

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

Vom Fachbereich
Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

vorgelegt von
M.Sc. Nils Neusel-Lange
aus Wuppertal

Tag der mündlichen Prüfung:	18. Oktober 2013
Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek
Korreferent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Glasmachers

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20131030-121950-2

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20131030-121950-2>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der diese Arbeit wissenschaftlich betreut und durch viele wertvolle Anregungen und Hinweise maßgeblich zu deren Gelingen beigetragen hat.

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

Des Weiteren danke ich meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, und hier insbesondere den Herren Christian Oerter, Marcus Stötzel, Hans Henning Thies und Dr.-Ing. Karl Friedrich Schäfer, für das harmonische Miteinander und die vielen anregenden Diskussionen.

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen einer Forschungs Kooperation zwischen der SAG GmbH (Langen), der Bilfinger Mauell GmbH (Velbert), der Mainova AG (Frankfurt a.M.) und der Bergischen Universität Wuppertal. Ich bedanke mich herzlich bei allen beteiligten Kollegen, die durch viele hilfreiche Ratschläge ebenfalls zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Darüber hinaus wurde die vorliegende Arbeit gefördert von der RWE Studienförderung. Für die Unterstützung, die mir im Rahmen dieses Förderprogramms zuteilwurde, bin ich sehr dankbar.

Ich bedanke mich von Herzen bei meiner Frau Julia, die mich bei der Fertigstellung dieser Arbeit mit viel Liebe und Verständnis unterstützt hat.

Schließlich danke ich meinen Eltern, die mich stets unterstützt und mir mein Studium ermöglicht haben.

Wuppertal, im Oktober 2013

Nils Neusel-Lange

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Herausforderungen im Niederspannungsnetz	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Forschung	3
1.3	Motivation und Ziel der Arbeit	4
2	Modellbildung des Niederspannungsnetzes.....	5
2.1	Merkmale des Niederspannungsnetzes	5
2.2	Konzept der dezentralen Netzautomatisierung	10
2.3	Mathematische Modellierung des Niederspannungsnetzes.....	12
2.4	Aufbau und Struktur der Beispielnetze	19
3	Dezentrale Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen	25
3.1	Zustandsüberwachung elektrischer Energieversorgungsnetze.....	25
3.2	Anforderungen an den Algorithmus.....	27
3.3	Eingangs- und Ausgangsgrößen des Algorithmus	29
3.4	Verfahrenskomponenten	30
3.5	Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen	31
3.6	Phasenkoppelte Leistungsflussberechnung	45
3.7	Aufruffrequenz im Echtzeit-Betrieb	59
3.8	Probabilistische Topologieerkennung	62
3.9	Exemplarische Anwendung des Verfahrens	65
4	Simulationen und Validierung.....	75
4.1	Implementierung des Algorithmus.....	75
4.2	Bereitstellung der statischen Netzparameter	77
4.3	Funktionen und Bestandteile der Simulationsumgebung.....	77
4.4	Schätzgüte des Algorithmus zur Zustandsüberwachung.....	82
4.5	Gesamtschätzgüte in der praktischen Anwendung.....	87
4.6	Erkenntnisse aus der Analyse der Schätzgüte	90
4.7	Robustheit der probabilistischen Topologieerkennung.....	91
4.8	Performance-Betrachtungen.....	94

5	Optimierung der Messtopologie.....	97
5.1	Formulierung des Optimierungsproblems.....	97
5.2	Lösung des Optimierungsproblems.....	99
5.3	Exemplarische Anwendung des Verfahrens	106
5.4	Einbindung elektronischer Haushaltszähler	109
6	Wirtschaftlichkeit der Automatisierungslösung	117
6.1	Handlungsbedarf auf Verteilungsnetzebene.....	117
6.2	Konzeption der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse	118
6.3	Exemplarische Anwendung des Verfahrens	128
6.4	Kritische Würdigung des Verfahrens.....	135
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	137
8	Summary.....	141
9	Literaturverzeichnis.....	145
10	Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen	153
10.1	Allgemeine Konventionen und Notation	153
10.2	Formelzeichen.....	153
10.3	Indizes	154
10.4	Abkürzungen.....	155

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende in Deutschland neigt sich das Zeitalter der fossilen Energieträger seinem Ende zu. Damit endet die Ära eines Energiesystems, welches hauptsächlich auf der Ausnutzung von Rohstoffen wie Öl, Kohle und Uranerz basiert, deren hohe Energiedichte sich über einen Zeitraum von mehreren Millionen Jahren langsam entwickelt hat. Die Transformation des Energiesystems hin zu mehr erneuerbaren Energien stellt insbesondere die Verteilungsebene des elektrischen Energieversorgungsnetzes vor neue Herausforderungen. Die bisher typischen Leistungsflüsse im Mittel- und Niederspannungsnetz sind gekennzeichnet durch eine zentralisierte, unidirektionale Energieverteilung. Die zukünftigen Anforderungen an die Niederspannungsnetze, die bereits heute wahrnehmbar sind, ergeben sich durch eine ständig wachsende Durchdringung dieser Netze mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen, aber auch durch die zunehmende Anzahl von Verbrauchern mit hohem Leistungsbedarf, wie z.B. Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen [1][2]. Die heutigen Niederspannungsnetze sind für diese Anforderungen nicht ausgelegt worden.

Zur Vermeidung des kostenintensiven Ausbaus der Netzkapazität wird heute zunehmend die Ausstattung der Netze mit geeigneter Automatisierungstechnik und damit der Ausbau zu intelligenten Netzen (*Smart Grids*) favorisiert [3]. Im Zuge dieser Entwicklung gewinnt die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand erheblich an Bedeutung. Im heutigen, passiven Niederspannungsnetz wird der Netzzustand allerdings nicht überwacht. Es besteht somit der Bedarf an neuen Verfahren zur dezentralen Echtzeit-Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze.

1.1 Herausforderungen im Niederspannungsnetz

Aufgrund der Veränderung der Einspeisesituation durch den stetig wachsenden Anteil dezentraler Eigenerzeugungsanlagen, aber auch durch die vermehrte Durchdringung der Niederspannungsnetze mit leistungsintensiven Verbrauchern haben sich die Belastungsverhältnisse im Niederspannungsnetz erheblich verändert [4]. Dies stellt die Betreiber der Netze vor neuartige Problemstellungen. Der bisherige Leistungsfluss im Niederspannungsnetz (NS-Netz) war typischerweise gekennzeichnet durch eine zentralisierte Energieverteilung, d.h. durch eine zentrale Einspeisung über die Ortsnetzstation und durch eine geordnete Leistungsaufnahme der angeschlossenen Verbraucher [3]. Die höchste Netzlast trat dementsprechend im Allgemeinen an den Einspeisepunkten aus dem überlagerten Mittelspannungsnetz, im Niederspannungsnetz also im Bereich der Ortsnetzstation, auf. Die Schutzsysteme des Netzes konzentrierten sich nahezu ausschließlich auf diesen neuralgischen Punkt [4].

Die Betriebsmittel des Netzes wurden entsprechend der maximalen Belastung an der Ortsnetzstation ausgelegt. Die Auslegung erfolgte nach den Kriterien für die zulässige thermische Dauerbelastung und die Spannungshaltung [5]. Die durch die zunehmende dezentrale Einspeisung und durch neuartige, leistungintensive Verbraucher verursachten Leistungsflüsse wurden bei der Auslegung in der Vergangenheit nicht berücksichtigt [2]. Die veränderten Belastungssituationen führen die existierenden Netze somit an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit. Im Wesentlichen resultieren daraus zwei Probleme:

Einerseits kann es zu erheblichen lokalen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes kommen, wenn die dezentrale Einspeisung innerhalb eines Netzzweigs die Leistungsaufnahme durch die Verbraucher übersteigt [6]. Das zulässige Spannungsband wird durch DIN EN 50160 spezifiziert [7]. Danach liegt das zulässige Spannungsband am Hausanschluss im Bereich $\pm 10\%$ der Nennspannung.¹

Abbildung 1 stellt schematisch den Verlauf der Leiter-Erde-Spannung in einem einspeisedominierten Netzausläufer dar. Es ist deutlich erkennbar, dass sich die durch die dezentrale Einspeisung verursachten Spannungsanhebungen entlang der Leitung kumulieren. Dies kann letztlich zu einer Verletzung der Vorschriften nach DIN EN 50160 führen, wenn die Grenzwertüberschreitung über den Betrachtungszeitraum andauert. Die zuverlässige Einhaltung des Spannungsbandes ist somit in vielen Fällen nicht mehr gewährleistet [2][8][9]. Insbesondere ländliche NS-Netze sind bereits heute von dieser Entwicklung enorm betroffen [10].

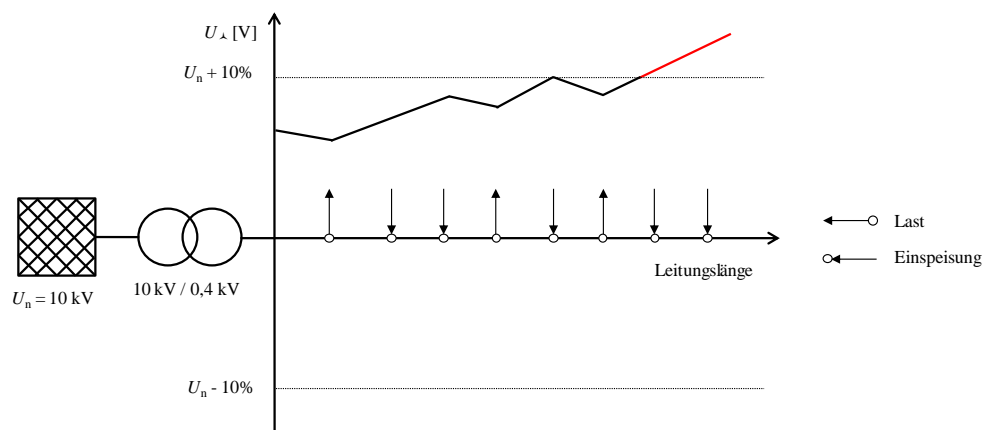


Abbildung 1: Spannungsbandverletzung in einem einspeisedominierten Netzausläufer

Andererseits können Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz auftreten, die die Belastbarkeit der Betriebsmittel, insbesondere der NS-Kabel und der Ortsnetztransformatoren, überschreiten, ohne dass die Schutzsysteme in den Ortsnetzstationen diese inneren Überlastsituationen überhaupt registrieren können [11][2].

¹ Die obere Toleranzgrenze der Leiter-Erde-Spannung liegt bei 253 V, die untere Grenze bei 207 V. Diese Grenzen gelten zu 95% jedes Wochenintervalls, d.h. 95% aller Spannungswerte über ein Integrationsintervall von 10 Minuten müssen innerhalb des zulässigen Bandes liegen. Darüber hinaus müssen 100% aller Mittelwerte im Bereich $+10\%/-15\%$ der Nennspannung liegen [7].

Abbildung 2 zeigt schematisch einen Netzabschnitt, in dem eine überhöhte Leistungsaufnahme durch eine überdurchschnittlich hohe Anzahl leistungsintensiver Verbraucher im hinteren Netz-zweig zu einer Kabelüberlastung führt. Diese Überlastung wird durch die Photovoltaik-Einspeisung im mittleren Netzweig auf einen kurzen Netzabschnitt begrenzt, sodass die Sicherung an der Ortsnetzstation die Überlastung nicht ausschalten kann [4].

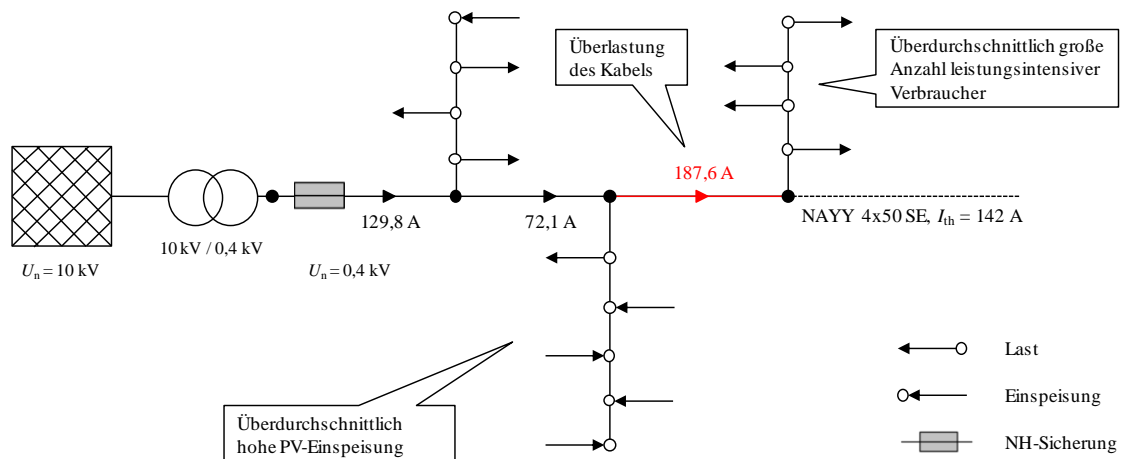


Abbildung 2: Nicht beobachtbare, innere Überlastung eines Niederspannungskabels

Die heute existierenden NS-Netze wurden nicht entsprechend den schon heute veränderten Last- und Einspeisebedingungen, die sich zukünftig noch deutlich verschärfen werden, ausgelegt. Die dadurch verursachten Überschreitungen der Spannungs- und Betriebsmittelgrenzwerte gefährden die sichere Betriebsführung des Netzes und verursachen Handlungsbedarf seitens der Netzbetreiber.

1.2 Stand der Wissenschaft und Forschung

Zur Problemlösung stehen prinzipiell zwei Ansätze zur Verfügung: Durch den Ausbau der Netzkapazität, d.h. durch den Austausch von Ortsnetztransformatoren gegen Transformatoren höherer Leistungsklassen sowie durch die Ertüchtigung des Leitungsnetzes, können die auftretenden Probleme vermindert werden. Dies ist jedoch in der Regel mit hohen Kosten verbunden. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die beschriebenen Überlastsituationen auf wenige Stunden im Jahr begrenzt sind. Für einen optimalen und sicheren Betrieb der Niederspannungsnetze bietet sich daher vielmehr die Ausstattung des Netzes mit Automatisierungstechnik und damit der Ausbau zu intelligenten Netzen an [1][4][12].

Grundlage jedweder Netzautomatisierung ist die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand. Existierende Verfahren zur Identifikation des elektrischen Zustands von Energieversorgungsnetzen können nach dem Umfang der benötigten Eingangsgrößen unterschieden werden. Die Anzahl der vorliegenden unabhängigen Netzgrößen bestimmt, ob das resultierende Netzgleichungssystem exakt bestimmt, unterbestimmt oder überbestimmt ist. Für diese unterschiedlichen Aufgabenstellungen wurden verschiedene Berechnungsverfahren entwickelt. Während sich

auf Hoch- und Höchstspannungsebene Ausgleichsverfahren wie die *State Estimation* etabliert haben [13], ist das Netzgleichungssystem auf Verteilungsnetzebene in aller Regel unterbestimmt. Heute existierende Verfahren der Netzzustandsidentifikation von Verteilungsnetzen können die Lösungsmannigfaltigkeit begrenzen, jedoch das Netzgleichungssystem nicht in einen eindeutigen Netzzustand für das gesamte Netz auflösen [14][15].

Eine detailliertere Vorstellung existierender Verfahren auf dem Gebiet der Zustandsidentifikation elektrischer Netze ist Abschnitt 3.1 zu entnehmen.

1.3 Motivation und Ziel der Arbeit

Die sichere Betriebsführung des Niederspannungsnetzes durch die dezentrale Netzautomatisierung erfordert die Identifikation eines eindeutigen Zustands des gesamten Netzes, und dies bei einer möglichst geringen Ausstattung mit geeigneten Sensoren [4]. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen Verfahrens zur Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen. Grundlage eines solchen Verfahrens ist ein verschlanktes mathematisches Modell des Niederspannungsnetzes, welches den Anforderungen eines Einsatzes innerhalb einer dezentralen Automatisierungsumgebung entspricht. Darauf aufbauend kann ein Lösungsalgorithmus modelliert werden, der eine mit einem systemimmanenten Schätzfehler behaftete Berechnung des aktuellen Netzzustands auf Basis eines unterbestimmten Netzgleichungssystems durchführt. Auf diese Weise wird eine solide Entscheidungsgrundlage für nachgelagerte Regelungseingriffe bereitgestellt.

Der Schätzfehler des implementierten Verfahrens ist ein entscheidendes Maß für die Güte des Algorithmus. Im Rahmen realitätsnaher Simulationen soll dieser systembedingte Schätzfehler möglichst exakt bestimmt werden. In der praktischen Anwendung überlagert sich der systemimmanente Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung mit Fehlern im Topologiemodell aufgrund unzureichender Datenpflege und mit Messfehlern der eingesetzten Sensoren. Die Gesamtschätzgüte soll im Zuge umfangreicher Felduntersuchungen ermittelt werden.

Die Messtopologie im intelligenten Niederspannungsnetz wird aufgrund der Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Automatisierungslösung weiterhin spärlich bleiben. Es besteht somit der Bedarf an einer Optimierung der Ausstattung der Netze mit dezentralen Messsensoren. Ziel dieser Optimierung ist die Bestimmung der optimalen Anzahl und der optimalen Position dezentraler Direktmessungen in einer Weise, die eine vorgegebene Berechnungsgenauigkeit des Algorithmus zur Zustandsüberwachung gewährleistet.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle und Verfahren sind Bestandteil eines ganzheitlichen Konzepts zur dezentralen Automatisierung von Niederspannungsnetzen. Die Analyse der Vorteilhaftigkeit dieses Konzeptes gegenüber der konventionellen Ertüchtigung des Netzes ist ebenfalls ein Ziel dieser Arbeit. Zu diesem Zweck wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse modelliert, die eine netzindividuelle Ableitung von Handlungsempfehlungen ermöglicht.

2 Modellbildung des Niederspannungsnetzes

In diesem Kapitel werden zunächst die charakteristischen Merkmale des Niederspannungsnetzes (Betriebsmittel, Netzstruktur, Verbraucher, Einspeiser, Betriebsführung) aufgezeigt. Anschließend wird ein Konzept zur dezentralen Automatisierung des Niederspannungsnetzes vorgestellt, welches die neuartigen Herausforderungen bewältigen kann und bereits in einigen Niederspannungsnetzen in Deutschland realisiert wurde [12][16]. Das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren zur dezentralen Zustandsüberwachung des Niederspannungsnetzes liegt diesem Konzept zugrunde.

Der entwickelte Algorithmus basiert auf einem mathematischen Modell des Netzes, welches ebenfalls in diesem Kapitel vorgestellt wird. Abschließend werden einige Beispielnetze eingeführt, die im weiteren Verlauf der Arbeit zur Veranschaulichung der entwickelten Algorithmen herangezogen werden.

2.1 Merkmale des Niederspannungsnetzes

Das Niederspannungsnetz dient der Verteilung der elektrischen Energie an Niederspannungsverbraucher und dem Anschluss verschiedener dezentraler Energieerzeugungsanlagen. Die Nennspannung dieser Spannungsebene beträgt $U_n = 0,4 \text{ kV}$. Die zentrale Speisung des NS-Netzes erfolgt über Ortsnetzstationen aus einem übergeordneten Mittelspannungsnetz (MS-Netz). Im Folgenden werden zunächst die eingesetzten Betriebsmittel beschrieben, bevor anschließend die Topologie von Niederspannungsnetzen beleuchtet wird.

2.1.1 Betriebsmittel

Die bedeutenden Betriebsmittel des NS-Netzes sind im Wesentlichen:

- Ortsnetzstationen
- Kabelverteilerschränke
- Niederspannungsleitungen
- Endverschlüsse und Muffen
- Überstrom-Schutzeinrichtungen

Diese Betriebsmittel werden im Folgenden näher vorgestellt.

2.1.1.1 Ortsnetzstationen

In der Ortsnetzstation werden verschiedene Betriebsmittel an einem Ort zusammengefasst. Neben der eigentlichen Transformatoreinheit umfasst die Netzstation auf der Oberspannungsseite in der Regel mehrere Lasttrennschalter und eine Hochspannungs-Hochleistungssicherung zum

Schutz vor Kurzschlüssen, auf der Unterspannungsseite einen NS-Hauptsicherung und an den Abgängen der Niederspannungsverteilung jeweils eine Niederspannungs-Hochleistungs-sicherung (NH-Sicherung) [5]. Die Bemessungsleistung der Transformatoreinheit liegt häufig bei $S_r = 250$ kVA, $S_r = 400$ kVA oder $S_r = 630$ kVA. Die Sternpunkte sind auf der NS-Seite geerdet. 400-kVA- und 630-kVA-Transformatoren sind in der Regel der Schaltgruppe Dyn5 zuzuordnen, für kleinere Transformatoren werden die Schaltgruppen Yz5 und Dz5 bevorzugt [17].

Außer durch die Bemessungsleistung und die Betriebsmittelspezifikationen unterscheiden sich Ortsnetzstationen auch durch ihre Bauweise voneinander: Während in ländlichen Gebieten vereinzelt Maststationen vorzufinden sind, werden die Anlagen für städtische Netze in der Regel als Kompaktstation bzw. mit geschlossener Umbauung ausgeführt. Die Anforderungen an fabrikneue Ortsnetzstationen sind durch DIN 62271-202 spezifiziert [17].

2.1.1.2 Kabelverteilerschränke und Hausanschlusssäulen

Kabelverzweigungen werden in Niederspannungsnetzen in der Regel durch die Installation von oberirdischen Kabelverteilerschränken realisiert. Innerhalb der Kabelverteilerschränke werden die Kabel auf einer Sammelschiene zusammengeführt. Die in den Kabelverteilerschränken vorgesehenen Trennstellen dienen der Freischaltung von fehlerhaften Kabelstrecken durch das Personal des Netzbetreibers. Die Anzahl der eingesetzten Kabelverteilerschränke ist abhängig vom Vermaschungsgrad des Netzes [18]. Weitere Trennstellen finden sich in Hausanschlusssäulen, welche entlang der Leitungen installiert werden und dem Anschluss der Niederspannungsverbraucher dienen.

2.1.1.3 Niederspannungsleitungen

Damit auch einphasige Verbraucher an das NS-Netz angeschlossen werden können, ist die Niederspannungsebene in der Regel als Vier-, selten auch als Fünfleitersystem aufgebaut. Das Netz wird vorwiegend als TN-C-S-System konfiguriert. Der vierte Leiter (PEN-Leiter) stellt dabei bis zur Potentialausgleichsschiene der einzelnen Verbrauchieranlagen (Hausanschlüsse) eine Kombination aus Neutralleiter und Schutzleiter dar [19]. Da die Betrachtung des Netzes im Rahmen dieser Arbeit mit Erreichen der Hausanschlüsse endet, wird der PEN-Leiter im Folgenden durchgängig als Neutralleiter bezeichnet. Der Neutralleiter wird am Ort der zentralen Netzeinspeisung (Ortsnetzstation) an den Sternpunkt angeschlossen und starr über den Betriebserder geerdet. Damit wird sowohl $U_\lambda \approx 230$ V, als auch $U_\Delta \approx 400$ V für die Verbraucher nutzbar.

Als Übertragungsmittel werden im NS-Netz vorwiegend Kabel verwendet. NS-Kabel weisen in aller Regel ein vergleichsweise hohes R/X -Verhältnis auf [20]. Die Verlegung erfolgt in einer Tiefe von etwa 60 cm bis 100 cm unter der Erde entlang der Straßen. Freileitungen werden im NS-Netz nur in ländlichen Gebieten mit geringer Lastdichte eingesetzt. Der Kabelanteil an der Gesamtlänge des deutschen Niederspannungsnetzes liegt heute deutlich über 80% [21].

Nach Art ihrer Isolierung unterscheidet man im NS-Netz Kunststoff- und Massekabel. Die leitenden Phasen eines Massekabels sind gegenüber dem Erdpotential mit ölgetränktem Papier isoliert. Massekabel werden zwar seit den siebziger Jahren im NS-Netz nicht mehr neu verlegt, sind aber vielerorts wegen ihrer Lebensdauer von über 50 Jahren noch immer zu finden. Bei Kunststoffkabeln hingegen besteht die Isolierung vorwiegend aus Polyvinylchlorid (PVC) oder Vernetztem Polyethylen (VPE) [17]. Bei beiden Kabeltypen führt eine unzulässig große Erwärmung der Isolation durch ohmsche und dielektrische Verluste zu einer Verringerung der Lebensdauer des Kabels. Nicht zuletzt kann es zu einem Wärmedurchschlag im Isolierstoff kommen. Für die einzelnen Isolierstoffe kann jeweils eine maximal zulässige Betriebstemperatur ermittelt werden (z.B. $\vartheta_b = 70^\circ\text{C}$ für PVC-Isolierungen), aus der sich ein thermischer Grenzstrom I_{th} errechnen lässt, der dauerhaft geführt werden kann [5]. Die Umrechnungen umfassen insbesondere eine Anpassung an die Art der Kabelverlegung, die Umgebungsbedingungen und den Belastungsgrad [18][22].

Nach VDE-Bestimmungen genormte Kabel werden mit Kurzzeichen gekennzeichnet, die Aufschluss über die Kabelspezifikationen geben (vgl. DIN VDE 0276). Innerstädtisch ist die Verlegung der Vorzugskabel vom Typ NAYY mit Querschnitten von $A = 120 \text{ mm}^2$, $A = 150 \text{ mm}^2$ und $A = 185 \text{ mm}^2$ üblich [18].

NS-Freileitungen sind eine kostengünstige Alternative für die Energieverteilung in ländlichen Netzgebieten. Sie können als blanke oder als isolierte Freileitungen ausgeführt sein. Die Leitungen werden über Holzmasten und Dachständer direkt zu den Verbrauchern geführt. Die Zuglast verteilt sich dabei gleichmäßig auf die vier Leiter, die in der Regel aus einer Aluminiumlegierung mit hoher Zugfestigkeit bestehen [5].

2.1.1.4 Endverschlüsse und Muffen

Endverschlüsse schließen die Niederspannungskabel an den Enden ab, verhindern das Austreten von Isolierflüssigkeit und das Eindringen von Feuchtigkeit. Zudem dienen sie der Homogenisierung des elektrischen Feldes am Kabelende. Die Funktion der Endverschlüsse wird im NS-Bereich hauptsächlich von Schrumpfschläuchen übernommen. Mit dem zunehmenden Anteil an Kunststoffkabeln hat sich die Bedeutung von Endverschlüssen im NS-Netz verringert [23].

Muffen verbinden einzelne Kabelstücke innerhalb eines Netzzweigs. Im NS-Bereich werden vorwiegend Grauguss- und Kunststoffmuffenkörper sowie Warm- und Kaltschrumpfmuffen eingesetzt [23].

2.1.1.5 Überstrom-Schutzeinrichtungen

Zum Schutz vor Überlastungen und Kurzschlüssen werden Niederspannungs-Hochleistungssicherungen (NH-Sicherungen) an den einzelnen Abzweigen der Ortsnetzstation und mitunter auch in den Kabelverteilerschränken an Kabelverzweigungen eingesetzt. NH-Sicherungen gehö-

ren zur Gruppe der Schmelzsicherungen. Unterschieden werden NH-Sicherungen nach ihrer Auslösecharakteristik und ihrem Bemessungsstrom. Der Bemessungsstrom kann durch die Sicherung dauerhaft geführt werden. Ein sicheres Ausschalten gewährleistet die NH-Sicherung für Ströme im Bereich zwischen dem kleinsten Schmelzstrom und dem Bemessungsausschaltstrom. Der kleinste Schmelzstrom beträgt je nach Bemessungsstrom das 1,3- bis 2,1-fache des Bemessungsstromes [5][24]. NH-Sicherungen sind in DIN VDE 0636 genormt bis zu $I_r = 1250$ A. Neben NH-Sicherungen werden im NS-Netz, speziell in der Hausinstallationstechnik, auch konventionelle Schraubsicherungen eingesetzt [5].

2.1.2 Topologie

Die Wahl der Struktur eines NS-Netzes ist geprägt durch Kriterien der Netzzuverlässigkeit und der Wirtschaftlichkeit [17]. In Abhängigkeit der Lastdichte des zu versorgenden Gebietes können im Niederspannungsbereich im Wesentlichen drei verschiedene Netzstrukturen unterschieden werden:

- Strahlennetze
- Ringnetze
- Vermaschte Netze

Diese Netzstrukturen werden im Folgenden näher vorgestellt.

2.1.2.1 Strahlennetze

Ein Strahlennetz stellt die einfachste und am meisten verbreitete NS-Netzstruktur dar. Von der Ortsnetzstation gehen Stichleitungen aus, an die die Verbraucher und dezentralen Einspeiser angeschlossen sind. Diese Stichleitungen haben untereinander keine Verbindung, unterteilen sich jedoch in der Regel in ihrem weiteren Verlauf in mehrere Verzweigungen.

Ein Nachteil dieser Netzstruktur ist die geringe Netzzuverlässigkeit: Schon einfache Ausfälle können aufgrund mangelnder Alternativeinspeisungen zu größeren Versorgungsunterbrechungen führen. Abhilfe können hier Verbindungen zu Nachbarnetzen schaffen, die im Fehlerfall geschlossen werden. Ein weiteres Problem stellt die Spannungshaltung an Ausläufern des Strahlennetzes dar, insbesondere bei stoßartigen Belastungen [25] oder dezentralen Einspeisungen.

Der wesentliche Vorteil eines Strahlennetzes ist der sehr geringe Aufwand für den Betrieb, Schutz und Unterhalt des Netzes. Nicht nur die Betriebs-, sondern auch die Investitionskosten sind vergleichsweise gering [18].

2.1.2.2 Ringnetze

Ringnetze sind häufig in städtischen Gebieten zu finden. Ringnetze sind Stichleitungen, deren Ende zur Ortsnetzstation zurückgeführt wird. In der Mitte des Rings, also am Ende eines Stra-

ßenverlaufs, befindet sich in der Regel eine Trennstelle, die im Normalbetrieb geöffnet bleibt und nur im Falle einer Versorgungsunterbrechung geschlossen wird [17]. Im Normalbetrieb verhält sich das Ringnetz daher wie ein Strahlennetz. Neben der offenen Trennstelle weist ein Ringnetz weitere geschlossene Trennstellen auf, die als Hausanschlusssäulen oder Kabelverteilerschränke für das Personal des Netzbetreibers zugänglich sind. Im Falle eines Kurzschlusses kann der fehlerhafte Kabelabschnitt durch Öffnen der angrenzenden Trennstellen manuell freigeschaltet werden. Gleichzeitig wird die offene Trennstelle in der Mitte des Ringnetzes geschlossen. Auf diese Weise wird die Versorgungsunterbrechung auf einen kurzen Kabelabschnitt beschränkt [5]. Im Vergleich zum Strahlennetz weist das Ringnetz eine erhöhte Versorgungszuverlässigkeit auf, die jedoch in der Regel mit höheren Kosten verbunden ist.

2.1.2.3 Vermaschte Netze

Ab einer Lastdichte von 5 MVA/km^2 ist im NS-Netz die Installation von vermaschten Netzen möglich [8]. In solchen Netzen werden alle Verbraucher von mindestens zwei Seiten gespeist. Vermaschte Netze weisen eine sehr hohe Eigensicherheit und Versorgungszuverlässigkeit auf. Darüber hinaus ist hier das Problem der Spannungshaltung sehr viel geringer als bei einem Strahlennetz. Da die Kosten für die Errichtung eines vermaschten Netzes sehr hoch sind, findet man sie nur sehr selten im NS-Netz. Aufgrund ihres Lastdichtebereichs ($5 \dots 30 \text{ MVA/km}^2$) werden sie vorwiegend in Vorstadtstrukturen betrieben [5].

2.1.3 Verbraucher und dezentrale Einspeiser

In der Vergangenheit diente das NS-Netz ausschließlich dem Anschluss von Niederspannungsverbrauchern bis zu einer Leistung von etwa 300 kW [5]. Drehstromverbraucher nutzen die verkettete Spannung, während einphasige Verbraucher die Leiter-Erde-Spannung nutzen. Einphasige Verbraucher stellen dabei die Mehrzahl der Verbraucher dar. Dies führt zu einer systemimmanenten Unsymmetrie der elektrischen Spannung im NS-Netz. Diese gleicht sich zwar bei Betrachtung des gesamten Netzes in der Regel aus, da im Rahmen der Installation auf eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Verbraucher auf alle drei Phasen geachtet wird, kann jedoch in Einzelfällen zu lokal begrenzten Überlastungen einzelner Phasen führen.

Die Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien wird den Bedarf an elektrischer Energie zukünftig deutlich erhöhen. Neuartige leistungsintensive Verbraucher im NS-Netz sind beispielsweise die Wärmepumpe und das Elektrofahrzeug. Allein durch die Einführung der Elektromobilität kann sich in Zukunft ein durchschnittlicher Mehrbedarf an elektrischer Energie pro Haushalt von $1.500\text{-}2.500 \text{ kWh/a}$ ergeben [26]. Langfristig wird eine Anhebung des durchschnittlichen Bedarfs auf $12.000\text{-}15.000 \text{ kWh/a}$ pro Haushalt prognostiziert [2][27].

Heute dient das NS-Netz darüber hinaus zunehmend dem Anschluss verschiedener dezentraler Eigenerzeugungsanlagen [28]. Bedingt durch die Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes konnte das deutsche Niederspan-

nungsnetz in den letzten Jahren insbesondere einen enormen Zuwachs an Photovoltaik-Anlagen und Mini-Blockheizkraftwerken verzeichnen [29][30][31].

Bis zu einer Leistung von $P_n = 4,6 \text{ kW}$ dürfen die Anlagen einphasig ausgeführt werden. Darüber hinaus ist der dreiphasige Netzanschluss obligatorisch, da der einphasige Anschluss die Symmetrie im Drehstromnetz beeinträchtigt [32]. Insbesondere kleinere Eigenerzeugungsanlagen verschärfen somit die systemimmanente Unsymmetrie im NS-Netz erheblich.

2.1.4 Bisheriger Stand der Netzüberwachung

In deutschen Verteilungsnetzen sind geeignete Messwertgeber, die Informationen über den aktuellen Netzzustand bereitstellen, bisher nur sehr selten vorzufinden. In der Vergangenheit war die Kenntnis über den aktuellen elektrischen Zustand der Verteilungsnetze nicht erforderlich. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass im Rahmen der Netzplanung spannungsebenenübergreifend von einem unidirektionalen Leistungsfluss ausgegangen werden konnte. Der geringe Anteil an dezentraler Erzeugung im Verteilungsnetz war dabei vernachlässigbar [14]. Insbesondere die Niederspannungsnetze sind daher zumeist nicht mit entsprechender Messtechnik ausgestattet. Lediglich die Maximalwerte der in das Niederspannungsnetz fließenden Ströme werden mit Hilfe von Schleppzeigern konserviert und in der Regel jährlich abgelesen. Die Energieflussrichtung und etwaige Phasenwinkel werden dabei nicht festgehalten. Eine weitreichende Mess-topologie, wie sie auf höheren Spannungsebenen vorzufinden ist, existiert im Niederspannungsnetz nicht [33][15].

2.2 Konzept der dezentralen Netzautomatisierung

Zur Bewältigung der in Abschnitt 1.1 aufgezeigten Herausforderungen im Niederspannungsnetz wurde in jüngster Vergangenheit ein Konzept zur kostengünstigen Automatisierung von Niederspannungsnetzen entwickelt, welches bereits in unterschiedlichen Netzen in Deutschland realisiert wurde [12][34][35][36]. Das in Abbildung 3 dargestellte Konzept sieht zunächst die Installation eines kompakten Kleinfernwirksystems in der das Ortsnetz speisenden Netzstation vor. Das Kleinfernwirkssystem verfügt standardmäßig über verschiedene Kommunikationsschnittstellen (Ethernet, Seriell und Feldbus) sowie binäre und analoge Ein- und Ausgabekarten. Die Projektierung und die Fehlerdiagnose erfolgen über einen integrierten WEB-Server. Das System kommuniziert mit einzelnen, geschickt im Netz positionierten Direktmessungen über das Stromnetz mit einem Ethernet-basierten IEC-Kommunikationsprotokoll. Die dezentral im NS-Netz zum Einsatz kommende Messtechnik ist so ausgelegt, dass sie automatisch von der übergeordneten Fernwirktechnik in der Ortsnetzstation erkannt wird. Alle Geräte arbeiten zeitsynchronisiert. Die Prozessdaten werden zu gleichen Zeitpunkten von allen Geräten zyklisch ermitelt und in das übergeordnete Kleinfernwirkssystem in der Ortsnetzstation geleitet. Hier werden die Daten der dezentral gewonnenen Messungen zusammengeführt [4].

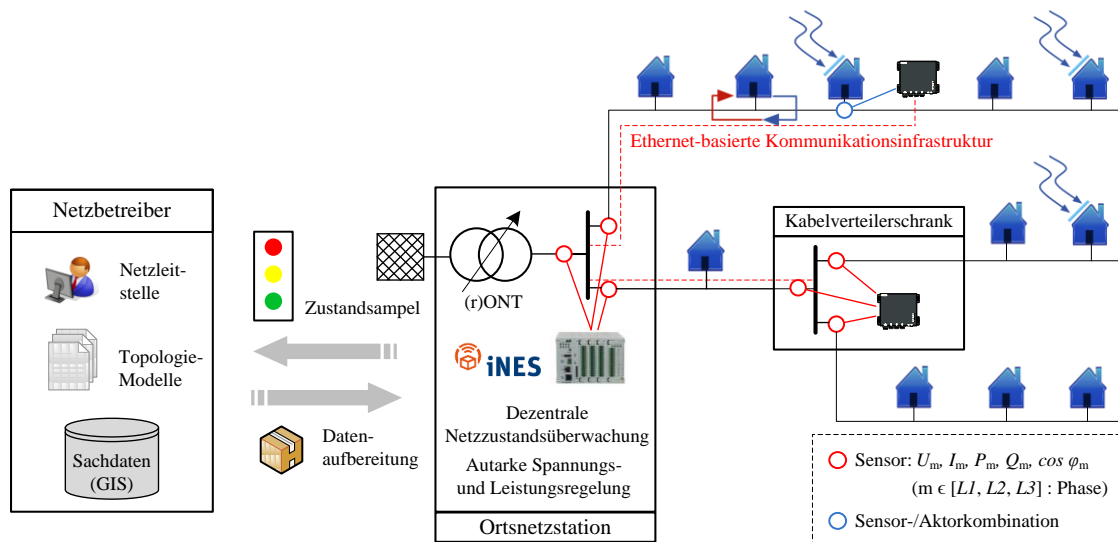


Abbildung 3: Funktionskonzept der dezentralen Netzautomatisierung (nach [12])

Anschließend erfolgt eine zyklische Echtzeit-Berechnung des aktuellen Netzzustandes auf der Basis der weiterhin spärlichen Messtopologie. Sofern eine drohende Verletzung des zulässigen Spannungsbandes oder der Betriebsmittelgrenzwerte erkannt wird, werden in der Folge automatisch Korrekturen an der Leistungsflusssituation vorgenommen. Ein neuartiger Regelalgorithmus bestimmt zu diesem Zweck den Aktor im Netz, dessen Ansteuerung die effektivste Eingriffsmöglichkeit darstellt.

Der Algorithmus basiert auf einem dreistufigen Regelungsmodell. Die erste Stufe des Modells umfasst die Ansteuerung von regelbaren Ortsnetztransformatoren und sonstigen Spannungsreglern (z.B. Längsregler). Die zweite Stufe ermöglicht eine gezielte Blindleistungsregelung einzelner Aktoren, insbesondere von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dazu wird der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ der Anlagen variiert und damit der spannungsbeeinflussende Effekt einer kontrollierten Blindleistungsregelung genutzt. Die dritte Stufe bewirkt einen Regelungseingriff auf Kundenseite zur Wirkleistungsreduzierung (temporäre Einspeise- und Entnahmebegrenzung).

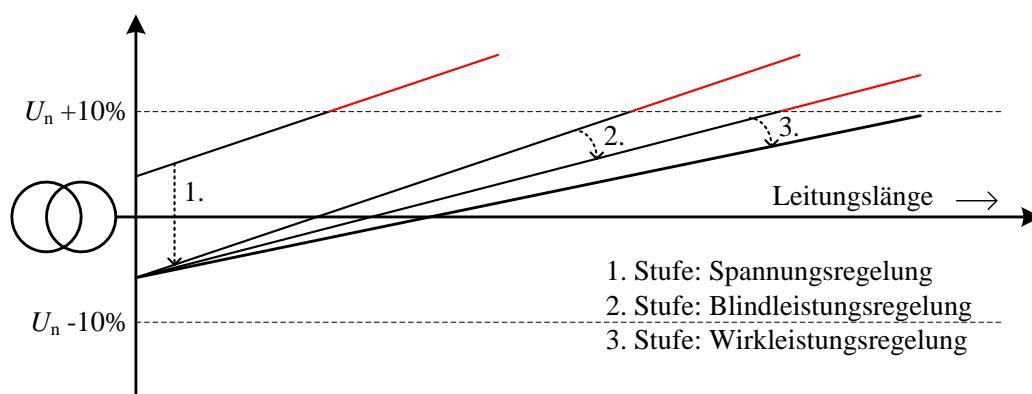


Abbildung 4: 3-stufiges Regelungsmodell in einem einspeisedominierten Szenario [37]

Durch dieses dreistufige Modell ist eine koordinierte Regelung des Niederspannungsnetzes minimalinvasiv, d.h. mit einer möglichst geringen Anzahl an Regelungseingriffen, möglich [12][35]. Die Vor- und Nachteile der einzelnen Stufen des Regelungsmodells werden in [38] ausführlich beleuchtet.

Der in dieser Arbeit vorgestellte Algorithmus zur Zustandsüberwachung des NS-Netzes bildet die Entscheidungsgrundlage des Regelungsalgorithmus. Er wurde in die Firmware des Kleinfirnwerkssystems implementiert.² Die Berechnungen erfolgen autark und ohne zwingende Anbindung an eine übergeordnete Instanz [37]. Nur bei Bedarf kann der Zustand des überwachten Netzes über verschiedene Zustandsindikatoren durch die Netzleitstelle abgefragt werden.

Die Installation der Überwachungs- und Automatisierungstechnik in die NS-Netze verringert die Unzulänglichkeit der bisherigen Messtopologie. Die in die Ortsnetzstationen eingebrachten Kleinfirnwerkssysteme verfügen jeweils über mehrere Direktmesskarten zur dreiphasigen Überwachung der Werte für Strom ($I_{\max} = 1,5 A_{\text{eff}}$ bzw. $7,5 A_{\text{eff}}$) und Spannung ($U_{\max} = 300 V_{\text{eff}}$) sowie daraus abgeleiteter Größen (Wirkleistung, Blindleistung, Leistungsfaktor) zwischen niederspannungsseitigem Transformatorabgang und NS-Hauptverteilung sowie an einzelnen Abgängen der Ortsnetzstation [4].

Die eingesetzten Direktmessungen werden dezentral und autark im NS-Netz, insbesondere in Kabelverteilerschränken oder vor einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen, verbaut. Sie verfügen ebenfalls über eine dreiphasige Spannungsmessung und je nach Bedarf über bis zu drei dreiphasige Strommessungen, aus denen sich die Wirk- und die Blindleistung sowie der Leistungsfaktor ableiten lassen [12]. Die technischen Herausforderungen bei der Installation der Direktmessungen liegen insbesondere in der korrekten Phasenzuordnung und der exakten Zeitsynchronisation aller Geräte.

Die Spannungs- und Leistungsregelung wird mithilfe von Sensor-/Aktorkombinationen realisiert. Die Messfunktionalität dieser Komponenten entspricht der Funktionalität der dezentralen Direktmessungen. Der Aktor wird als Sensorerweiterung ausgeführt. Die Ansteuerung erfolgt wahlweise über Haftrelais (Binärkontakte) oder über eine Sollwert-Vorgabe mit Messwert-Rückmeldung.

2.3 Mathematische Modellierung des Niederspannungsnetzes

Die Berechnung des stationären Netzzustands erfordert eine mathematische Modellierung der Netzkomponenten. Diese umfasst zunächst die Beschreibung des Verhaltens der Niederspannungsleitungen. Die einzelnen Leitungen können anschließend zu einer Gesamtopologie entwickelt werden. Das Netzmodell muss dabei auf alle NS-typischen Netzstrukturen (Strahlen-

² Die Firmware umfasst alle Softwarebestandteile, die fest in das Kleinfirnwerkssystem integriert sind. Die Firmware ist somit funktional fest mit der Hardware verbunden.

netze, Ringnetze, vermaschte Netze) anwendbar sein. Eine weitere Herausforderung liegt in den Anforderungen eines Echtzeit-Einsatzes des Netzmodells innerhalb eines Leistungsflussalgorithmus (vgl. Abschnitt 3.2).

Des Weiteren umfasst das Modell eine Beschreibung der Randbedingungen an der Systemgrenze des Netzes. Diese Randbedingungen werden durch das Verhalten der zentralen Netzeinspeisungen über die Ortsnetzstationen und der elektrischen Verbraucher und dezentralen Einspeiser des Netzes determiniert. Zwar wird von einem symmetrischen Aufbau des Netzes ausgegangen, jedoch werden die dezentralen Einspeisungen und Lasten als potenziell unsymmetrisch modelliert. Die weiteren typischen Betriebsmittel des Niederspannungsnetzes (Kabelverteilerschränke, Überstrom-Schutzeinrichtungen, Muffen/Endverschlüsse, etc.) sind keine Bestandteile des dieser Arbeit zugrunde liegenden Netzmodells, da ihr Einfluss auf den Spannungsabfall im Verteilungsnetz generell vernachlässigbar ist [14].

2.3.1 Niederspannungsleitungen

Leistungsflussberechnungen auf höheren Spannungsebenen basieren in der Regel auf der Annahme einer vollständigen Symmetrie des Netzes, d.h. eines symmetrischen Aufbaus der Netzkomponenten, einer symmetrischen Netzeinspeisung und einer symmetrischen Netzbelastung. Die Netzkomponenten können auf Basis dieser Annahme in aller Regel als Zweipol bzw. als Vierpol im Mitsystem modelliert werden. Beispielsweise wird das Verhalten elektrisch kurzer Leitungen (Freileitungen ≤ 250 km, Kabel ≤ 50 km) in vollständig symmetrischen Netzen durch das vereinfachte, einphasige π -Ersatzschaltbild ausreichend genau beschrieben [17][8].

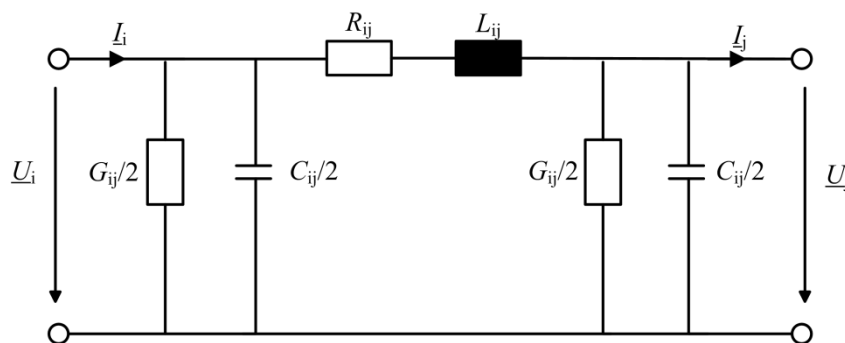


Abbildung 5: Einphasiges π -Ersatzschaltbild der elektrisch kurzen Leitung (nach [17])

Für Kabel, die in Spannungsebenen mit $U_n \leq 10$ kV und mit einer maximalen Leitungslänge $l_{\max} < 10$ km eingesetzt werden, ist darüber hinaus der Leitwert G_{ij} vernachlässigbar [5].

Niederspannungsnetze sind hingegen durch eine systemimmanente Unsymmetrie geprägt. Zwar kann der Aufbau der Niederspannungsleitungen näherungsweise als symmetrisch angenommen werden, jedoch führt insbesondere die unsymmetrische Belastung durch einphasig angeschlossene Verbraucher und dezentrale Einspeiser dazu, dass eine einphasige Ersatz-Modellierung der Niederspannungsleitungen im Mitsystem nicht länger zulässig ist [39].

Vor diesem Hintergrund werden die Niederspannungsleitungen im Rahmen dieser Arbeit dreiphasig modelliert. Abbildung 6 zeigt das dreiphasige Ersatzschaltbild einer Niederspannungsleitung im Vierleitersystem unter Vernachlässigung der induktiven Kopplung zwischen den leitenden Phasen [40][41]. Die auch im Niederspannungsnetz existierende, kapazitive Kopplung der einzelnen Phasen untereinander und zwischen den einzelnen Phasen und dem Neutralleiter führt dazu, dass das Leitungsmodell insgesamt gekoppelt ist. Die simultane Berechnung eines auf diese Weise gekoppelten Systems ist sehr aufwändig und zeitintensiv [39].

Die Entkopplung dieses Systems in voneinander unabhängige und mit überschaubarem Aufwand kalkulierbare Teilsysteme muss daher insbesondere im Hinblick auf den Echtzeit-Einsatz des Leistungsflussalgorithmus fokussiert werden.

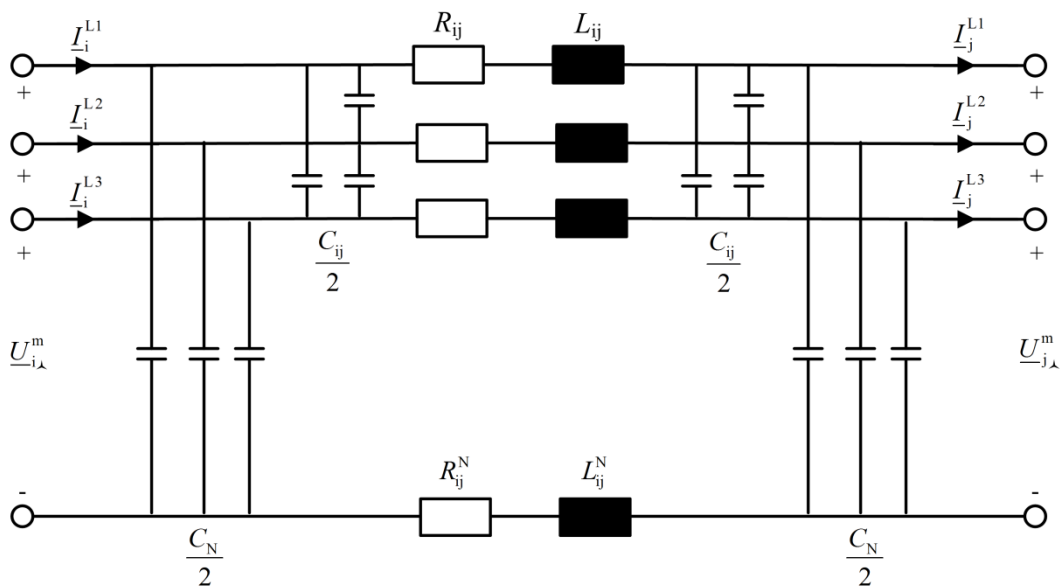


Abbildung 6: Dreiphasiges Ersatzschaltbild einer Niederspannungsleitung (nach [41])

Die Zerlegung des gekoppelten Systems in symmetrische Komponenten nach FORTESCUE ist der am meisten verbreitete Ansatz innerhalb existierender, dreiphasiger Leistungsflussalgorithmen [42][40][43]. Mithilfe der Transformationsmatrix

$$\underline{T} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix}; \quad \underline{a} = e^{j120^\circ} \quad (2.1)$$

können die Spannungen, Ströme und Impedanzen in symmetrische Komponenten zerlegt werden:

$$\underline{u}_{012} = \underline{T} \cdot \underline{u}_{L1L2L3} \quad (2.2)$$

$$\underline{i}_{012} = \underline{T} \cdot \underline{i}_{L1L2L3} \quad (2.3)$$

$$\underline{Z}_{012} = \underline{T} \cdot \underline{Z}_{L1L2L3} \cdot \underline{T}^{-1} \quad (2.4)$$

Die Umrechnung resultiert in drei voneinander unabhängigen Teilsystemen (Mitsystem, Gegensystem, Nullsystem) [40].

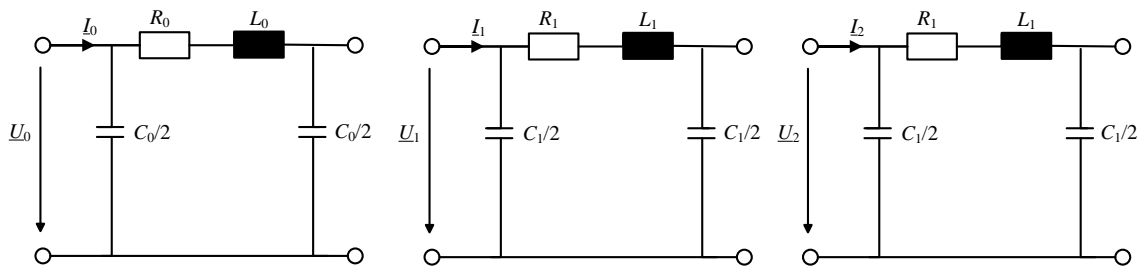


Abbildung 7: Nullsystem, Mitsystem, Gegensystem

Diese drei Teilsysteme sind entkoppelt und können unabhängig voneinander berechnet werden. In unsymmetrisch belasteten Niederspannungsnetzen ist keines dieser drei Systeme vernachlässigbar. Es ist augenfällig, dass auch diese Methodik zu einer sehr zeitintensiven Berechnung führen kann [44]. Insbesondere die sich zyklisch wiederholende Zerlegung in symmetrische Komponenten und die Rücktransformation in das dreiphasige System verringern die Attraktivität dieses Ansatzes.

Gesucht ist daher eine Modellierung der Leitungen, die das System entkoppelt, jedoch ohne den Einsatz symmetrischer Komponenten. Ein solcher Ansatz erfordert die Aufteilung des Einflusses der kapazitiven Kopplung der einzelnen Phasen untereinander und zwischen den einzelnen Phasen und dem Neutralleiter auf die drei leitenden Phasen. Entsprechende Ansätze finden sich in [45] und [39]. Hier werden zusätzliche Strominjektionen zur Kompensation der kapazitiven Ladeströme in das Leitungsmodell eingeführt. Diese Strominjektionen werden unter der Annahme eines symmetrischen Aufbaus der Leitung gleichmäßig auf die leitenden Phasen verworfen, sodass der Einfluss der kapazitiven Kopplung auf den Spannungsabfall entlang der Leitung hinreichend genau nachgebildet wird.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass es sich bei dem in Kapitel 3 modellierten Algorithmus zur Identifikation des Netzzustands um ein mit einem inhärenten Schätzfehler versehenes Schätzverfahren handelt, muss an dieser Stelle der Einfluss der kapazitiven Kopplung auf den Spannungsabfall entlang der Leitung näher beleuchtet werden, um zu eruieren, ob eine Berücksichtigung der kapazitiven Kopplung im Leitungsmodell gerechtfertigt ist.

Die Ergebnisse einer entsprechenden Untersuchung finden sich in [41]. Hier werden insgesamt vier unterschiedliche Leitungsmodelle mehreren realistischen Belastungsszenarien unterworfen. Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich des Ausmaßes der Unsymmetrie der

Belastung. Die Ergebnisse der durchgeführten Leistungsflussberechnung zeigen deutlich, dass die kapazitive Kopplung innerhalb der Leitung nur geringfügigen Einfluss auf den Spannungsabfall entlang der stärker belasteten Phasen hat. Das Leitungsmodell, welches das System durch ausschließliche Berücksichtigung der Impedanzen des Mitsystems entkoppelt, kann den Spannungsabfall hinreichend genau abbilden. Lediglich der Spannungsanstieg auf der am geringsten belasteten Phase, welcher in der Realität durch die kapazitiven Ladeströme verursacht wird, kann offenkundig nicht durch dieses vereinfachte Modell abgebildet werden. Diese Erkenntnisse gelten entsprechend der elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten vis-a-vis für Spannungsanhebungen durch dezentrale Einspeisungen.

Der in dieser Arbeit vorgestellte Leistungsflussalgorithmus dient der Identifikation drohender Spannungsbandverletzungen und drohender Betriebsmittelüberlastungen. Es ist anzunehmen, dass die am geringsten belastete Phase einer Niederspannungsleitung keinen signifikanten Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Erledigung dieser Aufgabenstellung hat, insbesondere, da die kapazitiven Ladeströme im NS-Netz sehr klein sind im Vergleich zu den hohen Betriebsströmen. Aus diesem Grund verschlankt sich das dreiphasige Leitungsmodell im Rahmen dieser Arbeit auf das in Abbildung 8 gezeigte Ersatzschaltbild. Die Parameter der drei leitenden Phasen (R_{ij} , X_{ij}) werden in diesem Zusammenhang als identisch angenommen.

Der Neutralleiter, der im Falle einer unsymmetrischen Belastung die Summe der drei Leiterströme führt, weist hingegen häufig eigene Parameter (R_{ij}^N , X_{ij}^N) auf. Die Spannungsanhebung über dem an der Ortsnetzstation starr geerdeten Neutralleiter wird im Rahmen der Leistungsflussberechnung gesondert betrachtet (vgl. Abschnitt 3.6.6).

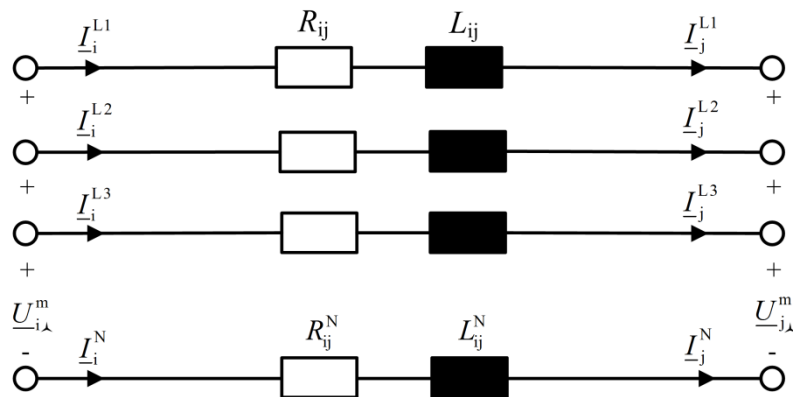


Abbildung 8: Vereinfachtes, dreiphasiges Ersatzschaltbild einer NS-Leitung (nach [41])

Das Verhalten der drei Phasen zwischen den Knoten i und j kann damit durch die Admittanz \underline{Y}_{ij} ausgedrückt werden, während \underline{Y}_{ij}^N das Verhalten des Neutralleiters repräsentiert.

$$\underline{Y}_{ij} = \frac{1}{R_{ij}' \cdot l_{ij} + jX_{ij}' \cdot l_{ij}} \quad (2.5)$$

$$\underline{Y}_{ij}^N = \frac{1}{R_{ij}^N \cdot l_{ij} + jX_{ij}^N \cdot l_{ij}} \quad (2.6)$$

2.3.2 Topologie

Die modellierten Niederspannungsleitungen können nun zu einer Gesamtopologie des Netzes fortentwickelt werden. Zu diesem Zweck werden die Admittanzen aller Leitungen, die die Knoten $i \in [1, \dots, N]$ miteinander verbinden, in einer Diagonalmatrix $\underline{Y}_{\text{diag}}$ zusammengefasst.

$$\underline{Y}_{\text{diag}} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{12} & & \\ & \ddots & \\ & & \underline{Y}_{N-1N} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Die Abbildung der Topologie kann nun mithilfe einer logischen Zuordnung der Leitungen zu den Knoten erfolgen [15]. Diese Zuordnung wird in der Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{KZ} abgelegt. Auf Basis dieser Modellierung der Netztopologie kann die konventionelle Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} für eine leitende Phase einfach ermittelt werden [14]:

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \cdots & \underline{y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{N1} & \cdots & \underline{y}_{NN} \end{bmatrix} = \mathbf{K}_{\text{KZ}} \cdot \underline{Y}_{\text{diag}} \cdot \mathbf{K}_{\text{KZ}}^T \quad (2.8)$$

Die Elemente von \underline{Y} ergeben sich dabei gemäß folgendem Bildungsgesetz [30][46]:

$$\begin{aligned} \underline{y}_{ii} &= \sum_{p=1}^N \underline{Y}_{ip} \\ \underline{y}_{ij} &= -\underline{Y}_{ij} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Das Element \underline{y}_{ii} auf der Hauptdiagonalen ist somit die Summe aller an den Knoten i angeschlossenen Admittanzen. Das Nebenelement \underline{y}_{ij} ist die Zweigadmittanz zwischen den Knoten i und j mit (-1) multipliziert. Sind zwei Knoten nicht direkt miteinander verbunden, so sind die entsprechenden Nebenelemente der Matrix gleich null.

Auf gleiche Weise kann die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}^N für das Neutralleitersystem entwickelt werden. Das Gesamtmodell der Netztopologie besteht schließlich aus den beiden Admittanzmatrizen \underline{Y} und \underline{Y}^N .

2.3.3 Einspeisungen und Lasten

Jeder Knoten eines Niederspannungsnetzes kann mathematisch prinzipiell durch die elektrischen Größen P^m , Q^m , U^m und φ_U^m ($m \in [L1, L2, L3]$: Phase) beschrieben werden. Im Rahmen der konventionellen, deterministischen Leistungsflussberechnung werden die Knoten in der Regel mit konstanter Wirk- und Blindleistung bzw. Scheinleistung (PQ -Knoten), mit konstanter Wirkleistung und konstantem Knotenspannungsbetrag (PU -Knoten) oder mit konstanter, komplexer Knotenspannung ($U\varphi$ -Knoten) modelliert. Diese Einteilung basiert zumeist auf der Interpretation des elektrischen Verhaltens des Knotens in der Praxis. Eine Modellierung der Knoten innerhalb eines für den Echtzeit-Einsatz konzipierten Verfahrens zur Netzzustandsüberwachung muss zudem die typische Messtopologie des betrachteten Netzes berücksichtigen.

2.3.3.1 Zentrale Netzeinspeisungen

Die zentrale Einspeisung des NS-Netzes erfolgt aus dem überlagerten MS-Netz, also über den Netzknoten, an den die Ortsnetzstation angeschlossen ist. Da dieser Knoten an der Systemgrenze liegt, kann das Spannungsniveau hier als bekannt vorausgesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.2). Die Phasenwinkel φ_U^m sind hingegen unbekannt. Damit der Knoten dennoch als $U\varphi$ -Knoten modelliert werden kann, werden die Phasenwinkel hier auf $\varphi_U^{L1} = 0^\circ$, $\varphi_U^{L2} = -120^\circ$ und $\varphi_U^{L3} = 120^\circ$ fixiert [47]. Damit fungiert dieser Knoten als Bilanzknoten des Netzes [46]. Abbildung 9 zeigt die Ersatzschaltung dieser Modellierung.

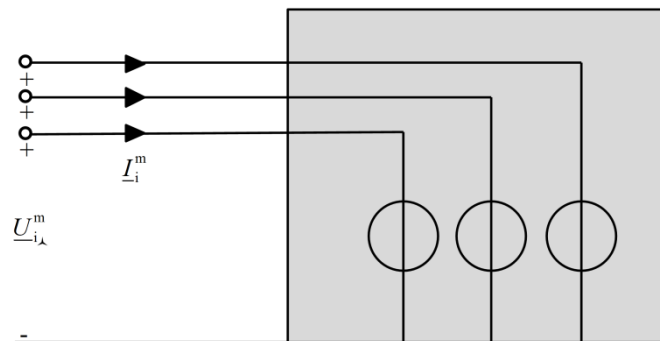


Abbildung 9: Zentrale Einspeisung als ideale Spannungsquelle (nach [15])

Diese Modellierung repräsentiert gleichfalls die physikalische Wirklichkeit, da die Verbraucher und dezentralen Einspeiser im NS-Netz nur geringen Einfluss auf die übergeordneten Spannungsebenen ausüben und somit die Spannung an der Ortsnetzstation in der Regel nur geringe Fluktuationen aufweist.

Sofern es sich bei dem betrachteten Netz um ein vermaschtes Netz handelt und die zentralen Einspeisungen somit über mehrere Ortsnetzstationen erfolgen, wird lediglich eine Ortsnetzstation als $U\varphi$ -Knoten modelliert, alle übrigen zentralen Einspeisungen als PQ -Knoten, da der Phasenwinkel nur an einem Knoten des Netzes fixiert werden kann [46]. Auch dies ist auf Basis der aus der dezentralen Automatisierung des Netzes resultierenden Messtopologie problemlos mög-

lich, da sich die Leistungsflüsse über den Transformator unmittelbar aus der Summe der überwachten Leistungsflüsse auf den angeschlossenen Leitungen ergeben. Wird das zu überwachende Netzgebiet hingegen nicht vermascht betrieben, d.h. wird das Netzgebiet durch offene Trennstellen in mehrere elektrisch autarke Teilgebiete separiert, so wird in jedem Teilgebiet eine Ortsnetzstation als $U\varphi$ -Knoten modelliert.

2.3.3.2 Verbraucher und dezentrale Einspeiser

Die elektrischen Verbraucher des Netzes werden als positive Lasten modelliert. Sie können je nach ihrer Art in Lasten mit konstantem Laststrom, mit konstanter Impedanz und mit konstanter Leistung unterschieden werden. Da an einen Netzknoten Verbraucher unterschiedlicher Art angeschlossen sein können, ist die Modellierung der Verbraucher als Mischlasten mit konstanter Scheinleistung als Kompromiss gängige Praxis [48]. Für an Knoten i einphasig angeschlossene Wechselstromverbraucher und sternförmig angeschlossene Drehstromverbraucher gilt selektiv für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ folgende Beziehung:

$$\underline{S}_i^m = S_i^m \cdot \cos \varphi_i^m + j \cdot S_i^m \cdot \sin \varphi_i^m \quad (2.10)$$

Da im Dreieck angeschlossene Drehstromverbraucher ebenfalls auf Basis der Annahme konstanter Scheinleistung modelliert werden und die Überwachung einzelner Verbraucher nicht Bestandteil des Konzepts der dezentralen Netzautomatisierung ist, erfolgt keine gesonderte Modellierung der im Dreieck angeschlossenen Lasten [45]. Stattdessen werden im Dreieck angeschlossene Drehstromverbraucher ersatzweise wie sternförmig angeschlossene Drehstromverbraucher behandelt.

Dezentrale Einspeisungen über die Lastknoten, z.B. Einspeisungen aus Photovoltaik-Anlagen oder Mini-BHKW, können prinzipiell auf zwei Arten modelliert werden: Sofern die Erzeugungsanlagen über eine Möglichkeit zur Spannungshaltung verfügen (z.B. blindleistungsregel-fähige Photovoltaik-Anlagen), ist es physikalisch naheliegend, die entsprechenden Knoten als PU -Knoten zu modellieren. Da dezentrale Erzeugungsanlagen jedoch in der Regel an einen gemeinsamen Knoten mit verschiedenen Verbrauchern angeschlossen sind, ist es vorteilhafter, die dezentralen Einspeisungen ebenfalls unter der Annahme konstanter Scheinleistung als PQ -Knoten zu modellieren. Dezentrale Einspeisungen werden damit als negative Lasten modelliert [49].

2.4 Aufbau und Struktur der Beispielnetze

Die in den nachfolgenden Kapiteln eingeführten Verfahren werden anhand von drei realen Niederspannungsnetzen, deren Aufbau und Struktur im Folgenden vorgestellt werden, beispielhaft demonstriert.

2.4.1 Ländliches Niederspannungsnetz

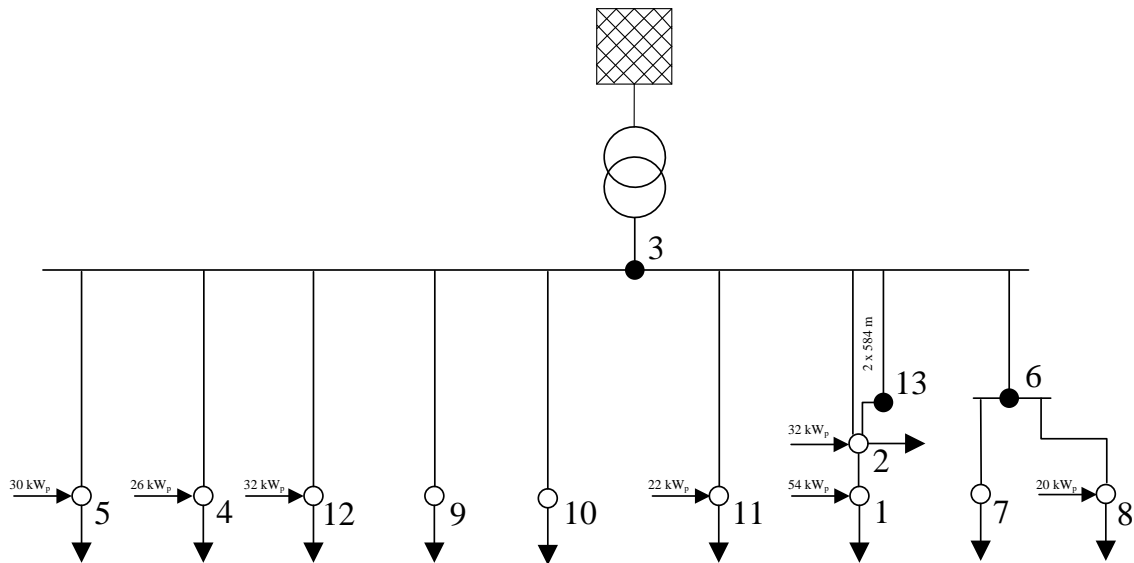


Abbildung 10: Ländliches Niederspannungsnetz

Das ländliche Niederspannungsnetz zeichnet sich durch seine großen Leitungslängen und seine einfache Netzstruktur aus. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika des ländlichen Niederspannungsnetzes. Der Vermaschungsgrad ν berechnet sich dabei über

$$\nu = \frac{n_Z}{n_K - 1} \quad (2.11)$$

Tabelle 1: Kenngrößen des ländlichen Niederspannungsnetzes

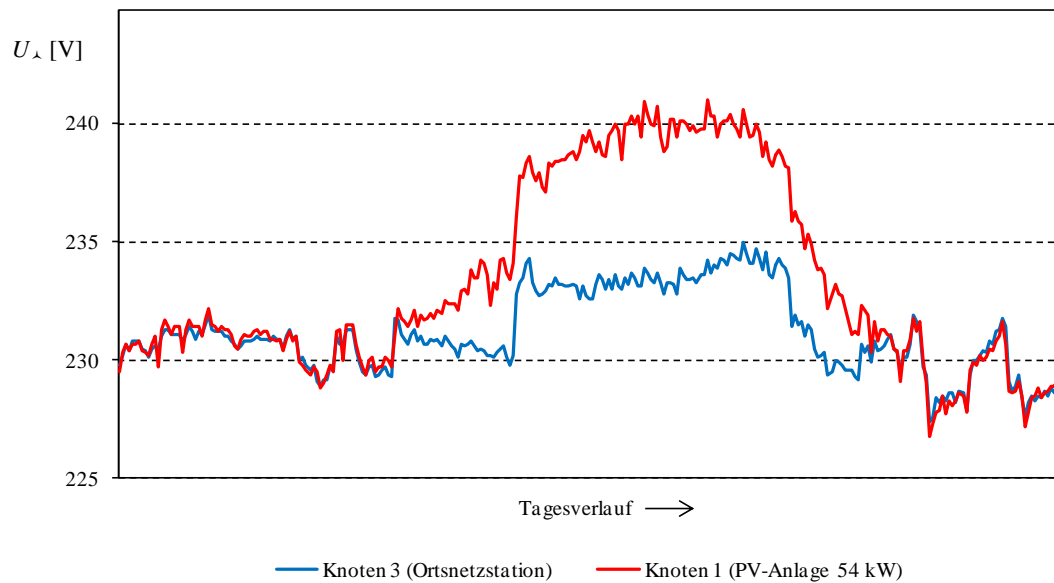
Kenngröße	Ländliches Niederspannungsnetz
Anzahl der Knoten	13
Anzahl der Ortsnetzstationen	1
Vermaschungsgrad	1,08
Anzahl der Lastknoten	10
Max. Zweiglänge	819 m
Anzahl der PV-Anlagen	7
PV-Leistungsspektrum	20...54 kW _p

Tabelle 2 zeigt die Leitungsparameter des ländlichen Niederspannungsnetzes, welche die Grundlage für den Aufbau der Diagonalmatrix \underline{Y}_{diag} , der Inzidenzmatrix \underline{K}_{KZ} und damit der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} bilden.

Tabelle 2: Leitungsparameter des ländlichen Niederspannungsnetzes

Knoten i	Knoten j	l_{ij} [m]	R'_{ij} [Ω /km]	X'_{ij} [Ω /km]	I_{th} [A]
6	8	76,50	0,78	0,09	208
3	11	677,00	0,21	0,08	80
3	12	186,00	0,21	0,07	80
3	4	627,00	0,54	0,08	160
3	6	130,00	0,24	0,08	234
3	9	204,00	0,53	0,08	125
3	10	819,00	0,21	0,08	80
3	5	597,00	0,21	0,08	80
6	7	459,00	0,27	0,08	212
1	2	42,40	1,02	0,10	125
2	3	585,00	0,21	0,07	255
2	13	1,29	0,21	0,07	255
13	3	584,00	0,21	0,07	255

Die installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen übersteigt die maximale Last bereits heute um ein Vielfaches. Abbildung 11 zeigt über einen gesamten Tagesverlauf aufgezeichnete Spannungsmesswerte im ländlichen Niederspannungsnetz [12]. Die Messwerte belegen das Ausmaß der Leistungsflussinvertierung. Die Spannungsschwankungen an der Ortsnetzstation (Knoten 3) sind dabei auf die hohe Innenimpedanz des eingesetzten 250-kVA-Transformators zurückzuführen.

**Abbildung 11: Spannungsmesswerte im ländlichen Niederspannungsnetz (Phase L1) [12]**

2.4.2 Vorstädtisches Niederspannungsnetz

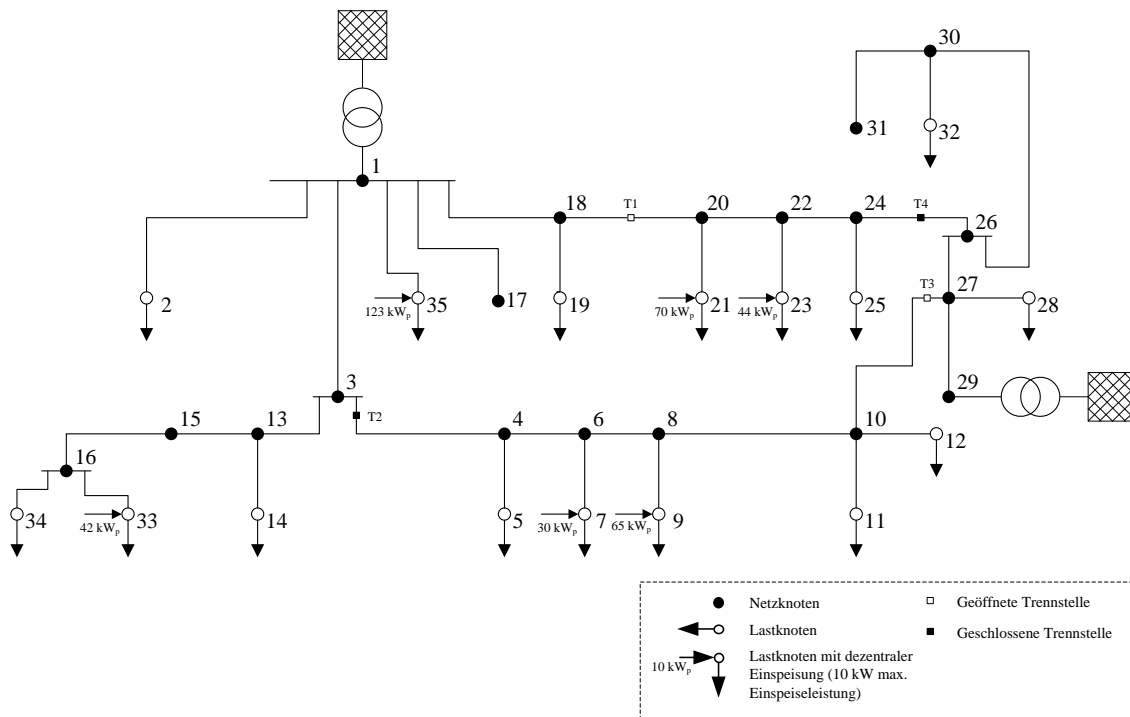


Abbildung 12: Vorstädtisches Niederspannungsnetz

Das vorstädtische Niederspannungsnetz wird charakterisiert durch seine netzstrukturspezifische Lastdichte und seine hohe Durchdringung mit leistungintensiven Photovoltaik-Anlagen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika des vorstädtischen Niederspannungsnetzes.

Tabelle 3: Kenngrößen des vorstädtischen Niederspannungsnetzes

Kenngröße	Vorstädtisches Niederspannungsnetz
Anzahl der Knoten	35
Anzahl der Ortsnetzstationen	2
Vermaschungsgrad	1,0
Anzahl der Lastknoten	16
Max. Zweiglänge	500 m
Anzahl der PV-Anlagen	6
PV-Leistungsspektrum	30...123 kW _p

2.4.3 Städtisches Niederspannungsnetz

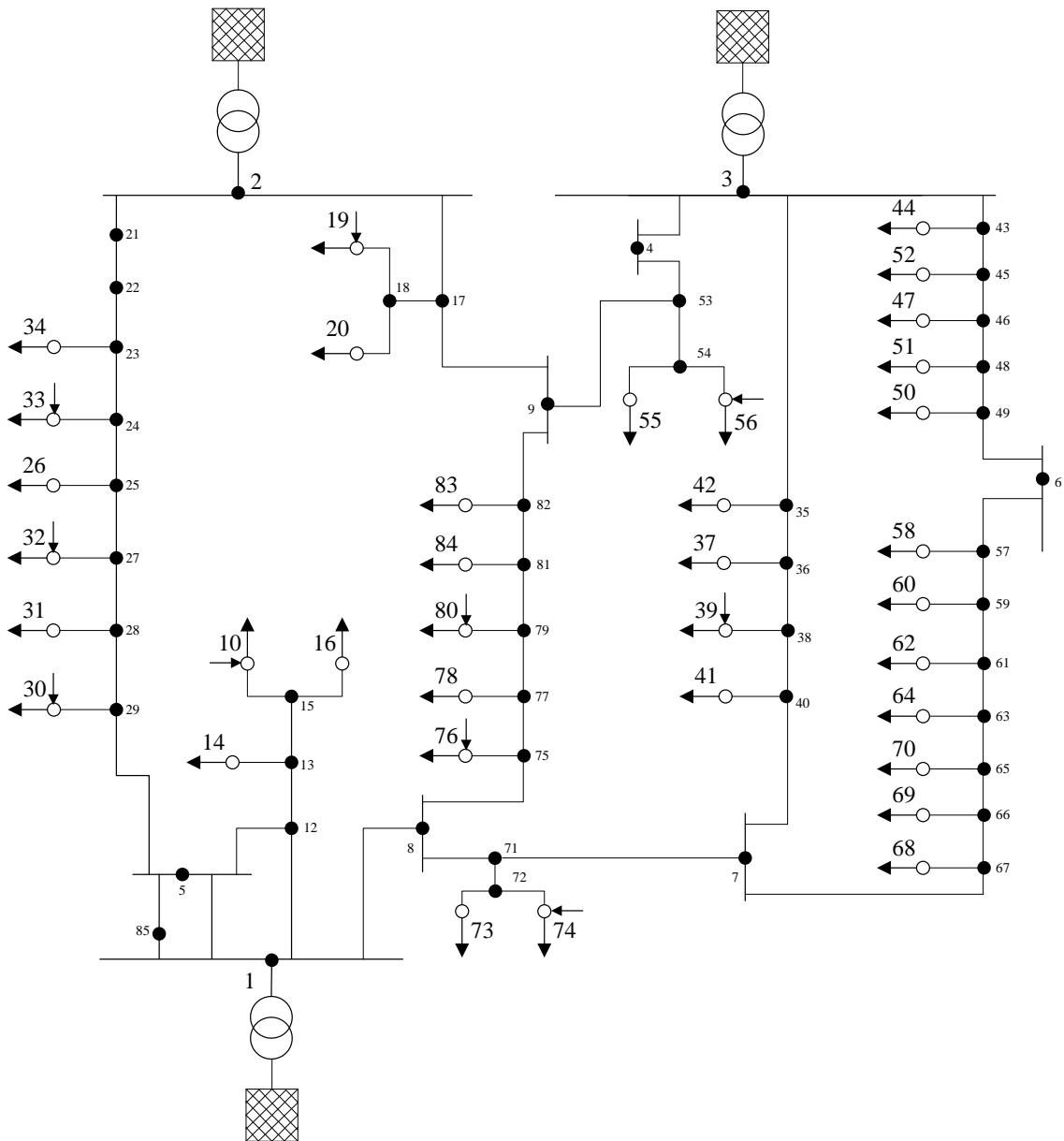


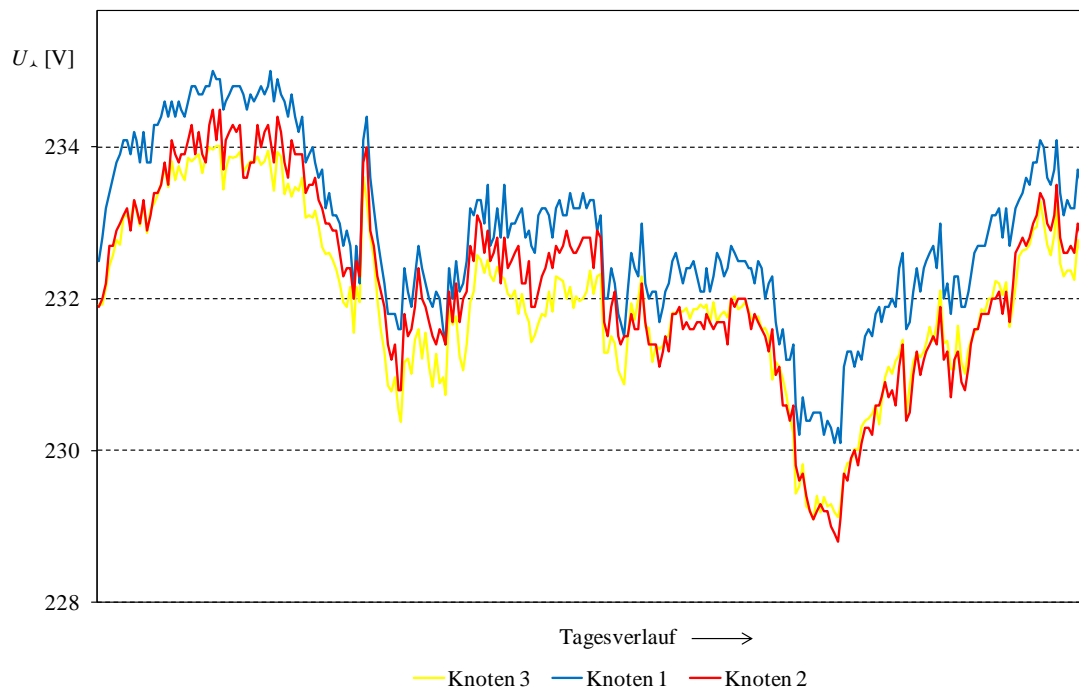
Abbildung 13: Städtisches Niederspannungsnetz

Das städtische Niederspannungsnetz zeichnet sich durch seine vermaschte Struktur, seine hohe Durchdringung mit Photovoltaik-Anlagen und seine zentrale Speisung über drei Ortsnetzstationen, die jeweils an unterschiedliche Mittelspannungsringe angeschlossen sind, aus. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika des städtischen Niederspannungsnetzes.

Tabelle 4: Kenngrößen des städtischen Niederspannungsnetzes

Kenngröße	Städtisches Niederspannungsnetz
Anzahl der Knoten	85
Anzahl der Ortsnetzstationen	3
Vermaschungsgrad	1,08
Anzahl der Lastknoten	36
Max. Zweiglänge	219 m
Anzahl der PV-Anlagen	10
PV-Leistungsspektrum	11...26 kW _p

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse durchgeführter Spannungsmessungen an den NS-Verteilungen im städtischen Niederspannungsnetz. Die vermaschte Struktur des Netzes stellt eine niederohmige Verbindung zwischen unterschiedlichen Mittelspannungs-Halbringern dar. Dadurch werden auch in Zeiten geringer Last hohe Ausgleichsströme zwischen den drei Ortsnetzstationen verursacht.

**Abbildung 14: Messwerte der Leiter-Erde-Spannung im städtischen Beispielnetz (Phase L1)**

3 Dezentrale Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen

Als elektrischer Netzzustand wird im Rahmen dieser Arbeit ein eindeutig bestimmter Zustandsvektor verstanden, der sich aus den aktuellen Knotenspannungsbeträgen und -winkeln der Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen eines NS-Netzes ergibt [50][25][15]. Aus diesem Zustandsvektor lassen sich sekundäre Berechnungsgrößen wie Zweigströme und Leistungsflüsse einfach ableiten [48].

Die Kenntnis über den aktuellen elektrischen Netzzustand ist die grundlegende Voraussetzung zur Initialisierung nachgelagerter Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation des Niederspannungsnetzes. Insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Durchdringung der Netze mit dezentralen Erzeugungsanlagen gewinnt die Möglichkeit einer dezentralen Echtzeit-Zustandsüberwachung zunehmend an Bedeutung.

Die Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen ist ein bis heute sehr unerforschtes Gebiet. Während sich auf höheren Spannungsebenen Ausgleichsverfahren wie die *State Estimation* oder deterministische Verfahren wie die konventionelle Leistungsflussberechnung etabliert haben, sieht man sich im Verteilungsnetz mit einer systemimmanenten Unterversorgung mit Echtzeit-Messwerten konfrontiert. Speziell im Niederspannungsnetz überlagert sich diese Problemstellung mit den Herausforderungen eines Vierleitersystems und der damit erforderlichen phasenselektiven Betrachtung des Netzes.

Im Folgenden wird ein neues Verfahren zur Identifikation eines eindeutigen, mit einem Schätzfehler behafteten elektrischen Zustands eines unterbestimmten, unsymmetrisch belasteten Niederspannungsnetzes vorgestellt, welches den Anforderungen eines Echtzeit-Einsatzes genügt. Das Verfahren wird zunächst in den aktuellen Stand der Technik eingeordnet und anschließend formal modelliert. Abschließend erfolgt eine Verfahrensdemonstration durch Anwendung auf eines der Beispielnetze.

3.1 Zustandsüberwachung elektrischer Energieversorgungsnetze

Existierende Verfahren zur Identifikation des elektrischen Zustands von Energieversorgungsnetzen können nach dem Umfang der benötigten Eingangsgrößen unterschieden werden. Die Anzahl der vorliegenden unabhängigen Netzgrößen bestimmt, ob das resultierende Netzgleichungssystem exakt bestimmt, unterbestimmt oder überbestimmt ist.

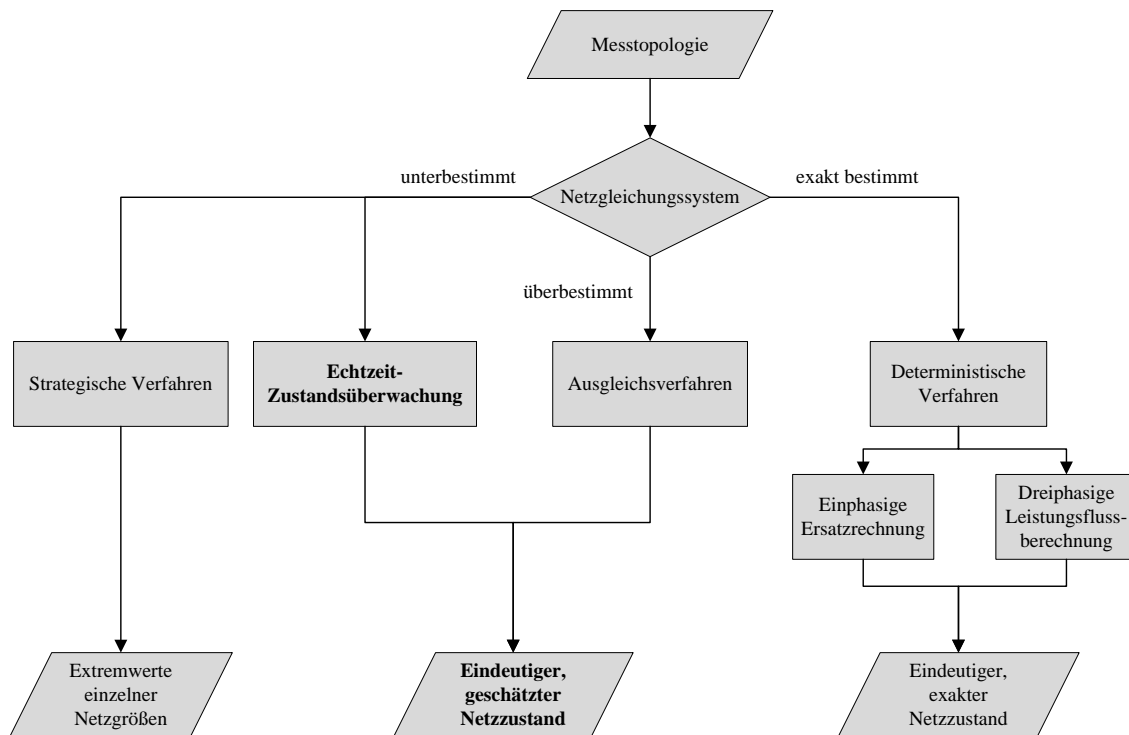


Abbildung 15: Einordnung der Verfahren zur Identifikation des Netzzustands (nach [15])

Für diese unterschiedlichen Aufgabenstellungen wurden verschiedene Berechnungsverfahren entwickelt. Abbildung 15 veranschaulicht diese Unterteilung in Abhängigkeit der vorliegenden Messtopologie [15].

Auf Hoch- und Höchstspannungsebene ist in aller Regel eine gut ausgebaute Messtopologie vorzufinden, sodass die Anzahl der verfügbaren, unabhängigen Messungen zumeist größer ist, als die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen. Daraus resultiert ein überbestimmtes Netzgleichungssystem, welches die Anwendung von Ausgleichsverfahren ermöglicht. Ein bekannter Vertreter dieser Ausgleichsverfahren ist die *State Estimation*. Ziel der *State Estimation* ist die Schätzung des elektrischen Netzzustands auf der Basis eines redundanten, jedoch mit Messfehlern behafteten Messwertsatzes [13][48]. Neue Ansätze im Bereich der *State Estimation* finden sich u.a. in [51] und [52].

Entspricht die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen exakt der Anzahl der verfügbaren Messungen, spricht man von einem exakt bestimmten Netzgleichungssystem. Ein solches System ist im realen Netzbetrieb kaum vorzufinden. Das Anwendungsfeld für deterministische Leistungsflussalgorithmen, die die Zustandsgrößen eines solchen Systems berechnen, beschränkt sich daher auf netzplanerische Aufgabenstellungen [14].

Unterschieden werden deterministische Algorithmen in Verfahren, die unter der Annahme einer symmetrischen Netzbelastung auf einer einphasigen Ersatz-Modellierung der Netzkomponenten basieren [5][53][25], und Verfahren, die die potenzielle Unsymmetrie innerhalb des betrachteten Netzes durch eine vollständige dreiphasige Berechnung berücksichtigen [45][39][40][54][55].

Auf Verteilungsnetzebene, und hier insbesondere im Mittelspannungs- und Niederspannungsreich, ist die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen in aller Regel größer als die Anzahl der verfügbaren, unabhängigen Messungen. Dies hat zur Folge, dass das resultierende Netzgleichungssystem unterbestimmt und nicht in einen eindeutigen Netzzustand auflösbar ist. Es existieren im Allgemeinen unendlich viele Lösungen des Lastflussproblems. Heute gibt es verschiedene strategische Verfahren zur Begrenzung dieser Lösungsmannigfaltigkeit [14][15]. Beispielfähig sei hier das Verfahren *Boundary Load Flow* genannt [56]. Als Resultat erhält man Extremwerte einzelner Zustandsgrößen und damit eine Begrenzung des Lösungsraums. Ein weiteres Verfahren zur Begrenzung der Lösungsmannigfaltigkeit ist die *Netzreduzierung* [14][57][20]. Hier werden die Lastknoten des Netzes zu Lastgruppen zusammengefasst. Dies führt zu einer Reduzierung der Knotenanzahl. Zwar liefert das Verfahren einen eindeutigen Netzzustand, jedoch lediglich für das reduzierte, stark vereinfachte Netz.

Die sichere Betriebsführung des Niederspannungsnetzes durch die dezentrale Netzautomatisierung erfordert jedoch die Identifikation eines eindeutigen Zustands *des gesamten Netzes*, und dies bei einer weiterhin spärlichen Messtopologie. An dieser Stelle setzt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verfahren an. Es führt eine mit einem systemimmanenten Schätzfehler behaftete Berechnung des aktuellen Netzzustands auf Basis eines unterbestimmten Netzgleichungssystems durch. Auf diese Weise wird eine solide Entscheidungsgrundlage für nachgelagerte Regelungsalgorithmen bereitgestellt [4][37].

3.2 Anforderungen an den Algorithmus

Abschnitt 3.1 macht deutlich, dass sich die heute existierenden Verfahren entweder auf die Betrachtung höherer Spannungsebenen beschränken oder keinen eindeutigen Netzzustand liefern. Eine autarke, dezentrale Echtzeit-Überwachung des aktuellen Netzzustands im Niederspannungsnetz sieht sich demgegenüber mit einigen Herausforderungen konfrontiert.

3.2.1 Unterbestimmtheit des Niederspannungsnetzes

Die Anzahl der verfügbaren, unabhängigen Messungen im NS-Netz wird aus wirtschaftlichen Gründen stets geringer sein, als die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen. Auch unter Berücksichtigung der durch die dezentrale Netzautomatisierung ertüchtigten Sensorenausstattung bleibt die Messtopologie spärlich. Ein Netzgleichungssystem, das auf dieser Basis gebildet wird, ist unterbestimmt. Es besitzt im Allgemeinen unendlich viele Lösungen für den Zustandsvektor der primären Berechnungsgröße und der daraus abzuleitenden sekundären Berechnungsgrößen [15]. Der Algorithmus zur Echtzeit-Überwachung des NS-Netzes soll diese Lösungsmannigfaltigkeit komprimieren und einen eindeutigen Netzzustand zurückgeben. Aus diesem Grund wird die Berechnung immer nur eine Schätzung des aktuellen Netzzustandes darstellen. Die Kompression der Lösungsmannigfaltigkeit bewirkt, dass das Ergebnis stets fehlerbehaftet

ist. Der Messfehler der eingesetzten dezentralen Direktmessungen verliert damit tendenziell an Bedeutung [12]. Auf eine Gewichtung der Messwerte nach ihrer Genauigkeit mithilfe des *Weighted-Least-Square*-Ansatzes, wie sie beispielsweise in [58] vorgestellt wird, kann daher im NS-Netz grundsätzlich verzichtet werden.

Die Forderung nach der Identifikation eines eindeutigen Netzzustands legt nahe, dass der Algorithmus mit einer deterministischen, dreiphasigen Leistungsflussberechnung enden sollte. Die fehlenden, jedoch notwendigen Eingangsgrößen der Leistungsflussberechnung müssen dann durch geeignete Ersatzwerte substituiert werden (vgl. Abschnitt 3.5).

3.2.2 Unsymmetrien im Vierleitersystem

An das Vierleitersystem im NS-Netz sind in der Mehrzahl einphasige Verbraucher angeschlossen. Die Beeinflussung der Symmetrie im NS-Netz durch die einphasigen Verbraucher gleicht sich zwar bei Betrachtung des gesamten Netzes in der Regel aus, da im Rahmen der Installation auf eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Verbraucher auf alle drei Phasen geachtet wird, kann jedoch in Einzelfällen zu lokal begrenzten Überlastungen einzelner Phasen führen.

Hinzu kommt, dass im Rahmen des einphasigen Anschlusses von Photovoltaik-Anlagen eine gleichmäßige Aufteilung der Anlagen auf die drei leitenden Phasen innerhalb eines Netzabschnittes nur geringe Berücksichtigung findet. Die dadurch verschärfte Unsymmetrie bewirkt, dass der Neutralleiter in vielen Fällen nicht stromlos ist. Eine einphasige Ersatzrechnung, wie sie auf höheren Spannungsebenen stets durchgeführt wird, ist somit im NS-Netz nicht zulässig. Das Berechnungsverfahren wird aus diesem Grund dreiphasig modelliert. Dabei wird zusätzlich die Spannungsanhebung über dem Neutralleiter berücksichtigt, die durch den fließenden Ausgleichsstrom verursacht wird.

3.2.3 Rechenzeiten und Robustheit

Die Identifikation des Netzzustands soll autark innerhalb der in die Ortsnetzstation integrierten Regelungsintelligenz erfolgen. Die Ergebnisse sollen den aktuellen Netzzustand in guter Näherung widerspiegeln. Aus diesem Grund ist ein zyklischer Aufruf der dezentralen Zustandsüberwachung erforderlich. Um gefährliche Netzzustände rechtzeitig detektieren zu können, muss das Zeitintervall zwischen zwei Berechnungszyklen ausreichend kurz gehalten werden. Innerhalb eines Berechnungszyklus werden jeweils die aktuellen Messwerte von den Sensoren abgerufen, der Netzzustand abgeschätzt und Empfehlungen zur Korrektur der Einspeise- und Verbrauchssituation berechnet sowie deren Auswirkungen anhand einer erneuten Leistungsflussberechnung simuliert. Der Algorithmus muss daher schnell und aufwandsminimal modelliert werden. Auf umgängliche, zeitintensive Berechnungsschritte muss somit grundsätzlich verzichtet werden.

Des Weiteren muss sich die zyklische Laufzeit des Algorithmus innerhalb eines fest definierten Korridors bewegen, da sich der Algorithmus die verfügbare Rechenkapazität mit mehreren Sys-

temfunktionen des eingesetzten Kleinformwirksystems, welches das Zielsystem der Implementierung darstellt, teilt. Die Systematik des Algorithmus muss zudem einfach und übersichtlich sein, um den Anforderungen des Kleinformwirksystems gerecht zu werden. Außerdem muss der Algorithmus eine ausreichende Robustheit gegenüber fehlenden oder fehlerhaften Eingangsgrößen aufweisen.

3.3 Eingangs- und Ausgangsgrößen des Algorithmus

Die Eingangsgrößen des Algorithmus zur dezentralen Überwachung des Niederspannungsnetzes lassen sich unterteilen in statische Netzparameter, welche einmalig im Rahmen der Initialisierung des Algorithmus eingelesen und aufbereitet werden, und dynamische Prozesswerte, welche zyklisch variieren in Abhängigkeit der aktuellen Last- und Einspeisesituation im betrachteten Netz [37].

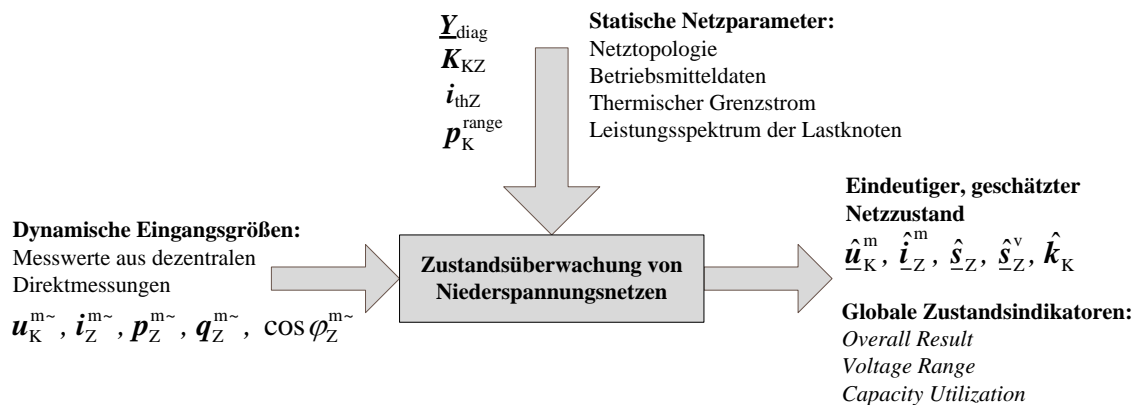


Abbildung 16: Eingangs- und Ausgangsgrößen der Gesamtintelligenz (nach [37])

Die statischen Netzparameter umfassen zunächst die Diagonalmatrix \underline{Y}_{diag} , welche die Betriebsmitteldaten beinhaltet. Die Betriebsmitteldaten bestehen aus dem Widerstandsbelag R'_{ij} , dem Reaktanzbelag X'_{ij} und der Leitungslänge l_{ij} der jeweiligen Niederspannungsleitung zwischen den Knotenpunkten i und j des Netzes. Die Netztopologie ist in der statischen Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{KZ} abgelegt. Hierin enthalten sind auch die Informationen über den Status ($\in \{geöffnet, geschlossen\}$) etwaiger Trennstellen des Netzes. Des Weiteren umfassen die statischen Netzparameter Informationen zur thermischen Belastungsgrenze der Betriebsmittel. Diese Informationen werden zur Detektion kritischer Netzzustände herangezogen.

Ein weiterer statischer Parameter ist das Leistungsspektrum der einzelnen Lastknoten des Netzes. Die untere Grenze des Leistungsspektrums wird dabei definiert durch die installierte Leistung etwaiger dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA). Die obere Grenze ergibt sich aus der Summe der Spitzenleistungen der an den Lastknoten angeschlossenen Verbraucher. Die Spitzenleistung eines einzelnen Verbrauchers ist abhängig von der Verbrauchergruppe, der der Verbraucher zuzuordnen ist [59]. Das Leistungsspektrum wird im Rahmen der phasenentkoppelten Ersatzwertbildung verwendet.

Die dynamischen Eingangsgrößen werden durch die Messwerte aus den im betrachteten Netz installierten dezentralen Direktmessungen gebildet. Die Direktmessungen werden in den Ortsnetzstationen, in ausgewählten Kabelverteilerschränken und vor einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen installiert. Die extrahierbaren Messwerte orientieren sich an den Spezifikationen der eingesetzten Sensoren (vgl. Abschnitt 2.2).

Die Rückgabewerte des Algorithmus umfassen zunächst einen eindeutigen, geschätzten Netzzustand, der sich aus den aktuellen Knotenspannungsbeträgen und -winkeln der Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen des gesamten Netzes ergibt. Diese sind im komplexen Knotenspannungsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ ($m \in [L1, L2, L3]$: Phase) enthalten. Zweigströme, Leistungsflüsse, Verlustleistungen und Unsymmetrien der Spannung sind daraus unmittelbar ableitbar. Zudem werden durch den Algorithmus drei globale Zustandsindikatoren zurückgegeben, die Aufschluss über den Gesamtzustand des Netzes geben. Nähere Erläuterungen zu diesen Indikatoren enthält Abschnitt 3.6.8.

Es sei bereits an dieser Stelle angemerkt, dass für eine Echtzeit-Auswertung des Netzzustands hinsichtlich bestehender oder drohender Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der Betriebsmittelgrenzwerte die Betrachtung der Beträge der Knotenspannungen, Zweigströme und Leistungsflüsse ausreichend ist. Da die Messtopologie im automatisierten Niederspannungsnetz jedoch eine komplexwertige, phasenselektive Betrachtung ermöglicht, und diese auch aufwandsminimal modellierbar ist, erfolgt diesbezüglich keine Vernachlässigung.

3.4 Verfahrenskomponenten

Der entwickelte Algorithmus zur Echtzeit-Überwachung des Netzzustands besteht aus mehreren Einzelkomponenten. Abbildung 17 zeigt das Ablaufdiagramm des Gesamtverfahrens. Nach dem erstmaligen Aufruf des Algorithmus werden zunächst die statischen Netzparameter eingelesen. Mithilfe dieser Daten können anschließend initialisierende Operationen durchgeführt werden, beispielsweise zeitintensive Prozeduren wie der Aufbau und die Aufbereitung größerer Koeffizientenmatrizen.

Nach Abschluss der Initialisierung erfolgen das zyklische Einlesen der dynamischen Parameter und der zyklische Aufruf der phasentkoppelten Ersatzwertbildung. Die gebildeten Ersatzwerte werden anschließend an die phasentkoppelte Leistungsflussberechnung übergeben. Die strikte Trennung zwischen der Ersatzwertbildung und der Leistungsflussberechnung bietet den Vorteil, dass der phasentkoppelte Leistungsflussalgorithmus auch für andere Anwendungsfälle ohne den zwingenden Aufruf der Ersatzwertbildung eingesetzt werden kann, z.B. im Falle einer vollständigen Datenbasis oder zum Zwecke der Validierung von Regelungsbefehlen.

Der errechnete Netzzustand wird alsdann einer umfangreichen Analyse hinsichtlich bestehender oder drohender Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der Betriebsmittelgrenzwer-

te unterzogen. Die ausgewerteten und aufbereiteten Berechnungsergebnisse können anschließend nachgelagerten Regelungsalgorithmen übergeben werden. Diese berechnen entsprechende Empfehlungen zur Korrektur der Leistungsflusssituation. Wird der Netzzustand hingegen als unkritisch eingestuft, erfolgt der Sprung in den nächsten Überwachungszyklus. Bis zu seiner automatischen oder manuellen De-Initialisierung verweilt der Algorithmus auf diese Weise in einer Endlos-Schleife [37][12].

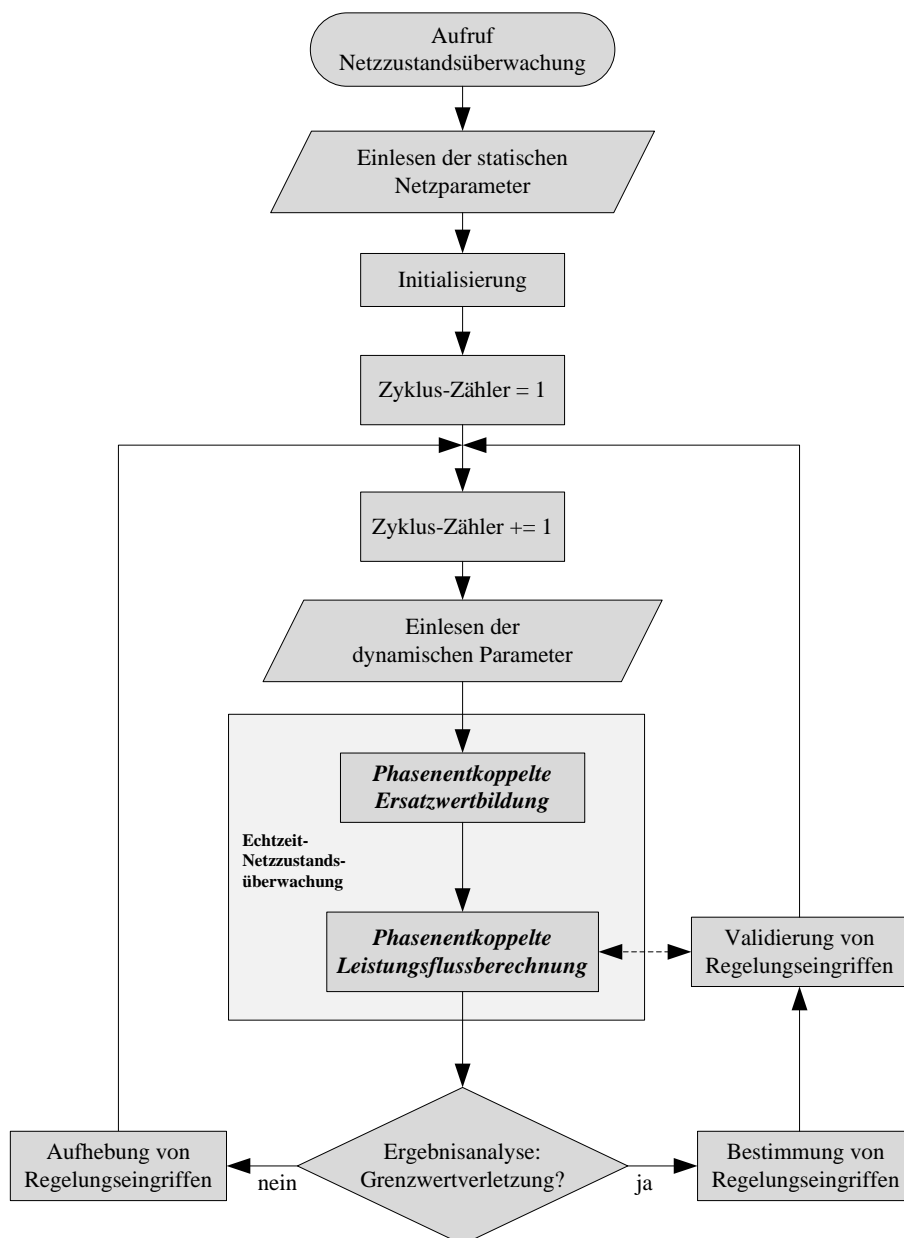


Abbildung 17: Ablauf der Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen (nach [37])

3.5 Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen

Die deterministische, dreiphasige Leistungsflussberechnung gibt einen eindeutigen Netzzustand zurück. Sie ist dabei auf eine vollständige Datenbasis angewiesen. Die Datenbasis der konventi-

onellen Leistungsflussberechnung umfasst neben der Netztopologie und den Betriebsmitteldaten insbesondere die aktuellen Werte der Einspeise- und Abnehmerleistungen pro Phase an den als PQ -Knoten modellierten Knotenpunkten. Schon das Fehlen der komplexen Leistung der Phase $m \in [L1, L2, L3]$ an einem einzigen Lastknoten führt zum Teilversagen des Verfahrens für diese Phase. Insofern ist die konventionelle Leistungsflussberechnung nicht robust gegenüber fehlenden Eingangsgrößen.

Eine flächendeckende Marktdurchdringung geeigneter *Smart Meter* ist derzeit noch nicht absehbar [60] und die Ausstattung aller Lastknoten mit zusätzlichen Messwertgebern ist aus wirtschaftlichen Erwägungen kein obligatorischer Bestandteil des Konzepts der dezentralen Netzautomatisierung [4]. Die weiterhin spärliche Messtopologie macht die Entwicklung neuartiger, heuristischer Ansätze zur Berechnung des Netzzustands notwendig. Die deterministische, dreiphasige Leistungsflussberechnung kann im Rahmen der Netzzustandsüberwachung grundsätzlich nur dann zum Einsatz kommen, wenn ihr geeignete Ersatzwerte zugeführt werden. Die hierzu erforderliche phasenentkoppelte Ersatzwertbildung wird im Folgenden vorgestellt.

3.5.1 Konzeption

Prinzipiell sind zwei grundlegende Ansätze zur Generierung der für die phasenentkoppelte Leistungsflussberechnung benötigten dynamischen Eingangsgrößen denkbar. Naheliegend ist die Anwendung statistischer Prognoseverfahren, welche historische Werte zur Ableitung der benötigten Pseudo-Messwerte heranziehen [22][31][61]. Die historischen Werte stehen beispielsweise in Form von aggregierten Lastprofilen zur Verfügung. Für Abnehmerleistungen existiert ein breites Portfolio an solchen standardisierten Lastprofilen. Die BDEW-Standardlastprofile sind ein bekannter Vertreter dieser Profilsammlungen. Grundsätzlich sind die BDEW-Standardlastprofile jedoch nicht für eine Echtzeit-Ersatzwertbildung geeignet, da sich ihr Anwendungsbereich auf Gruppen von einigen Tausend gleichartigen Verbrauchern beschränkt [62]. Eine Skalierung dieser Profile ist stets sehr fehlerbehaftet. Es müssen daher Lastprofile zum Einsatz kommen, die das individuelle Verbrauchsverhalten der einzelnen Haushalte beschreiben [63].

Entsprechende Ansätze zur Modellierung haushaltsindividueller Lastprofile finden sich z.B. in [59] und [64]. Im Wesentlichen basieren die hier beschriebenen Ansätze auf der Kenntnis des Gerätemix in den einzelnen Haushalten. Dieser wird dabei aus den Besitzwahrscheinlichkeiten einzelner elektrischer Verbraucher abgeleitet, die das Statistische Bundesamt zur Verfügung stellt. Beispielsweise beträgt die Besitzwahrscheinlichkeit 39% für einen Wäschetrockner und 141% für ein Fernsehgerät. Ein Zufallsgenerator entwickelt daraus für jede Phase und für jeden Lastknoten des Netzes einen individuellen Gerätemix. Kombiniert man diesen Gerätemix mit den regelmäßigen Einsatzzeiträumen und den durchschnittlichen Leistungsaufnahmen der einzelnen Verbraucher, so kann ein haushaltsindividuelles, phasenindividuelles Lastprofil generiert werden.

Die Ableitung der Ersatzwerte aus haushaltsindividuellen Lastprofilen ist jedoch stets sehr fehlerbehaftet, da der Momentanwert der Leistungsentnahme immer abhängig ist von einer Vielzahl schwer erfassbarer, teilweise sozioökonomischer Parameter, z.B. der Anzahl der berufstätigen Personen innerhalb eines Haushalts oder dem Grad des effizienten Umgangs mit elektrischer Energie [64][65][31].

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher ein anderer Ansatz verfolgt. Die Ersatzwerte werden dabei aus den Messwerten, die durch die in Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken sowie an dezentralen Erzeugungsanlagen installierten Direktmessungen zur Verfügung gestellt werden, abgeleitet [4]. Insofern handelt es sich bei der in dieser Arbeit beschriebenen Ersatzwertbildung um ein vollständig deterministisches Verfahren. Damit grenzt es sich eindeutig ab gegenüber rein statistischen Verfahren [57] und Mischmodellen, wie sie beispielsweise in [22] eingeführt werden.

Die in den Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken gewonnenen Messungen ermöglichen die Separierung des zu überwachenden Netzes in einzelne *autarke Netzbezirke*. Die gemessenen Leistungsflüsse werden in diesem Zusammenhang als Saldo der Leistungsflüsse der gebildeten Netzbezirke modelliert. Auf diese Weise können deterministische Ersatz-Abnehmerleistungen für die positiven Lasten der Netzbezirke generiert werden (vgl. Abschnitt 3.5.2).

Die an den dezentralen Erzeugungsanlagen gewonnenen Messungen dienen zunächst ebenfalls der Überwachung des Saldos der Leistungsflüsse der gebildeten Netzbezirke und der anschließenden, geschickten Umlage dieses Saldos auf die Lastknoten des Netzbezirks. Sofern allerdings nicht alle leistungintensiven dezentralen Erzeugungsanlagen mit einem Messwertgeber ausgestattet wurden, können die gewonnenen Messwerte unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit dezentraler Einspeisung zusätzlich zur Bildung von deterministischen Ersatz-Erzeugerleistungen für weitere dezentrale Einspeisungen des Netzes herangezogen werden (vgl. Abschnitt 3.5.3).

3.5.2 Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen

Die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen beginnt mit der Aufteilung des zu überwachten Netzes in mehrere autarke Netzbezirke. Anhaltspunkt der Separierung ist die Messtopologie des betrachteten Netzes und hier insbesondere die an den zentralen Einspeisepunkten (Ortsnetzstationen) und in einzelnen Kabelverteilerschränken installierten Sensoren. Diese Separierung erfolgt einmalig im Zuge der Algorithmus-Initialisierung.

Im zyklischen Betrieb werden die Lastknoten eines Netzbezirks geschickt mit dem Saldo der Leistungsflüsse des Netzbezirks „beworfen“. Dazu werden zwei verschiedene Szenarien modelliert:

- Lineares Verwerfen des Leistungssaldos
- Verwerfen des Leistungssaldos nach dem *Worst-Case*-Prinzip

Die proportionale, lineare Aufteilung des Saldos der Leistungsflüsse des Netzbezirks auf die Lastknoten ist ein naheliegender Modus, da in der Regel keine näheren Anhaltspunkte zur aktuellen Entnahmeleistung einzelner Lastknoten vorliegen. Neben der vergleichsweise einfachen Realisierbarkeit bietet die lineare Methode den zusätzlichen Vorteil, dass mit ihr die durch die unsymmetrische Belastung verursachte Spannungsanhebung über dem Neutralleiter im Rahmen der dreiphasigen Leistungsflussberechnung uneingeschränkt berücksichtigt werden kann.

Dies ist bei Anwendung des *Worst-Case*-Prinzips nicht ratsam. Das modellierte *Worst-Case*-Szenario stellt die Betriebsmittel eines jeden Netzbezirk unter die größtmögliche Belastung unter Beachtung der durch die Messwerte an den Grenzen des Netzbezirks determinierten Randbedingungen. Eine weitere Anforderung an dieses Szenario ist die Abbildung des maximalen Spannungshubs innerhalb der Netzbezirke.

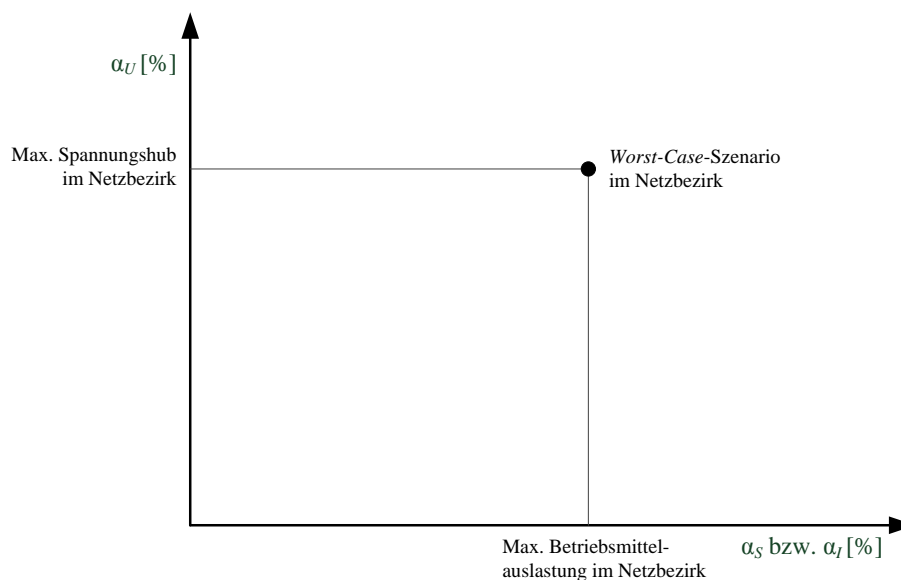


Abbildung 18: Anforderungen an das *Worst-Case*-Szenario

Diese *Worst-Case*-Betrachtung trägt der Tatsache Rechnung, dass kritische Netzbelastungszustände insbesondere durch eine Anhäufung von leistungsstarken Verbrauchern – sog. „Entnahme-Singularitäten“ – wie z.B. mehrere in einem Kabelstrang installierte Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge verursacht werden. Diese Anhäufung kann zu einer unzulässig hohen Kumulation des Leistungssaldos des Netzbezirks führen. Insofern liefert ein mithilfe des *Worst-Case*-Szenarios berechneter und als unkritisch bewerteter Netzzustand eine verbindliche Sicherheit, dass keine Korrekturen an der Last- und Einspeisesituation erforderlich sind.

Die Spannungsanhebung über dem Neutralleiter sollte jedoch bei Anwendung des *Worst-Case*-Szenarios nicht mehr berücksichtigt werden, da sich für jede der drei Phasen durchaus eine unterschiedliche *Worst-Case*-Belastung ergeben kann. Es ist nicht ratsam, die Neutralleiterströme dann durch Summation der Außenleiterströme zu ermitteln, da die Neutralleiterströme sich nicht mehr innerhalb eines realistischen Wertebereichs bewegen würden.

3.5.2.1 Prinzip der autarken Netzbezirke

Die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen basiert auf der Aufteilung des zu überwachten Netzes in mehrere autarke Netzbezirke. Ein *autarker Netzbezirk* sei im Folgenden ein Netzabschnitt, dessen Leistungssaldo an den Grenzen des Netzbezirks mittels Messwertgebern vollständig erfasst wird [4][37]. Als Teilmenge des Leistungssaldos gelten dabei nicht nur zentrale oder dezentrale Einspeisungen, sondern auch alle Leistungsflüsse, die die Systemgrenze des autarken Netzbezirks passieren.

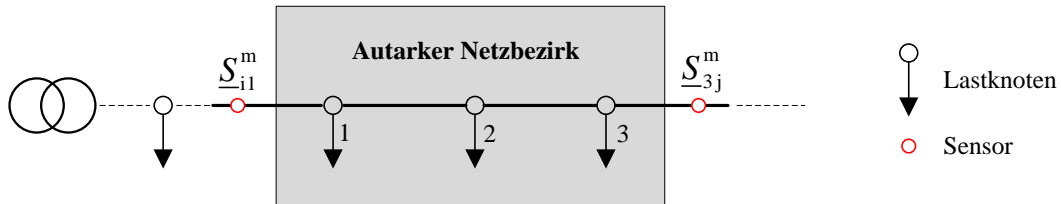


Abbildung 19: Einfacher Netzstrang mit autarkem Netzbezirk (nach [4])

Abbildung 19 zeigt einen einfachen NS-Netzstrang. Die Werte der Wirk- und Blindleistung sowie des Leistungsfaktors auf den Netzzweigen $i1$ und $3j$ werden dabei mithilfe dezentraler Direktmesstechnik phasenselektiv überwacht. Daraus lassen sich die komplexen Scheinleistungen \underline{S}_{i1}^m und \underline{S}_{3j}^m für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ unmittelbar ableiten:

$$\underline{S}_{i1}^m = P_{i1}^{m\sim} + jQ_{i1}^{m\sim} \quad (3.1)$$

$$\underline{S}_{3j}^m = P_{3j}^{m\sim} + jQ_{3j}^{m\sim} \quad (3.2)$$

Die Kenntnis über die komplexen Scheinleistungen \underline{S}_{i1}^m und \underline{S}_{3j}^m gestattet die autarke Berechnung von Ersatzwerten für die drei Hausanschlüsse des markierten Netzbezirks. Auf Basis der überwachten Leistungsflüsse können somit phasenkoppelt Ersatz-Abnehmerleistungen für die Lastknoten des Netzbezirks generiert werden, an denen keine direkte Messung der Entnahmeleistung installiert ist.

Die Aufteilung des Netzes in autarke Netzbezirke erfolgt im Rahmen der Initialisierung des Algorithmus. Zu diesem Zweck wird die modifizierte Inzidenzmatrix $\mathbf{K}_{KZ}^{\text{mod}}$ dem Algorithmus von DIJKSTRA zugeführt. Die Modifizierung des statischen Netzparameters \mathbf{K}_{KZ} umfasst im Wesentlichen die Elimination von Knotenverbindungen aus der Matrix, deren Leistungsflüsse mittels eines Sensors überwacht werden. Sie bewirkt, dass das modifizierte Netz in mehrere isolierte Netzgebiete aufgeteilt wird.

Der DIJKSTRA-Algorithmus entstammt der Klasse der *Greedy*-Algorithmen. Er löst das Problem der kürzesten Pfade für gegebene Startknoten [66]. Der DIJKSTRA-Algorithmus ermittelt nun für jeden Startknoten in der modifizierten Netztopologie die kürzesten Pfade zu allen übrigen Knotenpunkten. Er funktioniert wie folgt [66]:

Zunächst wird für jeden Knoten i seine tentative Distanz $dist(i)$, sein Wegvorgänger $prev(i)$ und sein Status $status(i)$, welcher die Werte $\{nicht\text{-}besucht, markiert, besucht\}$ annehmen kann, definiert. Zu Beginn setzt man für alle Knoten $dist(i) = \infty$, $prev(i) = 0$, und $status(i) = nicht\text{-}besucht$. Lediglich der Startknoten p erhält die Attribute $status(p) = markiert$, und $dist(p) = 0$. Die Knoten mit dem Status $markiert$ werden in einer *Priority-Queue* verwaltet. Solange die *Priority-Queue* noch Werte enthält, entnimmt der Algorithmus einen Knoten mit minimaler tentativer Distanz, untersucht ihn und setzt anschließend seinen Status auf $besucht$. Dabei prüft der Algorithmus, ob der Weg über den betrachteten Knoten zum Zielknoten kürzer ist, als der bisher gefundene Weg $dist(i)$. Falls dies zutrifft, wird $dist(i)$ aktualisiert, der betrachtete Knoten als Vorgänger von i eingetragen und der Status des betrachteten Knotens auf $markiert$ gesetzt.

Der Suchraum des Algorithmus ist sehr groß. Sofern die Rechenzeiten des Algorithmus nicht den gewünschten Anforderungen entsprechen, kann die Laufzeit des Algorithmus mit den in [66] beschriebenen Verfahren optimiert werden.

Besteht nach Abbruch des Algorithmus zu einem Knotenpunkt keine Verbindung, so ist der kürzeste Pfad zu diesem Knoten ∞ . Dieser Rückgabewert wird im Rahmen der Ersatzwertbildung als Entscheidungskriterium zur Zuordnung der Netzknoten zu autarken Netzbezirken genutzt. Findet der DIJKSTRA-Algorithmus zwischen zwei Knotenpunkten einen kürzesten Pfad „kleiner unendlich“, so werden diese Knotenpunkte dem gleichen Netzbezirk zugeordnet. Auf diese Weise wird das gesamte modifizierte Netz untersucht und eine Bezirkszugehörigkeit an jeden Knotenpunkt vergeben. Anschließend werden auch die gemessenen Leistungsflüsse selbst den generierten Netzbezirken zugeordnet, um das Leistungssaldo eines jeden Netzbezirks determinieren zu können. Da ein gemessener Leistungsfluss prinzipiell als Bestandteil des Leistungssaldos zweier Netzbezirke modelliert wird, muss er folgerichtig auch zwei Netzbezirke zugeteilt bekommen (positiver Netzbezirk, negativer Netzbezirk).

Um sicherzustellen, dass die Ersatzwertbildung ausschließlich für Lastknoten durchgeführt wird, müssen die Netzknoten ohne Last rückwirkend dem Bilanzbezirk null (0) zugeordnet werden.

3.5.2.2 Lineares Verwerfen des Leistungssaldos

Das Konzept der Ersatzwertbildung beruht auf der Kenntnis der Tatsache, dass die Summe der in einen autarken Netzbezirk $d \in [1 \dots D]$ hinein fließenden Leistungen der Summe der durch die Verbraucher entnommenen Leistungen plus der Summe der Verlustleistungen des Netzbezirks plus der Summe der aus dem autarken Netzbezirk hinaus fließenden Leistungsflüsse entspricht [67]. Dies gilt selektiv für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$.

$$\sum_{i \in d} S_{d_{IN}}^m = \sum_{i \in d} S_i^m + \sum S_d^{mV} + \sum S_{d_{OUT}}^m \quad (3.3)$$

Während $\sum \underline{S}_{d_{IN}}^m$ sowohl die gemessenen Speiseflüsse an den Netzverzweigungen, als auch die (pseudo-)überwachten Einspeisungen aus dezentraler Erzeugung an den PQ -Knoten umfasst, beinhaltet $\sum \underline{S}_{d_{OUT}}^m$ lediglich die an den Netzverzweigungen aus dem Netzbezirk hinaus fließenden Leistungsflüsse, nicht jedoch die Summe der durch die Verbraucher an den PQ -Knoten entnommenen Leistungen.

Unter der Annahme, dass gilt:

$$\sum \underline{S}_d^{mv} \ll \sum_{i \in d} \underline{S}_i^m \quad (3.4)$$

können die Verlustleistungen der Netzbezirke im Rahmen der Ersatzwertbildung vernachlässigt werden [68]. Diese Modellierung ermöglicht es, den Saldo der Leistungsflüsse an den Grenzen eines Netzbezirks in Gänze auf die Lastknoten des Netzbezirks zu verwerfen.

Im Rahmen des linearen Belastungsszenarios wird nun einmalig im Zuge der Algorithmus-Initialisierung für jeden Lastknoten dessen aufzunehmender Anteil an dem Saldo der Leistungsflüsse des Netzbezirks ermittelt. Dieser Lastanteil ρ_i ergibt sich aus dem Quotienten der oberen Grenze des Leistungsspektrums des Lastknotens i und der Summe der oberen Grenzen des Leistungsspektrums aller Lastknoten des Netzbezirks d .

$$\rho_i = \frac{P_i^{\max}}{\sum_{j \in d} P_j^{\max}} \quad (3.5)$$

Die obere Grenze des Leistungsspektrums eines Lastknotens resultiert aus der Summe der Spitzenleistungen der an diesen Lastknoten angeschlossenen Wohneinheiten. Für die Spitzenleistung der einzelnen Verbrauchergruppen können in Anlehnung an [59] beispielsweise folgende Werte angesetzt werden:

Tabelle 5: Spitzenleistung von Wohneinheiten (nach [59])

Verbrauchergruppe	Spitzenleistung P_i^{\max} [kW]
Grundbedarf	5,00
Teilelektrisch	8,00
Vollelektrisch	30,00

Die Verbraucher in der Verbrauchergruppe *Grundbedarf* nutzen elektrische Energie für Beleuchtung und größere Verbraucher wie Waschmaschine und Kühlschrank. In der *teilelektrischen* Verbrauchergruppe wird elektrische Energie zusätzlich zum Kochen verwendet. Die Verbraucher in der *vollelektrischen* Verbrauchergruppe nutzen zusätzlich eine elektrische Trinkwarmwasserbereitung [59]. Die obere Grenze des Leistungsspektrums ist ein knotenindividuel-

ler, statischer Netzparameter (vgl. Abbildung 16) und kann in Abhängigkeit des Netzgebietes variieren.

Der einmalig bestimmte Lastanteil ρ_i hilft nun bei der zyklischen Verteilung des Saldos der Leistungsflüsse des Netzbezirks d auf die Lastknoten innerhalb des Netzbezirks. Das Leistungssaldo wird proportional zum jeweiligen Lastanteil auf die Lastknoten des Netzbezirks verworfen.

$$\hat{\underline{S}}_i^{L1} = \rho_i \cdot \left[\sum \underline{S}_{d_{IN}}^{L1} - \sum \underline{S}_{d_{OUT}}^{L1} \right] \quad (3.6)$$

$$\hat{\underline{S}}_i^{L2} = \rho_i \cdot \left[\sum \underline{S}_{d_{IN}}^{L2} - \sum \underline{S}_{d_{OUT}}^{L2} \right] \quad (3.7)$$

$$\hat{\underline{S}}_i^{L3} = \rho_i \cdot \left[\sum \underline{S}_{d_{IN}}^{L3} - \sum \underline{S}_{d_{OUT}}^{L3} \right] \quad (3.8)$$

Die auf diese Weise errechneten Schätzwerte der Abnehmerleistungen an den nicht direkt überwachten Lastknoten können in das Portfolio der Ersatzwerte aufgenommen und anschließend der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung zugänglich gemacht werden.

Da der Lastanteil ρ_i invariant ist bezüglich der Phase $m \in [L1, L2, L3]$ und somit der Neutralleiterstrom durch Summation der komplexen Außenleiterströme berechnet werden kann, kann die durch die unsymmetrische Belastung verursachte Spannungsanhebung über dem Neutralleiter im Rahmen der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung berücksichtigt werden.

3.5.2.3 Verwerfen des Leistungssaldos nach dem Worst-Case-Prinzip

Die vorgestellte lineare, proportionale Aufteilung des Saldos der Leistungsflüsse eines Netzbezirks auf die Lastknoten des Netzbezirks ist ein naheliegender und vergleichsweise einfach realisierbarer Modus. Kritische Netzbelastungszustände entstehen jedoch in der Regel durch eine Anhäufung von Entnahme-Singularitäten, da diese Anhäufungen zu einer unzulässig hohen Kumulation des Saldos der Leistungsflüsse des Netzbezirks führen können.

Aus diesem Grund wird im Folgenden ein *Worst-Case*-Szenario modelliert, welches auf Basis der aktuellen Messwerte zum Betrachtungszeitpunkt jeden Netzbezirk unter die größtmögliche Belastung stellt. Der Leistungssaldo wird geschickt auf einige nicht überwachte, positive Lastknoten des Netzbezirks aufgeteilt, sodass die größtmögliche Belastung der Betriebsmittel sowie die größtmögliche Spannungsanhebung bzw. -absenkung innerhalb eines Netzbezirks entstehen. Befindet sich das Netz auf Basis dieses Szenarios weiterhin in einem unkritischen Zustand, so ist der reale Netzzustand definitiv als unkritisch einzustufen.

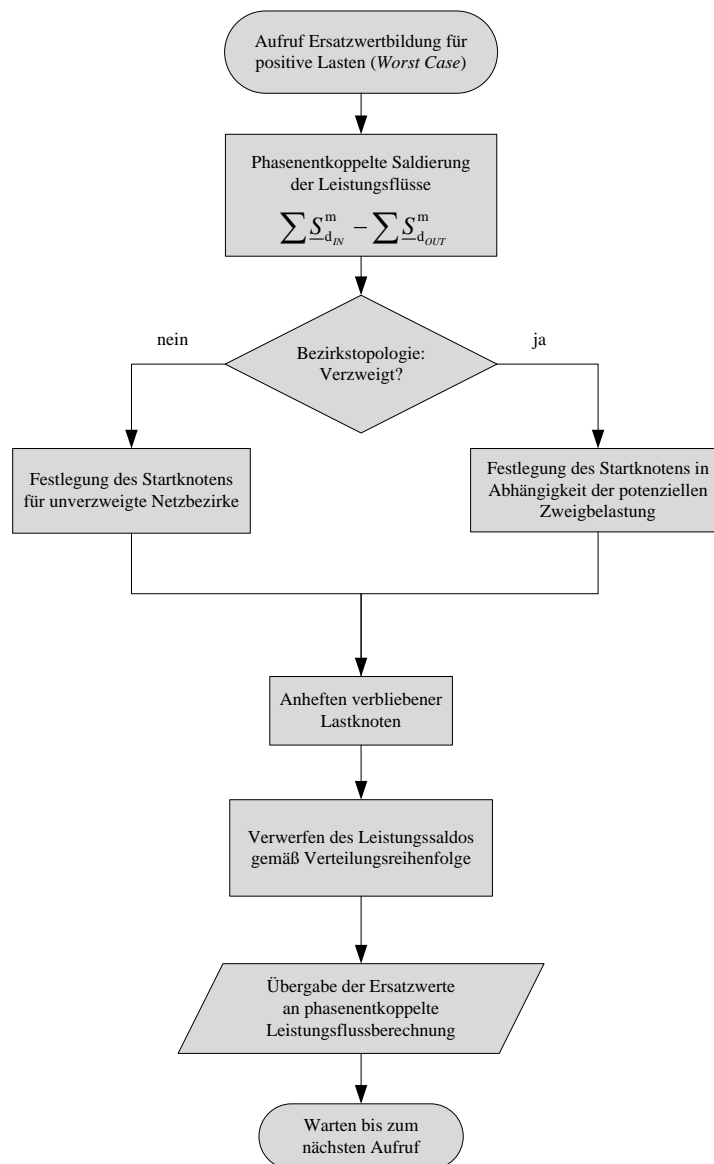


Abbildung 20: Ablauf der Aufteilung des Leistungssaldos nach dem *Worst-Case*-Prinzip

Abbildung 20 zeigt das Ablaufdiagramm der *Worst-Case*-Modellierung. Das Modell basiert ebenfalls auf Gleichung (3.3) unter Vernachlässigung der Verlustleistungen. Die Simulation der größtmöglichen Belastung des Netzbezirks beginnt mit der Saldierung der Leistungsflüsse des Netzbezirks. Anschließend erfolgt die Festlegung eines Startknotens für die Verteilung des Leistungssaldos. Das modellierte *Worst-Case*-Szenario basiert diesbezüglich auf den nachfolgenden Überlegungen zu den relevanten NS-Netzstrukturen.

Die einfachste Struktur eines autarken Netzbezirks ist die Stichleitung ohne Verzweigungen. Abbildung 21 zeigt einen einfach strukturierten Netzbezirk mit drei Lastknoten. Die Überwachung der komplexen Scheinleistungen \underline{S}_{i1}^m und \underline{S}_{3j}^m für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ gestattet dabei die autarke Berechnung von Ersatz-Abnehmerleistungen für die Lastknoten 1, 2 und 3.

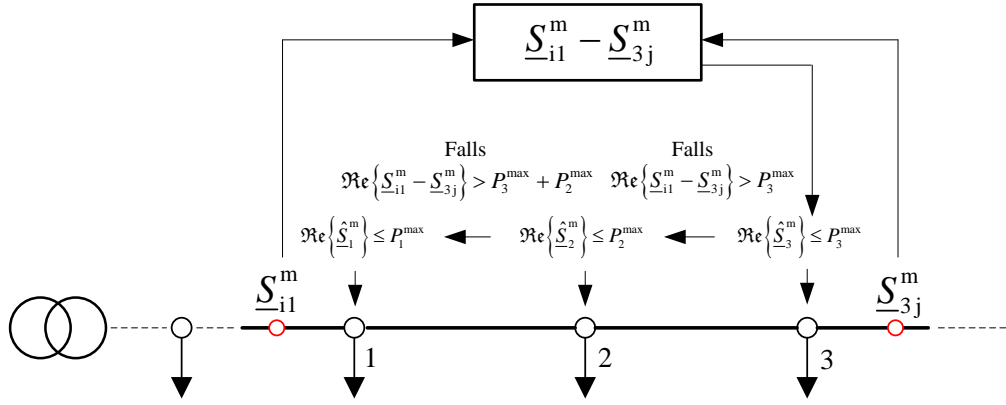


Abbildung 21: Ersatz-Abnehmerleistungen nach dem Worst-Case-Prinzip (nach [37])

Gesetzt den Fall, dass im dargestellten Beispiel gilt:

$$P_{3j}^m = \Re\{\underline{S}_{3j}^m\} > 0 \quad (3.9)$$

$$P_{i1}^m = \Re\{\underline{S}_{i1}^m\} > 0 \quad (3.10)$$

Dann ist der Leistungsfluss gerichtet entlang der Knoten $i \rightarrow 1 \rightarrow 2 \rightarrow 3 \rightarrow j$. Der maximale Spannungshub und die maximale Leitungsbelastung treten somit auf, wenn der Saldo der Leistungsflüsse in Gänze auf Knoten 3 verworfen wird, da der betragsmäßig größere der beiden Leistungsflüsse die Leitung über die längst mögliche Strecke hinweg belastet. Dies gilt unabhängig von der Strombelastbarkeit I_{th} der einzelnen Leitungsabschnitte. In einer ersten Ersatzwertbildung kann daher der Saldo der Leistungsflüsse als Abnehmerleistung für Knoten 3 angesetzt werden. Damit wird Knoten 3 als Entnahme-Singularität modelliert. An den übrigen beiden Lastknoten wird die Abnehmerleistung gleich null gesetzt.

$$\hat{\underline{S}}_1^m = 0 \text{ kW} \quad (3.11)$$

$$\hat{\underline{S}}_2^m = 0 \text{ kW} \quad (3.12)$$

$$\hat{\underline{S}}_3^m = \underline{S}_{i1}^m - \underline{S}_{3j}^m \quad (3.13)$$

Der Algorithmus projiziert den Leistungsfluss \underline{S}_{i1}^m in diesem Fall auf die ganze Länge der Stickleitung bis hin zu Knoten 3, sodass die größtmögliche Belastung der Leitung simuliert wird. Das auf diese Weise generierte Worst-Case-Szenario für eine unverzweigte Stickleitung berücksichtigt allerdings noch nicht die physikalischen Randbedingungen und das Verbrauchsverhalten an den Lastknoten. Dies ist jedoch unabdingbar für eine realitätsnahe Generierung von Ersatzwerten. Es ist somit sinnvoll, die maximale Leistungsaufnahme der Lastknoten anhand der oberen Grenze des Leistungsspektrums der Lastknoten zu begrenzen.

Übersteigt nun der Wirkleistungssaldo $\Re\{\underline{S}_{i1}^m - \underline{S}_{3j}^m\}$ des Netzbezirks die obere Grenze des Leistungsspektrums von Knoten 3, so ist die Differenz bis zum Erreichen des komplexen

Scheinleistungssaldos auf den nächstgelegenen Lastknoten zu verteilen. Im dargestellten Beispiel ist dies Knoten 2. Verbleibt nach dieser Verteilung noch immer eine positive Differenz zwischen dem Leistungssaldo und den bereits verworfenen Leistungsflüssen, ist diese entsprechend auf Knoten 1 zu verwerfen (Abbildung 21). Die auf diese Weise generierten Ersatz-Abnehmerleistungen \hat{S}_i^m simulieren weiterhin ein *Worst-Case*-Szenario, jedoch nun unter Berücksichtigung der relevanten physikalischen Randbedingungen.

Das Anheften der nächstgelegenen Lastknoten an den determinierten Startknoten führt zu einer eindeutigen Verteilungsreihenfolge der Knotenpunkte. Zur automatisierten Festlegung dieser Verteilungsreihenfolge kann wiederum der DIJKSTRA-Algorithmus zum Einsatz kommen. Der Algorithmus ordnet zu diesem Zweck die Lastknoten des Netzbezirks aszendierend nach ihrer kürzesten elektrischen Entfernung zu dem determinierten Startknoten.

Die bisherigen Überlegungen beschränken sich auf eine Stickleitung ohne Verzweigungen. Innerhalb eines Netzbezirks verzweigen sich die Niederspannungsleitungen jedoch in der Regel. Das Verfahren zur Festlegung des Startknotens für die Verteilung des Leistungssaldos muss daher um verzweigte Netzbezirke erweitert werden. Die Berücksichtigung von Verzweigungen in Netzbezirken hat zur Folge, dass zusätzliche Leistungsflüsse über die Bezirksgrenzen den autarken Netzbezirk beeinflussen. Abbildung 22 zeigt exemplarisch einen entsprechenden Netzbezirk.

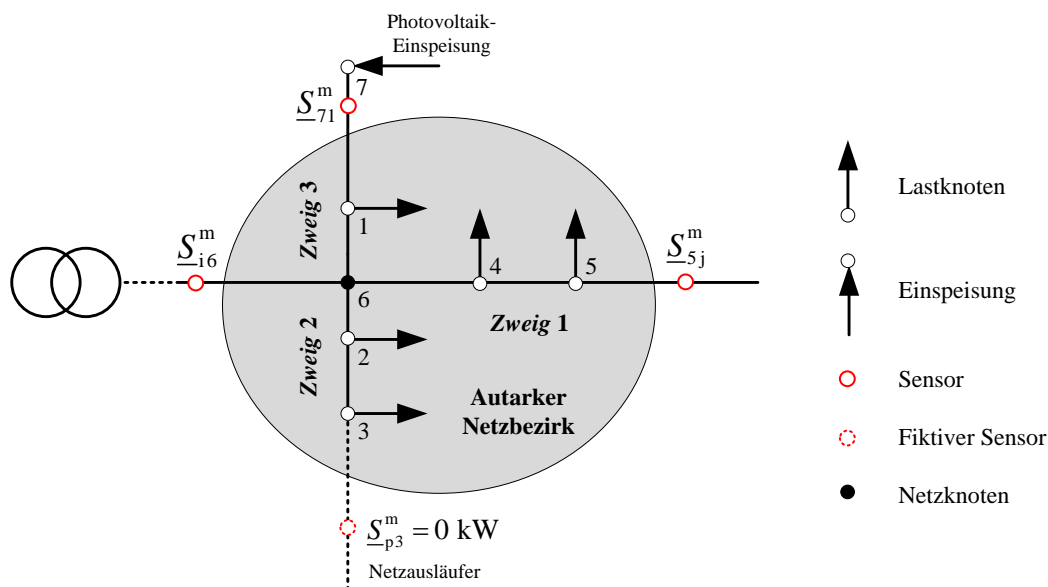


Abbildung 22: Autarker Netzbezirk mit Verzweigungen [4]

An dem Netzausläufer hinter Knoten 3 wird ein fiktiver Speisefluss $\underline{S}_{p3}^m = 0 \text{ kW}$ angesetzt, da jeder Netzausläufer eine zusätzliche Grenze des autarken Netzbezirks determiniert. Gleiches gilt prinzipiell für Netzweige, die in eine geöffnete Trennstelle münden. Damit können die in den Netzbezirk hinein und die aus dem Netzbezirk hinaus fließenden Leistungen bestimmt werden:

$$\sum \underline{S}_{d_{IN}}^m = \underline{S}_{i6}^m + \underline{S}_{p3}^m + \underline{S}_{71}^m \quad (3.14)$$

$$\sum \underline{S}_{d_{OUT}}^m = \underline{S}_{5j}^m \quad (3.15)$$

Grundsätzlich entsteht die größtmögliche Belastung des Netzbezirks auch im Falle eines verzweigten Netzbezirks, wenn die Verteilungsreihenfolge der Knoten mit dem Lastknoten beginnt, der dem Leistungsfluss mit dem geringsten Wirkanteil innerhalb des Netzbezirks am nächstgelegenen ist. Dies führt zur größtmöglichen Kumulation der übrigen Leistungsflüsse des Leistungssaldos. Gesetzt den Fall, dass im abgebildeten Netzbezirk für alle hinein und hinaus fließenden Leistungsflüsse gilt:

$$\Re\left\{\underline{S}_{d_{IN}}^m\right\} > 0 \quad (3.16)$$

$$\Re\left\{\underline{S}_{d_{OUT}}^m\right\} > 0 \quad (3.17)$$

Dann stellt $\sum \underline{S}_{d_{IN}}^m$ den größtmöglichen Leistungsfluss in einem einzelnen Zweig des Netzbezirks dar. Als Startknoten müsste damit folgerichtig Knoten 5 festgelegt werden. Nun ist es allerdings denkbar, dass der Saldo der Leistungsflüsse \underline{S}_{i6}^m , \underline{S}_{71}^m und \underline{S}_{5j}^m für den Netzzweig 2 in Richtung der Knoten 2 und 3 kritischer ist, als der größtmögliche Leistungsfluss des Netzbezirks für den Netzzweig 1 in Richtung Knoten 5. Die Strombelastbarkeit I_{th} der einzelnen NS-Leitungen muss daher bei der Festlegung des Startknotens der Verteilung ebenfalls berücksichtigt werden. In einem erweiterten Ansatz kann daher für jeden Netzzweig z des Netzbezirks d der Quotient aus dem maximal möglichen Strom in diesem Netzzweig $I_{z_{max}}^m$ und der Strombelastbarkeit des Zweigabschnitts mit dem geringsten thermischen Grenzstrom $I_{th_{min}}^z$ gebildet werden:

$$\gamma_z^m = \frac{I_{z_{max}}^m}{I_{th_{min}}^z} \quad (3.18)$$

$$\text{mit } I_{z_{max}}^m = \frac{S_{z_{max}}^m}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}$$

$$\text{und } S_{z_{max}}^m = \text{Max}\left\{\left[\sum \left(S_{d_{IN}}^m - S_{d_{OUT}}^m\right) - S_{z_{IN}}^m\right], S_{z_{IN}}^m\right\}$$

Dieser Quotient γ_z^m für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ kann als *potenzieller Belastungsgrad* des Zweigs bezeichnet werden und als Grundlage für die Festlegung des Startknotens der Verteilung des Leistungssaldos dienen. Ist beispielsweise die Strombelastbarkeit des Leitungsabschnitts zwischen den Knoten 2 und 3 so gering, dass der potenzielle Belastungsgrad des Netzzweigs 2 trotz des geringeren maximal möglichen Leistungsflusses höher ist als derjenige des

Netzweigs 1 in Richtung Knoten 5, so beginnt die Verteilung des Leistungssaldos folgerichtig an Knoten 3.

An den auf diese Weise gefundenen Startknoten werden nun zur Bestimmung einer eindeutigen Verteilungsreihenfolge der Knoten äquivalent zur Vorgehensweise bei einfachen Stickleitungen die übrigen Lastknoten des Netzbezirks angeheftet. Auch hier kommt der DIJKSTRA-Algorithmus zum Einsatz. Die eigentliche Dispersion des Leistungssaldos erfolgt ebenfalls auf die bereits beschriebene Art und Weise.

Die Reihenfolge, in denen der Leistungssaldo auf die Zweige und Lastknoten eines Netzbezirks verworfen wird, ist immer abhängig von der Anzahl der Lastknoten in den einzelnen Zweigen, dem Verhältnis der Leistungsflüsse zueinander und der Strombelastbarkeit der einzelnen Leitungsabschnitte. Das erläuterte Verteilungsschema ist auf alle Arten von Verzweigungen anwendbar. Es gewährleistet, dass der Leistungssaldo so tief wie möglich in die kritischen Verzweigungen des Netzes getrieben wird und genügt daher den Anforderungen an ein *Worst-Case*-Szenario. Dabei werden physikalische und lastgangspezifische Randbedingungen berücksichtigt.

Die auf diese Weise errechneten Schätzwerte der Abnehmerleistungen an den nicht direkt überwachten Lastknoten können in das Portfolio der Ersatzwerte aufgenommen und anschließend der phasenentkoppelten Leistungsflussberechnung zugänglich gemacht werden.

3.5.3 Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen

Das zuvor beschriebene Konzept der Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen basiert auf der Bilanzierung der Leistungsflüsse innerhalb der generierten autarken Netzbezirke.

$$\sum_{\underline{d}_{IN}} S_{\underline{d}_{IN}}^m - \sum_{\underline{d}} S_{\underline{d}}^{m,v} - \sum_{\underline{d}_{OUT}} S_{\underline{d}_{OUT}}^m = \sum_{i \in \underline{d}} S_i^m \quad (3.19)$$

Unter der bereits diskutierten Vernachlässigung der Verlustleistung enthält die linke Seite der Gleichung die Leistungsbilanz des Netzbezirks in Form von aufbereiteten Messwerten der Leistungsflüsse an der Systemgrenze des Netzbezirks. Die Leistungsbilanz des Netzbezirks wird als vollständig bekannt vorausgesetzt. Neben den zu- und abfließenden Leistungen an den Netzverzweigungen kann der Saldo auch die Leistungseinspeisungen aus dezentraler Erzeugung innerhalb des Netzbezirks umfassen. Sind einzelne Leistungseinspeisungen nicht im Saldo enthalten, werden die bezirksintern beworfenen Lastknoten prinzipbedingt um diese unbekanntes Leistungseinspeisungen bereinigt. Dies kann im Falle leistungsintensiver dezentraler Erzeugungsanlagen – sog. „Einspeise-Singularitäten“ – zu einer nicht tolerierbaren Unschärfe führen, da deren Einspeiseleistung einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf den Spannungshub innerhalb des Netzbezirks ausübt. Eine knotengenaue Verortung dieser hohen Einspeiseleistungen ist daher notwendig.

Unter Beachtung der zunehmenden Penetration der Ortsnetze mit Photovoltaik-Anlagen führt die Überwachung jeder einzelnen DEA zu einem nicht vertretbaren Kostenhub innerhalb des Konzepts der dezentralen Netzautomatisierung. Die knotengenaue Verortung von hohen Einspeiseleistungen muss daher mithilfe von Pseudo-Messungen bewältigt werden. Die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen kann diese Pseudo-Messungen anschließend als zusätzliche Eingangsparameter nutzen. Die Generierung von Pseudo-Messwerten ist insbesondere für Photovoltaik-Einspeisungen möglich, da diese Erzeugungstechnologie einen hohen lokalen Gleichzeitigkeitsfaktor aufweist.

Unter der Annahme einer ausreichend hohen Gleichzeitigkeit der Leistungseinspeisung einer dezentralen Erzeugungstechnologie kann anhand der aktuellen Einspeiseleistung und der Nennleistung der überwachten Anlagen zunächst ein Echtzeit-Gleichzeitigkeitsfaktor für die überwachten Anlagen berechnet werden, der eine deterministische Echtzeit-Schätzung der Einspeiseleistung aller nicht überwachten Anlagen ermöglicht. Die Schätzwerte werden alsdann zur Vervollständigung des Leistungssaldos der Netzbezirke herangezogen.

Im ersten Schritt wird der Einspeisefaktor e_i jeder überwachten, momentan nicht geregelten Anlage der betrachteten Technologie ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Quotienten der Summe der phasenselektiven Leistungseinspeisungen und der maximalen Einspeiseleistung:

$$e_i = \frac{\sum_{m=1}^3 P_i^{m-}}{|P_i^{\min}|} \quad (3.20)$$

Der Echtzeit-Gleichzeitigkeitsfaktor g ergibt sich in Anlehnung an konventionelle Formulierungen des Gleichzeitigkeitsfaktors aus dem Quotienten der Summe aller berechneten Einspeisefaktoren und der Anzahl der überwachten, momentan nicht geregelten Anlagen der betrachteten Technologie [69]:

$$g = \frac{\sum_{i=1}^M e_i}{M} \quad (3.21)$$

Die Schätzung der Einspeiseleistung aller nicht überwachten, dreiphasig angeschlossenen Anlagen erfolgt nun, indem der berechnete Echtzeit-Gleichzeitigkeitsfaktor g als Einspeisefaktor für die nicht überwachten Anlagen angesetzt wird:

$$\hat{P}_j^m = \frac{g \cdot |P_j^{\min}|}{3} \quad (3.22)$$

Im Falle einphasig angeschlossener, nicht überwachter Anlagen erfolgt die Schätzung durch die stochastische Auswahl einer zu belastenden Phase, sofern eine eindeutige Phasenidentifizierung nicht möglich ist.

Das beschriebene Verfahren zur Skalierung einzelner Messwerte von überwachten Photovoltaik-Anlagen kann erweitert werden um Wettermodelle, die die Zeitverzögerung von Abschattungseffekten durch Wolkenzug innerhalb eines Netzgebietes berücksichtigen [70]. Der Einsatz einer solchen Modellerweiterung ist jedoch nur auf MS-Ebene sinnvoll. Die vergleichsweise geringen Leitungslängen auf NS-Ebene führen zur Zulässigkeit der Vernachlässigung der Zeitverzögerung [71].

Die Anwendbarkeit der modellierten Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen beschränkt sich auf Technologien, deren Einspeiseleistung eine ausreichend hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Dies trifft im Niederspannungsnetz heute in der Regel nur auf Photovoltaik-Anlagen zu. Auf verbrauchsabhängige Technologien, wie z.B. wärmegeführte Mini-BHKW, ist eine solche Ersatzwertbildung hingegen nur bedingt anwendbar. Die beschriebene Methodik erlaubt eine knotengenaue Verortung von hohen Einspeiseleistungen. Nach Abschluss der Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen wird die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen durchgeführt. Die Ergebnisse der Ersatzwertbildung für Einspeise- und Abnehmerleistungen werden anschließend an die phasenkoppelte Leistungsflussberechnung übergeben.

3.6 Phasenkoppelte Leistungsflussberechnung

Die Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen übergibt ihre Schätzwerte der Abnehmer- und Erzeugerleistungen als Eingangsgrößen an die phasenkoppelte Leistungsflussberechnung. Ziel der Berechnung ist die Identifikation eines eindeutigen Netzzustands, welcher durch den Zustandsvektor repräsentiert wird, der sich aus den aktuellen Knotenspannungsbeträgen und -winkeln der Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen des Netzes zusammensetzt [25][15]. Aus diesem Zustandsvektor lassen sich sekundäre Berechnungsgrößen wie Zweigströme und Leistungsflüsse einfach ableiten (Abbildung 23).

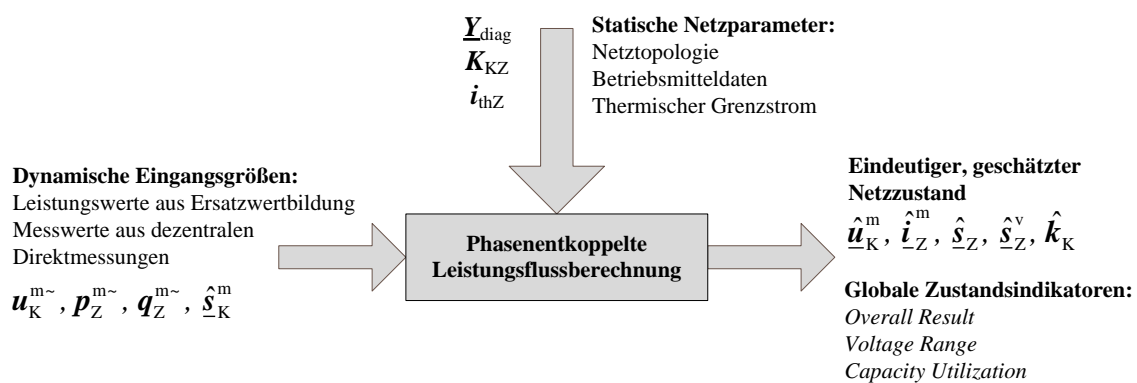


Abbildung 23: Parameter der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung (nach [37][15])

Es existieren verschiedene Ansätze und etablierte Algorithmen zur Lösung des Lastflussproblems bei exakt bestimmtem Netzgleichungssystem. Im Folgenden werden drei dieser Verfahren hinsichtlich ihrer Vorzüge im Echtzeit-Einsatz diskutiert. Anschließend wird eines der Verfahren zur weiteren Modellierung ausgewählt.

3.6.1 Berechnungsbasis

Das Leitungsmodell wurde im Zuge der Modellierung der Netzkomponenten entkoppelt. Dies ermöglicht die Anwendung von Verfahren, deren Einsatz sich bisher auf einphasige Ersatzrechnungen zur Lösung des Lastflussproblems auf höheren Spannungsebenen beschränkte.

Das gesuchte Verfahren soll den Zustandsvektor schnell und aufwandsminimal zurückgeben. Gleichzeitig soll der Algorithmus auf alle im NS-Netz vorkommenden Netzstrukturen anwendbar sein. Für einen Echtzeit-Einsatz im Rahmen der Netzzustandsüberwachung kommen insbesondere die im Folgenden vorgestellten Lösungsalgorithmen – sog. *Solver* – in Frage.

3.6.1.1 Forward-Backward-Ausbreitungsalgorithmus

Der *Forward-Backward-Ausbreitungsalgorithmus* (FBAA) basiert auf der Netzverfolgung und besteht aus vier konsekutiven Prozeduren. Im ersten Verfahrensschritt werden ausgehend von dem Bilanzknoten ($U\varphi$ -Knoten) vorwärtige und rückwärtige Ausbreitungspfade durch das Netz initialisierend bestimmt. Zu diesem Zweck wird ein vollständiges Abbild des betrachteten Netzes erzeugt [45].

Anschließend werden die durch die Ersatzwertbildung generierten Abnehmer- und Erzeugerleistungen an den PQ -Knoten in komplexe Lastströme umgerechnet. Im ersten Iterationsschritt werden dazu die Knotenspannungsbeträge und -winkel der Effektivwertzeiger der komplexen Spannungen an allen Knoten phasenselektiv auf die Werte des $U\varphi$ -Knotens festgesetzt (*Flat-Start*). Die errechneten Lastströme können nun ausgehend von den Enden des Netzes entlang des rückwärtigen Ausbreitungspfades phasentkoppelt zu komplexen Zweigströmen aufsummiert werden.

Sind alle Zweigströme bekannt, können anschließend die Beträge und Winkel der komplexen Knotenspannungen berechnet werden. Zu diesem Zweck werden die Zweigströme mithilfe der Leitungsimpedanz in Spannungsabfälle bzw. -anhebungen umgerechnet. Ausgehend von dem Bilanzknoten werden alsdann die Spannungsabfälle bzw. -anhebungen entlang des vorwärtigen Ausbreitungspfades kalkuliert, bis die komplexe Spannung an allen Knotenpunkten und für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ bekannt ist.

$$\begin{aligned}\underline{U}_j^m &= \underline{U}_i^m - \Delta \underline{U}_{ij}^m \\ &= \underline{U}_i^m - \underline{Z}_{ij} \cdot \underline{I}_{ij}^m\end{aligned}\tag{3.23}$$

Die Spannungsdifferenzen $\underline{\Delta U}_{ij}^m$ unterteilen sich in einen Längsspannungsabfall $\Delta U_{ij\text{l\"angs}}^m$ und einen Querspannungsabfall $\Delta U_{ij\text{quer}}^m$.

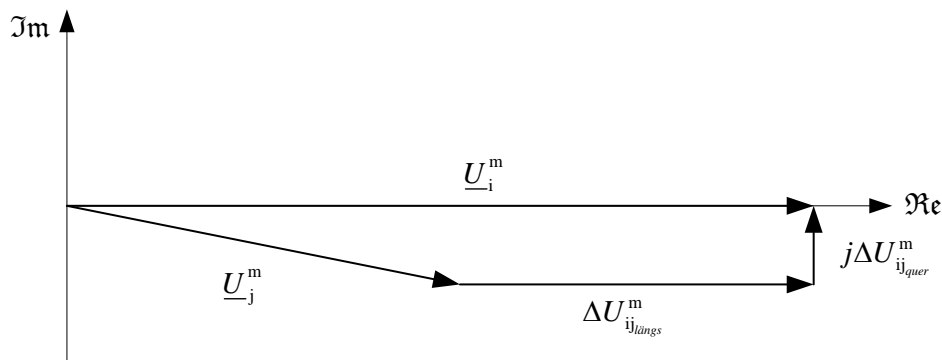


Abbildung 24: Schematische Darstellung von Längs- und Querspannungsabfall

Im Niederspannungsnetz tritt in aller Regel nur eine sehr geringe Phasenverschiebung zwischen den einzelnen Knoten auf. Daher ist es zulässig, den Querspannungsabfall $\Delta U_{ij\text{quer}}^m$ näherungsweise zu vernachlässigen [17][5]. Damit verschlankt sich die Berechnung der komplexen Knotenspannungen zu

$$\underline{U}_j^m = \underline{U}_i^m - R_{ij} \cdot \Re(\underline{I}_{ij}^m) - X_{ij} \cdot \Im(\underline{I}_{ij}^m) \quad (3.24)$$

Die skizzierten Schritte zur Berechnung der Zweigströme und Knotenspannungen werden nun solange iterativ wiederholt, bis die Abweichung des Knotenspannungsbetrags des aktuellen Iterationsschritts von dem Knotenspannungsbetrag des vorherigen Iterationsschritts für alle Knoten eine vorgegebene Iterationsschranke unterschreitet. Ist dieses Konvergenzkriterium erreicht, endet das iterative Verfahren und die errechneten Knotenspannungen werden zurückgegeben.

Der FBAA wird heute vorwiegend für die Planung einfach strukturierter Netze eingesetzt. Das Verfahren kann erweitert werden zur Anwendung auf geschlossen betriebene Ringnetze. Die Komplexität des Verfahrens erhöht sich mit der Anzahl der Verzweigungen innerhalb der Netztopologie. Komplizierte Netzstrukturen führen schnell zu umfangreichen, unübersichtlichen Gleichungssystemen, sodass der Rechenaufwand für größere, vermaschte NS-Netze, wie sie mitunter in vorstädtischen Gebieten vorkommen, unangemessen hoch ist.

3.6.1.2 Numerische, iterative Strombilanzierung (Gauß-Seidel-Methode)

Zur Berechnung komplexerer Netzstrukturen bieten sich numerische Berechnungsverfahren an. Die numerische, iterative Strombilanzierung (NISB), auch bekannt als GAUß-SEIDEL-Ansatz, ist ein bekannter Vertreter dieser Verfahren [46][48][39][30]. Der Algorithmus basiert, ebenso wie der FBAA, auf der Knotenpunktregel nach KIRCHHOFF. Diese wird im Rahmen dieses Ansatzes ebenfalls über Strombilanzen formuliert [14]:

$$\mathbf{K}_{\text{KZ}} \cdot \underline{\mathbf{i}}_Z^m + \underline{\mathbf{i}}_K^m = 0 \quad (3.25)$$

Äquivalent zur Vorgehensweise beim FBAA werden die positiven und negativen Lasten an den PQ -Knoten innerhalb eines Iterationsschritts als konstante, eingeprägte Lastströme modelliert. Die Berücksichtigung der Modellierung als Mischlasten mit konstanter Scheinleistung erfolgt durch eine überlagernde Iterationsschleife.

Ausgangspunkt des Verfahrens sind die Strombilanzen, die zu einer Systemgleichung für jeden Knotenpunkt führen [46]. Zufließende (erzeugte) Ströme werden dabei positiv, abfließende (verbrauchte) Ströme negativ gezählt (Erzeugerzählpeilsystem), sodass die Lastströme prinzipbedingt ein negatives Vorzeichen erhalten.

$$-\underline{I}_i^m = \sum_{j=1}^N \left[\underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i^m - \underline{U}_j^m) \right] \quad (3.26)$$

Beispielsweise lautet die Systemgleichung für Knoten 2 im ländlichen Beispielnetz (vgl. Abbildung 10):

$$-\underline{I}_2^m = \underline{Y}_{23} \cdot [\underline{U}_2^m - \underline{U}_3^m] + \underline{Y}_{21} \cdot [\underline{U}_2^m - \underline{U}_1^m] + \underline{Y}_{213} \cdot [\underline{U}_2^m - \underline{U}_{13}^m] \quad (3.27)$$

wobei lokale Erzeugung und lokaler Verbrauch an Knoten 2 bereits im Laststrom \underline{I}_2^m saldiert wurden. Durch Umformung der Systemgleichungen lässt sich ein lineares, inhomogenes Gleichungssystem in Matrixform aufstellen, dessen linke Seite aus der Knotenpunktadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ besteht.

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \cdots & \underline{y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{N1} & \cdots & \underline{y}_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1^m \\ \vdots \\ \underline{U}_N^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\underline{I}_1^m \\ \vdots \\ -\underline{I}_N^m \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

oder in kompakter Matrixschreibweise:

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{u}}_K^m = \underline{\mathbf{i}}_K^m \quad (3.29)$$

Die rechte Seite des Gleichungssystems besteht somit aus den mit einem negativen Vorzeichen versehenen Lastströmen. Für Netzknoten ohne angeschlossene positive oder negative Last ist das entsprechende Element von $\underline{\mathbf{i}}_K^m$ gleich null. Nach Auflösung des Gleichungssystems nach dem gesuchten Zustandsvektor $\underline{\mathbf{u}}_K^m$ kann äquivalent zur Vorgehensweise beim FBAA geprüft werden, ob das Konvergenzkriterium erreicht ist. Bewegt sich die Abweichung des Knotenspannungsbetrags des aktuellen Iterationsschritts von dem Knotenspannungsbetrag des vorherigen Iterationsschritts noch nicht für alle Knoten unterhalb einer postulierten Iterationsschranke,

erfolgt zu Beginn des folgenden Iterationsschritts s eine Neuberechnung der eingepprägten Lastströme auf Basis der Knotenspannungen des vorherigen Iterationsschritts $s-1$.

$$\underline{I}_{i(s)}^m = \frac{\underline{S}_i^{m*}}{\underline{U}_{i(s-1)}^{m*}} \quad (3.30)$$

Ist die geforderte Genauigkeit hingegen erreicht, wird die Iterationsschleife verlassen. Die berechneten Knotenspannungen werden anschließend zurückgegeben.

Die NISB kann auf alle im Niederspannungsnetz vorkommenden Netzstrukturen angewendet werden. Insbesondere ist sie auch auf vermaschte Netze uneingeschränkt anwendbar. Dies ist der wesentliche Vorteil der NISB gegenüber dem FBAA. Nachteilig wirkt sich bei der NISB vor allem der unangemessen hohe Rechenaufwand bei einfachen Netzstrukturen aus. Abhilfe können hier geeignete Programmieretechniken verschaffen, die die schwache Besetztheit der Knotenpunktadmittanzmatrix ausnutzen, um den Rechenaufwand zu reduzieren [48].

3.6.1.3 Numerische, iterative Leistungsbilanzierung (Newton-Raphson-Methode)

Die bisher vorgestellten Verfahren berücksichtigen das PQ -Verhalten der Lastknoten nur indirekt in einem überlagernden Iterationsverfahren. Im Rahmen der numerischen, iterativen Leistungsbilanzierung (NILB) wird die Knotenpunktregel nach KIRCHHOFF hingegen über Leistungsbilanzen anstelle von Strombilanzen formuliert. An jedem PQ -Knoten muss dementsprechend die Leistungsbilanz immer ausgeglichen sein. Für die Knotenleistungen kann das nichtlineare Lastflussproblem durch das folgende Gleichungssystem formuliert werden [25]:

$$\underline{s}_K^m = \text{diag}(\underline{u}_K^m) \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}_K^{m*} \quad (3.31)$$

Real- und Imaginärteil von \underline{s}_K^m lassen sich als Funktionen von Knotenspannungswinkel und -betrag darstellen [14]:

$$\begin{bmatrix} P_1^m \\ \vdots \\ P_N^m \\ Q_1^m \\ \vdots \\ Q_N^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Re \left\{ \text{diag}(\underline{u}_K^m) \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}_K^{m*} \right\} \\ \Im \left\{ \text{diag}(\underline{u}_K^m) \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}_K^{m*} \right\} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \left(\begin{bmatrix} \varphi_1^m \\ \vdots \\ \varphi_N^m \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} U_1^m \\ \vdots \\ U_N^m \end{bmatrix} \right) \\ \mathbf{f}_Q \left(\begin{bmatrix} \varphi_1^m \\ \vdots \\ \varphi_N^m \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} U_1^m \\ \vdots \\ U_N^m \end{bmatrix} \right) \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Das nichtlineare Gleichungssystem kann mithilfe des NEWTON-RAPHSON-Verfahrens gelöst werden [46]. Das Verfahren arbeitet dabei ebenfalls iterativ. In jedem Iterationsschritt werden die nichtlinearen Systemgleichungen in einem Arbeitspunkt linearisiert. Die Linearisierung führt zu

$$\begin{bmatrix} P_1^m \\ \vdots \\ P_N^m \\ Q_1^m \\ \vdots \\ Q_N^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_P \\ f_Q \end{bmatrix}_{AP} + \begin{bmatrix} \Delta P_1^m \\ \vdots \\ \Delta P_N^m \\ \Delta Q_1^m \\ \vdots \\ \Delta Q_N^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_P \\ f_Q \end{bmatrix}_{AP} + \mathbf{J}^m \cdot \begin{bmatrix} \Delta \varphi_1^m \\ \vdots \\ \Delta \varphi_N^m \\ \frac{\Delta U_1^m}{U_1^m} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_N^m}{U_N^m} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

mit der Jacobi-Matrix

$$\mathbf{J}^m = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1^m}{\partial \varphi_1^m} & \dots & \frac{\partial P_1^m}{\partial \varphi_N^m} & U_1^m \cdot \frac{\partial P_1^m}{\partial U_1^m} & \dots & U_N^m \cdot \frac{\partial P_1^m}{\partial U_N^m} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_N^m}{\partial \varphi_1^m} & \dots & \frac{\partial P_N^m}{\partial \varphi_N^m} & U_1^m \cdot \frac{\partial P_N^m}{\partial U_1^m} & \dots & U_N^m \cdot \frac{\partial P_N^m}{\partial U_N^m} \\ \frac{\partial Q_1^m}{\partial \varphi_1^m} & \dots & \frac{\partial Q_1^m}{\partial \varphi_N^m} & U_1^m \cdot \frac{\partial Q_1^m}{\partial U_1^m} & \dots & U_N^m \cdot \frac{\partial Q_1^m}{\partial U_N^m} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_N^m}{\partial \varphi_1^m} & \dots & \frac{\partial Q_N^m}{\partial \varphi_N^m} & U_1^m \cdot \frac{\partial Q_N^m}{\partial U_1^m} & \dots & U_N^m \cdot \frac{\partial Q_N^m}{\partial U_N^m} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

\mathbf{J}^m besteht somit aus partiellen Ableitungen der Wirk- und Blindleistung der PQ-Knoten nach dem Betrag und dem Phasenwinkel der komplexen Knotenspannungen [46][48][40].

Den gesuchten Knotenspannungen müssen im ersten Iterationsschritt geeignete Startwerte zugewiesen werden. Anschließend können die folgenden linearen Gleichungssysteme für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ mithilfe eines geeigneten Lösungsalgorithmus nach den gesuchten Beträgen und Winkeln der komplexen Knotenspannungen aufgelöst werden.

$$\mathbf{J}^m \cdot \begin{bmatrix} \Delta\varphi_1^m \\ \vdots \\ \Delta\varphi_N^m \\ \frac{\Delta U_1^m}{U_1^m} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_N^m}{U_N^m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1^m \\ \vdots \\ \Delta P_N^m \\ \Delta Q_1^m \\ \vdots \\ \Delta Q_N^m \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Bis zum Erreichen des Konvergenzkriteriums erfolgen eine iterative Neuberechnung der Jacobi-Matrix für jede Phase und die anschließende Lösung der linearen Gleichungssysteme [48].

Der wesentliche Vorteil der NILB gegenüber der NISB ist das bessere Konvergenzverhalten der NILB, weswegen selbst bei großen, stark vermaschten Netzen in der Regel nur wenige Iterationsschritte erforderlich sind. Die NILB kann, genau wie die NISB, auf alle niederspannungstypischen Netzstrukturen angewendet werden. Nachteilig wirkt sich der enorme Rechenaufwand aus, da die Jacobi-Matrix in jedem Iterationsschritt vollständig neu aufgestellt werden muss. Darüber hinaus müssen die Startwerte für die komplexen Knotenspannungen nahe der gesuchten Lösung liegen, da der NEWTON-RAPHSON-Algorithmus sehr empfindlich auf schlechte Startwerte reagiert [5]. Die neuartigen Belastungssituationen im Niederspannungsnetz, die mitunter extreme Spannungshübe zwischen Ortsnetzstation und Leitungsende verursachen, können dazu führen, dass die NILB nicht konvergiert, wenn als Startwert die Spannung am Bilanzknoten gewählt wird (konventioneller *Flat*-Start).

3.6.1.4 Auswahl der Berechnungsbasis

Die drei vorgestellten Verfahren weisen jeweils sehr unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Der Forderung nach einer schnellen und aufwandsminimalen Berechnung der Leistungsflüsse wird der FBAA am ehesten gerecht. Aber auch die NISB kann unter Zuhilfenahme geeigneter Programmieretechniken den gesuchten Zustandsvektor mit ausreichend kurzen Rechenzeiten zurückgeben.

Die Forderung nach einer Anwendbarkeit des Verfahrens auf alle vorkommenden NS-Netzstrukturen erfüllen nur die numerischen Verfahren mit beherrschbarem Aufwand. Die NILB verursacht allerdings selbst für sehr einfache Netzstrukturen enorme Rechenzeiten, sodass ihre Anwendung auf höhere Spannungsebenen beschränkt bleibt.

Die NISB stellt für die gestellten Anforderungen den besten Kompromiss dar. Gegenüber dem FBAA weist sie aufgrund ihres numerischen Charakters eine robustere Algorithmik und ein breiteres Anwendungsfeld auf. Der Vorteil gegenüber der NILB ist der deutlich geringere Re-

chenaufwand und die generelle Zulässigkeit der *Slack*-Spannung als Startwert der Iteration. Zudem konvergiert die NISB in vielen Fällen und bei geeigneter Wahl der Iterationsschranke schon nach dem ersten Iterationsschritt. Insbesondere aufgrund ihrer sehr guten Konvergenzeigenschaften eignet sich die NISB hervorragend für den Echtzeit-Einsatz innerhalb einer dezentralen Automatisierungsumgebung.

Aus diesen Gründen wird die numerische, iterative Strombilanzierung (NISB) als Berechnungsbasis für die phasenentkoppelte Leistungsflussberechnung ausgewählt.

3.6.2 Ablauf der iterativen Leistungsflussberechnung

Auf Basis der numerischen, iterativen Strombilanzierung (NISB) kann ein Lösungsalgorithmus modelliert werden, der den gesuchten Zustandsvektor und die komplexen Leistungsflüsse phasenentkoppelt berechnet. Die wesentlichen Bestandteile des Algorithmus werden im Folgenden näher vorgestellt.

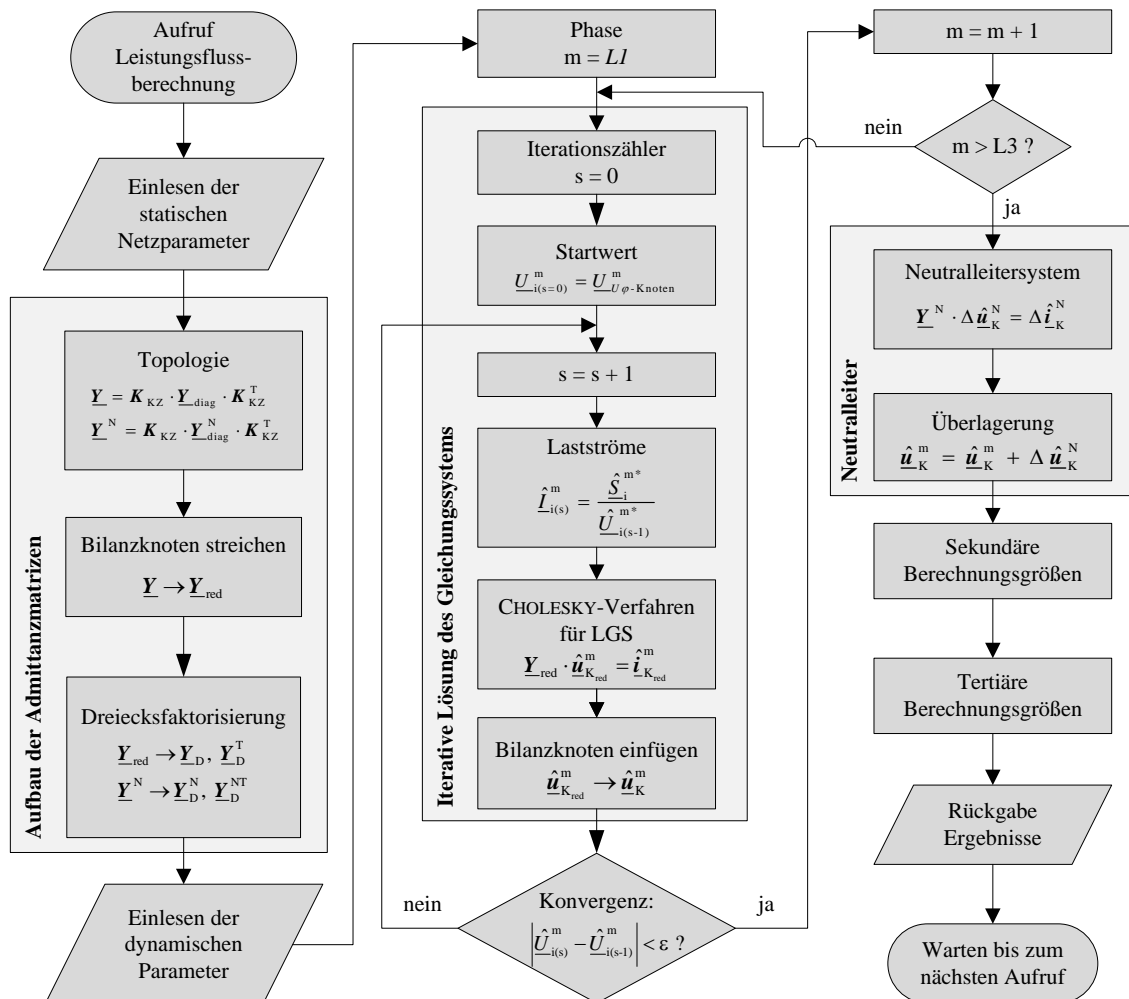


Abbildung 25: Ablauf der phasenentkoppelten, iterativen Leistungsflussberechnung

3.6.3 Aufbau der Admittanzmatrizen

Die Initialisierung der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung beginnt mit dem Aufbau der Netztopologie in der in Abschnitt 2.3.2 beschriebenen Form. Die Berechnung und Aufbereitung der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} für die drei leitenden Phasen und der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}^N für das Neutralleitersystem sind einmalig durchzuführende Operationen, die aus dem zyklischen Betrieb des Algorithmus ausgegliedert werden können (vgl. Abbildung 17).

Die Aufbereitung der Matrizen umfasst zunächst die Bilanzknoten-Reduzierung. Die komplexe Spannung am modellierten $U\varphi$ -Knoten ist keine unbekannte, sondern eine vorgegebene Größe. Die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} muss daher um die Zeile und die Spalte reduziert werden, die dem Bilanzknoten zuzuordnen sind. Dadurch verschlankt sich \underline{Y} zu einer reduzierten Matrix $\underline{Y}_{\text{red}}$ der Größe $N-1 \times N-1$.

$$\left[\begin{array}{c|ccc} \underline{y} & & & \\ \hline \underline{y}_{11} & \cdots & \underline{y}_{1N} & \\ \vdots & \ddots & \vdots & \\ \underline{y}_{N1} & \cdots & \underline{y}_{NN} & \end{array} \right]$$

Abbildung 26: Streichen des Bilanzknotens

Die Topologieaufbereitung umfasst zudem die Dreiecksfaktorisierung der symmetrischen Admittanzmatrizen. Zur schnellen und aufwandsminimalen Lösung von linearen Gleichungssystemen (LGS) bieten sich diverse Erweiterungen der GAUß-Elimination für quadratische, symmetrische Koeffizientenmatrizen an. Diese Verfahren basieren auf einer Zerlegung der Koeffizientenmatrix eines LGS in ein Produkt zweier zueinander transponierter Dreiecksmatrizen:

$$\underline{Y}_{\text{red}} = \underline{Y}_D^T \cdot \underline{Y}_D \quad (3.36)$$

$$\underline{Y}^N = \underline{Y}_D^{NT} \cdot \underline{Y}_D^N \quad (3.37)$$

Die reduzierte Knotenpunktadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{red}}$ und die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}^N für das Neutralleitersystem werden daher dreiecksfaktorisiert. Diese laufzeitintensiven Umformungen können ebenfalls als einmalig durchzuführende Operationen im Zuge der Algorithmus-Initialisierung durchgeführt werden und münden in den oberen Dreiecksmatrizen \underline{Y}_D und \underline{Y}_D^N sowie deren Transponierten \underline{Y}_D^T und \underline{Y}_D^{NT} .

3.6.4 Phasenkoppelte, iterative Lösung des Gleichungssystems

Zur phasenkoppelten Bestimmung des gesuchten Zustandsvektors $\hat{\underline{u}}_K^m$ für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ werden im zyklischen Betrieb zunächst die mithilfe der Ersatzwertbildung gewonnenen Abnehmer- und Erzeugerleistungen an den PQ -Knoten auf Basis von Gl. (3.30) in

komplexe Lastströme umgerechnet. Als Startwert der Spannung an den PQ -Knoten wird dazu im ersten Iterationsschritt die komplexe Spannung am Bilanzknoten gewählt.

Die Lastströme werden sodann mit einem negativen Vorzeichen versehen und in den Laststromvektor $\hat{\underline{i}}_{\underline{K}}^m$ überführt. Der vollständige Laststromvektor wird anschließend um die Zeile reduziert, die dem Bilanzknoten zuzuordnen ist. Die bekannte Spannung am Bilanzknoten wird mithilfe des ohmschen Gesetzes zu den entsprechenden Elementen des Laststromvektors hinzuaddiert, um den Spannungsvektor auf das Niveau der komplexen Spannung am Bilanzknoten anzuheben.

Das lineare Gleichungssystem

$$\underline{Y}_{\text{red}} \cdot \underline{\hat{u}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m = \hat{\underline{i}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m \quad (3.38)$$

muss nun mithilfe eines geeigneten Verfahrens gelöst werden. Prinzipiell existieren vielfältige Möglichkeiten zur Lösung von linearen Gleichungssystemen. Etablierte Lösungsverfahren sind insbesondere die GAUß-Elimination und die Matrizeninversion [46]. Während die Admittanzmatrizen im zyklischen Betrieb konstant sind, ändert sich der Laststromvektor zyklisch. Für die sich zyklisch wiederholende Lösung eines LGS mit konstanter Koeffizientenmatrix bietet sich insbesondere die BANACHIEWICZ-Erweiterung der GAUß-Elimination an, in welcher die gesuchten Größen durch einmalige Dreiecksfaktorisierung (LR-Zerlegung) der Koeffizientenmatrix nach dem FALKSchen Schema und zyklischem Vorwärts- bzw. Rückwärts einsetzen gewonnen werden [48].

Für den Spezialfall einer symmetrischen Koeffizientenmatrix existiert die im Rahmen dieser Arbeit durchgängig eingesetzte CHOLESKY-Erweiterung des GAUß-BANACHIEWICZ-Verfahrens [48]. Im ersten Schritt sieht dieses Verfahren die Dreiecksfaktorisierung der Koeffizientenmatrix vor. Diese Operation wurde bereits im Zuge der Topologieaufbereitung durchgeführt. Im zyklischen Betrieb wird nun zunächst der Laststromvektor $\hat{\underline{i}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m$ durch Vorwärtssubstitution in das Zwischenergebnis $\hat{\underline{c}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m$ umgerechnet, sodass folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\underline{Y}_{\text{D}}^T \cdot \hat{\underline{c}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m = \hat{\underline{i}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m \quad (3.39)$$

Anschließend werden die gesuchten Zustandsgrößen mittels Rückwärtssubstitution berechnet, sodass anschließend folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\underline{Y}_{\text{D}} \cdot \underline{\hat{u}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m = \hat{\underline{c}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m \quad (3.40)$$

In den auf diese Weise errechneten Spannungsvektor $\underline{\hat{u}}_{\underline{K}_{\text{red}}}^m$ kann nun am Ende des Iterationsschritts die bekannte Spannung am Bilanzknoten eingefügt werden, sodass der vollständige Zustandsvektor $\underline{\hat{u}}_{\underline{K}}^m$ der Größe $N \times 1$ resultiert.

$$\hat{\underline{u}}_{K_{\text{red}}}^m = \begin{bmatrix} \hat{U}_1^m \\ \vdots \\ \hat{U}_i^m \\ \hat{U}_p^m \\ \vdots \\ \hat{U}_N^m \end{bmatrix}$$

↑
← Einsetzen \hat{U}_j^m
↓
 $j = \text{Bilanzknoten}$

Abbildung 27: Einsetzen des Bilanzknotens

3.6.5 Konvergenzkriterium

Nach Abschluss eines jeden Iterationsschritts wird geprüft, ob das Konvergenzkriterium

$$\left| \hat{U}_{i(s)}^m - \hat{U}_{i(s-1)}^m \right| < \varepsilon \quad (3.41)$$

erfüllt ist.

Die Wahl einer geeigneten Iterationsschranke hat einen wesentlichen Einfluss auf die Laufzeit des Algorithmus. Auf höheren Spannungsebenen ist eine Festlegung der Iterationsschranke auf 0,01% der Spannung am Bilanzknoten gängige Praxis [48]. Bei der Festlegung der Iterationsschranke des in dieser Arbeit modellierten Leistungsflussalgorithmus ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Eingangsgrößen systembedingt mit einem Schätzfehler behaftet sind. Dies führt dazu, dass der durch einen sehr großen Konvergenzbereich verursachte Berechnungsfehler nur einen geringen Einfluss auf den Gesamtfehler des errechneten Netzzustands ausübt [37]. Umfangreiche Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass die Festlegung von ε auf 0,1% der Spannung am Bilanzknoten die gestellten Anforderungen an die Berechnungsgenauigkeit und die benötigte Rechenzeit am besten erfüllt. Dies führt in der Regel zu 1...3 Durchläufen der Iterationsschleife.³

3.6.6 Berücksichtigung des Neutralleiters

Die im NS-Netz auftretende Unsymmetrie – verursacht durch den Anschluss einphasiger Verbraucher und Einspeiser – führt dazu, dass sich die Außenleiterströme nicht zwangsläufig zu null addieren. Das elektrische Verhalten eines Vierleitersystems entspricht bei unsymmetrischer Belastung somit nicht dem Verhalten eines Dreileitersystems.

³ Die Festlegung von ε auf 1,0% der Spannung am Bilanzknoten stellt sicher, dass die Iterationsschleife nur ein einziges Mal durchlaufen wird.

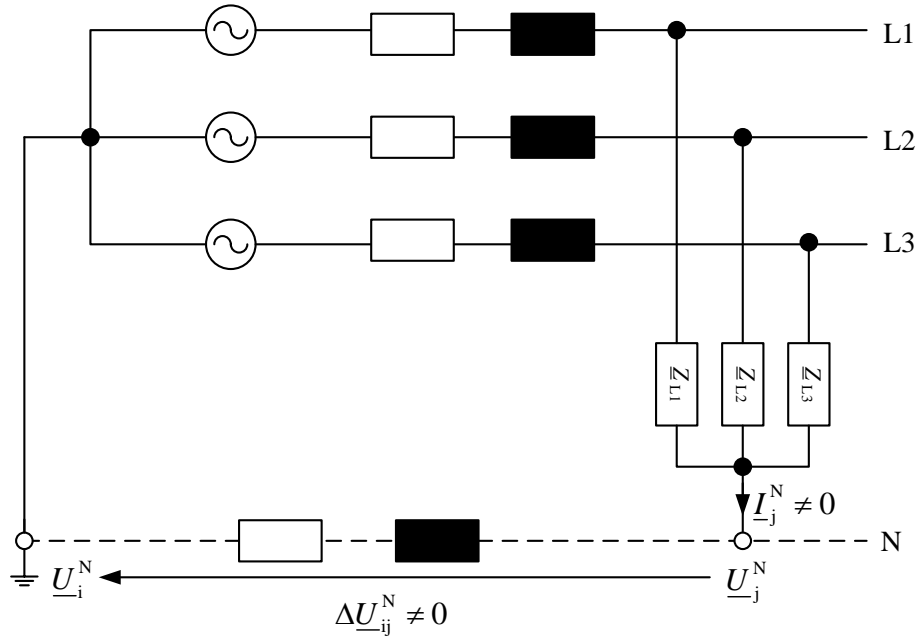


Abbildung 28: Spannungsanhebung über dem Neutralleiter

Der Neutralleiter ist in vielen Fällen nicht stromlos. Die unsymmetrische Belastung verursacht einen Neutralleiterstrom \underline{I}_j^N . Aufgrund der Parallelschaltung der Impedanz des Neutralleiters zur Impedanz der Erdrückleitung kommt es zum Auftreten einer Verlagerungsspannung $\Delta\underline{U}_{ij}^N$ gegenüber dem Erdpotential, die durch die bisherige phasenkoppelte Betrachtung nicht ausreichend genau abgebildet wurde [41].

$$\Delta\underline{U}_{ij}^N = \underline{U}_j^N - \underline{U}_i^N \quad (3.42)$$

Aus diesem Grund werden die zuvor errechneten Werte im Zustandsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ nach Abschluss der phasenkoppelten Berechnung um die Spannungsanhebung über dem Neutralleiter korrigiert. Zur aufwandsminimalen Berechnung aller Spannungsanhebungen über dem Neutralleiter im zu überwachenden Netz wird ein zusätzliches lineares Gleichungssystem für den Neutralleiter aufgebaut und wiederum mit dem CHOLESKY-Verfahren gelöst.

$$\underline{\mathbf{Y}}^N \cdot \Delta\hat{\underline{u}}_K^N = \Delta\hat{\underline{i}}_K^N \quad (3.43)$$

Anschließend kann der Zustandsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ mit der Spannungsanhebung über dem Neutralleiter überlagert werden:

$$\hat{\underline{u}}_K^m = \hat{\underline{u}}_K^m + \Delta\hat{\underline{u}}_K^N \quad (3.44)$$

Der Zustandsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ enthält schließlich die komplexen Spannungen an jedem Knoten des Netzes für die Phase $m \in [L1, L2, L3]$, korrigiert um die Spannungsanhebung über dem Neutralleiter.

3.6.7 Sekundäre Berechnungsgrößen

Mithilfe der errechneten und um die Spannungsanhebung über dem Neutralleiter korrigierten Zustandsvektoren $\hat{\underline{u}}_K^m$ lassen sich sekundäre Berechnungsgrößen wie Zweigströme, Leistungsflüsse und Verlustleistungen einfach ableiten. Der Zweigstrom zwischen den Netzknoten i und j ergibt sich zu

$$\underline{I}_{ij}^m = \underline{Y}_{ij} \cdot \left[\underline{U}_i^m - \underline{U}_j^m \right] \quad (3.45)$$

Die dreiphasige Gesamtleistung \underline{S}_{ij} , die am Knoten i in den Netzweig ij fließt, ergibt sich zu

$$\underline{S}_{ij} = \sum_{m=L1}^{L3} \left[\underline{U}_i^m \cdot \underline{I}_{ij}^m \right] \quad (3.46)$$

Die Verlustleistung \underline{S}_{ij}^v des Netzweigs ij lässt sich einfach errechnen über

$$\underline{S}_{ij}^v = \Delta \underline{S}_{ij} = \underline{S}_{ij} - \underline{S}_{ji} \quad (3.47)$$

Die Unsymmetrie der Spannung ist prinzipiell durch das Verhältnis von Gegensystem zu Mitsystem der symmetrischen Komponenten definiert [72]. Eine exakte Berechnung der Spannungsunsymmetrie bedingt daher eine Transformation der komplexen Knotenspannungen in symmetrische Komponenten. Zur Vermeidung dieser laufzeitintensiven Transformation beschränkt sich die Betrachtung der Unsymmetrie im Rahmen dieser Arbeit auf die folgende, vereinfachte Berechnungsvorschrift:

$$k_i = 100\% \cdot \frac{\sum_{m=L1}^{L3} \left| U_i^m - \bar{U}_i \right|}{3 \cdot U_i} \quad (3.48)$$

$$\text{mit } \bar{U}_i = \frac{\sum_{m=L1}^{L3} U_i^m}{3}$$

3.6.8 Tertiäre Berechnungsgrößen und Zustandsindikatoren

Der zyklisch errechnete Netzzustand muss im Echtzeit-Einsatz hinsichtlich drohender Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der thermischen Grenzwerte der Betriebsmittel analysiert werden. Zu diesem Zweck werden einige tertiäre Berechnungsgrößen definiert, die unmittelbar aus dem Zustandsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ und den sekundären Berechnungsgrößen abgeleitet werden können.

Die vorzeichenbehaftete, prozentuale Abweichung des errechneten Spannungsniveaus von der Netz-*Nennspannung* U_n berechnet sich über

$$\alpha_{U_i}^m = \left[\frac{U_i^m \cdot \sqrt{3}}{U_n} - 1 \right] \cdot 100\% \quad (3.49)$$

Die vorzeichenlose, prozentuale Auslastung einer Phase einer Niederspannungsleitung ergibt sich aus dem Quotienten des Betrags des errechneten Zweigstroms der Phase und des thermischen Grenzstroms I_{th} der Leitung.

$$\alpha_{I_{ij}}^m = \frac{I_{ij}^m}{I_{ij}^{th}} \cdot 100\% \quad (3.50)$$

Die vorzeichenlose, prozentuale Auslastung eines Ortsnetztransformators t bestimmt sich durch Inbezugsetzung aller ab- oder zufließenden Leistungen zur Bemessungsleistung des Transformators.

$$\alpha_{S_t} = \frac{\left| \sum_{i=1}^N S_{ti} \right|}{S_t^r} \cdot 100\% \quad (3.51)$$

Neben diesen tertiären Berechnungsgrößen werden drei Statusindikatoren eingeführt, die den Laufzeitstatus des Berechnungsalgorithmus und den aktuellen Netzzustand beschreiben. Die Statusindikatoren folgen dabei dem Ampelprinzip. Der Funktionsindikator *Overall Result* beschreibt die Funktionsfähigkeit des Algorithmus in Abhängigkeit der verfügbaren Eingangsgrößen.

Tabelle 6: Mögliche Zustände des Funktionsindikators *Overall Result*

<i>Overall Result</i>	Interpretation
grün	keine Funktionseinschränkungen; alle statischen Parameter und dynamischen Prozesswerte sind gültig und liegen in der erforderlichen Quantität und Qualität vor.
gelb	eingeschränkte Berechnungsgenauigkeit; die vorliegenden statischen und/oder dynamischen Eingangsgrößen weisen eine geringe Qualität/Quantität auf.
rot	keine Funktionsfähigkeit; die vorliegenden statischen und/oder dynamischen Eingangsgrößen können die Funktionsfähigkeit des Algorithmus nicht gewährleisten.

Der Funktionsindikator *Overall Result* wechselt insbesondere dann in den Zustand *gelb*, wenn die Messwerte der parametrisierten Sensoren nicht vollständig am Eingang des Algorithmus zur Verfügung stehen. Mögliche Ursachen hierfür sind beispielsweise Kommunikationsstörungen

oder ein Defekt eines Sensors. Handelt es sich bei einem der fehlenden Messwerte um eine obligatorische Eingangsgröße, ohne die der Algorithmus keine Zustandsberechnung durchführen kann, wechselt *Overall Result* in den Zustand *rot*.

Der aktuelle Netzzustand wird auf Basis der Ergebnisse der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung in zwei separaten Statusindikatoren abgebildet. Dabei steht eine übersichtliche Darstellung ohne Detailinformationen im Vordergrund. Der Statusindikator *Voltage Range* beschreibt den Netzzustand hinsichtlich der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes. Der Statusindikator *Capacity Utilization* beschreibt den Netzzustand hinsichtlich der Auslastung der Betriebsmittel.

Sofern keine externen Vorgaben andere Kriterien definieren, orientiert sich die Beurteilung des Netzzustands hinsichtlich der Einhaltung des zulässigen Spannungsbands an den Vorgaben der DIN EN 50160, während die *Capacity Utilization* anhand der Dauer und der Höhe der Betriebsmittelüberlastung beurteilt wird.

Tabelle 7: Mögliche Zustände der Netzzustandsindikatoren

Statusindikator	Interpretation
grün	Das Spannungsband wird momentan nicht verletzt bzw. die Betriebsmittelauslastung ist unkritisch.
gelb	Im Zuge der Netzzustandsüberwachung wurde eine Spannungsbandverletzung bzw. eine Betriebsmittelüberlastung festgestellt; nachgelagerte Regelungseingriffe sind ggf. erforderlich.
rot	Im Zuge der Netzzustandsüberwachung wurde eine Spannungsbandverletzung bzw. eine Betriebsmittelüberlastung festgestellt, zu deren Behebung keine geeigneten Regelungseingriffe möglich sind.

Die Zustände *grün* und *gelb* werden dabei aus den Ergebnissen der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung abgeleitet. Die Entscheidung, ob zur Behebung der identifizierten Grenzwertverletzung geeignete Regelungseingriffe möglich sind und, ob die Statusindikatoren daher am Ende des Berechnungszyklus in den Zustand *rot* wechseln, trifft hingegen der nachgelagerte Regelungsalgorithmus [34].

3.7 Aufruffrequenz im Echtzeit-Betrieb

Die Zustandsüberwachung von intelligenten Niederspannungsnetzen wird den Anforderungen an ein Echtzeit-System gerecht, wenn sie drohende Spannungsbandverletzungen und unzulässige Überlastungen der Betriebsmittel rechtzeitig erkennt. Insofern determinieren diese Kriterien die kritischen Zeitkonstanten im Niederspannungsnetz. Der vorgestellte Algorithmus muss im Echtzeit-Betrieb daher zyklisch aufgerufen werden. In diesem Zusammenhang kann ein Spekt-

rum für das zeitliche Intervall zwischen zwei Inkrementierungen des Zyklus-Zählers und damit für die Aufrufhäufigkeit des Algorithmus determiniert werden.

Die Aufrufhäufigkeit muss auf der einen Seite gering genug sein, um die vollständige Übertragung und Verarbeitung der Messwerte, aber auch die Ausführung der daraus resultierenden Regelungsbefehle zu gewährleisten. Insofern wird die maximale Aufrufhäufigkeit durch die entsprechende Latenzzeit der Echtzeit-Überwachung und -Regelung des Netzes bestimmt. Diese setzt sich im Wesentlichen zusammen aus der *Ausbreitungsverzögerung*, die von der Latenzzeit der eingesetzten Kommunikationstechnik abhängt, und der *Verarbeitungsverzögerung*, die durch die Netzgröße und die resultierende Laufzeit der modellierten Berechnungsalgorithmen bestimmt wird.

Gegenüber der Verarbeitungsverzögerung hat die Ausbreitungsverzögerung einen wesentlich größeren Einfluss auf die Gesamtlatenz. Während eine Signalübertragung via DSL eine durchschnittliche Verzögerungszeit von etwa 0,02 Sekunden aufweist, kann die Verzögerung bei einer Übertragung mittels einer GPRS/UMTS-Verbindung durchaus 0,4 Sekunden betragen [73]. Insofern ist die maximale Aufrufhäufigkeit in hohem Maße abhängig von der eingesetzten Kommunikations- und Kleinfernwirktechnik. Eine Aufrufhäufigkeit von etwa 12-15 Berechnungen pro Minute liegt aber generell im Bereich des Möglichen.

Die Aufrufhäufigkeit muss andererseits groß genug sein, um drohende und bestehende Überschreitungen der Grenzwerte des Spannungsbandes und der Betriebsmittel sicher identifizieren zu können. Die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160 ist in diesem Zusammenhang vergleichsweise unkritisch, da die Spannungswerte lediglich über ein Integrationsintervall von 10 Minuten innerhalb des zulässigen Bandes liegen müssen [7].

Demgegenüber können Überschreitungen der zulässigen Betriebstemperatur der Niederspannungsleitungen in Abhängigkeit der aktuellen Belastung mitunter deutlich schneller eintreten. Die minimale Aufrufhäufigkeit kann daher aus der zeitlichen Differenz zwischen dem Eintreten der Überschreitung des thermischen Grenzstroms I_{th} und der tatsächlichen Überschreitung der maximal zulässigen Betriebstemperatur ϑ_b der Leitungen abgeleitet werden. Dazu können folgende Überlegungen angestellt werden: Der maximal zulässige Betriebsstrom darf nicht dauerhaft überschritten werden. Kurzfristig sind Überschreitungen von I_{th} allerdings unkritisch, solange ϑ_b nicht erreicht wird. Ein Erwärmungsmodell für NS-Leitungen kann Aufschluss über die gesuchte zeitliche Differenz und damit über die minimal erforderliche Aufrufhäufigkeit geben. Ein solches Modell kann indirekt aus dem Schmelzzeit-Strom-Verhalten von NH-Sicherungen entwickelt werden, da diese neben dem Kurzschlusschutz auch den Überlastschutz im NS-Netz übernehmen [5].

Die Ermittlung der minimalen Aufrufhäufigkeit sei beispielhaft an einem NS-Kabel vom Typ NAYY 4×120 SE ($I_{th} = 242$ A) erläutert. Zunächst muss für das Kabel eine ausreichende Absicherung gewählt werden. NH-Sicherungen, deren Bemessungsstrom unterhalb von I_{th} liegt,

erfüllen die Anforderungen an eine sichere Projektierung [5]. Daher wird eine NH-Sicherung vom Typ gG (Standard-Ganzbereichssicherung) mit einem Bemessungsstrom von 200 A ausgewählt. Das Verhalten dieser Sicherung wird durch die Darstellung ihrer Schmelzzeit-Strom-Kennlinie deutlich [24].

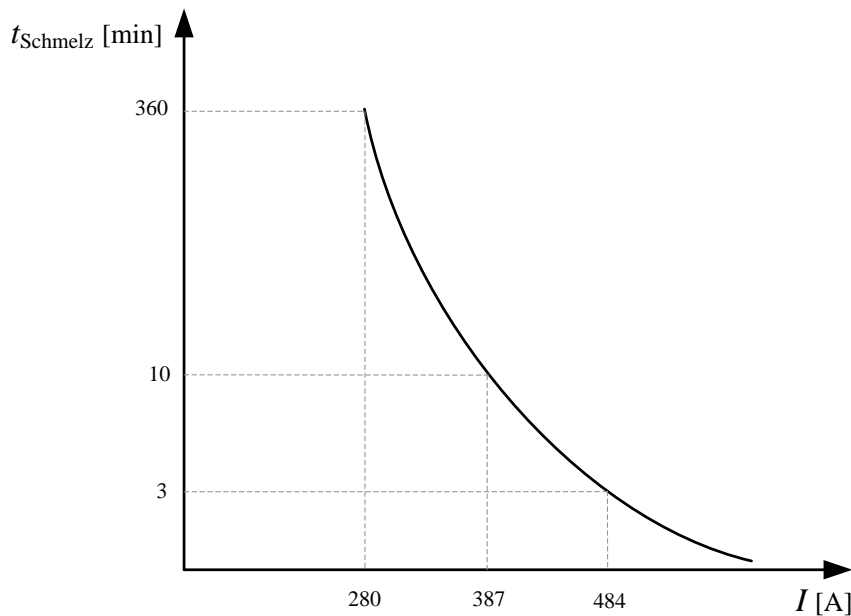


Abbildung 29: Schmelzzeit-Strom-Kennlinie einer 200A-NH-Sicherung (nach [5])

Es ist erkennbar, dass Überlastungen bis zum 1,16-fachen von I_{th} von der NH-Sicherung bedingungslos geduldet werden, da der kleinste Schmelzstrom bei 280 A liegt. Erst bei einer Überschreitung dieser Schwelle setzt der Schmelzvorgang ein, der im Falle einer 1,16-fachen Überlastung sechs Stunden dauert. Erst nach dieser Zeit wird der Stromfluss unterbrochen. Eine 1,6-fache Kabelüberlastung bedeutet eine Stromstärke von 387 A. Diese wird durch die NH-Sicherung nach etwa 10 Minuten ausgeschaltet. Den Extremfall der Kabelbelastung stellt eine Überschreitung von I_{th} um 200% dar. Die NH-Sicherung reagiert auf diese Extremsituation nach circa drei Minuten. Da die Überwachungs- und Steuerungsintelligenz auch für diesen unwahrscheinlichen Überlastungszustand ausgelegt sein muss, kann die minimal erforderliche Aufrufhäufigkeit auf etwa 0,33 Berechnungen pro Minute festgelegt werden, d.h. nach Ablauf von drei Minuten sollte spätestens eine erneute Zustandsberechnung durchgeführt werden.

In Abhängigkeit von den Spezifikationen der eingesetzten Fernwirktechnik und den thermischen Grenzströmen der zu überwachenden Netzabschnitte kann das ermittelte Spektrum entsprechend angepasst werden. Es empfiehlt sich, eine Aufrufhäufigkeit zu wählen, die sowohl die vollständige Datenübertragung und -verarbeitung ermöglicht, als auch die sichere und rechtzeitige Identifikation aller denkbaren Überlastungszustände gewährleistet. Im Rahmen der durchgeführten Felduntersuchungen hat es sich als praktikabel erwiesen, das Intervall zwischen zwei Berechnungszyklen auf 30 Sekunden festzulegen [35].

3.8 Probabilistische Topologieerkennung

Die Eingangsgrößen des Algorithmus zur dezentralen Zustandsüberwachung unterteilen sich in statische Netzparameter und dynamische Prozesswerte (vgl. Abbildung 16). Die statischen Netzparameter weisen in der Praxis häufig nur eine geringe Qualität auf. Insbesondere die aktuelle Netztopologie und die Betriebsmitteldaten werden in vielen Fällen nicht ausreichend genau im Geografischen Informationssystem (GIS) des Netzbetreibers nachgepflegt, da der Bedarf an diesen Informationen in der Vergangenheit sehr gering war [74]. Während des Netzbetriebs können manuelle Umschaltungen im Netz notwendig sein, die unmittelbar zu einer veränderten Netztopologie führen. In einem solchen Fall besteht die Gefahr, dass die dezentrale Zustandsüberwachung nicht mehr durchgeführt werden kann, da die Ergebnisse der phasenentkoppelten Leistungsflussberechnung nicht länger verlässlich sind. Erst ein *Update* der statischen Netzparameter kann dann die Funktionsfähigkeit wiederherstellen [16]. Es besteht daher der Bedarf, das modellierte Verfahren zur Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen um die Möglichkeit zu erweitern, solche Änderungen der Netztopologie automatisch zu erkennen.

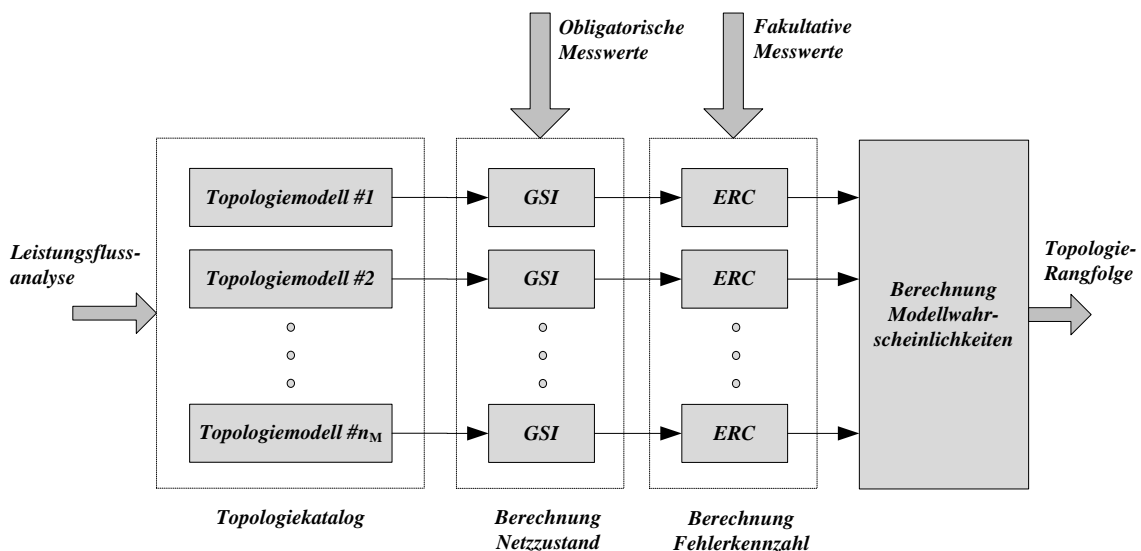


Abbildung 30: Konzept der probabilistischen Topologieerkennung [16]

In Anlehnung an das in [75] vorgestellte Verfahren basiert der in Abbildung 30 dargestellte Ansatz auf einer abgeschlossenen Menge unterschiedlicher *Topologiemodelle*, die diverse Netzkonfigurationen und Status von NS-Trennstellen abbilden. Diese Topologiemodelle werden in einem *Topologiekatalog* abgelegt. Jedes der dort abgelegten Modelle muss einen signifikanten Einfluss auf den resultierenden Netzstatus ausüben, da die Anzahl der Topologiemodelle innerhalb des Katalogs begrenzt ist, um den Berechnungsaufwand im Echtzeit-Betrieb beherrschen zu können. Die Identifikation dieser kritischen Topologiemodelle erfordert eine umfangreiche Leistungsflussanalyse, die ex ante durchgeführt werden muss. Die Erfahrung des Netzbetreibers sollte in diese Analyse eingebunden werden [75]. In Abhängigkeit der Netzstruktur umfasst der Topologiekatalog in der Regel 5...10 Topologiemodelle. Die determinierten

Topologiemodelle werden an den Algorithmus zur probabilistischen Topologieerkennung übergeben [35][34].

Die probabilistische Topologieerkennung wird im Echtzeit-Betrieb periodisch nach Ablauf einer spezifischen Zeitperiode, z.B. nach Ablauf von 60 Minuten, aufgerufen. In Abhängigkeit der zu erwartenden Häufigkeit der Schalthandlungen im betrachteten Netz kann diese Zeitperiode angepasst werden. Zusätzlich kann ein Aufruf der probabilistischen Topologieerkennung ausgelöst werden, wenn ausgeführte Regelungseingriffe nicht die prognostizierte Auswirkung auf den Netzzustand haben, da es in einem solchen Fall sehr wahrscheinlich ist, dass das momentan aktivierte Topologiemodell nicht der wahren Netztopologie entspricht.

Im ersten Schritt des Verfahrens wird der Netzzustand für jedes Element des Topologiekatalogs bestimmt, wobei diesen Berechnungen ausschließlich die Messwerte der obligatorischen Sensoren als gemeinsame Prozesswerte zugrunde liegen. Die fakultativen Bestandteile der Messtopologie werden aus diesen Berechnungen ausgeklammert und für den Folgeschritt des Verfahrens vorgehalten. Eine detaillierte Unterscheidung zwischen obligatorischen und fakultativen Sensoren ist Abschnitt 5.2 zu entnehmen.

Nachdem alle Topologiemodelle mithilfe der Messwerte der obligatorischen Sensoren mit einem eindeutigen Netzzustand attribuiert worden sind, werden nun die Abweichungen zwischen den realen und den errechneten Ergebnissen an allen fakultativen Messstandorten ermittelt und in den Fehlervektor f_i des Topologiemodells i eingesetzt. Strom- und Spannungswerte werden dabei zunächst strikt getrennt.

Wie sich im späteren Verlauf dieser Arbeit zeigen wird, folgen die Abweichungen der geschätzten Zustandsvariablen von den gemessenen Werten näherungsweise einer Normalverteilung (vgl. Abschnitte 4.4 und 5.2.4).

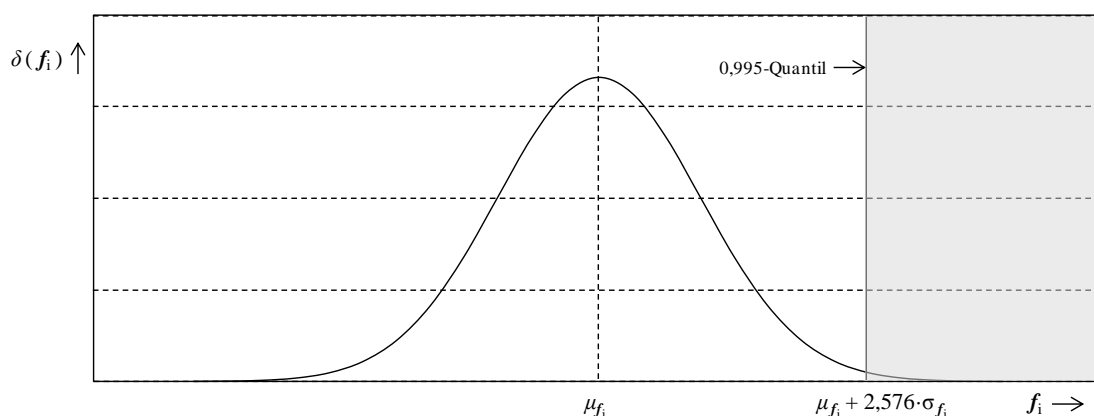


Abbildung 31: Dichtefunktion und 0,995-Quantil der normalverteilten Fehlervektoren

Die 99,5%-Perzentile der Fehlervektoren sind geeignete Fehlerkennzahlen [34] und können mithilfe von Erwartungswert und Standardabweichung einfach bestimmt werden [76]:

$$\begin{aligned} f_i^U &= \mu_{f_i^U} + 2,576 \cdot \sigma_{f_i^U} \\ f_i^I &= \mu_{f_i^I} + 2,576 \cdot \sigma_{f_i^I} \end{aligned} \quad (3.52)$$

Diese beiden Fehlerkennzahlen des Topologiemodells i können in zwei Modellwahrscheinlichkeiten für die beiden Zustandsgrößen (Spannung U und Zweigstrom I) umgerechnet werden [77]:

$$p_i^U = \frac{\left(\sum_{j=1}^{n_M} f_j^U \right) - f_i^U}{(n_M - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_M} f_j^U}, \quad p_i^I = \frac{\left(\sum_{j=1}^{n_M} f_j^I \right) - f_i^I}{(n_M - 1) \cdot \sum_{j=1}^{n_M} f_j^I} \quad (3.53)$$

wobei n_M die Anzahl der Topologiemodelle im Topologiekatalog repräsentiert.

Obwohl Strom- und Spannungsabweichungen nicht unmittelbar vergleichbar sind, muss eine gemeinsame Wahrscheinlichkeit p_i eingeführt werden, um eine eindeutige Rangfolge der Topologiemodelle zu bestimmen [34]. Die Umrechnung der beiden Fehlerkennzahlen in zwei Modellwahrscheinlichkeiten hat dazu geführt, dass p_i^U und p_i^I nicht länger die Werte der zugrunde liegenden elektrischen Variable repräsentieren. Daher kann p_i nun als gewichteter Mittelwert aus p_i^U und p_i^I definiert werden:

$$p_i = \frac{\text{size}(f_i^U)}{\text{size}(f_i^U) + \text{size}(f_i^I)} \cdot p_i^U + \frac{\text{size}(f_i^I)}{\text{size}(f_i^U) + \text{size}(f_i^I)} \cdot p_i^I \quad (3.54)$$

wobei $\text{size}(f_i)$ die Größe des Fehlervektors f_i ist.

Das beschriebene Verfahren basiert auf folgendem Axiom: In den meisten Betrachtungsfällen wird ein einzelnes Modell innerhalb des Topologiekatalogs im Vergleich zu den übrigen Topologiemodellen signifikant geringere Abweichungen zwischen den errechneten und den realen Werten verursachen, da dieses Modell der wahren Netztopologie am meisten entspricht. Die Modellwahrscheinlichkeit dieses Modells wird daher größer sein, als die Modellwahrscheinlichkeit der übrigen Topologiemodelle.

Der Einfluss von Topologieänderungen auf Messwerte aus fakultativen Sensoren ist abhängig von verschiedenen netzspezifischen Parametern, z.B. der elektrischen Entfernung zwischen dem fakultativen Sensor und der beeinflussten NS-Trennstelle. Um sicherzustellen, dass der Einfluss wahrgenommen wird, wird die probabilistische Topologieerkennung mehrfach hintereinander durchgeführt. Anschließend werden die Modellwahrscheinlichkeiten der Einzelbetrachtungen ganzheitlich analysiert. Dadurch wird das Risiko einer Fehlinterpretation der errechneten Abweichungen deutlich reduziert. Sofern ein Element des Topologiekatalogs seine Position an der Spitze der Topologie-Rangfolge behaupten kann, wird dieses Element das bis zu diesem Zeit-

punkt aktivierte Topologiemodell ersetzen und bis zum Ablauf der nächsten Zeitperiode aktiviert bleiben [34].

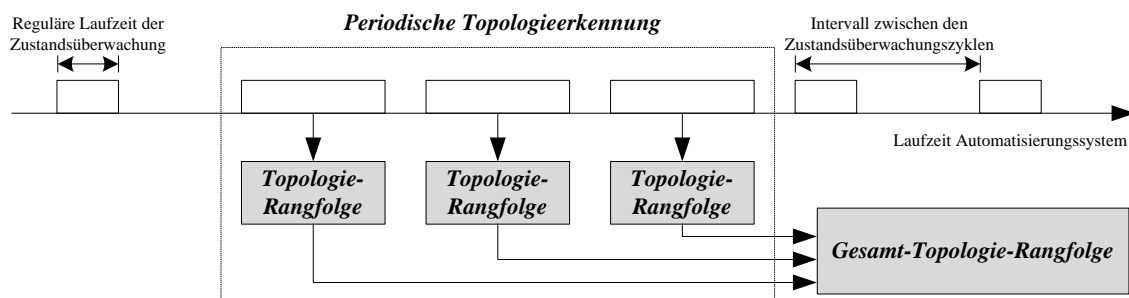


Abbildung 32: Topologieerkennung innerhalb der Laufzeit des Automatisierungssystems [34]

Das vorgestellte Verfahren ergänzt die dezentrale Zustandsüberwachung um die Möglichkeit, Schalthandlungen im NS-Netz automatisch zu erkennen. Die Funktionsfähigkeit der Topologieerkennung ist abhängig von der Messtopologie des automatisierten Netzes und insbesondere von der Qualität der ex ante durchzuführenden Leistungsflussanalyse, da diese die Güte des Topologiekatalogs determiniert. Aus diesem Grund stellt die probabilistische Topologieerkennung eine optionale Erweiterung des Gesamtverfahrens der Echtzeit-Zustandsüberwachung dar.

3.9 Exemplarische Anwendung des Verfahrens

In diesem Abschnitt soll das modellierte Verfahren zur dezentralen Überwachung des Netzzustands anhand eines exemplarischen Belastungsszenarios für das vorstädtische Niederspannungsnetz demonstriert werden. Die Demonstration beschränkt sich auf die wesentlichen Prozeduren des Algorithmus und erhebt somit keinen Anspruch auf eine vollständige Veranschaulichung aller Verfahrensbestandteile. Die Betrachtung beschränkt sich zudem auf die Beträge der Knotenspannungen, Zweigströme und Leistungsflüsse, da diese für eine Echtzeit-Auswertung des Netzzustands hinsichtlich bestehender oder drohender Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der Betriebsmittelgrenzwerte ausreichend sind.

3.9.1 Exemplarische Messtopologie

Abbildung 33 zeigt die dem Beispiel zugrunde liegende Messtopologie im vorstädtischen Niederspannungsnetz. Die Messtopologie umfasst 6 Messstandorte (Knoten 1, 3, 16, 26, 29, 35) mit insgesamt 11 Zweigstrommessungen. Die Sensoren an den Knoten 3, 16 und 26 sind fakultativ, die Sensoren an den Knoten 1, 29 und 35 sind hingegen obligatorisch.⁴

⁴ Obligatorische Sensoren befinden sich an der Systemgrenze des betrachteten Netzes. Ihr Einsatz gewährleistet die Funktionsfähigkeit der Zustandsüberwachung. Fakultative Sensoren dienen ausschließlich dem Zweck, die geforderte Berechnungsgenauigkeit zu gewährleisten. Eine Definition der Begriffe „obligatorischer Sensor“ und „fakultativer Sensor“ findet sich in den Abschnitten 5.2.1 und 5.2.2.

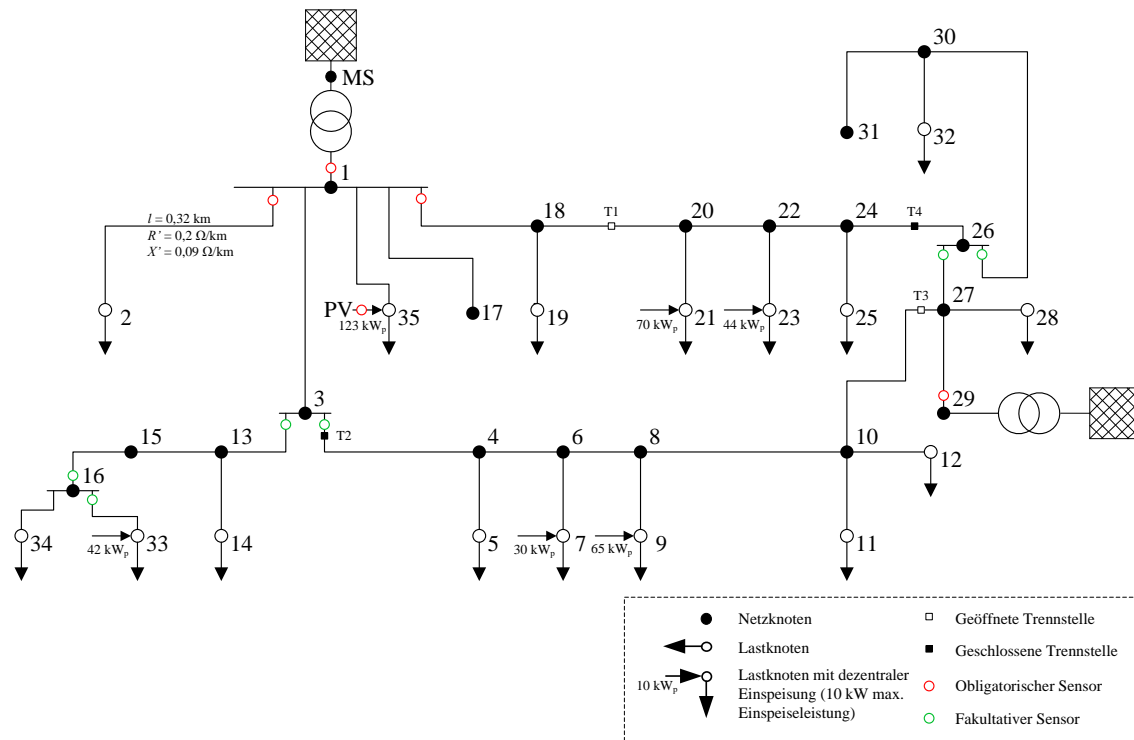


Abbildung 33: Messtopologie des vorstädtischen Niederspannungsnetzes

Neben den statischen Netzparametern werden dem Algorithmus auf Basis dieser Messtopologie die in Tabelle 8 und Tabelle 9 dargestellten Messwerte als dynamische Eingangsgrößen eines exemplarischen Überwachungszyklus zur Verfügung gestellt.

Tabelle 8: Obligatorische Messwerte im exemplarischen Belastungsszenario

Knoten i	Knoten j	S_{ij}^{L1} [kW]	S_{ij}^{L2} [kW]	S_{ij}^{L3} [kW]	U_i^{L1} [V]	U_i^{L2} [V]	U_i^{L3} [V]
1	2	9,72	6,70	3,68	237,00	237,00	237,00
1	18	8,28	4,37	12,20			
MS	1	-33,53	-40,54	-35,73			
29	27	-11,37	-11,37	-11,37	237,00	237,00	237,00
PV	35	35,18	35,18	35,18	241,20	241,20	241,20

Tabelle 9: Fakultative Messwerte im exemplarischen Belastungsszenario

Knoten i	Knoten j	S_{ij}^{L1} [kW]	S_{ij}^{L2} [kW]	S_{ij}^{L3} [kW]	U_i^{L1} [V]	U_i^{L2} [V]	U_i^{L3} [V]
26	27	18,64	18,64	18,64	238,37	238,37	238,37
26	30	8,95	8,95	8,95			
3	4	-7,68	-7,68	-7,68	238,39	238,39	238,39
3	13	-2,50	-2,50	-2,50			
16	15	8,29	8,29	8,29	243,44	243,44	243,44
16	33	-14,79	-14,79	-14,79			

3.9.2 Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen

Die Messwerte finden ihre erstmalige Verwendung im Rahmen der phasenentkoppelten Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen. Im betrachteten Beispiel gehört lediglich die 123-kW_p-Anlage an Knoten 35 zu den überwachten Photovoltaik-Anlagen des Netzgebiets. Der momentane Echtzeit-Gleichzeitigkeitsfaktor g ergibt sich damit zu 0,86. Tabelle 10 zeigt die resultierenden Ergebnisse der Schätzung der Einspeiseleistung der nicht überwachten Photovoltaik-Anlagen an den Knoten 7, 9, 21, 23 und 33.

Tabelle 10: Ergebnisse der Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen

Knoten j	\hat{P}_j^{L1} [kW]	\hat{P}_j^{L2} [kW]	\hat{P}_j^{L3} [kW]
7	8,60	8,60	8,60
9	18,63	18,63	18,63
21	20,07	20,07	20,07
23	12,61	12,61	12,61
33	12,04	12,04	12,04

3.9.3 Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen

Die Berechnungsergebnisse der Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen werden gemeinsam mit den verfügbaren Messwerten an die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen übergeben. Diese basiert auf der Aufteilung des Netzes in mehrere autarke Netzbezirke. Die Zuordnung der Lastknoten zu autarken Netzbezirken erfolgt mithilfe des DIJKSTRA-Algorithmus. Tabelle 11 listet die Lastknoten des vorstädtischen Niederspannungsnetzes sowie deren Bezirkszuordnung auf.

Tabelle 11: Zuordnung der Lastknoten zu autarken Netzbezirken

Lastknoten i	Netzbezirk d	Lastknoten i	Netzbezirk d	Lastknoten i	Netzbezirk d
2	2	14	4	32	8
5	3	19	10	33	9
7	3	21	6	34	5
9	3	23	6	35	1
11	3	25	6		
12	3	28	7		

Auf Basis dieser Zuordnung können nun Ersatz-Abnehmerleistungen für die nicht überwachten Lastknoten generiert werden. Die mit den (Ersatz-)Einspeiseleistungen saldierten Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 12 exemplarisch für die Phase $L1$ in Netzbezirk 3 darge-

stellt. Am Lastknoten i zufließende (erzeugte) Leistungen werden dabei positiv, abfließende (verbrauchte) Leistungen negativ gezählt (Erzeugerzählpeilsystem).

Tabelle 12: Knotenleistungen als Resultat der Ersatzwertbildung in Netzbezirk 3 (Phase L1)

Lastknoten i	Netzbezirk d	Lineare Dispersion	Worst-Case-Dispersion
		\hat{S}_i^{L1} [kW]	\hat{S}_i^{L1} [kW]
5	3	-3,91	-11,55
7	3	4,69	0,60
9	3	14,72	18,63
11	3	-3,91	0,00
12	3	-3,91	0,00
Σ		7,68	7,68

Die Summe der Knotenleistungen in Netzbezirk 3 entspricht exakt dem gemessenen Leistungsfluss zwischen den Knoten 3 und 4. Die dargestellten Ergebnisse basieren auf den vorgestellten Grundsätzen der modellierten Ersatzwertbildung und auf den Leistungsspektren der einzelnen Lastknoten, deren obere Grenzen in diesem Beispiel durchweg auf einen realistischen Wert von 35 kW fixiert wurden.

Die demonstrierte Vorgehensweise muss für die Phasen $L2$ und $L3$ sowie alle übrigen Netzbezirke ebenfalls durchgeführt werden. Der letztlich resultierende Knotenleistungsvektor $\hat{\underline{s}}_K^m$ ermöglicht anschließend den Aufruf der phasenentkoppelten Leistungsflussberechnung.

3.9.4 Phasenentkoppelte Leistungsflussberechnung

Der Aufbau und die Aufbereitung der Knotenpunktadmittanzmatrizen für die leitenden Phasen und das Neutralleitersystem erfolgen im Zuge der Algorithmus-Initialisierung. Beide Matrizen umfassen jeweils 1225 Elemente. Entsprechend dem Bildungsgesetz der Knotenpunktadmittanzmatrix ergibt sich der Betrag des Elements y_{22} von \underline{Y} beispielsweise zu

$$\left| y_{22} \right| = \left| \sum_{p=1}^N Y_{-2p} \right| = \frac{1}{0,32 \text{ km} \cdot \sqrt{(0,2 \text{ } \Omega / \text{ km})^2 + (0,09 \text{ } \Omega / \text{ km})^2}} = 14,25 \text{ S} \quad (3.55)$$

\underline{Y} wird anschließend um die Zeilen und die Spalten reduziert, die den Bilanzknoten 1 und 29 zuzuordnen sind. Es verbleibt die reduzierte Matrix $\underline{Y}_{\text{red}}$ der Größe 33×33 . Die konsekutive Dreiecksfaktorisierung der Admittanzmatrizen mündet in den Dreiecksmatrizen \underline{Y}_D und \underline{Y}_D^N sowie \underline{Y}_D^T und \underline{Y}_D^{NT} .

Die Bestimmung von $\hat{\underline{u}}_K^m$ für jede Phase $m \in [L1, L2, L3]$ beginnt mit der Umrechnung des Knotenleistungsvektors $\hat{\underline{s}}_K^m$ in den Laststromvektor $\hat{\underline{i}}_K^m$, welcher anschließend um die Bilanzknoten-

Elemente reduziert und um das Spannungsniveau der Bilanzknoten erweitert wird. Alsdann wird das resultierende Gleichungssystem (3.38) mithilfe der CHOLESKY-Erweiterung des GAUß-BANACHIEWICZ-Verfahrens gelöst. Dieser Vorgang wird nun solange iterativ wiederholt, bis das Konvergenzkriterium erfüllt ist. Die Iterationsschranke ε wird in diesem Beispiel auf 0,1% festgelegt. Nach zwei Durchläufen der Iterationsschleife erfüllen die errechneten Spannungswerte das Konvergenzkriterium. Abbildung 34 zeigt die Berechnungsergebnisse der Knotenspannungen. Im Rahmen der Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen wurden die Leistungsalden dabei linear verworfen.

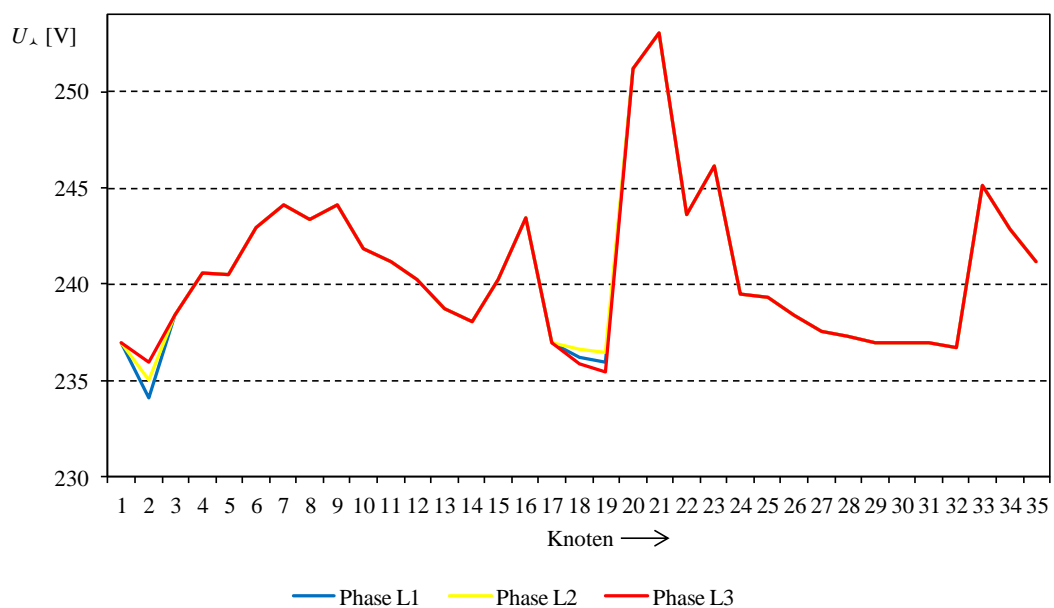


Abbildung 34: Spannungsprofil als Ergebnis der Leistungsflussberechnung

Die unsymmetrische Belastung an den Lastknoten 2 und 19 wird durch die phasenentkoppelte Leistungsflussberechnung korrekt abgebildet. Die erhöhte Leistungsentnahme an Knoten 2 über die Phase *L1* führt zu einer Spannungsdifferenz gegenüber der am geringsten belasteten Phase *L3* von 1,78 V. Die Unsymmetrie der Spannung an Knoten 2 beträgt 25,2%. An Knoten 19 hingegen wird die Phase *L3* am stärksten belastet. Da die Spannungsdifferenz gegenüber den beiden anderen Phasen jedoch sehr gering ist, beträgt die Unsymmetrie der Spannung an Knoten 19 lediglich 13,9%. Alle übrigen Knoten – außer die Knoten 2, 18 und 19 – weisen keine Unsymmetrie der Spannung auf. Die unsymmetrische Belastung an den Lastknoten 2 und 19 hat insbesondere keinen Einfluss auf die Symmetrie der Spannung am speisenden Ortsnetztransformator (Knoten 1). Dies lässt auf einen Transformator einer höheren Leistungsklasse (z.B. $S_r = 630$ kVA) mit einer sehr geringen Innenimpedanz schließen.

Der errechnete Netzzustand ist gänzlich unkritisch bezüglich der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes. Abbildung 35 zeigt die Berechnungsergebnisse der beiden Alternativkonzepte der Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen

- Lineares Verwerfen des Leistungssaldos
- Verwerfen des Leistungssaldos nach dem *Worst-Case-Prinzip*

im Vergleich. Es ist deutlich erkennbar, dass die Dispersion des Leistungssaldos nach dem *Worst-Case-Prinzip* insbesondere an den Knotenpunkten, die einem größeren Netzbezirk zugeordnet sind, zu einem kritischeren Netzzustand führt als die lineare Dispersion des Leistungssaldos.

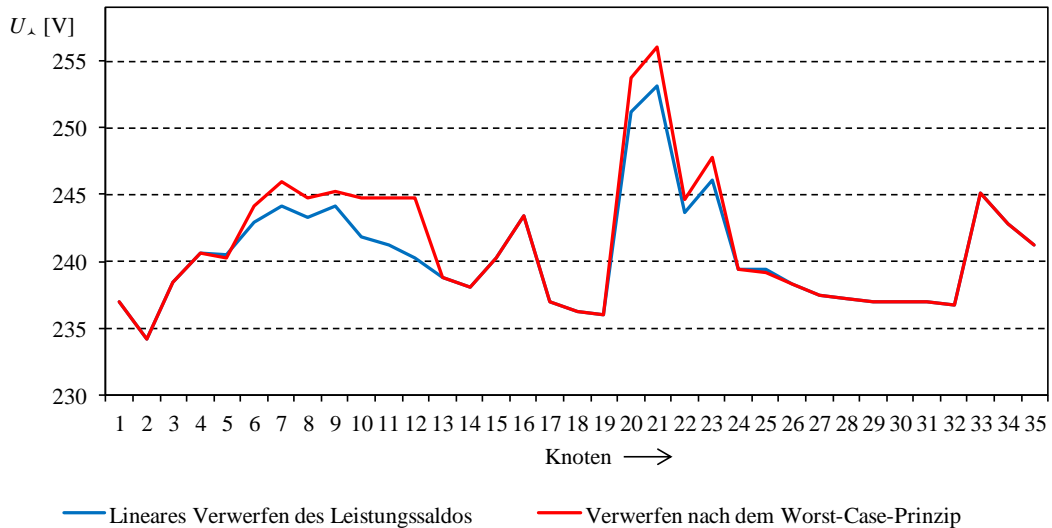


Abbildung 35: Spannungsprofil als Ergebnis der Leistungsflussberechnung (Phase L1)

Der Zustandsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ enthält nun die komplexen Spannungen an jedem Knoten des Netzes für jede leitende Phase $m \in [L1, L2, L3]$. Auf Basis dieses eindeutigen Netzzustands lassen sich die sekundären Berechnungsgrößen leicht ermitteln. Tabelle 13 zeigt die resultierenden Zweigströme der Phase *L1* in Netzbezirk 3. Die Berechnung der weiteren sekundären Berechnungsgrößen erfolgt äquivalent.

Tabelle 13: Zweigströme in Netzbezirk 3 (Phase L1)

Kn. <i>i</i>	Kn. <i>j</i>	Lineare Dispersion	<i>Worst-Case-Dispersion</i>
		I_{ij}^{L1} [A]	I_{ij}^{L1} [A]
3	4	-32,20	-32,20
4	5	21,89	50,00
4	6	-54,09	-82,20
6	7	-22,84	-35,28
6	8	-31,25	-46,92
8	9	-75,03	-46,92
8	10	43,78	0,00
10	11	21,89	0,00
10	12	21,89	0,00
10	27	0,00	0,00

Im Rahmen der *Worst-Case*-Dispersion des Leistungssaldos wurde Lastknoten 5 als Startknoten der Verteilung des Leistungssaldos bestimmt. Die übrigen Lastknoten 7, 9, 11 und 12 wurden in der Verteilungsreihenfolge an Knoten 5 angeheftet. Für die Lastknoten 9, 11 und 12 blieb bei der anschließenden Dispersion keine Teilmenge des Leistungssaldos mehr „übrig“, da der Leistungssaldo vollständig auf die Lastknoten 5 und 7 verworfen werden konnte. Aus diesem Grund sind die Zweigströme auf den Zweigen $8 \rightarrow 10$, $10 \rightarrow 11$ und $10 \rightarrow 12$ gleich null.

3.9.5 Analyse der Berechnungsergebnisse

Der errechnete Netzzustand kann nun hinsichtlich drohender oder bestehender Verletzungen des zulässigen Spannungsbands und der Grenzwerte der Betriebsmittel analysiert werden. Auf Basis der linearen Dispersion des Leistungssaldos lässt sich keine akute Verletzung des Spannungsbands gemäß DIN EN 50160 feststellen. Einzig $\alpha_{U_{21}}^m$ weist einen Wert in Höhe von 9,59% auf. Auf Basis der *Worst-Case*-Dispersion des Leistungssaldos beträgt die prozentuale Abweichung des errechneten Spannungsniveaus von der Netz-Nennspannung an Knoten 21 hingegen 10,87%. Während der Netzzustandsindikator *Voltage Range* somit am Ende des betrachteten Berechnungszyklus den Wert *grün* annimmt, wenn die lineare Dispersion als Entscheidungsgrundlage nachgelagerter Regelungseingriffe aktiviert wurde, ist es möglich, dass *Voltage Range* auf den Wert *gelb* wechselt, wenn die *Worst-Case*-Dispersion aktiviert wurde und der kritische Netzzustand über einen unzulässig langen Zeitraum fortbesteht.

Sofern der nachgelagerte Regelungsalgorithmus keine geeigneten Eingriffsmöglichkeiten zur Behebung der kritischen Situation bestimmen kann, ist zudem ein Wechsel von *Voltage Range* auf den Wert *rot* möglich.

Der Netzzustandsindikator *Capacity Utilization*, welcher den Netzzustand hinsichtlich der Auslastung der Betriebsmittel beschreibt, weist hingegen auf der Grundlage beider Berechnungsmethoden den Wert *grün* auf, da die thermischen Grenzwerte aller Betriebsmittel nicht überschritten werden.

3.9.6 Probabilistische Topologieerkennung

Das demonstrierte Verfahren wird fortlaufend innerhalb der einzelnen Überwachungszyklen des Automatisierungssystems durchgeführt. Die Aufrufhäufigkeit im Echtzeit-Betrieb wurde bereits in Abschnitt 3.7 diskutiert. Zudem kann nun periodisch die übergeordnete probabilistische Topologieerkennung aufgerufen werden, wenn die statischen Parameter einen Topologiekatalog umfassen, der verschiedene Topologiemodelle beinhaltet. Tabelle 14 zeigt einen möglichen Topologiekatalog für das vorstädtische Niederspannungsnetz.

Tabelle 14: Status der NS-Trennstellen im Topologiekatalog des vorstädtischen Beispielnetzes

Topologiemodell i	T1	T2	T3	T4
1	<i>geöffnet</i>	<i>geschlossen</i>	<i>geöffnet</i>	<i>geschlossen</i>
2	<i>geschlossen</i>	<i>geschlossen</i>	<i>geöffnet</i>	<i>geöffnet</i>
3	<i>geschlossen</i>	<i>geöffnet</i>	<i>geschlossen</i>	<i>geöffnet</i>
4	<i>geöffnet</i>	<i>geöffnet</i>	<i>geschlossen</i>	<i>geschlossen</i>

Die Berechnung der Topologie-Rangfolge wird nun auf Basis der in Tabelle 8 aufgelisteten Messwerte eines exemplarischen Belastungsszenarios sowie der zugehörigen Zweigstrommesswerte durchgeführt. Die Knoten 3, 16 und 26 sind fakultative Messstandorte. Die übrigen Messstandorte sind somit obligatorisch (vgl. Abbildung 33).

Mithilfe der obligatorischen Messwerte werden die Elemente des Topologiekatalogs nun nacheinander mit einem eindeutigen Netzzustand attribuiert. Anschließend werden die Abweichungen zwischen den realen und den errechneten Strom- und Spannungswerten an den fakultativen Messstandorten in den Fehlervektoren der vier Topologiemodelle gespeichert. f_i^U umfasst 9 Einträge ($\hat{=}$ 3 fakultative Messstandorte $\hat{=}$ 3 Spannungswerte), während f_i^I folgerichtig 18 Einträge aufweist ($\hat{=}$ insgesamt 6 Zweigstrommessungen an fakultativen Messstandorten $\hat{=}$ 3 Stromwerte). Die 99,5%-Perzentile der Fehlervektoren sowie die resultierenden Modellwahrscheinlichkeiten im ausgewählten Belastungsszenario sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Fehlerkennzahlen und resultierende Modellwahrscheinlichkeiten

Topologiemodell i	f_i^U	f_i^I	p_i
1	0,554 V	92,97 A	26,83%
4	0,846 V	110,94 A	24,96%
2	0,834 V	116,28 A	24,73%
3	1,086 V	124,21 A	23,49%

Topologiemodell 1 weist die höchste Modellwahrscheinlichkeit auf. Da die Berechnung auf Basis von Messwerten durchgeführt wurde, die zu einem Zeitpunkt erhoben wurden, als Topologiemodell 1 realisiert war (vgl. Abbildung 33), wurde die wahre Netztopologie korrekt erkannt.

Die probabilistische Topologieerkennung wird nun mehrfach hintereinander auf Basis unterschiedlicher Messwertsätze durchgeführt. Dadurch wird das Risiko einer Fehlinterpretation der errechneten Abweichungen deutlich reduziert.

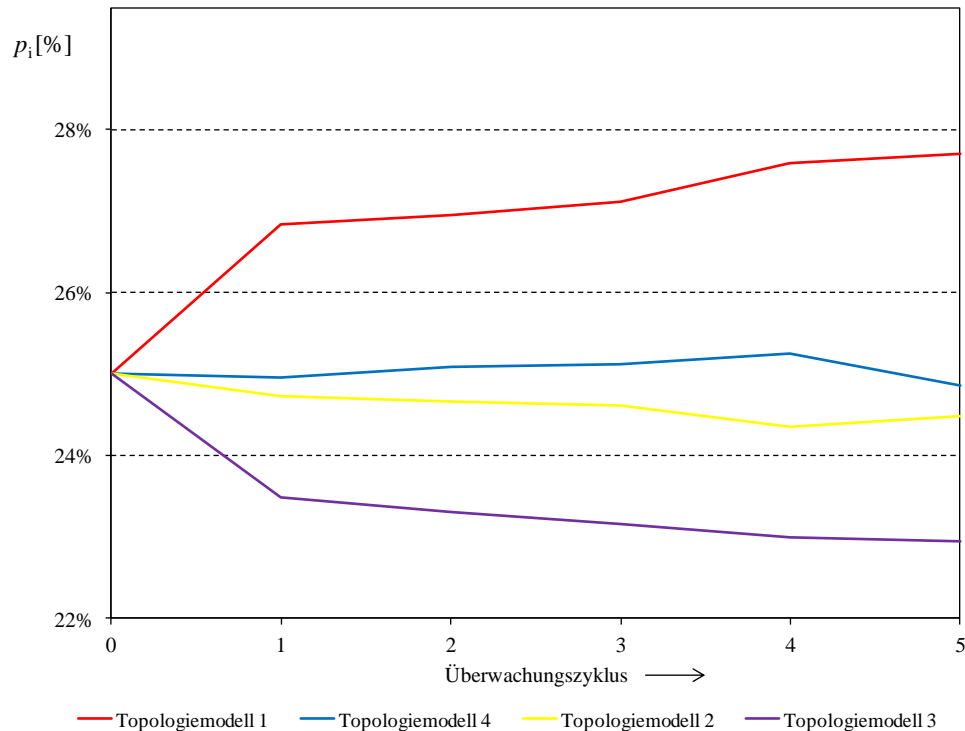


Abbildung 36: Kumulierte Modellwahrscheinlichkeiten im vorstädtischen Niederspannungsnetz

Abbildung 36 zeigt den resultierenden Verlauf der kumulierten und normierten Modellwahrscheinlichkeiten. Topologiemodell 1 kann demnach seine Position an der Spitze der Topologie-Rangfolge behaupten. Daher wird es nach Abschluss der Topologieerkennung bis zum Ablauf der nächsten Zeitperiode aktiviert. Die Inzidenzmatrix K_{KZ} des Topologiemodells 1 dient in diesem Zeitraum als Grundlage des Netzmodells für die zyklische Zustandsüberwachung.

Die dargestellten Modellwahrscheinlichkeiten weisen offenkundig nur einen geringen Unterschied untereinander auf. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass sich die einzelnen Topologiemodelle im zugrunde liegenden Topologiekatalog nur sehr geringfügig unterscheiden, da die Anzahl der möglichen Statuskombinationen der NS-Trennstellen im vorstädtischen Niederspannungsnetz begrenzt ist. Da die durch die errechneten Modellwahrscheinlichkeiten determinierte Rangfolge der Topologiemodelle der Rangfolge entspricht, die sich aus der Anzahl der Statusänderungen der NS-Trennstellen gegenüber der wahren Topologie ergibt, ist jedoch im Allgemeinen zu erwarten, dass auch kleine Differenzen zwischen den Modellwahrscheinlichkeiten ausreichen, um die wahre Topologie korrekt identifizieren zu können.

4 Simulationen und Verfahrensvalidierung

Die Funktionsfähigkeit des modellierten Algorithmus zur Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen wird im Folgenden verifiziert. In einem ersten Schritt wird zunächst die Implementierung des Algorithmus in die Firmware des im Rahmen der dezentralen Netzautomatisierung eingesetzten Kleinfernwirksystems beschrieben.

Darauf aufbauend erfolgt eine Untersuchung der implementierten Algorithmen hinsichtlich ihrer Schätzgüte, Plausibilität, Geschwindigkeit und Robustheit. Zu diesem Zweck wird eine vielseitig parametrierbare Simulationsumgebung eingeführt, die eine von Einflüssen durch externe Hardwarekomponenten wie Sensoren oder Kommunikationsmodule unabhängige Validierung ermöglicht.

Nach der Analyse der simulatorischen Schätzgüte der Zustandsüberwachung ist anschließend die Ermittlung der Gesamtschätzgüte in der praktischen Applikation von besonderer Bedeutung. Zu diesem Zweck werden die Ergebnisse durchgeführter Felduntersuchungen vorgestellt.

Die modellierte Simulationsumgebung kann über die Ermittlung der Schätzgüte des Algorithmus zur Zustandsüberwachung hinaus dazu genutzt werden, die Robustheit der probabilistischen Topologieerkennung zu untersuchen. Insbesondere kann analysiert werden, ob der Algorithmus nach Abschluss einer periodischen Topologieanalyse die jeweils wahre Netztopologie zuverlässig erkennt.

4.1 Implementierung des Algorithmus

Das Kleinfernwirksystem Smart RTU ME 4012 PA-N der Bilfinger Mauell GmbH ist das auf Kleinanwendungen ausgerichtete Mitglied der ME 4012 PA-Systemfamilie. Das System steht als Aufbau- und Einbaugerät mit verschiedenen Abmessungen zur Verfügung. Es verfügt standardmäßig über verschiedene Kommunikationsschnittstellen (Ethernet, Seriell und Feldbus) sowie binäre und analoge Ein-/Ausgabekarten. Die Projektierung und die Fehlerdiagnose erfolgen über einen integrierten WEB-Server. Das Betriebssystem des Kleinfernwirksystems ist Windows® Embedded CE 6.0 [4].

Das Verfahren zur Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen wurde als eigenständiger Funktionsbaustein zur Verwendung in der Anwendung *Smart RTU* entwickelt. Die Entwicklung der Software sollte weitestgehend befreit von ME-4012-PA-Zwängen erfolgen. Zu diesem Zweck wurde eine Software-Schnittstelle definiert, die alle systemspezifischen Besonderheiten des Systems ME 4012 PA kapselt. Die Schnittstelle enthält alle Interface-Klassen für die Zustandsüberwachungs- und Systemfunktion und alle in Schnittstellenmethoden enthaltenen, nicht-primitiven Datentypen (Parameter, Prozesswerte, etc.).

Die definierte Software-Schnittstelle wurde zu Entwicklungszwecken in einen neutralen Programmrahmen eingebettet, um so eine ME-4012-PA-Umgebung für die Implementierung zu emulieren. Die ausführbare Komponente stellt einen weitestgehend vom Zielsystem unabhängigen Ablaufrahmen für den entwickelten Algorithmus zur Verfügung. Sie beinhaltet einen Einsprungpunkt, eine Implementation der Systemfunktions-Schnittstelle sowie eine einfache Ablaufsteuerung für die Zustandsüberwachung.

Abbildung 37 zeigt das Ablaufdiagramm des Programmrahmens. Nach erfolgreicher Erzeugung einer Berechnungsinstanz und erfolgreicher Übernahme der statischen Netzparameter wird einmalig die Initialisierung der Zustandsüberwachung eingeleitet. Anschließend erfolgt der Sprung in den zyklischen Betrieb der Zustandsüberwachung. Hier werden zunächst die Echtzeit-Messwerte (Prozessparameter) geladen, bevor in der Folge die zyklischen Berechnungsmethoden aufgerufen werden. Bis zu ihrer automatischen oder manuellen De-Initialisierung verweilt die Zustandsüberwachung in einer Endlos-Schleife.

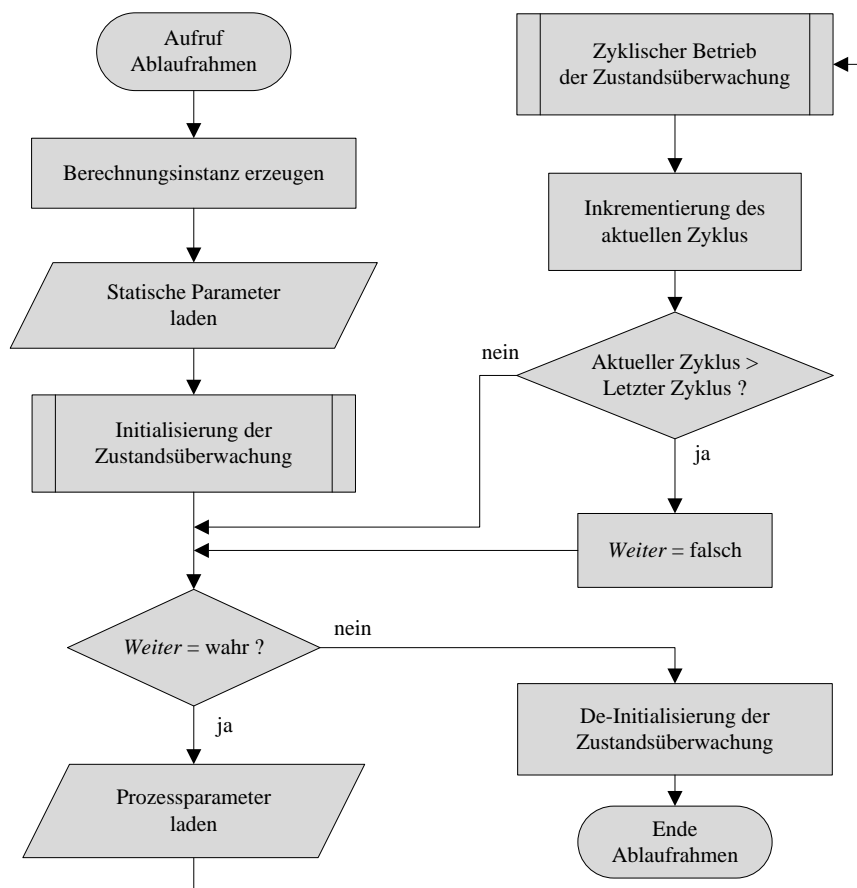


Abbildung 37: Ablauf des neutralen Programmrahmens

Die eigentliche Implementierung der Zustandsüberwachung wurde in einer eigenständigen Komponente der Entwicklungslösung vorgenommen. Das Element stellt die Funktionalität des Algorithmus über ein in der Software-Schnittstelle deklariertes Interface zur Verfügung. In Anlehnung an das formale Modell des Algorithmus wurden die einzelnen Bestandteile der Zu-

standsüberwachung (Initialisierung, phasenentkoppelte Ersatzwertbildung, phasenentkoppelte Leistungsflussberechnung, probabilistische Topologieerkennung) als eigenständige Klassen in die Implementationskomponente integriert. Die Methodenaufrufe erfolgen im Rahmen der Initialisierung der Zustandsüberwachung und während des zyklischen Betriebs der Zustandsüberwachung. Im Rumpf des zyklischen Betriebs wurden die beiden Varianten der phasenentkoppelten Ersatzwertbildung (lineares Verwerfen des Leistungssaldos bzw. Verwerfen des Leistungssaldos nach dem *Worst-Case-Prinzip*) als Alternativen implementiert. Die Auswahl der aktiven Variante ist über die Definition eines Steuer-Makros möglich.

4.2 Bereitstellung der statischen Netzparameter

Die statischen Netzparameter, welche einmalig im Rahmen der Initialisierung der Zustandsüberwachung eingelesen und aufbereitet werden, werden dem Algorithmus über mehrere Textdateien im CSV-Format zugänglich gemacht.

Die Aufbereitung der statischen Parameter übernimmt ein zu diesem Zweck entwickelter *Enterprise Integration Broker* mit verschiedenen Adaptern, welcher Daten zwischen unterschiedlichen Datenquellen und -senken verschieben kann. Als Adapter kommt bei den meisten Netzbetreibern eine an die speziellen Anforderungen angepasste Schnittstelle zum Geografischen Informationssystem (GIS) zum Einsatz, welches dem Netzbetreiber in der Regel als Datenpflegesystem dient [4]. Die Aufbereitung ist in vielen Fällen ein aufwändiger Prozess, da der Datenpflege im NS-Netz in der Vergangenheit wenig Aufmerksamkeit zukam [74].

Die statischen Netzparameter der Beispielnetze, die der Verfahrensvalidierung zugrunde liegen, wurden mithilfe dieses *Enterprise Integration Brokers* extrahiert, aufbereitet und ausgeleitet.

4.3 Funktionen und Bestandteile der Simulationsumgebung

Die Bereitstellung der dynamischen Prozesswerte zur Validierung des Verfahrens erfolgt mithilfe einer vielseitig parametrierbaren Simulationsumgebung. Zur Umsetzung des Verfahrenstests muss die Simulationsumgebung prinzipiell ein reales Netzgebiet abbilden und für dieses Netz realistische Einspeise- und Verbrauchsszenarien modellieren.

4.3.1 Aufgaben der Simulationsumgebung

Um den dynamischen Leistungsfluss-Situationen in den Niederspannungsnetzen gerecht zu werden und den Algorithmus möglichst divers zu testen, muss die Simulationsumgebung eine realitätsnahe Nachbildung von anschlusspezifischen, zufällig generierten Einspeise- und Verbrauchsszenarien auf Basis von meteorologischen und/oder historischen Daten sowie haushaltsindividueller Lastprofile zur Verfügung stellen.

Diese synthetischen, pseudo-realen Einspeise- und Verbrauchsszenarien werden innerhalb der Simulationsumgebung in einen zeitabhängigen, kontinuierlichen Leistungsfluss in dem entsprechenden Netz umgerechnet, der für den Verfahrenstest als Referenzszenario betrachtet wird. Ausgehend von diesem Referenzszenario werden Pseudo-Messwerte an die dezentrale Zustandsüberwachung übergeben. Die Berechnungsergebnisse der Zustandsüberwachung können dann mit dem Referenzszenario verglichen werden und erlauben eine Verifikation der Funktionen sowie eine Analyse der Güte des Schätzverfahrens im Rahmen des Verfahrenstests.

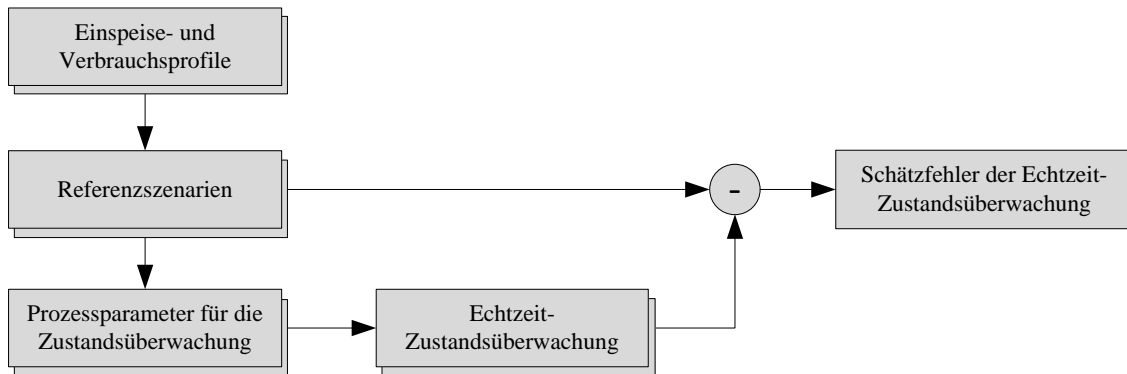


Abbildung 38: Bestandteile und Objektinteraktion der Simulationsumgebung (nach [35])

4.3.2 Realitätsnahe Einspeise- und Verbrauchsprofile

Um für den Verfahrenstest dynamische Einspeise- und Verbrauchsszenarien für eine Vielzahl von verschiedenen Netzgebieten erzeugen zu können, müssen veränderliche, im Idealfall nicht exakt vorhersehbare, aber dennoch realitätsnahe Einspeisungen und Lasten modelliert werden. Dazu stellt die Simulationsumgebung an beliebigen Knoten im Netz, die einen Hausanschluss oder eine dezentrale Erzeugungsanlage darstellen, Leistungswerte für Bezug oder Einspeisung bereit.

4.3.2.1 Modellierung dezentraler Erzeugungsanlagen

Die Simulationsumgebung beschränkt sich auf die Modellierung von Photovoltaik-Einspeisungen, da diese heute die wesentliche Ursache für unzulässige Spannungsanhebungen sind. Für eine realistische Nachbildung von Photovoltaik-Einspeisern können vorhandene, in vergangenen Jahren aufgezeichnete Einspeisepprofile herangezogen werden. Grundsätzlich weisen die Einspeisepprofile einzelner PV-Anlagen eine große Ähnlichkeit untereinander auf. Während bei Dunkelheit keine Einspeisung stattfindet, erreicht die eingespeiste Leistung zur Mittagszeit im Allgemeinen ihren Maximalwert. Unterschiede ergeben sich hauptsächlich aufgrund der geographischen Lage, jahreszeitbedingten Schwankungen von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang sowie durch wetterbedingte Einflüsse, z.B. Regen/Schnee oder Abschattung durch Wolkenzug. Um diese Eigenschaften zu berücksichtigen, werden vorhandene Einspeisepprofile kumuliert und gemittelt und auf dieser Basis durch eine statistische Verteilung die erforderlichen wetterbedingten Schwankungen nachgebildet. Die PV-Anlagen innerhalb eines Netzgebiets

werden auf Basis eines einheitlichen Einspeiseprofiles, angepasst an die tatsächliche Nennleistung der jeweiligen Anlage, modelliert. Zur Nachbildung eines realistischen Photovoltaik-Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,9 werden die einzelnen Einspeiseprofile geringfügig auf der Zeitachse verschoben [18].

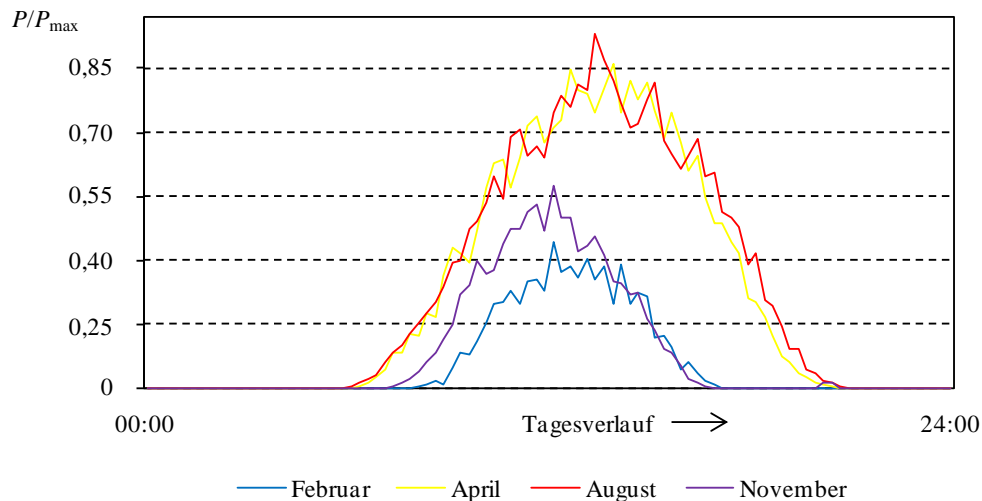


Abbildung 39: Normierte Photovoltaik-Einspeiseprofile (nach [37])

4.3.2.2 Modellierung haushaltsindividueller Lastprofile

Da die BDEW-Standardlastprofile das Verbrauchsverhalten von einigen Tausend gleichartigen Verbrauchern darstellen, ist eine solche Profilsammlung nicht geeignet, um ein ausreichend volatiles Verhalten der positiven Lastknoten des Netzes nachzubilden.

Zur realitätsnahen Simulation von Verbrauchern innerhalb eines Netzgebietes müssen nicht-vorhersehbare, veränderliche Leistungsentnahmen nachgebildet werden. Um dieses Ziel zu erreichen, werden haushaltsindividuelle Lastprofile erzeugt, die individuelle, zeitlich variable Leistungsentnahmen nachbilden.

Der ausgewählte Ansatz basiert auf [64] und wurde bereits in Abschnitt 3.5.1 vorgestellt. Innerhalb der Simulationsumgebung werden typische Leistungsaufnahmen von Haushaltsgeräten aus 17 Kategorien mit typischen Nutzungszeiten kombiniert. Darüber hinaus wird das statistische Vorkommen von Geräten der 17 Kategorien in Haushalten mit einbezogen, um eine Verteilungsfunktion für die Verbrauchsprofile zu bilden. Diese Modellierung ermöglicht es, für jeden Verbraucher in einem Netzgebiet ein individuelles, synthetisches aber realistisches, zufälliges und zeitlich variables Verbrauchsprofil zu erzeugen.

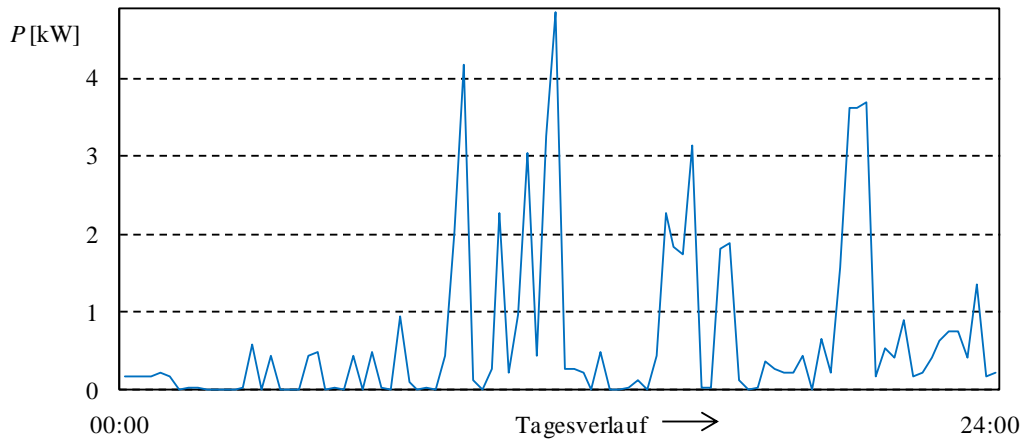


Abbildung 40: Zufällig generiertes Verbrauchsprofil (nach [37])

Betrachten wir die individuellen Verbrauchsprofile kumuliert, ergibt sich daraus ein Gesamtprofil vergleichbar zu den bekannten Standardlastprofilen. Abbildung 41 zeigt die normierte Überlagerung von 100 beziehungsweise 1000 zufällig generierten Verbrauchsprofilen und das normierte H0-Standardlastprofil für Haushalte für einen Wochentag [62].

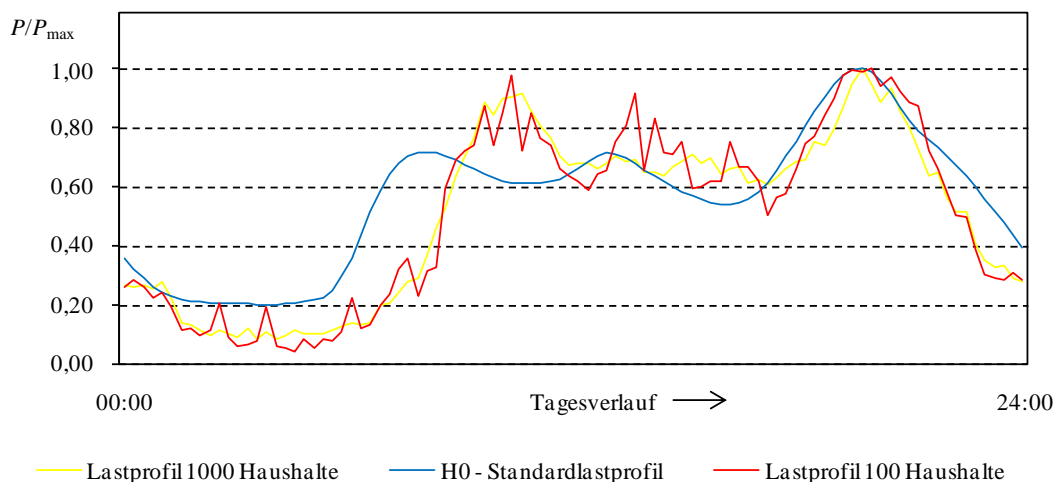


Abbildung 41: Validierung der zufällig generierten Lastprofile

Heute wird das Verbrauchsverhalten an Standardhausanschlüssen im Wesentlichen durch die Leistungsaufnahme von Haushaltsgeräten bestimmt. Die zunehmende Marktdurchdringung der Elektromobilität wird das Verbrauchsverhalten zukünftig jedoch stark beeinflussen. Die Simulationsumgebung wurde daher erweitert um ein Modul zur Generierung individueller Einzellastprofile für Elektrofahrzeuge. Das Modul basiert auf dem in [78] und [79] beschriebenen probabilistischen Lastmodell für Elektrofahrzeuge. Das Modell berücksichtigt u.a. die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge, die täglich zurückgelegte Fahrstrecke und die typischen Zeitpunkte des Ladebeginns.

4.3.2.3 Knotenindividuelle Leistungsprofile

Die für einen Knoten im Netzgebiet angenommene Leistung hängt von verschiedenen Faktoren ab. Reine Netzknoten, d.h. Knoten ohne Hausanschlüsse oder Einspeiser, erhalten gemäß der elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten kein Leistungsprofil, die abgenommenen/eingespeiste Leistung ist immer null. Hausanschlüsse erhalten ein Leistungsprofil entsprechend den zuvor beschriebenen Eigenschaften. Wird an dem Hausanschluss ein Elektrofahrzeug geladen, wird das haushaltsindividuelle Leistungsprofil mit einem Einzellastprofil für Elektrofahrzeuge überlagert.⁵

Knoten mit angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlage erhalten ein Einspeiseprofil gemäß Abschnitt 4.3.2.1. Überwiegend sind dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz an Hausanschlüsse gekoppelt. In diesem Fall wird ein kumuliertes Leistungsprofil von Einspeisung und Verbrauch gebildet.

Um einen zeitkontinuierlichen Leistungsfluss berechnen zu können, werden alle Einspeise- und Verbrauchsprofile mit einer Schrittweite von einer Minute simuliert. In Summe werden für jeden Tag und jeden Lastknoten damit 1440 Datenpunkte erzeugt, darüber hinaus werden 365 Tage für einen gesamten Jahresverlauf nachgebildet. Da im Niederspannungsnetz eine phasen-selektive Berechnung des Leistungsflusses erforderlich ist, wird für jede Phase ein individuelles Leistungsprofil erzeugt. Es ergeben sich damit für die Simulation des Leistungsflusses eines Jahres in 1-Minuten-Schritten insgesamt mehr als 1,5 Millionen Datenpunkte pro simuliertem Knoten. Damit ist ein realitätsnaher Verfahrenstest möglich.

4.3.3 Referenzszenarien

Aus den zuvor generierten, realitätsnahen Einspeise- und Verbrauchsprofilen für die Lastknoten des Netzes können nun eindeutige, statische Netzzustände berechnet werden. Dies ist unter Einsatz eines konventionellen, auf eine vollständige Datenbasis angewiesenen Leistungsflussalgorithmus problemlos möglich, da die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen exakt der Anzahl der verfügbaren, unabhängigen Prozesswerte entspricht. Das Netzgleichungssystem ist somit exakt bestimmt. Die deterministische Leistungsflussberechnung muss dabei auf einem kapazitiv gekoppelten Leitungsmodell basieren, damit die im Rahmen der dezentralen Zustandsüberwachung modellierten Vereinfachungen innerhalb der Fehleranalyse abgebildet werden.

Die auf diese Weise ermittelten Netzzustände für jede Minute des Simulationsjahres können dann als Referenzszenarien zum Abgleich mit den durch die dezentrale Zustandsüberwachung abgeschätzten Netzzuständen angesetzt werden.

⁵ Bei den im Rahmen dieser Arbeit analysierten Beispielnetzen handelt es sich um reale Niederspannungsnetze, die bis dato noch keine Durchdringung mit Elektrofahrzeugen aufweisen.

4.3.4 Extraktion der Prozesswerte für die Zustandsüberwachung

Die Zustandsüberwachung erfolgt auf Basis einer spärlichen Messtopologie. Dem errechneten Netzstatus ist systembedingt ein unreformierbarer Schätzfehler immanent. Den postulierten Referenzszenarien können nun die relevanten (Pseudo-)Messdaten entnommen werden. Die Extraktion umfasst jeweils einen vollständigen Satz an Prozesswerten an Netzverzweigungen und dezentralen Erzeugungsanlagen, da sich die dezentrale Sensorik auf diese neuralgischen Punkte konzentriert. Die (Pseudo-)Messdaten werden nun entsprechend den Anforderungen der implementierten dezentralen Zustandsüberwachung aufbereitet und attribuiert, sodass sie den Algorithmen zyklisch als Prozesswerte zur Verfügung stehen.

4.4 Schätzgüte des Algorithmus zur Zustandsüberwachung

Die entwickelte Simulationsumgebung ermöglicht es, den implementierten Algorithmus zur Zustandsüberwachung einer umfangreichen Fehlerabschätzung in Form einer Delta-Analyse (Δ -Analyse) zu unterziehen. Ziel dieser Analyse ist die Aufdeckung des systemimmanenten Schätzfehlers des modellierten Algorithmus, der durch die spärliche Messtopologie und die modellierten Vereinfachungen im mathematischen Modell der Niederspannungsleitungen verursacht wird. Die Δ -Analyse beschränkt sich dabei auf den *Betrag* der elektrischen Spannung, da dieser die kritische Größe bezüglich etwaiger Grenzwertverletzungen innerhalb des Zustandsvektors darstellt.

Die Verfahrensvalidierung wurde im Zuge der Implementierung der dezentralen Zustandsüberwachung anhand einer Vielzahl unterschiedlicher Niederspannungsnetze durchgeführt. Die Visualisierung der Ergebnisse der Fehlerabschätzung beschränkt sich im Rahmen dieser Arbeit auf das städtische und das ländliche Beispielnetz.

4.4.1 Städtisches Niederspannungsnetz

Die Verfahrensvalidierung wurde für das städtische Niederspannungsnetz auf Basis der in Abbildung 42 dargestellten Messtopologie durchgeführt. Hierbei handelt es sich um eine in einem realen Feldtest projektierte und erprobte Messtopologie. Die Messtopologie umfasst insgesamt 23 Sensoren an acht Standorten [36].

Für das städtische Niederspannungsnetz ergaben sich durchweg akzeptable Berechnungsergebnisse. Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse der Δ -Analyse für die Phase *L1* und den Tag 105 des Simulationsjahres. Tag 105 entspricht einem typischen Frühlingstag im April. Dargestellt sind die Beträge der Abweichungen der mithilfe des Algorithmus zur Zustandsüberwachung berechneten Spannungsbeträge von den Referenzwerten bezogen auf die Knotennummer und die Minute des Tages.

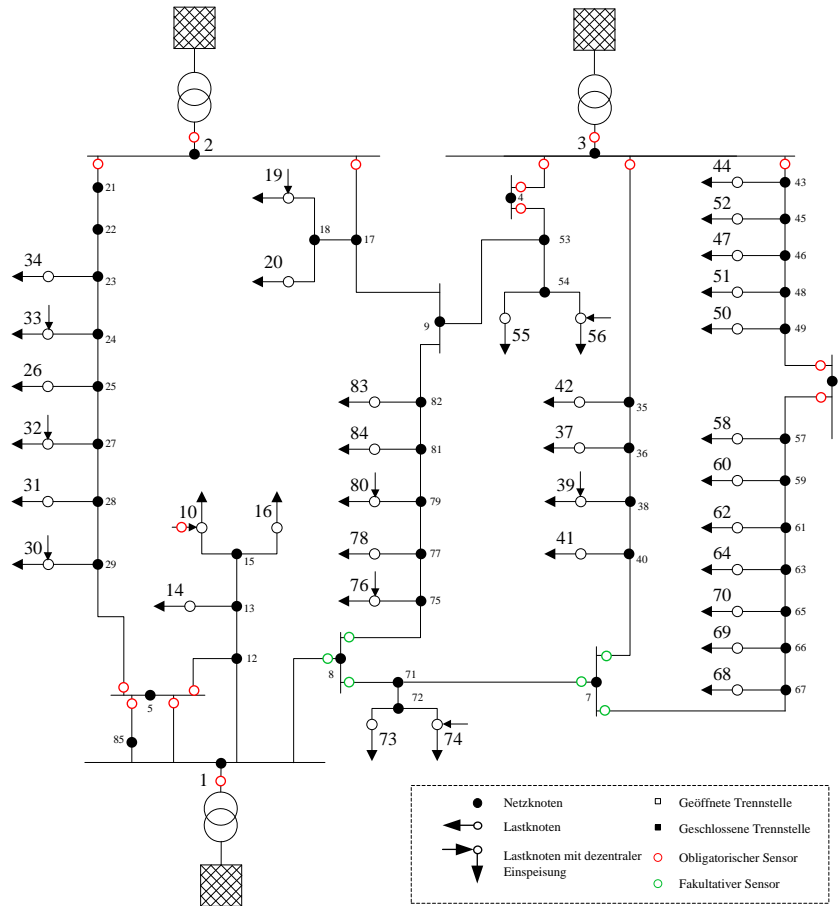


Abbildung 42: Messtopologie des städtischen Niederspannungsnetzes [37]

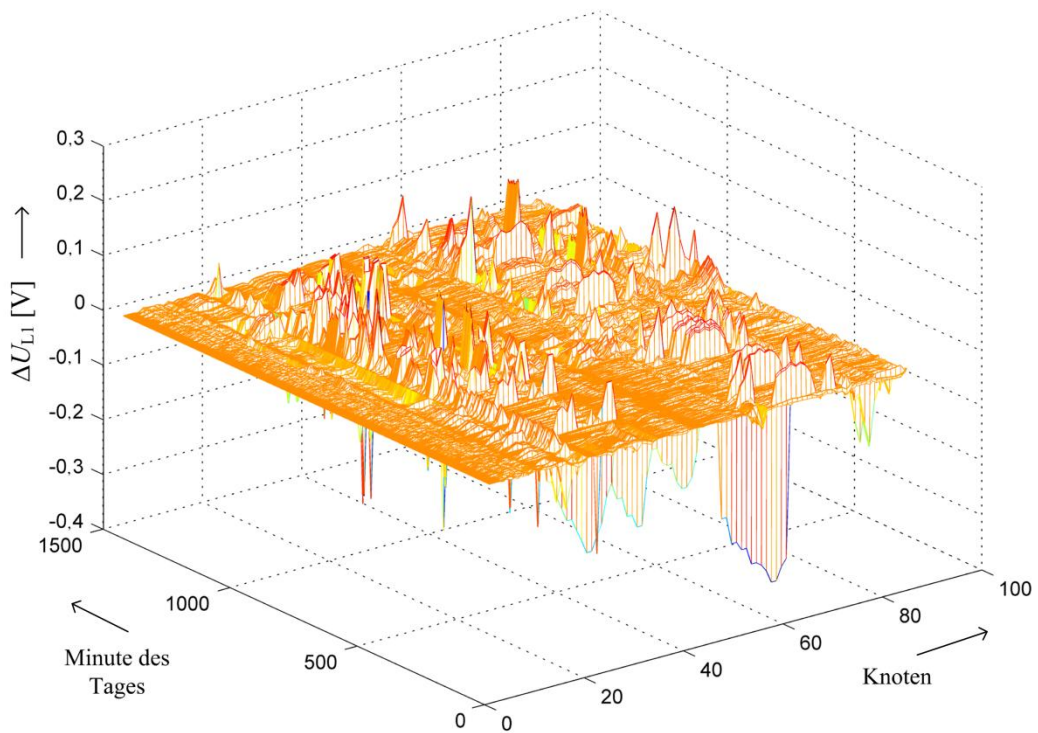


Abbildung 43: Schätzfehler im städtischen Niederspannungsnetz (lineare Dispersion) [12]

Sofern die mithilfe der dezentralen Zustandsüberwachung berechneten Spannungsbeträge zu einem kritischeren Netzzustand als im Referenzfall führen, sind die Werte mit einem positiven Vorzeichen behaftet, andernfalls mit einem negativen Vorzeichen:

$$\Delta U_i^m = \begin{cases} (+1) \cdot |U_i^m - \hat{U}_i^m| & \text{falls Netzzustand } \textit{verschärft} \\ (-1) \cdot |U_i^m - \hat{U}_i^m| & \text{falls Netzzustand } \textit{entschärft} \end{cases} \quad (4.1)$$

Im Rahmen der Ersatzwertbildung kam dabei die lineare Dispersion des Leistungssaldos zum Einsatz. Im gesamten Simulationsjahr ergab sich eine maximale Abweichung von 0,88 V. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung vom Referenzwert von 0,38%. Darüber hinaus erreichten lediglich 0,00522‰ der rund 134 Mio. Datenpunkte einen Wert größer als 80% der maximalen Abweichung.

Abbildung 44 zeigt die entsprechenden Ergebnisse bei Anwendung des *Worst-Case*-Szenarios. Es ist deutlich erkennbar, dass das *Worst-Case*-Szenario zu jeder Zeit einen kritischeren Netzzustand als im Referenzfall abbildet. Bei Anwendung des *Worst-Case*-Szenarios ergab sich eine maximale Abweichung von 1,34 V. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung vom Referenzwert von 0,58%. Lediglich 0,00794‰ aller Datenpunkte erreichten einen Wert größer als 80% der maximalen Abweichung.

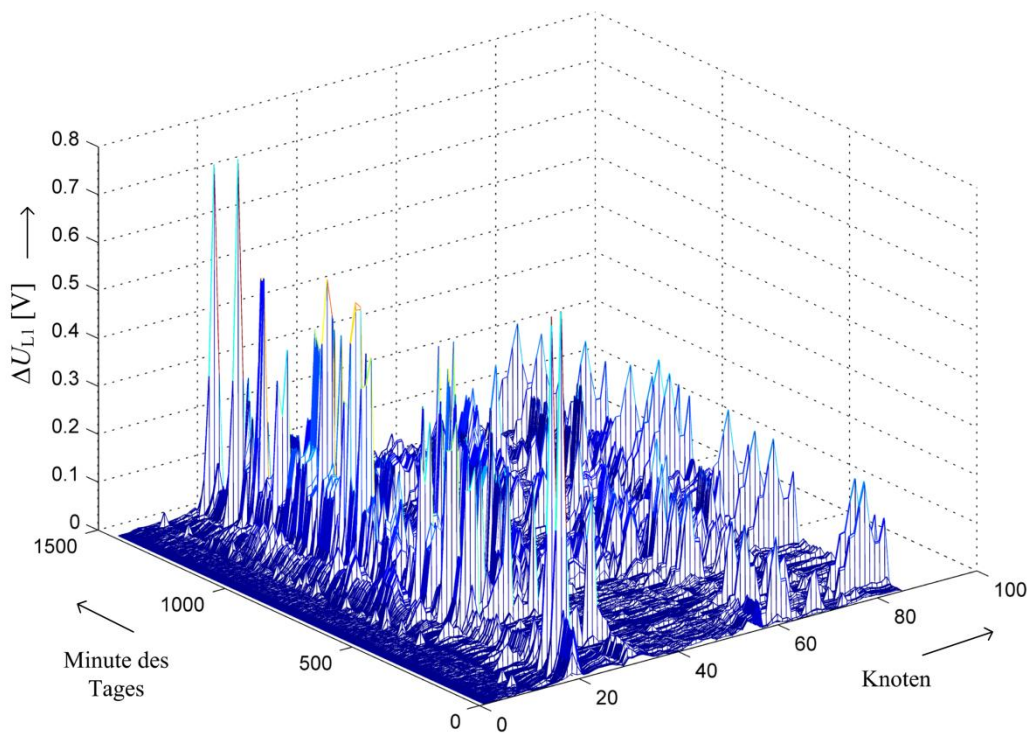


Abbildung 44: Schätzfehler im städtischen Niederspannungsnetz (*Worst-Case-Dispersion*) [37]

4.4.2 Ländliches Niederspannungsnetz

Die Verfahrensvalidierung wurde für das ländliche Beispielnetz auf Basis der in Abbildung 45 dargestellten Messtopologie durchgeführt. Auch hierbei handelt es sich um eine in einem realen Feldtest projektierte und erprobte Messtopologie. Die Messtopologie umfasst insgesamt 8 Sensoren an zwei Standorten.

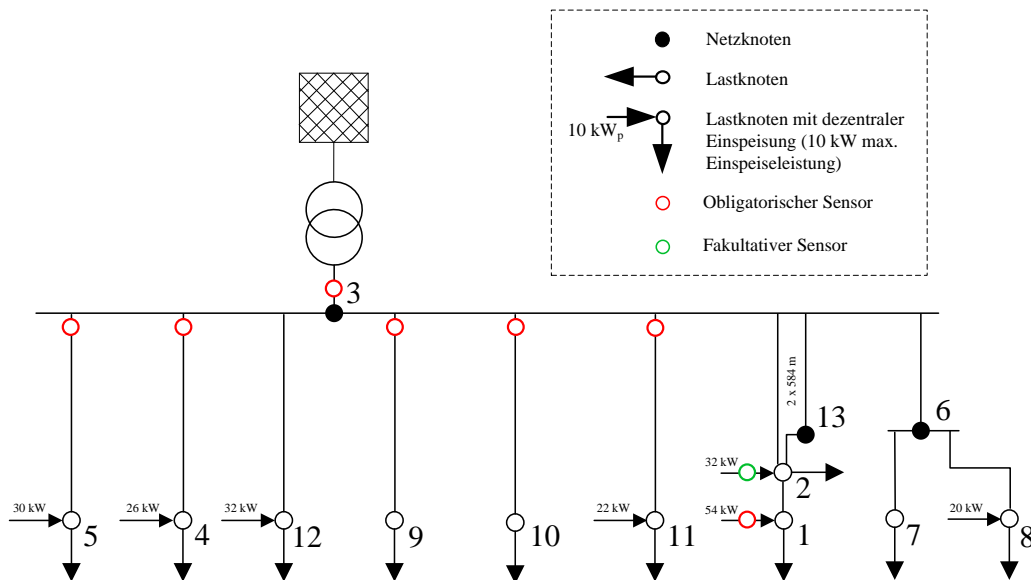


Abbildung 45: Messtopologie des ländlichen Niederspannungsnetzes [12]

Obwohl das ländliche Beispielnetz eine sehr spärliche Messtopologie besitzt, weisen die Berechnungsergebnisse hier bedingt durch die sehr einfache Netzstruktur nur sehr geringe Abweichungen von den Referenzwerten auf.

Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen die Beträge der Abweichungen der mithilfe der dezentralen Zustandsüberwachung berechneten Spannungsbeträge von den Referenzwerten bezogen auf die Knotennummer und die Minute des Tages für die Phase $L2$ und den Tag 225 des Simulationsjahres. Tag 225 entspricht einem typischen Sommertag im August. Sofern die mithilfe der dezentralen Zustandsüberwachung berechneten Spannungsbeträge zu einem kritischeren Netz-zustand als im Referenzfall führen, sind die Werte mit einem positiven Vorzeichen behaftet, andernfalls mit einem negativen Vorzeichen.

Im gesamten Simulationsjahr ergab sich unter Zugrundelegung der linearen Dispersion des Leistungssaldos eine maximale Abweichung von 1,77 V. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung vom Referenzwert von 0,77%. Darüber hinaus erreichten lediglich 0,00526‰ der rund 21 Mio. Datenpunkte einen Wert größer als 80% der maximalen Abweichung.

Bei Anwendung der *Worst-Case*-Dispersion des Leistungssaldos ergab sich eine maximale Abweichung von 1,99 V. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung vom Referenzwert von 0,87%. Lediglich 0,00877‰ aller Datenpunkte erreichten einen Wert größer als 80% der maximalen Abweichung.

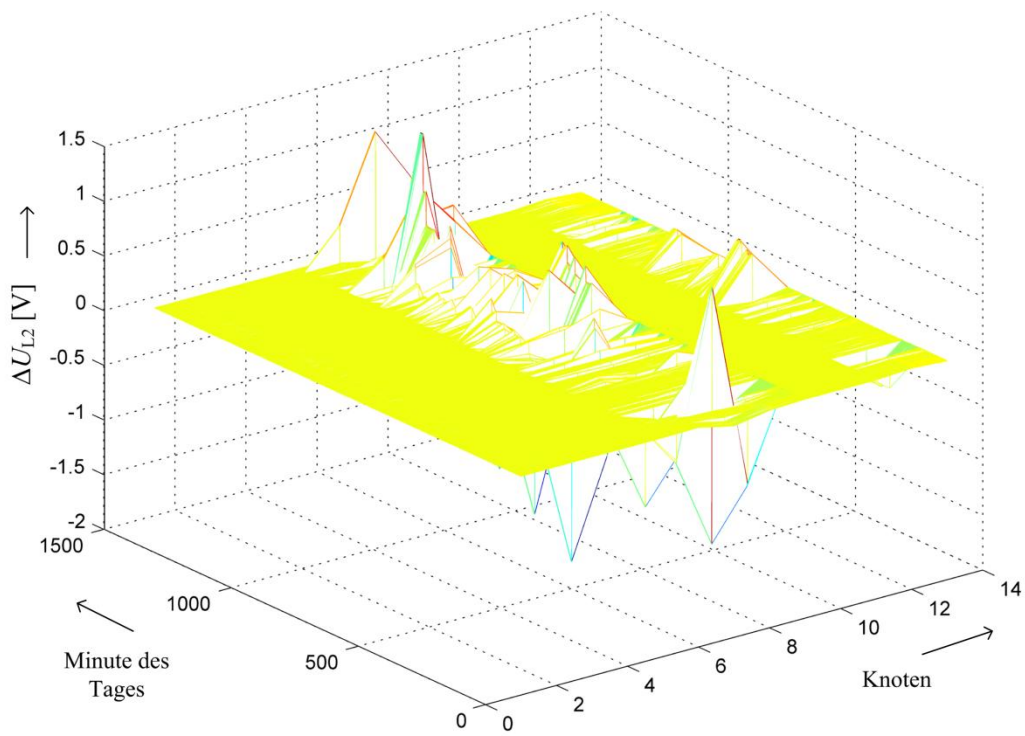


Abbildung 46: Schätzfehler im ländlichen Niederspannungsnetz (lineare Dispersion)

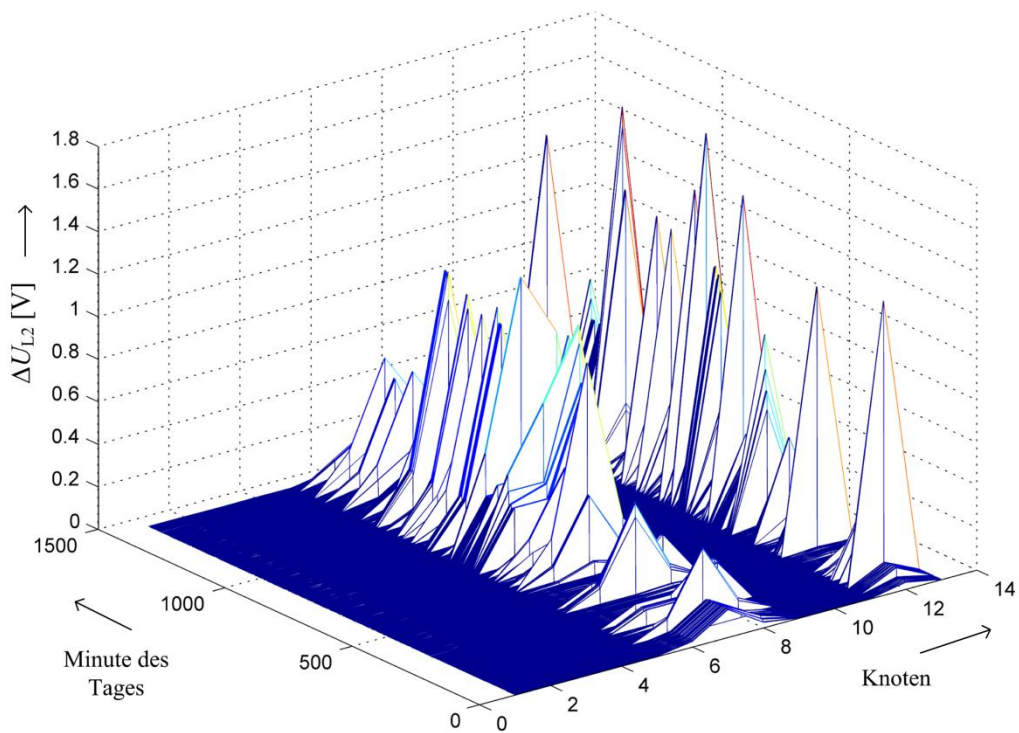


Abbildung 47: Schätzfehler im ländlichen Niederspannungsnetz (Worst-Case-Dispersion)

4.5 Gesamtschätzgüte in der praktischen Anwendung

Die mithilfe der modellierten Simulationsumgebung ermittelte Schätzgüte des Algorithmus zur Zustandsüberwachung bildet lediglich den systemimmanenten Schätzfehler des Verfahrens ab, welcher durch die Unterbestimmtheit des Niederspannungsnetzes und die modellierten Vereinfachungen im Leitungsmodell verursacht wird, unabhängig von Einflüssen durch externe Hardwarekomponenten wie Sensoren oder Kommunikationsmodule.

In der praktischen Applikation überlagert sich der systemimmanente Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung jedoch mit Fehlern im Topologiemodell aufgrund unzureichender Datenpflege und mit Messfehlern der eingesetzten Sensoren, und hier insbesondere der Stromwandler. Im Rahmen umfangreicher Felduntersuchungen im städtischen Beispielnetz sollte daher der reale Schätzfehler ermittelt werden. Zu diesem Zweck wurden die dezentralen Direktmessungen in den inneren Kabelverteilerschränken des Netzes (Knoten 7 und 8) über einen spezifischen Zeitraum im Jahr 2012 temporär aus der Messtopologie ausgeklammert und für einen Ex-post-Vergleich zwischen den errechneten und den gemessenen Spannungswerten vorbehalten.

Des Weiteren wurden zusätzliche Messungen an der Sammelschiene im Kabelverteilerschrank an Knoten 9 vorgenommen. Auch hier konnte ein entsprechender Ex-post-Vergleich durchgeführt werden. Die nachfolgend dargestellten Abbildungen zeigen die Ergebnisse dieser Analysen für einen ausgewählten Tag innerhalb des Beobachtungszeitraums. Dargestellt ist jeweils die Abweichung der an dem betrachteten Knoten mithilfe der Zustandsüberwachung errechneten Leiter-Erde-Spannung von dem gemessenen Referenzwert.

Im gesamten Beobachtungszeitraum (168 Stunden) ergab sich eine maximale prozentuale Abweichung vom Referenzwert von 0,69% bei Anwendung der linearen Dispersion des Leistungssaldos. Auf Basis der *Worst-Case*-Dispersion des Leistungssaldos betrug die maximale prozentuale Abweichung 1,28%.

Die Differenz zum zuvor ermittelten simulatorischen Schätzfehler (0,38% respektive 0,58%, vgl. Abschnitt 4.4.1) ist der Ungenauigkeit der eingesetzten dezentralen Direktmessungen ($\pm 0,5\% \cdot U_{\max}$ bei 50 Hz und 25°C) sowie Fehlern innerhalb der aus dem GIS extrahierten und aufbereiteten statischen Netzparameter zuzuordnen.

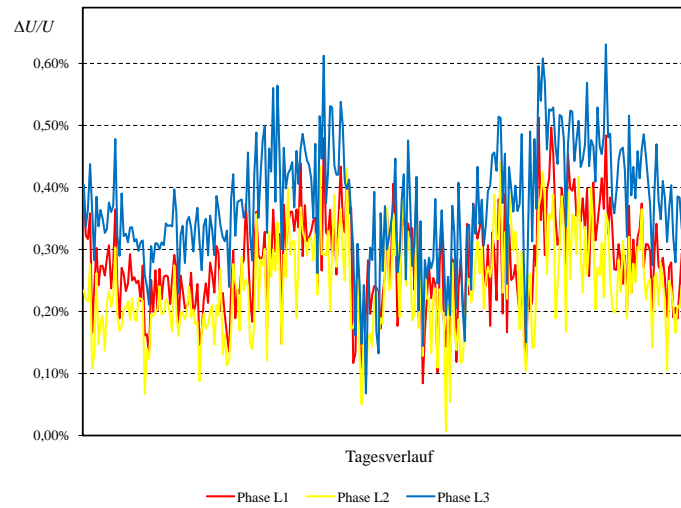


Abbildung 48: Gesamtschätzfehler an Knoten 8 (lineare Dispersion)

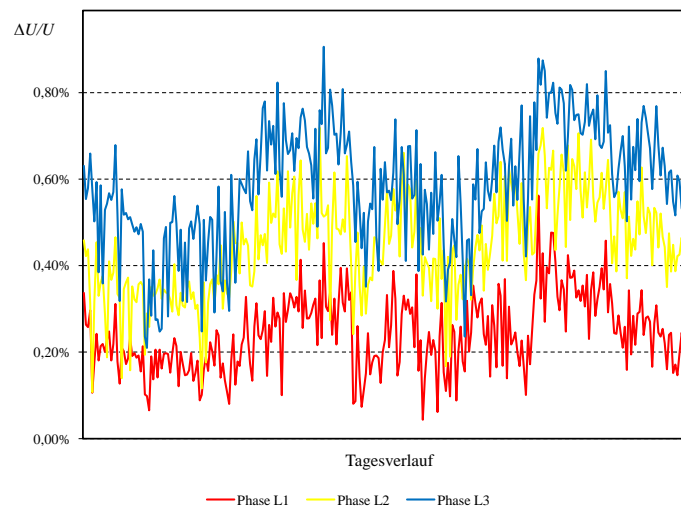


Abbildung 49: Gesamtschätzfehler an Knoten 8 (Worst-Case-Dispersion)

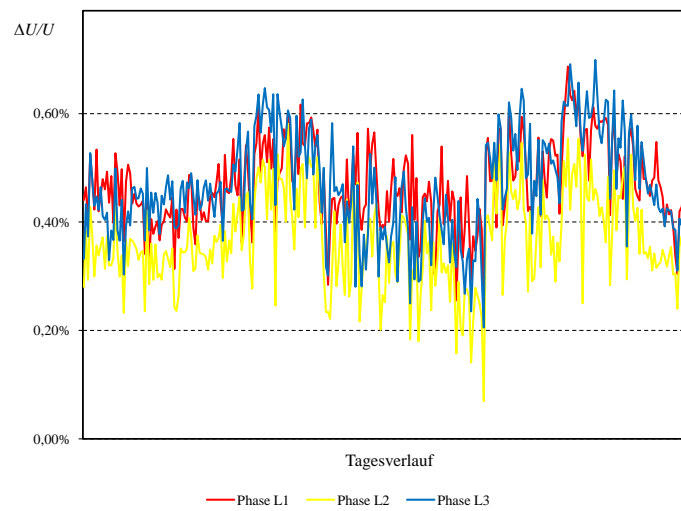


Abbildung 50: Gesamtschätzfehler an Knoten 7 (lineare Dispersion)

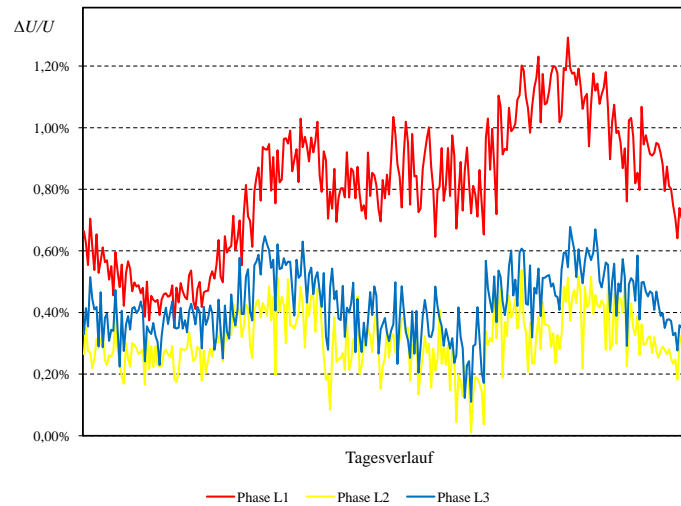


Abbildung 51: Gesamtschätzfehler an Knoten 7 (Worst-Case-Dispersion)

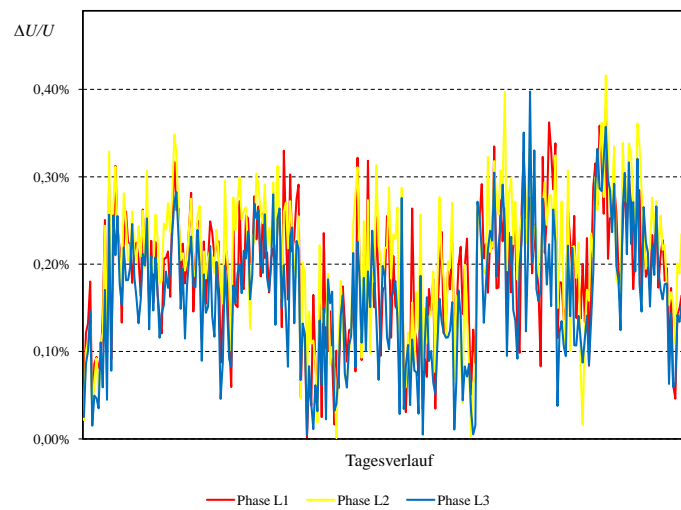


Abbildung 52: Gesamtschätzfehler an Knoten 9 (lineare Dispersion)

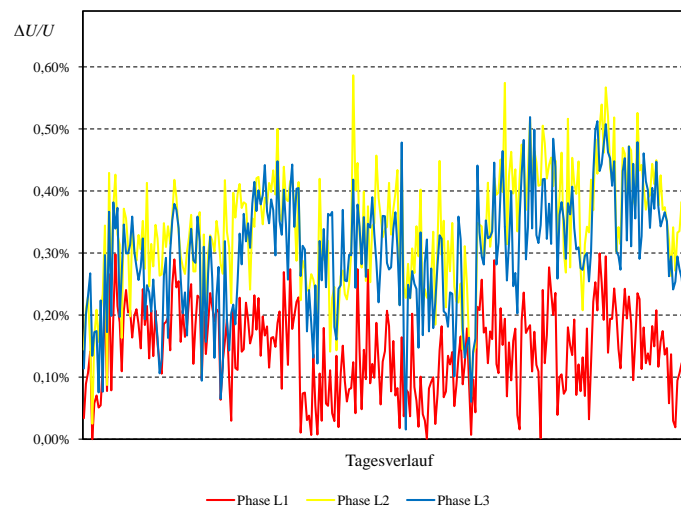


Abbildung 53: Gesamtschätzfehler an Knoten 9 (Worst-Case-Dispersion)

4.6 Erkenntnisse aus der Analyse der Schätzgüte

Aus den Ergebnissen der Analyse der Schätzgüte für eine Vielzahl unterschiedlicher Niederspannungsnetze lassen sich die folgenden Erkenntnisse ableiten:

- Die Schätzgüte des implementierten Algorithmus zur Zustandsüberwachung ist in enormem Maße abhängig von der Messtopologie des betrachteten Niederspannungsnetzes. Es zeigte sich jedoch deutlich, dass der Schätzfehler in vermaschten, städtischen Netzen wesentlich geringer als in ländlichen Strahlennetzen ist. Diese Tatsache ist im Wesentlichen der höheren Spannungsstabilität in vermaschten Netzen zuzuschreiben.
- Der Schätzfehler des Algorithmus überlagert sich mit Fehlern im Topologiemodell aufgrund unzureichender Datenpflege und mit Messfehlern der eingesetzten Sensoren, und hier insbesondere der Stromwandler. Die simulatorische Schätzgüte ist in den allermeisten Fällen geringer als die reale Schätzgüte des Verfahrens.
- Die durchgeführten Felduntersuchungen zeigten, dass die Differenz zwischen der simulatorischen und der realen Schätzgüte in etwa der Genauigkeit der dezentralen Direktmessungen ($\pm 0,5\% \cdot U_{\max}$ bei 50 Hz und 25°C) entspricht.
- Damit die errechneten elektrischen Größen als Entscheidungsgrundlage für die nachgelagerten Regelungsalgorithmen herangezogen werden können, sollte die Messtopologie in einer Weise ausgelegt werden, sodass der geduldete simulatorische Schätzfehler der Spannungsbeträge f_U^{\max} maximal 1,0% bezogen auf die Referenzwerte beträgt. Damit ergibt sich näherungsweise ein realer Schätzfehler von 1,5%.
- Die Schätzgüte ist in hohem Maße abhängig von dem Anteil der überwachten dezentralen Erzeugungsanlagen an der Gesamtzahl der dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Genauigkeit der Schätzung der Leistungseinspeisung von Photovoltaik-Anlagen hat insbesondere in Zeiten starker Sonneneinstrahlung einen hohen Einfluss auf den Schätzfehler der Gesamtberechnung. Die Überwachung von mindestens 20% der Photovoltaik-Anlagen eines Netzes sollte daher vorgesehen werden.
- Der Einfluss des durch die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen verursachten Schätzfehlers auf die Gesamtschätzgüte ist insbesondere in Zeiten geringer Photovoltaik-Einspeisung hoch. Die lineare Dispersion des Leistungssaldos weist durchweg einen betragsmäßig geringeren Schätzfehler auf. Die *Worst-Case*-Dispersion des Leistungssaldos verursacht in allen Fällen höhere Abweichungen von den Referenzwerten. Sie bietet jedoch den Vorteil, dass der verursachte Schätzfehler immer einen kritischeren Netzzustand als das Referenzszenario abbildet. Eine sichere Betriebsführung des NS-Netzes wird daher insbesondere durch den Einsatz des modellierten *Worst-Case*-Szenarios hinreichend gewährleistet.

Es lässt sich darüber hinaus generell festhalten, dass der Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung ansteigt

- mit abnehmender Spannungsstabilität des Netzes, welche abhängig ist vom Vermaschungsgrad des Netzes,
- mit zunehmender Entfernung eines Knotens von dem nächstgelegenen Sensor,
- mit der Anzahl und der Nennleistung der nicht überwachten, dezentralen Erzeugungsanlagen und
- mit der maximalen Anzahl der Hausanschlüsse in einem im Rahmen der Ersatzwertbildung generierten autarken Netzbezirk.

Die berechneten Ergebnisse repräsentieren für alle durchgeführten Testrechnungen eine gute Näherung des aktuellen Netzzustandes, sodass dem modellierten Algorithmus eine ausreichende, von der Anzahl der Messstandorte abhängige Berechnungsgenauigkeit bescheinigt werden kann. Die ersichtliche Abhängigkeit des systemimmanenten, simulatorischen Schätzfehlers von der Anzahl und der Position der Messwertgeber zeigt den Bedarf an einer Optimierung der Messtopologie im intelligenten Niederspannungsnetz (vgl. Abschnitt 5).

Da die simulatorische Verfahrensvalidierung der dezentralen Zustandsüberwachung äußerst umfangreich für diverse Netze und jeweils mit mehr als 1,5 Millionen Datenpunkten pro simuliertem Knoten durchgeführt wurde, kann dem entwickelten Algorithmus seine softwareseitige Funktionsfähigkeit bescheinigt werden.

Die ermittelte reale Schätzgüte der Zustandsüberwachung bestätigt die theoretische und praktische Funktionsfähigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung. Die Netzzustandsindikatoren *Voltage Range* und *Capacity Utilization* konnten zu jeder Zeit zuverlässig belegt werden.

4.7 Robustheit der probabilistischen Topologieerkennung

Die modellierte Simulationsumgebung kann über die Ermittlung der Schätzgüte des Algorithmus zur Zustandsüberwachung hinaus dazu genutzt werden, die Robustheit der probabilistischen Topologieerkennung zu untersuchen. Zu diesem Zweck werden für jedes Element des Topologiekatalogs des betrachteten Netzes mithilfe einer konventionellen Leistungsflussberechnung Referenzszenarien auf Basis einheitlicher Einspeise- und Verbrauchsprofile bestimmt. Anschließend werden diesen Szenarien die relevanten (Pseudo-)Messdaten entnommen (vgl. Abschnitt 4.3.4).

Damit die Robustheit des Algorithmus möglichst realitätsnah untersucht werden kann, werden die aus den Referenzszenarien extrahierten Prozesswerte mithilfe eines Zufallszahlengenerators mit einem (Pseudo-)Messfehler unter Beachtung des Genauigkeitsfensters der eingesetzten Direktmessungen ($\pm 0,5\% \cdot U_{\max}$ bzw. $\pm 0,5\% \cdot I_{\max}$ bei 50 Hz und 25°C) versehen.

Ziel der probabilistischen Topologieerkennung ist es, nach Abschluss einer periodischen Topologieanalyse die jeweils wahre Netztopologie korrekt zu erkennen. Erschwert wird die

zuverlässige Funktionsweise des Verfahrens zum einen durch die spärliche Messtopologie und zum anderen durch die berücksichtigten Pseudo-Messfehler.

Die Robustheit der probabilistischen Topologieerkennung wurde für mehrere Niederspannungsnetze simulatorisch untersucht. Die nachfolgend dargestellten Abbildungen zeigen die kumulierten und normierten Modellwahrscheinlichkeiten der in Tabelle 14 aufgeführten Elemente des Topologiekatalogs des vorstädtischen Beispielnetzes, jeweils auf Basis eines der vier zugehörigen Referenzszenarien. Es ist erkennbar, dass die jeweils wahre Netztopologie in jedem Referenzszenario zuverlässig identifiziert werden konnte, und dies selbst unter Berücksichtigung der Ungenauigkeit der eingesetzten Sensoren.

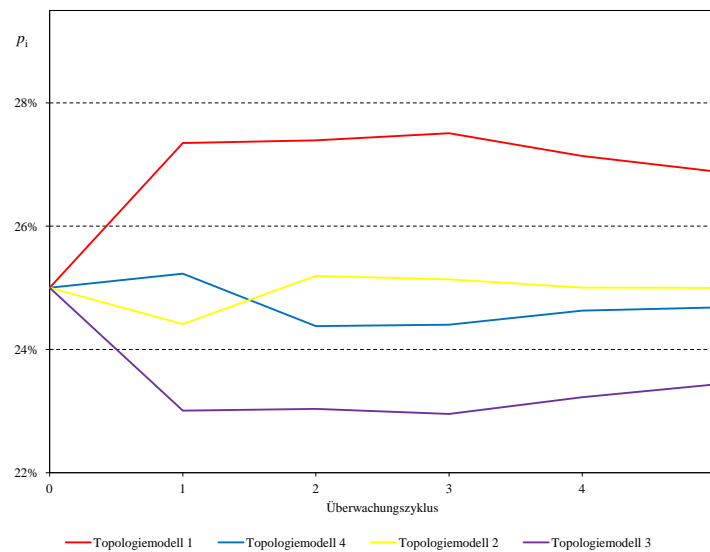


Abbildung 54: Kumulierte Modellwahrscheinlichkeiten (Modell 1 wahr)

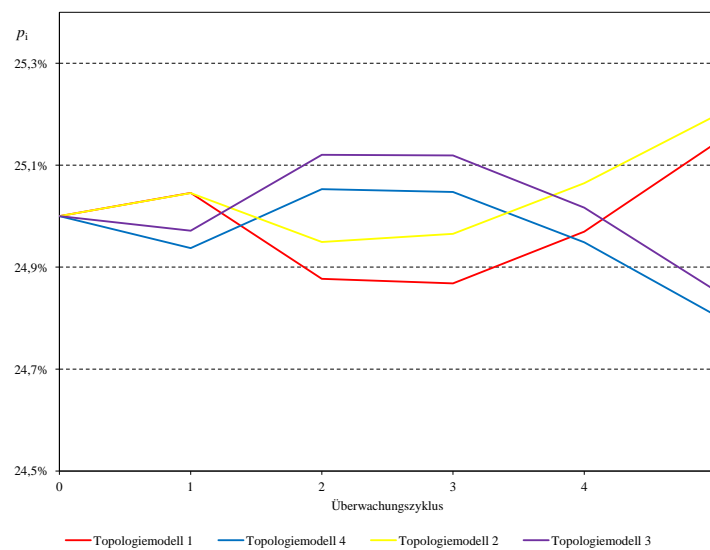


Abbildung 55: Kumulierte Modellwahrscheinlichkeiten (Modell 2 wahr)

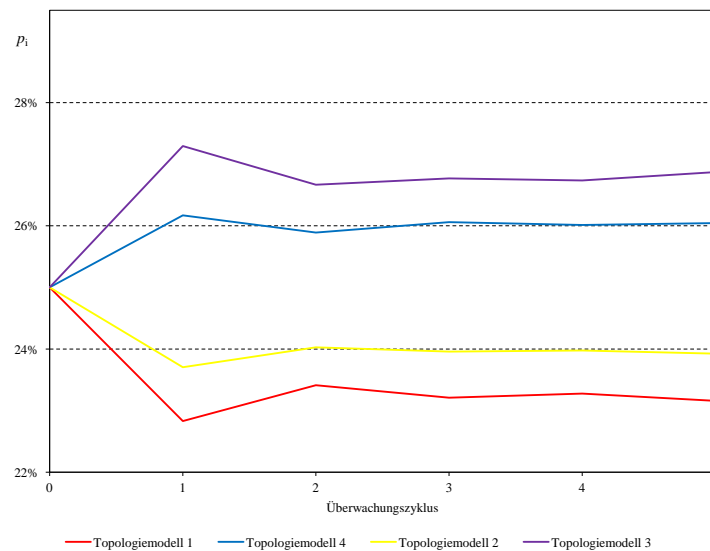


Abbildung 56: Kumulierte Modellwahrscheinlichkeiten (Modell 3 wahr)

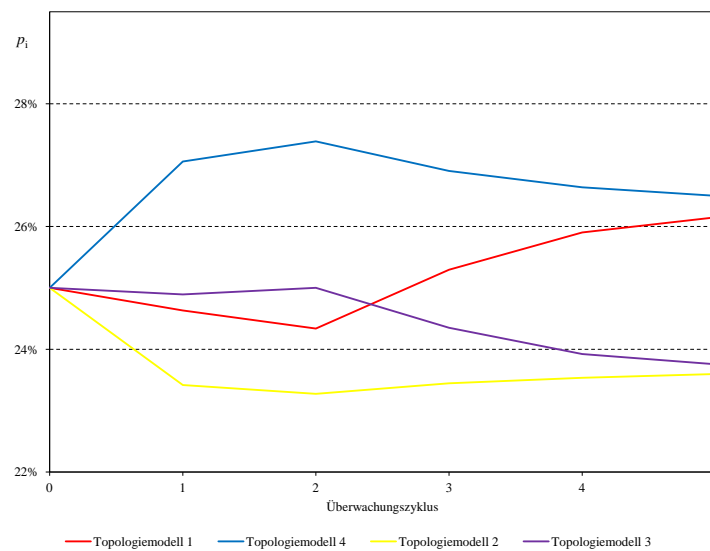


Abbildung 57: Kumulierte Modellwahrscheinlichkeiten (Modell 4 wahr)

Die probabilistische Topologieerkennung wurde zusätzlich im Rahmen eines Feldtests in einem weiteren städtischen Niederspannungsnetz erprobt. Das Netz umfasste 269 Knoten und 28 schaltbare Trennstellen. Der im Rahmen einer umfangreichen Leistungsflussanalyse ermittelte Topologiekatalog des Netzes beinhaltet insgesamt 9 Elemente. Auch im Rahmen dieser Felduntersuchungen behauptete sich stets das wahre Topologiemodell an der Spitze der Topologie-Rangfolge [34]. Die Topologieerkennung wurde dabei jeweils in 5, 8 und 10 konsekutiven Berechnungszyklen durchgeführt. Die Einzelergebnisse wurden anschließend zu einer kumulierten Modellwahrscheinlichkeit aggregiert. Dabei konnte gezeigt werden, dass 5 Berechnungszyklen in allen Fällen ausreichend waren, um die wahre Topologie korrekt zu erkennen. War die wahre Topologie nicht im Topologiekatalog enthalten – dies wurde durch bewusstes Ausklammern der wahren Topologie aus dem Topologiekatalog realisiert –, wurde in allen Fällen das Topologiemodell erkannt, das der wahren Topologie am ähnlichsten war.

Ogleich die Funktionsfähigkeit der probabilistischen Topologieerkennung weiterhin abhängig ist von der Messtopologie des automatisierten Netzes und der Qualität der ex ante durchzuführenden Leistungsflussanalyse, kann dem Algorithmus eine ausreichende Robustheit für den Einsatz im intelligenten Niederspannungsnetz bescheinigt werden.

4.8 Performance-Betrachtungen

Die Identifikation des Netzzustandes erfolgt autark innerhalb des in die Ortsnetzstation integrierten Automatisierungssystems. Die Ergebnisse müssen den aktuellen Netzzustand in guter Näherung widerspiegeln. Aus diesem Grund ist ein zyklischer Aufruf der dezentralen Zustandsüberwachung entsprechend des in Abschnitt 3.7 definierten Wertebereichs der Aufruffrequenz erforderlich. Innerhalb eines Berechnungszyklus werden jeweils die aktuellen Messwerte von den Sensoren abgerufen, der Netzzustand abgeschätzt und Empfehlungen zur Korrektur der Einspeise- und Verbrauchssituation berechnet sowie deren Effekte anhand einer erneuten Leistungsflussberechnung simuliert. Dies stellt hohe Anforderungen an die zyklische Laufzeit (CPU-Zeit) der dezentralen Zustandsüberwachung, welche sich innerhalb eines fest definierten Korridors bewegen muss.

Die Laufzeit der dezentralen Zustandsüberwachung wurde mehrfach optimiert und unter realen Bedingungen getestet. Zu diesem Zweck wurde die Implementation bereits in frühen Entwicklungsstadien in die Firmware der Zielhardware integriert. Die Laufzeitmessung wurde unter Zugrundelegung der Netzdaten und Prozesswerte des vorstädtischen und des städtischen Niederspannungsnetzes durchgeführt.

Die Analyse wurde für beide Netze auf Basis der linearen Dispersion des Leistungssaldos innerhalb der phasenentkoppelten Ersatzwertbildung durchgeführt. Zudem wurde für das städtische Niederspannungsnetz eine zusätzliche Analyse der Laufzeiten für die Algorithmus-Variante auf Basis des *Worst-Case*-Szenarios durchgeführt.

Die Iterationsschranke ϵ der phasenentkoppelten Leistungsflussberechnung wurde für alle Berechnungen auf 0,1% fixiert. Die in Tabelle 16 gezeigten Angaben zur Laufzeit im zyklischen Betrieb sind aufgrund des iterativen Charakters des Algorithmus jeweils Mittelwerte über einen Betrachtungszeitraum von 20 Berechnungszyklen.

Tabelle 16: Ergebnisse der Laufzeitmessung

Komponente der dezentralen Zustandsüberwachung	Vorstädtisches Beispielnetz	Städtisches Beispielnetz
Initialisierung der Zustandsüberwachung (lineare Dispersion des Leistungssaldos)	60 ms	222 ms
Initialisierung der Zustandsüberwachung (<i>Worst-Case</i> -Dispersion des Leistungssaldos)	-	360 ms
zyklischer Betrieb der Zustandsüberwachung (lineare Dispersion des Leistungssaldos)	2 ms	38 ms
zyklischer Betrieb der Zustandsüberwachung (<i>Worst-Case</i> -Dispersion des Leistungssaldos)	-	47 ms

Deutlich erkennbar ist der erhebliche Anstieg der Laufzeiten in Abhängigkeit der Anzahl der Knoten. Dieser Anstieg ist dem numerischen Charakter der phasenkoppelten Leistungsflussberechnung geschuldet. Die Laufzeiten bewegen sich jedoch durchgängig deutlich innerhalb der Anforderungen für den Echtzeit-Einsatz des Verfahrens.

5 Optimierung der Messtopologie

Im Zuge der Validierung des modellierten Verfahrens zur dezentralen Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen wurde der Bedarf an einer Optimierung der Messtopologie herausgestellt. Die Messtopologie im intelligenten Niederspannungsnetz wird aufgrund der Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Automatisierungslösung weiterhin spärlich bleiben. Die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit umfassen dabei insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit des Systems im Vergleich zur konventionellen Netzertüchtigung.

Ziel der Optimierung der Messtopologie ist die Bestimmung der optimalen Anzahl und der optimalen Position dezentraler Direktmessungen in einer Weise, die eine vorgegebene Berechnungsgenauigkeit des Algorithmus zur Zustandsüberwachung gewährleistet. Die Sensoren sind vorrangig an neuralgischen Punkten im Netz zu positionieren, sodass die entsprechenden Messwertsätze einen signifikanten Einfluss auf die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse ausüben. Insofern muss sich die Optimierung der Messtopologie an der Verfahrensweise der dezentralen Zustandsüberwachung orientieren.

Die Optimierung der Messtopologie wird beeinflusst durch ökonomische Erwägungen, die die maximale Anzahl der dezentralen Direktmessungen limitieren, und durch eine gewisse Mindestanzahl der dezentralen Direktmessungen, die die Basisfunktionalität der dezentralen Zustandsüberwachung gewährleistet [37]. Diese Einflüsse bilden gemeinsam mit der geforderten Berechnungsgenauigkeit die Nebenbedingungen des zu lösenden Optimierungsproblems. Die Komplexität der Optimierung der Messtopologie ergibt sich somit insbesondere aus dem Konflikt zwischen der Berechnungsgenauigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung und der Wirtschaftlichkeitsrestriktion der dezentralen Automatisierungslösung [65].

Im Folgenden wird das zu lösende Optimierungsproblem zunächst mathematisch formuliert. Anschließend wird ein strategisches Verfahren zur Lösung dieses Optimierungsproblems vorgestellt. Dieses zweistufige Verfahren umfasst zunächst ein Regelwerk zur Positionierung der dezentralen Direktmessung bei vorgegebener Anzahl der Messstandorte. Darauf aufbauend wird eine iterative Annäherung an die optimale Messtopologie modelliert, welche sich die Funktionalität der in Kapitel 4.3 vorgestellten Simulationsumgebung zu Eigen macht.

5.1 Formulierung des Optimierungsproblems

Die Optimierung der Messtopologie im intelligenten Niederspannungsnetz erfolgt durch Lösung des folgenden gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems:

$$\min \left\{ n_{\text{DD}} \mid f_{\text{U}} \leq f_{\text{U}}^{\text{max}}, n_{\text{DD}}^{\text{min}} \leq n_{\text{DD}} \leq n_{\text{DD}}^{\text{max}}, f_{\text{U}} \in \mathbb{R}_{>0}, n_{\text{DD}} \in \mathbb{N} \right\} \quad (5.1)$$

Das Problem umfasst die Minimierung der Anzahl der dezentralen Direktmessungen n_{DD} unter Einhaltung der Schätzfehlerrestriktion

$$f_U(n_{DD}) \leq f_U^{\max} \quad (5.2)$$

wobei der Schätzfehler f_U der dezentralen Zustandsüberwachung unmittelbar von n_{DD} abhängig ist, und unter Einhaltung der ganzzahligen Nebenbedingung

$$n_{DD}^{\min} \leq n_{DD} \leq n_{DD}^{\max} \quad (5.3)$$

Die Schätzfehlerrestriktion (5.2) gewährleistet die Berechnungsgenauigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung hinsichtlich des Betrags der Leiter-Erde-Spannung an allen Knoten des Netzes. Seit es das vornehmliche Ziel der dezentralen Zustandsüberwachung ist, die Beträge der komplexen Knotenspannungen und der komplexen Leistungsflüsse hinreichend genau abzuschätzen, um so drohende Grenzwertverletzungen detektieren zu können [4][12], ist es nicht zielführend, die Optimierung der Messtopologie nach der Genauigkeit der Knotenspannungswinkel der Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen auszurichten [37]. Ohnehin ist es keine Anforderung der Zustandsüberwachung, alle gesuchten Größen mit der gleichen Genauigkeit abzuschätzen [65]. Die Ausrichtung erfolgt daher im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich nach der Genauigkeit der Knotenspannungsbeträge der Effektivwertzeiger. Der maximal geduldete Schätzfehler f_U^{\max} wird als durch den Anwender frei parametrierbar modelliert. In Abschnitt 4.6 wurde herausgearbeitet, dass die Festsetzung von f_U^{\max} auf maximal 1,0% der Referenzspannung empfehlenswert ist.

Das Optimierungsproblem wird des Weiteren flankiert durch Nebenbedingung (5.3). Die untere Schranke der Anzahl der dezentralen Direktmessungen wird dabei vorgegeben durch obligatorische Sensoren, die die ordnungsgemäße Funktionsweise der dezentralen Zustandsüberwachung sicherstellen. Diese obligatorischen Sensoren befinden sich an der Systemgrenze des zu überwachenden Netzgebietes, also vornehmlich an der Ortsnetzstation und an Kabelverteilerschränken, die das betrachtete Netzgebiet abgrenzen und durch externe Leistungsflüsse beeinflusst werden.

Die obere Schranke der Anzahl der dezentralen Direktmessungen wird determiniert durch ökonomische Randbedingungen: Die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Netzautomatisierung im Vergleich zur konventionellen Netzertüchtigung muss stets gewährleistet sein. n_{DD}^{\max} ist ebenfalls frei parametrierbar durch den Anwender.

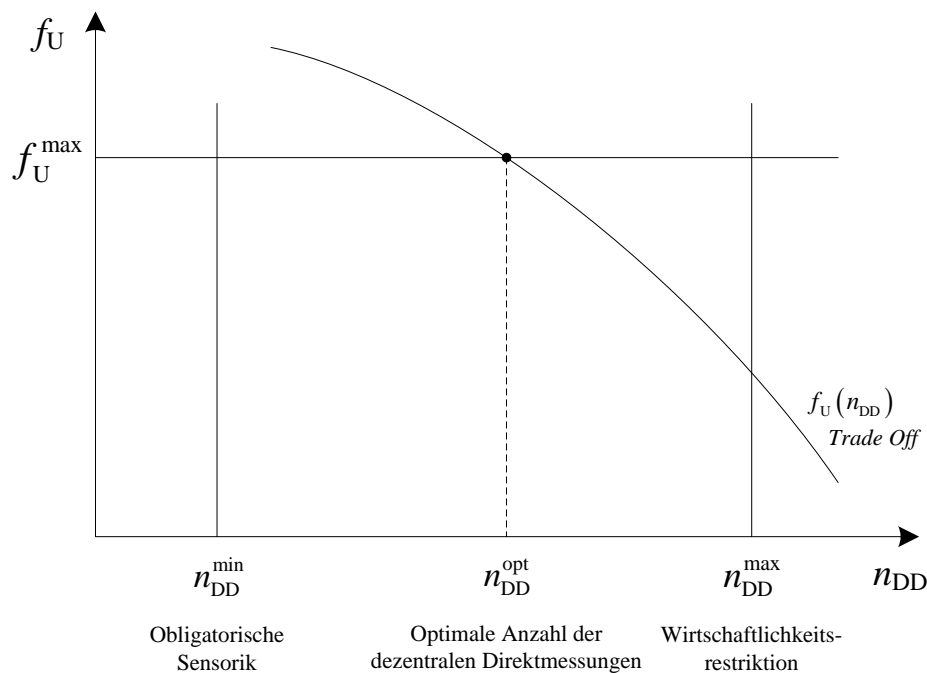


Abbildung 58: Restriktionen und Lösung des Optimierungsproblems⁶

Eine zulässige Lösung des Optimierungsproblems enthält somit die optimale Anzahl und Position dezentraler Direktmessungen zur autarken Zustandsüberwachung eines Niederspannungsnetzes unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Randbedingungen. Sofern die obere Schranke der Anzahl der dezentralen Direktmessungen n_{DD}^{max} auf einen ganzzahligen Wert festgesetzt wurde, der die Einhaltung der Schätzfehlerrestriktion nicht ermöglicht, besteht ein Konflikt zwischen den beiden Nebenbedingungen (5.2) und (5.3). Prinzipiell existiert in einem solchen Fall keine zulässige Lösung des Optimierungsproblems.

Um jedoch zu gewährleisten, dass eine Optimierung der Messtopologie in jedem Anwendungsfall zu einem Ergebnis führt, wird der Schätzfehlerrestriktion (5.2) bei Vorliegen einer solchen Konflikts eine höhere Priorität eingeräumt, als der Nebenbedingung $n_{DD} \leq n_{DD}^{max}$.

5.2 Lösung des Optimierungsproblems

Eine Lösung des formulierten Optimierungsproblems kann mithilfe eines zweistufigen Verfahrens gefunden werden. Das Verfahren umfasst zunächst ein Regelwerk zur Positionierung der dezentralen Direktmessungen bei vorgegebener Anzahl der dezentralen Direktmessungen. Dieses Regelwerk beinhaltet allgemeingültige Vorgaben zur Festlegung obligatorischer und fakultativer Messstandorte im zu überwachenden Netz. Das mit der resultierenden Messtopologie ausgestattete Netz kann anschließend der in Kapitel 4 vorgestellten Simulationsumgebung zugeführt werden. Dadurch wird eine Berechnung des systemimmanenten Schätzfehlers f_U der dezentralen Zustandsüberwachung ermöglicht.

⁶ Ein *Trade Off* bzw. eine Austauschbeziehung bezeichnet eine gegenläufige Abhängigkeit zwischen zwei Variablen.

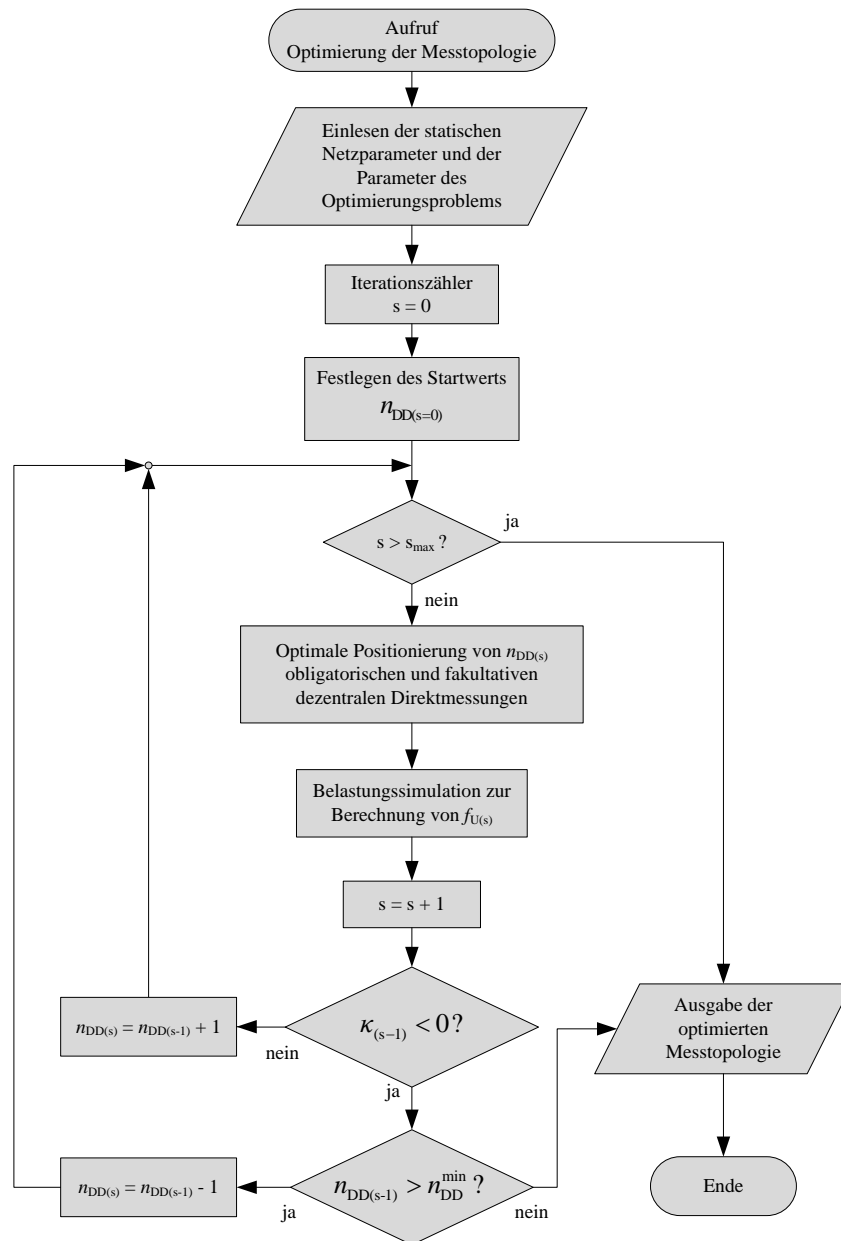


Abbildung 59: Ablauf der Optimierung der Messtopologie

Darauf aufbauend kann eine iterative Annäherung an die optimale Messtopologie modelliert werden. In Abhängigkeit der Differenz zwischen dem errechneten Schätzfehler und dem durch den Anwender vorgegebenen geduldeten Schätzfehler erfolgt in jedem Iterationsschritt eine Inkrementierung respektive Dekrementierung von n_{DD} . Das Verfahren nutzt dabei den offenkundigen *Trade Off* zwischen dem Schätzfehler der Zustandsüberwachung und der Anzahl der dezentralen Direktmessungen [37][31].

Auf Basis dieser Anpassung erfolgt eine Rekonfiguration der Messtopologie durch erneute Anwendung des Regelwerks. Auf die beschriebene Weise wird eine vorgegebene Anzahl an Iterationsschritten s_{max} durchlaufen, bis eine Messtopologie gefunden wurde, die eine zulässige Lösung des Optimierungsproblems repräsentiert. Abbildung 59 zeigt das Ablaufdiagramm der Optimierung der Messtopologie.

5.2.1 Obligatorische Messstandorte

Die ordnungsgemäße Funktionsweise der dezentralen Zustandsüberwachung setzt die Installation von dezentralen Direktmessungen an der Systemgrenze des zu überwachenden Netzgebietes voraus. Daraus resultieren insbesondere die folgenden obligatorischen Messstandorte:

- Ortsnetzstationen
- Kabelverteilerschränke an der Systemgrenze
- Dezentrale Erzeugungsanlagen mit signifikanter Nennleistung

Ortsnetzstationen determinieren grundsätzlich die Systemgrenze eines Niederspannungsnetzes, da die über den Ortsnetztransformator erfolgenden Einspeisungen von der übergeordneten Mittelspannungsebene herrühren. Ortsnetzstationen dienen daher der Globalsaldierung von Leistungsangebot und -nachfrage im Niederspannungsnetz.

Kabelverteilerschränke sind prinzipiell nur dann obligatorische Messstandorte, wenn sie die Systemgrenze determinieren. Dies ist der Fall, wenn nicht alle zugeschalteten Abgänge eines Kabelverteilerschranks Teil des zu überwachenden Netzgebietes sind.

Die dezentralen Direktmessungen in den Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken determinieren die Grenzen der durch sie gebildeten autarken Netzbezirke im Rahmen der phasenentkoppelten Ersatzwertbildung. Prinzipiell kann die ordnungsgemäße Funktionsweise der dezentralen Zustandsüberwachung nur dann gewährleistet werden, wenn der Leistungssaldo dieser Netzbezirke bekannt ist. Der Saldo umfasst qua definitione auch die Leistungseinspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Mini-BHKW und Photovoltaik-Anlagen) mit signifikanter Nennleistung. Die Netzanschlusspunkte all dieser nicht vernachlässigbaren Einspeise-Singularitäten, deren Leistungseinspeisungen nicht durch geeignete Ersatzwerte substituiert werden können, gehören somit ebenfalls zu den obligatorischen Messstandorten.

Die Anzahl der obligatorischen Standorte für dezentrale Direktmessungen ist in enormem Maße abhängig von der Struktur des zu überwachenden Netzes und dem gewünschten Überwachungsumfang. Insofern handelt es sich bei dieser Anzahl um eine vollständig netzindividuelle Größe.

5.2.2 Fakultative Messstandorte

Die Installation von dezentralen Direktmessungen an obligatorischen Messstandorten gewährleistet nur dann die postulierte Berechnungsgenauigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung, wenn die Gesamtheit der obligatorischen Messstandorte bereits eine zulässige Lösung des beschriebenen Optimierungsproblems darstellt. Ist dies nicht der Fall, so müssen weitere Direktmessungen in inneren Kabelverteilerschränken, die nicht an der Systemgrenze liegen, und vor dezentralen Erzeugungsanlagen, die nicht zu den obligatorischen Standorten zählen, installiert werden. Solche Messstandorte sind fakultativ, da sie ausschließlich dem Zweck dienen, die

geforderte Berechnungsgenauigkeit zu gewährleisten, ihr Ausfall jedoch nicht zu einer Unterbrechung der Funktionsfähigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung führt.

5.2.3 Positionierungsregeln bei vorgegebener Anzahl der Messstandorte

Auf Basis der Unterscheidung zwischen obligatorischen und fakultativen Standorten für dezentrale Direktmessungen können allgemeingültige Regeln zur Positionierung der Sensoren formuliert werden. Das Regelwerk basiert insbesondere auf den in Abschnitt 4.6 diskutierten Erkenntnissen aus der Verfahrensvalidierung. Es stellt sicher, dass der Schätzfehler der Zustandsüberwachung auf Basis einer vorgegebenen Anzahl der dezentralen Direktmessungen minimiert wird. Damit gewährleistet das Regelwerk den monoton fallenden Verlauf des *Trade Offs* zwischen f_U und n_{DD} .

Unter der Überwachung einer elektrischen Größe wird im Folgenden immer eine dreiphasige Messung entsprechend der Spezifikationen der eingesetzten Direktmessungen verstanden (vgl. Abschnitt 2.2).

Die Regeln 1 bis 3 müssen immer angewendet werden. Die Regeln 4 und 5 finden jeweils nur dann Anwendung, wenn die vorgegebene Anzahl der dezentralen Direktmessungen noch nicht durch die durch Anwendung der vorherigen Regeln bereits festgelegten Messstandorte ausgeschöpft wurde.

Regel 1: Positioniere dezentrale Direktmessungen in jeder Ortsnetzstation. Überwache den niederspannungsseitigen Leistungsfluss über die Hauptverteilung und den Betrag der Knotenspannung an der Sammelschiene. Überwache zusätzlich die Leistungsflüsse aller Abgänge der Ortsnetzstation, die Teil des zu überwachenden Netzgebietes sind.

Regel 2: Positioniere dezentrale Direktmessungen an jedem Kabelverteilerschrank an der Systemgrenze. Überwache den Leistungsfluss aller Abgänge des Kabelverteilerschranks, die Teil des zu überwachenden Netzgebietes sind.

Regel 3: Positioniere dezentrale Direktmessungen vor allen dezentralen Erzeugungsanlagen mit signifikanter Nennleistung, deren Leistungseinspeisungen nicht durch geeignete Ersatzwerte substituiert werden können. Überwache die Leistungseinspeisung.

Regel 4: Positioniere dezentrale Direktmessungen vor dezentralen Erzeugungsanlagen, sodass mindestens 20% der Photovoltaik-Anlagen des betrachteten Netzgebietes überwacht werden. Überwache die Leistungseinspeisung.

Regel 5: Positioniere dezentrale Direktmessungen an inneren Kabelverteilerschränken des Netzgebietes in einer Weise, die zu einer Annäherung an eine Gleichverteilung der Summe der oberen Grenzen des Leistungsspektrums der Lastknoten innerhalb der autarken Netzbezirke führt, die durch diese Positionierung determiniert werden [37][65]. Nutze dazu alle noch verfügbaren Direktmessungen. Überwache den Leistungsfluss an bis zu drei Abgängen.

Die Regeln 4 und 5 nutzen die Erkenntnisse, die im Rahmen der Verfahrensvalidierung gewonnen wurden. Während der Schätzfehler des Gesamtverfahrens in Zeiten starker Sonneneinstrahlung insbesondere von der Berechnungsgenauigkeit der Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen beeinflusst wird, ist er in verbrauchsdominierten Zeiten vornehmlich von der Genauigkeit der Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen abhängig.

Regel 5 wird mithilfe eines einfachen Permutationsalgorithmus umgesetzt, der die Größe der autarken Netzbezirke aller Messtopologie-Konfigurationen miteinander vergleicht.

5.2.4 Iterative Annäherung an die optimale Messtopologie

Für die Anwendung der skizzierten Positionierungsregeln bedarf es der Vorgabe einer fixierten Anzahl der Standorte für dezentrale Direktmessungen. Die Anzahl der dezentralen Direktmessungen n_{DD} ist jedoch eine der Zielgrößen des Optimierungsproblems. Der optimalen Anzahl und Position dezentraler Direktmessungen kann man sich iterativ annähern.

Ausgehend von einem Startwert $n_{DD(s=0)}$ wird dabei zunächst eine Belastungssimulation für die aus diesem Startwert resultierende Messtopologie durchgeführt. Die Belastungssimulation umfasst die wesentlichen Prozeduren der in Abschnitt 4.3 vorgestellten Simulationsumgebung zur Verfahrensvalidierung. Auf der Basis realitätsnaher Einspeise- und Verbrauchsszenarien werden statische Netzzustände für ein vollständiges Simulationsjahr berechnet und als Referenzszenarien postuliert. Aus den Referenzszenarien werden anschließend die Prozesswerte für die Zustandsüberwachung auf Basis der Messtopologie des aktuellen Iterationsschritts extrahiert. Die mithilfe des Algorithmus zur Zustandsüberwachung offline errechneten Netzzustände können nun mit den Referenzszenarien verglichen werden. Dieser Vergleich ermöglicht eine von Einflüssen durch externe Hardwarekomponenten unabhängige Berechnung des systemimmanenten Schätzfehlers der dezentralen Zustandsüberwachung.

Im Rahmen der Verfahrensvalidierung beschränkte sich die Betrachtung des Schätzfehlers auf die *maximale Abweichung* ΔU_{\max} des Betrags der mithilfe der Zustandsüberwachung errechneten Knotenspannung von dem Betrag der Referenzspannung über einen Simulationszeitraum von einem gesamten Jahr. Die stochastische Modellierung der Simulationsumgebung kann jedoch in Kombination mit der Funktionsweise der phasenkoppelten Ersatzwertbildung in Einzelfällen dazu führen, dass der *Trade Off* zwischen der Anzahl der Messstandorte und dem Schätzfehler der Zustandsüberwachung nicht zuverlässig abgebildet wird. Die Konvergenz des Verfahrens zur strategischen Lösung des Optimierungsproblems setzt allerdings eine zuverlässige Abbildung des *Trade Offs* durch die Schätzfehlerfunktion voraus. Eine alternative Definition des Schätzfehlers erscheint daher sinnvoll. Dazu wird die Menge der vorzeichenlosen Datenpunkte auf Basis der Erkenntnisse, die im Rahmen der Verfahrensvalidierung gewonnen wurden, als normalverteilt modelliert [37][12][80] und der Schätzfehler aus der oberen Grenze des 99,73%-Konfidenzintervalls der Menge der Datenpunkte abgeleitet.

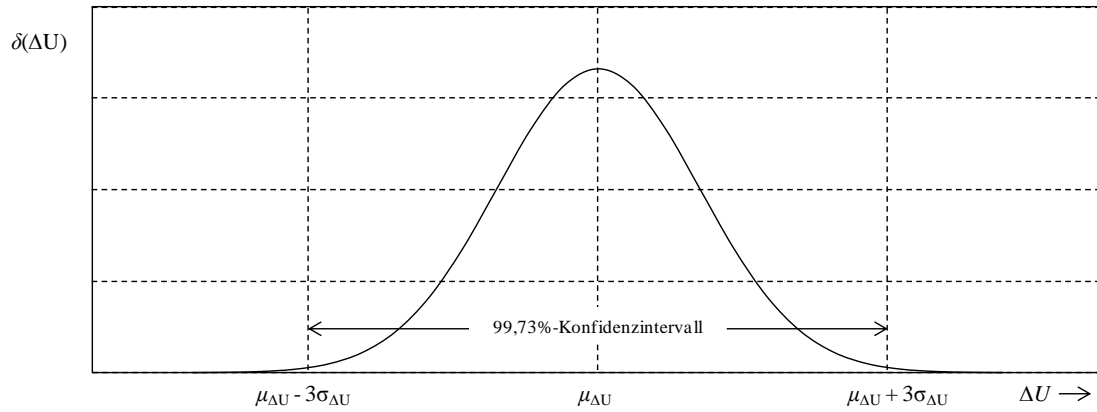


Abbildung 60: Dichtefunktion der normalverteilten Menge der Datenpunkte

$$\int_{\mu_{\Delta U(s)} - 3\sigma_{\Delta U(s)}}^{\mu_{\Delta U(s)} + 3\sigma_{\Delta U(s)}} \delta(\Delta U) d\Delta U = 99,73\% \quad (5.4)$$

Die maximale Abweichung von 99,73% der normalverteilten Menge aller Datenpunkte vom Erwartungswert $\mu_{\Delta U(s)}$ beträgt das 3-fache der Standardabweichung $\sigma_{\Delta U(s)}$, d.h. 99,73% der normalverteilten Menge aller Datenpunkte liegen in einem Intervall von $\pm 3\sigma_{\Delta U(s)}$ um den Erwartungswert $\mu_{\Delta U(s)}$ [76][53]. Dieser Zusammenhang ermöglicht eine einfache Alternativdefinition des Schätzfehlers $f_{U(s)}$, welcher nun dem 0,99865-Quantil der Verteilung entspricht:

$$f_{U(s)} = \mu_{\Delta U(s)} + 3 \cdot \sigma_{\Delta U(s)} \quad (5.5)$$

mit

$$\mu_{\Delta U(s)} = \frac{1}{n_p} \cdot \sum_{i=1}^{n_p} \Delta U_{i(s)}; \quad n_p = 1440 \cdot 3 \cdot 365 \cdot N \quad (5.6)$$

und

$$\sigma_{\Delta U(s)} = \sqrt{\frac{1}{n_p} \cdot \sum_{i=1}^{n_p} (\Delta U_{i(s)} - \mu_{\Delta U(s)})^2}; \quad n_p = 1440 \cdot 3 \cdot 365 \cdot N \quad (5.7)$$

wobei sich n_p aus dem Produkt der Minuten innerhalb des Simulationsjahres, der Anzahl der leitenden Phasen und der Knotenanzahl ergibt.

Damit ist gewährleistet, dass 99,865% der Menge aller Datenpunkte einen Wert kleiner als $f_{U(s)}$ aufweisen. Der Anwender kann den Schätzfehler $f_{U(s)}$ wahlweise als $\mu_{\Delta U} + 3\sigma_{\Delta U}$ oder als ΔU_{\max} definieren. Letzteres birgt die Gefahr einer Überdimensionierung der Messtopologie sowie der Nichtlösbarkeit des Optimierungsproblems in sich, da ΔU_{\max} die Genauigkeit des Algorithmus zur Zustandsüberwachung in Einzelfällen nicht realitätsgerecht abbildet.

Der errechnete Schätzfehler kann nun mit dem durch den Anwender vorgegebenen geduldeten Schätzfehler f_U^{\max} verglichen werden. Zu diesem Zweck wird die Qualitätskennzahl $\kappa_{(s)}$ der auf $n_{DD(s)}$ basierenden Messtopologie des aktuellen Iterationsschritts eingeführt:

$$\kappa_{(s)} = f_{U(s)} - f_U^{\max} \quad (5.8)$$

Ist die Berechnungsgenauigkeit zu hoch, weist $\kappa_{(s)}$ einen negativen Wert auf. Im nächsten Iterationsschritt erfolgt sodann eine Dekrementierung von n_{DD} . Ist $\kappa_{(s)}$ hingegen positiv, erfolgt eine Inkrementierung von n_{DD} .

$$n_{DD(s)} = \begin{cases} n_{DD(s-1)} + 1 & \text{für } \kappa_{(s-1)} > 0 \\ n_{DD(s-1)} - 1 & \text{für } \kappa_{(s-1)} < 0 \end{cases} \quad (5.9)$$

Diese Anpassung führt zu einer Rekonfiguration der Messtopologie durch erneute Anwendung der Positionierungsregeln. Solange die De-/Inkrementierungen von n_{DD} nicht zu einer Verletzung von Nebenbedingung (5.3) führen und die frei parametrierbare, maximale Anzahl der Iterationsschritte nicht erreicht ist, verweilt der Algorithmus in diesem iterativen Prozess. Verlässt der Algorithmus hingegen die Iterationsschleife, wird die zuletzt errechnete Messtopologie als zulässige Lösung des Optimierungsproblems proklamiert.

Prinzipiell konvergiert der Algorithmus zur Optimierung der Messtopologie unabhängig von der Wahl des Startwerts $n_{DD(s=0)}$. Eine Verringerung der Anzahl der benötigten Iterationsschritte kann aber durch die Ableitung des Startwerts aus netzstrukturspezifischen Erfahrungswerten erreicht werden. Niederspannungsnetze lassen sich nach [21] in Netzkategorien einteilen, die unterschieden werden nach der typischen Netzstruktur, der spezifischen Transformatorleistung je Hausanschluss und dem mittleren Hausabstand. Die Optimierung der Messtopologie wurde im Rahmen dieser Arbeit für eine Vielzahl unterschiedlicher Netze durchgeführt, die jeweils einer dieser Kategorien zugeordnet wurden.

Tabelle 17 zeigt exemplarisch die von der Anzahl der Hausanschlüsse abhängige, mittlere Anzahl der benötigten Direktmessungen zur Einhaltung eines Schätzfehlers nach Gl. (5.5) von 1,0% für die in [21] modellierten Netzkategorien Stadtnetz, Vorstadtnetz und Landnetz. Es ist deutlich erkennbar, dass die Anzahl der obligatorischen Messstandorte bereits einen beträchtlichen Anteil an der Gesamtanzahl der benötigten Messstandorte für sich vereinnahmt.

Sofern solche Erfahrungswerte für die gewünschte Berechnungsgenauigkeit vorliegen, können diese die Grundlage für die Festsetzung des Startwerts der Anzahl der dezentralen Direktmessungen bilden.

Tabelle 17: Netzkategorien und ihre Anzahl der benötigten Direktmessungen (nach [21])

Netzkategorie	Typische Netzstruktur	Spez. Transformatorleistung je Hausanschluss	Mittlerer Hausabstand	Mittlere Anzahl benötigter Direktmessungen	
				obligatorisch	fakultativ
Stadtnetz	Ringnetz, Stummelnetz	< 2,5 kVA/HA	< 10 m	$\approx 15\% \cdot n_{\text{HA}}$	$\approx 5\% \cdot n_{\text{HA}}$
Vorstadtnetz	teilweise vermascht	2,5...4,0 kVA/HA	15...20 m	$\approx 5\% \cdot n_{\text{HA}}$	$\approx 12\% \cdot n_{\text{HA}}$
Landnetz	Strahlennetz	> 4,0 kVA/HA	> 30 m	$\approx 17\% \cdot n_{\text{HA}}$	$\approx 11\% \cdot n_{\text{HA}}$

5.3 Exemplarische Anwendung des Verfahrens

Das vorgestellte Verfahren zur Optimierung von Position und Anzahl dezentraler Direktmessungen wird nun auf das vorstädtische Niederspannungsnetz angewendet. Der geduldete Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung wird in diesem Beispiel auf 1% festgelegt.

Die untere Schranke der Anzahl der dezentralen Direktmessungen wird determiniert durch 3 obligatorische Messstandorte an den Knotenpunkten 1, 29 und 35. Insgesamt sind an diesen drei Knotenpunkten 8 Zweigmessungen vorzusehen.

Die obere Schranke der Anzahl der dezentralen Direktmessungen wird determiniert durch ökonomische Randbedingungen und sei exemplarisch auf 8 Messstandorte fixiert.

Das Optimierungsproblem konkretisiert sich damit zu

$$\min \{ n_{\text{DD}} \mid f_{\text{U}} \leq 1\% , 3 \leq n_{\text{DD}} \leq 8 , f_{\text{U}} \in \mathbb{R}_{>0} , n_{\text{DD}} \in \mathbb{N} \} \quad (5.10)$$

Insgesamt stehen dem Optimierungsalgorithmus im vorstädtischen Niederspannungsnetz 11 potenzielle Messstandorte zur Verfügung, 8 davon sind fakultativ. Das Verfahren zur Optimierung der Messtopologie wurde als *Software-Tool* implementiert, welches als Projektierungswerkzeug in der praktischen Applikation Verwendung findet. Abbildung 61 zeigt die dem Optimierungsalgorithmus zur Verfügung stehenden Messstandorte in der Darstellungsform, die das *Software-Tool* im Zuge des Optimierungsprozesses automatisch generiert.

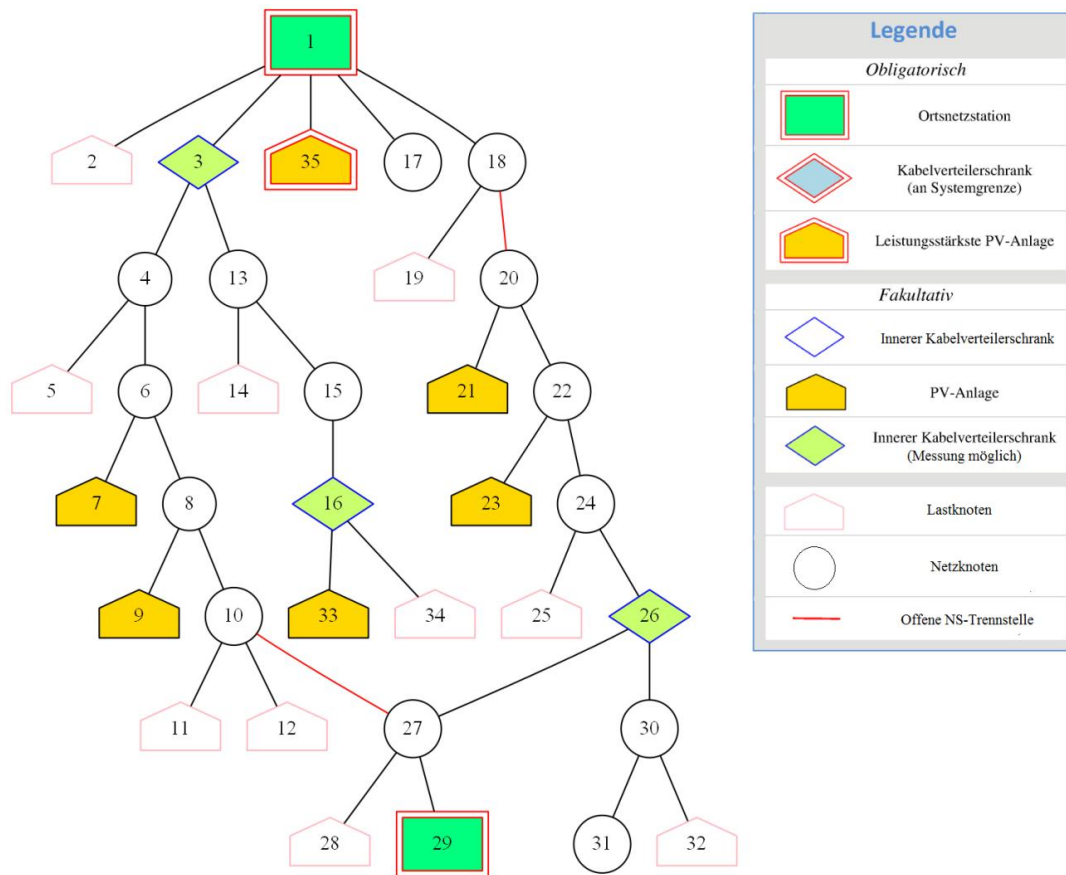


Abbildung 61: Potenzielle Messstandorte im vorstädtischen Niederspannungsnetz

Zur Veranschaulichung des Verlaufs des Schätzfehlers der dezentralen Zustandsüberwachung in Abhängigkeit der Anzahl der dezentralen Direktmessungen wurden die Belastungssimulation und die anschließende Berechnung von f_U für den gesamten Korridor zwischen n_{DD}^{\min} und n_{DD}^{\max} durchgeführt. Abbildung 62 zeigt die resultierenden Schätzfehlerfunktionen.

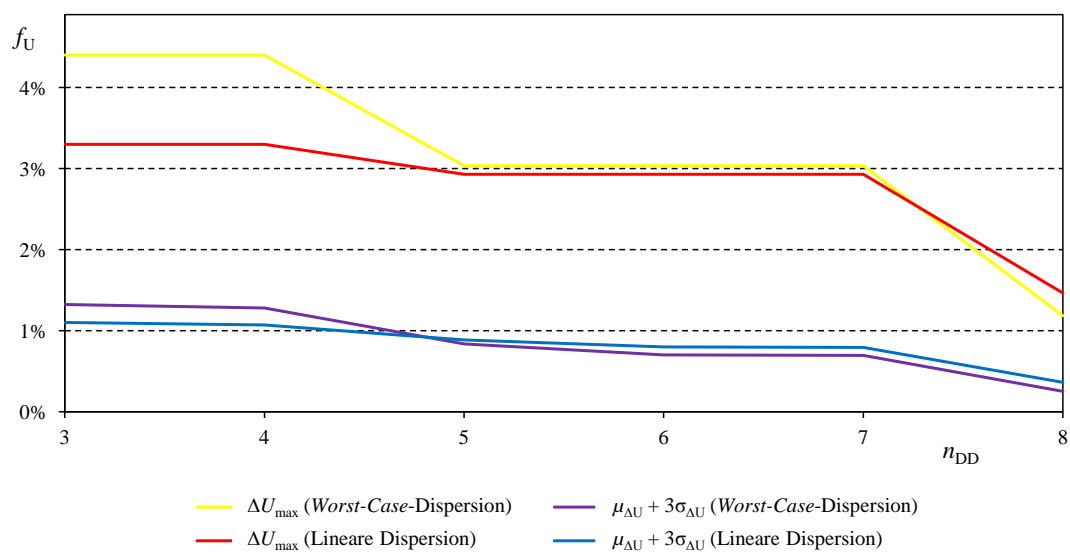


Abbildung 62: Schätzfehler als Funktion der Anzahl der Messstandorte

Der *Trade Off* wird durch alle vier abgebildeten antitonen Schätzfehlerfunktionen zuverlässig abgebildet. Definiert man ΔU_{\max} als Schätzfehler f_U , so kann unter Einhaltung der Nebenbedingung $n_{\text{DD}} \leq n_{\text{DD}}^{\max}$ keine Lösung des Optimierungsproblems gefunden werden. Die Einhaltung der Schätzfehlerrestriktion verlangt in diesem Fall eine Verletzung der Wirtschaftlichkeitsrestriktion.

Die 0,99865-Quantile weisen hingegen einen deutlich moderaten Verlauf auf. Zudem sind die Verläufe streng monoton fallend, sodass ein besseres Konvergenzverhalten des Optimierungsalgorithmus erwartet werden kann. Für den Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung gilt daher im Folgenden:

$$f_{U(s)} = \mu_{\Delta U(s)} + 3 \cdot \sigma_{\Delta U(s)} \quad (5.11)$$

Die iterative Annäherung an die optimale Messtopologie beginnt mit dem Startwert $n_{\text{DD}(s=0)} = 3$ ($\approx 16,67\% \cdot 16 \text{ HA}$). Die obligatorische Anwendung der Positionierungsregeln 1 – 3 schöpft diesen Startwert bereits vollständig aus, sodass die Messtopologie im ersten Iterationsschritt keine fakultativen Messstandorte umfasst.

Das Netz wird nun auf Basis dieser Messtopologie einer Belastungssimulation unterzogen. Der resultierende Schätzfehler $f_{U(s=0)}$ beträgt 1,10% (lineare Dispersion des Leistungssaldos) respektive 1,32% (*Worst-Case-Dispersion*). Beide Werte für $\kappa_{(s=0)}$ sind demnach größer null, sodass es zu Beginn des nächsten Iterationsschritts zu einer Inkrementierung von n_{DD} kommt ($n_{\text{DD}(s)} = n_{\text{DD}(s-1)} + 1$).

Als zusätzlicher Messstandort wird nun die Photovoltaik-Anlage an Knoten 21 in die Messtopologie eingebunden. Die Bestimmung dieses Standorts resultiert aus der Anwendung von Positionierungsregel 4. Mit einem Schätzfehler von 1,07% bzw. 1,28% wird f_U^{\max} jedoch weiterhin nicht unterschritten, sodass es im dritten Iterationsschritt erneut zu einer Inkrementierung von n_{DD} kommt.

Die Anwendung von Positionierungsregel 5 führt nun zur messtechnischen Erschließung des Kabelverteilerschranks an Knoten 3. Die oberen Grenzen des Leistungsspektrums der Lastknoten innerhalb der durch die neue Messtopologie determinierten autarken Netzbezirke sind damit annähernd gleichverteilt. Die resultierenden Schätzfehler betragen 0,89% (lineare Dispersion des Leistungssaldos) respektive 0,84% (*Worst-Case-Dispersion*). $n_{\text{DD}(s=2)} = 5$ ist somit die optimale Anzahl der Messstandorte im vorstädtischen Niederspannungsnetz. Abbildung 63 zeigt die Messstandorte und Zweigsensoren innerhalb der Netztopologie.

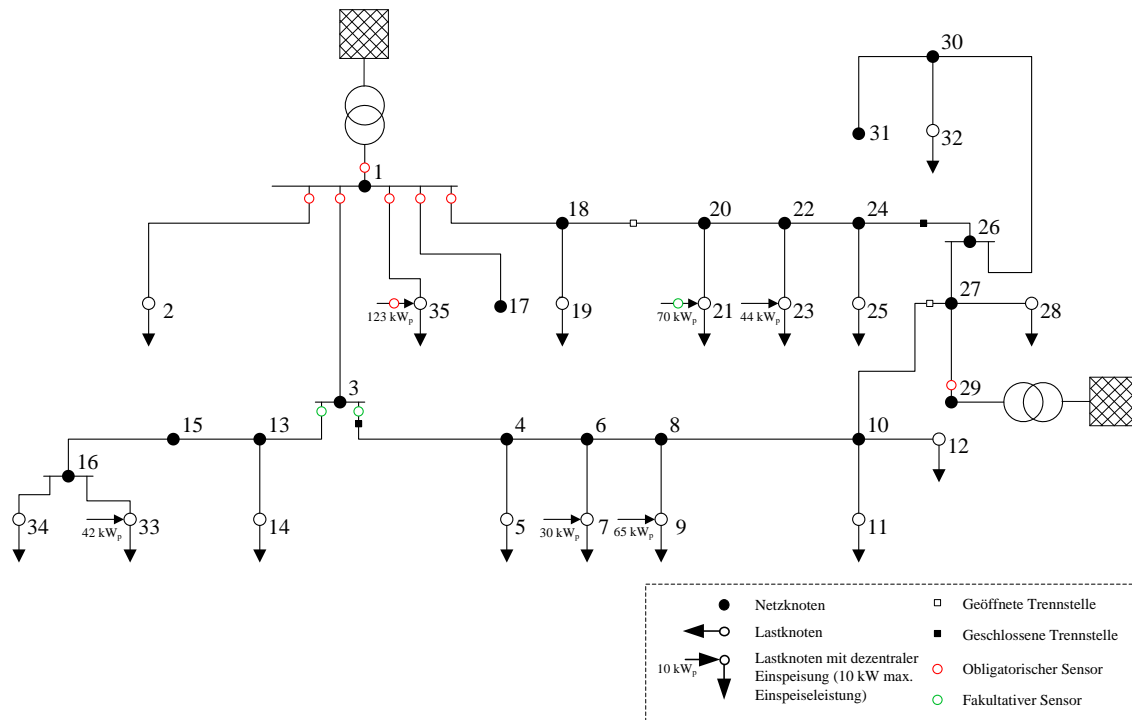


Abbildung 63: Optimale Messtopologie im vorstädtischen Niederspannungsnetz

Die Anzahl der Messstandorte konnte durch Anwendung des Optimierungsverfahrens um einen Standort im Vergleich zu der in Abbildung 33 dargestellten Messtopologie verringert werden. Gleichzeitig ist gewährleistet, dass der Schätzfehler f_U der dezentralen Zustandsüberwachung unterhalb von 1% liegt.

5.4 Einbindung elektronischer Haushaltszähler

Smart Metering ist heute eines der bedeutendsten Themen in der Energiewirtschaft. In diesem Abschnitt wird die vorhandene Technologie im Hinblick auf ihren Einsatz zu Zwecken der dezentralen Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen untersucht. Ziel dieser Analyse ist insbesondere die Benennung der Anforderungen an elektronische Haushaltszähler (eHZ) bezüglich der extrahierbaren Messgrößen und der Häufigkeit der Signalübertragung. Darüber hinaus wird die Einbettung der extrahierbaren Messgrößen in den modellierten Algorithmus zur Zustandsüberwachung beschrieben [16].

5.4.1 Hintergrund und gesetzlicher Rahmen

Im Rahmen ihrer 20-20-20-Agenda hat die Europäische Union bis zum Jahre 2020 eine Energieeffizienzsteigerung um 20% als Zielvorgabe festgesetzt[2]. Die Elektrizitätsbinnenrichtlinie vom 26. Juni 2009 fordert daher die Elektrizitätsunternehmen auf, intelligente Messsysteme einzuführen und Energiemanagementdienstleistungen in Verbindung mit neuartigen Preismodellen anzubieten, um so den Stromverbrauch zu verringern. Auf diese Weise soll die Verbrauchstransparenz erhöht werden. Die Endkunden sollen in die Lage versetzt werden, sich

über ihren tatsächlichen Stromverbrauch und ihre Stromkosten häufig genug informieren zu können. Die Endkunden sollen so für ihren Stromverbrauch und für den von ihnen verursachten CO₂-Ausstoß sensibilisiert werden. Variable Stromtarife sollen letztlich den Kunden Anreize liefern, ihren Energieverbrauch an das aktuelle Energieangebot anzupassen und dadurch die Residuallast zu verringern. Bei positiver Bewertung der Einführung dieser intelligenten Messsysteme sollen 80% der Haushalte bis 2020 mit eben diesen ausgestattet werden [60].

Messstellenbetreiber sind gemäß §21b EnWG verpflichtet, bei Neuanlagen und Grundsanierungen ab dem 1. Januar 2010 Messeinrichtungen anzubieten, die dem Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit anzeigen. Diese Messeinrichtungen verfügen jedoch über keinerlei Kommunikationsfunktionen. Sie können daher nicht als *Smart Meter* bezeichnet werden. Die Einführung lastvariabler oder tageszeitabhängiger Tarife wird in §40 EnWG gefordert. Die genannten Regelungen im EnWG basieren auf der Energiedienstleistungs-Richtlinie (EDL) der EU aus dem Jahre 2006. Zähler und Messsysteme, die den Anforderungen der §§21 und 40 EnWG genügen, werden entsprechend als EDL21 bzw. EDL40 bezeichnet.

Eine allgemeine Verpflichtung zum Einbau von *Smart Metern*, die auch über Kommunikationsfunktionen verfügen, besteht hingegen heute noch nicht. Eine flächendeckende Einführung von *Smart Metering* auf gesetzlicher Basis ist derzeit noch nicht abzusehen.

Die Bundesnetzagentur unterscheidet in ihrem Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems zwischen den Anwendungsfeldern *Smart Grid* und *Smart Market* [81]. Obgleich die elektronischen Haushaltszähler offenkundig vorrangig die Marktseite bedienen, sollen die Einsatzmöglichkeiten der vorhandenen Technik im Rahmen der dezentralen Zustandsüberwachung im Folgenden untersucht werden, um die Hebbarkeit von Synergieeffekten abschätzen zu können.

5.4.2 Stand der Technik

Noch immer befindet sich in deutlich mehr als 80% aller Haushalte in Deutschland ein elektromechanischer Ferraris-Zähler im Einsatz [82]. Dieser zählt prinzipbedingt ausschließlich die Wirkenergie und erfüllt die gesetzlichen Anforderungen an das Messsystem im Gebäudebestand.

Seit der Novellierung des EnWG im Jahre 2008 werden vermehrt elektronische Haushaltszähler in der Ausführung als EDL21 eingesetzt. Diese verfügen über die Möglichkeit der Fernauslesung des Zählwertes der erfassten Wirkenergie (*Automated Meter Reading* - AMR), allerdings nicht über die Möglichkeit einer eigenständigen Kommunikation mit dem Netzbetreiber. Eine Weiterentwicklung des eHZ stellt der bidirektionale Zähler dar, der über eine Datenschnittstelle eine Kommunikation mit dem Netzbetreiber, dem Messstellenbetreiber und/oder dem Stroman-

bieter ermöglicht (*Advanced Meter Management* - AMM). Die bidirektionale Verbindung erlaubt zudem die Fernprogrammierung des Zählers [82].

Für die Kommunikation zwischen Zähler und Netzbetreiber (Fernkommunikation) stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Neben einer *Powerline*-Verbindung (PLC) über das NS-Netz wird zur Datenübertragung häufig eine GPRS/UMTS-Verbindung genutzt. Einzelne Hersteller verwenden auch das vorhandene Breitbandkommunikationsnetz (DSL) zur Datenübertragung. Die Kommunikation zwischen dem Zähler und den einzelnen Verbrauchern und dezentralen Erzeugungsanlagen im Haushalt (Nahkommunikation) kann über die Funknetzstandards WLAN und *ZigBee* sowie über eine *Inhouse*-PLC realisiert werden. Als Übertragungsprotokolle kommen dabei vorwiegend das *Smart-Message-Language*-Protokoll (SML) und systemübergreifend das *Extensible-Markup-Language*-Protokoll (XML) zum Einsatz [82].

Das *Smart-Meter*-System kann neben dem beschriebenen integrierten Aufbau auch modular aufgebaut sein. In dieser Variante erfolgt eine logische und funktionelle Auftrennung des *Smart Meters* in eine Zählereinrichtung und einen davon unabhängigen Datenkonzentrator. Der Vorteil dieses modularen Aufbaus ist die mögliche Integration der Zähler weiterer Sparten eines Haushaltes (Gas-, Wasser-, Wärmehzähler) in das *Smart-Meter*-System, die über einen leitungsgebunden oder kabellosen *Meter-Bus* (M-Bus) nach dem *Single-Master/Multiple-Slaves*-Prinzip an den Datenkonzentrator angeschlossen werden [83]. Aufgrund dieser Spartenintegration wird der Datenkonzentrator in diesem Fall folgerichtig als *Multi-Utility-Communication-Controller* (MUC-Controller) bezeichnet. Der MUC-Controller kann im Zähler integriert sein oder als externes Modul an den Zähler angeschlossen werden. Letztere Variante bietet den Vorteil, dass als Zählereinrichtung ein bereits standardisierter EDL21 verwendet werden kann.

Derzeit ist noch nicht abzusehen, in welcher standardisierten Form sich *Smart Metering* in Deutschland durchsetzen wird. Neben einer Minimal-Lösung, die lediglich einen eHZ umfasst, der über ein Display den elektrischen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit visualisiert, ist zwischen dem modularen Konzept mit Spartenintegration über einen MUC-Controller und einer Maximal-Lösung, die über Fernprogrammierung und ein transportables Display verfügt, zu unterscheiden [84].

Im Zuge der Diskussion um die Einführung von *Smart Metering* gewinnen auch die Themenfelder *Datenschutz* und *Cyber-Security* an Bedeutung. Schließlich werden erstmalig individuelle Verbrauchsdaten digital ausgelesen und mithilfe moderner Kommunikationstechnik übertragen. Es bleibt abzuwarten, welche Einflüsse diese Diskussion auf die Standardisierung von *Smart Metering* haben wird.

5.4.3 Anforderungen an elektronische Haushaltszähler zur Einbindung in die dezentrale Netzautomatisierung

Es wurde bereits deutlich, dass die *Smart-Meter*-Technologie derzeit keineswegs standardisiert ist. *Smart-Meter*-Systeme werden daher momentan je nach Hersteller und Ausführung mit sehr unterschiedlichen Funktionen angeboten. Ein modulares System mit *MUC-Controller* umfasst bei vielen Herstellern einen eHZ in der Ausführung als EDL21, welcher durch das Lastenheft EDL (eHZ) des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE standardisiert wurde. Damit ist gewährleistet, dass der Zähler je nach konkreter Ausprägung mindestens die gelieferte und/oder die bezogene Wirkenergie erfasst. Sofern der Zähler nicht mit einer Rücklaufsperrung versehen ist, werden gelieferte und bezogene Energie saldiert. Das Messwerk muss zudem den Momentanwert der Summenleistung $\pm P_i$ sowie der Wirkleistung $\pm P_i^m$ für jede leitende Phase bilden. Alle Leistungswerte sind mit einer Auflösung von 1 W (direkter Anschluss) bzw. 0,1 W (Anschluss über Stromwandler) zu bilden [85]. Die genannten Messwerte werden über das Display des Zählers ausgegeben.

Darüber hinaus verfügt ein EDL21 über mindestens zwei unabhängige Datenschnittstellen. Die INFO-Schnittstelle dient lediglich der Ausgabe von Daten an den Endkunden. Insbesondere gibt sie immer die momentane Wirkleistung aus. Sie kann nicht zum Setzen von Kommandos genutzt werden. Dies kann über die per Betriebsplombe geschützte MSB-Schnittstelle geschehen, über welche die Tarifregister des Zählers angesteuert werden können. Zudem können über die MSB-Schnittstelle alle erfassten Werte am Ort der Messung ausgelesen oder aus der Ferne abgefragt werden [85].

Einige Hersteller bieten eHZ mit Zusatzfunktionen an, die über die geforderten Mindestfunktionen hinausgehen. Ein Beispiel eines solchen eHZ ist der AMIS-Stromzähler eines bekannten deutschen Herstellers. Dieser Zähler stellt alle relevanten elektrischen Größen als Echtzeit-Messwerte an seinen Ausgängen zur Verfügung. Der Messumfang entspricht dabei im Wesentlichen dem Messumfang der dezentralen Direktmessungen, die im Rahmen der dezentralen Netzautomatisierung eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.2). Mithilfe des AMIS-Systems wurde bereits im Rahmen eines Forschungsprojekts in mehreren Testnetzen erfolgreich eine *Power Snapshot Analyse* implementiert [86].

Die Einbindung eines solchen funktionsreichen, jedoch in aller Regel sehr kostenintensiven eHZ in das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung ist vergleichsweise einfach realisierbar. Der Messumfang ermöglicht die problemlose Zuordnung zu den einzelnen Lastknoten, die im Rahmen der Modellierung der Netzkomponenten durchgängig als *PQ*-Knoten modelliert wurden (vgl. Abschnitt 2.3.3). Mithilfe eines eHZ bzw. *Smart Meters* überwachte Lastknoten werden im Rahmen der Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen folgerichtig ausgeklammert. Die gemessene Entnahmelastleistung \underline{S}_i^{m-} wird bereits zu Beginn bei der Saldierung der Leistungsflüsse berücksichtigt. Insofern ist ein solcher Lastknoten nicht länger der Summe der durch die

Verbraucher entnommenen Leistungen $\sum \underline{S}_i^m$, sondern der Summe der aus dem jeweiligen autarken Netzbezirk hinaus fließenden Leistungsfüsse $\sum_{j \in \text{d.}} \underline{S}_{out}^m$ zuzuordnen (vgl. Abschnitt 3.5.2). Der durch die Ersatzwertbildung verursachte Schätzfehler f_U der dezentralen Zustandsüberwachung wird dadurch signifikant verringert.

Sofern der Messumfang sich jedoch auf die Vorgaben des FNN-Lastenheftes EDL (eHZ) beschränkt, müssen die verfügbaren Messwerte der Wirkleistung P_i^m um geeignete Lastannahmen für die Blindleistung Q_i^m ergänzt werden. Eine entsprechende Methodik zur Entwicklung geeigneter Blindleistungszeitreihen für standardisierte Lasttypen auf Basis historischer Messreihen wird in [14] vorgestellt. Allerdings beträgt der Spitzenwert eines solchen Blindleistungsprofils lediglich maximal 17% des Spitzenwerts des zugehörigen Wirkleistungsprofils. Unter Berücksichtigung des NS-typischen hohen R/X-Verhältnisses ist der Einfluss der Blindleistung auf den Spannungshub im NS-Netz ohnehin gering. Die Einbindung von Blindleistungszeitreihen erscheint daher nicht verhältnismäßig. Die Berücksichtigung eines konstanten Leistungsfaktors $\cos \varphi$ im Bereich 0,95...0,98 erfüllt die gestellten Anforderungen gleichermaßen.

Die technischen Herausforderungen bei der Einbindung liegen vorwiegend in der Zeitsynchronisation und der Phasenzuordnung. Die eindeutige Phasenzuordnung ist erforderlich, da die tatsächliche Phasenzuordnung bei einheitlicher Drehfeldrichtung in aller Regel nicht direkt ersichtlich ist [86]. Eine weitere technische Herausforderung liegt im Datentransfer. Die an die Datenkonzentratoren übermittelten Messwerte müssen von dort aus an die zentrale Steuereinheit in der Ortsnetzstation übermittelt werden.

In den bisherigen Pilotprojekten zur Erprobung der dezentralen Netzautomatisierung im Feld wurde die *Smart-Meter*-Technologie noch nicht in die dezentrale Zustandsüberwachung eingebunden, da die Kosten der Einbindung die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Automatisierungslösung gefährdet hätten.

5.4.4 Positionierung elektronischer Haushaltszähler

Sofern die Einbindung elektronischer Haushaltszähler in das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung in einem speziellen Niederspannungsnetz aus technischer Sicht und unter ökonomischen Rahmenbedingungen sinnvoll erscheint, stellt sich unweigerlich die Frage nach der optimalen Positionierung der Zähler mit dem Ziel der Verringerung des Schätzfehlers der dezentralen Zustandsüberwachung.

Ist die Mehrzahl der Hausanschlüsse bereits mit einem eHZ ausgestattet, kann diese Frage dahingehend umformuliert werden, welche Zähler der Gesamtheit der installierten eHZ im Idealfall in das Automatisierungskonzept eingebunden werden, sofern die Anzahl der einzubindenden Zähler aus ökonomischen Gründen begrenzt ist. Schließlich erfordert die Einbindung in vielen Fällen eine aufwändige Rekonfiguration der Kommunikationsarchitektur des installierten *Smart-Meter*-Systems. Es ist daher zweckmäßig, das in Abschnitt 5.2 vorgestellte Verfahren zur

Optimierung der Messtopologie um die optimale Positionierung intelligenter Zähler zu erweitern.

Der durch die modellierten Verfahren zur Ersatzwertbildung verursachte Schätzfehler korreliert unter anderem mit der maximalen Anzahl der Hausanschlüsse innerhalb der generierten autarken Netzbezirke (vgl. Abschnitt 4.6). Es liegt nahe, diejenigen eHZ in die dezentrale Netzautomatisierung einzubinden, die den Energieverbrauch an Lastknoten zählen, die als Entnahme-Singularität charakterisiert werden können, da hier ein signifikanter Einfluss auf den Spannungsabfall entlang der Leitung und damit auf den resultierenden Netzzustand unterstellt werden kann. Eine knotengenaue Verortung dieser Entnahme-Singularitäten ist jedoch ex ante in der Praxis kaum möglich. Die Optimierung der Position elektronischer Haushaltszähler muss sich daher primär an netzspezifischen Parametern orientieren. Im Folgenden wird ein auf der Sensitivitätsanalyse basierendes Verfahren vorgestellt, welches auf Grundlage des Effekts von Laständerungen an den PQ -Knoten auf den Zustandsvektor eine eindeutige Rangfolge der einzubindenden eHZ berechnet.

Mithilfe der Sensitivitätsanalyse kann der Effekt von Einflussvariablen auf den Zustandsvektor eines Systems ermittelt werden [14]. Im NS-Netz kann sie dazu dienen, den Einfluss von Änderungen im Knotenleistungsvektor $\hat{\underline{s}}_K^m$ auf den Knotenspannungsvektor $\hat{\underline{u}}_K^m$ zu bestimmen. Der aus Gleichung (3.29) unmittelbar ableitbare Zusammenhang

$$\underline{Y} \cdot \Delta \underline{u}_K^m = \Delta \underline{i}_K^m \quad (5.12)$$

zeigt, dass der netzspezifische Einfluss von Laständerungen auf $\hat{\underline{u}}_K^m$ in der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} abgebildet wird. \underline{Y} kann daher als Grundlage zur Bildung einer Sensitivitätsmatrix \underline{B} dienen, aus der sich für jeden Lastknoten des Netzes eine Sensitivitätskennzahl β_i ableiten lässt.

Da die Einbindung elektronischer Haushaltszähler in das Automatisierungskonzept dem Ziel dient, den Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung zu verringern, genügt die ausschließliche Betrachtung des Einflusses von Laständerungen auf die *Beträge* der Leiter-Erde-Spannung den gestellten Anforderungen. Die Sensitivitätsmatrix \underline{B} kann somit durch Inversion der Matrix $\underline{Y}_{\text{red}}$, die aus den *Beträgen* der Elemente der um den Bilanzknoten reduzierten Admittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{red}}$ besteht, gewonnen werden:⁷

$$\underline{B} = (\underline{Y}_{\text{red}})^{-1} \quad (5.13)$$

Die Koeffizienten b_{ji} der Sensitivitätsmatrix \underline{B} repräsentieren damit den Effekt einer Laständerung an Knoten i auf den Netzzustand (Spannungsbeträge) an Knoten j . Der Betrag des Koeffi-

⁷ Die Admittanzmatrix muss für diesen Verwendungszweck um eine *Dummy-Leitung* am Bilanzknoten erweitert werden, die die Innenimpedanz des Transformators und die Ersatzimpedanz des überlagernden MS-Netzes abbildet.

zienten zeigt die Einflussstärke und das Vorzeichen des Koeffizienten zeigt die Einflussrichtung [14].

Der Gesamteinfluss einer Laständerung an einem bestimmten PQ -Knoten i auf die Beträge der Leiter-Erde-Spannung an allen Knotenpunkten des Netzes lässt sich nun ermitteln, indem die Beträge der Elemente der zugehörigen Spalte von \mathbf{B} aufsummiert werden. Diese Vorgehensweise mündet in der Sensitivitätskennzahl β_i , die ein Maß dafür ist, wie nützlich die Einbindung eines eHZ an Knoten i für die dezentrale Zustandsüberwachung ist [14]:

$$\beta_i = \begin{cases} \sum_{j=1}^{N-1} b_{ji} & \text{für } i < \# \text{Slack-Knoten} \\ \sum_{j=1}^{N-1} b_{j(i-1)} & \text{für } i > \# \text{Slack-Knoten} \end{cases} \quad (5.14)$$

Abbildung 64 zeigt exemplarisch die Sensitivitätsindizes der Lastknoten des vorstädtischen Niederspannungsnetzes.

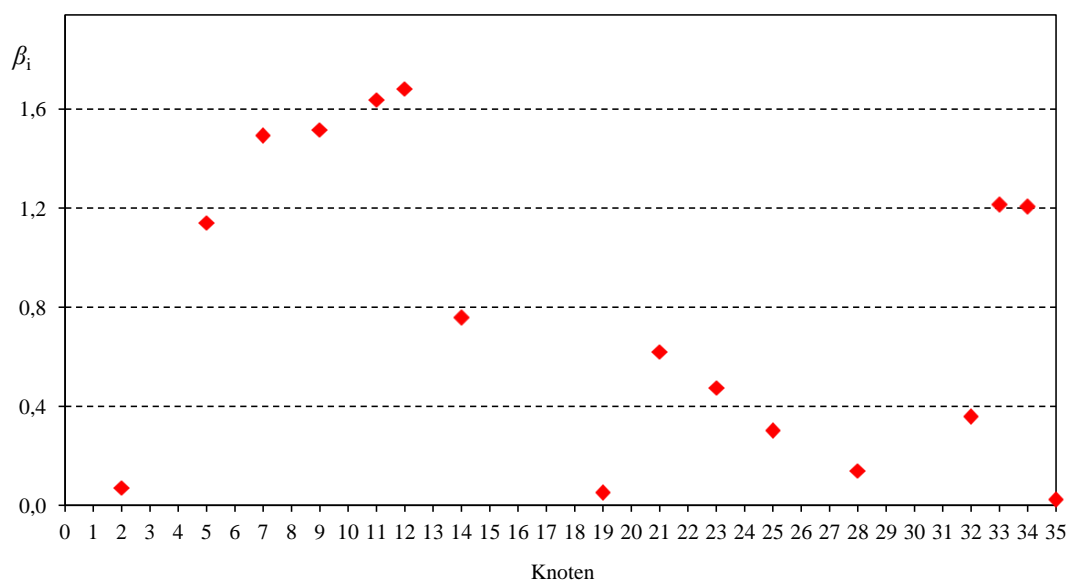


Abbildung 64: Sensitivitätskennzahlen im vorstädtischen Niederspannungsnetz

Die Lastknoten können nun entsprechend ihrer Sensitivitätskennzahl geordnet werden. Elektronische Haushaltszähler an Knotenpunkten mit einer hohen Sensitivitätskennzahl sind vorrangig in das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung einzubinden. Es ist augenfällig, dass der Sensitivitätsindex mit zunehmender „elektrischer Entfernung“ von den Bilanzknoten 1 und 29 ansteigt. Dies entspricht in vollem Umfang der Erwartungshaltung, denn der Einfluss von Laständerungen am Ende eines entlegenen Netzausläufers auf die Spannungsbeträge im gesamten Netz ist häufig sehr stark.

Die Anzahl der zu installierenden bzw. einzubindenden eHZ ist in enormem Maße abhängig von der Marktdurchdringung von *Smart Metering* sowie von technischen Restriktionen und ökonomischen Rahmenbedingungen. Eine netzindividuelle Detail-Analyse des *Trade Offs* zwischen der Anzahl der eingebundenen eHZ und dem Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung erscheint daher nicht zweckmäßig.

Eine Verknüpfung mit der in Abschnitt 5.2 vorgestellten Methodik zur Optimierung von Position und Anzahl dezentraler Direktmessungen kann jedoch insofern erfolgen, als dass die eingebundenen eHZ in die Messtopologie integriert werden, für die die Belastungssimulation zur iterativen Berechnung des Schätzfehlers $f_{U(s)}$ durchgeführt wird. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Anzahl der erforderlichen dezentralen Direktmessungen durch die Einbindung elektronischer Haushaltszähler zusätzlich reduziert werden kann.

Die vorgestellte Sensitivitätsanalyse berücksichtigt die Verfahrensweise des im Kapitel 3 modellierten Algorithmus zu dezentralen Zustandsüberwachung nicht. Aus diesem Grund beschränkt sich ihr Anwendungsbereich auf die Einbindung elektronischer Haushaltszähler.

6 Wirtschaftlichkeit der Automatisierungslösung

Die Systemintegration von regenerativen Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen erfolgt heute nahezu ausschließlich durch deren Anschluss an die Verteilungsnetze. So betrug die in den Verteilungsnetzen installierte Photovoltaik-Leistung im Jahr 2010 bereits 18.000 MW. Allein im Jahr 2010 wurden mehr als 6.500 MW neu installiert und auch zukünftig wird der überwiegende Teil der regenerativen Erzeuger an die Verteilungsnetze angeschlossen werden [87]. Neben der anspruchsvollen Aufgabe der Systemintegration dieser Anlagen muss zukünftig auch die Einbindung der stetig wachsenden Zahl an Elektrofahrzeugen durch die Verteilungsnetze, und insbesondere durch die Niederspannungsnetze, übernommen werden. Diese neuen Herausforderungen verursachen Handlungsbedarf seitens der Verteilungsnetzbetreiber.

Im Folgenden wird das in Abschnitt 2.2 vorgestellte Konzept der dezentralen Netzautomatisierung hinsichtlich seiner Vorteilhaftigkeit gegenüber der konventionellen Ertüchtigung des Netzes untersucht. Zu diesem Zweck wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse modelliert, die eine netzindividuelle Ableitung von Handlungsempfehlungen ermöglicht.

6.1 Handlungsbedarf auf Verteilungsnetzebene

Bereits heute ist vielerorts ein Defizit der Übertragungskapazität der Verteilungsnetze vorzufinden [87]. Sofern dieses Defizit nicht durch ein geeignetes Einspeisemanagement auf MS-Ebene ausgeglichen werden kann, kommt es zu den beschriebenen Problemen der Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung. In der Vergangenheit sind die Verteilungsnetzbetreiber diesen Problemen vorwiegend mit konventionellem Ausbau des Netzes begegnet. Diese Ertüchtigung der Netze ist jedoch aufgrund des erforderlichen Tiefbaus häufig sehr kostenintensiv. Zudem wird die Planung dieser Maßnahmen durch die Unsicherheit der Zuwachsprognosen für regenerative Erzeugungsanlagen erschwert. Dies kann mitunter zu erheblichen Überdimensionierungen des Leitungssystems führen. Innovative Betriebsführungskonzepte können eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems bewirken [87]. Durch die intelligente Überwachung und Steuerung der Netze wird der Leistungsfluss in den wenigen kritischen Belastungssituationen an die bestehende Übertragungskapazität angepasst. Der Anschluss weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen wird dadurch ermöglicht. Der notwendige Ausbau der Netzkapazität kann dabei vielerorts verzögert oder gar gänzlich vermieden werden [2][4][1]. Abbildung 65 zeigt den Leistungsfluss und die Kapazitätsgrenzen einer Niederspannungsleitung, die dem Netzanschluss eines landwirtschaftlichen Betriebes mit angegliederter Photovoltaik-Anlage dient. Deutlich erkennbar ist die virtuelle Erweiterung der Netzkapazität durch die Implementierung eines innovativen Einspeisemanagements, welches die Anpassung des Leistungsflusses an die bestehende Übertragungskapazität in den wenigen kritischen Belastungssituationen gewährleistet.

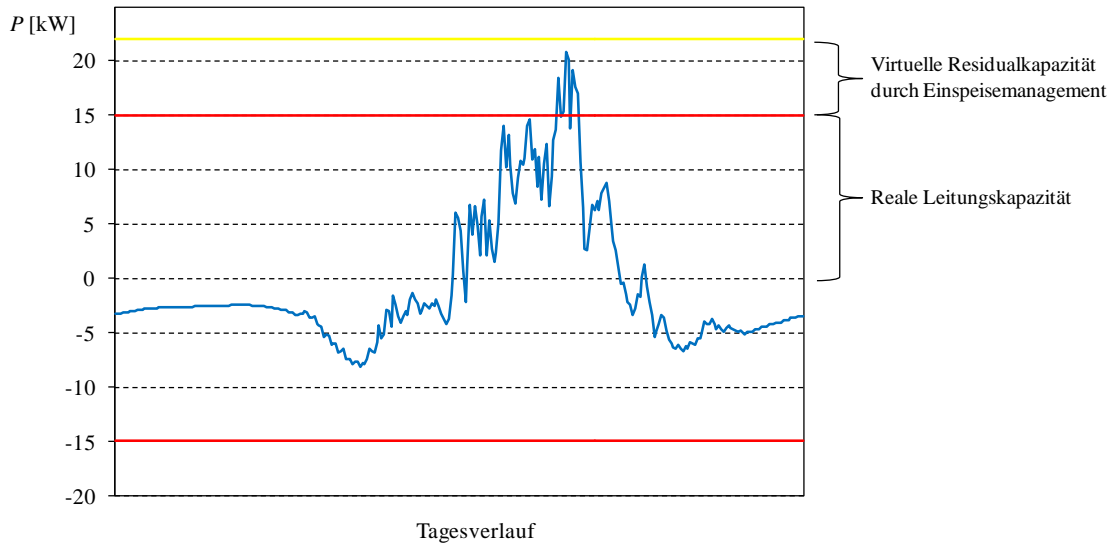


Abbildung 65: Leistungsfluss und Kapazitätserweiterung eines ländlichen Netzanschlusses

Das vorgestellte Konzept der dezentralen Netzautomatisierung realisiert eine solche innovative Betriebsführung. Sofern die notwendigen Eingriffe in die Leistungsflusssituation ein akzeptables Maß nicht überschreiten, kann auf eine Ertüchtigung des Netzes gänzlich verzichtet werden. Andernfalls ermöglicht die dezentrale Netzautomatisierung zumindest eine Verzögerung der Investitionen in den Ausbau der Netzkapazität. Insofern erfordert eine Investitionswahlentscheidung des Verteilungsnetzbetreibers zugunsten der dezentralen Netzautomatisierung eine netzindividuelle Abschätzung des zwingend notwendigen Netzausbaus und der virtuellen Residualkapazität, die durch die innovative Betriebsführung bereitgestellt wird. Zu diesem Zweck wird in den folgenden Abschnitten eine Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse modelliert, die auf Basis von Zubauszenarien für dezentrale Erzeugungsanlagen eine netzindividuelle Analyse der Vorteilhaftigkeit der dezentralen Netzautomatisierung ermöglicht.

6.2 Konzeption der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse

Ziel der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse ist der netzindividuelle, barwertige Vergleich der Investition in die dezentrale Automatisierung eines Niederspannungsnetzes mit dem konventionellen Ausbau der bestehenden Netzkapazität. In einem ersten Schritt wird dazu für das betrachtete Netz eine Prognose der elektrischen Einspeiseleistungszunahme bis zum Jahr 2050 durchgeführt. Diese Prognose ermöglicht eine Ableitung von Gesamtbelastungsszenarien für das Netzgebiet, wenn die prognostizierte, mithilfe von Reduktions- und Leistungsfaktoren korrigierte Einspeiseleistung mit der Minimalverbraucherlast überlagert wird [69][88]. Auf Basis der prognostizierten Einspeiseleistungszunahme erfolgt eine Einzelanalyse der Belastungsszenarien für die Jahre 2012 (Startjahr), 2020, 2030, 2040 und 2050 (Zieljahr). Für jedes dieser Szenarien werden nun der Bedarf an einer konventionellen Netzertüchtigung einerseits und der Bedarf an (zusätzlichen) Hardware-Komponenten des dezentralen Automatisierungskonzepts andererseits ermittelt. Hierbei kommen Netzplanungskriterien zum Einsatz, die die sichere Be-

triebsführung des Netzes gewährleisten [32]. Des Weiteren wird im Rahmen der Einzelanalysen eine Abschätzung des Umfangs des durch die dezentrale Netzautomatisierung verursachten Einspeisemanagements unternommen.

Die Ergebnisse der Einzelanalysen werden anschließend einer dynamischen Investitionsrechnung zugeführt, sodass eine monetäre Bewertung der Investitionsalternativen möglich wird.

6.2.1 Prognose der elektrischen Einspeiseleistungszunahme

Die Prognose der elektrischen Einspeiseleistungszunahme wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich für Einspeiseleistungen aus Photovoltaik-Anlagen modelliert, da diese die wesentlichen Treiber der in Abschnitt 1.1 beschriebenen Problematik im NS-Netz sind.

Zu Beginn muss die installierte Photovoltaik-Leistung im betrachteten Netz für das Zieljahr 2050 ermittelt werden. Diese ergibt sich aus dem Produkt aus installierbarer Photovoltaikleistung im Netzgebiet und Photovoltaik-Durchdringungsgrad für die Zielnetzplanung.

Die Berechnung der installierbaren Photovoltaikleistung im Netzgebiet kann mithilfe der in [18] vorgestellten Methodik durchgeführt werden. Ausgangspunkt der Methodik ist die Ermittlung der Gebäudegrundflächen im betrachteten Netzgebiet. Mithilfe geeigneter Korrekturfaktoren, die Dacheinbauten, Gebäudeorientierung, Anstellwinkel und Modul-Mindestabstände abbilden, können die Gebäudegrundflächen in installierbare Modulflächen auf Flach- und geneigten Dächern umgerechnet werden. Die Berechnung der installierbaren Photovoltaikleistung eines Gebäudes erfolgt anschließend durch Multiplikation der installierbaren Modulfläche mit der durchschnittlichen Photovoltaikleistung pro Quadratmeter Grundfläche. Unter Berücksichtigung eines mittleren Modul-Wirkungsgrads von 12% beträgt dieser Faktor $0,12 \text{ kW}_p/\text{m}^2$ [18]. Die Summation der installierbaren Photovoltaikleistungen aller Gebäude des Netzgebietes führt zur installierbaren Photovoltaikleistung im Netzgebiet.

Der Photovoltaik-Durchdringungsgrad im Zielnetzjahr kann aus der Zielnetzplanung des Verteilungsnetzbetreibers abgeleitet werden. Die Zielnetzplanung eines großen deutschen Verteilungsnetzbetreibers sieht beispielsweise die folgenden Photovoltaik-Durchdringungsgrade vor [89]:

Tabelle 18: Photovoltaik-Durchdringungsgrade für die Zielnetzplanung [89]

Kundengruppe	Durchdringungsgrad
Haushalt (Bestand)	30%
Haushalt (Neubau)	50%
Gewerbe/Landwirtschaft (Bestand)	40%
Gewerbe/Landwirtschaft (Neubau)	90%
Ohne Unterscheidung von Kundengruppen	35%

Nachdem die installierte Photovoltaik-Leistung im betrachteten Netz für das Zieljahr 2050 ermittelt wurde, kann der Verlauf der installierten Photovoltaik-Leistung im Zeitraum 2012 - 2050 mithilfe einer natürlichen Wachstumsfunktion angenähert werden. Die in [89] entwickelte Prognoseformel benötigt neben der installierten Photovoltaik-Leistung im Zieljahr zusätzlich den historischen Verlauf der installierten Photovoltaik-Einspeiseleistungen bis zum Startjahr 2012 als Eingangsgröße. Auf Basis dieses Verlaufs erfolgt die Berechnung der installierten Leistung im Jahr t über

$$P_{inst}(t) = P_{inst}^{Startjahr} + \frac{P_{inst}^{Zieljahr} - P_{inst}^{Startjahr}}{1 + e^{(-1) \cdot \left(\frac{10}{Zieljahr - Startjahr}\right) \cdot \left(t - \frac{Startjahr + Zieljahr}{2}\right)}} \quad (6.1)$$

Die resultierenden Einspeiseleistungszuwächse müssen nun geschickt auf die Lastknoten des betrachteten Netzes aufgeteilt werden. Eine gleichmäßige Verteilung der Zuwächse ist dabei nicht realitätsgerecht. Vielmehr ist zu erwarten, dass die Zuwächse durch Lastknoten in Anspruch genommen werden, die eine große Differenz zwischen der maximal installierbaren Photovoltaikleistung des Gebäudes und der bereits installierten Photovoltaikleistung aufweisen.

6.2.2 Einzelanalyse der Belastungsszenarien

Die Belastungsszenarien für die Jahre 2012, 2020, 2030, 2040 und 2050 werden nun individuell analysiert. Ziel dieser Analysen ist die Ermittlung des Bedarfs an einer konventionellen Netzer-tüchtigung einerseits und des Bedarfs an (zusätzlichen) Hardware-Komponenten des dezentra-len Automatisierungskonzepts andererseits.

6.2.2.1 Konventionelle Netzer-tüchtigung

Für die im betrachteten Belastungsszenario von einem Einspeiseleistungszuwachs betroffenen Netzzweige und den diese Zweige speisenden Ortsnetztransformator muss der Bedarf an kon-ventionellen Ausbaumaßnahmen ermittelt werden. Die Untersuchung des Ertüchtigungsbedarfs erfolgt in diesem Zusammenhang auf Basis des auslegungsrelevanten Belastungsszenarios „*Maximale Einspeisung bei minimaler Last*“ (Abbildung 66), da dieses Szenario in aller Regel dominant ist [69].

Die maximale Leistungseinspeisung ergibt sich dabei aus der für das betrachtete Jahr prognosti-zierten und mithilfe von Reduktions- und Leistungsfaktoren korrigierten Nennleistung der an den Zweig angeschlossenen Photovoltaikanlagen. Die Korrektur trägt zunächst der Tatsache Rechnung, dass die Nennleistung der Photovoltaikanlagen nur in den seltensten Fällen in das Netz eingespeist wird. Dies kann auf die geringere Globalstrahlung gegenüber den Testbedin-gungen, die unterschiedliche Anlagenausrichtung und die häufig vorzufindende Unterdimensio-nierung der Wechselrichter im Vergleich zur Modulleistung zurückgeführt werden [88]. Dies-bezüglich wird im Rahmen dieser Arbeit ein Reduktionsfaktor von 0,9 berücksichtigt.

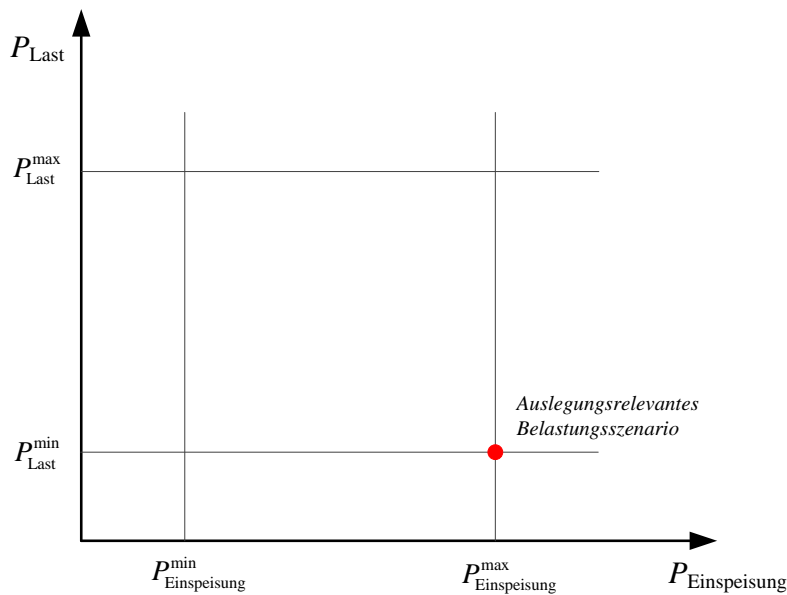


Abbildung 66: Auslegungsrelevante Belastungsszenarien für Niederspannungsnetze (nach [69])

Zudem werden alle zugebauten Photovoltaikanlagen mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,95 induktiv versehen, da die Anschlussrichtlinie für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz neuerdings eine entsprechende Beteiligung von Neuanlagen an der Spannungshaltung fordert [32].

Die anrechenbare Verbraucherlast, die über die betrachteten Netzzweige fließt, kann aus der in [69] vorgestellten minimalen Gleichzeitigkeitsfunktion für die Verbrauchergruppen an den Lastknoten, die an die betrachteten Netzzweige angeschlossen sind, abgeleitet werden. Ist die Anzahl der angeschlossenen Lastknoten jedoch gering, verweilt die minimale Gleichzeitigkeitsfunktion für Standardhausanschlüsse und für Elektrofahrzeuge bei null [69].

Der Saldo aus $P_{\text{Einspeisung}}^{\text{max}}$ und $P_{\text{Last}}^{\text{min}}$ determiniert die maximal zulässige Impedanz der Leitung bei Vorgabe eines maximal zulässigen Spannungshubs im Niederspannungsnetz. Gemäß [32] soll der Spannungshub 3% der Nennspannung nicht überschreiten [32]. Es ist gängige Praxis, die Netze entsprechend dieser Empfehlung auszulegen. Sofern die Analyse des betrachteten Belastungsszenarios ergibt, dass die bisherige Leitungsimpedanz zu hoch ist, ist eine Ertüchtigung der Leitung durch Parallelverkabelung oder Austausch der Leitung gegen ein Kabel mit größerem Querschnitt erforderlich.

Darüber hinaus wird die Auslastung des Ortsnetztransformators auf Basis des auslegungsrelevanten Belastungsszenarios untersucht. Im Falle einer potenziellen Überlastung erfolgt ein Austausch des Transformators gegen einen Transformator der nächsthöheren Leistungsklasse.

6.2.2.2 Dezentrale Netzautomatisierung

Die dezentrale Netzautomatisierung stellt eine Alternative zum konventionellen Netzausbau im betrachteten Netz dar. Auf Basis des ermittelten Ertüchtigungsbedarfs muss daher nun ermittelt werden, welche Grundausstattung und etwaige Erweiterung des dezentralen Automatisierungs-

konzepts in der Zukunft notwendig ist. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Hardware-Komponenten wie dezentrale Direktmessungen, Aktorik zur Realisierung des notwendigen Einspeisemanagements und entsprechende Kommunikationsanbindungen. Die Belastungsszenarien für die Jahre 2012, 2030, 2040 und 2050 werden dahingehend individuell untersucht. Darüber hinaus kann für die eingesetzten Hardware-Komponenten maximal eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angesetzt werden, sodass ein turnusmäßiger Austausch der Komponenten innerhalb des Betrachtungszeitraums ebenfalls berücksichtigt werden muss.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird angenommen, dass kritische Leistungsflusssituationen ausschließlich durch Wirkleistungs-Regelungseingriffe auf Kundenseite behoben werden können (*Worst-Case-Betrachtung*). Stufe 1 und Stufe 2 des Regelungsmodells stehen somit nicht zur Verfügung (vgl. Abbildung 4). Das Einspeisemanagement von dezentralen Erzeugungsanlagen verursacht Kompensationszahlungen an den Anlagenbetreiber. Daher muss im Rahmen der Einzelanalyse der Belastungsszenarien eine Abschätzung der aufgrund einer unumgänglichen Leistungsreduzierung der Anlage nicht in das Netz eingespeisten Energie erfolgen. Dazu muss zunächst die Nennleistung einer Photovoltaikanlage ermittelt werden, die ohne Netzertüchtigung und ohne Einspeisemanagement noch problemlos an das Netz hätte angeschlossen werden können. Diese wird im Folgenden *zulässige Nennleistung* genannt.

Da eine Verletzung des 3%-Kriteriums nur zu einer Leistungsreduzierung führt, wenn auch die übrigen 7% des zulässigen Spannungsbandes bereits gänzlich auf den überlagernden Spannungsebenen aufgebraucht wurden, werden zur Ermittlung der zulässigen Nennleistung neben einem 3%igem auch ein 4%iger und ein 5%iger Spannungsanstieg als moderate Alternativszenarien zugrunde gelegt. Dadurch ergeben sich für jedes Belastungsszenario drei zulässige Nennleistungen. Darüber hinaus wird berücksichtigt, dass in jedem dieser drei Fälle die Auslastung des Transformators mitunter eine weitreichendere Leistungsreduzierung verursachen kann.

Die aufgrund einer Leistungsreduzierung nicht in das Netz eingespeiste Energie wird nun anhand der verfügbaren Jahresdauerlinie einer 5-kW_p-Referenz-Photovoltaikanlage ermittelt. Die auf die Nennleistung normierte Dauerlinie wurde aus den Messwerten der Leistungseinspeisung der Referenzanlage, die in einem 5-Minuten-Intervall über ein gesamtes Jahr archiviert wurden, abgeleitet.

Zunächst wird nun die Dauerlinie auf die Spitzenleistung der aktuell betrachteten Photovoltaikanlage skaliert. Anschließend wird der Schnittpunkt der Dauerlinie mit der zulässigen Nennleistung der Anlage ermittelt. Die durch die Nennleistung und die Dauerlinie begrenzte Fläche stellt nun die Energie W_{NE} dar, die aufgrund von Leistungsreduzierungen nicht in das Netz eingespeist werden kann (Abbildung 67). Diese Fläche errechnet sich aus der Differenz zwischen dem Integral über die Dauerlinie bis zum x -Wert $D(P_n^{zul})$ des Schnittpunkts einerseits und dem Produkt aus zulässiger Nennleistung und $D(P_n^{zul})$ andererseits.

$$W_{NE} = \left[\int_{D=0}^{D(P_n^{zul})} P(D) dD \right] - \left[P_n^{zul} \cdot D(P_n^{zul}) \right] \quad (6.2)$$

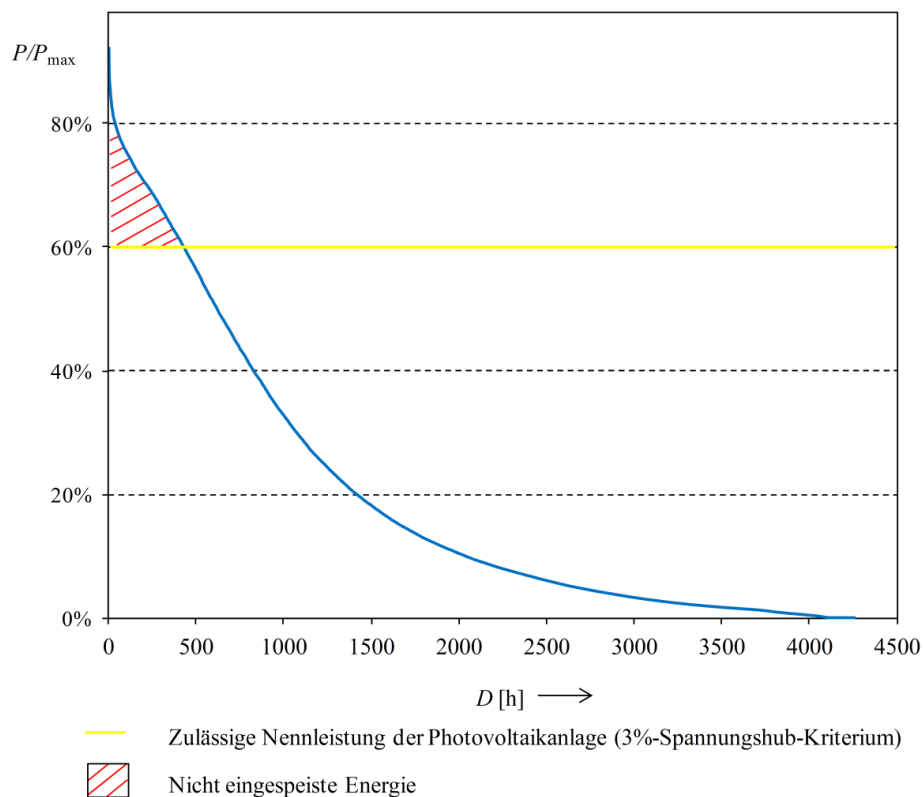


Abbildung 67: Normierte Jahresdauerlinie und nicht eingespeiste Energie der Referenzanlage

Die auf diese Weise errechnete Energie W_{NE} des betrachteten Belastungsszenarios wird für den 10-Jahres-Zeitraum bis zum nächsten Belastungsszenario als konstante Berechnungsgrundlage der Kompensationszahlungen berücksichtigt.

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse der dezentralen Netzautomatisierung Berücksichtigung findet, ist die erhöhte Verlustleistung im betrachteten Netz, die durch die nicht durchgeführte Netzertüchtigung verursacht wird. Die erhöhte Verlustleistung führt zu einem Mehrbedarf an elektrischer Energie aus alternativen Quellen. Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass der Verteilungsnetzbetreiber diesen Mehrbedarf monetär kompensieren muss. Aus diesem Grund muss für den Simulationszeitraum eine Abschätzung der Verlustenergieerhöhung durch vermiedenen Netzausbau vorgenommen werden.

Zunächst muss das Leistungsflussprofil der betroffenen Zweige abgeschätzt werden. Dieses ergibt sich aus der Überlagerung der Einspeiseprofile der an den Zweig angeschlossenen Photovoltaikanlagen mit geeigneten Lastprofilen der über den Zweig versorgten Verbraucher. Abbildung 68 zeigt exemplarisch das auf eine Nennleistung von 80 kW skalierte Photovoltaik-Einspeiseprofil, das L0-Standardlastprofil für einen Landwirtschaftsbetrieb mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 50.000 kWh und die Überlagerung beider Profile.

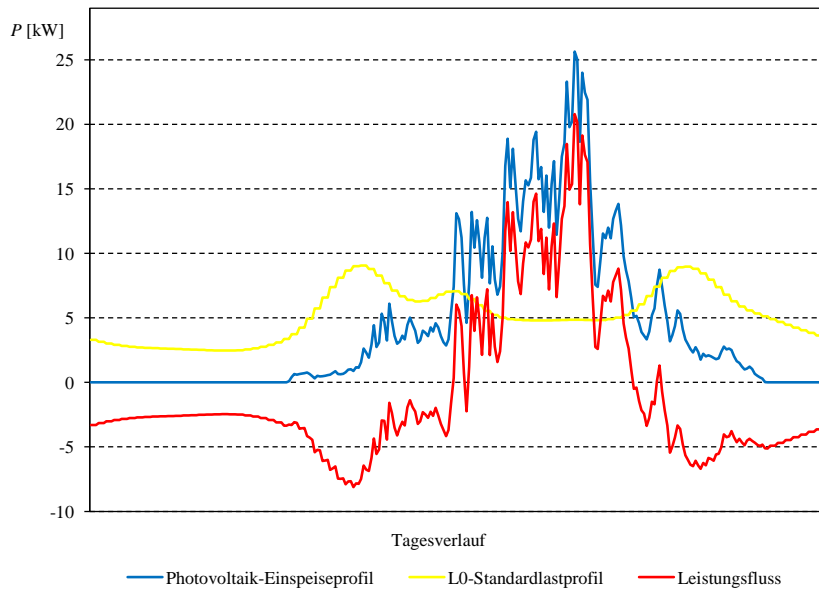


Abbildung 68: Leistungsflussprofil zur Ermittlung der Verlustenergie

Der Leistungsfluss kann sodann mithilfe der Nennspannung in einen Leitungsstrom umgerechnet werden. Die Erhöhung der Verlustleistung durch den vermiedenen Netzausbau ΔP_v kann in der Folge angenähert werden:

$$\Delta P_v = 3 \cdot R_{alt} \cdot I^2 - 3 \cdot R_{neu} \cdot I^2 \quad (6.3)$$

Durch Integration der Erhöhung der Verlustleistung über den Betrachtungszeitraum ergibt sich die gesuchte Verlustenergieerhöhung.

6.2.3 Dynamische Investitionsrechnung

Die Ergebnisse der Einzelanalysen werden nun einer dynamischen Investitionsrechnung zugeführt. Hier werden die Mengengerüste um ein Preisgerüst erweitert, sodass eine monetäre Bewertung der Investitionsalternativen möglich wird.

6.2.3.1 Grundlagen der dynamischen Investitionsrechnung

Die dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung verfolgen das Ziel, die Vorteilhaftigkeit einer anstehenden Investitionsentscheidung zu ermitteln. Dabei berücksichtigen dynamische Verfahren, im Gegensatz zu statischen Verfahren, die Zeitpräferenz des Investors. Ein Kapitalrückfluss zu einem früheren Zeitpunkt ist grundsätzlich zu bevorzugen, da Geldmittel verzinslich anlegbar sind [90]. Die Zeitpräferenz wird dabei über eine Diskontierung der Einzahlungsüberschüsse mithilfe eines Kalkulationszinsfußes abgebildet. Die Kapitalwertmethode und die Methode des internen Zinsfußes sind die bekanntesten Vertreter der sogenannten *Discounted-Cash-Flow-Verfahren* [91].

Die monetäre Bewertung der Investitionsalternativen erfolgt im Rahmen dieser Arbeit mithilfe der Kapitalwertmethode. Der Kapitalwert NPV (*Net Present Value*) ergibt sich aus der Summe

der auf die Gegenwart abgezinsten Einzahlungsüberschüsse ($E_t - A_t$) abzüglich der Anschaffungsauszahlung A_0 :

$$NPV = -A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_t - A_t}{(1 + i_{WACC})^t} \quad (6.4)$$

Der Kalkulationszinsfuß repräsentiert die Opportunitätskosten der Investition. In der Praxis stellt er in der Regel eine Renditevorgabe dar, die aus den Kapitalkosten der Unternehmung abgeleitet wird [91]. Die gewichteten Kapitalkosten (*Weighted Average Cost of Capital*) ermitteln sich als das gewichtete Mittel der Eigen- und Fremdkapitalkosten, wobei die Fremdkapitalkosten um den Steuervorteil zu reduzieren sind:

$$i_{WACC} = \frac{EK}{UW} \cdot i_{EK} + \frac{FK}{UW} \cdot i_{FK} \cdot (1 - CTR) \quad (6.5)$$

Alle im Rahmen der Kostenanalyse ermittelten Einzahlungsüberschüsse des Betrachtungszeitraums 2012 – 2050 werden mithilfe der Kapitalwertmethode auf die Gegenwart diskontiert. Im Rahmen dieser Arbeit wird dabei ein durchschnittlicher Kalkulationszinsfuß von 8,0% berücksichtigt.

6.2.3.2 Preisgerüst für berücksichtigte Kostenbestandteile

Die im Zuge der Einzelanalysen der Belastungsszenarien ermittelten Mengen werden nun um ein Preisgerüst erweitert, sodass eine monetäre Bewertung der Investitionsalternativen möglich wird. Tabelle 19 zeigt die berücksichtigten Kostenbestandteile, für die ein exemplarisches Preisgerüst aufgebaut werden muss. Das Preisgerüst basiert auf aktuellen Preiskatalogen und öffentlich zugänglichen Durchschnittswerten deutscher Verteilungsnetzbetreiber, kann jedoch an die Preisstruktur des Betreibers des zu untersuchenden Netzgebietes angepasst werden.

Tabelle 19: Berücksichtigte Kostenbestandteile

	Konventionelle Netzertüchtigung	Dezentrale Netzautomatisierung
Investitionskosten	- Notwendige Netzausbaumaßnahmen	- Grundausstattung Hardware - Erweiterung der Hardware - Ersatz der Hardware - Unvermeidbare Netzausbaumaßnahmen
Betriebskosten	- Betriebskostenzuschläge für neue Leitungen	- Turnusmäßige Funktionsprüfungen der Hardware - Kompensationszahlungen für das Einspeisemanagement - Kompensationszahlungen für Erhöhungen der Verlustenergie

Die Bewertung der Hardware-Bestandteile des dezentralen Automatisierungskonzepts (Kleinfirnwerkssysteme, dezentrale Direktmessungen, Aktorerweiterung der Direktmessungen, Kommunikationsinfrastruktur) sowie die Projektierung, Datenintegration und Lizenzierung des Konzepts erfolgen auf Basis des aktuellen Preiskatalogs. Die heute gültigen Preise werden bis zum Jahr 2020 mit einer Preissteigerungsrate von -1,0% versehen, die auf eine Preisreduzierung durch Effizienzgewinne im Falle einer flächendeckenden Markteinführung zurückzuführen ist. Im restlichen Zeitraum bis zum Jahr 2050 beträgt die berücksichtigte Preissteigerungsrate 1,5%. Für die Betriebskosten des Automatisierungskonzepts liegen noch keine Erfahrungswerte vor. In Anlehnung an typische Betriebskosten von konventionellen Niederspannungs-Schutzeinrichtungen wird im Rahmen dieser Arbeit ein Betrag i.H.v. 140,00 € pro Hardwarekomponente berücksichtigt, der im Falle einer turnusmäßigen Funktionsprüfung alle zwei Jahre anfällt.

Die Bewertung des im Rahmen der dezentralen Netzautomatisierung notwendigen Einspeisemanagements erfordert eine Abschätzung der anfallenden Kompensationszahlungen an die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen. Die Kompensationszahlungen müssen sich an den Erträgen orientieren, die ohne Wirkleistungsreduzierung erzielt worden wären. Derzeit ist es für die Anlagenbetreiber rentabel, die EEG-Vergütungen für die eingespeisten Energiemengen in Anspruch zu nehmen. Die EEG-Anfangsvergütungen unterliegen jedoch einer stetigen Degression, die sich an der Preisentwicklung für Neuanlagen orientiert. Es ist daher zu erwarten, dass insbesondere Photovoltaikanlagen sukzessive aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden. Mit einem Ausscheiden ist nicht sofort zu rechnen, sobald die Großhandelspreise den EEG-Vergütungssatz überschreiten. Für Photovoltaikanlagen ist eine Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises von 1,5 – 3,0 Cent/kWh erforderlich, bevor die Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden und in die Direktvermarktung eingebunden werden. Dieser Fall wird voraussichtlich bereits vor dem Jahr 2020 eintreten, insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Stromgroßhandelspreis in den nächsten Jahren weiter steigen wird [92].

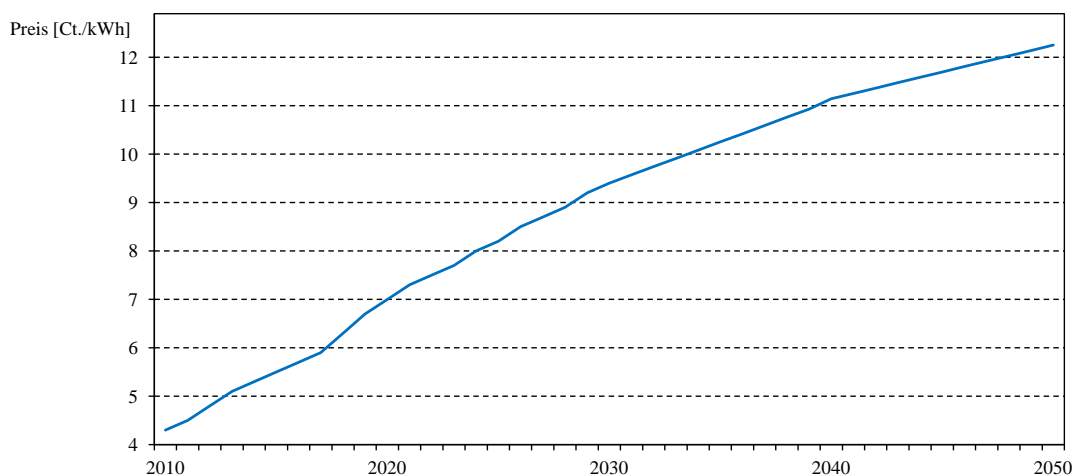


Abbildung 69: Prognose der Entwicklung des Stromgroßhandelspreises bis 2050 (nach [92])

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher anstelle der EEG-Vergütung durchgängig der in Abbildung 69 gezeigte Entwicklungsverlauf des Stromgroßhandelspreises für die Bewertung des Einspeisemanagements herangezogen.

Mit der dezentralen Automatisierung des Netzes geht eine Erhöhung der Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität einher. Daraus resultiert eine Verlustenergieerhöhung, sofern konventioneller Netzausbau unterblieben ist. Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass der Verteilungsnetzbetreiber den Mehrbedarf an elektrischer Energie monetär kompensieren muss (vgl. Abschnitt 6.2.2.2). Die Bewertung der Verlustenergieerhöhung erfolgt ebenfalls mithilfe des prognostizierten Entwicklungspfades des Stromgroßhandelspreises.

Die Bewertung der konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen erfolgt mithilfe des in Tabelle 20 dargestellten Preisgerüsts. Die aufgelisteten Preise für Investitionen werden dabei mit einer jährlichen Preissteigerungsrate von 1,5% versehen. Die Preissteigerungsrate für Betriebskosten beträgt 2,0%.

Tabelle 20: Exemplarisches Preisgerüst der konventionellen Netzertüchtigung

Betriebsmittel / Maßnahme	Preis pro Mengeneinheit
Ortsnetztransformator $S_r \leq 400$ kVA	18,50 €/kVA
Ortsnetztransformator $S_r > 400$ kVA	15,00 €/kVA
Ortsnetzstation begehbar	15.000,00 €/Stück
Vorzugskabel NAYY 4x120 SE	8,50 €/m
Vorzugskabel NAYY 4x150 SE	10,50 €/m
Kabelverlegung unbefestigt	40,00 €/m
Kabelverlegung Pflaster/Platten	60,00 €/m
Kabelverlegung Bitumen Gehweg	85,00 €/m
Kabelverlegung Bitumen Fahrbahn	100,00 €/m
Jährliche Betriebskosten Kabel	540 €/km

6.2.3.3 Vernachlässigte Kostenbestandteile

Die netzindividuelle Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse muss auf die nötigsten Bestandteile reduziert werden, da die Anzahl der zu untersuchenden Niederspannungsnetze in den kommenden Jahren erheblich steigen wird. Insbesondere können im Rahmen der vergleichenden Bewertung alle Kostenbestandteile vernachlässigt werden, die in gleichem oder annähernd gleichem Umfang sowohl Teil der konventionellen Netzertüchtigung, als auch des dezentralen Automatisierungskonzepts sind. Darüber hinaus können Kostenbestandteile vernachlässigt werden, deren Einfluss auf den Kapitalwert generell gering ist. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher die folgenden Aspekte nicht weiter berücksichtigt:

- Kapitalrückflüsse in Form von Netznutzungsentgelten
- Baukostenzuschüsse als Ergebnis von Zumutbarkeitsprüfungen
- Altersbedingter Austausch konventioneller Betriebsmittel
- Steuervorteile durch divergierende Abschreibungskosten

Insbesondere wird im Rahmen dieser Arbeit die Annahme zugrunde gelegt, dass eine Investition in die dezentrale Automatisierungstechnik zukünftig in äquivalenter Form zur konventionellen Netzertüchtigung als Maßnahme zur Integration erneuerbarer Energien anerkannt wird, auch wenn die gesetzliche Grundlage hierfür derzeit noch fehlt. Das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems stellt eine entsprechende Anpassung der gesetzlichen Regelungen jedoch in Aussicht [81].

Darüber hinaus wird angenommen, dass eine Beteiligung der Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen an den entstehenden Netzausbaukosten, wie sie in der Praxis häufig aus den Ergebnissen von Zumutbarkeitsuntersuchungen abgeleitet wird, unter Berücksichtigung der Ziele der Energiewende nicht dauerhaft gefordert werden kann. Diesbezüglich erfolgt dementsprechend ebenfalls eine Vernachlässigung.

Ogleich konventionelle Niederspannungs-Betriebsmittel in aller Regel eine sehr lange Nutzungsdauer aufweisen, ist es in Abhängigkeit der Altersstruktur des zu untersuchenden Netzes möglich, dass ein altersbedingter Austausch von Betriebsmitteln gleichzeitig zu einer Ertüchtigung des Netzes führt, die die prognostizierten Belastungssituationen entschärft. Eine Berücksichtigung der Altersstruktur des Netzes kann daher in Einzelfällen sinnvoll sein. Im Rahmen dieser Arbeit beschränkt sich die Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse jedoch auf allgemeingültige Zusammenhänge. Dies gilt allerdings explizit nicht für die Hardware-Komponenten der dezentralen Automatisierungslösung, da diese eine deutlich kürzere Nutzungsdauer aufweisen.

Die Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse fokussiert sich darüber hinaus auf eine Ermittlung der Liquiditätsvorteile der Investitionsalternativen. Bilanzielle Aspekte, wie z.B. etwaige Steuervorteile durch divergierende Abschreibungskosten, finden demgegenüber keine Berücksichtigung.

6.3 Exemplarische Anwendung des Verfahrens

Das vorgestellte Verfahren zur Analyse der Vorteilhaftigkeit der dezentralen Automatisierung eines Niederspannungsnetzes wird nun exemplarisch auf das ländliche Beispielnetz angewendet. Das Netz zeichnet sich durch seine großen Leitungslängen, seine einfache Netzstruktur und sein enormes Photovoltaik-Potenzial aus.

Zunächst erfolgt die Prognose der elektrischen Einspeiseleistungszunahme bis zum Jahr 2050. Dieser Prognose liegt eine auf der in [18] beschriebenen Methodik basierende Photovoltaik-Potenzialanalyse zugrunde, deren Ergebnisse Tabelle 21 zeigt. Danach ergibt sich für das ge-

samte ländliche Niederspannungsnetz eine theoretisch installierbare Photovoltaik-Leistung von 1.063,65 kW_p.

Die installierte Photovoltaik-Leistung im Zieljahr 2050 ergibt sich nun durch Multiplikation der installierbaren Leistung mit dem Photovoltaik-Durchdringungsgrad für die Zielnetzplanung. Das ländliche Niederspannungsnetz versorgt ausschließlich Kunden, die der Kundengruppe *Gewerbe/Landwirtschaft (Bestand)* zuzuordnen sind, sodass durchgängig ein Durchdringungsgrad von 40% angesetzt werden kann (vgl. Tabelle 18). Somit beträgt die installierte Photovoltaik-Leistung im Zieljahr ca. 425 kW_p.

Nachdem die installierte Photovoltaik-Leistung im Zieljahr ermittelt wurde, kann die Prognoseformel (6.1) angewendet werden. Auf Basis des historischen Verlaufs der installierten Photovoltaik-Leistungen im ländlichen Niederspannungsnetz und der ermittelten Photovoltaik-Leistung im Zieljahr ergibt sich der in Abbildung 70 gezeigte Verlauf der installierten Photovoltaik-Leistung im Zeitraum 2012 – 2050.

Tabelle 21: Photovoltaik-Potenzial im ländlichen Niederspannungsnetz

Knoten	Dachform	Grundfläche Flachdach	Grundfläche geneigtes Dach	Orientierung	Nutzbare Dachfläche	Installierbare PV-Leistung
1	geneigt	-	619 m ²	Ost/West	619 m ²	74,40 kW _p
2	geneigt	-	664 m ²	Ost/West	664 m ²	79,71 kW _p
3	-	-	-	-	-	-
4	geneigt	-	1586 m ²	gemischt	1119 m ²	134,39 kW _p
5	gemischt	233 m ²	609 m ²	Ost/West	702 m ²	84,38 kW _p
6	-	-	-	-	-	-
7	geneigt	-	1118 m ²	Ost/West	1118 m ²	134,32 kW _p
8	gemischt	166 m ²	354 m ²	Ost/West	421 m ²	50,57 kW _p
9	geneigt	-	1398 m ²	Nord/Süd	699 m ²	83,91 kW _p
10	geneigt	-	1664 m ²	Nord/Süd	832 m ²	99,88 kW _p
11	geneigt	-	1136 m ²	Ost/West	1136 m ²	136,37 kW _p
12	geneigt	-	1796 m ²	gemischt	1547 m ²	185,71 kW _p
13	-	-	-	-	-	-

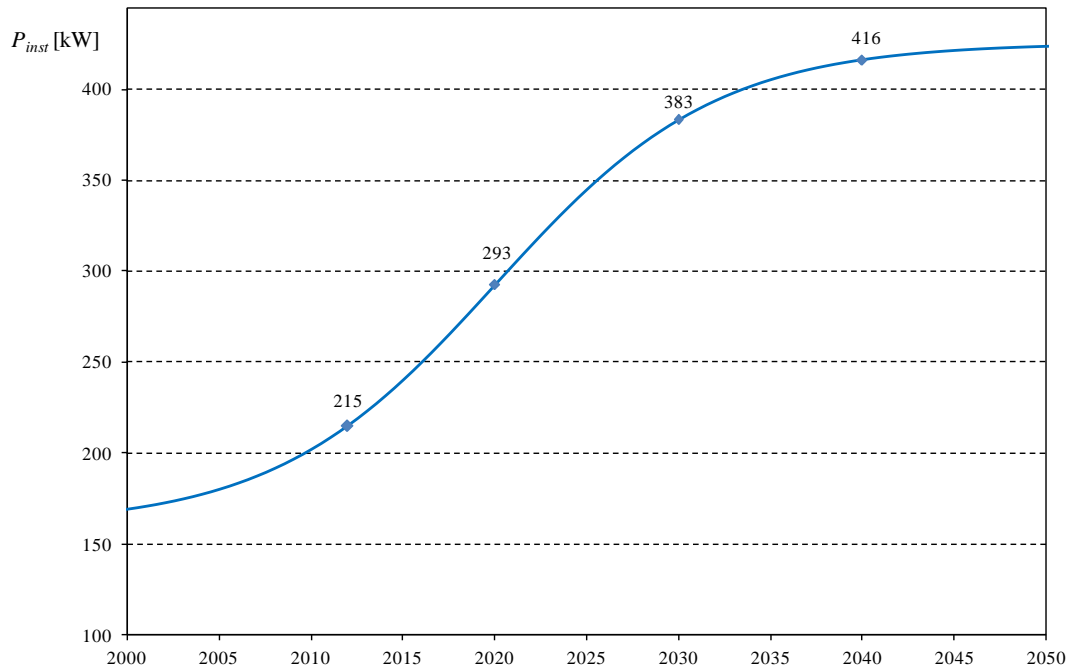


Abbildung 70: Prognose der installierten Photovoltaik-Leistung im ländlichen NS-Netz

Die prognostizierten Einspeiseleistungszuwächse müssen nun sinnvoll auf die Lastknoten des Netzes aufgeteilt werden. Eine gleichmäßige Verteilung der Zuwächse ist dabei nicht realitäts-gerecht. Vielmehr ist zu erwarten, dass die größten Zuwächse durch Lastknoten in Anspruch genommen werden, die eine große Differenz zwischen der maximal installierbaren Photovoltaikleistung des Gebäudes und der bereits installierten Photovoltaikleistung aufweisen. Auf Basis dieser Überlegung können die in Abbildung 71 gezeigten Belastungsszenarien für die Jahre 2012, 2020, 2030, 2040 und 2050 generiert werden.

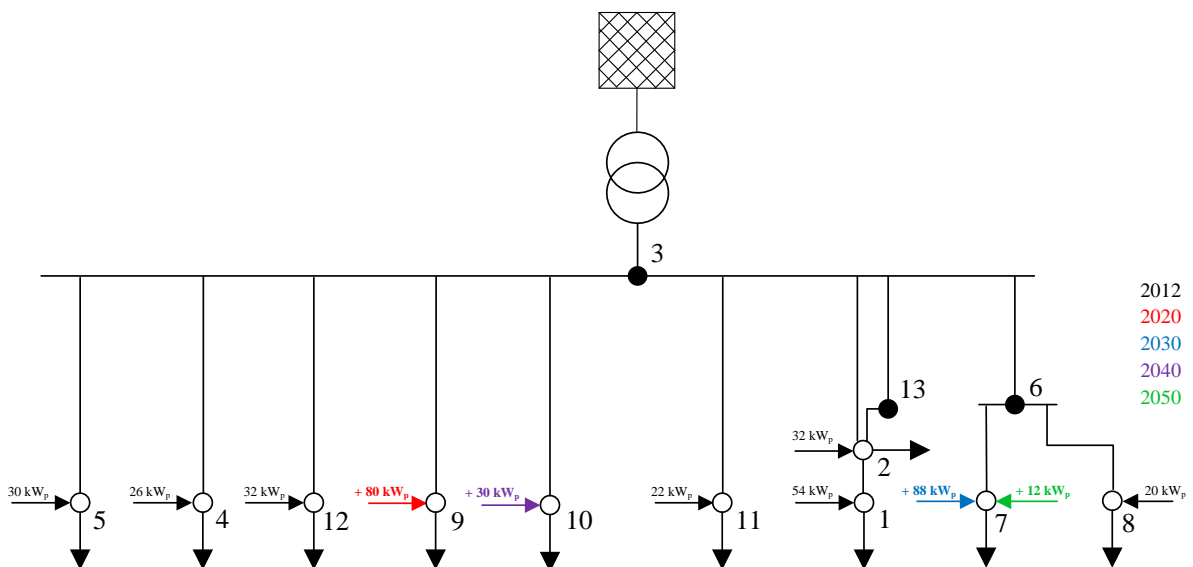


Abbildung 71: Resultierende Belastungsszenarien im ländlichen Niederspannungsnetz

Die erzeugten Belastungsszenarien können nun individuell analysiert werden. Zunächst wird dazu der Bedarf an konventionellen Netzausbaumaßnahmen für die im betrachteten Belastungsszenario von einem Einspeiseleistungszuwachs betroffenen Netzzweige und für den diese Zweige speisenden Ortsnetztransformator ermittelt. Auf Basis der auslegungsrelevanten Belastung wird dazu untersucht, ob der resultierende Spannungshub, die resultierende Leitungsbelastung und die resultierende Transformatorbelastung zulässig sind. Tabelle 22 zeigt den ermittelten Netzausbaubedarf im ländlichen Niederspannungsnetz im Zeitraum 2012 – 2050.

Tabelle 22: Bedarf an konventioneller Netzertüchtigung im ländlichen Niederspannungsnetz

Betriebsmittel	Ist-Zustand	2012	2020	2030	2040	2050
Ortsnetztransformator	250 kVA	-	400 kVA	-	630 kVA	-
NS-Kabel (Verlegung unbefestigt)	4988 m	-	+ 204 m (ø120mm ²)	+ 589 m (ø120mm ²)	+ 819 m (ø150mm ²)	+ 589 m (ø150mm ²)

Dem gegenüberzustellen sind die Grundausrüstung des dezentralen Automatisierungskonzepts und deren notwendige Erweiterung im Zeitraum 2012 – 2050. Tabelle 23 zeigt die notwendigen Anschaffungen von Hardwarekomponenten im Zeitablauf.

Tabelle 23: Komponenten des Automatisierungskonzepts im ländlichen Niederspannungsnetz

Komponente	2012	2020	2030	2040	2050
Kleinfernwirksystem	1	-	1	-	1
Dezentrale Direktmessung	2	1	3	2	3
Aktor-Erweiterung	0	1	1	2	2
Powerline-Modem	3	1	4	2	4

Darüber hinaus muss im Rahmen der Einzelanalyse der Belastungsszenarien eine Abschätzung der aufgrund einer unumgänglichen Leistungsreduzierung der Anlage nicht in das Netz eingespeisten Energie erfolgen. Dazu wird zunächst die *zulässige Nennleistung* einer Photovoltaikanlage ermittelt, die ohne Netzertüchtigung und ohne Einspeisemanagement noch bedenkenlos an das Netz hätte angeschlossen werden können. Abbildung 72 zeigt die normierte zulässige Nennleistung der von einem Einspeiseleistungszuwachs betroffenen Anschlusspunkte im ländlichen Niederspannungsnetz in Abhängigkeit des zugrundeliegenden Spannungshub-Kriteriums. Des Weiteren zeigt Abbildung 72 exemplarisch die Projektion der zulässigen Nennleistung an Knoten 9 auf die normierte Jahresdauerlinie der Referenz-Photovoltaikanlage.

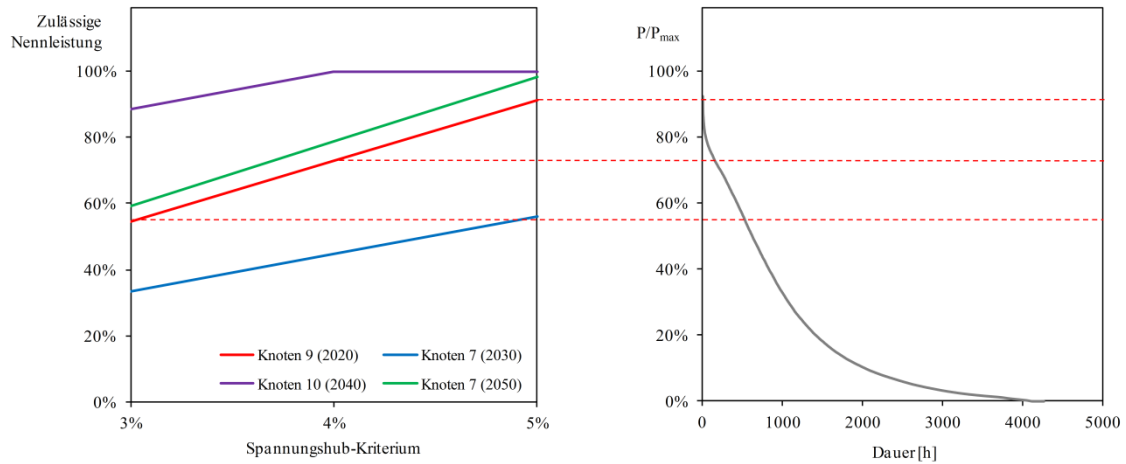


Abbildung 72: Zulässige Nennleistung der betroffenen Anschlusspunkte

Mithilfe der errechneten zulässigen Nennleistungen und deren Projektionen auf die skalierte Jahresdauerlinie der Referenz-Photovoltaikanlage kann nun die Energie W_{NE} errechnet werden, die aufgrund von Leistungsreduzierungen nicht in das Netz eingespeist werden kann (vgl. Gleichung (6.2)). Abbildung 73 zeigt die Entwicklung der kumulierten, nicht eingespeisten Energie W_{NE} im ländlichen Niederspannungsnetz im Betrachtungszeitraum 2012 – 2050. Aufwärtssprünge im Kurvenverlauf sind dabei auf ein erhöhtes Ausmaß des Einspeisemanagements zurückzuführen, während Abwärtssprünge auf unvermeidbare Netzertüchtigungen zurückzuführen ist, die die Notwendigkeit des Einspeisemanagements verringern. Eine Netzertüchtigung ist in diesem Zusammenhang immer dann unvermeidbar, wenn die nicht eingespeiste Energie einer Photovoltaik-Anlage mindestens 20% der Energie beträgt, die theoretisch eingespeist worden wäre.

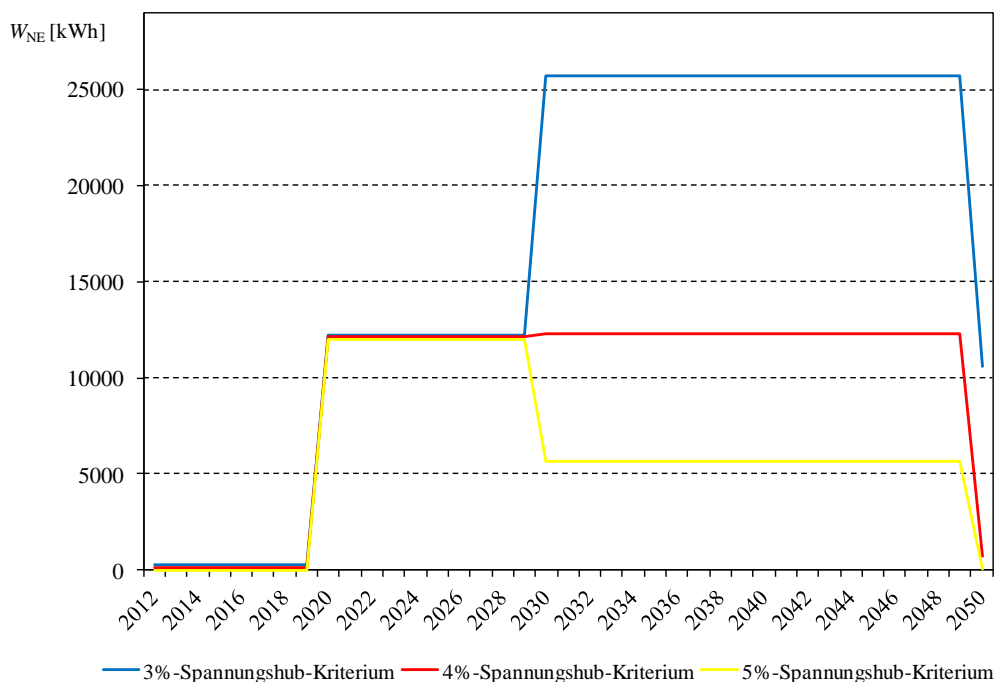


Abbildung 73: Verlauf der nicht eingespeisten Energie im automatisierten Niederspannungsnetz

Die errechnete Energie W_{NE} der einzelnen Belastungsszenarien wird wie dargestellt für den 10-Jahres-Zeitraum bis zum nächsten Belastungsszenario als konstante Berechnungsgrundlage der Kompensationszahlungen berücksichtigt.

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse der dezentralen Netzautomatisierung Berücksichtigung findet, ist die erhöhte Verlustleistung im betrachteten Netz, die durch die nicht durchgeführte Netzertüchtigung verursacht wird. Die im Falle der konventionellen Netzausbaustrategie einer Ertüchtigung unterworfenen Netzzweige werden dazu mit Einspeiseprofilen der an den Zweig angeschlossenen Photovoltaikanlagen und geeigneten Lastprofilen der über den Zweig versorgten Verbraucher beaufschlagt. Im ländlichen Niederspannungsnetz sind dabei ausschließlich die BDEW-Standardlastprofile H0, L0, L1 und L2 zu verwenden. Aus dem resultieren Leistungsfluss wird anschließend mithilfe von Gleichung (6.3) die Erhöhung der Verlustleistung ΔP_v abgeleitet. Durch Integration über den Betrachtungszeitraum ergibt sich der in Abbildung 74 gezeigte Verlauf der Verlustenergieerhöhung durch vermiedenen Netzausbau im automatisierten, ländlichen Niederspannungsnetz.

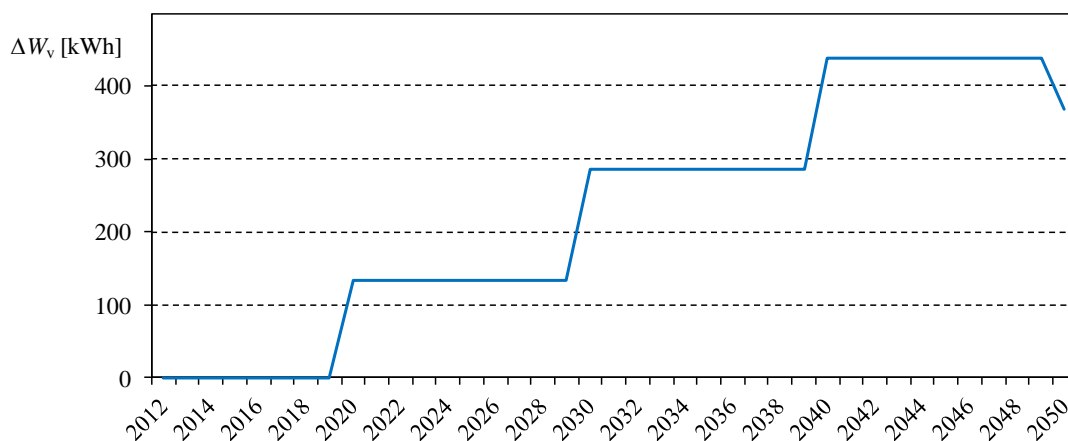


Abbildung 74: Verlauf der Verlustenergieerhöhung im automatisierten Niederspannungsnetz

Das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung dient vorrangig der *Verzögerung* von kostenintensivem Netzausbau. Insofern ist im Rahmen der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse der dezentralen Netzautomatisierung auch der unvermeidbare Netzausbau zu berücksichtigen, der sich aus einem nicht tolerierbaren Ausmaß des Einspeisemanagements ableitet. Tabelle 24 zeigt den ermittelten Netzausbaubedarf im ländlichen Niederspannungsnetz im Zeitraum 2012 – 2050 unter Berücksichtigung der spannungssenkenden Effekte des Einspeisemanagements. Es ist erkennbar, dass sowohl die ursprünglich notwendigen Transformatorertüchtigungen, als auch der konventionelle Ausbau des Leitungsnetzes deutlich verzögert bzw. gänzlich im Betrachtungszeitraum vermieden werden können.

Tabelle 24: Konventionelle Netzertüchtigung im automatisierten ländlichen Niederspannungsnetz

Betriebsmittel	Ist-Zustand	2012	2020	2030	2040	2050
Ortsnetz-transformator	250 kVA	-	-	400 kVA	-	-
NS-Kabel (Verlegung unbefestigt)	4988 m	-	-	-	-	+ 589 m (ø120mm ²)

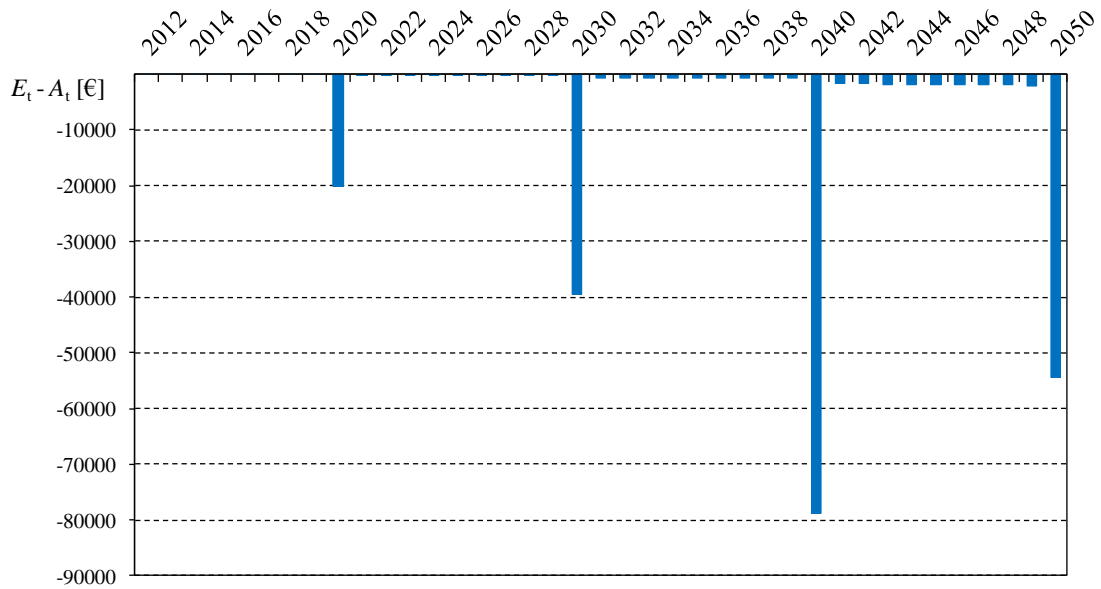


Abbildung 75: Einzahlungsüberschüsse im konventionell ertüchtigten ländlichen Beispielnetz

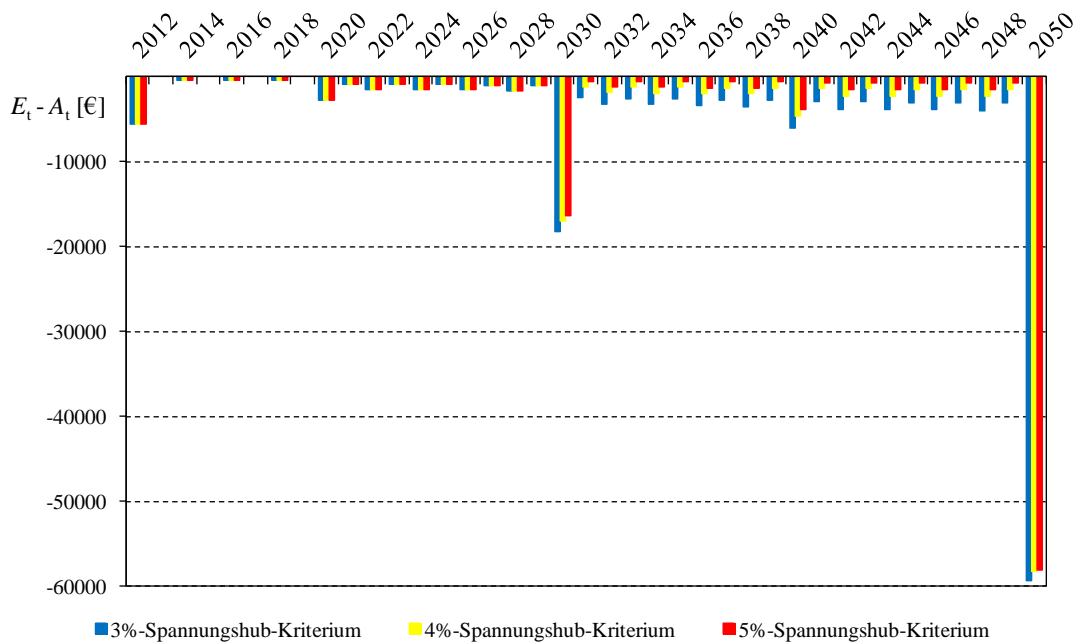


Abbildung 76: Einzahlungsüberschüsse im automatisierten ländlichen Beispielnetz

Die ermittelten Mengengerüste können nun um das vorgestellte Preisgerüst erweitert werden. Unter Berücksichtigung von Projektierungs-, Lizenzierungs-, Verlegungs- und Betriebskosten ergeben sich für das ländliche Niederspannungsnetz die in Abbildung 75 und Abbildung 76 dargestellten Einzahlungsüberschüsse im Betrachtungszeitraum.

Auf Basis der dargestellten Einzahlungsüberschüsse kann der Kapitalwert *NPV* der Investitionsalternativen einfach ermittelt werden. Tabelle 25 zeigt die Ergebnisse der dynamischen Investitionsrechnung für das ländliche Niederspannungsnetz.

Tabelle 25: Ergebnisse der Kapitalwertmethode im ländlichen Niederspannungsnetz

Investitions- alternative	Spannungshub- Kriterium	<i>NPV</i> ₂₀₁₂ (Gesamtkosten)	<i>NPV</i> ₂₀₁₂ (Investitions- kosten)	<i>NPV</i> ₂₀₁₂ (Betriebskosten)
Konventioneller Netzausbau	3%	-35.723 €	-32.241 €	-3.482 €
Dezentrale Netzautomatisierung	3%	-27.699€	-13.560 €	-14.139 €
Dezentrale Netzautomatisierung	4%	-23.877 €	-13.560 €	-10.317 €
Dezentrale Netzautomatisierung	5%	-22.020 €	-13.560 €	-8.460 €

Die Vorteilhaftigkeit einer Investitionsentscheidung zugunsten der dezentralen Automatisierung des ländlichen Niederspannungsnetzes ist deutlich erkennbar. Selbst bei Betrachtung der *Worst-Case*-Berechnungsvariante auf Basis des 3%-Spannungshub-Kriteriums ergeben sich signifikante Liquiditätsvorteile gegenüber der konventionellen Netzertüchtigung.

6.4 Kritische Würdigung des Verfahrens

Das vorgestellte Verfahren ist problemlos übertragbar auf Niederspannungsnetze aller üblichen Strukturen. Im Zuge umfangreicher Untersuchungen hat sich die Vorteilhaftigkeit der dezentralen Netzautomatisierung insbesondere im Falle ländlicher Netze manifestiert, da diese häufig ein enormes Photovoltaik-Potenzial aufweisen, dessen Ausnutzung heute schwer prognostizierbar ist. Dies kann bei konventioneller Betriebsführung mitunter zu kostenintensiven Mehrfachertüchtigungen derselben Betriebsmittel führen.

Die vorgestellte Wirtschaftlichkeitsanalyse umfasst eine umfangreiche Untersuchung des betrachteten Netzgebietes. Die Prognose der elektrischen Einspeiseleistungszunahme ist sehr aufwändig, insbesondere für größere, innerstädtische NS-Netze. Diese Prognose hat jedoch sowohl auf die Ermittlung des konventionellen Netzausbaubedarfs, als auch auf die Ermittlung der Betriebs- und Investitionskosten des dezentralen Automatisierungssystems Einfluss und kann daher nicht vernachlässigt werden.

Die Betriebskostenzuschläge für zusätzliche Leitungen im Rahmen der Analyse des konventionellen Netzausbaubedarfs haben hingegen nur sehr geringen Einfluss auf den Kapitalwert und können somit prinzipiell vernachlässigt bzw. mithilfe eines pauschalierten Kostenaufschlags berücksichtigt werden. Gleiches gilt für die Kompensationszahlungen aufgrund des Mehrbedarfs an elektrischer Energie, der durch die erhöhte Verlustleistung im Falle eines ausgebliebenen Netzausbaus verursacht wird. Die errechneten Verlustenergieerhöhungen haben nur einen sehr geringen Einfluss auf die Betriebskosten der dezentralen Netzautomatisierung (vgl. Abbildung 74).

Alle übrigen, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigten Kostenbestandteile (vgl. Tabelle 19) üben einen signifikanten Einfluss auf den Gesamtkapitalwert aus und können daher im Zuge einer netzindividuellen Analyse der Vorteilhaftigkeit der dezentralen Netzautomatisierung gegenüber dem konventionellen Netzausbau nicht vernachlässigt werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund der Veränderung der Einspeisesituation durch den stetig wachsenden Anteil dezentraler Eigenerzeugungsanlagen, aber auch durch die vermehrte Durchdringung der Niederspannungsnetze mit leistungsintensiven Verbrauchern haben sich die Belastungsverhältnisse erheblich verändert. Dies stellt die Betreiber der Netze vor neue Herausforderungen. Die neuartigen Belastungssituationen führen viele Netze schon heute an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit. Im Wesentlichen können daraus lokale Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und der Betriebsmittelgrenzwerte resultieren. Zur Vermeidung des kostenintensiven Ausbaus der Netzkapazität wird heute zunehmend die Ausstattung der Netze mit geeigneter Automatisierungstechnik und damit der Ausbau zu intelligenten Netzen (*Smart Grids*) fokussiert. Im Zuge dieser Entwicklung gewinnt die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand erheblich an Bedeutung.

Primäres Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung eines neuen Verfahrens zur dezentralen Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze. In einem ersten Schritt wurde dazu ein verschlanktes Modell des Netzes gebildet, welches den Anforderungen eines Einsatzes innerhalb einer dezentralen Automatisierungsumgebung genügt. Die wesentliche Herausforderung lag dabei in der phasenentkoppelten Modellierung der Niederspannungsleitungen ohne den Einsatz symmetrischer Komponenten (vgl. Abschnitt 2.3.1).

Darauf aufbauend wurde ein Lösungsalgorithmus modelliert, der eine mit einem systemimmanenten Schätzfehler behaftete Berechnung des aktuellen Netzzustands auf Basis eines unterbestimmten Netzgleichungssystems durchführt. Kern des Algorithmus ist die phasenentkoppelte Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen, die eine Auflösung der Lösungsmannigfaltigkeit und damit die Bestimmung eines eindeutigen Netzzustands trotz Unterbestimmtheit des Netzes ermöglicht. Die Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen unterteilt sich in die Ersatzwertbildung für Abnehmerleistungen und die Ersatzwertbildung für dezentrale Einspeiseleistungen (vgl. Abschnitt 3.5).

Die Ergebnisse der Ersatzwertbildung für nicht überwachte Knotenleistungen werden anschließend einem verschlankten Leistungsflussalgorithmus basierend auf der GAUß-SEIDEL-Methode zugeführt. Ergebnisse dieser zeitkontinuierlichen Leistungsflussberechnungen sind eindeutig bestimmte Knotenspannungs-, Zweigstrom- und Leistungsflussvektoren für das gesamte Netz (vgl. Abschnitt 3.6).

Die statischen Eingangsgrößen des Netzes umfassen insbesondere die Netztopologie und die Betriebsmitteldaten. Diese werden in vielen Fällen nicht ausreichend genau im Geografischen Informationssystem (GIS) des Netzbetreibers nachgepflegt. Während des Netzbetriebs können jedoch manuelle Umschaltungen im Netz notwendig sein, die unmittelbar zu einer veränderten Netztopologie führen. Damit die Funktionsfähigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung den-

noch erhalten bleibt, wurde ein neues Verfahren zur automatischen Identifikation der aktuellen Netztopologie entwickelt (vgl. Abschnitt 3.8).

Die modellierten Algorithmen wurden in die Firmware des im Rahmen der dezentralen Netzautomatisierung eingesetzten Kleinfernwirksystems implementiert und anschließend einer umfangreichen Verfahrensvalidierung unterzogen. Zu diesem Zweck wurde eine vielseitig parametrierbare Simulationsumgebung entwickelt, die eine von Einflüssen durch externe Hardwarekomponenten wie Sensoren oder Kommunikationsmodule unabhängige Validierung ermöglicht. Die Simulationsumgebung bildet reale Netzgebiete ab und modelliert für diese Netze realistische Einspeise- und Verbrauchsprofile. Der Vergleich der Berechnungsergebnisse mit den Referenzszenarien erlaubte sodann eine Analyse der Schätzgüte der dezentralen Zustandsüberwachung. Die Ergebnisse der Anwendung dieses Verfahrenstests auf zwei reale Niederspannungsnetze wurden vorgestellt. Den modellierten Verfahren konnte hier eine ausreichende, von der Messtopologie abhängige Berechnungsgenauigkeit bescheinigt werden (vgl. Abschnitt 4.4).

In der praktischen Applikation überlagert sich der systemimmanente Schätzfehler der dezentralen Zustandsüberwachung mit Fehlern im Topologiemodell aufgrund unzureichender Datenpflege und mit Messfehlern der eingesetzten Sensoren. Im Rahmen umfangreicher Felduntersuchungen in einem städtischen Niederspannungsnetz wurde der reale Schätzfehler ermittelt. Im gesamten Beobachtungszeitraum ergab sich eine maximale prozentuale Abweichung der errechneten Knotenspannung vom Referenzwert von unter 1,3% bei einer fakultativen Sensorenausstattung von ca. 5% bezogen auf die Anzahl der Lastknoten (vgl. Abschnitt 4.5). Die ermittelte reale Schätzgüte der Zustandsüberwachung bestätigte damit die theoretische und praktische Funktionsfähigkeit der dezentralen Zustandsüberwachung.

Im Zuge der Verfahrensvalidierung wurde der Bedarf an einer Optimierung der Messtopologie herausgestellt. Das Optimierungsproblem umfasst die Minimierung der Anzahl der dezentralen Sensoren unter Einhaltung einer vorgegebenen Schätzgüte der Zustandsüberwachung sowie unter Beachtung ökonomischer Randbedingungen. In Kapitel 5 wurde ein zweistufiges Verfahren zur Lösung dieses Problems vorgestellt. Das Verfahren wurde als *Software-Tool* implementiert, welches als Projektierungswerkzeug Verwendung findet.

Das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung dient der Vermeidung des kostenintensiven Ausbaus der Netzkapazität. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber der konventionellen Netzertüchtigung wurde in Kapitel 6 untersucht. Diese Vorteilhaftigkeit konnte im Rahmen einer umfangreichen Beispielrechnung für ein reales, ländliches Niederspannungsnetz eindrucksvoll demonstriert werden.

Die in die Firmware des ausgewählten Kleinfernwirksystems implementierten Algorithmen sind bereits im Rahmen umfangreicher Felduntersuchungen in der praktischen Applikation zum Einsatz gekommen [16][12][34][35][36]. Die durch die Algorithmen dezentral zur Verfügung ge-

stellten Informationen zum aktuellen Netzzustand können die Grundlage für nachgelagerte Eingriffe in die Leistungsflusssituation bilden (vgl. Abschnitt 2.2). Erst durch diese dezentrale, autarke Eingriffsmöglichkeit wird eine vollumfängliche Netzautomatisierung realisiert. Es besteht somit der Bedarf an geeigneten Regelungsstrategien für intelligente Niederspannungsnetze [4].

Derzeit werden auf diesem Gebiet zwei unterschiedliche Ansätze erforscht: Eine konstante Laufzeit der dezentralen Überwachungs- und Steuerungslogik wird durch Regelungsverfahren ohne interne Validierungsalgorithmen umgesetzt. In kritischen Netzsituationen werden geeignete Regelungsbefehle generiert und anschließend direkt in Sollwerte für die Aktorik überführt. Die Annäherung an einen zulässigen Netzzustand erfolgt über mehrere Berechnungszyklen hinweg [34]. Alternative Verfahren versuchen, die Gesamtheit der notwendigen Regelungseingriffe zur Herstellung eines zulässigen Netzzustands vollständig innerhalb eines einzigen Berechnungszyklus zu bestimmen. Diese Vorgehensweise erfordert, die einzelnen Regelungsbefehle intern mithilfe einer modifizierten Leistungsflussberechnung zu validieren, bevor diese in Sollwerte überführt werden [16]. Dadurch wird gewährleistet, dass kritische Netzzustände zügig behoben und unnötige Zwischenbefehle vermieden werden.

Das vorgestellte Konzept der dezentralen Automatisierung des Niederspannungsnetzes bildet die erste Stufe der Verteilungsnetzautomatisierung. Neben der Vermeidung des kostenintensiven Ausbaus der Netzkapazität bietet sich dem Netzbetreiber insbesondere der Mehrwert, eine detailliertere Kenntnis über die Auslastung seiner Netze zu erlangen. Auf diese Weise kann die Niederspannungs-Zielnetzplanung erheblich optimiert werden.

Zwischen der in den meisten Fällen bereits automatisierten Hochspannungsebene und dem eben automatisierten Niederspannungsnetz besteht nun jedoch eine „Intelligenzlücke“. Auch die Mittelspannungsebene ist von den beschriebenen Problemen der Spannungshaltung und der Betriebsmittelüberlastung, die durch die zunehmende Durchdringung der Verteilungsnetze mit leistungsintensiven Verbrauchern und dezentralen Erzeugungsanlagen wie z.B. Windkraftanlagen verursacht werden, betroffen. Während sich im Niederspannungsnetz die vollständig autarke Überwachung und Steuerung des Netzes als vorteilhaft erwiesen hat, erscheint auf der Mittelspannungsebene eine teilautarke Automatisierungslösung sinnvoll, die der Netzleitstelle eine weiterreichendere Einflussnahme auf die aktuelle und zukünftige Leistungsflusssituation ermöglicht. Erst durch die Einbindung der Mittelspannungsebene kann das heutige, passive Verteilungsnetz vollumfänglich in ein *Smart Grid* überführt werden.

Mit dieser Arbeit wurde der Grundstein für eine dezentrale Automatisierung des Niederspannungsnetzes als lokale *Smart-Grid*-Lösung gelegt. Das Gesamtkonzept der dezentralen Netzüberwachung und -steuerung – inklusive nachgelagerter Regelungsalgorithmen – hat das Potenzial, ein wesentlicher Baustein einer bezahlbaren Energiewende in Deutschland zu werden.

8 Summary

Massive modifications in the feed-in situation through a growing proportion of decentralised power generation systems as well as an increased penetration of low voltage systems by power-intensive consumers have led to significant changes in the load conditions of low voltage grids. This poses new challenges for grid operators. Up to now, power flow in the low voltage grid has been typically characterised by a centralised power distribution, i.e. by a central feed-in via the local substations and by a predictable power consumption of connected consumers. Accordingly, the highest power flows were generally registered at the entry points of the superimposed medium voltage grid, which in the low voltage grid would be the local substations. Protection of grid systems focuses almost exclusively on this crucial point.

The new load situations take the grids to the limits of their capacity. Essentially, this leads to two problems: On the one hand there may be significant local violations to the permissible voltage range when decentralised feed-in within a grid branch exceeds the power consumption of consumers. On the other hand, there may be power flows in the low voltage grid that exceed the resilience of grid equipment, especially of low voltage cables and distribution transformers, thus creating internal overload situations that the protection systems in the local substations are unable to register.

Today's existing LV grids were not designed to meet current new load and feed-in conditions, which are expected to become more acute in the future. The resulting exceedance of voltage and capacity limits endangers secure and reliable grid operation, forcing grid operators to take action.

In principle there are two approaches to solve the problem: An expansion of grid capacity, i.e. by substituting local transformers with transformers of a higher performance category, as well as expanding the grid, can reduce the occurring problems. However, this is generally associated with high costs. In addition, it must be taken into account that the overload situations described are limited to a few hours per year. For an optimal and secure operation of low voltage grids, another, to a greater degree possible, solution would be to upgrade the grid with automation technology and create a *smart grid* (cf. Figure 76). In the course of this development, knowledge about the current grid state becomes increasingly important.

The primary objective of this work was to develop a new method for decentralised grid state estimation of smart low voltage grids. The first step was to build a streamlined model of a low voltage grid that meets the operation requirements within a decentralised automation environment. The main challenge is the phase-decoupled modelling of low voltage lines without using symmetrical components.

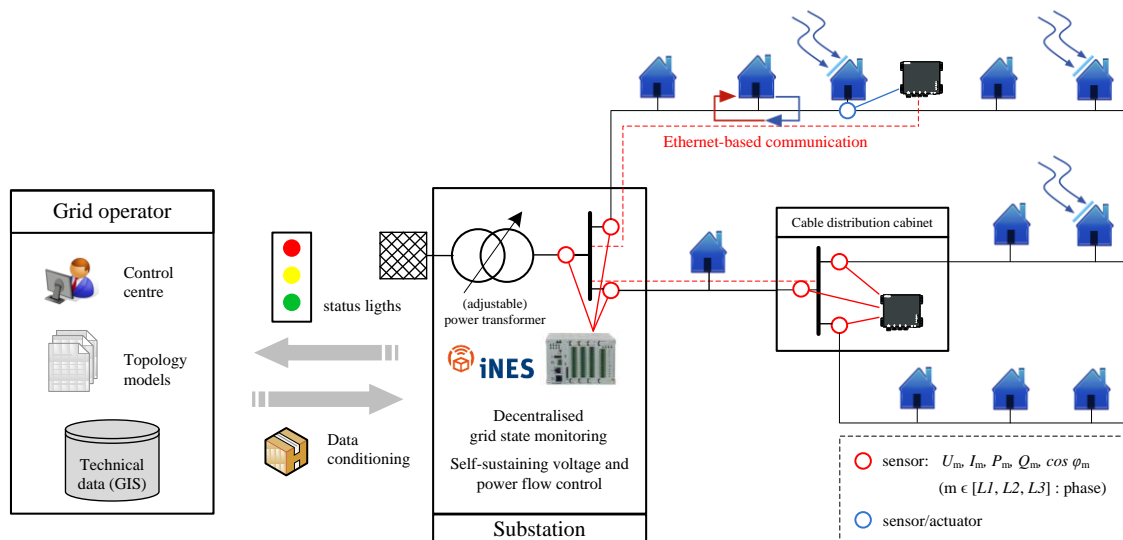


Figure 77: Decentralised smart grid approach

Based on this, a solution algorithm was modelled, which performs a calculation of a unique grid state on the basis of an under-determined network equation system. Core of the algorithm is the creation of phase-decoupled substitute values for unmonitored nodes, which enables the resolution of the solution manifold, and thus the determination of one distinct grid state despite the network's under-determination. The substitute value creation for unmonitored nodes is divided into a substitute value creation for consumption nodes and a substitute value creation for decentralised feed-in.

The results of the substitute value creation for unmonitored nodes are then fed into a streamlined power flow algorithm based on the GAUSS-SEIDEL method. The results of these time-continuous power flow calculations are vectors that clearly determine node voltages, branch currents and power flows for the entire grid.

The static input variables of the algorithm include, in particular, grid topology and technical data. In many cases, these are not maintained with sufficient precision in the Geographic Information System (GIS) of the grid operator. During grid operation, however, manual switching operations may be necessary in the grid that lead directly to a change in grid topology. Yet, to maintain the operability of decentralised state estimation, a new method for the automatic identification of the current grid topology has been developed.

The modelled algorithms were implemented into the firmware of a small control system used in decentralised grid automation, and subsequently they were subjected to an extensive validation process. For this purpose a versatile parametrisable simulation environment was developed, permitting a validation that is independent of influences by external hardware components such as sensors or communication modules. The simulation environment reproduces real grid areas and models feed-in and consumption profiles that are realistic for these grids. The calculation results were compared to the reference scenarios, which subsequently allowed an analysis of the accuracy of the decentralised state estimation algorithm. The results of the application of this

validation process on two real low voltage grids were presented. Here, adequate calculation accuracy depending on the measurement topology has been certified for the modelled algorithm.

In practical application, the systemic estimation error of decentralised state estimation interferes with errors in the topology model due to insufficient data maintenance and the measuring errors of the sensors used. In the course of extensive field studies in an urban low voltage grid, the real estimation error was calculated. Throughout the observation period, the calculated node voltage percentage deviated by a maximum of 1.28% from the reference value. The calculated real accuracy of the state estimation confirmed the theoretical and practical operability of decentralised state estimation.

The validation process exposed the need to optimise measurement topology. The optimisation problem includes minimising the number of decentralised sensors in compliance with a given calculation accuracy of state estimation, as well as with respect to economic constraints. In this work, a two-step procedure for solving this problem has been modelled. The procedure was implemented as a software tool to be used in practical applications.

The concept of decentralised grid automation is used to avoid the costly expansion of grid capacity. The economic advantage of decentralised grid automation in comparison to conventional grid expansion has been investigated. This advantage has been demonstrated in an extensive sample calculation for a real, rural low voltage grid.

9 Literaturverzeichnis

- [1] N. Neusel-Lange und M. Zdrallek, „Intelligente Verteilungsnetze für die Energiewende,“ *Tagungsband zur FGH-Fachtagung „Systemintegration dezentraler Einspeisungen – Herausforderungen und Lösungen“*, Heidelberg, 2013.
- [2] P. Birkner, S. Küppers und M. Zdrallek, „Anforderungen und zukünftiger Bedarf für intelligente Netze in Deutschland,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress E-Mobility*, Leipzig, 2010.
- [3] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „Intelligente Lösungen für Verteilnetze,“ *VDE-Inside*, Nr. 7, p. 10, 2012.
- [4] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Zdrallek, W. Friedrich, M. Stiegler, T. Wodtcke und P. Birkner, „Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Würzburg, 2011.
- [5] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Hrsg., Wiesbaden: Vieweg, 2007.
- [6] R. Pardatscher, R. Witzmann, G. Wirth, G. Becker, M. Garhamer und J. Brantl, „Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Würzburg, 2011.
- [7] Deutsches Institut für Normung, *DIN EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks*, 2011.
- [8] M. Bendrat, „Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen,“ Fernuniversität in Hagen, 2010.
- [9] M. Gödde, F. Potratz, C. Matrose, A. Schnettler, S. Brandl, R. Draxler und M. Ortner, „Statistische Analyse der Implikationen dezentraler Energiewandlungseinheiten auf Verteilungsnetze mit Hilfe probabilistischer Lastflussrechnung,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [10] A. Hinz und M. Sojer, „Spannungsgeregelte Ortsnetzstationen zur Verbesserung der Netzintegration von erneuerbaren Energien,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.

- [11] T. Wippenbeck, C. Matrose und A. Schnettler, „Non-observable inner overload situations of low voltage distribution systems with decentralised infeed and traditional protection systems,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Würzburg, 2011.
- [12] C. Oerter, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, P. Klöker, W. Friedrich, J. Antoni und P. Birkner, „Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [13] A. Abur und A. Gomez-Exposito, *Power System State Estimation*, New York: Marcel Dekker, 2004.
- [14] M. Wolter, „State Identification of Distribution Grids,“ Shaker, Aachen, 2008.
- [15] B. Merkt, „Beitrag zur Zustandsidentifikation von elektrischen Energieversorgungsnetzen,“ Shaker, Aachen, 2008.
- [16] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „First Practical Experience with Smart Low Voltage Grids,“ *Proceedings 2012 IEEE Smart Grid Technology, Economics and Policies*, Nürnberg, 2012.
- [17] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 2., bearbeitete Hrsg., Berlin/Heidelberg: Springer, 2007.
- [18] S. Ying, „Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen,“ Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2011.
- [19] G. Kiefer, *DIN VDE 0100 richtig angewandt*, VDE-Schriftenreihe, Bd. 106, Berlin/Offenbach: VDE, 2002.
- [20] I. Dzafic, S. Henselmeyer und H. Neisius, „High Performance State Estimation for Smart Grid Distribution Network Operation,“ *Proceedings 2011 2nd IEEE PES ISGT Europe*, 2011.
- [21] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von Niederspannungs-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ *ew - das Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6, pp. 22-26, 2008.
- [22] M. Thoma, „Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung,“ Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007.
- [23] H. Becker, „Energietechnische Grundlagen, Teil 3,“ *Skriptum zur Vorlesung*, Universität Siegen, Fakultät IV, 2000.

-
- [24] Driescher & Söhne GmbH, „Produktinformationen zu Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen,“ [Online]. Available: <http://www.dribo.net>. [Zugriff am 8. Juli 2011].
- [25] D. Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 6. Hrsg., Berlin/Heidelberg: Springer, 2004.
- [26] J. Schmiesing, „Neue Herausforderungen für ländliche Verteilnetzbetreiber durch dezentrale EEG-Einspeisung,“ *Tagungsband zur Fachtagung Bundesnetzagentur*, Göttingen, 2010.
- [27] J. Christensen, „Actions in distribution companies,“ *Proceedings 2009 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Prag, 2009.
- [28] O. Gulich, „Technological and Business Challenges of Smart Grids - Aggregator's Role in Current Electricity Market,“ Lappeenranta University of Technology, 2010.
- [29] G. Brauner, „Zukünftige Rolle des Übertragungsnetzes bei überwiegend regenerativer Erzeugung,“ *Tagungsband zur VDE/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung*, München, 2011.
- [30] B. Wille-Haussmann, „Einsatz der symbolischen Modellreduktion zur Untersuchung der Betriebsführung im "Smart Grid",“ Fernuniversität in Hagen, 2011.
- [31] D. Echternacht, C. Linnemann und A. Moser, „Optimized Positioning of Measurements in Distribution Grids,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [32] VDE, Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Berlin/Offenbach: VDE, 2011.
- [33] T. Lebioda, „Konzept der Zustandsschätzung elektrischer Energiesysteme mit künstlich neuronalen Netzen,“ Shaker, Aachen, 2004.
- [34] C. Oerter, N. Neusel-Lange, C. Zbros, M. Zdrallek, P. Klöker, P. Berry und U. Dietzler, „Smart Control of Low Voltage Grids - Application Results,“ *Proceedings 2013 CIGRÉ-Symposium*, Lissabon, 2013.
- [35] C. Oerter, N. Neusel-Lange, P. Sahm, M. Zdrallek, W. Friedrich und M. Stiegler, „Experience with First Smart, Autonomous LV-Grids in Germany,“ *Proceedings 2013 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Stockholm, 2013.
- [36] I. Jeromin, P. Birkner, M. Zdrallek, C. Oerter und N. Neusel-Lange, „Integrated Smart Grid Concept - Experience in a German Distribution Grid,“ *Proceedings 2013 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Stockholm, 2013.

- [37] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [38] T. Bülo, D. Mende, D. Geibel, T. Degner, J.-P. da Costa, W. Kruschel, K. Boldt, F. Sutter, T. Hug, B. Engel und P. Zacharias, „Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [39] J. Vieira Jr., W. Freitas und A. Morelato, „Phase-decoupled method for three-phase power-flow analysis of unbalanced distribution systems,“ *Proceedings 2004 IEE Generation, Transmission and Distribution, Vo. 151*, 2004.
- [40] I. Dzafic und H.-T. Neisius, „Generic Three-Phase Power Flow Methods Using Symmetrical Components for Symmetrical and Unsymmetrical Power System Networks,“ *Proceedings 2011 2nd IEEE PES ISGT Europe*, 2011.
- [41] W. Kersting und W. Phillips, „Distribution Feeder Line Models,“ *Proceedings 1995 IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31*, 1995.
- [42] K. Lo und C. Zhang, „Decomposed three-phase power flow solution using the sequence component frame,“ *Proceedings IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 140*, 1993.
- [43] I. Dzafic und H.-T. Neisius, „Three Phase Current Iteration Power Flow Method Using Fortescue Transformations,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [44] R. Apel, „Ein Programmsystem für Unsymmetrie- und Oberschwingungslasten,“ Universität-GH Siegen, 1996.
- [45] A. Ulinuha, M. Masoum und S. Islam, „Unbalance Power Flow Calculation for Radial Distribution System Using Forward-Backward Propagation Algorithm,“ *Proceedings 2007 Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2007.
- [46] J. Webster, Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, 17 Hrsg., New York: John Wiley & Sons, 1999.
- [47] M. Baran und A. Kelley, „State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems,“ *Proceedings 1994 IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9*, 1994.
- [48] F. Schäfer, „Theorie der Netzberechnung,“ *Skriptum zur Vorlesung*, Bergische Universität Wuppertal, Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, 2011.
- [49] T. Blank, „Modellierung und Verifikation von Photovoltaikanlagen im Verteilnetz,“ Technische Universität München, 2006.

-
- [50] I. Roytelman und S. Shahidehpour, „State Estimation for Electric Power Distribution Systems in Quasi Real-Time Conditions,“ *Proceedings 1993 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8*, 1993.
- [51] G. Mathews, „An Optimal Hierarchical Algorithm for Factored Nonlinear Weighted Least Squares State Estimation,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [52] S. Sarri, M. Paolone, R. Cherkaoui, A. Borghetti, F. Napolitano und C. Nucci, „State Estimation of Active Distribution Networks: Comparison Between WLS and Iterated Kalman-Filter Algorithm Integrating PMUs,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [53] B. Hühnerbein, „Probabilistische Leistungsflussberechnung als Methode zur Bewertung der Einflüsse stochastischer Erzeuger und Verbraucher auf die Netzbelastung,“ Shaker, Aachen, 2011.
- [54] R. Wasley und M. Shlash, „Newton-Raphson algorithm for 3-phase load flow,“ *Proceedings 1974 IEE, Vol. 121*, 1974.
- [55] H. Sun, D. Nikovski, T. Ohno, T. Takano und Y. Kojima, „Hybrid Three-Phase Load Flow Method for Ungrounded Distribution Systems,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [56] A. Dimitrovski und K. Tomsovic, „Boundary Load Flow Solutions,“ *Proceedings 2004 IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19*, 2004.
- [57] I. Dzafic, S. Henselmeyer und H. Neisius, „Real-Time Distribution System State Estimation,“ *Proceedings 2010 International Symposium on Parameterized and Exact Computation*, 2010.
- [58] A. Abdel-Majeed, H. Wang, M. Braun und D. Schöllhorn, „Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [59] N. Dyussebekova, M. Kurrat und H. Waitschat, „Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsnetzbezirken,“ *Tagungsband zum 10. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2008.
- [60] Energietechnische Gesellschaft im VDE, „Smart Energy 2020 - vom Smart Metering zum Smart Grid,“ VDE, Berlin/Offenbach, 2010.

- [61] M. Wiest und M. Finkel, „Lastflussberechnung unter Verwendung statistischer Methoden zur Nachbildung probabilistischer Last- und Einspeiseprofile,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [62] H. Meier, C. Fünfgeld, C. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ VDEW, Frankfurt a.M., 1999.
- [63] D. Brunner, „Lastmodellierung und Zustandsschätzung als Basis für Planung und Betrieb des Verteilnetzes,“ Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 1995.
- [64] G. Bärwaldt und M. Kurrat, „Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltslastprofile,“ *Tagungsband zum 10. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2008.
- [65] M. Baran, J. Zhu und A. Kelley, „Meter Placement for Real-Time Monitoring of Distribution Feeders,“ *Proceedings 1996 IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11*, 1996.
- [66] S. Knopp, „Schnelle Berechnung von kürzesten Wegen in Graphen unter Benutzung höherdimensionaler Layouts,“ Universität Karlsruhe (TH), 2005.
- [67] A. Schwab, *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5., aktualisierte Hrsg., Berlin/Heidelberg: Springer, 2009.
- [68] C. Hübner, M. Khattabi und C. Huth, „State Estimation in low voltage grids with high penetration of distributed generation,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Würzburg, 2011.
- [69] B. Lehde und M. Zdrallek, „Neue Lastansätze für die Planung von Niederspannungsnetzen,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 08/2012, 2012.
- [70] M. Schmidt, A. Panosyan, E.-M. Bärthlein, K. O'Brien und O. Mayer, „Method of Generating Sets of PV Plant Power Time Series for Grid Simulation Purposes,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [71] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. Saint Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn und S. Schmidt, „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [72] D. Blume, J. Schlabbach und T. Stephanblome, *Spannungsqualität in elektrischen Netzen*, Berlin/Offenbach: VDE, 1999.
- [73] R. Thomas und M. Zehrfeldt, „IP-basierte Fernwirknetze über GSM, UMTS, WLAN, Wimax und Tetra,“ *etz - Elektrotechnik und Automation*, Nr. 01/2008, 2008.

-
- [74] S. Weckx, C. Gonzalez, J. Tant, T. De Rybel und J. Driesen, „Parameter Identification of Unknown Radial Grids for Theft Detection,“ *Proceedings 2012 3rd IEEE PES ISGT Europe*, Berlin, 2012.
- [75] R. Singh, E. Manitsas, B. Pal und G. Strbac, „A Recursive Bayesian Approach for Identification of Network Configuration Changes in Distribution System State Estimation,“ *Proceedings 2010 IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, 2010.
- [76] U. Krengel, Einführung in die Wahrscheinlichkeitstheorie und Statistik, 8. Hrsg., Wiesbaden: Vieweg, 2005.
- [77] A. Allen, Probability, Statistics, and Queueing Theory with Computer Science Applications, New York/London: Academic Press, 1978.
- [78] A. Probst, M. Braun, J. Backes und S. Tenbohlen, „Probabilistic analysis of voltage bands stressed by electric mobility,“ *Proceedings 2011 17th IEEE International Conference on Dielectric Liquids*, Trondheim, 2011.
- [79] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Würzburg, 2011.
- [80] S. Eilenberger, D. Schöllhorn und M. Braun, „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz Sonderbuch - Messdaten, Simulation und Optimierungsmöglichkeiten,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [81] Bundesnetzagentur (BNetzA), „"Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems,“ 2012.
- [82] C. Rehtanz, W. Horenkamp und A. Worgull, „Smart Metering Technologien: Mehrwert durch Standardisierung der Zähler und Kommunikationsstrukturen der "letzten Meile",“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Düsseldorf, 2009.
- [83] R. Reichel, „Der M-Bus - ein Überblick,“ *Kompakt+ (ew-Sonderpublikation)*, Nr. 2/2010, pp. 43-45, 2010.
- [84] M. Kapsa und D. Wallikewitz, „Changes and Risks during the Implementation of Smart Meters,“ *Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress*, Düsseldorf, 2009.
- [85] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „Lastenheft EDL Elektronische Haushaltszähler - Funktionale Merkmale und Protokolle, Version 1.0,“ Berlin, 2010.

- [86] R. Pitz, W. Bauer, M. Stifter, A. Abart, R. Pointner und H. Taus, „Power Snapshot Analyse (PSSA) von Niederspannungsnetzen durch den Einsatz von intelligenten Elektrizitätszählern ("Smart Meters)"“, *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [87] Deutsche Energie-Agentur, „Eine erfolgreiche Energiewende bedarf der Anpassung der Stromverteilnetze in Deutschland - Positionspapier dena-Verteilnetzstudie,“ Berlin, 2011.
- [88] A. Spring, G. Wirth, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl und M. Garhamer, „Ermittlung der Netzausbaukosten typischer Niederspannungsnetze durch den Zubau kleiner Photovoltaikanlagen,“ *Tagungsband zum VDE-Kongress*, Stuttgart 2012.
- [89] E.ON Bayern, „Einspeiseprognose für Photovoltaik (PV) im Netz der E.ON Bayern AG - Forschungsprojekt "Netz der Zukunft",“ 2012. [Online]. Available: <http://www.eon-bayern.com>. [Zugriff am 14. November 2012].
- [90] G. Wöhe und U. Döring, Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 22., neubearbeitete Hrsg., München: Franz Vahlen, 2005.
- [91] N. Möller, „Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wandlungsfähiger Produktionssysteme,“ Technische Universität München, 2007.
- [92] B. Wenzel und J. Nitsch, „Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades,“ *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Arbeitsgemeinschaft DLR - IWES - IFNE, 2010.

10 Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen

10.1 Allgemeine Konventionen und Notation

x, X	Skalar
x°	längenbezogene Größe ($x^{\circ} = x/l$)
\underline{x}	komplexwertig
\underline{x}^*	konjugiert komplex
$\Re\{\underline{x}\}$	Realteil
$\Im\{\underline{x}\}$	Imaginärteil
\hat{x}	geschätzt
\mathbf{x}	Vektor
$\text{diag}(\mathbf{x})$	Diagonalisierung
\mathbf{X}	Matrix

10.2 Formelzeichen

A	Querschnittsfläche (Kap. 2)
A	Auszahlung (Kap. 6)
a	Drehzeiger
B	Sensitivitätsmatrix
b	Matrizelement von \mathbf{B}
C	Kapazität
c	Zwischenergebnis des CHOLESKY-Verfahrens
CTR	<i>Corporate Tax Rate</i>
D	Anzahl der autarken Netzbezirke (Kap. 3)
D	Dauer (Kap. 6)
E	Einzahlung
EK	Eigenkapital
e	Einspeisefaktor
FK	Fremdkapital
f	Funktion (Kap. 3)
f	Schätzfehler bzw. Fehlerkennzahl (Kap. 5)
G	Konduktanz
g	Echtzeit-Gleichzeitigkeitsfaktor
I	elektrischer Strom
i	Zinssatz
J	Jacobi-Matrix
j	imaginäre Einheit
K	Inzidenzmatrix
k	Unsymmetrie der Spannung
L	Induktivität

l	Leitungslänge
M	Anzahl der überwachten DEA
N	Knotenanzahl
NPV	<i>Net Present Value</i>
n	Anzahl
P	Wirkleistung
p	Wahrscheinlichkeit
Q	Blindleistung
R	Resistanz
S	Scheinleistung
s	Iterationszähler
T	Transformationsmatrix (Kap. 2)
T	Lebensdauer einer Investition (Kap. 6)
t	Zeit
U	elektrische Spannung
UW	Unternehmenswert
v	Vermaschungsgrad
W	Energie
$WACC$	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
X	Reaktanz
Y	Admittanz
y	Matrizelement von \underline{Y}
Z	Impedanz
α	tertiäre Berechnungsgröße
β	Sensitivitätskennzahl
ε	Iterationsschranke
μ	Erwartungswert
σ	Standardabweichung
φ	Phasenwinkel
ϑ	Temperatur
ρ	Lastanteil
κ	Qualität der Messtopologie
δ	Dichtefunktion
γ	potenzieller Belastungsgrad
Δ	Differenz

Formelzeichen werden zum Teil auch als Indizes verwendet.

10.3 Indizes

012	symmetrische Komponenten
AP	Arbeitspunkt
b	ungestörter Betrieb
D	obere Dreiecksmatrix
DD	Dezentrale Direktmessung

d	Index für autarke Netzbezirke
diag	diagonal
eff	effektiv
<i>IN</i>	hinein fließend
i	Index für Knotenpunkte und Topologiemodelle
<i>inst</i>	installiert
j	Index für Knotenpunkte und Topologiemodelle
K	Knoten
<i>L1</i>	Phase <i>L1</i>
<i>L2</i>	Phase <i>L2</i>
<i>L3</i>	Phase <i>L3</i>
<i>längs</i>	Längsanteil
M	Topologiemodell
m	Phasenindex
max	maximal
mod	modifiziert
N	Neutralleiter
NE	nicht eingespeist
n	Nennwert
opt	optimal
<i>OUT</i>	hinaus fließend
P	Datenpunkt
p	Index für Knotenpunkte
<i>quer</i>	Queranteil
r	Bemessungswert
red	reduziert
range	Spektrum
Schmelz	Schmelzvorgang
T	transponiert
t	Index für Ortsnetztransformatoren
th	thermisch
v	Verlust
Z	Zweig
z	Index für Netzzweige
zul	zulässig
Δ	verkettet
~	gemessen
\star	Leiter zu Erde

10.4 Abkürzungen

AMM	<i>Advanced Meter Management</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk

DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
EDL	Energie-Dienstleistungs-Richtlinie
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
eHZ	elektronischer Haushaltszähler
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERC	<i>Error Ratio Computation</i>
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FBAA	<i>Forward-Backward-Ausbreitungsalgorithmus</i>
GIS	Geografisches Informationssystem
GSI	<i>Grid State Identification</i>
HA	Hausanschluss
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
M-Bus	<i>Meter-Bus</i>
MS	Mittelspannung
MUC	<i>Multi-Utility-Communication</i>
NH	Niederspannung-Hochleistung
NILB	Numerische, iterative Leistungsbilanzierung
NISB	Numerische, iterative Strombilanzierung
NS	Niederspannung
PEN	<i>Protective Earth Neutral</i>
PLC	<i>Powerline Communication</i>
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
SML	<i>Smart Message Language</i>
TN-C-S	<i>Terre Neutre Combiné Séparé</i>
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VPE	Vernetztes Polyethylen
WLAN	<i>Wireless Local Area Network</i>
XML	<i>Extensible Markup Language</i>