, Ringnetzen und Maschennetzen unterschieden (Abbildung 3.6).

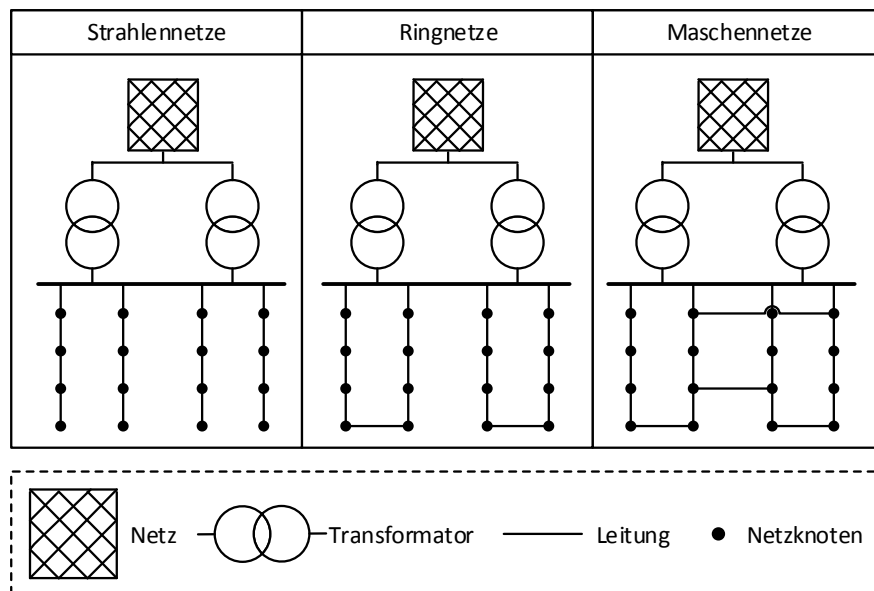


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung von verschiedenen Netzformen nach [83]

Als Maß der Vermaschung lässt sich der Vermaschungsgrad ν definieren, welcher das Verhältnis aus der Anzahl der Leitungen n_l und der Anzahl der Netzknoten n_k beschreibt:

$$v = \frac{n_l}{n_k} \quad (3.16)$$

Für ein Strahlennetz gilt $v = 1$, für Ring- und Maschennetze gilt typischerweise $1 < v < 2$ [69, 83]. Grundsätzlich können alle Netztopologien in jeder Spannungsebene vorkommen, allerdings sind Niederspannungsnetze typischerweise als Strahlennetze ausgeführt. Strahlennetze zeichnen sich durch die einfache Planung und Schutzauslegung aus. Die Versorgungsunterbrechungsdauer im Fehlerfall ist dafür höher als bei anderen Netztopologien, da keine Netzumschaltung möglich ist und die Fehlerbehebung manuell stattfindet. Mittelspannungsnetze werden typischerweise als Ringnetze mit offener oder geschlossener Trennstelle oder als Maschennetze betrieben. Durch die Vermaschung reduzieren sich Netzverluste und im Fehlerfall können Netzumschaltungen eine schnellere Wiederversorgung gewährleisten, da der Fehler selektiv herausgeschaltet werden kann. Gleichzeitig ist allerdings eine aufwändigere Schutzauslegung notwendig.

Die abschließende Tabelle 3.1 fasst die zuvor beschriebenen Ausführungen in spezifische Topologieveränderungen zusammen und stellt damit die Anwendungsfälle der zu entwickelnden Detektionsverfahren dar.

Tabelle 3.1: Spezifikation von Topologieveränderungen für Mittel- und Niederspannungsnetze

Spannungsebene	Schaltänderung	Schaltursache	Schaltertyp	Automatisiert
MS	Zusammenschalten Ring Trennung Ring Trennstellenverlagerung	Auslastungsoptimierung	Lasttrennschalter	Nein
MS	Freischalten Netzabschnitt	Fehler	Lasttrennschalter	Nein
MS	Abgangstrennung	Fehler	Leistungsschalter	Ja
MS	Abgangsumschaltung Sammelschiene	Auslastungsoptimierung	Leistungsschalter	Ja
NS	Abgangstrennung	Fehler	NH-Sicherung	Nein
NS	Umschaltung KVS	Auslastungsoptimierung	NH-Sicherung	Nein

Die Häufigkeit der aufgeführten Topologieveränderungen korreliert dabei mit der betriebsbedingten Notwendigkeit, dem Automatisierungsgrad der Schaltanlage und dem Vermaschungsgrad. Daher werden Mittelspannungsnetze häufiger geschaltet als Niederspannungsnetze. Da eine Automatisierung der Schaltanlagen nur im HS/MS-Umspannwerk vorhanden ist, müssen die meisten Schalthandlungen manuell durchgeführt werden. Die Schalter verfügen über keine fernwirktechnische Kommunikationsanbindung, sodass es geeigneter Detektionsverfahren bedarf.

3.2 Entwicklung eines Systemmodells

Aus den dargestellten Vorüberlegungen ist ein Systemmodell mit den relevanten Eingangs- und Ausgangsgrößen für ein Netzautomatisierungssystem zu konzipieren. Es werden die Kernfunktionalitäten einer Netzautomatisierung dargestellt, in denen die grundsätzlichen Interaktionen erläutert und die Schnittstellen zum Netz dargestellt werden. Das Systemmodell veranschaulicht die in dieser Arbeit thematisierten Funktionsschwerpunkte und bietet eine Grundlage für die weitere, detaillierte Modellbeschreibung der einzelnen Funktionen.

3.2.1 Spezifikation systemrelevanter Größen

Für die Entwicklung eines Systemmodells sind die Anforderungen aus den zuvor beschriebenen Abschnitten zu berücksichtigen. Primär sind die Anforderungen für einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb (vgl. Abschnitt 2.2) durch eine Netzautomatisierung ebenso zu erfüllen wie sie im gegenwärtigen Netzbetrieb gewährleistet sind. Die Merkmale der zulässigen quasistationären Spannungsänderungen sowie der thermischen Betriebsmittelgrenzen erfordern nicht zwangsläufig ein hochdynamisches Netzautomatisierungssystem, stattdessen hat sich eine Zykluszeit von bis zu zehn Sekunden als praktikabel herausgestellt [21].

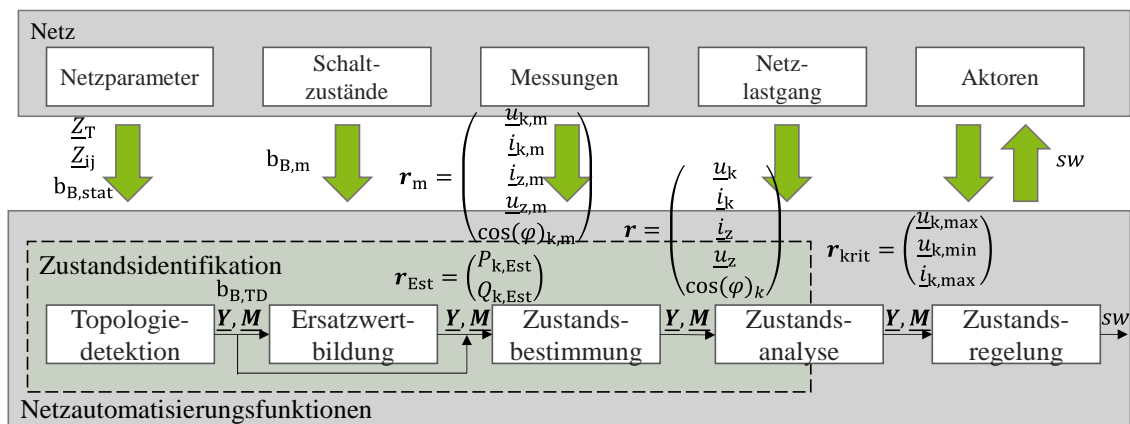
Weiterhin sind die technischen Gegebenheiten der gegenwärtigen Netze zu berücksichtigen. Es ist insbesondere mit den vorhandenen Kommunikationsinfrastrukturen umzugehen und eventuelle Kommunikationsausfälle oder fehlerbehaftete Messwertinformationen sind zu berücksichtigen. Daher ist die Netzautomatisierung möglichst robust zu entwickeln, sodass auf eine möglichst große Anzahl von Ausfallkombinationen reagiert werden kann. Dazu sind geeignete Rückfallebenen bzw. *Fall-Back*-Strategien zu entwickeln, sodass je nach Art des Fehlerfalls ein Notfallbetrieb aufrechterhalten werden kann. Bei Nichtverfügbarkeit von Komponenten darf die Zuverlässigkeit nicht beeinträchtigt werden. Die Schaffung von geeigneten Schnittstellen stellt eine weitere Herausforderung für eine Netzautomatisierung dar, da eine große Variation von unterschiedlichen Anlagentypen mit entsprechenden Charakteristiken vorhanden ist. Beim Ansteuern von DEA sind beispielsweise unterschiedliche Trägheiten in der Sollwertanpassung mit einzubeziehen.

Restriktionen an die eingesetzte Hardware sind in der Systemkonzipierung ebenfalls zu berücksichtigen. Insbesondere einige Detektionsverfahren zur Topologiedetektion erfordern einen hohen Rechenaufwand und sind mit zeitkritischen Funktionen zu entkoppeln. Dazu eignet sich eine Parallelisierung der Softwarealgorithmen für eine bedarfsoptimierte Rechenkapazitätsverteilung.

3.2.2 Ganzheitliches Systemmodell

Das ganzheitliche Systemmodell stellt die Kernfunktionalitäten der Netzzustandsidentifikation sowie die Interaktion zu den Netzkomponenten dar. Als Kernfunktionalitäten der Netzzustandsidentifikation seien für diese Arbeit die Topologiedetektion, die Bildung von Ersatzwerten, die

Zustandsbestimmung bzw. Zustandsschätzung sowie die Netzzustandsanalyse verstanden (Abbildung 3.7). Die Topologiedetektion erfüllt die primäre Aufgabe der dynamischen Netzmodellierung in Form der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} und der Sensitivitätsmatrix \underline{M} . Schaltzustände $b_{B,TD}$ sind dazu entsprechend über Detektionsverfahren zu ermitteln. Das Modell wird in Abschnitt 3.2.3 weiter konkretisiert. Die Funktion der Ersatzwertbildung leitet Ersatzwerte für Wirk- $P_{k,Est}$ und Blindleistungen $Q_{k,Est}$ an den unbekanntem Netzknoten ab (vgl. Abschnitt 4.3). Die daran anschließende Netzzustandsbestimmung berechnet mithilfe einer Leistungsflussberechnung aus den Messwerten r_m und den Ersatzwerten r_{Est} einen Netzzustandsvektor r , welcher über komplexe Spannungen \underline{u}_k , Ströme \underline{i}_k , \underline{i}_z sowie des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)_k$ den vollständigen Netzzustand beschreibt. Die detaillierten Modelle dazu werden in Abschnitt 4.1 weiter beschrieben. Die Netzzustandsanalyse bestimmt aus dem Netzzustandsvektor r und den technischen Restriktionen für Spannung und Betriebsmittelauslastung eine prozentuale Netzauslastung (vgl. Gleichung (2.1) bis (2.3)). Eine Identifizierung einer kritischen Netzsituation bzw. eines Netzengpasses r_{krit} erfolgt, wenn Grenzwerte überschritten sind. Die Netzzustandsregelung ermittelt daraus geeignete Sollwerte sw und steuert gezielt geeignete Aktoren im Netz an um die kritische Netzsituation zu beheben.



\underline{Z}_T : Transformatorimpedanz [Ω]	\underline{Z}_{ij} : Leitungsimpedanz [Ω]
\underline{Y} : Knotenpunktadmittanzmatrix	\underline{M} : Sensitivitätsmatrix
$b_{B,stat}$: statischer Schaltzustand	$b_{B,m}$: fernwirktechnisch übermittelter Schaltzustand
$b_{B,TD}$: Schaltzustände aus Topologiedetektion	r_m : Vektor mit Knotenspannungen $\underline{u}_{k,m}$, Knoten- $\underline{i}_{k,m}$ und Zweigströmen $\underline{i}_{z,m}$ und Leistungsfaktoren $\cos(\varphi)_{k,m}$
r_{Est} : Zustandsvektor geschätzter Wirk- $P_{k,Est}$ und Blindleistungen $Q_{k,Est}$	r : Vektor für berechneten Netzzustand
r_{krit} : Vektor für kritische Netzzustände	sw : Sollwert P,Q oder U von Aktoren [%]

Abbildung 3.7: Schematischer Aufbau des Systemmodells in Interaktion mit Netzkomponenten

Um diese Funktionalitäten erfüllen zu können sind statische Netzparameter sowie dynamische Prozesswerte in Form von Messinformationen, Schaltzuständen und Aktorinformationen notwendig (vgl. Abschnitt 3.1.1). Zusätzlich stellt der Netzlastgang einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Güte der zu entwickelnden Verfahren dar und kann in diesem Zusammenhang als Störgröße definiert werden. Dies ist dadurch begründet, dass bei einem homogenen Netzlastgang eine Netzzustandsschätzung sowie die Detektion von Schaltzustandsänderungen wesentlich einfacher stattfinden kann. Im Umkehrschluss erschwert ein stark volatiler Netzlastgang, vor allem der unbekannt leistungintensiven Netzknoten, solche Identifikationsverfahren.

Daher besteht zusätzlich der Bedarf an einer Verbesserung der Informationsgrundlage durch die Detektion von leistungintensiven Netzknoten. Dieser adaptiven Funktionalität ist zwar eine wichtige Bedeutung zuzuschreiben, allerdings ist sie in diesem Kontext nicht den Kernfunktionalitäten für ein Netzautomatisierungssystem nach Abbildung 3.7 zugehörig (vgl. Abbildung 4.2). Des Weiteren wird das dargestellte Systemmodell in Kapitel 5 in die Systemlandschaft des *Smart Grid Architecture Model* (SGAM) im Zuge der Feldtestvalidierungen überführt.

3.2.3 Topologiedetektionsmodell

Aus dem ganzheitlichen Systemmodell lässt sich das Topologiedetektionsmodell weiter konkretisieren. Die Eingangsdaten sowie die Ausgangsgrößen sind in den vorherigen Abschnitten bereits beschrieben worden.

Im Wesentlichen ist das Topologiedetektionsmodell durch eine Initialisierung und eine zweistufige Detektionskaskade charakterisiert (Abbildung 3.8). Aus den statischen Netzparametern wird zunächst eine initiale bzw. *default*-Topologie berechnet. Die erste Stufe stellt die Kategorie der passiven Detektionsverfahren dar. Die Detektionsverfahren werden zyklisch zum Netzautomatisierungsprozess implementiert, da lediglich Messinformationen analysiert werden und der Netzzustand nicht aktiv beeinflusst wird. Solche Verfahren können auch als kontinuierliche Detektionsverfahren bezeichnet werden. In Abschnitt 3.3 werden eine Reihe von passiven Detektionsverfahren vorgestellt, welche im späteren Verlauf je nach Anwendungsfall und Spannungsebene unterschiedlich miteinander kombiniert werden. Grundsätzlich erfolgt nach jedem Detektionsverfahren, passiv wie aktiv, eine Bewertung, in der untersucht wird, ob weitere Detektionsverfahren erforderlich sind. Für die Bewertung werden probabilistische Bewertungsverfahren angewendet.

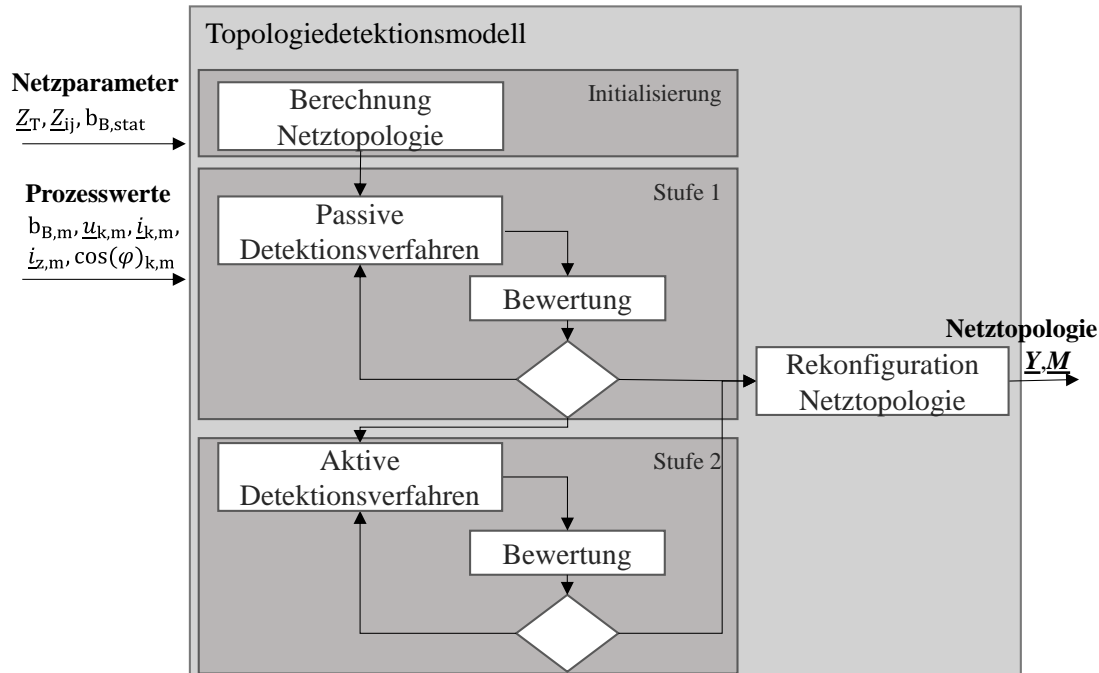


Abbildung 3.8: Konzept des Topologiedetektionsmodells als zweistufige Detektionskaskade

Besteht eine gewisse Unsicherheit, ob eine Schaltzustandsänderung stattgefunden hat, sind aktive Detektionsverfahren einzuleiten, welche selektiv den entsprechenden Netzbezirk untersuchen. Solche aktiven Detektionsverfahren werden in Abschnitt 3.4 vorgestellt und sind analog zu den passiven Detektionsverfahren in einer geeigneten Detektionsstrategie (vgl. Abschnitt 3.5) anzuwenden. Die aktiven Detektionsverfahren sind durch die Steuerung von Netzaktoren charakterisiert. Die Ansteuerung hat eine Beeinflussung des Netzzustandes zur Folge, sodass solche Verfahren nur unter bestimmten Voraussetzungen und möglichst minimal eingesetzt werden. Die hervorgerufene Netzzustandsänderung bietet ein zusätzliches Bewertungsinstrument für eine Detektion einer Schaltzustandsänderung. Der aktive Teil der Topologiedetektion steht dabei in stetiger Interaktion mit der Netzzustandsregelung (vgl. Abbildung 3.7), die für die Ansteuerung von Netzaktoren zuständig ist. Zusätzlich muss eine Kopplung zur Netzzustandsanalyse erfolgen, damit Steuerungen aus der Topologiedetektion heraus keinen kritischen Netzzustand verursachen.

Wird eine Schaltzustandsänderung detektiert, erfolgt eine Rekonfiguration der Netztopologie mit der entsprechenden Anpassung des detektierten Schaltzustands und der Aktualisierung der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} sowie Sensitivitätsmatrix \underline{M} (Abbildung 3.8).

3.3 Passive Detektionsverfahren

Nachfolgend werden die passiven Detektionsverfahren detaillierter dargestellt. Sie stellen die erste Detektionsstufe des Topologiedetektionsmodells dar und können im zyklischen Netzautomatisierungsbetrieb kontinuierlich Schaltzustandsänderungen überwachen. Die aufgeführten Verfahren werden möglichst modular und spannungsebenenunabhängig beschrieben, sodass sie in Abschnitt 3.5, zusammen mit aktiven Detektionsverfahren, zu Detektionsstrategien kombiniert werden können.

3.3.1 Zweigstromüberwachung

Eines der trivialsten Detektionsverfahren stellt die Zweigstromüberwachung dar. Es erfolgt ein Vergleich zwischen Schaltzustand und einer eventuell korrespondierenden Zweigmessung, welche sich zwischen den Netzknoten i und j befindet. Solche Fälle können allgemein in Schaltstationen unterschiedlicher Art auftreten.

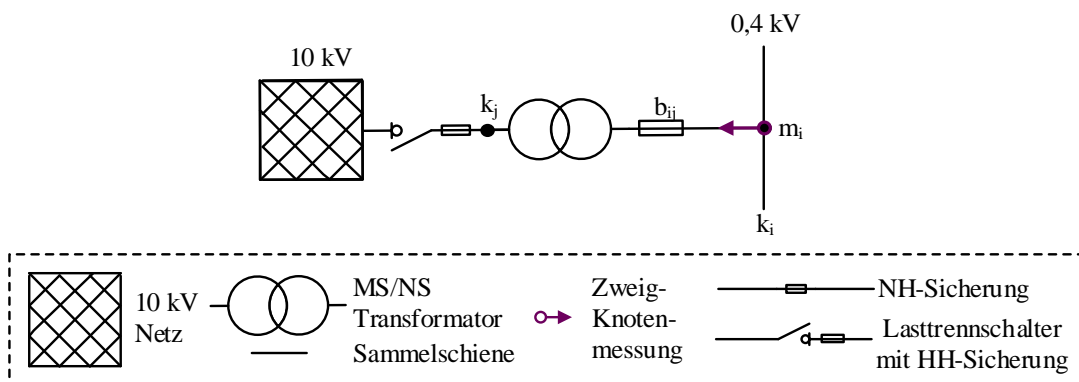


Abbildung 3.9: Schematischer Aufbau einer Ortsnetzstation mit Schalter und korrespondierender Messstelle

$$|\dot{i}_{j,m}| > i_{e,\min} \quad \forall i_{j,m} \in \mathbb{R} > 0 \quad 3.17$$

Sobald ein Stromfluss $\dot{i}_{j,m}$ über die entsprechende Messstelle m_i fließt, ist eine elektrische Verbindung zwischen beiden Netzknoten vorhanden und der korrespondierende Schalter b_{ij} ist als geschlossen anzupassen, sofern dieser nicht bereits als geschlossen ausgewiesen ist. Um Messgenauigkeiten entgegenzuwirken ist ein Mindeststrom von $i_{e,\min}$ zu überschreiten. Zudem ist die Bedingung (Gleichung 3.17) für eine definierte Zyklenanzahl zu erfüllen, sodass fehlerhafte Messwerte ausgeschlossen werden können. Im Umkehrschluss ist kein Stromfluss nicht zwangsläufig gleichbedeutend für einen korrespondierenden offenen Schalter, da der Stromfluss durch unterschiedliche Effekte (dezentrale Einspeiser) kompensiert werden könnte. Daher ist dieser Fall mit einer Unsicherheit zu berücksichtigen.

Eine Zweigmessung kann aber auch für die probabilistische Detektion von geschlossenen Schaltzuständen verwendet werden. Dazu werden die Netzknoten anhand der installierten Anschlussleistungen in einem Netzstrang aufsummiert (siehe \underline{S}_{r100} Kennlinie, Abbildung 3.10). Die Leistungskennlinie wird durch den Messwert \underline{S}_{m1} geschnitten. Die kumulierten Netzknoten, die unterhalb der Messwertkennlinie liegen, sind elektrisch mit der Messstelle verbunden und deren Schaltzustände sind als geschlossen anzunehmen ($\varepsilon_{\text{clsd}} = 1$). Es wird unterstellt, dass die dargestellten Netzstationen nicht über deren Bemessungsscheinleistung S_r betrieben werden, sodass ein Messwert von $S_{m1} = 1$ MVA nicht lediglich durch die Netzknoten k_2 und k_3 verbraucht werden und damit mindestens sämtliche Schalter bis k_4 geschlossen sein müssen (lila schraffierte Fläche). Wird von einer mittleren Auslastung von 50 % ausgegangen, resultiert die dargestellte \underline{S}_{r50} Kennlinie und alle Netzknoten sind mit der Messstelle m_1 verbunden (grün schraffierte Fläche).

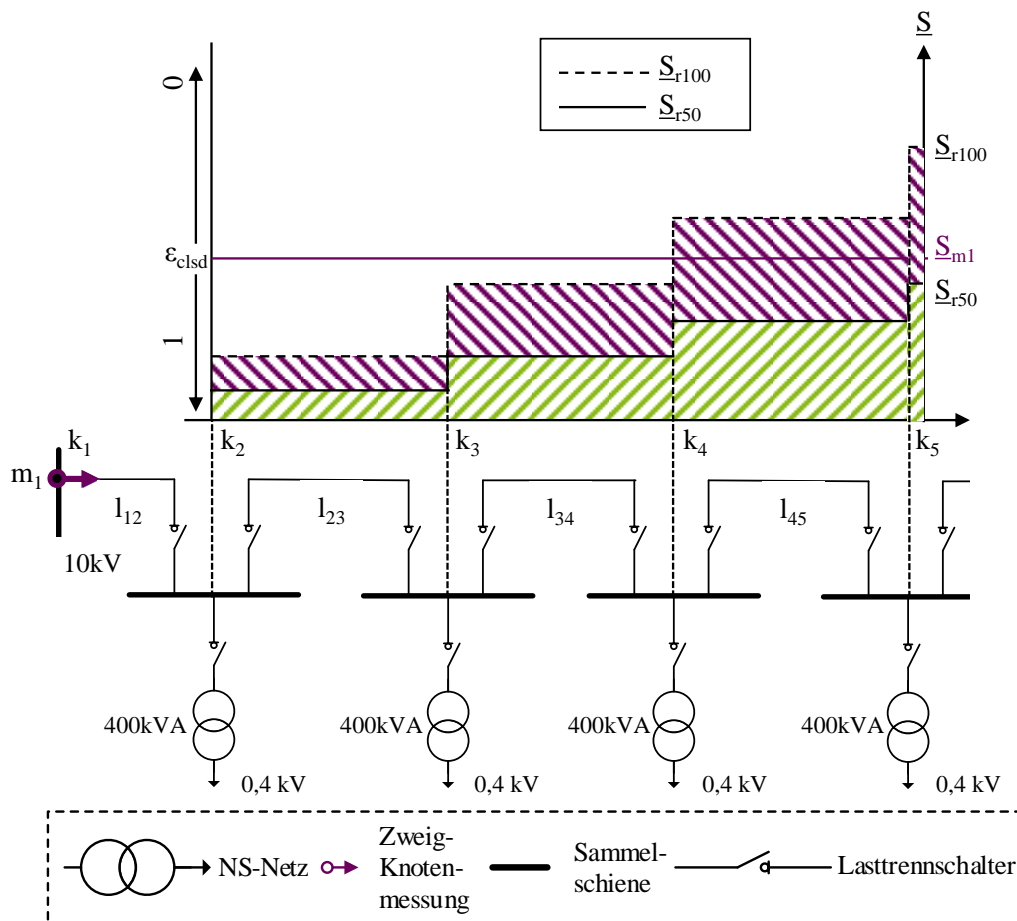


Abbildung 3.10: Trennstellenermittlung mittels geschätzter Zweigstromüberwachung

3.3.2 Gradientenanalyse

Die Gradientenanalyse untersucht Änderungen in Strom und Spannung innerhalb eines definierten Zeitintervalls. Hohe Gradienten resultieren aus kurzzeitigen und hohen Leistungsänderungen, die entweder durch Netzumschaltungen oder durch das Zu- bzw. Abschalten von leistungsintensiven Verbrauchern oder Einspeisern hervorgerufen werden. Die messtechnische Erfassung von

transienten Größen, wie sie bei Schaltvorgängen auftreten, ist durch die zugrunde gelegte Messtechnik nicht möglich, sodass die Unterscheidung beider genannten Ursachen schwierig ist und daher Unsicherheiten zu berücksichtigen sind. Des Weiteren ist die zeitlich veränderliche Netzlast als eine erschwerende Störgröße zu nennen. Grundsätzlich gilt, je kleiner das Messintervall ist, desto kleiner ist die Änderung der Netzlast und desto isolierter lassen sich Strom- und Spannungsänderungen einer Schaltzustandsänderung zuordnen.

Die partielle Ableitung eines Stroms $\underline{i}(t)$ nach der Zeit t bzw. der Quotient aus der Differenz zweier Ströme \underline{i}_{t1} und \underline{i}_{t0} und der Zeit t ergibt die Steigung bzw. den Gradienten $\underline{i}_{\text{grad}}$ (Gleichung 3.18).

$$\underline{i}_{\text{grad}} = \frac{\partial \underline{i}(t)}{\partial t} = \frac{\underline{i}_{t1} - \underline{i}_{t0}}{t} \quad 3.18$$

Analog lässt sich der Spannungsgradient $\underline{u}_{\text{grad}}$ bzw. der relative Spannungsgradient $\underline{u}_{\text{grad,r}}$ als Bezugsgröße der Bemessungsspannung U_n berechnen:

$$\underline{u}_{\text{grad}} = \frac{\partial \underline{u}(t)}{\partial t} = \frac{\underline{u}_{t1} - \underline{u}_{t0}}{t} \quad 3.19$$

$$\underline{u}_{\text{grad,r}} = \frac{\underline{u}_{\text{grad}}}{U_n} \quad 3.20$$

Die Spannungsgradienten bewegen sich aufgrund der netztechnischen Gegebenheiten der Bemessungsspannung in einem deutlich schmaleren Gradientenband als die Stromgradienten. In der Mittelspannungsebene ist das vorbehaltene Spannungsband zudem zusätzlich kleiner als in der Niederspannungsebene. Daher sind geeignete Grenzen zu identifizieren, in denen zwischen einer Schaltzustandsänderung und einer Veränderung der Netzlast unterschieden werden kann. Innerhalb der Grenzen können die Zusammenhänge über verschiedene Sicherheitsfunktionen $\alpha_{\text{Trig}}(\underline{i}_{\text{grad}})$ bzw. $\alpha_{\text{Trig}}(\underline{u}_{\text{grad}})$ abgebildet werden. Links in Abbildung 3.11 ist der Sicherheitsfunktion ein lineares und rechts ein progressives Funktionsverhalten zugrunde gelegt. Je größer der Spannungs- bzw. Stromgradient, desto höher ist die Sicherheit α_{Trig} und desto wahrscheinlicher ist eine Schaltzustandsänderung. Für das progressive Funktionsverhalten (Abbildung 3.11, rechts) werden bei geringeren Strom- und Spannungsgradienten größere Sicherheitskennwerte zugeteilt gegenüber dem linearen Funktionsverhalten (Abbildung 3.11, links). Auch ein degressives Funktionsverhalten lässt sich der Gradientenanalyse hinterlegen. Ist bei der degressiven Funktion eine hinreichende Sicherheit α_{Trig} erreicht, so liegt die Ursache der Gradientenänderungen sehr wahrscheinlich in einer Schaltzustandsänderung. Schaltzustandsänderungen, die nur kleine Gradienten hervorrufen, können evtl. undetektiert bleiben. Die gleiche hinreichende Sicherheit wird bei der progressiven Funktion mit kleineren Gradienten erreicht, sodass tendenziell Schaltzustandsänderungen mit kleineren Gradienten detektiert werden können. Jedoch besteht hierbei die Gefahr, dass

Gradienten durch die Änderung der Netzlast als Schaltzustandsänderung interpretiert werden können. Daher sind geeignete Funktionsverhalten sowie Grenzen sowohl für die Strom-, als auch für die Spannungsgradienten (MS und NS) durch Simulationen zu spezifizieren.

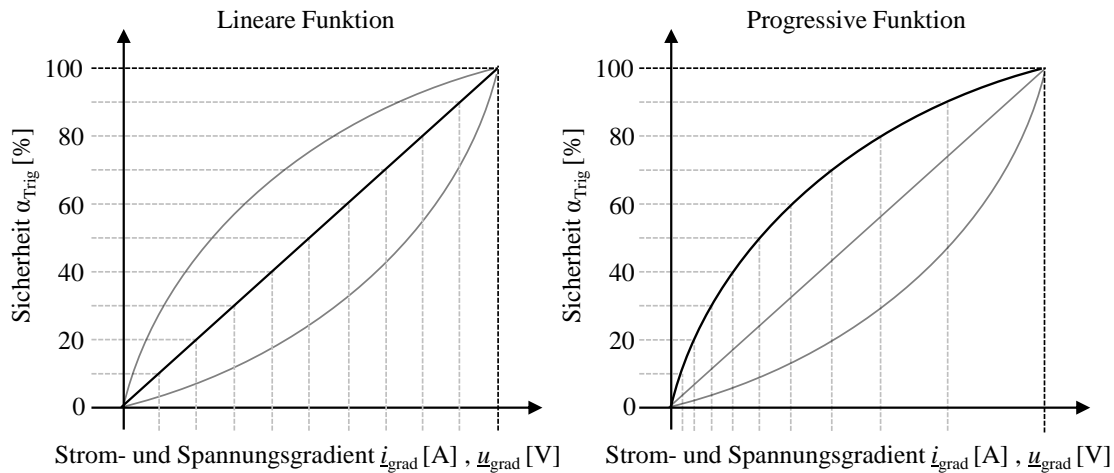


Abbildung 3.11: Sicherheitsfunktion $\alpha_{\text{Trig}}(\underline{i}_{\text{grad}})$ bzw. $\alpha_{\text{Trig}}(\underline{u}_{\text{grad}})$ als lineare (links) und progressive (rechts) Funktion

Ein hoher Gradient ist zwar ein Indikator für eine Schaltzustandsänderung, allerdings ist zusätzlich der entsprechende Schalter zu identifizieren. Während sich die Schaltmöglichkeiten in der Niederspannungsebene auf die Ortsnetzstation und KVS beschränken, sind in der Mittelspannungsebene eine Vielzahl an Schaltstationen möglich. Daher sind nicht ausschließlich die Gradienten der einzelnen Messstellen isoliert voneinander zu betrachten, sondern im Kontext des gesamten Netzes zu bewerten.

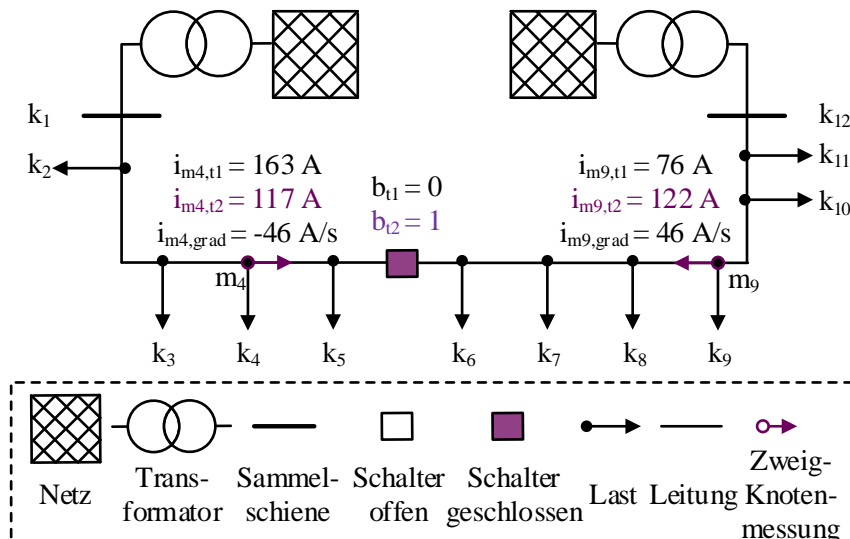


Abbildung 3.12: Exemplarisches Netz zur Veranschaulichung der Gradientenanalyse

Dazu sind zunächst die Messstellen abschnittsweise nach ihrer netztechnischen Lage mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus zu sortieren, sodass eine Liste mit Messstellen in topologischer Reihenfolge resultiert. In einem stationären Idealzustand, das heißt ohne Berücksichtigung von Netzver-

lusten, bilanzieren sich die (absoluten) Stromgradienten aus, da die Leistungsbilanz für einen stationären Zustand gleichbleibt. Die Schaltzustandsänderung lässt sich zwischen denjenigen Messstellen lokalisieren, deren Stromgradienten negativ zueinander korrelieren.

Abbildung 3.12 stellt ein exemplarisches Netz dar, indem eine Schaltzustandsänderung zwischen t_1 und t_2 stattfindet. An Messstelle m_9 ist ein Stromgradient von $i_{\text{grad},m_9} = 46 \text{ A/s}$ und an m_4 von $i_{\text{grad},m_4} = -46 \text{ A/s}$ ermittelt. Daher hat die Schaltzustandsänderung zwischen den Messstellen m_9 und m_4 stattgefunden und kann entsprechend im Topologiedetektionsmodell angepasst werden.

$$i_{\text{grad},m_n} = -i_{\text{grad},m_j} \quad 3.21$$

Mithilfe dieses Verfahrens lassen sich Schaltzustandsänderungen detektieren, die nicht unmittelbar an einer Messstelle aufgetreten sind. Gegenüber dem stationären Idealzustand sind in der praktischen Anwendung Toleranzbänder vorzuhalten, da eine exakte Gradientenübereinstimmung aufgrund der Netzverluste nicht möglich ist.

Für die Spannungsgradienten ist ein solcher Gradientenvergleich (vgl. Gleichung 3.21) nicht anwendbar, jedoch sind die Spannungsgradienten in den Detektionsstrategien (vgl. Abschnitt 3.5) als *Trigger*-Funktion zu berücksichtigen. Vor allem in Netzabschnitten, in denen ein größeres Leistungsungleichgewicht besteht und die dann durch eine Trennstellenoptimierung zusammengeschaltet werden, entstehen besonders große Spannungs- und Stromgradienten, die mit der Gradientenanalyse detektiert werden können.

3.3.3 Ermittlung von Spannungskorridoren

Das nachfolgende Verfahren findet Anwendung in der Netzzustandsschätzung zur Leistungsverteilung (vgl. Abschnitt 4.3) und zur probabilistischen Detektion von Schaltzustandsänderungen. Als Ausgangsbasis sei ein Netzbezirk nach Abbildung 3.13 definiert, in dem den Netzknoten k_1 bis k_8 kein spezifisches Leistungsverhalten zugeordnet werden kann, da keine ausreichende Datengrundlage vorhanden ist. Es stehen lediglich die Messinformationen an den Grenzen des betrachteten Netzbezirks zur Verfügung. Das Netzbezirksende sei für dieses Detektionsverfahren als Referenz- bzw. Validierungsmessstelle m_{Ref} definiert. Mithilfe der Messinformationen am Netzbezirksanfang werden verschiedene Leistungsverteilungen berechnet, welche mit der Referenzmessung validiert werden, um so eine mögliche Schaltzustandsänderung detektieren zu können. Nachfolgend wird das Verfahren detaillierter beschrieben:

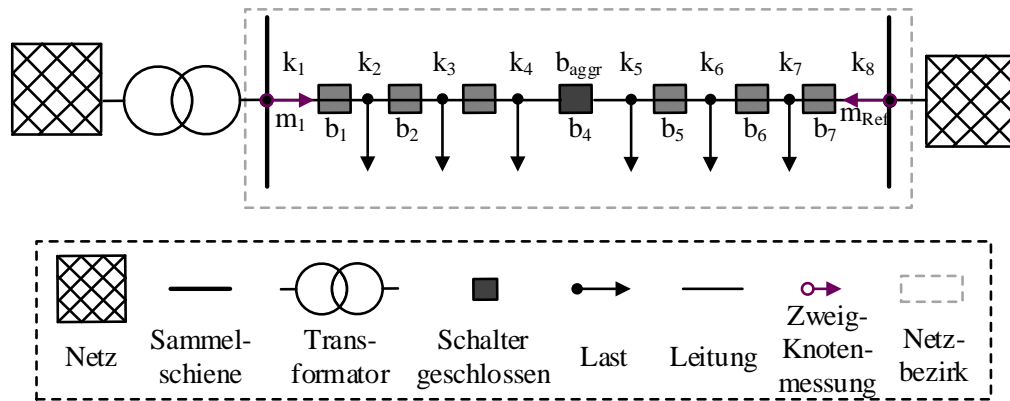


Abbildung 3.13: Netzbezirk eines Verteilnetzes mit aggregiertem Schalter

Gilt der dargestellte Netzbezirk für ein MS-Netz, so existieren typischerweise zwischen jedem Netzknoten weitere Schalter (vgl. Abbildung 3.10). Für die Verfahrensbeschreibung reicht es jedoch aus sämtliche Schalter im Netzbezirk zu einem aggregierten Schaltzustand $b_{\text{aggr}} = (b_1, \dots, b_7)$ zusammenzufassen, da lediglich die direkte Verbindung zwischen Messstelle m_1 und m_{ref} untersucht wird. Der aggregierte Schaltzustand gilt als geöffnet, sobald ein Schalter geöffnet ist. Mithilfe der nachfolgenden Betrachtungen wird überprüft, ob die beiden dargestellten Messstellen miteinander elektrisch verbunden sind und keine Schalterunterbrechung vorhanden ist.

Um dies validieren zu können, ist zunächst die Netzbezirksscheinleistung nach Gleichung 3.22 zu bestimmen:

$$\underline{S}_{m_1, m_{\text{ref}}} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{m_{\text{ref}}} \quad 3.22$$

Die Netzbezirksscheinleistung wird anschließend auf drei verschiedene Arten auf die unbekanntenen Netzknoten verteilt, sodass die Spannungsabfälle innerhalb dieses Netzbezirktes resultieren zu:

- $\underline{U}_{\text{max}}$ – Maximaler Spannungsabfall: Die gesamte Netzbezirksscheinleistung wird an Netzknoten k_7 verteilt, sodass der größtmögliche Spannungsabfall resultiert.
- $\underline{U}_{\text{linear}}$ – Mittlerer Spannungsabfall: Die Netzbezirksscheinleistung wird linear auf alle Netzknoten verteilt.
- $\underline{U}_{\text{min}}$ – Minimaler Spannungsabfall: Die gesamte Netzbezirksscheinleistung wird an Netzknoten k_2 verteilt, sodass der kleinstmögliche Spannungsabfall resultiert.

Grafisch dargestellt resultieren folgende Spannungskennlinien für die drei Leistungsverteilungen:

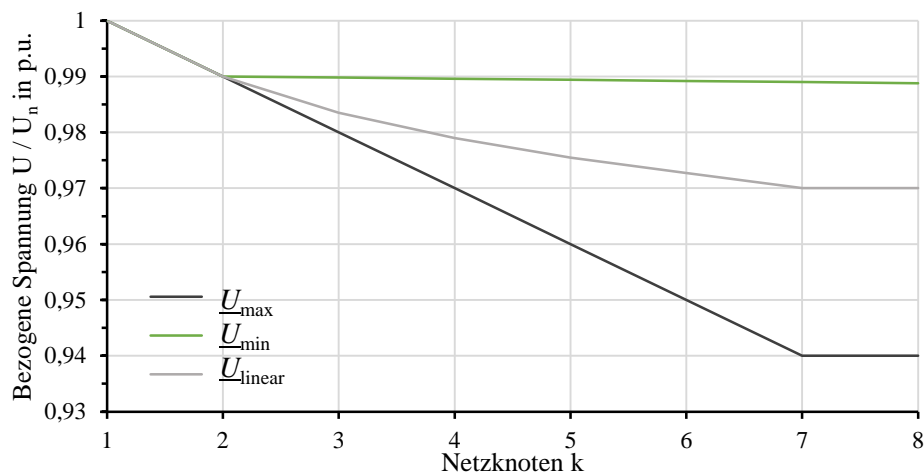


Abbildung 3.14: Exemplarische Spannungskennlinien entlang der Netzknoten bei verschiedenen Leistungsverteilungen

Durch die Leistungsverteilung und dem daraus resultierenden minimalen und maximalen Spannungsabfall sowie der Berücksichtigung eines Faktors β_m für die Messungenauigkeiten ergibt sich ein Zustandskorridor (Abbildung 3.15), in dem die Spannungsmessung $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ bei geschlossenen Schaltern liegen muss.

Liegt $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ außerhalb des Zustandskorridors, lässt sich auf eine Schaltunterbrechung im Netzbezirk schließen. Für Intervall 1 in Gleichung 3.23 wird ein Unterbrechungsindex von $k = 100 \%$ definiert, da $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ oberhalb des Zustandskorridors liegt. Ein Unterbrechungsindex von $k = 100 \%$ resultiert ebenfalls, wenn $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ unterhalb des Zustandskorridors liegt (vgl. Intervall 3, Gleichung 3.23).

$$k(\underline{U}_{m,\text{Ref}}) = \begin{cases} 100 \% & \underline{U}_{m,\text{Ref}} > \underline{U}_{\min}(1 + \beta_m) \\ k(U) & \underline{U}_{\max}(1 - \beta_m) \geq \underline{U}_{m,\text{Ref}} \leq \underline{U}_{\min}(1 + \beta_m) \\ 100 \% & \underline{U}_{m,\text{Ref}} < \underline{U}_{\max}(1 - \beta_m) \end{cases} \quad 3.23$$

Innerhalb des Zustandskorridors (vgl. Intervall 2, Gleichung 3.23) wird der Unterbrechungsindex k anhand einer progressiven Funktion $k(U)$ (vgl. grüne Fläche, Abbildung 3.15) modelliert und bestimmt sich aus dem Schnittpunkt zwischen der Referenzspannungsmessung $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ und der Unterbrechungsindex-Funktion. Je näher die Referenzspannungsmessung $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ dabei an den Grenzen \underline{U}_{\max} bzw. \underline{U}_{\min} liegt, desto größer ist der Unterbrechungsindex k und desto eher lässt sich eine Schaltunterbrechung vermuten. Für die dargestellte Referenzspannungsmessung $\underline{U}_{m,\text{Ref}}$ resultiert ein Unterbrechungsindex von $k = 84 \%$ und lässt eine Schaltunterbrechung mit hoher Wahrscheinlichkeit vermuten.

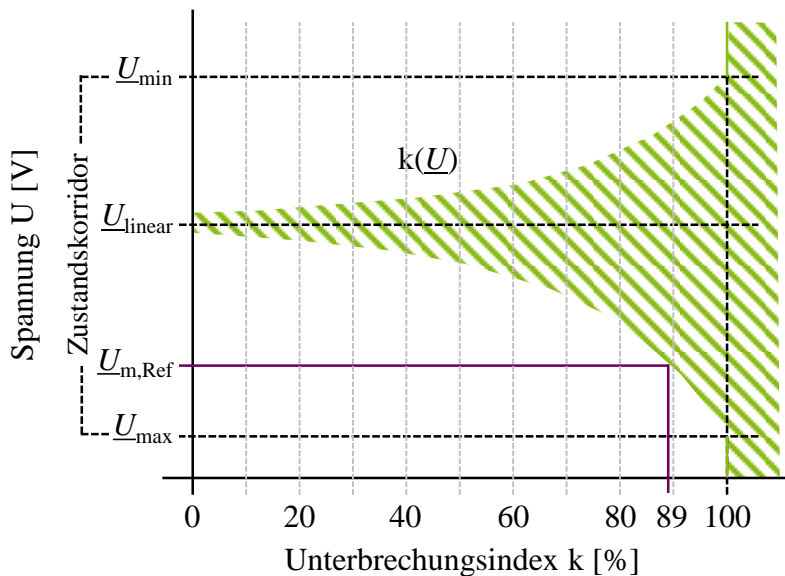


Abbildung 3.15: Unterbrechungsindex k in Abhängigkeit der Referenzspannung $\underline{U}_{m,Ref}$

Da dieses Verfahren eine probabilistische Bewertung anwendet, müssen Unsicherheiten berücksichtigt werden. In einem entsprechenden Konzept ist es möglichst mit anderen Detektionsverfahren zu kombinieren, sodass die Detektionsunsicherheit minimiert wird. Für dieses Verfahren gilt wie für andere Detektionsverfahren auch: Je höher der Messaustattungsgrad η_m , desto kleiner sind die Netzbezirke und entsprechend kleiner ist der mögliche Zustandskorridor. Ein kleinerer Zustandskorridor erhöht wiederum die Wahrscheinlichkeit für einen größeren Unterbrechungsindex k , sodass validere Aussagen getroffen werden können.

3.3.4 Regelbefehlsevaluation

Bei diesem Detektionsverfahren werden Regelbefehle aus der Netzzustandsregelung validiert, um Rückschlüsse auf die Netztopologie bzw. Schaltzustandsänderungen ableiten zu können. Dazu werden die errechneten Sollwerte der Netzaktoren verwendet, um die zu erwartende Netzzustandsänderung zu bestimmen. Je nach Art des Netzengpasses wird aus der Netzzustandsregelung ein Blindleistungs-, Wirkleistungs- oder Spannungssollwert bestimmt (vgl. Abbildung 3.16). Die prognostizierten Netzzustandsänderungen werden über die eingeführte Sensitivitätsmatrix \underline{M} abgeschätzt, sodass darüber die Netztopologie überprüft werden kann. Der schematische Ablauf des Detektionsverfahrens ist in Abbildung 3.16 dargestellt.

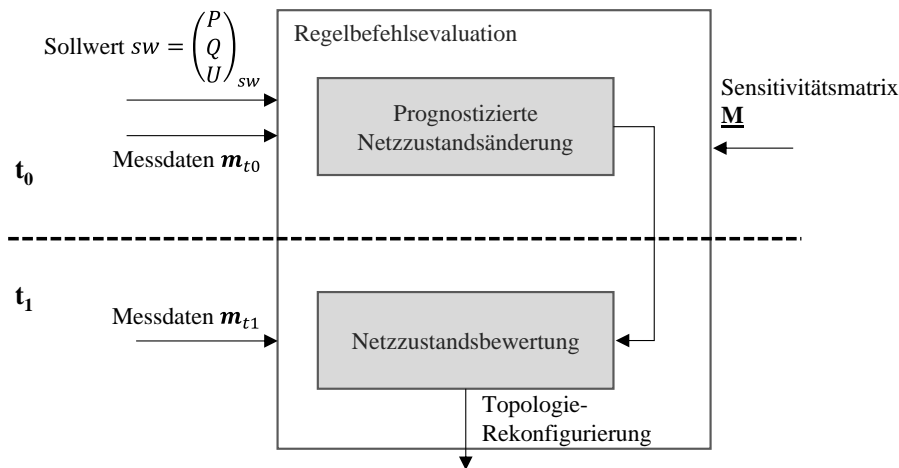


Abbildung 3.16: Validierungskonzept von Regelbefehlen

Der Sollwert sw und ein Messdatensatz m zum Zeitpunkt t_0 bilden die Informationsgrundlage für die zu validierende Sensitivitätsmatrix \underline{M} . Die prognostizierte Netzzustandsänderung erfolgt nach der stationären Betriebspunktverschiebung, welche in Abschnitt 3.1.2 beschrieben ist.

Zunächst lässt sich aus dem Sollwert sw eine komplexe Scheinleistungsänderung ΔS_a für den Akteur a berechnen. Mit der Spannung \underline{U}_a am Aktorknoten und dem dazugehörigen Sensitivitätsvektor \underline{M}_a (vgl. Gleichung (3.27)) lässt sich ein Spannungsänderungsvektor $\Delta \underline{U}_{t1,c}$ nach Gleichung (3.24) berechnen:

$$\Delta \underline{U}_{t1,c} = \underline{M}_a \cdot \left(\frac{\Delta S_a}{\underline{U}_{a,t0}} \right)^* \quad (3.24)$$

Mithilfe der prognostizierten Spannungsänderungen $\Delta \underline{U}_{t1,c}$ und den Knotenspannungen $\underline{U}_{t0,m}$ zum Zeitpunkt t_0 lässt sich der zu erwartende Netzzustand nach Umsetzen des Sollwertes zum Zeitpunkt t_1 nach Gleichung (3.25) abschätzen.

$$\underline{U}_{t1,c} = \Delta \underline{U}_{t1,c} + \underline{U}_{t0,m} \quad (3.25)$$

Das Validierungskriterium σ_{ctl} leitet sich aus den errechneten Knotenspannungen $\underline{U}_{t1,c}$ und den tatsächlich gemessenen Knotenspannungen $\underline{U}_{t1,m}$ zum Zeitpunkt t_1 ab.

$$\sigma_{ctl} = |\underline{U}_{t1,m} - \underline{U}_{t1,c}| \quad (3.26)$$

Die Abweichungen beider genannten Größen ist beeinflusst durch die Linearisierung des Berechnungsansatzes, die stationäre Betrachtungsweise, bei der die sich verändernde Netzlast unberücksichtigt bleibt sowie der zugrunde gelegten Netztopologie. Die Auswirkungen einer veränderlichen Netztopologie ist für ein beispielhaftes Teilnetz in Abbildung 3.17 dargestellt. Dazu ist der Sensitivitätsvektor \underline{M}_a (vereinfachend als betragsmäßige Größen) für den geschlossenen (*closed*) und geöffneten Schaltzustand (*open*) von b beispielhaft in Gleichung (3.27) dargestellt.

$$\mathbf{M}_a = \begin{pmatrix} M_{1a} \\ M_{2a} \\ M_{3a} \\ M_{4a} \\ M_{5a} \\ M_{6a} \\ M_{7a} \\ M_{8a} \\ M_{9a} \\ M_{10a} \\ M_{11a} \end{pmatrix}, \mathbf{M}_a^{\text{opn}} = \begin{pmatrix} 0,016 \\ 0,060 \\ 0,109 \\ 0,158 \\ 0,208 \\ 0,257 \\ 0,016 \\ 0,016 \\ 0,016 \\ 0,016 \\ 0,016 \end{pmatrix}, \mathbf{M}_a^{\text{clsd}} = \begin{pmatrix} 0,016 \\ 0,039 \\ 0,065 \\ 0,091 \\ 0,118 \\ 0,145 \\ 0,034 \\ 0,056 \\ 0,078 \\ 0,100 \\ 0,123 \end{pmatrix} \quad (3.27)$$

Die Eigensensitivität M_{a6} ist grundsätzlich die größte, sodass die Spannungsänderungen am Akteur selbst stets am höchsten sind. Im geöffneten Schaltzustand (*opn*) verursacht eine Sollwertanpassung am Netzaktor nahezu keine Netzzustandsänderungen im unteren Netzstrang (Netzknoten k_7 bis k_{11}). Lediglich eine vernachlässigbare Spannungsänderung, bedingt durch die Transformatorsensitivitäten, beeinflusst den Netzstrang. Im Falle der geschlossenen Trennstelle ($b_{t1} = 1$) sind die Sensitivitäten deutlich größer und eine Zustandsänderung bewirkt an Netzknoten k_{11} einen ähnlichen Effekt wie am Akteur selbst. Entsprechend groß sind die Differenzen für σ_{ctl} und es ist eine Schaltzustandsänderung zu vermuten. Wegen der stationären und linearisierten Vereinfachungen sind auch für dieses probabilistische Detektionsverfahren entsprechende Unsicherheiten zu berücksichtigen. Um mit einer hinreichenden Genauigkeit Schaltzustandsänderungen detektieren zu können, ist eine entsprechende Mindestzustandsänderung nötig, sodass die Differenzen in σ_{ctl} einer Topologieveränderung zugeordnet werden können.

Eine Blindleistungsregelung bewirkt je nach R/X -Verhältnis (vgl. Abschnitt 3.4) eine geringere Spannungsänderung, sodass die Detektionsreichweite kleiner gegenüber einer Wirkleistungsregelung (vgl. Abschnitt 5.1.2.2) ist.

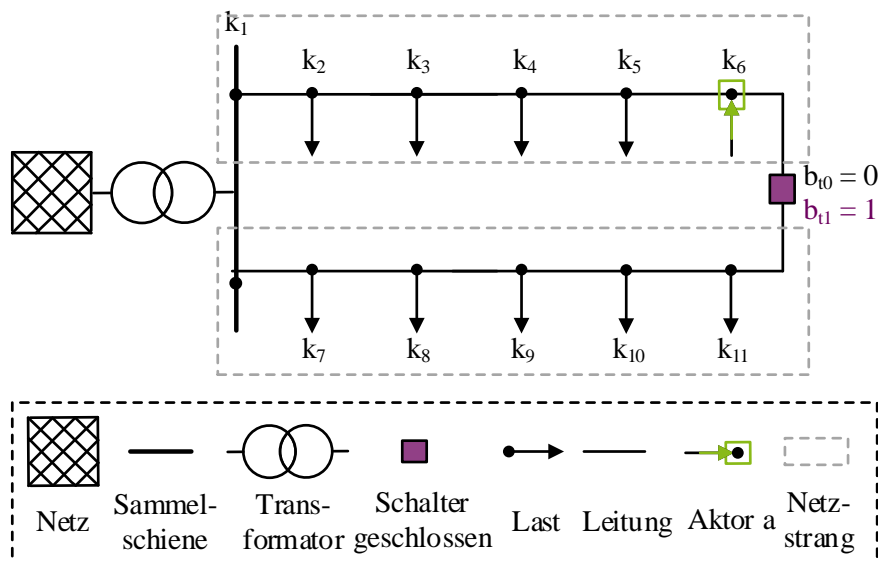


Abbildung 3.17: Beispielhaftes Teilnetz zur Veranschaulichung von Sensitivitätsbeziehung

3.3.5 Schätzfehlerkennzahlen

Während die zuvor beschriebenen Detektionsverfahren eher lokal bzw. dezentral im Netz Anwendung finden, wird bei dem Schätzfehlerkennzahlenverfahren der gesamte Netzzustand betrachtet. Für dieses probabilistische Detektionsverfahren wird der gesamte Netzzustand geschätzt. Eine detaillierte Beschreibung der Netzzustandsschätzung und die Ersatzwertbildung von unbekannten Netzknoten wird in Kapitel 4 näher betrachtet. Dieser Abschnitt beschreibt die grundsätzliche Nutzung der Netzzustandsschätzung zur Detektion von Schaltzustandsänderungen.

Auf der Niederspannungsebene sind die Schaltmöglichkeiten auf die Ortsnetzstationen sowie der KVS beschränkt, sodass die möglichen Schaltkombinationen im Gegensatz zur Mittelspannungsebene deutlich reduziert sind. Die theoretischen Schaltkombinationen für ein Netz mit der Gesamtanzahl von B Schaltern liegt bei $B_{\text{theo,sum}} = 2^B$. Da der VNB jedoch üblicherweise typische Netztopologien schaltet, beispielsweise für eine Trennstellenoptimierung, lässt sich eine geschlossene Menge an möglichen Topologiemodellen (TM) vordefinieren. Eine Topologiedetektion erfolgt dann nur noch innerhalb einer Topologiemodellmenge statt einer spezifischen Detektion einzelner Schaltzustände. Unter dieser Vereinfachung lässt sich das Konzept einer fehlerkennzahlbasierten Schaltzustandsdetektion schematisch wie folgt beschreiben:

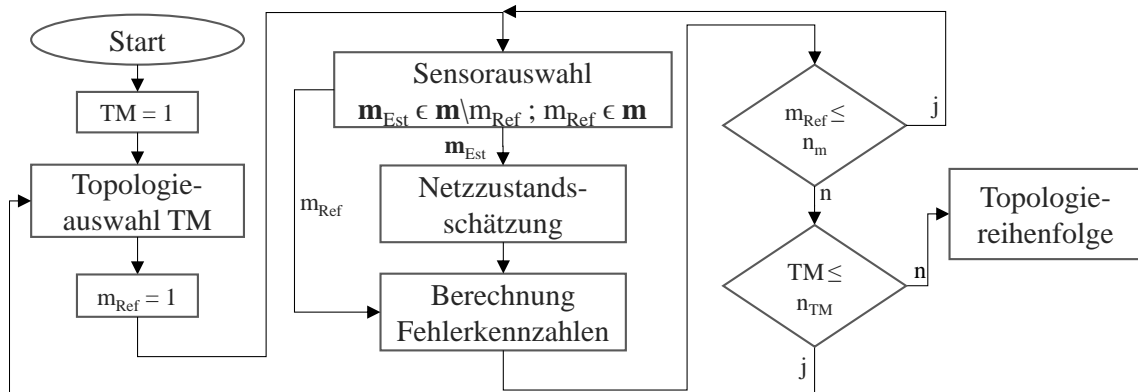


Abbildung 3.18: Konzept der fehlerkennzahlbasierten Topologiemodelldetektion

Iterativ werden für jedes definierte Topologiemodell eine Menge an Fehlerkennzahlen berechnet, welche wiederum aus einer iterativen Netzzustandsschätzung mit unterschiedlichen Messkonfigurationen resultiert. Wird in [15] die Netzzustandsschätzung mit einer reduzierten Anzahl an Messstellen (Menge der obligatorischen Messstellen) durchgeführt, verwendet dieser Ansatz die größtmögliche Menge, sodass eine möglichst genaue Bewertungsgrundlage entsteht. Die Messstellenmenge \mathbf{m}_{Est} definiert sich daher zu $\mathbf{m}_{\text{Est}} \in \mathbf{m} \setminus m_{\text{Ref}}$. \mathbf{m} ist die Menge aller Messstellen und n_m die Anzahl. Die Messstelle m_{Ref} wird hierbei nicht für die Netzzustandsschätzung verwendet, da diese als Referenzgröße zur Bestimmung der Fehlerkennzahlen verwendet wird. Mit jeder Iteration einer Netzzustandsschätzung ändert sich auch die Referenzmessstelle m_{Ref} . Zunächst werden spezifische Fehlerkenngrößen für die Spannung, den Strom und den Leistungsfaktor für jedes Topologiemodell nach folgenden Gleichungen berechnet:

$$f_I^{\text{TM}} = \frac{1}{n_m} \cdot \sum_{i=1}^{n_m} \underline{I}_{i,\text{Est}} - \underline{I}_{i,\text{Ref}} \quad (3.28)$$

$$f_U^{\text{TM}} = \frac{1}{n_m} \cdot \sum_{i=1}^{n_m} \left| \frac{\underline{U}_{i,\text{Est}} - \underline{U}_{i,\text{Ref}}}{\underline{U}_{i,\text{Ref}}} \right| \quad (3.29)$$

$$f_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}} = \frac{1}{n_m} \cdot \sum_{i=1}^{n_m} \left| \frac{\cos(\varphi)_{i,\text{Est}} - \cos(\varphi)_{i,\text{Ref}}}{\cos(\varphi)_{i,\text{Ref}}} \right| \quad (3.30)$$

Die Fehlerkennzahl f definiert sich für die Spannung und den Leistungsfaktor über die mittlere relative Abweichung und für den Strom über die absolute Abweichung zwischen den geschätzten Zustandsgrößen $\underline{U}_{i,\text{Est}}$, $\underline{I}_{i,\text{Est}}$, $\cos(\varphi)_{i,\text{Est}}$ und den gemessenen Referenz-Zustandsgrößen $\underline{I}_{i,\text{Ref}}$, $\underline{U}_{i,\text{Ref}}$, $\cos(\varphi)_{i,\text{Ref}}$.

Die Fehlerkennzahlen der einzelnen Topologiemodelle werden anschließend in spezifische Wahrscheinlichkeiten p_I^{TM} , p_U^{TM} und $p_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}$ überführt (Gleichung (3.31) bis (3.33)). Für die Berechnung der Wahrscheinlichkeit wird die Summe der Fehlerkennzahlen aller Topologiemodelle $\sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_x^j$ mit der Topologiemodell-Anzahl n_{TM} durch die topologiespezifische Fehlerkennzahl f_x^{TM} subtrahiert und relativ zur anteiligen Summe der Fehlerkennzahlen aller Topologiemodelle $(n_{\text{TM}} - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_x^j$ angegeben. Die spezifische Wahrscheinlichkeit eines Topologiemodells wird somit relativ zur den übrigen Topologiemodellen angegeben. Die Summe der spezifischen Wahrscheinlichkeiten aller Topologiemodelle ergibt stets $\sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} p_x^j = 100\%$.

$$p_I^{\text{TM}} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_I^j \right) - f_I^{\text{TM}}}{(n_{\text{TM}} - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_I^j} \quad (3.31)$$

$$p_U^{\text{TM}} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_U^j \right) - f_U^{\text{TM}}}{(n_{\text{TM}} - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_U^j} \quad (3.32)$$

$$p_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_{\cos(\varphi)}^j \right) - f_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}}{(n_{\text{TM}} - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{TM}}} f_{\cos(\varphi)}^j} \quad (3.33)$$

Die Gesamtwahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ führt die spezifischen Wahrscheinlichkeiten zusammen. Diese können über die Gewichtungsfaktoren $c_I, c_U, c_{\cos(\varphi)}$ mit $(0 \leq c_I, c_U, c_{\cos(\varphi)} \leq 1, c_I + c_U + c_{\cos(\varphi)} = 1)$ unterschiedlich priorisiert werden. Über den Gewichtungsfaktor c_U lässt sich die spannungsspezifische Wahrscheinlichkeit p_U^{TM} stärker gewichten, beispielsweise wenn das betrachtete Netz vermascht betrieben wird und eine geringe Varianz in den Spannungsfehlerkennzahlen resultieren.

$$p_{\text{Est}}^{\text{TM}} = \frac{c_I \cdot p_I^{\text{TM}}}{c_I + c_U + c_{\cos(\varphi)}} + \frac{c_U \cdot p_U^{\text{TM}}}{c_I + c_U + c_{\cos(\varphi)}} + \frac{c_{\cos(\varphi)} \cdot p_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}}{c_I + c_U + c_{\cos(\varphi)}} \quad (3.34)$$

Die Topologiemodelle werden anhand der Modellwahrscheinlichkeiten aufsteigend sortiert, so dass das Topologiemodell mit den kleinsten Fehlerkennzahlen bzw. der größten Gesamtwahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ favorisiert wird. Zur Erhöhung der Unterscheidbarkeit zwischen den Topologiemodellen ist eine zyklische Wiederholung des Verfahrens implementiert sowie die Kombination von zusätzlichen Detektionsverfahren in verschiedenen Detektionsstrategien vorgesehen (vgl. Abschnitt 3.5). Bedingt durch die Iterationsverfahren resultiert ein hoher Rechenaufwand, der in der Systementwicklung zu berücksichtigen und entsprechend asynchron zu zeitkritischen Algorithmen zu implementieren ist.

3.4 Aktive Detektionsverfahren

Nachdem in Abschnitt 3.3 die passiven Detektionsverfahren beschrieben wurden, werden nun aktive Detektionsverfahren vorgestellt. Aktive Detektionsverfahren zeichnen sich durch die aktive Beeinflussung von Betriebsmitteln oder Anlagen aus und bewirken eine Netzzustandsänderung. Konkret wird einerseits das Blindleistungsverhalten von ausgewählten Aktoren variiert (vgl. Abschnitt 3.4.1) und andererseits die Transformatorstufung (vgl. Abschnitt 3.4.2) genutzt, um Rückschlüsse auf Schaltzustandsänderungen im Netz untersuchen zu können.

Die bisherigen Identifikationsfunktionen sind entkoppelt in der Netzzustandsidentifikation implementiert, wohingegen bei den aktiven Detektionsverfahren eine direkte Interaktion zur Netzzustandsregelung erfolgt. Aufgrund von Verschleißaspekten des Transformatorstufenstellers und eventueller Nutzereinschränkungen von Betriebsmitteln und Anlagen sind solche aktiven Detektionsverfahren allerdings nur unter bestimmten Voraussetzungen zu nutzen und entsprechend in einer Detektionsstrategie (vgl. Abschnitt 3.5) zu berücksichtigen.

3.4.1 Q-Modulation

Das erste aktive Detektionsverfahren beschreibt die wiederkehrende Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens ausgewählter Netzaktoren. Durch die zyklische Stellvariation wird dem Aktor ein spezifisches Blindleistungsverhalten aufmoduliert (Q-Modulation), welches an Messstandorten wiederzuerkennen ist.

Dazu sind zunächst die generellen Auswirkungen von Blindleistungsänderungen in der Nieder- und Mittelspannungsebene zu beschreiben. Dem gegenüber stehen die technischen Anforderungen an die DEA in der Stellfähigkeit von Blindleistungsanpassungen, welche in den TAR und TAB definiert sind. Auf der einen Seite ist ein Mindestblindleistungspotential erforderlich, sodass die Netzzustandsänderungen messtechnisch erfasst und für eine Schaltzustandsdetektion genutzt

werden können. Auf der anderen Seite dürfen keine Netzengpässe entstehen und der Anlagenbetreiber nicht zu stark in seinem Nutzerverhalten eingeschränkt werden. Aus den Vorüberlegungen leitet sich ein Konzept ab, inwieweit eine solche Q-Modulation für die Detektion von Schaltzustandsänderungen genutzt werden kann (Konzeptdarstellung). Die grundsätzlichen Berechnungsvorgänge werden abschließend mit entsprechenden Kenngrößen erläutert, wohingegen Simulationsauswertungen in Kapitel 5 hinreichender beschrieben werden.

3.4.1.1 Blindleistungseinfluss in der Verteilnetzebene

Einführend in dieses Detektionsverfahren wird zunächst der Einfluss der Blindleistung auf die unterschiedlichen Spannungsebenen erläutert.

Für das Übertragen von Wirkleistung ist auch ein gewisser Blindleistungsanteil notwendig. Ebenso wird Blindleistung von vielen elektrischen Verbrauchern, Einspeisern, sowie Netzbetriebsmitteln wie Transformatoren und Leitungen zum Aufbau ihrer elektrischen bzw. magnetischen Felder benötigt. Bilanzell muss die Blindleistung zu jedem Zeitpunkt ebenso ausgeglichen sein wie die Wirkleistung. Ist dies nicht gegeben, besteht ein induktiver oder kapazitiver Blindleistungsbedarf (Q-Bedarf), welcher von anderer Stelle bereitzustellen ist [84]. Der Q-Bedarf verursacht dabei einen Spannungsabfall $\Delta \underline{U}$ entlang einer elektrischen Leitung, welcher sich in einen Längsspannungsabfall ΔU_L Gleichung (3.35) und Querspannungsabfall ΔU_Q Gleichung (3.36) unterteilen lässt:

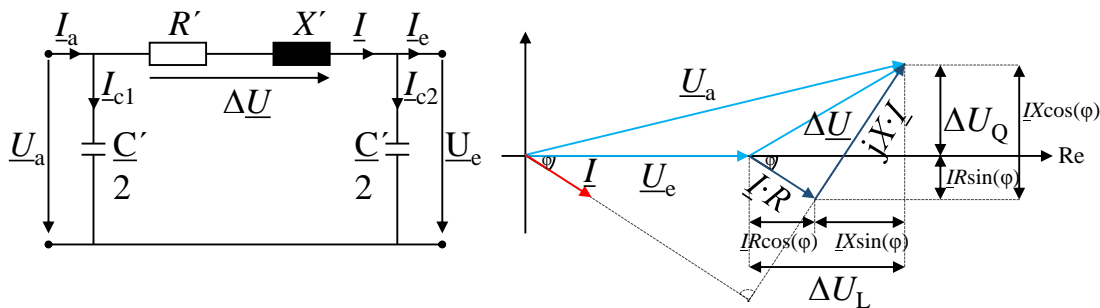


Abbildung 3.19: Spannungsabfall entlang einer elektrisch kurzen Leitung ($l \leq 500$ km) nach [84]

$$\Delta U_L = I \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi)) = I_{\text{Wirk}} \cdot R + I_{\text{Blind}} \cdot X \quad (3.35)$$

$$\Delta U_Q = I \cdot (X \cdot \cos(\varphi) - R \cdot \sin(\varphi)) = I_{\text{Wirk}} \cdot X - I_{\text{Blind}} \cdot R \quad (3.36)$$

$$\Delta \underline{U} = \Delta U_L + j\Delta U_Q \quad (3.37)$$

Die Resistanz R und Reaktanz X in Abbildung 3.19 repräsentieren zunächst eine allgemeine Leitungsimpedanz \underline{Z}_L , können aber auch stellvertretend für eine (Teil-)Netzimpedanz $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ verstanden werden. Für die Spannungsänderung ΔU gilt folgender Zusammenhang:

Je kürzer die Übertragungsstrecke zwischen Q-Bedarfs- und Q-Bereitstellungsknoten, desto kleiner die (Teil-)Netzimpedanz $\underline{Z}_{\text{Teil}}$ und desto geringer die Spannungsänderung ΔU .

Weiter setzen sich R und X nach Gleichung (3.2) aus der Leitungslänge und dem Leitungsbelag zusammen und variieren je nach Kabel- bzw. Freileitungstypen sowie Spannungsebene. Der Quotient beider Größen, also das R/X -Verhältnis, gibt die Wirksamkeit einer Blindleistungs- gegenüber einer Wirkleistungsänderung wieder.

Tabelle 3.2 stellt Leitungstypen und deren Kenngrößen, sowie das daraus resultierende R/X -Verhältnis dar. Für die Niederspannungsebene ist R deutlich größer als X , sodass in der Regel $R/X > 1$ gilt. In der Mittelspannungsebene ist $R/X \approx 1$, sodass Blindleistungsänderungen einen ähnlichen Effekt wie Wirkleistungsänderungen aufweisen. Ausnahmen bzw. Abweichungen können beispielsweise bei einem extremen Freileitungsgrad auftreten.

Tabelle 3.2: Leitungstypen für Mittel- und Niederspannungsnetze und deren Kenngrößen nach [84]

Leitungstyp	Spannungsebene	Querschnitt (mm ²)	R_L' (Ω/km)	X_L' (Ω/km)	R/X
Freileitungen	MS	50...240	0,7...0,15	0,4	1,75...0,4
	NS	25...120	1,4...0,29	0,4	3,5...0,7
Kabel	MS	95...240	0,2...0,09	0,1	2...0,9
	NS	25...150	0,86...0,14	0,08	11...1,8

Damit wird in der Mittelspannungsebene eine geringere Blindleistung (Q-Vermögen) benötigt als in der Niederspannungsebene, um denselben Spannungsänderungseffekt hervorzurufen [85]. Daher lässt sich das Detektionsverfahren der Q-Modulation bevorzugt in der Mittelspannungsebene einsetzen, kann aber mit entsprechender Blindleistungsmenge ebenso in der Niederspannungsebene Anwendung finden.

3.4.1.2 Blindleistungspotential

Nachdem zuvor der statische Einfluss des Netzes auf die Blindleistung beschrieben wurde, wird mit dem Blindleistungspotential die Blindleistung selbst, in Form des Blindstroms I_{Blind} nach Gleichung (3.35) und (3.36) näher betrachtet. Für diese Arbeit soll der Begriff Blindleistungspotential in zwei weitere Begriffe nach [84, 85] unterteilt werden:

Blindleistungsvermögen (Q-Vermögen)

„Das Q-Vermögen beschreibt die Höhe der abhängig von der Wirkleistungssituation dauerhaft bereitstellbaren induktiven und kapazitiven Blindleistung. Mit dieser Definition wird klar, dass das Q-Vermögen abhängig vom aktuellen Betriebspunkt und von seinem maximalen Wert, der im Bemessungspunkt (oft bei umrichterbasierten Erzeugungsanlagen) oder im Phasenschieberbetrieb (bei Synchrongeneratoren) erreicht wird, zu unterscheiden ist.“ [84]

Diese Zusammenhänge lassen sich in einem 4-Quadranten P/Q-Graphen veranschaulichen, welcher einen Wechselrichter (WR) einer PV-Anlage repräsentiert, da dieser sowohl in der NS- als auch in der MS-Ebene in großer Anzahl installiert ist. Im Falle einer Überdimensionierung des WRs im Verhältnis zu den PV-Modulen oder bei nicht vollständiger Nennwirkleistungseinspeisung lässt sich über die Leistungselektronik des WRs zusätzliche Blindleistung Q_{Zusatz} bereitstellen [86]. Die Höhe von Q_{Zusatz} hängt dabei einerseits von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung P_{Ist} und dem möglichen einstellbaren Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ ab. Die Anforderungen an den Leistungsfaktor sind für die jeweiligen Anlagentypen und die angeschlossene Spannungsebene in den TAR definiert.

Der in Abbildung 3.20 teilabgebildete 4-Quadranten P/Q-Graph stellt das mögliche Q-Vermögen in der grauen Fläche dar. Die jeweiligen Grenzen sind in den Anforderungen der TAR über die bereitzustellenden Leistungsfaktoren definiert. Entsprechend ist das Q-Vermögen mit $\cos(\varphi) = 43,6\%$ bzw. $-43,6\%$ bezogen auf die installierte Bemessungscheinleistung bei einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,9$ (in Abbildung rechts) höher als bei einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95$ (in Abbildung links). Die dargebotsabhängige Wirkleistungseinspeisung P_{Ist} beeinflusst dabei das Q-Vermögen.

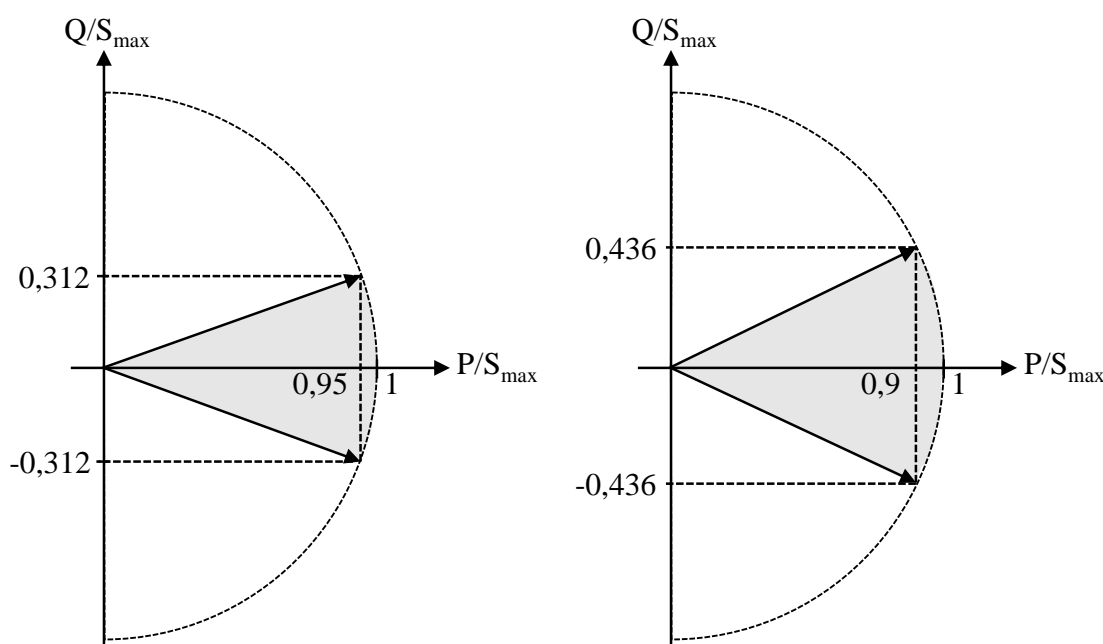


Abbildung 3.20: Darstellung des Q-Vermögens anhand eines Wechselrichters für eine PV-Anlage nach [50]

Blindleistungsänderungsfähigkeit (Q-Änderungsfähigkeit)

Neben dem veränderlichen Q-Vermögen ist mit der Q-Änderungsfähigkeit eine weitere Kenngröße entscheidend für das beschriebene Detektionsverfahren. Die Q-Änderungsfähigkeit von Netzaktoren bestimmt den zeitlichen Detektionshorizont mit, da diese unterschiedliche Trägheiten und Stellfähigkeiten aufweisen und entsprechend zu berücksichtigen sind. Eine große Menge an Bestandsphotovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene können über das Setzen verschiedener Bit-Konfigurationen ihre Stellbereiche und Schrittweiten nur in bestimmten Grenzen verändern. Schrittweiten für die Wirkleistungseinspeisung sind oftmals diskrete Werte von [0, 30, 60, 100] % und für den Leistungsfaktor die Werte [min; 1; max] bzw. [-0,9; 1; 0,9]. Über die Leistungselektronik im WR erfolgt die Schrittweitenanpassung unmittelbar nach der Bit-Änderung. Die Schrittweitenanpassung von WEA erfolgt dagegen über entsprechende Stellmotoren, die den Blattwinkel der Flügel verändern und daher mit einer gewissen Trägheit verbunden sind. Bei solchen leistungstechnisch großen Anlagen ist der Schrittweitenbereich deutlich feiner, mindestens in 10 % Schritten, häufig auch in 1 % Schritten bezogen auf die Bemessungsscheinleistung [21]. Daraus lassen sich entsprechend feinere Sollwertvorgaben im Detektionsverfahren vorgeben. Diese sind in der Konzeptionierung zu berücksichtigen. Um solche Steuermöglichkeiten möglichst realitätsnah in Software-Algorithmen zu modellieren, sind entsprechende anlagenspezifische Aktormodelle erforderlich [21].

3.4.1.3 Konzeptdarstellung

Die vorangegangenen Überlegungen sind im Folgenden in ein entsprechendes Konzept zu überführen, sodass mithilfe von stellfähigen Aktoren eine mögliche Schaltzustandsänderung zu detektieren ist. Der Q-Modulation ist zunächst eine passive Schaltzustandsdetektion vorausgegangen, in der eine ungefähre Lokalisierung einer potentiellen Schaltzustandsänderung erfolgt ist (vgl. Abschnitt 3.5).

Das Detektionsverfahren lässt sich grundsätzlich in die in Abbildung 3.21 dargestellten Sende- und Analyse-Methoden unterteilen. Die Sende-Methode identifiziert zunächst einen geeigneten Aktor, ermittelt einen Sollwert und sendet diesen an die entsprechenden Kommunikationseinheiten weiter. Die Aktoridentifizierung erfolgt auf Basis der vorangegangenen Lokalisierung durch das passive Detektionsverfahren. Dazu wird die Sensitivitätsmatrix \underline{M} der betreffenden Messstelle auf potentielle Aktoren durchsucht. Diejenigen Aktoren mit einer Mindestsensitivität $\underline{M}_{m,a}^{\min}$ und verfügbaren Stellfähigkeiten werden in eine Tabelle (vgl. Tabelle 3.3) zusammengefasst. Der Aktor mit der größten Sensitivität und einem ausreichenden Q-Vermögen, um detektierbare Netzzustandsänderungen hervorzurufen, wird primär ausgewählt.

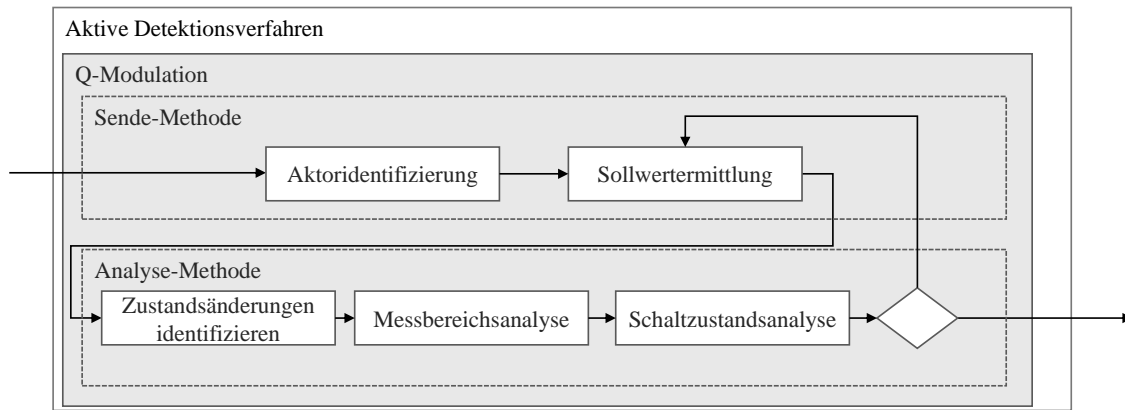


Abbildung 3.21: Schematische Konzeptdarstellung der Q-Modulation

Die Sollwertermittlung ist derart zu bestimmen, dass eine messbare Netzzustandsänderung anhand einer Spannungsänderung stattfindet. Die (lokale) Netzzustandsänderung wird dabei einerseits vom Q-Vermögen und andererseits von der Sensitivität beeinflusst. Standardmäßig sind DEA auf einen $\cos(\varphi) = 1$ eingestellt, sodass keine zusätzliche Blindleistung eingespeist wird. Das maximale Q-Vermögen $\Delta Q_{a,\max}$ bestimmt sich dann aus dem minimalen bzw. maximalen Leistungsfaktor $\cos(\varphi_{\max})$ und der dargebotsabhängigen Einspeiseleistung S_{Ist} .

$$\Delta Q_{a,\max} = S_{\text{Ist}} \cdot \sin(\varphi_{\max}) \quad (3.38)$$

In der Sollwertermittlung (vgl. Abbildung 3.21) ist das maximale Q-Vermögen eines Aktors darüber hinaus mit Hilfe von Gleichung (3.15) zunächst auf die anzunehmenden Netzzustandsänderungen zu überprüfen, sodass keine kritische Beeinflussung des Netzzustandes resultiert.

Nach dem Übermitteln des Sollwerts vergeht eine bestimmte Zeit t_{delay} bis die Auswirkungen des Befehls über Messtechnik erfasst werden können. Die Kommunikationsübertragung sowie die Aktorträgheiten sind dabei die wesentlichen Zeitkonstanten, die die Umsetzungszeit beeinflussen. Aufgrund von Zeitunsynchronitäten zwischen den zurückgemeldeten Sollwerten der Aktoren und den übermittelten Messwerten bedarf es einer Analyse-Methode, die den Zeitpunkt der Sollwertumsetzung identifiziert. Die Identifizierung erfolgt dabei nach ähnlichem Prinzip wie in Kapitel 3.3.4 erläutert, indem die prognostizierten Netzzustandsänderungen mittels der Messungen nach der Sollwertumsetzung verglichen werden.

Anhand der erstellten Aktor-Tabelle (vgl. Tabelle 3.3) lässt sich ein Detektionsbereich definieren, in dem mögliche Schaltzustandsänderungen anhand der Messwerte detektiert werden können. An Netzknoten bzw. Messstellen, die topologisch zu weit von der Sollwertänderung entfernt liegen, beispielsweise in einem anderen Netzstrang, lassen sich keine Netzzustandsänderungen identifizieren und können nicht bewertet werden. Die Messbereichsanalyse dient daher zur Identifizierung einer Detektionsreichweite.

Abweichungen zwischen den prognostizierten Netzzustandsänderungen und den messtechnisch erfassten Netzzustandsänderungen dienen als Bewertungsgrundlage für die Schaltzustandsanalyse. Es sind die Gleichungen (3.24) bis (3.26) anzuwenden. Die Netzzustandsänderungen bei einer Blindleistungsänderung sind jedoch gegenüber den beschriebenen Störeinflüssen schwieriger zu identifizieren, sodass die Sollwertanpassung periodisch wiederholt und dem Netzzustand ein charakteristisches Verhalten aufgeprägt bzw. aufmoduliert wird.

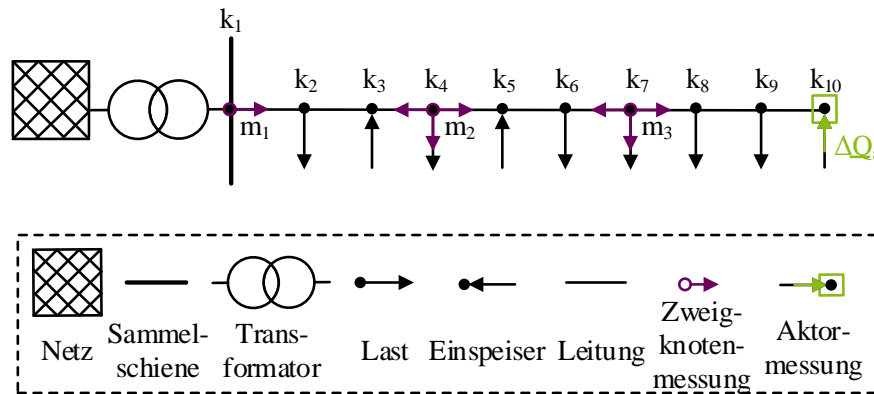


Abbildung 3.22: Beispielhafter Netzstrang mit drei Messstellen sowie einem DEA-Aktor

Zur Veranschaulichung der periodischen Modulation sowie der Wirkungsweise von Blindleistungsänderungen auf unterschiedlich sensitive Netzknoten sei zunächst der in Abbildung 3.22 dargestellte Netzstrang betrachtet.

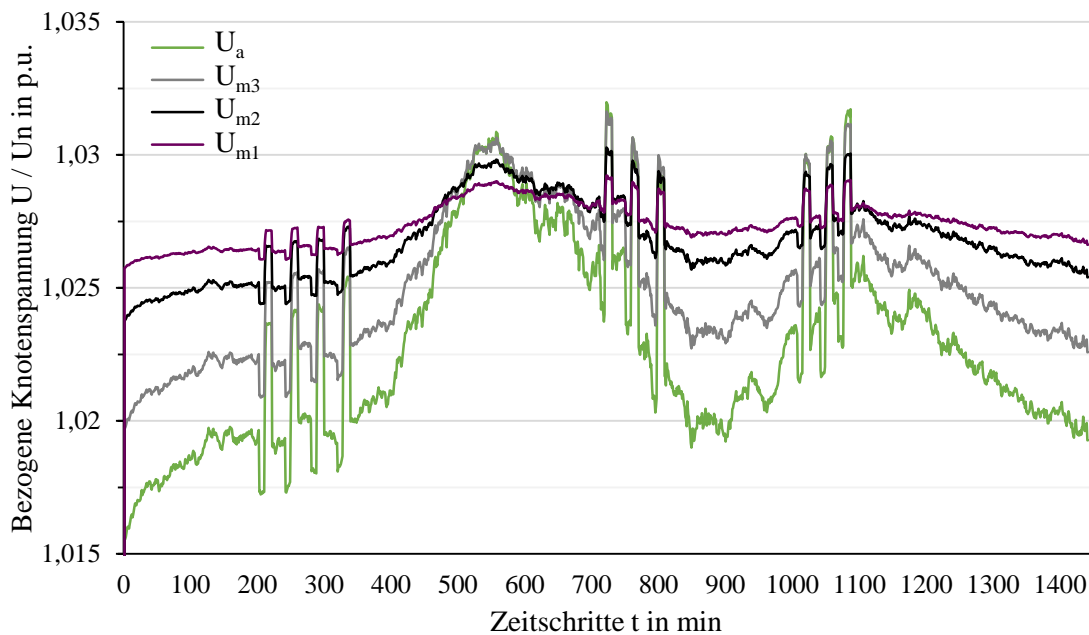


Abbildung 3.23: Spannungsverläufe und exemplarische Q-Modulation

An Netzknoten k_{10} ist eine DEA, welche ihr Blindleistungsverhalten über einen Sollwert verändert und anhand von ΔQ_a beschrieben wird. Netzknoten k_{10} ist zudem der sensitivste Netzknoten im Netzstrang, da dieser über die längste Leitungstrecke mit dem Slackknoten k_1 verbunden ist und die höchste Leitungsimpedanz aufweist. Aufgrund dieser Tatsache sind die Auswirkungen auf die Spannungsänderungen an diesem Netzknoten am signifikantesten (vgl. U_a in Abbildung

3.23). Auf der Abszisse ist der zeitliche Simulationshorizont dargestellt, in dem drei Modulationsblöcke mit jeweils drei bzw. vier Modulationsflanken dargestellt sind. Modulationsflanken sind in diesem Zusammenhang als spannungshebende sowie spannungssenkende Effekte definiert. Die spannungshebende Wirkung entsteht entweder durch eine induktive Einspeisung oder einen kapazitiven Verbrauch. Entsprechend hat ein induktiver Blindleistungsverbrauch eine spannungssenkende Wirkung, wie auch eine kapazitive Blindleistungseinspeisung. Die spannungshebenden bzw. -senkenden Effekte ermöglichen dadurch ein größeres Q-Vermögen (vgl. Abbildung 3.20). Ebenfalls aus Abbildung 3.23 abzuleiten ist die unterschiedliche Wirkung einer betragsmäßigen gleichen Blindleistungsänderung ($\Delta Q_{a,\text{induktiv}} = \Delta Q_{a,\text{kapazitiv}}$). Aufgrund der Betriebsmittel- und Anschlussnehmereigenschaften sind Mittel- und Niederspannungsnetze eher induktiv geprägt, sodass induktive Blindleistungen einen größeren Effekt auf die Spannung verursachen, wohingegen kapazitive Blindleistungsänderungen zunächst einen kompensierenden Effekt hervorrufen. Die Spannungsamplitude bei der hebenden induktiven Q-Einspeisung ist daher größer als die der senkenden kapazitiven Q-Einspeisung.

Weiterhin lässt sich eine abfallende Wirkung der Spannungsänderungen zum Transformator erkennen. U_{m1} stellt die Sammelschienenspannung bzw. Slackspannung dar und zeigt die geringsten Spannungsänderungen gegenüber den anderen Spannungsverläufen. Mit steigender Entfernung zum Blindleistungsänderungsknoten verliert das vorgestellte Detektionsverfahren seine Wirksamkeit. Daher werden im anschließenden Abschnitt wichtige Kenngrößen beschrieben, sodass die Q-Modulation möglichst effizient eingesetzt werden kann.

3.4.1.4 Kenngrößenermittlung

Die Detektionswirksamkeit bzw. der Detektionserfolg der Q-Modulation hängt von einigen Eigenschaften ab, welche in diesem Abschnitt detaillierter betrachtet werden. Zur Veranschaulichung der nachfolgenden Erläuterungen sei zunächst ein exemplarisches Netzgebiet dargestellt:

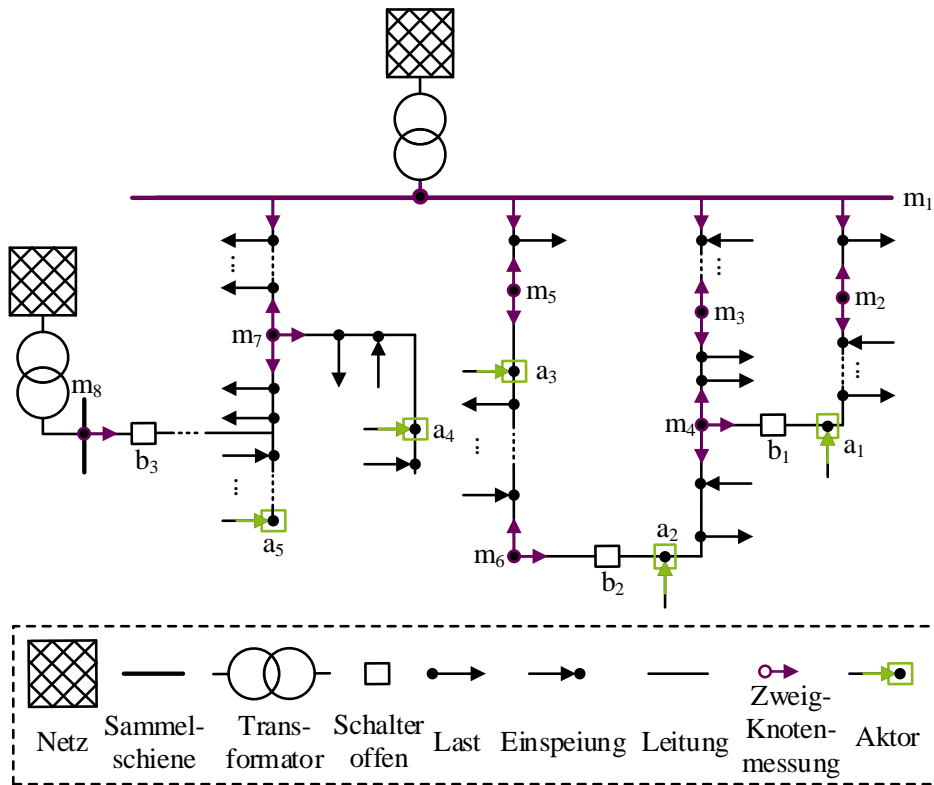


Abbildung 3.24: Beispielhaftes MS-Netzgebiet zur Veranschaulichung von Kenngrößen der Q-Modulation

Zunächst sind die quasistatischen Gegebenheiten zwischen Aktoren und den Messstellen zu bewerten. Dazu wird eine reduzierte Sensitivitätsmatrix \underline{M}_{red} verwendet, welche lediglich die Netzipedanzen zwischen Aktoren a und Messstellen m darstellt. Tabelle 3.3 stellt die Zusammenhänge aus dem exemplarischen Netzgebiet (Abbildung 3.24) dar. Eine Leistungsänderung verursacht lokal, das heißt am Aktor selbst (Spalte a_a), die größten Zustandsänderungen. Messstelle m_4 liegt elektrisch zu Aktor a_2 am nächsten, sodass sich die Sollwertänderungen an dieser Messstelle ebenfalls für eine Schaltzustandsänderung analysieren lassen. Gleiches gilt für Messstelle m_3 , wohingegen m_1 zu unsensitiv gegenüber Aktor a_2 ist und damit nicht für die Bewertung geeignet ist. Für die Messstellen m_5 bis m_8 , welche an anderen Transformatorabgängen angeschlossen sind, gilt selbiges.

Tabelle 3.3: Reduzierte Sensitivitätsmatrix in Abhängigkeit der Aktoren a und Messstellen m (Sensitivität M_{ij} als Betrag und in Ω)

	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5	m_6	m_7	m_8	a_a
a_1	M_{a_1,m_1}	M_{a_1,m_8}	M_{a_1,a_1}
a_2	0,237	0,117	1,472	1,611	0,117	0,117	0,117	0	2,342
a_3	M_{a_3,m_1}	M_{a_3,m_8}	M_{a_3,a_3}
a_4	M_{a_4,m_1}	M_{a_4,m_8}	M_{a_4,a_4}
a_5	0,183	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	2,213	0	3,148

In dem dargestellten Beispiel ist Schalter b_2 geöffnet, das heißt Aktor a_2 weist keine bzw. nur eine geringe Sensitivität zu m_6 , die durch den Transformator resultiert, auf. Für die Bewertung einer Schaltzustandsänderung sind aber auch die Sensitivitäten im geschlossenen Schaltzustand von Bedeutung, um die theoretischen bzw. physikalischen Zusammenhänge nachbilden zu können. Daher wird eine zusätzliche Sensitivitätsmatrix abgeleitet, in der alle Schaltzustände als geschlossen modelliert werden, sodass die elektrischen Verbindungen aller Leitungen abgebildet sind.

Die Sensitivitäten zwischen Aktoren und Messstellen geben die grundlegenden Detektionsgrenzen für die Q-Modulation vor. Analysierbare Einflüsse hängen weiterhin von dem Q-Vermögen ab. Für geringe Sensitivitäten zwischen Aktor und Messstelle braucht es ein entsprechendes größeres Q-Vermögen. Die veränderliche Netzlast ist für die Q-Modulation, wie auch für andere probabilistische Detektionsverfahren, als Störgröße zu definieren, da diese die Analysefunktionen beeinträchtigt. Je homogener die Netzlast innerhalb des Analysezeitraums, desto einfacher lassen sich Q-Änderungen an den ausgewählten Messstellen untersuchen.

Eine qualitative Bewertung der Kenngrößen erfolgt in Kapitel 5, jedoch lassen sich folgende grundlegenden Kenngrößen wie folgt zusammenfassen:

- Sensitivitätsbeziehungen zwischen steuerbaren Aktoren und Messstellen $\underline{M}_{a,m}$
- Q-Vermögen der Aktoren als maximale Sollwertgröße
- Volatilität der Netzlast innerhalb des Analysezeitintervalls als erschwerende Störgröße

Schlussendlich ist die Durchdringung bzw. der Ausstattungsgrad von Aktoren und Messstellen maßgeblich entscheidend für die Detektionsgüte des Detektionsverfahrens. Ein optimaler Ausstattungsgrad wird ebenfalls in Kapitel 5 abgeleitet.

3.4.2 Transformatorstufung

Nicht nur steuerbare Aktoren in Form von dezentralen Einspeisern und Verbrauchern stellen ein Instrument für die Schaltzustandsdetektion dar, sondern auch der regelbare Transformator. Unter regelbare Transformatoren werden in diesem Kontext alle Transformatoren verstanden, welche über IKT fernwirktechnisch ansteuerbar sind. Dazu zählen Transformatoren im HS/MS-Umspannwerk sowie rONT in der MS/NS-Netzstation. Während Blind- bzw. Wirkleistungsänderungen von DEA selektive bzw. topologiespezifische Zustandsänderungen bewirken, wirkt sich eine Transformatorstufung nahezu homogen auf alle Netzknoten gleichermaßen aus. Der Stufenschalter der Transformatoren ist in der Lage, das Übersetzungsverhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite unter Last zu verändern und kann dadurch die Spannung im laufenden Betrieb beeinflussen. Je nach Betriebsweise und Auslastung eines individuellen Netzes können solche Stufungen mehrmals pro Tag durch den Netzbetreiber erfolgen. In einem solchen Fall werden die Auswirkungen der Stufung als passive Schaltzustandsdetektion analysiert. Eine Transformatorstufung

kann aber auch als aktive Detektionsmaßnahme in die Detektionsstrategie integriert werden. Unabhängig von dem Grund der Transformatorstufung sind die Spannungsänderungen an den jeweiligen Messstellen zu untersuchen und entsprechend für eine Schaltzustandsdetektion zu verwenden.

Die grundlegende Voraussetzung für die Anwendbarkeit der nachfolgenden Beschreibungen ist, dass die untersuchten Netzgebiete über zwei oder mehr Transformatoren versorgt werden. In der Mittelspannungsebene ist dies aus Zuverlässigkeitsgründen zumeist der Fall, in der Niederspannungsebene dagegen eher selten. Daher findet das Detektionsverfahren primär in der Mittelspannungsebene Anwendung.

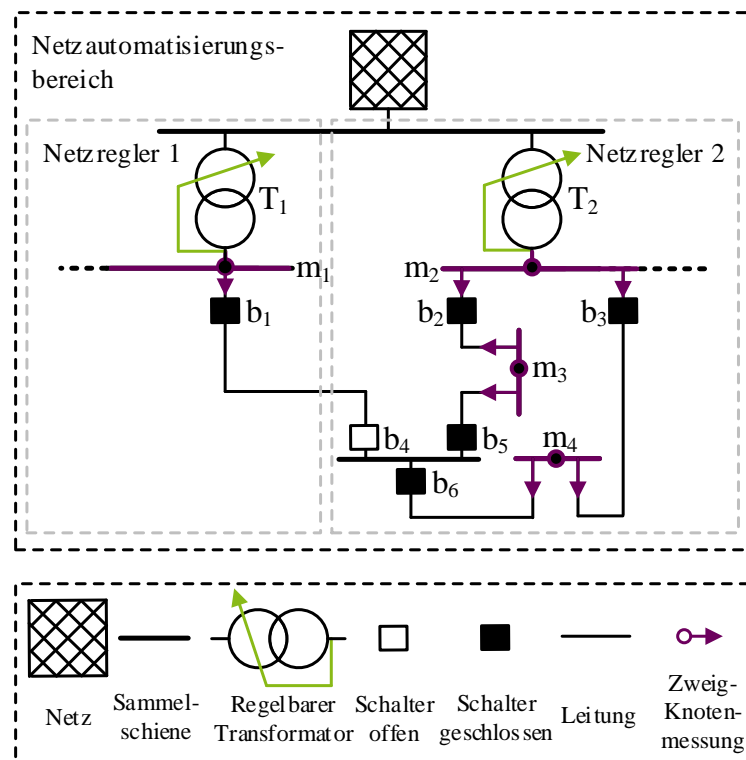


Abbildung 3.25: Netzautomatisierungsgebiet mit zwei Netzeinspeisungen

Die vorangegangene Grafik sei verwendet, um die Zusammenhänge einfacher zu veranschaulichen. Das dargestellte MS-Netzgebiet verfügt über zwei regelbare Transformatoren, die jeweils eine Teilautomatisierung des gesamten Netzautomatisierungsbereichs darstellen. Dem Transformator T_1 ist entsprechend die Messstelle m_1 zugeordnet und dem Transformator T_2 die Messstellen m_2 , m_3 und m_4 . Die Entkopplung der Netzbereiche erfolgt durch den geöffneten Schalter b_4 . Erfolgt eine Trennstellenverlagerung, indem Schalter b_4 geschlossen und die Schalter b_2 und b_6 geöffnet werden, kann eine Transformatorstufung ein hilfreiches Werkzeug zur Detektion der Schaltzustandsänderungen darstellen. Dazu sei angenommen, dass Transformator T_1 eine Stufung vornimmt. Diejenigen Messstellen, welche eine Spannungsänderung entsprechend der Stufenanpassung wahrgenommen haben, werden mit ihren aktuellen Messstellenzugehörigkeiten vergli-

chen. Die Messstellenzugehörigkeit ordnet Messstellen den Netzreglergebieten zu. Die Transformermessstelle m_1 ist nach wie vor dem Netzregler 1 zuzuordnen, jedoch ebenso nun auch m_3 . Die Zustandsänderung an m_3 wird anschließend als Analyseausgangspunkt genutzt und deren benachbarten Messstellen betrachtet. Dazu sind drei relevante Netzbezirke zu analysieren:

- NB_{m_3, m_2} : Messstelle m_2 hat keine Spannungsänderung gemessen, entsprechend ist Schalter b_2 zu öffnen
- NB_{m_3, m_1} : Messstelle m_1 hat eine Spannungsänderung gemessen, entsprechend ist Schalter b_4 zu schließen
- NB_{m_3, m_4} : Messstelle m_4 hat keine Spannungsänderung gemessen, entsprechend ist Schalter b_6 zu öffnen

Mit Hilfe dieser trivialen Vergleiche der Messstellenzugehörigkeiten und nahezu gleichverteilten Spannungsänderungen an den Messstellen können Schaltzustandsänderungen an Netzbezirksrandgebieten sicher ermittelt werden. Das Detektionsverfahren dient primär als passive Überwachungsfunktion, wenn im Netzbetrieb eine Transformatorstufung durchgeführt wird. Das Detektionsverfahren kann aber auch als aktive Maßnahme in Kombination mit anderen Detektionsverfahren zu Detektionsstrategien integriert werden.

3.5 Entwicklung von Detektionsstrategien

Im Nachfolgenden werden die zuvor beschriebenen Detektionsverfahren miteinander kombiniert, sodass Detektionsstrategien für ausgewählte Anwendungsfälle abgeleitet werden können. Da die Anwendungsfälle sehr vielfältig sein können, wird zunächst eine spannungsebenenunabhängige Detektionsstrategie formuliert und in Abschnitt 3.5.5 eine Empfehlung für die Mittel- und Niederspannungsebene abgeleitet. Die Topologie eines Inselnetzes wird als Sonderform verstanden und entsprechend in einem separaten Abschnitt 3.6 beschrieben.

3.5.1 Automatisierte Topologienachführung

Die automatisierte Topologienachführung ist im eigentlichen Sinne keine Detektionsstrategie, sondern lediglich eine Nachführung von Schaltzuständen, die über eine Kommunikationsverbindung der Netzautomatisierung zugeführt werden. Analog zu den Messwerten lassen sich ebenso Schaltzustände beispielsweise über die Leitstelle in die Netzautomatisierung integrieren. Die Leistungsschalter der UW-Abgangsfelder sind über eine fernwirktechnische Kommunikationsverbindung ausgestattet, sodass deren Schaltzustände in der Leitstelle digitalisiert sind und ein Beispiel für eine solche Schaltzustandsnachführung darstellen. Ein solcher Digitalisierungsgrad der Netzdaten trifft allerdings nur auf einen kleinen Teil der Mittel- und Niederspannungsnetze zu. Mitunter sind diese zwar digitalisiert, verfügen jedoch über keine geeignete Prozessanbindung

zum Netzautomatisierungssystem, sodass es trotzdem einer Topologiedetektion bedarf. Der Vollständigkeit halber sei diese Art der Topologiedetektion jedoch aufgeführt, da eine dynamische Anpassung bzw. Berechnung der Netztopologie dennoch stattfinden muss.

3.5.2 Topologiemodellbasierte Detektionsstrategie

Für die topologiemodellbasierte Detektionsstrategie geht eine Vorprojektierung voraus, in der typische Netzkonfigurationen in vordefinierte Topologiemodelle (TM) bzw. in einem Topologiemodell-Katalog zusammengefasst werden. Die daraus folgende Reduzierung der möglichen Schaltkombinationen vereinfacht die Detektionskomplexität, ist aber nicht immer möglich (vgl. Abschnitt 3.5.3).

Eine grundsätzliche Anforderung von Detektionsverfahren, gleich ob der Topologiedetektion oder anderer Detektionsverfahren wie z.B. die Erkennung von leistungsintensiven Verbrauchern und Einspeisern, ist eine möglichst minimale Beeinflussung des aktuellen Netzzustandes. Daher werden passive Detektionsverfahren bevorzugt und aktive Detektionsverfahren nur bei Unsicherheiten bzw. nicht eindeutigen Ergebnissen angewendet.

Abbildung 3.26 stellt den schematischen Ablauf der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie dar. Nach jedem Detektionsverfahren erfolgt eine Bewertung in der entsprechenden Analyse-methode. Die Zweigstromüberwachung (vgl. Abschnitt 3.3.1) überprüft kontinuierlich im zyklischen Netzautomatisierungsbetrieb die Schaltzustände, welche an einer direkten (Strom-)Zweigmessung liegen. Korrespondieren die Schaltzustände nicht mit der Zweigstrommessung ($\dot{I}_{ij,m}$), kann nicht nur der einzelne Schaltzustand des betreffenden Schalters ermittelt werden, sondern gegebenenfalls ein ganzes TM in der Detektionsbewertung ausgeschlossen werden ($p_{Est}^{TM} = 0\%$). So können die vordefinierten TM mit Hilfe der Zweigstromüberwachung gegebenenfalls weiter reduziert werden, sodass die Detektionskomplexität für die nachfolgenden Detektionsverfahren weiter vereinfacht werden kann.

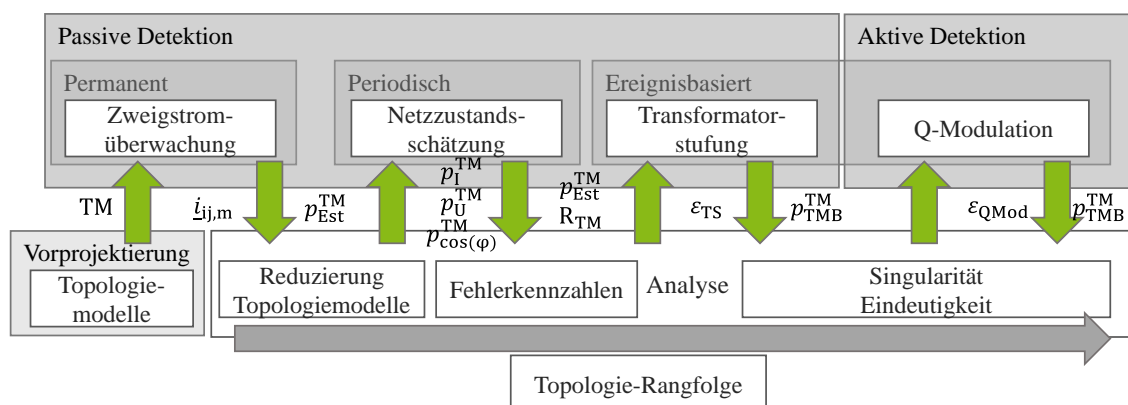


Abbildung 3.26: Ablaufdiagramm der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie

Daran anschließend folgt die modellspezifische Netzzustandsschätzung mit der Bestimmung der Fehlerkennzahlen ($p_I^{\text{TM}}, p_U^{\text{TM}}, p_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}$, Abschnitt 3.3.5). Anhand der Fehlerkennzahlen wird eine erste Topologie-Rangfolge bestimmt. Das TM mit den geringsten Fehlerkennzahlen bzw. der höchsten TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ wird dem höchsten Rang zugeordnet (vgl. Abschnitt 3.3.5). Dies erfolgt entsprechend für alle TM. Eine wichtige Kenngröße für die Bewertung der TM und gegebenenfalls für weiterführende Detektionsverfahren ist die Spannweite R_{TM} , welche sich aus den TM-Wahrscheinlichkeiten (vgl. Gleichung (3.34)) der einzelnen TM ableitet (Gleichung (3.39)). Unterschreitet die Spannweite R_{TM} die Schranke ε_{TM} , ist keine hinreichende Unterscheidbarkeit der TM vorhanden und das Verfahren ist zu einer neuen Netzzustandssituation zu wiederholen und erneut auf Unterscheidbarkeit zu prüfen.

$$R_{\text{TM}} = |p_{\text{Est,max}}^{\text{TM}} - p_{\text{Est,min}}^{\text{TM}}| < \varepsilon_{\text{TM}} \quad (3.39)$$

Unter Umständen kann die Spannweite auch nach einer parametrierbaren Bewertungszyklenanzahl eine zu geringe Differenz aufweisen, sodass keine gesicherte Topologiedetektion stattfinden kann. Ursachen hierfür können eine zu geringe Varianz in den TM und eine zu homogene Netzauslastung zum Zeitpunkt der Netzzustandsschätzung sein. In solchen Fällen erfolgt eine aktive Q-Modulation.

Die Auswahl eines geeigneten Aktors erfolgt durch einen Sensitivitätsvergleich der TM. In den Netzbezirken, in denen die Differenz der Sensitivitäten am größten ist, unterscheiden sich die TM am stärksten voneinander, sodass eine aktive Netzzustandsänderung zu einer besseren Unterscheidbarkeit führt. Die daraus aggregierte TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{TMB}}^{\text{TM}}$ lässt sich aus den TM-Wahrscheinlichkeiten des Schätzfehlerkennzahlen-Verfahrens $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ und den Schaltzustandsänderungswahrscheinlichkeiten der Q-Modulation $\varepsilon_{\text{QMod}}$ sowie der Transformatorstufung ε_{TS} berechnen. $\varepsilon_{\text{QMod}}$ und ε_{TS} wirken dabei als Multiplikationsfaktoren für die TM-Wahrscheinlichkeiten $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$.

$$p_{\text{TMB}}^{\text{TM}} = p_{\text{Est}}^{\text{TM}} \cdot \varepsilon_{\text{QMod}} \cdot \varepsilon_{\text{TS}} \quad , \quad \varepsilon_{\text{QMod}}, \varepsilon_{\text{TS}} \in [0; 2] \quad (3.40)$$

Anhand der Simulationsuntersuchungen in Kapitel 5 werden eine Vielzahl an Szenarien untersucht und daraus eine Detektionsgüte für die einzelnen Detektionsverfahren, aber auch für die Detektionsstrategien, abgeleitet.

3.5.3 Selektive Detektionsstrategie

Der selektiven Detektionsstrategie geht keine Definition von Topologiemodellen voraus. In der Initialisierung der Netzautomatisierung wird eine *default*-Topologie definiert, die aus den statischen Schaltzuständen in den Schalterparametern hervorgeht. Schaltzustandsänderungen werden dann selektiv zur *default*-Topologie angepasst. Fernwirktechnisch und kommunikativ angebundene Schalter mit einer entsprechenden Prozessdatenanbindung, analog zur automatisierten Topologienachführung, werden unmittelbar aktualisiert. Die verbleibende Schaltermenge, welche über keine Prozessdatenanbindung verfügt, ist bei Schaltzustandsänderungen entsprechend selektiv zu detektieren und anzupassen.

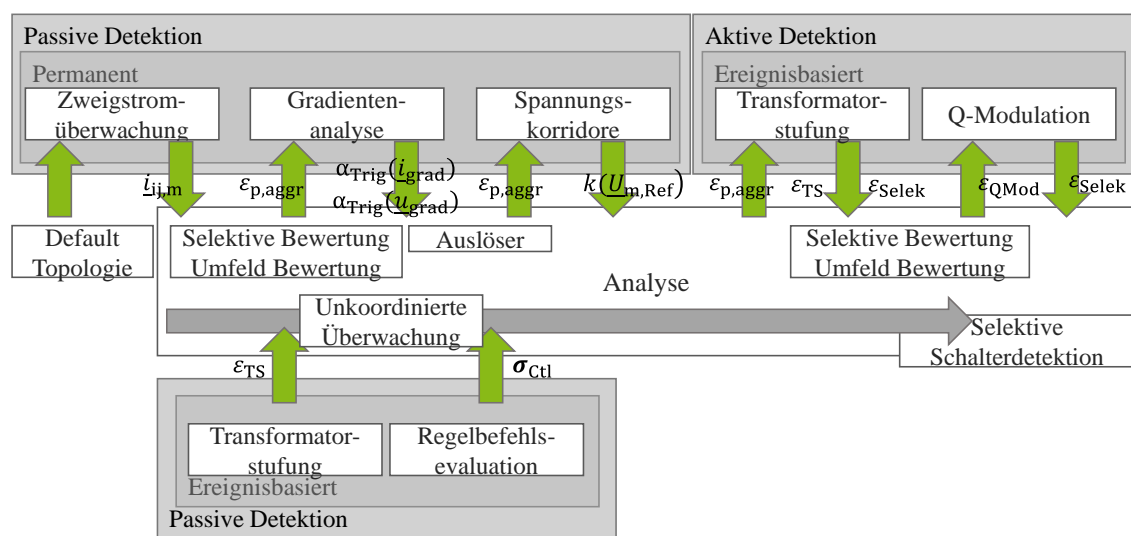


Abbildung 3.27: Konzept der Selektiven Detektionsstrategie

Wie auch bei der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie stellen die passiven und kontinuierlichen Detektionsverfahren das erste Detektionsinstrument dar. Grundsätzlich erfolgt nach jedem Detektionsverfahren eine Bewertung bzw. Analyse, sodass bei hinreichender Detektionssicherheit $\epsilon_{p,aggr}$ (Gleichung (3.41), Intervall 3) die Detektion beendet werden kann, ohne zusätzliche Detektionsverfahren durchführen zu müssen. Zu den passiven permanenten Detektionsverfahren können ereignisbasierte Detektionsverfahren wie die Transformatorstufung und die Regelbefehls-evaluation als zusätzliche passive Detektionsinstrumente genutzt werden. Diese sind zwar unter Umständen nicht in den Teilnetzbereichen, in denen eine Schaltzustandsänderung vermutet wird, können jedoch eine zusätzliche Überwachungsfunktion erfüllen. Beide Detektionsverfahren sind daher in Abbildung 3.27 als unkoordinierte Überwachung dargestellt und von den aktiven Detektionsverfahren getrennt zu betrachten. Die Zweigstromüberwachung ($\dot{I}_{ij,m}$), die Gradientenanalyse ($\alpha_{Trig}(\dot{I}_{grad}), \alpha_{Trig}(u_{grad})$) sowie die Ermittlung von Spannungskorridoren $k(U_{m,Ref})$ bilden die grundlegenden passiven Detektionsverfahren. Die definierten Probabilitätskenngrößen der einzelnen Detektionsverfahren werden zu einer passiven Schaltänderungsprobabilität $\epsilon_{p,aggr}$ aggregiert und mit einer minimalen $\epsilon_{p,aggr}^{min}$ sowie maximalen Detektionsschranke

$\varepsilon_{p,aggr}^{\max}$ verglichen (Gleichung (3.41)). Bleibt die (aggregierte) Probabilitätskenngröße unterhalb $\varepsilon_{p,aggr}^{\min}$ (Intervall 1) so ist von keiner Schaltzustandsänderung auszugehen und die Detektionsverfahren laufen kontinuierlich im Netzautomatisierungsprozess mit.

$$\left\{ \begin{array}{l} \varepsilon_{p,aggr} \leq \varepsilon_{p,aggr}^{\min} \\ \varepsilon_{p,aggr}^{\min} < \varepsilon_{p,aggr} < \varepsilon_{p,aggr}^{\max} \\ \varepsilon_{p,aggr} \geq \varepsilon_{p,aggr}^{\max} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \varepsilon_{p,aggr}^{\min} = 0,3 \\ \varepsilon_{p,aggr}^{\max} = 0,8 \end{array} \quad (3.41)$$

Ist $\varepsilon_{p,aggr}^{\min}$ überschritten, aber $\varepsilon_{p,aggr}^{\max}$ unterschritten (Intervall 2) ist von einer Schaltzustandsänderung auszugehen, jedoch ist keine hinreichende Detektionsprobabilität erreicht, sodass aktive Detektionsverfahren anzuwenden sind. Über die aktive Transformatorstufung lassen sich die Messstellenzugehörigkeiten verschiedener Netzreglerbereiche überprüfen und Schaltzustandsänderungen an den Grenzen der Netzbezirke detektieren. Eine gezielte Schaltzustandsdetektion ist jedoch nur bedingt durch die Transformatorstufung möglich. Die Q-Modulation dagegen kann für eine spezifische Detektion eingesetzt werden. Mit den parametrierbaren Modulationsiterationen kann die Detektionsunsicherheit minimiert und eine hinreichende (aggregierte) Schaltänderungsprobabilität ($\varepsilon_{\text{Selekt}}$) erreicht werden. Die effektive Anwendung der Q-Modulation bedingt, wie auch für die anderen Detektionsverfahren, eine ausreichende Anzahl von steuerbaren Netzaktoren sowie Messausstattung.

$$\varepsilon_{\text{Selekt}} = \varepsilon_{p,aggr} \cdot \varepsilon_{QMod} \cdot \varepsilon_{TS} \quad , \quad \varepsilon_{QMod}, \varepsilon_{TS} \in [0; 2] \quad (3.42)$$

Die Gesamtprobabilität $\varepsilon_{\text{Selekt}}$ (Gleichung (3.42)) leitet sich aus der Multiplikation der aggregierten Schaltänderungsprobabilität $\varepsilon_{p,aggr}$, der Probabilität der Q-Modulation ε_{QMod} und der Transformatorstufung ε_{TS} ab. ε_{TS} und ε_{QMod} können dabei als Verstärkungsfaktor ($\varepsilon_{QMod}, \varepsilon_{TS} > 1$) bzw. Dämpfungsfaktor ($\varepsilon_{QMod}, \varepsilon_{TS} < 1$) interpretiert werden. Bei Nicht-Anwendung eines aktiven Detektionsverfahrens wird ein *default*-Wert von eins definiert.

3.5.4 Sensitivitätskoeffizienten

Eine in diesem Kontext ebenfalls erwähnenswerte Topologiemodellierungsstrategie ist der Ansatz von Sensitivitätskoeffizienten. Die in Abschnitt 3.1 vorgestellte Netzmodellierung in Form eines Knoten-Kanten-Modells ist hierbei nicht erforderlich. Ebenso ist die Ermittlung der Knotenpunktadmittanzmatrix, in der auch die Schaltzustände repräsentiert werden, für diese Form der Netzmodellierung nicht notwendig.

Um dennoch eine Abschätzung über die Netzzustandsänderungen von Regelmaßnahmen treffen zu können, werden stattdessen Sensitivitätskoeffizienten ermittelt [38]. Diese Sensitivitätskoeffizienten beschreiben einen linearisierten Zusammenhang zwischen Spannungsänderungen und Leistungsänderungen [38].

$$K_{P_{m,a}} = \frac{\partial U_m}{\partial P_a} \quad (3.43)$$

$$K_{Q_{m,a}} = \frac{\partial U_m}{\partial Q_a} \quad (3.44)$$

Die zeitliche Änderung einer gemessenen Spannungsamplitude U_m ist in Bezug zur zeitlichen Änderung einer Wirk- (P_a) bzw. Blindleistungseinspeisung (Q_a) an einem Netzaktor zu setzen. Die gezielten Leistungsänderungen (Sollwerte) an den Netzaktoren sind über ein definiertes Zeitintervall zu wiederholen, um gemittelte Sensitivitätskoeffizienten zu erhalten [37, 87]. Die Beziehungen sind zwischen sämtlichen Netzaktoren a und Messstellen m durchzuführen, sodass schlussendlich eine Matrix aus Sensitivitätskoeffizienten resultiert. Der Netzzustand wird anhand der Zustandsgrößen der Messstellen ermittelt. Topologieveränderungen werden durch die zyklische Neuberechnung der Sensitivitätskoeffizienten nachgebildet. Eine Netzzustandsschätzung mit geschätzten Zustandsgrößen an allen Netzknoten und Leitungen durch eine Leistungsflussberechnung ist jedoch ohne eine Netzmodellierung nicht möglich. Im Falle einer notwendigen Netzzustandsregelung können die Zustandsänderungen über die jeweiligen Koeffizienten einer Koeffizientenmatrix abgeschätzt werden.

Es lassen sich Parallelen zu den hier beschriebenen Detektionsverfahren in Bezug auf den Linearisierungsansatz der Sensitivitäten identifizieren. Die Problematik der veränderlichen Netzlast wirkt sich allerdings auch auf die Ungenauigkeiten der errechneten Sensitivitätskoeffizienten aus. Diese lassen sich über die Berücksichtigung von Unsicherheiten bzw. Probabilitätskenngrößen für die beschriebenen Detektionsverfahren minimieren. Daher sind Schaltzustandsänderungen über ein quantifizierbares Netzmodell und aus dem Netzmodell abgeleitete Sensitivitäten einfacher zu detektieren als über die Berechnung von fiktiven Sensitivitätskoeffizienten. Darüber hinaus sind die erforderlichen Aktoransteuerungen zur Berechnung der Sensitivitätskoeffizienten häufig und kontinuierlich durchzuführen um Schaltzustandsänderungen in Form von Veränderungen der Sensitivitätskoeffizienten detektieren zu können. Daher wird diese Detektionsstrategie für diese Arbeit nicht verwendet.

3.5.5 Ableitung von Detektionsstrategien für die Mittel- und Niederspannungsebene

Aus den zuvor beschriebenen Detektionsverfahren und den daraus abgeleiteten Detektionsstrategien erfolgt nachfolgend eine Bewertung der Anwendbarkeit für die Nieder- und Mittelspannungsebene:

Niederspannungsebene

Aufgrund der im Vergleich zur Mittelspannungsebene geringen Anzahl von Schaltern und der typischen Netzbetriebsweise der VNB lassen sich für die Niederspannungsebene TM definieren. Eine TM-Anzahl von $n_{TM} = 5$ lässt sowohl eine ausreichende Topologievarianz zu und ist software- bzw. rechenzeittechnisch umsetzbar. Dadurch eignet sich die topologiemodellbasierte Detektionsstrategie besonders gut, welche die Fehlerkennzahlen in der iterativen Netzzustandsschätzung als Kerndetektionsverfahren beinhaltet. Die typischen Topologien sind hierbei in der Vorprojektierung zu definieren. Je mehr sich dabei die TM untereinander unterscheiden, desto größer sind die Spannweiten der Fehlerkennzahlen bzw. TM-Wahrscheinlichkeiten und desto weniger sind aktive Detektionsverfahren anzuwenden. Als aktive Detektionsverfahren kann die Q-Modulation angewendet werden. Aufgrund des größeren R/X -Verhältnisses (vgl. Tabelle 3.2) ist in der Niederspannungsebene ein größeres Q-Vermögen notwendig um eine detektierbare Spannungsänderung zu erreichen als auf der Mittelspannungsebene. Daher ist für die erfolgreiche Anwendung der Q-Modulation auf der Niederspannungsebene mehr Blindleistung oder eine größere Akktor- und Messdurchdringung notwendig. Eine Digitalisierung der Schaltzustände ist in der Regel nicht gegeben. Fernwirktechnisch und kommunikativ gekoppelte Schalter kommen in der Niederspannungsebene ebenso wenig vor, sodass eine automatisierte Schalternachführung keine Anwendung findet. Für die Wirksamkeit der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie und insbesondere für die Unterscheidbarkeit der fehlerkennzahlbasierten Netzzustandsschätzung ist ein ausreichender Messausstattungsgrad (vgl. Abschnitt 3.1.2) notwendig. Damit verbunden ist die Güte der Netzzustandsschätzung und die erforderliche Informationsgrundlage, welche in Kapitel 4 näher betrachtet wird.

Mittelspannungsebene

Für die Mittelspannungsebene lassen sich in den aller meisten Fällen keine TM bilden, bzw. die Anzahl möglicher TM ist sehr hoch und somit softwaretechnisch kaum umsetzbar. Daher empfiehlt es sich für die Mittelspannungsebene die selektive Detektionsstrategie anzuwenden. Wie im Konzept beschrieben, wird zunächst eine default-Topologie eingehend initialisiert und diese dann selektiv über verschiedene Detektionsverfahren im zyklischen Netzautomatisierungsbetrieb angepasst. Aufgrund der Digitalisierung mancher Betriebsmittel bzw. Schalter sind solche in Form der automatisierten Topologienachführung in der Netztopologie nachzupflegen. Für die nicht überwachten Schalter kann in der selektiven Detektionsstrategie auf eine Vielzahl von passiven Detektionsverfahren zurückgegriffen werden. Diese lassen sich unter anderem auch wegen eines erhöhten Messausstattungsgrads, aber insbesondere durch eine höhere Übertragungsfrequenz der Messwerte, anwenden.

Die Anzahl der tatsächlich installierten Schalter in Mittelspannungsnetzen ist derart hoch, sodass in Abschnitt 3.1.4 eingehend erste Vereinfachungen bzw. Schalteraggregationen für die softwaretechnische Netzmodellierung vorgenommen wurden. Darüber hinaus können aber auch in einigen Teilnetzgebieten weitere Vereinfachungen der Schaltkonfigurationen sinnvoll sein. Beispielsweise dann, wenn in einem Netzbezirk eine schalterscharfe Detektion aufgrund der Größe des Netzbezirks nicht möglich ist. In solchen Fällen ist eine weitere Aggregation von Schaltern sinnvoll, sodass für den betreffenden Netzbezirk ein aggregierter Schaltzustand gilt (vgl. Abschnitt 3.3.3). Der betreffende Netzbezirk kann dann in gewisser Weise als Blackbox, analog zu den Sensitivitätskoeffizienten (vgl. Abschnitt 3.5.3), verstanden werden. Für die Netzmodellierung und deren anschließender Netzzustandsbestimmung sowie die Netzzustandsregelung resultiert keine bzw. eine tolerierbare Unschärfe.

Die Transformatorstufung lässt sich für die Detektionsstrategie auf der Mittelspannungsebene ebenfalls anwenden, da diese häufig über mehrere Transformatoren versorgt wird und daher die Messstellenzugehörigkeit untersucht werden kann. Ebenso kann durch die Q-Modulation eine größere Detektionsreichweite aufgrund des kleineren R/X -Verhältnisses erzielt werden.

Die Anwendbarkeit wird darüber hinaus in Kapitel 5 mit Simulationen und Erfahrungen aus praxisnahen Feldtests aufgezeigt.

3.6 Inselnetzdetektion in automatisierten Mittel- und Niederspannungsnetzen

Bisherige Betrachtungen von Schaltzustandsänderungen betrafen lediglich eine topologische Veränderung innerhalb eines Netzes. Die Grundversorgung erfolgte stets über den Transformator und das überlagerte Netz und die Schaltzustandsänderungen galten primär der Leistungsflussoptimierung sowie der Spannungshaltung.

Im Nachfolgenden werden zusätzlich solche Schaltzustandsänderungen betrachtet, welche eine Trennung vom überlagerten Netz bewirken. Das daraus resultierende elektrische Inselnetz wird in diesem Abschnitt thematisiert.

Zunächst erfolgt eine Definition von Inselnetzen und damit verbundene Auswirkungen für das elektrische Netz. Neben der Klassifizierung von ungewollten und gewollten Inselnetzbildungen werden verschiedene Inselnetzarten und deren Entstehungswahrscheinlichkeiten beschrieben. Mit der Entstehung von (ungewollten) Inselnetzen beschäftigt sich die Energieversorgungsbranche schon eine lange Zeit, weshalb es eine Vielzahl von Detektionsverfahren in der Literatur und auch in der Anwendung gibt. Die grundlegenden Detektionsverfahren werden in einer komprimierten Übersicht beschrieben und dienen als Grundlage für die Entwicklung eines Inselnetz-Detektionskonzeptes, welches sich als zusätzlicher Funktionsbaustein in eine Netzautomatisierung integrieren lässt.

3.6.1 Definition und Entstehung von Inselnetzen

Der Begriff des elektrischen Inselnetzes ist zunächst zu definieren, da dieser in vielerlei Hinsicht verwendet wird. Dies macht sich auch bemerkbar in der Vielzahl verschiedener Definitionen. Eine für diese Arbeit sehr treffende Definition ist aus der DIN VDE 0126-1-1 zu entnehmen:

„Der Inselnetzbetrieb ist der Zustand eines vom größeren Rest des Netzes getrennten Teilnetzes, in dem dezentrale Eigenerzeugungsanlagen den Verbrauch der angeschlossenen Lasten decken. Ursachen der Trennung sind z.B. Schalthandlungen des Netzbetreibers, Auslösen von Schutzrichtungen oder Ausfälle von Betriebsmitteln.“ [88]

Und in Ergänzung ebenfalls aus DIN VDE 0126-1-1 für unbeabsichtigte Inselnetze:

„Bei einem unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb vollzieht sich dieser Vorgang außerhalb der Kontrolle des Netzbetreibers. Spannung und Frequenz des getrennten Teilnetzes sind nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen.“ [88]

Neben den unbeabsichtigten bzw. ungewollten Inselnetzen können auch beabsichtigte bzw. gewollte Inselnetze entstehen und betrieben werden. Eine vereinfachte Übersicht von Netzbetriebszuständen und Übergangsphasen zwischen Normal- und Inselnetzbetrieb ist in Abbildung 3.28 dargestellt.

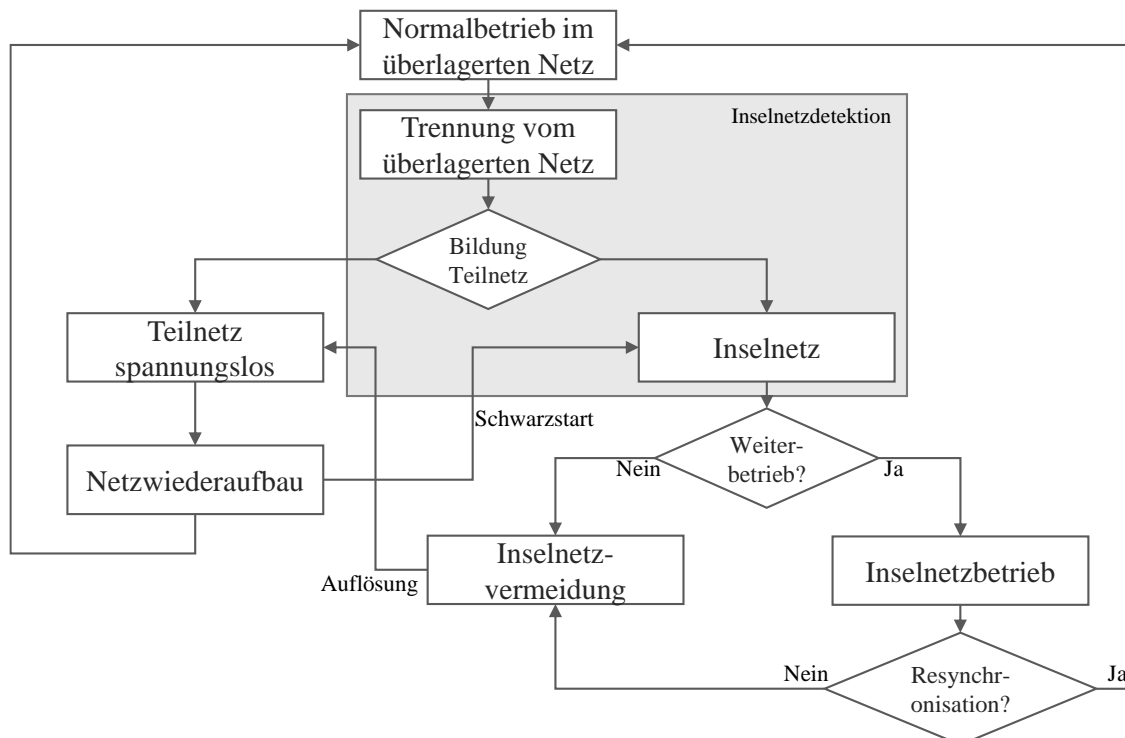


Abbildung 3.28: Übergangsphasen und Netzbetriebszustände im Normal- und Inselnetzbetrieb

Durch eine Trennung zum überlagerten Netz, deren Ursache aus der obigen Definition zu entnehmen ist, kommt es zu einer Bildung eines Teilnetzes. Die meisten Fälle führen zu einem spannungslosen Teilnetz (linker Pfad), welches durch das Entstörpersonal wiederversorgt wird und zum Normalbetrieb zurückkehrt (klassische Entstörung von Netzfehlern mit Versorgungsunterbrechung). Sind zum Zeitpunkt der Netztrennung bestimmte Voraussetzungen erfüllt, kann es zu einer Inselnetzbildung kommen (rechter Pfad). Solche Fälle sind über entsprechende Detektionsverfahren zu identifizieren, um weitere Maßnahmen einleiten zu können. Ein großer Anteil DEA verfügt über interne Detektionsverfahren, sodass diese sich unter bestimmten Voraussetzungen selbst vom Netz trennen und infolgedessen ein ungewolltes Inselnetz zusammenbricht. Dies ist in den meisten Fällen auch gewünscht, da ein ungewolltes Inselnetz einige Risiken bzw. Gefahren aufweist:

Gefahren und Risiken im ungewollten Inselnetzbetrieb

Es entfallen die systemstabilisierenden Kraftwerksgeneratoren und die verbleibenden Anlagen können im Fehlerfall unter Umständen keinen ausreichenden Kurzschlussstrom bereitstellen. Daher kann es zu Fehlfunktionen des Netzschutzes kommen. Zudem ist die Netzimpedanz im Inselnetz deutlich größer als im Verbundnetz, was zu höheren Spannungsharmonischen führt. Die Amplitude und Phasenlage der Spannung im Inselnetz kann zur Spannung im Verbundnetz verschoben sein. Bei einer asynchronen Wiederschaltung des Inselnetzes in das Verbundnetz können dann sehr hohe Ausgleichsströme fließen und Phasensprünge resultieren [89].

Durch die beschriebenen Effekte resultieren daher zum einen die Gefahr für Personen durch die vorhandene (Rest)-Spannung im nicht spannungsfreien Inselnetz. Zum anderen können Netzbetriebsmittel durch die hohen Ausgleichsströme sowie Spannungsharmonischen beschädigt werden. [89]

Neben den Risiken bzw. Gefahren, die durch ein ungewolltes Inselnetz entstehen, gibt es aber auch Vorteile, welche für den Weiterbetrieb eines gewollten Inselnetzes sprechen. Im Zuge der Energiewende und der dezentralen Energieerzeugung und dem lokalen Verbrauch sowie der Zunahme von autarken Energiezellen steigt das Entstehungspotential für eine Inselnetzbildung stetig weiter an und auch der Inselnetzbetrieb gewinnt zunehmend an Bedeutung. Insbesondere die Wiederversorgung nach einer großflächigen Versorgungsunterbrechung (*Blackout*) aus kleinen Inselnetzen heraus könnte in Zukunft von Interesse sein (vgl. Abbildung 3.28).

Als Ursachen für das Entstehen von (ungewollten) Inselnetzen sind (unbeabsichtigte) Schalthandlungen des Netzbetreibers, das Auslösen von Schutzeinrichtungen oder Ausfälle von Netzbetriebsmitteln zu nennen [89]. Entsprechend ergibt sich daraus ein breites Spektrum von potentiellen Inselnetzen. Aus der Sicht einer spannungsebenenübergreifenden Netzautomatisierung für Mittel- und Niederspannungsnetze resultieren daher die in Abbildung 3.29 dargestellten Inselnetzgruppierungen.

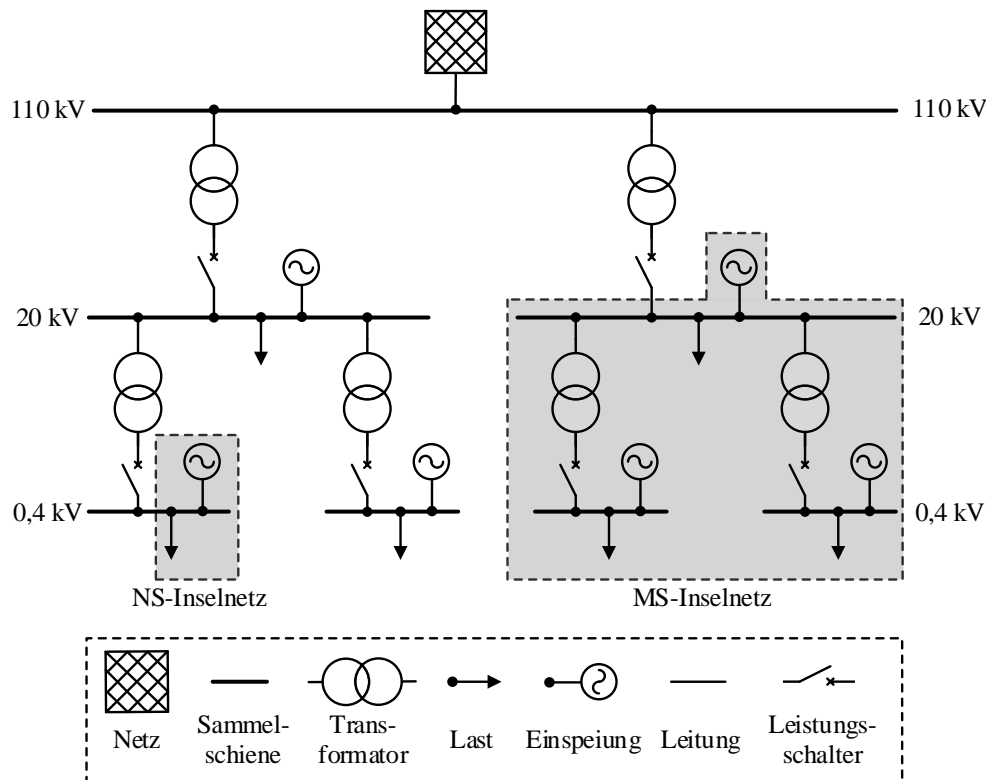


Abbildung 3.29: Beispielhafte Inselnetzgruppierungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene nach [89]

Die sekundärseitige Trennung eines Leistungsschalters am HS/MS-Transformator kann zu einer Inselnetzbildung einer gesamten Mittelspannungsnetzgruppe (MS-Inselnetz) führen. Die Trennung eines Leistungsschalters oder Lasttrennschalters am MS/NS-Transformator kann analog zu einem Inselnetz für eine Niederspannungsnetzgruppe (NS-Inselnetz) führen. Sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannungsebene können zudem Inselnetze aus Teilnetzgebieten entstehen, beispielsweise dann, wenn einzelne Leitungsabgänge vom Transformator getrennt werden. Auch an einem einzelnen Mittelspannungsnetzkunden und am Hausanschluss können Inselnetze entstehen, wenn diese vom Verbundnetz getrennt werden.

Inselnetze können zudem nur entstehen, wenn zum Zeitpunkt der Netztrennung folgende Voraussetzungen erfüllt sind [89]:

1. Wirk- und Blindleistungsbezug von Verbrauchern wird von lokalen DEA gedeckt.
2. DEA verfügen über geeignete technische Eigenschaften zur dynamischen Netzstützung.
3. Wirk- und Blindleistungsbedarf der elektrischen Betriebsmittel kann durch lokale DEA gedeckt werden.

Durch den massiven Zubau von DEA war der Leistungsverbrauch in den Niederspannungsnetzen frühzeitiger gedeckt gegenüber dem Leistungsverbrauch auf der Mittelspannungsebene, sodass zunächst Niederspannungsnetze für eine potentielle Inselnetzbildung begünstigt waren. Inzwischen wird jedoch auch temporär der gesamte Leistungsverbrauch mancher Mittelspannungsnetze durch DEA gedeckt, sodass die Inselnetzdetektion auch in der Mittelspannungsebene relevant ist.

In Ergänzung zu den schon heute eingesetzten Inselnetzdetektionsverfahren in Niederspannungs-DEA ist ein geeignetes Verfahren zu entwickeln, welches sich in ein Netzautomatisierungssystem integrieren lässt.

3.6.2 Grundlegende Detektionsverfahren

Für die Entwicklung eines integrierbaren Inselnetzdetektionsverfahrens in eine Netzautomatisierung werden zunächst alle potentiell relevanten Verfahren eingehend vorgestellt. Es kann eine Unterteilung nach dezentralen, das heißt in der DEA befindlichen, und zentralen, im Netz implementierten Verfahren vorgenommen werden. Darüber hinaus lassen sich die Detektionsverfahren wie bei der allgemeinen Topologiedetektion in aktive und passive Detektionsverfahren gruppieren. Die Klassifizierungen der einzelnen Inselnetzdetektionsverfahren sind in Abbildung 3.30 dargestellt und werden nachfolgend eingehend erläutert.

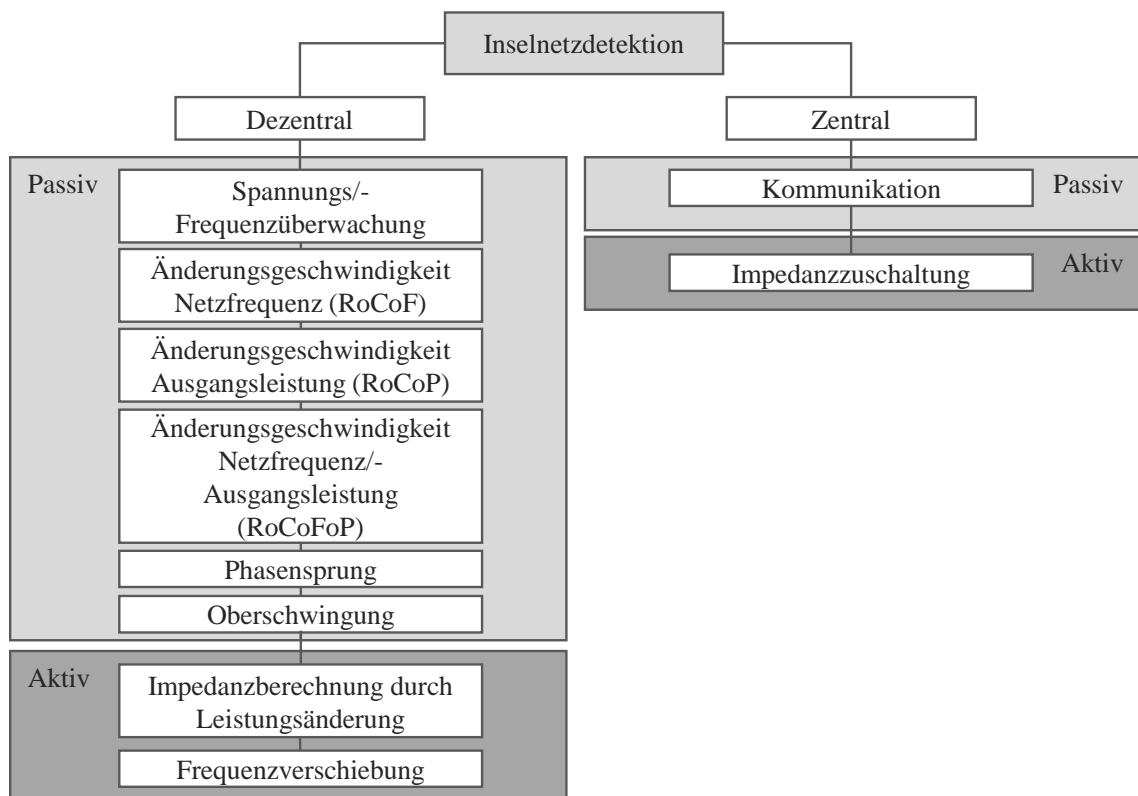


Abbildung 3.30: Klassifizierung von Inselnetzdetektionsverfahren in aktive und passive, sowie dezentrale und zentrale Verfahren

Spannungs- und Frequenzüberwachung – passiv

Zum Schutz des Anlagen- bzw. Netzbetriebs sind in den technischen Anschlussregeln für DEA sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannungsebene Spannungs- und Frequenzüberwachungen gefordert. Beim Unter- bzw. Überschreiten der Spannungs- und Frequenzgrenzen müssen sich die Anlagen über einen entsprechenden Entkuppelungsschutz vom Netz trennen [50, 52]. Primär steht zwar der sichere Netz- und Anlagenschutz im Vordergrund, die Überwachung kann

aber auch zur Inselnetzdetektion genutzt werden. Die parametrierbaren Grenzen sind von jedem VNB selbst festzulegen, allerdings empfehlen sich die nachfolgenden Grenzwerte [50]:

$$U_{\max} = 1,15 U_n \quad (3.45)$$

$$U_{\min} = 0,80 U_n \quad (3.46)$$

$$f_{\max} = 51,2 \text{ Hz} \quad (3.47)$$

$$f_{\min} = 47,5 \text{ Hz} \quad (3.48)$$

Zusätzlich sind die meisten Anlagen zur dynamischen Netzstützung verpflichtet, sodass diese sich nicht direkt vom Netz trennen dürfen, sondern bis 60 s im Fehlerfall durchfahren müssen (engl. *Fault Ride Through* = FRT).

Änderungsgeschwindigkeit Netzfrequenz (RoCoF) – passiv

Neben der absoluten Frequenz f stellt die Frequenzänderungsgeschwindigkeit (engl.: *Rate of Change of Frequency* = RoCoF) eine weitere Kenngröße für die Detektion von Inselnetzen dar. Diese ist im Übergang zwischen Verbundnetzbetrieb und Inselnetz, sowie im daran anschließenden Inselnetzbetrieb, aufgrund fehlender leistungsausgleichender Schwungmassen großer Kraftwerksgeneratoren deutlich volatiler.

Nach VDE AR-N-4105 werden für DEA eine Kombination aus aktivem und passivem Detektionsverfahren gefordert. Das passive Verfahren kann dabei durch das RoCoF-Verfahren realisiert werden. Als Detektionsgrenze ist eine Änderungsrate von $\text{RoCoF} = 2 \text{ Hz/s}$ und ein Mindestzeitraum für die Messung von $\Delta t = 0,5 \text{ s}$ empfohlen, um die Systemstabilität nicht zu gefährden.

$$\text{RoCoF} = \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (3.49)$$

Änderungsgeschwindigkeit Netzfrequenz und Ausgangsleistung (RoCoP) – passiv

Analog zum RoCoF-Verfahren lässt sich die Frequenzänderung Δf auch auf die Wirkleistungsänderung ΔP im Netz beziehen (engl.: *Rate of Change of Frequency of Power* = RoCoFoP). Im Inselnetz bewirken Leistungsänderungen eine deutlich größere Frequenzänderung als im Verbundnetzbetrieb und dienen als Bewertungsinstrument für die Inselnetzdetektion [90].

$$\text{RoCoFoP} = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (3.50)$$

Oberschwingungen – passiv

Das Messen von Oberschwingungen kann ebenfalls als Inselnetzdetektion genutzt werden. Wechselrichter von PV-Anlagen und anderen elektrischen Komponenten speisen sinusförmige Stromharmonische in das Netz ein. Durch die im Verbundnetz sehr kleinen Netzimpedanz resultieren nur sehr geringe Spannungsüberschwingungen (engl. *Total Harmonic Distortion* = THD). Die THD können im Verbundbetrieb vereinfachend als null angenommen werden. Die Netzimpedanz im Inselnetzbetrieb ist allerdings deutlich größer, was wiederum zu größeren Spannungsüberschwingungen führt. Daher kann ein erhöhter THD als Indikator für eine Inselnetzbildung genutzt werden [90].

Frequenzverschiebungsverfahren – aktiv

Mit dem aktiven Einprägen eines phasenverschobenen Stroms wird versucht die Frequenz zu verschieben. Im Inselnetz verschiebt sich die Netzfrequenz, wohingegen im Verbundnetzbetrieb kein messbarer Effekt erkennbar ist. Es gibt verschiedene Verfahrensumsetzungen der aktiven Frequenzverschiebung, allerdings ist das Grundprinzip gleich [89]:

- AFD (engl. *Active Frequency Drift*): Grundprinzip der Frequenzverschiebung durch Totzeit
- SFS (engl. *Sandia Frequency Shift*): AFD mit positiver Rückkopplung
- SMS (engl. *Slip-Mode Frequency Shift*): wie SFS, aber Phasenverschiebung statt Totzeit

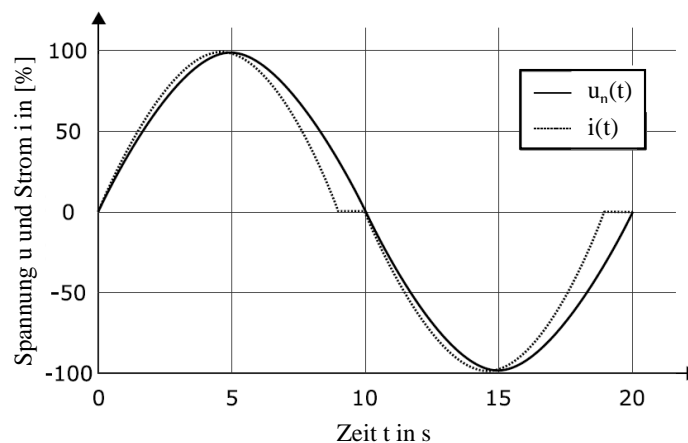


Abbildung 3.31: Darstellung eines verzerrten Einspeisestroms und einer Spannungs-kennlinie nach [91]

Ein verzerrter Einspeisestrom $i(t)$ ist in Abbildung 3.31 dargestellt. Im Falle eines Inselnetzbetriebs würde der dargestellte Spannungsverlauf $u_n(t)$ nach und nach dem Stromzeiger folgen. Im Verbundbetrieb hätte der eingespeiste Strom keinen Effekt auf die Netzspannung [91].

Impedanzberechnung durch Leistungsänderung – aktiv

Das grundsätzliche Prinzip der Netzimpedanzberechnung durch die Leistungsänderung eines Netzaktors ist bereits in Abschnitt 3.3.4 erläutert. Die Spannungsänderung ΔU , welche durch die

Leistungsänderung ΔS und die Netzimpedanz Z_{Netz} beeinflusst wird, kann nicht nur als Indikator für die Bewertung einer einzelnen Schaltzustandsänderung (vgl. Abschnitt 3.4) genutzt werden, sondern auch für die Detektion eines Inselnetzes.

$$\Delta U \sim \Delta S, Z_{\text{Netz}} \quad Z_{\text{Verbund}} \ll Z_{\text{Insel}} \quad (3.51)$$

Im Verbundnetz ist die Netzimpedanz Z_{Verbund} deutlich kleiner als im Inselnetz Z_{Insel} (Gleichung (3.51)). Dementsprechend kleiner ist auch die Spannungsänderung ΔU durch die Leistungsänderung im Verbundnetz.

Zentrale Erkennungsverfahren

Die überwiegende Menge der Inselnetzdetektionsverfahren ist dezentral in der DEA realisierbar. Nachfolgend werden zwei Inselnetzdetektionsverfahren vorgestellt, welche Anwendung im Netz finden. Während die passive Kommunikationsanalyse beispielsweise in einer Leitstelle oder in einer (dezentralen) Netzautomatisierung implementierbar ist, ist für das Detektionsverfahren der Impedanzzuschaltung ein zusätzliches Betriebsmittel im Netz notwendig.

Kommunikationsanalyse – passiv

Sofern das betreffende (Teil-)Netz mit einer Kommunikationsinfrastruktur, beispielsweise Breitband Power-Line Kommunikation (BPL) ausgestattet ist, können auf die Datenübertragungen bestimmte Trägersignale zusätzlich aufgeprägt werden, welche zur Detektion von Inselnetzen genutzt werden können [90]. Dazu wird das Sender-Empfänger-Prinzip genutzt. An einem zentralen Ort (Umspannwerk oder Leitsystem) werden kontinuierlich Sendesignale an dezentrale Empfänger gesendet. Kommt es zu einer Unterbrechung auf der Übertragungsstrecke lässt dies auf eine mögliche Inselnetzbildung schließen. Abbildung 3.32 stellt den Zusammenhang schematisch dar.

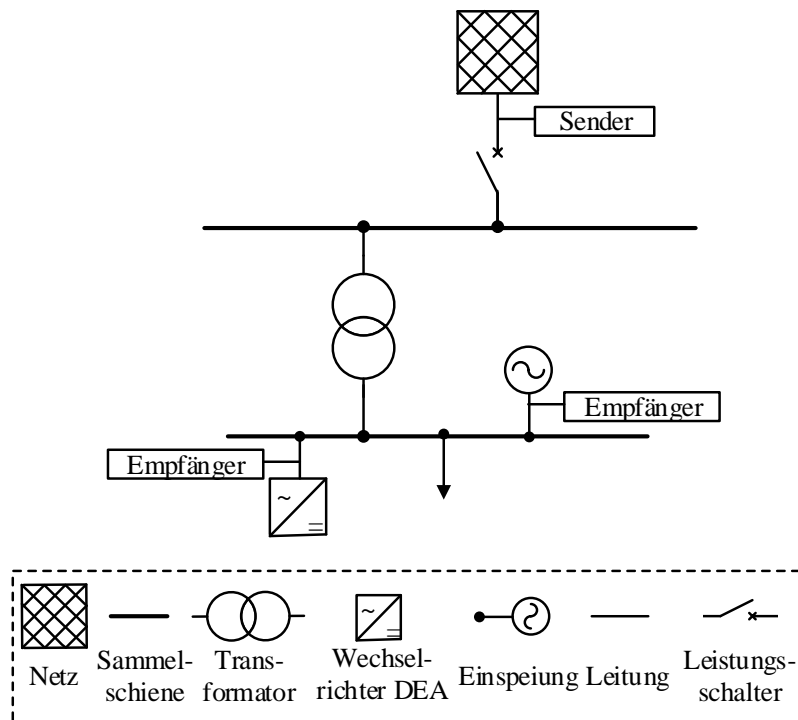


Abbildung 3.32: Schematische Darstellung der Nutzung von BPL als Inselnetzdetektionsverfahren nach [89]

Technische Defekte oder Störungen der Kommunikationsstrecke können bei diesem Inselnetzdetektionsverfahren allerdings zu Fehlinterpretationen führen [89].

Impedanzzuschaltung – aktiv

In Analogie zu Kompensationsanlagen wird bei der Impedanzzuschaltung eine (meist) kapazitive Impedanz zugeschaltet, sodass die Leistungsbilanz beeinflusst wird. Jedoch nicht als kompensierender Effekt, sondern als ungleichgewichtsverstärkender Effekt. Durch die Störung kann es im Inselnetz zu einer Phasen- und Frequenzverschiebung kommen, sodass Grenzwerte für eine Unterfrequenz definiert werden und ein Inselnetz detektiert werden kann. Das Zuschalten der Impedanz erfolgt über eine logische Verknüpfung mit den Schalthandlungen, sodass eine Überprüfung nach jedem Schaltvorgang stattfinden kann. Bleibt das unterlagerte Netz weiterhin im Verbundnetz, wird durch die Zuschaltung der Impedanz die Blindleistungsbilanz nicht (ausreichend) gestört und es kommt zu keiner (ausreichenden) Frequenzänderung. Um eine flächendeckende Überwachung mithilfe dieses Detektionsverfahrens zu gewährleisten, sind die Impedanzersatzanlagen an vielen Punkten im Netz zu installieren [92].

In der Literatur werden weitere Inselnetzdetektionsverfahren beschrieben, sodass hier nur ein kurzer Überblick über gängige Verfahren gegeben werden kann. Für detailliertere Verfahrensbeschreibungen ist auf [90, 91] zu verweisen.

3.6.3 Detektionskonzept in Netzautomatisierungssystemen

Aus den zuvor vorgestellten Inselnetzdetektionsverfahren wird im nachfolgenden ein Konzept entwickelt, welches sich in eine Netzautomatisierung integrieren lässt. Der Anspruch des Konzepts liegt allerdings in einer reinen Ergänzungsfunktion zu den bestehenden Inselnetzdetektionsverfahren, da für einen weiteren automatisierten Inselnetzbetrieb eine hohe Dynamik erforderlich ist und mit der zur Verfügung stehenden Messtechnik nicht realisierbar ist. Daher wurden dem entwickelten Detektionskonzept keine Güteklassifizierungen durch Schwingkreistests oder Nicht-Detektierbare-Zonen (engl. *non detection zone* = NDZ) Tests unterzogen. Die NDZ kann als Güteklassifizierung verstanden werden, welche einen Bereich angibt, in der eine Inselnetzbildung nicht durch ein entsprechendes Detektionsverfahren erkannt werden kann [93].

Die wesentlichen Anforderungen für die Entwicklung eines automatisierten Inselnetzdetektionsverfahrens gehen aus der zur Verfügung stehenden Messtechnik hervor. Da für die Bestimmung des Netzzustandes sowie eventuell erforderlicher Regelungsmaßnahmen keine hochdynamischen Messungen im Millisekunden-Bereich notwendig sind, schränkt das den Konzeptionierungsfreiraum deutlich ein.

Das nachfolgende Detektionskonzept lehnt sich an die Empfehlung der TAR an und kombiniert verschiedene Detektionsverfahren zu einem hybriden Konzept. Ein Vorteil bei der Integration in ein Netzautomatisierungssystem liegt in den (nahezu) unbegrenzten Möglichkeiten der Zusammenschaltung verschiedener Funktionen und der daraus entstehenden komplexen Bewertungsalgorithmen.

Unter den genannten Aspekten lässt sich in Abbildung 3.33 ein 3-stufiges Inselnetzdetektionskonzept ableiten. Das konsekutive Konzept teilt sich in die Funktionsbereiche Topologieanalyse (Stufe 1), passive Messwertüberwachung (Stufe 2) und aktive Aktoransteuerung (Stufe 3) auf.

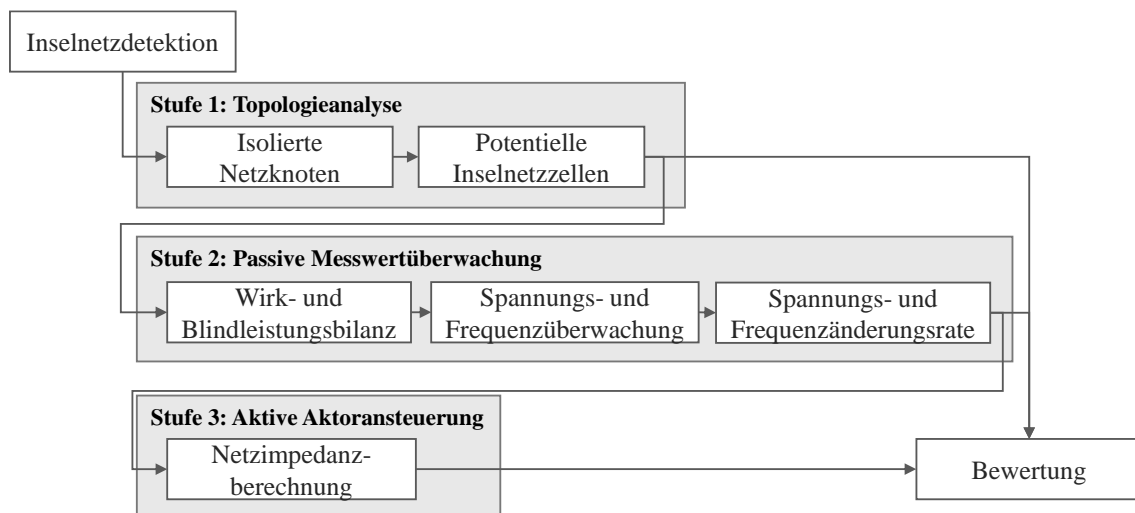


Abbildung 3.33: Hybrides Inselnetzdetektionskonzept zur Integration in eine Netzautomatisierung

Stufe 1 – Topologieanalyse

Als beginnende Funktion wird zunächst eine Bewertung der Netztopologie anhand der Schaltzustände durchgeführt. Mit jeder Schaltzustandsänderung ist die Netztopologie auf isolierte bzw. unversorgte Netzknoten zu analysieren. In der Netzmodellierung ist ein Inselnetz aus einer bestimmten Menge isolierter Netzknoten definiert. Solche isolierten Netzknoten lassen sich auch als unversorgte Netzknoten bezeichnen, da sie vom Verbundnetz bzw. vom Slackknoten getrennt sind. Die Ermittlung der isolierten Netzknoten erfolgt anhand der Knotenpunktadmittanzmatrix mithilfe der Gleichungen (3.6) bis (3.8). Der Dijkstra-Algorithmus durchsucht ausgehend vom Transformator jegliche Verbindungen zu allen Netzknoten. Ist die Menge unverbundener Netzknoten ungleich null, liegt eine Schaltunterbrechung auf einer Verbindung vor.

Weiter werden in der Topologieanalyse potentielle Inselnetzzellen gebildet. In Abschnitt 3.6.1 wurde auf die potentielle Vielzahl von möglichen Inselnetzausprägungen hingewiesen. Diese hohe Anzahl potentieller Inselnetze lässt sich durch die Bewertung möglicher DEA reduzieren. Nach (Inselnetzvoraussetzung 1) kann nur dort ein Inselnetz entstehen, wo der Leistungsbedarf lokal durch DEA gedeckt werden kann. Deshalb gilt es zunächst die installierten Verbraucher den Einspeiseanlagen gegenüberzustellen, um so mögliche Inselnetzkonstellationen ausschließen zu können.

Stufe 2 – Passive Messwertüberwachung

Die potentiellen Inselnetzzellen sind an den jeweiligen Messstellen in der Wirk- und Blindleistung zu überprüfen. Nur in Zeiten eines Gleichgewichts von lokalem Wirkleistungsverbrauch P_V und Wirkleistungseinspeisung P_E sowie Blindleistungsverbrauch Q_V und Blindleistungseinspeisung Q_E (Gleichung (3.52)) kann aus den potentiellen Inselnetzen ein tatsächlicher Übergang in den Inselnetzbetrieb entstehen. Im Falle eines Leistungsungleichgewichtes und anschließender Netztrennung würde der betreffende Netzteil in einen spannungslosen Zustand übergehen. Daher gilt für die Entstehung eines Inselnetzes die folgende notwendige Bedingung:

$$P_E \cong P_V \quad , \quad Q_E \cong Q_V \quad (3.52)$$

Als daran anschließende weitere Messwertüberwachung lässt sich die Spannungs- und Frequenzüberwachung analog zum vorgestellten dezentralen passiven Detektionsverfahren kombinieren. Diese Überwachung kann jedoch zusätzlich an den verteilten Messstellen im Netzgebiet stattfinden als nur vereinzelt in den DEA. Auch besteht die Möglichkeit die in Gleichungen (3.45) bis (3.48) definierten Grenzen kleiner zu setzen oder aber innerhalb dieser Grenzen die Detektionsstufe 3 einzuleiten, um so eine mögliche NDZ zu minimieren.

Auch erscheint es sinnvoll die Frequenz- und Spannungsänderungsraten der RoCoF- und RoCoFoP-Verfahren zu den vorangegangenen Detektionsverfahren zu ergänzen. Jedoch ist die zeitliche Bezugsgröße mit der zur Verfügung stehenden Messtechnik im sekundlichen Bereich einzuordnen und eine Anwendbarkeit daher fraglich.

Stufe 3 – Aktive Aktoransteuerung

Als dritte Inselnetzdetektionsstufe eignet sich analog zur selektiven Detektionsstrategie eine aktive Ansteuerung von Aktorik zur Impedanzberechnung. Analog zum Detektionsverfahren der Impedanzzuschaltung ließe sich eine aktive Aktoransteuerung bei jeder Schalthandlung bzw. bei jeder detektierten Schaltzustandsänderung durchführen, um so eine ereignisorientierte Inselnetzdetektion vorzunehmen. Berechnungsgrundlage sind hierfür die Gleichungen (3.24) bis (3.26). Zudem sind die zu erwartenden Spannungsänderungen im Inselnetz deutlich größer, sodass eine Detektion mit einer deutlich höheren Detektionssicherheit einhergeht.

Anhand der aufgezeigten Detektionsverfahren ließe sich eine zusätzliche Inselnetzdetektion in eine bestehende Netzautomatisierung integrieren. Zusätzliche Messtechnik oder gar Betriebsmittel sind für die Algorithmen nicht erforderlich, sodass das Konzept eine ergänzende Funktion zu den entwickelten Detektionsverfahren darstellt. In jedem Falle steigt die Entstehungswahrscheinlichkeit möglicher Inselnetzbildungen bedingt durch die Energiewende auf der MS- und NS-Ebene zukünftig weiter an und es sind geeignete Detektionsverfahren zu entwickeln.

4 Verbesserte Netzzustandsschätzung in dezentralen Netzautomatisierungssystemen

Die Netzzustandsschätzung stellt eine weitere Kernfunktion einer Netzzustandsidentifikation in einer intelligenten Netzautomatisierung dar. Zunächst ist das Systemmodell um die entsprechende Funktionskomponente zu ergänzen bzw. der Kontext der Netzzustandsschätzung zum Gesamtsystemmodell herzustellen. Neben dem erforderlichen Messausstattungsgrad und deren optimaler Platzierung werden Positionierungsregeln aufgestellt, sodass eine möglichst optimierte Lösung aus Schätzgenauigkeit und Wirtschaftlichkeit abgeleitet werden kann. Nach [15] lässt sich der beschriebene Zusammenhang grafisch wie folgt darstellen:

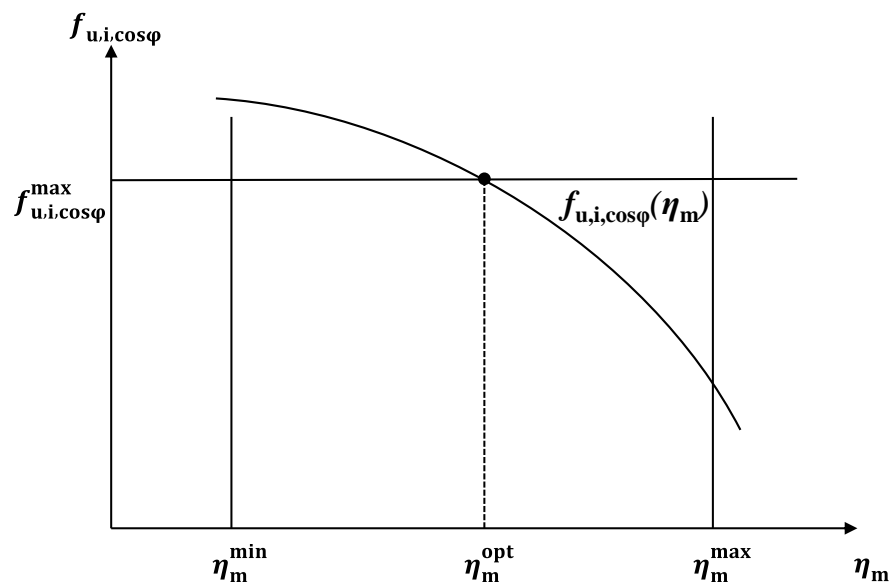


Abbildung 4.1: Optimierungsproblem aus Messausstattung und Genauigkeit der Netzzustandsschätzung nach [15]

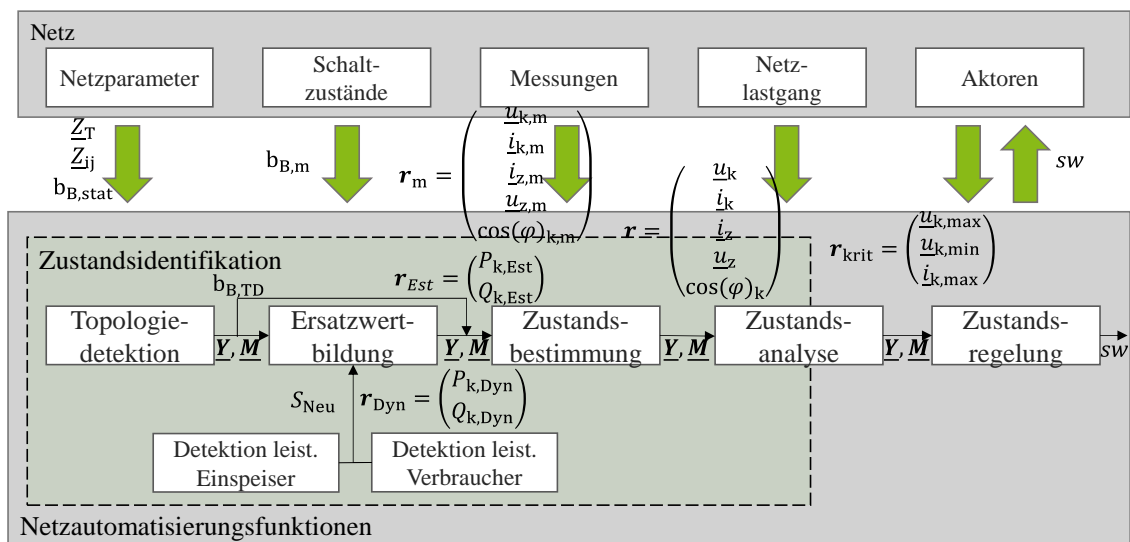
Der maximale tolerierbare Netzzustandsfehler $f_{U,I,\cos(\varphi)}^{\max}$ ist vom Anwendungsfall abhängig und wird vom Projektierer vorgegeben. Um diese Schätzgenauigkeit zu erreichen ist ein erforderlicher Messausstattungsgrad η_m notwendig. Eine Maximierung des Messausstattungsgrad η_m^{\max} ermöglicht eine Minimierung des Schätzfehlers, ist aber aus ökonomischen Gründen nicht realisierbar. Die minimale Grenze des Messausstattungsgrads η_m^{\min} ergibt sich aus der Mindestausstattung für die grundlegenden Netzautomatisierungsfunktionen und geht mit dem größten Schätzfehler einher. Um für diesen *trade-off* den optimalen Messausstattungsgrad η_m^{opt} zu finden, wird in den folgenden Abschnitten ein Optimierungsproblem formuliert. Anhand dieses Optimierungsproblems lässt sich zum einen ein Entwicklungspotential in der Informationsgrundlage identifizieren. Dazu werden neben den Positionierungsregeln auch adaptive Verfahren für die Detektion von leistungsintensiven Einspeisern und Verbrauchern vorgestellt, die nach dem *Plug & Automate*-Prinzip in eine bestehende Netzautomatisierung integriert werden können. Die Detektion

solcher zusätzlicher Einspeiser und Verbraucher bietet einen Mehrwert für die anschließenden Ersatzwertbildungen der Netzzustandsschätzung.

Zum anderen wird ein Entwicklungspotential für das Verfahren der Netzzustandsschätzung identifiziert, sodass der maximale Schätzfehler bei gleicher Messtopologie verringert werden kann. Für die Beschreibung des Schätzverfahrens wird zunächst ein bestehendes Konzept nach [15] herangezogen und um einige Funktionen ergänzt. Die Ergänzungen ermöglichen ebenso eine Adaption der Netzzustandsschätzung für die Mittelspannungsebene.

4.1 Erweiterung des Systemmodells

Das in Abschnitt 3.2 vorgestellte Systemmodell ist um die Funktionskomponenten der Ersatzwertbildung und der Verbesserung der Informationsgrundlage zu erweitern (Abbildung 4.2).



Z_T : Transformatorimpedanz [Ω]	Z_{ij} : Leitungsimpedanz [Ω]
\underline{Y} : Knotenpunktadmittanzmatrix	\underline{M} : Sensitivitätsmatrix
$b_{B,stat}$: statischer Schaltzustand	$b_{B,m}$: fernwirktechnisch übermittelter Schaltzustand
$b_{B,TD}$: Schaltzustände aus Topologiedetektion	r_m : Vektor mit Knotenspannungen $u_{k,m}$, Knoten- $i_{k,m}$ und Zweigströmen $i_{z,m}$ und Leistungsfaktoren $\cos(\varphi)_{k,m}$
r_{Est} : Zustandsvektor geschätzter Wirk- $P_{k,Est}$ und Blindleistungen $Q_{k,Est}$	r : Vektor für berechneten Netzzustand
r_{krit} : Vektor für kritische Netzzustände	s_w : Sollwert P,Q oder U von Aktoren [%]
S_{Neu} : Installierte Zubauleistung leistungsinintensiver Einspeiser	r_{Dyn} : Zustandsvektor dynamisch ermittelter Wirk- ($P_{k,Dyn}$) und Blindleistungen ($Q_{k,Dyn}$) für leistungsinintensive Verbraucher

Abbildung 4.2: Erweiterung des Systemmodells

Da davon auszugehen ist, dass die Messtopologie auch in zukünftigen Mittel- und Niederspannungsnetzen weiterhin unterbestimmt sein wird, sind Ersatzwerte für die messtechnisch unerfassten Netzknoten notwendig, um einen eindeutigen Netzzustand mit Hilfe der Leistungsflussberechnung bestimmen zu können. Der parallele Entwicklungspfad, der auf eine Ersatzwertbildung verzichtet, sei weiterhin dargestellt, erfordert allerdings einen erhöhten Messausstattungsgrad, sodass die Zustandsbestimmung auf der ausschließlichen Grundlage der Messungen begründet ist. Dieser Entwicklungspfad wird im weiteren Verlauf dieses Abschnitts nicht thematisiert.

Die Netzzustandsanalyse wiederum bewertet auf Grundlage des geschätzten Zustandsvektors r , der die Knoten- und Zweigströme sowie Knotenspannungen beinhaltet, die Auslastung des Netzes unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen (Abschnitt 2.2). In kritischen Netzsituationen (Spannungsbandverletzung, Betriebsmittelüberlastung) wird eine geeignete Gegenmaßnahme ermittelt und an die Netzzustandsregelung weitergeleitet. Dabei kann eine unpräzise Netzzustandsschätzung zu Fehlinterpretationen in der Zustandsanalyse führen. Zum einen kann eine Überschätzung zu unnötigen Abregelungen von Einspeisungen oder Verbrauchern führen. Zum anderen kann eine Unterschätzung zu nicht erkannten Netzengpässen und zur Beschädigung von Betriebsmitteln führen. Daher besteht die Anforderung nach einer möglichst realitätsnahen Abschätzung des Netzzustandes. Dem gegenüber steht die Wirtschaftlichkeit einer solchen Netzautomatisierungslösung, welche wesentlich durch die erforderliche Messausstattung geprägt wird. Daher steigt auch das Bestreben nach alternativen Detektionsfunktionen, die die Informationsgrundlage weiter verbessern. Für die Bestimmung des Netzzustandes ist die Kenntnis über leistungsintensive Einspeiser und Verbraucher von besonderer Bedeutung. Neue leistungsintensive Einspeiser werden der Ersatzwertbildung über die Zubauleistung S_{Neu} zugeführt. Leistungsintensive Verbraucher werden in Form eines dynamischen Leistungsvektors r_{Dyn} übermittelt und beinhaltet Wirk- ($P_{k,\text{Dyn}}$) und Blindleistungen ($Q_{k,\text{Dyn}}$) der unbekanntenen Netzknoten (vgl. Abbildung 4.2). Im weiteren Verlauf werden nun die identifizierten Entwicklungspotentiale näher beschrieben.

4.2 Optimierung der Informationsgrundlage

4.2.1 Positionierung von Messtechnik

Die Genauigkeit einer Netzzustandsschätzung lässt sich über die Kriterien des Spannungsschätzfehlers f_U , des Stromschätzfehlers f_I sowie des Leistungsfaktorfehlers $f_{\cos(\varphi)}$ beschreiben. Die Kenngrößen leiten sich aus der Abweichung zwischen Schätzzustandsgröße und realer Zustandsgröße ab (vgl. Abschnitt 3.3.5). Für die Formulierung einer Optimierungsaufgabe ist zusätzlich eine tolerierbare Fehlergrenze f_U^{\max} , f_I^{\max} und $f_{\cos(\varphi)}^{\max}$ zu definieren, die mindestens zu erreichen ist. Aus [15, 36] lässt sich die Optimierungsaufgabe wie folgt adaptieren:

$$\min\{n_m | f_U \leq f_U^{\max}, f_I \leq f_I^{\max}, f_{\cos(\varphi)} \leq f_{\cos(\varphi)}^{\max}, f_{TD} \leq f_{TD}^{\max}, \\ f_U, f_I, f_{\cos(\varphi)}, f_{TD} \in \mathbb{R}_{>0}, n_m \in \mathbb{N}\} \quad (4.1)$$

Zusätzlich ist eine Bedingung für einen zulässigen Fehler f_{TD} in der Topologiedetektion zu ergänzen, da die Detektion von Schaltzustandsänderungen ebenfalls maßgeblich durch die Anzahl der installierten Messstellen n_m bzw. dem Messausstattungsgrad η_m abhängig ist. Diesem wird ebenfalls eine tolerierbare Fehlergrenze f_{TD}^{\max} zugeordnet. Der Fehler f_{TD} wird zwischen den Admittanz- bzw. Sensitivitätsbeziehungen der Messstellen und Aktoren für alle Topologiemodelle berechnet.

Die aus dem Optimierungsproblem resultierenden Positionierungsgrundsätze für die Niederspannungsebene [15] sowie für die Mittelspannungsebene [36] erwiesen sich als praktikabel und werden für diese Arbeit weitestgehend übernommen. Sie können spannungsebenenunabhängig wie folgt zusammengefasst werden:

1. Messung der Haupteinspeisung sowie aller Abgangsfelder (MS) bzw. aller Stränge (NS) der netzeinspeisenden Umspannstation
2. Messung einzelner Anlagen (NS) bzw. einzelner Ortsnetzstationen (MS) mit signifikanter Erzeugungsnennleistung. Es wird mindestens eine Anlage als Referenz für die Ersatzwertbildung anderer ungemessener Anlagen benötigt.
3. Messung von Ortsnetzstationen (MS) mit signifikanter angeschlossener Verbraucherleistung. Als Äquivalent für die NS können hier die Smart Meter aufgeführt werden, welche durch den Smart Meter Rollout vorrangig bei verbrauchsintensiven Netzanschlüssen installiert werden. Die Nutzung von Smart Meter Daten in einer Netzautomatisierung wird in [79] beschrieben.

Um den Schätzfehler in der Netzzustandsschätzung sowie insbesondere die Fehlerquote der Topologiedetektion zu minimieren, ist die Installation zusätzlicher Messtechnik erforderlich.

4. Messung von Schaltstationen (MS) mit drei oder mehr überspannungsseitigen Leitungsabzweigungen und KVS (NS) mit drei oder mehr Leitungsabzweigungen.

Insbesondere Positionierungsgrundsatz 4 ist für den erforderlichen Messausstattungsgrad bestimmend.

4.2.2 Detektion von leistungsintensiven Einspeisern

Die Detektion von zusätzlichen leistungsintensiven Einspeisern ist eine Verbesserung der Informationsgrundlage für die in der Netzzustandsschätzung erforderliche Ersatzwertbildung. Diese bildet aus berechneten Leistungssalden Ersatzwerte für die unbekanntes Netzknoten. Zuvor werden alle bekannten leistungsintensiven Einspeiser wie PV-Anlagen aus dem Leistungssaldo herausgerechnet. Der restliche Leistungsverbrauch ist auf die unbekanntes Netzknoten zu verteilen

(vgl. Abschnitt 4.3). Unbekannte Einspeisungen wie zum Beispiel neu installierte PV-Anlagen sind im Netzautomatisierungssystem noch nicht eingepflegt und beeinträchtigen die Ersatzwertbildung. Es kommt zu einem erhöhten Fehler zwischen geschätztem und tatsächlichem Netzzustand.

Daher besteht der Bedarf an einer automatisierten Detektion neu installierter Anlagen. So wird der Aufwand in der Pflege bzw. Aktualisierung von Netzautomatisierungssystemen deutlich reduziert. Solche Detektionsverfahren können nach dem *Plug & Automate*-Prinzip implementiert werden und tragen damit zu einem selbstpflegenden bzw. selbstrekonfigurierenden Netzautomatisierungssystem bei. Zusätzliche adaptive Funktionen wie das automatisierte Anmelden von Netzaktoren tragen zu diesem Ansatz weiter bei [23].

Im Nachfolgenden wird das Verfahren zur automatisierten Detektion von neu installierten leistungsintensiven Einspeisern näher vorgestellt. Das grundsätzliche Detektionskonzept (Abbildung 4.3) baut eine rollierende Datenbank aus archivierten Messdaten (Funktionsblock: Aufbau Datenbank) auf und untersucht diese mit Hilfe von Korrelationsbeziehungen (Funktionsblock: Bewertung Korrelation) zwischen den Messdaten vor und nach dem Installieren einer neuen PV-Anlage (Funktionsblock: Lastgangkennlinien).

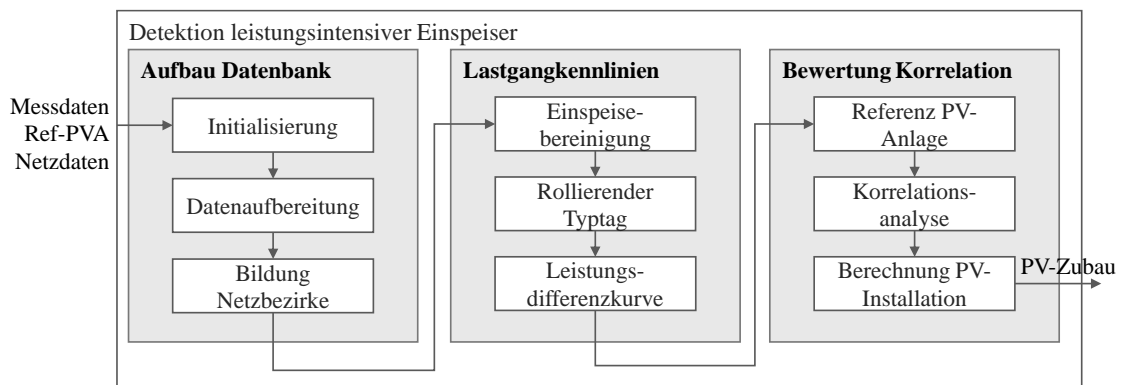


Abbildung 4.3: Konzeptdarstellung zur Detektion von leistungsintensiven Einspeisern

Aufbau Datenbank

Im ersten Schritt ist aus archivierten Messdaten eine Datenbank aufzubauen. Die Daten werden aufbereitet, indem fehlerhafte Messdaten bereinigt und sonnenarme Tage herausgefiltert werden. Ein Messdatensatz \mathbf{m} , mit einer Messwertaufösung von fünf Minuten besteht aus $n_t = 288$ Zeitschritten und beinhaltet Messinformationen für n_m Messungen eines Tages.

Die Bildung von Netzbezirken erfolgt nach dem in Abschnitt 4.3 beschriebenen Verfahren. Die Netzbezirksgrenzen enden jeweils an den Messstandorten. Die Netzknoten innerhalb eines Bezirks werden mit einem Dijkstra-Algorithmus anhand der Verbindungen aus dem Knoten-Kanten-Netzmodell ermittelt. Die Netzbezirksleistung $\underline{S}_{NB,ij}$ berechnet sich nach der Knotenregel aus den

Scheinleistungen $\underline{S}_{m,i}$ und $\underline{S}_{m,j}$ der Zweigmessungen an den Bezirksgrenzen m_i und m_j (Gleichung (4.2)).

Lastgangkennlinien

Die Netzbezirksleistung (Gleichung (4.2)) ist weiter um die in diesem Bezirk befindlichen Einspeiseanlagen $\underline{S}_{Erz,k}$ zu reduzieren, sodass eine theoretisch reine Verbrauchsleistung resultiert. Neben gemessenen PV-Anlagen werden auch ungemessene Anlagen (mit der Anzahl n_{Erz}) berücksichtigt, deren Einspeiseleistung mithilfe einer gemessenen Referenz PV-Anlage ermittelt und umgerechnet werden kann.

$$S_{NB_{ij}} = \left| (\underline{S}_{m,i} - \underline{S}_{m,j}) - \sum_{k=1}^{n_{Erz}} \underline{S}_{Erz,k} \right| \tag{4.2}$$

Für den in Abbildung 4.4 dargestellten Fall wird die Netzbezirksleistung $S_{NB_{m1,m2}}$ um die Einspeiseleistung \underline{S}_{3Ref} der gemessenen Anlage an Netzknoten k_3 sowie der ungemessenen Anlage an k_5 reduziert. Im Verbrauchzählpeilsystem resultiert eine positive Lastgangkennlinie (Abbildung 4.5).

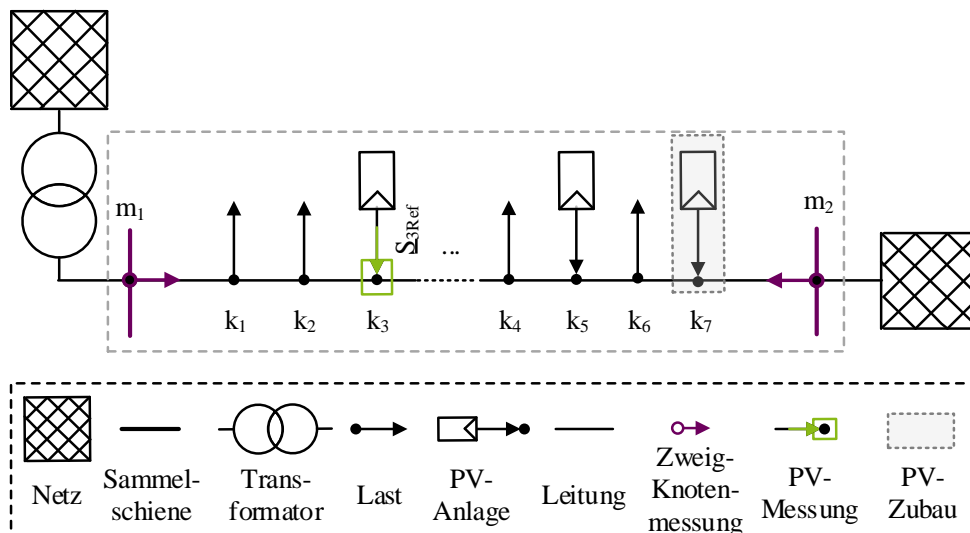


Abbildung 4.4: Darstellung eines Netzbezirks und verschiedene PV-Anlagen (Referenz, ungemessen, neuinstalliert)

Um eine typische Scheinleistungskennlinie eines jeden Netzbezirks ermitteln zu können wird der arithmetische Mittelwert rollierend für eine definierte Anzahl von Messdatensätzen gebildet (Gleichung (4.3)). Die Bildung von sogenannten Typtagen (TT) erfolgt für Werktage und Sonn- bzw. Feiertage separiert voneinander, sodass ein tagesspezifisches Nutzungsverhalten berücksichtigt werden kann. Die Anzahl der Messdatensätze n_{TT} sollte mindestens zehn betragen, damit untypisches Nutzerverhalten geglättet wird.

$$\bar{S}_{NB,TT} = \frac{1}{n_{TT}} \sum_{t=1}^{n_{TT}} S_{NB,t} \quad (4.3)$$

Den aus den archivierten Messdaten berechneten Typtag ist im nächsten Schritt mit dem aktuellen Messdatensatz (Aktueller Tag = AT) zu vergleichen, indem die Scheinleistungsdifferenz zu jedem Zeitschritt t zwischen Typtag und aktuellem Tag berechnet wird.

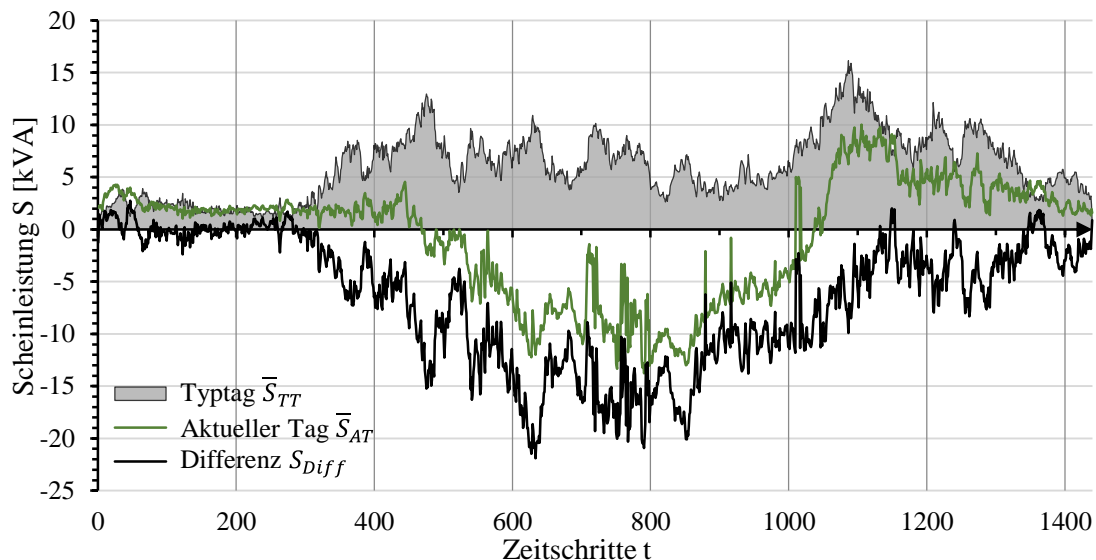


Abbildung 4.5: Grafische Darstellung der unterschiedlichen Scheinleistungskennlinien

Zur grafischen Veranschaulichung sind die Scheinleistungskennlinie des Typtags \bar{S}_{TT} (graue Fläche), die Scheinleistungskennlinie des aktuellen Tages \bar{S}_{AT} (grün) und die Scheinleistungsdifferenzkennlinie S_{Diff} (schwarz) in Abbildung 4.5 dargestellt. In \bar{S}_{AT} ist eine Einspeisung aus einer neuinstallierten PV-Anlage berücksichtigt, sodass der theoretisch einspeisebereinigte Kennlinienverlauf in den Mittagsstunden negativ wird. Die graue Fläche des Typtags \bar{S}_{TT} ist hingegen stets positiv, da in den archivierten Messdaten keine unbekannte Einspeise-Anlage hinterlegt ist und zuvor alle Einspeisungen bereinigt wurden.

Die Scheinleistungsdifferenzkennlinie S_{Diff} berechnet sich aus der Differenz des aktuellen Tags \bar{S}_{AT} und des Typtags \bar{S}_{TT} (Abbildung 4.5). Die maßgebende Amplitudenhöhe von S_{Diff} ist durch die neuinstallierte PV-Anlage begründet. Diese wird zudem aus den Leistungsdifferenzen zwischen gemitteltem Typtag und aktuellem Tag überlagert, da hierbei ein volatiles Verbrauchsverhalten der Netznutzer zugrunde gelegt ist.

Bewertung Korrelation

Die Scheinleistungsdifferenzkennlinie ist anschließend mit einer gemessenen Referenz-PV-Anlage zu vergleichen und auf Korrelationen zu untersuchen. Zur besseren Veranschaulichung ist die S_{Diff} in Abbildung 4.6 auf die positive Scheinleistungsordinate gespiegelt, sodass die Korrelationen gegenüber der Referenz-PV-Anlage ersichtlich sind.

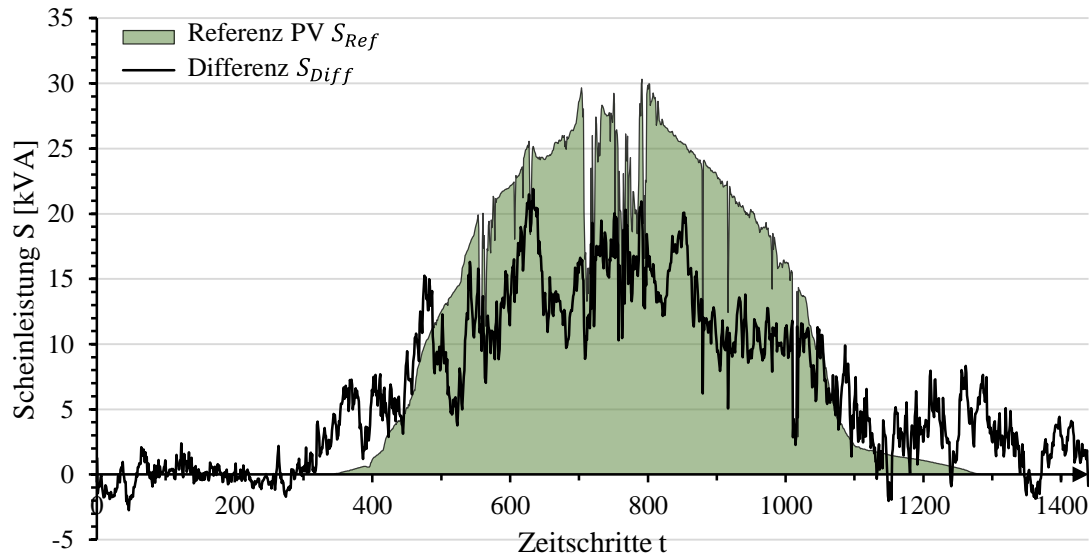


Abbildung 4.6: Grafische Darstellung der Scheinleistungsdifferenzkennlinie und der gemessenen Referenz-PV-Anlage

Für die anschließende Korrelationsanalyse wird ein linearer Ansatz nach Pearson angewendet [94]. Um aus dem Korrelationskoeffizienten r abschließend eine neu installierte PV-Anlage detektieren zu können und die Anlagenleistung zu berechnen, sind die folgenden Berechnungsschritte erforderlich:

Zunächst wird in Gleichung (4.4) der arithmetische Mittelwert der Scheinleistung \bar{S}_{AT} für den aktuellen Messdatensatz aus den Leistungsmessungen S_{AT} jedes Zeitschrittes t berechnet. Analog wird der arithmetische Mittelwert der Scheinleistung \bar{S}_{TT} für den rollierenden Typtag in Gleichung (4.6) berechnet.

$$\bar{S}_{AT} = \frac{1}{n_T} \cdot \sum_{t=1}^{n_T} S_{AT,t} \quad (4.4)$$

$$\sigma_{AT} = \sqrt{\frac{1}{n_T} \cdot \sum_{t=1}^{n_T} (S_{AT,t} - \bar{S}_{AT})^2} \quad (4.5)$$

Auf die Indizierung $_{NB}$ wird der Übersichtlichkeit halber verzichtet. Die aufgeführten Gleichungen sind jedoch für jeden Netzbezirk analog durchzuführen.

$$\bar{S}_{TT} = \frac{1}{n_T} \cdot \sum_{t=1}^{n_T} S_{TT,t} \quad (4.6)$$

$$\sigma_{TT} = \sqrt{\frac{1}{n_T} \cdot \sum_{t=1}^{n_T} (S_{TT,t} - \bar{S}_{TT})^2} \quad (4.7)$$

Weiter sind die Standardabweichungen σ für den aktuellen Tag in Gleichung (4.5) und für den Typtag in Gleichung (4.7) beschrieben. Die Abhängigkeiten der Scheinleistungen zwischen dem aktuellen Tag und dem Typtag werden anhand der in Gleichung (4.8) aufgeführten Kovarianz $cov_{TT,AT}$ berechnet und für den Korrelationskoeffizienten $r_{TT,AT}$ nach Gleichung (4.9) genutzt.

$$cov_{TT,AT} = \frac{1}{n_T} \cdot \sum_{t=1}^{n_T} (S_{TT,t} - \bar{S}_{TT}) \cdot (S_{AT,t} - \bar{S}_{AT}) \quad (4.8)$$

$$r_{TT,AT} = \frac{cov_{TT,AT}}{\sigma_{TT} \cdot \sigma_{AT}}, \quad r_{TT,AT} \in [0; 1] \quad (4.9)$$

Je größer der Korrelationskoeffizient $r_{TT,AT}$, desto mehr korrelieren die beiden Scheinleistungen miteinander. Für $r_{TT,AT} = 0$ gilt eine vollständige Unkorrelation. Ist eine parametrierbare Korrelationsgrenze überschritten erfolgt schlussendlich die Berechnung der neuinstallierten PV-Anlagenleistung S_{Neu} (vgl. PV-Zubau, Abbildung 4.3), welche aus dem Quotienten der arithmetischen Mittelwerte der Scheinleistungsdifferenzlinie S_{Diff} und der Referenz-Einspeisescheinleistung S_{Ref} multipliziert mit der installierten Referenzscheinleistung $S_{inst,Ref}$ berechnet wird.

$$S_{Neu} = \frac{S_{Diff}}{S_{Ref}} \cdot S_{inst,Ref} \quad (4.10)$$

Das beschriebene Vorgehen ist für jeden Netzbezirk gesondert durchzuführen, sodass für jeden Netzbezirk eine Detektion neuinstallierter PV-Anlagen stattfindet. Das Detektionsverfahren wurde für die Niederspannungsebene entwickelt, lässt sich aber auf die Mittelspannungsebene anwenden. Dort ist der Zubau mehrerer PV-Anlagen in aggregierter Form für ein gesamtes Niederspannungsnetz eher von Interesse. Auch lässt sich das Detektionsverfahren grundsätzlich auf weitere leistungsintensive Einspeiser und Verbraucher erweitern, jedoch sind hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren erforderlich. Grenzen des Detektionsverfahrens ergeben sich aus den unterschiedlichen Neigungs- und Ausrichtungswinkeln der PV-Anlagen, da die Detektion auf Grundlage der Referenz Anlagendaten basieren. Eine stark heterogene Netzlast erschwert zudem die Bildung der Typtage bzw. den Vergleich zwischen Typtagen und aktuellen Messdaten. Weiterreichende Beschreibungen, die qualitative Ermittlung von Grenzen, sowie weitere Simulationen sind in Kapitel 5 beschrieben.

4.2.3 Detektion von leistungsintensiven Verbrauchern

Nicht nur die Detektion von leistungsintensiven Einspeisern ist für die Netzzustandsschätzung bzw. die Ersatzwertbildung von großer Bedeutung, sondern auch die Detektion von leistungsintensiven Verbrauchern. Je nach angeschlossener Spannungsebene und Verbraucherart ist eine Detektion solcher Verbraucher allerdings schwierig. Während bei der PV-Detektion der relativ hohe Gleichzeitigkeitsfaktor durch die Sonneneinstrahlung zunutze gemacht werden konnte, ist für die

Detektion leistungsintensiver Verbraucher mit geringem Gleichzeitigkeitsfaktor eine andere Herangehensweise zu entwickeln.

Bedingt durch die spärliche Informationsgrundlage ist eine exakte Leistungsverteilung der ungemessenen Netzknoten schwierig. Auf der Mittelspannungsebene liegen zumindest meist die Anlagenleistungen der Ortsnetz- bzw. Kundenstationen vor. Einige Netzstationen verfügen auch über Schleppanzeiger, die den maximalen Entnahmestrom einer Netzstation anzeigen. In solchen Fällen können diese Informationen für die Lastverteilung der Netzknoten verwendet werden. Eine Ortsnetzstation mit einer installierten Transformatorleistung von $S_r = 630$ kVA und einem Schleppzeigerwert von $I_s = 250$ A erhält eine geringere Gewichtung (Verhältnis aus I_s und S_r) als eine Ortsnetzstation mit einer Leistung von $S_r = 800$ kVA und $I_s = 350$ A. Auf die Niederspannungsebene lässt sich eine solche Gewichtung ähnlich adaptieren. Als potentielle Information kann hier die Anschlussleistung des Netzanschlusses dienen, um Ein- und Mehrfamilienhäuser unterschiedlich stark in der Lastverteilung zu gewichten. Eine andere Möglichkeit bieten die Jahresenergieverbräuche der einzelnen Verbraucher, welche wiederum auf den zyklischen Echtzeitbetrieb einer Netzautomatisierung umgerechnet werden können. Gerade in der Niederspannungsebene sind solche Daten jedoch nicht ohne weiteres zugänglich bzw. oft nicht für das Netzautomatisierungssystem verfügbar [95].

Darum wird im Folgenden der in Abschnitt 3.3.3 beschriebene Ansatz für eine dynamische Lastverteilung adaptiert. Betrachtet wird ebenfalls ein Netzbezirk wie er exemplarisch in Abbildung 4.8 dargestellt ist. Weiter führen die Spannungsabfall-Betrachtungen der extremen Lastverteilungen U_{\max} und U_{\min} zu den Spannungsprofilen in Abbildung 4.9. Die Last im Netzbezirk ist dabei derart zu verteilen, dass die Spannungsdifferenz zwischen der geschätzten Spannung $U_{\text{Est},m}$ und der gemessenen Spannungsreferenz $U_{\text{Ref},m}$ minimiert wird. Es lässt sich also die folgende Optimierungsaufgabe formulieren:

$$\min\{|U_{\text{Est},m} - U_{\text{Ref},m}|, S_j < \underline{S}_{\text{Max}}, j \in [1; n_{\text{NB}}]\} \quad (4.11)$$

Um die Optimierungsaufgabe zu erreichen gibt es eine Vielzahl an möglichen Lösungen. Eine Beschränkung des Lösungsraums stellt die Definition einer maximalen Leistungsgrenze $\underline{S}_{\text{Max}}$ dar, die eine einzelne Lastverteilung S_j (mit der Anzahl n_{NB} der im Netzbezirk angeschlossenen Netzknoten) nicht überschreiten darf. Eine solche Grenze für einen (Haushalts-)Netzknoten könnte z.B. als 80 % der (Haus-)Anschlussleistung definiert sein.

Zunächst wird im Netzbezirk (Abbildung 4.8) eine lineare Lastverteilung durchgeführt, sodass eine initiale Spannungsdifferenz nach Gleichung (4.11) ermittelt werden kann. Für $U_{\text{Est},m} - U_{\text{Ref},m} < 0$ ist die Lastverteilung zum Netzbezirksanfang zu verschieben. Schrittweise und in Abhängigkeit der Höhe der Spannungsdifferenz wird am Anfang des Netzbezirks (vgl. k_2 , Abbildung 4.8) die Leistung erhöht, sodass ein geringerer Spannungsabfall im Netzbe-

zirk, aufgrund der geringeren Leistung am Netzbezirksende, resultiert. Erneut wird die Spannungsdifferenz nach Gleichung (4.11) berechnet und ggf. die Leistung an Netzknoten k_2 weiter erhöht. Falls S_{Max} für Netzknoten k_2 erreicht ist und weiterhin eine gewisse Spannungsdifferenz (Gleichung (4.12)) zwischen der geschätzten Spannung $U_{Est,m}$ und der Referenzspannung $U_{Ref,m}$ besteht, ist der nächste Netzknoten (k_3) zu wählen und das Vorgehen zu wiederholen bis ϵ_{dyn} unterschritten ist.

$$|U_{Est,m} - U_{Ref,m}| < \epsilon_{dyn} \tag{4.12}$$

Für $U_{Est,m} - U_{Ref,m} > 0$ ist die Lastverteilung zum Ende des Netzbezirks nach analogem Vorgehen zu verschieben. Ein exemplarisches Beispiel für die dynamische Lastverteilung wird in Abschnitt 4.3 beschrieben. Durch die beschriebene Lastverteilung ist eine dynamische Lastanpassung möglich. Das Verfahren bietet eine universelle Detektion bzw. Verteilung von leistungsintensiven Verbrauchern, ohne spezifische Verbraucherarten einzeln detektieren zu müssen. Die Ableitung eines speziellen Verbrauchertyps wie z.B. Ladesäulen von Elektrofahrzeugen birgt durch das nahezu unvorhersehbare Verbrauchsverhalten (zumindest ohne entsprechende Daten) keinen signifikanten Mehrwert gegenüber der universellen Lastverteilung.

Die Integration des beschriebenen Detektionsverfahrens in die Ersatzwertbildung bzw. in die Netzzustandsschätzung wird im nachfolgenden Abschnitt detaillierter beschrieben.

4.3 Verfahren zur Ersatzwertbildung

Nachdem in den zuvor dargestellten Abschnitten ein Verbesserungspotential der Informationsgrundlage für die Netzzustandsidentifikation bzw. Netzzustandsschätzung vorgestellt wurde, sind diese nun in der Netzzustandsschätzung anzuwenden. Die Netzzustandsschätzung wurde bereits in Abschnitt 4.1 in das Systemmodell integriert, sodass deren spezifische Funktionen nun näher zu betrachten sind. Abbildung 4.7 zeigt die Kernfunktionalitäten der Ersatzwertbildung sowie der Leistungsflussberechnung.

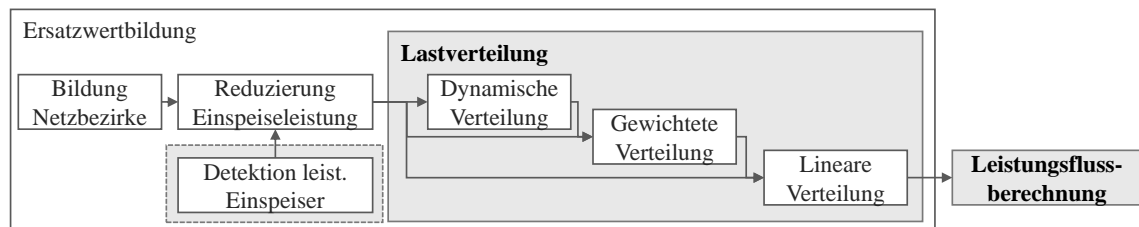


Abbildung 4.7: Kernfunktionalitäten der Netzzustandsschätzung

Ziel der Ersatzwertbildung ist die Ermittlung von (Ersatz-)Leistungswerten der unbekanntem Netzknoten, sodass alle notwendigen Eingangsdaten für eine anschließende Leistungsflussberechnung vorhanden sind und ein eindeutiger (geschätzter) Netzzustand berechnet werden kann.

Dazu sind aus den Eingangsdaten zunächst Netzbezirke zu bilden. Dies erfolgt durch die dynamisch ermittelte Netztopologie und die statischen Messstandorte. Eine nicht korrekt detektierte Netztopologie kann hierbei einen erheblichen Einfluss auf die Netzbezirke und damit auch auf die Ermittlung des Netzzustandes haben. Einerseits kann die Anzahl der Netzknoten bei einer fehlerhaften Netztopologie in den Netzbezirken abweichen, sodass Fehler in der Leistungsverteilung entstehen können. Andererseits können Abweichungen in den Netzimpedanzen einen erheblichen Einfluss auf die zu berechnenden Zustandsgrößen in der Leistungsflussberechnung nehmen. Daher besteht die zentrale Anforderung an eine Detektion von Schaltzustandsänderungen, um die resultierende dynamische Netztopologie zu ermitteln.

Ein Netzbezirk charakterisiert sich durch eine definierte Teilgröße eines Netzes in Form von Netzknoten und Leitungen und dessen Grenzen sind jeweils an Messstandorten oder an den Enden bestimmt. Mit der Zerlegung des Netzes in Netzbezirke wird die Komplexität der Netzzustandschätzung für unterbestimmte Gleichungssysteme (vgl. Abschnitt 1.2) in kleinere, einfacher lösbare Teilprobleme aufgeteilt. So lässt sich die Gesamtmenge leistungsmäßig unbekannter Netzknoten in eine Teilmenge separieren, mit denen die beschriebenen Verteilungsverfahren angewendet werden können.

Die Ersatzwertbildung unterteilt sich dazu in die Schritte der Reduzierung der Einspeiseleistung und der Lastverteilung (Abbildung 4.7). Bei der Einspeisereduzierung werden alle bekannten Einspeiseleistungen aus der Netzbezirksbetrachtung herausgerechnet, sodass im Idealfall eine reine Verbrauchsleistung resultiert. Einspeiseanlagen, welche über keine eigene Messung verfügen, sind über eine entsprechende Referenzanlage umzurechnen (vgl. Gleichung (4.10)). Neuinstallierte PV-Anlagen, welche über das vorgestellte Detektionsverfahren hinzugefügt wurden, üben so einen positiven Effekt auf die Ersatzwertbildung aus und sorgen damit schlussendlich für eine Verbesserung der Schätzgenauigkeit.

Die resultierende Verbrauchsleistung ist anschließend über geeignete Verteilungsfunktionen an die unbekanntenen Netzknoten des Netzbezirks zu vergeben. Die Funktionen der gewichteten, linearen sowie der dynamischen Verteilung sind anhand eines exemplarischen Netzbezirks nachfolgend beschrieben.

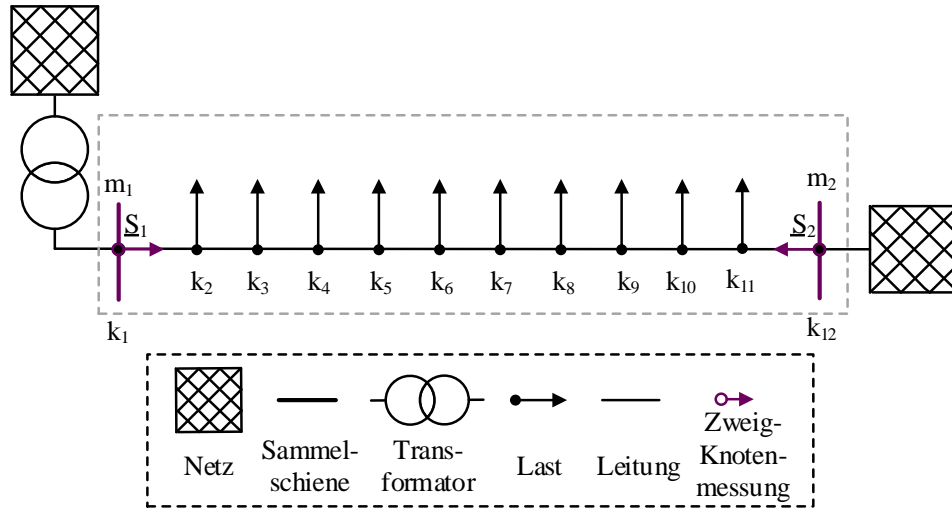


Abbildung 4.8: Exemplarischer Mittelspannungsnetzstrang zur Veranschaulichung der verschiedenen Leistungsverteilungen

Abbildung 4.8 stellt einen exemplarischen Mittelspannungsnetzstrang mit $n_{NB} = 12$ Netzknotten dar. An den Netzbezirkenden befinden sich die Messstellen m_1 und m_2 und es wird eine Bezirksscheinleistung von $\underline{S}_{NB,m_1,m_2} = 2$ MVA unterstellt.

Die gewichtete Leistungsverteilung $\underline{S}_{i,Gew}$ wird aus dem Verhältnis der am Netzknotten i angeschlossenen Bemessungsscheinleistung des Transformators $S_{i,r}$ und der Summe aller Transformatorbemessungsscheinleistungen sowie mit der Netzbezirksscheinleistung $\underline{S}_{NB,ij}$ multipliziert. Damit erhält jeder Netzknotten i einen auf die Bemessungsscheinleistung des Transformators bezogenen Anteil der gesamten Netzbezirksscheinleistung.

$$\underline{S}_{i,Gew} = S_{i,r} \cdot \left(\sum_{k=1}^{n_{NB}} S_{k,r} \right)^{-1} \cdot \underline{S}_{NB,ij} \quad (4.13)$$

Die lineare Leistungsverteilung berechnet sich aus dem Quotienten der Netzbezirksscheinleistung $\underline{S}_{NB,ij}$ und der Anzahl im Netzbezirk angeschlossener Netzknotten n_{NB} . Jeder Netzknotten i erhält somit eine gleichanteilige Scheinleistung $\underline{S}_{i,Lin}$.

$$\underline{S}_{i,Lin} = \frac{\underline{S}_{NB,ij}}{n_{NB}} \quad (4.14)$$

Die Summe aller einzelnen Leistungsverteilungen \underline{S}_i , unabhängig von der Lastverteilung, ergibt stets die Bezirksscheinleistung $\underline{S}_{NB,ij}$.

Tabelle 4.1: Exemplarische Leistungsverteilung für ein Mittelspannungsnetzstrang

Netz-knoten	Transformator S_r [kVA]	Gewichtet $\underline{S}_{\text{Gew}}$ [kVA]	Linear $\underline{S}_{\text{Lin}}$ [kVA]	Dynamisch $\underline{S}_{\text{Dyn}}$ [kVA]
k_2	400	167,01	200,00	118,75
k_3	400	167,01	200,00	118,75
k_4	630	263,05	200,00	118,75
k_5	630	263,05	200,00	118,75
k_6	400	167,01	200,00	118,75
k_7	630	263,05	200,00	118,75
k_8	250	104,38	200,00	118,75
k_9	400	167,01	200,00	118,75
k_{10}	800	334,03	200,00	800,00
k_{11}	250	104,38	200,00	250,00

Zur Veranschaulichung der verschiedenen Leistungsverteilungen seien zusätzlich die exemplarischen Werte in Tabelle 4.1 betrachtet. Für eine Netzbezirksleistung von $\underline{S}_{\text{NB},m1,m2} = 2$ MVA und einer linearen Leistungsverteilung wird jedem Netzknoten (k_2 bis k_{11}) eine Leistung von $\underline{S}_{\text{Lin}} = 200$ kVA zugeschrieben. Die daraus resultierende Spannungskennlinie U_{Lin} ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Anhand der Bemessungsscheinleistung S_r des Transformators und Gleichung (4.13) lassen sich die gewichteten Leistungen $\underline{S}_{\text{Gew}}$ sowie die Spannungskennlinie U_{Gew} ermitteln. Durch die initiale lineare Leistungsverteilung folgt $U_{\text{Est},m2} - U_{\text{Ref},m2} > 0$, sodass in der dynamischen Leistungsverteilung die Leistung an das Netzbezirksende verschoben wird. Iterativ wird die Leistung zunächst an k_{11} und dann an k_{10} erhöht bis die Bedingung aus Gleichung (4.12) für $\varepsilon_{\text{dyn}} = 10$ V bei $U_n = 10$ kV erfüllt ist. Für das exemplarische Beispiel liegt die Spannung der dynamischen Leistungsverteilung U_{Dyn} am nächsten zur Referenzspannungsmessung U_{Ref} und ist daher sowohl der *worst-* (U_{Max}) und *best-case-* (U_{Min}) Verteilung (vgl. Abschnitt 3.3.3) als auch der gewichteten (U_{Gew}) und linearen Verteilung (U_{Lin}) vorzuziehen.

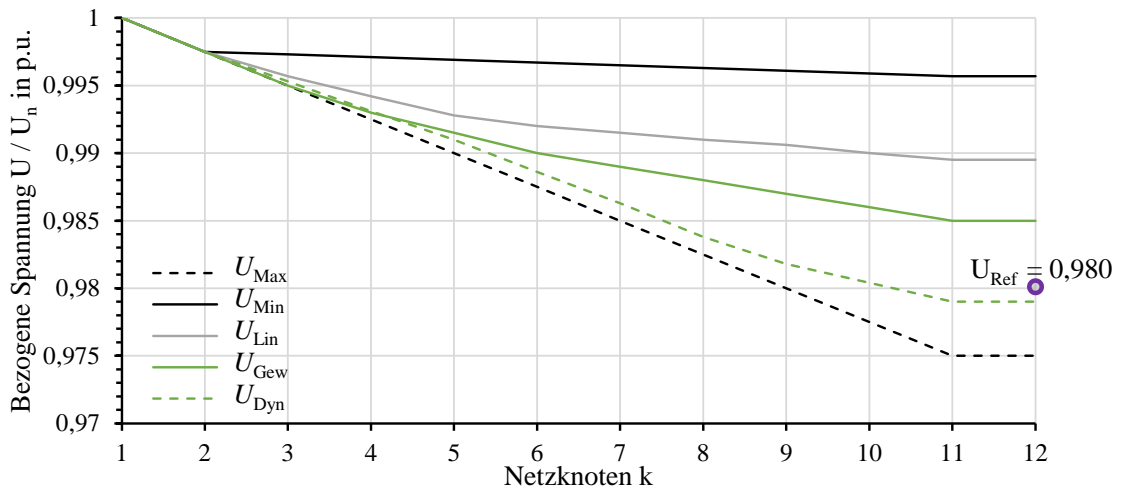


Abbildung 4.9: Spannungsverläufe für unterschiedliche Leistungsverteilungen für den exemplarischen Mittelspannungsnetzstrang

Die Anwendung der dynamischen Leistungsverteilung ist jedoch von den netztechnischen Gegebenheiten sowie der zur Verfügung stehenden Informationen abhängig. Der Algorithmus prüft, ob eine dynamische oder gewichtete Leistungsverteilung möglich ist und wählt andernfalls die lineare Leistungsverteilung aus.

Mit der Leistungsverteilung sind für die unbekanntenen Netznoten spezifische Leistungsgrößen zu ermitteln. Diese können zusammen mit den Messinformationen, der Netztopologie, sowie einer Bezugs- bzw. Slackspannung der Leistungsflussberechnung zugänglich gemacht werden (vgl. Abschnitt 3.1.3). Anhand dieser resultiert schlussendlich ein geschätzter Netzzustand, welcher an die Netzzustandsanalyse weitergeleitet wird.

5 Validierung der entwickelten Verfahren

Nachdem in Kapitel 3 verschiedene Verfahren und Strategien für die Detektion von Schaltzustandsänderungen und in Kapitel 4 Detektionsverfahren von leistungsintensiven Einspeisern und Verbrauchern beschrieben wurden, gilt es diese nun mit geeigneten Prüfverfahren auf ihre Anwendbarkeit und Verfahrensgrenzen zu analysieren. Dazu gliedert sich das folgende Kapitel in drei Abschnitte, die ebenfalls als Entwicklungsstufen für die Konzeptionierung einer Netzautomatisierung genutzt werden.

Die erste Entwicklungsstufe bei der Konzeptionierung eines Netzautomatisierungssystems bzw. einzelner Netzautomatisierungsfunktionen beginnt mit der softwaretechnischen Prototypentwicklung. Dabei werden die (Teil-)Funktionen möglichst modular aufgebaut, sodass diese gekapselt bzw. soweit wie möglich entkoppelt von anderen Funktionen getestet werden können. Der initiale Validierungsprozess findet in einer *Software-in-the-loop*-Umgebung statt, in der sowohl Netzautomatisierungsfunktionen als auch alle netzmodellierungsrelevanten Komponenten in softwaretechnischen Algorithmen abgebildet werden. Dies bedarf einer entsprechenden Simulationsumgebung, in der die grundlegenden Funktionalitäten initial getestet und die Komplexität der Prüfverfahren stetig an den Entwicklungsstand angepasst werden können.

Daher wurde für die Entwicklung der dargestellten Netzautomatisierungsfunktionen eine entsprechende Simulationsumgebung zusammen mit [21] entwickelt, die in Abschnitt 5.1.1 detaillierter beschrieben wird. Die Simulationsumgebung stellt die zentrale Instanz der Verfahrensvalidierung dar, da sie verglichen mit praktischen Feldtestuntersuchungen nahezu unbegrenzte Freiheitsgrade in der Szenarienerstellung ermöglicht.

Sind die grundlegenden Verfahren anhand der Softwaretests abgeschlossen, ist der Software-Prototyp auf eine geeignete Hardwarekomponente zu überführen und für die Integration in eine Labortestumgebung vorzubereiten (Entwicklungsstufe 2). Die Labortestumgebung besteht aus realen netz- und hardwaretechnischen Komponenten, welche in einem abgeschlossenen Testsystem gekapselt sind, sodass keine sicherheitsrelevanten Einflüsse auf das reale Netz übertragen werden können. In der Labortestumgebung können anhand von *Hardware-in-the-loop*-Tests insbesondere die Einflüsse der erforderlichen Hardwarekomponenten untersucht werden. Primär kann die Robustheit der Netzautomatisierung geprüft werden, indem ungültige und fehlerbehaftete Messwerte dem System zugeführt werden. Auch lässt sich die Kommunikationsinfrastruktur in einer *Hardware-in-the-loop*-Testumgebung untersuchen und manipulieren, sodass der Prototyp mit einem irregulären Systemverhalten konfrontiert werden kann. Das Betriebskonzept einer Netzautomatisierungslösung lässt sich in einer Laborumgebung, insbesondere für die Konzeptionierung von Notfall-Betriebsstrategien bei unerwarteten Fehlerfall (vgl. Abschnitt 5.2), hinreichender entwickeln.

Für die Entwicklung einer Netzautomatisierungslösung findet ein kontinuierlicher Austausch zwischen *Software-in-the-loop*- und *Hardware-in-the-loop*-Prüfverfahren statt, sodass die Funktionalitäten vielen Prüfscenarien unterzogen werden können. Sind darüber hinaus alle sicherheitsrelevanten Prüfverfahren erfolgreich abgeschlossen und es kann sichergestellt werden, dass kein negativer Einfluss auf den realen Netzbetrieb entsteht, kann das Netzautomatisierungssystem für eine Integration in ein reales Netz vorbereitet werden.

Im Zuge der praktischen Verfahrensvalidierung wird das Netzautomatisierungssystem in ein reales Netz installiert, sodass dieses mit den realen Netzkomponenten interagiert (Entwicklungsstufe 3). Ausgewählte Verfahren für die Netzzustandsidentifikation konnten im Zuge eines Forschungsprojektes unter realen Bedingungen getestet werden (vgl. Abschnitt 5.3). Die Anzahl der Prüfverfahren ist jedoch in einer Feldumgebung gegenüber einer Simulationsumgebung begrenzt, da die Möglichkeiten der Netzbeeinflussung limitiert sind. Zudem treten im realen Netzbetrieb viele unterschiedliche Effekte gleichzeitig auf, sodass eine Reproduzierbarkeit bzw. die Validierung einzelner Einflüsse nur bedingt möglich ist. Auf der anderen Seite sind die Netzautomatisierungsfunktionen für einen praktischen Einsatz entwickelt worden und müssen diesen Anforderungen genügen, sodass diese Form der Verfahrensvalidierung eine praktische Anwendbarkeit wiedergibt.

Aus den Verfahrensvalidierungen der Simulations-, Labortest-, sowie der Feldtestumgebung lassen sich in Abschnitt 5.4 Verfahrensgrenzen ableiten und eine allgemeine Anwendbarkeit der Verfahren formulieren.

5.1 Verfahrensvalidierung in einer Simulationsumgebung

Der Verfahrensvalidierung in einer Simulationsumgebung kommt ein besonderer Stellenwert in der Entwicklung von Netzautomatisierungsfunktionen zu. Über die Nachbildung bzw. Modellierung geeigneter netztechnischer Komponenten lassen sich in einer Simulationsumgebung nahezu alle Anwendungsfälle testen. Dazu sind die Netzkomponenten in ihrem technischen Verhalten möglichst detailliert nachzubilden, sodass eine hinreichende softwaretechnische Abbildung eines Realnetzes erfolgen kann (vgl. Abschnitt 5.1.1). Anhand von reproduzierbaren Szenarien können Detektionsverfahren zunächst einzeln (vgl. Abschnitt 5.1.2) und in Abschnitt 5.1.3 in aggregierter Form bewertet werden.

5.1.1 Beschreibung der Simulationsumgebung

Nachfolgend ist die in Abbildung 5.1 dargestellte Simulationsumgebung und deren Interaktion mit weiteren simulationsrelevanten Funktionen beschrieben. Initial ist das zu untersuchende Szenario zu definieren.

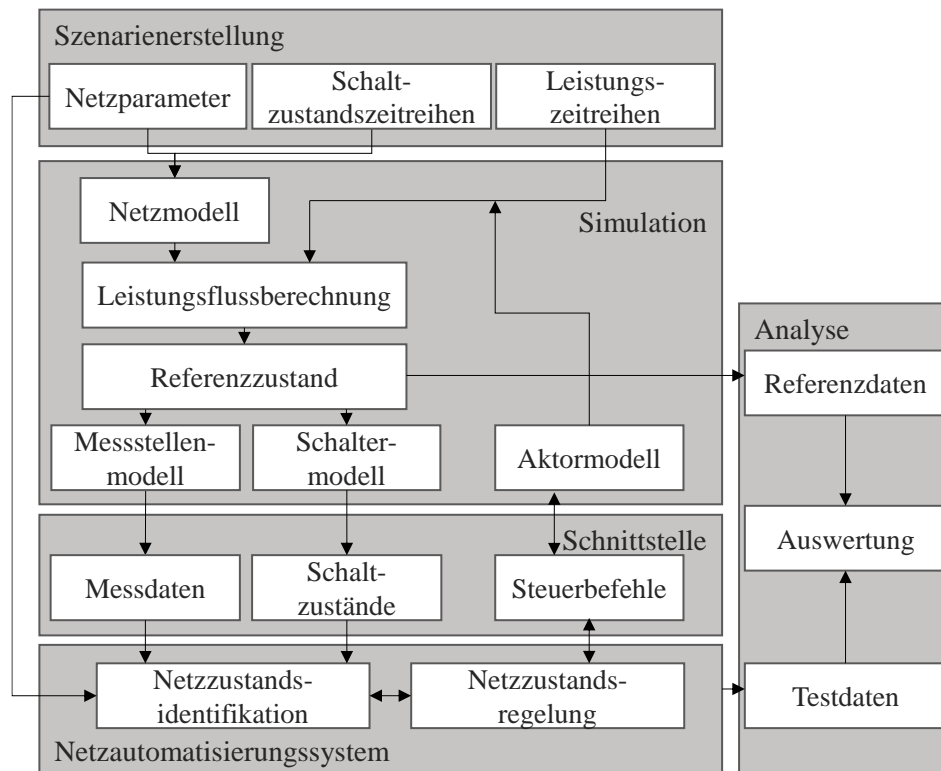


Abbildung 5.1: Darstellung der Simulationsumgebung und Interaktion mit zusätzlichen Funktionen

Dazu sind die (statischen) Netzparameter (vgl. Abschnitt 3.1.1) zu definieren, die sowohl für die Simulationsumgebung als auch für das Netzautomatisierungssystem benötigt werden. Über die Schaltzustandszeitreihen sowie Leistungszeitreihen wird das Szenario dynamisiert, indem für eine definierbare Anzahl von diskreten Zeitschritten Schaltzustände und Leistungen für die Netzknoten vorgegeben werden. Bei der Erstellung von Leistungszeitreihen können beispielsweise SLP oder stochastische Modelle hinterlegt werden. Für die Modellierung von volatilen DEA wie PVA oder WEA werden wetterabhängige Modelle angewendet. Auch das Modellieren von leistungsintensiven Verbrauchern wie Wärmepumpen und Ladestationen von Elektrofahrzeugen ist über entsprechende Modelle abbildbar. Weiterhin können die zuvor genannten Netzteilnehmer auch anhand von archivierten Messzeitreihen nachgebildet werden. Für Simulationen von Mittelspannungsnetzen können einzelne (Nutzer-)Modelle aggregiert werden, um beispielsweise ganze Ortsnetze zu simulieren. Mithilfe von archivierten Messdaten, beispielsweise von Registrierenden Leistungsmessungen (RLM) verschiedener Netzstationen, lassen sich auch realitätsnahe Verbrauchsprofile modellieren. Die Schaltzustandszeitreihen werden hingegen lediglich über einen logischen Schaltzustand (geschlossen = eins, geöffnet = null) dargestellt und sind über die gleichen diskreten Zeitschritte wie die Leistungszeitreihen definiert. Über das Ändern der Schaltzustände an gezielten Punkten im Netz lassen sich die verschiedenen Anwendungsfälle der Topologieveränderungen (vgl. Abschnitt 3.1.4) untersuchen.

Hierbei bietet die Simulationsumgebung einen großen Vorteil gegenüber der praktischen Verfahrensvalidierung in einer Feldtestumgebung. Die generierten Szenarien sind netzknoten- bzw. schalterspezifisch reproduzierbar. Im realen Netz können nachgelagerte Analysen lediglich auf Basis der messtechnisch erfassten Informationen erfolgen. Das Leistungsverhalten der ungemessenen Netzknoten bleibt hingegen unbekannt. In der Simulationsumgebung bleiben dagegen alle Daten erhalten. Szenarien lassen sich unter sonst gleichbleibenden Bedingungen in gezielte Ausprägungen modifizieren. Das ermöglicht eine Identifikation von Einflussgrößen auf die jeweilig zu untersuchenden Detektionsverfahren und Anwendungsfälle. Die Quantifizierung dieser Einflussgrößen definiert schlussendlich die Grenzen der entwickelten Verfahren.

Mit der Erstellung von geeigneten Szenarien wird aus den Netzparametern ein (statisches) Netzmodell berechnet (vgl. Abschnitt 3.1.3). Den statischen *default*-Schaltzuständen wird für jeden Zeitschritt gegebenenfalls eine Schaltzustandsänderung aus der Zeitreihe überlagert, sodass ein dynamisches Netzmodell entsteht. Aus dem dynamischen Netzmodell, den Leistungszeitreihen und der Festlegung einer Bezugsspannung mit Bezugswinkel wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.1.3). Aus der Leistungsflussberechnung resultiert ein eindeutig und exakt bestimmter (Referenz-)Netzzustand mit allen komplexen Knotenspannungen, Knoten- und Zweigströmen, sowie Leistungsfaktoren, Wirk- und Blindleistungen.

Die Daten des Referenzzustandes sind anschließend in ein Messstellen- bzw. Schaltermodell zu überführen, welche eine Selektion bzw. Reduzierung der Zustandsmenge durchführt. Die Reduzierung erfolgt dabei auf Basis der zugrunde gelegten Messausstattung bzw. der Anzahl der überwachten Schaltzustände.

Die reduzierten Zustandsinformationen werden dem Netzautomatisierungssystem als dynamische (Eingangs-)Prozesswerte hinzugeführt und bilden zusammen mit den statischen Netzparametern die Informationsgrundlage (vgl. Abschnitt 3.1.1). Das Netzautomatisierungssystem ist softwaretechnisch von der Simulationsumgebung entkoppelt, sodass auch die Berechnungszyklen beider Systeme entkoppelt sind (vgl. Abbildung 5.20). Die modulare Entwicklung der verschiedenen vorgestellten Funktionen ermöglicht eine austauschbare Implementierung in den Netzzustandsidentifikationsbaustein.

Steuerbefehle, die durch die Netzzustandsregelung eingeleitet werden, sind über die Schnittstelle in die Simulationsumgebung zurückzuführen und im Szenario über die Aktualisierung der Leistungszeitreihe und anschließend durch eine erneute Leistungsflussberechnung anzupassen.

Zu jedem Simulations- und Algorithmus-Zeitschritt sind die Referenz- und Testdaten zu speichern, sodass diese in einer nachgelagerten Auswertung analysiert werden können. Die zu analysierenden Untersuchungskriterien stellen die Schaltzustände sowie die Zustandsgrößen der unge-

messenen Netzkomponenten dar. Diese ergeben sich aus einer Reihe von verschiedenen Kennzahlen, Fehlervektoren und Probabilitätsfaktoren, wie sie in den Verfahrensbeschreibungen formuliert wurden.

5.1.2 Bewertung der Detektionsverfahren

5.1.2.1 Schätzfehlerkennzahlen

Um die Anwendbarkeit der einzelnen Detektionsverfahren untersuchen zu können werden im Nachfolgenden eine Reihe von Szenarien im Simulationsnetz (vgl. Abbildung 9.5) mit unterschiedlichsten Netzbelastungen und Netzsituationen durchgeführt. Dazu sei eine Referenz Topologie sowie drei weitere Topologiemodelle zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 9.4). Für die Bewertung der Schätzfehlerkennzahlen sind die Netznutzer im Leistungsverhalten zu variieren. Dabei ist zunächst die Leistungsverteilung der simulierten Netzknoten untereinander zu analysieren, da diese eine maßgebliche Einflussgröße für die Schätzgenauigkeit bzw. für die Fehlerkennzahlen darstellt. Abbildung 5.2 stellt den Zusammenhang zwischen der Spannungsfehlerkennzahl f_U und der Leistungsverteilung dar. Abbildung 5.3 beschreibt den Zusammenhang zur Stromfehlerkennzahl f_I und Abbildung 5.4 zur Fehlerkennzahl $f_{\cos(\varphi)}$ des Leistungsfaktors. Die vertikale Achse stellt die jeweilige Fehlerkennzahl dar und auf der horizontalen Achse sind Szenarien für unterschiedliche Leistungsverteilungen durchgeführt. Für das erste Szenario (Leistungsverteilung 1) wird allen Netzknoten dieselbe Leistung unterstellt, sodass die lineare Ersatzwertbildung der simulierten Referenzleistungsverteilung sehr nahekommt. Die Heterogenität der Leistungsverteilung steigt mit zunehmender Anzahl der Szenarien.

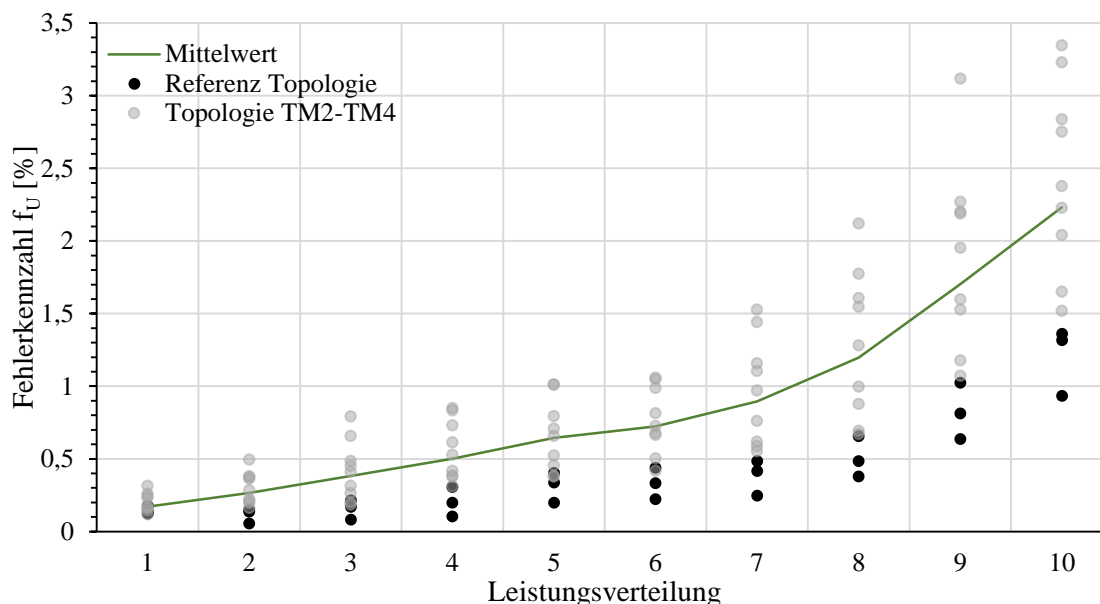


Abbildung 5.2: Fehlerkennzahl f_U für unterschiedliche Topologiemodelle und Leistungsverteilungen

Die schwarzen Datenpunkte in Abbildung 5.2 stellen den Spannungsfehler f_U der Messstellen m_2 , m_3 und m_4 für die zugrunde gelegte Referenz Topologie dar. Da es sich um Knotenspannungen handelt wird für jede Messstelle ein Spannungsfehler ermittelt, sodass drei Datenpunkte für die Referenz Topologie resultieren. Die Spannungsfehlerkennzahlen für die Referenz Topologie entstehen lediglich durch die Ungenauigkeiten in der Ersatzwertbildung. Die Spannungsfehler der Messstellen m_2 , m_3 und m_4 , der zur Referenz Topologie abweichenden Topologiemodelle TM_2 , TM_3 und TM_4 sind in aggregierter Form als graue Datenpunkte dargestellt. Die Spannungsfehler bei diesen Topologiemodellen sind durch die Ungenauigkeiten der Ersatzwertbildung sowie durch die fehlerhafte Netztopologie begründet.

Eine Gleichverteilung der Knotenleistungen (Leistungsverteilung 1) führt dazu, dass die Spannungsfehlerkennzahlen über alle Topologiemodelle (TM_1 bis TM_4) und Messstellen (m_2 , m_3 , m_4) eine geringe Streuung aufweisen. Diese Streuung wird mit zunehmender Heterogenität der Leistungsverteilungen größer. Der minimale und maximale Spannungsfehler der Referenz Topologie in Leistungsverteilung 10 beträgt $f_U = 0,93 \%$ bzw. $f_U = 1,38 \%$. Dies kann durch die standortspezifischen Positionen der Messstellen begründet werden. Der maximale Spannungsfehler ist auf eine Messstelle an einem elektrisch weit entfernten (gegenüber dem Slackknoten) Netzknoten (m_3) zurückzuführen, wohingegen der minimale Spannungsfehler an einem elektrisch nahen Netzknoten (m_2) aufgetreten ist. Der steigende Spannungsfehler ist bei zunehmender Leistungsheterogenität ebenfalls in den zur Referenz Topologie abweichenden Topologiemodellen TM_2 bis TM_4 zu beobachten. Jedoch aufgrund der fehlerhaften Netztopologie deutlich ausgeprägter. Zwar steigt der generelle Spannungsfehler mit steigender Nicht-Linearität der Leistungen an (ersichtlich durch den arithmetischen Mittelwert (grüne Kennlinie)), jedoch wird ebenfalls die Streuung der Spannungsfehler zwischen den Topologiemodellen größer, was für die Berechnung der Topologiemodell-Wahrscheinlichkeiten positiv zu bewerten ist.

In Abbildung 5.3 sind die Stromfehlerkennzahlen f_I für die Messstellen m_2 , m_3 und m_4 dargestellt. Jede Messstelle verfügt über drei Zweigstrommessungen (vgl. Abbildung 9.5), sodass insgesamt neun Datenpunkte je Topologiemodell dargestellt sind. Die Datenpunkte der Referenz Topologie sind analog zu Abbildung 5.2 in schwarz und die der Topologiemodelle TM_2 bis TM_4 in aggregierter Form in grau dargestellt. Analog zu f_U sind die Fehlerkennzahlen von f_I in der Referenz Topologie geringer gegenüber der Fehlerkennzahlen der Topologiemodelle TM_2 bis TM_4 . Jedoch sind für die Leistungsverteilung 1 größere Abweichungen in den Fehlerkennzahlen zu beobachten, welche auf die unterschiedlichen Topologiemodelle zurückzuführen sind. Insbesondere bei elektrisch nahen Netzknoten (m_2) fließt ein wesentlicher Anteil des Gesamtstroms über die Zweigmessungen, sodass diese bei fehlerhaften Topologiemodellen einen erheblichen Fehler (in Leistungsverteilung 1 bis zu $f_I = 90 \text{ A}$, in Leistungsverteilung 10 bis zu $f_I = 178 \text{ A}$) verursachen.

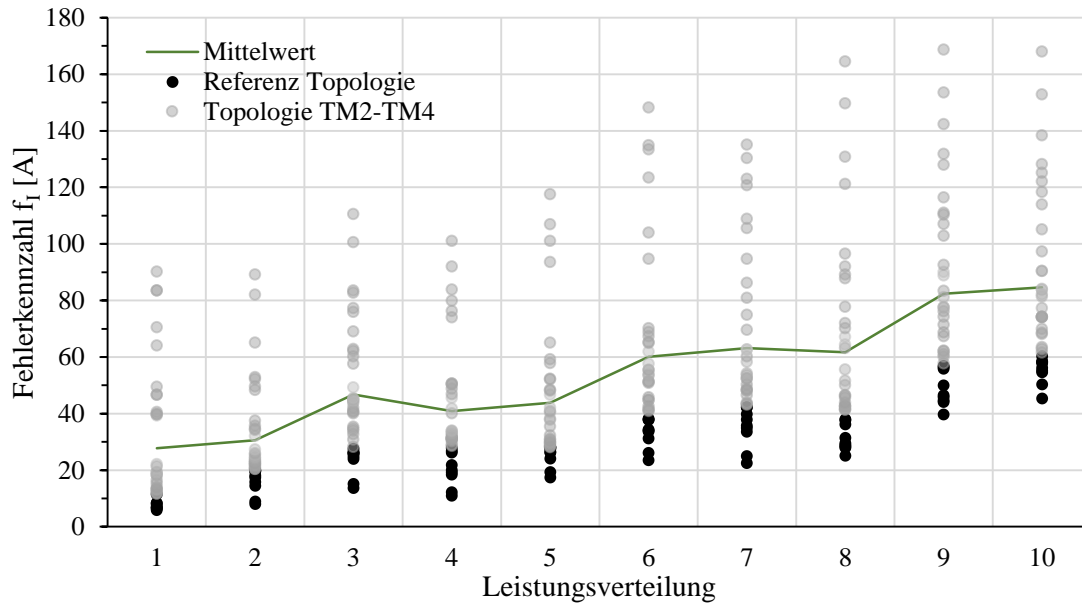


Abbildung 5.3: Fehlerkennzahl f_I für unterschiedliche Topologiemodelle und Leistungsverteilungen

Die Fehlerkennzahlen für den Leistungsfaktor $f_{\cos(\varphi)}$ (Abbildung 5.3) zeigen an den Netzknoten der Messstellen m_2 , m_3 und m_4 eine starke Streuung innerhalb der verschiedenen Topologiemodelle. Mit steigender Nicht-Linearität nimmt die Fehlerkennzahl grundsätzlich zu, jedoch ist kein Zusammenhang zwischen der Referenz Topologie und den Topologiemodellen TM_2 bis TM_4 abzuleiten. Ursachen hierfür sind das generelle sehr schmale Fehlerband (zwischen $f_{\cos(\varphi)} = 0\%$ und $f_{\cos(\varphi)} = 0,241\%$) und Unschärfen in der Blindleistungsbetrachtung.

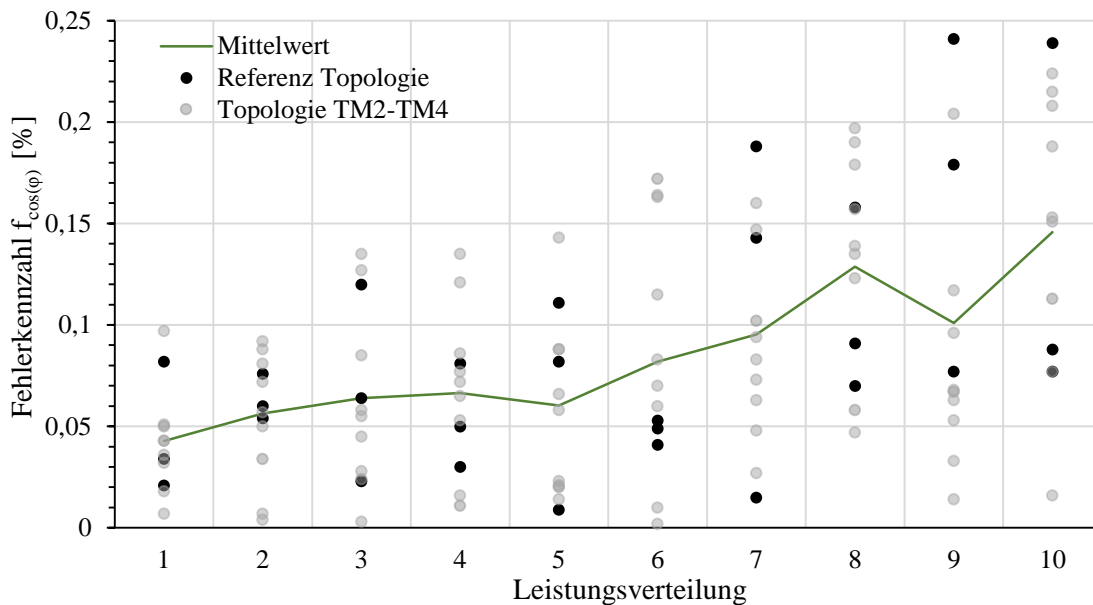


Abbildung 5.4: Fehlerkennzahl $f_{\cos(\varphi)}$ für unterschiedliche Topologiemodelle und Leistungsverteilungen

Aufgrund dieser Erkenntnisse ist der Fehlerkennzahl $f_{\cos(\varphi)}$ eine geringe und f_I und f_U eine höhere Gewichtung (Gleichung (3.34)) zuzuschreiben. Die Simulationen zeigen, dass insbesondere die Fehlerkennzahlen des Stromes schon bei einer Gleichverteilung der Leistungen (Leistungsverteilung 1) eine große Streuung aufgrund der unterschiedlichen Netztopologien aufweisen und eignen sich daher gut für die Bewertung der Topologiemodelle.

5.1.2.2 Q-Modulation

Für die Bewertung der Q-Modulation sei das exemplarische Mittelspannungs-Simulationsnetz mit der in Abbildung 9.1 dargestellten Schaltkonfiguration verwendet. Zur Validierung der im Netzautomatisierungssystem hinterlegten Netztopologie wird am Aktor a_2 an Netzknoten k_{20} eine Q-Modulation durchgeführt. Dazu sind die nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 5.5 - Abbildung 5.8) zu betrachten. Als Simulationszeithorizont wird ein typischer Tageslastgang (24 h) in 1440 diskreten Zeitschritten von je einer Minute zugrunde gelegt. Zur Validierung des Detektionsverfahrens wird zunächst ein Referenzszenario simuliert (vgl. Abbildung 9.1). Die relevanten Spannungsmessungen (U_{a2} , U_{m7} , U_{m6} , U_{m5}) sind für das Referenzszenario als grau gestrichelte Kennlinie dargestellt. Anhand des Kennlinienverlaufs ist der Effekt der Q-Modulation auf die Veränderung der Netzspannung in den Bereichen a, b und c ersichtlich. Ebenso ist die Blindleistungsmenge (lila Kennlinie) auf der sekundären vertikalen Achse dargestellt (Abbildung 5.5). Die Blindleistung des Aktors a_2 wird über $\cos(\varphi)$ -Sollwerte von 0,985 bzw. -0,985 variiert, sodass die alternierenden positiven und negativen Blindleistungen resultieren. Zudem ist ein leicht volatiles Einspeiseverhalten zugrunde gelegt, sodass die Blindleistungsamplitude ebenfalls leicht variiert. Während der Durchführung der Q-Modulation (Bereiche a, b, c) sind die größten Spannungsänderungen am Aktor selbst (U_{a2} (Referenz), Abbildung 5.5) festzustellen. Mit abfallenden Sensitivitäten (vgl. Tabelle 9.3) gegenüber der Eigensensitivität am Aktor wird auch die Spannungsänderung an den übrigen Messstellen zunehmend kleiner (vgl. Abbildung 5.6 bis Abbildung 5.8).

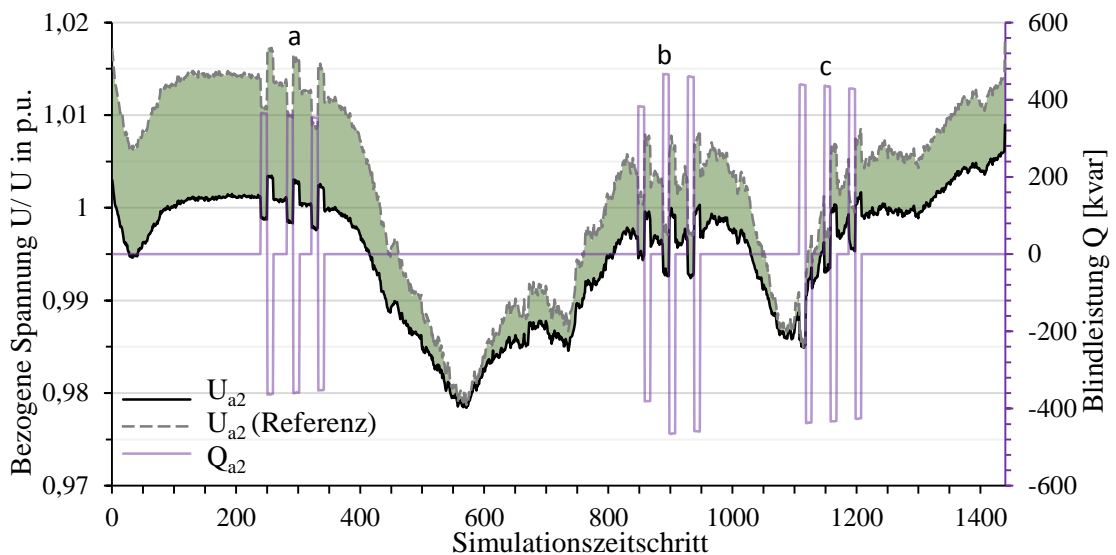


Abbildung 5.5: Zeitlicher Verlauf der simulierten Spannungen und Blindleistungen im Referenz- und Schalt-szenario an Messstelle a_2

Aus dem Referenzszenario ist ein Schaltszenario abgeleitet, welches durch eine Schaltzustandsänderung zum Zeitpunkt t_0 an Schalter b_2 und sonst gleichen Bedingungen beschrieben ist. Durch den geöffneten Schaltzustand wird der geschlossene Ring zwischen Messstelle m_7 und m_6 aufgetrennt. Mit dem Auflösen der Vermaschung ist das Spannungsniveau sowohl am Aktor a_2 (U_{a_2} , Abbildung 5.5) als auch an den Messstellen m_7 (U_{m_7} , Abbildung 5.6), m_6 (U_{m_6} , Abbildung 5.7) und m_5 (U_{m_5} , Abbildung 5.8) deutlich gesunken, was auch an den gekennzeichneten grünen Flächen dargestellt ist. Für die Verfahrensbewertung ist dies jedoch nur ein Nebeneffekt, welcher zu beobachten ist. Die bewertungsrelevante Größe wird aus der prognostizierten Spannungsänderung und der tatsächlich gemessenen Spannung (vgl. Gleichung (3.24) und (3.25)) ermittelt. Visuell lässt sich der mathematische Zusammenhang anhand der Referenz-Kennlinien (U_{a_2} (Referenz), U_{m_7} (Referenz), U_{m_6} (Referenz), U_{m_5} (Referenz)) und den unterschiedlichen Ausprägungen der Spannungsänderungen an den jeweiligen Messstellen im Schaltszenario (U_{a_2} , U_{m_7} , U_{m_6} , U_{m_5}) verdeutlichen. Auch im Schaltszenario ist die Spannungsänderung am Aktor a_2 am größten (vgl. Sensitivitäten Tabelle 9.3). Zwar ist die Amplitude der Spannungsänderung durch das Auftrennen der Ringstruktur gegenüber dem Referenzszenario geringer, jedoch lässt sich die Spannungsänderung der Q-Modulation grafisch wie rechnerisch nachweisen. Analoge Beschreibungen, jedoch in geringfügiger Abschwächung der Spannungsänderungen treffen für die Messstelle m_7 (Abbildung 5.6) zu.

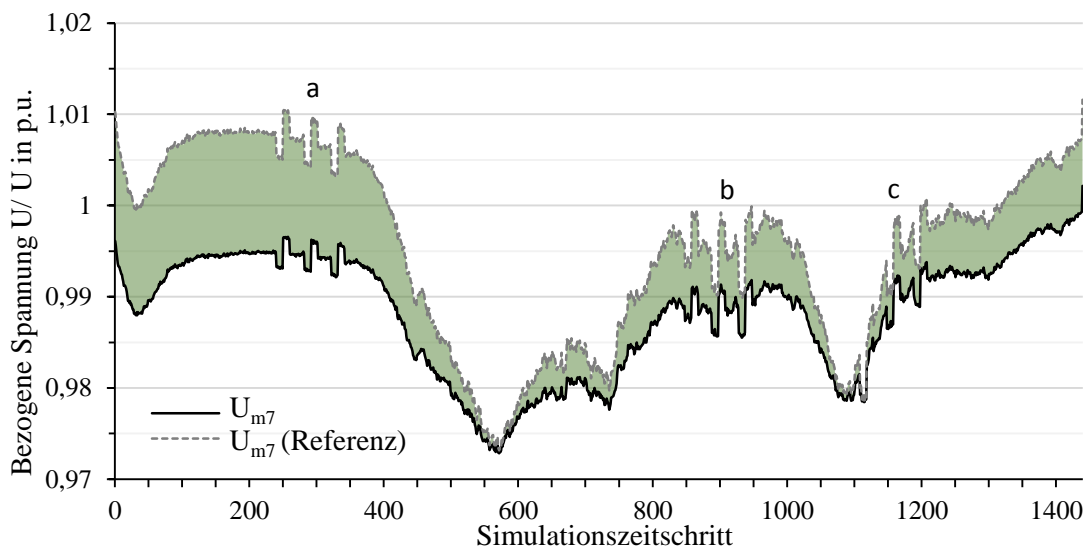


Abbildung 5.6: Zeitlicher Verlauf der simulierten Spannungen im Referenz- und Schaltszenario an Messstelle m_7

Können die beschriebenen Spannungsänderungen zwischen zwei Messstellen nachgewiesen werden, hat innerhalb dieses Netzbezirks keine Schaltzustandsänderung stattgefunden.

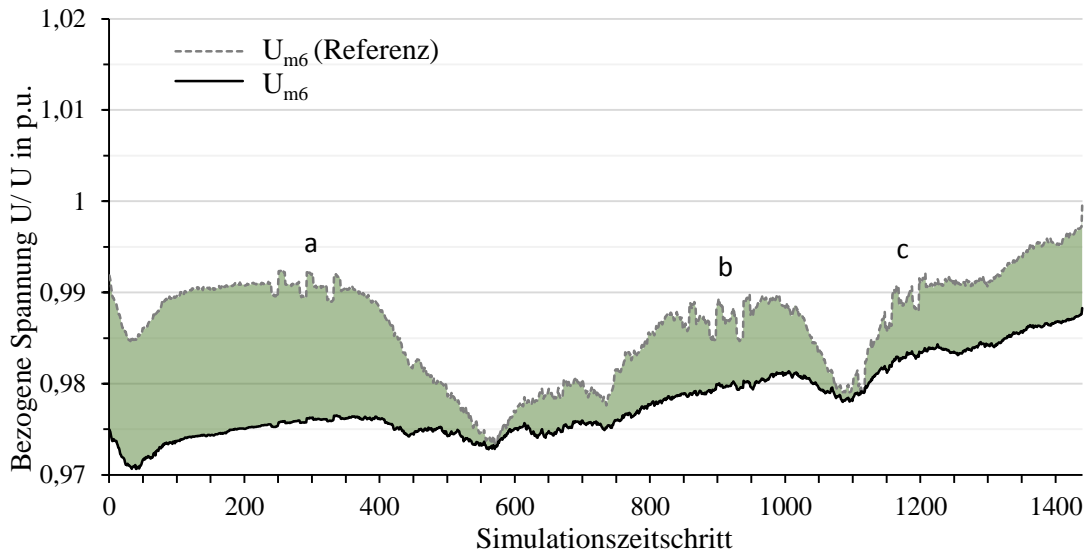


Abbildung 5.7: Zeitlicher Verlauf der simulierten Spannungen im Referenz- und Schaltszenario an Messstelle m_6

An Messstelle m_6 (Abbildung 5.7) und Messstelle m_5 (Abbildung 5.8) sind im Schaltszenario (schwarze Kennlinien) keine charakterisierenden Spannungsänderungen ersichtlich. Entsprechend groß sind die errechneten Spannungsdifferenzen, denn die prognostizierte Spannungsänderung blieb aus (vgl. Abschnitt 3.3.4). Je nach Netzimpedanz bzw. Netzsensitivitäten und Q-Potential können geringfügige Spannungsänderungen auch über elektrisch weit entfernte Netzknoten bzw. über den Transformator-knoten resultieren. Solche geringfügigen Auswirkungen der Q-Modulation (Bereiche a, b, c, Abbildung 5.8) lassen sich jedoch nicht analysieren und sind über die Definition einer Mindestsensitivität auszuschließen.

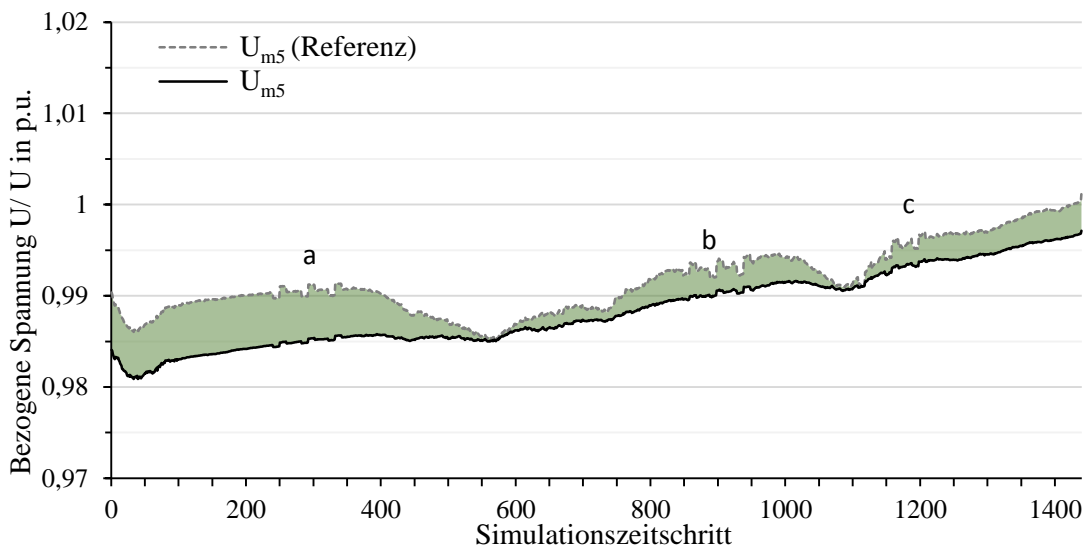


Abbildung 5.8: Zeitlicher Verlauf der simulierten Spannungen im Referenz- und Schaltszenario an Messstelle m_5

Hinreichend große Spannungsdifferenzen zwischen den prognostizierten Spannungsänderungen und den tatsächlichen Messwerten stellen zunächst eine generelle Schaltzustandsänderung fest. Die Lokalisierung erfolgt durch einen sequentiellen Vergleich der Messstellen untereinander. Die

Q-Modulation kann zwischen der Messstelle am Aktor a_2 und der Messstelle m_7 (NB_{a_2,m_7} , Abbildung 9.1) nachgewiesen werden, sodass innerhalb dieses Netzbezirks keine Schaltzustandsänderung erfolgt ist. Zwischen m_7 und m_6 (NB_{m_6,m_7} , Abbildung 9.1) hingegen kann keine Q-Modulation festgestellt werden, sodass innerhalb dieses Netzbezirks eine Schaltzustandsänderung stattgefunden hat. Befinden sich im betrachteten Netzbezirk mehrere Schalter, deren Zustandsänderung potentiell für die Topologieveränderung in Frage kommen, sind nachgelagerte Verfahren zu nutzen.

Kenngößenermittlung

Anhand der zuvor dargestellten Abbildungen lassen sich die in Abschnitt 3.4.1.4 eingeführten Kenngrößen weiter beschreiben. Der Einfluss der elektrischen Position zwischen steuerndem Aktor und zu überprüfenden Messstellen konnte in Abbildung 5.5 bis Abbildung 5.8 anhand der geringer werdenden Spannungsänderungen bei kleiner werdenden Sensitivitäten grafisch dargestellt werden. Eine weitere Einflussgröße ist die Volatilität der Netzlast, welche über die Leistungsänderung pro Zeitschritt (Sekunde) beschrieben wird. Die erste Q-Modulation (Abbildung 5.5, Bereich a) im beschriebenen Szenario wurde während einer relativ homogenen Netzlast durchgeführt, wie sie typischerweise nachts vorherrscht. Bei der zweiten (Abbildung 5.5, Bereich b) und dritten (Abbildung 5.5, Bereich c) Q-Modulation ist die Volatilität der Netzlast deutlich größer, sodass unter Umständen die durch die Q-Modulation hervorgerufene Spannungsänderung verstärkt bzw. kompensiert wird.

Solche Effekte sind zu berücksichtigen, sodass die prognostizierten Spannungsänderungen (vgl. Gleichung (3.27)) mit einem Unsicherheitskorridor zu überlagern sind. Um diesem Effekt weiter entgegenzuwirken, wird die Blindleistungssteuerung mehrfach hintereinander durchgeführt, sodass die charakterisierende Modulation entsteht.

Weiterhin sind neben der veränderlichen Netzlast und den Sensitivitätsbeziehungen zwischen Aktor und Messstellen das Q-Potential sowie die Eigensensitivität am Aktor selbst weitere Einflussfaktoren. Abbildung 5.9 stellt den Zusammenhang der beschriebenen Kenngrößen dar.

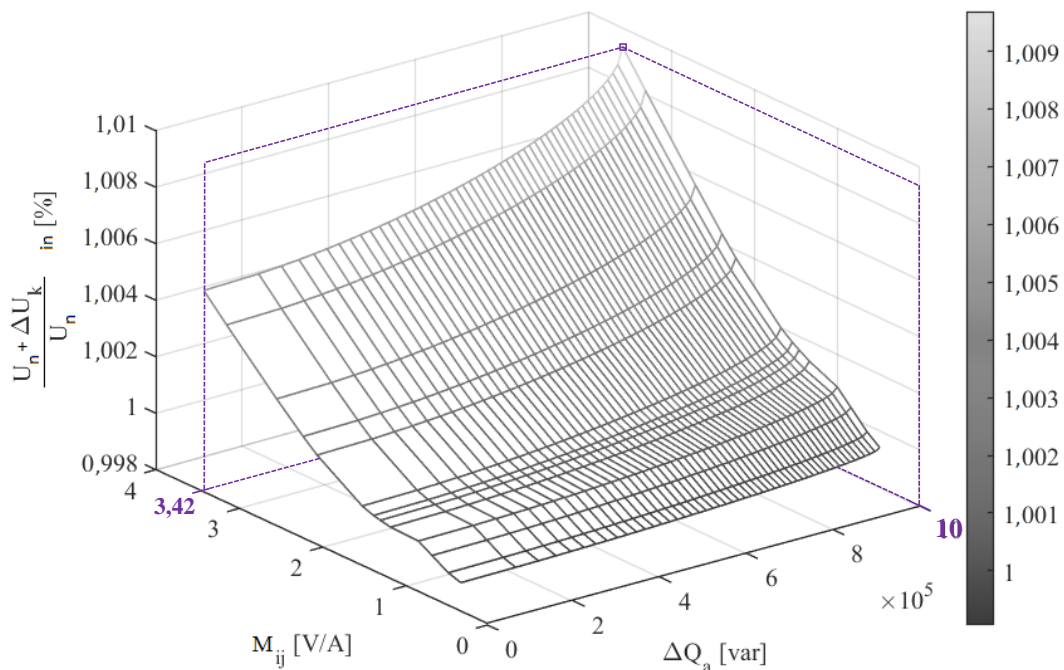


Abbildung 5.9: Relative Spannungsänderung in Abhängigkeit der Blindleistungsänderung und der Sensitivitäten

Das Q-Potential ΔQ_a eines Aktors ist über den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ im Bereich $0,99 \leq \cos(\varphi) \leq 1$ in diskreten Schritten bei einer konstanten Wirkleistung von $P_a = 2$ MW variiert worden. Die betragsmäßigen (Teil-)Sensitivitäten M_{ij} repräsentieren einen Leitungsabschnitt zwischen dem blindleistungsvariierenden Aktor und einer potentiellen Validierungs-Messstelle. Als Ergebnisgröße ist die relative Spannungsänderung $\Delta U_k + U_n$ bezogen auf die Nennspannung U_n dargestellt. Mit einer Blindleistungsänderung von $\Delta Q_a = 1$ Mvar und einer Sensitivität von $M_{ij} = 3,42$ V/A resultiert eine bezogene Spannungsänderung ΔU_k von ca. 1 % (lila Markierung, Abbildung 5.9). Die vorherrschende Blind- und Wirkleistung im Netz selbst beeinflusst darüber hinaus die relative Spannungsänderung, sodass die dargestellte Grafik lediglich für eine netzspezifische Situation Anwendung finden kann. Speziell kompensierende Blindleistungsänderungen können eine abweichende (geringere) Spannungsänderung hervorrufen.

Dennoch stellt die Abbildung die wesentlichen Wirkungsweisen zwischen Q-Potential, Sensitivitäten und relativen Spannungsänderungen anschaulich dar. In der Niederspannungsebene sind die Spannungsänderungen bedingt durch eine Blindleistungsänderung aufgrund des größeren R/X -Verhältnisses deutlich geringer.

Für die erfolgreiche Anwendung der Q-Modulation sind daher Aktoren mit einem ausreichenden Q-Potential notwendig und ein entsprechender Messausstattungsgrad erforderlich, sodass die hervorgerufenen Spannungsänderungen mess- und analysierbar sind.

5.1.2.3 Transformatorstufung

Für die Validierung der Transformatorstufung wird ebenfalls das exemplarische Mittelspannungs-Simulationsnetz verwendet. In Abbildung 9.2 ist das Referenzszenario dargestellt und in Abbildung 9.3 das Schaltszenario. Die Abbildungen unterscheiden sich, auch zu Abbildung 9.1, lediglich in den Schaltzuständen (vgl. Tabelle 5.1) und werden unter sonst gleichen Bedingungen getestet. Das Netz wird über die Transformatoren T_1 und T_2 gespeist, welche im Referenzszenario über den Schalter b_2 getrennt sind. Um das Detektionsverfahren validieren zu können, wird im Schaltszenario eine Trennstellenverlagerung zum Zeitpunkt t_0 durchgeführt, sodass die angeschlossenen Netzknoten aus dem Transformatorgebiet T_2 um die Netzknoten $k_8 - k_{15}$ erweitert werden. Die Schaltzustände für das Referenzszenario, sowie die der zu detektierenden Zustandsänderungen im Schaltszenario sind wie folgt definiert:

Tabelle 5.1: Schaltzustände zweier Szenarien zur Validierung der Transformatorstufung (vgl. Abbildung 9.2 und Abbildung 9.3)

Szenario	b_1	b_2	b_3	b_4
Referenz	geschlossen	geöffnet	geschlossen	geschlossen
Schalt	geöffnet	geschlossen	geschlossen	geöffnet

Durch diese Trennstellenverlagerung sind insgesamt vier Schaltzustandsänderungen zu identifizieren.

Die für die Validierung relevanten Messstellen m_4 , m_7 und m_8 sind in Abbildung 5.10 farblich als bezogene Knotenspannungen dargestellt. Im Referenzszenario sind die Knotenspannungen als gestrichelte Kennlinien dargestellt, sodass sie zum Schaltszenario zu unterscheiden sind. Zusätzlich ist auf der sekundären Vertikalachse die auf die Nennspannung bezogene Transformatorstufenspannung von T_1 als grüne Fläche dargestellt. Als Simulationszeithorizont werden 1440 diskrete Zeitschritte in einer minütlichen Auflösung unterteilt, sodass ein Tageslastgang dargestellt ist.

Sowohl im Referenzszenario als auch im Schaltszenario wird zum Zeitschritt t_{467} eine Transformatorstufung von $\Delta U_{TS} = 1,5 \%$ durchgeführt. Die Änderung der Transformatorspannung an T_1 bewirkt unter proportionaler Annäherung eine proportionale Änderung der Knotenspannungen, der im Transformatorgebiet angeschlossenen Netzknoten (vgl. Kapitel 3.4.2). Folglich erfahren die Messstellen im Referenzszenario an m_4 , m_7 und m_8 ebenfalls eine Spannungsänderung um $\Delta U_{TS} = 1,5 \%$. Im Schaltszenario ist diese Spannungsänderung an den Messstellen m_4 und m_8 durch die geänderte Netztopologie nicht zu beobachten.

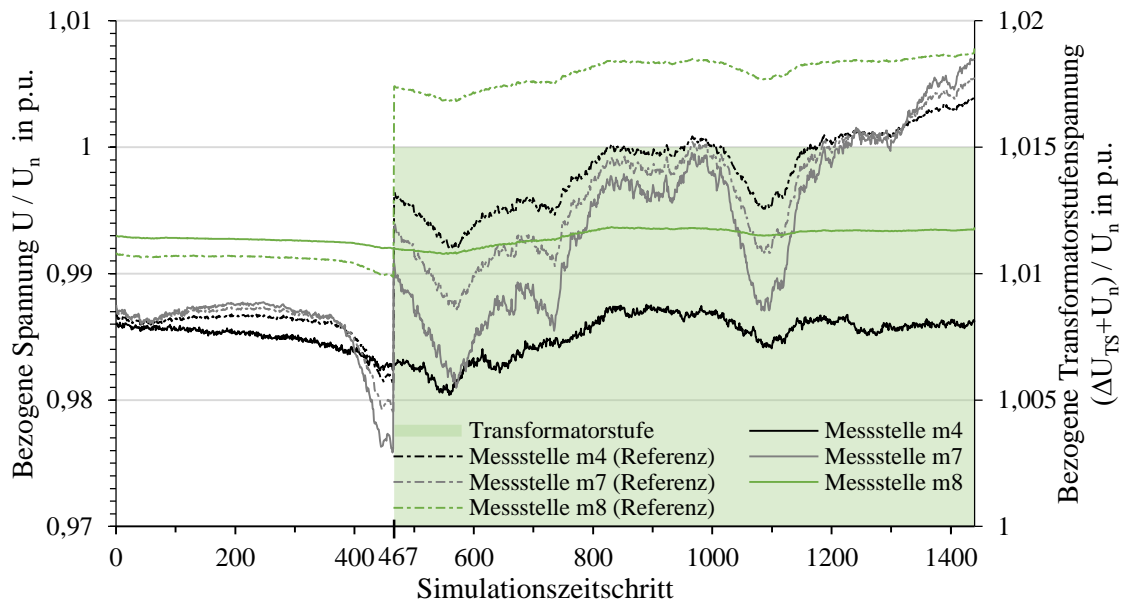


Abbildung 5.10: Zeitlicher Verlauf der simulierten Spannungsmessungen im Referenz- und Schaltszenario bei einer Transformatorstufung

In der Simulationsumgebung ist eine idealisierte Messynchronität zugrunde gelegt, sodass Spannungsänderungen an allen Messstellen im selben Zeitschritt zu erkennen sind. Im Falle der realen Anwendung sind Zeitasynchronitäten in der Messwertübertragung zu erwarten, sodass eine Wartezeit definiert ist, in der die Spannungsänderungen durch die Stufung erfolgen können. An den Messstellen m_4 und m_8 sind jedoch topologiebedingt keine Spannungsänderungen zu detektieren, sodass diese Messstellen dem Transformatorgebiet T_2 zuzuordnen sind. Erfolgt eine solche Änderung der Messstellenzugehörigkeit liegt die Ursache in einer Schaltzustandsänderung. Für die Lokalisierung der Schalter werden, analog zur Q-Modulation, die Netzbezirke untersucht, an denen die Spannungsänderung nicht zu beobachten ist. Folglich sind für die ausbleibenden Spannungsänderungen an den Messstellen m_4 und m_8 die Netzbezirke NB_{m_2, m_4} , NB_{m_4, m_8} , NB_{m_4, m_7} und NB_{m_1, m_8} zu untersuchen. Da sowohl Messstelle m_2 als auch m_4 keine Spannungsänderung erfahren haben, sind die beiden Messstellen elektrisch verbunden. Für den Schalter b_2 ist ein geschlossener Schaltzustand zu erfassen. Schalter b_3 ist analog dazu zu schließen, da sowohl m_4 als auch m_8 keine Spannungsänderung erfahren haben. Der Schalter b_4 in Netzbezirk NB_{m_4, m_7} ist dagegen zu öffnen, da an m_7 eine Spannungsänderung gemessen wird. Gleiches gilt für den Transformator T_1 und deren Messstelle m_1 , sodass der Schalter b_1 in Netzbezirk NB_{m_1, m_8} zu öffnen ist.

Mit der Bewertung der Spannungsänderungen an den jeweiligen Messstellen und der anschließenden Analyse der benachbarten Messstellen im Netzbezirk können die vier Schaltzustandsänderungen im Schaltszenario der Trennstellenverschiebung detektiert werden.

5.1.2.4 Detektion von leistungsintensiven Einspeisern

Für die Detektion von leistungsintensiven Einspeisern sind in der Simulationsumgebung zunächst eine größere Anzahl von Tageszeitreihen zu generieren, die für die Bildung der Datenbank und Erstellung der Typtage verwendet werden. Für die Generierung der Einspeisezeitreihen werden sowohl Messwerte von realen PV-Anlagen als auch synthetisch erzeugte Profile verwendet. Speziell für die synthetisch generierten Einspeise-Zeitreihen ergeben sich dadurch höhere Freiheitsgrade in der Szenarienerstellung. Die generierten Last-Zeitreihen sind den Einspeise-Zeitreihen zu überlagern, sodass eine komplexe Szenarienvielfalt entsteht. Die Szenarien wurden in den Einflussgrößen für das Detektionsverfahren variiert. Auf der Einspeise-Seite wurde die Ausrichtung der PV-Anlagen variiert. Dabei wurden unterschiedliche Ausrichtungen zwischen der Referenz- und der zu detektierenden PV-Anlage untersucht. Die grundsätzlichen Auswirkungen der Einspeiseleistung von der Abhängigkeit des Ausrichtungswinkels sind in Abbildung 5.11 dargestellt. Nach Osten ausgerichtete PV-Anlagen erreichen ihren charakteristischen Einspeiseverlauf früher am Tag aufgrund des im Osten beginnenden Sonnenverlaufs. PV-Anlagen mit Süd-Ausrichtung erzielen eine höhere Einspeiseamplitude, da in den Mittagsstunden die Sonne ihren Höchststand erreicht. Eine West-Ausrichtung erzielt die größten Einspeiseleistungen gegen Nachmittag und eine Kombination aus Ost- und West-Ausrichtung ermöglicht eine über den Tag verteilte solare Einspeisung.

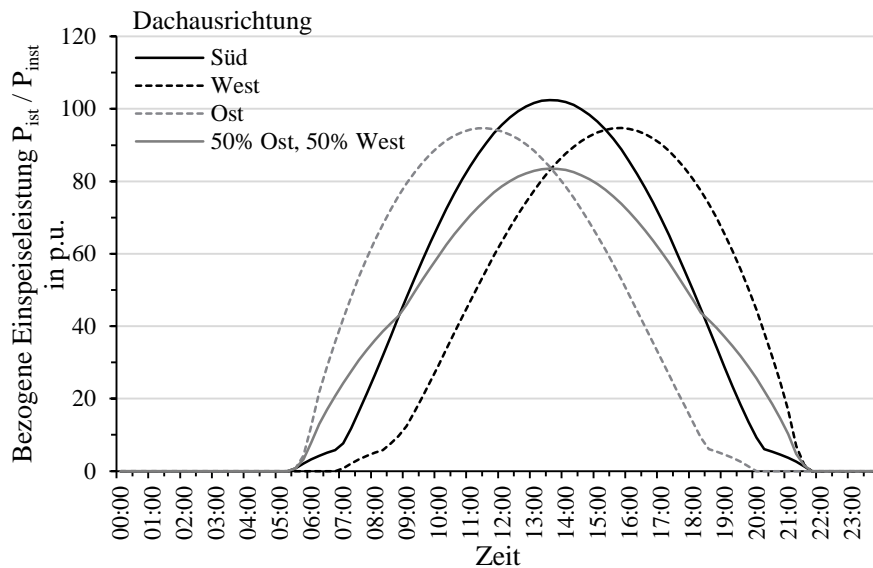


Abbildung 5.11: Bezojene Einspeiseleistung von PV-Anlagen bei unterschiedlichen Ausrichtungen

Die dargestellten Verschiebungseffekte haben einen Einfluss auf die Korrelationsanalyse und sind zu untersuchen. Weiterhin ist die installierte Anlagenleistung der hinzugebauten PV-Anlage von Relevanz. Hierzu wurden Varianten von $P_{\text{inst}} = 10 \text{ kW}$, 20 kW und 30 kW installierter Leistung untersucht.

Auf der Verbrauchsseite ist die Volatilität des Lastgangs als Einflussgröße zu benennen. Insbesondere die Lastgangkennlinie der ermittelten Typtage in Bezug zu dem aktuellen Betrachtungstag ist zu untersuchen (vgl. Gleichung (4.2) bis (4.5)). Ein heterogener Tageslastgang, welcher periodisch täglich wiederkehrend ist, bewirkt geringere Lastdifferenzen als Unregelmäßigkeiten innerhalb eines Tageslastgangs. Die Anzahl der angeschlossenen Netznutzer beeinflusst die Variabilität des Lastgangs. Je mehr Haushaltslasten in einem Netzbereich angeschlossen sind, desto mehr gleicht der Typtag einem SLP. Daher lässt sich die Amplitude der Lastgangkennlinie als weitere Einflussgröße identifizieren. Diese ist darüber hinaus mit dem arithmetischen Mittelwert der Einspeiseleistung in Bezug zu setzen, um die Auswirkungen zwischen Einspeisung und Last im betrachteten Netzbezirk untersuchen zu können.

Die beschriebenen Einflussgrößen sind in der Abbildung 5.12 für eine Netzlast aus SLP, in Abbildung 5.13 für eine mittlere Netzvolatilität und in Abbildung 5.14 für eine hohe Netzvolatilität dargestellt. Unter Netzvolatilität sei hierbei die Leistungsänderung pro Zeitschritt (Sekunden) verstanden. Auf der Horizontalachse sind die Varianten der unterschiedlichen Ausrichtungen zwischen der Referenz- und der Neu-Anlage dargestellt. Jede Ausrichtungsvariante ist zudem über drei verschiedene Ausprägungen des Einspeise-Lastverhältnisses $\gamma_{E,L}$ als grüne Fläche bezogen auf die sekundäre Vertikalachse dargestellt. $\gamma_{E,L}$ ist die summierte betragliche Einspeise- $|\underline{S}_{E,t}|$ bzw. Verbrauchsscheinleistung $|\underline{S}_{L,t}|$ eines Betrachtungszeitraums n_T . Für jeden Netzbezirk wird dabei ein Einpeise-Lastverhältnis berechnet:

$$\gamma_{E,L} = \sum_{t=1}^{n_T} \frac{|\underline{S}_{E,t}|}{|\underline{S}_{L,t}|} \quad (5.1)$$

Die Ergebniskenngröße ist der prozentuale Anteil aus der detektierten und installierten PV-Leistung und auf der primären Vertikalachse dargestellt. Zusätzlich ist zu jeder Variante und Ausprägung die installierte Anlagenleistung variiert worden (Symbolik der Datenpunkte).

Für eine neuinstallierte PV-Anlage mit einer Nennleistung von $P_{\text{inst}} = 10 \text{ kW}$ (dargestellt als schwarze Punkte), einer „Süd & Süd“ Ausrichtung, sowie einem Einspeise-/Lastverhältnis von $\gamma_{E,L} = 10$ beträgt der detektierte PV-Anteil 98 %, sodass eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 9,8 kW detektiert wurde.

Unter idealisierten Lastbedingungen der SLP lässt sich in Abbildung 5.12 zunächst der Einfluss auf die Ausrichtung isoliert betrachten, da durch die Lastdifferenzen zwischen dem Typtag und dem aktuellen Messwerttag keine Ungenauigkeiten resultieren. Sind zusätzlich idealisierte Ausrichtungswinkel zugrunde gelegt (Variante „Süd & Süd“) kann eine nahezu vollständige Detektion der installierten Anlagenleistung erfolgen. Dabei beeinflusst $\gamma_{E,L}$ das Ergebnis nur in einem sehr geringen Maße, da keinerlei Differenzen in den Lasten entstehen.

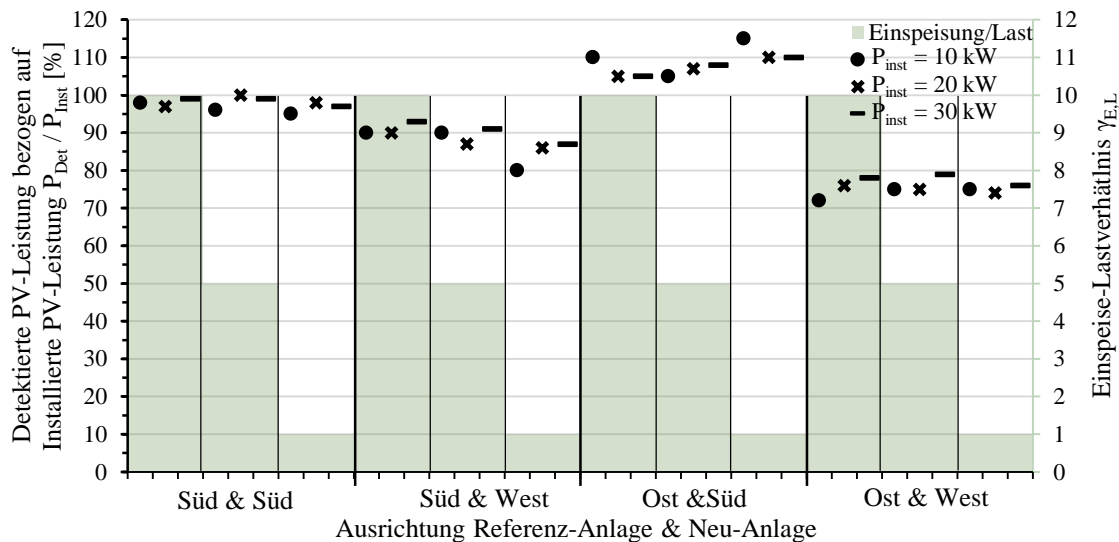


Abbildung 5.12: Detektierte PV-Anlagenleistung bei SLP Netzlast und unter Variation des Einspeise-Lastverhältnisses sowie der Anlagenausrichtungen

In Variante „Süd & West“ wird die neuinstallierte Anlage in West-Ausrichtung platziert und der detektierte Anteil reduziert sich auf 80 % bis 92 % der installierten PV-Leistung. Eine Überdetektion lässt sich bei einer Ost-Ausrichtung der Referenz-Anlage gegenüber einer Süd-Ausrichtung der Neu-Anlage feststellen. Unter idealisierten Lastbedingungen resultieren die größten Unschärfen des Detektionsverfahren bei einer entgegengesetzten Ausrichtung von Referenz- und Neu-Anlage („Ost & West“). Der Detektionsanteil in dieser Variante beträgt ca. 75 % der installierten PV-Leistung. Der detektierte Anteil für Anlagen mit $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ ist dabei geringfügig größer als bei den Anlagen mit $P_{\text{inst}} = 10 \text{ kW}$.

In Abbildung 5.13 sind die idealisierten Lastbedingungen durch eine mittlere Netzvolatilität substituiert, sodass der Einfluss von verschiedenen Lastausprägungen $\gamma_{E,L}$ untersucht werden kann. In der Variante „Süd & Süd“ wird eine Detektionsgenauigkeit ($P_{\text{Det}} / P_{\text{inst}}$) zwischen 96 % und 102 % erreicht und unterscheidet sich somit nur geringfügig vom SLP Szenario. Die Detektionsgenauigkeit sinkt hingegen bei unterschiedlichen Ausrichtungs-Varianten stärker als bei den idealisierten Lastannahmen. Zusätzlich ist bei zunehmendem Lastanteil ($\gamma_{E,L}$ sinkt) eine Verringerung der Detektionsgenauigkeit zu beobachten. Diese fällt stärker für die Szenarien $P_{\text{inst}} = 10 \text{ kW}$ und $P_{\text{inst}} = 20 \text{ kW}$ Anlagen aus. Die Laständerungen wirken sich bei den Anlagen mit $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ prozentual nicht so stark aus, sodass hier allgemein eine höhere Detektionsgenauigkeit erreicht werden kann. Bei einer gegensätzlichen Ausrichtung („Ost & West“), einem zunehmenden Lastanteil und einer Neu-Anlage mit $P_{\text{inst}} = 0 \text{ kW}$ lassen sich die Grenzen des Detektionsverfahrens identifizieren. In diesem Szenario kann nur noch eine Detektionsgenauigkeit von ca. 36 % erreicht werden.

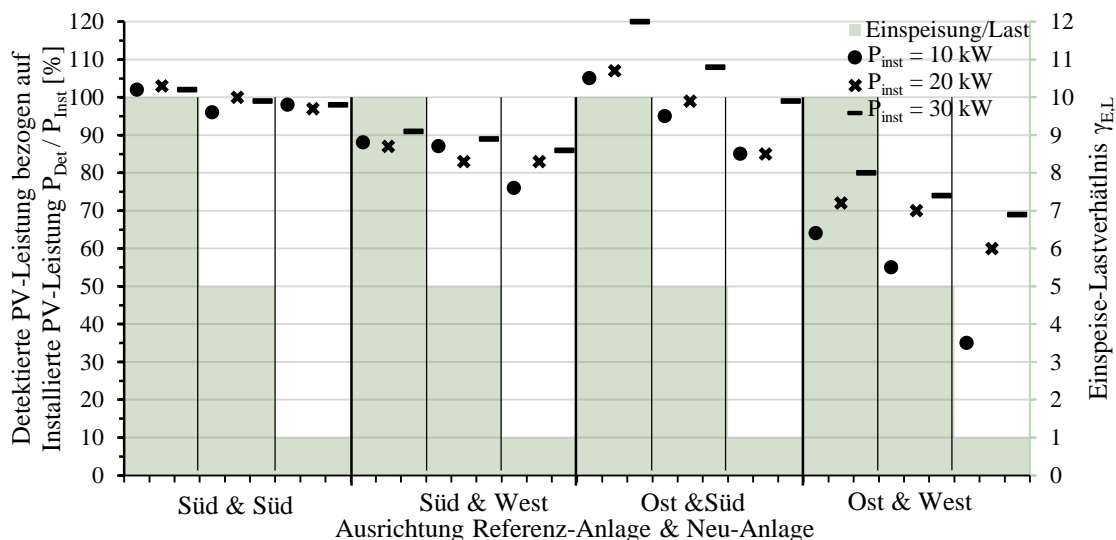


Abbildung 5.13: Detektierte PV-Anlagenleistung bei mittlerer Netzvolatilität und unter Variation des Einspeise-Lastverhältnisses sowie der Anlagenausrichtungen

Für die Ermittlung der Verfahrensgrenzen ist in Abbildung 5.14 eine starke Netzvolatilität untersucht worden. Bei zusätzlich unterschiedlichen Anlagen-Ausrichtungen stößt das Detektionsverfahren an seine Grenzen, weil die Korrelationen zwischen Lastdifferenzkennlinie und Referenz-Anlage zu gering sind und keine Anlagenleistung berechnet werden kann. Lediglich bei den Anlagen mit $P_{inst} = 30$ kW lassen sich im „Ost & West“ Szenario 30 % der Anlagenleistung identifizieren. Mit steigender „Gleichausrichtung“ der Anlagen steigt auch der detektierte Anteil. Dieses Lastszenario zeigt eine starke Abhängigkeit von $\gamma_{E,L}$ sowie der Höhe der neuinstallierten Anlagenleistung. Für $\gamma_{E,L} = 1$ und „Süd & Süd“-Ausrichtung liegt der relative Detektionsunterschied zwischen einer 10 kW- und einer 30 kW-Anlage bei ca. 20 %. Insgesamt kann bei einer hohen Netzvolatilität dennoch eine gewisse Detektionsgenauigkeit erreicht werden, wenn die Anlagen annähernd gleich ausgerichtet sind.

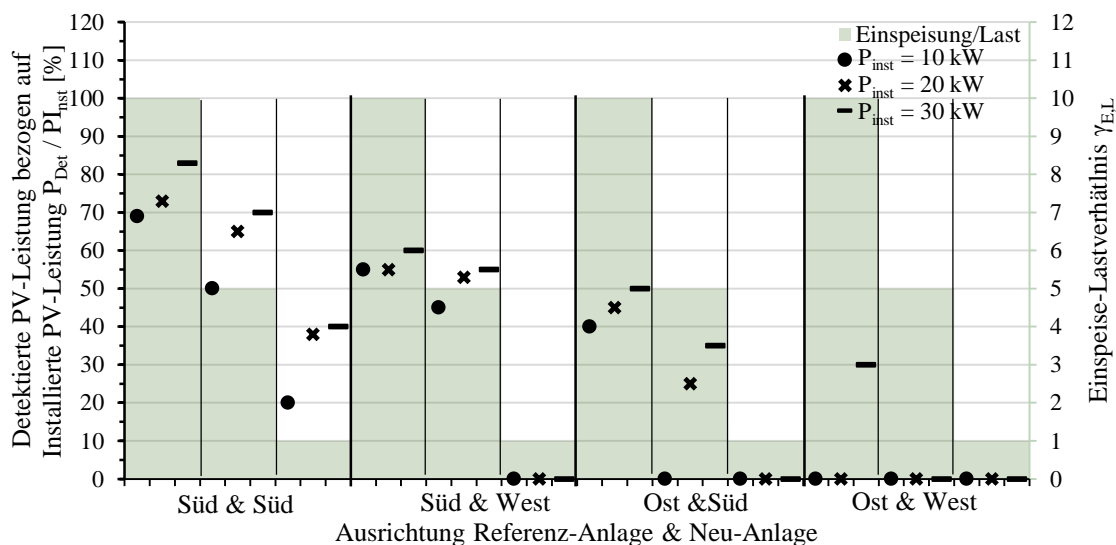


Abbildung 5.14: Detektierte PV-Anlagenleistung bei starker Netzvolatilität und unter Variation des Einspeise-Lastverhältnisses sowie der Anlagenausrichtungen

5.1.3 Aggregierte Bewertung der Detektionsstrategien

In den Detektionsstrategien werden die passiven und aktiven Detektionsverfahren in aggregierter bzw. kombinierter Form validiert. Die Verfahren im Einzelnen führen lediglich in Ausnahmesituationen zu einer zuverlässigen Schaltzustandsidentifikation, sodass die Verfahren in aggregierter Form zu betrachten sind.

5.1.3.1 Topologiemodellbasierte Detektionsstrategie

Bei der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie werden nachfolgend die einzelnen Detektionsverfahren in aggregierter Form untersucht. Während in Abschnitt 5.1.2.1 die spezifischen Fehlerkennzahlen f_U , f_I und $f_{\cos(\varphi)}$ separat untersucht wurden, werden nachfolgend die aggregierten TM-Wahrscheinlichkeiten $p_{\text{TM}_B}^{\text{TM}}$ betrachtet um den Detektionserfolg anhand verschiedener Szenarien bewerten zu können.

Dazu wird das Niederspannungsnetz aus Abbildung 5.22 verwendet und jeweils fünf verschiedene TM definiert (Tabelle 5.3). Zusätzlich wird die Volatilität der Netzlast anhand von fünf Varianten variiert. Es ist die aggregierte TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{TM}_B}^{\text{TM}}$ in Abhängigkeit des Messausstattungsgrades η_m zu bewerten, um hierfür ein Optimum zu identifizieren.

Aufgrund der Berechnungsmethodik der Fehlerwahrscheinlichkeiten der Gleichungen (3.31) bis (3.34) liegt die spezifische TM-Wahrscheinlichkeit bei fünf Topologiemodellen bei ca. 20 %. Die Unterscheidbarkeit steigt mit der Anzahl der Messstellen, da die Streuung in der Berechnung der Fehlerkennzahlen steigt.

Abbildung 5.15 zeigt zunächst die TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ in Abhängigkeit des Messausstattungsgrades η_m für das Schätzfehlerkennzahlen-Verfahren. Der Messausstattungsgrad ist im Bereich [5, 8, 10, 13, 15, 18, 20, 25, 30] % variiert. Gemessen werden Knotenspannungen $\underline{U}_{k,m}$, Knoten- sowie Zweigströme $\underline{I}_{k,m}$, und $\underline{I}_{z,m}$, der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)_{k,m}$, sowie Blind- und Wirkleistung $Q_{k,m}$ und $P_{k,m}$ (vgl. Abschnitt 3.1.1) Die schwarzen Datenpunkte repräsentieren das Referenz-Topologiemodell und die grauen Datenpunkte werden als aggregierte Form der falschen Topologiemodelle (TM₂-TM₅) dargestellt. Für die Messausstattungsgrade $\eta_m = 5\%$, 8% , 10% und $\eta_m = 13\%$ ist eine sehr geringe Streuung innerhalb der TM-Wahrscheinlichkeiten zu beobachten. Ebenso sind für einige Varianten die TM-Wahrscheinlichkeiten der fehlerhaften TM geringfügig größer als der des Referenz-TM, sodass eine Fehldetektion resultieren kann. Ab einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 15\%$ steigt die Streuung in den TM-Wahrscheinlichkeiten und der Anteil an einer Fehldetektion sinkt. Bei einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 20\%$ wird nur noch eine Variante fehlerhaft detektiert und bei einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 25\%$ werden alle Varianten korrekt identifiziert. Lediglich eine geringfügige Erhöhung der Unterscheidbarkeit wird für einen Messausstattungsgrad von $\eta_m = 30\%$ gegenüber $\eta_m = 25\%$ erreicht.

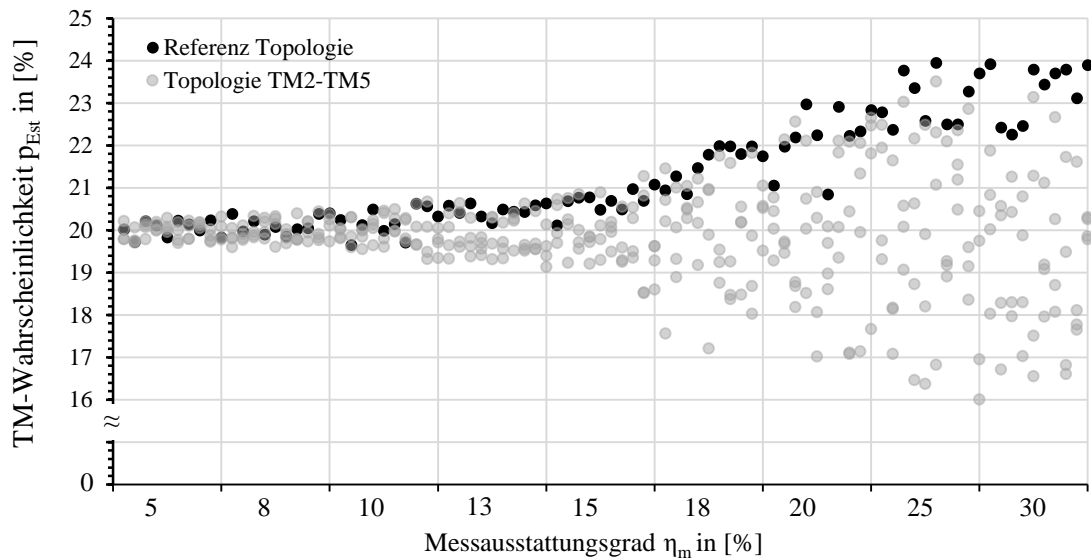


Abbildung 5.15: TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ in Abhängigkeit des Messausstattungsgrads η_m für das Schätzfehlerkennzahlen-Verfahren

Für Abbildung 5.16 gelten dieselben Szenarien und Variantenbeschreibungen, jedoch wird zusätzlich das Detektionsverfahren der Zweigstromüberwachung angewendet. Anhand der Zweigstromüberwachung (vgl. Abschnitt 3.3.1) können vereinzelte TM für einige Varianten ausgeschlossen werden, da eine korrespondierende Messstelle an einem TM-relevanten Schalter installiert ist. Der Ausschluss solcher Fälle ist proportional mit der steigenden Anzahl der Messstellen und anhand der steigenden Anzahl der grauen Datenpunkte auf der vertikalen Null-Achse ersichtlich.

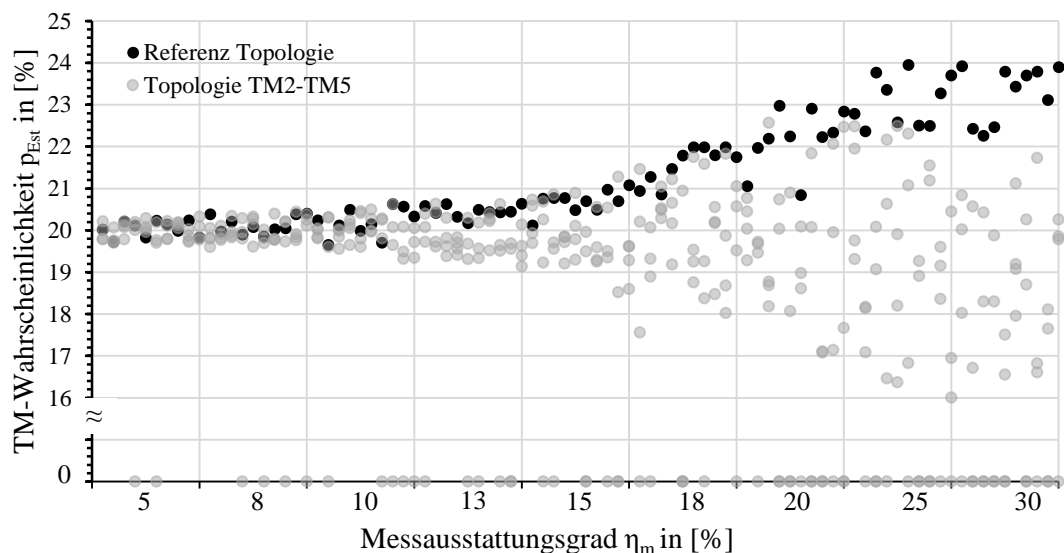


Abbildung 5.16: TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$ in Abhängigkeit des Messausstattungsgrads η_m für das Schätzfehlerkennzahlen-Verfahren und die Zweigstromüberwachung

Die Auswirkungen auf die TM-Wahrscheinlichkeit durch das Hinzuziehen von aktiven Detektionsverfahren wie der Q-Modulation ist in Abbildung 5.17 dargestellt. Mit der zusätzlichen Q-Modulation (vgl. Abschnitt 3.5.2) wird die aggregierte TM-Wahrscheinlichkeit $p_{\text{TM}_B}^{\text{TM}}$ nach Gleichung (3.40) berechnet. Für einen Messausstattungsgrad von $\eta_m = 5\%$ und $\eta_m = 8\%$ ist die

Durchdringung zu gering um einen Effekt durch die Q-Modulation zu erzielen. Ab einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 13\%$ können bereits alle Anwendungsvarianten erfolgreich detektiert werden. Ebenso können durch die Q-Modulation falsche TM in der TM-Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen oder in ihrer TM-Wahrscheinlichkeit reduziert werden, sodass die Unterscheidbarkeit der TM untereinander erhöht wird. Ab einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 18\%$ steigt lediglich die ohnehin schon hohe TM-Wahrscheinlichkeit und die Unterscheidbarkeit erhöht sich ebenso.

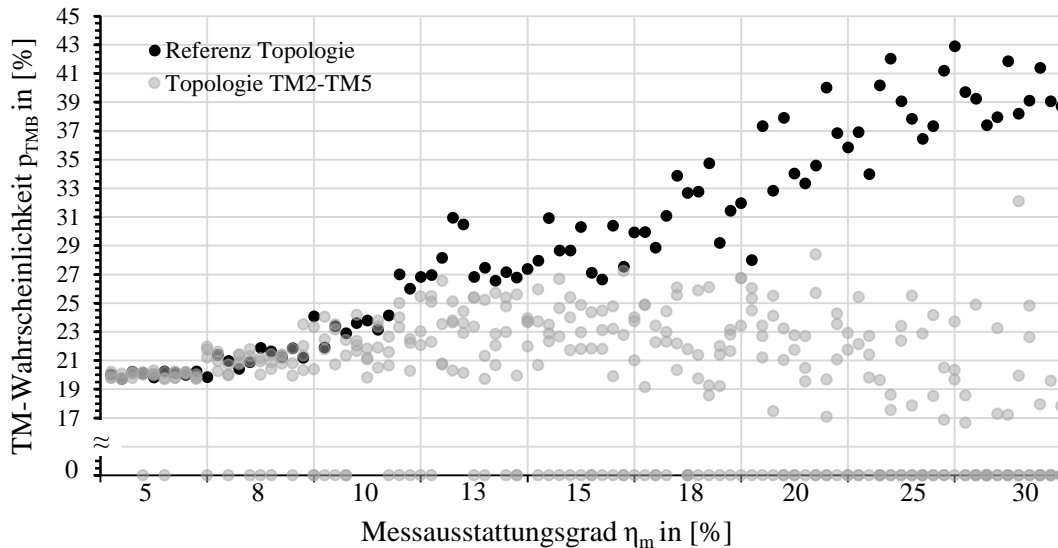


Abbildung 5.17: TM-Wahrscheinlichkeit p_{TM}^{TM} in Abhängigkeit des Messausstattungsgrads η_m für das Schätzfehlerkennzahlen-Verfahren, die Zweigstromüberwachung und der Q-Modulation

Insgesamt können alle Schaltszenarien bzw. Topologieveränderungen mithilfe des Schätzfehlerkennzahlen-Verfahrens bei einem Messausstattungsgrad von ca. $\eta_m = 25\%$ korrekt detektiert werden. Durch die Kombination der Zweigstromüberwachung und der Q-Modulation kann der für das Identifizieren aller Schaltszenarien erforderlicher Messausstattungsgrad auf ca. $\eta_m = 15\%$ bis $\eta_m = 18\%$ reduziert werden. Der ermittelte Messausstattungsgrad ist jedoch nicht allgemeingültig und von den beschriebenen Einflussgrößen maßgeblich abhängig. In Ausnahmefällen kann auch ein geringerer Messausstattungsgrad zu einer vollständigen Topologiedetektion führen (vgl. Abschnitt 5.3.2).

5.1.3.2 Selektive Detektionsstrategie

Für das exemplarische Beispiel sei ebenfalls das Mittelspannungs-Simulationsnetz verwendet, allerdings mit den in Abbildung 9.4 dargestellten Schaltern.. Durch das Öffnen des Schalters b_1 wird ein geschlossener Ring getrennt, sodass die Messstellen m_5 und m_6 nicht mehr elektrisch über den Netzbezirk NB_{m_5, m_6} verbunden sind. Zum Zeitpunkt der Schalthandlung sind die spezifischen Kenngrößen der passiven Detektionsverfahren in Tabelle 5.2 dargestellt.

Tabelle 5.2: Spezifische Kenngrößen der selektiven Detektionsverfahren in Abhängigkeit der Netzbezirke

	$NB_{m1,m5}$	$NB_{m5,m6}$	$NB_{m6,m7}$	$NB_{mi,mj}$
Zweigstromüberwachung $\varepsilon_{Clsd} [0;1]$	0,59	0,65	0,41	...
Spannungsgradient $\sigma_{Trig}(\underline{u}_{grad}) [0;1]$	0,21	0,35	0,27	...
Stromgradient $\sigma_{Trig}(\underline{i}_{grad}) [0;1]$	0,64	0,67	0,55	...
Spannungskorridor $k [0;1]$	0,31	0,51	0,28	...
Aggregierte passive Probabilität $\varepsilon_{a,aggr} [0;1]$	0,4375	0,545	0,3775	...
Transformatorstufung $\varepsilon_{TS} [0;2]$	1	1	1	...
Q-Modulation $\varepsilon_{QMod} [0;2]$	0,27	1,77	0,53	...
Gesamtprobabilität $\varepsilon_{Selek} [p.u]$	0,118	0,965	0,200	...

Aus den passiven Detektionsverfahren wird die aggregierte passive Probabilität $\varepsilon_{p,aggr}$ um die minimale Detektionsschranke ($\varepsilon_{p,aggr} > 0,3$, vgl. Gleichung (3.41)) überschritten, sodass eine Schaltzustandsänderung im Netzgebiet anzunehmen ist. Aus den Detektionsverfahren kann jedoch keine ausreichende Probabilität ($\varepsilon_{p,aggr} < \varepsilon_{p,aggr}^{\max}$, Gleichung (3.41)) abgeleitet werden, sodass nachgelagerte aktive Detektionsverfahren eingeleitet werden. Ausgehend von dem Netzbezirk mit der größten (Schaltzustandsänderungs-)Probabilität ($NB_{m5,m6}$) wird ein geeigneter Akteur (a_1) für eine Q-Modulation identifiziert. Die Bewertungskriterien sind aus den Beschreibungen aus Abschnitt 5.1.2.2 zu übertragen, sodass die in Tabelle 5.2 dargestellten Kennzahlen für ε_{QMod} resultieren. Die Gesamtprobabilität ε_{Selek} berechnet sich aus Gleichung (3.42). Durch die zusätzliche Q-Modulation konnten die aggregierten passiven (Schaltzustandsänderungs-)Probabilitäten für $NB_{m5,m6}$ verstärkt ($\varepsilon_{QMod} = 1,77$) bzw. für $NB_{m1,m5}$ und $NB_{m6,m7}$ gedämpft ($\varepsilon_{QMod} = 0,27$ bzw. $\varepsilon_{QMod} = 0,53$) werden, sodass die Schaltzustandsänderung eindeutig zu Netzbezirk $NB_{m5,m6}$ und Schalter b_1 zugeordnet werden konnte.

Die exemplarische Schalthandlung der Trennung eines geschlossenen Rings wurde für ein spezifisches Lastszenario und einen definierten Messausstattungsgrad untersucht. Um eine möglichst allgemeingültige Aussage über den Detektionserfolg verschiedener Schaltzustandsänderungen bei verschiedenen Messausstattungsgraden treffen zu können ist die nachfolgende Untersuchung zu betrachten.

Die in Abschnitt 3.1.4 definierten Anwendungsfälle von Topologieveränderungen werden als Grundlage für diese Untersuchung verwendet und lassen sich in folgende Schaltszenarien unterteilen:

- Abgangstrennung (5 Varianten)
- Abgangsumschaltung Sammelschiene (5 Varianten)
- Zusammenschalten offener Ring (10 Varianten)
- Trennung geschlossener Ring (10 Varianten)
- Trennstellenverlagerung (20 Varianten)

Jede Variante eines Schaltszenarios unterscheidet sich dabei in der Position der Schaltzustandsänderung. Bei den Szenarien der Abgangstrennung sowie der Abgangsumschaltung an der Sammelschiene sind entsprechende korrespondierende Messungen an den Schaltern zugrunde gelegt, sodass primär das Detektionsverfahren der Zweigstromüberwachung Anwendung findet. Die Varianten des Szenarios der Zusammenschaltung eines offenen Rings unterscheiden sich hinsichtlich der Schalterposition. Die Schaltpositionen werden zwischen „messstellennah“ und „messstellenfern“ variiert. Analoges Vorgehen wird für die Szenarien der Trennung eines geschlossenen Rings und der Trennstellenverlagerung angewendet. Zusätzlich werden die aufgeführten Szenarien und Varianten mit unterschiedlichen Ausprägungen der Netzvolatilität variiert. Zu bewerten ist der Anteil erfolgreich detektierter Schaltänderungen sowie der anteilige Detektionserfolg durch die passiven bzw. aktiven Detektionsverfahren bei unterschiedlichen Messausstattungsgraden.

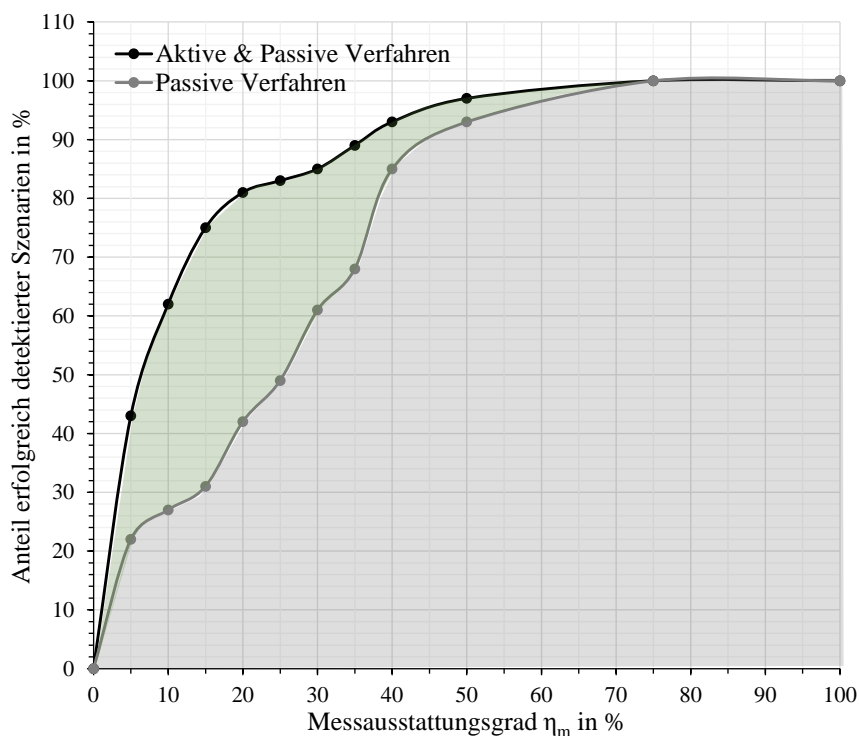


Abbildung 5.18: Anteil erfolgreich detektierter Schaltszenarien für die selektive Detektionsstrategie in Abhängigkeit des Messausstattungsgrads

In Abbildung 5.18 ist der Anteil der erfolgreich detektierten Schaltszenarien in Abhängigkeit des Messausstattungsgrades η_m dargestellt. η_m wurde im Bereich [5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40; 50; 75; 100] % variiert. Die graue Kennlinie stellt den prozentualen Anteil erfolgreich detektierter Schaltszenarien durch die passiven Detektionsverfahren dar. Die schwarze Kennlinie gibt den prozentualen Anteil erfolgreich detektierter Schaltszenarien durch die aktiven und passiven Detektionsverfahren an. Die grüne Fläche kennzeichnet den Anteil, welcher durch die Hinzunahme der aktiven Detektionsverfahren zusätzlich zu den passiven Detektionsverfahren erfolgreich ermittelt werden konnte.

Für einen Messausstattungsgrad von $\eta_m = 10$ % konnten 27 % aller Schaltszenarien durch passive Detektionsverfahren korrekt ermittelt werden. Durch den zusätzlichen Einsatz von aktiven Detektionsverfahren konnte der Anteil auf insgesamt 62 % gesteigert werden. 35 % der Schaltszenarien entfielen dabei auf die aktiven Detektionsverfahren. Aufgrund von ausbleibenden oder fehlerhaften Schaltänderungsdetektionen konnten 38 % der Schaltszenarien nicht korrekt detektiert werden.

Ab einem Messausstattungsgrad von $\eta_m = 20$ % scheint in der Kombination von aktiven und passiven Detektionsverfahren eine Sättigung erreicht zu sein. Der Detektionserfolg beträgt hier ca. 80 % und steigt bis $\eta_m = 30$ % nur geringfügig an. Zwischen $\eta_m = 30$ % und $\eta_m = 40$ % können 8 % zusätzliche Schaltszenarien erfolgreich detektiert werden. Die moderate Steigerung ist durch den generell bereits relativ hohen Detektionserfolg begrenzt. Auffallend ist jedoch der steile Anstieg des Detektionserfolgs, welcher auf die passiven Verfahren zurückzuführen ist. Zwischen $\eta_m = 20$ % und $\eta_m = 40$ % steigt der Anteil von 42 % auf 85 %, sodass der Anteil der aktiven Verfahren zunehmend geringer wird bzw. auch ohne diese ein hoher Anteil Schaltszenarien erfolgreich detektiert werden kann. Durch den erhöhten Messausstattungsgrad verringert sich die Anzahl an unbekanntem Netzknoten innerhalb der Netzbezirke und die Probabilitätskorridore können gleichermaßen verkleinert werden. Das wiederum führt zu einer zuverlässigeren Detektionsprobabilität der passiven Detektionsverfahren.

5.1.3.3 Inselnetzdetektion

Für die konzeptionelle Validierung der Inselnetzdetektion wird das Simulationsnetz in Abbildung 9.5 verwendet (vgl. Referenz TM_1 , Tabelle 9.4). Betrachtet wird der Netzbezirk ($NB_{\text{Inselnetz}}$) zwischen den Schaltern b_2 und b_4 . Im Referenzszenario ist b_2 geöffnet, sodass der Netzbezirk von dem unteren Netzstrang versorgt wird. Durch den geöffneten Schalter b_2 liegt eine strahlenförmige Netztopologie vor. Die Analyse des Knoten-Kanten-Modells für die Ermittlung von unversorgten bzw. isolierten Netzknoten aufgrund von prozesstechnischen Schaltzustandsinformationen sei für diese Betrachtung nicht beschrieben. Des Weiteren sei den angeschlossenen PV-Anlagen netzstützende bzw. netzführende Eigenschaften unterstellt, sodass der beschriebene Netzbezirk eine potentielle Inselnetzzelle darstellen kann.

Nachfolgend werden die Spannungs- und Wirkleistungsverläufe in Abbildung 5.19 betrachtet. Die Knotenspannungen der Messstellen m_1 und m_3 (vgl. Abbildung 9.5) sind für das Referenzszenario als gestrichelte Kennlinien dargestellt. Zusätzlich sind die Wirkleistungen im Verbraucherzählpeilsystem für den Aktor a_2 und Messstelle m_3 auf der sekundären Vertikalachse dargestellt. Die dargestellten Wirkleistungen sowie die sonstigen Szenarienparameter gelten sowohl für das Referenzszenario als auch für das Schaltszenario. Zum Zeitpunkt t_{36} (Abbildung 5.19 Bereich a) ist für das Schaltszenario eine Schalterunterbrechung an b_4 unterstellt, sodass es zu einer Trennung zum überlagerten Netz kommt. Die Wirkleistung an Messstelle m_3 ist zu diesem Zeitpunkt nahezu ausgeglichen, da die benötigte Verbrauchsleistung lokal durch Einspeisungen gedeckt werden kann. Unter Annahme des zusätzlichen Blindleistungsausgleichs an m_3 sind die notwendigen Bedingungen für die Entstehung einer Inselnetzbildung zum Zeitpunkt t_{36} bzw. Bereich a erfüllt (vgl. Gleichung (3.52)).

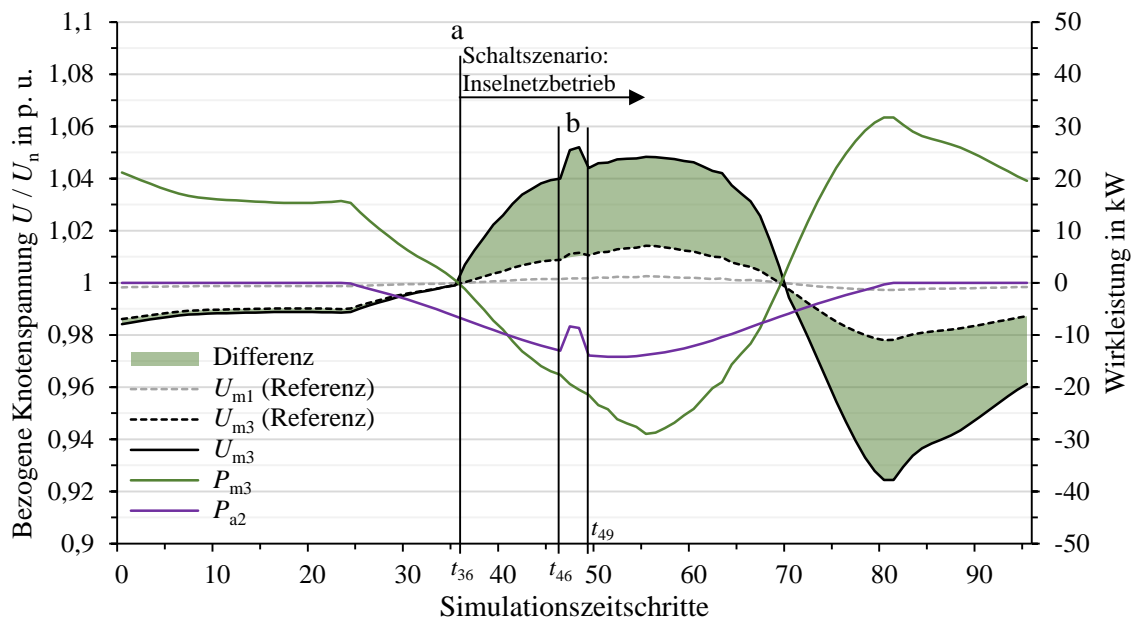


Abbildung 5.19: Darstellung der Spannungs- und Wirkleistungsverläufe für ein Schaltszenario mit Inselnetzbildung

Unter Vernachlässigung von dynamischen Übergangseffekten zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb sowie der Annahme von netzstützenden Eigenschaften der Einspeiseanlagen entsteht ab dem Zeitpunkt t_{36} im Schaltszenario ein Inselnetz. Ab diesem Zeitpunkt unterscheidet sich die Knotenspannung an der Messstelle m_3 zwischen Inselnetz (vgl. U_{m3}) und Referenzszenario (vgl. U_{m3} (Referenz)). Die grüne Fläche stellt den Spannungsunterschied zwischen beiden Szenarien für Messstelle m_3 dar. Die ab dem Zeitpunkt t_{36} zunehmende Wirkleistung an m_3 ruft einen deutlich größeren Spannungsanstieg (bis zu 5,3 % bezogen auf U_n) im Inselnetz hervor gegenüber dem Referenzszenario. Im realen Inselnetzbetrieb käme es bei solchen Leistungsdifferenzen höchstwahrscheinlich zum Zusammenbruch des Inselnetzes, jedoch können durch diese Untersuchung die grundsätzlichen (statischen) Effekte auf die Spannungsänderung abgeschätzt werden.

Zwischen den Zeitpunkten t_{46} und t_{49} (vgl. Bereich b) wird zusätzlich am Aktor a_2 eine Sollwertänderung vorgenommen. Die geringfügige Leistungsänderung von $\Delta P_{a_2} = 5 \text{ kW}$ ruft im Inselnetzbetrieb bzw. Schaltszenario eine Spannungsänderung von ca. 1 % hervor. Im Referenzszenario hingegen verursacht diese Leistungsänderung eine vergleichsweise vernachlässigbare Spannungsänderung. Solche unterschiedlichen Spannungsänderungen lassen sich anhand der Verfahren aus Abschnitt 3.3.4 abschätzen und können somit für die Inselnetzdetektion genutzt werden.

In Zeiten eines Wirk- und Blindleistungsausgleichs (Stufe 2 des Inselnetzdetektionsverfahrens, Abschnitt 3.6.3) kann schon eine geringfügige Sollwertanpassung ausgewählter Aktoren eine potentielle Inselnetzentstehung überprüfen.

5.2 Verfahrensvalidierung in einer Labortestumgebung

Die Verfahrensvalidierung in einer Labortestumgebung stellt eine weitere wichtige Testinstanz bei der Entwicklung eines Netzautomatisierungsprototyps dar. Die Szenarienvariationen sind nicht mit dem Umfang einer vollständigen Software-Simulationsumgebung vergleichbar, jedoch können Untersuchungen auf die hardwaretechnischen Komponenten fokussiert werden.

Um den softwaretechnischen Netzautomatisierungsprototypen in eine Labortestumgebung zu integrieren, ist dieser zunächst auf eine geeignete Hardwarekomponente zu übertragen. Für eine dezentrale Netzautomatisierungslösung eignet sich dazu beispielsweise ein Industrie-PC oder eine *Remote-Terminal-Unit* (RTU). Netzdaten werden über die statischen Netzparameter im System hinterlegt und dynamische Prozesswerte über eine reale Kommunikationsschnittstelle an das Netzautomatisierungssystem übermittelt. Je nach Ausgestaltungsgrad der Laborumgebung stehen für die Untersuchungen unterschiedliche netztechnische Komponenten zur Verfügung. Für die Funktionalitäten der Netzzustandsidentifikation sind die übermittelten Messdaten von primärer Bedeutung. Sollwertanpassungen bzw. Sollwertübertragungen an reale Netzaktoren sind für die Netzzustandsregelung von größter Bedeutung, aber auch durch die aktiven Detektionsverfahren in der Netzzustandsidentifikation zu berücksichtigen.

Der Labortest kann dazu genutzt werden den Prototypen in seiner Betriebsweise robuster zu konzipieren. Unter Laborbedingungen können für Ereignisse, die von dem Normalzustand abweichen, ein geeignetes Betriebskonzept und Fallback-Strategien entwickelt werden. Um solche Wirkungsweisen untersuchen zu können, wird die Detektionsstrategie der automatisierten Topologienachführung in einer Labortestumgebung geprüft.

Als Labortestszenario wird das in Abschnitt 5.1.2.3 vorgestellte Mittelspannungstestnetz (Abbildung 9.2 bzw. Abbildung 9.3) verwendet und eine Trennstellenverlagerung nach Tabelle 5.1 durchgeführt. Hierbei gilt es die Schaltzustandsänderung nicht über geeignete Detektionsverfahren zu ermitteln, sondern lediglich die übermittelten Schaltzustände anzupassen und die Netztopologie zu aktualisieren.

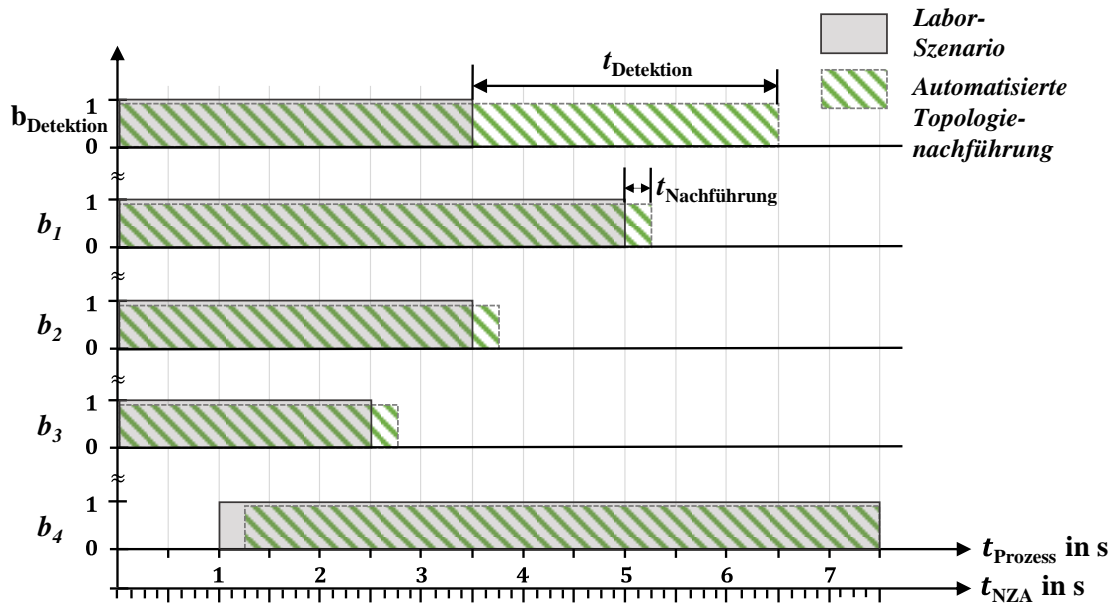


Abbildung 5.20: Schaltzustände des Labortestszenarios in Abhängigkeit der Zeit t

Abbildung 5.20 zeigt die für die Trennstellenverlagerung erforderlichen Schaltzustandsänderungen. Der Schaltzustand wird als logischer Binärwert dargestellt und wird einerseits für das Laborszenario und andererseits für die automatisierte Topologienachführung in der Netzautomatisierung dargestellt.

Zunächst ist Schalter b_4 zu schließen, sodass beide Netzgebiete zusammengeschaltet sind. Anschließend werden mit einer zeitlichen Verzögerung die Schalter b_1 , b_2 und b_3 geöffnet. Die automatisierte Schalternachführung erfolgt, sobald die aktualisierten Prozesswerte in der Netzautomatisierung übermittelt wurden. Die Messzyklenzeit t_{Prozess} für das Übertragen der Prozesswerte ist von der Algorithmuszeit t_{NZA} unabhängig. Das Nachführen einer Schaltzustandsänderung und Aktualisieren der Netztopologie erfolgt innerhalb von zwei Algorithmuszyklen, sodass $t_{\text{Nachführung}} = 250 \text{ ms}$ beträgt.

Die Detektionszeit $t_{\text{Detektion}}$, die für das Identifizieren einer Schaltzustandsänderung benötigt wird, ist dagegen je nach erforderlichen Detektionsverfahren deutlich größer. Die größten Detektionszeiten resultieren bei den aktiven Detektionsverfahren wie der Q-Modulation. Bei den zyklisch übertragenen Sollwerten ist auf die Rückmeldungen der Netzaktoren zu warten, die je nach Aktortyp zwischen 5 und 30 Sekunden betragen können. Durch das wiederholte Ansteuern von Aktoren kann eine Q-Modulation bis zu zehn Minuten dauern.

Solche Zeiten sind entsprechend in der Entwicklung eines praktikablen Betriebskonzeptes zu berücksichtigen. Anhand einer Unterteilung in die drei Ampelphasen grün, gelb und rot lassen sich unterschiedliche Betriebszustände klassifizieren. Der grüne Betriebszustand liegt vor, wenn eine Netztopologie ermittelt wurde und die Probabilitätskennwerte auf keine Schaltzustandsänderung hinweisen. Während einer Schaltzustandsüberprüfung bzw. -ermittlung ist die Ampelphase auf gelb zu schalten. Im Falle einzelner unbekannter Schaltzustände bzw. einer unbekanntenen Netztopologie liegt ein roter Betriebszustand vor. Auch ist die ermittelte Netztopologie auf einem ausfallsicheren Speichermedium zu sichern, sodass diese bei einem Neustart des Systems nicht gelöscht wurde. Der Betriebszustand ist zudem an eine zentrale Instanz zu übertragen, beispielsweise an eine Netzleitstelle, sodass das Netzbetriebspersonal bei einer Störung informiert wird.

Eine weitere Beeinflussung des Betriebsmodus kann durch Kommunikations- oder Messwertausfälle entstehen. Es sind geeignete Grenzen zu definieren, wann ein roter Betriebszustand aufgrund fehlerhafter Messwerte vorliegt. Zusätzlich sind Priorisierungen zu definieren, welche Messstellen zwingend für einen regulären Betrieb notwendig sind.

Insgesamt lassen sich durch die Verfahrensvalidierungen in einer Labortestumgebung die betriebstechnische Robustheit eines Netzautomatisierungssystems optimieren, die durch eine softwaretechnische Simulation nicht eingeschränkt möglich ist. Eine labortechnische Verfahrensvalidierung bereitet einen Netzautomatisierungsprototypen bestmöglich auf eine praktische Feldtestanwendung vor.

5.3 Verfahrensvalidierung in einer Feldtestumgebung

Um den Netzautomatisierungsprototyp bestmöglich für den Feldtest in einem realen Netz vorzubereiten, sind die zuvor beschriebenen Untersuchungen in mehreren Iterationen in der Simulations- und in der Labortestumgebung durchzuführen. Hierbei erfolgt eine iterative Rückkopplung der in einer Umgebung erhaltenen Untersuchungsergebnisse an die andere Umgebung.

Insbesondere sind Aspekte, die die Versorgungszuverlässigkeit gefährden könnten, kritisch zu prüfen und eine einwandfreie Funktionalität sicherzustellen. Ein Fehlverhalten in der Netzzustandsregelung könnte dabei schwere Folgen für den Netzbetrieb haben. Auch die vorgelagerte Netzzustandsidentifikation muss Netzzustände mit ausreichender Sicherheit ermitteln, da es sonst unter Umständen zu unnötigen Netzzustandsregelungen mit negativen Netzauswirkungen kommen kann. Damit bei einem eventuellen Fehlverhalten des Netzautomatisierungssystems keine Gefährdung für den Netzbetrieb resultiert, können die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Grenzen für einen regulären Netzbetrieb auf fiktive (engere) Grenzen reduziert werden. Dies ist zudem notwendig, da die meisten Mittel- und Niederspannungsnetze heute noch nicht von Netzengpässen betroffen sind. Über eine entsprechende Parametrierungsoberfläche lassen sich die Grenzwerte für das zulässige Spannungsband sowie die thermischen Betriebsgrenzen für Leitungen und

Transformatoren definieren. Dadurch lassen sich in der Netzzustandsanalyse fiktive Netzengpässe identifizieren und entsprechend über geeignete Aktorik beheben, um so die gesamte Handlungskette der Automatisierungsfunktionen unter realen Feldtestbedingungen untersuchen zu können.

Allgemein sind jedoch die Möglichkeiten der Verfahrensvalidierung in einem realen Netz deutlich geringer als in der Labortest- und Simulationsumgebung. Dies ist unter anderem in der sehr beschränkten Einflussnahme auf die Netzlast begründet. Damit ist das Wiederholen von definierten Szenarien unter gleichen Bedingungen praktisch nicht möglich, sodass eine isolierte Analyse einzelner Detektionsverfahren erschwert ist. Das für die Bewertung der Detektionsverfahren oft verwendete Referenz-Szenario in Abschnitt 5.1 und Abschnitt 5.2 lässt sich im Feldbetrieb nur eingeschränkt verwenden. Die Bewertungsgrundlage ergibt sich im Wesentlichen aus den erhobenen Messinformationen. Zusätzlich sind manuelle Eingriffe im Netz dokumentiert, sodass es zumindest für Schaltzustandsänderungen eine Bewertungsreferenz für die zu validierenden Detektionsverfahren gibt. Die isolierte Bewertung der Verfahren für die Netzzustandsschätzung (vgl. Abschnitt 4.3) ist aufgrund der fehlenden Informationen der einzelnen Netzknoten nicht möglich. In aggregierter Form werden diese jedoch anhand der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie validiert (vgl. Abschnitt 5.3.2).

5.3.1 Beschreibung der Feldtestumgebung

Nachfolgend wird die im Rahmen eines Forschungsprojektes genutzte Feldtestumgebung beschrieben [96]. Zur Beschreibung der beteiligten Komponenten wird das SGAM verwendet. Das SGAM wurde entwickelt um die Wirkungsweise von Netzautomatisierungen standardisiert zu formulieren [97]. Dazu wurden verschiedene Interoperabilitätsebenen eingeführt [98]. Zur Veranschaulichung der beteiligten Komponenten in der Feldtestumgebung genügt jedoch die Darstellung in der Komponentenebene. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden Netzautomatisierungssysteme für die MS und NS miteinander gekoppelt, sodass in Abbildung 5.21 Netzkomponenten beider Spannungsebenen dargestellt sind. Die dargestellten Interaktionen beschränkten sich dabei auf die Domänen der DEA und des Verteilnetzes. In der Zone der Prozesse sind die Anlagen sowie die (regelbaren) ONT dargestellt. Die PV-Anlagen bzw. die Wechselrichter kommunizieren über ein sogenanntes PV-Gateway mit den Netzautomatisierungssystemen auf der Stationsebene. Das PV-Gateway, mit dem Sollwerte und andere Messinformationen eines herstellereigenen Wechselrichters übertragen werden können wurde speziell im Zuge des Projektes entwickelt. Auf der Feldebene sind zudem die Messstellen für MS und NS der Verteilnetz-Domäne zugeordnet. Die Messstellen übertragen Messdaten an die jeweiligen Netzautomatisierungssysteme auf der Stationsebene. Sowohl das MS-Netzautomatisierungssystem (MS-NAS) als auch das NS-Netzautomatisierungssystem (NS-NAS) übermittelt Betriebszustände und eventuell erforderliche Steuerungsbefehle an eine Smart-Grid-Leitstelle (SG-Leitstelle), welche als zentraler Datenaggregator verstanden werden kann und in Interaktion zur Netzleitstelle steht. Parallel

dazu ist eine Visualisierungsplattform dargestellt, welche die ermittelten Netzzustandsinformationen in geographischer Lage der Netzknoten grafisch anzeigt, was zu Monitoringzwecken genutzt werden kann.

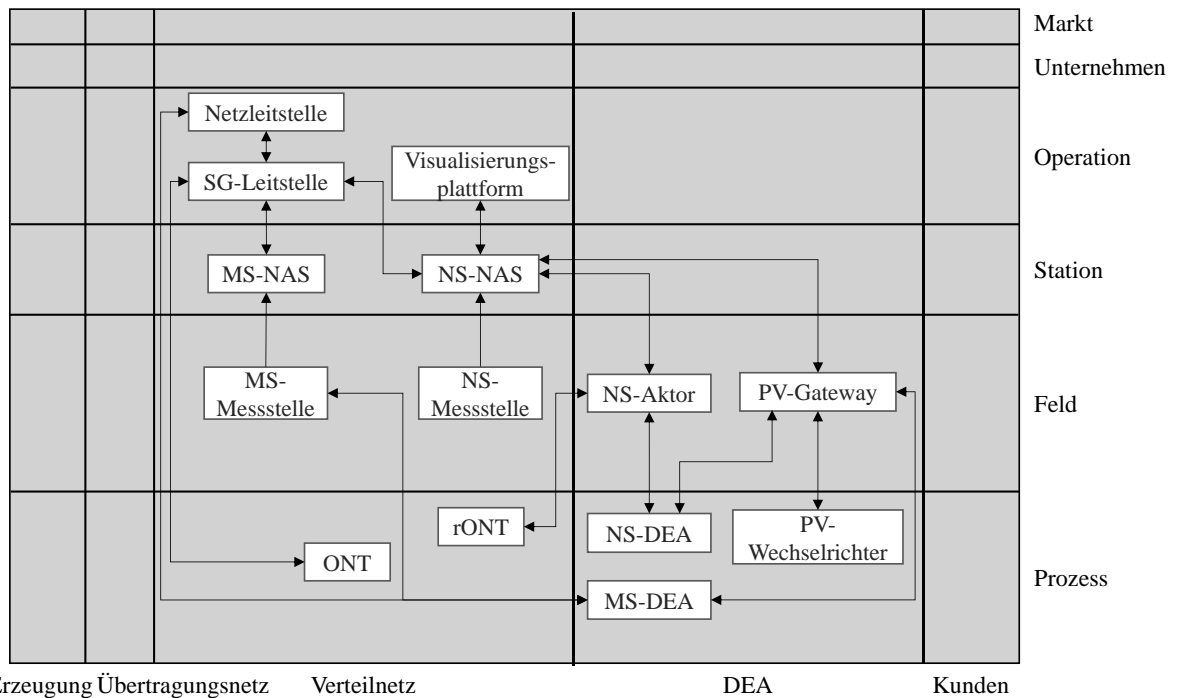


Abbildung 5.21: Systemlandschaft der Feldtestumgebung anhand der Komponentendarstellung des SGAM nach [96]

Die Verfahren der automatisierten Topologiedetektion wurden im Zuge des Forschungsprojektes auf dem NS-Netzautomatisierungssystem implementiert. Die dezentral installierte Einheit ist ein in sich gekapseltes System und überträgt Betriebszustände zur Smart-Grid-Leitstelle in Form von Ampelfarben. Für die Funktionalitäten einer spannungsebenenübergreifenden Regelung können Sollwerte von dem MS-Netzautomatisierungssystem empfangen werden und mit der vorhandenen NS-Aktorik umgesetzt werden. Darüber hinaus werden keine weiteren Daten zwischen der Smart-Grid-Leitstelle und dem NS-Netzautomatisierungssystem ausgetauscht, sodass die Datenerhaltung des NS-Netzautomatisierungssystems eigenständig erfolgt und unter anderem adaptive Verfahren zur automatisierten Topologiedetektion erforderlich sind. Der Anwendungsfall wurde anhand des nachfolgenden Feldtestnetzes untersucht.

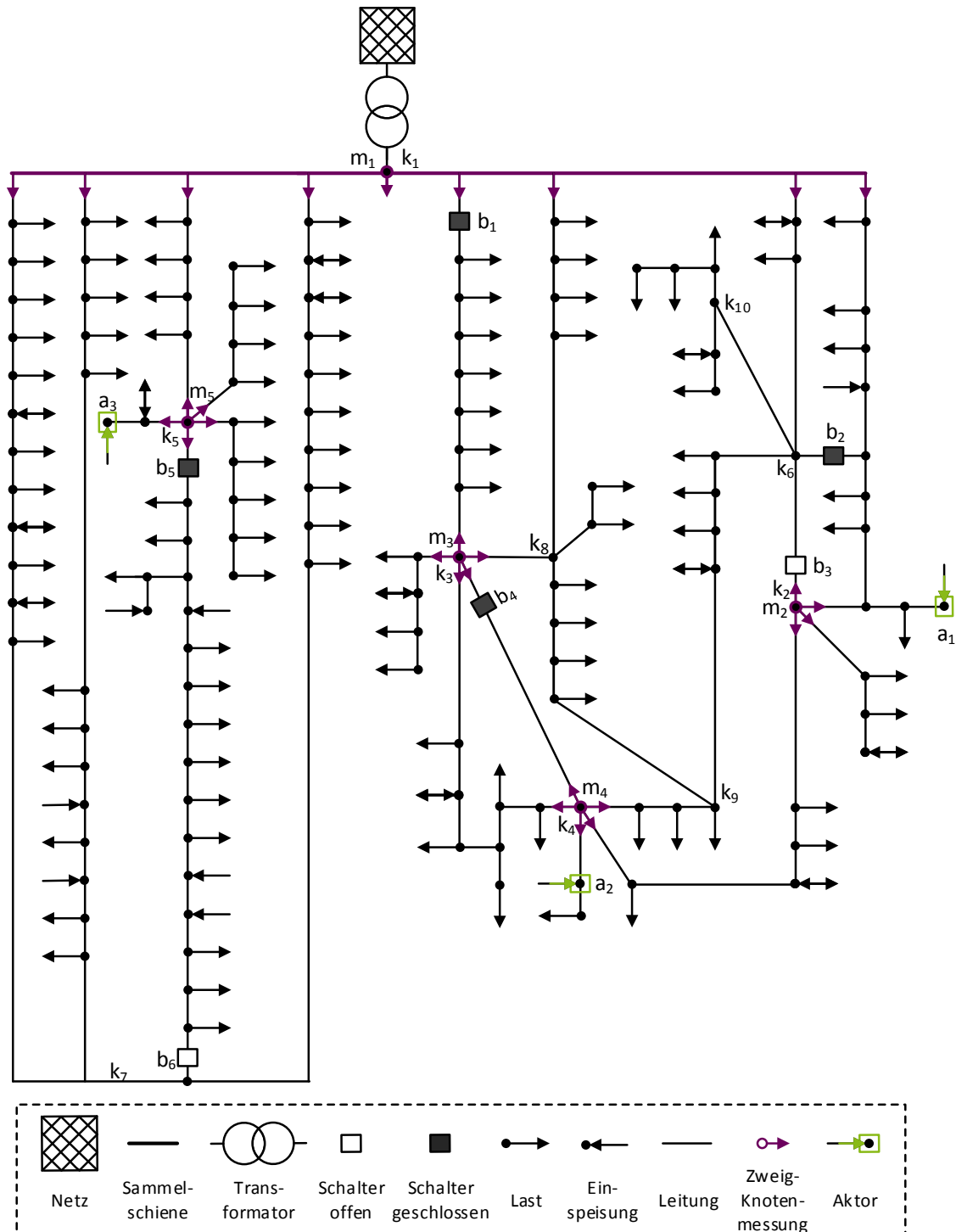


Abbildung 5.22: Vorstädtisches Niederspannungsnetz als Feldtestuntersuchungsgebiet

Abbildung 5.22 zeigt ein vorstädtisches Niederspannungsnetz mit einer installierten PV-Leistung von ca. $P_{\text{inst}} = 300 \text{ kW}$ und einem für ein Niederspannungsnetz hohen Vermaschungsgrad. Im Zuge der Feldtestvorbereitungen wurde Messtechnik in vier KVS (m_2 , m_3 , m_4 , m_5) sowie in der Ortsnetzstation (m_2) installiert. Darüber hinaus sind drei steuerbare PV-Anlagen (a_1 , a_2 , a_3) mit Messtechnik ausgestattet und übertragen mittels des PV-Gateways die Daten an das Netzautomatisierungssystem. Die Kommunikationsübertragung in den Schaltstationen wurde mittels Breitband-Powerline-Kommunikation (BPL) realisiert.

Aus Platzgründen und kommunikationstechnisch schlechter Erreichbarkeit konnten die übrigen KVS ($k_6, k_7, k_8, k_9, k_{10}$) nicht mit Messtechnik ausgestattet werden, sodass insgesamt ein Messausstattungsgrad von ca. $\eta_m = 7\%$ für das dargestellte Feldtestnetz resultiert. In den insgesamt 10 Schaltstationen (neun KVS, eine ONS) sind 47 Schalter bzw. offene Trennstellen ohne NH-Sicherung im Netz vorhanden. Dazu werden in der Vorprojektierung fünf verschiedene Topologiemodelle definiert, welche in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst sind:

Tabelle 5.3: Topologiemodelle für die Verfahrensvalidierung im Feldtestnetz

Topologie-modell	TM ₁	TM ₂	TM ₃	TM ₄	TM ₅
b₁	geschlossen	geschlossen	geschlossen	geöffnet	geschlossen
b₂	geschlossen	geöffnet	geschlossen	geschlossen	geschlossen
b₃	geöffnet	geöffnet	geschlossen	geöffnet	geöffnet
b₄	geschlossen	geschlossen	geschlossen	geschlossen	geöffnet
b₅	geschlossen	geöffnet	geschlossen	geschlossen	geschlossen
b₆	geöffnet	geschlossen	geöffnet	geöffnet	geschlossen

Zur vereinfachten Darstellung ist lediglich die Teilmenge der Schalter in Tabelle 5.3 und Abbildung 5.22 dargestellt, welche sich in den jeweiligen Topologiemodellen voneinander unterscheiden. Das Topologiemodell TM₁ ist die standardmäßige *default*-Topologie (vgl. Abbildung 5.22), aus der an vier unterschiedlichen Testtagen jeweils in eines der der Topologiemodelle TM₂ bis TM₅ geschaltet wird.

5.3.2 Bewertung der Topologiemodellbasierten Detektionsstrategie

Die nachfolgende Abbildung 5.23 stellt die gemessenen Zweigströme für die Messstelle m_3 in Abhängigkeit der Zeit dar. Der archivierte Betrachtungszeitraum beträgt 24 Stunden, die in diskrete Zeitintervalle von fünf Minuten unterteilt sind. Während des Feldtests wurden die Messwerte jedoch in einem zehn sekundlichen Zeitintervall übertragen, sodass die Darstellung nicht die tatsächliche Netzvolatilität wiedergibt. Anhand der Markierung a) ist der Zeitpunkt der Topologieumschaltung gekennzeichnet.

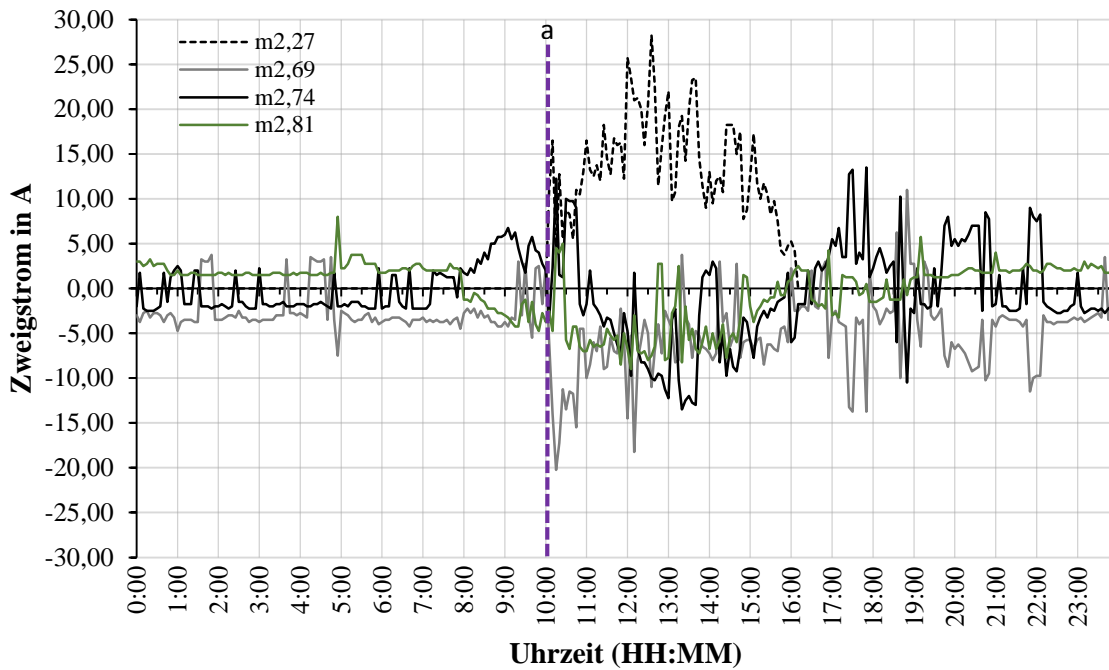


Abbildung 5.23: Einphasige Zweigstrommessungen an der Messstelle m_3 in Abhängigkeit der Zeit

In Tabelle 5.4 sind die Verfahrenswahrscheinlichkeiten der passiven Zweigstromüberwachung für die Messstelle m_2 zum Zeitpunkt der Topologieumschaltung (10:00) dargestellt. Aufgrund des korrespondierenden Schalters b_3 lässt der Zweigstrom $I_{m_2,27}$ der Messstelle m_2 unmittelbar auf den Schaltzustand von b_3 schließen. Zum Zeitpunkt der Topologieumschaltung ist die Bedingung aus Gleichung (3.17) erfüllt und zugleich der Schaltzustand des Schalters b_3 der Topologiemodelle TM_1 , TM_2 , TM_4 und TM_5 (vgl. Tabelle 5.3) als geöffnet ausgewiesen. Damit können die Topologiemodelle gemäß Konzept (vgl. Abschnitt 3.5.2) ausgeschlossen werden und TM_3 als aktives Topologiemodell ausgewählt werden.

Tabelle 5.4: Verfahrenswahrscheinlichkeiten der passiven Zweigstromüberwachung für die Messstelle m_3 zum Zeitpunkt der Topologieumschaltung (Zeitpunkt a)

Topologiemodell	Zweigstrom- überwachung m_3 $\varepsilon_{\text{clsd}} [0;1]$
TM_1	0
TM_2	0
TM_3	0,77
TM_4	0
TM_5	0

Für die Topologieumschaltungen in den anderen Testszenarien können analoge Aussagen getroffen werden. Zu den Zustandsänderungen der Schalter b_1 bis b_5 befand sich jeweils eine korrespondierende Messstelle, sodass alle Topologieumschaltungen anhand der Zweigstromüberwachung eindeutig ermittelt werden konnten.

Unter der Annahme, dass die Schalter nicht über eine korrespondierende Messstelle verfügen, wurden die gesammelten Feldtestdaten nachträglich untersucht, um Aussagen über die verbleibenden Detektionsverfahren der topologiemodellbasierten Detektionsstrategie treffen zu können.

Die Topologieveränderungen in der Feldtestuntersuchung konnten mithilfe der Zweigstromüberwachung vollständig detektiert werden. Um zusätzlich die Detektionswahrscheinlichkeit des Verfahrens der Schätzfehlerkennzahlen (vgl. Abschnitt 3.3.5) bewerten zu können, wurden die Messdaten an den korrespondierenden Schaltern nicht berücksichtigt. Unter diesen Annahmen resultierten die in Tabelle 5.5 dargestellten Fehlerkennzahlen für den Zeitpunkt der Netzumschaltung.

Tabelle 5.5: Schätzfehlerkennzahlen für die reduzierte Messtopologie zum Zeitpunkt der Netzumschaltung

Topologie- modell	f_U [%]	f_I [A]	$f_{\cos(\varphi)}$ [%]
TM₁	0,119	21,55	0,201
TM₂	0,132	19,57	0,376
TM₃	0,111	23,84	0,098
TM₄	0,127	17,90	0,120
TM₅	0,125	25,07	0,346

Durch die Reduzierung der Messtopologie resultiert ein verringerter Messausstattungsgrad (ca. $\eta_m = 6\%$). Der geringe Messausstattungsgrad hat zur Folge, dass lediglich eine geringfügige Unterscheidung in den Kennzahlen zu beobachten ist. Der Stromfehler f_I ist im Vergleich zu den Auswertungen in Abschnitt 5.1.2.1 deutlich kleiner, dessen Ursache allerdings in der geringeren Netzbelastung begründet ist. Sowohl der Spannungsfehler f_U als auch der Leistungsfaktorfehler $f_{\cos(\varphi)}$ liegen konzeptbedingt in einem sehr schmalen Wertebereich, werden allerdings durch den geringen Messausstattungsgrad weiter verringert. Untersuchungen zu weiteren Zeitpunkten, in denen keine Topologieumschaltung stattgefunden hat, zeigten eine ähnliche geringfügige Unterscheidbarkeit und führten vereinzelt zu fehlerhaften Topologieergebnissen. Insgesamt konnte allein durch das Detektionsverfahren der Schätzfehlerkennzahlen und dem vorliegenden Messausstattungsgrad keine hinreichende Detektionsgüte erreicht werden, sodass kein Wechsel bzw. keine Rekonfiguration eines Topologiemodells erfolgt ist.

Während der Feldtestuntersuchungen wurden netzdienliche Optimierungen durch eine Stufung des rONT vorgenommen. Die hieraus resultierenden Spannungsänderungen wurden archiviert und können zur Validierung des in Abschnitt 3.4.2 beschriebenen aktiven Detektionsverfahrens der Transformatorstufung herangezogen werden.

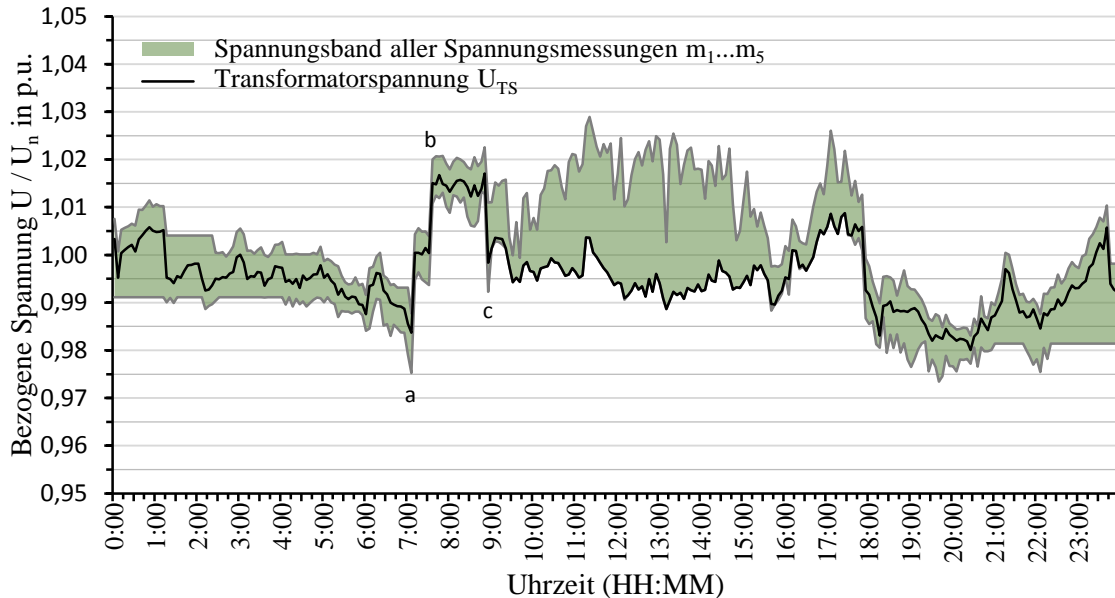


Abbildung 5.24: Spannungsmessungen in Abhängigkeit der Zeit in der Feldtestumgebung

Dazu sind die Kennlinien der Spannungsmessungen in Abbildung 5.24 dargestellt. Zum einen ist die unterseitige Transformatorspannung in schwarz dargestellt. Zum anderen ist in der grünen Fläche das Spannungsband aller Netzknoten mit vorhandenen Messungen aufgezeigt. Zu den Zeitpunkten a, b und c wurde jeweils eine Stufung von $\Delta U_{TS} = 1,7\%$ bezogen auf die Nennspannung U_n durchgeführt. Die Spannungsanhebung (a, b) bzw. die Spannungssenkung (c) ist an allen Messungen zu beobachten, sodass die in Abschnitt 3.4.2 getroffenen Annahmen nachgewiesen werden können. Da sämtliche Netzknoten in der betrachteten Feldtestumgebung von diesem Transformator versorgt werden, kann jedoch keine Schaltzustandsänderung durch die Transformatorstufung untersucht werden.

5.4 Verfahrensgrenzen

In diesem Abschnitt, welcher die Verfahrensgrenzen beschreibt, werden die gewonnenen Erkenntnisse aus den Validierungen der Simulations-, Labor- und Feldtestuntersuchen nun zusammengefasst. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Detektionsverfahren bzw. die aggregierten Detektionsstrategien eine starke Abhängigkeit von dem Messausstattungsgrad η_m und von der Netzvolatilität aufweisen. Zudem verstärkt das Messwertübertragungsintervall den Effekt der Netzvolatilität mit einer steigenden Intervallzeit. Prinzipiell ist in einem Messwertübertragungsintervall von 5 Minuten (vgl. Abbildung 5.23 und Abbildung 5.24) mit einer erhöhten Laständerung gegenüber einem ein oder zehn sekundlichen Intervall zu rechnen. Daher besteht der Bedarf an einem möglichst geringen Messwertübertragungsintervall. Mit einer steigenden

Anzahl von neuen Einspeisern und Verbrauchern (vgl. Abschnitt 2.1) wird zukünftig auch die Volatilität der Netzlast auf der NS-Ebene weiter steigen. Auf der Mittelspannungsebene unter der Betrachtung ganzer Ortsnetze gleichen sich einige Effekte aus, sodass sich diese eher einem SLP annähern. Insgesamt hängt die Volatilität der Netzlast von vielen netzspezifischen Eigenschaften ab und kann als eine der wesentlichen Einflussgrößen identifiziert werden.

Eine weitere im direkten Zusammenhang mit der Volatilität der Netzlast stehende Kenngröße ist die Netzzustandsänderung, welche durch eine Schaltzustandsänderung hervorgerufen wird. Solche topologiebedingten Netzzustandsänderungen müssen sich von der Volatilität der Netzlast signifikant unterscheiden, damit die vorgestellten Probabilitätskenngrößen ermittelt werden können. Hierbei sind die unterschiedlichen Topologieveränderungen, welche in Tabelle 3.1 benannt sind, zu berücksichtigen. Zusätzlich sind die Netzzustandsänderungen von der aktuellen Netzauslastung abhängig und müssen zudem auch von der Messtechnik zu erfassen sein. Daher besteht die Notwendigkeit der Ausbringung von Messtechnik in einer gewissen elektrischen Nähe zu topologierelevanten Schaltern. Für die topologiemodellbasierte Detektionsstrategie ist daher besonders die Messtechnik relevant, bei der sich die Topologiemodelle am signifikantesten unterscheiden. Die Modelle sind zudem derart zu definieren, dass eine signifikante Unterscheidbarkeit innerhalb der Topologiemodelle gegeben ist.

Die Q-Modulation kann eine potentielle Topologieveränderung gezielt untersuchen, um so eine hinreichende Probabilitätskennzahl zu erzielen. Für den Detektionserfolg können ebenso die Einflussgrößen der Volatilität des Netzlastgangs, die messtechnische Netzdurchdringung sowie das Q-Potential identifiziert werden. Zudem ist ein gewisser Grad an Aktorik im Netz erforderlich, sodass potentiell alle Netzbereiche anhand der Q-Modulation untersucht werden können.

Die hervorgerufenen Netzzustandsänderungen einer Transformatorstufung sind mit einer hohen Detektionssicherheit zu identifizieren, jedoch eignet sich das Verfahren nur in Netzgebieten mit zwei oder mehr Netzeinspeisungen.

Das Verfahren der Inselnetzdetektion kann im Rahmen der Arbeit lediglich rudimentär betrachtet werden, indem die fundamentalen Netzzustandsänderungen untersucht werden. Es wurde ein Konzept vorgestellt, welches zu den entwickelten Detektionsverfahren ergänzt werden und die installierte Messtechnik nutzen kann. Die Untersuchung von dynamischen Effekten, insbesondere in Bezug auf die Frequenzänderungen und die Netzstabilität, ist in der bestehenden Simulationsumgebung nicht abbildbar.

Die Detektion von neuinstallierten PV-Anlagen kann für eine Vielzahl von Szenarien ermittelt werden. Mit steigender Abweichung von den beschriebenen Idealbedingungen einer homogenen Netzlast und gleichen Ausrichtungswinkeln der Anlagen, sinkt jedoch der Detektionserfolg.

Die Lokalisierung einer netzknotenspezifischen Schaltzustandsänderung kann in der selektiven Detektionsstrategie bei der Nachbildung aller möglichen Schalter anhand der vorgestellten Verfahren nicht exakt bestimmt werden. Dies gilt auch für die Detektion neuer PV-Anlagen. Unter Betrachtung der Auswirkungen auf die Netztopologie und deren nachgelagerte Netzautomatisierungsfunktionen, wie die Netzzustandsanalyse und die Netzzustandsregelung, ist jedoch eine gewisse Ungenauigkeit in der Netztopologie tolerierbar.

Insgesamt sind die Anforderungen an die Detektionsaufgabe mit den zur Verfügung stehenden Informationen sehr hoch, sodass es zu konzeptbedingten Unsicherheiten für bestimmte Anwendungsfälle und Netznutzungssituationen kommen kann.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorgestellte Arbeit reiht sich in die bestehenden Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Netzautomatisierungsentwicklungen ein, welche bedingt durch die voranschreitende Energiewende weiter forciert werden.

Die durch die Energiewende bedingte Transformation des Energieversorgungsnetzes stellt die Verteilnetze vor neue Herausforderungen. Um einen möglichst hohen Anteil neuer Verbraucher und Einspeiser in die vorhandenen Mittel- und Niederspannungsnetze integrieren zu können, besteht ein Anpassungsbedarf der Netze. Die damit verbundenen Herausforderungen können zukünftig durch innovative Netzautomatisierungssysteme gelöst werden. Ein Netzautomatisierungssystem kann im Wesentlichen durch die Funktionskomponenten der Netzzustandsidentifikation und der Netzzustandsregelung beschrieben werden. Die Netzzustandsidentifikation stellt dabei die fundamentale Kernkomponente dar, von der nahezu sämtliche nachgelagerten Funktionen abhängig sind. Für die Identifizierung des Netzzustandes bedarf es an Messtechnik und Netzdaten. Anhand dieser Informationen lässt sich ein Netzzustand bestimmen und nachgelagert auf die für einen regulären Netzbetrieb geltenden Bedingungen analysieren. Es besteht die Anforderung an eine möglichst realitätsnahe Abbildung des Netzes und der damit verbundenen Netzzustände. Dafür ist die Kenntnis der aktuellen Netztopologie notwendig, welche sich gegenüber den statisch hinterlegten Netzdaten während des Echtzeitbetriebs ändern kann. Daher bedarf es geeigneter Funktionen, die Topologieveränderungen automatisiert detektieren können.

Der wesentliche Teil dieser Arbeit stellt verschiedene probabilistische Detektionsverfahren für die Erkennung von unterschiedlichen Topologieveränderungen vor. Die Topologieveränderungen sind für die Mittel- und Niederspannungsebene zu spezifizieren, um daraus geeignete Detektionsverfahren ableiten zu können. Einerseits werden passive Verfahren entwickelt, welche Strom- und Spannungsgradienten der Messinformationen analysieren. Verschiedene Verfahren der Leistungsverteilung und der Ermittlung von fiktiven Spannungsänderungen können darüber hinaus zur einer probabilistischen Bewertung von Schaltzustandsänderungen genutzt werden. Ereignisse wie das Stufen des Transformators oder das Regeln von Netzaktoren während des Netzbetriebs können zudem für die Identifizierung von potentiellen Schaltzustandsänderungen genutzt werden. Andererseits werden aktive Detektionsverfahren entwickelt, die über Aktorik im Netz aktiv den Netzzustand beeinflussen, um so Rückschlüsse auf eine Topologieveränderung schließen zu können. Die aktiven und passiven Detektionsverfahren werden für die betrachteten Spannungsebenen in zweistufige Detektionsstrategien kombiniert, welche Unsicherheiten in der Detektionsprobabilität minimieren.

Die Verfahrensvalidierungen weisen eine starke Abhängigkeit von dem zugrunde gelegten Messausstattungsgrad, der Volatilität der Netzlast und der elektrischen Entfernung zwischen der

Schaltzustandsänderung und der installierten Messtechnik auf. Die durch eine Netzschnittstelle resultierenden Netzzustandsänderungen müssen darüber hinaus eine signifikante Netzzustandsänderung gegenüber der Veränderung der Netzlast aufweisen, damit eine hinreichende Detektionsgenauigkeit gewährleistet werden kann. Der benötigte Messausstattungsgrad ist bei der topologiemonitorbasierten Strategie geringer als bei der selektiven Detektionsstrategie um alle untersuchten Anwendungsfälle detektieren zu können. Für die topologiemonitorbasierte Strategie wird ein Messausstattungsgrad von ca. $\eta_m = 15\%$ benötigt, für die selektive Detektionsstrategie ca. $\eta_m = 20\%$. Ein höherer Messausstattungsgrad ist erforderlich, wenn ausschließlich passive Detektionsverfahren genutzt werden sollen.

Als extreme Topologieveränderung wird die Entstehung eines elektrischen Inselnetzes untersucht und ein Detektionskonzept für diesen Anwendungsfall vorgestellt. Das dreistufige Konzept aus einer Graphen- bzw. Knoten-Kanten-Analyse, einer passiven Messwertüberwachung und einer aktiven Aktoransteuerung überprüft die grundsätzlichen Inselnetz Voraussetzungen. Das Verfahren lässt sich in den zyklischen Netzautomatisierungsprozess integrieren und kann dadurch zusätzlich bestehende Inselnetzdetectionsverfahren in DEA ergänzen.

Mit der Detektion von leistungsintensiven Einspeiseanlagen und Verbrauchern werden zusätzlich adaptive Funktionen entwickelt, welche die Informationsgrundlage einer Netzautomatisierungslösung verbessern und Synergieeffekte in den Identifizierungsfunktionen schaffen.

Einen zentralen Mehrwert der entwickelten Verfahren bietet die *Plug & Automate*-Fähigkeit, mit der die Datenhaltung bzw. Datenpflege eines Netzautomatisierungssystems erleichtert bzw. automatisiert werden kann. Topologieveränderungen müssen nicht mehr manuell in den statischen Netzparametern nachgeführt werden.

Insgesamt kann ein Entwicklungspotential für bestehende Verfahren der Netzzustandsidentifikation beschrieben werden, sodass die Verfahren in Netzautomatisierungslösungen integriert werden können. Auch können die Funktionen der Netzzustandsidentifikation als Assistenzsystem bzw. Monitoringsystem in die Netzleitstelle integriert werden und den Netzbetrieb unterstützen.

Zukünftig werden Smart Meter Daten für einen erhöhten Messausstattungsgrad in der Niederspannungsebene sorgen, sodass die vorgestellten Detektionsverfahren von einer erhöhten Informationsgrundlage profitieren und die Detektionsgenauigkeit gesteigert werden kann. Mit einem voranschreitenden Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad werden zukünftig vermehrt Smart Grid Funktionalitäten erforscht und entwickelt werden, die eine konsistente Netzzustandsidentifikation als Grundlage benötigen. Daher sind die vorgestellten Verfahren kontinuierlich an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen und weiterzuentwickeln. Insbesondere könnte die *Plug & Automate*-Fähigkeit weiterentwickelt werden, sodass der Aufwand der Datenhaltung und Datenpflege solcher Netzautomatisierungslösungen weiter minimiert werden kann oder zukünftig (nahezu) vollautomatisiert abläuft.

7 Summary and outlook

The presented work is part of the existing research work in the field of grid automation developments, which will be further accelerated due to the advancing energy transformation.

The transformation of the power grid caused by the energy transformation confronts the distribution grids with new challenges. In order to be able to integrate the highest possible amount of new loads and feeders into the existing medium- and low-voltage grids, there is a requirement to adapt the grids. The associated challenges can be solved in the future by innovative grid automation systems. A grid automation system can essentially be described by the functional components of grid state identification and grid state control. The grid state identification is the fundamental core component on which almost all subsequent functions depend. The identification of the grid status requires measurement technology and grid information. Based on this information, a grid status can be determined and analyzed subsequently with regard to the conditions that apply to regular grid operation. There is a requirement for a realistic representation of the grid and the associated grid states. This requires knowledge of the current grid topology, which can change during realtime operation compared to the static grid information. Therefore, suitable functions are needed that can detect topology changes in an automated process.

The main part of this work presents different probabilistic detection methods for the identification of topology changes. The topology changes are to be specified for the medium and low voltage level in order to derive suitable detection methods. Passive methods are developed that analyze current and voltage gradients of the measurement information. In addition, different methods of power distribution and determination of fictitious voltage changes can be used for a probabilistic evaluation of changing switching states. Additionally, incidents such as transformer stepping or control of grid actuators during grid operation can be used for the identification of potential switching state changes. On the other hand, active detection methods are being developed that actively influence the grid state via actuators in the grid in order to be able to conclude that a topology change has occurred. The active and passive detection methods are combined into two-stage detection strategies for the considered voltage levels, which minimize uncertainties in the detection probabilities.

The validation of the method is highly dependent on the level of measurement equipment installed, the volatility of the grid loads and the electrical distance between the change in the switching condition and the measurement system installed. In addition, the grid state variations resulting from a change in the grid must show a significant change in the grid state compared to the change in the grid load in order to ensure sufficient detection accuracy. The required level of measurements is lower for the topology model-based strategy than for the selective detection strategy in order to be able to detect all the examined use cases. For the topology model-based strategy a level of measurement equipment of approx. $\eta_m = 15\%$ is needed, for the selective detection strategy approx. $\eta_m = 20\%$. A higher measuring equipment level is required if only passive detection methods are to be used.

As an extremely topological change, the formation of an electrical island grid is investigated and a detection concept for this application is presented. The three-step concept consisting of a graph and node-edge analysis, a passive measured value monitoring and an active actuator control verifies the basic islanding grid requirements. The method can be integrated into the regular grid automation process and can thus additionally complement existing islanding detection methods in DEA.

With the detection of power-intensive feed-in systems and loads, additional adaptive functions are developed, which improve the information basis of a grid automation system and create synergy effects in the identification functions.

A main benefit of the developed methods is the Plug & Automate capability, which simplifies and automates the data management and data administration of a grid automation system. Topology changes no longer have to be manually updated in the static grid parameters.

Overall, a potential for development of existing grid state identification methods can be described, so that the methods can be integrated into grid automation systems. The functions of grid state identification can also be integrated into the grid control center as an assistance system or monitoring system and support grid operation.

In the future, smart meter data will ensure an increased level of measurement equipment at the low voltage level, so that the detection methods presented will benefit from an increased database and the detection accuracy can be increased.

With an ongoing level of digitalization and automation, more smart grid functionalities will be researched and developed in the future that require consistent grid state identification as a basic requirement. Therefore, the presented methods have to be continuously adapted to the current conditions and have to be further developed. In particular, the plug & automate capability could be enhanced so that the effort of data management and data administration of such grid automation systems can be further minimized or will be (almost) fully automated in the future.

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Bundesumweltministerium
Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen
Bundesrepublik Deutschland, 1997.
- [2] **Übereinkommen von Paris**
Internationale Klimakonferenz Paris, Paris, Frankreich, 2015.
- [3] EUROPÄISCHE PARLAMENT
Verordnung - Europäisches Klimagesetz
EUROPÄISCHE PARLAMENT, 2021.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)
Bundes-Klimaschutzgesetz
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- [5] **Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2019**
Umweltbundesamt.
- [6] Bundesrepublik Deutschland
Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG 2021
Bundesrepublik Deutschland, 2021.
- [7] Deutscher Bundestag
Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)
Deutscher Bundestag, 2020.
- [8] **Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP)**, 2021.
- [9] H. Scheuing und T. Müller
Die Koordination von Klimaschutzzielen: Analyse des Klimaschutzgesetzes und der Maßnahmengesetze am Beispiel des EEG
Umweltbundesamt, 2021.

- [10] J. Büchner, A. Moser und et al.
Moderne Verteilernetze für Deutschland: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, OF-FIS, 2014.
- [11] Umweltbundesamt
Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2020, Dessau-Roßlau, Deutschland, 2021.
- [12] A. Brenzikofer, F. Müller, A. Ketsetzis und F. Kienzle
GridBox pilot project: A platform for monitoring and active control of distribution grids, 2016.
- [13] D. Groß, P. Wiest und K. Rudion
Concept of a practicable, stable and transferable State Estimation for Distribution Grids
International ETG Congress, Bonn, Deutschland, 2017.
- [14] M. Cramer, S. Häger, P. Goergens, und A. Schnettler
Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [15] N. Neusel-Lange
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 1, Wuppertal, Deutschland, 2013.
- [16] **BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland**
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Deutschland, 2013.
- [17] D. Echternacht
Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen: Dissertation
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, Deutschland, 2014.
- [18] **METASTUDIE SMART GRID: Forschungsüberblick intelligente Stromnetze**
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Deutschland, 2016.

- [19] C. Oerter
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, Wuppertal, Deutschland, 2014.
- [20] M. Ludwig
Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 29, Wuppertal, Deutschland, 2020.
- [21] K. Korotkiewicz
Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 31, Wuppertal, Deutschland, 2021.
- [22] M. Jaxsens, B. Meersman, T.L. Vandoorn, J.D.M. De Kooning
Overview of voltage control strategies in medium voltage networks with implementation of distributed generation
IET Conference on Renewable Power Generation (RPG), Edinburgh, Schottland, 2011.
- [23] P. Steinbusch
Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 32, Wuppertal, Deutschland, 2021.
- [24] J. Meese
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 18, Wuppertal, Deutschland, 2018.
- [25] T. Kornrumpf
Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 22, Wuppertal, Deutschland, 2019.
- [26] J. Stephan
Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 38, Wuppertal, Deutschland, 2022.
- [27] M. Ludwig et al.
Development Of Cross-Sectoral Active Network Management Systems Using New Engineering Paradigms
Proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bukarest, Rumänien, 2019.

- [28] E. A. Abur A.
Power System State Estimation: Theory and Implementation: Power Engineering, Band 24
Taylor & Francis Inc, 2004.
- [29] F. Schweppe und J. Wildes
Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Rep. 1, 1970.
- [30] D. Waeresch, R. Brandalik und W. Wellssow
Linear State Estimation in Low Voltage Grids based on Smart Meter Data
IEEE Eindhoven PowerTech 2015, Eindhoven, Niederlande, 2015.
- [31] D. Waeresch, R. Brandalik und W. Wellssow
State estimation in low voltage grids based on smart meter data and photovoltaic-feed-in-forecast
23rd International Conference on Electricity Distribution, 2015, Lyon, Frankreich.
- [32] M. Pertl et al.
Voltage Estimation in Active Distribution Grids Using Neural Networks
IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016.
- [33] Pignati M., Popovic M., Barreto S. et. al
Real-time state estimation of the EPFL-campus medium-voltage grid by using PMUs
Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015.
- [34] Yang, P. et al.
Power System State Estimation Using PMUs With Imperfect Synchronization
Transactions on Power Systems, 2013.
- [35] M. Richter
PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution: Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- [36] Felix Dorsemagen
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene: Dissertation
Neue Energie aus Wuppertal, Band 19, Wuppertal, Deutschland, 2018.
- [37] M. Bozorg, O. Alizader-Mousavi, S. Wasterlain und M. Carpita
Model-less/Measurement-based Computation of Voltage Sensitivities in Unbalanced Electrical Distribution Networks: Experimental Validation
21st European Conference on Power Electronics and Applications, Genua, Italien, 2019.

- [38] C. Mugnier et al.
Model-less/measurement-based computation of voltage sensitivities in unbalanced electrical distribution networks
Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua, Italien, 2016.
- [39] M. Stifter, R. Stütz und K. Diwold
Zuordnung und Topologieerkennung von Sensor und Smart Meter auf Netz- und Strangebene, Graz, Österreich, 2016.
- [40] S. Bolognani, N. Bof, D. Michelotti und R. Muraro
Identification of power distribution network topology via voltage correlation analysis
IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control (CDC), 2013.
- [41] V. Kekatos et al.
Voltage Analytics for Power Distribution Network: Topology Verification
IEEE Transactions on Smart Grid, 2017.
- [42] N. Bof, D. Michelotti und R. Muraro
Topology Identification of Smart Microgrids
IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control (CDC), 2013.
- [43] G. N. Korres und N. M. Manousakis
A State Estimation Algorithm for Monitoring Topology Changes in Distribution Systems
IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2012.
- [44] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek
State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids
Proceedings of the 3rd IEEE-PES-Conference "Innovative Smart Grid Technologies", Berlin, Deutschland, 2012.
- [45] E. Brunken, S. Mischinger und J. Willke
Systemicherheit 2050: Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 2020.
- [46] **Innovationsreport Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030**
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 2018.
- [47] V. Quaschnig
Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz
11. Aufl. München, Deutschland: Carl Hanser Verlag München, 2021.

- [48] Bundesnetzagentur
Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Bonn, Deutschland, 2021.
- [49] **Energiedaten: Gesamtausgabe**
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, Deutschland, 2019.
- [50] **VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb: (TAR Mittelspannung)**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018.
- [51] **VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb: (TAR Niederspannung)**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2019.
- [52] **VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018.
- [53] **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030**
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021.
- [54] **Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE)**
Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Berlin, Deutschland, 2018.
- [55] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
Netzintegration Elektromobilität: Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen
VDE FNN, Berlin, Deutschland, 2019.
- [56] **Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen**
Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., Berlin, Deutschland, 2020.
- [57] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.
Wärmepumpenabsatz 2020: Positives Signal für den Klimaschutz: 40 Prozent Wachstum bei Wärmepumpen
Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., 2021.
- [58] **dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050**
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 2018.

- [59] **Klimapfade für Deutschland**
The Boston Consulting Group GmbH, 2018.
- [60] **Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals**
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin, Deutschland, 2021.
- [61] **Chancen und Risiken für die deutsche Heizungsindustrie im globalen Wettbewerb**
PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2020.
- [62] H. Ruppert, S. Brenner und K. M. Graf
Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und Kapazitäten für elektrifizierte Wärmetechnologien
15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2018.
- [63] Bundesrepublik Deutschland
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
Bundesrepublik Deutschland, 2021.
- [64] **Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2012.
- [65] **DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen**
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 2011.
- [66] **DIN VDE 0276 Starkstromkabel: Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines Umrechnungsfaktoren**
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 1995.
- [67] **DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1): Leistungstransformatoren**
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 2012.
- [68] **Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen**
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2016.

- [69] Karl Friedrich Schäfer
Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze
Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal. Springer Vieweg, 2020, ISBN 978-3-658-26732-2.
- [70] **VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb: (TAR Hochspannung)**
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 2018.
- [71] Bergische Universität Wuppertal und Siemens AG
Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Bergische Universität Wuppertal Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik und Siemens AG Smart Infrastructure, Digital GridPower Technologies International.
- [72] **Diskussionspapier Netzbetrieb 2.0: Grundsätze des zukünftigen Netzbetriebs und der Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern**
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2018.
- [73] **"Smart Grid" und "Smart Market": Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems**
Bundesnetzagentur, Bonn, Deutschland, 2011.
- [74] **Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz**
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Deutschland, 2017.
- [75] M. Braun et al.
Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2020.
- [76] **VDE-Studie: Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen: Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen: Automatisierungstechnik**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2016.
- [77] **VDE-Studie Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen: Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen: Netzleittechnik**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2016.
- [78] Deutscher Bundestag
Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen: Messstellenbetriebsgesetz - MsbG
Deutscher Bundestag, 2016.

- [79] S. Azad et al.
Increasing Grid Visibility on the Basis of Smart Meters as a Building Block for Grid Integration of Electromobility
Proceedings of the 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium, Dublin, Irland, 2019.
- [80] Heuck, Dettmann und Schulz
Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 2013.
- [81] M. Wolter
Grid state identification of distribution grids: Dissertation
Fakultät für Elektrotechnik und Informatik der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2008.
- [82] A. Sillaber
Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung: Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016.
- [83] Gerrit Schlömer
Planung von optimierten Niederspannungsnetzen: Dissertation
Fakultät für Elektrotechnik und Informatik der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2017.
- [84] **Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit**
INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, 2016.
- [85] **Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2014.
- [86] A. Hoffmann
Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen: Dissertation
Technische Universität Darmstadt, 2015.
- [87] P. Moutis und O. Alizader-Mousavi
A Practical Proposal for State Estimation at Balanced, Radial Distribution Systems
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bukarest, Rumänien, 2019.
- [88] **DIN VDE 0126-1-1: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz**
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013.

- [89] M. Meyer,, M. Dietmannsberger, und D. Schulz
dena-STUDIE Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung: Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
- [90] Dutta et al.
Shifting of research trends in islanding detection method - a comprehensive survey
Protection and Control of Modern Power Systems, Rep. 1, 2018.
- [91] S. Palm
Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Inselnetzerkennung, -prognose und -stabilisierung in Verteilnetzen: Dissertation
Technische Universität Dresden, 2019.
- [92] M. Dietmannsberger und D. Schulz
Wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen: Studie im Auftrag des Forums Netztechnik und Netzbetrieb im VDE e.V
Helmut Schmidt Universität, 2016.
- [93] S. Palm und P. Schegner
Vergleichskriterien zur objektiven Bewertung von Inselnetzdetektionsverfahren im Verteilnetz
15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2018.
- [94] J. Hartung, B. Elpelt und K. Klösener
Statistik – Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik. München, Deutschland: Oldenbourg Verlag, 1995.
- [95] S. Azad et al.
Grid serving Deployment of Smart Meter Data in the Context of Distribution Grid Automation
Proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bukarest, Rumänien, 2019.
- [96] T. Kumm et al.
Abschlussbericht; Verbundvorhaben: Green Access: Intelligente Verteilnetzautomatisierung für einen erhöhten Zugang regenerativer Energien
EWE NETZ GmbH, Oldenburg, 2019. [Online]. Verfügbar unter: Technische Informationsbibliothek (TIB) <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1698443900/>
- [97] **Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Reference Architecture**
Smart Grid Coordination Group, 2012.

-
- [98] **Smart Grid Coordination Group: SGAM User Manual - Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM)**

Smart Grid Coordination Group, 2014.

8.2 Publikationen des Autors

- [I] Weber, J.; Modemann, M.; Zdrallek, M.; Abele, H.; Mogel, M.:
Impact of reactive power provision by distributed energy resources on superimposed voltage levels
Proceedings of the International CIRED 2021 Conference, Genf, Schweiz (2021)
- [II] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Paulat, F.; Zdrallek, M.; Hetzel, S.; Dietzler, U.; Vormelker, J.; Schlüter, U.:
Medium Voltage Grid State Control as a Basic towards a Holistic Automation in Smart Distribution Systems
Proceedings of the CIRED Workshop 2020, Berlin, Deutschland (2020)
- [III] Hermanns, J.; Modemann, M.; Korotkiewicz, K.; Paulat, F.; Kotthaus, K.; Pack, S.; Zdrallek, M.:
Evaluation of Different Development Possibilities of Distribution Grid State Forecasts
Energies 2020, 13, 1891 (2020)
- [IV] Bülo, T.; Thiel, R.; Kumm, T.; Verheggen, L.; Erge, T.; Biener, W.; Us- lar, M.; Flore, A.; Hühnergath, F.; Schlüter, U.; Stadler, M.; Behrends, H.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Zdrallek, M.,
Verteilnetzregelung über die Spannungsebenen hinweg – Potenzial, Realisierung und Erprobung mit vernetzten PV-Anlagen
Tagungsband zum PV-Symposium 2020 Online Pforzheim, Deutschland (2020)
- [V] Steinbusch, P.; Korotkiewicz, K.; Modemann, M.; Zdrallek, M.; Mour, S.:
Adaptive Smart Energy Lösung für zukunftsfähige Verteilungsnetze – Lastflusssubstitution für die Netzzustandsschätzung
Tagungsband zum ETG-Kongress 2019, Esslingen am Neckar, Deutschland (2019)

- [VI] Kumm, T.; Zdrallek, M.; Modemann, M; Steinbusch, P; Stadler, M.; Behrends, H.; Erge, T.; Biener, W; Flore, A.; Schlüter, U.; Bülo, T.; Hühnergarth, F.
Abschlussbericht: Verbundvorhaben: Green Access Intelligente Verteilnetzautomatisierung für einen erhöhten Zugang regenerativer Energien
Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung Oldenburg, Deutschland, 2019
- [VII] Steinbusch, P.; Modemann, M.; Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Schlüter, U.:
Adaptive Integration of Photovoltaic Inverters in a Smart Grid System
Proceedings of the 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-7), Hawaii, Vereinigte Staaten (2018)
- [VIII] Modemann, M.; Steinbusch, P; Korotkiewicz, K.; M.; Zdrallek; Groning, K:
Probabilistische Topologieerkennung in automatisierten Verteilnetzen
ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Berlin, Deutschland (2018)
- [IX] Steinbusch, P.; Modemann, M.; Wazifehdust, M.; Zdrallek, M.:
Fast Distribution Grid State Estimation Using Improved Sensitivity Analysis
Proceedings of the 8th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina (2018)
- [X] Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.:
Probabilistic topology detection for efficient mv-micro grid control with autarkic smart grid systems
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [XI] Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M., Friedrich, W.; Blanaru, S.:
Considerations of Different Features of Photovoltaic Power Plants for an Efficient Integration in a Smart Distribution Grid
Proceedings of the Solar Integration Workshop, Berlin, Deutschland (2017)

- [XII] Steinbusch, P.; Modemann, M.; Meese, J.; Uhlig, R.; Stötzel, M.;
Zdrallek, M.; Kumm, T.; Friedrich, W.; Schlüter, U.:
Interaction of MV- and LV-automation systems for a smart distribution grid
Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017), Glasgow, Schottland (2017)

8.3 Abkürzungen

AC	Alternating Current
AFD	Active Frequency Drift
AWE	Automatisches Wiedereinschalten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerke
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPL	Breitband Power-Line
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
clsd	closed
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct Current
DEA	Dezentrale Energieerzeugungs-Anlage
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare-Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESB	Ersatzschaltbild
ESR	Einzelstrangregler
FRT	Fault-Ride-Through
GIS	Geoinformationssystem
GSI	Grid State Identification
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission

IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IT	Informationstechnik
KVS	Kabelverteilerschrank
max	maximal
min	minimal
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetzes
NDZ	non detection zone
NH-Sicherung	Niederspannungs-Hochleistungs-(Sicherung)
NOVA	Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau
NOXVA	Netz-Optimierung vor -FleXibilitätseinsatz vor -Verstärkung vor -Ausbau
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztransformator
opn	open
PMU	Phasor Measurement Units
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RoCoF	Rate of Change of Frequency
RoCoFoP	Rate of Change of Frequency of Power
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SFS	Sandia Frequency Shift
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SLP	Standardlastprofilen
SMGW	Smart Meter Gateway
SMS	Slip-Mode Frequency Shift
TAB	Technische Anschlussbedingungen

TAR	Technische Anschlussregeln
THD	Total Harmonic Distortion
TM	Topologiemodell
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
V2G	Vehicle-to-Grid
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen
WEA	Windenergie-Anlagen
WLS	Weighted-Least-Square
WP	Wärmepumpen
WR	Wechselrichter

8.4 Formelzeichen und Symbole

Allgemeingültige Festlegungen:

Δx	Änderung einer Größe
\underline{x}	Komplexe Größe
\underline{x}^*	Konjugiert komplexe Größe
\mathbf{x}	Vektor
\mathbf{X}	Matrix

Formelzeichen und Symbole:

$A_{\Sigma m}$	Anzahl der Messstandorte
$A_{\Sigma N}$	Anzahl der Netzanschlusspunkte
b_{aggr}	Aggregierter Schaltzustand
$b_{\text{B,TD}}$	Schaltzustand, der über Topologiedetektion zu detektieren ist
$b_{\text{B,m}}$	Schaltzustand messtechnisch erfasst
b_{stat}	Schaltzustand aus den statischen Netzparametern
$B_{\text{theo,sum}}$	Theoretische Anzahl unterschiedlicher Schaltkombinationen
$c_{\cos(\varphi)}$	Gewichtungsfaktor Leistungsfaktor
c_{I}	Gewichtungsfaktor Strom
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$\cos(\varphi)_{\text{k,m}}$	Messwert Leistungsfaktor an Netzknoten k
$\cos(\varphi)_{\text{Est,m}}$	Geschätzter Leistungsfaktor an Messung m
c_{U}	Gewichtungsfaktor Spannung
$f_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}$	Fehlerkennzahl Leistungsfaktor
f_{I}^{TM}	Fehlerkennzahl Strom
f_{max}	Maximaler Grenzwert Frequenz
f_{min}	Minimaler Grenzwert Frequenz
f_{TD}	Fehler der Topologiedetektion
$f_{\text{TD}}^{\text{max}}$	Maximal tolerierbarer Fehler der Topologiedetektion
f_{U}^{TM}	Fehlerkennzahl Spannung

$f_{u,i,\cos(\varphi)}^{\max}$	Maximal tolerierbarer Netzzustandsschätzfehler für Spannung, Strom und Leistungsfaktor
grad_{\max}	Oberer Grenzwert eines Gradienten (u,i)
grad_{\min}	Unterer Grenzwert eines Gradienten (u,i)
I	Strom
I_{Blind}	Blindstrom entlang einer Leitung
$i_{e,\min}$	Mindeststrom für die Zweigstromüberwachung
$\underline{i}_{\text{grad}}$	Komplexer Stromgradient
$\underline{I}_{\text{Est},m}$	Komplexer geschätzter Strom an Messung m
$I_{i,j}$	Zweigstrom zwischen den Netzknoten i und j
$\underline{i}_{i,j,m}$	Komplexer Messwert Strom zwischen Netzknoten i und j
\underline{I}_k	Komplexer Strom am Netzknoten k
$\underline{I}_{k,m}$	Komplexer Messwert Strom am Netzknoten k
$\underline{i}_{k,\max}$	Komplexer maximaler Strom am Netzknoten k
$\underline{I}_{\text{OS}}$	Komplexer überspannungsseitiger Transformatorstrom
\underline{i}_t	Komplexer Strom zum Zeitpunkt t
I_{th}	Thermischer Maximalstrom
I_S	Schleppzeiger Strom
$\underline{I}'_{\text{US}}$	Komplexer unterspannungsseitiger Transformatorstrom (transformiert)
I_{Wirk}	Wirkstrom entlang einer Leitung
\underline{I}_Z	Komplexer Zweigstrom
$\underline{I}_{Z,m}$	Komplexer Messwert Zweigstrom
J	Jacobi-Matrix
$k(\underline{U}_{m,\text{Ref}})$	Unterbrechungsindex in Abhängigkeit der komplexen Referenzspannung
$K_{P_{m,a}}$	Wirk-Sensitivitätskoeffizienten zwischen Aktor a und Messung m
$K_{Q_{m,a}}$	Blind-Sensitivitätskoeffizienten zwischen Aktor a und Messung m
l	Leitungslänge
l_{ij}	Leitungslänge zwischen den Netzknoten i und j
\underline{M}	Komplexe Sensitivitätsmatrix

$\underline{M}_a^{\text{clsd}}$	Sensitivitätsvektor des Aktors a für einen Schaltzustand closed
$\underline{M}_a^{\text{opn}}$	Sensitivitätsvektor des Aktors a für einen Schaltzustand open
$\underline{M}_{a,m}^{\text{min}}$	Minimale Sensitivität zwischen Aktors a und Messung m
$\underline{M}_{a,m}$	Sensitivität zwischen einem Aktor a und einer Messung m
\mathbf{m}_{Est}	Vektor mit Messdaten für Netzzustandsschätzung
m_k	Messstandort an Netzknoten k
$\underline{M}_{\text{red}}$	Reduzierte komplexe Sensitivitätsmatrix
m_{Ref}	Referenzmessung
\mathbf{m}_t	Vektor mit Messdaten zum Zeitpunkt t
n_{Erz}	Anzahl Erzeugungsanlagen
n_k	Anzahl Netzknoten
n_l	Anzahl Leitungen
n_m	Anzahl Messungen
n_{NB}	Anzahl Netzknoten in einem Netzbezirk
n_t	Anzahl Zeitschritte
n_{TT}	Anzahl Messwerttagen
n_{TM}	Anzahl an Topologiemodellen
P	Wirkleistung
P_E	Wirkleistungseinspeisung
P_{inst}	Installierte Wirkleistung
P_{Ist}	Ist-Wirkleistung
P_k	Wirkleistung am Netzknoten k
$P_{k,\text{Est}}$	Geschätzte Wirkleistung am Netzknoten k
$P_{k,m}$	Messwert Wirkleistung am Netzknoten k
p^{TM}	Topologiemodell-Wahrscheinlichkeit
$p_{\cos(\varphi)}^{\text{TM}}$	Spezifische (TM-)Wahrscheinlichkeit Leistungsfaktor
p_I^{TM}	Spezifische (TM-)Wahrscheinlichkeit Strom
p_U^{TM}	Spezifische (TM-)Wahrscheinlichkeit Spannung
$p_{\text{Est}}^{\text{TM}}$	TM-Wahrscheinlichkeit für das Verfahren der Schätzfehlerkennzahlen

$p_{\text{Est,max}}^{\text{TM}}$	Maximale TM-Wahrscheinlichkeit
$p_{\text{Est,min}}^{\text{TM}}$	Minimale TM-Wahrscheinlichkeit
$p_{\text{TMB}}^{\text{TM}}$	TM-Wahrscheinlichkeit für die topologiemodellbasierte Strategie
P_V	Wirkleistungsverbrauch
Q	Blindleistung
Q_E	Blindleistungseinspeisung
Q_k	Blindleistung am Netzknoten k
$Q_{k,\text{Est}}$	Geschätzte Blindleistung am Netzknoten k
$Q_{k,m}$	Messwert Blindleistung am Netzknoten k
Q_V	Blindleistungsverbrauch
Q_{Zusatz}	Zusätzliche bereitstellbare Blindleistung
r_{Est}	Vektor mit geschätzten Wirk- und Blindleistungen
R'_{ij}	Längenbezogene Resistanz zwischen den Netzknoten i und j
r	Vektor mit Netzzuständen
r_{Dyn}	Vektor mit dynamisch ermittelten Wirk- und Blindleistungen an Netzknoten k
r_{Est}	Vektor mit geschätzten Wirk- und Blindleistungen
r_{krit}	Vektor mit kritischen Netzzuständen
r_m	Vektor mit Messinformationen
R_{TM}	Spannweite zwischen TM-Wahrscheinlichkeiten
R_{TOS}	Oberspannungsseitige Transformatorresistenz
$r_{\text{TT,AT}}$	Korrelationskoeffizient zwischen „Typtag“ und „aktuellen Tag“
S_{Diff}	Scheinleistungsdifferenz aus „Typtag“ und „aktuellen Tag“
$\underline{S}_{\text{Erz}}$	Komplexe Scheinleistung von Erzeugungsanlagen
S_{Ist}	Ist-Scheinleistung
$\underline{S}_{i,\text{Gew}}$	Komplexe Scheinleistungsverteilung gewichtet an Netzknoten i
$\underline{S}_{i,\text{Lin}}$	Komplexe Scheinleistungsverteilung linear an Netzknoten i
\underline{S}_m	Komplexer Messwert Scheinleistung
$\underline{S}_{\text{Max}}$	Maximale komplexe Scheinleistung

$\underline{S}_{m,Ref}$	Komplexe (Bezirks-)Scheinleistung zwischen Messstelle m und Referenz
$\bar{S}_{NB,AT}$	Mittlere Netzbezirksscheinleistung für einen „aktuellen Tag“
$\underline{S}_{NB,ij}$	Komplexe Netzbezirksscheinleistung zwischen Netzknoten i und j
$\bar{S}_{NB,TT}$	Mittlere Netzbezirksscheinleistung für einen „Typtag“
S_{Neu}	Installierte PV-Anlagenleistung einer detektierten Neu-Anlage
S_r	Bemessungsscheinleistung
S_{rT}	Bemessungsscheinleistung Transformator
SW	Sollwert
$t_{Detektion}$	Detektionszeit
$t_{Nachführung}$	Nachführungszeit
t_{NZA}	Zeit Berechnungsalgorithmus Netzautomatisierungssystem
$t_{Prozess}$	Übertragungszeit für Prozesswerte
U	Spannung
$\underline{U}_{a,t}$	Komplexe Spannung am Aktor a zum Zeitpunkt t
\underline{U}_{Dyn}	Komplexer Spannungsabfall bei dynamischer Leistungsverteilung
$\underline{U}_{Est,m}$	Komplexe geschätzte Spannung an Messung m
\underline{u}_{grad}	Komplexer Spannungsgradient
$\underline{u}_{grad,r}$	Komplexer relativer Spannungsgradient
\underline{U}_k	Komplexe Spannung am Netzknoten k
$\underline{U}_{k,m}$	Komplexe Messwert Spannung am Netzknoten k
$\underline{u}_{k,max}$	Komplexe maximal zulässige Spannung am Netzknoten k
$\underline{u}_{k,min}$	Komplexe minimal zulässige Spannung am Netzknoten k
u_{krT}	Bemessungskurzschlussspannung Transformator
\underline{U}_{linear}	Komplexer Spannungsabfall bei linearer Leistungsverteilung
\underline{U}_{max}	Komplexer Spannungsabfall bei maximaler Leistungsverteilung
\underline{U}_{min}	Komplexer Spannungsabfall bei minimaler Leistungsverteilung
U_n	Nennspannung (Leiter-Erde-Spannung)
\underline{U}_{OS}	Komplexe überspannungsseitige Transformatorspannung

$\underline{U}_{m,Ref}$	Komplexe Referenzspannung
U_{rT}	Bemessungsspannung Transformator
\underline{u}_t	Komplexe Spannung zum Zeitpunkt t
$\underline{U}_{t1,c}$	Berechneter komplexer Spannungsvektor zum Zeitpunkt t
\underline{U}'_{US}	Komplexe unterspannungsseitige Transformatorspannung (transformiert)
v	Vermaschungsgrad
X'_{ij}	Längenbezogene Reaktanz zwischen den Netzknoten i und j
X_{TOS}	Oberspannungsseitige Transformatorreaktanz
\underline{Y}	Komplexe Knotenpunktadmittanzmatrix
\underline{Y}_{dyn}	Komplexe Knotenpunktadmittanzmatrix dynamisch
\mathcal{Y}_{ij}	Komplexe Admittanz zwischen Netzknoten i und j
$\underline{Y}_{ij,v}$	Summierte komplexe Knotenpunktadmittanz paralleler Leitungen statisch (default)
\underline{Y}_{stat}	Komplexe Knotenpunktadmittanzmatrix statisch (default)
\underline{Y}_T	Komplexe Transformatoradmittanz
\underline{Z}_{ij}	Impedanz zwischen den Netzknoten i und j
\underline{Z}_{Insel}	Netzimpedanz im Inselnetz
\underline{Z}_{Netz}	Netzimpedanz
\underline{Z}_T	Komplexe Transformatorimpedanz
$\underline{Z}_{Verbund}$	Netzimpedanz im Verbundnetz
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
$\alpha_{Trig}(\underline{i}_{grad})$	Sicherheitsfunktion in Abhängigkeit vom komplexen Stromgradienten
$\alpha_{Trig}(\underline{u}_{grad})$	Sicherheitsfunktion in Abhängigkeit vom komplexen Spannungsgradienten
β_m	Faktor Messungenauigkeiten
$\gamma_{E,L}$	Einspeise-Lastverhältnis
δ	Spannungswinkel
Δf	Frequenzänderung

$\Delta \underline{l}_k$	Komplexe Stromänderung an Netzknoten k
$\Delta \underline{u}_k$	Vektor der komplexen Spannungsänderung an Netzknoten k
ΔU_L	Längsspannungsabfall entlang einer Leitung
$\Delta \underline{p}$	Vektor der Wirkleistungsänderungen
ΔU_Q	Querspannungsabfall entlang einer Leitung
$\Delta \underline{U}_{t1,c}$	Berechneter komplexer Spannungsänderungsvektor zum Zeitpunkt t
ΔU_{TS}	Transformatorstufenspannung
$\Delta \underline{S}_a$	Komplexe Scheinleistungsänderung am Aktor a
$\Delta \underline{S}_k$	Komplexe Scheinleistungsänderung an Netzknoten k
Δt	Zeitänderung
$\Delta \underline{q}$	Vektor der Blindleistungsänderungen
ΔQ_a	Blindleistungsänderung des Aktors a
$\Delta Q_{a,max}$	Maximale Blindleistungsänderung des Aktors a
ε_{clsd}	Probabilität für die Zweigstromüberwachung (geschlossener Zustand)
ε_{dyn}	Grenzwert für dynamische Leistungsverteilung
$\varepsilon_{p,aggr}$	Aggregierte Schalterprobabilität aller passiven Detektionsverfahren
$\varepsilon_{p,aggr}^{max}$	Oberer aggregierter Grenzwert für passive Detektionsverfahren
$\varepsilon_{p,aggr}^{min}$	Unterer aggregierter Grenzwert für passive Detektionsverfahren
ε_{QMod}	Schaltänderungswahrscheinlichkeit der Q-Modulation
ε_{Selek}	Gesamt Probabilität für die Selektive Detektionsstrategie
ε_{TM}	Grenzwert für die Unterscheidbarkeit von Topologiemodellen
ε_{TS}	Schaltänderungswahrscheinlichkeit der Transformatorstufung
η_m	Messausstattungsgrad
η_m^{max}	Maximaler Messausstattungsgrad
η_m^{min}	Minimaler Messausstattungsgrad
η_m^{opt}	Optimaler Messausstattungsgrad
σ_{AT}	Standardabweichung „aktueller Tag“
σ_{Ctl}	Validierungskriterium für die Regelbefehlsevaluation (Vektor)
σ_{TT}	Standardabweichung „Typtag“

9 Anhang

9.1 Statische Netzparameter und dynamische Prozesswerte

Tabelle 9.1: Übersicht der statischen Netzparameter und deren spezifischen Kenngrößen

Transformatorparameter								
Bezogene Kurzschlussspannung U_{krT} [%]		Bemessungsleistung S_{rT} [MVA]		Nennspannung U_{rT} [kV]		Ohmsche KS-Spannung u_{rRt} [%]		
Leitungsparameter								
VonKnoten	ZuKnoten	Länge [m]	spezR [Ω /km]	spezX [Ω /km]	spezC [nF/km]	Imax [A]		
Schalterparameter								
ID	VonKnoten	ZuKnoten	Fernwirktechnik		DefaultPos			
Netzknotenparameter								
ID	Knotennummer	Knotentyp		Bemessungsleistung S_r [MVA]				
Messparameter								
ID	VonKnoten	ZuKnoten	Messspezifikation					
Aktorparameter								
ID	Knotennummer	Bemessungsleistung S_r [MVA]		Aktortyp	Default P [%]	MinP [%]	MaxP [%]	DefaultPF
Min PF	MaxPF	Default Q [%]	MinQ [%]	MaxQ [%]	Reaktionszeit [s]	Steuergradient [%]	Sperrzeit [s]	

Tabelle 9.2: Übersicht der dynamischen Prozesswerte

Schalterprozesswerte							
ID		Schaltzustand			Gültigkeit		
Messprozesswerte							
ID	Spannung U_{L1} [V], ggf. L2, L3	(Zweig)strom I_{L1} [A], ggf. L2, L3	Wirkleistung P_{L1} [W], ggf. L2, L3		Blindleistung Q_{L1} [var], ggf. L2, L3		
Aktorprozesswerte							
ID	Istwert P [%]	Istwert Q [%]	Istwert $\cos(\varphi)$	Sollwert P [%]	Sollwert Q [%]	Sollwert $\cos(\varphi)$	Verfüg- barkeit

9.2 Testnetze und Schalterkonfigurationen

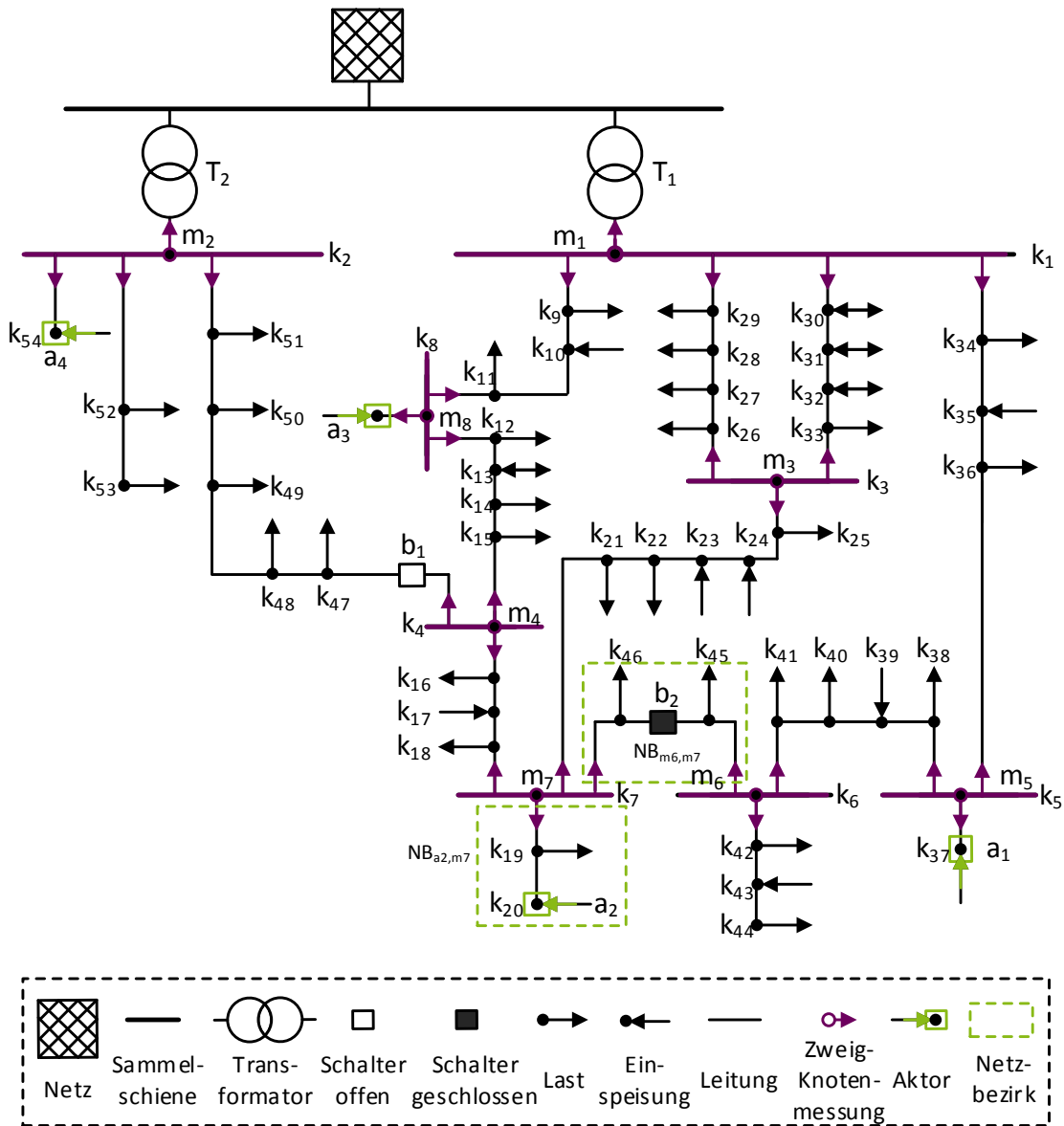


Abbildung 9.1: Mittelspannungs-Testnetz zur Validierung der Q-Modulation (Referenzszenario)

Tabelle 9.3: Sensitivitäten zwischen Aktor a2 und Messstellen im Referenz- und Schaltszenario

Messstelle	Sensitivität $M_{a2, Messstelle}$ [V/A]	
	Referenzszenario	Schaltszenario
m_1	0,234	0,242
m_2	0,001	0,001
m_3	0,332	0,344
m_4	1,078	0,982
m_5	0,231	0,964
m_6	0,230	1,766
m_7	2,142	2,012
m_8	0,445	0,447
a_2	2,792	2,451

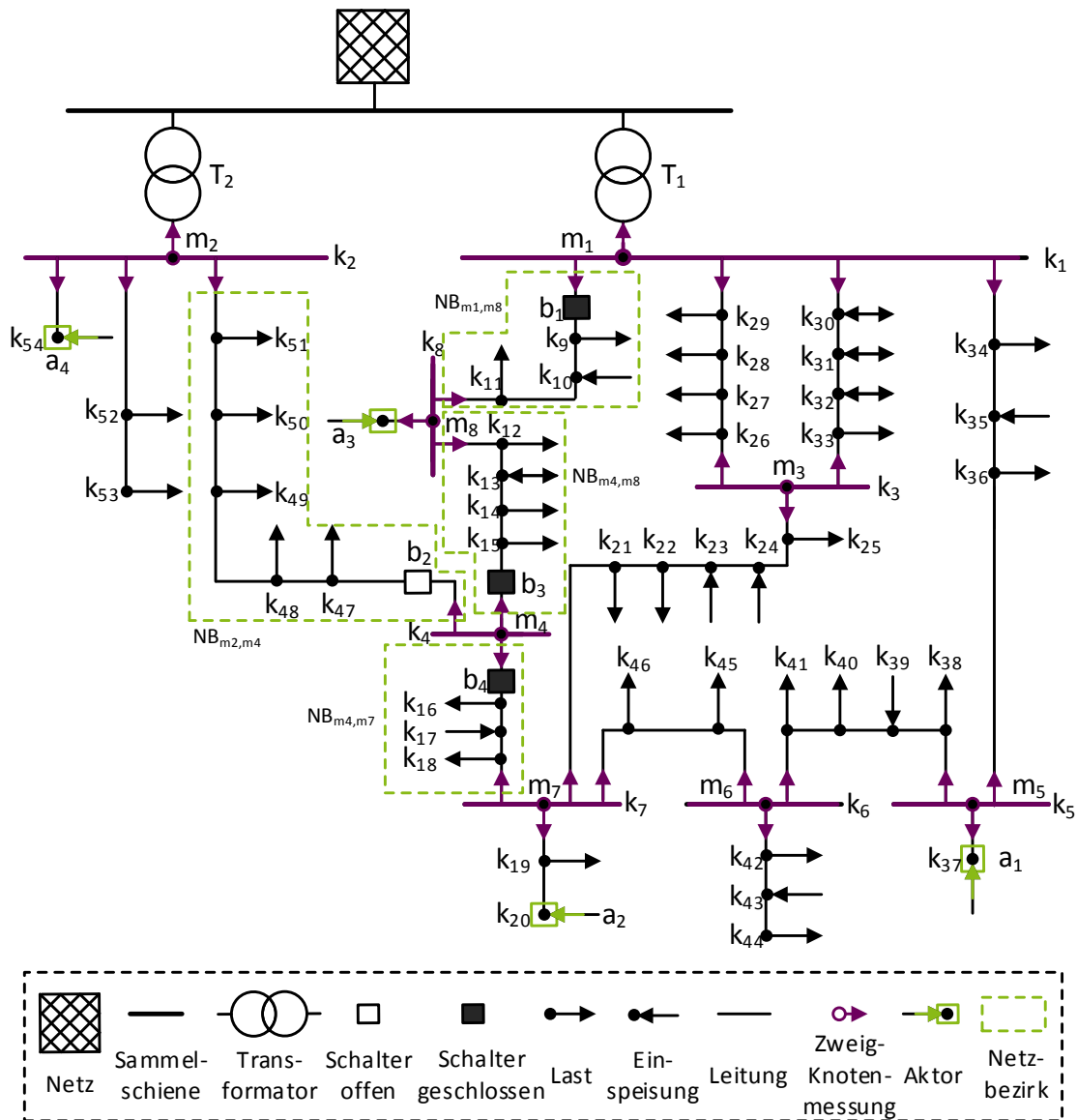


Abbildung 9.2: Mittelspannungs-Testnetz zur Validierung der Transformatorstufung (Referenzszenario)

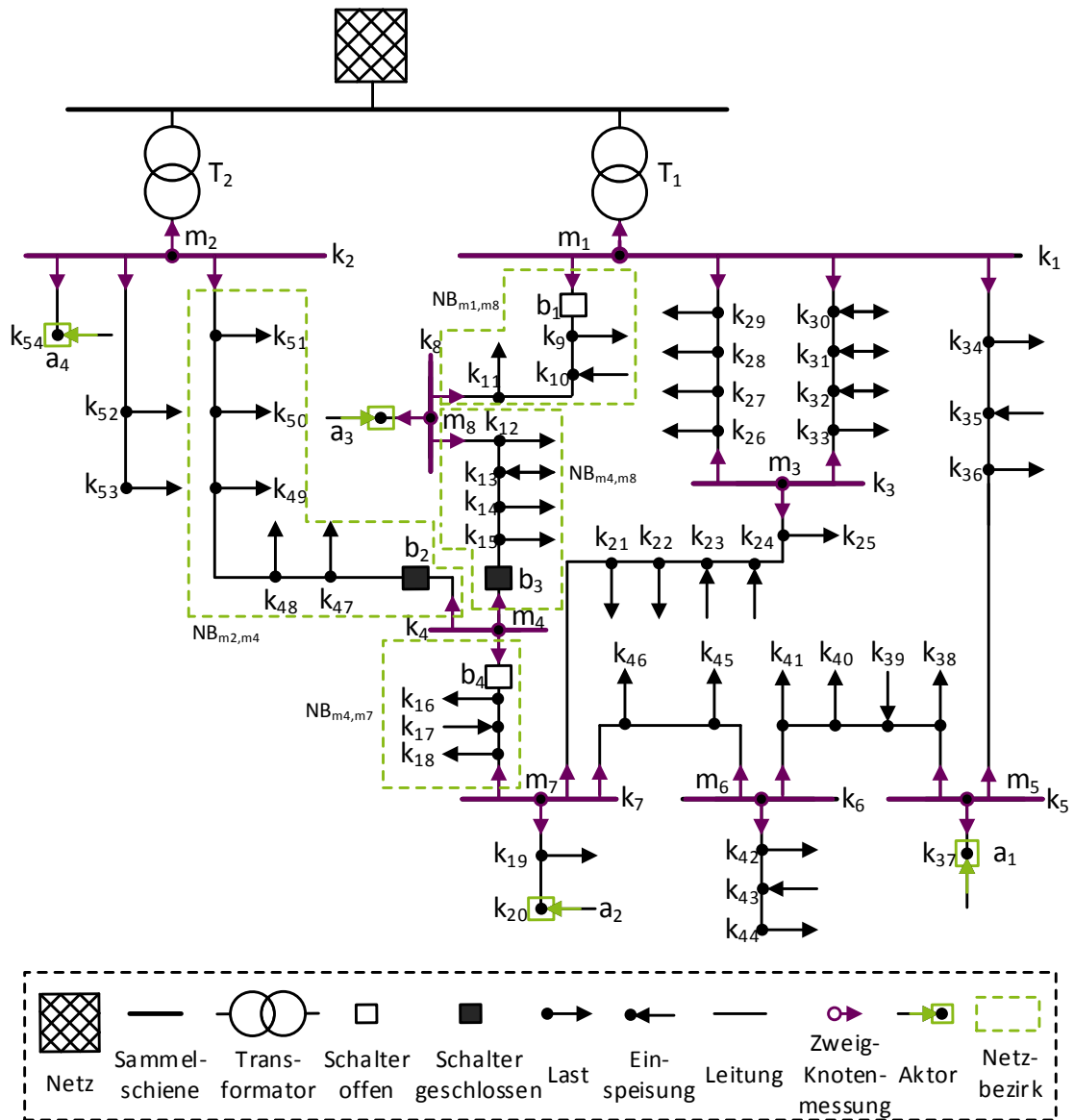


Abbildung 9.3: Mittelspannungs-Testnetz zur Validierung der Transformatorstufung (Schaltszenario)

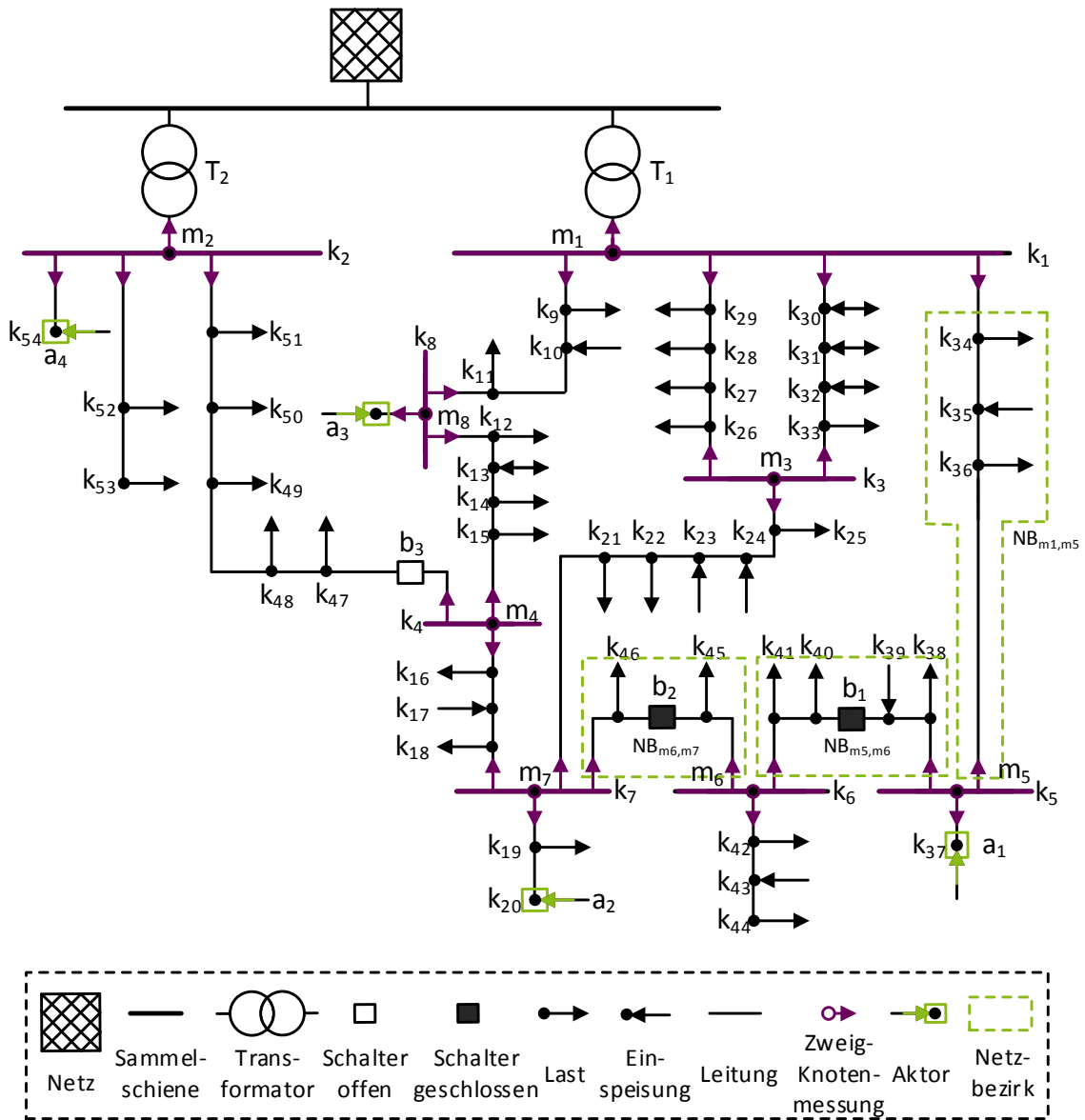


Abbildung 9.4: Mittelspannungs-Testnetz zur Validierung der selektiven Detektionsstrategie (Referenzszenario)

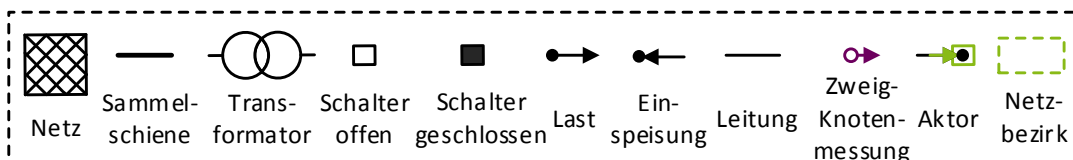
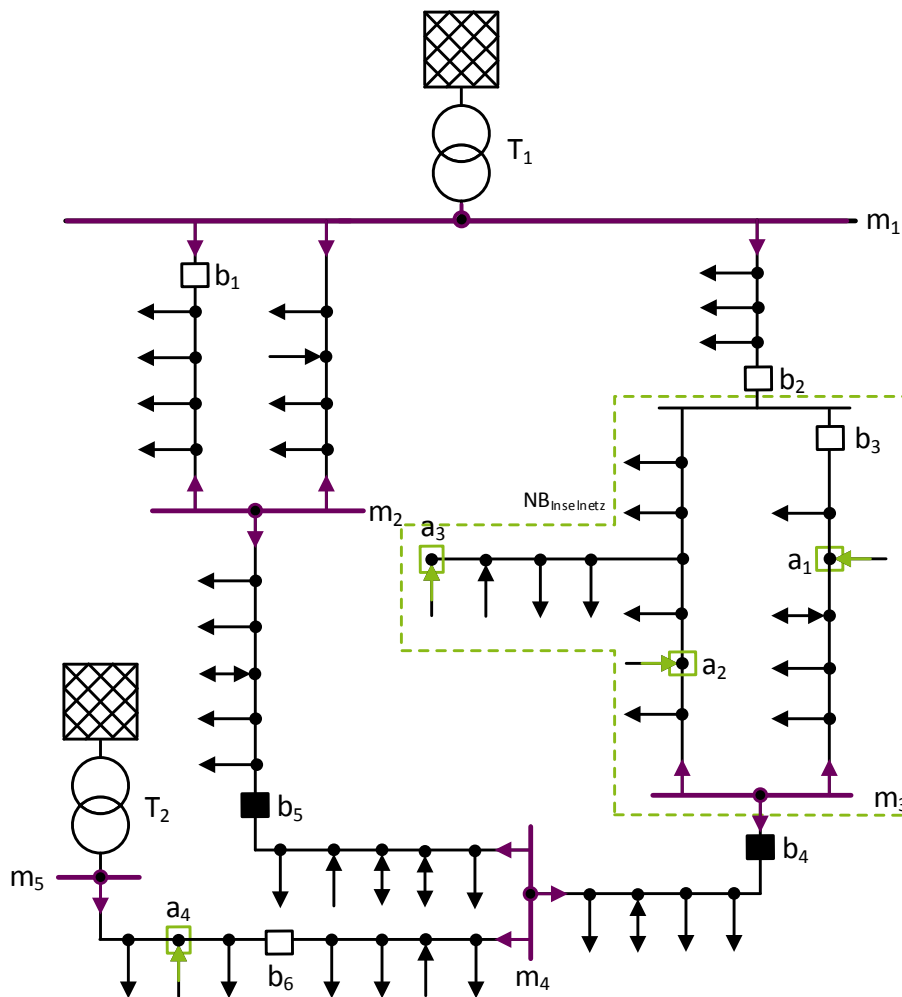


Abbildung 9.5: Simulationsnetz für die Validierung von modellbasierten Identifikationsstrategien

Tabelle 9.4: Topologiemodelle für das in Abbildung 9.5 dargestellte Niederspannungstestnetz

Topologiemodell	TM ₁ Referenz	TM ₂	TM ₃	TM ₄
b ₁	geöffnet	geöffnet	geöffnet	geschlossen
b ₂	geöffnet	geöffnet	geschlossen	geschlossen
b ₃	geöffnet	geöffnet	geschlossen	geschlossen
b ₄	geschlossen	geschlossen	geschlossen	geöffnet
b ₅	geschlossen	geschlossen	geöffnet	geschlossen
b ₆	geöffnet	geschlossen	geschlossen	geöffnet

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

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

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung
der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016

ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik – Portrait

1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage, 2018

ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-4381-3

Band 18

Meese, Jan:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-7558-6

Band 19

Dorsewagen, Felix:

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-7488-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-2122-8

Band 21

Nebel, Arjuna:

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1948-5

Band 22

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1394-0

Band 23

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids 2019“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2019

Band 24

Wolter, Daniel:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-8662-3

Band 25

Hopfer, Nikolai:

Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7502-7734-2

Band 26

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2020

Band 27

Schäfer, Karl Friedrich:

Netzberechnung - Übungsaufgaben mit Lösungen

1. Auflage 2020

ISBN 978-3-7502-7910-0

Band 28

Dahlmann, Benedikt:

Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs

1. Auflage 2020

ISBN 978-3-7529-6673-2

Band 29

Ludwig, Marcel:

Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen

1. Auflage 2020

ISBN 978-3-7529-8649-5

Band 30

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Elektromobilität in der Netzplanung" - Strategien für Ladeinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele

Band 31

Korotkiewicz, Kamil:

Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7541-5783-1

Band 32

Steinbusch, Philippe:

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7541-1625-8

Band 33

Möhrke, Fabian:

Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7541-6565-2

Band 34

Wruk, Julian:

An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planning at Low-Voltage Level

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7541-5679-7

Band 35

Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M. (Hrsg.):

Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2021

Band 36

Kamps, Kristof:

Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7549-3464-7

Band 37

Cibis, Kevin:

Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7549-3846-1

Band 38

Stephan, Jessica:

Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7549-3272-8

Band 39

Schmidt, Robert:

Gewinnoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7549-3274-2

Band 40

Paulat, Frederik:

Lokale Flexibilitätsmärkte für das präventive Engpassmanagement von Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN 978-3-7549-4406-6

Band 41

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 6. Wuppertaler Energieforum

1. Auflage 2022

Band 42

Kotthaus, Kevin:

Marktbasierter Flexibilitätseinsatz zur präventiven Netzengpassbewirtschaftung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2022

ISBN 978-3-7549-5610-6

Band 43

Dalamaras, Petros:

Realitätsgerechte Alterungsmodelle von Mittelspannungs-Netzstationen als Basis optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien

1. Auflage 2022

ISBN 978-3-7565-1604-9

Band 44

Garzón Real, James:

Ein Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

1. Auflage 2022

ISBN 978-3-7565-0908-9

Band 45

Uhlemeyer, Björn:

Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2022

ISBN 978-3-7565-1956-9

Band 46

Hobert, Alexander:

Analyse der Flexibilitätsoptionen zur Optimierung des elektrischen Energiesystems von urbanen Quartieren

1. Auflage 2022

Band 47

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zur Eröffnung des Kompetenzzentrums Zustandsbewertung

1. Auflage 2022

Band 48

Azad, Schaugar:

Optimierte Netzzustandsschätzung von Niederspannungsnetzen durch Integration von Smart Meter Daten in Automatisierungssysteme

1. Auflage 2023

ISBN 978-3-7575-1542-3

Band 49

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze

1. Auflage 2023

Band 50

Baumeister, Dirk:

Betrieb und Planung von Oberleitungsbussystemen

1. Auflage 2023

Band 51

Wazifehdust, Mahjar:

Prädiktive Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems

1. Auflage 2023