

Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen

vom

Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Kaiserslautern
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von

M. Sc. Dominik Michael Wäresch
geb. in Schwetzingen

Tag der mündlichen Prüfung: 29. Januar 2018
Dekan des Fachbereichs: Prof. Dr.-Ing. Ralph Urbansky

Prüfungskommission:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Huth
1. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow
2. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

D386

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der Technischen Universität Kaiserslautern.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit sowie viele wertvolle Hinweise, Anregungen und Diskussionen. Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek danke ich für die Übernahme des Koreferats und das Interesse an meiner Arbeit.

Meinen Kollegen am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement danke ich für die harmonische Zusammenarbeit. Ein besonderer Dank geht dabei an Herrn Robert Brandalik für die zahlreichen gewinnbringenden Gespräche und das freundschaftliche Miteinander. Weiterhin danke ich allen Studenten und im besonderen Maße den Herren Daniel Henschel und Philipp Maino, die mit ihrem Engagement maßgeblich zum Gelingen dieser Dissertation beigetragen haben.

Wesentliche Inhalte der Arbeit sind im Rahmen des Forschungsprojektes *SmartSCADA* erstellt worden. Den Beteiligten der Projektpartner IDS GmbH, SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG, COMback GmbH sowie meteocontrol GmbH danke ich für die erfolgreiche und stets freundliche Zusammenarbeit.

Ein großer Dank gebührt meinen Eltern, die mich in jeder Hinsicht auf meinem Lebensweg gefördert und unterstützt haben. Bei Herrn Ramon Meyer bedanke ich mich für die unzähligen Stunden des Austausches und dafür, dass ich mich immer auf ihn verlassen kann. Meinem Schwiegervater, Herrn Andreas Sange, danke ich des Weiteren für den unermüdlichen tatkräftigen und moralischen Beistand.

Schließlich bedanke ich mich von ganzem Herzen bei meiner Frau Carolin, die mir während meines Studiums und bei der Erstellung dieser Arbeit auch in schwierigsten Zeiten mit viel Liebe, Zuversicht und Verständnis beistand. Meinem Sohn Jonas danke ich dafür, dass er mir mit seinem Lachen jeden Tag aufs Neue Kraft schenkt und mich das wirklich Wichtige im Leben erkennen lässt.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Herausforderungen des Niederspannungs-Netzbetriebes	1
1.2	Erfassung von Netzbetriebsgrößen in Niederspannungsnetzen	3
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit	5
2	Grundlagen und Stand der Technik	7
2.1	Aufbau und Betrieb von Niederspannungsnetzen	7
2.1.1	Allgemeine Netzmerkmale	7
2.1.2	Netzbetriebsmittel	7
2.1.2.1	Ortsnetzstationen	7
2.1.2.2	Niederspannungsleitungen	8
2.1.2.3	Überstrom-Schutzeinrichtungen	9
2.1.2.4	Endverschlüsse und Kabelmuffen	9
2.1.2.5	Kabelverteilerschränke	10
2.1.2.6	Hausanschlusskästen und Hauptverteilungen	10
2.1.3	Netztopologien	10
2.1.4	Netzform in Niederspannungsnetzen	11
2.1.5	Charakteristiken des Netzbetriebes	12
2.1.6	Mathematische Netznachbildung	13
2.1.6.1	Knotenadmittanzmatrix	13
2.1.6.2	Vereinfachte Bestimmung der komplexen Netzknottenspannungen	16
2.1.6.3	Verfahren der symmetrischen Komponenten	17
2.1.6.4	Ersatzschaltbild von Niederspannungsleitungen	19
2.1.6.5	Mathematische Nachbildung des Gesamtnetzes	21
2.2	Erfassung von Netzbetriebsgrößen durch Smart Meter	21
2.2.1	Aufbau, Funktionsweise und Eigenschaften von Smart Metern	21
2.2.2	Übertragung von Smart-Meter-Messdaten	22
2.3	Grundlagen der Zustandsschätzung	23
2.3.1	Aufgaben der Netzzustandsschätzung	23
2.3.2	Netzzustandsschätzung als Optimierungsproblem	24
2.3.3	Mess- und Ersatzwertarten	25

2.3.4	Arten und Eigenschaften von Zustandsschätzverfahren	26
2.3.4.1	Weighted-Least-Square-Normalform	26
2.3.4.2	Augmented-Matrix-Verfahren	27
2.3.5	Grundlagen der Bad-Data-Erkennung	29
2.4	Entwicklungsstand von Verteilnetz-Zustandsschätzsystemen	30
2.4.1	Allgemeine Erfassung von Netzbetriebsgrößen in Verteilnetzen	30
2.4.2	Zustandsschätzsysteme in Mittelspannungsnetzen	31
2.4.3	Systeme zur Netzgrößenbestimmung in Niederspannungsnetzen	33
3	Netzzustandsschätzkonzept auf Basis von Smart-Meter-Daten	35
3.1	Anforderungen der Niederspannungs-Netzzustandsschätzung	35
3.2	Festlegung und Genauigkeit der Systemausgangsgrößen	37
3.2.1	Ergebnisgrößen der Netzzustandsschätzung	37
3.2.2	Perspektivische Genauigkeit der Netzzustandsschätzergebnisse	38
3.2.2.1	Annahmen zur Ermittlung der Schätzgenauigkeit	38
3.2.2.2	Genauigkeit bei stochastischen Messfehlern	38
3.2.2.3	Genauigkeit bei systematischen Mittelwertbildungsfehlern	40
3.2.2.4	Gesamtgenauigkeit	41
3.3	Auswahl verfügbarer Systemeingangsgrößen	42
3.4	Entwicklung eines Messkonzeptes	44
3.5	Grundprozess des Netzzustandsschätzsystems	47
4	Vorverarbeitung der Systemeingangsdaten	49
4.1	Plausibilisierung von Mess- und Prognosedaten	49
4.2	Prozess zur Gewinnung von Ersatzmesswerten	50
4.2.1	Grundlagen der Ersatzmesswerte	50
4.2.2	Ersatzmesswerte für Ortsnetzstationen	50
4.2.3	Ersatzmesswerte für Photovoltaikanlagen	51
4.2.3.1	Allgemeiner Prozess der Ersatzmesswertermittlung	51
4.2.3.2	Bestimmung der zeitlich maximalen Einspeiseleistung	52
4.2.3.3	Berücksichtigung der aktuellen Wetterverhältnisse	53
4.2.3.4	Nachbildung des Blindleistungsverhaltens von Erzeugungsanlagen	54
4.2.3.5	Berücksichtigung von Einspeisebegrenzung, Einspeisemanagement und Speichereinsatz	54
4.2.3.6	Spannungs- und Stromersatzwerte von Erzeugungsanlagen	55

4.2.4	Ersatzmesswerte für Haushaltslasten	57
4.2.5	Näherungsweise Vorbestimmung von Spannungswinkeln	58
4.3	Topologiefehler-Lokalisierung	59
4.3.1	Typen und Auswirkungen von Topologiefehlern	59
4.3.2	Basismethoden zur Lokalisierung von Topologiefehlern	61
4.3.3	Knotenspannungsanalyse zur Topologiefehler-Lokalisierung . .	62
4.3.3.1	Beschreibung von Spannungsbetragsdifferenzen	62
4.3.3.2	Charakteristiken von Spannungsbetragsdifferenzen	64
4.3.3.3	Überprüfung galvanischer Verbindungen	66
4.3.3.4	Gesamtprozess zur Topologiefehler-Lokalisierung	68
5	Algorithmus zur dreiphasigen Netzzustandsschätzung	71
5.1	Bereitstellung und Strukturierung der Eingangsdaten	71
5.1.1	Spannungs- und Stromgrößen in Leitergrößen	71
5.1.2	Eingangsgrößen in symmetrischen Komponenten	72
5.2	Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems	73
5.2.1	Optimierung auf Basis des Augmented-Matrix-Ansatzes	73
5.2.2	Aufbau der Elemente beim Augmented-Matrix-Ansatz	74
5.3	Analyse der Netzbeobachtbarkeit und Ersatzwertnutzung	79
5.4	Lösung des linearen Optimierungsproblems	79
5.5	Lokalisierung und Behandlung grob falscher Messwerte	80
5.5.1	Bestimmung der normierten Residuen in Leitergrößen	80
5.5.2	Bad-Data-Detektions- und Behandlungsprozess	82
5.6	Bereitstellung der Systemausgangsdaten	83
5.7	Gesamtprozess zur Netzzustandsermittlung	84
6	Simulative Systemverifikation	85
6.1	Prozess der simulativen Systemverifikation	85
6.2	Struktur und Eigenschaften des Testnetzes	86
6.3	Allgemeiner Testdatensatz	88
6.4	Lokalisierung von Topologiefehlern	89
6.4.1	Testspezifikation und Simulationsdurchführung	89
6.4.2	Testergebnisse zur Topologiefehler-Lokalisierung	92
6.4.2.1	Erkennung von Leiterunterbrechungen	92
6.4.2.2	Lokalisierung von Leitervertauschungen	95
6.4.3	Ergebnisbewertung	95

6.5	Ermittlung des Netzzustandes	95
6.5.1	Testspezifikation und Simulationsdurchführung	95
6.5.2	Testergebnisse und Ergebnisbewertung	96
6.6	Erkennung grob falscher Messwerte	97
6.6.1	Allgemeine Testspezifikation und Simulationsdurchführung . .	97
6.6.2	Bestimmung von Bad-Data-Erkennungsgrenzen	98
6.6.3	Erkennungskriterium grober Stromgrößen-Messfehler	102
6.6.4	Einfluss des Netzzustands auf die Erkennung grob falscher Messfehler	103
6.6.5	Erkennung von ein- und mehrfach grob falschen Messfehlern .	105
6.6.6	Ergebnisbewertung	108
7	Funktionstest im realen Netzbetrieb	109
7.1	Systemintegration und allgemeine Testziele	109
7.2	Lokalisierung von Topologiefehlern	110
7.2.1	Testspezifikation und Vorgehensweise	110
7.2.2	Testergebnisse und Ergebnisbewertung	111
7.3	Ermittlung des Netzzustands	112
7.3.1	Testspezifikation und Vorgehensweise	112
7.3.2	Testergebnisse und Ergebnisbewertung	113
7.4	Erkennung grob falscher Messwerte	114
7.4.1	Testspezifikation und Vorgehensweise	114
7.4.2	Testergebnisse und Ergebnisbewertung	115
8	Zusammenfassung	117
9	Literaturverzeichnis	121
10	Abbildungsverzeichnis	133
11	Tabellenverzeichnis	135
12	Abkürzungsverzeichnis	137
13	Verzeichnis der Variablen, Indizes und Symbole	139
14	Allgemeiner Anhang	145
14.1	Komplexe Stromgrößen im Zeigerdiagramm	145

14.2	Leitungsparameter von Niederspannungskabeln	147
14.3	Messgenauigkeit von Smart Metern	148
14.4	Ersatzmesswerte für Ortsnetzstationen	150
14.5	Zeitlich maximale Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen	154
14.6	Genauigkeit der Nachbildung von Photovoltaikanlagen	159
14.7	Netzverluste in teilvermaschten Niederspannungsnetzen	164
14.8	Statistische Analyse von Knotenspannungen	165
14.8.1	Verteilung der Spannungsbeträge	165
14.8.2	Ideale Korrelationskoeffizienten von Spannungsbeträgen	167
14.9	Strombetragsfehler in symmetrischen Komponenten	169
14.10	Standardabweichungen von Residuen in symmetrischen Komponenten	171
15	Mathematischer Anhang	175
15.1	Ermittlung der Residuen-Kovarianzmatrix	175
15.2	Auswirkung von Spannungsmessfehlern bei Zweigstromberechnungen	179
15.3	Messgenauigkeiten von berechneten Wirk- und Blindstromwerten . . .	182
15.3.1	Einführung in die Problematik	182
15.3.2	Wirk- und Blindstromgenauigkeit bei leiterbezogenen Leistungs- und Spannungsbetragsmessungen	182
15.3.3	Wirk- und Blindstromgenauigkeit bei aggregierten Werten für Blindleistungsimport und -export	186
15.4	Allgemeine Berechnung des Sonnenstandes nach DIN 5034	188
15.5	Phasenverschiebungswinkel-Fehler aufgrund von Messabweichungen	191
15.5.1	Mathematische Beziehungen für Phasenverschiebungswinkel-Fehler	191
15.5.2	Praktische Werte von Phasenverschiebungswinkel-Fehlern . . .	195
15.6	Messgenauigkeiten-Transformation in symmetrische Komponenten . .	196
15.6.1	Einführung in die Problematik	196
15.6.2	Messgenauigkeiten im Mitsystem	197
15.6.3	Messgenauigkeiten im Gegensystem	198
15.6.4	Messgenauigkeiten im Nullsystem	199
15.7	Verfahren zur Strombetrags-Linearisierung	200
15.8	Mathematische Herleitung der Messmodellmatrizen	202
15.8.1	Grundlagen	202
15.8.2	Messmodellmatrizen für Spannungsbetragsmessungen	203
15.8.3	Messmodellmatrizen für Wirk- und Blindstrommessungen . . .	204

15.8.4	Messmodellmatrizen für Strombetragsmessungen	205
15.9	Rücktransformation normierter Residuen in Leitergrößen	207
16	Anhang zur simulativen Systemvalidierung	209
16.1	Validierung der Leiterunterbrechungs-Erkennung	209
16.2	Ermittlung der Güte der Netzzustandsschätzung	212
16.3	Test der Erkennung grob falscher Messfehler	214
17	English Summary	221
18	Lebenslauf	225

1 Einleitung

1.1 Herausforderungen des Niederspannungs-Netzbetriebes

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Klimawandel sowie die Tatsache begrenzter fossiler Energieressourcen führten dazu, dass innerhalb der Europäischen Union (EU) schrittweise ein Umdenken hinsichtlich der Energiepolitik stattfand. Im Jahr 2007 wurden seitens der EU-Kommission erstmalig energiepolitische Aktionsfelder und Ziele definiert [EU, 2007], welche langfristig die Basis für eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung, basierend auf erneuerbaren Energien, bilden sollen. Die entsprechende Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung der festgelegten Ziele obliegt jedoch den jeweiligen souveränen EU-Mitgliedsstaaten. In Deutschland wurden mit dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ [Bundesregierung, 2010] der Bundesregierung im September 2010 Leitlinien vorgegeben, wie der Weg in das Zeitalter erneuerbarer Energien, der allgemein als Energiewende bezeichnet wird, bestritten werden kann. Zentrale Punkte aus Sicht der elektrischen Energieversorgung sind dabei die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis ins Jahr 2050 auf 80 %, die Modernisierung der Versorgungsnetze sowie die Weiterentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks hin zu hocheffizienten und flexiblen Kraftwerken.

Das wichtigste Instrument der deutschen Energiepolitik für den Ausbau erneuerbarer Energien ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [Bundestag, 2014]. Es regelt bereits seit dem Jahr 2000 die bevorzugte Einspeisung von Energie aus regenerativen Erzeugungseinheiten in das elektrische Energieversorgungsnetz sowie deren monetäre Vergütung und wurde zuletzt im August 2014 angepasst. Aufgrund von hohen Subventionen durch das EEG verzeichnet Deutschland seit vielen Jahren einen massiven Zubau an erneuerbaren Erzeugungseinheiten [BNetzA, 2015] und seit dem Jahr 2007 insbesondere an Photovoltaik (PV)-Anlagen. Mit Stand Dezember 2016 waren in Deutschland etwa 1,5 Millionen PV-Anlagen vornehmlich auf Gebäudedächern installiert [ISE, 2017], wobei die Summe der Einspeiseleistungen aller Anlagen maximal circa 41,3 GWp betrug [Umweltbundesamt, 2017]. Die PV-Anlagen sind dabei überwiegend in ländlichen Regionen angesiedelt und die jeweilige maximale Anlagenleistung typischerweise so gering, dass circa 98 % der in Deutschland betriebenen PV-Anlagen an Niederspannungs (NS)-Netze angeschlossen sind [Wesselak+, 2012].

Bedingt durch die hohe volatile Leistungseinspeisung der PV-Anlagen kommt es in NS-Netzen zunehmend zu Spannungsschwankungen mit hohen Gradienten sowie zu Leistungsrückspeisungen in die überlagerten Netze. In einzelnen Fällen übersteigen die Spannungsbeträge zeitweise schon die in EN 50160 [EN 50160, 2015] definierte obere Spannungsgrenze von 253 V [Hauffe+, 2013]. Die Gewährleistung einer normgerechten Netzspannung ist bei weiterem Zubau regenerativer Erzeuger daher eine große Herausforderung. Der Problematik kann prinzipiell mittels kostenintensivem Netzausbau nachhaltig entgegengewirkt werden. Aus wirtschaftlicher Sicht sind jedoch kosteneffizientere Maßnahmen zur Verminderung der Spannungserhöhungen wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangspannungsregler zu bevorzugen [Rui+, 2015]. Auch das in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011 [VDE 4105, 2011] vorgeschriebene Blindleistungsverhalten von PV-Anlagen trägt zur Spannungshaltung bei. Sind keine der genannten Maßnahmen anwendbar, müssen PV-Anlagen letztlich in ihrer Einspeiseleistung begrenzt oder der Energieüberschuss gespeichert werden.

Zusätzlich zu dem Problem der Spannungshaltung werden Netzbetreiber bei anhaltendem Ausbau erneuerbarer Erzeuger in NS-Netzen zukünftig auch mit steigenden Netzauslastungen konfrontiert sein. Gegenwärtig führen die PV-Einspeiseleistungen in der Regel noch nicht dazu, dass NS-Netze an der Grenze ihrer Aufnahmefähigkeit für Leistung aus regenerativen Erzeugern angelangt sind. Jedoch können einzelne Leitungsüberlastungen bereits heute in schwach dimensionierten Netzen nicht ausgeschlossen werden. Im Fall von lokal überlasteten Leitungen besteht dabei die Gefahr, dass der überlastete Netzabschnitt bedingt durch konzeptgemäß fehlende Schutzeinrichtungen nicht ausgeschaltet und somit zerstört wird [Wippenbeck+, 2011]. Unerkannte Topologiefehler wie ein- oder mehrpolige Leitungsunterbrechungen sowie ausgelöste Sicherungen in Kabelverteilerschränken führen bereits heute schon zu erhöhten Netzauslastungen sowie Problemen bei der Spannungshaltung [Hauffe+, 2013].

Leitungsüberlastungen können bisher nur durch Netzausbau oder Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen vermieden werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die Netzbetreiber Kenntnis über die entsprechenden Netzauslastungen haben. Da NS-Netze in der Vergangenheit jedoch nicht mit Messeinrichtungen ausgerüstet wurden, besteht für Netzbetreiber aktuell keine Möglichkeit, Informationen über relevante Netzbetriebsgrößen wie Spannungsbeträge und Leitungsauslastungen flächendeckend zu erhalten. Um zukünftig einen sicheren und normgerechten Netzbetrieb gewährleisten zu können, müssen daher relevante Informationen mithilfe von neu entwickelten Systemen möglichst kosteneffizient und mit akzeptabler Genauigkeit ermittelt werden.

1.2 Erfassung von Netzbetriebsgrößen in Niederspannungsnetzen

In Deutschland existieren etwa 500 000 NS-Netze [BMWi, 2014] die Stand November 2016 von 887 Verteilnetzbetreibern [BNetzA, 2016] unterhalten werden. Sie übernehmen die elektrische Energieversorgung der Endkunden an über 49 Millionen [BMWi, 2014] Hausanschlusspunkten. Zum Zweck der Abrechnung von Energiemengen sind an allen Hausanschlusspunkten Elektrizitätszähler installiert, wobei im überwiegenden Teil noch elektromechanische Messwerke verwendet werden. Auf den standardmäßigen Einsatz weiterer messtechnischer Einrichtungen in NS-Netzen konnte in der Vergangenheit aufgrund ausreichend hoher Sicherheitsmargen sowie geringer Spannungsschwankungen verzichtet werden. Somit ist gegenwärtig keine Erfassung von elektrischen Netzbetriebsdaten wie Spannungsbeträgen oder Leistungen möglich.

Bedingt durch die erläuterten Problematiken wurden in den letzten Jahren Systeme und Algorithmen zur einfachen und kostengünstigen Erfassung von Netzbetriebsgrößen entwickelt, zum Beispiel [Oerter+, 2012; Massucco+, 2016; Pau+, 2016]. Diese bestimmen an charakteristischen Netzknoten wie Kabelverteilerschränken für jeden Leiter die relevanten Netzbetriebsgrößen und verarbeiten diese zentral in der Ortsnetzstation. Gegebenenfalls geben sie die erfassten und aufbereiteten Daten auch an überlagerte Leit- oder Aktorensysteme weiter. Kennzeichnend für diese Systeme ist, dass weniger Netzgrößen messtechnisch erfasst werden als theoretisch zur vollständigen analytischen Bestimmung des Netzzustands erforderlich sind [Echternacht+, 2013]. Durch die Hinzunahme von Ersatzmesswerten für Lasten und Einspeiseleistungen von regenerativen Erzeugungsanlagen wird schließlich erreicht, dass das zunächst unterbestimmte Gleichungssystem bestimmt ist und der Leistungsfluss im Netz analytisch ermittelt werden kann. Bedingt durch Ungenauigkeiten bei der Ersatzmesswertbildung sowie Messfehlern kann der wahre Netzzustand aber nur näherungsweise bestimmt werden. Darüber hinaus können stark fehlerbehaftete Werte im Eingangsdatensatz aufgrund von fehlenden redundanten Messwerten nicht ermittelt werden.

Damit grob falsche Eingangsdaten, sogenannte Bad Data, analytisch lokalisiert werden können, muss die Anzahl an Mess- und Ersatzmesswerten größer als die der unbekanntenen Netzgrößen sein. Mithilfe von Optimierungsalgorithmen können anhand der verfügbaren Daten dann Ausgleichsrechnungen durchgeführt und somit für jeden Betrachtungszeitpunkt der wahrscheinlichste Netzzustand bestimmt werden. Dieses Verfahren wird üblicherweise als Netzzustandsschätzung bezeichnet und ist in elektrischen Energieübertragungs- und Energietransportnetzen seit mehreren

Jahrzehnten Stand der Technik. Die Zuverlässigkeit der Bad-Data-Erkennung ist dabei jedoch vom Verhältnis der Anzahl von Mess- und Ersatzwerten zur Anzahl an unbekanntem Netzbetriebsgrößen abhängig. Erfahrungen zeigen, dass für eine sichere Bad-Data-Lokalisierung mindestens 80 % mehr Mess- und Ersatzwerte als Systemunbekannte vorhanden sein müssen [Abur+, 2004]. Da in NS-Netzen eine Erfassung von Netzbetriebsgrößen in diesem Umfang aus Kostengründen nicht realisierbar ist, kann der Netzzustand aktuell nicht vollständig mit hoher Genauigkeit bestimmt werden.

Seit Januar 2010 schreibt §21 b Abs. 3a EnWG¹ [EnWG, 2005] vor, dass bei neu an NS-Netze angeschlossenen Gebäuden oder bei größeren Modernisierungsmaßnahmen grundsätzlich digitale Elektrizitätszähler eingebaut werden müssen. Diese sind technisch in der Lage, relevante Netzbetriebsgrößen wie Spannungsbeträge, Leistungen und Ströme zu erfassen und über Schnittstellen zu übertragen. Darüber hinaus ermöglichen diese sogenannten Smart Meter die Einführung von zeit- und lastvariablen Tarifen. Flächendeckend installierte Smart Meter eröffnen Betreibern von NS-Netzen zukünftig neue Möglichkeiten, an nahezu jedem Hausanschlusspunkt zeitdiskrete Informationen über die Netzbetriebsgrößen zu erfassen, sodass unter bestimmten Voraussetzungen auch Netzzustandsschätzsysteme in NS-Netzen realisierbar sind.

Während in Hochspannungsnetzen zusätzlich zu Spannungsbeträgen in der Regel alle Zweigleistungen und -ströme messtechnisch erfasst werden, ist in NS-Netzen durch den Einsatz von Smart Metern grundsätzlich nur die Bestimmung von Leistungen und Strömen an Hausanschlusspunkten möglich. Durch die unterschiedliche Messtopologie können bereits verfügbare Algorithmen zur Zustandsschätzung in NS-Netzen daher nicht verwendet werden, da die Anforderungen an eine NS-Netzzustandsschätzung nicht vollständig erfüllt werden [Massucco+, 2016]. Zu diesen gehören insbesondere die schnelle, zuverlässige und kosteneffiziente Berechnung des dreiphasigen Netzzustandes mit akzeptabler Genauigkeit sowie die sichere Erkennung von grob falschen Eingangsdaten und Topologiefehlern auch bei einer vergleichsweise geringen Anzahl an redundanten Messwerten. Zudem muss aufgrund einer möglichen Einbindung in Ortsnetzstations-Automatisierungssysteme eine einfache Implementierung sowie eine adäquate Robustheit gegen Messfehler gewährleistet sein. Die zentrale Fragestellung lautet daher: Ist es möglich, bestehende Algorithmen und Methoden zur Netzzustandsschätzung so weiterzuentwickeln, dass das resultierende System die genannten Anforderung erfüllt?

¹Energiewirtschaftsgesetz

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Netzzustandsschätzung in vermaschten NS-Netzen. Das Verfahren zielt darauf ab, Netzbetreibern kontinuierlich in definierten Zeitabständen Informationen über alle komplexen Netzknotenspannungen und alle Leitungsauslastungen bereitstellen zu können. Als Systemeingangsgrößen dienen dabei vorwiegend Netzbetriebsdaten, die von flächendeckend installierten Smart Metern an Hausanschlussknoten erfasst werden. Darüber hinaus sind zusätzlich verfügbare Mess- und Prognosedaten verwendbar. Der ermittelte Netzzustand soll, obgleich einer niedrigen Messwertredundanz, mit vergleichsweise hoher Genauigkeit kostengünstig ermittelt werden. Zudem soll die Möglichkeit bestehen, den Netzzustand dezentral auf Mikrocontrollern in Ortsnetzstationen bestimmen zu können. Dies setzt eine einfache Implementierbarkeit und geringe erforderliche Rechenkapazitäten voraus. Weiterhin soll das Verfahren Topologiefehler wie Leiterunterbrechungen und Leitervertauschungen zuverlässig lokalisieren können.

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Entwicklung und dem Test des Algorithmus zur Netzzustandsschätzung. Wesentliche Aufgaben sind dabei die dreiphasige analytische Formulierung und Lösung des Optimierungsproblems, die Überprüfung und Sicherstellung der globalen und lokalen Netzbeobachtbarkeit sowie die Erkennung und Behandlung grob falscher Eingangsdaten. Die Notwendigkeit einer Topologiefehler-Erkennung ergibt sich daraus, dass bei einer falsch angenommenen Netztopologie der Netzzustand nicht korrekt ermittelt werden kann.

Der Aufbau der Arbeit orientiert sich an den genannten Zielsetzungen. In Kapitel 2 werden die Grundlagen der Netzzustandsschätzung in Verteilnetzen sowie die Netzgrößenerfassung durch Smart Meter beschrieben. Darüber hinaus erfolgt die Darstellung des Standes der Wissenschaft und Technik. Kapitel 3 erläutert das Konzept zur Netzzustandsschätzung in Niederspannungsnetzen auf Basis von Smart-Meter-Daten. Die diesbezügliche Vorverarbeitung von Mess- und Prognosedaten inklusive der Lokalisierung von Topologiefehlern ist Gegenstand von Kapitel 4. Der Aufbau und die Funktionsweise des Zustandsschätz-Algorithmus, zu dem auch die Erkennung von grob falschen Eingangsdaten gehört, wird in Kapitel 5 behandelt. Die Validierung des entwickelten Algorithmus erfolgt mithilfe von Simulationen in Kapitel 6. Der Funktionstest im realen Netzbetrieb wird im darauffolgenden Kapitel 7 dargestellt. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung und dem Ausblick in Kapitel 8.

2 Grundlagen und Stand der Technik

2.1 Aufbau und Betrieb von Niederspannungsnetzen

2.1.1 Allgemeine Netzmerkmale

Die Versorgung von Haushalten, kleineren Gewerbebetrieben und öffentlichen Einrichtungen mit elektrischer Energie erfolgt in Deutschland überwiegend durch NS-Netze, welche aus überlagerten Mittelspannungs (MS)-Netzen gespeist werden. Die Gesamtleitungslänge der deutschen NS-Netze beträgt circa 1,2 Millionen Kilometer [BDEW, 2015]. Die Netze sind typischerweise als Vierleiter-Drehstromnetze mit drei Außenleitern und einem gemeinsamen Rückleiter konzipiert, sodass auch einphasige und unsymmetrische Anlagen betrieben werden können. Gemäß der CENELEC²-Normspannungsdefinition in DIN EN 60038 [EN 60038, 2012] gilt für die Netznennspannung U_n ein Wert von 400 V für Drehstromanlagen sowie 230 V für einphasige Anlagen. Dabei handelt es sich um den Effektivwert der sinusförmigen Wechselspannung zwischen zwei Außenleitern mit der Netznennfrequenz $f_n = 50$ Hz. Bedingt durch die erforderliche Begrenzung des Spannungsfalls und der Gewährleistung einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung liegt die räumliche Ausdehnung der Netze in der Regel im Bereich einiger 100 m bis etwa 1 km. Über 90 % [BDEW, 2015] der deutschen NS-Netze sind aufgrund der Vorteile, wie unsichtbare Verlegung und Schutz gegen Umwelteinflüsse, als Kabelnetze ausgeführt. Freileitungsnetze finden nur noch bei einzeln stehenden Häusern und abgelegenen Siedlungen Anwendung. Falls zweckmäßig, werden bestehende Freileitungsnetze zu Kabelnetzen umgerüstet.

2.1.2 Netzbetriebsmittel

2.1.2.1 Ortsnetzstationen

Das Bindeglied zwischen MS- und NS-Netzen bilden Ortsnetzstationen, welche in Turm-, Kabel- und Maststationen unterschieden werden. Turmstationen dienen der Versorgung von NS-Freileitungsnetzen, Kabelstationen werden hingegen in Kabelnetzen eingesetzt. Maststationen ermöglichen die Anbindung von einzelnen Netzanschlusspunkten über Freileitungen. Kabelstationen sind oftmals in Fertiggebäuden installiert.

²Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung

Nicht begehbare Kabelstationen werden generell als Kompaktstationen bezeichnet und aufgrund ihrer geringen Ausmaße vornehmlich in städtischen Netzen oder bei geringem Platzangebot eingesetzt. Allgemein bestehen Ortsnetzstationen im Wesentlichen aus mindestens einem Ortsnetz-Transformator, einer MS-Schaltanlage und einer NS-Verteilung. Als Schutzorgane werden MS-seitig Hochspannungs-Hochleistungs (HH)-Sicherungen und NS-seitig Niederspannungs-Hochleistungs (NH)-Sicherungen verwendet. Typische Transformator-Bemessungsleistungen S_{rT} der eingesetzten Umspanner sind 250 kVA, 400 kVA und 630 kVA [Oeding+, 2011]. Aufgrund des unsymmetrischen Netzbetriebs werden in Deutschland Transformatoren mit NS-seitig herausgeführten Sternpunkt und einer hohen Sternpunktbelastbarkeit eingesetzt. Standardmäßig finden daher Transformatoren mit der Schaltgruppe Dyn5 Verwendung. Bei sehr großen unsymmetrischen Belastungen wird auch die Schaltgruppe Yzn5 eingesetzt.

In der Vergangenheit wurden Ortsnetzstationen nur vereinzelt mit Systemen der Informations- und Kommunikationstechnik sowie Schaltaktoren ausgerüstet. Somit hatten die Netzbetreiber keine Kenntnis der aktuellen Netzgrößen in den MS- als auch in den NS-Netzen. Zudem konnten keine Schalthandlungen ferngesteuert vorgenommen werden. Kurzschlussströme in MS-Netzen wurden weitgehend nur von Kurzschlussstromanzeigern in den Ortsnetzstationen ausgewertet und vor Ort von Instandhaltungspersonal überprüft und gegebenenfalls zurückgesetzt. Mit dem Wandel der elektrischen Energieversorgung werden zunehmend auch Ortsnetzstationen MS-seitig mit Mess- und Kommunikationssystemen ausgerüstet, sodass die erfassten Messwerte nahezu in Echtzeit in den MS-Netzleitwarten verfügbar sind [Weber+, 2012].

2.1.2.2 Niederspannungsleitungen

Wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, erfolgt die Verteilung der elektrischen Energie in über 90 % der deutschen NS-Netze über unterirdisch verlegte Erdkabel, die somit vor Witterungseinflüssen weitgehend geschützt sind. Sie bestehen im Wesentlichen aus drei oder vier Leitern, einer umgebenden Isolierung, dem Leiterschirm sowie einem Kabelmantel. Als Leitermaterial wird heute überwiegend Leitaluminium eingesetzt. Generell werden Kunststoff- und Massekabel unterschieden, die sich in der Art des Isolierstoffs unterscheiden. Bei Kunststoffkabeln erfolgt die Isolation der Leiter untereinander und gegen Erdpotenzial durch den Einsatz von Polovinylchlorid (PVC) oder Vernetztes Polyethylen (VPE). Bei Massekabel wird die Isolation aufwändig durch ölgetränktes Papier erreicht [Crastan, 2015].

Die typischerweise eingesetzten Erdkabel sind gemäß DIN VDE 0276-603 [VDE 0276, 2005] genormt und werden mit Kurzzeichen gekennzeichnet. Diese geben Aufschluss über die verwendeten Kabelmaterialien und -eigenschaften. In semi-urbanen und städtischen NS-Netzen werden bevorzugt Kunststoffkabel vom Typ NAYY oder NAYCWY mit Leiterquerschnitten von $A_L = 50 \text{ mm}^2$ bis $A_L = 185 \text{ mm}^2$ verwendet. NAYCWY-Kabel sind im Gegensatz zu NAYY-Kabeln als Dreileitertyp ausgeführt. Die Funktion des rück- beziehungsweise Neutralleiters wird daher von einem wellenförmig aufgebrauchten Kupferschirm übernommen. Die Leitfähigkeit des Neutralleiters muss dabei identisch zur Leitfähigkeit der Außenleiter sein [Oeding+, 2011].

Die Verwendung von NS-Freileitungen ist eine kostengünstige Alternative insbesondere in ländlichen Gebieten. Sie werden mit blanken oder isolierten Leitern ausgeführt und über Dachständer oder vereinzelt Holzmasten direkt zu Verbrauchern geführt. Die Leiter bestehen bei Freileitungen in der Regel aus Aluminiumlegierungen mit entsprechend hoher Zugfestigkeit [Heuck+, 2010].

2.1.2.3 Überstrom-Schutzeinrichtungen

Der Schutz vor Leitungsüberlastungen erfolgt in NS-Netzen grundsätzlich über NH-Sicherungen, vorzugsweise an jedem Hauptstrang an der Ortsnetzstation und oftmals auch in Kabelverteilerschränken an Kabelverzweigungen. NH-Sicherungen gehören zur Gruppe der Schmelzsicherungen und sind nach ihrem zulässigen Bemessungsstrom und der Auslösecharakteristik klassifiziert [EN 60269, 2010].

2.1.2.4 Endverschlüsse und Kabelmuffen

Endverschlüsse dienen dem Verschluss von NS-Kabeln am Kabelende und verhindern das Eindringen von Feuchtigkeit ins Kabelinnere beziehungsweise bei Massekabeln zusätzlich das Austreten von Isolierflüssigkeit. Die zumeist mittels Schrumpfschlauch hergestellten Endverschlüsse verlieren gegenwärtig durch den Einsatz von Kunststoffkabeln an Bedeutung. Kabelmuffen dienen der Verbindung zweier Kabel und der Kabelverzweigung. Oftmals werden daher die Begriffe Verbindungs- und Abzweigmuffe verwendet. In Kabelnetzen auftretende Versorgungsunterbrechungen entstehen häufig durch defekte Kabelmuffen. Bei Kunststoffkabeln können diese im Gegensatz zu Massekabeln schnell und zuverlässig montiert werden.

2.1.2.5 Kabelverteilerschränke

An zentralen Netzverknüpfungspunkten in NS-Kabelnetzen werden häufig die unterirdisch verlegten Kabel oberirdisch in Kabelverteilerschränke geleitet und über Schaltorgane, üblicherweise NH-Sicherungen, auf eine gemeinsame Vierleiter-Sammelschiene geführt. Dies hat den Vorteil, dass im Allgemeinen jede Kabelstrecke betriebsmäßig einfach abgetrennt werden kann, was besonders im Störfall hilfreich ist, wenn die fehlerbehafteten Netzweige schnellstmöglich freigeschaltet und der übrige Teil des Netzes weiter betrieben werden muss. Typischerweise sind an einen Kabelverteilerschrank, der sich besonders häufig an Straßenkreuzungen befindet und oftmals vereinfachend als Kabelverteiler bezeichnet wird, vier bis acht Kabel aufgelegt.

2.1.2.6 Hausanschlusskästen und Hauptverteilungen

Die Schnittstelle vom öffentlichen NS-Netz zur Verbraucheranlage wird als Hausanschlusspunkt bezeichnet und beinhaltet in Kabelnetzen neben der Hausanschlussabzweigmuffe, Hausanschlussleitung und Hauseinführung auch den Hausanschlusskasten mit NH-Sicherungen als Schutzorgane. Die Verantwortung für das öffentliche Versorgungsnetz endet für den Versorgungsnetzbetreiber an den Abgangsklemmen der Hausanschlusssicherungen. Dieser Punkt wird daher als Übergabepunkt bezeichnet [BDEW, 2007]. Der Hauptverteiler, welcher alle hausinternen Schutzorgane und den Elektrizitätszähler beinhaltet, liegt im Verantwortungsbereich des Endkunden.

2.1.3 Netztopologien

NS-Netze sind ausgehend von der Ortsnetzstation in mehrere Hauptkabelstränge unterteilt. Die Netztopologie richtet sich nach verschiedenen Kriterien wie zum Beispiel der Last- oder Bevölkerungsdichte, den Betriebskosten sowie der gewünschten Versorgungszuverlässigkeit [Oeding+, 2016]. In der Praxis werden Netze als Strahlennetz, verzweigtes Ringnetz oder als vermaschtes Netz ausgeführt. Abbildung 2.1 zeigt hierzu grafisch die entsprechenden Unterschiede. Während in Strahlennetzen die Hauptkabelstränge oder Stichleitungen ausgehend von der Ortsnetzstation strahlenförmig zu den einzelnen Hausanschlusspunkten verlaufen, werden in verzweigten Ringnetzen die Hauptkabelstränge mithilfe von Kabelverteilerschränken zu einer ringähnlichen Netztopologie verbunden. Ist eine Trennstelle am Kabelverteilerschrank im Normalbetrieb geöffnet liegt ein offenes Ringnetz mit zwei Halbringen vor. Von einer Ortsnetzstation

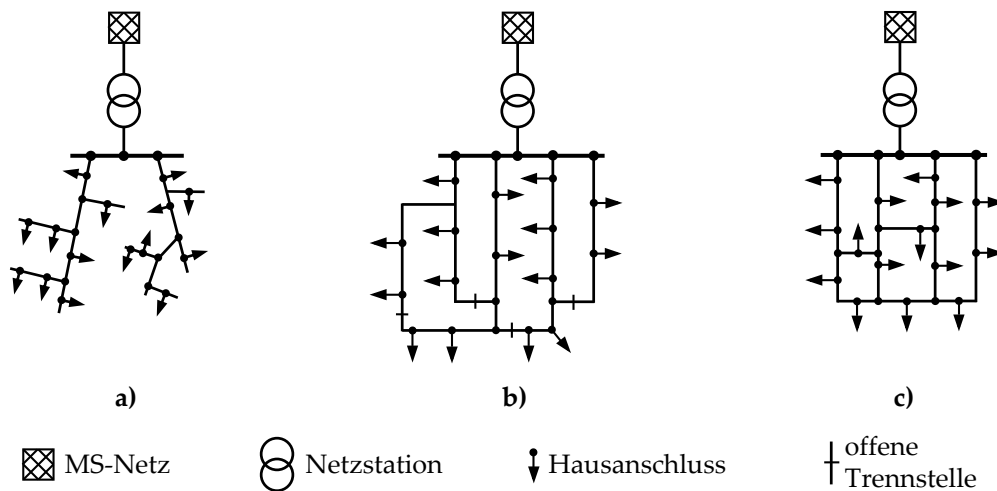


Abbildung 2.1: Struktur von Niederspannungsnetzen

- a) Strahlennetz
- b) Verzweigtes Ringnetz
- c) Vermaschtes Netz

gespeiste Netze mit einer Vielzahl an miteinander verbundenen, verzweigten Leitungen werden als vermaschte Netze bezeichnet. Der Spannungsabfall ist aufgrund der geringeren Netzimpedanz in vermaschten Netzen am geringsten, sodass diese Netztopologie auch für hohe Lastdichten geeignet ist. Auch die Nichtverfügbarkeit ist dort geringer, da durch geeignete Schaltmaßnahmen eine Wiederversorgung sehr schnell erfolgen kann. Jedoch besteht durch eine mehrseitige Versorgung der Kabelstränge die Gefahr, dass Leiterunterbrechungen und ausgelöste NH-Sicherungen in Kabelverteilerschranken unentdeckt im Netz verbleiben. Vermaschte Netze werden daher in der Regel betriebsmäßig mit einzelnen Trennstellen betrieben, wodurch wiederum ring- oder strahlenförmige Netztopologien entstehen. Dies ermöglicht letztlich auch die schnelle Erkennung von Störungen wie Leiterunterbrechungen oder Kurzschlüsse.

2.1.4 Netzform in Niederspannungsnetzen

Nach VDE 0100-300 [VDE 0100, 2009], der Norm zur Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1 000 V, werden NS-Netze zum einen nach der Art und Anzahl an aktiven Leitern und zum anderen nach der Erdungsart unterschieden. Bekannterweise sind NS-Netze in Europa grundsätzlich als Vierleiter-Drehstromnetze mit drei Außenleitern sowie einem gemeinsamen Rückleiter ausgeführt. Die normge-

rechten Bezeichnungen der Außenleiter sind L1, L2 und L3. Der gemeinsame Rückleiter wird als Neutralleiter N bezeichnet. Die Erdungsart beziehungsweise Netzform ist abhängig von der Sternpunktbehandlung des Ortsnetztransformators und den Körper-Erd-Verbindungen von elektrischen Betriebsmitteln. Die gebräuchlichste Netzform in Europa ist das TN-C-S-System [Marenbach+, 2013]. Hierbei ist der Sternpunkt des Ortsnetztransformators als vierter Leiter herausgeführt und direkt geerdet. Zugleich sind alle leitfähigen Körper am Ort der Netzstation und der Betriebserder mit dem vierten Leiter verbunden, der sowohl die Neutralleiter- als auch die Schutzleiterfunktion übernimmt. Er wird als PEN (*Protective Earth Neutral*)-Leiter bezeichnet und neben den drei Außenleitern zusätzlich bis zu den Hausanschlusspunkten geführt. Dort erfolgt eine Auftrennung des PEN-Leiters in einen Schutz- und Neutralleiter. Zudem wird am Hausanschlusspunkt der PEN-Leiter mit dem Anlagenerder verbunden, wodurch der Erdungswiderstand des NS-Netzes gering gehalten wird. [Crastan, 2015]

2.1.5 Charakteristiken des Netzbetriebes

Die Aufgabe der NS-Netze besteht im Anschluss und der Versorgung von ein- und mehrphasigen Endverbrauchern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen. Die typische maximale dreiphasige Hausanschluss-Scheinleistung beträgt unter der Annahme eines maximal zulässigen Betriebsstromes von 63 A circa 45 kVA. Regenerative Erzeugungsanlagen haben typischerweise eine installierte Leistung < 30 kVA, wobei eine einphasige Einspeisung nur bis zu 4,6 kVA gestattet ist.

Der Netzbetrieb ist charakterisiert durch vergleichsweise hohe Unsymmetrien und Neutralleiterströme. Diese resultieren aus der vorwiegenden Nutzung von einphasig betriebenen Geräten. Vielfach sind auch Erzeugungsanlagen nur ein- oder zweiphasig ausgeführt. Weiterhin übertrifft die Summe der von PV-Anlagen eingespeisten Leistung vermehrt die Summe der aktuellen Verbraucherleistungen sodass es zu Rückspeisungen in die MS-Ebene kommt [Hauffe+, 2013]. Der Netzbetrieb erfolgt bedingt durch die Unkenntnis des Netzzustands mit hohen Sicherheitsmargen bei den Leitungsauslastungen, die durch großzügig dimensionierte Leiterquerschnitte erreicht werden. Ein weiterer Zubau an regenerativen Erzeugern bewirkt einen Netzbetrieb, der zunehmend im Bereich der thermisch zulässigen Auslastung liegt.

Die wesentlichen Merkmale der Netzspannung an jedem Netzanschlusspunkt sind für normale Betriebsbedingungen in DIN EN 50160 [EN 50160, 2015] definiert und spezifiziert. Demnach muss der 10-Minuten-Mittelwert der Spannungseffektivwerte an jedem

Netzknoten während 95 % eines Wochenintervalls im Bereich $U_n \pm 10\% \cdot U_n$ liegen. In 5 % eines Wochenintervalls ist eine Spannungsbetragsabsenkung auf $85\% \cdot U_n$ gestattet. Durch die hohe Leistungseinspeisung von PV-Anlagen kommt es zu teils massiven Spannungserhöhungen sowie Spannungsgradienten in NS-Netzen. Maßnahmen zur Verminderung des Spannungsanstiegs wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler werden von Netzbetreibern daher vermehrt eingesetzt.

Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [VDE 4105, 2011] legt grundsätzliche Anforderungen für die Leistungseinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen fest. Insbesondere sollen sich die wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen mit einer Wechselrichter-Bemessungsscheinleistung zwischen 3,68 kVA und 13,8 kVA durch einen gezielten Bezug induktiver Blindleistung von bis zu $\cos \varphi = 0,95$ induktiv an der Spannungshaltung beteiligen. Die Ergebnisse von Leistungsflussberechnungen zeigen weiterhin, dass die Spannungswinkel δ nur in räumlich ausgedehnten NS-Netzen und bei hohen Leitungsauslastungen größer als $\delta = 2^\circ$ sind. Die Winkeldifferenz zwischen zwei Netzknoten beträgt maximal nur wenige $0,1^\circ$ [Heuck+, 2010].

2.1.6 Mathematische Netznachbildung

2.1.6.1 Knotenadmittanzmatrix

Eine Methode zur Analyse elektrischer Netzwerke aus konzentrierten linearen Bauelementen ist das Knotenpotenzialverfahren. Es wird zur Zweigstrom- und Knotenpotenzialbestimmung angewandt und eignet sich besonders zur computergestützten Berechnung von großen Netzwerken. Für die Anwendung ist es zweckmäßig, alle passiven Betriebsmittel wie Leitungen durch Π -Ersatzschaltungen sowie Lasten und Einspeisungen durch komplexe Ströme nachzubilden. Das Verfahren wird in den weiteren Abschnitten genutzt, um elektrische Betriebsmittel und Vierleiter-Drehstromnetze analytisch zu beschreiben. Von besonderem Interesse ist dabei der Aufbau und die Struktur der Knotenadmittanzmatrix. Die folgende Herleitung des Verfahrens ist in wesentlichen Teilen aus [Oeding+, 2011] übernommen. Weitere geringfügig abweichende Vorgehensweisen finden sich in [Heuck+, 2010; Crastan, 2015; Schwab, 2015].

Zur Erläuterung des Verfahrens wird im Folgenden der in Abbildung 2.2 dargestellte einphasige Netzabschnitt betrachtet. Er besteht aus zwei Netzknoten i und j welche über die Zweigadmittanz \underline{Y}_{ij} , respektive die Zweigimpedanz $\underline{Z}_{ij} = 1/\underline{Y}_{ij}$, miteinander verbunden sind. Weiterhin sind die Netzknoten mit dem Bezugsknoten 0 jeweils über

eine Queradmittanz verbunden. Bei allen Betrachtungen wird das Verbraucherzählpfeilsystem vorausgesetzt. Der komplexe Zweigstrom \underline{I}_{ij} kann anhand der komplexen Knotenspannungen \underline{U}_i , \underline{U}_j sowie der Zweigadmittanz \underline{Y}_{ij} durch die nachfolgende Gleichung (2.1-1) bestimmt werden.

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) = -\underline{I}_{ji} \quad (2.1-1)$$

Hingegen ergeben sich die komplexen Querströme ausgehend von den Netzknoten zum Bezugsknoten 0, \underline{I}_{i0} und \underline{I}_{j0} , nach den Gleichungen (2.1-2a) und (2.1-2b). Die Ströme \underline{I}_i und \underline{I}_j sind die komplexen Knotenströme am jeweiligen Netzknoten i, j .

$$\underline{I}_{i0} = \underline{Y}_{i0} \cdot \underline{U}_{i0} \quad (2.1-2a)$$

$$\underline{I}_{j0} = \underline{Y}_{j0} \cdot \underline{U}_{j0} \quad (2.1-2b)$$

Nachfolgend wird der einphasige Fall mit N vorhandenen Netzknoten vorausgesetzt. Dabei besteht die Annahme, dass alle Netz- und der Bezugsknoten über Admittanzen miteinander verbunden sein können. Bei zwei beliebigen, nicht galvanisch verbundenen, Netzknoten i, j ist die zugehörige Zweigadmittanz null. Nach dem Knotenpunktsatz ergibt sich für einen beliebigen Netzknoten $i = 1 \dots N$ die allgemeine Knotenpunktgleichung in Gleichung (2.1-3):

$$\underline{I}_i - \underline{Y}_{i0} \cdot \underline{U}_{i0} - \sum_{j=1, j \neq i}^N \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) = 0 \quad (2.1-3)$$

Die Knotenpunktgleichungen für alle Netzknoten $i = 1 \dots N$ können für den einphasigen Fall allgemein zu einem linearen Gleichungssystem $\underline{Y} \cdot \underline{u} = \underline{i}$ mit der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} sowie Spannungs- und Stromvektoren \underline{u} , \underline{i} zusammengefasst werden.

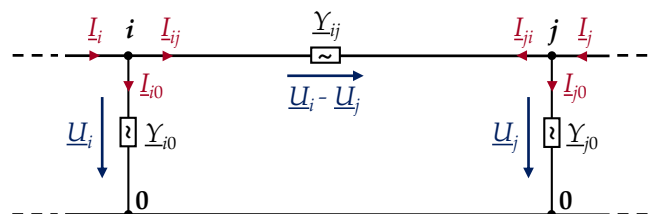


Abbildung 2.2: Netzausschnitt mit den Knoten i und j sowie Bezugsknoten 0

Dieses ist in Matrixschreibweise in Gleichung (2.1-4) dargestellt.

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \cdots & \underline{y}_{1j} & \cdots & \underline{y}_{1N} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \cdots & \underline{y}_{2j} & \cdots & \underline{y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \cdots & \underline{y}_{ij} & \cdots & \underline{y}_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{N1} & \underline{y}_{N2} & \cdots & \underline{y}_{Nj} & \cdots & \underline{y}_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (2.1-4)$$

Die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} ist eine spärlich besetzte quadratische Matrix der Ordnung $N \times N$. Eine Vernachlässigung der betragsmäßig kleinen Queradmittanzen \underline{Y}_{i0} führt dazu, dass \underline{Y} singular ist [Schwab, 2015]. Die Diagonal- und Nichtdiagonalelemente \underline{y}_{ii} und \underline{y}_{ij} bestimmen sich nach den Gleichungen (2.1-5) und (2.1-6). Zur Vermeidung von Verwechslungen mit Zweigadmittanzen werden sie klein geschrieben. Der Index i bezeichnet dabei die Zeilenposition, der Index j die Spaltenposition in \underline{Y} .

$$\underline{y}_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^N \underline{Y}_{ij} + \underline{Y}_{i0} \quad (2.1-5)$$

$$\underline{y}_{ij} = -\underline{Y}_{ij} \quad (2.1-6)$$

Die mathematische Nachbildung eines Drehstromnetzes mit den Leitern L1, L2 und L3 kann gemäß der vorherigen Darstellung erfolgen. Betriebsmittel müssen dabei durch die Dreileiterersatzschaltungen modelliert werden [Schwab, 2015]. Zudem ist die Anpassung der einphasigen Spannungs- und Stromvektoren \underline{u} , \underline{i} auf das Dreileiternetz erforderlich. Folglich kann für jeden Leiter Lx ein Spannungs- und Stromvektor \underline{u}_{Lx} , \underline{i}_{Lx} definiert werden, sodass sich die resultierenden Spannungs- und Stromvektoren für das Dreileiternetz \underline{u}_{L123} und \underline{i}_{L123} nach den Gleichungen (2.1-7) und (2.1-8) ergeben.

$$\underline{u}_{L123} = \begin{bmatrix} \underline{u}_{L1}^T & \underline{u}_{L2}^T & \underline{u}_{L3}^T \end{bmatrix}^T \quad (2.1-7)$$

$$\underline{i}_{L123} = \begin{bmatrix} \underline{i}_{L1}^T & \underline{i}_{L2}^T & \underline{i}_{L3}^T \end{bmatrix}^T \quad (2.1-8)$$

Anstelle der einphasigen Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} ergibt sich im Dreileitersystem mit N Netzknoten die dreiphasige Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{L123} der Ordnung $(3N \times 3N)$ gemäß Gleichung (2.1-9). Ihre Elemente \underline{Y}_{LxLy} stellen hierbei wiederum Admittanzmatrizen dar, die im Gegensatz zum einphasigen Fall nun auch die Zusammenhänge

zwischen den Leitern L_x und L_y abbilden.

$$\underline{Y}_{L123} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{L1L1} & \underline{Y}_{L1L2} & \underline{Y}_{L1L3} \\ \underline{Y}_{L2L1} & \underline{Y}_{L2L2} & \underline{Y}_{L2L3} \\ \underline{Y}_{L3L1} & \underline{Y}_{L3L2} & \underline{Y}_{L3L3} \end{bmatrix} \quad (2.1-9)$$

In Verbindung mit Gleichung (2.1-10) dient \underline{Y}_{L123} nachfolgend zur allgemeinen Nachbildung von Niederspannungsnetzen im Dreileitersystem.

$$\underline{Y}_{L123} \cdot \underline{u}_{L123} = \underline{i}_{L123} \quad (2.1-10)$$

2.1.6.2 Vereinfachte Bestimmung der komplexen Netzknotenspannungen

Die Berechnung der komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_{i,Lx,t}$ mithilfe von Admittanzmatrizen zum Zeitpunkt t erfordert, wie in Gleichung (2.1-4) gezeigt, als Eingangsgrößen die in einen Netzknoten hinein- oder herausfließenden komplexen Knotenströme $\underline{I}_{i,Lx,t} = \underline{I}_{i,Lx,wirk,t} + j \underline{I}_{i,Lx,blind,t}$. Lasten und Erzeugungsanlagen am Knoten i , von denen vorzeichenbehaftet die Wirkleistung $P_{i,Lx,t}$, die Blindleistung $Q_{i,Lx,t}$ und der Spannungsbetrag $U_{i,Lx,t}$ des Leiters L_x bekannt sind, müssen daher durch äquivalente Stromquellen nachgebildet werden [Schwab, 2015]. Die Berechnung des Wirkstroms $\underline{I}_{i,Lx,wirk,t}$ und des Blindstroms $\underline{I}_{i,Lx,blind,t}$ folgt gemäß der Stromgrößendefinition in Abschnitt 14.1 des Anhangs mit den Spannungs-Phasenwinkeln $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ und den Spannungswinkeln $\delta_{i,Lx,t}$ nach den Gleichungen (2.1-11) und (2.1-12).

$$\underline{I}_{i,Lx,wirk,t} = \frac{P_{i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx,t})} \quad (2.1-11)$$

$$\underline{I}_{i,Lx,blind,t} = -\frac{Q_{i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx,t})} \quad (2.1-12)$$

Offensichtlich steht der messtechnisch nicht erfasste Spannungswinkel $\delta_{i,Lx,t}$ für die Berechnung von $\underline{I}_{i,Lx,t}$ nicht zur Verfügung. Da er jedoch gemäß Abschnitt 2.1.5 sehr klein ist, kann er zur Ermittlung der komplexen Knotenspannungen in NS-Netzen näherungsweise zu null gesetzt werden. Weiterhin ist zur Berechnung der komplexen Knotenspannungen ein Bezugsknoten erforderlich, welcher das Bezugspotenzial festlegt. Im Allgemeinen wird hierzu der als Systemgrenze zur überlagerten MS-Ebene definierte Netzknoten an der Ortsnetzstation gewählt. Zugleich wird der Spannungswinkel für den Leiter L1 an der Ortsnetzstation per Definition zu null gesetzt.

2.1.6.3 Verfahren der symmetrischen Komponenten

Drehstromsysteme werden in ihrem Aufbau üblicherweise als symmetrisch angenommen, wodurch oftmals die Beschreibung der elektrischen Betriebsmittel durch einphasige Ersatzschaltbilder mit konzentrierten Bauelementen wie ohmschen Widerständen, Induktivitäten sowie Kapazitäten möglich ist. Hingegen werden insbesondere NS-Netze unsymmetrisch betrieben, sodass die Leiterströme betragsmäßig nicht identisch und die Phasenwinkel der Spannungen ungleich derer im symmetrischen Betrieb sind. Eine Berechnung der unsymmetrischen Netzzustände durch die für den symmetrischen Betrieb geltenden einphasigen Ersatzschaltbilder ist somit ausgeschlossen.

Unsymmetrische Netzzustände lassen sich jedoch besonders leicht durch das Verfahren der symmetrischen Komponenten beschreiben. Es beruht auf dem Überlagerungsprinzip und ermöglicht die Zerlegung eines beliebig unsymmetrischen gekoppelten Drehstromsystems in drei voneinander unabhängige symmetrische Systeme, die auch als Komponentensysteme bezeichnet werden. Diese können sowohl für Drehspannungs- als auch für Drehstromsysteme bestimmt werden. Es wird jedoch ein stationärer Betrieb vorausgesetzt, da mit Zeigergrößen keine transienten Vorgänge beschrieben werden können. Die Herleitung der mathematischen Zusammenhänge erfolgt nachfolgend zunächst für komplexe Leiterströme ausgehend von [Oeding+, 2011].

Die erste entstehende Komponente ist das Mitsystem, welches ein Drehstromsystem mit positiver Phasenfolge darstellt. Das Gegensystem, die zweite Komponente, ist ebenfalls ein Drehstromsystem, jedoch mit negativer Phasenfolge. Darüber hinaus entsteht das sogenannte Nullsystem, welches aus drei identischen Strömen mit gleichem Betrag und identischer Phasenlage besteht. Es tritt nur dann auf, wenn die Summe der komplexen Leiterströme eines Drehstromsystems ungleich null ist. Entsprechend DIN 1304-3 werden die jeweiligen Größen im Mit-, Gegen- und Nullsystem mit den Indizes 1, 2 und 0 gekennzeichnet. Vereinfachend werden die Komponentengrößen stets nur für einen Bezugsleiter angegeben. Für die weitere Betrachtung wird hierfür Leiter L1 gewählt.

Ausgehend von den drei für den Netzknoten i vorliegenden unsymmetrischen komplexen Leiterströmen $\underline{I}_{i,L1}$, $\underline{I}_{i,L2}$ und $\underline{I}_{i,L3}$ können mithilfe des komplexen Drehoperators $\underline{a} = e^{j120^\circ}$ und der Transformationsmatrix \underline{T} nach Gleichung (2.1-13) die komplexen Komponentenströme $\underline{I}_{i,1}$, $\underline{I}_{i,2}$ und $\underline{I}_{i,0}$ in Matrizenschreibweise entsprechend Gleichung (2.1-14) ermittelt werden. Voraussetzung hierfür sind sinusförmige Stromverläufe mit identischer Frequenz. Zudem erfolgt die Betrachtung stets zu einem

gemeinsamen Zeitpunkt, sodass nachfolgend auf den Zeitindex t verzichtet wird.

$$\underline{\mathbf{T}} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.1-13)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{i,1} \\ \underline{I}_{i,2} \\ \underline{I}_{i,0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{i,L1} \\ \underline{I}_{i,L2} \\ \underline{I}_{i,L3} \end{bmatrix} \quad (2.1-14)$$

Die Rücktransformation von symmetrischen Komponentengrößen in die Größen des Drehstromsystems erfolgt durch die Inverse $\underline{\mathbf{T}}^{-1}$ der Transformationsmatrix $\underline{\mathbf{T}}$ unter Verwendung der Identitätsmatrix $\underline{\mathbf{E}} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{T}}^{-1}$ nach Gleichung (2.1-15).

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{i,L1} \\ \underline{I}_{i,L2} \\ \underline{I}_{i,L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{i,1} \\ \underline{I}_{i,2} \\ \underline{I}_{i,0} \end{bmatrix} \quad (2.1-15)$$

Aus den gezeigten Zusammenhängen können folglich die Kurzformen der Transformationen in symmetrische Komponenten und die entsprechenden Rücktransformationen, sowohl für Strom- als auch für Spannungsgrößen, abgeleitet werden [Oeding+, 2011]. Dabei sind $\underline{i}_{i,L123}$ und $\underline{u}_{i,L123}$ die komplexen Vektoren in Leitergrößen aus Abschnitt 2.1.6.1 sowie $\underline{i}_{i,120}$ und $\underline{u}_{i,120}$ die in symmetrischen Komponenten.

$$\underline{i}_{i,120} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{i}_{i,L123} \quad (2.1-16a)$$

$$\underline{u}_{i,120} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{u}_{i,L123} \quad (2.1-16b)$$

$$\underline{i}_{i,L123} = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \cdot \underline{i}_{i,120} \quad (2.1-16c)$$

$$\underline{u}_{i,L123} = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \cdot \underline{u}_{i,120} \quad (2.1-16d)$$

Die Zusammenhänge für die Transformation von Admittanzmatrizen in die Systeme der symmetrischen Komponenten und zurück ergeben sich ausgehend von Gleichung (2.1-10) und Einsetzen der Beziehungen aus den Gleichungen (2.1-16a) bis (2.1-16d) allgemein wie folgt:

$$\underline{\mathbf{Y}}_{120} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{Y}}_{L123} \cdot \underline{\mathbf{T}}^{-1} \quad (2.1-17)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{L123} = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{Y}}_{120} \cdot \underline{\mathbf{T}} \quad (2.1-18)$$

2.1.6.4 Ersatzschaltbild von Niederspannungsleitungen

Die mathematische Nachbildung einer Leitung zwischen den Knoten i und j in einem Vierleiternetz erfolgt vereinfacht durch das in Abbildung 2.3 dargestellte dreiphasige Π -Ersatzschaltbild [Oeding+, 2011]. Dabei wird aufgrund des in der Regel symmetrischen Leitungsaufbaus angenommen, dass die Leitungsparameter der Außenleiter sowie die kapazitiven und induktiven Kopplungen leiterunabhängig sind. Ableitungswiderstände gegen Erde sind zudem vernachlässigt. Auf die Darstellung der induktiven Leiterkopplungen wurde in Abbildung 2.3 verzichtet. Die Kenngrößen des Ersatzschaltbildes sind bezüglich der Außenleiter die Resistanz R_{ij} , die Reaktanz X_{ij} und die Außenleiter-Koppelkapazität C_{ij} . Zur Nachbildung des Neutralleiters sind die Resistanz $R_{ij,N}$, die Reaktanz $X_{ij,N}$ und die Erdkapazität C_N zu berücksichtigen.

Ausgehend von Abbildung 2.3 kann mithilfe des in Abschnitt 2.1.6.1 erläuterten Knotenpotenzialverfahrens die Admittanzmatrix \underline{Y}_{L123} der Leitung in Leitergrößen bestimmt werden. Die computergestützte Berechnung von unsymmetrischen Netzzuständen auf Basis von \underline{Y}_{L123} resultiert aufgrund der gekoppelten Leitersysteme in hohen Rechenzeiten. Zweckmäßiger ist unter Verwendung von Gleichung (2.1-17) die Transformation von \underline{Y}_{L123} zur Admittanzmatrix \underline{Y}_{120} in symmetrische Komponenten.

Als Ergebnis folgen die drei vollständig voneinander entkoppelten Π -Ersatzschaltbilder im Mit-, Gegen- und Nullsystem. Bei nicht-rotierenden Betriebsmitteln wie einer NS-Leitung sind die Ersatzschaltungen und Leitungsparameter im Mit- und Gegensystem identisch [Crastan, 2015]. Es ist daher ausreichend, nur die in Abbildung 2.4 dargestellten Ersatzschaltbilder für Mit- und Nullsystem zu betrachten. Als Leitungsparameter im Mitsystem dienen die Resistanz R_1 , die Reaktanz X_1 und die Kapazität C_1 . Die Nullsystemparameter sind die Resistanz R_0 , die Reaktanz X_0 und die Kapazität C_0 . Die

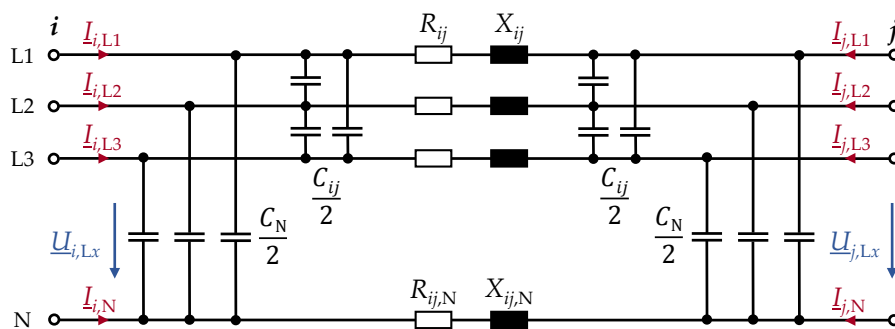


Abbildung 2.3: Dreiphasiges Π -Ersatzschaltbild einer Niederspannungsleitung

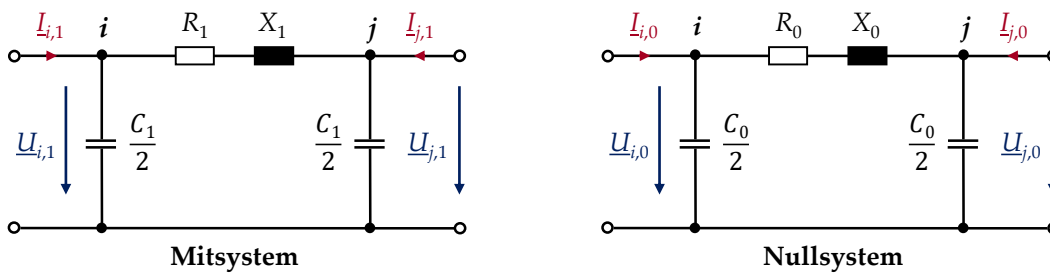


Abbildung 2.4: Leitungs-Ersatzschaltbilder im Mit- und Nullsystem

Vorgehensweise zur analytischen Bestimmung der Leitungsparameter kann [Oeding+, 2016] entnommen werden. Allgemein variieren diese in Abhängigkeit des Leitungstyps und der Ausführung des PEN-Leiters.

Die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Untersuchungen basieren auf reinen Kabelnetzen mit überwiegend eingesetzten Dreileiterkabeln vom Typ NAYCWY $3 \times 185/185$. Bei diesen Kabeln übernimmt der Kabelschirm die Rückleiterfunktion [Oeding+, 2016]. Die Leitfähigkeit der Außenleiter sowie des Kabelschirms entspricht dabei der eines Aluminiumleiters mit Leiterquerschnitt $A_L = 185 \text{ mm}^2$ [Heuck+, 2010]. Weiterhin kommen Dreileiterkabel vom Typ NYCWY $3 \times 70/70$, NYCWY $3 \times 50/50$ und NYCWY $3 \times 25/25$ zum Einsatz, bei denen im Gegensatz zum Kabeltyp NAYCWY Kupfer als Leitermaterial genutzt wird.

Bedingt durch die Schirm- und Erdrückleitung können Nullsystemparameter oftmals nur messtechnisch ermittelt werden. Erfahrungen zeigen jedoch, dass sie näherungsweise aus den Mitsystemparametern bestimmbar sind, wobei gemäß [Oeding+, 2011] für die genannten Kabeltypen für Resistenzen, Reaktanzen und Kapazitäten die Quotienten aus Tabelle 14.1 in Abschnitt 14.2 im Anhang gelten. Die auf die Leitungslänge ℓ_{ij} bezogenen Resistenz-, Reaktanz- und Kapazitätsbeläge ergeben sich mit diesen Werten im Mit- und Nullsystem gemäß Tabelle 14.2. Zusätzlich sind darin Angaben zum jeweiligen Leitungsbemessungsstrom I_T enthalten, der die thermisch maximal zulässige Leiterbelastung vorgibt.

Für die computergestützte Berechnung ist es zweckmäßig, die Leitung auf Basis von Admittanzmatrizen für das jeweilige Mit-, Gegen- und Nullsystem zu beschreiben. Die Werte aus Tabelle 14.2 müssen hierfür, wie in den nachfolgenden Gleichungen (2.1-19) bis (2.1-21) gezeigt, in äquivalente Leitwerte überführt werden. In Längsrichtung folgt ausgehend von R'_s der Konduktanzbelag G'_s und auf Basis von X'_s der Suszeptanzbelag B'_s . In Querrichtung ergibt sich ausgehend von der Querkapazität C'_s der bezogene

Suszeptanzbelag $B'_{s,C}$. Der Index s in den Gleichungen kennzeichnet dabei analog zu Abschnitt 2.1.6.3 entsprechend das Mit-, Gegen und Nullsystem.

$$G'_s = \frac{R'_s}{R'^2_s + X'^2_s} \quad (2.1-19)$$

$$B'_s = \frac{-X'_s}{R'^2_s + X'^2_s} \quad (2.1-20)$$

$$B'_{s,C} = 2\pi f_n \cdot C'_s \quad (2.1-21)$$

2.1.6.5 Mathematische Nachbildung des Gesamtnetzes

Ausgehend von der Leitungsnachbildung in symmetrischen Komponenten können unter Verwendung des Knotenpotenzialverfahrens für das Gesamtnetz die Admittanzmatrizen $\underline{Y}_{1,Netz}$, $\underline{Y}_{2,Netz}$ und $\underline{Y}_{0,Netz}$ in symmetrischen Komponenten aufgestellt werden. Die Matrizen der einzelnen Systeme sind wiederum spärlich besetzt und voneinander entkoppelt. Die Beschreibung des Gesamtnetzes erfolgt letztlich vollständig durch die Admittanzmatrix $\underline{Y}_{120,Netz}$ in Gleichung (2.1-22).

$$\underline{Y}_{120,Netz} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1,Netz} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \underline{Y}_{2,Netz} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \underline{Y}_{0,Netz} \end{bmatrix} \quad (2.1-22)$$

2.2 Erfassung von Netzbetriebsgrößen durch Smart Meter

2.2.1 Aufbau, Funktionsweise und Eigenschaften von Smart Metern

Zunehmend erfolgt die dreiphasige Messung elektrischer Energie über elektronische Elektrizitätszähler [Crastan+, 2012]. Alle elektronischen Zähler ermitteln die Energie für ein Zeitintervall Δt indirekt über Messwerte für Spannungs- und Strombeträge sowie Leistungsfaktoren. Zugleich bestimmen sie die Leistungsflussrichtung, sodass unterschiedliche Tarifmodelle für Energieverbrauch und -erzeugung möglich sind.

Smart Meter gehören zur Gruppe der elektronischen Zähler und sind diejenigen mit dem größten Funktionsumfang. Neben den genannten Größen messen sie oftmals auch Spannungs- und Stromwinkel sowie vorzeichenbehaftet Wirk- und Blindleistungen je

Leiter. Sie verfügen über ein Kommunikationsmodul, welches Netzbetreibern aus technischer Sicht ermöglicht, die erfassten Messdaten automatisiert auszulesen. Endkunden können über eine unidirektionale Schnittstelle ihren Energieverbrauch einsehen. Ein Smart Meter besteht im Wesentlichen aus einer Messeinheit, dem Mikroprozessor und Speicher-, Steuer- und Kommunikationsmodulen. Für die Messungen stehen unabhängig voneinander sechs bis 20 Messkanäle zur Verfügung, wobei die Anzahl je nach Zählertyp und -hersteller variiert. Das Messintervall kann variabel zwischen wenigen Sekunden und mehreren Stunden gewählt werden [Aichele+, 2013]. Im Bereich der Energieversorgung hat sich ein Messintervall von 15 Minuten bewährt.

Die Messgrößenerfassung erfolgt entweder nur für einen einzelnen Zeitpunkt oder durch Mittelwertbildung über ein Zeitintervall. Für die abrechnungsrelevante Wirkenergie gilt überwiegend die Genauigkeitsklasse A oder B [MID, 2014]. Für die Messung von Netzbetriebsgrößen sind im Zählerdatenblatt vielfach keine relativen Fehler angegeben, da diese nicht zur Abrechnung dienen und somit keine eichtechnische Prüfung erfolgt. Jedoch werden die Netzbetriebsgrößen-Messwerte zur rechnerischen Bestimmung der abrechnungsrelevanten Energie verwendet. Somit ist davon auszugehen, dass die Messgenauigkeit von Netzbetriebsgrößen höher ist als die von abrechnungsrelevanten Größen. Grundsätzlich empfiehlt sich jedoch bei der Verwendung von gemessenen Netzbetriebsgrößen die exemplarische Prüfung der Messgenauigkeiten.

2.2.2 Übertragung von Smart-Meter-Messdaten

Die Übertragung der Smart-Meter-Messdaten zum Auswertesystem der Netzbetreiber erfolgt über ein Smart-Meter-Gateway [Aichele+, 2013]. Dieses übernimmt die Verschlüsselung der personenbezogenen Messdaten und trägt dafür Sorge, dass nur autorisierte Geräte und Personen auf diese Daten zugreifen können. Gegenwärtig sind keine zertifizierten Smart-Meter-Gateways kommerziell verfügbar, da hinsichtlich der Datenschutz- und Datensicherheitsaspekte keine einheitlichen Regeln existieren. Zukünftig werden seitens des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) jedoch technische Richtlinien herausgegeben, die einen Schutz der personenbezogenen Daten gewährleisten sollen. Als Übertragungstechnologie bis zu einem Datenkonzentrator, der sich beispielsweise in Ortsnetzstationen befinden kann, wird häufig Power Line Communication (PLC) genutzt [Aichele+, 2013]. Dies hat den Vorteil, dass eine leitungsgebundene Datenübertragung erfolgt, jedoch keine zusätzlichen Datenleitungen im entsprechenden Netz installiert werden müssen.

2.3 Grundlagen der Zustandsschätzung

2.3.1 Aufgaben der Netzzustandsschätzung

In Übertragungs-, Transport- und Mittelspannungsnetzen basieren die Netzführung und die dabei verwendeten Analyseverfahren im Allgemeinen auf einem konsistenten einphasigen Netzabbild, welches zyklisch aktualisiert wird. Zum Zeitpunkt t sind dabei die komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_{i,t}$ im Mitsystem an allen Netzknoten i gemäß Gleichung (2.3-1) sowie die Wirk- und Blindleistungen im Mitsystem bekannt.

$$\underline{U}_{i,t} = |\underline{U}_{i,t}| \cdot e^{j\delta_{i,t}} = U_{i, \text{re},t} + j U_{i, \text{im},t} \quad (2.3-1)$$

Alle Knotenspannungen $\underline{U}_{i,t}$ definieren zusammen eindeutig den Netzzustandsvektor x_t nach Gleichung 2.3-2 für ein Netz mit N Netzknoten. Dieser kann sowohl in Exponentialform durch Spannungsbeträge $|\underline{U}_{i,t}|$ und Spannungswinkel $\delta_{i,t}$ oder in algebraischer Form durch Real- und Imaginärteile $U_{i, \text{re},t}$ und $U_{i, \text{im},t}$ beschrieben werden. Bei Zustandsschätzsystemen für Übertragungs- und Transportnetze wird dabei angenommen, dass sowohl das Netz selbst als auch die Betriebsgrößen symmetrisch sind und somit eine einphasige Betrachtung ausreicht [Handschin, 1987].

$$x_t = \left[|\underline{U}_{1,t}| \quad |\underline{U}_{2,t}| \quad \dots \quad |\underline{U}_{N,t}| \quad \delta_{1,t} \quad \delta_{2,t} \quad \dots \quad \delta_{N,t} \right]^T \quad (2.3-2)$$

Spannungsbeträge können an nahezu jedem Netzknoten gemessen werden. Hingegen ist die Ermittlung von Spannungswinkeln gegen einen Referenznetzknoten nur aufwändig in Übertragungsnetzen möglich, sodass diese aus anderen gemessenen Größen bestimmt werden müssen. Aufgrund von Messfehlern ist dies nicht exakt möglich. Ein Messwert $z_{k,t}^{\text{mess}}$ der Messung k zum Zeitpunkt t setzt sich nach Gleichung (2.3-3) aus einem wahren Wert $z_{k,t}^{\text{wahr}}$ und einem stochastischen Messfehler $e_{k,t}$ zusammen, wobei e_k als normalverteilt mit Erwartungswert $\mu_e = 0$ und Standardabweichung σ_{e_k} angenommen wird [Abur+, 2004]. Die zugehörige Wahrscheinlichkeitsdichte $f(z_{k,t}^{\text{mess}})$ ergibt sich ausgehend von $z_{k,t}^{\text{wahr}}$ und σ_{e_k} nach Gleichung (2.3-4).

$$z_{k,t}^{\text{mess}} = z_{k,t}^{\text{wahr}} + e_{k,t} \quad (2.3-3)$$

$$f(z_{k,t}^{\text{mess}}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_{e_k}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{z_{k,t}^{\text{mess}} - z_{k,t}^{\text{wahr}}}{\sigma_{e_k}} \right)^2} \quad (2.3-4)$$

In der Regel ist in den Hoch- und Mittelspannungsebenen die Gesamtanzahl an messtechnisch erfassten Netzbetriebsgrößen deutlich größer als die Anzahl der zur Leistungsflussberechnung erforderlichen Eingangsgrößen. Dadurch und aufgrund der fehlerbehafteten Messwerte ist die Bestimmung des Netzzustandes nicht mehr geschlossen durch die Lösung eines nichtlinearen Gleichungssystems möglich. Vielmehr muss der wahrscheinlichste Netzzustand \hat{x}_t mithilfe eines geeigneten, statistischen Schätz- oder Ausgleichsrechnungsverfahrens ermittelt werden. Die Bestimmung von \hat{x}_t ist letztlich die Kernaufgabe der Netzzustandsschätzung [Monticelli, 2012].

Die Genauigkeit der Schätzung steigt mit der Anzahl an Informationen, die von mehreren, voneinander unabhängigen, Messgeräten redundant erfasst werden. Generell ist dabei die Messwertredundanz η nach Gleichung (2.3-5) als das Verhältnis der Anzahl an gemessenen Größen M zur Anzahl der unbekanntes Netzgrößen definiert, wobei N die Anzahl an Netzknoten ist. Hierbei wird angenommen, dass an jedem Netzknoten zwei unbekannte Netzgrößen existieren und ein Spannungswinkel an einem Referenzknoten vorgegeben wird.

$$\eta = \frac{M}{2N - 1} - 1 \quad (2.3-5)$$

2.3.2 Netzzustandsschätzung als Optimierungsproblem

Ausgehend von der Wahrscheinlichkeitsdichte $f(z_{k,t}^{\text{mess}})$ aus Gleichung (2.3-4) kann für alle zum Zeitpunkt t erfolgende Messungen $k = 1 \dots M$ eine gemeinsame multivariate Wahrscheinlichkeitsdichte $f_m(z_t^{\text{mess}})$ abgeleitet werden, die, nach dem englischen Wort für Wahrscheinlichkeit, üblicherweise als Likelihood-Funktion bezeichnet wird [Schlittgen, 2009; Abur+, 2004]. Unter der Voraussetzung voneinander unabhängiger Messungen ergibt sich $f_m(z_t^{\text{mess}})$ nach Gleichung (2.3-6) durch die Multiplikation der für jede Messung gültigen Wahrscheinlichkeitsdichte $f(z_{k,t}^{\text{mess}})$. Die Größe z_t^{mess} beinhaltet alle Messwerte $z_{k,t}^{\text{mess}}$ und wird als Messvektor bezeichnet.

$$f_m(z_t^{\text{mess}}) = f(z_{1,t}^{\text{mess}}) \cdot f(z_{2,t}^{\text{mess}}) \cdot \dots \cdot f(z_{M,t}^{\text{mess}}) \quad (2.3-6)$$

$$z_t^{\text{mess}} = [z_{1,t}^{\text{mess}}, z_{2,t}^{\text{mess}}, \dots, z_{M,t}^{\text{mess}}]^T \quad (2.3-7)$$

Durch die Logarithmierung von $f_m(z_t^{\text{mess}})$ ergibt sich die sogenannte Log-Likelihood-Funktion L nach Gleichung (2.3-8). Es ist erkennbar, dass L aus einem zeitlich variablen und zwei konstanten Termen zusammengesetzt ist. Aus Gründen der Übersichtlichkeit

wird hierbei und im Folgenden auf den Zeitpunkts-Index t verzichtet. Es wird jedoch angenommen, dass alle Messwerte für den identischen Zeitpunkt t vorliegen.

$$\begin{aligned}
 L &= \log f_m(\mathbf{z}^{\text{mess}}) = \sum_{k=1}^M \log f(z_k^{\text{mess}}) \\
 &= -\frac{1}{2} \cdot \sum_{k=1}^M \left(\frac{z_k^{\text{mess}} - z_k^{\text{wahr}}}{\sigma_{e_k}} \right)^2 - \frac{M}{2} \cdot \log 2\pi - \sum_{k=1}^M \log \sigma_{e_k} \quad (2.3-8)
 \end{aligned}$$

Die wahrscheinlichste Kombination der wahren Messwerte z_k^{wahr} wird durch die Maximierung der Log-Likelihood-Funktion L in Gleichung (2.3-9a) erreicht. Offensichtlich führt jedoch auch die Minimierung des variablen Terms in Gleichung (2.3-8) zur Maximierung von L . Aufgrund der einfacheren Berechnung wird zur Optimierung daher überwiegend Gleichung (2.3-9b) verwendet, wobei J als Zielfunktion bezeichnet wird.

$$\text{maximiere} \quad L = \log f_m(\mathbf{z}^{\text{mess}}) \quad (2.3-9a)$$

$$\text{oder minimiere} \quad J = \sum_{k=1}^M \left(\frac{z_k^{\text{mess}} - z_k^{\text{wahr}}}{\sigma_{e_k}} \right)^2 \quad (2.3-9b)$$

2.3.3 Mess- und Ersatzwertarten

Für die Netzzustandsschätzung ist prinzipiell jegliche Art von Netzgrößen-Information von Nutzen. Daher liegt es nahe, außer den tatsächlich messtechnisch erfassten Werten, die als reale Messwerte bezeichnet werden, auch Ersatzwerte mit akzeptabler Genauigkeit zu verwenden. Ersatzmesswerte sind dabei näherungsweise bestimmte Werte für Verbrauchs- und Einspeiseleistungen. Die Genauigkeit von Ersatzmesswerten hängt insbesondere von der Ermittlungsmethode ab. Analytisch bestimmte Ersatzmesswerte haben in der Regel eine höhere Genauigkeit als probabilistisch ermittelte. Sowohl für reale Messwerte als auch für Ersatzmesswerte wird typischerweise angenommen, dass deren Messfehler analog zu Gleichung (2.3-3) normalverteilt mit einem Erwartungswert $\mu_e = 0$ und einer Standardabweichung σ_e ist. Virtuelle Messwerte sind wiederum exakte Werte, die keinen Messfehler aufweisen. Sie kommen insbesondere bei der Berücksichtigung von Stromsummen an Netzknoten zum Einsatz, an denen die Stromsumme nach dem Knotenpunktsatz stets null ist [Abur+, 2004].

2.3.4 Arten und Eigenschaften von Zustandsschätzverfahren

2.3.4.1 Weighted-Least-Square-Normalform

Ausgehend von der Zielfunktion J in Gleichung (2.3-9b) kann der wahrscheinlichste Netzzustand \hat{x} näherungsweise durch die Minimierung von J ermittelt werden. Dieses Verfahren wird auch als Methode zur Minimierung der gewichteten Fehlerquadrate oder als Weighted-Least-Square-Verfahren bezeichnet [Ross, 2006]. Die zunächst als bekannt vorausgesetzten exakten Messwerte z_k^{wahr} der Messung k müssen dazu anhand Gleichung (2.3-10) als Funktion des exakten Netzzustands x und des Messfehlers e_k beschrieben werden.

$$z_k^{\text{mess}} = z_k^{\text{wahr}} + e_k = h_k(x) + e_k \quad (2.3-10)$$

Abhängig vom Typ der Messung ist die Funktion $h_k(x)$ entweder linear oder nicht-linear. Ähnlich wie bei Leistungsflussberechnungen führt die Annahme konstanter Leistungen auch bei der Netzzustandsschätzung zu einem nichtlinearen Zusammenhang, sodass alle $h_k(x)$ nichtlineare Funktionen darstellen. Folglich ergibt sich das allgemeine Messmodell für alle M Messungen nach Gleichung (2.3-11).

$$z^{\text{mess}} = \begin{bmatrix} z_1^{\text{mess}} \\ z_2^{\text{mess}} \\ \vdots \\ z_M^{\text{mess}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_N) \\ \vdots \\ h_M(x_1, x_2, \dots, x_N) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_M \end{bmatrix} \quad (2.3-11)$$

Falls es dennoch gelingt, den Zusammenhang zwischen dem exakten Netzzustandsvektor x und dem Messvektor z^{mess} linear zu beschreiben, folgt daraus in Matrixschreibweise das lineare Messmodell in Gleichung (2.3-12) mit der im Allgemeinen spärlich besetzten Messmodellmatrix H der Ordnung $M \times (2N - 1)$.

$$z^{\text{mess}} = H \cdot x + e = z^{\text{wahr}} + e \quad (2.3-12)$$

Unter Einbeziehung von $z^{\text{wahr}} = H \cdot x$ verändert sich die Zielfunktion J nach Gleichung (2.3-9b), sodass die modifizierte Zielfunktion in Gleichung (2.3-13) entsteht. Der Vektor h_k^{T} stellt dabei den linearen Zusammenhang zwischen x und z_k^{mess} für Messung k her und entspricht der k -ten Zeile von H . Zur Vereinfachung werden alle Varianzen $\sigma_{e_k}^2$ der Messfehler in einer Gewichtungsmatrix R zusammengefasst. Das

Hauptdiagonalelement R_{kk} der Diagonalmatrix beinhaltet dabei die Varianz $\sigma_{e_k}^2$.

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^M \left(\frac{z_k^{\text{mess}} - \mathbf{h}_k^T \cdot \mathbf{x}}{\sigma_{e_k}} \right)^2 = \sum_{k=1}^M \frac{\left(z_k^{\text{mess}} - \mathbf{h}_k^T \cdot \mathbf{x} \right)^2}{R_{kk}} \quad (2.3-13)$$

Ausgehend von Gleichung (2.3-13) folgt somit in Matrixschreibweise die Zielfunktion nach Gleichung (2.3-14):

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x}]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x}] \quad (2.3-14)$$

Durch das Einführen des Residuenvektors \mathbf{r} nach Gleichung (2.3-15) ergibt sich weiterhin eine vereinfachte Schreibweise nach Gleichung (2.3-16):

$$\mathbf{r} = \mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \quad (2.3-15)$$

$$J(\mathbf{x}) = \mathbf{r}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{r} \quad (2.3-16)$$

Durch die Minimierung von $J(\mathbf{x})$ kann der wahrscheinlichste Netzzustand $\hat{\mathbf{x}}$ durch das Lösen von Gleichung (2.3-17) gemäß Gleichung (2.3-18) ermittelt werden [Abur+, 2004]. Dazu wird zur Vereinfachung die Verstärkungsmatrix $\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$ eingeführt.

$$\mathbf{G} \cdot \hat{\mathbf{x}} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}^{\text{mess}} \quad (2.3-17)$$

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \cdot \left[\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}^{\text{mess}} \right] \quad (2.3-18)$$

Bedingt durch die oftmals nahezu singuläre Verstärkungsmatrix \mathbf{G} ist die Berechnung von $\hat{\mathbf{x}}$ nach Gleichung (2.3-18) anfällig für numerische Instabilitäten, welche gegebenenfalls zu falschen Ergebnissen führen. Folglich müssen andere Verfahren für die Berechnung von $\hat{\mathbf{x}}$ ausgehend von Gleichung (2.3-16) angewendet werden.

2.3.4.2 Augmented-Matrix-Verfahren

Ein numerisch weitgehend robustes Verfahren zur Netzzustandsschätzung basiert auf dem Augmented-Matrix-Ansatz nach [Gjelsvik+, 1985]. Dabei werden alle Messungen, welche zur weitgehenden Singularität der Verstärkungsmatrix \mathbf{G} führen, als Nebenbedingungen gesetzt und nicht in die eigentliche Optimierung miteinbezogen [Gou, 2005]. Hierzu zählen insbesondere die als exakt anzunehmenden virtuellen Messungen. Weiterhin wird die Gewichtungsmatrix \mathbf{R} mit einem konstanten Vorfaktor $1/\alpha$ multipliziert, der bei entsprechender Wahl zu einer hohen numerischen Stabilität

des Verfahrens und vergleichsweise geringen Konditionszahlen führt. Das nach [Abur+, 2004] in Gleichung (2.3-19) dargestellte Optimierungsproblem ist zunächst durch die bekannte Zielfunktion $J(x)$ definiert. Der Vorfaktor $1/2$ dient zur Vereinfachung und hat anderweitig keinen Einfluss. Die für reale Messwerte und Ersatzmesswerte geltenden Gleichungen sind Bestandteil der Messmodellmatrix H_R . Die Zusammenhänge zwischen virtuellen Messungen und dem Netzzustand x werden durch die Matrix C beschrieben. Weiterhin gilt als Restriktion die bereits zuvor hergeleitete Beziehung zwischen z^{mess} , H_R , x und r nach Gleichung (2.3-15).

$$\begin{aligned} \text{minimiere} \quad & J(x) = \frac{1}{2} \cdot r^T \cdot \alpha \cdot R^{-1} \cdot r \\ \text{bezogen auf} \quad & C \cdot x = 0 \\ \text{und} \quad & r - z^{\text{mess}} + H_R \cdot x = 0 \end{aligned} \quad (2.3-19)$$

Nach Gleichung (2.3-20) kann das Optimierungsproblem mittels einer Lagrange-Funktion \mathcal{L} beschrieben werden. Die zwei Lagrange-Multiplikatoren, in Form der Spaltenvektoren λ und μ , dienen dabei als Optimierungsparameter.

$$\mathcal{L} = J(x) - \lambda^T \cdot C \cdot x - \mu^T \cdot (r - z^{\text{mess}} + H_R \cdot x) \quad (2.3-20)$$

Die Bestimmung der Lagrange-Optimalitätsbedingungen durch die partiellen Ableitungen von \mathcal{L} liefert die Zusammenhänge nach den Gleichungen (2.3-21).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} = 0 \quad \Rightarrow \quad C^T \cdot \lambda + H_R^T \cdot \mu = 0 \quad (2.3-21a)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \quad \Rightarrow \quad C \cdot x = 0 \quad (2.3-21b)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial r} = 0 \quad \Rightarrow \quad \alpha \cdot R^{-1} \cdot r - \mu = 0 \quad (2.3-21c)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu} = 0 \quad \Rightarrow \quad r - z^{\text{mess}} + H_R \cdot x = 0 \quad (2.3-21d)$$

Da insgesamt vier Gleichungen für die Bestimmung von drei Unbekannten vorliegen, kann durch die Umstellung von Gleichung (2.3-21d) und entsprechendes Einsetzen in die übrigen Gleichungen der Residuenvektor r eliminiert werden. Folglich ergibt sich für das Optimierungsproblem das lineare Gleichungssystem aus Gleichung (2.3-22). Die Systemmatrix wird dabei üblicherweise als Hachtel-Matrix oder Augmented-Matrix A_H bezeichnet. Der wahrscheinlichste Netzzustand \hat{x} ergibt sich durch das

Lösen von Gleichung (2.3-22) und die Separation von \hat{x} aus dem Lösungsvektor.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} & \mathbf{H}_R & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_R^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix}}_{\text{Hachtel-Matrix } A_H} \cdot \begin{bmatrix} \mu \\ \hat{x} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z^{\text{mess}} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.3-22)$$

2.3.5 Grundlagen der Bad-Data-Erkennung

Die Erkennung grob falscher Messwerte, sogenannter Bad Data, erfolgt als Bestandteil der Netzzustandsschätzung im Wesentlichen anhand der Analyse des Residuenvektors \mathbf{r} mit verschiedenen Bad-Data-Erkennungsverfahren. Bewährt hat sich diesbezüglich die erstmalig in [Handschin+, 1975] beschriebene Methode der größten normierten Residuen. Dabei wird zunächst \mathbf{r} nach Gleichung (2.3-15) ermittelt, also die Differenz zwischen Messvektor \mathbf{z}^{mess} und dem geschätzten Messvektor $\hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}}$ [Abur+, 2004]:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z}^{\text{mess}} - \hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}} = \mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \hat{\mathbf{x}} \quad (2.3-23)$$

Falls keine Bad Data existieren, spiegelt \mathbf{r} die als normalverteilt angenommenen und für jede Messung $k = 1 \dots M$ unabhängig voneinander auftretenden Messfehler e_k wider. Oftmals unterscheiden sich die Einheiten und Größenordnungen der zugehörigen Messwerte, sodass die Residuen untereinander nicht vergleichbar sind. Durch Normierung jedes Residuums r_k auf dessen Standardabweichung ergeben sich jedoch einheitenlose Werte, die zudem betragsmäßig ähnlich sind.

Bei der Normierung wird davon ausgegangen, dass alle r_k normalverteilt sind und deren Erwartungswert null ist. Zudem wird vorausgesetzt, dass die Varianzen aller Residuen sich auf der Hauptdiagonale einer quadratischen Matrix $\mathbf{\Omega}$ befinden, wobei das Element Ω_{kk} die Varianz des Residuums r_k darstellt. Unter diesen Voraussetzungen kann zu jedem Residuum r_k das zugehörige normierte Residuum r_k^N anhand von Gleichung (2.3-24) ermittelt werden. Entsprechend der Mathematik zur Normierung von Zufallsvariablen [Arens+, 2010] ist r_k^N und auch der alle r_k^N beinhaltende normierte Residuenvektor \mathbf{r}^N normalverteilt mit einer Varianz $\sigma^2 = 1$.

$$r_k^N = \frac{r_k}{\sqrt{\Omega_{kk}}} \sim \mathcal{N}(0, 1) \quad (2.3-24)$$

Die Residuen-Kovarianzmatrix $\mathbf{\Omega}$ berechnet sich ausgehend von \mathbf{R} und der Residuen-Sensitivitätsmatrix \mathbf{S}_r nach Gleichung (2.3-25). Die Matrix \mathbf{S}_r beschreibt dabei nach Gleichung (2.3-26) den Zusammenhang zwischen Messfehlervektor \mathbf{e} und \mathbf{r} .

$$\mathbf{\Omega} = \text{Cov}(\mathbf{r}) = \mathbf{S}_r \cdot \mathbf{R} \quad (2.3-25)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{S}_r \cdot \mathbf{e} \quad (2.3-26)$$

Die Bestimmung von $\mathbf{\Omega}$ ist abhängig von der Formulierung des Optimierungsproblems. Beim Augmented-Matrix-Ansatz nach Abschnitt 2.3.4.2 ergibt sich $\mathbf{S}_{r,AM}$ ausgehend von Gleichung (2.3-27). Die Matrix \mathbf{A}_1 ist gemäß [Wu+, 1988] ein Matrixelement der inversen Hachtelmatrix \mathbf{A}_H^{-1} . Eine detaillierte Herleitung von $\mathbf{S}_{r,AM}$ sowie die Zusammenhänge für das Normalverfahren nach Abschnitt 2.3.4.1 können dem Anhang in Abschnitt 15.1 entnommen werden.

$$\mathbf{S}_{r,AM} = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 \quad (2.3-27)$$

$$\mathbf{A}_H^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} & \mathbf{H}_R & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_R^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 & \mathbf{A}_2^T & \mathbf{A}_3^T \\ \mathbf{A}_2 & \mathbf{A}_4 & \mathbf{A}_5^T \\ \mathbf{A}_3 & \mathbf{A}_5 & \mathbf{A}_6 \end{bmatrix} \quad (2.3-28)$$

Zur Erkennung von Bad Data werden die vorliegenden normierten Residuen anhand ihres Absolutbetrages ausgewertet. Übersteigen ein oder mehrere r_k^N eine gewählte Grenze ϵ , so wird der Messwert des betragsmäßig größten r_k^N -Wertes als Bad Data indiziert und folglich eliminiert oder ersetzt. Der Prozess wiederholt sich, bis keine Bad Data mehr detektiert werden. Für ϵ gilt typischerweise $2 \leq \epsilon \leq 3$ [Abur+, 2004].

2.4 Entwicklungsstand von Verteilnetz-Zustandsschätzsystemen

2.4.1 Allgemeine Erfassung von Netzbetriebsgrößen in Verteilnetzen

Die heutigen MS- und NS-Netze sind geprägt von der Top-Down-Energieversorgung der vergangenen Jahrzehnte, ohne nennenswerten Anteil dezentraler Erzeuger und ohne flächendeckenden Einsatz von Mess- und Kommunikationssystemen. Nur vereinzelt wurden in der Vergangenheit Schwerpunkt-, Kunden- und ausgewählte Ortsnetzstationen mit Fernwirktechnik ausgerüstet. Der aktuelle Anteil fernüberwachter Netzstationen ist daher immer noch gering und liegt im Bereich weniger Prozent. Eine

der wenigen Ausnahmen sind die Netzbetreiber Stromnetz Berlin GmbH [Stromnetz Berlin, 2015] und die Stadtwerke Mainz Netze GmbH [SW Mainz, 2013], welche im überwiegenden Teil ihrer Ortsnetzstationen seit längerem Systeme zur Fernüberwachung und -steuerung einsetzen.

Mit dem technischen Fortschritt von Rechnersystemen und der Informations- und Kommunikationstechnik werden zunehmend Ortsnetzstationen mit Kleinfernwirkgeräten, sogenannten mini-Remote-Terminal-Units (RTUs), ausgerüstet. Diese bestehen im Wesentlichen aus Industrie-PCs, welche den erhöhten Anforderungen bezüglich Umgebung, elektromagnetischer Verträglichkeit und Zuverlässigkeit genügen. Über Zusatzmodule wird die Anbindung an Mess- und Aktorsysteme, wie beispielsweise speicherprogrammierbare Steuerungen, erreicht. Weitere Kommunikationsmodule ermöglichen den bidirektionalen Datenaustausch mit Zusatzgeräten und der Netzleitstelle über Ethernet und Feldbus. Der überwiegende Teil der namhaften Hersteller bietet mittlerweile standardmäßig Netzstationen mit Automatisierungs- und Fernsteuermodulen an, welche vielfach als intelligente Ortsnetzstationen bezeichnet werden.

Zukünftig werden in der MS-Netzleitstelle die Netzbetriebsgrößen vom Großteil der Ortsnetzstationen verfügbar sein, sodass in MS-Netzen flächendeckend auch Netzzustandsschätzungen denkbar sind. In NS-Netzen hingegen liegen gegenwärtig keine Spannungsbetrags- und Leistungsmessdaten vor. Zukünftig besteht jedoch die Möglichkeit, entsprechende Messwerte von Smart Metern oder weiteren kleinen Messsystemen in Kabelverteilerschränken zur näherungsweisen Ermittlung des Netzzustands zu verwenden. Hierfür bedarf es jedoch spezieller Algorithmen.

2.4.2 Zustandsschätzsysteme in Mittelspannungsnetzen

Bisherige Systeme zur Zustandsschätzung in MS-Netzen basieren auf den klassischen einphasigen Schätzalgorithmen, welche auch in Hochspannungs (HS)-Netzen eingesetzt werden. Dabei wird im Allgemeinen ein nichtlineares Messmodell verwendet, sodass die Optimierung iterativ erfolgt. Durch die geringe Anzahl an fernwirktechnisch angebundenen Ortsnetzstationen ist die tatsächliche Messwertredundanz vielfach sehr gering, sodass eine vergleichsweise hohe Anzahl an Leistungs-Ersatzmesswerten verwendet wird. Dies führt jedoch dazu, dass die Wahrscheinlichkeit zur Erkennung von Bad Data im Vergleich zu HS-Netzen sinkt.

Falls Leistungs- und Strommesswerte in Ortsnetzstationen nur an den MS-seitigen Anschlussklemmen des Ortsnetztransformators gemessen werden, sind darüber hinaus keine Leistungsflüsse auf den Zweigleitungen zwischen den Ortsnetzstationen bekannt. Dies bedeutet, dass bei offenen Ringnetzen oder Strahlennetzen nur die Messungen an den Leitungsabgängen in der HS/MS-Umspannungstation als redundante Werte zur Verfügung stehen. Durch die nochmals geringere Messwertredundanz ist die korrekte Ermittlung des Netzzustands und die Bad-Data-Erkennung zusätzlich erschwert.

Mit der steigenden Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen in NS-Netzen erhöht sich weiterhin die betriebliche Unsymmetrie in der MS-Ebene, sodass zukünftig dreiphasige Netzzustandsschätzsysteme erforderlich sind. Bedingt durch die große Anzahl an Netzknoten setzt dies jedoch effiziente Schätzverfahren zur Dreileiter-Zustandsestimation und vergleichsweise präzise Ersatzmesswerte voraus.

Aktuelle Ansätze zur Netzzustandsschätzung in MS-Netzen adressieren insbesondere das Problem der niedrigen Messwertredundanz bei einer geringen Anzahl an fernwirktechnisch angebundenen Netzstationen [Echternacht+, 2015]. Die hierfür speziell entwickelten Algorithmen erreichen akzeptable Schätzgenauigkeiten bei Verwendung von wenigen Wirk- und Blindleistungsmessungen auf Zweigleitungen sowie vielen Ersatzmesswerten für Ortsnetzstationsleistungen [Thornley+, 2005]. Ein Vergleich der Schätzmethoden zeigt, dass für die Verteilnetz-Zustandsschätzung mit hohem Anteil an Ersatzmesswerten der Weighted-Least-Square-Schätzer die besten Resultate liefert [Singh+, 2009]. Vorwiegend wird dabei ein nichtlinearer Ansatz gewählt. Einzelne Forschungsarbeiten beschreiben jedoch auch lineare Schätzverfahren [Haughton+, 2013]. Generell sollten zur Sicherstellung der numerischen Stabilität besonders robuste Verfahren, wie das Augmented-Matrix-Verfahren nach Abschnitt 2.3.4.2 oder Optimierungsmethoden mit Nebenbedingungen, verwendet werden [Abur+, 2004].

Weitere Ansätze beziehen sich auf die Verwendung von Strombetragsmessungen auf Zweigleitungen [Mutanen+, 2011]. Bei Verfahren zur dreiphasigen Netzzustandsschätzung ist das Optimierungssystem in der Regel in symmetrischen Komponenten anstatt in Leitergrößen formuliert [Rankovic+, 2014]. Weiterhin existiert eine Vielzahl an Untersuchungen zur Verwendung von zeitsynchronen Messwerten für Spannungswinkel, die über Phasor Measurement Units (PMU) per GPS bestimmt werden. Erste praktische Tests zeigen dabei, dass der Netzzustand mit akzeptabler Genauigkeit, jedoch mit vergleichsweise hohem Rechen- und Kostenaufwand bestimmt werden kann [Paolone+, 2011; GomezExposito+, 2011].

2.4.3 Systeme zur Netzgrößenbestimmung in Niederspannungsnetzen

Im Vergleich zur MS-Ebene ist die Anzahl an Netzknoten in NS-Netzen um ein Vielfaches höher, sodass der Aufwand für eine Netzzustandsschätzung steigt. Zugleich sind wie bereits erläutert an Netzknoten gegenwärtig keine Messeinrichtungen zur Erfassung von Netzbetriebsgrößen installiert, welche Messwerte für ein dreiphasiges Netzzustandsschätzsystem bereitstellen könnten. Um ein überbestimmtes Optimierungsproblem zu erhalten müssen daher fast ausschließlich Ersatzmesswerte verwendet werden. Dieser Sachverhalt führt folglich dazu, dass die Netzzustandsschätzung in NS-Netzen im Allgemeinen eine sehr geringe Genauigkeit aufweist.

Der Fokus aktueller Forschungsarbeiten liegt aufgrund dieser Problematik in der Regel nicht auf der (Weiter-)Entwicklung von klassischen Netzzustandsschätzverfahren. Vielmehr soll durch einfache Netzüberwachungssysteme ein sicherer und normgerechter Netzbetrieb auch bei hoher Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen gewährleistet werden. Das diesbezüglich bereits entwickelte und in der Praxis verifizierte iNES-System der SAG GmbH [Oerter+, 2012] erkennt diesbezüglich automatisch problematische Netzzustände und wirkt mithilfe von regelbaren Ortsnetzstationen diesen entgegen. Das System basiert weitgehend auf einer zyklisch ausgeführten dreiphasigen Leistungsflussberechnung. Als Eingangsdaten dienen Werte von an ausgewählten Kabelverteilerschränken messtechnisch erfassten Netzgrößen und Ersatzmesswerte für Lasten und regenerative Erzeugungsanlagen [NeuselLange, 2013].

Die zukünftig flächendeckende Installation von Smart Metern bietet aus technischer Sicht die Möglichkeit, an jedem Hausanschlussknoten relevante Netzbetriebsgrößen messtechnisch zu erfassen und diese entsprechend mittels Kommunikationstechnik an einen Datenkonzentrator weiterzuleiten. Relevante Messgrößen sind dabei insbesondere Spannungs- und Strombeträge sowie vorzeichenbehaftet erfasste Wirk- und Blindleistungen. Falls die globale und lokale Messwertredundanz η positiv ist, kann theoretisch eine Netzzustandsschätzung durchgeführt werden. Die Schätzgenauigkeit und Wahrscheinlichkeit zur Bad-Data-Erkennung steigt dabei mit der Anzahl an redundanten Informationen der Netzbetriebsgrößen.

Bekanntes Ansätze zur NS-Netzzustandsschätzung mithilfe von Smart-Meter-Daten basieren weitgehend auf nichtlinearen Weighted-Least-Square-Schätzern. Diese nutzen als Eingangsdaten neben realen Spannungsbetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsmesswerten an Hausanschlusspunkten zur weiteren Erhöhung der Messwertredundanz

auch Zweigleistungswerte aus Leistungsflussberechnungen [AbdelMajeed+, 2012]. Da das grundlegende Ziel der Netzzustandsschätzung jedoch die Bereitstellung eines konsistenten Datensatzes zur Leistungsflussberechnung ist, wird diese Vorgehensweise als nicht praktikabel erachtet. Andere bekannte Verfahren beziehen zusätzlich die direkt in Kabelverteilerschränken messtechnisch erfassten Strombeträge auf Leitungszweigen und virtuelle Messungen an Netzknotenpunkten in die Optimierung mit ein. Auffällig ist, dass bislang keine relevanten Forschungsarbeiten auf Basis linearer Zustandsschätzer bekannt sind.

Falls an einzelnen Netzknoten keine Smart Meter installiert sind oder aktuelle Messdaten nicht vorliegen, werden die entsprechenden Lasten und Erzeugungsanlagen bei den vorliegenden Arbeiten durch Leistungersatzwerte nachgebildet [Cramer+, 2015]. Eine vergleichsweise große Anzahl an Ersatzmesswerten verändert jedoch die numerische Robustheit des Algorithmus und kann zur Nichtkonvergenz führen [Abur+, 2004]. Lineare Schätzer können diesbezüglich die numerischen Eigenschaften verbessern.

Die dreiphasige Netznachbildung erfolgt bei den bekannten Verfahren in Leitergrößen mit vereinzelt auch vernachlässigten Querkapazitäten [NeuselLange, 2013]. Die Verwendung von symmetrischen Komponenten wird im Gegensatz zu MS-Netzzustandsschätzern bislang als zu aufwändig erachtet. Weiterhin muss aufgrund der großen Anzahl an einphasigen Anlagen insbesondere auch der Strom in den Neutralleitern und die zugehörige Leiterauslastung berücksichtigt werden.

Als Bad-Data-Erkennungsverfahren wird oftmals die klassische Methode der normierten Residuen genutzt. Aufgrund der üblicherweise sehr großen Anzahl an Ersatzmesswerten gestaltet sich die Bad-Data-Erkennung in NS-Netzen jedoch besonders schwierig, sodass die diesbezügliche Erkennungswahrscheinlichkeit im Allgemeinen noch niedriger als in der MS-Ebene ist.

Im Hinblick auf eine automatisierte dreiphasige Netzzustandsschätzung, basierend auf Smart-Meter-Messdaten, muss ein entsprechender Algorithmus besondere Merkmale aufweisen. Insbesondere soll er autonom und dezentral auf mini-RTUs in Ortsnetzstationen ausgeführt werden können. Dies bedeutet, dass er numerisch besonders robust sein muss, die Berechnungsdauer auch bei kleineren Rechnersystemen jedoch nicht zu groß sein darf. Letztlich muss die Genauigkeit des Schätzverfahrens akzeptabel sein, damit Spannungsbandprobleme und hohe Leitungsauslastungen bereits frühzeitig und zuverlässig erkannt werden können. Dies setzt auch einen umfangreichen Prozess zur dreiphasigen Erkennung von Bad Data voraus.

3 Netzzustandsschätzkonzept auf Basis von Smart-Meter-Daten

3.1 Anforderungen der Niederspannungs-Netzzustandsschätzung

Für die Entwicklung eines Systems zur NS-Netzzustandsschätzung müssen zunächst die allgemeinen Anforderungen an ein solches analysiert und dessen Funktionen und etwaige Randbedingungen spezifiziert werden. Im Hinblick auf die Analyse der Systemanforderungen können im Wesentlichen Anwenderszenarien für die Planung und den Betrieb der Netze als Basis zugrunde gelegt werden. Diese sollen den für das jeweilige Szenario erforderlichen Umfang an Netzzustandsdaten, die zeitliche Auflösung und Genauigkeit derer sowie die erforderliche Datensicherheit beschreiben. Grundsätzlich sind die Anforderungen jedoch an den primären Zielen des Netzbetriebes zu orientieren [Handschin, 1987]:

- Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs,
- Sicherstellung der Systemzuverlässigkeit,
- Vermeidung von Eingriffen des Netzschutzes im Nichtfehlerfall,
- Maximierung der Aufnahmefähigkeit von dezentral erzeugten Energien.

Demnach ist der Netzbetrieb so zu gestalten, dass bei der derzeitigen und auch der zukünftig zu erwartenden Einspeisung dezentraler Erzeugungsleistung die Versorgung der Endkunden mit hoher Wahrscheinlichkeit sichergestellt ist. Die Spannungsqualität an Netzanschlusspunkten soll im Normalbetrieb mit den in der Norm EN 50160 [EN 50160, 2015] definierten Merkmalen übereinstimmen. Überlastungen von Betriebsmitteln sind insbesondere in Kabelnetzen zu vermeiden. Damit auch im Fehlerfall bei hohen Kurzschlussströmen Kabel und Freileitungen thermisch nicht überbeansprucht und zerstört werden, gelten für den Normalbetrieb entsprechende Sicherheitsmargen [Heuck+, 2010]. Bei vielen Netzbetreibern liegt die betrieblich maximal zulässige Stromstärke I_z bei 80 % des Leitungsbemessungsstroms I_r . Die Schutzorgane sind generell so auszulegen, dass diese im Fehlerfall innerhalb der vorgesehenen Auslösezeit und selektiv auslösen. Dies setzt im Allgemeinen eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung am Fehlerort voraus [Sillaber, 2016].

Hinsichtlich der Systemanforderungen werden im Wesentlichen zwei Grundaufgaben der Netzzustandsschätzung unterschieden:

- Ermittlung des dreiphasigen Netzzustandes im realen Netzbetrieb,
- Generierung von konsistenten Leistungsfluss-Datensätzen.

Schwerpunktmäßig dient die Netzzustandsschätzung, wie in Abschnitt 2.3 erläutert, zur Identifikation des Netzzustandes. Die diesbezüglich generierten Netzzustandsdaten stellen konsistente Leistungsfluss-Datensätze dar, die bei der operativen Netzplanung, bei Netzausbau- oder Restrukturierungsvorhaben und zur Netzbetriebsplanung bei Baumaßnahmen verwendet werden können. Weiterhin sind sie zur Störungsanalyse und im Genehmigungsprozess für den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen der Netzanalysen gemäß VDE-AR-N 4105 [VDE 4105, 2011] einsetzbar.

Die Netzzustandsermittlung im Echtzeit-Netzbetrieb stellt die größten Anforderungen an den Umfang und die Genauigkeit der Netzzustandsdaten, da zukünftig auch Regelaktoren auf Basis dieser parametrisiert werden sollen [AbdelMajeed+, 2015]. Im Hinblick auf die zeitliche Auflösung ist ein Echtzeitbetrieb wie in HS-SCADA³-Systemen mit Berechnungsintervallen von zwei Sekunden in der NS-Ebene nicht möglich [Prima-dianto+, 2016]. Dies ist darin begründet, dass der nicht zeitsynchrone, verschlüsselte Datentransfer über Powerline- oder Mobilfunkkommunikation je nach Netzknotenanzahl sowie die nachgelagerte Netzzustandsschätzung auf mini-RTUs bereits unter idealen Bedingungen wenige Minuten dauert. Durch die in der Regel langsame Änderung der Bewölkung innerhalb eines NS-Netzgebietes sollte die Erfassung von Netzzustandsänderungen mit Berechnungsintervallen von fünf oder zehn Minuten mit ausreichender Genauigkeit für die überwiegende Anzahl an Zeitpunkten möglich sein. Eine weitere grundlegende Anforderung des Systems ist die Implementierbarkeit des Schätzalgorithmus auf mini-RTUs, welche dezentral in Ortsnetzstationen installiert sind. Die autonom und automatisch ausgeführte dreiphasige Schätzung des Netzzustandes muss daher unempfindlich gegen Messfehler und einzelne lokale Ausfälle des Messsystems sein [Barbeiro+, 2016]. Zudem ist die numerische Robustheit des Algorithmus sicherzustellen, sodass Nichtkonvergenzfälle bei der Optimierungsrechnung ausgeschlossen sind. Netztopologieänderungen sollen weiterhin automatisch und mit hoher Wahrscheinlichkeit detektiert werden können. Zudem sind Verfahren zur Erkennung und Behandlung grob falscher Messwerte zu implementieren.

³Supervisory Control and Data Acquisition

3.2 Festlegung und Genauigkeit der Systemausgangsgrößen

3.2.1 Ergebnisgrößen der Netzzustandsschätzung

Generell muss der dreiphasige Netzzustand ermittelt werden, der durch die komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_{i,Lx,t} = |\underline{U}_{i,Lx,t}| \cdot e^{j\delta_{i,Lx,t}} \cdot e^{\varphi_{U,Lx}}$ mit Spannungs-Phasenwinkeln $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ zum Zeitpunkt t an den Netzknoten $i = 1 \dots N$ für alle Leiter Lx durch den dreiphasigen Netzzustandsvektor $x_{L123,t}$ definiert ist. Durch ihn sind alle Knoten- und Zweiggrößen einfach bestimmbar, wodurch er als primäre Systemausgangsgröße $x_{L123,t}$ nach Gleichung (3.2-3) festgelegt wird. $\mathbf{u}_{Lx,t}$ und $\delta_{Lx,t}$ enthalten dabei alle Beträge und Spannungswinkel von $\underline{U}_{i,Lx,t}$.

$$\mathbf{u}_{Lx,t} = \left[|\underline{U}_{1,Lx,t}| \quad \dots \quad |\underline{U}_{i,Lx,t}| \quad \dots \quad |\underline{U}_{N,Lx,t}| \right]^T \quad (3.2-1)$$

$$\delta_{Lx,t} = \left[\delta_{1,Lx,t} \quad \dots \quad \delta_{i,Lx,t} \quad \dots \quad \delta_{N,Lx,t} \right]^T \quad (3.2-2)$$

$$x_{L123,t} = \left[\mathbf{u}_{L1,t}^T \quad \mathbf{u}_{L2,t}^T \quad \mathbf{u}_{L3,t}^T \quad \delta_{L1,t}^T \quad \delta_{L2,t}^T \quad \delta_{L3,t}^T \right]^T \quad (3.2-3)$$

Weiterhin werden als Ausgangsgrößen die komplexen Zweigströme und Zweigauslastungen gewählt. Der komplexe Zweigstrom $\underline{I}_{ij,Lx,t}$ des Leiters Lx zwischen den Netzknoten i und j berechnet sich ausgehend von den in $x_{L123,t}$ enthaltenen komplexen Netzknotenspannungen $\underline{U}_{i,Lx,t}$ und $\underline{U}_{j,Lx,t}$ sowie der Admittanz $\underline{Y}_{ij,Lx}$ nach Gleichung (3.2-4). Der Neutralleiterstrom folgt aus Gleichung (3.2-5). Aufgrund geringer Einflüsse in NS-Netzen sind Querglieder bei der Betrachtung vernachlässigt.

$$\underline{I}_{ij,Lx,t} = \underline{Y}_{ij,Lx} \cdot \left(\underline{U}_{i,Lx,t} - \underline{U}_{j,Lx,t} \right) \quad (3.2-4)$$

$$\underline{I}_{ij,N,t} = \sum_{x=1}^3 \underline{I}_{ij,Lx,t} \quad (3.2-5)$$

Die auf den Bemessungsstrom $I_{r,ij}$ bezogenen Leiterauslastungen $i_{ij,Lx,t}$ für Außenleiter und $i_{ij,N,t}$ für den Neutralleiter ergeben sich schließlich wie folgt:

$$i_{ij,Lx,t} = \frac{|\underline{I}_{ij,Lx,t}|}{I_{r,ij}} = \frac{|\underline{Y}_{ij,Lx} \cdot \left(\underline{U}_{i,Lx,t} - \underline{U}_{j,Lx,t} \right)|}{I_{r,ij}} \quad (3.2-6)$$

$$i_{ij,N,t} = \frac{|\underline{I}_{ij,N,t}|}{I_{r,ij}} \quad (3.2-7)$$

3.2.2 Perspektivische Genauigkeit der Netzzustandsschätzergebnisse

3.2.2.1 Annahmen zur Ermittlung der Schätzgenauigkeit

Die Genauigkeit einer Netzzustandsschätzung ist im Wesentlichen abhängig von der Mess- und Prognosegenauigkeit des eingesetzten Messequipments sowie des Ersatzwertprozesses [Muscas+, 2014; Angioni+, 2016]. Sie muss mindestens so hoch sein, dass ein sicherer Netzbetrieb mit normgerechten Spannungsbeträgen und ohne Leitungsüberlastungen stets gewährleistet ist. Zukünftig soll auf Basis des ermittelten Netzzustands die Sollwertvorgabe für Regelaktoren möglich sein [Huang+, 2012].

Für die Herleitung der theoretisch maximal zu erwartenden Systemgenauigkeit wird angenommen, dass an jedem Hausanschlusspunkt eines Netzes die relevanten Netzbetriebsgrößen zeitsynchron erfasst werden, für jeden Netzbetriebsgrößen-Messtyp die Messgenauigkeiten identisch sind und keine grob falschen Messfehler vorliegen. Weiterhin wird unterstellt, dass keine Ersatzmesswerte verwendet werden und für die Messwertredundanz $\eta \geq 1$ gilt. Abweichungen zwischen den exakten Netzbetriebsgrößen und den Ergebnissen der Netzzustandsschätzung treten unter den zuvor genannten Bedingungen durch stochastische und systematische Messfehler auf. Je kleiner sie sind, desto genauer ist das Schätzergebnis. Während stochastische Messfehler im Idealfall von dem Schätzalgorithmus herausgerechnet werden, sind abhängige systematische Messfehler oftmals nicht erkennbar [Monticelli, 2012].

3.2.2.2 Genauigkeit bei stochastischen Messfehlern

Nachfolgend werden vereinfachend die Schätzgenauigkeiten bei rein stochastischen Messfehlern betrachtet. Der stochastische Messfehler $e_{X,i}$ der Messgröße X am Netzknoten i wird, wie üblich, normalverteilt mit Erwartungswert null und Standardabweichung σ_{e_X} nachgebildet [Lerch, 2016]:

$$e_{X,i} \sim \mathcal{N}\left(0, \sigma_{e_X}^2\right) \quad (3.2-8)$$

Für die Standardabweichungen der stochastischen Messfehler für Spannungs- und Strombetragsmessungen, $e_{U,i}$ und $e_{I,i}$, sowie Wirk- und Blindleistungsmessungen $e_{P,i}, e_{Q,i}$ werden nach Abschnitt 14.3 im Anhang exemplarisch die Werte $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$, $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$, $\sigma_{e_P} = 10 \text{ W}$ und $\sigma_{e_Q} = 10 \text{ var}$ angenommen. Sie orientieren sich an den üblichen Messgenauigkeiten von Smart Metern und Lastgangzählern [Elster, 2006].

Unter der Voraussetzung $\eta \rightarrow \infty$ werden alle Messfehler $e_{X,i}$ durch die Netzzustandsschätzung ausgeglichen. Falls bei endlichem η der unwahrscheinliche Fall auftritt, dass alle Messfehler einer Größe X maximal sind und identische Vorzeichen haben, führt dies zur minimalen Genauigkeit des Netzzustandsschätzers mit einem maximalen Gesamtfehler von circa $3\sigma_{e_X}$. Für den maximalen stochastischen Spannungsbetragmessfehler gilt mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % entsprechend $e_{U,i,\max} \leq 0,6 \text{ V}$.

Die Zweigstromgenauigkeit ist abhängig von den Messfehlern für Leistungs- und Strombetragmessungen. Als Basis für die Betrachtung dient der stochastische Strombetragmessfehler nach Gleichung (3.2-8) mit der Standardabweichung σ_{e_I} . Zudem wird vereinfachend angenommen, dass ein Netz nur aus einem langen Strang mit N Netzknoten besteht und an jedem Netzknoten i der Strombetrag gemessen wird. Folglich ergibt sich der Zweigstrombetragfehler $e_{I,12}$ zu Beginn des Stranges zwischen den Netzknoten 1 und 2 durch die Addition der Teilfehler aller Strombetragmessungen nach Gleichung (3.2-9). Der maximal zu erwartende Fehler folgt ausgehend vom 3σ -Wert nach Gleichung (3.2-10).

$$e_{I,12} \sim \sum_{i=1}^N \mathcal{N}(0, \sigma_{e_I}^2) = N \cdot \mathcal{N}(0, \sigma_{e_I}^2) \quad (3.2-9)$$

$$e_{I,12,\max} = 3 \cdot N \cdot \sigma_{e_I} \quad (3.2-10)$$

Bedingt durch die erforderliche Spannungshaltung ist die maximale Netzknotenanzahl in einem Strang in der Regel geringer als $N = 40$. Wird für die Standardabweichung des Strombetragmessfehlers $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ zugrunde gelegt, gilt für den absoluten maximalen Zweigstromfehler aufgrund stochastischer Messabweichungen $e_{I,ij,\max} = 12 \text{ A}$. Bei Kabeln vom Typ NAYCWY $3 \times 185/185$ mit Leitungsbemessungsstrom $I_r = 318 \text{ A}$ entspricht dies einem maximalen, relativen Zweigstromfehler von $3,8\% \cdot I_r$. Die Fehlerwerte gelten nur für Smart Meter mit zyklischer, zeitpunktsbezogener Messwertfassung ohne Mittelwertbildung (MWB). Die Genauigkeit dieser Smart Meter ist bezogen auf einzelne Messzeitpunkte vermeintlich höher als bei solchen mit MWB. Beim Schalten von Lasten kommt es im Netz jedoch zu kurzzeitigen Stromspitzen und Spannungseinbrüchen. Ohne MWB besteht so die Gefahr, dass nur der kurzfristig vorherrschende Netzzustand erfasst wird und nicht der während des Messintervalls überwiegend existente. Da die Netzzustandsschätzung nur bedingt in der Lage ist, solche Situationen oder Messfehler durch nicht-zeitsynchrone Messvorgänge herauszurechnen, werden diese zunächst nicht näher betrachtet und quantifiziert.

3.2.2.3 Genauigkeit bei systematischen Mittelwertbildungsfehlern

Neben stochastischen Messfehlern müssen in der Theorie zusätzlich auch systematische Messwerterfassungsfehler betrachtet werden. Abschnitt 15.2 im Anhang zeigt diesbezüglich ausführlich den durch die Mittelwertbildung hervorgerufenen systematischen Messfehler für Spannungsbetragmessungen und die daraus resultierenden Zweigströme. Die nachfolgende Herleitung ist daher in verkürzter Weise dargestellt.

Der Mittelwertbildungsfehler $e_{U,i,MWB}$ für Spannungsbetragmessungen am Netzknoten i kann gemäß Abschnitt 15.2 näherungsweise als normalverteilt mit Erwartungswert null und Standardabweichung $\sigma_{e_{U,i,MWB}} = 0,6 \text{ V}$ angenommen werden. Aufgrund des gleichen Spannungsverlaufs sind dann die Spannungsbetragmessfehler $e_{U,i,MWB}$ und $e_{U,j,MWB}$ von eng beieinanderliegenden Netzknoten i, j bei zeitsynchroner Messwerterfassung nahezu identisch. Die Differenz $\Delta e_{U,ij,MWB}$ der Spannungsbetragfehler $e_{U,i,MWB}$ und $e_{U,j,MWB}$ bestimmt schließlich den aufgrund des Mittelwertbildungsfehlers hervorgerufenen Spannungsabfall über einer beliebigen Zweigimpedanz \underline{Z}_{ij} :

$$\begin{aligned}\Delta e_{U,ij,MWB} &= e_{U,i,MWB} - e_{U,j,MWB} \\ &= \mathcal{N}\left(0, \sigma_{e_{U,i,MWB}}^2\right) - \mathcal{N}\left(0, \sigma_{e_{U,j,MWB}}^2\right)\end{aligned}\quad (3.2-11)$$

Wird die lineare Abhängigkeit zwischen den Netzknoten gemäß Abschnitt 14.8.2 mit dem empirisch bestimmten Korrelationskoeffizienten $r_{ij} = 0,995$ angesetzt und gilt $\sigma_{e_{U,MWB}} = \sigma_{e_{U,i,MWB}} = \sigma_{e_{U,j,MWB}}$, so folgt die Standardabweichung $\sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}}$ der Fehlerdifferenz $\Delta e_{U,ij,MWB}$ nach Gleichung (3.2-12). Analog zum stochastischen Messfehler $e_{U,i,max}$ ergibt sich dann der maximale Spannungsabfall $\Delta e_{U,ij,MWB,max}$ aufgrund der Mittelwertbildung über dem Zweig ij als das Dreifache von $\sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}}$.

$$\begin{aligned}\sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}} &= \sqrt{2 \cdot \sigma_{e_{U,MWB}}^2 \cdot (1 - r_{ij})} \\ &= \sqrt{2 \cdot (0,6 \text{ V})^2 \cdot (1 - 0,995)} \\ &= 0,06 \text{ V}\end{aligned}\quad (3.2-12)$$

$$\Delta e_{U,ij,MWB,max} = 3 \cdot \sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}} = 0,18 \text{ V}\quad (3.2-13)$$

Ausgehend von $\Delta e_{U,ij,MWB,max} = 0,18 \text{ V}$ folgt unter der Annahme leiterübergreifend identischer Mittelwertbildungsfehler der Zweigstromfehler $e_{I,ij,MWB,max}$ gemäß Glei-

chung (3.2-14), wobei Z_{ij} der Betrag der Zweigimpedanz \underline{Z}_{ij} des Zweiges ij ist:

$$e_{I,ij,MWB,max} = \frac{\Delta e_{U,ij,MWB,max}}{Z_{ij}} \quad (3.2-14)$$

Für eine Zweigleitungslänge zwischen zwei Netzknoten von 50 m und einen Kabeltyp NAYCWY 3×185/185 gilt für den Impedanzbetrag $Z_{ij} = 0,009 \Omega$. Der maximale absolute Zweigstromfehler aufgrund der Mittelwertbildung der Spannungsbeträge beträgt somit 20 A. Bezogen auf den Leitungsbemessungsstrom $I_r = 318 \text{ A}$ [Faber, 2016] entspricht dies einem relativen Zweigstromfehler von 6,2 %.

3.2.2.4 Gesamtgenauigkeit

Der maximale Gesamtmessfehler bestimmt sich für einen Netzknoten i jeweils durch die Addition der Teilwerte für stochastische Messfehler und Mittelwertbildungsfehler. Für die Genauigkeit erfasster Spannungsbeträge gelten daher in Abhängigkeit der Messwerterfassung mit $\sigma_{e_{U,i}} = 0,2 \text{ V}$ und $\sigma_{e_{U,i,MWB}} = 0,6 \text{ V}$ folgende Maximalwerte:

$$\text{Ohne MWB:} \quad e_{U,i,max,ges} = 3 \cdot \sigma_{e_{U,i}} = 0,6 \text{ V} \quad (3.2-15)$$

$$\text{Mit MWB:} \quad e_{U,i,max,ges} = 3 \cdot \sqrt{\sigma_{e_{U,i}}^2 + \sigma_{e_{U,i,MWB}}^2} = 1,9 \text{ V} \quad (3.2-16)$$

Die maximalen Zweigstromfehler ergeben sich in analoger Weise mit den Parametern $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$, $N = 40$, $\sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}} = 0,06 \text{ V}$ und $Z_{ij} = 0,009 \Omega$ zu:

$$\text{Ohne MWB:} \quad e_{I,ij,max,ges} = 3 \cdot N \cdot \sigma_{e_I} = 12 \text{ A} \quad (3.2-17)$$

$$\text{Mit MWB:} \quad e_{I,ij,max,ges} = 3 \cdot \sqrt{(N \cdot \sigma_{e_I})^2 + \left(\frac{\sigma_{\Delta e_{U,ij,MWB}}}{Z_{ij}} \right)^2} = 32 \text{ A} \quad (3.2-18)$$

Die Mittelwertbildung führt demnach zu einem in etwa dreimal so großen Maximalfehler. Bezogen auf die Netznominalspannung $U_n = 230 \text{ V}$ liegen die maximalen relativen Spannungsbetragsmessfehler bei 0,26 % für zeitpunktbezogene Messwerte und bei 0,83 % für Messwerte auf Basis der Mittelwertbildung. Die relativen Zweigstrombetragsfehler betragen bezogen auf einen Leitungsbemessungsstrom $I_r = 318 \text{ A}$ maximal 3,77 % für zeitpunktbezogene und 10,06 % für Mittelwertbildungs-Messwerte. Alle abgeleiteten Fehler und Genauigkeiten gelten dabei nur auf Basis von Smart-Meter-Messwerten ohne Verwendung von vergleichsweise unpräzisen Ersatzmesswerten.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird angenommen, dass ein NS-Netzzustandsschätzsystem ausschließlich Daten von Smart Metern mit zeitpunktsbezogener Messwert-erfassung ohne Mittelwertbildung erhält, da diese unter den genannten Annahmen geringere maximale Messfehler aufweisen. Da bei der Fehlerbetrachtung mit $\eta \geq 1$ eine für NS-Netze entsprechend große Messwertredundanz angenommen wurde und Fehler durch nicht exakt zeitsynchronisierte Messdaten oder kurzfristige Spannungs- und Stromspitzen bislang vernachlässigt sind, ist in der Praxis von geringeren Schätzgenauigkeiten auszugehen. Wird dabei unterstellt, dass der bisher unberücksichtigte Fehleranteil identisch zu dem jeweiligen Fehlerwert ohne MWB in den Gleichungen (3.2-15) oder (3.2-17) ist, ergeben sich die zu erwartenden Gesamtfehler als das Doppelte der maximalen stochastischen Messfehler. Diese dienen nachfolgend als Abschätzung der zu erwartenden Netzzustandsschätz-Genauigkeit und betragen maximal 1,2 V für Spannungsbetragsfehler und $7,5\% \cdot I_r$ für Zweigstrombetragsfehler .

3.3 Auswahl verfügbarer Systemeingangsgrößen

Bedingt durch die niedrige Messwertredundanz in NS-Netzen müssen für ein dreiphasiges Netzzustandsschätzsystem möglichst alle verfügbaren Informationen als Eingangsdaten genutzt werden. Diese unterscheiden sich allgemein in statische Basisdaten, reale Messwerte, Ersatzmesswerte und virtuelle Messdaten. Zu den Basisdaten zählen alle, im Normalbetrieb weitgehend unveränderlichen, Betriebsmittelparameter, Netz- und Messtopologiedaten sowie Messgenauigkeiten des entsprechenden Messequipments. Reale Messwerte werden, wie in Abschnitt 2.3.3 beschrieben, von Smart Metern an Hausanschlusspunkten, oder von mini-RTUs an Ortsnetzstationen erfasst. Ersatzmesswerte sind fehlerbehaftete Prognosedaten, beispielsweise für die aktuelle Leistung von regenerativen Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern. Hingegen stellen virtuelle Messdaten exakte Werte dar, welche zur Erhöhung der Messwertredundanz und somit zur Verbesserung der Genauigkeit des Schätzergebnisses beitragen. Sie kommen insbesondere bei der Berücksichtigung von sich zu null ergebenden Stromsummen an Netzknoten zum Einsatz.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass Betriebsmitteldaten und die plangemäße Netztopologie der Netze, in welche ein Netzzustandsschätzsystem implementiert werden soll, stets bekannt sind. Somit ist die Beschreibung des elektrischen Netzwerkes auf Basis der dreiphasigen Admittanzmatrix $\underline{Y}_{L123,Netz}$ in Leitergrößen gemäß Gleichung (2.1-9) in Abschnitt 2.1.6.1 möglich. Die Transformation von $\underline{Y}_{L123,Netz}$ in

symmetrische Komponenten erfolgt dann durch Gleichung (2.1-17). Die Positionen für virtuelle Messwerte sind durch vorhandene Kabelverteilerschränke vorgegeben. Somit verbleibt nur die Festlegung der zu erfassenden Netzbetriebsgrößen.

Als reale Mess- und Ersatzmesswerte werden bevorzugt Spannungs- und Strombetragsgrößen sowie mit Vorzeichen behaftete Wirk- und Blindströme gewählt, da durch die entsprechende Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{L123,Netz}$ ein linearer Zusammenhang zwischen den Netzknotenspannungen und Knotenströmen gemäß Gleichung (2.1-10) besteht. Wie nachfolgend gezeigt, entsteht durch einzelne Näherungen letztlich ein lineares Messmodell analog zu Gleichung (2.3-12) und damit ein lineares Optimierungsproblem. Dieses kann unter Einhaltung der in Abschnitt 3.1 genannten Anforderungen an die Robustheit und Rechenleistung mithilfe der in Abschnitt 2.3.4 beschriebenen Verfahren gelöst werden. Auf Maßnahmen zur Sicherstellung der Konvergenz des Lösungsverfahrens kann bedingt durch die nicht erforderlichen Berechnungsiterationen verzichtet werden. Generell wird davon ausgegangen, dass für alle Hausanschlusspunkte stets Mess- oder Ersatzmesswerte vorliegen.

Sind alle, in die Netzknoten hinein- oder herausfließenden, fehlerbehafteten, komplexen Knotenströme bekannt und wird die Ortsnetzstation als Bezugsknoten mit komplexen Spannungen festgelegt, können, bei nicht vorhandenen grob falschen Messfehlern, auch alle Spannungswinkel $\delta_{i,Lx}$ an den Netzknoten i näherungsweise mithilfe der dreiphasigen Admittanzmatrix gemäß Abschnitt 2.1.6.2 bestimmt werden. Dabei ist der „Messfehler“ jedoch nicht mehr unabhängig von den übrigen Messgrößen. Da, wie in Abschnitt 2.1.5 bereits erläutert, die Spannungswinkel in NS-Netzen jedoch klein sind, führen auch gewöhnliche Mess- und Ersatzwertfehler für Wirk- und Blindströme nicht zu großen Spannungswinkelabweichungen. Somit kann als Eingangsgröße für die Netzzustandsschätzung an jedem messtechnisch erfassten Hausanschlussknoten und jeden Leiter neben den vier gewählten Größen zusätzlich auch der genäherte Spannungswinkel genutzt werden.

Zur Erhöhung der Messwertredundanz η werden im Netzzustandsschätzsystem weiterhin nur die Netz- und nicht auch die Hausanschlussknoten berücksichtigt. Die an den Hausanschlusspunkten gemessenen Spannungs- und Stromgrößen werden dazu direkt den Netzknoten zugewiesen. Aufgrund der im Allgemeinen geringen Länge der Hausanschlussleitungen entsteht dabei für die Spannungsbetragswerte nur ein geringer Fehler. Die in Netzknoten hineinfließenden Stromgrößen sind mit den am Hausanschlusspunkt gemessenen Werten identisch.

3.4 Entwicklung eines Messkonzeptes

Gemäß den bisherigen Erläuterungen sind in Bezug auf das Netzzustandsschätzsystem für jeden Leiter L_x an jedem zugänglichen Netzknoten i und an der Ortsnetzstation mindestens Werte für Spannungsbeträge sowie Wirk- und Blindströme inklusive Vorzeichen erforderlich. Damit auch grob falsche Messfehler bei Wirk- und Blindströmen oder -leistungen lokalisiert werden können, sind an jedem Netzknoten zusätzlich Strombetragswerte je Leiter zu erfassen. Die Ermittlung der Netzbetriebsgrößen kann durch Smart Meter erfolgen, wobei diese entweder direkt messtechnisch bestimmt oder durch andere gemessene Größen berechnet werden können.

Falls ein Smart-Meter-Typ die direkte dreiphasige Erfassung von Spannungs- und Strombeträgen, $|\underline{U}_{i,L_x}|$ und $|\underline{I}_{i,L_x}|$, sowie mit Vorzeichen \pm behafteten Wirk- und Blindströmen, $|\underline{I}_{i,L_x,wirk}|$ und $|\underline{I}_{i,L_x,blind}|$, ermöglicht und zudem die Standardabweichungen σ_{e_X} der Messgenauigkeiten aller Größen X bekannt sind, kann die Standard-Messkonfiguration aus Tabelle 3.1 verwendet werden. Die Auflistung beinhaltet neben typischen Werten für σ_{e_X} auch die jeweils erforderliche Anzahl an Messkanälen, wobei unterstellt wird, dass für jede Stromrichtung ein separater Messkanal verwendet wird.

Tabelle 3.1: Dreiphasige Standard-Messkonfiguration für Spannungs- und Strombetrags- sowie Wirk- und Blindstrommessungen

Netzgröße	Standardabweichung σ_{e_X} des Messfehlers e_X	Anzahl Messkanäle
Spannungsbetrag $ \underline{U}_{i,L_x} $	$\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$	3
Strombetrag $ \underline{I}_{i,L_x} $	$\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$	3
Wirkstrom $\pm \underline{I}_{i,L_x,wirk} $	$\sigma_{e_{I,wirk}} = 0,1 \text{ A}$	6
Blindstrom $\pm \underline{I}_{i,L_x,blind} $	$\sigma_{e_{I,blind}} = 0,1 \text{ A}$	6

Wie Tabelle 3.1 zeigt, werden unter den genannten Annahmen insgesamt 18 Messkanäle für die Messung der Netzbetriebsgrößen benötigt. Mit zwei zusätzlichen Kanälen zur Erfassung von abrechnungsrelevanten Energiemengen sind somit mindestens 20 Messkanäle erforderlich. Oftmals sind Smart Meter aber nur in der Lage, leiterbezogene Wirk- und Blindleistungswerte mit Vorzeichen zu bestimmen, sodass die erforderlichen Wirk- und Blindströme dann entsprechend aus den übrigen Messgrößen berechnet werden müssen. Die damit einhergehenden Änderungen der zuvor beschriebenen Messkonfiguration sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2: Messkonfiguration bei dreiphasigen Spannungs- und Strombetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsmessungen

Netzgröße	Standardabweichung σ_{e_X} des Messfehlers e_X	Anzahl Messkanäle
Spannungsbetrag $ \underline{U}_{i,Lx} $	$\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$	3
Strombetrag $ \underline{I}_{i,Lx} $	$\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$	3
Wirkleistung $\pm P_{i,Lx}$	$\sigma_{e_P} = 10 \text{ W}$	6
Blindleistung $\pm Q_{i,Lx}$	$\sigma_{e_Q} = 10 \text{ var}$	6

Die auf den Winkel der Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ bezogenen Wirk- und Blindströme $I_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}}$ und $I_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}}$ am Netzknoten i können gemäß dem Zeigerdiagramm in Abschnitt 14.1 im Anhang nach den Gleichungen 3.4-1 und 3.4-2 ermittelt werden.

$$I_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}} = \frac{P_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (3.4-1)$$

$$I_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}} = -\frac{Q_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (3.4-2)$$

Nach Abschnitt 15.3.2 ergeben sich, ausgehend von den Standardabweichungen für Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungsbetragsmessfehler, die entsprechenden Standardabweichungen $\sigma_{e_{I,wirk}}$ und $\sigma_{e_{I,blind}}$ der Fehlerwerte vereinfachend nach den Gleichungen (3.4-3) und (3.4-4). Zudem dient der maximal zu erwartende Strombetrag $|\underline{I}_{i,Lx}|_{\max}$ als Eingangsgröße, der gemäß dem Bemessungsstrom von Hausanschlusssicherungen von 63 A gewählt werden kann.

$$\sigma_{e_{I,wirk}} = \frac{\sigma_{e_P} + \sigma_{e_U} \cdot |\underline{I}_{i,Lx}|_{\max}}{U_n} = \frac{10 \text{ W} + 0,2 \text{ V} \cdot 63 \text{ A}}{230 \text{ V}} \approx 0,1 \text{ A} \quad (3.4-3)$$

$$\sigma_{e_{I,blind}} = \frac{\sigma_{e_Q} + \sigma_{e_U} \cdot |\underline{I}_{i,Lx}|_{\max}}{U_n} = \frac{10 \text{ var} + 0,2 \text{ V} \cdot 63 \text{ A}}{230 \text{ V}} \approx 0,1 \text{ A} \quad (3.4-4)$$

Entsprechende Detailzusammenhänge für den Fall, dass die Blindleistungswerte am Netzknoten i zum Zeitpunkt t durch die Smart Meter nur vorzeichenbehaftet als Summe über alle drei Leiter ermittelt werden und der Blindstrombetrag $|\underline{I}_{i,Lx,blind,t}|$ eines Leiters gemäß Gleichung (3.4-5) aus Strombetrag $|\underline{I}_{i,Lx,t}|$ und Wirkstrom $|\underline{I}_{i,Lx,wirk,t}|$ berechnet wird, sind wiederum Abschnitt 15.3.3 im Anhang zu entnehmen.

$$|\underline{I}_{i,Lx,blind,t}| = \sqrt{|\underline{I}_{i,Lx,t}|^2 - |\underline{I}_{i,Lx,wirk,t}|^2} \quad (3.4-5)$$

Die Standardabweichung $\sigma_{e_{I,\text{blind}}}(t)$ des Blindstrommessfehlers ist für diesen Fall nach Gleichung (3.4-6) abhängig vom Phasenverschiebungswinkel des Stromes $I_{i,Lx,t}$.

$$\sigma_{e_{I,\text{blind}}}(t) = \frac{\sqrt{\sigma_{e_I}^2 + \cos^2(\varphi_{UI,i,Lx,t}(t)) \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}^2}}{\sin(\varphi_{UI,i,Lx,t}(t))} \quad (3.4-6)$$

Falls $\cos(\varphi_{UI,i,Lx,t}(t)) \geq 0,99$ gilt, ist es zudem zweckmäßig, den berechneten Blindstromwert vereinfachend mit 0 A anzunehmen oder durch einen Ersatzmesswert zu ersetzen, da der Messfehler den exakten Wert sonst deutlich übersteigen kann. Dies führt dann wiederum zu grob falschen Messfehlern, sodass der berechnete Wert letztlich durch den Netzzustandsschätzalgorithmus mit einem Ersatzmesswert ersetzt wird. Aufgrund der genannten Nachteile sollten Blindstromwerte daher stets direkt und vorzeichenbehaftet gemessen werden und nicht aus entsprechenden Strombeträgen und Wirkströmen errechnet werden. Nachfolgend wird daher vorausgesetzt, dass alle Smart Meter die Netzbetriebsgrößen gemäß Tabelle 3.2 erfassen und die vorzeichenbehafteten Wirk- und Blindströme ausgehend von Wirk- und Blindleistungen sowie Spannungsbeträgen berechnet werden.

Das Zeitintervall zur Messdatenerfassung durch die Smart Meter wird im Hinblick auf die volatile Leistungseinspeisung und entsprechend dynamische Spannungsbeträge an den Netzknoten so gering wie möglich gewählt. Da bei der in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen und nachfolgend zugrunde gelegten PLC-Technik die Datenübertragungsgeschwindigkeiten zu einem in der Ortsnetzstation installierten Datenkonzentrator jedoch begrenzt sind, können in der Regel nur Übertragungszeiten im Bereich mehrerer Minuten realisiert werden, wobei Messintervalle von fünf bis 15 Minuten denkbar sind. Nachfolgend wird diesbezüglich für alle Smart Meter ein Messintervall von zehn Minuten festgelegt. Für die Datenübertragung wird angenommen, dass die Werte nahezu zeitgleich im Datenkonzentrator ankommen und vollständig sind.

Die Konfiguration des mini-RTU-Messsystems an der Ortsnetzstation erfolgt analog zu der beschriebenen Smart-Meter-Konfiguration, wobei für jeden Hauptstrang die Strombeträge sowie Wirk- und Blindströme und zusätzlich auch die Wirk- und Blindleistungen dreiphasig verfügbar sind. Die Spannungsbeträge werden dabei nur einmalig an einem Messpunkt für alle Leiter, beispielsweise an den NS-seitigen Klemmen des Ortsnetztransformators erfasst.

3.5 Grundprozess des Netzzustandsschätzsystems

Ausgehend von den beschriebenen Ein- und Ausgangsgrößen des Systems sowie der messtechnischen Erfassung und Übertragung der Netzbetriebsgrößen folgt das in Abbildung 3.1 dargestellte Gesamtkonzept der Netzzustandsschätzung.

Liegen für einen vorgegebenen Zeitpunkt t alle Basisdaten und die erforderlichen Mess- und Ersatzmesswerte vor, kann unter der Voraussetzung einer an jedem Netzknoten vorherrschenden lokalen Messwertredundanz der Netzzustand durch den bisher allgemein definierten Netzzustandsschätzprozess ermittelt werden. Durch die Aufbereitung und Archivierung der Netzzustandsdaten stehen die interessierenden Größen letztlich für die Netzführung und die Netzplanung bereit.

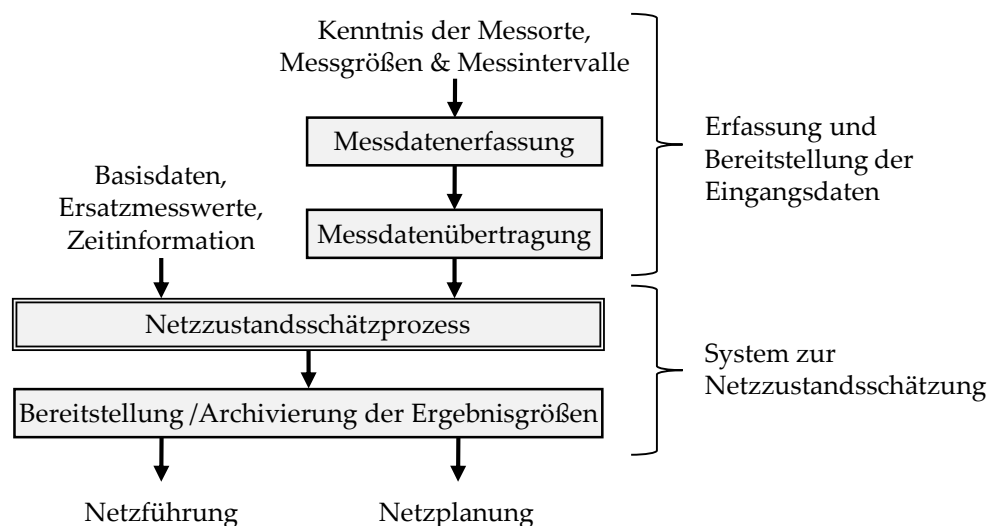


Abbildung 3.1: Allgemeiner Aufbau des Netzzustandsschätzsystems

Der in Abbildung 3.1 hervorgehobene Netzzustandsschätzprozess kann in insgesamt vier Teilprozesse nach Abbildung 3.2 unterteilt werden. Im Rahmen der Datenvorverarbeitung, die Gegenstand des vierten Kapitels ist, werden alle Eingangsdaten zunächst zeitpunktbezogen aufbereitet und einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Weiterhin werden auf Basis der durch die Smart Meter erfassten Spannungsbeträge etwaige Netztopologiefehler wie Leiterunterbrechungen und auch Leitervertauschungen an Hausanschlusspunkten lokalisiert und das für die Netzzustandsschätzung zugrunde liegende Netzmodell gegebenenfalls automatisch korrigiert. Ebenfalls erfolgt die Generierung von Ersatzmesswerten für Lasten und regenerative Erzeugungsanlagen ohne vorliegende Messdaten.

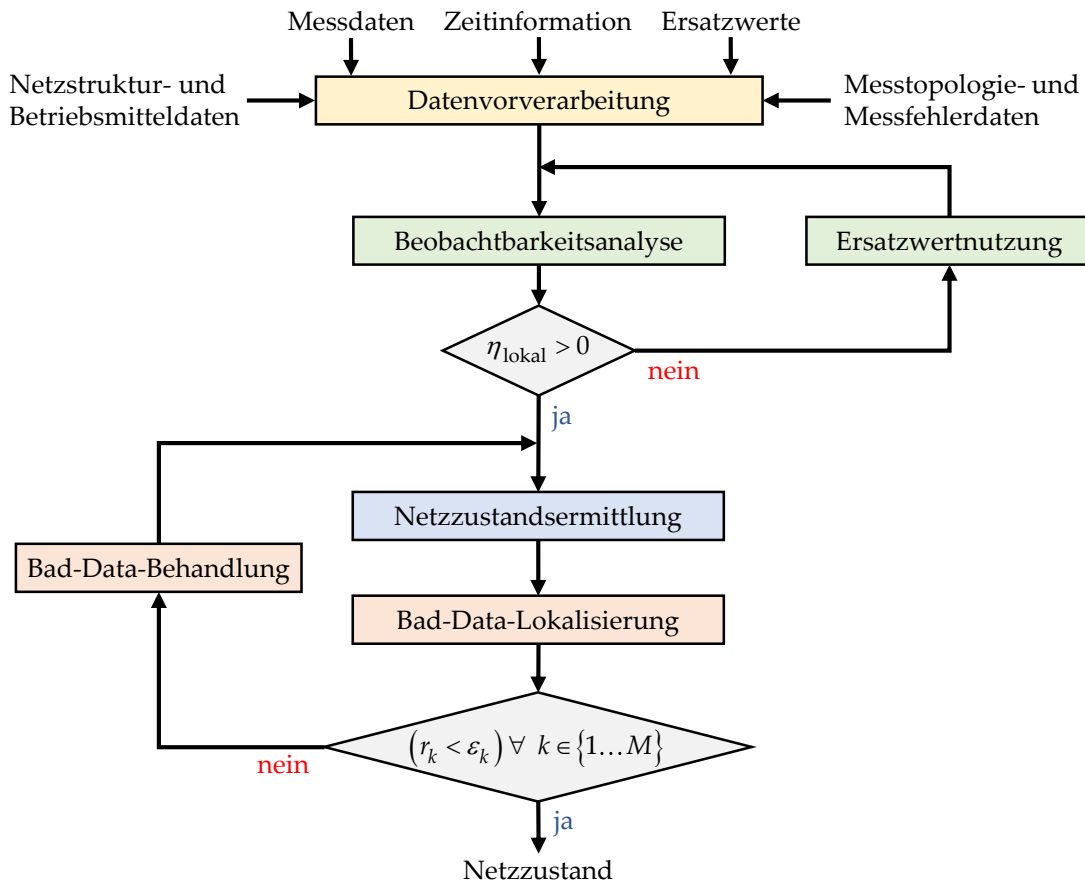


Abbildung 3.2: Übersicht des Netzzustandsschätzprozesses

Der eigentliche Netzzustandsschätzalgorithmus, der detailliert im fünften Kapitel betrachtet wird, beginnt mit einem Test der vollständigen Netzbeobachtbarkeit. Diese ist gegeben, falls die lokale Messwertredundanz an allen Netzknoten i Werte von $\eta_{\text{lokal}} \geq 0$ annimmt. Bei $\eta_{\text{lokal}} = 0$ empfiehlt sich zur Erhöhung von η_{lokal} die Berücksichtigung von Ersatzmesswerten. An Netzknoten mit $\eta_{\text{lokal}} < 0$ ist die Hinzunahme von Ersatzmesswerten zur Lösung des Optimierungsproblems unabdingbar.

Auf Basis der vorliegenden Daten wird folglich das Optimierungssystem mit allen Variablen aufgestellt und der Netzzustand im Teilprozess der Netzzustandsermittlung bestimmt. Werden seitens der darauf folgenden Bad-Data-Lokalisierung durch den Vergleich der Residuen r_k mit einem Grenzwert ϵ ein oder mehrere grob falsche Messfehler lokalisiert, werden diese im Schritt Bad-Data-Behandlung durch vergleichsweise genaue Ersatzmesswerte ersetzt und der Netzzustand erneut ermittelt. Der Vorgang wird so lange wiederholt, bis alle grob falschen Messfehler eliminiert wurden und der wahrscheinlichste Netzzustand vorliegt.

4 Vorverarbeitung der Systemeingangsdaten

4.1 Plausibilisierung von Mess- und Prognosedaten

Aufgrund der gegebenen Wahrscheinlichkeit von Mess- und Datenfehlern müssen alle Eingangsdaten des Netzzustandsschätzsystems hinsichtlich etwaiger Unplausibilitäten oder Widersprüche überprüft werden. Als fehlerhaft identifizierte Werte sind dann zu verwerfen und durch entsprechende Ersatzmesswerte nachzubilden.

Für die Plausibilitätsprüfung von gemessenen Spannungsbeträgen werden zunächst die in Abschnitt 2.1.5 beschriebenen charakteristischen Merkmale des Netzbetriebs und Grenzwerte gemäß DIN EN 50160 betrachtet. Demnach muss der 10-Minuten-Mittelwert der gemessenen Spannungseffektivwerte an jedem Netzknoten während 95 % eines Wochenintervalls im Bereich $U_n \pm 10 \% \cdot U_n$ liegen. Kurzfristige Grenzwertverletzungen sind daher im realen Netzbetrieb zulässig und nicht auszuschließen. Bei der Lokalisierung von Datenfehlern muss der plausible Wertebereich daher entsprechend größer als $U_n \pm 10 \% \cdot U_n$ sein. Im Rahmen dieser Arbeit wurde letztlich auf Basis von Erfahrungswerten ein plausibler Bereich von $190 \text{ V} \leq |\underline{U}_{i,Lx}| \leq 270 \text{ V}$ gewählt. Spannungswerte außerhalb dieses Bereiches werden als fehlerhaft angenommen.

In analoger Weise kann die Plausibilitätsprüfung für Stromgrößen erfolgen. Dabei werden im ersten Schritt alle Strommesswerte mit dem Bemessungsstrom I_r der NH-Hausanschlusssicherung am Netzknoten i verglichen. Übersteigt ein Stromwert den Bemessungsstrom, liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Messfehler vor. Weiterhin sollte überprüft werden, ob der gemessene Strombetrag $|\underline{I}_{i,Lx,t}|^{\text{mess}}$ mit dem aus den gemessenen Wirk- und Blindströmen berechneten Strombetrag $|\underline{I}_{i,Lx,t}|^{\text{rech}}$ nahezu übereinstimmt. Ausgehend von einer Standardabweichung des jeweiligen Strommessfehlers $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ sollte $|\underline{I}_{i,Lx,t}|^{\text{rech}}$ den Wert $|\underline{I}_{i,Lx,t}|^{\text{mess}}$ um nicht mehr als $0,7 \text{ A}$ überschreiten, da sonst mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Mess- oder Datenfehler vorliegt.

Hinsichtlich des Tests auf Widersprüche sind insbesondere die Spannungsbetragsdifferenzen ΔU_{ij} zwischen zwei nahe beieinander liegenden Netzknoten i, j zu betrachten. Unter der Annahme eines Impedanzbetrages der Zweigleitung $Z_{ij} = 0,01 \Omega$ und einem Zweigstrom von 200 A sollte die Spannungsbetragsdifferenz ΔU_{ij} üblicherweise kleiner als 2 V sein. Größere Abweichungen weisen auf Topologiefehler, wie Leiterunterbrechungen und Leitervertauschungen, oder Messfehler hin.

4.2 Prozess zur Gewinnung von Ersatzmesswerten

4.2.1 Grundlagen der Ersatzmesswerte

Liegen aufgrund fehlender Messtechnik oder durch Datenübertragungsfehler für alle oder einzelne Betriebsgrößen an einem Hausanschlusspunkt keine Messwerte vor, müssen die zugehörigen Haushaltslasten und Leistungen regenerativer Erzeugungsanlagen durch möglichst präzise Ersatzmesswerte nachgebildet werden [Brandalik+, 2016]. In Abschnitt 3.3 wurden mit Spannungs- und Strombeträgen sowie mit Vorzeichen behafteten Wirk- und Blindströmen insgesamt vier leiterbezogene Netzbetriebsgrößen festgelegt, die an jedem Hausanschlussknoten messtechnisch zu erfassen sind. Sie stellen zusammen mit den näherungsweise zu bestimmenden Spannungswinkeln die Eingangsgrößen des Netzzustandsschätzsystems dar. Daher existieren analog zu diesen Größen auch fünf Arten von Ersatzmesswerten, die jeweils in unterschiedlicher Weise bestimmt werden. Grundsätzlich ist dabei der Messstandort, Ortsnetzstation oder Hausanschlusspunkt, und der Anlagentyp, das heißt reiner Verbraucher, regenerative Erzeugungsanlage oder deren Kombination, zu berücksichtigen.

4.2.2 Ersatzmesswerte für Ortsnetzstationen

Die in der Ortsnetzstation installierten Messsysteme weisen üblicherweise eine hohe Zuverlässigkeit auf. Ein Komponentenausfall ist in der Regel ebenso selten wie grob falsche Messfehler oder Ausfälle der leitungsgebundenen Datenübertragung von den Spannungs- und Stromwandlern zu den Messumformern des Messsystems. Falls dennoch für einzelne Netzbetriebsgrößen keine Messwerte vorliegen, müssen diese durch Ersatzmesswerte nachgebildet werden. Da sich Ortsnetzstationen oftmals am Rand eines NS-Netzes befinden und die Leitungslängen der Hauptstränge ausgehend von der Ortsnetzstation bis zu den ersten Hausanschlusspunkten vergleichsweise groß sind, existieren vielfach keine nahegelegenen Smart Meter, von denen Spannungsbetragsmesswerte übernommen werden könnten. Auch redundante Leistungs- oder Stromwerte sind nicht verfügbar. In der Folge müssen bei einem Datenausfall Ersatzmesswerte aus vorherigen Messdatensätzen bestimmt werden. Da das Messintervall der in der Ortsnetzstation installierten Messsysteme vielfach deutlich kürzer als das Berechnungsintervall des Netzzustandsschätzsystems ist, stehen hierfür mehrere Datensätze zur Verfügung. Die Genauigkeit der Ersatzmesswerte hängt im Wesentlichen

von der zeitlichen Änderung der Messwerte ab und variiert in Abhängigkeit der Messgröße und der Dauer des Datenausfalls. Abschnitt 14.4 im Anhang beinhaltet hierzu eine Abschätzung für die zu erwartenden Fehler.

Wurde ein Ersatzmesswertdatensatz eine Minute vor dem aktuellen Betrachtungszeitpunkt erfasst und die Messfehler-Standardabweichungen der Netzzustandsschätzung nicht angepasst, führen demnach bereits circa 15 % der Spannungsbetrags- und 76 % der Wirkleistungs-Ersatzmesswerte zu grob falschen Messfehlern. Um die Anzahl derer zu verringern, muss die jeweilige Messfehler-Standardabweichung eines Ersatzmesswertes erhöht werden, wodurch die Genauigkeit der Netzzustandsschätzung sinkt. Grundsätzlich sollten Ersatzmesswerte nur circa zwei Minuten vor dem jeweiligen Betrachtungszeitpunkt erfasst worden sein, damit bei dem Zehnfachen der ursprünglichen Messfehler-Standardabweichung mindestens 50 % der Ersatzmesswerte nicht zu grob falschen Messfehlern führen. Bei längeren Datenausfällen ist letztlich mit größeren Ungenauigkeiten bei der Netzzustandsschätzung zu rechnen.

4.2.3 Ersatzmesswerte für Photovoltaikanlagen

4.2.3.1 Allgemeiner Prozess der Ersatzmesswertermittlung

Regenerative Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen sind üblicherweise Bestandteil eines Wohnhauses und mit dem gleichen Hausanschlusspunkt wie die Haushaltslasten verbunden. Die resultierenden Ströme in den Hausanschlussleitungen ergeben sich daher durch die leiterbezogene und vorzeichenrichtige Überlagerung der von Verbrauchern und den PV-Wechselrichtern hervorgerufenen Ströme. Für die Ermittlung der Stromersatzmesswerte sind zunächst die Wirk- und Blindleistungen der PV-Wechselrichter dreiphasig zu ermitteln und entsprechend über Spannungsbeträge in Wirk- und Blindströme umzurechnen. Der allgemeine Prozess, der in den nachfolgenden Abschnitten ausführlich erläutert wird, ist dabei wie folgt gegliedert:

1. Bestimmung der zeitlich maximalen Einspeisewirkleistung von PV-Anlagen
2. Berücksichtigung der aktuellen Wetterverhältnisse
3. Nachbildung des Blindleistungsverhaltens von PV-Wechselrichtern
4. Ermittlung von Ersatzmesswerten für Spannungsbeträge
5. Berechnung der Ersatzwerte für Strombeträge sowie Wirk- und Blindströme

4.2.3.2 Bestimmung der zeitlich maximalen Einspeiseleistung

Die zeitlich maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen kann durch einen simplen Prozess nachgebildet werden. Dieser ist detailliert in Abschnitt 14.5 im Anhang beschrieben, sodass nachfolgend nur die grundsätzliche Vorgehensweise erläutert wird. Der exakte Sonnenstand ist mit hoher Genauigkeit für alle Zeitpunkte t und jeden Punkt auf der Erde innerhalb der nächsten Jahrhunderte bestimmbar, wenn für einen Zeitpunkt, angegeben als Datum und Uhrzeit, sowohl die geographische Länge λ_L als auch die geographische Breite φ_B eines Bezugsortes in Grad gegeben ist [Wagner, 2015]. Aufgrund der geringen Ausdehnung von NS-Netzen wird für alle PV-Anlagen eines betrachteten Netzes die gleiche geographische Position angenommen. Zudem wird für das Netzgebiet eine gleichmäßige solare Einstrahlung unterstellt.

Aus dem für alle Zeitpunkte t bekannten Sonnenstand und der Kenntnis der Modulausrichtung einer PV-Anlage i kann die auf die Modulfläche resultierende Bestrahlungsintensität $I_{res,i,t}$ ermittelt werden. Unter Kenntnis des Modulwirkungsgrades $\eta_{Modul,i}$, der gesamten PV-Modul-Fläche $A_{PV,i}$ und dem altersabhängigen Wirkungsgrad $\eta_{Alter,i,t}$ folgt dann die gesamte potenzielle PV-Modulleistung $P_{PV,Modul,ges,pot,i,t}(t)$.

Die Ausgangsleistung der PV-Module wird über einen Wechselrichter in das öffentliche NS-Netz geleitet. Folglich muss auch der, vom Verhältnis S_{akt}/S_{rWR} der aktuellen Scheinleistung S_{akt} und der Wechselrichter-Bemessungsleistung S_{rWR} abhängige, Wirkungsgrad η_{WR} des Wechselrichters berücksichtigt werden. Letztlich ergibt sich aus den Größen die zeitabhängige potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,t}$ bei klaren Wetterverhältnissen nach Gleichung (4.2-1) unter der vereinfachten Annahme einer PV-Wechselrichter-Blindleistung von $Q_{PV,WR,i,t} = 0$ var zu:

$$P_{PV,WR,pot,i,t}(t) = P_{PV,Modul,ges,pot,i,t}(t) \cdot \eta_{WR,i,t} \quad (4.2-1)$$

Der ermittelte Wert kann für alle Zeitpunkte analog zum Verhältnis der einphasigen Bemessungsleistungen $S_{rWR,i,Lx}$ des Wechselrichters aufgeteilt werden, sodass für die Anlage abhängig vom Leiter Lx eine zeitabhängige potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$ vorliegt:

$$P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}(t) = \frac{S_{rWR,i,Lx}}{S_{rWR,i}} \cdot P_{PV,WR,pot,i,t}(t) \quad (4.2-2)$$

4.2.3.3 Berücksichtigung der aktuellen Wetterverhältnisse

Die tatsächliche Einspeisung einer PV-Anlage ist im Wesentlichen von den Wetterverhältnissen abhängig und erreicht nur bei nahezu wolkenlosen und schneefreien Wetterbedingungen die potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$. Um den Einfluss der Witterung auch für PV-Anlagen ohne messtechnisch erfasste oder vorliegende Leistungswerte mit guter Genauigkeit nachbilden zu können, müssen die bekannten Einspeisewirkleistungen nahegelegener PV-Anlagen betrachtet werden. Aufgrund der überwiegend geringen räumlichen Ausdehnung von NS-Netzen kann davon ausgegangen werden, dass die Witterung für alle regenerativen Erzeugungsanlagen in einem Netz identisch ist und gleiche Bewölkungsverhältnisse vorliegen.

Ausgehend von verfügbaren Wirkleistungsmesswerten wird ein zeitabhängiger Bewölkungsgrad $BG(t)$ nach Gleichung (4.2-3) berechnet, der die jeweiligen Wetterverhältnisse widerspiegelt. Dabei ist $n_{PV,Lx}$ die Anzahl der einspeisenden PV-Anlagen, $P_{PV,mes,i,Lx,t}$ die aktuelle Einspeisewirkleistung der PV-Anlage am Netzknoten i und $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$ die einphasige potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung.

$$BG(t) = \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^{n_{PV,L1}} \frac{P_{PV,mes,i,L1,t}}{P_{PV,WR,pot,i,L1,t}}}{n_{PV,L1}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{PV,L2}} \frac{P_{PV,mes,i,L2,t}}{P_{PV,WR,pot,i,L2,t}}}{n_{PV,L2}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{PV,L3}} \frac{P_{PV,mes,i,L3,t}}{P_{PV,WR,pot,i,L3,t}}}{n_{PV,L3}} \right] \quad (4.2-3)$$

Der für den Zeitpunkt t bestimmbare Bewölkungsgrad $BG(t)$ ist das, über alle Leiter Lx und alle messtechnisch erfassten PV-Anlagen gemittelte, Verhältnis aus jeweils aktuell in das Netz eingespeister Wirkleistung $P_{PV,mes,i,Lx,t}$ und potenzieller PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$. Er sollte auf $BG_{max} = 1,1$ begrenzt werden, falls morgens oder abends aufgrund diffuser Sonneneinstrahlung $BG(t) > 1$ gilt.

Der Ersatzwert für die seitens einer PV-Anlage ohne aktuelle Messwerte am Netzknoten i auf dem Leiter Lx eingespeiste Wirkleistung folgt dann, ausgehend von der zugehörigen potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$ und dem Bewölkungsgrad $BG(t)$, allgemein nach Gleichung (4.2-4):

$$P_{PV,ers,i,Lx,t}(t) = P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}(t) \cdot BG(t) \quad (4.2-4)$$

Letztlich können mit dem erläuterten Prozess für alle PV-Anlagen ohne vorliegende Messwerte die momentanen Wirkleistungen näherungsweise bestimmt werden. Die

Genauigkeit der Werte ist vorwiegend abhängig von der Anzahl der PV-Anlagen mit messtechnisch erfassten Wirkleistungen sowie der Kenntnis der Leiterbelegungen und Wechselrichter-Bemessungsleistungen. Abschnitt 14.6 vergleicht diesbezüglich reale Messwerte mit den genäherten Einspeiseleistungen.

4.2.3.4 Nachbildung des Blindleistungsverhaltens von Erzeugungsanlagen

Liegen für PV-Anlagen keine Blindleistungsmesswerte vor, müssen auch diese durch möglichst präzise Ersatzmesswerte nachgebildet werden. Grundsätzlich existieren nach VDE-AR-N 4105 [VDE 4105, 2011] zwei unterschiedliche Arten des Blindleistungsverhaltens von PV-Wechselrichtern. In der ersten Variante wird ein fester Wert für die vom Wechselrichter aufgenommene induktive Blindleistung festgelegt. In der zumeist verwendeten zweiten Variante hingegen, ergibt sich der Blindleistungswert in Abhängigkeit einer standardisierten Kennlinie. Dabei wird für Anlagen mit $S_{rWR,i} \leq 13,8 \text{ kVA}$, ab einer Wirkleistungseinspeisung in Höhe der halben Wechselrichter-Bemessungscheinleistung $S_{rWR,i}$, der Leistungsfaktor ausgehend von $\cos \varphi_{PV,i,Lx,t} = 1$ stetig bis auf minimal $\cos \varphi_{PV,i,Lx,t} = 0,95$ ind. verringert.

Die Ersatzmesswerte sind weitgehend analog zu dem tatsächlich festgelegten Blindleistungsverhalten und bei unsymmetrischen Erzeugungsanlagen zusätzlich unter Berücksichtigung der tatsächlichen Leiterbelegung zu generieren. Falls keine Informationen zur Blindleistungsvorgabe existieren, sollte vereinfachend ein neutrales Blindleistungsverhalten mit $\cos \varphi_{PV,i,Lx,t} = 1$ unterstellt werden. Die Abweichungen zum realen Blindleistungsverhalten werden dann näherungsweise durch die Ersatzmesswerte für Blindleistungen von Haushaltslasten ausgeglichen, welche gemäß Abschnitt 4.2.4 ausgehend von der Residuallast an der Ortsnetzstation berechnet werden.

4.2.3.5 Berücksichtigung von Einspeisebegrenzung, Einspeisemanagement und Speichereinsatz

Bei einzelnen PV-Anlagen übersteigt die installierte Leistung der PV-Module die Wechselrichter-Bemessungscheinleistung $S_{rWR,i}$. Dies bedeutet, dass das limitierende Betriebsmittel der Wechselrichter ist und gegebenenfalls eine Einspeisebegrenzung (ESB) hervorruft. Bei der Ersatzmesswertgenerierung ist dieser Sachverhalt zu berücksichtigen, indem die in Abschnitt 4.2.3.3 ermittelte, aktuelle PV-Wirkleistungs-Ersatzmesswert $P_{PV,ers,i,Lx,t}(t)$ zusammen mit dem in Abschnitt 4.2.3.4 bestimmten

$\cos \varphi_{PV,i,Lx,t}$ -Wert gemäß Gleichung (4.2-5) zunächst in die zugehörige Scheinleistung $S_{PV,ers,i,Lx,t}$ umgerechnet wird und anschließend $S_{PV,ers,i,Lx,t}$ mit der leiterbezogenen Wechselrichter-Bemessungsscheinleistung $S_{rWR,i,Lx}$ verglichen wird. Übersteigt $S_{PV,ers,i,Lx,t}$ die Wechselrichter-Bemessungsscheinleistung $S_{rWR,i,Lx}$ wird die Wirkleistungseinspeisung $P_{PV,ers,ESB,i,Lx,t}(t)$ bei konstantem $\cos \varphi_{PV,i,Lx,t}$ -Wert gemäß Gleichung (4.2-6) auf den Wert $P_{PV,max,i,Lx}$ begrenzt. Gilt $S_{PV,ers,i,Lx,t} \leq S_{rWR,i,Lx}$ wird keine Anpassung der Wirk- und Blindleistungswerte vorgenommen.

$$S_{PV,ers,i,Lx,t} = \frac{P_{PV,ers,i,Lx,t}(t)}{\cos \varphi_{PV,i,Lx,t}} \quad (4.2-5)$$

$$P_{PV,ers,ESB,i,Lx,t}(t) = \begin{cases} P_{PV,max,i,Lx} & \text{falls } \frac{S_{PV,ers,i,Lx,t}}{S_{rWR,i,Lx}} > 1 \\ P_{PV,ers,i,Lx,t}(t) & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.2-6)$$

Sind im betrachteten NS-Netz PV-Anlagen mit der Möglichkeit zum Einspeisemanagement (ESM) vorhanden, muss auch dies im Rahmen der Ersatzmesswertgenerierung nachgebildet werden. Grundsätzlich kann unterstellt werden, dass der Faktor $k_{PV,ESM,i,t}$ auf den abgeregelt werden soll, dem Netzzustandsschätzsystem bekannt ist. Dann ergibt sich unter der Annahme $0 \leq k_{PV,ESM,i,t} \leq 1$ folgender Zusammenhang für die einzuspeisende Wirkleistung bei aktivem Einspeisemanagement:

$$P_{PV,ers,ESM,i,Lx,t}(t) = k_{PV,ESM,i,t} \cdot P_{PV,ers,i,Lx,t}(t) \quad (4.2-7)$$

Für die Nachbildung von Speichern muss die Information vorliegen, ob an einem Hausanschluss ein Speicher vorhanden ist und ob dieser aufgrund seines Betriebszustandes in das NS-Netz einspeisen kann oder ob er Leistung bezieht. Wird vorausgesetzt, dass dem Netzbetreiber alle relevanten Speicher-Betriebsdaten vorliegen, können entsprechend auch das Speicherverhalten und die Leistungen nachgebildet werden. Wird beispielsweise ein Teil der von der PV-Anlage bereitgestellten Leistung gespeichert, verringert sich folglich die von der PV-Anlage in das NS-Netz gespeiste Leistung. Umgekehrt kann durch den Einsatz eines Speichers bei niedriger PV-Anlagenleistung die in das Netz eingespeiste Leistung erhöht werden.

4.2.3.6 Spannungsbetrags- und Stromersatzwerte von Erzeugungsanlagen

Auf Basis der Zusammenhänge aus den vorherigen Abschnitten sind für jede PV-Anlage an einem Netzknoten i und jeden Leiter Lx zum Zeitpunkt t Ersatzmesswerte für Wirkleistungen $P_{PV,ers,i,Lx,t}$ und Blindleistungen $Q_{PV,ers,i,Lx,t}$ verfügbar. Der zugehörige

komplexe Ersatzstrom $\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,t}$ ergibt sich ausgehend von $P_{PV,ers,i,Lx,t}$ und $Q_{PV,ers,i,Lx,t}$ analog zu den Gleichungen (2.1-11) und (2.1-12) wie folgt:

$$\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,t} = \underline{I}_{PV,ers,i,Lx,wirk,t} + j \underline{I}_{PV,ers,i,Lx,blind,t} \quad (4.2-8)$$

$$\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,wirk,t} = \frac{P_{PV,ers,i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}| \cdot e^{-j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx,t})}} \approx \frac{P_{PV,ers,i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (4.2-9)$$

$$\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,blind,t} = -\frac{Q_{PV,ers,i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}| \cdot e^{-j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx,t})}} \approx -\frac{Q_{PV,ers,i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (4.2-10)$$

Offensichtlich wird zur exakten Stromgrößenberechnung der entsprechende Spannungsbetrag $|\underline{U}_{i,Lx,t}|$ und der Spannungswinkel $\delta_{i,Lx,t}$ benötigt. Nach Abschnitt 2.1.5 sind in NS-Netzen die Spannungswinkel in der Regel jedoch sehr klein, wobei sie bei hohen Netzauslastungen bis auf Werte von etwa zwei Grad ansteigen. Daher kann mit akzeptabler Genauigkeit der Spannungswinkel zur Berechnung der Ersatzstromgrößen nach den Gleichungen (4.2-9) und (4.2-10) zu null gesetzt werden. Der Ersatzmesswert für den Strombetrag ergibt sich dann ausgehend von Gleichung (4.2-11):

$$|\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,t}| = \sqrt{|\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,wirk,t}|^2 + |\underline{I}_{PV,ers,i,Lx,blind,t}|^2} \quad (4.2-11)$$

Als Unbekannte verbleibt noch der leiterbezogene und knotenbezogene Spannungsbetrag $|\underline{U}_{i,Lx,t}|$. Dieser kann für einen einzelnen Netzknoten i ohne vorliegende Messwerte durch die messtechnisch erfassten Spannungsbeträge der direkt benachbarten Nachbarknoten $(i+1)$ und $(i-1)$ sowie mittels der Leitungslängen ℓ_{ij} zwischen zwei Netzknoten i, j nach Gleichung (4.2-12) ermittelt werden:

$$|\underline{U}_{i,Lx,t}| = \left| \underline{U}_{(i-1),Lx,t} \right| - \frac{\ell_{(i-1)i}}{\ell_{(i-1)(i+1)}} \cdot \left(\left| \underline{U}_{(i-1),Lx,t} \right| - \left| \underline{U}_{(i+1),Lx,t} \right| \right) \quad (4.2-12)$$

Liegen für mehrere direkt nebeneinanderliegende Netzknoten keine Messwerte vor, können die gesuchten Spannungsbeträge analog zur Gleichung (4.2-12) ebenfalls über die angrenzenden Netzknoten mit verfügbaren Spannungsbeträgen und dem Verhältnis der Leitungslängen bestimmt werden. Damit sind gemäß den Gleichungen (4.2-9) und (4.2-10) alle Größen bekannt, sodass für jede PV-Anlage die Spannungsbetrags- und Stromersatzmesswerte bestimmt werden können.

4.2.4 Ersatzmesswerte für Haushaltslasten

Generell wird bei Haushaltslasten (HL) vorausgesetzt, dass ein Fehler in der Messdatenübertragung zu einem vollständigen Fehlen der entsprechenden Messdaten führt. Ebenso wird angenommen, dass die von der Plausibilitätsprüfung als fehlerhaft identifizierten Messwerte bewirken, dass der gesamte Messdatensatz an dem zugehörigen Netzknoten nicht korrekt ist und er somit als nicht existent angenommen werden muss. Folglich sind für alle Haushaltslasten ohne vorliegenden Messdatensatz stets dreiphasige Ersatzmesswerte für die definierten Größen zu bestimmen.

Die grundlegende Ermittlung der Ersatzmesswerte für unbekannte Wirk- und Blindleistungen von Haushaltslasten zum Zeitpunkt t erfolgt für den Leiter Lx ausgehend von den gemessenen über alle Hauptstränge aufsummierten Wirk- und Blindleistungen $P_{\text{ONS},Lx,t}$ und $Q_{\text{ONS},Lx,t}$ an der Ortsnetzstation (ONS) nach den Gleichungen (4.2-13) und (4.2-14). Hierbei werden unter anderem die Summen der Wirk- und Blindleistungen der im Netz vorhandenen PV-Anlagen $P_{\text{PV},i,Lx,t}$ und $Q_{\text{PV},i,Lx,t}$ verwendet, wobei nicht in Mess- oder Ersatzmesswerte unterschieden wird. Weiterhin werden die Summen der messtechnisch erfassten und mit dem Index HL gekennzeichneten Wirk- und Blindleistungen $P_{\text{HL},\text{mess},i,Lx,t}$ und $Q_{\text{HL},\text{mess},i,Lx,t}$ aller Haushaltslasten berücksichtigt. Die Wirk- und Blindverluste im Netz $P_{\text{V,Netz},Lx,t}$, $Q_{\text{V,Netz},Lx,t}$ werden, wie nachfolgend erläutert, vernachlässigt. Die Größe $n_{\text{HL,ers}}$ ist dabei die Anzahl der Haushaltslasten ohne Messdatensatz. Dagegen ist $n_{\text{PV},Lx}$ die Anzahl der auf dem Leiter Lx einspeisenden PV-Anlagen. $n_{\text{HL,mess}}$ ist letztlich die Anzahl der Haushaltslasten für die ein vollständiger dreiphasiger Messdatensatz vorliegt.

$$P_{\text{HL,ers},i,Lx,t} = \frac{P_{\text{ONS},Lx,t} + \sum_{i=1}^{n_{\text{PV},Lx}} P_{\text{PV},i,Lx,t} - \sum_{i=1}^{n_{\text{HL,mess}}} P_{\text{HL,mess},i,Lx,t} - \cancel{P_{\text{V,Netz},Lx,t}}^{\approx 0}}{n_{\text{HL,ers}}} \quad (4.2-13)$$

$$Q_{\text{HL,ers},i,Lx,t} = \frac{Q_{\text{ONS},Lx,t} + \sum_{i=1}^{n_{\text{PV},Lx}} Q_{\text{PV},i,Lx,t} - \sum_{i=1}^{n_{\text{HL,mess}}} Q_{\text{HL,mess},i,Lx,t} - \cancel{Q_{\text{V,Netz},Lx,t}}^{\approx 0}}{n_{\text{HL,ers}}} \quad (4.2-14)$$

Jede Haushaltslast ohne Messdatensatz erhält den leiterbezogenen Ersatzwert für Wirkleistungen $P_{\text{HL,ers},i,Lx,t}$ und Blindleistungen $Q_{\text{HL,ers},i,Lx,t}$ analog zu den vorherigen Herleitungen. Die Netzverluste $P_{\text{V,Netz},Lx,t}$ und $Q_{\text{V,Netz},Lx,t}$ werden zu null gesetzt, da diese in der Praxis nicht messtechnisch ermittelbar sind und daher iterativ, bei-

spielsweise durch vorgelagerte Leistungsflussberechnungen, ermittelt werden müssten. Ergebnisse aus detaillierten Untersuchungen, die in Abschnitt 14.7 im Anhang dargestellt sind, zeigen jedoch, dass die Netzverluste mit Erwartungswerten von 50 W und -20 var sowie Maximalwerten von 400 W und 200 var und somit auch die Fehler bedingt durch die Vernachlässigung gering sind. Zudem enthält jeder Ersatzmesswert für Haushaltslasten einen Netzverlustanteil, welcher den Fehler weiterhin vermindert.

Die Strom- und Spannungsersatzmesswerte für regenerative Erzeugungsanlagen folgen auf Basis von $P_{\text{HL,ers},i,Lx,t}$ und $Q_{\text{HL,ers},i,Lx,t}$ am Netzknoten i für Leiter Lx , analog zu den Herleitungen in Abschnitt 4.2.3.6, gemäß den Gleichungen (4.2-15) bis (4.2-18). Erneut wird dabei nach Abschnitt 2.1.5 für die Spannungswinkel ein Wert von $\delta_{i,Lx,t} = 0$ angenommen.

$$\underline{I}_{\text{HL,ers},i,Lx,\text{wirk},t} \approx \frac{P_{\text{HL,ers},i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (4.2-15)$$

$$\underline{I}_{\text{HL,ers},i,Lx,\text{blind},t} \approx -\frac{Q_{\text{HL,ers},i,Lx,t}}{|\underline{U}_{i,Lx,t}|} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (4.2-16)$$

$$|\underline{I}_{\text{HL,ers},i,Lx,t}| = \sqrt{|\underline{I}_{\text{HL,ers},i,Lx,\text{wirk},t}|^2 + |\underline{I}_{\text{HL,ers},i,Lx,\text{blind},t}|^2} \quad (4.2-17)$$

$$|\underline{U}_{i,Lx,t}| = |\underline{U}_{(i-1),Lx,t}| - \frac{\ell_{(i-1)i}}{\ell_{(i-1)(i+1)}} \cdot \left(|\underline{U}_{(i-1),Lx,t}| - |\underline{U}_{(i+1),Lx,t}| \right) \quad (4.2-18)$$

4.2.5 Näherungsweise Vorbestimmung von Spannungswinkeln

Neben den komplexen Spannungen $\underline{U}_{1,Lx,t}$ an der Ortsnetzstation (Netzknoten $i = 1$) sind für alle Hausanschlusspunkte an den entsprechenden Netzknoten i die resultierenden Wirk- und Blindströme $\underline{I}_{\text{HL},i,Lx,\text{wirk},t}$ und $\underline{I}_{\text{HL},i,Lx,\text{blind},t}$ aus der Überlagerung der Ströme von Haushaltslasten und PV-Anlagen bestimmbar. Somit können folglich mithilfe der dreiphasigen Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{L123} nach Gleichung (2.1-9), unter Berücksichtigung der Spannungs-Phasenwinkel $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$, und dem analog zu Gleichung (2.1-10) geltenden Zusammenhang nach Gleichung (4.2-19) die komplexen Spannungen $\underline{U}_{i,Lx,t}$ ermittelt werden. Grundlage hierfür ist die Annahme, dass für die Spannungswinkel in erster Näherung $\delta_{i,Lx,t} \approx 0$ gilt und die Ströme im Vektor \underline{i}_{L123} somit nicht exakt nachgebildet sind, was auch dem Zeigerdiagramm in

Abschnitt 14.1 im Anhang zu entnehmen ist.

$$\underline{u}_{L123} = \underline{Y}_{L123}^{-1} \cdot \underline{i}_{L123} \quad (4.2-19)$$

$$\delta = \angle \underline{u}_{L123} \quad (4.2-20)$$

Auf Basis von Gleichung (4.2-19) ist zunächst der Vektor \underline{u}_{L123} mit allen komplexen Netzknotenspannungen bestimmbar. Damit ist folglich auch der Spannungswinkelvektor δ mit den Spannungswinkeln $\delta_{i,Lx,t}$ an allen Netzknoten für jeden Leiter Lx zum Zeitpunkt t gemäß Gleichung (4.2-20) näherungsweise bekannt. Dieser stellt, wie in Abschnitt (3.3) beschrieben, eine weitere Eingangsgröße des Netzzustandsschätzsystems dar und soll idealerweise die Schätzgenauigkeit erhöhen. Die Genauigkeit der ermittelten Spannungswinkel ist abhängig von den Mess- und Prognosefehlern der einzelnen Stromgrößen. Liegen alle als normalverteilt angenommenen Messfehler im definierten 3σ -Bereich, so ist auch der Fehler der ohnehin betragsmäßig kleinen Spannungswinkel gering. Grobe Strommessfehler führen hingegen zu geringfügig höheren Spannungswinkelfehlern, die im Idealfall durch den Netzzustandsschätzalgorithmus weitgehend ausgeglichen werden.

4.3 Topologiefehler-Lokalisierung

4.3.1 Typen und Auswirkungen von Topologiefehlern

Der Netzzustand kann durch das Netzzustandsschätzsystem grundsätzlich nur mit hoher Genauigkeit ermittelt werden, wenn die für den Schätzprozess zugrunde gelegte Netztopologie mit der tatsächlich im Netz vorherrschenden Netzstruktur inklusive der korrekten Nachbildung von unsymmetrisch einspeisenden Erzeugungsanlagen übereinstimmt. Generell wird dabei jede unbeabsichtigte Abweichung von der planmäßigen Netztopologie als Topologiefehler (TF) bezeichnet. Üblicherweise werden in NS-Netzen diesbezüglich folgende Topologiefehler unterschieden:

- Leiterunterbrechungen auf Netzleitungen
- Ausgelöste Sicherungen in Kabelverteilerschränken
- Falsche Trennstellenposition
- Leitervertauschungen in Hausanschlusskästen

Leiterunterbrechungen treten sowohl ein- als auch mehrpolig auf und werden in der Regel durch mechanische Einwirkungen bei Erdarbeiten oder defekte Kabelmuffen hervorgerufen [Cichowski+, 2013]. Ältere Massekabel vom Typ NAKLEY werden häufig alterungsbedingt aufgrund fehlerhafter Isolation durch Leiter- oder Erdkurzschlüsse zerstört [Hauffe+, 2013]. An Kabelverteilerschränken ergeben sich Topologiefehler entweder durch die Auslösung von NH-Sicherungen oder durch die falsche Positionierung von Trennstellen. In vermaschten Netzen führen Topologiefehler nicht zwangsläufig zu Versorgungsunterbrechungen, sodass diese oftmals unbemerkt im Netz verbleiben.

Beim Erstanschluss von Hausanschlusspunkten oder Zählerwechsel wird konzeptgemäß nur sichergestellt, dass die Leiterfolge im Hausanschlusskasten, beziehungsweise am Anschluss des Elektrizitätszählers einem Rechtsdrehfeld, entspricht. Somit kann generell nicht gewährleistet werden, dass die Leiterbelegung an Hausanschlusskästen mit der im Netz übereinstimmt. Eine entsprechende Abweichung der Leiterbelegung wird allgemein als Leitervertauschung bezeichnet. Liegt dennoch ein Rechtsdrehfeld vor, entspricht dies einer zyklischen Leitervertauschung. Grundsätzlich tritt diese Problematik an Hausanschlusspunkten mit Erstanchluss vor dem Jahr 2003 auf, da bis dahin gemäß VDE 0293 [VDE 0293, 1990] zwei Adern der Hausanschlussleitung die Aderfarbe Schwarz zugeordnet war und somit keine eindeutige Leiterzuordnung erfolgte. Seit der Neufassung der Norm in 2003 [VDE 0293, 2003] sind alle Außenleiter durch unterschiedliche Aderfarben gekennzeichnet, sodass die Häufigkeit von Leitervertauschungen geringer ist. Generell führt diese Topologiefehlerart nicht zu einer Versorgungsunterbrechung, sodass die Leitervertauschungen weithin unbemerkt existieren. Vielfach ist den Netzbetreibern diese Fehlerart sogar unbekannt.

Mit der Zunahme unsymmetrisch einspeisender PV-Anlagen wird seitens der Netzbetreiber aus Planungsgründen zunehmend vorgegeben, an welche Außenleiter entsprechende Anlagen anzuschließen sind. Existieren unbekannterweise zyklische Leitervertauschungen in einzelnen Hausanschlusskästen, führen diese, obgleich der Leitervorgabe durch den Netzbetreiber, gegebenenfalls zu einer erhöhten Leistungseinspeisung auf einzelnen Leitern und einer ungewollten Sternpunktverlagerung mit hohen Neutralleiterströmen. Hinsichtlich des Netzzustandsschätzsystems entsprechen die von den Smart Metern erfassten leiterbezogenen Größen zudem nicht den realen Leitergrößen, sodass es zu massiven Schätzfehlern kommen kann.

Aus den gegebenen Gründen ist in NS-Netzen, vorab der Netzzustandsschätzung, eine Überprüfung der Netztopologie vorzunehmen. Übliche Algorithmen zur Netztopolo-

gieprüfung aus HS-Netzzustandsschätzsystemen, zum Beispiel [Lourenco+, 2015], sind aufgrund einer niedrigen Messwertredundanz und fehlenden Zweigstrommessungen hierfür jedoch nicht zweckmäßig. Eine Überprüfung muss vielmehr vor dem eigentlichen Netzzustandsschätzalgorithmus auf Basis von realen Messdaten erfolgen.

4.3.2 Basismethoden zur Lokalisierung von Topologiefehlern

Aufgrund der in der Vergangenheit geringen Relevanz von Topologiefehlern in NS-Netzen existieren nur wenige Forschungsarbeiten zu deren Lokalisierung. Generell können die bekannten Erkennungsalgorithmen jedoch in visuelle, deterministische und statistische Basismethoden unterschieden werden.

Eine in [Wellßow+, 2014] beschriebene visuelle Basismethode vergleicht die an wenigen Hausanschlusspunkten mittels Lastgangzählern gemessenen Spannungsbeträge hinsichtlich der Höhe und des Verlaufs innerhalb eines Betrachtungszeitraums von einigen Tagen. Bei deutlichen Abweichungen der jeweiligen Werte sind insbesondere Leitervertauschungen und Leiterunterbrechungen auf Zweigleitungen mit standardmäßig hoher Leiterauslastung vergleichsweise gut erkennbar. Der Nachteil besteht darin, dass diese Methode üblicherweise nicht automatisiert ausgeführt werden kann, keine Werte für die Erkennungswahrscheinlichkeit bekannt sind und Leiterunterbrechungen, insbesondere auf gering ausgelasteten Leitungen, nicht erkannt werden können.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der visuellen Basismethode wurde ebenfalls in [Wellßow+, 2014] ein deterministisches Verfahren beschrieben. Dabei werden zunächst leiterbezogene Mess- und Ersatzmesswerte für Lasten und Leistungseinspeisungen von PV-Anlagen zu einem Eingangsdatensatz für Leistungsflussberechnungen zusammengesetzt und damit die Spannungsbeträge an jedem Netzknoten für die zu erwartende Netztopologie bestimmt. Die zwischen den Netzknoten i und j ermittelbaren Spannungsbetragsdifferenzen $\Delta U_{ij,rech}$ werden letztlich von den Differenzen $\Delta U_{ij,mess}$ der tatsächlich gemessenen Spannungsbeträge subtrahiert. Im Idealfall ohne Messfehler und Topologiefehler sind die berechneten und gemessenen Spannungsdifferenzen identisch. Liegen Topologiefehler vor, steigt betragsmäßig die Differenz $\Delta U_{ij,m-r} = \Delta U_{ij,mess} - \Delta U_{ij,rech}$. Übersteigt $\Delta U_{ij,m-r}$ eine spezifische Grenze ϵ liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Topologiefehler vor, der sich deutlich auf den Leistungsfluss im Netz auswirkt. Grundsätzlich sind mit diesem Verfahren Leitervertauschungen und Leiterunterbrechungen auf Zweigleitungen mit hohen Leitungsauslastungen

zuverlässig erkennbar. Zudem besteht ein analytischer Zusammenhang zwischen TF-Erkennungswahrscheinlichkeit und dem von einem Topologiefehler hervorgerufenen Fehlerstrom. Hingegen sind die Nachteile ein vergleichsweise hoher Rechenaufwand, die erforderliche Generierung von Ersatzmesswerten für messtechnisch nicht erfasste Lasten und Erzeugungsanlagen sowie die Schwäche des Verfahrens bei Topologiefehlern auf Abzweigen zwischen zwei Hauptsträngen.

Bei der stochastischen Basismethode in [Pezeshki+, 2012] wird der lineare Zusammenhang zwischen den Leiterspannungen von zwei Netzknoten auf Basis des Korrelationskoeffizienten r_{ij} ermittelt, für den $0 \leq r_{ij} \leq 1$ gilt. Unterschreitet r_{ij} einen spezifischen Wert sind die entsprechend geprüften Leiter nicht miteinander verbunden. Das Verfahren wird vorwiegend zur Erkennung von Leitervertauschungen eingesetzt. Bei Leiterunterbrechungen liefert es keine zuverlässigen Ergebnisse.

Alle vorgestellten Verfahren sind durch ihre Nachteile, wie erhöhter Rechenaufwand, Nutzung von Ersatzmesswerten oder der nur bedingt zuverlässigen TF-Erkennung, weniger für den Netztopologietest im Rahmen eines NS-Netzzustandsschätzsystems geeignet. Folglich müssen andere Algorithmen entwickelt werden, die alle Arten von Topologiefehlern einfach, schnell und zuverlässig ermitteln.

4.3.3 Knotenspannungsanalyse zur Topologiefehler-Lokalisierung

4.3.3.1 Beschreibung von Spannungsbetragsdifferenzen

Ein neuer Ansatz zur TF-Lokalisierung besteht in der stochastischen Analyse der messtechnisch erfassten Spannungsbeträge von nahe beieinander liegenden Netzknoten. Dabei wird, wie bereits in den vorherigen Abschnitten, angenommen, dass der zu erfassende wahre Spannungsbetrag $U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}}$ am Netzknoten i und Leiter Lx zum Zeitpunkt t gemäß Gleichung (4.3-1) mit einem normalverteilten, unabhängigen Messfehler $e_{U,i,Lx,t}$ überlagert ist. Die Größe $\sigma_{e_{U,i}}$ ist die Standardabweichung von $e_{U,i,Lx,t}$, die vereinfachend für alle Leiter am Netzknoten i als identisch angenommen wird.

$$U_{i,Lx,t}^{\text{mess}} = U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} + e_{U,i,Lx,t} \quad (4.3-1)$$

$$e_{U,i,Lx} \sim \mathcal{N}\left(0, \sigma_{e_{U,i}}^2\right) \quad (4.3-2)$$

Ausgehend von dem wahren Spannungsbetrag des Leiters Lx , $x \in \{1, 2, 3\}$, am Netzknoten i und dem wahren Spannungsbetrag des Leiters Ly , $y \in \{1, 2, 3\}$, am nahe

beieinanderliegenden Netzknoten j , ergibt sich der ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ ohne Einfluss von Messfehlern über ein beliebiges Zeitintervall $t_{\text{anf}} \leq t \leq t_{\text{end}}$ mit insgesamt n Messzeitpunkten nach Gleichung (4.3-3). Der Mittelwert der wahren Spannungsbeträge in dem betrachteten Zeitintervall folgt gemäß Gleichung (4.3-4).

$$r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} = \frac{\sum_{t=1}^n \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} - \bar{U}_{i,Lx}^{\text{wahr}} \right) \cdot \left(U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} - \bar{U}_{j,Ly}^{\text{wahr}} \right)}{\sqrt{\sum_{t=1}^n \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} - \bar{U}_{i,Lx}^{\text{wahr}} \right)^2 \cdot \sum_{t=1}^n \left(U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} - \bar{U}_{j,Ly}^{\text{wahr}} \right)^2}} \quad (4.3-3)$$

$$\bar{U}_{i,Lx}^{\text{wahr}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} \quad (4.3-4)$$

Der Spannungsabfall zwischen den zwei Netzknoten i, j und den Leitern Lx und Ly ergibt sich nach Gleichung (4.3-5):

$$\Delta U_{ij,LxLy,t} = U_{i,Lx,t} - U_{j,Ly,t} \quad (4.3-5)$$

Werden die gemessenen Spannungsbeträge jeweils durch die Linearkombinationen aus wahren Spannungsbetrag und Messfehlerwert nach Gleichung (4.3-1) nachgebildet, so folgt zunächst der allgemeine Zusammenhang aus Gleichung (4.3-6) für den Spannungsabfall $\Delta U_{ij,LxLy,t}$ jeweils zum Zeitpunkt t :

$$\begin{aligned} \Delta U_{ij,LxLy,t} &= \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} + e_{U,i,Lx,t} \right) - \left(U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} + e_{U,j,Ly,t} \right) \\ &= \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} - U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} \right) + \left(e_{U,i,Lx,t} - e_{U,j,Ly,t} \right) \end{aligned} \quad (4.3-6)$$

Durch den Übergang von zeitpunktbezogenen zu stochastischen Größen gilt allgemein mit den Standardabweichungen $\sigma_{e_{U,i}}$ und $\sigma_{e_{U,j}}$:

$$\Delta U_{ij,LxLy,t} = \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} - U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} \right) + \mathcal{N} \left(0, \sigma_{e_{U,i}}^2 \right) - \mathcal{N} \left(0, \sigma_{e_{U,j}}^2 \right) \quad (4.3-7)$$

Unter der Voraussetzung, dass im gesamten Netz der identische Smart-Meter-Typ zur Messwerterfassung eingesetzt wird und die Eigenschaften der voneinander unabhängigen Messfehler identisch sind, gilt vereinfachend $\sigma_{e_U} = \sigma_{e_{U,i}} = \sigma_{e_{U,j}}$ und somit:

$$\Delta U_{ij,LxLy,t} = \left(U_{i,Lx,t}^{\text{wahr}} - U_{j,Ly,t}^{\text{wahr}} \right) + \mathcal{N} \left(0, 2 \sigma_{e_U}^2 \right) \quad (4.3-8)$$

Gemäß den Untersuchungen in Abschnitt 14.8.1 im Anhang können die wahren Spannungsbeträge in NS-Netzen an beliebigen Netzknoten i näherungsweise mit guter Genauigkeit als Normalverteilung mit Erwartungswert $\mu_{U,i,Lx}$ und Standardabweichung $\sigma_{U,i,Lx}$ nachgebildet werden. Durch das Einsetzen entsprechender Normalverteilungen geht Gleichung (4.3-8) über in Gleichung (4.3-9):

$$\Delta U_{ij,LxLy} \sim \left[\mathcal{N} \left(\mu_{U,i,Lx}, \sigma_{U,i,Lx}^2 \right) - \mathcal{N} \left(\mu_{U,j,Ly}, \sigma_{U,j,Ly}^2 \right) \right] + \mathcal{N} \left(0, 2 \sigma_{eU}^2 \right) \quad (4.3-9)$$

Zur weiteren Vereinfachung wird der ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ aus Gleichung (4.3-3) berücksichtigt, der die lineare Abhängigkeit der Spannungsbeträge zwischen zwei Netzknoten beschreibt. Demnach folgt $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy, \text{ideal}}}^2$ zu [Rooch, 2014]:

$$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy, \text{ideal}}}^2 = \sigma_{U,i,Lx}^2 + \sigma_{U,j,Ly}^2 - 2 \cdot \sigma_{U,i,Lx} \cdot \sigma_{U,j,Ly} \cdot r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \quad (4.3-10)$$

Unter der Voraussetzung nahe beieinanderliegender Netzknoten ergibt sich näherungsweise $\sigma_U = \sigma_{U,i,Lx} = \sigma_{U,j,Ly}$ und somit der Zusammenhang aus Gleichung (4.3-12):

$$\Delta U_{ij,LxLy} \sim \left[\mathcal{N} \left(\mu_{U,i,Lx} - \mu_{U,j,Ly}, 2 \sigma_U^2 \cdot \left(1 - r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \right) \right) \right] + \mathcal{N} \left(0, 2 \sigma_{eU}^2 \right) \quad (4.3-11)$$

$$\sim \mathcal{N} \left(\mu_{U,i,Lx} - \mu_{U,j,Ly}, 2 \sigma_U^2 \cdot \left(1 - r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \right) + 2 \sigma_{eU}^2 \right) \quad (4.3-12)$$

Wie in Gleichung (4.3-13) erkennbar, ist die Standardabweichung $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ der Spannungsbetragsdifferenz $\Delta U_{ij,LxLy}$ demnach nur abhängig von der Varianz σ_U^2 der betrachteten Spannungsbetrags-Zeitreihen, vom idealen Korrelationskoeffizienten $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ sowie der Varianz des Spannungsbetragsmessfehlers σ_{eU}^2 .

$$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}} = \sqrt{2 \sigma_U^2 \cdot \left(1 - r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \right) + 2 \sigma_{eU}^2} \quad (4.3-13)$$

4.3.3.2 Charakteristiken von Spannungsbetragsdifferenzen

Ausgehend von $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ nach Gleichung (4.3-13) liegen unter den getroffenen Annahmen 99,7% der Spannungsbetragsdifferenzen im Bereich $(\mu_{U,i,Lx} - \mu_{U,j,Ly}) \pm 3 \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$. Der Wertebereich ist durch die Varianz σ_{eU}^2 der Spannungsbetragsmessfehler charakterisiert, der als Offset bei der Berechnung von $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ eingeht. Je präziser die Spannungsbetragsmessungen sind, desto kleiner wird σ_{eU}^2 und desto genauer wird die Spannungsbetragsdifferenz ermittelt. Die Größe σ_U^2 ist abhängig von den betrachteten

Spannungsbetragmessreihen und variiert in der Regel zwischen $0 < \sigma_U^2 \leq 6 \text{ V}$ in Abhängigkeit der Tageszeit und mit der Anzahl an berücksichtigten Werten.

Der ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ beschreibt, wie zuvor erläutert, den idealen linearen Zusammenhang zwischen zwei beliebigen Spannungsbeträgen ohne den Einfluss von Messfehlern. Bei kurzen Knotenabständen und direkten Knotenverbindungen ohne Leitungsabzweige liegen dessen einheitenlose Werte typischerweise im Bereich $0,98 \leq r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \leq 1$. Bei nicht messtechnisch erfassten Verzweigungsnetzknuten sinken die Werte entsprechend auf bis zu $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} = 0,9$. Abschnitt 14.8.2 im Anhang zeigt diesbezüglich die Ergebnisse einer detaillierten Analyse der idealen Korrelationskoeffizienten für relevante Knotenkombinationen. Falls $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \approx 1$ gilt, ist der Einfluss von σ_U^2 auf $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ offensichtlich sehr gering.

Abbildung 4.1 zeigt diesbezüglich den Verlauf von $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ in Abhängigkeit des idealen Korrelationskoeffizienten im Bereich $0,90 \leq r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \leq 1$ für verschiedene Werte von σ_U . Die Standardabweichung des stochastischen Spannungsbetragmessfehlern wird dabei analog zu Abschnitt 3.2.2.2 mit $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ angenommen. Wie aus der Grafik erkennbar ist, steigt mit sinkendem $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ und zunehmenden σ_U die Standardabweichung $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ stetig an. Für sehr hohe Korrelationskoeffizienten $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} \approx 0,999$ ist die Spannungsbetragsdifferenz $\Delta U_{ij,LxLy}$ überwiegend von $\sqrt{2} \cdot \sigma_{e_U}$ bestimmt.

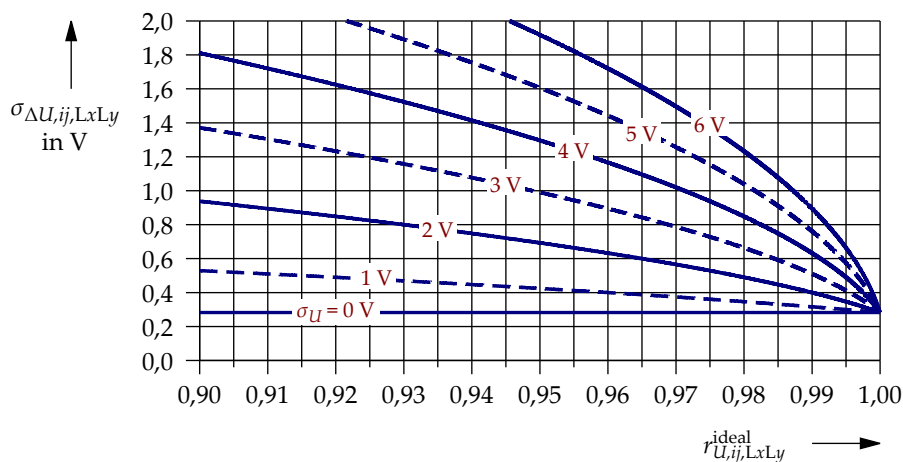


Abbildung 4.1: Standardabweichung $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ der Spannungsbetragsdifferenz $\Delta U_{ij,LxLy,t}$ in Abhängigkeit des idealen Korrelationskoeffizienten $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ bei $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$

4.3.3.3 Überprüfung der galvanischen Verbindung zwischen zwei Leitern

Da auf Basis von $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ unter den genannten Annahmen jeweils ein maximaler Wert für die Spannungsbetragsdifferenz $\Delta U_{ij,LxLy,t}$ ermittelt werden kann, eignet sich dieser Wert prinzipiell auch zur Überprüfung von existierenden galvanischen Verbindungen zwischen den Leitern von zwei nahe beieinanderliegenden Netzknoten. Hierzu wird $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ als Detektionsgrenze interpretiert und nachfolgend als $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim}$ bezeichnet. Sie ergibt sich analog zu Gleichung (4.3-13) wie folgt:

$$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim} = \sqrt{2 \sigma_U^2 \cdot \left(1 - r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}\right) + 2 \sigma_{e_U}^2} \quad (4.3-14)$$

Im Gegensatz zu den vorherigen Ausführungen ist die Varianz σ_U^2 der Grundgesamtheit nur näherungsweise aus den vorliegenden Messdaten eines Zeitintervalls Δt mit n Messzeitpunkten durch die empirische Stichprobenvarianz s_U^2 bestimmbar. Folglich muss ausgehend von s_U^2 ein Konfidenzintervall beziehungsweise Vertrauensbereich bestimmt werden. Nach [Adamek, 2016] ergibt sich das entsprechende zweiseitige Konfidenzintervall für σ_U^2 nach Gleichung (4.3-15), wobei $\chi_{(n-1), \left(1-\frac{\beta}{2}\right)}^2$ das Quantil der Chi-Quadrat-Verteilung für $(n-1)$ Freiheitsgrade und ein Signifikanzniveau β ist.

$$\frac{(n-1) \cdot s_U^2}{\chi_{(n-1), \left(1-\frac{\beta}{2}\right)}^2} \leq \sigma_U^2 \leq \frac{(n-1) \cdot s_U^2}{\chi_{(n-1), \left(\frac{\beta}{2}\right)}^2} \quad (4.3-15)$$

Die Quantile der Chi-Quadrat-Verteilung können Tabellen, beispielsweise aus [Rooch, 2014], entnommen werden. Hinsichtlich der Überprüfung der galvanischen Verbindung ist nur die obere Grenze des Konfidenzintervalls, nachfolgend als $\sigma_{U,+}^2$ bezeichnet und mit dem Index + gekennzeichnet, relevant, da sie gemäß Gleichung (4.3-13) zu den höchsten Detektionsgrenzen $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim}$ und stets Ergebnissen auf der sicheren Seite führt. Bei zwei betrachteten Spannungsbetragsmessreihen mit unterschiedlichen Werten für $\sigma_{U,+}^2$ ist es somit auch erforderlich, den jeweils größeren Wert für die Berechnung der Detektionsgrenze zu verwenden.

Nachfolgend müssen für alle relevanten Knoten- und Leiterkombinationen, zu allen Zeitpunkten t , die Spannungsbetragsdifferenzen $\Delta U_{ij,LxLy,t}$ nach Gleichung (4.3-5) und deren empirische Standardabweichung nach Gleichung (4.3-16) berechnet werden. Dabei ist $\overline{\Delta U}_{ij,LxLy,t}$ der Mittelwert der Spannungsbetragsdifferenzen über alle n

betrachtete Messwerte im Zeitintervall Δt .

$$s_{\Delta U_{ij,LxLy}} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{t=1}^n (\Delta U_{ij,LxLy,t} - \overline{\Delta U}_{ij,LxLy,t})^2} \quad (4.3-16)$$

Aufgrund der endlichen Anzahl an betrachteten Messwerten kann für $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}$ wiederum nur ein Konfidenzintervall ermittelt werden. Analog zu Gleichung (4.3-15), jedoch nun mit dem Signifikanzniveau ξ , folgen für die untere Grenze $s_{\Delta U_{ij,LxLy,-}}$ und die obere Grenze $s_{\Delta U_{ij,LxLy,+}}$ des Konfidenzintervalls folgende Zusammenhänge:

$$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,-}} = \sqrt{\frac{(n-1) \cdot s_{\Delta U_{ij,LxLy}}^2}{\chi^2_{(n-1), \left(1 - \frac{\xi}{2}\right)}}} \quad (4.3-17)$$

$$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}} = \sqrt{\frac{(n-1) \cdot s_{\Delta U_{ij,LxLy}}^2}{\chi^2_{(n-1), \left(\frac{\xi}{2}\right)}}} \quad (4.3-18)$$

Die Grenzen $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,-}}$ und $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}}$ müssen mit der Detektionsgrenze $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim}$ verglichen und entsprechend interpretiert werden. Offensichtlich können ausgehend von Tabelle 4.1 drei verschiedene Vergleichsergebnisse auftreten, die mit (A) bis (C) gekennzeichnet sind. Genaue Aussagen über die Existenz einer galvanischen Verbindung können demnach nur getroffen werden, wenn die Detektionsgrenze $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim}$ nicht im Konfidenzintervall $[\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,-}}; \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}}]$ liegt.

Abbildung 4.2 visualisiert die in Tabelle 4.1 genannten Vergleichsfälle am Beispiel der Detektionsgrenze für einen idealen Korrelationskoeffizient $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}} = 0,96$ und $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$. Weiterhin wird ausgehend von den Differenzen der gemessenen Spannungsbetragswerte ein Konfidenzintervall $[1,2 \text{ V}; 1,4 \text{ V}]$ zugrundegelegt. Mit diesen Werten folgen zwei Schnittpunkte der Detektionsgrenze mit den Konfidenzintervall-

Tabelle 4.1: Vergleiche zur Ermittlung der galvanischen Verbindung zwischen zwei Leitern

Typ	Vergleich	Interpretation
(A)	$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}} \leq \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim}$	galvanische Verbindung wahrscheinlich
(B)	$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,-}} < \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim} < \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}}$	keine eindeutige Aussage möglich
(C)	$\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\lim} \leq \sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,-}}$	galvanische Verbindung unwahrscheinlich

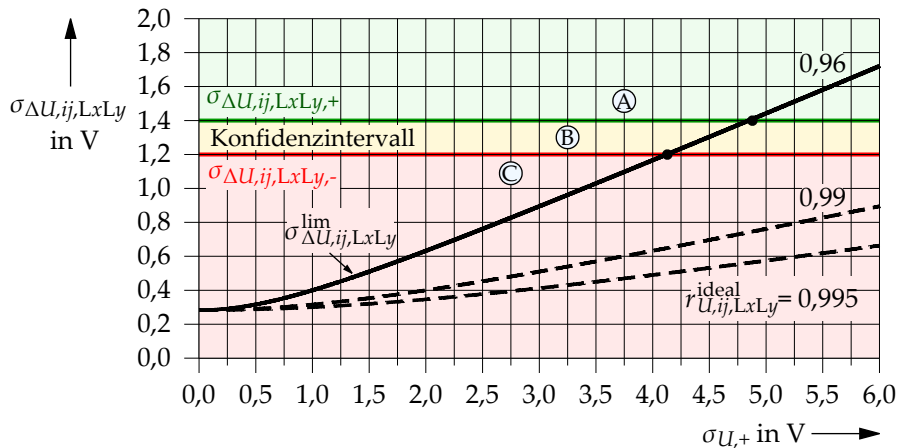


Abbildung 4.2: Vergleich der Konfidenzintervallgrenzen mit der Detektionsgrenze

grenzen an den Positionen ($\sigma_U = 4,85 \text{ V}$; $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}} = 1,4 \text{ V}$) und ($4,12 \text{ V}$; $1,2 \text{ V}$). Die Existenz einer galvanischen Verbindung ergibt sich somit ausgehend vom Wert $\sigma_{U,+}$, welcher gemäß Gleichung (4.3-15) bestimmt wurde. Für $\sigma_{U,+} \geq 4,85 \text{ V}$ liegt die obere Konfidenzintervallgrenze $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy,+}}$ unterhalb der Detektionsgrenze. Somit existiert mit hoher Wahrscheinlichkeit eine galvanische Verbindung zwischen den überprüften Leitern. Im Bereich $4,12 \text{ V} < \sigma_{U,+} < 4,85 \text{ V}$ kann keine eindeutige Aussage getroffen werden. Für $\sigma_{U,+} \leq 4,12 \text{ V}$ sind die Leiter sehr wahrscheinlich nicht verbunden.

Die Aussagegenauigkeit hängt besonders vom Signifikanzniveau ξ ab. Je geringer ξ ist, desto größer ist das Konfidenzintervall, wobei typischerweise $\xi = 1\%$ gewählt wird. Die Wahrscheinlichkeit P einer korrekten Verbindungsbestimmung liegt generell bei $P = \left(1 - \frac{\xi}{2}\right)$, die einer falschen Aussage bei $P = \frac{\xi}{2}$.

4.3.3.4 Gesamtprozess zur Topologiefehler-Lokalisierung

Die Lokalisierung von Topologiefehlern kann auf Basis der gezeigten Methode zur Überprüfung einer galvanischen Verbindung zwischen zwei Leitern nahegelegener Netzknoten erfolgen. Dazu werden zunächst an allen Netzknoten die Verbindungen zu den direkt benachbarten Netzknoten für alle neun mögliche Leiterkombinationen ermittelt. Die Ergebnisse können in einer Visualisierungsmatrix gemäß Abbildung 4.3 dargestellt werden. Rote Punkte signalisieren, dass zwischen dem Leiter L_x am Netzknoten i und dem Leiter L_y am Netzknoten j keine direkte, galvanische Verbindung besteht. Grüne Punkte zeigen, dass die Leiter miteinander verbunden sind. Falls keine eindeutige Aussage getroffen werden kann, wird dies mit einem gelben Punkt

gekennzeichnet.

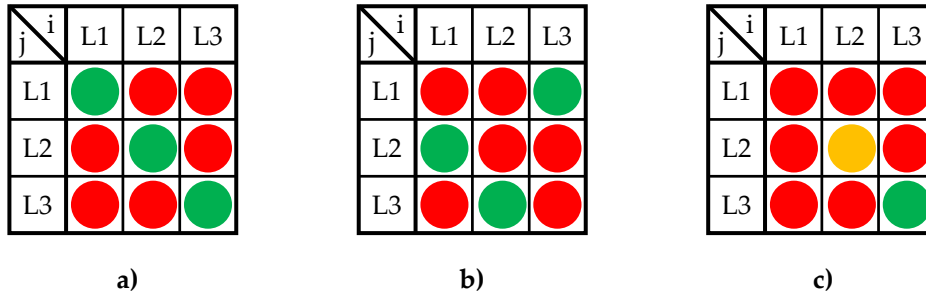


Abbildung 4.3: Beispiele zur Visualisierung von Ergebnissen der TF-Lokalisierung

- a) Kein Topologiefehler
- b) Zyklische Leitervertauschung L2/L3/L1
- c) Einpolige Leiterunterbrechung

Durch die Position der grünen Punkte folgt eine Aussage über existente Topologiefehler. Liegen drei grüne Punkte wie in Abbildung 4.3a) auf der Hauptdiagonale, liegt kein Topologiefehler vor. Ausgehend von Abbildung 4.3b) folgt eine zyklische Leitervertauschung am Netzknoten j , falls die Leiterbelegung am Knoten i korrekt ist. Abbildung 4.3c) zeigt die Varianten einer einpoligen Leiterunterbrechung an Leiter L1 und einer unklaren Verbindungsaussage an Leiter L2. Im Hinblick auf einen kosteneffizienten Netzbetrieb sollten gelbe Punkte als Nicht-Topologiefehler interpretiert werden. Die TF-Lokalisierung ist stets ausgehend von einem Bezugsknoten mit korrekter Leiterbelegung durchzuführen. Der Testpfad über alle relevanten Netzknotenkombinationen sollte so gewählt werden, dass die Anzahl an Vergleichen minimal ist.

Der Gesamtprozess zur Lokalisierung von Topologiefehlern ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Ausgehend von der in Abschnitt 4.3.3.3 beschriebenen Vorgehensweise werden die Spannungsbetragsmesswerte von allen Netzknoten i mit dem direkt darauffolgenden Netzknoten $j = i + 1$ innerhalb eines Zeitintervalls $t_{\text{anf}} \leq t \leq t_{\text{end}}$ analysiert. Zur vergleichsweise schnellen, aber dennoch zuverlässigen TF-Lokalisierung, sollte die Anzahl an Messwerten im Bereich $50 \leq n \leq 100$ liegen.

Die entsprechenden Konfidenzintervallgrenzen werden in den mit β und ζ gekennzeichneten Funktionsblöcken bestimmt. Die Detektionsgrenzen $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{\text{lim}}$ ergeben sich ausgehend von den Eingangsparametern $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ und σ_{e_U} sowie $\sigma_{U,+}$. Durch die entsprechenden Vergleiche können anhand von Tabelle 4.1 Aussagen zur galvan-

schen Verbindung alle Leiter getroffen werden. Weiterhin folgt die zugehörige TF-Visualisierungsmatrix mit der zuvor beschriebenen farblichen Kennzeichnung.

Nach Abschnitt 14.8.2 sind in etwa 95 % der $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ -Werte von direkt benachbarten Netzknoten größer als 0,98. Bei Netzknotenkombinationen an Netzverzweigungen mit dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank kann es jedoch vorkommen, dass $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ auf Werte von bis zu 0,9 sinkt und bei Vorgabe von $r_{U,ij,LxLy}^{ideal} \geq 0,98$ somit fälschlicherweise keine direkte, galvanische Verbindung ermittelt wird.

Daher wird ausgehend von einem Startwert $r_{U,Start}^{ideal}$ die Größe $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ iterativ um einen Wert von je 0,005 verringert, bis entweder ein plausibles Ergebnis vorliegt, oder die Laufvariable $r_{U,akt}^{ideal}$ identisch zu einem Minimalwert $r_{U,min}^{ideal}$ ist. Ein plausibles Ergebnis wird angenommen, wenn für jeden Leiter eine Verbindung ermittelt wird und die Summe der grünen Punkte somit $n_{grün} = 3$ beträgt. Für die Festlegung des Startwertes $r_{U,Start}^{ideal}$ wird standardmäßig eine ideale Korrelation $r_{U,ij,LxLy}^{ideal} = 1$ unterstellt. Der minimal zulässige ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,min}^{ideal}$ kann je betrachteter Netzknotenkombination spezifisch gesetzt werden, wobei Werte bis 0,9 realistisch sind. Somit besteht die Möglichkeit, auch Netzknotenkombinationen mit niedriger idealer Korrelation zu analysieren, wie dies beispielsweise bei langen Leitungslängen oder Kabelverteilerschränken mit mehr als vier Kabelabgängen der Fall ist.

Letztlich müssen vor der Durchführung des Netzzustandsschätzalgorithmus alle erkannten Topologiefehler im zugrunde gelegten Netzmodell korrigiert werden, um den Netzzustand mit akzeptabler Genauigkeit erkennen zu können.

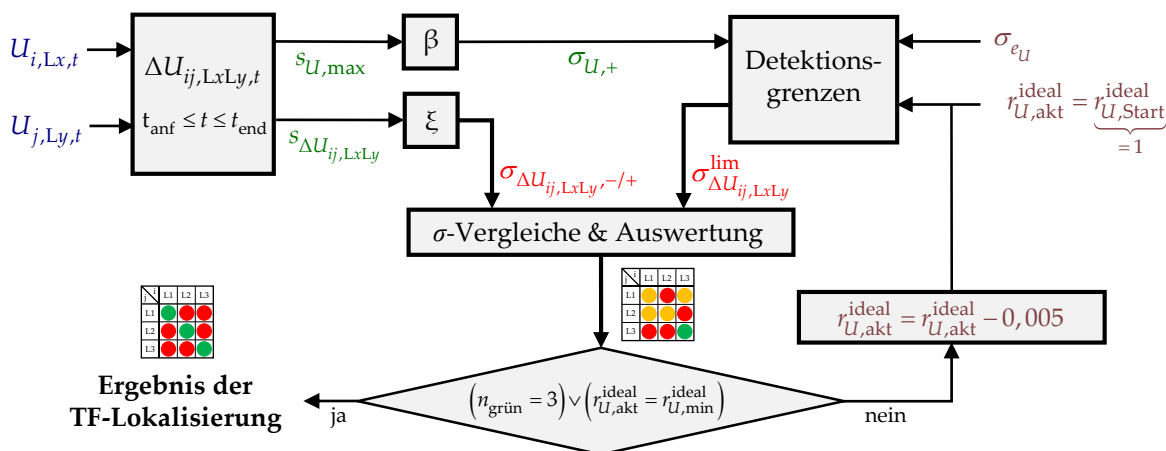


Abbildung 4.4: Gesamtprozess zur Lokalisierung von Topologiefehlern

5 Algorithmus zur dreiphasigen Netzzustandsschätzung

5.1 Bereitstellung und Strukturierung der Eingangsdaten

5.1.1 Spannungs- und Stromgrößen in Leitergrößen

Mithilfe der in Kapitel 4 beschriebenen Ersatzwertgenerierung liegen für jeden Zeitpunkt t an allen Netzknoten i und für jeden Leiter Lx die in Abschnitt 3.3 definierten Spannungs- und Stromeingangsgrößen vor. Die leiterbezogenen, komplexen Netzknotenspannungen $\underline{U}_{i,Lx,t}$ ergeben sich durch die realen Spannungsbetragsmesswerte $|\underline{U}_{i,Lx,t}|$ und die rechnerisch nach Abschnitt 4.2.5 bestimmten Spannungswinkel $\delta_{i,Lx,t}$ unter Berücksichtigung der Spannungs-Phasenwinkel $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ nach Gleichung (5.1-1). Der Spannungsvektor $\underline{u}_{i,L123,t}$ folgt gemäß Gleichung (5.1-2).

$$\underline{U}_{i,Lx,t} = |\underline{U}_{i,Lx,t}| \cdot e^{j\delta_{i,Lx,t}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (5.1-1)$$

$$\underline{u}_{i,L123,t} = \begin{bmatrix} \underline{U}_{i,L1,t} & \underline{U}_{i,L2,t} & \underline{U}_{i,L3,t} \end{bmatrix}^T \quad (5.1-2)$$

Für den in den Hausanschlussleitungen fließenden komplexen Strom $\underline{I}_{i,Lx,t}$ gilt der Zusammenhang aus den Gleichungen (5.1-3), wobei der Phasenverschiebungswinkel $\varphi_{UI,i,Lx,t}$ zwischen komplexen Spannungen und Strömen, gemäß Abschnitt 14.1, mit den auf den Winkel der jeweiligen Spannung $\underline{U}_{i,Lx,t}$ bezogenen Wirkströmen $I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}}$ und Blindströmen $I_{i,Lx,blind,t}^{U_{Lx}}$ mittels Gleichung (5.1-4) bestimmt werden kann. Analog zur komplexen Spannung folgt weiterhin der zugehörige Stromvektor $\underline{i}_{i,L123,t}$.

$$\underline{I}_{i,Lx,t} = \left(I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}} + j I_{i,Lx,blind,t}^{U_{Lx}} \right) \cdot e^{j\delta_{i,Lx,t}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (5.1-3a)$$

$$= \left| \underline{I}_{i,Lx,t}^{U_{Lx}} \right| \cdot e^{-j\varphi_{UI,i,Lx,t}} \cdot e^{j\delta_{i,Lx,t}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (5.1-3b)$$

$$\varphi_{UI,i,Lx,t} = \arctan \left(\frac{I_{i,Lx,blind,t}^{U_{Lx}}}{I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}}} \right) + \begin{cases} 0^\circ & \text{falls } I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}} \geq 0 \\ 180^\circ & \text{falls } I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}} < 0 \end{cases} \quad (5.1-4)$$

$$\underline{i}_{i,L123,t} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{i,L1,t} & \underline{I}_{i,L2,t} & \underline{I}_{i,L3,t} \end{bmatrix}^T \quad (5.1-5)$$

Durch Smart Meter direkt messtechnisch erfasst werden, unter der Annahme kleiner Spannungswinkel $\delta_{i,Lx,t}$, nur die Wirkströme $I_{i,Lx,wirk,t}^{U_{Lx}}$ und Blindströme $I_{i,Lx,blind,t}^{U_{Lx}}$.

Zur Erhöhung der Messwertredundanz η werden zusätzlich noch für alle Leiter die Strombeträge $\left| \underline{I}_{i,Lx,t}^U \right|$ gemessen und mittels den, mit Messfehlern behafteten, Wirk- und Blindströmen nach Gleichung (5.1-4) die genäherten Phasenverschiebungswinkel $\varphi'_{UI,i,Lx,t}$ berechnet. Im Rahmen der Netzzustandsschätzung kann in der Folge die komplexe Stromgröße $\underline{I}'_{i,Lx,t}$ nach Gleichung (5.1-6) beziehungsweise der zugehörige Stromvektor $\underline{i}'_{i,L123,t}$ nach Gleichung (5.1-7) bestimmt werden.

$$\underline{I}'_{i,Lx,t} = \left| \underline{I}_{i,Lx,t}^U \right| \cdot e^{-j\varphi'_{UI,i,Lx,t}} \cdot e^{j\delta_{i,Lx,t}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (5.1-6)$$

$$\underline{i}'_{i,L123,t} = \left[\underline{I}'_{i,L1,t} \quad \underline{I}'_{i,L2,t} \quad \underline{I}'_{i,L3,t} \right]^T \quad (5.1-7)$$

Die Theorie zu Phasenwinkelfehlern ausgehend von Messabweichungen der Wirk- und Blindströme sowie typische Werte derer sind in Abschnitt 15.5 im Anhang dargestellt. Der maximale Phasenwinkelfehler $\Delta\varphi_{UI,max}$ sinkt grundsätzlich mit steigendem exaktem Strombetrag $|\underline{I}_{exakt}|$ und ist für $|\underline{I}_{exakt}| < 2 \text{ A}$ stets kleiner 10° . Dieser Wert erscheint vergleichsweise hoch. Wie nachfolgende gezeigt, führt er im Rahmen der Netzzustandsschätzung jedoch zu akzeptablen Folgefehlern.

5.1.2 Eingangsgrößen in symmetrischen Komponenten

Aufgrund der in Abschnitt 2.1.6.3 genannten Vorteile soll das dreiphasige Optimierungsproblem zur Ermittlung des Netzzustandes in symmetrischen Komponenten formuliert werden. Folglich müssen alle komplexen Eingangsgrößen-Vektoren aus dem vorherigen Abschnitt mittels der Transformationsmatrix \underline{T} gemäß Gleichung (2.1-16) überführt werden, sodass sich entsprechend die nachfolgenden Größen in symmetrischen Komponenten mit Index 120 ergeben:

$$\underline{u}_{i,120,t} = \left[\underline{U}_{i,1,t} \quad \underline{U}_{i,2,t} \quad \underline{U}_{i,0,t} \right]^T \quad (5.1-8a)$$

$$\underline{i}_{i,120,t} = \left[\underline{I}_{i,1,t} \quad \underline{I}_{i,2,t} \quad \underline{I}_{i,0,t} \right]^T \quad (5.1-8b)$$

$$\underline{i}'_{i,120,t} = \left[\underline{I}'_{i,1,t} \quad \underline{I}'_{i,2,t} \quad \underline{I}'_{i,0,t} \right]^T \quad (5.1-8c)$$

Bedingt durch die Transformation ändern sich auch die Standardabweichungen der entsprechenden Messfehler einer Größe, die zur Gewichtung der Eingangsgrößen bei der Netzzustandsschätzung benötigt werden [Mohr, 2007]. Nach den detaillierten Ausführungen in Abschnitt 15.6 im Anhang folgen die Standardabweichungen in

symmetrischen Komponenten gemäß den nachfolgenden Gleichungen (5.1-9a). Die Größen $\sigma_{e_{X,L123,wirk}}$ und $\sigma_{e_{X,L123,blind}}$ gelten dabei für Wirk- und Blindanteil der Größe X in Leitergrößen. $\sigma_{e_{X,s, re/im}}$ ist hingegen die Standardabweichung im System s der symmetrischen Komponenten, wobei in Real- und Imaginärteil unterschieden wird.

$$\sigma_{e_{X,1, re}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sigma_{e_{X,L123,wirk}} \quad (5.1-9a)$$

$$\sigma_{e_{X,1, im}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sigma_{e_{X,L123,blind}} \quad (5.1-9b)$$

$$\sigma_{e_{X,2, re/im}} = \sigma_{e_{X,0, re/im}} = \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot \sqrt{\sigma_{e_{X,L123,wirk}}^2 + \sigma_{e_{X,L123,blind}}^2} \quad (5.1-9c)$$

Die Umrechnungsfaktoren im Mitsystem unterscheiden sich allgemein von den Werten in den anderen Systemen. Sind jedoch die Standardabweichungen in Leitergrößen für Real- und Imaginärteil identisch, so sind auch alle Umrechnungsfaktoren gleich.

5.2 Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems

5.2.1 Optimierung auf Basis des Augmented-Matrix-Ansatzes

In Abschnitt 2.3.4.2 wurde der Augmented-Matrix-Ansatz zur Ermittlung des Netzzustandes auf Basis eines linearen Messmodells beschrieben. Er zeichnet sich durch vergleichsweise robuste numerische Eigenschaften aus und ist besonders für Netzzustandsschätzsysteme mit hohem Anteil an virtuellen Messungen geeignet [Holten+, 1988]. Allgemein kann das Verfahren auch auf die dreiphasige Netzzustandsschätzung übertragen werden. Für das Optimierungsproblem mit Formulierung in symmetrischen Komponenten folgt, analog zu den bisherigen Ausführungen, das Gleichungssystem gemäß Gleichung (5.2-1):

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} & \mathbf{H}_{R,120,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{R,120,t}^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu}_{120,t} \\ \hat{\mathbf{x}}_{120,t} \\ \boldsymbol{\lambda}_{120,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{120,t}^{\text{mess}} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (5.2-1)$$

Zur Vereinfachung der computergestützten dreiphasigen Berechnung wird der Netzzustandsvektor $\mathbf{x}_{120,t}$ nachfolgend in algebraischer Form mit Real- und Imaginärteilen definiert, wobei die Vektoren $\mathbf{u}_{s, re,t}$ beziehungsweise $\mathbf{u}_{s, im,t}$ alle Real- und Imaginärteile der komplexen Spannungen am Netzknoten i für das jeweilige Komponentensystem s

zum Zeitpunkt t enthalten:

$$\mathbf{u}_{s, \text{re}, t} = \left[U_{1,s, \text{re}, t} \quad \dots \quad U_{i,s, \text{re}, t} \quad \dots \quad U_{N,s, \text{re}, t} \right]^T \quad (5.2-2)$$

$$\mathbf{u}_{s, \text{im}, t} = \left[U_{1,s, \text{im}, t} \quad \dots \quad U_{i,s, \text{im}, t} \quad \dots \quad U_{N,s, \text{im}, t} \right]^T \quad (5.2-3)$$

$$\mathbf{x}_{120, t} = \left[\mathbf{u}_{1, \text{re}, t}^T \quad \mathbf{u}_{2, \text{re}, t}^T \quad \mathbf{u}_{0, \text{re}, t}^T \quad \mathbf{u}_{1, \text{im}, t}^T \quad \mathbf{u}_{2, \text{im}, t}^T \quad \mathbf{u}_{0, \text{im}, t}^T \right]^T \quad (5.2-4)$$

Die Systemgleichungen für reale Messungen und entsprechende Ersatzmesswerte sind Bestandteil der zeitabhängigen Messmodellmatrix $\mathbf{H}_{R,120}$. Die üblicherweise konstante Matrix \mathbf{C}_{120} enthält die Zusammenhänge virtueller Messungen. Auf der Hauptdiagonale der Gewichtungsmatrix \mathbf{R}_{120} befinden sich die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Varianzen $\sigma_{e_{X,s, \text{re}/\text{im}}}^2$. Der Vorfaktor α führt gemäß [Abur+, 2004] bei entsprechender Wahl zu einer erhöhten numerischen Stabilität des Verfahrens und vergleichsweise geringen Konditionszahlen. Der Messvektor $\mathbf{z}_{120, t}^{\text{mess}} = \left[z_{1, t}^{\text{mess}} \quad z_{2, t}^{\text{mess}} \quad z_{0, t}^{\text{mess}} \right]^T$ beinhaltet alle realen Mess- beziehungsweise Ersatzmesswerte für den Betrachtungszeitpunkt t . Zu bestimmen ist letztlich der wahrscheinlichste Netzzustandsvektor $\hat{\mathbf{x}}_{120, t}$, der durch die Lösung des Gleichungssystems gemäß Abschnitt 5.4 ermittelt werden kann. Die Lagrange-Multiplikatoren $\boldsymbol{\mu}_{120, t}$ und $\boldsymbol{\lambda}_{120, t}$ können gegebenenfalls zur Bad-Data-Lokalisierung verwendet werden [Wu+, 1988].

5.2.2 Aufbau der Elemente beim Augmented-Matrix-Ansatz

Die Matrix- und Vektorelemente in Gleichung (5.2-1) setzen sich aus Teilkomponenten für das Mit-, Gegen- und Nullsystem zusammen, die gemäß Abschnitt 2.1.6.3 durch den Komponentenindex $s \in \{1, 2, 0\}$ gekennzeichnet sind. Die Gewichtungsmatrix \mathbf{R}_{120} in Gleichung (5.2-5) besteht folglich aus den in Gleichung (5.2-6) aufgeführten Dreiecksmatrizen \mathbf{R}_s . Die Größe $\sigma_{e_{k,s, \text{re}}}^2$ ist die Messgenauigkeits-Varianz für den Realteil und $\sigma_{e_{k,s, \text{im}}}^2$ die des Imaginärteils einer Messung k mit Messgröße \underline{X} .

$$\mathbf{R}_{120} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{R}_2 & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{R}_0 \end{bmatrix} \quad (5.2-5)$$

$$\mathbf{R}_s = \text{diag} \left(\sigma_{e_{1,s, \text{re}}}^2, \dots, \sigma_{e_{k,s, \text{re}}}^2, \dots, \sigma_{e_{M,s, \text{re}}}^2, \sigma_{e_{1,s, \text{im}}}^2, \dots, \sigma_{e_{k,s, \text{im}}}^2, \dots, \sigma_{e_{M,s, \text{im}}}^2 \right) \quad (5.2-6)$$

Die Unterteilung der Messmodellmatrix für reale Messungen und Ersatzmesswerte erfolgt analog zur Gewichtungsmatrix nach Gleichung (5.2-7). Ausführliche Herleitungen zum Aufbau der Messmodellmatrix bei Verwendung verschiedener Netzgrößenmessertypen finden sich dazu in Abschnitt 15.8 im Anhang.

$$\mathbf{H}_{R,120,t} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{R,1,t} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{H}_{R,2,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{H}_{R,0,t} \end{bmatrix} \quad (5.2-7)$$

Das in der Regel spärlich besetzte Matrizenelement $\mathbf{H}_{R,s,t}$ beschreibt nach Gleichung (5.2-1), unter Vernachlässigung des Terms $\left(\frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} \cdot \boldsymbol{\mu}_{120,t}\right)$, den Zusammenhang zwischen dem für das Komponentensystem s zum Zeitpunkt t geltenden Messvektor $\mathbf{z}_{s,t}^{\text{mess}}$ und dem zugehörigen Teil des in algebraischer Form definierten wahrscheinlichsten Netzzustandsvektors $\hat{\mathbf{x}}_{s,t} = \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} & \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix}^T$:

$$\mathbf{H}_{R,s,t} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{R,11,s,t} & \mathbf{H}_{R,12,s,t} \\ \mathbf{H}_{R,21,s,t} & \mathbf{H}_{R,22,s,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{s,\text{re},t}^{\text{mess}} \\ \mathbf{z}_{s,\text{im},t}^{\text{mess}} \end{bmatrix} \quad (5.2-8)$$

Wie aus Gleichung (5.2-8) erkennbar ist, kennzeichnen die Teilmatrizen $\mathbf{H}_{R,11,s,t}$ bis $\mathbf{H}_{R,22,s,t}$ den jeweiligen Zusammenhang zwischen Real- und Imaginärteilen der entsprechenden Größen. Wird jede Messung $k = 1 \dots M$ in symmetrischen Komponenten durch Real- und Imaginärteil nachgebildet und existieren insgesamt N Netzknoten, hat $\mathbf{H}_{R,s,t}$ die Dimension $(2M \times 2N)$ und $\mathbf{H}_{R,120,t}$ somit $(6M \times 6N)$.

Für Spannungsbetragmessungen $\mathbf{u}_{s,\text{re},t}$ und $\mathbf{u}_{s,\text{im},t}$ ergeben sich die resultierenden Systemgleichungen für das Komponentensystem s direkt nach Gleichung (5.2-9). Die Elemente $\mathbf{H}_{R,12,s,t}$ und $\mathbf{H}_{R,21,s,t}$ entsprechen dabei Nullmatrizen $\mathbf{0}$. Hingegen sind $\mathbf{H}_{R,11,s,t}$ und $\mathbf{H}_{R,22,s,t}$ gemäß Gleichung (5.2-10) Diagonalmatrizen:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}_{R,11,s,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{H}_{R,22,s,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{s,\text{re},t} \\ \mathbf{u}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} \quad (5.2-9)$$

$$\mathbf{H}_{R,11,s,t} = \mathbf{H}_{R,22,s,t} = \text{diag}(1 \dots 1) \quad (5.2-10)$$

Die Vorgehensweise bei der Berücksichtigung von Wirk- und Blindströmen im jeweiligen Komponentensystem s wird nachfolgend anhand der Netzanordnung in

drei sondern mit einer geringeren Anzahl an Netzknoten verbunden, erhöht sich die Anzahl an Nullelementen in $\mathbf{g}_{k,s}^T$ und $\mathbf{b}_{k,s}^T$. Bei der mathematischen Nachbildung von Wirk- und Blindstrommessungen an den Hauptsträngen der Ortsnetzstation, folgen die Zeilenvektoren zu:

$$\mathbf{g}_{k,s}^T = \left[\dots \quad G_{ai,s} \quad \dots \quad -G_{ai,s} \quad \dots \right] \quad (5.2-14)$$

$$\mathbf{b}_{k,s}^T = \left[\dots \quad B_{ai,s} \quad \dots \quad -B_{ai,s} - B_{i0,s} \quad \dots \right] \quad (5.2-15)$$

Spalte: a i

Aufgrund nichtlinearer Beziehungen kann der an einem Netzknoten i gemessene Strombetrag $|\dot{I}'_{i,s,t}|$ nicht direkt über eine lineare Funktion in das Messmodell einbezogen werden. Gemäß den Abschnitten 15.7 und 15.8 im Anhang besteht jedoch die Möglichkeit, den Strombetrag der k -ten Messung im Komponentensystem s durch den linearen Näherungsansatz in Gleichung (5.2-16) zu berücksichtigen:

$$\left[\begin{array}{cc} \mathbf{g}_{k,s}^T & -\mathbf{b}_{k,s}^T \end{array} \right] \cdot \mathbf{M}_{k,s,t} + \left[\begin{array}{cc} \mathbf{b}_{k,s}^T & \mathbf{g}_{k,s}^T \end{array} \right] \cdot \mathbf{N}_{k,s,t} \cdot \left[\begin{array}{c} \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{re}, t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{im}, t} \end{array} \right] = |\dot{I}'_{i,s,t}| \quad (5.2-16)$$

Die Größen $\mathbf{M}_{k,s,t}$ und $\mathbf{N}_{k,s,t}$ sind Diagonalmatrizen, welche die Linearisierungsparameter $m_{k,s,t}$ und $n_{k,s,t}$ beinhalten:

$$\mathbf{M}_{k,s,t} = \text{diag} (m_{k,s,t}, m_{k,s,t}) \quad (5.2-17)$$

$$\mathbf{N}_{k,s,t} = \text{diag} (n_{k,s,t}, n_{k,s,t}) \quad (5.2-18)$$

Die im Anhang in Abschnitt 15.7 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass $m_{k,s,t}$ und $n_{k,s,t}$ optimalerweise wie folgt gewählt werden sollten:

$$m_{k,s,t} = 1,03 \cdot \cos \varphi'_{UI,k,s,t} \quad (5.2-19a)$$

$$n_{k,s,t} = 1,03 \cdot \sin \varphi'_{UI,k,s,t} \quad (5.2-19b)$$

Der Phasenverschiebungswinkel $\varphi'_{UI,k,s,t}$ der Messung k im Komponentensystem s zum Zeitpunkt t wurde bereits in Gleichung (5.1-8c) näherungsweise bestimmt und kann somit zur Berechnung der zeitabhängigen Linearisierungsfaktoren verwendet werden. Die Messmodellgleichungen sind dabei für jeden Zeitschritt neu zu bilden. Detaillierte Ergebnisse im Anhang zeigen, dass bei diesem Näherungsansatz für den

relativen Näherungsfehler $e_{\text{appr,rel}} \leq 3\%$ gilt, falls $\varphi_{UI,k,s,t}$ mit einer Genauigkeit von $\pm 15^\circ$ bestimmt wird. Der maximale relative Fehler der Strombeträge in symmetrischen Komponenten $e_{I_{k,120,\text{rel,max}}}$ ergibt sich nach Abschnitt 14.9 im Anhang, abhängig vom maximalen Winkelfehler, in Leitergrößen $\left| \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,\text{abs,max}}} \right|$ in Grad anhand der nachfolgenden Kurvenanpassungs-Gleichung:

$$e_{I_{k,120,\text{rel,max}}} = \sin \left| \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,\text{abs,max}}} \right| + 0,04 \cdot \sin \left(4 \cdot \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,\text{abs,max}}} \right) \quad (5.2-20)$$

Bei Winkelfehlern $\left| \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,\text{abs,max}}} \right| \leq 10^\circ$ steigt $e_{I_{k,120,\text{rel,max}}}$ auf maximal 20 %. Größere Winkelfehler, beispielsweise hervorgerufen durch grob falsche Messfehler in den Stromeingangsdaten, führen grundsätzlich dazu, dass die Strombetrags-Näherungswerte durch die nachfolgende Bad-Data-Lokalisierung als Bad Data identifiziert werden. Bei insgesamt n berücksichtigten Strombetragsmessungen erhöht sich die Dimension von $\mathbf{H}_{R,s,t}$ auf $(2M + n) \times (2N)$, wobei M die Anzahl an Messungen mit Messmodellgleichungen für Real- und Imaginärteil sowie N die Anzahl an Netzknoten sind.

Üblicherweise wird analog zur Leistungsflussberechnung der Ortsnetzstationsknoten als Slackknoten gewählt. Folglich soll auch der Spannungswinkel des Leiters L1 an diesem Knoten per Definition null sein. Es ist daher zweckmäßig, hierfür eine entsprechende virtuelle Messung als Teil der Matrix \mathbf{C}_{120} zu berücksichtigen. Wie aus der Transformationsmatrix $\underline{\mathbf{T}}$ einfach erkennbar ist, ergibt sich diesbezüglich folgender allgemeiner Zusammenhang, wobei $U_{1,L1,\text{im},t}$ der Imaginärteil der Knotenspannung des Leiters L1 am Ortsnetzstations-Netzknoten $i = 1$ und $U_{1,s,\text{im},t}$ der entsprechende Spannungs-Imaginärteil im jeweiligen Komponentensystem s sind:

$$U_{1,L1,\text{im},t} = U_{1,1,\text{im},t} + U_{1,2,\text{im},t} + U_{1,0,\text{im},t} \stackrel{!}{=} 0 \quad (5.2-21)$$

Die in Zeile k der Messmodellmatrix \mathbf{C}_{120} für virtuelle Messungen einzufügende Beziehung führt zu Gleichung (5.2-22), wobei das Vektorelement $\mathbf{h}_{\text{Slack}}^T$ an der Position des Slackknoten-Spannungs-Imaginärteils mit einer eins belegt ist. Die Dimension von \mathbf{C}_{120} beträgt bei n virtuellen Messmodellgleichungen $(n \times 2N)$.

$$\underbrace{\left[\begin{array}{c|c|c|c|c|c} \mathbf{0} & \mathbf{h}_{\text{Slack}}^T & \mathbf{0} & \mathbf{h}_{\text{Slack}}^T & \mathbf{0} & \mathbf{h}_{\text{Slack}}^T \end{array} \right]}_{\text{Zeile } k \text{ in } \mathbf{C}_{120}} \cdot \hat{\mathbf{x}}_{120,t} = 0 \quad (5.2-22)$$

$$\mathbf{h}_{\text{Slack}}^T = [1, 0, \dots, 0] \quad (5.2-23)$$

5.3 Analyse der Netzbeobachtbarkeit und Ersatzwertnutzung

Grundsätzlich muss vor jeder Ausführung des Netzzustandsschätzalgorithmus überprüft werden, ob das zugrunde gelegte Gleichungssystem mit den vorliegenden Messdaten gelöst werden kann [Abur+, 2004]. Falls an einzelnen Netzknoten keine ausreichend hohe lokale Messwertredundanz vorherrscht, müssen dort weitere Netzgrößen berücksichtigt werden. Entsprechende Netzknoten ohne lokale Messwertredundanz können gemäß [Castillo+, 2005; Monticelli+, 1985] beispielsweise durch die Analyse des Kerns der Hachtel-Matrix A_H bestimmt werden.

Aufgrund der in Abschnitt 3.3 getroffenen Annahmen liegen für jeden Hausanschlusspunkt stets alle erforderlichen Werte, entweder in Form realer Messdaten oder anhand von Ersatzmesswerten, vor, die alle im Rahmen der Netzzustandsschätzung zu berücksichtigen sind. Zudem werden an Kabelverteilerschränken grundsätzlich virtuelle Messungen angenommen. Folglich ist das resultierende Optimierungsproblem stets überbestimmt und die lokale Messwertredundanz an allen Netzknoten gegeben. Eine kontinuierliche Überprüfung der Netzbeobachtbarkeit ist daher nicht erforderlich. Jedoch ist eine Überprüfung der Lösbarkeit des Gleichungssystems vor der erstmaligen Ausführung des Algorithmus zweckmäßig. Hierzu eignet sich die Determinante der Hachtel-Matrix A_H [Arens+, 2010]. Ist sie nahezu null deutet dies auf die Singularität des Systems hin, sodass keine eindeutige Lösung ermittelt werden kann.

5.4 Lösung des linearen Optimierungsproblems

Die Lösung des linearen Gleichungssystems aus Gleichung (5.2-1) kann durch verschiedene Verfahren ermittelt werden. Prinzipiell ergibt sich der Lösungsvektor $\begin{bmatrix} \mu_{120,t} & \hat{x}_{120,t} & \lambda_{120,t} \end{bmatrix}^T$ durch die linksseitige Multiplikation des Störvektors $\begin{bmatrix} z_{120,t}^{\text{mess}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}^T$ mit der Inversen der Hachtel-Matrix A_H nach Gleichung (5.4-1):

$$\begin{bmatrix} \mu_{120,t} \\ \hat{x}_{120,t} \\ \lambda_{120,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} & \mathbf{H}_{R,120,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{R,120,t}^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120} & \mathbf{0} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} z_{120,t}^{\text{mess}} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (5.4-1)$$

Die computergestützte Lösung des Gleichungssystems erfolgt üblicherweise durch das numerisch stabile QR-Zerlegungs-Verfahren [Schwarz+, 2011], mit dem auch schlecht

konditionierte lineare Gleichungssysteme gelöst werden können [Kanzow, 2005]. Die Konditionierung der Hachtel-Matrix kann über den zuvor beschriebenen Parameter α angepasst werden. Besonders niedrige Konditionszahlen werden erreicht, wenn α der niedrigsten Varianz aus \mathbf{R}_{120} entspricht [Abur+, 2004]. Bedingt durch das lineare Messmodell ist der wahrscheinlichste Netzzustand ohne iterative Berechnungsmethoden bestimmbar, sodass auf konvergenzsichernde Maßnahmen verzichtet werden kann.

5.5 Lokalisierung und Behandlung grob falscher Messwerte

5.5.1 Bestimmung der normierten Residuen in Leitergrößen

Die Lokalisierung von grob falschen Messfehlern basiert auf dem Verfahren der normierten Residuen, das bereits in Abschnitt 2.3.5 ausführlich am Beispiel eines einphasigen Netzzustandsschätzalgorithmus erläutert wurde.

Für den dreiphasigen Fall in symmetrischen Komponenten ergeben sich zunächst in analoger Weise die Zusammenhänge aus den Gleichungen (5.5-1) bis (5.5-3):

$$\mathbf{r}_{120,t} = \mathbf{z}_{120,t}^{\text{mess}} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{z}_{120,t}^{\text{mess}} - \mathbf{H}_{\mathbf{R},120,t} \cdot \hat{\mathbf{x}}_{120,t} \quad (5.5-1)$$

$$r_{k,s,t}^{\text{N}} = \frac{r_{k,s,t}}{\sqrt{\Omega_{kk,s}}} \sim \mathcal{N}(0,1) \quad (5.5-2)$$

$$\mathbf{\Omega}_{120} = \text{Cov}(\mathbf{r}_{120,t}) = \mathbf{S}_{r,120} \cdot \mathbf{R}_{120} \quad (5.5-3)$$

Der Residuenvektor $\mathbf{r}_{120,t}$ in symmetrischen Komponenten folgt ausgehend von der Differenz der Messvektoren $\mathbf{z}_{120,t}^{\text{mess}}$ und $\hat{\mathbf{z}}$. Die normierten Residuen im Komponentensystem s ergeben sich für den Zeitpunkt t durch die Gewichtung mit der entsprechenden Residuen-Standardabweichung $\sigma_{r_{k,s}} = \sqrt{\Omega_{kk,s}}$. Diese kann wiederum ausgehend von der Residuen-Sensitivitätsmatrix $\mathbf{S}_{r,120}$ und der Gewichtungsmatrix \mathbf{R}_{120} bestimmt werden, wobei für $\mathbf{S}_{r,120}$ gemäß den Gleichungen (5.5-4) und (5.5-5) gilt:

$$\mathbf{S}_{r,120} = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} \cdot \mathbf{A}_1 \quad (5.5-4)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} & \mathbf{H}_{\mathbf{R},120,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{\mathbf{R},120,t}^{\text{T}} & \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120}^{\text{T}} \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120} & \mathbf{0} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 & \mathbf{A}_2^{\text{T}} & \mathbf{A}_3^{\text{T}} \\ \mathbf{A}_2 & \mathbf{A}_4 & \mathbf{A}_5^{\text{T}} \\ \mathbf{A}_3 & \mathbf{A}_5 & \mathbf{A}_6 \end{bmatrix} \quad (5.5-5)$$

Eine direkte Interpretation der normierten Residuen in symmetrischen Komponenten analog zu Gleichung (5.5-2) ist nur bedingt möglich, sodass die Bad-Data-Erkennung in Leitergrößen dreiphasig durchgeführt werden sollte. Hierzu sind, mithilfe der Herleitungen in Abschnitt 15.9 im Anhang, die normierten Residuen für jede Messung k nach Gleichung (5.5-6) zu bilden. Die betragsmäßigen Residuen von Strombetragsmessungen sind ebenfalls als komplexe Größen nachzubilden, indem Real- und Imaginärteile zugehöriger Wirk- und Blindstromresiduen näherungsweise zur Berechnung der Residuenwinkel verwendet werden.

$$\begin{bmatrix} r_{k,L1,wirk,t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L1,blind,t}^{N,U_{Lx}} \\ r_{k,L2,wirk,t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L2,blind,t}^{N,U_{Lx}} \\ r_{k,L3,wirk,t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L3,blind,t}^{N,U_{Lx}} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot \sigma_{r_{k,120}}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1,re,t} + j r_{k,1,im,t} \\ r_{k,2,re,t} + j r_{k,2,im,t} \\ r_{k,0,re,t} + j r_{k,0,im,t} \end{bmatrix} \quad (5.5-6)$$

Die Transformationsmatrix in Gleichung (5.5-6) ist der Stromgrößendefinition in Abschnitt 14.1 im Anhang zufolge so gewählt, dass die Wirk- und Blindanteile $r_{k,Lx,wirk/blind,t}^{N,U_{Lx}}$ der zu bestimmenden normierten Residuen auf die reelle Achse der komplexen Ebene bezogen und alle normierten Werte ohne Winkelumrechnungen untereinander vergleichbar sind. Der Faktor $\sqrt{3}$ ist nach Abschnitt 15.6 zur korrekten Normierung in Leitergrößen erforderlich.

Die Standardabweichung $\sigma_{r_{k,120}}$ dient der Normierung der absoluten Residuen. Nach Abschnitt 14.10 unterscheiden sich die Standardabweichungen der Real- und Imaginärteile $r_{k,s,re/im,t}$ von Spannungs- oder Strombetragsmessungen k im entsprechenden Komponentensystem $s \in \{1, 2, 0\}$ nur unwesentlich, sodass $\sigma_{r_{k,120}}$ direkt aus der Residuen-Kovarianzmatrix Ω_{120} bestimmt werden kann. Für Ergebnisse auf der sicheren Seite wird nach Gleichung (5.5-7) stets der Maximalwert aller $\sigma_{r_{k,s}}$ gewählt:

$$\sigma_{r_{k,120}} = \sqrt{\frac{1}{3} \sum_{s=0}^2 \max(\Omega_{kk,s,re}; \Omega_{kk,s,im})} \quad (5.5-7)$$

Für Wirk- und Blindstrommessungen variieren die Residuen-Standardabweichungen für Real- und Imaginärteile zum Teil deutlich. Dies resultiert aus der Linearisierung der Messmodellgleichungen für Strombetragsmessungen mithilfe der Linearisierungsmatrizen $M_{k,s,t}$ und $N_{k,s,t}$. Dabei wird erreicht, dass ein Strombetragsmesswert im Rahmen der Netzzustandsschätzung die lokale Messgenauigkeit von zugehörigen Wirk- und Blindstromwerten je Komponentensystem entsprechend anteilig der Strom-

werte erhöht. Somit unterscheiden sich auch die zugehörigen Sensitivitäten in $S_{r,120}$ und die Standardabweichungen $\sigma_{r_{k,s}}$ von $r_{k,s,re,t}$ und $r_{k,s,im,t}$. Zweckmäßige Werte für $\sigma_{r_{k,120}}$ können wiederum ermittelt werden, wenn gemäß Gleichung (5.5-7) stets der Maximalwert aller Standardabweichungen von Real- und Imaginärteilen verwendet wird. Bei Strombetrags-Residuen hingegen wird zur Berechnung je Komponentensystem s nur das existierende Hauptdiagonalelement $\Omega_{kk,s}$ genutzt.

5.5.2 Bad-Data-Detektions- und Behandlungsprozess

Zur Lokalisierung grob falscher Messfehler müssen alle normierten Residuen $r_{k,Lx,wirk/blind,t}^{N,U_{Lx}}$ in Leitergrößen mit zweckmäßigen Detektionsgrenzen verglichen werden. Für Spannungs- und Strombetragsmessungen sind für jeden Leiter Lx zunächst jedoch die Beträge der normierten Residuen nach Gleichung (5.5-8) zu bestimmen:

$$\left| r_{k,Lx,t}^{N,U_{Lx}} \right| = \sqrt{\left(r_{k,Lx,wirk,t}^{N,U_{Lx}} \right)^2 + \left(r_{k,Lx,blind,t}^{N,U_{Lx}} \right)^2} \quad (5.5-8)$$

Darauffolgend werden die Beträge aller normierten Residuen $\left| r_{k,Lx,wirk/blind,t}^{N,U_{Lx}} \right|$ und $\left| r_{k,Lx,t}^{N,U_{Lx}} \right|$ mit einem vom Messtyp der Messung abhängigen spezifischen Detektionslimit $\epsilon_{k,L123}$ verglichen. Falls ein Residuenbetrag gemäß Gleichung (5.5-9) größer als $\epsilon_{k,L123}$ ist, kann mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass der betrachtete Mess- oder Ersatzwert von einem grob falschen Messfehler beeinflusst ist. Die tatsächlich fehlerhafte Messung ergibt sich schließlich an der Position, an welcher der Residuenbetrag das Detektionslimit am meisten übersteigt.

$$\left(\left| r_{k,Lx,t}^{N,U_{Lx}} \right| \vee \left| r_{k,Lx,wirk/blind,t}^{N,U_{Lx}} \right| \right) > \epsilon_{k,L123} \quad (5.5-9)$$

Das Bad-Data-Behandlungskonzept sieht zur Erhaltung der Messwertredundanz vor, den als Bad Data identifizierten Messwert bei der Zustandsschätzung nicht zu eliminieren sondern durch einen adäquaten Ersatzwert gemäß Abschnitt 4.2.3 zu ersetzen. Im Anschluss wird der Netzzustandsschätzprozess beginnend mit dem Aufbau von $M_{k,s,t}$ und $N_{k,s,t}$ neu ausgeführt, bis keine Bad Data mehr erkannt werden.

Die Detektionslimits sind abhängig von der Messwertredundanz der Netzgrößen sowie der kopplungsbedingten linearen Abhängigkeit der normierten Residuen untereinander. Folglich sind im Rahmen der simulativen Systemverifikation in Abschnitt 6.6 spezifische Detektionslimits zu ermitteln.

5.6 Bereitstellung der Systemausgangsdaten

Die Bereitstellung der Systemausgangsgrößen erfolgt gemäß Abschnitt 3.2.1 durch die Rücktransformation des ermittelten Netzzustandsvektors $\hat{x}_{120,t}$ zum Netzzustandsvektor $x_{L123,t}$ in Leitergrößen und Polardarstellung gemäß Gleichung (5.6-1).

$$x_{L123,t} = \left[\mathbf{u}_{L1,t}^T \quad \mathbf{u}_{L2,t}^T \quad \mathbf{u}_{L3,t}^T \quad \delta_{L1,t}^T \quad \delta_{L2,t}^T \quad \delta_{L3,t}^T \right]^T \quad (5.6-1)$$

Die zu bestimmenden wahrscheinlichsten, leiterbezogenen Spannungsbeträge $|\underline{U}|_{i,Lx,t}$ und Spannungswinkel $\delta_{i,Lx,t}$ sind dabei Bestandteil der leiterbezogenen Vektoren aus den Gleichungen (5.6-2) und (5.6-3):

$$\mathbf{u}_{Lx,t} = \left[|\underline{U}_{1,Lx,t}| \quad \dots \quad |\underline{U}_{i,Lx,t}| \quad \dots \quad |\underline{U}_{N,Lx,t}| \right]^T \quad (5.6-2)$$

$$\delta_{Lx,t} = \left[\delta_{1,Lx,t} \quad \dots \quad \delta_{i,Lx,t} \quad \dots \quad \delta_{N,Lx,t} \right]^T \quad (5.6-3)$$

Der komplexe Zweigstrom $\underline{I}_{ij,Lx,t}$ zwischen den Netzknoten i und j berechnet sich ausgehend von den in $x_{L123,t}$ enthaltenen komplexen Netzknotenspannungen $\underline{U}_{i,Lx,t}$ und $\underline{U}_{j,Lx,t}$ sowie der Admittanz $\underline{Y}_{ij,Lx}$ nach Gleichung (5.6-4). Der Neutralleiterstrom folgt aus Gleichung (5.6-5).

$$\underline{I}_{ij,Lx,t} = \underline{Y}_{ij,Lx} \cdot \left(\underline{U}_{i,Lx,t} - \underline{U}_{j,Lx,t} \right) \quad (5.6-4)$$

$$\underline{I}_{ij,N,t} = \sum_{x=1}^3 \underline{I}_{ij,Lx,t} \quad (5.6-5)$$

Die auf den Bemessungsstrom $I_{r,ij}$ bezogenen Leiteraustauslastungen $i_{ij,Lx,t}$ für Außenleiter und $i_{ij,N,t}$ für den Neutralleiter sind wie folgt bestimmbar:

$$i_{ij,Lx,t} = \frac{|\underline{I}_{ij,Lx,t}|}{I_{r,ij}} = \frac{|\underline{Y}_{ij,Lx} \cdot \left(\underline{U}_{i,Lx,t} - \underline{U}_{j,Lx,t} \right)|}{I_{r,ij}} \quad (5.6-6)$$

$$i_{ij,N,t} = \frac{|\underline{I}_{ij,N,t}|}{I_{r,ij}} \quad (5.6-7)$$

Somit liegen alle geforderten Netzgrößen in entsprechender Form als konsistenter Leistungsflussdatensatz vor und können, gemäß Abschnitt 3.1, im Rahmen der Netzbetriebsüberwachung und Netzplanung eingesetzt werden.

5.7 Gesamtprozess zur Netzzustandsermittlung

Die zuvor erläuterten Teilprozesse können in dem Gesamtablaufplan gemäß Abbildung 5.2 dargestellt werden. Der Prozess beginnt mit dem einmaligen Aufbau der statischen Matrizen R_{120} , C_{120} und der Matrix $H_{R_{UI},120}$ für Spannungsbetrags- sowie Wirk- und Blindstrommessungen. Parallel werden, ausgehend von dem Eingangsdatensatz in symmetrischen Komponenten, für einen Zeitpunkt t der Messvektor $z_{120,t}^{\text{mess}}$ und die Linearisierungsmatrizen $M_{k,120,t}$ und $N_{k,120,t}$ für jede Messung k gebildet. Nach der Zusammensetzung und der Lösung des Gleichungssystems erfolgt die Bestimmung der Residuen und die Bad-Data-Lokalisierung. Entsprechend grob falsche Messfehler werden in den zugehörigen Matrizen und Vektoren durch möglichst präzise Ersatzmesswerte korrigiert. Letzlich erfolgt die Rücktransformation des ermittelten Netzzustandes in Leitergrößen und die Bereitstellung der Systemausgangsdaten.

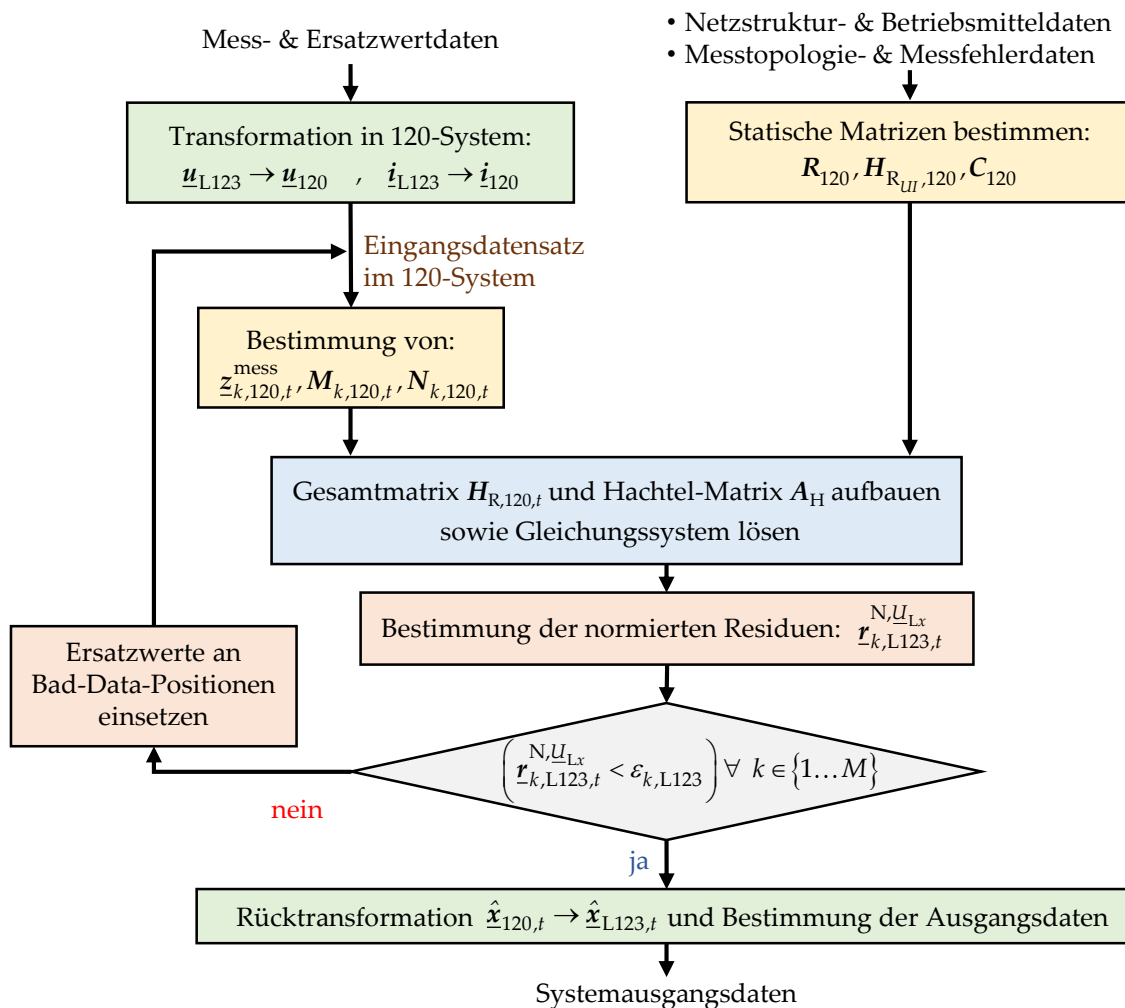


Abbildung 5.2: Detailübersicht zur Netzzustandsbestimmung

6 Simulative Systemverifikation

6.1 Prozess der simulativen Systemverifikation

Die im Kontext des Netzzustandsschätzkonzeptes in den Kapiteln 4 und 5 entwickelten Algorithmen sind durch umfangreiche Simulationen zu verifizieren. Die Zielsetzung ist, aufzuzeigen, dass das erläuterte Netzzustandsschätzsystem im Rahmen definierter realistischer Testszenarien die in Abschnitt 3.1 gesetzten Anforderungen erfüllt. Das autonom betreibbare System muss unempfindlich gegenüber Messfehlern und einzelne „lokale“ Messsystemausfälle sein und zumindest betragsmäßig hohe grob falsche Messwerte mit hoher Wahrscheinlichkeit erkennen können. Zudem sollte die Schätzgüte des Systems im Bereich der in Abschnitt 3.2.2 aufgezeigten perspektivischen Genauigkeiten liegen. Der Schätzalgorithmus hat eine hohe numerische Robustheit aufzuweisen, sodass Nichtkonvergenzfälle ausgeschlossen sind. Netztopologieänderungen sollen automatisch und mit hoher Wahrscheinlichkeit detektiert werden können.

Für die Analyse der Verfahren wird zunächst ein zweckmäßiges Testnetz mit teilvermaschter Netztopologie ausgewählt. Weiterhin werden für einen definierten Betrachtungszeitraum synthetische Leistungszeitreihen für Lasten und Einspeisungen regenerativer Erzeugungsanlagen generiert, die als wahre Messwerte interpretiert werden können. Messfehlerbehaftete Messdaten sind durch die Überlagerung mit normalverteilten Zufallswerten nachbildbar. Auf Basis dieser Daten werden für die simulative Systemverifikation Testszenarien definiert, die einem realen Netzbetrieb in zweckmäßiger Weise genügen. Die Erzeugung der synthetischen Messdaten, die Simulation der Netzzustandsschätzung sowie die Auswertung der Testdaten erfolgen mithilfe eines numerischen Berechnungsprogramms.

Im weiteren Verlauf wird die Funktionsweise der drei Algorithmen zur Topologiefehler (TF)-Lokalisierung, der Netzzustandsermittlung und der Erkennung grob falscher Messwerte analysiert. Für jeden Test werden entsprechende Testspezifikationen definiert, wobei als Bewertungsgrößen im Wesentlichen Abweichungen beziehungsweise Residuen und Erkennungswahrscheinlichkeiten verwendet werden. Weiterhin wird die Simulationsdurchführung detailliert dargelegt. Abschließend erfolgt jeweils eine Bewertung der Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf den realen NS-Netzbetrieb.

6.2 Struktur und Eigenschaften des Testnetzes

Alle Analysen im Rahmen dieser Arbeit erfolgen in Bezug auf ein NS-Netz der Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG mit 100 Netzknoten. Im sogenannten *Uniwohngebiet* befinden sich insgesamt 92 Hausanschlusspunkte, davon 24 mit der Möglichkeit zur Leistungseinspeisung durch PV-Anlagen. Auch ein Mehrfamilienhaus mit 15 Wohneinheiten wird über das Netz versorgt. Die Summe der Wechselrichter-Bemessungsscheinleistungen beträgt in etwa 123 kVA. Die lageähnliche Netztopologie zeigt Abbildung 6.1. Das Netz kennzeichnet ein hohes Verhältnis von PV-Einspeiseleistung zu Verbraucherleistung. Es wird über eine Ortsnetzstation mit zwei parallel betriebenen Transformatoren mit einer Bemessungsscheinleistung von jeweils $S_{rT} = 400$ kVA sowie ausgehend von drei Hauptkabelsträngen mit Erdkabeln vom Typ NYCWY $3 \times 185/185$ gespeist. Der identische Kabeltyp wird, abgesehen von einzelnen Kabelstichen, auch für das übrige Netz verwendet. Hausanschlussleitungen sind mit Kabeln vom Typ NYCWY mit einem Leiterquerschnitt $A_L = 25 \text{ mm}^2$ oder $A_L = 50 \text{ mm}^2$ realisiert. Die Gesamtleitungslänge des Netzes beträgt circa 3,7 km. Das Netz ist gemäß dem topologischen Netzmodell in Abbildung 6.2 teilvermascht aufgebaut, wird jedoch in einzelnen Netzabschnitten strahlenförmig betrieben. Topologieänderungen können an vier Kabelverteilerschränken vorgenommen werden.

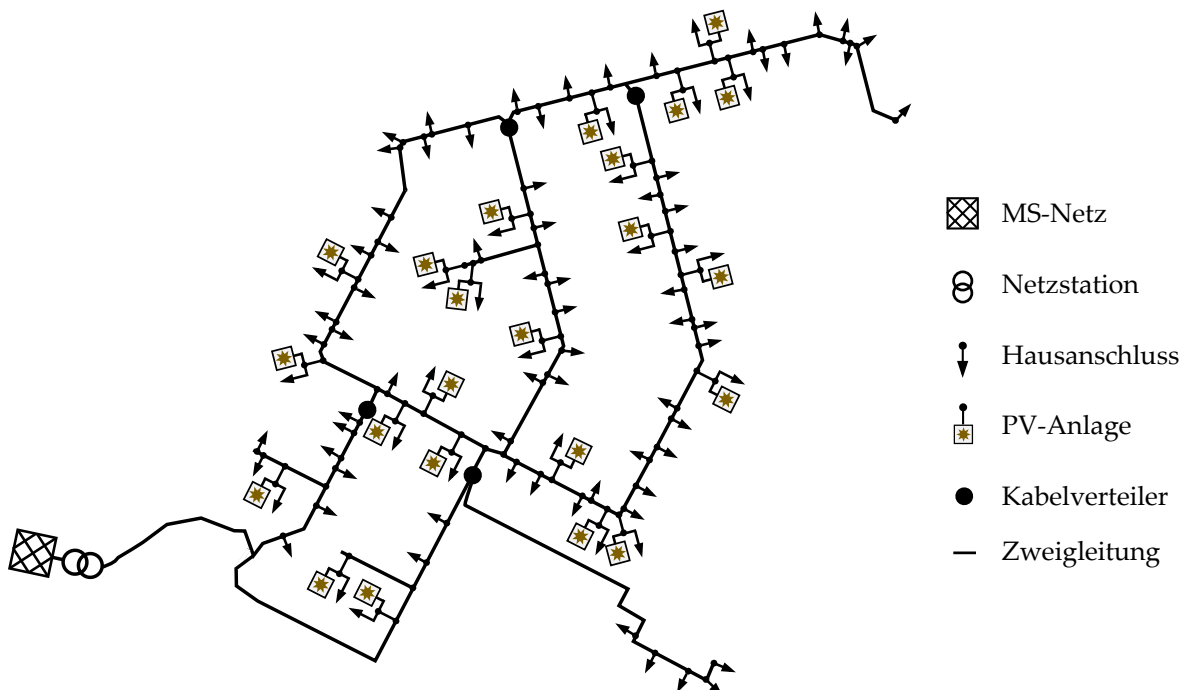
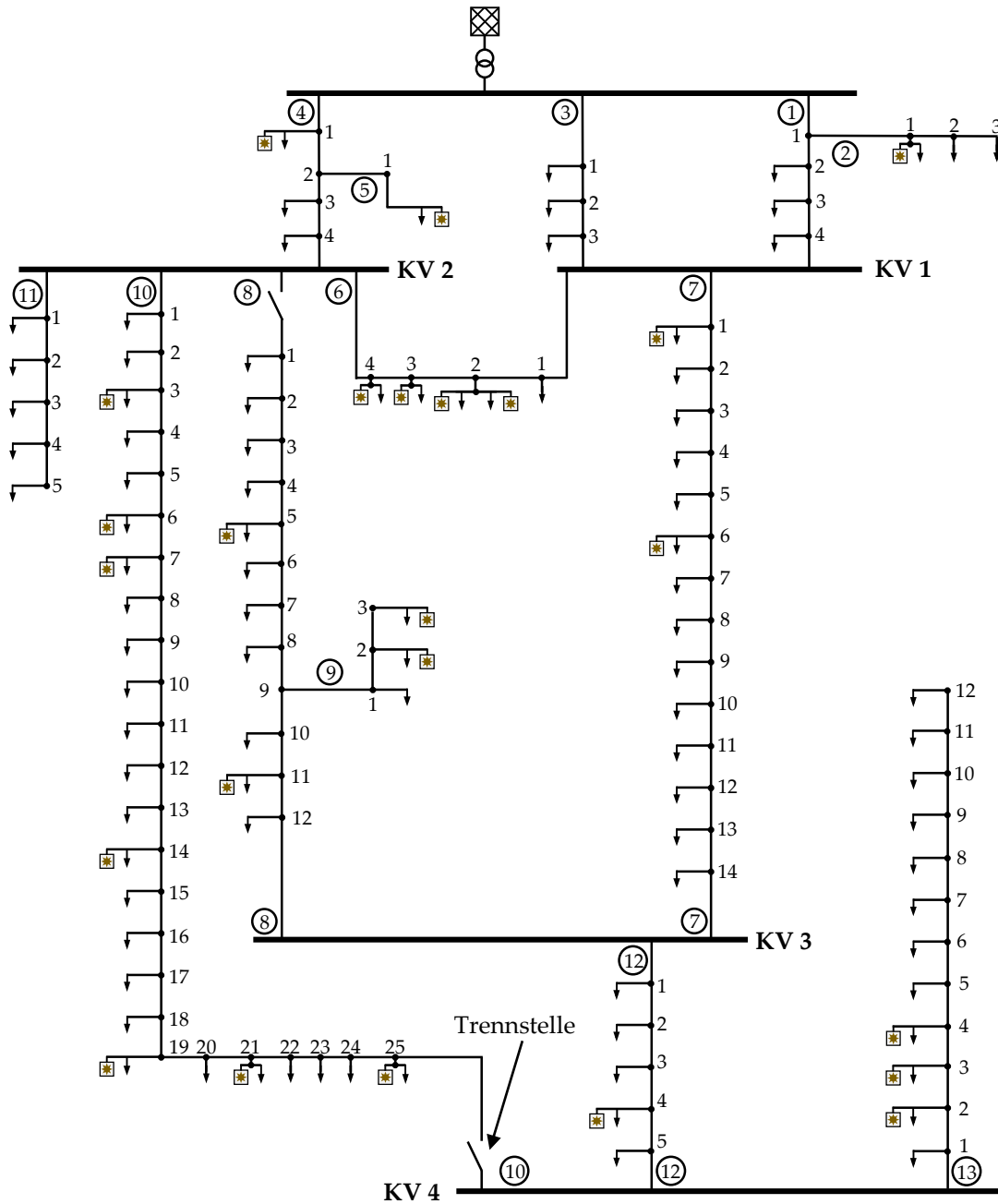


Abbildung 6.1: Uniwohngebiet-Testnetz in lageähnlicher Darstellung










- | | | | |
|--|---|---|--|
|  MS-Netz |  Netzstation |  Hausanschluss |  PV-Anlage |
|  Sammelschiene/
Kabelverteiler | KV Kabelverteiler-
bezeichnung |  Zweigleitung |  Strangnummer |

Abbildung 6.2: Uniwohngebiet-Testnetz in topologischer Darstellung

Die nachfolgend verwendete Netzknotenbezeichnung „N_a_b“ wurde so gewählt, dass jeder Netzknoten eindeutig benannt ist und aufgrund der Bezeichnung eine schnelle Zuordnung möglich ist. Die erste Doppelziffer ist dabei die Strangnummer, die zweite Doppelziffer die Netzknotennummer des Stranges, jeweils mit führender Null. Die vier Kabelverteilerschränke werden standardmäßig mit KV 1-4 bezeichnet.

6.3 Allgemeiner Testdatensatz

Zur Erzeugung von realistischen Testszenarien stehen reale Smart-Meter- und Ortsnetzstations-Messdaten zur Verfügung, die im Rahmen eines Smart-Meter-Rollouts und einer anschließenden Testphase im beschriebenen Testnetz aus Abschnitt 6.2 erfasst wurden. Von Smart Metern sind Spannungs- und Strombetrags- sowie vorzeichenbehaftet Wirk- und Blindleistungsmesswerte im Messintervall von 10 min verfügbar. An der Ortsnetzstation werden die identischen Größen im Messintervall von 1 min gemessen. Belastbare Messdaten liegen im Betrachtungszeitraum 01.01.2015 00:00 Uhr bis 31.12.2016 23:50 Uhr vor. Bei 58 von 92 Hausanschlusspunkten wird der Messdatensatz vollständig an den Netzbetreiber übertragen. Bei 22 sind nur Spannungsbetragswerte bekannt, sodass für die Stromgrößen geeignete Ersatzmesswerte gemäß Abschnitt 4.2 bestimmen werden. Die Messwertredundanz η beträgt bei Berücksichtigung aller Messdaten 0,31. Die Standardabweichungen der Messfehler werden für Spannungsbetragswerte zu $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$, für Strombeträge zu $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ sowie für Leistungswerte zu $\sigma_{e_P} = 10 \text{ W}$, $\sigma_{e_Q} = 10 \text{ var}$ angenommen. Alle Leistungsgrößen werden plausibilisiert und für jeden Zeitschritt als Eingangswerte für eine Leistungsflussberechnung verwendet. Der resultierende Ergebnisdatensatz ist für alle betrachteten Zeitpunkte konsistent und gibt in guter Näherung die wahren Netzzustände wider. Die somit als exakt angenommenen Ergebnisdaten können so angepasst werden, dass anstatt der wahren Verbrauchs- und Einspeiseleistungen stets wahre Wirk- und Blindstromgrößen vorliegen. Der wahre Messdatensatz kann anschließend mit synthetischen, normalverteilten Messfehlern mit den zuvor genannten Standardabweichungen überlagert werden, sodass für jedes Zeitintervall im Betrachtungszeitraum jeweils ein wahrer und ein synthetischer, messfehlerüberlagerter Messdatensatz vorliegt. Die Messdatensätze werden in Abhängigkeit der Testspezifikation zur simulativen Bestimmung der Schätzgüte sowie als Basisszenario zur Validierung der Topologiefehler-Lokalisierung genutzt. Für die Analyse des Bad-Data-Erkennungsprozesses dienen die Datensätze als Grundlage für die Überlagerung grob falscher Messfehler.

6.4 Lokalisierung von Topologiefehlern

6.4.1 Testspezifikation und Simulationsdurchführung

Bei der Validierung des TF-Erkennungsalgorithmus wird simulativ überprüft, ob Topologiefehler zwischen benachbarten Netzknoten durch den entwickelten Algorithmus zuverlässig detektiert werden. Insgesamt werden 27 verschiedene Netztopologien in Form der Szenarien „S00“ bis „S26“ erzeugt. Die für jedes Szenario, im Vergleich zur Standard-Netztopologie des Testnetzes, vorgenommenen Topologieänderungen sowie zusätzlich definierte ein-, zwei- und dreipolige Leiterunterbrechungen können Tabelle 6.1 auf Seite 90 entnommen werden. Die Szenarien wurden so gewählt, dass möglichst alle relevanten Netztopologien abgebildet und realistische Topologiefehler getestet werden können. Unter der Bezeichnung „vermascht“ wird das Schließen aller möglichen Verbindungen an Kabelverteilerschränken verstanden. Da die Dynamik der Spannungsbeträge die wesentliche Kenngröße darstellt wird nur der Tagesverlauf von 06:00 Uhr bis 22:30 Uhr mit besonders veränderlichen 10-Minuten-Werten betrachtet.

Als Testdaten dienen die Werte des synthetischen, messfehlerbehafteten Datensatzes aus dem Zeitraum 01. bis 31. Mai 2015. Ausgehend von den vorliegenden Hausanschlussleistungen werden für definierte Netztopologien Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die resultierenden Spannungsbetrags-Zeitreihen aller Netzknoten werden daraufhin mit einem Spannungsbetrags-Messfehler mit Standardabweichung $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ überlagert. Die Spannungsbetrags-Zeitverläufe werden für jedes Szenario dem TF-Algorithmus zugeführt. Für alle relevanten Netzknotenkombinationen $i-j$ wird überprüft ob ein Leiter L_x am Netzknoten i mit einem Leiter L_y an j verbunden ist. Wird eine direkte Verbindung detektiert, folgt gemäß dem Testergebnis der Ist-Verbindungsstatus $V_{ij,L_xL_x}^{\text{ist}} = 1$. Bei fehlender Verbindung gilt $V_{ij,L_xL_y}^{\text{ist}} = 0$. Eine Abweichung zum vom Netzbetreiber betriebsmäßig vorgegebenen Soll-Verbindungsstatus $V_{ij,L_xL_y}^{\text{soll}} = \{0;1\}$ weist auf einen Topologiefehler hin. Ein allpoliger Vergleich von $V_{ij,L_xL_x}^{\text{ist}}$ mit $V_{ij,L_xL_x}^{\text{soll}}$ sowie die Interpretation erfolgt auf Basis der TF-Visualisierungsmatrix (Abschnitt 4.3.3.4) in einem nachgelagerten Schritt.

Zur Validierung wird die Variation von $r_{U,ij,L_xL_y}^{\text{ideal}}$ untersucht. Es wird ermittelt, welcher minimal zugelassene ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ gemäß Abschnitt 4.3.3.4 zu den höchsten Erkennungswahrscheinlichkeiten führt. Die Vorgehensweise ist in Abbildung 6.3 dargestellt. Die TF-Lokalisierung wird demnach für alle Szenarien und $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ im Intervall $[0,9;0,995]$ mit Schrittweite 0,005 ausgeführt. Zuletzt werden die

Tabelle 6.1: Testsznarien zur Verifikation der Topologiefehler-Erkennung

Nr.	Ort einer Leiterunterbrechung nach Art			Zusätzliche Verbindungen
	einpolig	zweipolig	dreipolig	
①	-	-	-	-
②	N1014-N1015 (L3)	-	-	vermascht
③	-	-	N1008-N1009	vermascht
④	-	-	KV 3-N1201	vermascht
⑤	N0602-N0603 (L3)	-	-	-
⑥	-	N0602-N0603 (L2,L3)	-	-
⑦	-	-	N0602-N0603	-
⑧	N0103-N0104 (L1)	N1203-N1204 (L1,L2)	-	KV 4-N1025
⑨	-	-	KV 1-N0701	KV 4-N1025
⑩	-	-	KV 2-N1001	KV 4-N1025
⑪	-	N0602-N0603 (L1,L2)	N1202-N1203	KV 4-N1025
⑫	-	-	N1202-N1203	KV 4-N1025
⑬	N0603-N0604 (L2)	KV 2-N1001 (L2,L3) N0102-N0103 (L1,L3)	-	-
⑭	N0104-KV 1 (L1)	-	N10711-N0712	KV 4-N1025
⑮	-	N1004-N1005 (L1,L3) KV 2-N0303 (L1,L2)	-	KV 4-N1025
⑯	N1202-N1203 (L3)	-	N0403-N0404	KV 4-N1025
⑰	N0302-N0303 (L1)	-	-	vermascht
⑱	-	N0806-N0807 (L1,L3)	-	vermascht
⑲	N1202-N1203 (L3)	-	-	vermascht
⑳	-	N1020-N1021 (L1,L2)	-	vermascht
㉑	-	-	N1001-N1002	vermascht
㉒	-	-	N1006-N1007	vermascht
㉓	-	-	N1011-N1012	vermascht
㉔	-	-	N1016-N1017	vermascht
㉕	-	-	N1021-N1022	vermascht
㉖	-	-	KV 4-N1025	vermascht
㉗	N0806-N0807 (L1)	N0703-N0704 (L1,L2)	-	vermascht

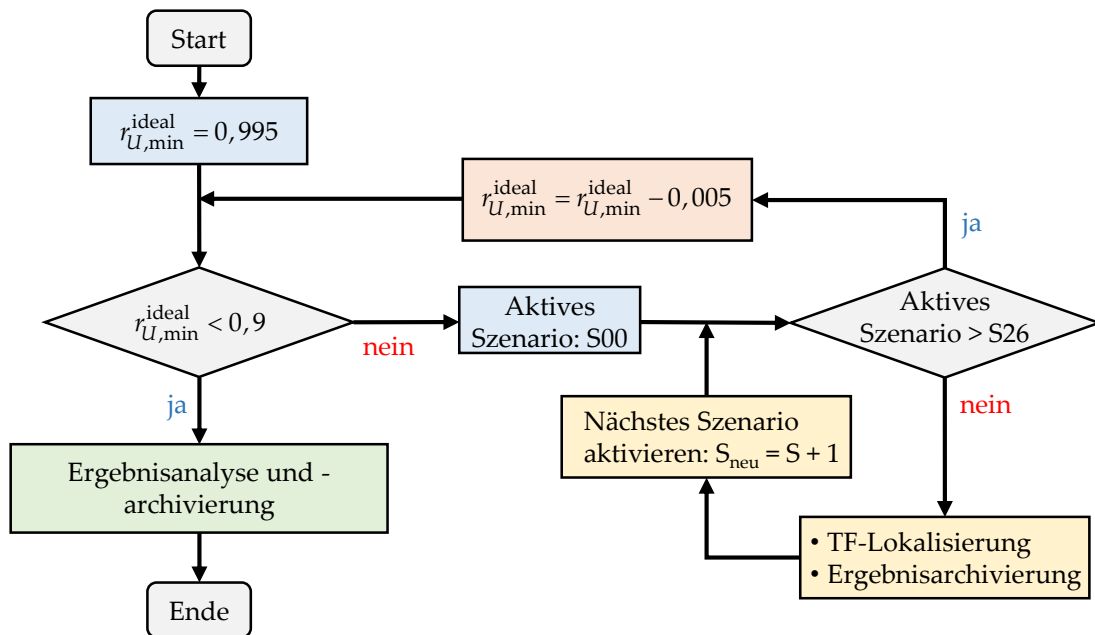


Abbildung 6.3: Prozess zur Prüfung der Leiterunterbrechungs-Lokalisierung

Ergebnisse ausgewertet. Die Signifikanzniveaus gemäß Abschnitt 4.3.3.3 werden zu $\beta = \zeta = 0,001$ und die Messfehler-Standardabweichung zu $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ gewählt. Für die Auswertung ist die relative Anzahl an, im Betrachtungszeitraum 01. bis 31. Mai 2015, falsch detektierten Verbindungsstatus relevant.

Im Kontext der Systemverifikation ist auch die zuverlässige Erkennung von Leitervertauschungen in Hausanschlusskästen zu überprüfen. Dies erfolgt durch die Betrachtung der elf Leitervertauschungen aus Tabelle 6.2. Sie werden implementiert, indem die Spannungsbetrags-Zeitreihen zweier Leiter L_x und L_y an einem beliebigen Netzknoten i vertauscht werden. Bei richtiger Funktionsweise lokalisiert der Erkennungsalgorithmus alle Leitervertauschungen in korrekter Weise, wobei zur Bestimmung derer die Interpretation der TF-Visualisierungsmatrizen stets erforderlich ist.

Tabelle 6.2: Nachgebildete Leitervertauschungen

Vertauschte $ \underline{U} $ -Zeitreihen		Netzknoten
Leiter L_x	Leiter L_y	
L1	L2	N0603, N0707, N0901, N1101
L1	L3	N0603, N0806, N1309
L2	L3	N0102, N0403, N1021, N1203

6.4.2 Testergebnisse zur Topologiefehler-Lokalisierung

6.4.2.1 Erkennung von Leiterunterbrechungen

Zu Beginn der Testergebnisdarstellung wird die Funktionsweise der Erkennung von Leiterunterbrechungen betrachtet. Es wird vorausgesetzt, dass die Simulationsrechnungen für alle Szenarien der Tabelle 6.1 ausgeführt wurden. Da der TF-Lokalisierungs-Algorithmus gemäß Abbildung 4.4 den idealen Korrelationskoeffizienten $r_{U,ij,LxLy}^{\text{ideal}}$ so lange verringert, bis entweder ein plausibles Ergebnis vorliegt oder $r_{U,akt}^{\text{ideal}}$ identisch zum zulässigen Minimalwert $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ ist, wird als betrachtete Variable $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ verwendet. Die Bewertung der Funktionsweise erfolgt grundsätzlich anhand des relativen Detektionsfehleranteils F_{rel} . Er entspricht der Wahrscheinlichkeit einer falschen Lokalisierung.

Abbildung 6.4 zeigt den Verlauf von F_{rel} in Abhängigkeit von $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ für verschiedene Szenarien und einpolige Soll-Verbindungsstatus V_{ij}^{soll} für den Fall zweier direkt benachbarter Netzknoten i, j ohne dazwischenliegende Kabelverteilerschränke. $V_{ij,LxLy}^{\text{soll}} = \{0; 1\}$ gibt dabei an, ob die jeweils betrachteten Netzknoten direkt miteinander verbunden sind oder nicht. Wie aus der Grafik ersichtlich ist, werden Verbindungen zwischen zwei benachbarten Netzknoten unterhalb eines $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ -Wertes von 0,99 für alle Szenarien stets erkannt. Der bei $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,995$ auftretende Detektionsfehler besagt, dass die Spannungsbetrags-Verläufe tatsächlich eine niedrigere Korrelation aufweisen.

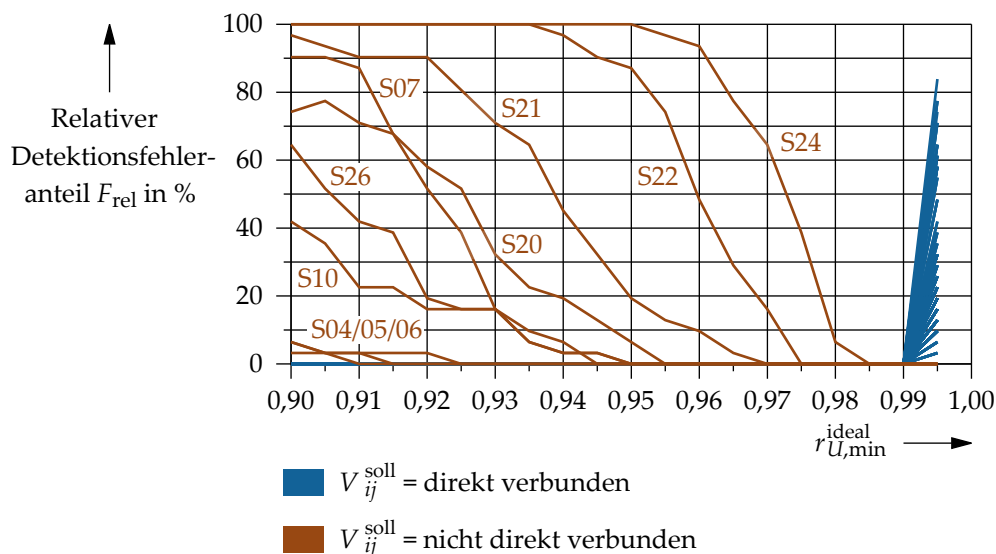


Abbildung 6.4: Relativer Detektionsfehler der Topologiefehler-Erkennung in Abhängigkeit von $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ bei direkt benachbarten Netzknoten

Im umgekehrten Fall, bei zwei nicht direkt miteinander verbundenen, benachbarten Netzknoten, unterscheiden sich die Detektionsfehler je Szenario, da die ideale Korrelation in Abhängigkeit von Leitungslängen und Leitungsauslastungen, auf niedrigere Werte absinkt. Es ist jedoch erkennbar, dass Topologiefehler bei gewähltem $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985 \dots 0,99$ stets zuverlässig erkannt werden. Je weiter rechts eine Szenario-Kurve für den Nicht-Verbindungsfall liegt, desto geringer ist der Unterschied der korrelierten Spannungsbetragsverläufe. Für Szenario „S24“, bei dem auf eine direkte Verbindung zwischen den Netzknoten N1021-N1022 getestet wird, resultiert die Ähnlichkeit der Werte, obgleich einer fehlenden direkten Verbindung, aus einer vergleichbaren Leitungslänge und -auslastung, ausgehend von der Ortsnetzstation.

Die Interpretation der Verbindungsprüfung mit Netzknoten verschiedener Leitungsstränge erfolgt analog. Bei, wie im realen NS-Netz üblich, kurzen Leitungslängen von bis zu circa 100 m ergeben sich ähnliche Ergebnisse wie bei der Betrachtung zweier Netzknoten desselben Leitungsstranges. Dies ist darin begründet, dass durch die kurzen Leitungslängen, trotz zusätzlicher Netzverzweigungen, eine hohe ideale Korrelation der Spannungsbetrags-Verläufe vorliegt. Abbildung 6.5 zeigt hierzu exemplarisch für die Netzknoten-Kombination N1025-N1301 den Detektionsfehler-Verlauf, wobei „direkt verbunden“ eine geschlossene Verbindung zwischen N1025 und dem Kabelverteilerschrank KV 4 bedeutet. Erkennbar ist wiederum, dass für eine zuverlässige TF-Lokalisierung $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985 \dots 0,99$ gewählt werden sollte.

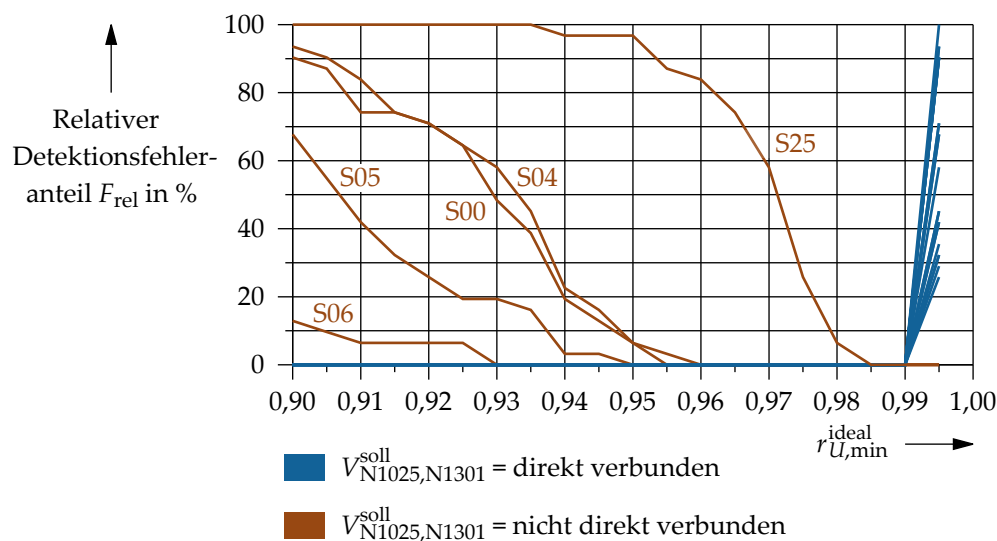


Abbildung 6.5: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischengeschaltetem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N1025-N1301

Sinkt die ideale Spannungsbetrags-Korrelation, zum Beispiel durch hohe Leitungsimpedanzen zwischen zwei betrachteten Netzknoten oder bei vielen Leitungsabzweigen an einem Kabelverteilerschrank, überschneiden sich gegebenenfalls die Detektionsfehlerkurven der Varianten „direkt verbunden“ und „nicht direkt verbunden“. Die diesbezügliche Auswirkung ist Abbildung 6.6 zu entnehmen, bei der für die Netzknotenkombination N0801-N1101 der Detektionsfehler-Verlauf dargestellt ist. Direkt verbunden heißt dabei, dass die Verbindung zwischen KV 2 und N0801 geschlossen ist. Nicht direkt verbunden bedeutet das Gegenteil. Wichtig bei der Betrachtung ist die Tatsache, dass bereits die Leitungslänge zwischen dem Kabelverteilerschrank KV 2 und dem ersten Netzknoten N1101 im Strang 11 circa 170 m beträgt.

Durch die Überschneidung ist offensichtlich keine zuverlässige TF-Erkennung möglich. Die Wahrscheinlichkeit einer Fehldetektion liegt bereits bei der optimalen minimalen Korrelation von $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,96$ bei nahezu 20 %. Allerdings muss beachtet werden, dass dies aufgrund der Gegebenheiten, besonders der langen Leitungslänge, ein Grenzfall ist. Wird die Prüfung einer Verbindung zwischen KV 2 und N0801 über die Netzknoten N0404 oder N1001 vorgenommen, wird eine existierende oder fehlende direkte Verbindung auch bei $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,98$ korrekt ermittelt. Weitere Detektionsfehler-Verläufe, welche die erläuterten Sachverhalte ebenfalls zeigen, sind Abschnitt 16.1 im Anhang entnehmbar.

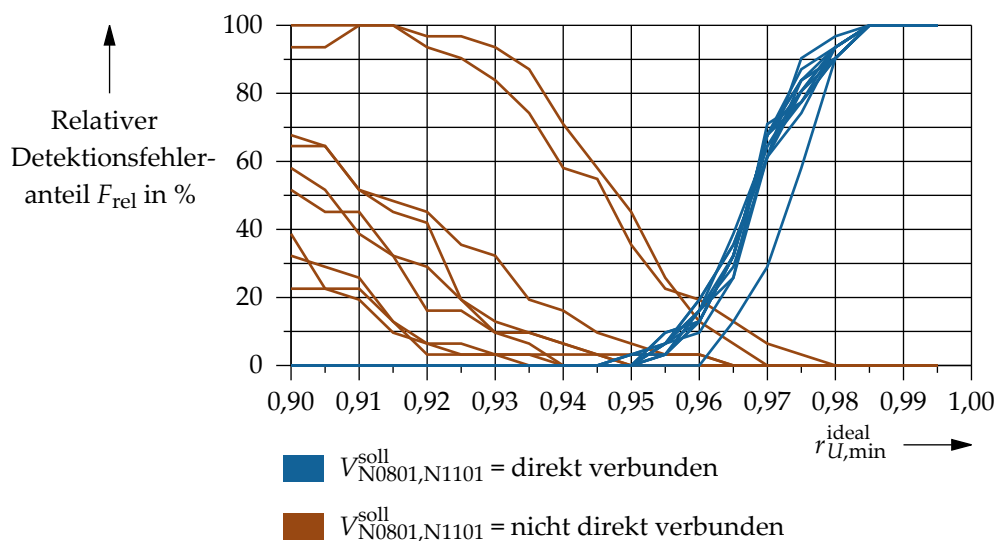


Abbildung 6.6: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N0801-N1101

6.4.2.2 Lokalisierung von Leitervertauschungen

Leitervertauschungs-Prüfungen entsprechen einer Leiterunterbrechungs-Prüfung mit Spannungsbetrags-Verläufen zweier verschiedenen Leiter. Allerdings unterscheiden sich die Spannungsbetrags-Verläufe aufgrund unsymmetrisch wirkender Lasten und Einspeisungen besonders im Tagesverlauf teils beträchtlich. Die Leitervertauschungs-Prüfung ist aus diesem Grund weniger anfällig für Fehldetektionen. Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt daher, dass alle Leitervertauschungen, welche gemäß Tabelle 6.2 in elf Testszenarien betrachtet wurden, korrekt lokalisiert werden konnten. Der minimale ideale Korrelationskoeffizient betrug dabei stets $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985$, was auf eine gute Erkennbarkeit hinweist und die Ergebnisse zur Leiterunterbrechungs-Prüfung aus dem vorherigen Abschnitt bestätigt.

6.4.3 Ergebnisbewertung

Der entwickelte Algorithmus kann auf Basis der vorgestellten Ergebnisse als unkompliziertes, schnelles und robustes Verfahren zur Topologiefehler-Lokalisierung angesehen werden. Bei geeigneter Wahl der Parameter, wie $r_{U,\min}^{\text{ideal}} \approx 0,99$, treten im Allgemeinen keine Detektionsfehler auf. Die Erkennungsgenauigkeit ist gemäß der Ergebnisse sowohl für Leiterunterbrechungs- als auch für Leitervertauschungs-Prüfungen hervorragend. Schwierigkeiten können nur bei langen Leitungslängen auftreten, wenn die Annahme hoher idealer Korrelationswerte für Spannungsbetrags-Verläufe nicht mehr gegeben ist. Diese Fälle treten jedoch in der Praxis nur selten auf.

6.5 Ermittlung des Netzzustandes

6.5.1 Testspezifikation und Simulationsdurchführung

Zur Verifikation des Schätzverfahrens ist simulativ zu testen, ob die Schätzgüte des Systems akzeptabel ist. Im Detail müssen, ohne den Einfluss grob falscher Messfehler, die absoluten Residuen aller Strom- und Spannungsgrößen im 3σ -Bereich der in Tabelle 3.1 vorausgesetzten Messfehler-Standardabweichungen $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$, $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ liegen. Da ein Zusammenhang von Strom- und Spannungsgrößen besteht und bereits kleine Stromabweichungen auf Hausanschlussleitungen zu großen Spannungsdifferenzen im Netz führen, ist es ausreichend, nur absolute Stromgrößen-Residuen zu betrachten. Als Testdaten dienen die Werte der, in Abschnitt 6.3 beschriebenen, synthetischen

wahren und messfehlerbehafteten Messdatensätze mit einer 10 min-Auflösung. Der Betrachtungszeitraum ist definiert vom 01. Januar 2015 00:00 Uhr bis zum 01. August 2015 00:00 Uhr, wobei insgesamt 30 530 Netzbetriebszustände berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung der absoluten Stromresiduen werden zwei Testvarianten unterschieden. In der ersten Variante wird der wahre Messdatensatz als Eingangsdatensatz für den Schätzalgorithmus verwendet, der für alle Zeitpunkte den wahrscheinlichsten Netzzustand ermittelt. Im Anschluss werden alle absoluten Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bestimmt. Da den Eingangsdaten in dieser Variante keine Messfehler überlagert wurden, müssen folglich die absoluten Residuen idealerweise null, beziehungsweise aufgrund numerischer Ungenauigkeiten äußerst gering sein. Die Verteilung der absoluten Residuen sollte einer Normalverteilung genügen, der Mittelwert nahe bei $\mu = 0$ liegen. In Variante 2 werden, bei gleichen Parametern, die Werte aus dem synthetisch erzeugten, realen Messdatensatz mit Messfehleranteil gemäß $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ und $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ verwendet. Analog zur ersten Variante wird für alle Zeitpunkte der wahrscheinlichste Netzzustand geschätzt und daraufhin die absoluten Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ ausgewertet. Die Verteilung der $r_I^{U_{Lx}}$ -Werte muss bei korrekter Funktionsweise des Algorithmus einer Normalverteilung $\mathcal{N}(\mu \approx 0, \sigma^2 < \sigma_{e_I}^2)$ genügen. Die Forderung $\sigma^2 < \sigma_{e_I}^2$ folgt dadurch, dass Messfehler nur bei einer Messwertredundanz von $\eta \rightarrow \infty$ vollständig herausgerechnet werden und die Residuen in der Realität daher stets kleiner als der maximal zulässige 3σ -Fehler sind.

6.5.2 Testergebnisse und Ergebnisbewertung

Der Schätzalgorithmus ist numerisch robust, da durch das lineare Optimierungsproblem der wahrscheinlichste Netzzustand direkt, ohne Iterationsschritte, bestimmt werden kann. Nichtkonvergenzfälle sind somit ausgeschlossen. Die Auswertung der absoluten Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bescheinigt zudem die korrekte Funktionsweise des entwickelten Algorithmus. Für jede Testvariante wurden jeweils 25 278 840 Residuen ermittelt, wobei die Zahl aus der angenommenen Messung von drei leiterbezogenen Stromgrößen an insgesamt 92 Netzknoten für 30 530 Netzbetriebszustände folgt.

Bei der ersten Testvariante mit Eingangswerten des wahren Messdatensatzes ergibt sich gemäß den Ausführungen in Abschnitt 16.2 des Anhangs zufolge eine $r_I^{U_{Lx}}$ -Verteilung, für die $\mathcal{N}(\mu = 0,4 \text{ mA}, (\sigma = 1,5 \text{ mA})^2)$ gilt. Das Ergebnis der zweiten Testvariante ist in Abbildung 6.7 dargestellt. Die absoluten Strombetrags-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ sind demnach

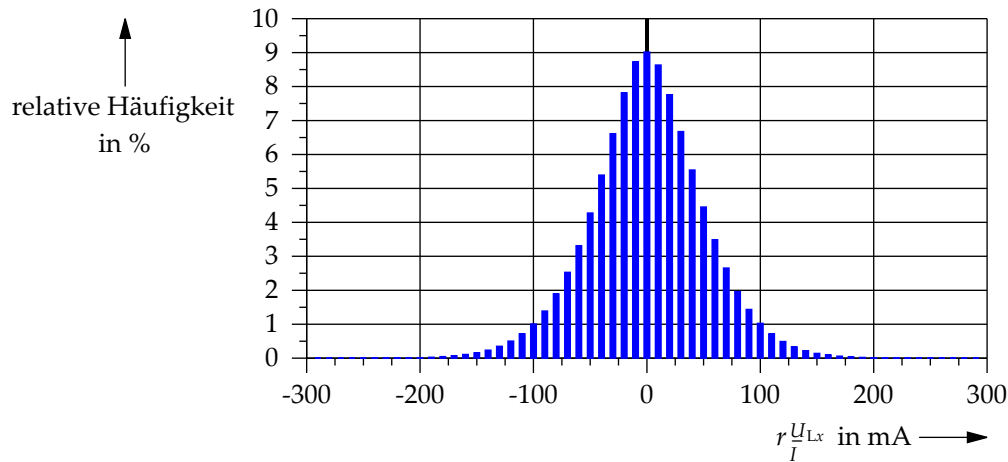


Abbildung 6.7: Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bei messfehlerbehafteten, synthetischen Messdaten ohne Berücksichtigung grob falscher Messwerte

normalverteilt mit $\mathcal{N}(\mu = 13 \text{ mA}, (\sigma = 63 \text{ mA})^2)$. Der Erwartungswert ist nahe null. $r_I^{U_{Lx}}$ -Werte sind nach der $\pm 3\sigma$ -Regel betragsmäßig kleiner als 189 mA.

Auf Basis des sehr geringen Schätzfehlers bei wahren Eingangsdaten wird eine korrekte Implementierung und Funktionsweise des Schätzalgorithmus unterstellt. Ein Ausgleich der Messfehler ist, bei fehlerbehafteten Messdaten, durch die Optimierungsrechnung gegeben. Bedingt durch die endliche und vergleichsweise niedrige Messwertredundanz für Stromgrößen ist die Standardabweichung der absoluten Residuen mit $\sigma = 63 \text{ mA}$ jedoch geringer als der sich idealerweise aus σ_{e_I} ergebende Wert von 100 mA.

6.6 Erkennung grob falscher Messwerte

6.6.1 Allgemeine Testspezifikation und Simulationsdurchführung

Die für ein Netzzustandsschätzsystem wesentliche Funktion der Erkennung grob falscher Messwerte wird im folgenden simulativ anhand der in Abschnitt 6.3 beschriebenen synthetischen, wahren und messfehlerbehafteten Messdatensätze überprüft. Als konstante Testparameter werden die, in Tabelle 3.1 genannten, Messfehler-Standardabweichungen $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$, $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ definiert. Der grundlegende Betrachtungszeitraum geht vom 01. Januar 2015 00:00 Uhr bis zum 01. Januar 2016 00:00 Uhr. Die zeitliche Auflösung der Messdaten beträgt 10 min, sodass insgesamt 52 560 Netzbetriebszustände berücksichtigt werden. Aufgrund dessen, dass an allen 92 Hausanschlusspunkten und der Ortsnetzstation Messdaten zur Verfügung stehen und

darüber hinaus an allen vier Kabelverteilern virtuelle Messungen angesetzt werden, ergibt sich bei Vernachlässigung der Hausanschlussleitungen eine globale Messwertredundanz von $\eta \approx 0,49$. Bei Berücksichtigung der genäherten Spannungswinkel nach dem Verfahren aus Abschnitt 4.2.5 erhöht sich der Wert zudem auf $\eta \approx 0,95$, sodass die Erkennung von grob falschen Messdaten grundsätzlich durchführbar ist.

Als Bewertungskriterium für eine zweckmäßige Erkennung von grob falschen Messdaten dient die Erkennungswahrscheinlichkeit. So muss im Rahmen der Algorithmus-Verifikation ermittelt werden, ob und ab welcher Fehlerhöhe die grob falschen Messfehler zuverlässig erkannt werden. Dabei sind ein- und mehrfache Bad Data für alle möglichen Spannungs- und Stromgrößen zu berücksichtigen. Die folgenden Abschnitte betrachten zunächst die Wahl von Bad-Data-Erkennungsgrenzen sowie den Einfluss von Netzzuständen mit unterschiedlichen Last/PV-Einspeise-Verhältnissen. Zuletzt wird anhand von realistischen synthetischen Zeitreihen die Erkennungswahrscheinlichkeit von ein- und mehrfachen groben Messfehlern erläutert.

6.6.2 Bestimmung von Bad-Data-Erkennungsgrenzen

Die zuverlässige Detektion von groben Messfehlern ist abhängig von der Wahl zweckmäßiger Bad-Data-Erkennungsgrenzen ϵ . Diese müssen so festgelegt werden, dass bereits betragsmäßig kleine grobe Messfehler erkannt werden, die Anzahl an Fehldetektionen jedoch möglichst gering ist. Überschreitet ein normiertes Residuum $\left| r_{k,Lx,t}^{N,U_{Lx}} \right|$ oder $\left| r_{k,Lx,wirk/blind,t}^{N,U_{Lx}} \right|$ einer Messung k den spezifisch gewählten ϵ -Wert wird angenommen, dass der zugehörige Messwert grob falsch ist. Aufgrund der vergleichsweise geringen Messwertredundanz η ist davon auszugehen, dass die ϵ -Werte im Bereich $1,0 \leq \epsilon \leq 2,5$ liegen. Ein Wert $\epsilon = 3$ wird theoretisch nur bei $\eta \rightarrow \infty$ erreicht, also wenn alle Messfehler herausgerechnet werden. Zur Festlegung von ϵ wird zunächst ein wahrer Messdatensatz für einen Zeitpunkt mit geringer PV-Einspeiseleistung und mittlerer Verbraucherlast gesucht, um Effekte durch negative Stromvorzeichen gering zu halten. Diese Voraussetzungen sind zum Zeitpunkt 23.09.2015 8:50 Uhr gegeben.

Für den gewählten Zeitpunkt werden die wahren Messdaten jedes einzelnen Netzknotens und jeder Messgröße leiterweise mit groben Messfehlern überlagert und anschließend ermittelt, ob diese durch den Bad-Data-Erkennungs-Algorithmus bei festgelegter Erkennungsgrenze ϵ eindeutig detektiert werden. Der Bad-Data-Wert wird

dabei für Spannungsbetragsgrößen von $-5 \cdot \sigma_{e_U} \leq e_{BD} \leq 5 \cdot \sigma_{e_U}$ und für Stromgrößen von $-20 \cdot \sigma_{e_I} \leq e_{BD} \leq 20 \cdot \sigma_{e_I}$ variiert. Die Auswertung erfolgt für Spannungs- und Stromgrößen jeweils für vier Erkennungsgrenzen $\epsilon_U = \{2,15; 2,30; 2,45; 2,60\}$ und $\epsilon_I = \{1,4; 1,7; 2,0; 2,3\}$. Die Ergebnisse in Form der relativen Erkennungswahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit der Bad-Data-Erkennungsgrenzen und des Bad-Data-Betrages sind in den Abbildungen 6.8 bis 6.11 dargestellt. Aus Abbildung 6.8 ist ersichtlich, dass Spannungsbetrags-Bad-Data, bei geeigneter Wahl von ϵ_U , mit einer Wahrscheinlichkeit von nahezu 100 % zuverlässig detektiert werden. Aufgrund der weitgehenden Unabhängigkeit der Spannungsbetragsmessfehler untereinander sind die Gradienten der Verläufe sehr steil. Da per Definition ein grob falscher Messfehler erst bei $|e_{BD}|/\sigma_{e_U} > 3$ vorliegt, wird als Erkennungsgrenze für Spannungsbetrags-Bad-Data $\epsilon_U = 2,3$ gewählt. Folglich beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass Werte $|e_{BD}|/\sigma_{e_U} \leq 3$ fälschlicherweise als Bad Data erkannt werden in etwa 12,5 %.

Für Wirkstrom-, Blindstrom- und Strombetragsgrößen soll aus Gründen der Vergleichbarkeit eine einheitliche Erkennungsgrenze ϵ_I ermittelt werden. Analog zur Ermittlung von ϵ_U werden zunächst die Verläufe für Wirkstrom-, Blindstrom- und Strombetragsgrößen aus den Abbildungen 6.9 bis 6.11 betrachtet. Aufgrund der anteiligen Zuordnung der Strombeträge zu den typischerweise höheren Wirkströmen ist die Erkennung von Blindstrom-Bad-Data erwartungsgemäß weniger zuverlässig als die von Wirkstrom- oder Strombetrags-Bad-Data. Die geringen Gradienten weisen zudem auf die hohe Abhängigkeit der Stromgrößen untereinander hin, wodurch die Erkennung grob falscher Messfehler erschwert ist. Mit dem Fokus auf die Detektion von Wirkstrom-Bad-Data wird eine Erkennungsgrenze $\epsilon_I = 2,0$ gewählt.

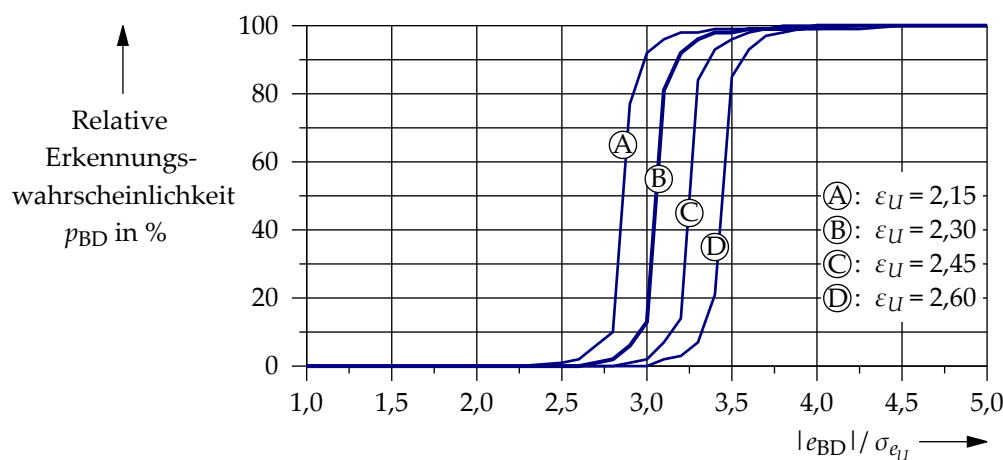


Abbildung 6.8: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Spannungsbetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_U

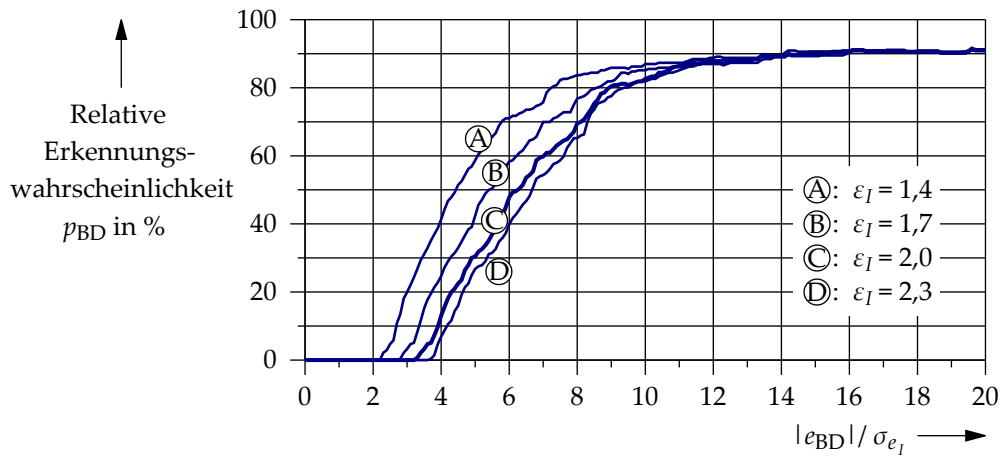


Abbildung 6.9: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

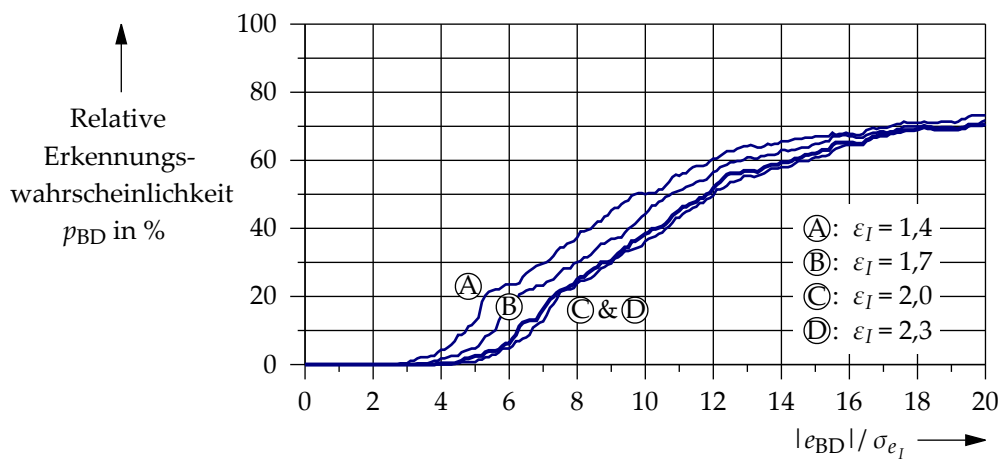


Abbildung 6.10: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

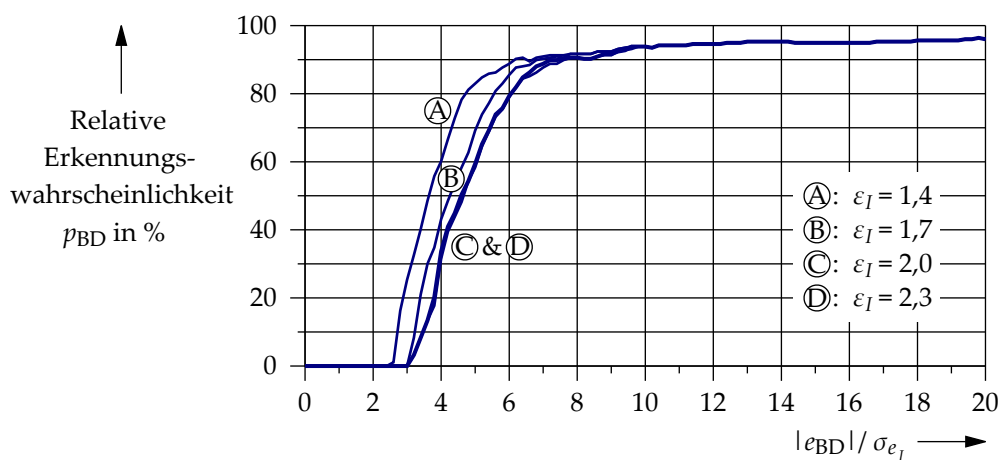


Abbildung 6.11: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

Weiterhin ist die Wahrscheinlichkeit von Fehldetektionen ohne tatsächlich vorliegende Bad Data von Interesse. Zur Bestimmung derer wird der wahre Messdatensatz ohne eingefügte Bad Data im Zeitraum vom 01. Januar 2015 00:00 Uhr bis zum 01. Januar 2016 00:00 Uhr herangezogen. Für jeden 10-Minuten-Zeitschritt wird eine Bad-Data-Erkennung mit variierenden Erkennungsgrenzen durchgeführt und die Wahrscheinlichkeiten von vier verschiedenen Anteilen an fälschlicherweise erkannten Bad Data bestimmt. Ein Fehleranteil von 0 % entspricht dabei keinem, 0,4 % einem, 0,7 % zwei und 1,1 % drei auftretenden Bad Data je Betrachtungszeitpunkt.

Aus Tabelle 6.3 ist ersichtlich, dass mit steigenden Erkennungsgrenzen die Wahrscheinlichkeiten von Fehldetektionen sinken. Auf Basis von Tabelle 6.3 sollten zur möglichsten Vermeidung von Fehldetektionen, insbesondere bei Wirk- und Blindstromgrößen, daher $\epsilon_U = 2,45$ und $\epsilon_I = 2,3$ gewählt werden. Im Hinblick auf eine möglichst sensible Erkennung von betragsmäßig niedrigen Bad Data werden die zuvor bestimmten Erkennungsgrenzen $\epsilon_U = 2,3$ und $\epsilon_I = 2,0$ beibehalten. Das höhere Risiko der Fehldetektion bei Wirk- und Blindstromgrößen wird in Kauf genommen.

Tabelle 6.3: Wahrscheinlichkeiten für verschiedene Anteile an fälschlicherweise erkannten Bad Data in Abhängigkeit der Detektionsgrenze ϵ

Messgröße	Erkennungsgrenze	Wahrscheinlichkeiten für einen Anteil an fälschlicherweise erkannten Bad Data von:			
		0 %	0,4 %	0,7 %	1,1 %
$ \underline{u}_{i,Lx} $	$\epsilon_U = 2,15$	37 %	36 %	18 %	9 %
	$\epsilon_U = 2,30$	85 %	14 %	1 %	0 %
	$\epsilon_U = 2,45$	94 %	6 %	0 %	0 %
$ \underline{I}_{i,Lx} $	$\epsilon_I = 1,7$	26 %	34 %	24 %	16 %
	$\epsilon_I = 2,0$	70 %	26 %	4 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,3$	92 %	7 %	1 %	0 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,wirk} $	$\epsilon_I = 1,7$	16 %	29 %	26 %	29 %
	$\epsilon_I = 2,0$	56 %	32 %	10 %	2 %
	$\epsilon_I = 2,3$	85 %	14 %	1 %	0 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,blind} $	$\epsilon_I = 1,7$	90 %	9 %	1 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,0$	97 %	2 %	1 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,3$	99 %	1 %	0 %	0 %

6.6.3 Erkennungskriterium grober Stromgrößen-Messfehler

Die klassischen Verfahren zur Bad-Data-Erkennung setzen voraus, dass die Messgrößen nur geringfügig voneinander abhängig sind. Bad Data werden für jede Messgröße getrennt betrachtet und behandelt. Im Rahmen des entwickelten Systems werden jedoch Wirk- und Blindströme zusammen mit Strombeträgen verarbeitet und durch den Linearisierungsansatz gewichtet. Die Größen sind daher nicht mehr als unabhängig voneinander anzusehen. In Ausnahmefällen kann die Gewichtung dazu führen, dass ein Blindstrom-Bad-Data als Wirkstrom- oder Strombetrags-Bad-Data erkannt wird. Zur Behandlung solcher Fälle ist es zweckmäßig den gesamten Stromdatensatz des Leiters mit Ersatzmesswerten zu ersetzen. In der Folge ist die Bestimmung der Stromgröße mit einem groben Messfehler (Wirk- oder Blindstrom, Strombetrag), was als Stromtyp-Kriterium bezeichnet wird, nur zweitrangig. Ausschlaggebend ist die korrekte Erkennung des Leiters und des Netzknotens mit einem Strom-Bad-Data, folglich Leitertyp-Kriterium genannt. Zur Ermittlung des Unterschieds von Leiter- und Stromtyp-Erkennung werden für beide Erkennungs-Kriterien die Erkennungswahrscheinlichkeiten grober Wirkstrommessfehler für eine Erkennungsgrenze $\epsilon_I = 2,0$ und Bad-Data-Werten $-20 \cdot \sigma_{e_I} \leq e_{BD} \leq 20 \cdot \sigma_{e_I}$ bestimmt. Abbildung 6.12 zeigt, dass beim Leiter-Kriterium die relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} um bis zu 3,3 Prozentpunkte gegenüber dem Stromtyp-Kriterium höher ist. Negative Einflüsse sind nicht erkennbar. Folglich wird im weiteren Verlauf der Untersuchungen das Leiter-Kriterium zur Ermittlung grob falscher Messfehler verwendet und bei Strom-Bad-Data stets der gesamte Stromgrößen-Datensatz eines Leiters ersetzt.

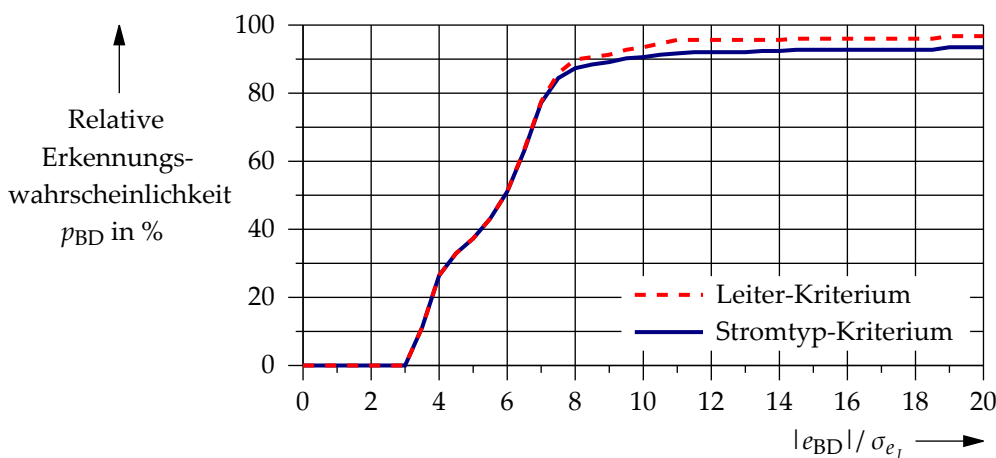


Abbildung 6.12: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Erkennungskriteriums

6.6.4 Einfluss des Netzzustands auf die Erkennung grob falscher Messfehler

Die bisherige Bestimmung der Erkennungswahrscheinlichkeiten grob falscher Messfehler basierte weitgehend auf einem Netzzustand mit geringer PV-Einspeiseleistung und mittlerer Verbraucherleistung. Folglich ist zu prüfen, in wie weit andere Leistungsverhältnisse Auswirkungen auf die p_{BD} -Verläufe haben. In diesem Zusammenhang wurden in den Messdatensätzen vier verschiedene, repräsentative Zeitpunkte mit extremen Leistungsverhältnissen ermittelt. Diese sind in Tabelle 6.4 aufgelistet. Die Einträge „+“ und „-“ kennzeichnen dabei hohe oder niedrige Anteile an Last oder PV-Einspeisung. Zusätzlich sind die für die jeweiligen Zeitpunkte gültigen maximalen Spannungsbeträge U_{\max} , Spannungsbetragsmittelwerte \bar{U} über alle Netzknoten und Leiter sowie die Residualströme I_{ONS} an der Ortsnetzstation genannt.

Tabelle 6.4: Testvarianten mit verschiedenen Kombinationen von Verbraucherleistung und PV-Einspeiseleistung

Testvariante	Last	PV	U_{\max}	\bar{U}	I_{ONS}
I - 16.01.2015 03:20 Uhr	-	-	235 V	234 V	150 A
II - 11.01.2015 18:00 Uhr	+	-	232 V	227 V	836 A
III - 21.05.2015 12:40 Uhr	-	+	247 V	239 V	-317 A
IV - 21.05.2015 14:00 Uhr	+	+	236 V	233 V	249 A

Für alle vier Testvarianten werden analog zu den vorherigen Untersuchungen die Erkennungswahrscheinlichkeiten grob falscher Messfehler bestimmt und die Verläufe, die in den nachfolgenden Abbildungen 6.13 bis 6.15 dargestellt sind, verglichen. Wie ersichtlich, verändert sich p_{BD} in Abhängigkeit der Netzzustände. Bei geringer PV-Einspeiseleistung ergibt sich tendenziell eine höhere Erkennungswahrscheinlichkeit für Wirkstrom-Bad-Data. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei geringer PV-Einspeiseleistung die Blindströme von Hausanschlüssen klein sind und den Wirkströmen ein hoher Anteil der Strombetrags-Vergleichsmessung zuteil wird. Bei steigender PV-Einspeiseleistung werden daher Blindstrom-Bad-Data eher erkannt. Die höchsten p_{BD} -Werte für Blindstrom-Bad-Data ergeben sich, wenn sowohl der Wirk- als auch der Blindstromwert eines Leiters nahe null ist und die Strombetrags-Vergleichsmessung daher zu gleichen Teilen wirkt. Der p_{BD} -Verlauf für Strombetrags-Bad-Data ergibt sich letztlich durch die Kombination der Erkennungsverhalten für Wirk- und Blindströme. Abschließend kann die Erkennungswahrscheinlichkeit für Stromgrößen trotz einer vergleichsweise geringen Messwertredundanz als akzeptabel betrachtet werden.

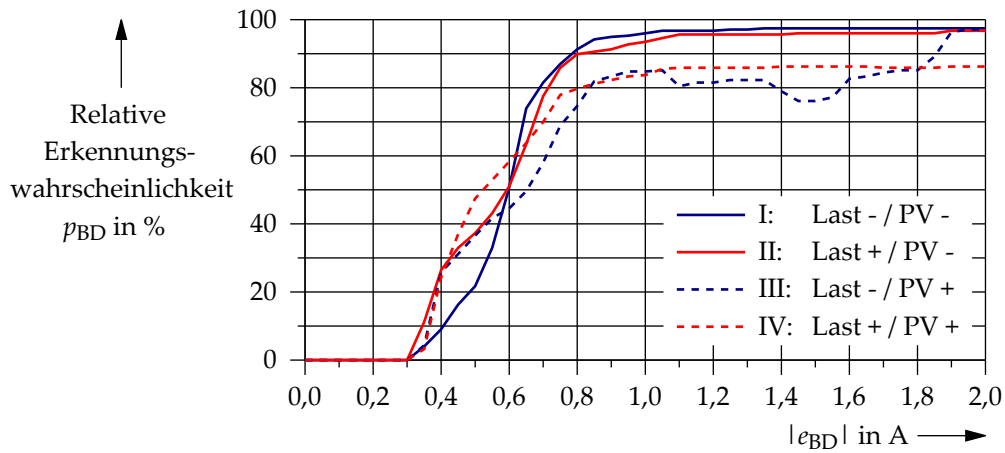


Abbildung 6.13: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes

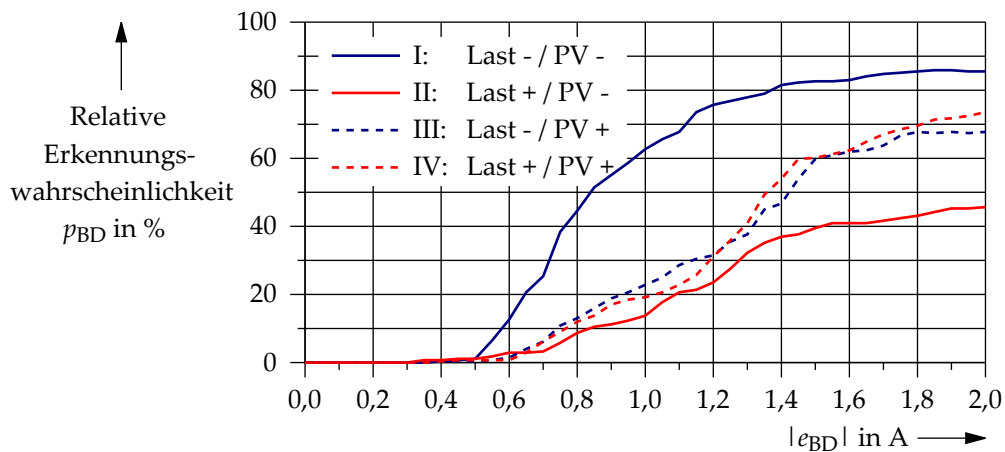


Abbildung 6.14: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes ϵ

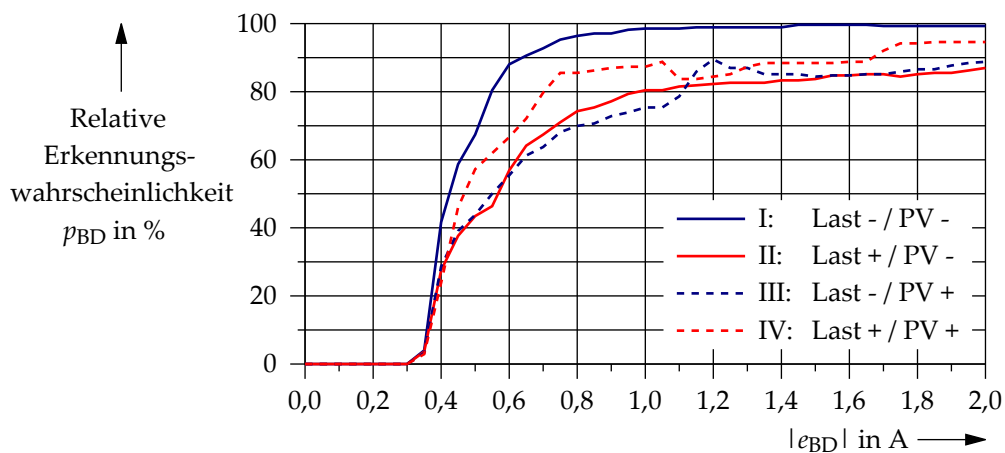


Abbildung 6.15: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes ϵ

6.6.5 Erkennung von ein- und mehrfach grob falschen Messfehlern

Alle bisherigen Untersuchungen basieren auf wahren Datensätzen ohne überlagerte, normalverteilte Messfehler. Analysiert wurde das Erkennungsverhalten des Systems für grobe Einfach-Bad-Data. Für die Systemverifikation ist es jedoch erforderlich, auch Ein- und Mehrfach-Bad-Data in realen Netzsituationen mit messfehlerbehafteten Größen zu betrachten. Hierzu wird der in Abschnitt 6.3 beschriebene messfehlerüberlagerte Messdatensatz im Zeitraum 01.01.2015 00:00 Uhr bis 01.01.2016 00:00 Uhr mit einer 10-Minuten-Auflösung und somit 50 976 betrachteten Zeitpunkten verwendet.

Für jeden Zeitpunkt werden fünf im Folgenden zu überlagernde Datensätze an groben Messfehlern an verschiedenen Netzknoten durch einen Zufallsprozess erzeugt, sodass ein Systembetrieb von fünf Jahren simuliert wird. Maximal können je Zeitschritt acht grobe Messfehler unterschiedlichen Messtyps auftreten. Die Vorkommenswahrscheinlichkeit von Einfach-Bad-Data bis zu Achtfach-Bad-Data ist mit jeweils 12,5 % identisch. Die Höhe jedes Bad Data wird ebenfalls zufällig bestimmt, wobei bei Spannungsbetrags-Bad-Data betragsmäßig Werte im Bereich $0,6 \text{ V} \leq e_{\text{BD}} \leq 1,6 \text{ V}$ zugelassen sind. Bei Stromgrößen-Bad-Data sind betragsmäßig Werte im Bereich $0,3 \text{ A} \leq e_{\text{BD}} \leq 1,5 \text{ A}$ möglich. Die Angabe von absoluten Bad-Data-Werten soll die Verständlichkeit, insbesondere im Hinblick auf die Größenordnung der Messfehler, verbessern.

Nach der Überlagerung eines messfehlerbehafteten Messdatensatzes mit einem entsprechenden Bad-Data-Satz wird wiederum die Netzzustandsschätzung inklusive des Erkennungsprozesses grob falscher Messfehler ausgeführt. Anhand der Resultate wird überprüft, ob alle vorliegenden Bad Data auch bei Vorhandensein weiterer grob falscher Messfehler zuverlässig erkannt werden. Dabei wird die Erkennung von Stromgrößen-Bad-Data gemäß dem in Abschnitt 6.6.3 beschriebenen Leiter-Kriterium vorgenommen. Generell erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Einteilung der groben Messfehler je Messgröße nach der entsprechenden Bad-Data-Anzahl.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in den nachfolgenden Abbildungen 6.16 bis 6.19 dargestellt. Aufgetragen ist in den Diagrammen jeweils die relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} über den Bad-Data-Betrag $|e_{\text{BD}}|$. Die einzelnen p_{BD} -Werte sind dabei die Erwartungswerte über alle betrachtete Zeitpunkte. Der in Abbildung 6.8 gezeigte Verlauf der Erkennungswahrscheinlichkeit grober Spannungsbetrags-Messfehler ist ähnlich zu dem Verlauf bei Verwendung wahrer Messdatensätze ohne überlagerte, normalverteilte Messfehler aus Abbildung 6.16. Ab einem Wert $|e_{\text{BD}}| = 1,05 \text{ V}$ werden

sowohl Einfach- als auch Mehrfach-Bad-Data zuverlässig erkannt. Für $|e_{BD}| = 0,6\text{ V}$ beträgt p_{BD} bereits 50%. Der Gradient ist im Vergleich zu den Verläufen in Abbildung 6.8 im 3σ -Grenzbereich von $0,6\text{ V} \leq |e_{BD}| \leq 0,8\text{ V}$ geringer. Dies ist auf den Einfluss normalverteilter Messfehler und die gegebenenfalls erfolgende Kompensation derer durch Bad Data zurückzuführen.

Die Erkennung von Stromgrößen-Bad-Data erfolgt erwartungsgemäß ähnlich zu den Verläufen in den Abbildungen 6.13 bis 6.15. Strombetrags-Bad-Data werden ab Werten von $|e_{BD}| = 1\text{ A}$ mit $p_{BD} > 95\%$ erkannt. Der Verlauf von p_{BD} für grobe Wirkstrom-Messfehler weist mit Maximalwerten $p_{BD,\max} \approx 90\%$ darauf hin, dass im Betrachtungszeitraum betriebliche Netzzustände mit hoher PV-Einspeiseleistung auftreten, welche p_{BD} verringern. Im Hinblick auf die vergleichsweise geringe Messwertredundanz für Stromgrößenmessungen ist die vorliegende Erkennungswahrscheinlichkeit für grobe Wirkstrom- und Strombetragsmessfehler als außerordentlich gut zu bewerten.

Grobe Blindstrommessfehler sind, bedingt durch das implementierte Verfahren zur linearen Berücksichtigung von Strombeträgen, weniger gut detektierbar. Der als Redundanzgröße genutzte Strombetrag wird dabei mehrheitlich dem Wirkstromwert zugeordnet. Blindströme erhalten nur einen geringen Redundanzanteil, wodurch bei der Erkennung grober Blindstrommessfehler p_{BD} erst bei $|e_{BD}| \geq 1,5\text{ A}$ auf über 60% ansteigt. Da Blindströme in NS-Netzen jedoch überwiegend gering sind und damit eine untergeordnete Rolle einnehmen, kann die Tatsache geringer Erkennungswahrscheinlichkeiten bei kleinen Blindstromwerten als akzeptabel bewertet werden.

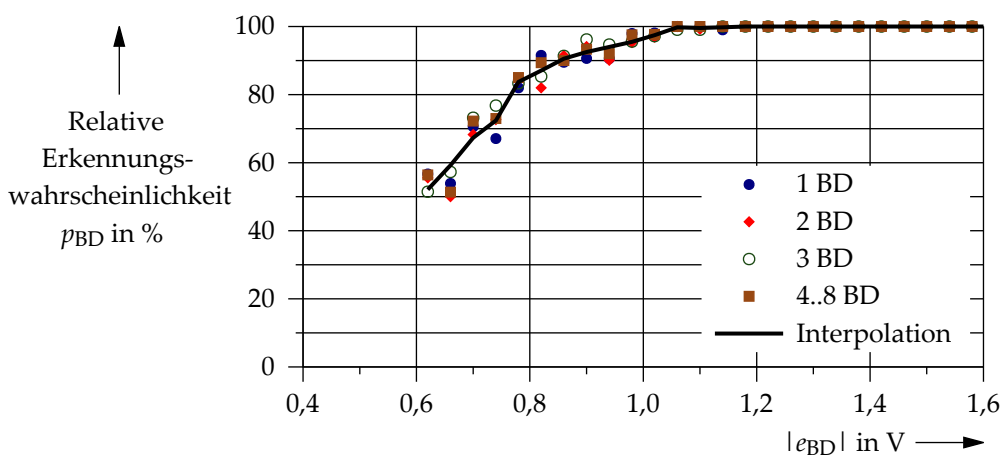


Abbildung 6.16: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Spannungsbetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

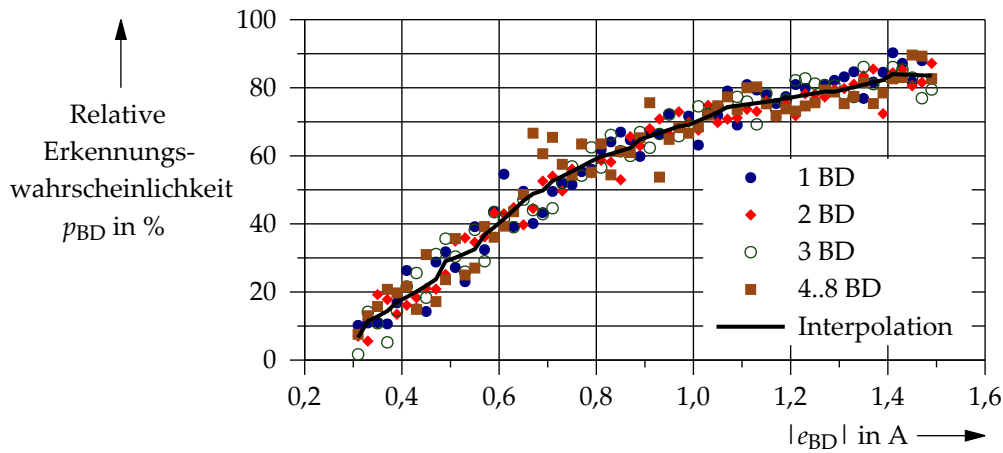


Abbildung 6.17: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

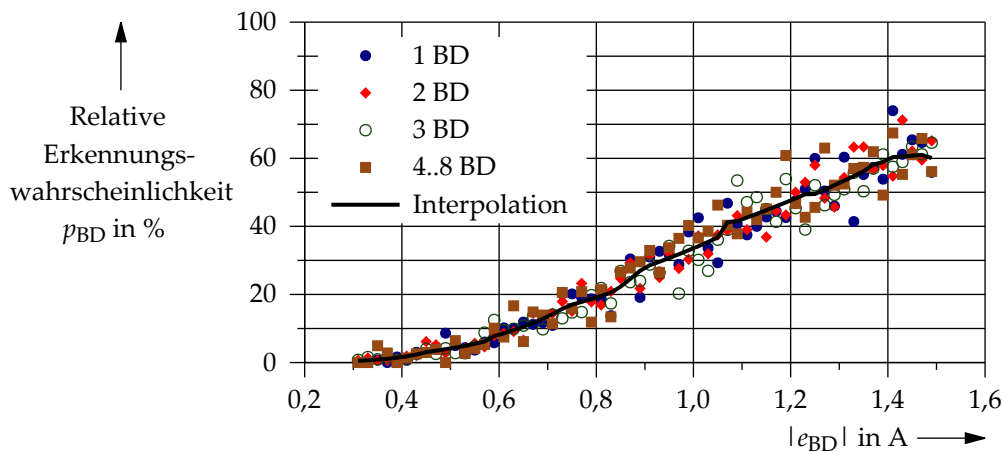


Abbildung 6.18: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

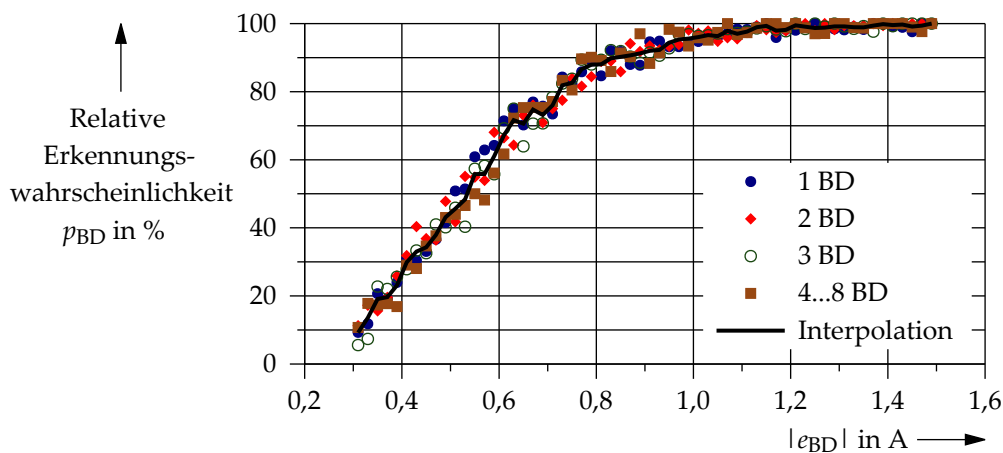


Abbildung 6.19: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

6.6.6 Ergebnisbewertung

Die durchgeführten Untersuchungen zur Erkennung grob falscher Messwerte bestätigen die korrekte Funktionsweise des Algorithmus. Im Rahmen der Ermittlung von Bad-Data-Erkennungsgrenzen wurden mit $\epsilon_U = 2,3$ und $\epsilon_I = 2,0$ zwei Werte ermittelt, die unterhalb der, bei einer Messwertredundanz $\eta \rightarrow \infty$ idealerweise zu erwartenden, Grenze von $|e_{BD}|/\sigma_{e_X} = 3$ liegen. Für NS-Netzzustandsschätzsysteme sind üblicherweise sehr niedrige, oder sogar negative Messwertredundanzen zu erwarten. Daher deuten die ermittelten Werte und Ergebnisse darauf hin, dass die verwendete Methode zur Erhöhung der Messwertredundanz besonders effektiv ist.

Weiterhin wurde gezeigt, dass die Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Stromgrößen-Messfehler durch die Verwendung des Leiter-Erkennungs-Kriteriums erhöht werden kann. Dieser Ansatz ist zweckmäßig, da bei Stromgrößen-Bad-Data die Glaubhaftigkeit aller zugehörigen leiterbezogenen Strommesswerte eines Smart Meters für einen einzelnen Zeitpunkt in Frage gestellt werden muss. Ein kompletter Austausch der Wirk- und Blindstrom- sowie Strombetragswerte durch geeignete Ersatzmesswerte ist daher grundsätzlich positiv zu bewerten, zumal eine kleinere Anzahl an Iterationen des Bad-Data-Erkennungsprozesses und somit geringere Berechnungsdauern zu erwarten sind.

Durch die Analysen zum Einfluss des Netzstatus konnte gezeigt werden, dass die Erkennungswahrscheinlichkeit von Wirk- und Blindstrom-Bad-Data vom Verhältnis der Wirk- und Blindströme abhängt. Grundsätzlich steigt, unter der Annahme von Leistungsfaktoren $\cos \varphi \approx 1$, die Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Wirkstrom-Messfehler mit dem Wirkstrombetrag. Blindstrom-Bad-Data sind dabei typischerweise nur mit einer maximalen Wahrscheinlichkeit $p_{BD} \approx 80\%$ zu ermitteln. Die Eigenschaften der Strombetrags-Bad-Data-Erkennung sind weitgehend identisch mit denen für die Erkennung von grob falscher Wirkstrom-Messfehlern.

Im Rahmen der Untersuchungen anhand von synthetischen, messfehlerbehafteten Messdatensätzen mit überlagerten, normalverteilten Messfehlern wurden die Ergebnisse auf Basis wahrer Messdatensätze ohne Messfehlereinflüsse weitgehend bestätigt. Grundsätzlich können die Standard-Messfehler durch zusätzlich überlagerte grob falscher Messfehler kompensiert werden, wodurch die Bad-Data-Erkennung im 3σ -Grenzbereich etwas erschwert ist. Zusammenfassend kann jedoch festgehalten werden, dass die Funktionsweise in vollem Umfang den Anforderungen entspricht.

7 Funktionstest im realen Netzbetrieb

7.1 Systemintegration und allgemeine Testziele

Alle entwickelten Algorithmen wurden zur Durchführung eines Feldtestes in ein bestehendes Netzleitsystem für MS-Netze integriert und in dem in Abschnitt 6.2 beschriebenen Testnetz im realen Netzbetrieb getestet. Da das Netzleitsystem in der ursprünglichen Form nur Mitsystemgrößen berücksichtigt, wurden zusätzlich Funktionen und Benutzeroberflächen für den dreiphasigen Systembetrieb implementiert.

Im Feldtest inbegriffen ist ein Smart-Meter-Rollout, dessen Umfang bereits in Abschnitt 6.3 erläutert wurde. Die Smart-Meter-Messdaten werden mittels einer installierten Powerline-Kommunikations-Infrastruktur über Datenkonzentratoren zum Netzleitsystem übertragen. Dort erfolgt zunächst die in Kapitel 4 beschriebene Vorverarbeitung der Eingangsdaten. Erst im Anschluss an die durchgeführte Topologiefehler-Lokalisierung, etwaige Netztopologie-Anpassungen und die Bestimmung von Ersatzmesswerten für messtechnisch nicht erfasste Hausanschlussleistungen wird die eigentliche Netzzustandsschätzung inklusive der Erkennung grob falscher Messwerte ausgeführt. Durch das Setzen virtueller Messungen an allen Netzverzweigungen, also Kabelverteilerschränken, ergibt sich unter Berücksichtigung des Messumfangs aus Abschnitt 6.3 und bei Vernachlässigung der Hausanschlussknoten eine globale Messwertredundanz von $\eta \approx 0,45$. Werden zusätzlich die näherungsweise ermittelten Spannungswinkel gemäß Abschnitt 4.2.5 miteinbezogen erhöht sich η auf circa 0,95.

Im Gegensatz zur simulativen Systemverifikation dient der reale Funktionstest zur Validierung der Algorithmen und der rechnerisch ermittelten Parameter. Die drei grundlegend entwickelten Algorithmen zur TF-Lokalisierung, Netzzustandsbestimmung und der Erkennung grob falscher Messfehler werden daher auf Basis realer Netzbetriebsdaten getestet. Ziel ist es, nachzuweisen, dass das dreiphasige NS-Netzzustandsschätzungssystem unempfindlich gegenüber Messfehlern und einzelnen lokalen Messsystemausfällen ist und zumindest betragsmäßig hohe Bad Data mit hoher Wahrscheinlichkeit erkennt. Zudem sollte die Schätzungsgüte des Systems im Bereich der in Abschnitt 3.2.2 aufgezeigten perspektivischen Genauigkeiten liegen. Topologiefehler sollen zuverlässig im Zeitbereich eines Tages erkannt werden, um eine Netzzustandsschätzung auf Basis einer korrekten Netztopologie langfristig sicherzustellen zu können.

7.2 Lokalisierung von Topologiefehlern

7.2.1 Testspezifikation und Vorgehensweise

Die Validierung des im Netzleitsystem implementierten TF-Lokalisierungsprozesses erfolgt im realen Netzbetrieb im Zeitraum vom 01.05.2016 bis zum 31.05.2016. Hierzu wird für jeden Tag im Betrachtungszeitraum der in Abschnitt 4.3.3 beschriebene Algorithmus für die Messdaten im Zeitraum von 6:00 Uhr bis 22:30 Uhr gestartet und zunächst der Test auf Leitervertauschungen durchgeführt. Dabei wird ausgehend von einem, nahe der Ortsnetzstation, gelegenen Netzknoten, ein Testpfad über alle Netzknoten mit verfügbaren Spannungsbetrags-Messdaten erzeugt. Der diesbezügliche Netzknoten wird so gewählt, dass dessen Leiterfolge mit hoher Wahrscheinlichkeit mit der Leiterfolge an der Ortsnetzstation übereinstimmt, sodass diese als Bezugs-Leiterfolge genutzt werden kann. Generell wird durch den Pfad dem System vorgegeben, welche Knotenkombinationen für die Untersuchung relevant sind.

Nach Abschluss der Vorarbeiten erfolgt die eigentliche Leitervertauschungsprüfung, wobei nach Abschnitt 6.4.2.2 ein minimaler Korrelationskoeffizient von $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985$ zugrunde gelegt wird. Analog zur simulativen Systemverifikation werden die Standardabweichung der Spannungsbetrags-Messfehler zu $\sigma_{e_U} = 0,2\text{ V}$ sowie die Signifikanzniveaus nach Abschnitt 4.3.3.3 zu $\beta = \xi = 0,001$ gewählt. Die jeweiligen Soll-Verbindungsstatus sind für jede Leitervertauschungsprüfung in Systemtabellen hinterlegt. Falls Leitervertauschungen an Hausanschlusskästen ermittelt werden, sind die an diesen Netzknoten ermittelten Messwerte gemäß dem Testergebnis neu zuzuordnen, um nachfolgend Leiterunterbrechungen zuverlässig detektieren zu können.

Die Leiterunterbrechungsprüfung wird für alle benachbarten Netzknoten vorgenommen, für die im Betrachtungszeitraum eines Tages Spannungsbetrags-Messdaten vorliegen. Darin inbegriffen sind auch benachbarte Netzknoten unterschiedlicher Leitungsstränge. Die vom Netzbetreiber vorgegebene und in Abbildung 6.2 dargestellte Netztopologie dient als Grundlage für die Ermittlung der Soll-Verbindungsstatus. Generell werden, bis auf $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$, alle bei der Leitervertauschungsprüfung definierten Parameter übernommen. Um die korrekte Funktionsweise des TF-Lokalisierungsalgorithmus auch bei etwas niedrigeren idealen Korrelationen, wie beispielsweise bei der Betrachtung von Netzknoten unterschiedlicher Stränge, sicherzustellen, wird bei der Leiterunterbrechungsprüfung von direkt benachbarten Netzknoten $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,98$ gewählt. Muss, bedingt durch nicht vorhandene Messdaten, eine Verbindungsprüfung ausgehend von

Netzknoten mit einem, zwei oder drei dazwischenliegenden Netzknoten ausgeführt werden, ist weiterhin ein $r_{U,\min}^{\text{ideal}}$ -Wert von 0,97 zulässig.

Abschließend werden alle TF-Lokalisierungs-Ergebnisse ausgewertet und archiviert, sowie bei entsprechender Notwendigkeit TF-Meldungen an das Netzleitsystem übermittelt. Für die seltenen Fälle, in denen aufgrund sehr geringer Spannungsbetragsdynamiken keine eindeutigen Verbindungsstatus ermittelt werden können, wird im Hinblick auf einen kosteneffizienten Netzbetrieb wiederum festgelegt, dass ein ermittelter Ist-Verbindungsstatus mit dem vorgegebenen Soll-Verbindungsstatus übereinstimmt und somit keine Maßnahmen erforderlich sind.

7.2.2 Testergebnisse und Ergebnisbewertung

Im Rahmen der Leitervertauschungsprüfung wurden insgesamt acht Leitervertauschungen an den Netzknoten N0102, N0303, N0201, N0712, N1005, N1013, N1022 und N1025 ermittelt. Alle Leitervertauschungen konnten in der Praxis entsprechend nachgewiesen werden. Bei dem Smart Meter am Netzknoten N0102 lag gemäß dem Testergebnis zudem ein Linksdrehfeld vor, das höchstwahrscheinlich durch Phasendrehung am Smart-Meter-Ausgang beziehungsweise im Zählerschrank zu einem Rechtsdrehfeld korrigiert wurde. Die zugrunde gelegten Testparameter führten bei allen Tagesanalysen zu eindeutigen Leiterfolge-Ergebnissen.

Bei der Leiterunterbrechungsprüfung konnten prinzipiell alle Soll-Verbindungen nachgewiesen werden. Auch entsprechende Trennstellen an den Kabelverteilern KV 2 und KV 4 wurden detektiert. Allerdings ergaben sich bei der Tagesanalyse vom Mittwoch, dem 04.05.2016 einige uneindeutige Leiterunterbrechungs-Testergebnisse im Bereich des Kabelverteilers KV 2. Ein Vergleich der Messdaten zeigte, dass dieses Problem aufgrund sehr geringer Spannungsbetrags-Änderungen zwischen den Netzknoten N0404, N0604, N1001 und dem Netzknoten N0801 auftrat.

Abschließend kann das Fazit getroffen werden, dass der entwickelte Algorithmus im realen Netzbetrieb korrekt funktioniert und hohe Erkennungswahrscheinlichkeiten für Leitervertauschungen und Leiterunterbrechungen in vermaschten NS-Netzen aufweist. Da nur Spannungsbetrags-Messdaten erforderlich sind, ist zukünftig auch eine Anwendung des Verfahrens unabhängig von einer Netzzustandsschätzung denkbar. Dies würde schließlich den Betrieb vermaschter NS-Netze möglich machen.

7.3 Ermittlung des Netzzustands

7.3.1 Testspezifikation und Vorgehensweise

Zum Nachweis der akzeptablen Schätzgenauigkeit wurden an zwei Kabelverteilerschränken Zusatzmessungen installiert. Die eingesetzten Messgeräte erfassten dabei im Zeitraum vom 03.06.2016 bis 23.06.2016 an den Kabelverteilerschränken KV 1 und KV 2 mit einer 1 min-Zeitauflösung Spannungs- und Strombeträge sowie Wirk- und Blindleistungen. Die Genauigkeit der Spannungsbetragmessung ist laut den Angaben des Messgeräte-Herstellers kleiner 0,1 % [AEberle, 2009]. Da die Stromgrößen über Strommesszangen nach dem Rogowski-Prinzip erfasst werden, ergibt sich für die Messgenauigkeit der Strom- und Leistungsgrößen jedoch nur ein Wert von 1 % des Messwertes. Der Messbereich der Strommesszangen ist in [AEberle, 2009] mit 1 A . . . 2 650 A angegeben. Zusätzlich sind Abweichungen aufgrund einer nicht rechtwinkligen Ausrichtung der Strommesszangen gegenüber den Leitern möglich.

Die im Messintervall von 1 min erfassten Spannungs- und Strombeträge werden zur Werteglättung zunächst über ein Zeitintervall von 10 min gemittelt. Anschließend erfolgt zur Systemvalidierung der Vergleich dieser Mittelwerte mit den, zu den Messzeitpunkten und Messorten passenden, Ergebnissen des Netzzustandsschätzsystems. Zu beachten ist, dass eine exakte Synchronisation der Messgeräteuhrzeit auf die Uhrzeit der eingesetzten Smart Meter nur eingeschränkt möglich ist und somit geringfügige Abweichungen im Sekundenbereich auftreten können.

Als Kriterium für die Bewertung der Schätzgenauigkeit dienen die Häufigkeitsdiagramme der Abweichungen zwischen den geschätzten Spannungs- und Strombetragswerten des Netzzustandsschätzsystems und der Vergleichsmesswerte an den Netzknoten i, j . Diese berechnen sich nach den Gleichungen (7.3-1) und (7.3-2), wobei der Index „ZS“ auf einen Schätzwert und „VM“ auf einen Wert der Vergleichsmessung hinweist.

$$\Delta U = |U_{i,ZS}| - |U_{i,VM}| \quad (7.3-1)$$

$$\Delta I = |I_{ij,ZS}| - |I_{ij,VM}| \quad (7.3-2)$$

Die grundsätzlich zu erwartenden Abweichungen können den theoretischen Überlegungen in Abschnitt 3.2.2.4 entnommen werden, bei denen eine hohe Messwertredundanz $\eta > 1$ angenommen und die Auswirkungen von Ersatzmesswerten nicht betrachtet wurde. Gemäß den Herleitungen sind demnach bei Spannungsbeträgen

Abweichungen zu 99,7% kleiner als 1,2 V. Bei Zweigströmen liegen die maximalen, relativen Abweichungen in der Größenordnung von 7,5% des Bemessungsstromes. Bei Leitungen vom Typ NYCWY 3×185/185 mit $I_r = 318$ A sind daher maximale Abweichungen in Höhe von 24 A zu erwarten.

7.3.2 Testergebnisse und Ergebnisbewertung

Die Ergebnisse der Mess- und Schätzwertvergleiche sind in den Abbildungen 7.1 und 7.2 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass zu etwa 67% die Spannungsbetrags-Abweichungen ΔU im Bereich $-0,4$ V ... $0,4$ V auftreten. Die Häufigkeitsverteilung ist nur näherungsweise normalverteilt, der Erwartungswert liegt bei 0 V. Die Standardabweichung ergibt sich zu 0,5 V. Weiterhin ist erkennbar, dass der betragsmäßige Maximalwert bei 1,4 V liegt. Die detaillierte Auswertung zeigt diesbezüglich, dass große Abweichungen insbesondere in den Morgen- und Abendstunden, oder bei wechselnder Bewölkung vorkommen.

Bei den Strombetrags-Abweichungen liegt der Erwartungswert mit 0,03 A ebenfalls nahe bei null. Die Standardabweichung ergibt sich zu $\sigma = 6,6$ A, sodass sich, unter der Annahme einer Normalverteilung, 99,7% der Werte im Bereich $\pm 19,8$ A befinden. Aus Abbildung 7.2 ist zudem erkennbar, dass circa 3% der Werte geringer als -16 A sind. Dies bedeutet, dass die Vergleichsmessungen tendenziell höher sind, als die vom Netzzustandsschätzsystem ermittelten Werte. Dies ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Prognosefehler bei der Bestimmung von Ersatzmesswerten für Lasten und Erzeugungsanlagen zurückzuführen.

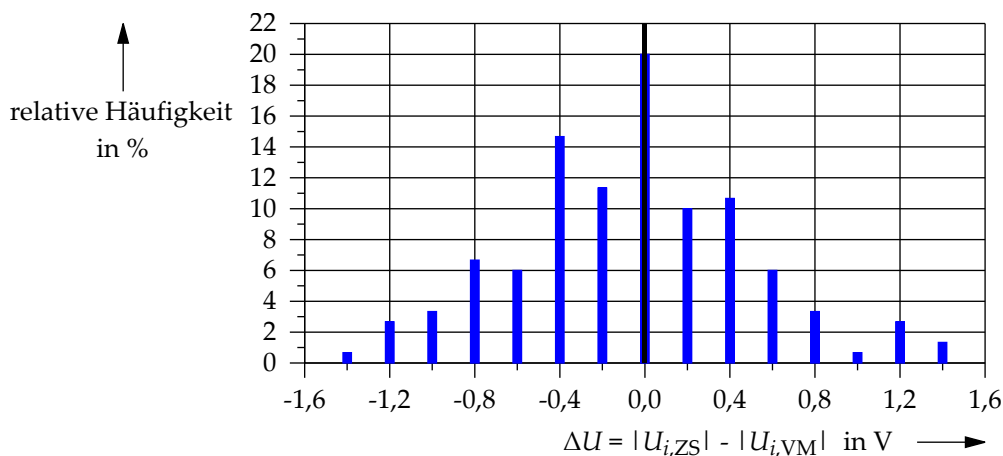


Abbildung 7.1: Verteilung der Spannungsbetrags-Abweichungen $\Delta U = |U_{i,ZS}| - |U_{i,VM}|$

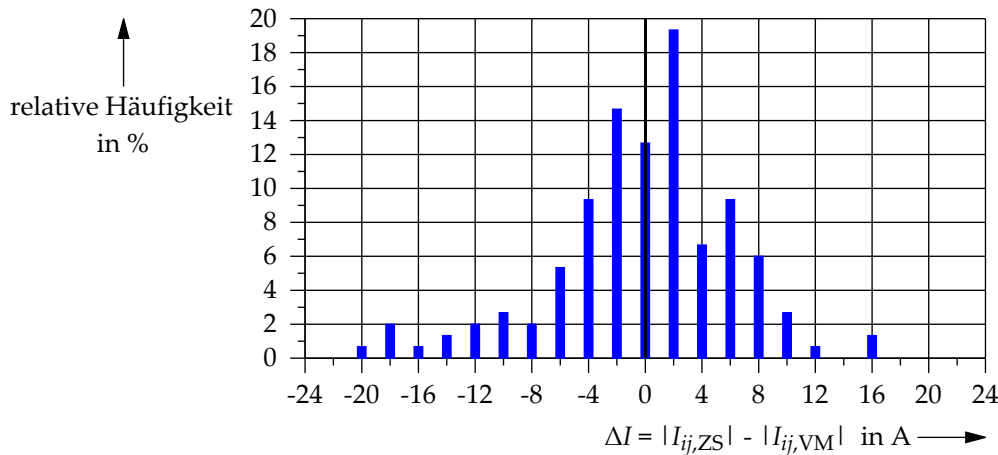


Abbildung 7.2: Verteilung der Strombetrags-Abweichungen $\Delta I = |I_{ij,ZS}| - |I_{ij,VM}|$

Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass die Schätzgenauigkeit des Netzzustands-schätzsystems im Bereich der erwartenden Werte liegt. Der maximale Spannungsbetrags-Fehler ist mit 1,4 V geringfügig höher als der in Abschnitt 3.2.2.4 ermittelte Wert von 1,2 V. Dennoch wird die Schätzgenauigkeit für Spannungsbeträge als akzeptabel zur Ermittlung von Grenzwertverletzungen angesehen. Strombetragswerte können mit einer Genauigkeit von in etwa 20 A ermittelt werden, was unter der Voraussetzung eines NS-Kabels vom Typ NYCWY 3×185/185 zu einer prozentualen Abweichung von 6,3 % des Bemessungsstromes $I_r = 318$ A führt. Der relative Strombetragsfehler ist somit niedriger als die erwarteten 7,5 %, sodass insgesamt von einer zweckmäßigen Schätzgenauigkeit des entwickelten Systems ausgegangen wird.

7.4 Erkennung grob falscher Messwerte

7.4.1 Testspezifikation und Vorgehensweise

Der implementierte Prozess zur Erkennung grob falscher Messwerte ist auf der Basis eines realen Netzbetriebs zu testen. Grundsätzlich ist dabei die Tatsache zu berücksichtigen, dass im Gegensatz zur simulativen Systemverifikation nur an 58 von 92 Netzknoten reale, vollständige Messdatensätze und an weiteren 22 Netzknoten Spannungsbetragswerte zur Verfügung stehen. Die fehlenden Messdaten werden daher durch möglichst geeignete Ersatzmesswerte gemäß den in Abschnitt 4.2 beschriebenen Verfahren bestimmt. Durch die Verwendung von Ersatzmesswerten ist, im Vergleich zum simulativen Test, eine niedrigere Erkennungswahrscheinlichkeit von Ein- und

Mehrfach-Bad-Data zu erwarten. Als Bad-Data-Erkennungsgrenzen sind, wie bei der simulativen Systemverifikation, $\epsilon_U = 2,3$ und $\epsilon_I = 2,0$ festgelegt.

Die Verifikation des Verfahrens wird auf Basis des Testsystems mit Betriebsdaten im Betrachtungszeitraum vom 14.11.2016 00:00 Uhr bis zum 21.11.2016 00:00 Uhr durchgeführt. Das Betrachtungsintervall beträgt zehn Minuten. Für jeden der 1 008 Zeitschritte wird zunächst durch geeignete Maßnahmen, wie beispielsweise der Verwendung von Ersatzmesswerten, sichergestellt, dass keine grob falschen Messfehler in den Eingangsdaten im Betrachtungszeitraum vorliegen. Unter Berücksichtigung aller vorliegenden Mess- und Ersatzmesswerte liegt eine globale Messwertredundanz von $\eta \approx 0,95$ vor, wodurch die Bad-Data-Detektion grundsätzlich möglich ist.

Im Rahmen des Tests werden die Erkennungswahrscheinlichkeiten von Ein-, Zwei- und Dreifach-Bad-Data unterschiedlichen Messtyps exemplarisch ermittelt. Einfach-Bad-Data werden dabei an jedem der 58 tatsächlich messtechnisch erfassten Hausanschlüsse für jede Messgröße und jeden Leiter für jeden Betrachtungszeitpunkt nacheinander nachgebildet. Die Bad-Data-Werte sind unter der Beachtung der Standardabweichungen $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ und $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$ betragsmäßig in den Bereichen $0,6 \text{ V} \leq |e_{\text{BD}}| \leq 1,6 \text{ V}$ und $0,3 \text{ A} \leq |e_{\text{BD}}| \leq 1,5 \text{ A}$ möglich. Abschließend erfolgt eine Auswertung, wie viele der Einfach-Bad-Data jeder Messgröße insgesamt korrekt erkannt wurden.

Zur Nachbildung von Zwei- und Dreifach-Bad-Data werden analog zur simulativen Systemverifikation auf Basis realer Messdatensätze zufällig bestimmte Bad-Data-Kombinationen für jeden Betrachtungszeitpunkt verwendet. Die Bad-Data-Werte ergeben sich analog zu der Einfach-Bad-Data-Betrachtung. Allgemeine Bedingung ist, dass an einem Netzknoten keine mehrfachen Bad Data auftreten. Im Anschluss an den ausgeführten Bad-Data-Prozess werden letztlich für alle Bad-Data-Kombinationen die Erkennungswahrscheinlichkeiten über alle Zeitpunkte bestimmt und ausgewertet.

7.4.2 Testergebnisse und Ergebnisbewertung

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Tabelle 7.1 dargestellt. Für jede Messgröße, das heißt Spannungsbetrag $|\underline{U}_{i,Lx}|$, Strombetrag $|\underline{I}_{i,Lx}|$ sowie vorzeichenbehaftete Wirk- und Blindströme $\pm |\underline{I}_{i,Lx,\text{wirk}}|$ und $\pm |\underline{I}_{i,Lx,\text{blind}}|$, sind dabei die Erkennungsgrenzen und Erkennungswahrscheinlichkeiten grob falschen Messfehler aufgelistet. Die Spalte für Einfach-Bad-Data ist mit „1 BD“, die für Zwei- und Dreifach-Bad-Data mit „2 BD“ und „3 BD“ gekennzeichnet.

Tabelle 7.1: Wahrscheinlichkeiten der Erkennung von Ein-, Zwei- und Dreifach-Bad-Data auf Basis des Funktionstests

Messgröße	Erkennungsgrenze	Erkennungswahrscheinlichkeit von		
		1 BD	2 BD	3 BD
$ \underline{U}_{i,Lx} $	$\epsilon_U = 2,30$	86 %	85 %	85 %
$ \underline{I}_{i,Lx} $	$\epsilon_I = 2,0$	77 %	75 %	72 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,wirk} $	$\epsilon_I = 2,0$	63 %	63 %	64 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,blind} $	$\epsilon_I = 2,0$	39 %	37 %	36 %

Wie aus Tabelle 7.1 ersichtlich werden Spannungsbeträge unabhängig von der Anzahl an grob falschen Messfehlern mit einer Wahrscheinlichkeit $p_{BD} \approx 85\%$ erkannt. Auch für den Fall zweier direkt benachbarter Netzknoten mit grob falschen Spannungsbetrags-Messfehlern auf identischen Leitern und $|e_{BD}| > 1,0\text{ V}$ werden beide Bad Data zuverlässig erkannt. Begründet ist dies durch die geringe gegenseitige Abhängigkeit der Spannungsbetragsmesswerte. Der Anteil an nicht erkannten Bad Data von 15 % ist grundsätzlich auf den Bereich $0,6\text{ V} \leq |e_{BD}| \leq 1,0\text{ V}$ zurückzuführen, in dem p_{BD} konzeptgemäß anfänglich bei circa 50 % liegt.

Für grob falsche Einfach-Strombetrags-Messfehler ergibt sich p_{BD} zu 77 %. Für Zwei-beziehungsweise Dreifach-Bad-Data sinkt der Wert auf 72 % ab. Die p_{BD} -Werte sind für grob falsche Wirkstrom-Messfehler mit durchschnittlich 63 % etwas geringer, was auf die anteilige Redundanz-Funktion des Strombetrags zurückzuführen ist. Die geringste Erkennungswahrscheinlichkeit tritt mit circa 37 % erwartungsgemäß bei Blindstrom-Bad-Data auf. Auch bei Stromgrößen-Bad-Data sind die p_{BD} -Durchschnittswerte grundsätzlich niedriger als die bei der simulativen Verifikation bestimmten Erkennungswahrscheinlichkeiten. Dies ist wiederum dem Vorhandensein von Bad Data im Bereich geringer p_{BD} -Werte, das heißt $0,3\text{ A} \leq |e_{BD}| \leq 1,0\text{ A}$, geschuldet.

Abschließend ist festzuhalten, dass der Funktionstest des Erkennungsverfahrens im realen Netzbetrieb grundsätzlich die erwarteten Erkennungswahrscheinlichkeiten ergeben hat. Die p_{BD} -Werte sind etwas kleiner als diejenigen, die im Rahmen der simulativen Systemverifikation bestimmt wurden. Die geringen Abweichungen sind prinzipiell durch die nicht vollständige messtechnische Erfassung von Hausanschlussleistungen und die damit einhergehende Verwendung von Ersatzmesswerten zu erklären.

8 Zusammenfassung

Diese Arbeit diskutiert ein mögliches Konzept für ein Netzzustandsschätzsystem für Niederspannungs (NS)-Netze auf Basis von Messdaten moderner Messsysteme. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Entwicklung eines robusten und praktikablen dreiphasigen Netzzustandsschätzalgorithmus inklusive der Verfahren zur Erkennung grob falscher Messfehler und der erforderlichen Vorverarbeitung von Eingangsdaten. Die Validierung des Systems erfolgt dabei durch Simulationen sowie einen Feldtest.

Zunächst werden die gegenwärtigen Herausforderungen des NS-Netzbetriebs aufgrund des steigenden Anteils regenerativer Erzeugungsanlagen in NS-Netzen erläutert und grundsätzliche Lösungsmöglichkeiten für Spannungsgrenzwert-Verletzungen aufgezeigt. In Bezug auf die Vermeidung von lokalen Leitungsüberlastungen wird schließlich die zukünftige Notwendigkeit der Netzzustandsbestimmung dargelegt und die Vor- und Nachteile einer herkömmlichen Netzbetriebsgrößenerfassung an einzelnen Netzknoten erörtert. Weiterhin wird gezeigt, weshalb eine klassische Netzzustandsschätzung, wie sie in Übertragungs- und Transportnetzen seit mehreren Jahrzehnten zum Einsatz kommt, gegenwärtig in NS-Netzen nicht umsetzbar ist. Als Argumente dienen hierbei insbesondere die Nichtverfügbarkeit von Messdaten, welche zu einer negativen Messwertredundanz führt, sowie die grundlegenden Unterschiede in Bezug auf die Leiteranzahl, die Messtopologie und die Robustheit der Schätzalgorithmen.

Ebenfalls wird ein zukünftiger flächendeckender Rollout moderner Mess- und Kommunikationssysteme erörtert, durch den Netzbetreiber, aus technischer Sicht, Kenntnis über die Netzbetriebsdaten an Hausanschlusspunkten haben. In der Folge liegt gegebenenfalls eine geringe positive Messwertredundanz vor, sodass theoretisch eine Ausgleichsrechnung mit allen Messdaten möglich ist. Es wird jedoch erwähnt, dass herkömmliche Schätzalgorithmen, die in den Übertragungsnetzen Anwendung finden, oftmals voraussetzen, dass in etwa doppelt so viele Messdaten vorhanden sind, als zur Netzzustandsbestimmung erforderlich und dass Zweigleistungen im Netz erfasst werden. Beide Voraussetzungen sind für eine NS-Netzzustandsschätzung nicht gegeben. Stattdessen besteht eine Anforderung an die Robustheit des Schätzsystems, da dieses, durch die große Anzahl an NS-Netzen, ohne menschlichen Eingriff betrieben werden muss. Letztlich ist die Intention der NS-Netzzustandsschätzung nur die Ermittlung von Grenzwertverletzungen.

Im Kontext der genannten Sachverhalte zur Nutzung bestehender Algorithmen in NS-Netzzustandsschätzsystemen wird schließlich die Frage gestellt, ob eine Weiterentwicklung der Verfahren und Methoden in der Weise möglich ist, dass das resultierende System die NS-spezifischen Anforderungen in Bezug auf Messwertredundanz, Robustheit, Schätzgenauigkeit, Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Messfehler und der Ermittlung von Grenzwertverletzungen erfüllt.

Das in dieser Arbeit entwickelte Konzept zur NS-Netzzustandsschätzung berücksichtigt die speziellen technischen Gegebenheiten im Rahmen eines Messmodells, bei dem auf die Berücksichtigung der Hausanschlussleitungen verzichtet wird. Durch die Verringerung der Netzknotenanzahl wird eine vergleichsweise hohe Messwertredundanz erreicht, sodass eine Ausgleichsrechnung prinzipiell zweckmäßig ist. Weiterhin wird mithilfe von Näherungen ein lineares Optimierungsproblem in symmetrischen Komponenten formuliert, das ohne Iterationen durch mathematische Verfahren gelöst werden kann. Wie gezeigt wird, besteht der Vorteil in geringen Berechnungszeiten des Schätzalgorithmus und dem Wegfall von konvergenzsichernden Maßnahmen. Bedingt durch den geringen Rechenaufwand ist der Algorithmus somit auch dezentral in Stationsautomatisierungssystemen in Ortsnetzstationen ausführbar. Zur Sicherstellung einer korrekt zugrunde gelegten Netztopologie wird zusätzlich ein neu entwickeltes Verfahren zur Erkennung von Topologiefehlern, wie Leiterunterbrechungen, ausgelösten Sicherungen in Kabelverteilerschränken oder Leitervertauschungen in Hausanschlusskästen, beschrieben. Es basiert nur auf der statistischen Analyse von Spannungsbetrags-Messwerten und ist daher auch mit geringem Aufwand einsetzbar. Ebenfalls wird ein neuartiges Näherungsverfahren erläutert, durch das die Messwertredundanz aufgrund der linearen Berücksichtigung von Strombetragsmessungen zusätzlich erhöht wird. Für Situationen, in denen an einzelnen Netzknoten keine Messwerte vorliegen, werden zudem praktikable Vorgehensweisen zur Bestimmung von Ersatzmesswerten für Ortsnetzstationen, Lasten und Erzeugungsleistungen von Photovoltaikanlagen beschrieben. Für den überwiegenden Teil der mathematischen Herleitungen sind dabei entsprechende Fehlerabschätzungen angegeben.

Die Verifikation der entwickelten Algorithmen erfolgt simulativ innerhalb einer Software für numerische Berechnungen. Zunächst werden für ein semi-urbanes Testnetz realistische Testszenarien definiert, die auf realen Smart-Meter-Messdaten basieren. Daraufhin erfolgt die Analyse der Topologiefehler-Erkennungsalgorithmen. Es wird gezeigt, dass Leiterunterbrechungen zwischen zwei direkt beieinanderliegenden Netzknoten, von denen Spannungsbetragsdaten vorliegen, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit

lokalisiert werden können. Auch Leitervertauschungen sind in der Regel zuverlässig detektierbar. Auch bei der schwersten Aufgabe, der Erkennung von ausgelösten Sicherungen in Kabelverteilerschränken mithilfe von Spannungsbetrags-Messdaten verschiedener Netzstränge, sind die Erkennungswahrscheinlichkeiten durchweg hervorragend. Die Schätzgüte des Systems wird auf Basis von synthetischen wahren Messwerten bestimmt, die keinen Messfehleranteil aufweisen. Die Analyseergebnisse bestätigen die korrekte Funktionsweise des Schätzverfahrens. Zur Verifikation des Bad-Data-Lokalisierungsprozesses werden zunächst zweckmäßige Bad-Data-Detektionsgrenzen abgeleitet und die Erkennungswahrscheinlichkeiten für einzelne und mehrfache grobe Messfehler bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass Spannungsbetrags- und Strombetrags-Bad-Data vergleichsweise zuverlässig lokalisiert werden können. Bei Wirk- und Blindstrom-Bad-Data ist, aufgrund der Stromabhängigkeit untereinander, eine geringere Erkennungswahrscheinlichkeit gegeben.

Abschließend wird während eines Feldtestes die praktische Funktionsweise im realen Netzbetrieb untersucht. Die Ergebnisse bestätigen im überwiegenden Teil die Simulationsergebnisse. Insbesondere ist die Erkennung von Topologiefehlern als sehr zuverlässig zu bewerten. Die Bad-Data-Erkennung zeigt im Rahmen des Testumfangs ebenfalls eine zufriedenstellende Funktion.

Die einleitend definierte Fragestellung, ob eine Weiterentwicklung bestehender Netzzustandsschätzalgorithmen möglich ist, sodass die NS-spezifischen Anforderungen an ein Netzzustandsschätzsystem erfüllt werden, kann ausgehend von dieser Arbeit grundsätzlich bejaht werden. Der entwickelte dreiphasige Schätzalgorithmus ist robust und weist auch bei vergleichsweise geringen Messwertredundanzen eine hohe Schätzgüte auf. Die Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Messfehler ist besonders für Spannungsbetrags-Bad-Data hervorragend. Durch die Berücksichtigung einer gewichteten Strombetragsmessung sind zudem auch Bad Data bei Stromgrößen zufriedenstellend lokalisierbar. Grenzwertverletzungen werden unter der Annahme eines geringen Ersatzmesswertanteils im Rahmen der bestimmten Genauigkeiten zuverlässig erkannt. Die vorgestellten Methoden, Verfahren und Fehlerabschätzungen können letztlich einen maßgeblichen Beitrag im Hinblick auf die zukünftige Implementierung entsprechender Netzzustandsschätzsysteme leisten. Weiterführende Arbeiten sollten aufgrund einer möglicherweise rechtlich nur bedingt zulässigen Nutzung von personalisierten Verbrauchsdaten die Ersatzwertgenerierung von Haushaltslasten adressieren, die, bei entsprechender Genauigkeit, wiederum als Eingangsdaten für das vorgestellte Verfahren dienen können.

9 Literaturverzeichnis

- [AbdelMajeed+, 2012] Abdel-Majeed, A., Wang, H., Braun, M. und Schöllhorn, D.: „Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern“. *VDE-Kongress 2012: Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. Stuttgart: VDE-Verlag, 2012
- [AbdelMajeed+, 2015] Abdel-Majeed, A., Tenbohlen, S. und Rudion, K.: „Effects of state estimation accuracy on the voltage control of low voltage grids“. *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*. 2015, S. 526–530
- [Abur+, 2004] Abur, A. und Exposito, A. G.: *Power System State Estimation. Theory and Implementation*. New York: Marcel Dekker Inc, 2004
- [Adamek, 2016] Adamek, T.: *Statistik für Anwender*. 1. Aufl. Heidelberg, Berlin: Springer Spektrum, 2016
- [AEberle, 2009] A. Eberle GmbH & Co. KG: *Datenblatt zum Netzanalysator PQ100 für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze*. 2009
- [Aichele+, 2013] Aichele, C. und Doleski, O. D.: *Smart Meter Rollout. Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013
- [Angioni+, 2016] Angioni, A., Schlösser, T., Ponci, F. und Monti, A.: „Impact of Pseudo-Measurements From New Power Profiles on State Estimation in Low-Voltage Grids“. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 65.1 (2016), S. 70–77
- [Arens+, 2010] Arens, T., Hettlich, F., Christian, K., Kockelkorn, U., Lichtenegger, K. und Stachel, H.: *Mathematik*. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag, 2010

- [Barbeiro+, 2016] Barbeiro, P., Pereira, J., Teixeira, H., Seca, L., Silva, P., Silva, N. und Melo, F.: „LV SCADA project: In-field validation of a distribution state estimation tool for LV networks“. *CIREN Workshop 2016*. Helsinki, Finland: The Institution of Engineering und Technology, 2016
- [BDEW, 2007] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *TAB 2007 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*. 2007
- [BDEW, 2015] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *Stromzahlen 2015 - Der deutsche Strommarkt auf einen Blick*. 11. Mai 2015. URL: http://www.zukunftsenergie.info/internet.nsf/id/8DFFSQ-DE_Kennzahlen (besucht am 26. 11. 2015)
- [BMWi, 2014] E-Bridge, IAEW und OFFIS: *Studie im Auftrag des BMWi: Moderne Verteilernetze für Deutschland*. 12. Sep. 2014. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf> (besucht am 26. 11. 2015)
- [BNetzA, 2015] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2015*. 10. Nov. 2015. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf (besucht am 26. 11. 2015)
- [BNetzA, 2016] Bundesnetzagentur: *Übersicht Stromnetzbetreiber*. 28. Nov. 2016. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/ÜbersichtStromnetzbetreiber.xls (besucht am 07. 04. 2017)
- [Brandalik+, 2016] Brandalik, R. und Waeresch D.and Wellssow, W.: „Approximate active power distributions for standard household loads“. *2016 International Conference on*

- Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*.
2016, S. 1–6
- [Bundesregierung, 2010] Deutsche Bundesregierung, Hrsg.: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 28. Sep. 2010
- [Bundestag, 2014] Deutscher Bundestag, Hrsg.: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*. 2014
- [Castillo+, 2005] Castillo, E., Conejo, A., Pruneda, R. und Solares, C.: „State Estimation Observability Based on the Null Space of the Measurement Jacobian Matrix“. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 3. IEEE Transactions, 2005
- [Cichowski+, 2013] Cichowski, R. R., Arnold, F. und Herpertz, P.: *Fehlerortung an Energiekabeln*. 2. Aufl. Frankfurt, Offenbach, Berlin: VDE Verlag, 2013
- [Cramer+, 2015] Cramer, M., Portratz, F., Goergens, P., Schnettler, A. und Willing, S.: „Impact of three-phase pseudo-measurement generation from smart meter data on distribution grid state estimation“. *Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution 2015*. Lyon, France: CIRED, 2015
- [Crastan, 2015] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2015
- [Crastan+, 2012] Crastan, V. und Westermann, D.: *Elektrische Energieversorgung 3*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012
- [DIN 5034, 1999] Deutsche Industrienorm: *DIN 5034-2: Tageslicht in Innenräumen - Grundlagen*. 1999
- [Echternacht+, 2013] Echternacht, D., Kleimaier, M. und Moser, A.: „Kostenoptimale Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene unter Berücksichtigung stochastisch abhängiger Messfehler“. *ETG-Fachbericht Band 139: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 - Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses 2013*. Berlin: VDE-Verlag, 2013

- [Echternacht+, 2015] Echternacht, D., Franken, M., Geulen, U., Feilhauer, W., Zimmer, P. und Moser, A.: „Smart Area Aachen - in field test of meter placement and state estimation algorithms for distribution grids“. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES*. Montevideo, Uruguay: IEEE, 2015
- [Elster, 2006] Elster Messtechnik GmbH: *Handbuch zu alpha Zähler AR1500*. 2006
- [EN 50160, 2015] Europäische Norm: *EN 50160 (Merkmale der Spannung in Verteilnetzen)*. 2015
- [EN 60038, 2012] Europäische Norm: *DIN EN 60038 VDE 0175-1:2012-04 (CENELEC-Normspannungen)*. 2012
- [EN 60269, 2010] Europäische Norm: *DIN EN 60269 VDE 0636-201:2002 (Niederspannungssicherungen; NH-System)*. 2010
- [EnWG, 2005] EnWG, Hrsg.: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG))*. Bundesgesetzblatt, 7. Juli 2005
- [EU, 2007] EU-Kommission: *Eine Energiepolitik für Europa*. 10. Jan. 2007
- [Faber, 2016] Faber AG: *Datenblatt zu Starkstromkabel NAYCWY nach VDE 0276-603*. 2016
- [Gjelsvik+, 1985] Gjelsvik, A., Aam, S. und Holten, L.: „Hachtels augmented matrix method - A rapid method improving numerical stability in power system static state estimation“. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11*. IEEE Transactions, 1985
- [GomezExposito+, 2011] Gomez-Exposito, A., Abur, A., Rousseaux, P., Villa Jaen, A. de la und Gomez-Quiles, C.: „On the Use of PMUs in Power System State Estimation“. *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference 2011*. Stockholm, Sweden: PSCC-Central, 2011
- [Gossen, 2017] GMC-I Messtechnik GmbH: *Datenblatt zum TRMS-System-Multimeter METRAHIT | Energy*. 2017

- [Gou, 2005] Gou, B.: „Extension of observability analysis to Hachtel’s augmented matrix [power system analysis applications]“. *2005 IEEE International Symposium on Circuits and Systems*. 2005, 5282–5285 Vol. 5
- [Handschin, 1987] Handschin, E.: *Elektrische Energieübertragungssysteme*. 2. Aufl. Heidelberg: Hüthig, 1987
- [Handschin+, 1975] Handschin, E., Schweppe, F.C., Kohlas, J. und Fiechter, A.: „Bad data analysis for power system state estimation“. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 94.2 (1975), S. 329–337
- [Hauffe+, 2013] Hauffe, P., Breidel, R., Wendel, C., Wellßow, W. H., Wäresch, D. und Arnold, M.: „Analyse von Spannungsabweichungen im Ortsnetz Insheim der Pfalzwerke Netz AG“. *ETG-Fachbericht Band 139: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 - Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses 2013*. Berlin: VDE-Verlag, 2013
- [Haughton+, 2013] Haughton, D. A. und Heydt, G. T.: „A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems“. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 28, No. 2. IEEE Transactions, 2013
- [Heuck+, 2010] Heuck, K., Dettmann, K.-D. und Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2010
- [Holten+, 1988] Holten, L., Gjelsvik, A., Aam, S., Wu, F. F. und Liu, W.-H. E.: „Comparison of different methods for state estimation“. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 4. IEEE Transactions, 1988
- [Huang+, 2012] Huang, Y. F., Werner, S., Huang, J. und Kashyap N. and Gupta, V.: „State Estimation in Electric Power Grids: Meeting New Challenges Presented by the Requirements of the Future Grid“. *IEEE Signal Processing Magazine* 29.5 (2012), S. 33–43

- [ISE, 2017] Fraunhofer ISE: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland 2017*. 26. März 2017. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (besucht am 07.04.2017)
- [Kaltschmitt+, 1993] Kaltschmitt, M. und Wiese, A.: *Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Potentiale und Kosten*. Berlin Heidelberg: Springer, 1993
- [Kanzow, 2005] Kanzow, C.: *Numerik linearer Gleichungssysteme: Direkte und iterative Verfahren*. Heidelberg, Berlin: Springer, 2005
- [Kayser+, 2012] Kayser, G., Probst, A., Braun, M. und Tenbohlen, S.: „Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten“. Stuttgart, 2012
- [Lerch, 2016] Lerch, R.: *Elektrische Messtechnik*. 7. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016
- [Lourenco+, 2015] Lourenco, E., Coelho, E. und Pal, B.: „Topology Error and Bad Data Processing in Generalized State Estimation“. *IEEE Transactions on Power Systems* 30.6 (2015), S. 3190–3200
- [Marenbach+, 2013] Marenbach, R., Nelles, D. und Tuttas, C.: *Elektrische Energietechnik*. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachbuch, 2013
- [Massucco+, 2016] Massucco, S., D’Agostino, F., Silvestro, F., Bossi, A., Guagliardi, A. und Sandroni, C.: „Implementation of a distribution state estimation algorithm on a low voltage test facility with distributed energy resources“. *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2016
- [Meinel+, 1976] Meinel, A. und Meinel, M.: *Applied Solar Energy*. New York: Addison Wesley, 1976
- [MID, 2014] Europäische Norm: *Richtlinie 2014/32/EU zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt. Measuring Instruments Directive*. 2014

- [Mohr, 2007] Mohr, R.: *Statistik für Ingenieure und Naturwissenschaftler: Grundlagen und Anwendung statistischer Verfahren*. 2. Aufl. expert-Verlag, 2007
- [Monticelli, 2012] Monticelli, A.: *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Berlin, Heidelberg: Springer US, 2012
- [Monticelli+, 1985] Monticelli, A. und Wu, F.: „Network Observability: Theory“. *IEEE Power Engineering Review* PER-5.5 (1985), S. 32–33
- [Muscas+, 2014] Muscas, C., Sulis, S., Angioni, A., Ponci, F. und Monti, A.: „Impact of Different Uncertainty Sources on a Three-Phase State Estimator for Distribution Networks“. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 63.9 (2014), S. 2200–2209
- [Mutanen+, 2011] Mutanen, A., Koto, A., Kulmala, A. und Järventausta, P.: „Development and Testing of a Branch Current Based Distribution System State Estimator“. *Proceedings of the 46th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. Soest, Germany: VDE-Verlag, 2011
- [NeuselLange, 2013] Neusel-Lange, N.: „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze“. Diss. Wuppertal: Universität Wuppertal, 18. Okt. 2013. (Besucht am 26.04.2016)
- [Oeding+, 2011] Oeding, D. und Oswald, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2011
- [Oeding+, 2016] Oeding, D. und Oswald, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 8. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2016
- [Oerter+, 2012] Oerter, C., Neusel-Lange, N., Zdrallek, M., Klöker, P., Friedrich, W., Antoni, J. und Birkner, P.: „Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest“. *VDE-Kongress 2012: Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. Stuttgart: VDE-Verlag, 2012

- [Paolone+, 2011] Paolone, M., Borghetti, A. und Nucci, C.: „A synchrophasor estimation algorithm for the monitoring of active distribution networks in steady state and transient conditions“. *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference 2011*. Stockholm, Sweden: PSCC-Central, 2011
- [Pau+, 2016] Pau, M., Patti, E., Barbierato, L., Estebarsari, A., Pons, E., Ponci, F. und Monti, A.: „Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure“. *2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. 2016
- [Pezeshki+, 2012] Pezeshki, H. und Wolfs, P.: „Consumer phase identification in a three phase unbalanced LV distribution network“. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012*. Berlin, Germany: IEEE, 2012
- [Primadianto+, 2016] Primadianto, A. und Lu, C. N.: „A Review on Distribution System State Estimation“. *IEEE Transactions on Power Systems* PP.99 (2016)
- [Quaschnig, 2011] Quaschnig, V.: *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. München: Carl Hanser Verlag, 2011
- [Rankovic+, 2014] Rankovic, A., Maksimovic, B. M. und Saric, A. T.: „A three-phase state estimation in active distribution networks“. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Volume 54*. Elsevier, 2014
- [Rooch, 2014] Rooch, A.: *Statistik für Ingenieure*. Berlin Heidelberg: Springer, 2014
- [Ross, 2006] Ross, S. M.: *Statistik für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. München ; Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag, 2006
- [Rui+, 2015] Rui, H., Lang, S., Kreten, H., Wellßow, W. H., Hauße, P., Zimmer, K., Wendel, C. und Geiß, H.: „Guidelines for the Integration of Voltage Control Applications“. *ETG-Fachbericht Band 147: Die Energiewende – Blueprints for*

- the new energy age - Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses 2015*. Bonn: VDE-Verlag, 2015
- [Schlittgen, 2009] Schlittgen, R.: *Multivariate Statistik*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2009
- [Schwab, 2015] Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme*. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2015
- [Schwarz+, 2011] Schwarz, H. R. und Köckler, N.: *Numerische Mathematik*. 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2011
- [Sillaber, 2016] Sillaber, A.: *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2016
- [Singh+, 2009] Singh, R., Pal, B. und Jabr, R.: „Choice of estimator for distribution system state estimation“. *IET Generation, Transmission and Distribution*. The Institution of Engineering and Technology, 2009
- [SMA, 2010] SMA Solar Technology AG: *Handbuch zu SUNNY BOY 3300TL HC*. 2010
- [Solon, 2012] Solon International LL FZE: *Solon Product and Performance Guarantee*. 2012. URL: http://www.solon.com/export/sites/default/solonse.com/_downloads/products/download-center/services/product-performance-guarantee/general/general_en/Solon-Product-Performance-Guarantee-llfze_en.pdf
- [Stromnetz Berlin, 2015] Stromnetz Berlin GmbH: *Technische Anforderungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz Berlin; Bau und Betrieb von Übergabestationen*. 2015
- [SW Mainz, 2013] Stadtwerke Mainz Netze GmbH: *Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung der Stadtwerke Mainz Netze GmbH*. 2013

- [Thornley+, 2005] Thornley, V., Jenkins, N. und White, S.: „State estimation applied to active distribution networks with minimal measurements.“ *Proceedings of the The 15th Power Systems Computation Conference 2005*. Liege, Belgium: PSCC-Central, 2005
- [Umweltbundesamt, 2017] Deutsches Umweltbundesamt: *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016*. 10. März 2017. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf (besucht am 07. 04. 2017)
- [VDE 0100, 2009] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN VDE 0100-300:2009-06 (Errichten von Niederspannungsanlagen)*. 2009
- [VDE 0276, 2005] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN VDE 0276-603:2005 (Energiekabel mit Nennspannungen bis 1 kV)*. 2005
- [VDE 0293, 1990] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN VDE 0293:1990-01 (Aderkennzeichnung von Starkstromkabeln und isolierten Starkstromleitungen mit Nennspannungen bis 1000 V)*. 1990
- [VDE 0293, 2003] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *DIN VDE 0293-308:2003 (Kennzeichnung der Adern von Energiekabeln und -leitungen)*. 2003
- [VDE 4105, 2011] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *VDE-AR-N 4105:2011-08 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)*. 2011
- [Wagemann+, 2010] Wagemann, H.-G. und Eschrich, H.: *Photovoltaik. Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2010

- [Wagner, 2015] Wagner, A.: *Photovoltaik Engineering. Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2015
- [Watter, 2015] Watter, H.: *Regenerative Energiesysteme*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015
- [Weber+, 2012] Weber, T. und Vaupel, S.: „Die intelligente Ortsnetzstation für das Smart Grid“. *VDE-Kongress 2012: Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. Stuttgart: VDE-Verlag, 2012
- [Wellßow+, 2014] Wellßow, W. H. und Wäresch, D.: „Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage grids“. *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2014
- [Wesselak+, 2012] Wesselak, V. und Voswinckel, S.: *Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012
- [Wesselak+, 2017] Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T. und Fischer, J.: *Handbuch Regenerative Energietechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2017
- [Wippenbeck+, 2011] Wippenbeck, T., Matrose, C. und Schnettler, A.: „Nicht beobachtbare innere Überlastsituationen in Niederspannungs-Verteilungsnetzen mit dezentralen Einspeisern und heute üblichen Schutzsystemen“. *ETG-Fachbericht Band 130: Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch - Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses 2011*. Würzburg: VDE-Verlag, 2011
- [Wu+, 1988] Wu, F. F., Liu, W.-H. E., Holten, L., Gjelsvik, A. und Aam, S.: „Observability Analysis and Bad Data Processing for State Estimation using Hachtels Augmented Matrix Method“. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2*. IEEE Transactions, 1988

Studentische Arbeiten

Im Rahmen dieser Dissertation sind folgende studentische Arbeiten entstanden:

- Röhrenbeck, Stephan: Aufbau, Inbetriebnahme und Einsatz eines Smart-Meter-Prüfstandes zur Verifizierung der Messgenauigkeit von elektronischen Elektrizitätszählern. *Diplomarbeit*, 2014
- Lang, Stefan: Entwicklung eines Algorithmus zur Erkennung von Topologiefehlern in vermaschten Niederspannungsnetzen. *Diplomarbeit*, 2014
- Henschel, Daniel: Verifikation und Bewertung der dynamischen Messgenauigkeit von Smart Metern. *Studienarbeit*, 2015
- Schiffer, Christian: Analyse der idealen Korrelationskoeffizienten von Spannungsbeträgen in vermaschten Niederspannungsnetzen. *Studienarbeit*, 2016
- Scherr, Sabrina: Ökonomische Beurteilung des Einsatzes von SmartSCADA-Systemen in Niederspannungsnetzen. *Forschungsprojekt*, 2016
- Duderstadt, Kevin: Lokalisierung grober Messfehler im Rahmen der Netzzustandsschätzung mit dem SmartSCADA-Algorithmus. *Studienarbeit*, 2016
- Mäino, Philipp: Simulative Verifikation einer Topologiefehlererkennung in vermaschten Niederspannungsnetzen. *Studienarbeit*, 2017

10 Abbildungsverzeichnis

2.1	Netztopologien	11
2.2	Netzausschnitt	14
2.3	Dreiphasiges Ersatzschaltbild einer Niederspannungsleitung	19
2.4	Leitungs-Ersatzschaltbilder im Mit- und Nullsystem	20
3.1	Allgemeiner Aufbau des Netzzustandsschätzsystems	47
3.2	Übersicht des Netzzustandsschätzprozesses	48
4.1	TF-Detektionsgrenze in Abhängigkeit des idealen Korrelationskoeffizienten	65
4.2	Vergleich der Konfidenzintervallgrenzen mit der Detektionsgrenze . . .	68
4.3	Beispiele zur Visualisierung von Ergebnissen der TF-Lokalisierung . . .	69
4.4	Gesamtprozess zur Lokalisierung von Topologiefehlern	70
5.1	Netzanordnung zum Aufbau der Systemmatrix	76
5.2	Detailübersicht zur Netzzustandsbestimmung	84
6.1	Uniwohngebiet-Testnetz in lageähnlicher Darstellung	86
6.2	Uniwohngebiet-Testnetz in topologischer Darstellung	87
6.3	Prozess zur Prüfung der Leiterunterbrechungs-Lokalisierung	91
6.4	Relativer Detektionsfehler der Topologiefehler-Erkennung bei direkt benachbarten Netzknoten	92
6.5	TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, N1025-N1301	93
6.6	TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, N0801-N1101	94
6.7	Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen bei messfehlerbehafteten, synthetischen Messdaten ohne Berücksichtigung grob falscher Messwerte	97
6.8	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Spannungsbetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze	99
6.9	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze	100

6.10	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze	100
6.11	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze	100
6.12	Relative Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Erkennungskriteriums	102
6.13	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes	104
6.14	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes	104
6.15	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes	104
6.16	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Spannungsbetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data	106
6.17	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Wirkstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data	107
6.18	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Blindstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data	107
6.19	Erkennungswahrscheinlichkeit grob falscher Strombetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data	107
7.1	Verteilung der Spannungsbetrags-Abweichungen von Schätz- und Vergleichsmesswerten	113
7.2	Verteilung der Strombetrags-Abweichungen von Schätz- und Vergleichsmesswerten	114

11 Tabellenverzeichnis

3.1 Dreiphasige Standard-Messkonfiguration für Spannungs- und Strombetrags- sowie Wirk- und Blindstrommessungen	44
3.2 Messkonfiguration bei dreiphasigen Spannungs- und Strombetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsmessungen	45
4.1 Vergleiche zur Ermittlung der galvanischen Verbindung zwischen zwei Leitern	67
6.1 Testszenarien zur Topologiefehler-Erkennung	90
6.2 Nachgebildete Leitervertauschungen	91
6.3 Wahrscheinlichkeiten von Bad-Data-Fehlerkennungen	101
6.4 Testvarianten mit verschiedenen Kombinationen von Verbraucherleistung und PV-Einspeiseleistung	103
7.1 Wahrscheinlichkeiten der Erkennung von Ein-, Zwei- und Dreifach-Bad-Data auf Basis des Funktionstests	116

12 Abkürzungsverzeichnis

B

BD Bad Data, grob falscher Mess-
oder Datenfehler

BSI Bundesamt für Sicherheit in der
Informationstechnik

E

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

ESB Einspeisebegrenzung

ESM Einspeisemanagement

EU Europäischen Union

H

HH Hochspannungs-Hochleistung

HS Hochspannung

I

IEC engl. International
Electrotechnical Commission

M

MS Mittelspannung

MWB Mittelwertbildung

N

NH Niederspannungs-
Hochleistung

NR normiertes Residuum

NS Niederspannung

O

ONS Ortsnetzstation

ONT Ortsnetztransformator

P

PLC Power Line Communication

PMU Phasor Measurement Unit

PV Photovoltaik

PVC Polovinylchlorid

R

rONT regelbarer
Ortsnetztransformator

RTU Remote-Terminal-Unit

T

TF Topologiefehler

V

VDE Verband der Elektrotechnik,
Elektronik, Informationstechnik

VPE Vernetztes Polyethylen

W

WLS Weighted Least Square

WMO Weltorganisation für
Meteorologie

13 Verzeichnis der Variablen, Indizes und Symbole

Skalare Variablen und Funktionen:

e	stochastischer Messfehler
f	Frequenz in Hz
$f(\)$	Funktion einer Wahrscheinlichkeitsdichte
$f_m(\)$	Funktion einer multivariaten Wahrscheinlichkeitsdichte
$h_k(\)$	Funktion, welche den Zusammenhang zwischen x und z_k beschreibt
i, j	Lauf- und Zählvariablen
k	Nummer einer allgemeinen Messung
$k_{P,SD}$	Wirkleistungs-Proportionalitätsfaktor bei PV-Anlagen
ℓ	Leitungslänge in m
r_{ij}	Korrelationskoeffizient zwischen Knoten i und j
r	Residuum
r^N	normiertes Residuum
$r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$	Idealer Spannungs-Korrelationskoeffizient zwischen Knoten i und j
s	empirische Standardabweichung
t	Zeitpunkt
u_k	relative Kurzschlussspannung in %
z	allgemeiner Messwert
A	Fläche in m^2
$BG(t)$	Bewölkungsgrad
C	Kapazität in F
G	ohmscher Leitwert bzw. Konduktanz in S
$I(t)$	Strahlungsintensität
J	Zielfunktion einer Optimierung
L	Log-Likelihood-Funktion
M	Gesamtanzahl an Messungen
N	Gesamtanzahl an Netzknoten
P	Wirkleistung in W
Q	Blindleistung in var
R	ohmscher Widerstand in Ω
R_{kk}	Gewichtungsfaktor bzw. Varianz der Messung k
S	Scheinleistung in VA

$S_{r,kk}$	Element kk der Residuen-Sensitivitätsmatrix
U	Spannungsbetrag in V
\bar{U}	Mittelwert mehrerer Spannungsbeträge
V_{ij}	Verbindungsstatus, $V_{ij} \in \{0, 1\}$
X	Reaktanz in Ω
α_S	Sonnenazimut
α_D	Dachazimut
α	Parameter zur Optimierung einer Konditionszahl
β	Signifikanzniveau
χ^2	Chi-Quadrat-Verteilung
δ	Spannungswinkel bezogen auf einen Referenzknoten
ϵ	Detektionsschranke
η	Messwertredundanz
η_{WR}, η_{Modul}	Wirkungsgrade
γ_S	Sonnenhöhenwinkel
γ_D	Dachhöhenwinkel
\mathcal{L}	Lagrange-Optimierungsfunktion
λ_L	Geographische Länge eines Bezugsortes
μ	Erwartungswert
φ	allgemeiner Winkel einer komplexen Größe
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor, $0 \leq \cos \varphi \leq 1$
σ	Standardabweichung
Ω_{kk}	Element kk der Residuen-Kovarianzmatrix
θ_{hor}	Sonneneinfallswinkel
θ_D	Dachneigungswinkel
ζ	Signifikanzniveau

Komplexe Variablen:

\underline{a}	komplexer Drehoperator $\underline{a} = e^{j120^\circ}$
\underline{y}	komplexes Element der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}
\underline{I}	komplexer Strom in A
\underline{U}	komplexe Spannung in V
\underline{Y}	komplexe Admittanz in S
\underline{Z}	komplexe Impedanz in Ω

Vektoren und Matrizen:

b	Suszeptanzvektor
e	Messfehlervektor
g	Konduktanzvektor
h_k	Relationsvektor, beschreibt linearen Zusammenhang zwischen x und z_k
\underline{i}	komplexer Stromvektor in A
\vec{n}	Dachnormalenvektor
r	Residuenvektor
r^N	normierter Residuenvektor
\vec{s}	Sonnenstrahlenvektor
\underline{u}	komplexer Spannungsvektor in V
x	Netzzustandsvektor
z	Messvektor
A_H	Augmented-Matrix oder Hachtel-Matrix
A_1, A_2, A_3	Matrizelemente der inversen Hachtelmatrix
C	lineare Messmodellmatrix für virtuelle Messungen
E	Einheits- oder Identitätsmatrix
G	Verstärkungsmatrix
H	allgemeine lineare Messmodellmatrix
H_R	lineare Messmodellmatrix ohne virtuelle Messungen
Ω	Residuen-Kovarianzmatrix
R	Gewichtungsmatrix
S_r	Residuen-Sensitivitätsmatrix
\underline{T}	Transformationsmatrix in symmetrische Komponenten
\underline{Y}	komplexe Admittanzmatrix
\underline{Z}	komplexe Impedanzmatrix
δ	Spannungswinkelvektor
Δx	Estimationsfehlervektor
λ	Lagrange-Multiplikatoren-Vektor
μ	Lagrange-Multiplikatoren-Vektor

Indizes:

0	Nullsystem in symmetrischen Komponenten
1	Mitsystem in symmetrischen Komponenten
2	Gegensystem in symmetrischen Komponenten

120	Größe in symmetrischen Komponenten
L123	Größe im Leitersystem L1/L2/L3
abs	Absolutwert
akt	Aktualwert
anf	Anfangswert
appr	approximativ
blind	Kennzeichnung eines Blindstromes
end	Endwert
ers	Ersatzmesswert
exakt	exakter Wert
ges	Gesamtwert
im	Imaginärteil einer komplexen Größe
inst	installierter Wert
lim	Detektionslimit
lokal	Bezug auf lokalen Punkt
max	Maximalwert
mess	Messwert
min	Minimalwert
m-r	Messung-Rechnung
n	Nennwert
pot	potenzieller Wert
r	Bemessungswert
re	Realteil einer komplexen Größe
rech	Rechenwert
res	resultierender Wert
s	Kennzeichnung des Symmetrische-Komponenten-Systems, $s \in \{0, 1, 2\}$
sto	stochastischer Wert
wahr	wahrer Wert einer Größe
wirk	Kennzeichnung eines Wirkstromes
z	betrieblich maximal zulässig
AM	Augmented Matrix
HL	Haushaltslast
L _x	Leiter L _x , $x \in \{1, 2, 3\}$
-,+	untere und obere Konfidenzintervallgrenzen
MWB	Mittelwertbildung

N	Neutralleiter
Netz	bezogen auf das Gesamtnetz
PV	Photovoltaikanlage
VM	Vergleichsmessung
WR	Wechselrichter
ZS	Zustandsschätzung

Allgemeine Symbole:

$\hat{}$	kennzeichnet den Schätzwert einer Größe, gesprochen: "Dach"
$f()$	allgemeine Funktion
$ $	Betragsfunktion, angewendet auf Größe X
\mathcal{N}	Normalverteilung
π	Kreiszahl Pi

14 Allgemeiner Anhang

14.1 Komplexe Stromgrößen im Zeigerdiagramm

Zur eindeutigen Definition der komplexen Spannungs- und Stromgrößen werden nachfolgend mithilfe von Abbildung 14.1 die mathematischen Zusammenhänge hergeleitet. Dargestellt sind exemplarisch die Größen für die Leiter L1 und L2. Grundlage der Betrachtung ist die für einen Leiter Lx , $x \in \{1, 2, 3\}$, am Standort i sich ergebende Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ gemäß Gleichung (14.1-1). Dabei sind $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ der Spannungs-Phasenwinkel und $\delta_{i,Lx}$ der zugehörige Spannungswinkel.

$$\underline{U}_{i,Lx} = |\underline{U}_{i,Lx}| \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-1)$$

Analog zur komplexen Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ ergibt sich der komplexe Strom $\underline{I}_{i,Lx}$ nach Gleichung (14.1-2), wobei zusätzlich der Phasenverschiebungswinkel $\varphi_{UI,i,Lx} \in \{0^\circ \dots 360^\circ\}$ zwischen der Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ und dem Strom $\underline{I}_{i,Lx}$ berücksichtigt wird.

$$\underline{I}_{i,Lx} = |\underline{I}_{i,Lx}| \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx} - \varphi_{UI,i,Lx})} \quad (14.1-2)$$

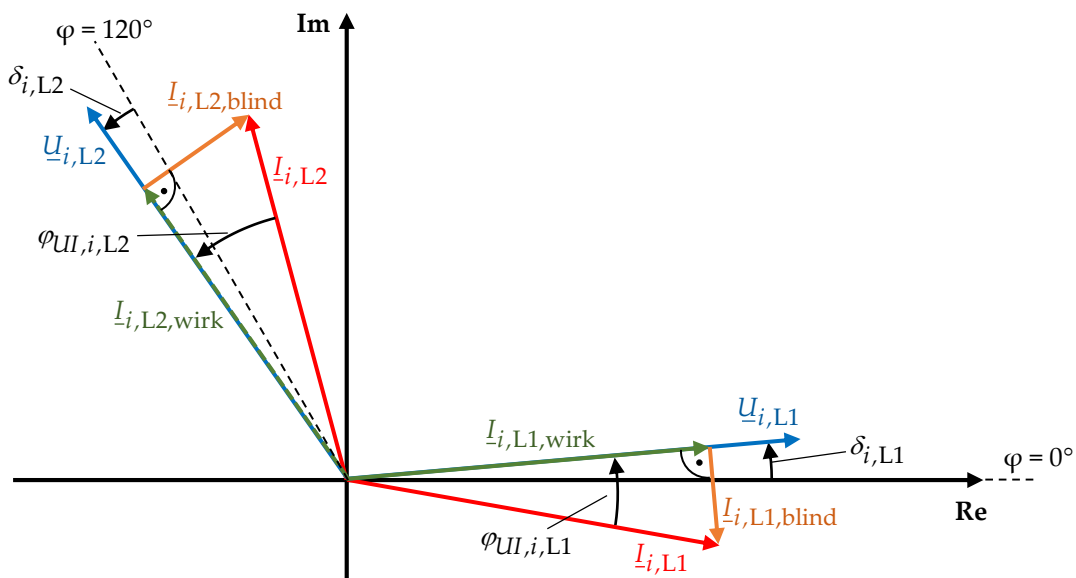


Abbildung 14.1: Komplexe Spannungs- und Stromgrößen im Zeigerdiagramm

Ausgehend von Gleichung (14.1-2) kann der komplexe Strom $\underline{I}_{i,Lx}$ gemäß den Gleichungen (14.1-3a) bis (14.1-3d) umgeformt werden. In Gleichung (14.1-3b) wird erstmalig die komplexe Größe $\underline{I}_{i,Lx}^{\underline{U}_{Lx}} = |\underline{I}_{i,Lx}| \cdot e^{-j\varphi_{UI,i,Lx}}$ eingeführt. Diese stellt den Stromzeiger dar, bei dem der zugehörige Wirkstrom $\underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}}$ rein in der reellen Achse liegt und der Blindstrom $\underline{I}_{i,Lx,blind}$ sich nur auf der imaginären Achse befindet. Gleichung (14.1-3d) zeigt schließlich, dass $\underline{I}_{i,Lx}$ durch die komplexen Wirk- und Blindströme $\underline{I}_{i,Lx,wirk}$ und $\underline{I}_{i,Lx,blind}$ eindeutig definiert ist.

$$\underline{I}_{i,Lx} = |\underline{I}_{i,Lx}| \cdot e^{-j\varphi_{UI,i,Lx}} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-3a)$$

$$= \underline{I}_{i,Lx}^{\underline{U}_{Lx}} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-3b)$$

$$= \left(\underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}} + j \underline{I}_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}} \right) \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-3c)$$

$$= \underline{I}_{i,Lx,wirk} + j \underline{I}_{i,Lx,blind} \quad (14.1-3d)$$

Die komplexen Wirk- und Blindströme $\underline{I}_{i,Lx,wirk}$ und $\underline{I}_{i,Lx,blind}$ ergeben sich folglich nach den Gleichungen (14.1-4) und (14.1-5) durch Multiplikation von $\underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}}$ und $\underline{I}_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}}$ mit der Winkeldrehung $e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})}$.

$$\underline{I}_{i,Lx,wirk} = \underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-4)$$

$$\underline{I}_{i,Lx,blind} = \underline{I}_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}} \cdot e^{j(\varphi_{U,Lx} + \delta_{i,Lx})} \quad (14.1-5)$$

Der Vorteil bei der Verwendung von $\underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}}$ und $\underline{I}_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}}$ besteht darin, dass die Wirk- und Blindströme jeweils nur entweder in der reellen oder der imaginären Achse liegen und diese Ströme, wie nachfolgend in den Gleichungen (14.1-7) und (14.1-8) gezeigt, vergleichsweise einfach aus leiterbezogenen Wirk- und Blindleistungen bestimmt werden können. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass zunächst die benötigten komplexen Spannungen nach Gleichung (14.1-6) in die reelle Achse gedreht werden.

$$\underline{U}_{i,Lx}^{\underline{U}_{Lx}} = |\underline{U}_{i,Lx}| \quad (14.1-6)$$

$$\underline{I}_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}} = \frac{P_{i,Lx}}{\underline{U}_{i,Lx}^{\underline{U}_{Lx}}} = \frac{P_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (14.1-7)$$

$$\underline{I}_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}} = -\frac{Q_{i,Lx}}{\underline{U}_{i,Lx}^{\underline{U}_{Lx}}} = -\frac{Q_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (14.1-8)$$

14.2 Leitungsparameter von Niederspannungskabeln

Die im Hauptteil beschriebenen Untersuchungen basieren auf reinen Kabelnetzen, wobei insbesondere die Dreileiterkabel NAYCWY 3×185/185, NYCWY 3×70/70, NYCWY 3×50/50 und NYCWY 3×25/25 zum Einsatz kommen. Bedingt durch die Schirm- und Erdrückleitung können Nullsystemparameter oftmals nur messtechnisch ermittelt werden. Erfahrungen zeigen jedoch, dass sie näherungsweise aus den Mitsystemparametern berechnet werden können, wobei gemäß [Oeding+, 2011] die Werte aus Tabelle 14.1 gelten.

Tabelle 14.1: Quotienten von Null- und Mitsystemparametern [Oeding+, 2011]

Kabeltyp	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{C_0}{C_1}$
NYCWY 3×25/25	4,00	1,75	0,60
NYCWY 3×50/50	4,00	1,71	0,60
NYCWY 3×70/70	4,00	1,70	0,60
NAYCWY 3×185/185	2,87	1,36	0,60

Die auf die Leitungslänge ℓ_{ij} bezogenen Resistanz-, Reaktanz- und Kapazitätsbeläge ergeben sich schließlich ausgehend von Tabelle 14.1 im Mit- und Nullsystem gemäß Tabelle 14.2. Weiterhin enthält die Tabelle Angaben zum Leitungsbemessungsstrom I_r , der die thermisch maximal zulässigen Leiterbelastungen charakterisiert.

Tabelle 14.2: Bezogene Leitungsparameter im Mit- und Nullsystem [Oeding+, 2011]

Kabeltyp	R'_1	X'_1	C'_1	R'_0	X'_0	C'_0	I_r
	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	$\frac{\mu\text{F}}{\text{km}}$	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	$\frac{\mu\text{F}}{\text{km}}$	A
NYCWY 3×25/25	0,73	0,08	0,55	2,91	0,14	0,33	133
NYCWY 3×50/50	0,39	0,08	0,80	1,55	0,13	0,48	190
NYCWY 3×70/70	0,27	0,07	0,90	1,08	0,13	0,54	234
NAYCWY 3×185/185	0,17	0,07	1,20	0,48	0,10	0,72	313

14.3 Messgenauigkeit von Smart Metern

Der Estimationsfehler eines Niederspannungs (NS)-Netzzustandsschätzsystems ist insbesondere abhängig von den Genauigkeiten der als Eingangsdaten verwendeten Mess- und Ersatzmesswerte. Dies ist darin begründet, dass die Standardabweichungen der Mess- und Ersatzmesswertfehler im Rahmen der Ausgleichsrechnung zur Gewichtung der Eingangswerte verwendet werden.

Für elektronische Elektrizitätszähler wie Smart Meter sind in den zugehörigen Datenblättern in der Regel nur die Genauigkeitsklassen für die abrechnungsrelevanten Wirk- und Blindenergiewerte angegeben. Die Messgenauigkeit bei der Erfassung von Netzbetriebsgrößen ist aus den Herstellerangaben im Allgemeinen nicht ersichtlich. Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben kann jedoch vereinfachend angenommen werden, dass die Messgenauigkeiten für der Erfassung von Spannungs-, Strom- und Leistungsgrößen bei dem überwiegenden Anteil der erhältlichen Smart Meter ähnlich sind.

Zur Abschätzung der Messfehler-Standardabweichungen können allgemeine Informationen zur Messgenauigkeit von Netzbetriebsgrößen wie Spannungsbeträge $|\underline{U}_{i,Lx}|$, vorzeichenbehaftete Wirk- und Blindleistungen $\pm P_{i,Lx}$ und $\pm Q_{i,Lx}$, Strombeträge $|\underline{I}_{i,Lx}|$ sowie weitere Stromgrößen verwendet werden. In [Elster, 2006] wird diesbezüglich exemplarisch ein garantierter maximaler Messfehler von 0,5 % vom Messwert genannt.

Grundsätzlich werden bei Smart Metern die Wirk- und Blindleistungswerte multiplikativ aus dem Spannungsbetrag und den erfassten Wirk- und Blindströmen respektive aus dem Strombetrag und dem Leistungsfaktor $\cos \varphi_{UI}$ bestimmt. Der absolute Leistungs-Messfehler ist bedingt durch die Fehlerfortpflanzung im Vergleich zu den Einzelgrößen daher größer.

Standard-Hausanschlüsse für Ein- und Zweifamilienhäuser sind üblicherweise für eine Scheinleistung von 15 kVA je Leiter ausgelegt. Die tatsächlich auftretenden Leistungen sind jedoch vielfach deutlich geringer als der Bemessungswert. Falls keine Durchlauferhitzer zur Warmwasserbereitung in Benutzung sind, kann in der Regel davon ausgegangen werden, dass der auftretende Leistungswert zu mehr als 99 % kleiner als 7 kVA ist [Kayser+, 2012]. Unter dieser Annahme ergibt sich der maximale Messfehler zu $0,5 \% \cdot 7 \text{ kVA} = 35 \text{ VA}$. Wird dieser Wert gemäß der 3σ -Regel von Normalverteilungen jeweils als maximaler Leistungs-Fehlerwert 3σ interpretiert, folgen für die Standardabweichungen der Messfehler von Wirk- und Blindleistungsgrößen Werte von $\sigma_{ep} \approx 10 \text{ W}$ und $\sigma_{eQ} \approx 10 \text{ var}$.

Spannungsbeträge sind vielfach sehr genau messtechnisch bestimmbar, wobei beispielsweise Netzanalysatoren einen besonders geringen relativen Messfehler von unter 0,1 % aufweisen. Smart Meter sind im Vergleich dazu etwas ungenauer, wobei in guter Näherung ein relativer Messfehler von 0,2 % angenommen werden kann, der auch bei vielen erhältlichen Multimetern laut Herstellerangabe gilt [Gossen, 2017]. Unter der Annahme dieses maximalen Messfehlers und einer Nennspannung $U_n = 230 \text{ V}$ ergibt sich nach Rundung auf die erste Nachkommastelle eine Standardabweichung für den Spannungsbetrags-Messfehler von $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$

Für die Ableitung der zu erwartenden Messfehler für Strombeträge kann wiederum der maximal zu erwartende Strombetrag betrachtet werden. Unter der Voraussetzung einer maximalen Scheinleistung von 7 kVA ergibt sich bei Nennspannung $U_n = 230 \text{ V}$ ein Leiterstrom von in etwa 31 A und bei einem relativen Messfehler von 0,5 % somit ein absoluter maximaler Messfehler von circa 0,16 A. Dieser Wert entspricht demnach einer auf die erste Nachkommastelle aufgerundeten Messfehler-Standardabweichung von $\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$. Mangels weiterer Kenntnisse über die Berechnungsalgorithmen von Elektrizitätszählern wird dieser Wert auch für die Standardabweichungen $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ und $\sigma_{e_{I,\text{blind}}}$ der Messfehler für Wirk- und Blindstromgrößen verwendet.

Tabelle 14.3 gibt abschließend einen Überblick über die ermittelten Standardabweichungen der Messfehler je physikalischer Größe.

Tabelle 14.3: Typische Messfehler-Standardabweichungen

Netzgröße	Standardabweichung σ_{e_X} des Messfehlers e_X
Wirkleistung $\pm P_{i,Lx}$	$\sigma_{e_P} = 10 \text{ W}$
Blindleistung $\pm Q_{i,Lx}$	$\sigma_{e_Q} = 10 \text{ var}$
Spannungsbetrag $ \underline{U}_{i,Lx} $	$\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$
Strombetrag $ I_{i,Lx} $	$\sigma_{e_I} = 0,1 \text{ A}$
Wirkstrom $\pm I_{i,Lx,\text{wirk}} $	$\sigma_{e_{I,\text{wirk}}} = 0,1 \text{ A}$
Blindstrom $\pm I_{i,Lx,\text{blind}} $	$\sigma_{e_{I,\text{blind}}} = 0,1 \text{ A}$

14.4 Ersatzmesswerte für Ortsnetzstationen

Die in Ortsnetzstationen eingesetzten Mess- und Kommunikationssysteme sind üblicherweise sehr zuverlässig und robust gegenüber äußeren Einwirkungen wie elektromagnetischen Feldern, sodass Ausfälle oder eine Beeinträchtigung von Systemkomponenten selten sind. Dennoch kann es vorkommen, dass die Messwertaufnahme fehlerbehaftet ist und demnach keine Messwerte vorliegen oder durch eine gestörte Kommunikationsstrecke grobe Messfehler entstehen. In beiden Fällen müssen die nicht vorhandenen oder nicht korrekten Messdaten durch Ersatzmesswerte nachgebildet werden. Da sich Ortsnetzstationen jedoch oftmals am Rand eines NS-Netzes befinden, sind die Leitungslängen der Hauptstränge ausgehend von der Ortsnetzstation bis zu den ersten Hausanschlusspunkten vergleichsweise groß. Somit existieren vielfach in der näheren Umgebung keine Smart Meter oder weitere Messeinrichtungen, von denen Spannungsbetragmesswerte übernommen werden könnten. Auch redundante Leistungs- oder Stromwerte sind nicht verfügbar, da die Größen nicht mehrfach an den Ortsnetzstations-Abgängen gemessen werden.

Wie in Abschnitt 4.2.2 im Hauptteil erläutert, müssen in der Folge bei einem Datenausfall die erforderlichen Ersatzmesswerte aus vorherigen realen Messdatensätzen bestimmt werden. Da das Messintervall der in der Ortsnetzstation installierten Messsysteme vielfach deutlich kürzer als das Berechnungsintervall des Netzzustandsschätzsystems ist, stehen hierfür mehrere Datensätze zur Verfügung. Die Genauigkeit der Ersatzmesswerte hängt dabei von der zeitlichen Änderung der Messwerte ab, sodass sie in Abhängigkeit der Messgröße und der Zeitdauer des Datenausfalls variiert. Idealerweise sind die Ersatzmesswerte identisch zu den wahren Messwerten, sodass keine groben Messfehler entstehen. Weicht ein Ersatzmesswert jedoch zu sehr vom wahren Messwert ab, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit einer Bad-Data-Erkennung. In diesen Fällen muss gegebenenfalls die zugrunde gelegte Standardabweichung der Messfehler erhöht werden, um eine ungewollte Bad-Data-Erkennung zu vermeiden.

Für die Abschätzung des zu erwartenden Fehlers und des Anteils an Bad-Data-Detektierungen aufgrund der Nutzung von Ersatzmesswerten wurden im Rahmen der Arbeit Messdaten der sich im Testnetz aus Abschnitt 6.2 befindlichen Ortsnetzstation ausgewertet. Der Datenumfang der Analyse wurde so gewählt, dass im Zeitraum vom 21.04.2015 00:00 Uhr bis 05.05.2015 00:00 Uhr bei einem 1-Minuten-Messintervall an insgesamt 20 160 Zeitpunkten Spannungsbetrags-, Strombetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsmesswerte vorliegen.

Soll für einen Basiszeitpunkt t_0 der Netzzustand bestimmt werden und liegen für die Ortsnetzstation keine aktuellen Werte vor, werden als Ersatzmesswerte die Daten von einem vorherigen Zeitpunkt t_{ers} mit vollständigem Messdatensatz verwendet. Die Zeitdifferenz der betrachteten Zeitpunkte wird somit allgemein durch die Gleichung (14.4-1) bestimmt:

$$\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = t_0 - t_{\text{ers}} \quad (14.4-1)$$

Die nachfolgende Datenanalyse wird zweckmäßigerweise nur für die Zeitdifferenzen $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = \{1 \text{ min}, 2 \text{ min}, \dots, 10 \text{ min}\}$ durchgeführt, die im Bereich des 10-minütigen Berechnungsintervalls des Netzzustandsschätzsystems liegen.

Für alle vorliegenden Spannungsbetrags-, Strombetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsgrößen können nun die Differenzen zu den sich im Zeitbereich $\Delta t_{\text{Ersatzwert}}$ befindlichen Werten bestimmt werden. Gleichung (14.4-2) beschreibt dazu die Vorgehensweise für die allgemeine Größe X :

$$\Delta X_{\text{Ersatzwert}} = X_{t_0} - X_{t_{\text{ers}}} \quad (14.4-2a)$$

$$t_{\text{ers}} = t_0 - \Delta t_{\text{Ersatzwert}} = t_0 - \{1 \text{ min}, 2 \text{ min}, \dots, 10 \text{ min}\} \quad (14.4-2b)$$

Die zu einer Größe gehörenden Differenzwerte können schließlich hinsichtlich des $\Delta t_{\text{Ersatzwert}}$ -Verhaltens analysiert werden. Von Bedeutung ist dabei die Frage, ob ein zum Zeitpunkt t_{ers} erfasster Ersatzwert $X_{t_{\text{ers}}}$ zum aktuellen Betrachtungszeitpunkt t_0 unter der Annahme der Standardabweichung σ_{e_X} des Messfehlers der Größe X einen entsprechenden Bad Data hervorruft. Zudem ist von Interesse, in wie weit eine Anpassung von σ_{e_X} zu einer Bad-Data-Vermeidung führt.

Abbildung 14.2 zeigt die Analyseergebnisse für Spannungsbetrags-Ersatzmesswerte. Dargestellt ist als Funktion von $\Delta t_{\text{Ersatzwert}}$ der relative Bad-Data-Anteil in Prozent. Er besagt, wie viele Ersatzmesswerte bei einer spezifischen Zeitdifferenz $\Delta t_{\text{Ersatzwert}}$ und einer vorgegebenen Standardabweichung σ_{e_U} der Spannungsbetrags-Messfehler durch das Netzzustandsschätzsystem als Bad Data identifiziert werden. Als standardmäßige Messfehler-Standardabweichung wird $\sigma_{e_U} = 0,2 \text{ V}$ angenommen.

Wurde demnach der Ersatzmesswertdatensatz eine Minute vor dem aktuellen Betrachtungszeitpunkt erfasst und σ_{e_U} nicht angepasst, führen bereits circa 15% der Ersatz-Spannungsbetragswerte zu groben Messfehlern. Zur Verringerung des Bad-

Data-Anteils muss σ_{e_U} entsprechend erhöht werden. Unter der Annahme $\sigma_{e_U} = 0,5\text{ V}$ sinkt der Bad-Data-Anteil auf unter 2%. Bei $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} > 1\text{ min}$ werden wiederum mehr Ersatzmesswerte als grobe Messfehler erkannt, wobei der Bad Data-Anteil bei $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = 10\text{ min}$ und $\sigma_{e_U} = 0,2\text{ V}$ auf über 40% steigt.

Ein ähnliches Verhalten ist gemäß den Abbildungen 14.3, 14.4 und 14.5 für Strombetrags- sowie Wirk- und Blindleistungsgrößen zu beobachten, wobei standardmäßig $\sigma_{e_I} = 0,1\text{ A}$, $\sigma_{e_P} = 10\text{ W}$ und $\sigma_{e_Q} = 10\text{ var}$ gilt. Bereits bei $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = 1\text{ min}$ beträgt der Bad-Data-Anteil demnach circa 80% für Strombeträge, 76% für Wirk- und 63% für Blindleistungen. Um den Anteil jeweils zu verringern, muss der entsprechende σ_{e_X} -Wert erhöht werden, wodurch die Genauigkeit der Netzzustandsschätzung wiederum sinkt. Für $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} > 1\text{ min}$ steigen erneut die Bad-Data-Anteile, sodass bei $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = 10\text{ min}$ Anteile über 90% erreicht werden.

Als Fazit kann die Aussage getroffen werden, dass Ersatzmesswerte grundsätzlich nur circa zwei Minuten vor dem jeweiligen Betrachtungszeitpunkt erfasst worden sein sollten, damit bei dem Zehnfachen der standardmäßigen Messfehler-Standardabweichung mindestens 50% der Ersatzmesswerte nicht zu groben Messfehlern führen. Eine Ausnahme stellen generell Ersatzmesswerte für Spannungsbeträge dar, bei denen mit $\sigma_{e_U} = 0,5\text{ V}$ und $\Delta t_{\text{Ersatzwert}} = 7\text{ min}$ der Bad-Data-Anteil sogar unter 10% bleibt, was auf die geringere zeitliche Änderungsrate der Spannungsbeträge zurückzuführen ist. Letztlich ist bei längeren Datenausfällen stets mit größeren Ungenauigkeiten bei der Netzzustandsschätzung zu rechnen, sodass Ersatzmesswerte in diesen Situationen oftmals nur einen geringen Nutzen haben.

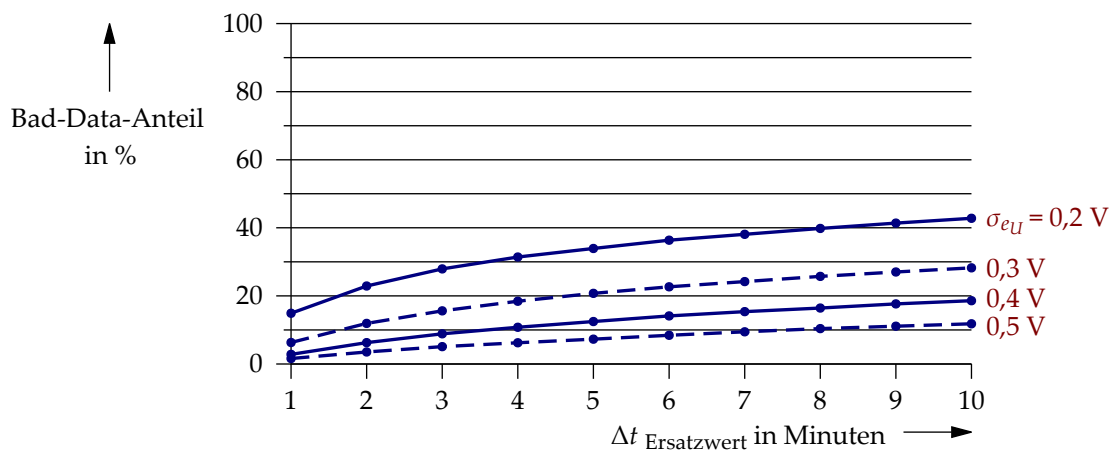


Abbildung 14.2: Bad-Data-Anteil von Spannungsbetrags-Ersatzmesswerten an der ONS für verschiedene Messgenauigkeiten und Zeitdifferenzen

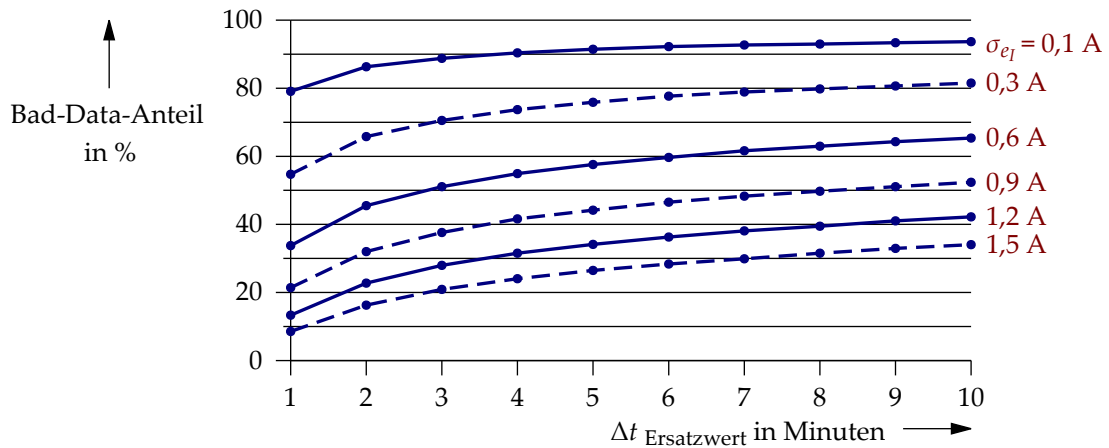


Abbildung 14.3: Bad-Data-Anteil von Strombetrags-Ersatzmesswerten für verschiedene Messgenauigkeiten und Zeitdifferenzen

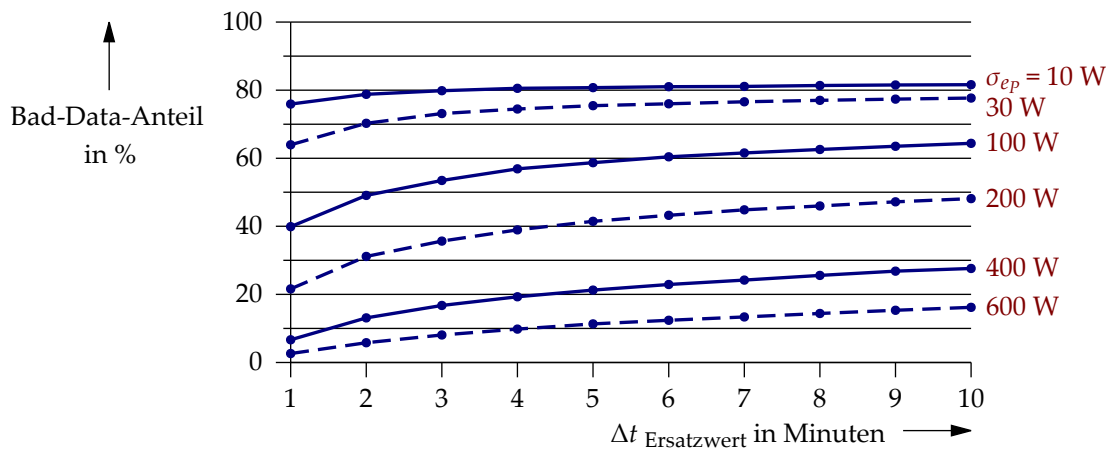


Abbildung 14.4: Bad-Data-Anteil von Wirkleistungs-Ersatzmesswerten für verschiedene Messgenauigkeiten und Zeitdifferenzen

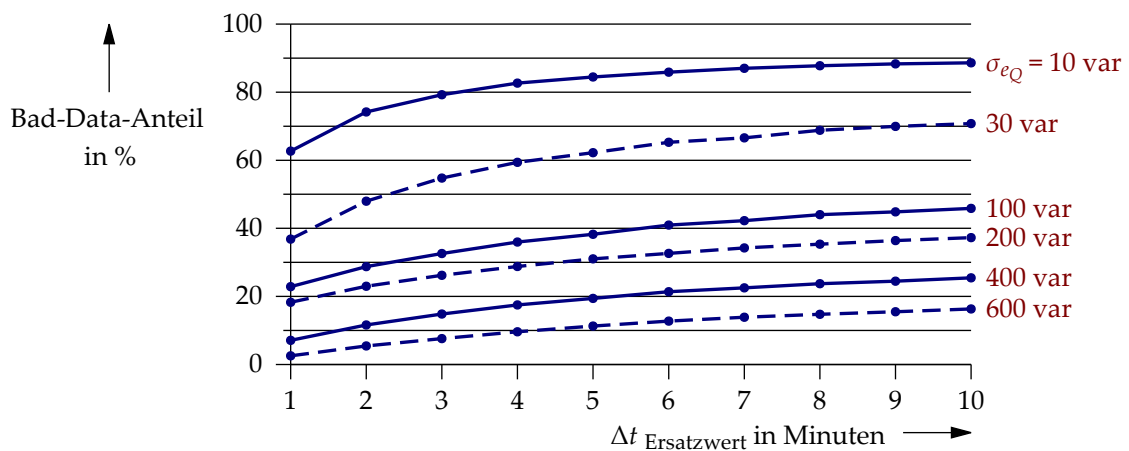


Abbildung 14.5: Bad-Data-Anteil von Blindleistungs-Ersatzmesswerten für verschiedene Messgenauigkeiten und Zeitdifferenzen

14.5 Zeitlich maximale Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen

Die zeitlich maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen kann durch einen simplen Prozess nachgebildet werden. Basis hierfür sind der für einen Zeitpunkt berechenbare Sonnenstand und die auf Modulflächen senkrecht einstrahlende Bestrahlungsintensität. Der exakte Sonnenstand lässt sich mit hoher Genauigkeit für alle Zeitpunkte t und jeden Punkt auf der Erde innerhalb der nächsten Jahrhunderte bestimmen, wenn die folgenden grundlegenden Informationen vorhanden sind [Wagner, 2015]:

- Datum und Uhrzeit
- Geographische Länge λ_L des Bezugsortes in Grad
- Geographische Breite φ_B des Bezugsortes in Grad

Aufgrund der geringen Ausdehnung von NS-Netzen wird für alle Photovoltaik (PV)-Anlagen eines Netzes die gleiche geographische Position angenommen. Zudem wird für das Netzgebiet eine gleichmäßige solare Einstrahlung unterstellt.

Der Sonnenstand ist für einen beliebigen Ort durch die Sonnenhöhe beziehungsweise Elevation γ_S und den Sonnenazimut α_S eindeutig in Kugelkoordinaten beschreibbar [Watter, 2015]. Ausgehend vom beobachteten Punkt ist die Sonnenhöhe gemäß DIN 5034 [DIN 5034, 1999] als der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont festgelegt. Der Sonnenazimut α_S ist der Winkel zwischen der geografischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt. Somit gelten beispielhaft für den Sonnenazimut der Nordrichtung $\alpha_S = 0^\circ$ und die Ostrichtung $\alpha_S = 90^\circ$. Die detaillierte Herleitung zur näherungsweisen Bestimmung des Sonnenstandes kann den Ausführungen in [Quaschnig, 2011] entnommen werden, die in Abschnitt 15.4 im Anhang zusammengefasst sind.

Ausgehend von einem Sonnenstrahlenvektor \vec{s} und der Sonnenhöhe γ_S berechnet sich der Einfallswinkel θ_{hor} des Sonnenlichtes auf eine diesbezüglich senkrechte Fläche wie in Abbildung 14.6 gezeigt nach Gleichung (14.5-1) [Quaschnig, 2011]. Der normierte Sonnenstrahlenvektor \vec{s} ist gemäß Gleichung (14.5-2) in dreidimensionaler kartesischer Darstellung beschreibbar.

$$\theta_{\text{hor}} = 90^\circ - \gamma_S \quad (14.5-1)$$

$$\vec{s} = [\cos \alpha_S \cdot \cos \gamma_S, -\sin \alpha_S \cdot \cos \gamma_S, \sin \gamma_S]^T \quad (14.5-2)$$

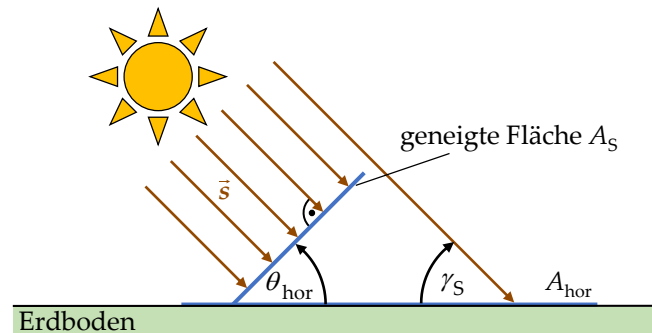


Abbildung 14.6: Sonnenstrahlung auf horizontale und geneigte Flächen

Im Allgemeinen sind die Module einer PV-Anlage am Netzknoten i auf einer schrägen Dachfläche mit Dachneigungswinkel $\theta_{\text{Dach},i}$ installiert, die um einen beliebigen Azimutwinkel $\alpha_{\text{D},i}$ gedreht ist. Wird ausgehend vom Dachneigungswinkel $\theta_{\text{Dach},i}$ mithilfe von Gleichung (14.5-3) der Höhenwinkel $\gamma_{\text{D},i}$ der geneigten Dachfläche berechnet, so folgt analog zu \vec{s} der Dachnormalenvektor \vec{n}_i in einem rechtsdrehenden dreidimensionalen kartesischen Koordinatensystem nach Gleichung (14.5-4). Diesbezüglich gilt die Konvention, dass ein positiver Azimutwinkel $\alpha_{\text{D},i}$ einer in Richtung Westen gedrehten Dachfläche entspricht und die positive x -Achse in kartesischen Koordinaten nach Norden ausgerichtet ist [Quaschnig, 2011].

$$\gamma_{\text{D},i} = 90^\circ - \theta_{\text{Dach},i} \quad (14.5-3)$$

$$\vec{n}_i = [-\cos \alpha_{\text{D},i} \cdot \sin \gamma_{\text{D},i}, \sin \alpha_{\text{D},i} \cdot \sin \gamma_{\text{D},i}, \cos \gamma_{\text{D},i}]^T \quad (14.5-4)$$

Falls der Sonnenstrahlenvektor \vec{s} nicht parallel zum Dachnormalenvektor \vec{n}_i ist, liegt eine auf die PV-Modulfläche bezogene, verminderte Sonneneinstrahlung vor. Der Grad der Abschwächung ergibt sich für eine PV-Anlage am Netzknoten i zum Zeitpunkt t durch den Proportionalitätsfaktor $k_{\text{P,SD},i,t}$ auf Basis des Skalarproduktes von \vec{s} und \vec{n}_i sowie entsprechender Vereinfachungen der Winkelfunktionen nach Gleichung (14.5-5). Falls keine Sonnenstrahlen direkt auf die PV-Module fallen, wird $k_{\text{P,SD},i,t}$ grundsätzlich negativ. Zur Nachbildung der nicht vorhandenen solaren Einstrahlung werden negative Werte für $k_{\text{P,SD},i,t}$ generell zu Null gesetzt, sodass stets $0 \leq k_{\text{P,SD},i,t} \leq 1$ gilt.

$$k_{\text{P,SD},i,t} = -\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_{\text{D},i} \cdot \cos (\alpha_S - \alpha_{\text{D},i}) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_{\text{D},i} \quad (14.5-5)$$

Für Deutschland kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass PV-Module auf Dächern mit einem Neigungswinkel $\theta_{\text{Dach},i} \approx 35^\circ$ installiert sind [Wagner, 2015]. Für

Flachdächer kommen dabei Neigungskonstruktionen mit ähnlichem Neigungswinkel zum Einsatz. Unter dieser Annahme ergibt sich folglich ein allgemeiner Höhenwinkel der geneigten Dachfläche $\gamma_{D,i} = 55^\circ$ [Kaltschmitt+, 1993].

Im Folgenden muss zunächst die senkrechte Bestrahlungsintensität $I(t)$ des Lichtes in W/m^2 auf die in Abbildung 14.6 dargestellte senkrecht zum Sonnenvektor \vec{s} stehende Bezugsfläche $A_{S,i}$ am Netzknoten i ermittelt werden. Dazu wird im ersten Schritt die insbesondere bei niedrigen Sonnenhöhen deutlich abschwächende Wirkung der Atmosphäre auf die Sonnenstrahlen betrachtet, welche durch die sogenannte Air Mass AM gekennzeichnet ist. Sie wird nach [Wagemann+, 2010; Quaschnig, 2011] näherungsweise durch folgenden Zusammenhang mit der Sonnenhöhe γ_S ermittelt:

$$AM(t) = \frac{1}{\sin(\gamma_S(t))} \quad (14.5-6)$$

Im Allgemeinen beschreibt der Wert AM das Verhältnis des von den Sonnenstrahlen vermeintlich zurückgelegten Weges zu dem kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre. Bei senkrechtem Sonnenstand gilt somit $AM = 1$. Ausgehend von AM folgt mit guter Genauigkeit die senkrechte Bestrahlungsintensität $I(t)$ nach [Meinel+, 1976]:

$$I(t) = 1,1 \cdot 1\,367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 0,7^{AM(t)^{0,678}} \quad (14.5-7)$$

Der in Gleichung (14.5-7) verwendete Wert $1\,367 \text{ W}/\text{m}^2$ entspricht der von der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) festgelegten Solarkonstante E_0 , welche die langjährig gemittelte extraterrestrische Bestrahlungsstärke darstellt. Der Faktor 1,1 berücksichtigt die vom blauen Himmel abgegebene diffuse Strahlung mit akzeptabler Genauigkeit.

Die letztlich gesuchte resultierende Bestrahlungsintensität $I_{\text{res},i,t}(t)$ auf eine, um einen Azimutwinkel $\alpha_{D,i}$ gedrehte und um einen Höhenwinkel $\gamma_{D,i} = 55^\circ$ geneigte, Dachfläche am Netzknoten i ergibt sich folglich durch die Multiplikation von $I(t)$ mit dem Proportionalitätsfaktor $k_{P,SD,i,t}$ nach Gleichung (14.5-8):

$$I_{\text{res},i,t} = I(t) \cdot k_{P,SD,i,t} \quad (14.5-8)$$

Ausgehend von der resultierenden Bestrahlungsintensität $I_{\text{res},i,t}$ ist die potenzielle zeitabhängige Gesamtmodulleistung $P_{\text{PV,Modul,ges,pot},i,t}$ für eine PV-Anlage an einem Netzknoten i zum Zeitpunkt t nach Gleichung (14.5-9) ableitbar. Dabei wird angenommen, dass die gesamte PV-Modulfläche $A_{\text{PV},i}$ nach Gleichung (14.5-10), der

Modulwirkungsgrad $\eta_{\text{Modul},i}$ und der im weiteren Verlauf erläuterte altersabhängige Wirkungsgrad $\eta_{\text{Alter},i,t}$ nach Gleichung (14.5-11) bekannt sind.

$$P_{\text{PV,Modul,ges,pot},i,t}(t) = I(t) \cdot k_{\text{PSD},i,t} \cdot A_{\text{PV},i} \cdot \eta_{\text{Modul},i} \cdot \eta_{\text{Alter},i,t}(t) \quad (14.5-9)$$

$$A_{\text{PV},i} = 1,64 \frac{\text{m}^2}{\text{Modul}} \cdot \text{Anzahl an Modulen} = 1,64 \frac{\text{m}^2}{\text{Modul}} \cdot \frac{P_{\text{PV,Modul,ges,inst},i}}{P_{\text{PV,Modul,einzel},i}} \quad (14.5-10)$$

Die Berechnung der, dem Netzbetreiber in der Regel unbekannt, Gesamtmodulfläche $A_{\text{PV},i}$ gemäß Gleichung (14.5-10) basiert auf der Annahme, dass ein PV-Modul eine durchschnittliche Oberfläche von $1,64 \text{ m}^2$ hat [Wagner, 2015]. Es wird vorausgesetzt, dass die Anzahl an Modulen durch die Division aus bekannter installierter PV-Leistung $P_{\text{PV,ges,inst},i}$ und einer entsprechend bekannten Einzelmodulleistung $P_{\text{PV,Modul,einzel},i}$ ermittelt werden kann. Aktuell verfügbare PV-Module weisen gemäß [Quaschnig, 2011] eine mittlere Einzelmodulleistung von 218 W auf. Aufgrund der Tatsache, dass die tatsächlichen Modulleistungen der installierten PV-Anlagen grundsätzlich nicht bekannt sind, wird zur Bestimmung der Modulanzahl stets $P_{\text{PV,Modul,einzel},i} = 218 \text{ W}$ vorausgesetzt. Für den Modulwirkungsgrad wird üblicherweise ein Wert von 13% angenommen, der sich als Durchschnittswert insbesondere für polykristalline PV-Module bewährt hat [Wesselak+, 2017; Heuck+, 2010].

Die von den PV-Modulen bereitgestellte elektrische Leistung verringert sich mit deren Alter $t_{\text{PV},i}$, wobei die Modulhersteller eine garantierte, jedoch zeitabhängige, relative Modulausgangsleistung $p_{\text{Modul},g}$ angeben. Typische Werte für $p_{\text{Modul},g}$ sind in Anlehnung an [Solon, 2012] in Tabelle 14.4 dargestellt:

Tabelle 14.4: Typische Garantiewerte für die alterungsabhängige Ausgangsleistung von PV-Modulen bezogen auf die Neuinstallation

t_{PV} in Jahren	< 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	20 – 25
$p_{\text{Modul},g}$ in %	95	90	87	83	80

Der tabellarische Zusammenhang kann durch eine Funktion zweiten Grades angenähert werden, sodass $p_{\text{Modul},g}$ für ein beliebiges, in Jahren angegebenes, Anlagenalter $t_{\text{PV},i}$ berechnet werden kann. Der resultierende Wert entspricht nach Gleichung (14.5-11) einem altersabhängigen Wirkungsgrad $\eta_{\text{Alter},i,t}$.

$$\eta_{\text{Alter},i,t}(t) = 0,0001 \cdot t_{\text{PV},i}^2 - 0,01044 \cdot t_{\text{PV},i} + 0,9993 \quad (14.5-11)$$

Die Ausgangsleistung der PV-Module wird über einen Wechselrichter in das öffentliche NS-Netz geleitet. Somit muss der leistungsabhängige Wirkungsgrad η_{WR} des Wechselrichters berücksichtigt werden. Führende Hersteller von Wechselrichtern nennen in den Datenblättern ihrer Geräte vereinfachende η_{WR} -Werte, die vom Verhältnis aus aktueller Scheinleistung S_{akt} und Wechselrichter-Bemessungsleistung S_{rWR} , unter Vernachlässigung der Blindleistung, abhängen. Tabelle 14.5 zeigt hierzu Werte für η_{WR} in Anlehnung an [SMA, 2010].

Tabelle 14.5: Wirkungsgrad η_{WR} von PV-Wechselrichtern

$\frac{S_{akt}}{S_{rWR}}$ in %	< 7	7 – 16	16 – 32	≥ 32
η_{WR} in %	75	85	93	95

Gemäß den Angaben kann durch Interpolation für jedes Leistungsverhältnis S_{akt}/S_{rWR} der entsprechende Wechselrichter-Wirkungsgrad $\eta_{WR,i,t}$ für einen Wechselrichter am Netzknoten i zum Zeitpunkt t näherungsweise bestimmt werden. Ausgehend von diesem Wert und $P_{PV,Modul,ges,pot,i,t}$ ergibt sich die zeitabhängige potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,t}$, bei klaren Wetterverhältnissen, nach Gleichung (14.5-12) unter der vereinfachten Annahme einer PV-Wechselrichter-Blindleistung von $Q_{PV,WR,i,t} = 0$ var zu:

$$P_{PV,WR,pot,i,t}(t) = P_{PV,Modul,ges,pot,i,t}(t) \cdot \eta_{WR,i,t} \quad (14.5-12)$$

Der ermittelte Wert kann für alle Zeitpunkte analog zum Verhältnis der einphasigen Bemessungsleistungen $S_{rWR,i,Lx}$ des Wechselrichters aufgeteilt werden, sodass für die Anlage abhängig vom Leiter Lx eine zeitabhängige potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}$ vorliegt:

$$P_{PV,WR,pot,i,Lx,t}(t) = \frac{S_{rWR,i,Lx}}{S_{rWR,i}} \cdot P_{PV,WR,pot,i,t}(t) \quad (14.5-13)$$

14.6 Genauigkeit der Nachbildung von Photovoltaikanlagen

Gemäß Abschnitt 4.2.3 im Hauptteil kann die zeitlich maximal mögliche Wirkleistung einer PV-Anlage am Netzknoten i , die zugleich auch als potenzielle PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,i,t}$ bezeichnet wird, für alle Zeitpunkte t in guter Näherung bestimmt werden. Voraussetzung hierfür ist die möglichst genaue Kenntnis der PV-Anlagendaten sowie die präzise Nachbildung des Sonnenstandes.

Kapitel 7 beschreibt den Feldtest des entwickelten Netzzustandsschätzsystems in dem in Abschnitt 6.2 vorgestellten Testnetz. Diesbezüglich wurden von 17 PV-Anlagen die Einspeiseleistungen messtechnisch über einen mehrmonatigen Zeitraum erfasst, aufbereitet und mit den analog zu Abschnitt 4.2.3.2 berechneten potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistungen $P_{PV,WR,pot,i,t}$ verglichen. Abbildung 14.7 beinhaltet diesbezüglich drei mit (A) bis (C) gekennzeichnete charakteristische Zeitverläufe für eine PV-Anlage mit einer Wechselrichter-Bemessungscheinleistung von 8,5 kVA.

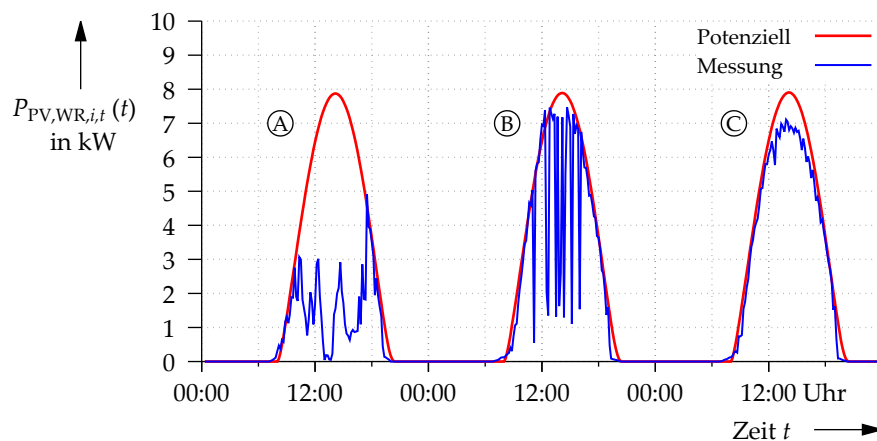


Abbildung 14.7: Vergleich potenzieller und gemessener PV-Wechselrichter-Wirkleistungen

Zeitverlauf (A) zeigt die typische PV-Einspeiseleistung bei hoher Bewölkung und Niederschlag. Erkennbar ist die gute zeitliche Übereinstimmung der Verläufe in den Morgen- und Abendstunden. Zeitverlauf (B) gilt für einen Sommertag mit zeitweiser Bewölkung. Auffallend sind dabei die hohen Gradienten bei vorübergehender Abschattung der PV-Module durch Wolken. Die Differenzen zwischen potenzieller und gemessener Wirkleistung im Bereich maximaler $P_{PV,WR,pot,i,t}$ -Werte sind durch systematische Fehler zu erklären. So bildet das vereinfachte PV-Anlagenmodell nur näherungsweise Temperatur- und Alterungseffekte sowie eine etwaige Modulverschmutzung ab. Eine zeitabhängige Modulabschattung ist ebenso wie der Einfluss

der diffusen Strahlung nicht nachgebildet. Zudem führen auch die in der Praxis unbekannt leistungabhängigen Wirkungsgrade der PV-Module und Wechselrichter, die Vernachlässigung der PV-Wechselrichter-Blindleistung bei der Berechnung der potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistungen, die Nichtberücksichtigung defekter Module oder sonstige Unterschiede zu den Herstellerangaben in Datenblättern gegebenenfalls zu Abweichungen. Auch systematische Fehler bei der Berechnung des Bewölkungsgrades $BG(t)$ sind als Fehlerquelle möglich. Der dritte Zeitverlauf © zeigt letztlich die Wirkleistungs-Einspeisung bei nahezu wolkenlosen Witterungsbedingungen.

Die Verifikation des Ersatzmesswertprozesses für PV-Anlagen aus Abschnitt 4.2.3 erfolgt mithilfe von vier, mit A1 bis A4 bezeichneten, PV-Anlagen an unterschiedlichen Orten des Testnetzes, von denen im Rahmen des Feldtestes die Leistungseinspeisungen messtechnisch erfasst wurden. Für alle PV-Anlagen $A_i, i \in \{1 \dots 4\}$, sind zunächst die potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistungen $P_{PV,WR,pot,A_i,t}$ gemäß Gleichung 4.2-1. Dadurch liegen für jede PV-Anlage die gemessenen und potenziellen Einspeiseleistungen $P_{PV,mess,A_i,t}$ und $P_{PV,WR,pot,A_i,t}$ nach Tabelle 14.6 vor.

Im Anschluss wird ausgehend von den PV-Anlagen A2 bis A4 sowie den zugehörigen Anlagendaten der für das NS-Netz gültige Bewölkungsgrad $BG_{A2,A3,A4}(t)$ analog zu Gleichung (4.2-3) im Hauptteil berechnet. Durch die Multiplikation von $BG_{A2,A3,A4}(t)$ mit der potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistung $P_{PV,WR,pot,A1,t}$ der Anlage A1 ist es möglich, vergleichsweise genaue Ersatzmesswerte für die aktuelle Wirkleistungseinspeisung dieser PV-Anlage zu erhalten. Die diesbezüglich prognostizierte Wirkleistung wird gemäß Tabelle 14.6 mit $P_{PV,ers,A1,t}$ bezeichnet.

Die Bestimmung der Prognosegenauigkeit erfolgt schließlich anhand der vorliegenden gemessenen, potenziellen und prognostizierten Wirkleistungswerte für die PV-Anlage A1 mit einer Wechselrichter-Bemessungsscheinleistung von 12 kW über einen Betrachtungs-

Tabelle 14.6: PV-Anlagen und vorliegende Testgrößen

Anlagenbezeichnung	Gemessene Wirkleistung	Potenzielle Wirkleistung	Prognostizierte Wirkleistung
Anlage A1	$P_{PV,mess,A1,t}$	$P_{PV,WR,pot,A1,t}$	$P_{PV,ers,A1,t}$
Anlage A2	$P_{PV,mess,A2,t}$	$P_{PV,WR,pot,A2,t}$	
Anlage A3	$P_{PV,mess,A3,t}$	$P_{PV,WR,pot,A3,t}$	
Anlage A4	$P_{PV,mess,A4,t}$	$P_{PV,WR,pot,A4,t}$	

tungszeitraum von einem Jahr und einer zeitlichen Auflösung der einzelnen Werte von zehn Minuten. Charakteristische Zeitverläufe der Größen aus dem Frühjahr 2015 werden in den nachfolgenden Abbildungen aufgezeigt. Abbildung 14.8 visualisiert dabei die potenzielle, prognostizierte sowie gemessene PV-Wechselrichter-Wirkleistung der PV-Anlage A1 für den 20.03.2015 zwischen 06:00 Uhr und 22:00 Uhr. An diesem Tag fand am Vormittag in West- und Mitteleuropa eine partielle Sonnenfinsternis statt. Im Testgebiet in Kaiserslautern lagen zudem nahezu bewölkungsfreie Wetterbedingungen vor. Folglich ergibt sich der dargestellte Verlauf ohne hohe Leistungsgradienten. Wie deutlich erkennbar ist, weichen die prognostizierten Leistungswerte nur geringfügig von den tatsächlich gemessenen Werten ab.

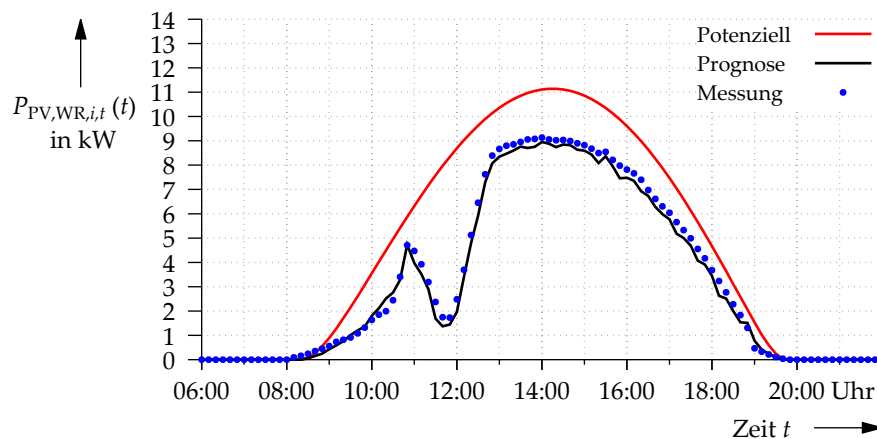


Abbildung 14.8: Zeitlicher Verlauf der potenziellen, prognostizierten und gemessenen PV-Wechselrichter-Wirkleistung der PV-Anlage A1 am 20.03.2015

Weitere Zeitverlaufdiagramme zeigen die Abbildungen 14.9 bis 14.11 auf Seite 162. Wie erkennbar, unterscheiden sich die gemessenen und prognostizierten Leistungswerte größtenteils nur geringfügig um etwa ± 1 kW. Nur bei sehr hohen Leistungsgradienten zum Zeitpunkt der maximalen potenziellen PV-Wechselrichter-Wirkleistung treten in Abbildung 14.11 einzelne größere Abweichungen zwischen den Mess- und Prognosewerten auf. Diese sind insbesondere dadurch zu erklären, dass zum Zeitpunkt der Messwertaufnahmen die Abschattung durch Wolken nicht für alle PV-Anlagen in dem NS-Netzgebiet identisch ist und der Bewölkungsgrad somit für einen kurzen Zeitpunkt hohe Ungenauigkeiten aufweist. Durch eine entsprechend höhere Anzahl an berücksichtigten PV-Anlagen kann der Fehler jedoch verringert werden. Weiterhin können nicht zeitsynchronisierte Leistungsmessungen gegebenenfalls zu Abweichungen der Mess- und Prognosewerte führen.

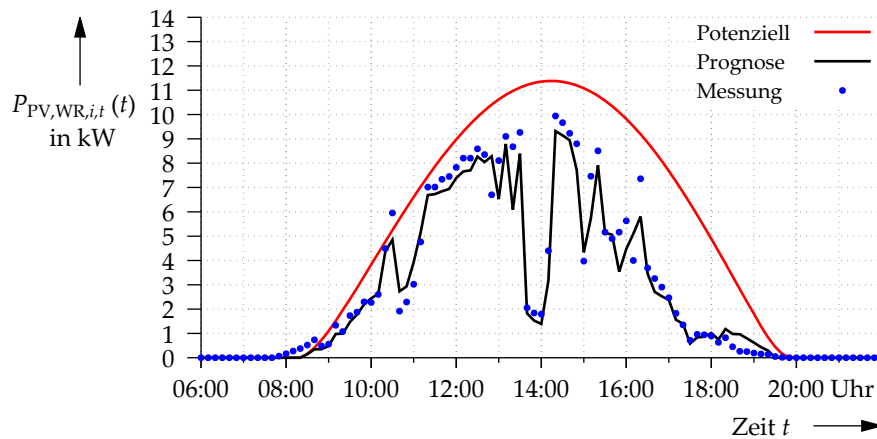


Abbildung 14.9: Zeitlicher Verlauf der potenziellen, prognostizierten und gemessenen PV-Wechselrichter-Wirkleistung der PV-Anlage A1 am 25.03.2015

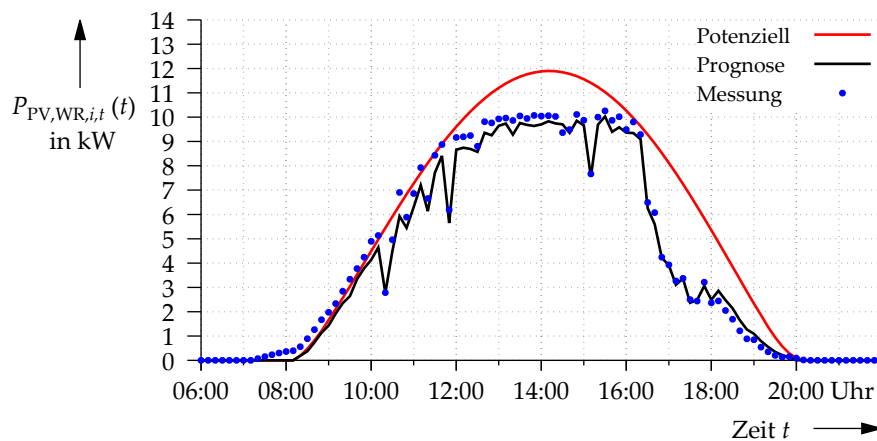


Abbildung 14.10: Zeitlicher Verlauf der potenziellen, prognostizierten und gemessenen PV-Wechselrichter-Wirkleistung der PV-Anlage A1 am 07.04.2015

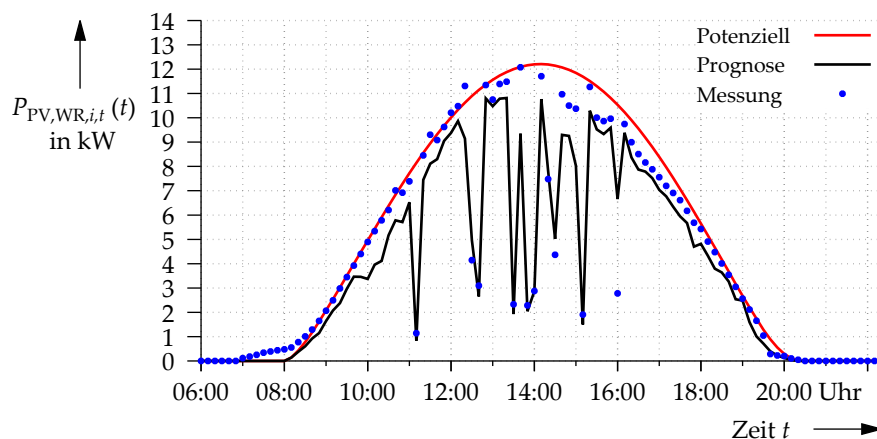


Abbildung 14.11: Zeitlicher Verlauf der potenziellen, prognostizierten und gemessenen PV-Wechselrichter-Wirkleistung der PV-Anlage A1 am 18.04.2015

Der Prognosefehler $e_{P_{PV,ers,A1,t}}$ der Ersatzwertbildung für die betrachtete PV-Anlage A1 ergibt sich allgemein für einen beliebigen Zeitpunkt t nach Gleichung (14.6-1):

$$e_{P_{PV,ers,A1,t}} = P_{PV,mess,A1,t} - P_{PV,ers,A1,t} \quad (14.6-1)$$

Mit den für einen Zeitraum von einem Jahr vorliegenden Mess- und Prognosewerten für die PV-Anlage A1 folgen die zugehörigen Prognosefehler $e_{P_{PV,ers,A1,t}}$. Die für jeden Tageszeitpunkt im Zeitbereich von 05:00 Uhr bis 22:00 Uhr ermittelten charakteristischen Prognosefehler sind in Abbildung 14.12 dargestellt. Es ist erkennbar, dass $P_{PV,mess,A1,t}$ tendenziell größer als $P_{PV,ers,A1,t}$ ist. Dies deutet auf das Vorhandensein systematischer Fehler hin, auf die bereits zu Beginn des Abschnittes eingegangen wurde, wobei der Vernachlässigung der diffusen Strahlung im PV-Anlagenmodell sowie Fehler bei der Bewölkungsgrad-Berechnung eine besondere Bedeutung beigemessen wird. Grundsätzlich sind 50% der Prognosefehler im Bereich des ersten und dritten Quartils betragsmäßig kleiner als 0,6 kW. Der zu erwartende maximale Prognosefehler ist durch die 99%- und 1%-Quantile bestimmt und liegt in etwa bei 3,5 kW im Bereich maximaler PV-Einspeiseleistung. Er ist besonders durch nicht korrekt nachgebildete Witterungsverhältnisse zu erklären. Im Hinblick auf die Netzzustandsschätzung wird die Genauigkeit der Prognosewerte als akzeptabel bewertet, da die Prognosefehler anteilig durch die Ersatzwertbildung für Haushaltslasten kompensiert werden und sich zudem über die Gesamtheit der prognostizierten PV-Anlagen ausgleichen.

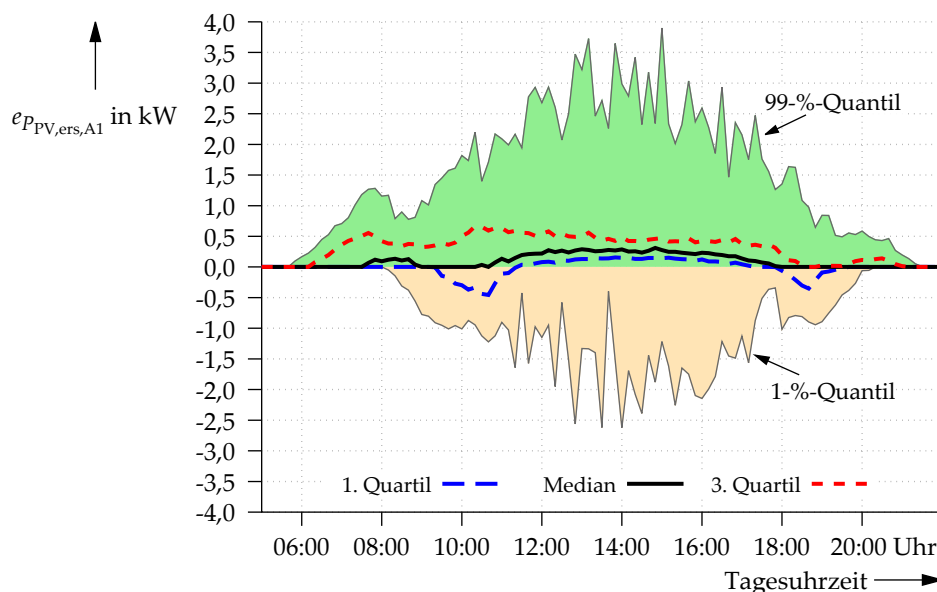


Abbildung 14.12: Prognosefehler für PV-Anlage A1 in Abhängigkeit der Tagesuhrzeit

14.7 Netzverluste in teilvermaschten Niederspannungsnetzen

Im Rahmen einer Netzanalyse für ein teilvermaschtes ländliches NS-Netz mit 100 Netzknoten wurden die Wirk- und Blindverluste $P_{V,Netz,Lx}$ und $Q_{V,Netz,Lx}$ des Netzes im Zeitraum April 2015 bis Juni 2015 für 8 637 Zeitpunkte im Abstand von 15 Minuten leiterbezogen ausgewertet. Die relativen Häufigkeiten der Werte sind den Abbildungen 14.13 und 14.14 zu entnehmen. Vereinfachend kann angenommen werden, dass die Wirknetzverluste einer Log-Normalverteilung mit Erwartungswert 50 W folgen und die maximalen Werte im Bereich 400 W liegen. Die Blindnetzverluste können nicht direkt einer Verteilung zugeordnet werden. Auffallend ist jedoch, dass das NS-Netz bei einem Erwartungswert von -20 var größtenteils kapazitiv wirkt. Der Maximalwert, welcher vornehmlich in Situationen mit hohen Leitungsauslastungen erreicht wird, liegt hingegen in etwa bei induktiven 200 var.

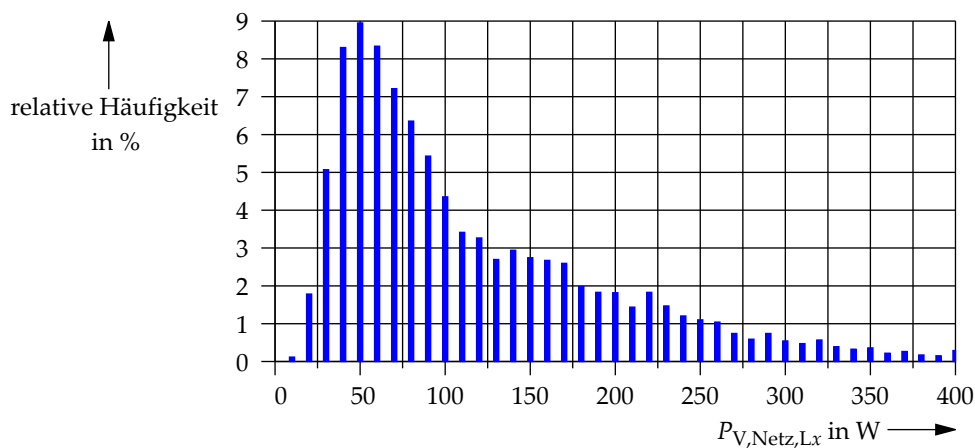


Abbildung 14.13: Empirisch bestimmte Wirknetzverluste eines NS-Netzes

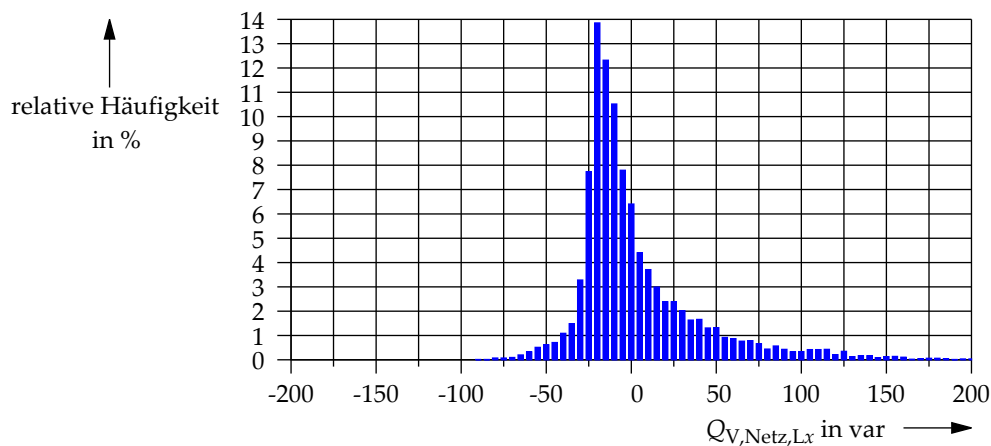


Abbildung 14.14: Empirisch bestimmte Blindnetzverluste eines NS-Netzes

14.8 Statistische Analyse von Knotenspannungen

14.8.1 Verteilung der Spannungsbeträge

Zur detaillierten Analyse der Netzknotenspannungen wurden zu jeweils 12 000 Zeitpunkten an verschiedenen Netzknoten i des in Abschnitt 6.2 vorgestellten Testnetzes messtechnisch die Spannungsbeträge erfasst. Die Auswertungen zeigen dabei, dass die Spannungsbeträge näherungsweise normalverteilt sind und mit einem spezifischen Erwartungswert und einer Standardabweichung beschrieben werden können. Der Erwartungswert variiert mit dem Betrachtungszeitraum in Abhängigkeit der Netzauslastung und der aus dem MS-Netz vorgegebenen Netzspannung. Die relative Häufigkeitsverteilung aller in zeitlichen Abständen von zehn Minuten erfassten Spannungsbetrags-Messwerte zeigt nachfolgende Abbildung 14.15:

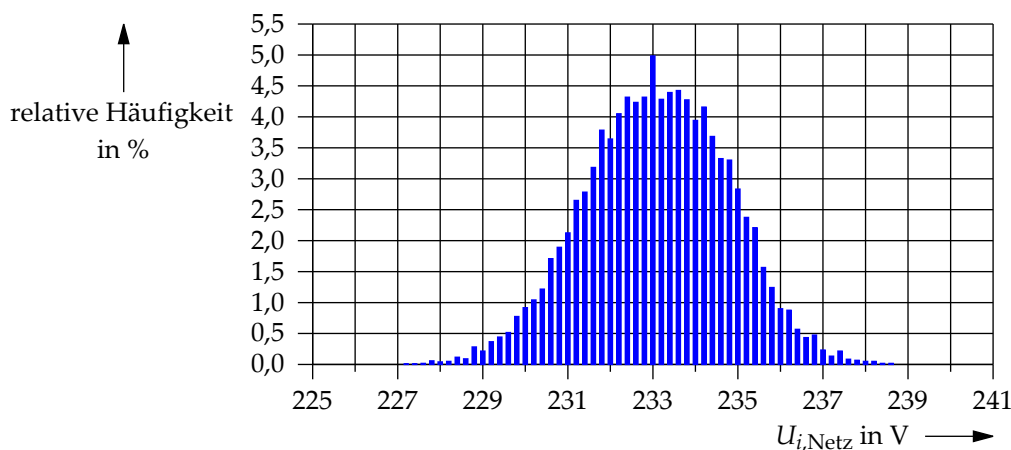


Abbildung 14.15: Näherungsweise Normalverteilung der Spannungsbeträge in NS-Netzen

Der Prozess zur Erkennung von Topologiefehlern nutzt als Eingangsdaten die Varianz der im Betrachtungsintervall liegenden Spannungsbeträge. Um Topologiefehler zeitnah erkennen zu können, wird als Betrachtungsintervall oftmals ein Zeitraum von weniger als einem Tag gewählt. Es ist zweckmäßig, nur die Zeiten mit volatiler PV-Einspeisung zu betrachten, beispielsweise von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr. Innerhalb dieses Zeitraums muss gemäß der Annahmen in Abschnitt 4.3.3.1 angenommen werden können, dass die Spannungsbeträge normalverteilt sind. Dieser Sachverhalt kann durch die zuvor betrachtete Abbildung 14.15 nicht bestätigt werden, da der Datenumfang über 12 000 Zeitpunkte für eine nur wenige Stunden betreffende Aussage zu groß ist. Folglich ist eine Auswertung über die Spannungsbetragsverteilung eines Tages durchzuführen. Hierfür werden die vorliegenden Messdaten in Tages-Zeitreihen separiert und die

charakteristischen Spannungsbetragsverläufe im Zeitraum von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr bestimmt, sodass der Messdatenumfang um ein Drittel sinkt.

Für jede Tages-Zeitreihe der Spannungsbeträge kann je eine Häufigkeitsverteilung bestimmt werden, die idealerweise einer Normalverteilung genügen sollte. Da Regelingriffe im Netz, beispielsweise durch Änderung der Stufenstellung eines Transformators, in Mittelspannungs (MS)- und NS-Netzen eine grundlegende Spannungsbetragsänderung hervorrufen und der Stichprobenumfang begrenzt ist, kann in der Realität nur eine möglichst akzeptable Anpassung an eine Normalverteilung erfolgen.

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurde für den gemessenen Spannungsbetrag ein Betrachtungsintervall von $226 \text{ V} \leq |U_i| \leq 242 \text{ V}$ festgelegt. Die Intervallschrittweite, die gleichzeitig die Klassenbreite darstellt, wurde zu $0,5 \text{ V}$ gewählt. Für jeden Tag kann nun die relative Häufigkeit eines sich in einer Klasse befindlichen Spannungsbetrages bestimmt werden. Zudem sind der Median sowie die 5%- und 95%-Quantile der relativen Häufigkeiten je Klasse ermittelbar, die nach Abbildung 14.16 in einem Häufigkeitsdiagramm darstellbar sind. Verlauf (A) stellt dabei den Median, Verlauf (B) das 5%-Quantil und Verlauf (C) das 95%-Quantil dar.

Die dargestellten Verläufe können näherungsweise durch Normalverteilungen nachgebildet werden, wodurch grundsätzlich die Annahme der normalverteilten Spannungsbeträge aufrechterhalten wird. In der Praxis auftretende Abweichungen von der Normalverteilung führen generell zu einer ungenaueren Topologiefehler-Erkennung. Dies muss in entsprechenden Fällen berücksichtigt werden.

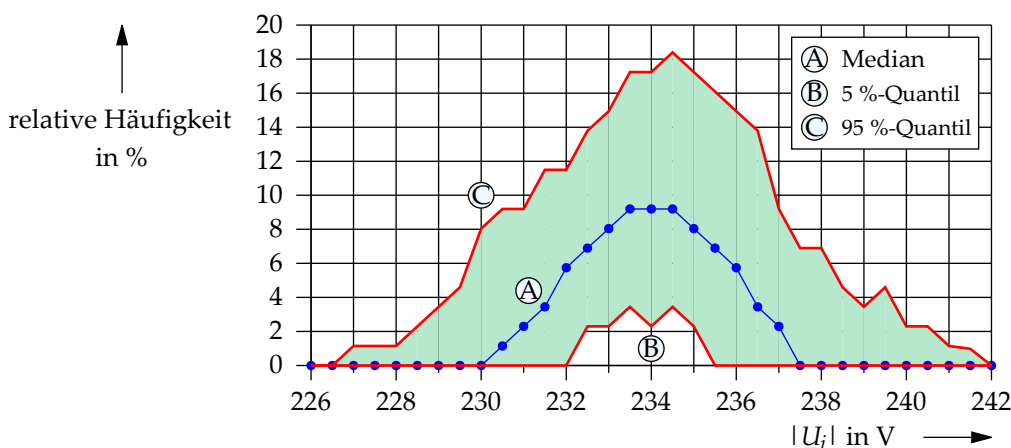


Abbildung 14.16: Median und Quantile der Häufigkeitsverteilung für Spannungsbeträge im täglichen Zeitintervall von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr

14.8.2 Ideale Korrelationskoeffizienten von Spannungsbeträgen

Der in Abschnitt 4.3 beschriebene Algorithmus zur Lokalisierung von Topologiefehlern basiert auf der Analyse der Spannungsbetragsdifferenzen von zwei Leitern, L_x und L_y , an unterschiedlichen Netzknoten i und j . Ein wesentlicher Parameter bei der Berechnung des diesbezüglichen Detektionslimits $\sigma_{\Delta U_{ij,L_x L_y}}^{\lim}$ ist der vorherrschende ideale Spannungsbetrags-Korrelationskoeffizient $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$. Ideal bedeutet dabei, dass der Wert die lineare Abhängigkeit der Spannungsbeträge zwischen zwei Leitern ohne Einflüsse von stochastischen und systematischen Messfehlern repräsentiert.

Die nachfolgend erläuterte Bestimmung realitätsnaher Werte für $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ basiert auf dem in Kapitel 6 vorgestellten Testnetz sowie der im Rahmen der simulativen Systemverifikation verwendeten dreiphasigen Leistungszeitreihen für Lasten und PV-Anlagen. Zunächst wurden für die Untersuchungen anhand umfangreicher dreiphasiger Leistungsflussberechnungen für alle Netzknoten realistische dreiphasige Spannungsbetragszeitreihen erzeugt. Im Anschluss daran konnten für jeden Netzknoten i die idealen Korrelationskoeffizienten $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ zu den umgebenden Netzknoten j ermittelt werden, wobei $L_x = L_y$ und $j = i \pm (1 \dots 3)$ galt. Die Korrelationswertberechnung erfolgte ausgehend von einem Startzeitpunkt t_0 stets mit einer Betrachtungsdauer von jeweils 100 Zeitschritten. Kabelverteilerschränke wurden als messtechnisch nicht erfasster Verzweigungsnetzknoten ohne Abgang zu einem Hausanschlusspunkt betrachtet.

Bei der Datenanalyse wurden alle $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ -Werte nach dem Netzknotenabstand sowie dem Vorhandensein eines dazwischenliegenden Verzweigungsnetzknoten sortiert und ausgewertet. Als relevant konnten insgesamt vier $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ -Varianten identifiziert werden. Die Variante N berücksichtigt dabei nur $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ -Werte für Netzknotenkombinationen $j = i \pm (1 \dots 3)$ ohne dazwischenliegende Verzweigungsnetzknoten. Die Variante 1T mit $j = i \pm 1$ beinhaltet hingegen $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}}$ -Werte von direkt angrenzenden Netzknoten, wobei einer davon ein Verzweigungsnetzknoten ist. Bei den Varianten 2T mit $j = i \pm 2$ und 3T mit $j = i \pm 3$ ist einer der vier oder sechs umliegenden Netzknoten wiederum ein Verzweigungsnetzknoten.

Die Ergebnisse der Datenanalyse sind in Abbildung 14.17 dargestellt. Wie bereits in Abschnitt 4.3.3.2 im Hauptteil erläutert, gilt in guter Näherung $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}} \geq 0,9$. Ist bei der TF-Lokalisierung das Detektionslimit $\sigma_{\Delta U_{ij,L_x L_y}}^{\lim}$ für eine Leiterkombination obgleich des minimalen Wertes $r_{U_{ij,L_x L_y}}^{\text{ideal}} = 0,9$ geringer als die untere Konfidenzintervallgrenze $\sigma_{\Delta U_{ij,L_x L_y},+}$, so sind gemäß Abschnitt 4.3 die Leiter sehr wahrscheinlich

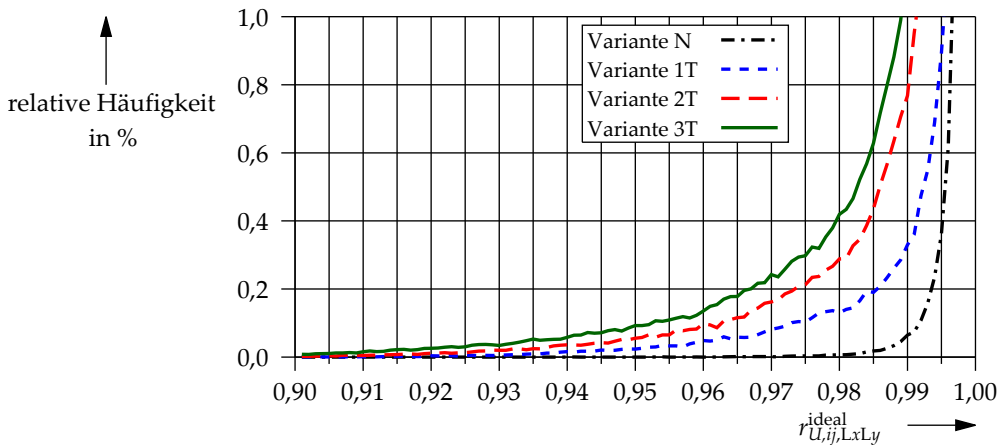


Abbildung 14.17: Relative Häufigkeit idealer Korrelationskoeffizienten für variierende Knotenabstände unter Berücksichtigung von Netzverzweigungen

nicht direkt galvanisch miteinander verbunden. Hinsichtlich der Genauigkeit der TF-Lokalisierung ist es daher zweckmäßig, den idealen Korrelationskoeffizienten ausgehend von $r_{U,ij,LxLy}^{ideal} = 1$ iterativ bis auf einen Wert von 0,9 zu verringern.

Die in Abbildung 14.17 dargestellten relativen Häufigkeiten der beschriebenen Varianten sind in ihrem grundsätzlichen Verlauf identisch. Bei der Variante N ohne Berücksichtigung von Verzweigungsnetzknuten sind 95,1 % der $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ -Werte größer als 0,999. Im Bereich $0,99 \leq r_{U,ij,LxLy}^{ideal} \leq 1$ liegen sogar 99,88 % der Werte. Ohne den Einfluss von Messfehlern besteht somit für nahe beieinanderliegende Netzknoten eine nahezu vollständige lineare Abhängigkeit der Spannungsbeträge. Dieses Ergebnis ist bedingt durch kleine Leitungslängen in NS-Netzen nicht überraschend.

Unter Berücksichtigung von Verzweigungsnetzknuten sinken aufgrund der sich teilenden Zweigströme die idealen Korrelationskoeffizienten auf bis zu $r_{U,ij,LxLy}^{ideal} = 0,9$. Am häufigsten ergeben sich niedrige $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ -Werte bei der Variante 3T, wobei immer noch 85,7 % im Bereich $0,99 \leq r_{U,ij,LxLy}^{ideal} \leq 1$ liegen. Als Minimalwert kann daher, wie bereits erläutert, ein Wert von $r_{U,ij,LxLy}^{ideal} = 0,9$ angenommen werden. Zusammenfassend ist der ideale Korrelationskoeffizient $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ ein robuster Eingangsparameter für die Lokalisierung von Topologiefehlern. Diese Aussage bestätigt auch der in Abbildung 4.1 dargestellte Verlauf des von $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ abhängigen Detektionslimits $\sigma_{\Delta U_{ij,LxLy}}^{lim}$. Geringe Fehler bei der Vorgabe von $r_{U,ij,LxLy}^{ideal}$ führen demnach nicht zu einer großen Ungenauigkeit bei der Lokalisierung von Topologiefehlern.

14.9 Strombetragsfehler in symmetrischen Komponenten

Die Linearisierung des Strombetrags $|\underline{I}_{k,s,t}|$ in symmetrischen Komponenten erfolgt durch das in Abschnitt 15.7 beschriebene Verfahren mithilfe von über Winkelfunktionen bestimmten Linearisierungsfaktoren. Zur Ermittlung dieser wird der näherungsweise geltende Phasenverschiebungswinkel $\varphi'_{UI,k,s,t}$ der Messung k im Komponentensystem s zum Zeitpunkt t benötigt, der aus den entsprechenden Real- und Imaginärteilen $I_{k,s,re,t}$ und $I_{k,s,im,t}$ ermittelt werden kann.

Die Genauigkeit des genäherten Strombetrages $|\underline{I}'_{i,s,t}|$ hängt maßgeblich von den in Abschnitt 15.5 hergeleiteten maximalen Phasenverschiebungswinkel-Fehlern $\Delta\varphi_{UI,max}$ in Leitergrößen ab. Die nachfolgende Fehlerbetrachtung basiert auf dem wahren komplexen Leiterstrom $\underline{I}_{k,Lx,t}^{wahr}$ für Leiter Lx , $x \in \{1,2,3\}$, wobei der Leiterbezug durch den Spannungs-Phasenwinkel $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ vorgegeben ist und Ströme gemäß Abschnitt 14.1 definiert sind:

$$\underline{I}_{k,Lx,t}^{wahr} = \left| \underline{I}_{k,Lx,t}^{wahr} \right| \cdot e^{-j\varphi_{UI,k,Lx,t}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (14.9-1)$$

Der Phasenverschiebungswinkel kann ausgehend von Wirk- und Blindstrommesswerten nur fehlerbehaftet berechnet werden. Der in Leitergrößen auftretende Winkelfehler $\Delta\varphi_{UI,k,Lx,t}$ führt somit zu fehlerbehafteten komplexen Leiterströmen $\underline{I}'_{k,Lx,t}$:

$$\underline{I}'_{k,Lx,t} = \underline{I}_{k,Lx,t}^{wahr} \cdot e^{j\Delta\varphi_{UI,k,Lx,t}} \quad (14.9-2)$$

Folglich sind auch die analog zu Gleichung 14.9-3 ermittelten exakten und fehlerbehafteten komplexen Ströme in symmetrischen Komponenten fehlerbehaftet.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}'_{k,1,t} \\ \underline{I}'_{k,2,t} \\ \underline{I}'_{k,0,t} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}'_{k,L1,t} \\ \underline{I}'_{k,L2,t} \\ \underline{I}'_{k,L3,t} \end{bmatrix} \quad (14.9-3)$$

Der Fehler der komplexen Ströme in symmetrischen Komponenten ergibt sich allgemein durch die Differenz der jeweiligen Strombeträge nach Gleichung 14.9-4.

$$e_{I_{k,s,t}} = \left| \underline{I}_{k,s,t}^{wahr} \right| - \left| \underline{I}'_{k,s,t} \right| \quad (14.9-4)$$

Bedingt durch die Betragsfunktionen ist der zu erwartende Fehler $e_{I_{k,s,t}}$ nur numerisch

bestimmbar. Die Ermittlung und die Verifikation von $e_{I_{k,s,t}}$ wurde daher anhand von Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Relevant ist der maximal zu erwartende auf den jeweils maximalen Betrag der Komponentenströme $|\underline{I}_{k,s,t}|$ bezogene relative Fehler $e_{I_{k,120,rel,max,t}}$ der von einer Winkelfehler-Kombination in Leitergrößen hervorgerufen wird. Er ergibt sich für eine beliebige Kombination an komplexen Leiterströmen in Prozent nach Gleichung (14.9-5), wobei im Nenner der dominierende Strombetrag $\max(|\underline{I}_{k,s,t}|)$, somit vorwiegend der Mitsystemstrom, steht.

$$e_{I_{k,120,rel,max,t}} = \frac{\max(|e_{I_{k,s,t}}|)}{\max(|\underline{I}_{k,s,t}|)} \cdot 100 \% \quad (14.9-5)$$

Zur Analyse wurden zufallsmäßig circa 7,4 Millionen realistische Stromkombinationen $\underline{I}_{k,Lx,t}$ in Leitergrößen generiert, mit Phasenverschiebungswinkel-Fehlern $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,t}}$ überlagert und letztlich die fehlerbehafteten Komponentenströme $\underline{I}'_{k,s,t}$ bestimmt. Zur Begrenzung der Berechnungsdauer wurden nur $\varphi_{UI_{k,Lx,t}}$ -Werte im Bereich $-45^\circ \leq \varphi_{UI_{k,Lx,t}} \leq 45^\circ$ berücksichtigt. Die Analyse erfolgte für $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,t}}$ im Bereich von -60° bis 60° mit einer Schrittweite von 5° . Zur Fehlerbestimmung wurde letztlich für jede Kombination mithilfe von Gleichung (14.9-5) der Wert $e_{I_{k,120,rel,max,t}}$ berechnet. Bei der Ergebnisauswertung konnte eine zeitunabhängige, jedoch nichtlineare Abhängigkeit der maximalen relativen Fehler $e_{I_{k,120,rel,max}}$ vom maximalen Phasenverschiebungswinkel-Fehler $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}}$ ermittelt werden. Abbildung 14.9-6 zeigt dazu den Verlauf $e_{I_{k,120,rel,max}} = f(\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}})$.

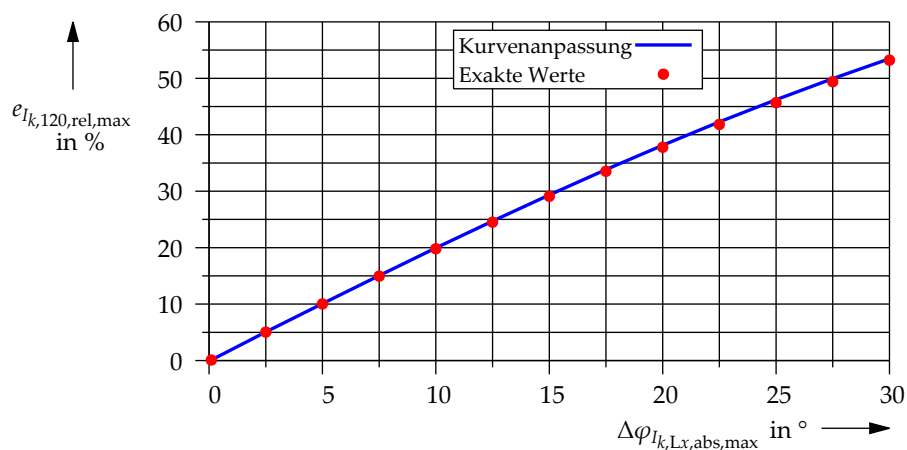


Abbildung 14.18: Maximaler Strombetragsfehler in symmetrischen Komponenten in Abhängigkeit des Stromwinkelfehlers in Leitergrößen

Abschließend soll ausgehend von der diskreten Ermittlung der $e_{I_{k,120,rel,max}}$ -Werte eine Kurvenanpassungsfunktion bestimmt werden, um den maximalen Strombetragsfehler vereinfachend abschätzen zu können. Werden die diskreten Fehlerwerte als Stützstellen verwendet, ergibt sich demnach für den relativen maximalen Strombetragsfehler in Prozent $e_{I_{k,120,rel,max}}$ die Kurvenanpassungs-Gleichung (14.9-6) in Abhängigkeit von $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}}$:

$$e_{I_{k,120,rel,max}} = \sin \left| \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}} \right| + 0,04 \cdot \sin \left(4 \cdot \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}} \right) \quad (14.9-6)$$

Es ist ersichtlich, dass grundsätzlich ein nichtlinearer Zusammenhang vorliegt, im Bereich bis $0 \leq \Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}} \leq 15^\circ$ jedoch eine nahezu lineare Abhängigkeit unterstellt werden kann. Der maximale relative Strombetragsfehler in Prozent ist in genanntem $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}}$ -Bereich zahlenmäßig doppelt so groß wie der Phasenverschiebungswinkel-Fehler $\Delta\varphi_{UI_{k,Lx,abs,max}}$.

14.10 Standardabweichungen von Residuen in symmetrischen Komponenten

Die Lokalisierung grob falscher Messfehler basiert gemäß Abschnitt 5.5.1 auf dem Verfahren der normierten Residuen. Vor der Rücktransformation in Leitergrößen müssen daher zunächst die Real- und Imaginärteile der komplexen Residuen im jeweiligen Komponentensystem s , wie in Abschnitt 15.9 beschrieben, gebildet werden:

$$\begin{bmatrix} r_{k,1,t}^N \\ r_{k,2,t}^N \\ r_{k,0,t}^N \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{r_{k,1,re}}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,2,re}}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,0,re}}} \end{bmatrix}}_{r_{k,120,re,t}} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1,re,t} \\ r_{k,2,re,t} \\ r_{k,0,re,t} \end{bmatrix} + j \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{r_{k,1,im}}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,2,im}}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,0,im}}} \end{bmatrix}}_{r_{k,120,im,t}} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1,im,t} \\ r_{k,2,im,t} \\ r_{k,0,im,t} \end{bmatrix} \quad (14.10-1)$$

Die Residuen-Standardabweichungen $\sigma_{r_{k,s,re}}$ und $\sigma_{r_{k,s,im}}$ ergeben sich für eine beliebige Messung k mit Real- und Imaginärteilgleichungen im jeweiligen Komponentensystem s direkt aus den entsprechenden Hauptdiagonalelementen der Residuen-

Kovarianzmatrix Ω_{120} wobei allgemein gilt:

$$\sigma_{r_{k,s, \text{re/im}}} = \sqrt{\Omega_{kk, s, \text{re/im}}} \quad (14.10-2)$$

Durch üblicherweise leiterunabhängige Messgenauigkeiten für Real- und Imaginärteile sind auch die entsprechenden Residuen-Standardabweichungen einer Messung k in symmetrischen Komponenten identisch:

$$\sigma_{r_{k,120, \text{re}}} = \sigma_{r_{k,1, \text{re}}} \approx \sigma_{r_{k,2, \text{re}}} \approx \sigma_{r_{k,0, \text{re}}} \quad (14.10-3)$$

$$\sigma_{r_{k,120, \text{im}}} = \sigma_{r_{k,1, \text{im}}} \approx \sigma_{r_{k,2, \text{im}}} \approx \sigma_{r_{k,0, \text{im}}} \quad (14.10-4)$$

Sind die Standardabweichungen der Messfehler in Leitergrößen für Wirk- und Blindstrommesswerte identisch, sind auch die absoluten Residuen in symmetrischen Komponenten in vergleichbarer Größenordnung. Unter dieser Annahme ergibt sich zudem, dass auch die Standardabweichungen der Real- und Imaginärteil-Residuen in symmetrischen Komponenten in der Regel betragsmäßig nur geringfügig voneinander abweichen. Somit kann in guter Näherung grundsätzlich angenommen werden, dass $\sigma_{r_{k,120, \text{re}}}$ und $\sigma_{r_{k,120, \text{im}}}$ einer Messung k ähnlich sind:

$$\sigma_{r_{k,120}} \approx \sigma_{r_{k,120, \text{re}}} \approx \sigma_{r_{k,120, \text{im}}} \quad (14.10-5)$$

Im Rahmen der in Kapitel 6 beschriebenen Systemverifikation wurde diese Annahme bestätigt. Für die diesbezügliche Untersuchung wurden die Hauptdiagonalelemente von Ω_{120} für das in Abschnitt 6.2 vorgestellte Testnetz und die in Abschnitt 3.4 genannten Messgenauigkeiten ermittelt und untereinander verglichen. In Abhängigkeit des Messtyps ergaben sich folgende Standardabweichungen $\sigma_{r_{k,120}}$:

Tabelle 14.7: Praktische Werte für die Residuen-Standardabweichungen in symmetrischen Komponenten in Abhängigkeit des Messtyps

Messtyp	$\sigma_{r_{k,120}}$
Spannungsbetragmessungen:	0,39 V
Wirk- und Blindstrommessungen (Hausanschlusspunkte):	0,04 A ... 0,06 A
Wirk- und Blindstrommessungen (Ortsnetzstation):	0,23 A
Strombetragmessungen:	0,23 A

Die Residuen-Standardabweichungen sind abhängig von der Netztopologie des betrachteten Netzes, des gewählten Messkonzepts inklusive der lokalen Messwertredundanz an einem betrachteten Messpunkt und der Genauigkeiten der eingesetzten Messgeräte. Dies folgt auch aus der allgemeinen Berechnung der Residuen-Kovarianzmatrix $\mathbf{\Omega}_{120}$ gemäß Abschnitt 15.1. Grundsätzlich gilt, dass für eine zuverlässige und voneinander unabhängige Erkennung grob falscher Messfehler die Hauptdiagonalelemente von $\mathbf{\Omega}_{120}$ um ein Vielfaches größer als die Nebendiagonalelemente sein müssen, da nur dann die Unabhängigkeit der einzelnen Messungen gewährleistet ist.

Im Rahmen der Systemverifikation wurde ermittelt, dass Spannungs- und Strombetragsmessungen sowie Wirk- und Blindstrommessungen an den Hauptkabelsträngen der Ortsnetzstation voneinander weitestgehend unabhängig sind. Die an Hausanschlusspunkten erfassten Wirk- und Blindströme weisen jedoch insbesondere innerhalb eines Leitungsstranges große Abhängigkeiten auf, was sich in entsprechend großen Nebendiagonalelementen von $\mathbf{\Omega}_{120}$ zeigt.

In Fällen geringer lokaler Messwertredundanz, sind die zugehörigen Hauptdiagonalelemente in $\mathbf{\Omega}_{120}$ klein und die Nebendiagonalelemente in einer vergleichbaren Größenordnung. Dies ist darin begründet, dass ein Messfehler bereits über die Residuen-Sensitivitätsmatrix \mathbf{K} nicht mit hoher Wahrscheinlichkeit einer Messung zugeordnet werden kann. In der Folge sind die entsprechenden $\sigma_{r_{k,120}}$ -Werte, welche den Hauptdiagonalelementen entsprechen, in Tabelle 14.7 für Wirk- und Blindstrommessungen an Hausanschlusspunkten klein. Durch die Berücksichtigung von Strombetragsmessungen mithilfe des in Abschnitt 15.7 beschriebenen Linearisierungsansatzes ist, obgleich dieses Sachverhalts, die leiterbezogene Bad-Data-Lokalisierung auch für diesen Messtyp dennoch möglich.

15 Mathematischer Anhang

15.1 Ermittlung der Residuen-Kovarianzmatrix

Die Erkennung von grob falscher Messfehlern, sogenannten Bad Data, im Rahmen der Netzzustandsschätzung erfolgt vielfach mithilfe der Methode der größten normierten Residuen. Zur Normierung der Elemente des Residuenvektors wird die Kovarianz jedes Messwertes benötigt. Diese wird im folgenden zunächst für die WLS-Normalgleichungen und darauf folgend für den Augmented-Matrix-Ansatz hergeleitet. Betrachtet wird stets das lineare Messmodell aus Gleichung (15.1-1).

$$\mathbf{z}^{\text{mess}} = \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{e} = \mathbf{z}^{\text{wahr}} + \mathbf{e} \quad (15.1-1a)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \quad (15.1-1b)$$

Bei Verwendung der Normalgleichungen ergibt sich der wahrscheinlichste Netzzustandsvektor $\hat{\mathbf{x}}$ ausgehend von dem Messvektor \mathbf{z}^{mess} , der Verstärkungsmatrix \mathbf{G} , der Messmodellmatrix \mathbf{H} und der Gewichtungsmatrix \mathbf{R} wie folgt [Abur+, 2004].

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{z}^{\text{mess}} \quad (15.1-2)$$

Dann folgt der Zusammenhang zwischen dem Messvektor \mathbf{z}^{mess} und dem wahrscheinlichsten Messvektor $\hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}}$ ausgehend vom wahrscheinlichsten Netzzustand $\hat{\mathbf{x}}$ gemäß Gleichung (15.1-3), wobei $\mathbf{K} = \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}$ ist:

$$\hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{z}^{\text{mess}} \quad (15.1-3)$$

Weiterhin gilt für den Zusammenhang zwischen dem Messfehlervektor \mathbf{e} und dem Residuenvektor \mathbf{r} unter Verwendung der Einheitsmatrix \mathbf{E} sowie \mathbf{K} [Abur+, 2004]:

$$\mathbf{r} \approx \mathbf{z}^{\text{mess}} - \hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}} = (\mathbf{E} - \mathbf{K}) \cdot \mathbf{e} = \mathbf{S}_r \cdot \mathbf{e} \quad (15.1-4)$$

Ausgehend von der Matrix \mathbf{S}_r , die als Residuen-Sensitivitätsmatrix bezeichnet wird, sowie dem Messfehlervektor \mathbf{e} , lässt sich durch Gleichung (15.1-4) der Residuenvektor \mathbf{r} näherungsweise ermitteln. Der umgekehrte Vorgang ist nicht möglich, da \mathbf{S}_r nicht invertierbar ist. Die prinzipielle Erkennbarkeit von Bad Data aufgrund hoher loka-

ler Messwertredundanzen kann insbesondere mittels S_r detailliert analysiert werden. Betragsmäßig große Hauptdiagonalelemente deuten bei sonst sehr kleinen Werten der Nebendiagonalelemente auf eine gute Bad-Data-Erkennbarkeit hin. Die Erwartungswerte $E(\mathbf{r})$ sowie die Kovarianz $\text{Cov}(\mathbf{r})$ des Residuenvektors ergeben sich dann zu:

$$E(\mathbf{r}) = E(S_r \cdot \mathbf{e}) = S_r \cdot E(\mathbf{e}) = \mathbf{0} \quad (15.1-5)$$

$$\text{Cov}(\mathbf{r}) = \mathbf{\Omega} = S_r \cdot \mathbf{R} \quad (15.1-6)$$

Die Matrix $\mathbf{\Omega}$ wird als Residuen-Kovarianzmatrix bezeichnet. Idealerweise sind die Hauptdiagonalelemente um ein Vielfaches höher als die Nebendiagonalelemente. Ausgehend von $\mathbf{\Omega}$ lässt sich zeigen, dass \mathbf{r} und somit auch die darin enthaltenen Residuen nach Gleichung (15.1-7) normalverteilt sind [Abur+, 2004]:

$$\mathbf{r} \sim \mathcal{N}(0, \mathbf{\Omega}) \quad (15.1-7)$$

Durch Bezug eines Residuums r_k der Messung k auf das entsprechende Diagonalelement von $\mathbf{\Omega}$ ergibt sich das normierte Residuum r_k^{N} wobei gilt:

$$r_k^{\text{N}} = \frac{r_k}{\sqrt{\Omega_{kk}}} = \frac{r_k}{\sqrt{R_{kk} \cdot S_{kk}}} \quad (15.1-8)$$

$$\mathbf{r}^{\text{N}} \sim \mathcal{N}(0, 1) \quad (15.1-9)$$

Somit sind die normierten Residuen untereinander vergleichbar und können zur Bestimmung von Bad Data verwendet werden.

Bei Verwendung des Augmented-Matrix-Ansatzes (AM) kann die Residuen-Kovarianzmatrix $\mathbf{\Omega}$ nicht durch die erläuterte Vorgehensweise ermittelt werden, da keine direkten analytischen Beziehungen zwischen $\hat{\mathbf{z}}^{\text{mess}}$ und \mathbf{z}^{mess} abgeleitet werden können. Somit muss $\mathbf{\Omega}$ gemäß [Wu+, 1988] durch einen anderen Ansatz ermittelt werden.

Zunächst wird für die Bestimmung von $\mathbf{\Omega}$ der Estimationsfehlervektor $\Delta \mathbf{x}$ sowie dessen vereinfachter Einfluss auf den Residuenvektor \mathbf{r} betrachtet:

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x}^{\text{wahr}} - \hat{\mathbf{x}} \quad (15.1-10)$$

$$\mathbf{r} \approx \mathbf{z}^{\text{mess}} - \mathbf{H} \cdot \hat{\mathbf{x}} \approx \mathbf{e} + \mathbf{H} \cdot \Delta \mathbf{x} \quad (15.1-11)$$

Weiterhin gelten bei Verwendung von Δx und r für den Augmented-Matrix-Ansatz folgende Beziehungen:

$$\mathbf{H}_R^T \cdot \boldsymbol{\mu} + \mathbf{C}^T \cdot \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0} \quad (15.1-12)$$

$$\mathbf{C} \cdot \Delta x = \mathbf{0} \quad (15.1-13)$$

$$\boldsymbol{\mu} = \alpha \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot r \quad (15.1-14)$$

Analog zu Gleichung (2.3-22) im Hauptteil kann mit dem Estimationsfehlervektor Δx näherungsweise das in Gleichung (15.1-15) beschriebene Gleichungssystem aufgestellt werden. Es beinhaltet die bekannte Hachtel-Matrix A_H .

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} & \mathbf{H}_R & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_R^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix}}_{\text{Hachtel-Matrix } A_H} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu} \\ -\Delta x \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (15.1-15)$$

Im folgenden Schritt wird allgemein die Inverse A_H^T der Hachtel-Matrix A_H gebildet:

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} & \mathbf{H}_R & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_R^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2^T & A_3^T \\ A_2 & A_4 & A_5^T \\ A_3 & A_5 & A_6 \end{bmatrix} \quad (15.1-16)$$

Somit gilt für den Lösungsvektor des Gleichungssystems nach Gleichung (15.1-17):

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu} \\ -\Delta x \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot r \\ -\Delta x \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2^T & A_3^T \\ A_2 & A_4 & A_5^T \\ A_3 & A_5 & A_6 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 \cdot e \\ A_2 \cdot e \\ A_3 \cdot e \end{bmatrix} \quad (15.1-17)$$

Folglich kann der Residuenvektor r ausgehend vom Messfehlervektor e nach Gleichung (15.1-18) beschrieben werden. Zudem ergibt sich ein Ausdruck für die Residuen-Sensitivitätsmatrix $S_{r,AM}$:

$$r = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot A_1 \cdot e = S_{r,AM} \cdot e \quad (15.1-18)$$

$$S_{r,AM} = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot A_1 \quad (15.1-19)$$

Unter Berücksichtigung von $\text{Cov}(\mathbf{r}) = E(\mathbf{r} \cdot \mathbf{r}^T)$ und $A_1^T = A_1$ gilt:

$$\text{Cov}(\mathbf{r}) = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{R} \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot \mathbf{A}_1^T \cdot \mathbf{R} \quad (15.1-20)$$

$$= \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{R} \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{R} \quad (15.1-21)$$

Aus Gleichung (15.1-17) können weiterhin folgende Beziehungen abgeleitet werden:

$$\mathbf{H}_R^T \cdot \mathbf{A}_1 + \mathbf{C}^T \cdot \mathbf{A}_3 = \mathbf{0} \quad (15.1-22)$$

$$\frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 + \mathbf{H}_R \cdot \mathbf{A}_2 = \mathbf{E} \quad (15.1-23)$$

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{A}_2 = \mathbf{0} \quad (15.1-24)$$

Durch Umstellung der Gleichungen (15.1-22) und (15.1-23) ergibt sich:

$$\mathbf{H}_R = -\mathbf{A}_1^{-1} \cdot (\mathbf{A}_3^T \cdot \mathbf{C}) \quad (15.1-25)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_1 \cdot \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 &= \mathbf{A}_1 - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{H}_R \cdot \mathbf{A}_2 \\ &= \mathbf{A}_1 - \mathbf{A}_1 \cdot \left(-\mathbf{A}_1^{-1} \cdot \mathbf{A}_3^T \cdot \mathbf{C} \right) \cdot \mathbf{A}_2 \\ &= \mathbf{A}_1 + \mathbf{A}_3^T \cdot \underbrace{\mathbf{C} \cdot \mathbf{A}_2}_{\text{Gl. (15.1-24)}} \\ &= \mathbf{A}_1 \end{aligned} \quad (15.1-26)$$

Nach dem Einsetzen der Beziehung $\mathbf{A}_1 \cdot \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 = \mathbf{A}_1$ gilt für die gesuchte Residuen-Kovarianzmatrix $\mathbf{\Omega}$ der Zusammenhang nach Gleichung (15.1-27).

$$\text{Cov}(\mathbf{r}) = \mathbf{\Omega} = \frac{1}{\alpha} \mathbf{R} \cdot \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{R} = \mathbf{S}_{r,AM} \cdot \mathbf{R} \quad (15.1-27)$$

Ausgehend von Gleichung (15.1-27) kann die Normierung der Residuen für den Augmented-Matrix-Ansatz nach Gleichung (15.1-8) erfolgen, welche diesbezüglich als Basis für die Erkennung von Bad Data dient.

15.2 Auswirkungen von Spannungsmessfehlern bei Zweigstromberechnungen

Vielfach soll ausgehend von zwei Spannungsbetragsmesswerten $|\underline{U}_i|$ und $|\underline{U}_j|$, welche an den nahe beieinanderliegenden Netzknoten i und j unabhängig voneinander zum Zeitpunkt t auf Leiter Lx erfasst werden, der Zweigstrombetrag $|\underline{I}_{ij}|$ zwischen den Knoten berechnet werden. Abbildung 15.1 zeigt hierzu die Netzanordnung mit den relevanten elektrischen Größen bei vernachlässigten Quergliedern.

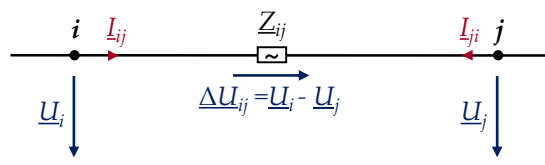


Abbildung 15.1: Netzausschnitt mit den Knoten i und j

Aufgrund der Überlagerung der exakten Spannungsbetragsmesswerte mit Messfehlern ist der berechnete Zweigstromwert fehlerbehaftet. Die Abschätzung des zu erwartenden Zweigstromfehlers ist Gegenstand der nachfolgenden Betrachtung, bei der aus Gründen der Übersichtlichkeit auf Leiter- und Zeitindizes verzichtet wird. Zudem wird angenommen, dass die Differenz der Spannungswinkel an den Netzknoten i, j vergleichsweise klein ist, sodass der daraus entstehende Strombetragsfehler grundsätzlich vernachlässigbar ist.

Die fehlerbehaftete Spannungsbetragsdifferenz ΔU_{ij} ergibt sich ausgehend von $|\underline{U}_i|$ und $|\underline{U}_j|$ allgemein nach Gleichung (15.2-1). Der berechnete fehlerbehaftete Strombetrag $|\underline{I}_{ij}|$ folgt mit dem Zweigimpedanzbetrag $|\underline{Z}_{ij}|$ nach Gleichung (15.2-2).

$$\Delta U_{ij} = |\underline{U}_i| - |\underline{U}_j| \quad (15.2-1)$$

$$|\underline{I}_{ij}| \approx \frac{\Delta U_{ij}}{|\underline{Z}_{ij}|} \quad (15.2-2)$$

Generell kann ΔU_{ij} nach Gleichung (15.2-3) in einen exakten Wert $\Delta U_{ij, \text{exakt}}$ und einen Fehlerwert $e_{\Delta U, ij}$ aufgeteilt werden, wobei der Fehlerwert nach Gleichung (15.2-4) nochmals aufgesplittet wird. $e_{\Delta U, ij, \text{sto}}$ entspricht dabei dem stochastischen Messfehler, $e_{\Delta U, ij, t}$ dem Fehler durch nicht zeitsynchron erfasste Spannungsbetragsmesswerte und

$e_{\Delta U,ij,MWB}$ dem Fehler, welcher durch die Methode der Messwerterfassung, insbesondere der Mittelwertbildung (MWB), entsteht.

$$\Delta U_{ij} = \Delta U_{ij,exakt} + e_{\Delta U,ij} \quad (15.2-3)$$

$$e_{\Delta U,ij} = e_{\Delta U,ij,sto} + e_{\Delta U,ij,t} + e_{\Delta U,ij,MWB} \quad (15.2-4)$$

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die Messungen der Spannungsbeträge unabhängig voneinander erfolgen und dass jeder Messfehler e_{U_i} an jedem Netzknoten durch eine Normalverteilung $\mathcal{N}(0, \sigma_{e_U}^2)$ nachgebildet werden kann. Somit folgt für die Verteilung von $e_{\Delta U,ij,sto}$ folgender Zusammenhang:

$$e_{\Delta U,ij,sto} \sim 2 \cdot \mathcal{N}(0, \sigma_{e_U}^2) = \mathcal{N}(0, 2 \cdot \sigma_{e_U}^2) \quad (15.2-5)$$

Der Fehler aufgrund von nicht zeitsynchron erfolgter Messungen kann gemäß Gleichung (15.2-6) vereinfachend zu Null angenommen werden, da die Zeitdifferenz korrekterweise im Bereich weniger Sekunden liegt und der Spannungsbetrag sich vergleichsweise langsam ändert. Dies ist grundsätzlich eine Annahme auf der unsicheren Seite, sodass bei Bedarf eine detailliertere Abschätzung erfolgen sollte.

$$e_{\Delta U,ij,t} = 0 \quad (15.2-6)$$

Die Größe $e_{\Delta U,ij,MWB}$ repräsentiert den Fehler, welcher durch die Mittelwertbildung der Messgeräte entsteht und ist bei Messgeräten ohne Mittelwertbildung daher zu vernachlässigen. Bei der Erfassung von Spannungsbeträgen durch die Methode der Mittelwertbildung über ein Messintervall entsteht hingegen ein zu berücksichtigender Fehler. Die grundlegende Problematik zeigt Abbildung 15.2, wobei $U_{\Delta t}$ der Spannungsmittelwert im Zeitintervall Δt ist. Die durchgehende Linie kennzeichnet hierbei den realen Netzspannungsverlauf $u(t)$. Untersuchungen zeigen, dass der Messfehler $e_{U,i,MWB}$ durch die Mittelwertbildung bezogen auf einen Netzknoten i als normalverteilt mit Erwartungswert Null angenommen werden kann. Die Standardabweichung $\sigma_{e_{U,i,MWB}}$ des Fehlers an einem Netzknoten ist dabei abhängig vom Messintervall und den auftretenden Spannungsgradienten. Je größer der maximale Spannungsunterschied innerhalb eines Messintervalls ist, desto größer ist der entsprechende Fehler.

Praktische Tests zeigen, dass bei 15-Minuten-Messintervallen in guter Näherung $\sigma_{e_{U,i,MWB}} = 0,6 \text{ V}$ gilt. Zur Ermittlung dieses Wertes wurden im Rahmen des in [Hauffe+, 2013] beschriebenen Projektes die Messdaten im 1-, 3- und 15-Minuten-Messintervall

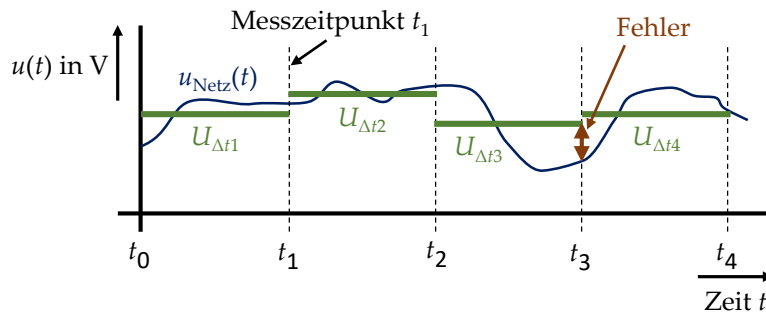


Abbildung 15.2: Messabweichung durch Mittelwertbildung

an einem Netzknoten analysiert. So konnten die Spannungsbetragsdifferenzen zwischen den 15-Minuten-Messintervall-Messwerten mit den minütlichen Messwerten gebildet werden. Unter der Annahme, dass die minütlichen Spannungsbeträge die wahren Werte darstellen und der Fehler aufgrund von Zeitsynchronisationsproblemen vernachlässigbar ist, ergibt sich demnach eine Verteilungsfunktion der Mittelwertbildungsfehler, die näherungsweise einer Normalverteilung genügt. Die zugehörige Standardabweichung entspricht dem bereits genannten Wert von 0,6 V.

Ausgehend von diesem Wert ist folglich die Verteilung für $e_{\Delta U,ij,MWB}$ nach Gleichung (15.2-7) zu bestimmen, wobei die Abhängigkeit der Fehlerwerte beachtet werden muss. Da das Spannungsverhalten von nahe beieinanderliegenden Netzknoten i, j nahezu identisch ist, kann jedoch in guter Näherung analog zu Abschnitt 14.8.2 ein Korrelationskoeffizient $r_{ij} = 0,995$ unterstellt werden.

$$e_{\Delta U,ij,MWB} \sim \mathcal{N}\left(0, \sigma_{e_{\Delta U,ij,MWB}}^2\right) \quad (15.2-7)$$

$$\sigma_{e_{\Delta U,ij,MWB}} = \sqrt{2 \cdot \sigma_{e_{U,i,MWB}}^2 \cdot (1 - r_{ij})} \quad (15.2-8)$$

Durch das Einsetzen der Werte ergibt sich für $\sigma_{e_{\Delta U,ij,MWB}}$ ein Wert von 0,06 V. Somit wurden alle Fehlerteile betrachtet, sodass für den Gesamtmessfehler $e_{\Delta U,ij,ges}$ in Abhängigkeit der Methode zur Messwerterfassung folgende Zusammenhänge gelten:

$$\text{Ohne Mittelwertbildung:} \quad e_{\Delta U,ij,ges} = \mathcal{N}\left(0, 2 \cdot \sigma_{e_U}^2\right) \quad (15.2-9)$$

$$\text{Mit Mittelwertbildung:} \quad e_{\Delta U,ij,ges} = \mathcal{N}\left(0, 2 \cdot \sigma_{e_U}^2\right) + \mathcal{N}\left(0, (0,06 \text{ V})^2\right) \quad (15.2-10)$$

In Bezug auf die Netzzustandsschätzung wird der stochastische Messfehler $e_{\Delta U,ij,sto}$ weitgehend herausgerechnet, sodass für die Zweigstromgenauigkeit im Wesentlichen

der maximale Mittelwertbildungsfehler $e_{\Delta U,ij,MWB,max}$ ausschlaggebend ist. Der absolute maximale Zweigstromfehler $e_{I,ij,MWB}$ ergibt sich daher nach Gleichung (15.2-11):

$$e_{I,ij,MWB} = \frac{e_{\Delta U,ij,MWB,max}}{Z_{ij}} \quad (15.2-11)$$

Für den maximalen Mittelwertbildungsfehler $e_{\Delta U,ij,MWB,max}$ gilt näherungsweise ein Wert von $3\sigma_{e_{\Delta U,ij,MWB}} = 0,18 \text{ V}$. Zusätzlich wird angenommen, dass die Fehler für alle Leiter L_x , $x \in \{1, 2, 3\}$, symmetrisch sind. Dann ergibt sich für eine Zweiglänge von 50 m bei einem Kabeltyp NAYCWY 3×185/185 und $Z_{ij} = 0,009 \Omega$ ein maximaler Zweigstromfehler von 20 A. Bezogen auf einen Leitungsbemessungsstrom $I_r = 318 \text{ A}$ entspricht dies einem relativen Zweigstromfehler von 6,2 %.

15.3 Messgenauigkeiten von berechneten Wirk- und Blindstromwerten

15.3.1 Einführung in die Problematik

Smart Meter ermöglichen vielfach nicht die direkte dreiphasige Erfassung von Wirk- und Blindstromwerten sondern nur die Messung von Wirk- und Blindleistungen. Für ein Netzzustandsschätzsystem auf Basis von Wirk- und Blindstromdaten sowie Spannungs- und Strombetragsmessungen müssen die entsprechenden Stromwerte daher aus den messtechnisch erfassten Daten berechnet werden. Die diesbezüglich resultierenden Messgenauigkeiten werden im weiteren Verlauf für die Variante mit leiterbezogenen Wirk- und Blindleistungsmessungen sowie für eine Variante mit aggregierten Werten für Blindleistungsimport und -export abgeleitet.

15.3.2 Wirk- und Blindstromgenauigkeit bei leiterbezogenen Leistungs- und Spannungsbetragsmessungen

Nachfolgend wird zunächst die Variante mit leiterbezogenen Spannungsbetragswerten sowie vorzeichenbehafteten Wirk- und Blindleistungsmessungen betrachtet. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf den Zeitindex t verzichtet. Es wird jedoch angenommen, dass alle Erläuterungen für einen Zeitpunkt gelten. Zudem werden die Definitionen zur Beschreibung komplexer Spannungs- und Stromgrößen aus Abschnitt 14.1 im Anhang vorausgesetzt.

Allgemein berechnen sich für einen beliebigen Netzknoten i die auf den Winkel der Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ bezogenen Wirk- und Blindströme $I_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}}$ und $I_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}}$ nach den Gleichungen (15.3-1) und (15.3-2). Dabei sind $|\underline{U}_{i,Lx}|$ der zugehörige Spannungsbetrag sowie $P_{i,Lx}$ und $Q_{i,Lx}$ die vorzeichenbehafteten Wirk- und Blindleistungswerte. Es wird angenommen, dass alle Messwerte zeitgleich erfasst werden.

$$I_{i,Lx,wirk}^{\underline{U}_{Lx}} = \frac{P_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (15.3-1)$$

$$I_{i,Lx,blind}^{\underline{U}_{Lx}} = -\frac{Q_{i,Lx}}{|\underline{U}_{i,Lx}|} \quad (15.3-2)$$

Weiterhin wird vorausgesetzt, dass die Messfehler e_U , e_P und e_Q der entsprechenden Messgrößen $|\underline{U}|$, P und Q nach den Gleichungen (15.3-3) bis (15.3-5) normalverteilt sind. Der jeweilige Erwartungswert ist dabei Null. Die Varianz des Messfehlers e_X der allgemeinen Größe $X \in \{U, P, Q\}$ ist $\sigma_{e_X}^2$. Zusätzlich wird vereinfachend unterstellt, dass von einer Unabhängigkeit der Messfehler ausgegangen werden kann, was bei elektronischen Elektrizitätszählern grundsätzlich nicht der Fall ist. Der sich daraus ergebende Fehler sollte jedoch im Rahmen der Untersuchung vernachlässigbar sein.

$$e_U \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{e_U}^2) \quad (15.3-3)$$

$$e_P \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{e_P}^2) \quad (15.3-4)$$

$$e_Q \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{e_Q}^2) \quad (15.3-5)$$

Nachfolgende Herleitung beschreibt nun die Vorgehensweise zur Ableitung der Wirkstrom-Messgenauigkeit. Die Vorgehensweise für die Blindstrom-Messgenauigkeit erfolgt analog dazu. Unter Einführung der in der Realität unbekanntenen wahren Messwerte für den Spannungsbetrag $\mu_U = |\underline{U}_{i,Lx}|^{\text{wahr}}$ und die Wirkleistung $\mu_P = P_{i,Lx}^{\text{wahr}}$ ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$|\underline{U}_{i,Lx}| \sim \mathcal{N}(\mu_U, \sigma_{e_U}^2) \quad (15.3-6)$$

$$P_{i,Lx} \sim \mathcal{N}(\mu_P, \sigma_{e_P}^2) \quad (15.3-7)$$

Mit dem Wissen der Verteilungen für Spannungsbetrag und Wirkleistung liegt es nahe, zur Bestimmung der Verteilung des Wirkstromes direkt den Quotienten der zwei

Normalverteilungen aus den Gleichungen (15.3-6) und (15.3-7) zu bilden. Dieser ist mathematisch jedoch nur aufwändig über Integraltransformationen oder näherungsweise durch eine Cauchy-Verteilung beschreibbar [Arens+, 2010]. Folglich wird ein zweckmäßigerer Ansatz zur Ableitung der gesuchten Messgenauigkeit verwendet.

Der Erwartungswert $\mu_{I,\text{wirk}}$ von $I_{i,Lx,\text{wirk}}^{U_{Lx}}$ berechnet sich allgemein durch die Division der Erwartungswerte der Leistungs- und Spannungsbetragswerte gemäß Gleichung (15.3-8):

$$\mu_{I,\text{wirk}} = \frac{\mu_P}{\mu_U} \quad (15.3-8)$$

Wird vereinfachend angenommen, dass der gesuchte Quotient näherungsweise ebenfalls normalverteilt ist, ergibt sich gemäß der 3σ -Messfehler-Regel der maximale Wirkstrom $I_{i,Lx,\text{wirk,max}}^{U_{Lx}}$ nach Gleichung (15.3-9):

$$I_{i,Lx,\text{wirk,max}}^{U_{Lx}} = \mu_{I,\text{wirk}} + 3 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}} \quad (15.3-9)$$

Der Wert $I_{i,Lx,\text{wirk,max}}^{U_{Lx}}$ ist maßgeblich bestimmt durch die Wirkleistungs- und Spannungswerte. Er wird maximal, wenn der zugehörige e_P -Wert maximal positiv und e_U maximal negativ ist. Durch Umstellung von Gleichung (15.3-9) nach $3 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ und dem Einsetzen der beschriebenen Messfehlerwerte ergibt sich folgender Zusammenhang, wenn $\sigma_{e_U} \ll \mu_U$ und $\sigma_{e_P} \ll \mu_P$ gilt:

$$\begin{aligned} 3 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}} &= I_{i,Lx,\text{wirk,max}}^{U_{Lx}} - \mu_{I,\text{wirk}} \\ &= \frac{\mu_P + 3 \cdot \sigma_{e_P}}{\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U}} - \frac{\mu_P}{\mu_U} \end{aligned} \quad (15.3-10)$$

Gleichung (15.3-10) kann weiter vereinfacht werden, sodass folgt:

$$\begin{aligned} 3 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}} &= \frac{\mu_P + 3 \cdot \sigma_{e_P}}{\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U}} - \frac{\mu_P}{\mu_U} \\ &= \frac{(\mu_P + 3 \cdot \sigma_{e_P}) \cdot \mu_U - \mu_P \cdot (\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U})}{\mu_U^2 - 3 \cdot \sigma_{e_U} \cdot \mu_U} \\ &= \frac{3 \cdot \sigma_{e_P} \cdot \mu_U + 3 \cdot \sigma_{e_U} \cdot \mu_P}{\mu_U \cdot (\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U})} \end{aligned} \quad (15.3-11)$$

Durch die Separierung der Terme ergibt sich eine übersichtlichere Darstellung, sodass weitere Vereinfachungen möglich sind:

$$\begin{aligned} 3 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}} &= \frac{3 \cdot \sigma_{e_p} \cdot \mu_U + 3 \cdot \sigma_{e_U} \cdot \mu_P}{\mu_U \cdot (\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U})} \\ &= \frac{3 \cdot \sigma_{e_p}}{\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U}} + \frac{3 \cdot \sigma_{e_U} \cdot \mu_P}{\mu_U \cdot (\mu_U - 3 \cdot \sigma_{e_U})} \end{aligned} \quad (15.3-12)$$

Zur Bestimmung der gesuchten Standardabweichung $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ kann näherungsweise angenommen werden, dass der jeweilige Spannungsbetrag stets im Bereich der Nennspannung U_n liegt und folglich $\mu_U \pm 3 \cdot \sigma_{e_U} \approx U_n$ gilt. Unter dieser Annahme und mit Gleichung (15.3-8) ergibt sich $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ allgemein zu:

$$\begin{aligned} \sigma_{e_{I,\text{wirk}}} &\approx \frac{\sigma_{e_p}}{U_n} + \frac{\sigma_{e_U}}{U_n} \cdot \frac{\mu_P}{\mu_U} \\ &\approx \frac{\sigma_{e_p} + \sigma_{e_U} \cdot \mu_{I,\text{wirk}}}{U_n} \end{aligned} \quad (15.3-13)$$

Die Standardabweichung $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ ist somit direkt abhängig vom Wirkleistungsmessfehler des Messgeräts und zusätzlich auch vom jeweiligen Wirkleistungswert. Zur Abschätzung des maximalen $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ -Wertes kann grundsätzlich der maximal zu erwartende Strombetrag $|I_{i,Lx}|_{\text{max}}$ als Eingangsgröße verwendet werden, der beispielsweise gemäß dem Bemessungsstrom der Hausanschlussicherung gewählt werden kann.

Bei der Übertragung der Erkenntnisse auf Blindströme ergeben sich für die Standardabweichungen der auf den Winkel der Spannung $\underline{U}_{i,Lx}$ bezogenen Wirk- und Blindströme $I_{i,Lx,\text{wirk}}^{\underline{U}_{i,Lx}}$ und $I_{i,Lx,\text{blind}}^{\underline{U}_{i,Lx}}$ somit abschließend folgende Zusammenhänge:

$$\sigma_{e_{I,\text{wirk}}} = \frac{\sigma_{e_p} + \sigma_{e_U} \cdot |I_{i,Lx}|_{\text{max}}}{U_n} \quad (15.3-14)$$

$$\sigma_{e_{I,\text{blind}}} = \frac{\sigma_{e_Q} + \sigma_{e_U} \cdot |I_{i,Lx}|_{\text{max}}}{U_n} \quad (15.3-15)$$

In Abschnitt 14.3 im Anhang wurde erläutert, dass σ_{e_p} und σ_{e_Q} mit hoher Wahrscheinlichkeit kleiner als 10 W respektive 10 var sind. Dies entspricht somit einem maximal möglichen σ_{e_I} der Wirk- und Blindströme von in etwa 0,1 A und ist daher im Rahmen der Netzzustandsschätzung akzeptabel.

15.3.3 Wirk- und Blindstromgenauigkeit bei aggregierten Werten für Blindleistungsimport und -export

Vielfach ist die Anzahl der Smart-Meter-Messkanäle begrenzt, sodass die Blindleistungen und somit auch die Blindströme nicht leiterbezogen ermittelt werden können. Je Leiter sind am Netzknoten i zum Zeitpunkt t dennoch Messungen für Spannungsbeitrag $|\underline{U}_{i,Lx}|$, Strombeitrag $|\underline{I}_{i,Lx}|$ sowie Wirkstrom $|\underline{I}_{i,Lx,wirk}|$, der auch ersatzweise aus der Wirkleistung $P_{i,Lx}$ nach Abschnitt 15.3.2 ermittelt werden kann, vorliegend. Dadurch kann der jeweilige Blindstromwert $|\underline{I}_{i,Lx,blind}|$ allgemein nach Gleichung (15.3-16) bestimmt werden.

$$|\underline{I}_{i,Lx,blind}| = \sqrt{|\underline{I}_{i,Lx}|^2 - |\underline{I}_{i,Lx,wirk}|^2} \quad (15.3-16)$$

Analog zu Abschnitt 15.3.2 wird nun angenommen, dass die Messfehler der Stromgrößen normalverteilt und voneinander unabhängig sind. Der Erwartungswert ist dabei Null. Die Varianz des Messfehlers e_X der allgemeinen Größe $X \in \{I, I_{wirk}\}$ ist $\sigma_{e_X}^2$.

$$e_I \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{e_I}^2) \quad (15.3-17)$$

$$e_{I,wirk} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{e_{I,wirk}}^2) \quad (15.3-18)$$

Unter Einführung der wahren, jedoch in der Realität unbekannt, Messwerte für den Strombeitrag $\mu_I = |\underline{I}_{i,Lx}|^{\text{wahr}}$ und den Wirkstrom $\mu_{I_{wirk}} = |\underline{I}_{i,Lx,wirk}|^{\text{wahr}}$ ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$I_i \sim \mathcal{N}(\mu_I, \sigma_{e_I}^2) \quad (15.3-19)$$

$$I_{i,wirk} \sim \mathcal{N}(\mu_{I_{wirk}}, \sigma_{e_{I_{wirk}}}^2) \quad (15.3-20)$$

Zur Bestimmung der Verteilung von $|\underline{I}_{i,Lx,blind}|$ müssen die Verteilungen aus den Gleichungen (15.3-19) und (15.3-20) zunächst quadriert werden. Korrekterweise ergeben sich für I^2 und I_{wirk}^2 die allgemeinen χ^2 -Verteilungen. Nach [Arens+, 2010] folgt ausgehend von der Wahrscheinlichkeitsdichte f_X der normalverteilten Zufallsvariable X die Wahrscheinlichkeitsdichte f_{X^2} der quadrierten Normalverteilung X^2 , wenn f_X durch $2 \cdot X$, also das Zweifache der Zufallsvariable selbst, geteilt wird:

$$f_{X^2} = \frac{1}{2 \cdot X} \cdot f_X \quad (15.3-21)$$

Zur Ableitung der korrekten Beziehungen zwischen den jeweiligen Erwartungswerten μ und den Standardabweichungen σ von X und X^2 wird zunächst die Wahrscheinlichkeitsdichte f_X der normalverteilten Zufallsvariable $X \sim \mathcal{N}(\mu_X, \sigma_X^2)$ betrachtet:

$$f_X = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{x - \mu_X}{\sigma_X} \right)^2} \quad (15.3-22)$$

Unter der Anwendung von Gleichung (15.3-21) ergeben sich folgende Berechnungsvorschriften für μ_{X^2} und σ_{X^2} :

$$\mu_{X^2} = \mu_X^2 \quad (15.3-23)$$

$$\sigma_{X^2} = 2 \cdot X \cdot \sigma_X \quad (15.3-24)$$

Falls σ_X viel kleiner als der Erwartungswert μ_X der Größe X ist, gilt näherungsweise nach den Gleichungen (15.3-25) und (15.3-26):

$$\mu_{X^2} = \mu_X^2 \quad \text{bzw.} \quad \mu_X = \sqrt{\mu_{X^2}} \quad (15.3-25)$$

$$\sigma_{X^2} = 2 \cdot \mu_X \cdot \sigma_X \quad \text{bzw.} \quad \sigma_X = \frac{\sigma_{X^2}}{2 \cdot \mu_X} \quad (15.3-26)$$

Die Verteilungen von I_i^2 und $I_{i,\text{wirk}}^2$ ergeben sich zu:

$$I_i^2 \sim \mathcal{N} \left(\mu_I^2, (2 \cdot \mu_I \cdot \sigma_{e_I})^2 \right) \quad (15.3-27)$$

$$I_{i,\text{wirk}}^2 \sim \mathcal{N} \left(\mu_{I,\text{wirk}}^2, (2 \cdot \mu_{I,\text{wirk}} \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}})^2 \right) \quad (15.3-28)$$

Für $I_{i,\text{blind}}^2$ gilt unter der Annahme, dass die Messfehler e_I und $e_{I,\text{wirk}}$ voneinander unabhängig sind:

$$I_{i,\text{blind}}^2 = I_i^2 - I_{i,\text{wirk}}^2 \quad (15.3-29)$$

Mit dieser Beziehung und ausgehend von den Gleichungen (15.3-27) und (15.3-28) folgt allgemein für die Verteilung von $I_{i,\text{blind}}^2$:

$$I_{i,\text{blind}}^2 \sim \mathcal{N} \left(\mu_I^2, (2 \cdot \mu_I \cdot \sigma_{e_I})^2 \right) - \mathcal{N} \left(\mu_{I,\text{wirk}}^2, (2 \cdot \mu_{I,\text{wirk}} \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}})^2 \right) \quad (15.3-30)$$

$$= \mathcal{N} \left(\mu_I^2 - \mu_{I,\text{wirk}}^2, (2 \cdot \mu_I \cdot \sigma_{e_I})^2 + (2 \cdot \mu_{I,\text{wirk}} \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}})^2 \right) \quad (15.3-31)$$

Die Rücktransformation mithilfe der Gleichungen (15.3-25) und (15.3-26) führt zur Verteilung für den Blindstrom $I_{i,\text{blind}}$:

$$I_{i,\text{blind}} \sim \mathcal{N} \left(\sqrt{\mu_I^2 - \mu_{I,\text{wirk}}^2}, \sqrt{\frac{\mu_I^2 \cdot \sigma_{e_I}^2 + \mu_{I,\text{wirk}}^2 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}^2}{\mu_I^2 - \mu_{I,\text{wirk}}^2}} \right) \quad (15.3-32)$$

Die gesuchte Standardabweichung $\sigma_{e_{I,\text{blind}}}$ ist somit bekannt, wobei sie sich, wie nachfolgend gezeigt, mit $\mu_{I,\text{wirk}} = \cos \varphi_{UI} \cdot \mu_I$ weiter vereinfachen lässt:

$$\begin{aligned} \sigma_{e_{I,\text{blind}}} &= \sqrt{\frac{\mu_I^2 \cdot \sigma_{e_I}^2 + \mu_{I,\text{wirk}}^2 \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}^2}{\mu_I^2 - \mu_{I,\text{wirk}}^2}} = \sqrt{\frac{\sigma_{e_I}^2 + \cos^2 \varphi_{UI} \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}^2}{1 - \cos^2 \varphi_{UI}}} \\ &= \frac{\sqrt{\sigma_{e_I}^2 + \cos^2 \varphi_{UI} \cdot \sigma_{e_{I,\text{wirk}}}^2}}{\sin \varphi_{UI}} \end{aligned} \quad (15.3-33)$$

Nach Gleichung (15.3-33) ist $\sigma_{e_{I,\text{blind}}}$ nur statisch abhängig von $\sigma_{e_{I,\text{wirk}}}$ und σ_{e_I} sowie dynamisch abhängig von dem Phasenverschiebungswinkel φ_{UI} . Die Standardabweichung $\sigma_{e_{I,\text{blind}}}$ sinkt dabei mit steigendem φ_{UI} . Für $\varphi_{UI} = 0$ gilt $\sigma_{e_{I,\text{blind}}} \rightarrow \infty$.

15.4 Allgemeine Berechnung des Sonnenstandes nach DIN 5034

Der Sonnenstand lässt sich für jeden beliebigen Zeitpunkt und Standort durch die Sonnenhöhe beziehungsweise Elevation γ_S und den Sonnenazimut α_S mit hoher Genauigkeit in Kugelkoordinaten beschreiben. Die Sonnenhöhe ist nach DIN 5034-2 [DIN 5034, 1999] ausgehend von einem Betrachtungspunkt auf der Erde der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont. Der Sonnenazimut hingegen ist der Winkel zwischen der geografischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt [Quaschnig, 2011].

Da die Erdachse im Verlauf eines Jahres ihre Neigung zur Sonne ändert, ist ebenfalls auch der Sonnenstand zeitabhängig. Bei der Berechnung der Sonnendeklination δ_S , dem Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator, muss nach DIN 5034-2 diese Zeitabhängigkeit daher berücksichtigt werden. Gemäß [Quaschnig, 2011] bewegt sich δ_S innerhalb eines Jahres im Bereich $-23,43^\circ \leq \delta_S \leq 23,43^\circ$.

Weiter ändert sich aufgrund der Neigungsänderung der Erdachse die Länge eines Sonnentages in Abhängigkeit des Jahrestages. Die Ausrichtung der Erdachse wird

normgerecht durch die Größe J' nach Gleichung (15.4-1) berücksichtigt, indem für jeden Jahrestag die Erdachse um einen Winkel gedreht wird:

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{betrachteter Tag des Jahres}}{\text{Anzahl der Tage eines Jahres}} \quad (15.4-1)$$

Somit folgt der mathematische Zusammenhang zur Bestimmung der Sonnendeklination δ_S nach Gleichung (15.4-2). Ausgehend von δ_S ergibt sich weiterhin eine allgemeine Zeitgleichung (ZGL) nach Gleichung (15.4-3). Sie beschreibt traditionell den Unterschied zwischen der von einer Sonnenuhr angezeigten Sonnenzeit, also der „wahren Ortszeit“ (WOZ), und der „mittleren Ortszeit“ (MOZ).

$$\begin{aligned} \delta_S (J') = & [0,3948 - 23,2559 \cdot \cos (J' + 9,1^\circ) \\ & - 0,3915 \cdot \cos (2J' + 5,4^\circ) \\ & - 0,1761 \cdot (3J' + 26^\circ)] \end{aligned} \quad (15.4-2)$$

$$\begin{aligned} \text{ZGL} (J') = & [0,0066 + 7,3525 \cdot \cos (J' + 85,9^\circ) \\ & + 9,9359 \cdot \cos (2J' + 108,9^\circ) \\ & + 0,3387 \cdot \cos (3J' + 105,2^\circ)] \text{ min} \end{aligned} \quad (15.4-3)$$

Aus der „lokalen Zeit“ (LZ) und der zusätzlichen Zeitverschiebung (ZV) für die Zeitzone, zum Beispiel bei der mitteleuropäischen Zeit MEZ = 1 h oder der mitteleuropäischen Sommerzeit MESZ = 2 h, ergibt sich abhängig von der geografischen Länge λ_L des Bezugsortes in Grad die „mittlere Ortszeit“ MOZ gemäß Gleichung (15.4-4). Der konstante Faktor $4 \frac{\text{min}}{^\circ}$ besagt, dass die Sonne im Tagesverlauf von 24 h von der Erde einmal umlaufen wird, beziehungsweise eine Winkeländerung von 1° in der Zeit von 4 min erfolgt. Das Produkt $4 \frac{\text{min}}{^\circ} \cdot \lambda_L$ ist schließlich ein Offset der die „mittlere Ortszeit“ in Abhängigkeit der geographischen Länge anpasst [Quaschnig, 2011].

$$\text{MOZ} = \text{LZ} - \text{ZV} + 4 \frac{\text{min}}{^\circ} \cdot \lambda_L \quad (15.4-4)$$

Aus der „mittleren Ortszeit“ MOZ ergibt sich zusammen mit der Zeitgleichung ZGL die „wahre Ortszeit“ WOZ:

$$\text{WOZ} = \text{MOZ} + \text{ZGL} \quad (15.4-5)$$

Weiterhin folgt aus der „wahren Ortszeit“ und einer Azimutänderung der Sonne von 15° je Stunde der Stundenwinkel ω_S nach Gleichung (15.4-6):

$$\omega_S = (12:00 \text{ Uhr} - \text{WOZ}) \cdot \frac{15^\circ}{\text{h}} \quad (15.4-6)$$

Somit berechnet sich die Sonnenhöhe γ_S nach Gleichung (15.4-6) ausgehend von der geografischen Breite φ_B des Bezugsorts in Grad:

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega_S \cdot \cos \varphi_B \cdot \cos \delta_S + \sin \varphi_B \cdot \sin \delta_S) \quad (15.4-7)$$

Letztlich ergibt sich der Sonnenazimut α_S in Abhängigkeit der aktuellen Uhrzeit nach den Gleichungen (15.4-8) und (15.4-9):

$$\text{WOZ} \leq 12:00 \text{ Uhr} : \alpha_S = 180^\circ - \arccos\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi_B - \sin \delta_S}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi_B}\right) \quad (15.4-8)$$

$$\text{WOZ} > 12:00 \text{ Uhr} : \alpha_S = 180^\circ + \arccos\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi_B - \sin \delta_S}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi_B}\right) \quad (15.4-9)$$

Auf Basis der Gleichungen (15.4-6) bis (15.4-9) kann der auf eine beliebige Position auf der Erde bezogene Sonnenstand für jeden Zeitpunkt innerhalb der nächsten Jahrhunderte mit akzeptabler Genauigkeit ermittelt werden. Eingangsgrößen der Berechnung sind jeweils nur das Datum und die Uhrzeit, die geographische Länge λ_L des Bezugsorts in Grad sowie die geographische Breite φ_B in Grad.

Generell ist die vergleichsweise aufwändige Ermittlung des Sonnenstandes für einen Bezugsort und einen Zeitpunkt nur einmalig erforderlich. Es ist daher zweckmäßig, die berechneten Daten des Sonnenstandes in Tabellenstrukturen zu archivieren, da somit der Rechenaufwand von darauf aufbauender Software begrenzt ist.

Aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung von NS-Netzen ist es zudem nicht erforderlich, für jeden PV-Anlagen-Standort den Sonnenstand neu zu berechnen. Vielmehr ist für einen mittleren Standort innerhalb eines NS-Netzes der Sonnenstand zu ermitteln. Diese Vorgehensweise bietet sich theoretisch auch für räumlich schwach ausgedehnte MS-Netze an.

15.5 Phasenverschiebungswinkel-Fehler aufgrund von Messabweichungen

15.5.1 Mathematische Beziehungen für Phasenverschiebungswinkel-Fehler

Reale Messwerte sind aufgrund stochastischer Messfehler mit Messfehlern behaftet. Werden Wirk- und Blindstrommesswerte zur Berechnung von Phasenverschiebungswinkeln verwendet entsteht somit ein Winkelfehler, welcher abhängig von der Wirk- und Blindstromgenauigkeit ist. Nachfolgend wird hierzu der maximal auftretende Fehler in Abhängigkeit der Messfehler für Wirk- und Blindströme und des jeweiligen Strombetrags angegeben. Aufgrund von Symmetrien werden bei der entsprechenden Herleitung nur Phasenverschiebungswinkel im Bereich $\pm 90^\circ$ betrachtet.

Zunächst wird für einen beliebigen Knoten i angenommen, dass ein exakter Strom \underline{I} nach Gleichung (15.5-1) fließt und die Bezugsspannung in der reellen Achse liegt. Der Strom \underline{I} ist durch einen Wirkstrom I_{wirk} und einen Blindstrom I_{blind} , beziehungsweise durch Betrag $|\underline{I}|$ und Phasenverschiebungswinkel φ_{UI} , beschreibbar.

$$\underline{I} = I_{\text{wirk}} + j I_{\text{blind}} = \sqrt{I_{\text{wirk}}^2 + I_{\text{blind}}^2} \cdot e^{j\varphi_{UI}} \quad (15.5-1)$$

$$\varphi_{UI} = \arctan\left(\frac{I_{\text{blind}}}{I_{\text{wirk}}}\right) \quad (15.5-2)$$

Allgemein ist \underline{I} überlagert von einem komplexen Messfehler \underline{e}_I :

$$\underline{e}_I = e_{I_{\text{wirk}}} + j e_{I_{\text{blind}}} = \sqrt{e_{I_{\text{wirk}}}^2 + e_{I_{\text{blind}}}^2} \cdot e^{j\varphi_{e_I}} \quad (15.5-3)$$

$$\varphi_{e_I} = \arctan\left(\frac{e_{I_{\text{blind}}}}{e_{I_{\text{wirk}}}}\right) \quad (15.5-4)$$

Der Phasenverschiebungswinkel des mit dem Messfehler überlagerten Messwertes $\underline{I}_{\text{mess}}$ ergibt sich demnach wie folgt zu:

$$\varphi_{UI_{\text{mess}}} = \arctan\left(\frac{I_{\text{blind}} + e_{I_{\text{blind}}}}{I_{\text{wirk}} + e_{I_{\text{wirk}}}}\right) \quad (15.5-5)$$

Unter den genannten Voraussetzungen wird der durch die Messfehler entstehende Winkelfehler $\Delta\varphi_{UI}$ in Abhängigkeit von φ_{UI} , φ_{e_I} , $|\underline{I}|$ und $|\underline{e}_I|$ ermittelt:

$$\Delta\varphi_{UI} = \Delta\varphi_{UI}(\varphi_{UI}, \varphi_{UI_{\text{mess}}}, |\underline{I}|, |\underline{e}_I|) = \varphi_{UI_{\text{mess}}} - \varphi_{UI} \quad (15.5-6)$$

Weiterhin gilt allgemein für die Subtraktion von Arkustangens-Funktionen:

$$\arctan a - \arctan b = \arctan \left(\frac{a - b}{1 + a \cdot b} \right) \quad (15.5-7)$$

Unter Verwendung der Winkelbeziehungen und Gleichung (15.5-7) ergibt sich $\Delta\varphi_{UI}$ folglich nach Gleichung (15.5-8):

$$\begin{aligned} \Delta\varphi_{UI} &= \arctan \left(\frac{\sin \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \varphi_{e_I}}{\cos \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos \varphi_{e_I}} \right) - \arctan \left(\frac{\frac{|I|}{|I|} \cdot \sin \varphi_{UI}}{\frac{|I|}{|I|} \cdot \cos \varphi_{UI}} \right) \\ &= \arctan \left(\frac{\frac{\sin \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \varphi_{e_I}}{\cos \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos \varphi_{e_I}} - \frac{\sin \varphi_{UI}}{\cos \varphi_{UI}}}{1 + \frac{\sin \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \varphi_{e_I}}{\cos \varphi_{UI} + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos \varphi_{e_I}} \cdot \frac{\sin \varphi_{UI}}{\cos \varphi_{UI}}} \right) \end{aligned} \quad (15.5-8)$$

Nach weiteren Umformungen gilt für $\Delta\varphi_{UI}$:

$$\Delta\varphi_{UI} = \dots = \arctan \left(\frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})}{1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})} \right) \quad (15.5-9)$$

Der Winkel $\varphi_{UI}|_{\Delta\varphi = \max/\min}$, der zum Maxima oder Minima von $\Delta\varphi_{UI}$ führt, ergibt sich durch eine klassische Kurvendiskussion von $\Delta\varphi_{UI}$. Hierzu wird durch die folgende Substitution

$$\Delta\varphi_{UI}(u) = \arctan(u) \quad \text{mit} \quad u = \frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})}{1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})} \quad (15.5-10)$$

zunächst die erste Ableitung $\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{d\varphi_{UI}}$ in Gleichung (15.5-11) gebildet. Für die Teilableitung $\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{du}$ gilt dabei Gleichung (15.5-12).

$$\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{d\varphi_{UI}} = \frac{d\Delta\varphi_{UI}}{du} \cdot \frac{du}{d\varphi_{UI}} \quad (15.5-11)$$

$$\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{du} = \frac{\left(1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})\right)^2}{\left(1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})\right)^2 + \left(\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin (\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})\right)^2} \quad (15.5-12)$$

Die Teilableitung $\frac{du}{d\varphi_{UI}}$ ergibt sich nach Verwendung der Kettenregel zu:

$$\frac{du}{d\varphi_{UI}} = - \frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) + \frac{|e_I|^2}{|I|}}{\left(1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI})\right)^2} \quad (15.5-13)$$

Durch das Einsetzen der Teilableitungen sowie Umformung der Beziehung folgt in Gleichung (15.5-14) die gesuchte erste Ableitung von $\Delta\varphi_{UI}$ nach φ_{UI} :

$$\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{d\varphi_{UI}} = \dots = - \frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) + \left(\frac{|e_I|}{|I|}\right)^2}{1 + 2 \cdot \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) + \left(\frac{|e_I|}{|I|}\right)^2} \quad (15.5-14)$$

Das Maxima oder Minima kann durch das Nullsetzen von Gleichung (15.5-14) und dem entsprechenden Lösen dieser bestimmt werden:

$$\frac{d\Delta\varphi_{UI}}{d\varphi_{UI}} = 0 \Leftrightarrow \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) + \left(\frac{|e_I|}{|I|}\right)^2 = 0 \quad | \cdot \frac{|I|}{|e_I|} \quad (15.5-15)$$

$$\cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) + \frac{|I|}{|e_I|} = 0 \quad | - \frac{|e_I|}{|I|} \quad (15.5-16)$$

$$\cos(\varphi_{e_I} - \varphi_{UI}) = - \frac{|e_I|}{|I|} \quad (15.5-17)$$

Die Lösung von Gleichung (15.5-17) führt zum Maximum von $\Delta\varphi_{UI}$ bei $\varphi_{UI}|_{\Delta\varphi = \max}$ gemäß Gleichung (15.5-19)

$$\varphi_{UI}|_{\Delta\varphi = \max/\min} = \varphi_{e_I} \pm \left(\pi - \arccos\left(\frac{|e_I|}{|I|}\right) \right) \quad (15.5-18)$$

$$\varphi_{UI}|_{\Delta\varphi = \max} = \varphi_{e_I} - \left[\pi - \arccos\left(\frac{|e_I|}{|I|}\right) \right] \quad (15.5-19)$$

Offensichtlich ergibt sich jedoch nur für $\frac{|e_I|}{|I|} \leq 1$ eine stabile Lösung! Dies ist damit zu erklären, dass bei einem Verhältnis $\frac{|e_I|}{|I|} > 1$ der Messfehler dominiert und somit im besonderen Maße den Winkelfehler bestimmt. Je größer das Verhältnis ist, desto weniger Einfluss hat der Strombetrag $|I|$ selbst. Eine Fehlerbeschreibung ist daher nur für Strombeträge sinnvoll, die zu einem Verhältnis $\frac{|e_I|}{|I|} \leq 1$ führen.

Das Einsetzen von $\varphi_{UI}|_{\Delta\varphi = \max}$ in Gleichung (15.5-9) ergibt $\Delta\varphi_{\max} = \Delta\varphi|_{\Delta\varphi = \max}$:

$$\begin{aligned}\Delta\varphi_{\max} &= \arctan \left(\frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \left(\pi - \arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right)}{1 + \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos \left(\pi - \arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right)} \right) \\ &= \arctan \left(\frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \left(\arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right)}{1 - \frac{|e_I|}{|I|} \cdot \cos \left(\arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right)} \right) \\ &= \arctan \left(\frac{\frac{|e_I|}{|I|} \cdot \sin \left(\arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right)}{1 - \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right)^2} \right)\end{aligned}$$

Im folgenden werden die mathematischen Beziehungen aus Gleichung (15.5-20) und (15.5-21) auf die vorherige mathematische Beziehung angewendet:

$$\sin \left(\arccos \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right) = \sqrt{1 - \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right)^2} \quad (15.5-20)$$

$$\tan \left(\arcsin \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \right) = \frac{\frac{|e_I|}{|I|}}{\sqrt{1 - \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right)^2}} \quad (15.5-21)$$

Letztlich gilt damit für $\Delta\varphi_{\max}$:

$$\Delta\varphi_{\max} = \arcsin \left(\frac{|e_I|}{|I|} \right) \quad (15.5-22)$$

Wird zudem der absolute Messfehler in Real- und Imaginärteil unterteilt, kann der maximale Winkelfehler in Abhängigkeit des Strombetrages $|I|$ nach Gleichung (15.5-23) beschrieben werden. Tritt der maximale Fehler, also vereinfachend das Dreifache der entsprechenden Standardabweichung σ_{e_I} auf, gilt Gleichung (15.5-24):

$$\Delta\varphi_{\max} (|I|, e_{I_{\text{wirk}}}, e_{I_{\text{blind}}}) = \arcsin \left(\frac{\sqrt{e_{I_{\text{wirk}}}^2 + e_{I_{\text{blind}}}^2}}{|I|} \right) \quad (15.5-23)$$

$$\Delta\varphi_{\max} (|I|, \sigma_{e_{I_{\text{wirk}}}}, \sigma_{e_{I_{\text{blind}}}}) = \arcsin \left(\frac{\sqrt{3 \cdot \sigma_{e_{I_{\text{wirk}}}^2} + 3 \cdot \sigma_{e_{I_{\text{blind}}}^2}}{|I|} \right) \quad (15.5-24)$$

15.5.2 Praktische Werte von Phasenverschiebungswinkel-Fehlern

Nach Gleichung (15.5-22) ist der maximale Phasenverschiebungswinkel-Fehler durch das Verhältnis $|e_I|/|I|$ charakterisiert, wodurch einfache Worst-Case-Betrachtungen möglich sind. In der Realität sind die Messfehler für Wirk- und Blindstrom wie zuvor beschrieben normalverteilt. Falls die Standardabweichungen $\sigma_{e_I,\text{wirk}}^2$ und $\sigma_{e_I,\text{blind}}^2$ identisch sind, folgt der resultierende Phasenverschiebungswinkel-Fehler gemäß Gleichung (15.5-25) einer Rayleigh-Verteilung mit derselbigen Standardabweichung σ_{e_I} [Arens+, 2010]. Der Strombetrag von reinen Haushaltslasten kann leiterübergreifend nach [Kayser+, 2012] weiterhin als Log-Normalverteilung gemäß Gleichung (15.5-26) mit den Parametern $\mu_I = 6,1$ und $\sigma_I = 1,05$ nachgebildet werden:

$$f(x|\sigma_{e_I}) = \begin{cases} \frac{x}{\sigma_{e_I}^2} \cdot e^{-\frac{x^2}{2\sigma_{e_I}^2}} & \text{für } x \geq 0 \\ 0 & \text{für } x < 0 \end{cases} \quad (15.5-25)$$

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma x \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln(x)-\mu_I)^2}{2\sigma_I^2}} & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (15.5-26)$$

Auf Basis dieser Verteilungen und $\sigma_{e_I} = 0,1$ A kann numerisch die Verteilung der maximalen Phasenverschiebungswinkel-Fehler $\Delta\varphi_{\max}$ ermittelt werden. Diese ist in Abbildung 15.3 dargestellt und folgt näherungsweise einer Log-Normalverteilung mit $\mu = 1,13^\circ$ und $\sigma = 1,2^\circ$. Gemäß der Verteilung sind 95% von $\Delta\varphi_{\max}$ kleiner als 23° und 84% kleiner als 10° . Für $|I| \geq 2$ A gilt stets $\Delta\varphi_{\max} \leq 10^\circ$.

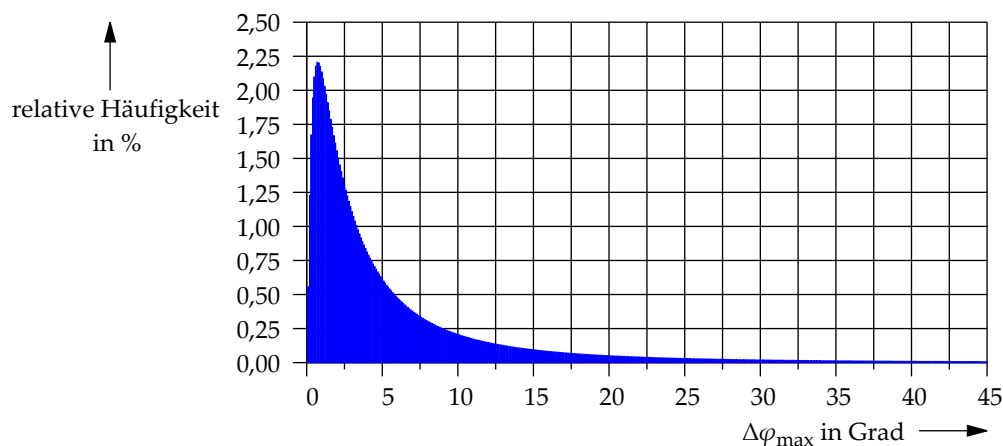


Abbildung 15.3: Häufigkeit maximaler Winkelfehler $\Delta\varphi_{\max}$

15.6 Messgenauigkeiten-Transformation in symmetrische Komponenten

15.6.1 Einführung in die Problematik

Falls die Systemgleichungen für eine dreiphasige Netzzustandsschätzung in symmetrischen Komponenten formuliert sind, müssen auch die Messgenauigkeiten in diese überführt werden. Mithilfe der in Gleichung (15.6-1) dargestellten Beziehung für die drei allgemeinen komplexen Leitergrößen \underline{X}_{L1} , \underline{X}_{L2} und \underline{X}_{L3} werden daher die symmetrischen Komponenten im Mitsystem \underline{X}_1 , im Gegensystem \underline{X}_2 sowie im Nullsystem \underline{X}_0 abgeleitet. Der komplexe Drehoperator $\underline{a} = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ sowie die Transformationsmatrix \underline{T} sind dabei analog zu Abschnitt 2.1.6.3 definiert.

$$\begin{bmatrix} \underline{X}_1 \\ \underline{X}_2 \\ \underline{X}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}}_{\underline{T}} \cdot \begin{bmatrix} \underline{X}_{L1} \\ \underline{X}_{L2} \\ \underline{X}_{L3} \end{bmatrix} \quad (15.6-1)$$

Nachfolgend wird angenommen, dass eine komplexe Leitergröße \underline{X}_{Lx} des Leiters Lx , $x \in \{1, 2, 3\}$, allgemein durch einen Wirkanteil $\underline{X}_{Lx,wirk}$ und einen Blindanteil $\underline{X}_{Lx,blind}$ beschrieben wird. Grundsätzlich werden Messwerte nur leiterbezogen erfasst, sodass die mathematische Beschreibung gemäß Abschnitt 14.1 mit Bezug zur jeweiligen Leiterspannung erfolgen kann. Wie aus den Gleichungen (15.6-2) ersichtlich, werden die auf die jeweilige Spannung bezogenen reellen Wirk- und Blindströme $X_{Lx,wirk}^{U_{Lx}}$ und $X_{Lx,blind}^{U_{Lx}}$ durch den Phasenwinkel $\varphi_{U,Lx} \in \{0^\circ, 240^\circ, 120^\circ\}$ auf die korrekte Position gedreht.

$$\underline{X}_{Lx,wirk} = X_{Lx,wirk}^{U_{Lx}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (15.6-2a)$$

$$\underline{X}_{Lx,blind} = X_{Lx,blind}^{U_{Lx}} \cdot e^{j\varphi_{U,Lx}} \quad (15.6-2b)$$

Für die Größe \underline{X}_s im Komponentensystem $s \in \{0, 1, 2\}$ hingegen wird der Zusammenhang $\underline{X}_s = X_{s,re} + jX_{s,im}$ unterstellt. Der Messfehler von $X_{Lx,wirk}^{U_{Lx}}$ und $X_{Lx,blind}^{U_{Lx}}$ wird jeweils als Normalverteilung mit Erwartungswert $\mu = 0$ und Standardabweichung $\sigma_{e_{X,Lx,wirk}}$ bzw. $\sigma_{e_{X,Lx,blind}}$ nachgebildet. Generell gilt $\sigma_{e_{X,L123,wirk}} = \sigma_{e_{X,L1,wirk}} = \sigma_{e_{X,L2,wirk}} = \sigma_{e_{X,L3,wirk}}$ sowie $\sigma_{e_{X,L123,blind}} = \sigma_{e_{X,L1,blind}} = \sigma_{e_{X,L2,blind}} = \sigma_{e_{X,L3,blind}}$.

15.6.2 Messgenauigkeiten im Mitsystem

Die Mitsystemgröße \underline{X}_1 ergibt sich allgemein nach Gleichung (15.6-3):

$$\begin{aligned}
 \underline{X}_1 &= \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} \cdot \underline{a} + \underline{X}_{L3} \cdot \underline{a}^2 \right) \\
 &= \frac{1}{3} \cdot \left(X_{L1,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L1,blind}^{U_{Lx}} \right) \\
 &\quad + \frac{1}{3} \cdot \left(X_{L2,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L2,blind}^{U_{Lx}} \right) \cdot e^{j120^\circ} \cdot \underline{a}^2 \\
 &\quad + \frac{1}{3} \cdot \left(X_{L3,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L3,blind}^{U_{Lx}} \right) \cdot e^{j240^\circ} \cdot \underline{a}
 \end{aligned} \tag{15.6-3}$$

Durch die Aufteilung in Real- und Imaginärteile vereinfacht sich \underline{X}_1 zu:

$$\begin{aligned}
 \underline{X}_1 &= \frac{1}{3} \cdot \left[\left(X_{L1,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L1,blind}^{U_{Lx}} \right) + \left(X_{L2,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L2,blind}^{U_{Lx}} \right) + \left(X_{L3,wirk}^{U_{Lx}} + j X_{L3,blind}^{U_{Lx}} \right) \right] \\
 &= \frac{1}{3} \cdot \left[\left(X_{L1,wirk}^{U_{Lx}} + X_{L2,wirk}^{U_{Lx}} + X_{L3,wirk}^{U_{Lx}} \right) + j \left(X_{L1,blind}^{U_{Lx}} + X_{L2,blind}^{U_{Lx}} + X_{L3,blind}^{U_{Lx}} \right) \right]
 \end{aligned} \tag{15.6-4}$$

Das Einsetzen der Normalverteilungen für die mit Messfehler überlagerten exakten Erwartungswerte $\mu_{X_{Lx,wirk}}$ und $\mu_{X_{Lx,blind}}$ führt zur Verteilung für \underline{X}_1 :

$$\begin{aligned}
 \underline{X}_1 &\sim \frac{1}{3} \cdot \left[\mathcal{N} \left(\mu_{X_{L1,wirk}}, \sigma_{e_{X,L1,wirk}}^2 \right) + \mathcal{N} \left(\mu_{X_{L2,wirk}}, \sigma_{e_{X,L2,wirk}}^2 \right) + \mathcal{N} \left(\mu_{X_{L3,wirk}}, \sigma_{e_{X,L3,wirk}}^2 \right) \right] \\
 &\quad + j \frac{1}{3} \cdot \left[\mathcal{N} \left(\mu_{X_{L1,blind}}, \sigma_{e_{X,L1,blind}}^2 \right) + \mathcal{N} \left(\mu_{X_{L2,blind}}, \sigma_{e_{X,L2,blind}}^2 \right) + \mathcal{N} \left(\mu_{X_{L3,blind}}, \sigma_{e_{X,L3,blind}}^2 \right) \right]
 \end{aligned} \tag{15.6-5}$$

Unter der Verwendung der allgemeinen Beziehungen $\mathcal{N}(\mu_a, \sigma_a^2) + \mathcal{N}(\mu_b, \sigma_b^2) = \mathcal{N}(\mu_a + \mu_b, \sigma_a^2 + \sigma_b^2)$ sowie $k \cdot \mathcal{N}(\mu, \sigma^2) = \mathcal{N}(k \cdot \mu, k^2 \cdot \sigma^2)$ ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 \underline{X}_1 &\sim \mathcal{N} \left(\frac{\mu_{X_{L1,wirk}} + \mu_{X_{L2,wirk}} + \mu_{X_{L3,wirk}}}{3}, \frac{\sigma_{e_{X,L1,wirk}}^2 + \sigma_{e_{X,L2,wirk}}^2 + \sigma_{e_{X,L3,wirk}}^2}{9} \right) \\
 &\quad + j \mathcal{N} \left(\frac{\mu_{X_{L1,blind}} + \mu_{X_{L2,blind}} + \mu_{X_{L3,blind}}}{3}, \frac{\sigma_{e_{X,L1,blind}}^2 + \sigma_{e_{X,L2,blind}}^2 + \sigma_{e_{X,L3,blind}}^2}{9} \right)
 \end{aligned} \tag{15.6-6}$$

Durch jeweils identische Standardabweichungen für Real- und Imaginärteile ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$X_{1,\text{re}} \sim \mathcal{N} \left(\frac{\mu_{X_{L1,\text{wirk}}} + \mu_{X_{L2,\text{wirk}}} + \mu_{X_{L3,\text{wirk}}}}{3}, \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{wirk}}}^2}{3} \right) \quad (15.6-7)$$

$$X_{1,\text{im}} \sim \mathcal{N} \left(\frac{\mu_{X_{L1,\text{blind}}} + \mu_{X_{L2,\text{blind}}} + \mu_{X_{L3,\text{blind}}}}{3}, \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{blind}}}^2}{3} \right) \quad (15.6-8)$$

Die gesuchten Standardabweichungen der Messfehler im Mitsystem lauten daher für Real- und Imaginärteil:

$$\sigma_{e_{X,1,\text{re}}} = \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{wirk}}}}{\sqrt{3}} \quad (15.6-9)$$

$$\sigma_{e_{X,1,\text{im}}} = \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{blind}}}}{\sqrt{3}} \quad (15.6-10)$$

15.6.3 Messgenauigkeiten im Gegensystem

Analog zur Vorgehensweise im Mitsystem wird auch für das Gegensystem zunächst die allgemeine Berechnungsvorschrift betrachtet. Diese wird so weit vereinfacht, dass für Real- und Imaginärteil der Gegensystemgröße \underline{X}_2 jeweils eine getrennt voneinander zu vereinfachende Beziehung nach Gleichung (15.6-11) vorliegt:

$$\begin{aligned} \underline{X}_2 &= \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} \cdot \underline{a}^2 + \underline{X}_{L3} \cdot \underline{a} \right) \\ &= \dots \\ &= \left(\frac{1}{3} X_{L1,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L2,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L2,\text{blind}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L3,\text{wirk}}^{U_{Lx}} + \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L3,\text{blind}}^{U_{Lx}} \right) \\ &\quad + j \left(\frac{1}{3} X_{L1,\text{blind}}^{U_{Lx}} + \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L2,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L2,\text{blind}}^{U_{Lx}} - \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L3,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L3,\text{blind}}^{U_{Lx}} \right) \end{aligned} \quad (15.6-11)$$

Durch das Einsetzen der Verteilungen für die Messfehler und einer weiteren Vereinfachung der Zusammenhänge durch die zuvor genannten Beziehungen ergeben sich für

die Erwartungswerte der Real- und Imaginärteile im Gegensystem:

$$\mu_{2,\text{re}} = \frac{\mu_{X_{L1,\text{wirk}}}}{3} - \frac{1}{6} \cdot (\mu_{X_{L2,\text{wirk}}} + \mu_{X_{L3,\text{wirk}}}) + \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot (\mu_{X_{L3,\text{blind}}} - \mu_{X_{L2,\text{blind}}}) \quad (15.6-12)$$

$$\mu_{2,\text{im}} = \frac{\mu_{X_{L1,\text{blind}}}}{3} - \frac{1}{6} \cdot (\mu_{X_{L2,\text{blind}}} + \mu_{X_{L3,\text{blind}}}) + \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot (\mu_{X_{L2,\text{wirk}}} - \mu_{X_{L3,\text{wirk}}}) \quad (15.6-13)$$

Weiterhin folgen die Normalverteilungen für $X_{2,\text{re}}$ und $X_{2,\text{im}}$:

$$X_{2,\text{re}} \sim \mathcal{N} \left(\mu_{2,\text{re}}, \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{wirk}}}^2}{6} + \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{blind}}}^2}{6} \right) \quad (15.6-14)$$

$$X_{2,\text{im}} \sim \mathcal{N} \left(\mu_{2,\text{im}}, \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{wirk}}}^2}{6} + \frac{\sigma_{e_{X,L123,\text{blind}}}^2}{6} \right) \quad (15.6-15)$$

Die gesuchten Standardabweichungen der Messfehler im Gegensystem sind für Real- und Imaginärteile identisch und berechnen sich damit wie folgt:

$$\sigma_{e_{X,2,\text{re}}} = \sigma_{e_{X,2,\text{im}}} = \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot \sqrt{\sigma_{e_{X,L123,\text{wirk}}}^2 + \sigma_{e_{X,L123,\text{blind}}}^2} \quad (15.6-16)$$

15.6.4 Messgenauigkeiten im Nullsystem

Analog zur Vorgehensweise im Gegensystem wird auch für das Nullsystem zunächst die allgemeine Berechnungsvorschrift betrachtet und diese so vereinfacht, dass für Real- und Imaginärteil der Nullsystemgröße \underline{X}_0 nach Gleichung (15.6-17) jeweils eine Beziehung vorliegt:

$$\begin{aligned} \underline{X}_0 &= \frac{1}{3} \cdot (\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3}) \\ &= \dots \\ &= \left(\frac{1}{3} X_{L1,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L2,\text{wirk}}^{U_{Lx}} + \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L2,\text{blind}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L3,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L3,\text{blind}}^{U_{Lx}} \right) \\ &\quad + j \left(\frac{1}{3} X_{L1,\text{blind}}^{U_{Lx}} - \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L2,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L2,\text{blind}}^{U_{Lx}} + \frac{\sqrt{3}}{6} X_{L3,\text{wirk}}^{U_{Lx}} - \frac{1}{6} X_{L3,\text{blind}}^{U_{Lx}} \right) \end{aligned} \quad (15.6-17)$$

Durch das Einsetzen der Verteilungen für die Messfehler und einer weiteren Vereinfachung der Zusammenhänge durch die zuvor genannten Beziehungen ergeben sich für

die Erwartungswerte der Real- und Imaginärteile im Nullsystem:

$$\mu_{0,\text{re}} = \frac{\mu_{X_{L1},\text{wirk}}}{3} - \frac{1}{6} \cdot (\mu_{X_{L2},\text{wirk}} + \mu_{X_{L3},\text{wirk}}) + \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot (\mu_{X_{L2},\text{blind}} - \mu_{X_{L3},\text{blind}}) \quad (15.6-18)$$

$$\mu_{0,\text{im}} = \frac{\mu_{X_{L1},\text{blind}}}{3} - \frac{1}{6} \cdot (\mu_{X_{L2},\text{blind}} + \mu_{X_{L3},\text{blind}}) + \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot (\mu_{X_{L3},\text{wirk}} - \mu_{X_{L2},\text{wirk}}) \quad (15.6-19)$$

Weiterhin folgen die Normalverteilungen für $X_{0,\text{re}}$ und $X_{0,\text{im}}$:

$$X_{0,\text{re}} \sim \mathcal{N} \left(\mu_{0,\text{re}}, \frac{\sigma_{e_{X,L123},\text{wirk}}^2}{6} + \frac{\sigma_{e_{X,L123},\text{blind}}^2}{6} \right) \quad (15.6-20)$$

$$X_{0,\text{im}} \sim \mathcal{N} \left(\mu_{0,\text{im}}, \frac{\sigma_{e_{X,L123},\text{wirk}}^2}{6} + \frac{\sigma_{e_{X,L123},\text{blind}}^2}{6} \right) \quad (15.6-21)$$

Die gesuchten Standardabweichungen der Messfehler im Nullsystem sind für Real- und Imaginärteile identisch und berechnen sich wie folgt:

$$\sigma_{e_{X,0,\text{re}}} = \sigma_{e_{X,0,\text{im}}} = \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot \sqrt{\sigma_{e_{X,L123},\text{wirk}}^2 + \sigma_{e_{X,L123},\text{blind}}^2} \quad (15.6-22)$$

15.7 Verfahren zur Strombetrags-Linearisierung

Für eine lineare Netzzustandsschätzung müssen alle Zusammenhänge zwischen Netzzustandsvektor x und Messvektor z linear sein. Zur Berücksichtigung von Strombetragsmessungen sind daher die Systemgleichungen zu linearisieren. Nachfolgend wird ein Verfahren beschrieben, das bei geringen Approximationsfehlern sowohl in Leitergrößen als auch in symmetrischen Komponenten angewendet werden kann. Daher wird auf die explizite Kennzeichnung von Leiter-, System- und Zeitbezug verzichtet.

Unter der Annahme einer Bezugsspannung in der reellen Achse gelten für den Strombetrag die mathematischen Zusammenhänge aus den Gleichungen (15.7-1) bis (15.7-3). Dabei sind I der allgemeine Strombetrag, I_{wirk} der Wirkstrom, I_{blind} der Blindstrom und φ_{UI} der Phasenverschiebungswinkel.

$$I = \sqrt{I_{\text{wirk}}^2 + I_{\text{blind}}^2} \quad (15.7-1)$$

$$I_{\text{wirk}} = \cos \varphi_{UI} \cdot I \quad (15.7-2)$$

$$I_{\text{blind}} = \sin \varphi_{UI} \cdot I \quad (15.7-3)$$

Der Ansatz zur linearen Approximation von I ergibt sich nach Gleichung (15.7-4), wobei I' die Näherung von I darstellt. Die Variablen a und b sind zunächst allgemeine skalare Approximationsvariablen für die $a, b \in \mathbb{R}$ gilt.

$$I' = a \cdot I_{\text{wirk}} + b \cdot I_{\text{blind}} \quad (15.7-4)$$

Folglich gilt für den relativen Approximationsfehler $e_{\text{appr,rel}}$:

$$e_{\text{appr,rel}} = \frac{I - I'}{I} = 1 - \frac{I'}{I} = 1 - \left(\frac{a \cdot I_{\text{wirk}} + b \cdot I_{\text{blind}}}{I} \right) \quad (15.7-5)$$

Unter Berücksichtigung der Gleichungen (15.7-2) und (15.7-3) folgt der allgemeine Zusammenhang:

$$e_{\text{appr,rel}} = 1 - \left[\frac{I \cdot (a \cdot \cos \varphi_{UI} + b \cdot \sin \varphi_{UI})}{I} \right] = 1 - a \cdot \cos \varphi_{UI} + b \cdot \sin \varphi_{UI} \quad (15.7-6)$$

Der relative Approximationsfehler wird Null, falls $a = \cos \varphi_{UI}$ und $b = \sin \varphi_{UI}$ gewählt wird, da $\cos^2 \varphi_{UI} + \sin^2 \varphi_{UI} = 1$ gilt:

$$e_{\text{appr,rel}}^{\text{opt}} = 1 - \underbrace{\cos^2 \varphi_{UI} + \sin^2 \varphi_{UI}}_{=1} = 0 \quad (15.7-7)$$

Werden die Approximationsvariablen nicht exakt gewählt entsteht entsprechend ein Näherungsfehler. Im allgemein werden a und b dazu wie folgt angenommen, wobei φ'_{UI} ein beliebiger Näherungswinkel ist:

$$a = k \cdot \cos \varphi'_{UI} \quad (15.7-8)$$

$$b = k \cdot \sin \varphi'_{UI} \quad (15.7-9)$$

Damit berechnet sich der relative Approximationsfehler unter Berücksichtigung der allgemeinen Additionstheoreme zu:

$$\begin{aligned} e_{\text{appr,rel}} &= 1 - k \cdot \cos \varphi'_{UI} \cdot \cos \varphi_{UI} + k \cdot \sin \varphi'_{UI} \cdot \sin \varphi_{UI} \\ &= 1 - k \cdot \cos (\varphi'_{UI} - \varphi_{UI}) \\ &= 1 - k \cdot \cos (\Delta \varphi_{UI}) \end{aligned} \quad (15.7-10)$$

Nach Gleichung (15.7-10) ist der Approximationsfehler nur von einem Faktor k und der

Differenz $\Delta\varphi_{UI}$ von exaktem und geschätztem Phasenverschiebungswinkel abhängig. Der Faktor k kann dabei genutzt werden, um den Approximationsfehler $e_{\text{appr,rel}}$ bei größeren Winkeldifferenzen $\Delta\varphi_{UI}$ zu verringern. Jedoch erhöht sich damit auch bei geringen Winkelfehlern der Approximationsfehler. In der Praxis hat sich ein Wert $k = 1,03$ als zweckmäßig herausgestellt, der besagt, dass bei einer exakten Vorgabe von φ_{UI} der relative Approximationsfehler 3 % beträgt. Allgemein ergeben sich letztlich die folgenden Beziehungen:

$$\begin{aligned}
 I' &= a \cdot I_{\text{wirk}} + b \cdot I_{\text{blind}} \\
 &= k \cdot \left(\cos \varphi'_{UI} \cdot I_{\text{wirk}} + \sin \varphi'_{UI} \cdot I_{\text{blind}} \right) \\
 &= k \cdot \left(\cos \varphi'_{UI} \cdot I \cdot \cos \varphi_{UI} + \sin \varphi'_{UI} \cdot I \cdot \sin \varphi_{UI} \right) \\
 &= \sqrt{I_{\text{wirk}}^2 + I_{\text{blind}}^2} \cdot k \cdot \cos \Delta\varphi_{UI} \tag{15.7-11}
 \end{aligned}$$

$$e_{\text{appr,rel}} = 1 - k \cdot \cos(\Delta\varphi_{UI}) \tag{15.7-12}$$

15.8 Mathematische Herleitung der Messmodellmatrizen

15.8.1 Grundlagen

Die Netzzustandsschätzung zu einem beliebigen Zeitpunkt t wird im Rahmen dieser Arbeit gemäß dem in Abschnitt 2.3.4.2 beschriebenen Augmented-Matrix-Verfahren in symmetrischen Komponenten nach Gleichung (15.8-1) durchgeführt [Abur+, 2004]:

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\alpha} \mathbf{R}_{120} & \mathbf{H}_{R,120,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{R,120,t}^T & \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}_{120} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu}_{120,t} \\ \hat{\mathbf{x}}_{120,t} \\ \boldsymbol{\lambda}_{120,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{120,t}^{\text{mess}} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \tag{15.8-1}$$

Die elektrischen Zusammenhänge werden durch die Messmodellmatrix $\mathbf{H}_{R,120,t}$ mit für jedes Komponentensystem s geltenden Elementen $\mathbf{H}_{R,s,t}$ nachgebildet. Die Teilmatrizen enthalten bei einem zugrunde gelegten linearen Messmodell nur Admittanzen, die einfach aus der Knotenadmittanzmatrix des betrachteten Netzes ermittelt werden können. Alle nachfolgenden Herleitungen basieren diesbezüglich auf der in Abbildung 15.4 dargestellten Netzanordnung mit vier Netzknoten, bei der alle Zweig- und Queradmittanzen als bekannt vorausgesetzt werden. Der generelle Zusammenhang

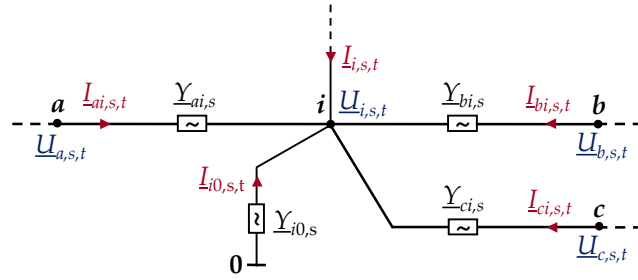


Abbildung 15.4: Netzanordnung zum Aufbau der Systemmatrix

zwischen dem zugehörigen Teil des in algebraischer Form definierten wahrscheinlichsten Netzzustandsvektors $\hat{\mathbf{x}}_{s,t} = [\hat{\mathbf{u}}_{s, \text{re}, t} \quad \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{im}, t}]^T$ sowie dem geltenden Messvektor $\mathbf{z}_{s,t}^{\text{mess}}$ ist gemäß Gleichung 15.8-2 durch $\mathbf{H}_{R,s,t}$ darstellbar:

$$\mathbf{H}_{R,s,t} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{re}, t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{im}, t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{R,11,s,t} & \mathbf{H}_{R,12,s,t} \\ \mathbf{H}_{R,21,s,t} & \mathbf{H}_{R,22,s,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{re}, t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{im}, t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{s, \text{re}, t}^{\text{mess}} \\ \mathbf{z}_{s, \text{im}, t}^{\text{mess}} \end{bmatrix} \quad (15.8-2)$$

15.8.2 Messmodellmatrizen für Spannungsbetragmessungen

Für Spannungsbetragmessungen, die mit näherungsweise bestimmten Spannungswinkeln in symmetrische Komponenten überführt wurden, ergeben sich die Messmodellgleichungen gemäß Gleichung (15.8-3). Die Real- und Imaginärteile der gemessenen Netzknotenspannung im Komponentensystem s müssen dabei direkt den entsprechenden Elementen des Netzzustandsvektors zugeordnet werden. Nach Gleichung (15.8-4) sind $\mathbf{H}_{R,11,s,t}$ und $\mathbf{H}_{R,22,s,t}$ somit Einheitsmatrizen.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}_{R,11,s,t} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{H}_{R,22,s,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{re}, t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s, \text{im}, t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{s, \text{re}, t} \\ \mathbf{u}_{s, \text{im}, t} \end{bmatrix} \quad (15.8-3)$$

$$\mathbf{H}_{R,11,s,t} = \mathbf{H}_{R,22,s,t} = \text{diag}(1 \dots 1) \quad (15.8-4)$$

Die jeweils resultierenden zwei Messmodellgleichungen für Real- und Imaginärteil müssen für jede Spannungsbetragmessung und jedes Komponentensystem s implementiert werden. Eine Kopplung der Real- und Imaginärteile ist dabei nicht vorhanden, sodass dementsprechend gute Bad-Data-Erkennungs-Eigenschaften vorliegen.

15.8.3 Messmodellmatrizen für Wirk- und Blindstrommessungen

Die Herleitung der Messmodellmatrizen für Wirk- und Blindstrommessungen erfolgt nachfolgend am Beispiel der in Abbildung 15.4 dargestellten Netzanordnung. Es wird angenommen, dass an jedem Netzknoten und zu jedem Zeitpunkt t die komplexen Netzknotenspannungen $\underline{U}_{i,s,t}$ in jedem Komponentensystem s bekannt sind. Zudem wird vorausgesetzt, dass alle Admittanzen $\underline{Y}_{ij,s} = G_{ij,s} + j B_{ij,s}$ durch Konduktanzen $G_{ij,s}$ und Suszeptanzen $B_{ij,s}$ beschrieben werden können. Weiterhin wird die Suszeptanz $B_{i0,s}$ zur Nachbildung der Leitungskapazitäten berücksichtigt.

Unter diesen Annahmen berechnet sich der komplexe Knotenstrom $\underline{I}_{i,s,t}$ am Netzknoten i zunächst allgemein wie folgt:

$$\underline{I}_{i,s,t} = \underline{I}_{ai,s,t} + \underline{I}_{bi,s,t} + \underline{I}_{ci,s,t} + \underline{I}_{i0,s,t} \quad (15.8-5)$$

$$\begin{aligned} &= \underline{Y}_{ai,s} \cdot (\underline{U}_{a,s,t} - \underline{U}_{i,s,t}) + \underline{Y}_{bi,s} \cdot (\underline{U}_{b,s,t} - \underline{U}_{i,s,t}) \\ &\quad + \underline{Y}_{ci,s} \cdot (\underline{U}_{c,s,t} - \underline{U}_{i,s,t}) - \underline{Y}_{i0,s} \cdot \underline{U}_{i,s,t} \end{aligned} \quad (15.8-6)$$

Durch Umsortierung ergibt sich weiterhin folgende Beziehung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{i,s,t} = & \underline{Y}_{ai,s} \cdot \underline{U}_{a,s,t} + (-\underline{Y}_{ai,s} - \underline{Y}_{bi,s} - \underline{Y}_{ci,s} - \underline{Y}_{i0,s}) \cdot \underline{U}_{i,s,t} \\ & + \underline{Y}_{bi,s} \cdot \underline{U}_{b,s,t} + \underline{Y}_{ci,s} \cdot \underline{U}_{c,s,t} \end{aligned} \quad (15.8-7)$$

Die Trennung in Real- und Imaginärteil liefert schließlich:

$$\begin{aligned} I_{i,s,wirk,t} = & G_{ai,s} \cdot U_{a,s,real,t} + (-G_{ai,s} - G_{bi,s} - G_{ci,s}) \cdot U_{i,real,t} \\ & + G_{bi,s} \cdot U_{b,s,real,t} + G_{ci,s} \cdot U_{c,s,real,t} \\ & - B_{ai,s} \cdot U_{a,s,imag,t} + (B_{ai,s} + B_{bi,s} + B_{ci,s} + B_{i0,s}) \cdot U_{i,imag,t} \\ & - B_{bi,s} \cdot U_{b,s,imag,t} - B_{ci,s} \cdot U_{c,s,imag,t} \end{aligned} \quad (15.8-8)$$

$$\begin{aligned} I_{i,s,blind,t} = & B_{ai,s} \cdot U_{a,s,real,t} + (-B_{ai,s} - B_{bi,s} - B_{ci,s} - B_{i0,s}) \cdot U_{i,real,t} \\ & + B_{bi,s} \cdot U_{b,s,real,t} + B_{ci,s} \cdot U_{c,s,real,t} \\ & + G_{ai,s} \cdot U_{a,s,imag,t} + (-G_{ai,s} - G_{bi,s} - G_{ci,s}) \cdot U_{i,imag,t} \\ & + G_{bi,s} \cdot U_{b,s,imag,t} + G_{ci,s} \cdot U_{c,s,imag,t} \end{aligned} \quad (15.8-9)$$

Die vorherigen Gleichungen können weiterhin in Matrizenform gemäß der Gleichung (15.8-10) dargestellt werden, wenn allgemein die Messung k am Netzknoten i betrachtet wird:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{g}_{k,s}^T & -\mathbf{b}_{k,s}^T \\ \mathbf{b}_{k,s}^T & \mathbf{g}_{k,s}^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{k,s,\text{wirk},t} \\ I_{k,s,\text{blind},t} \end{bmatrix} \quad (15.8-10)$$

Die Konduktanz- und Suszeptanz-Zeilenvektoren $\mathbf{g}_{k,s}^T$ und $\mathbf{b}_{k,s}^T$ ergeben sich diesbezüglich nach den folgenden Gleichungen:

$$\mathbf{g}_{k,s}^T = \begin{bmatrix} \dots & G_{ai,s} & \dots & -\sum_{j=a}^c G_{ji,s} & \dots & G_{bi,s} & \dots & G_{ci,s} & \dots \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{b}_{k,s}^T = \begin{bmatrix} \dots & B_{ai,s} & \dots & \left(-\sum_{j=a}^c B_{ji,s} - B_{i0,s} \right) & \dots & B_{bi,s} & \dots & B_{ci,s} & \dots \end{bmatrix} \quad (15.8-11)$$

Spalte: a i b c

15.8.4 Messmodellmatrizen für Strombetragsmessungen

Aufgrund nichtlinearer Beziehungen kann der an einem Netzknoten i gemessene Strombetrag $\left| \underline{I}'_{i,s,t} \right|$ nicht exakt als lineare Funktion in die Messmodellgleichungen miteinbezogen werden. Gemäß Abschnitt 15.7 im Anhang besteht aber die Möglichkeit, den Strombetrag der k -ten Messung im Komponentensystem s allgemein durch einen linearen Näherungsansatz mit skalaren Approximationsvariablen $a, b \in \mathbb{R}$ und geringem Approximationsfehler zu berücksichtigen, wenn I der wahre Strombetrag, I' der zugehörige Näherungswert und φ_{UI} der Phasenverschiebungswinkel ist:

$$I = \sqrt{I_{\text{wirk}}^2 + I_{\text{blind}}^2} \quad (15.8-12)$$

$$I_{\text{wirk}} = \cos \varphi_{UI} \cdot I \quad (15.8-13)$$

$$I_{\text{blind}} = \sin \varphi_{UI} \cdot I \quad (15.8-14)$$

$$I' = a \cdot I_{\text{wirk}} + b \cdot I_{\text{blind}} \quad (15.8-15)$$

Auf Basis dieses Näherungsansatzes entsteht folglich die Messmodellgleichung für Strombetragsmesswerte in Gleichung (15.8-16). Die Approximationsvariablen a, b gehen

dabei über in die Linearisierungs-Diagonalmatrizen $M_{k,s,t}$ und $N_{k,s,t}$. Für die Wirk- und Blindströme $I_{\text{wirk}}, I_{\text{blind}}$ werden die in Gleichung (15.8-10) hergeleiteten Matrizen-Beziehungen eingesetzt. Auch die Konduktanz- und Suszeptanzvektoren $\mathbf{g}_{k,s}^T$ und $\mathbf{b}_{k,s}^T$ wurden diesbezüglich bereits im vorherigen Abschnitt 15.8.3 abgeleitet.

$$\left[\begin{array}{cc} \mathbf{g}_{k,s}^T & -\mathbf{b}_{k,s}^T \\ \mathbf{b}_{k,s}^T & \mathbf{g}_{k,s}^T \end{array} \cdot M_{k,s,t} + \begin{array}{cc} \mathbf{b}_{k,s}^T & \mathbf{g}_{k,s}^T \end{array} \cdot N_{k,s,t} \right] \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \left| \hat{I}'_{i,s,t} \right| \quad (15.8-16)$$

$$M_{k,s,t} = \text{diag} (m_{k,s,t}, m_{k,s,t}) \quad (15.8-17)$$

$$N_{k,s,t} = \text{diag} (n_{k,s,t}, n_{k,s,t}) \quad (15.8-18)$$

Durch die Wahl der Linearisierungs-Diagonalmatrizen $M_{k,s,t}$ und $N_{k,s,t}$ nach den Gleichungen (15.8-17) und (15.8-18) entsteht folgende Beziehung:

$$\left[\begin{array}{cc} \mathbf{g}_{k,s}^T \cdot m_{k,s,t} + \mathbf{b}_{k,s}^T \cdot m_{k,s,t} & -\mathbf{b}_{k,s}^T \cdot n_{k,s,t} + \mathbf{g}_{k,s}^T \cdot n_{k,s,t} \\ \mathbf{b}_{k,s}^T \cdot m_{k,s,t} - \mathbf{g}_{k,s}^T \cdot n_{k,s,t} & \mathbf{g}_{k,s}^T \cdot m_{k,s,t} + \mathbf{b}_{k,s}^T \cdot n_{k,s,t} \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{re},t} \\ \hat{\mathbf{u}}_{s,\text{im},t} \end{bmatrix} = \left| \hat{I}'_{i,s,t} \right| \quad (15.8-19)$$

Besonders geringe Näherungsfehler ergeben sich, wenn die Linearisierungsfaktoren für jedes Komponentensystem s wie folgt gewählt werden:

$$m_{k,s,t} = 1,03 \cdot \cos \varphi'_{UI,k,s,t} \quad (15.8-20a)$$

$$n_{k,s,t} = 1,03 \cdot \sin \varphi'_{UI,k,s,t} \quad (15.8-20b)$$

Aufgrund der zeitabhängigen Linearisierungsfaktoren müssen die zugehörigen Messmodellgleichungen für jeden Zeitschritt Δt neu aufgebaut werden. Der Phasenverschiebungswinkel $\varphi'_{UI,k,s,t}$ kann bei bekannten Spannungswinkeln üblicherweise mit vergleichsweise geringen Fehlern aus den zugehörigen Wirk- und Blindstromwerten berechnet werden. Der besonders von dem Stromwinkelfehler in Leitergrößen abhängig maximale Näherungsfehler in symmetrischen Komponenten wird in Abschnitt 14.9 im Anhang betrachtet.

15.9 Rücktransformation normierter Residuen in Leitergrößen

Üblicherweise können bei der Lokalisierung von grob falschen Messfehlern die ermittelten Residuen in symmetrischen Komponenten $r_{k,s, \text{re/im}, t}$ der Messung k im Komponentensystem $s \in \{1, 2, 0\}$ zum Zeitpunkt t nur bedingt korrekt interpretiert werden. Folglich ist es erforderlich, die Residuen in das Leitersystem zurück zu transformieren. Damit ein Vergleich aller Residuen möglich ist, müssen diese entsprechend mit der jeweiligen Standardabweichung normiert werden. Das normierte Residuum $r_{k,s,t}^N$ ergibt sich ausgehend von dem absoluten Residuum $r_{k,s,t}$ und der zugehörigen Standardabweichung $\sigma_{r_{k,s}}$ des absoluten Residuums gemäß:

$$r_{k,s,t}^N = \frac{r_{k,s,t}}{\sigma_{r_{k,s}}} \quad (15.9-1)$$

Der normierte Residuenvektor $\underline{r}_{k,120,t}^N$ in symmetrischen Komponenten der Messung k folgt mit dem Residuenvektor $\underline{r}_{k,120,t}$ zu:

$$\begin{bmatrix} r_{k,1,t}^N \\ r_{k,2,t}^N \\ r_{k,0,t}^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{r_{k,1}}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,2}}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,0}}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1,t} \\ r_{k,2,t} \\ r_{k,0,t} \end{bmatrix} \quad (15.9-2)$$

Wird eine komplexe Messgröße, wie beispielsweise eine komplexe Knotenspannung, betrachtet, so existieren jeweils ein Realteil- sowie ein Imaginärteil-Residuum. Der komplexe normierte Residuenvektor $\underline{r}_{k,120,t}^N$ in symmetrischen Komponenten ergibt sich dann nach Gleichung (15.9-3):

$$\begin{bmatrix} r_{k,1,t}^N \\ r_{k,2,t}^N \\ r_{k,0,t}^N \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{r_{k,1, \text{re}}}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,2, \text{re}}}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,0, \text{re}}}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1, \text{re}, t} \\ r_{k,2, \text{re}, t} \\ r_{k,0, \text{re}, t} \end{bmatrix}}_{\underline{r}_{k,120, \text{re}, t}} + j \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{r_{k,1, \text{im}}}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,2, \text{im}}}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_{r_{k,0, \text{im}}}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1, \text{im}, t} \\ r_{k,2, \text{im}, t} \\ r_{k,0, \text{im}, t} \end{bmatrix}}_{\underline{r}_{k,120, \text{re}, t}} \quad (15.9-3)$$

Der komplexe normierte Residuenvektor $\underline{r}_{k,120,t}^N$ kann allgemein mit der Transformationsmatrix \underline{T} gemäß Abschnitt 2.1.6.3 in den normierten Residuenvektor $\underline{r}_{k,L123,t}^N$ in

Leitergrößen überführt werden:

$$\underline{r}_{k,L123,t}^N = \underline{T}^{-1} \cdot \underline{r}_{k,120,t}^N \quad (15.9-4)$$

Damit die Real- und Imaginärteile von $\underline{r}_{k,120,t}^N$ untereinander vergleichbar sind müssen diese gemäß Abschnitt 14.1 im Anhang auf die zugehörige Leiterspannung bezogen werden. Folglich muss die Transformationsmatrix wie nachfolgend gezeigt angepasst werden:

$$\underline{r}_{k,L123,t}^{N,U_{Lx}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{a} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \underline{r}_{k,120,t}^N = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \underline{r}_{k,120,t}^N \quad (15.9-5)$$

Gemäß den Ausführungen in Abschnitt 14.10 sind die Standardabweichungen der Real- und Imaginärteile in den Komponentensystemen s jeweils identisch:

$$\sigma_{r_{k,120, \text{re}}} = \sigma_{r_{k,1, \text{re}}} \approx \sigma_{r_{k,2, \text{re}}} \approx \sigma_{r_{k,0, \text{re}}} \quad (15.9-6)$$

$$\sigma_{r_{k,120, \text{im}}} = \sigma_{r_{k,1, \text{im}}} \approx \sigma_{r_{k,2, \text{im}}} \approx \sigma_{r_{k,0, \text{im}}} \quad (15.9-7)$$

Somit vereinfacht sich die Berechnung von $\underline{r}_{k,120,t}^N$ nach Gleichung (15.9-3) zu:

$$\begin{bmatrix} \underline{r}_{k,1,t}^N \\ \underline{r}_{k,2,t}^N \\ \underline{r}_{k,0,t}^N \end{bmatrix} = \frac{1}{\sigma_{r_{k,120, \text{re}}}} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1, \text{re}, t} \\ r_{k,2, \text{re}, t} \\ r_{k,0, \text{re}, t} \end{bmatrix} + j \frac{1}{\sigma_{r_{k,120, \text{im}}}} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1, \text{im}, t} \\ r_{k,2, \text{im}, t} \\ r_{k,0, \text{im}, t} \end{bmatrix} \quad (15.9-8)$$

Kann unterstellt werden, dass $\sigma_{r_{k,120, \text{re}}}$ und $\sigma_{r_{k,120, \text{im}}}$ näherungsweise identisch sind, folgt mit dem Wert $\sigma_{r_{k,120}}$ Gleichung (15.9-9) zur Berechnung des komplexen normierten Residuenvektors $\underline{r}_{k,L123,t}^{N,U_{Lx}}$ in algebraischer Form ausgehend von $r_{k,120, \text{re}, t}$ und $r_{k,120, \text{im}, t}$. Nach Abschnitt 15.6 im Anhang ist dabei $\sigma_{r_{k,L123}} = \sqrt{3} \cdot \sigma_{r_{k,120}}$ die Standardabweichung der absoluten Residuen in Leitergrößen.

$$\begin{bmatrix} r_{k,L1, \text{wirk}, t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L1, \text{blind}, t}^{N,U_{Lx}} \\ r_{k,L2, \text{wirk}, t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L2, \text{blind}, t}^{N,U_{Lx}} \\ r_{k,L3, \text{wirk}, t}^{N,U_{Lx}} + j r_{k,L3, \text{blind}, t}^{N,U_{Lx}} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot \sigma_{r_{k,120}}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{k,1, \text{re}, t} + j r_{k,1, \text{im}, t} \\ r_{k,2, \text{re}, t} + j r_{k,2, \text{im}, t} \\ r_{k,0, \text{re}, t} + j r_{k,0, \text{im}, t} \end{bmatrix} \quad (15.9-9)$$

16 Anhang zur simulativen Systemvalidierung

16.1 Validierung der Leiterunterbrechungs-Erkennung

Die Ergebnisse zur Validierung der Topologiefehler (TF)-Erkennung sind bereits in Abschnitt 6.4 dargestellt. Der Vollständigkeit halber werden die gezeigten Ergebnisse nachfolgend nochmals zusammengefasst und um weitere relevante Diagramme für die Leiterunterbrechungsprüfung erweitert.

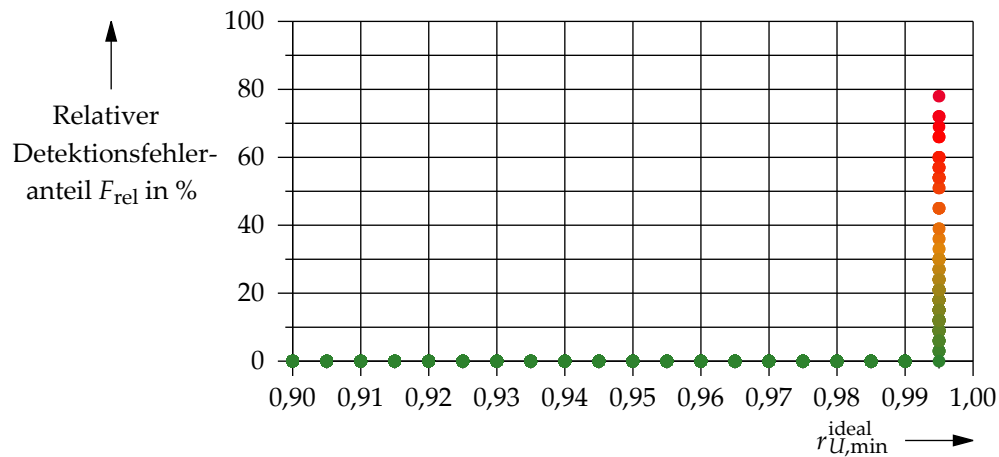


Abbildung 16.1: Relativer Detektionsfehler der Topologiefehler-Erkennung in Abhängigkeit von $r_{U,min}^{ideal}$ bei direkt benachbarten Netzknoten

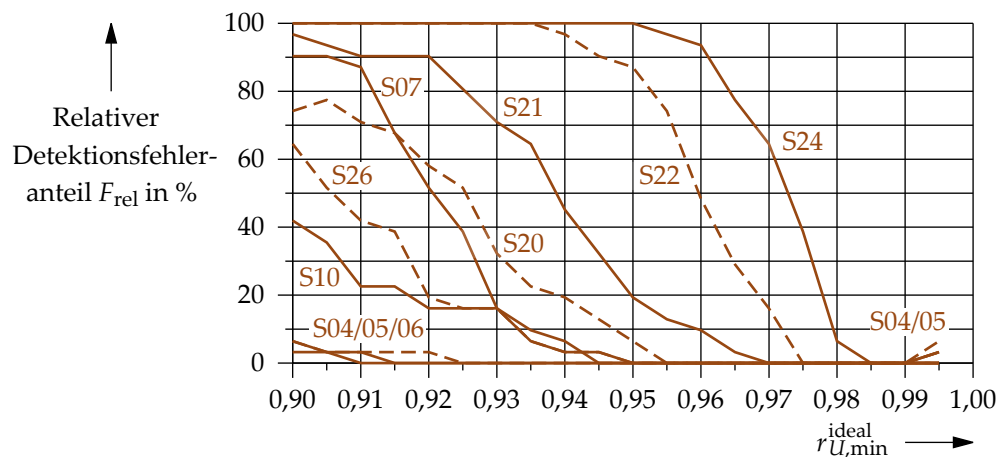


Abbildung 16.2: Relativer Detektionsfehler der TF-Erkennung in Abhängigkeit von $r_{U,min}^{ideal}$ bei nicht direkt benachbarten Netzknoten

Die nachfolgenden Abbildungen 16.3 und 16.4 zeigen, dass bei geeigneter Wahl von $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985$ eine sichere Erkennung von Leiterunterbrechungen möglich ist. Bei einer zweckmäßigen Wahl der für eine Betrachtung herangezogenen Knotenkombination stellt sich ein Erkennungsverhalten mit nahezu ausgeschlossener Fehlererkennung ein.

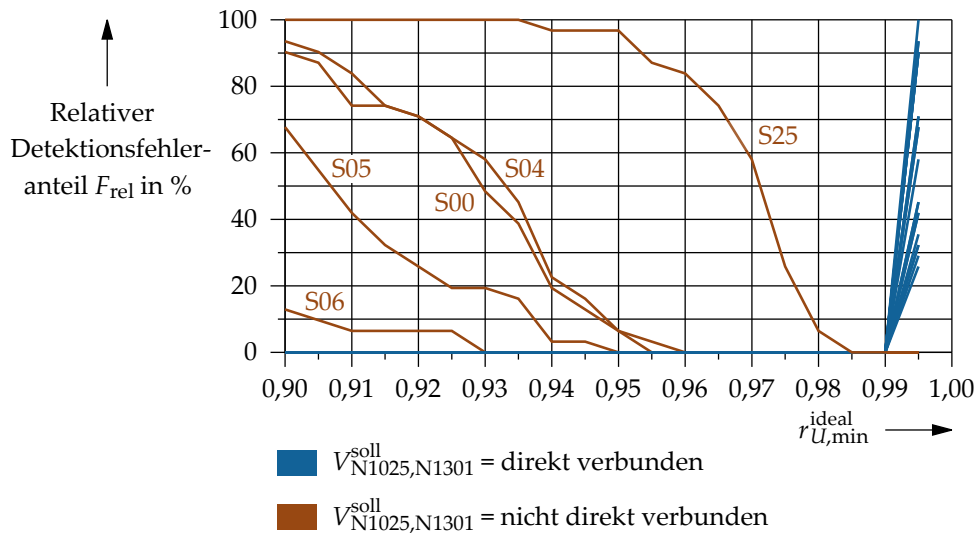


Abbildung 16.3: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N1025-N1301

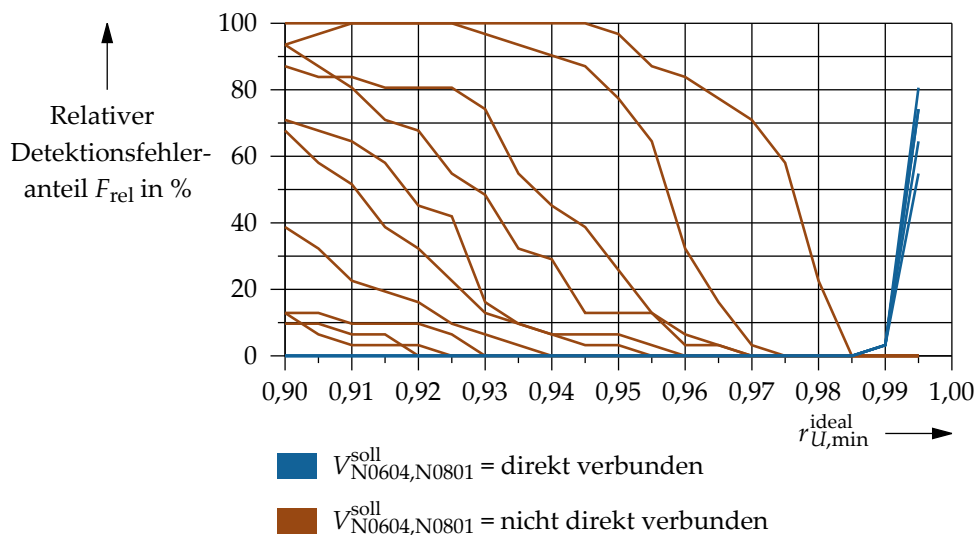


Abbildung 16.4: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N0604-N0801

Die Abbildungen 16.5 und 16.6 hingegen zeigen, dass bei einem zu geringen idealen Korrelationskoeffizienten keine eindeutige Leiterunterbrechungs-Erkennung möglich ist. Dieses Verhalten tritt insbesondere bei sehr großen Leitungslängen zwischen den Netzknoten unterschiedlicher Netzsträngen auf. Weiterhin ist mit diesem Sachverhalt zu rechnen, wenn viele Abzweige an einem, zwischen den betrachteten Netzknoten liegenden, Kabelverteilerschrank vorhanden sind.

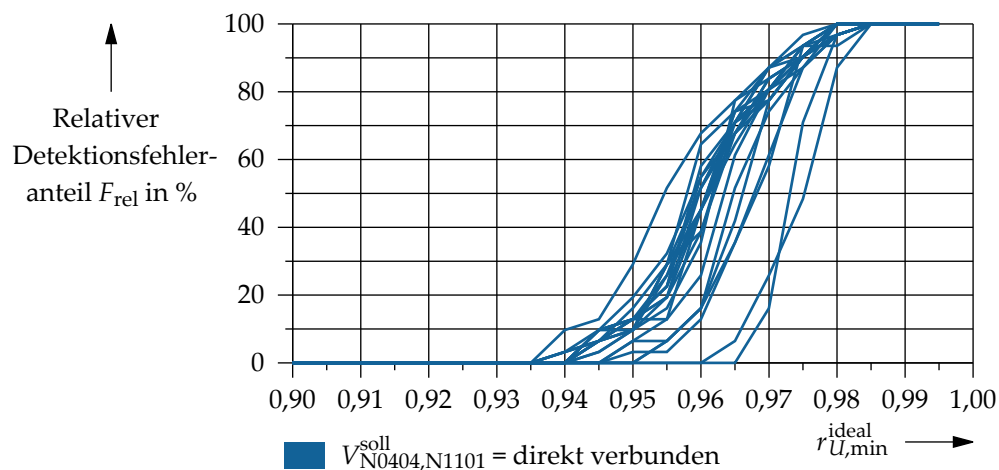


Abbildung 16.5: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N0404-N1101

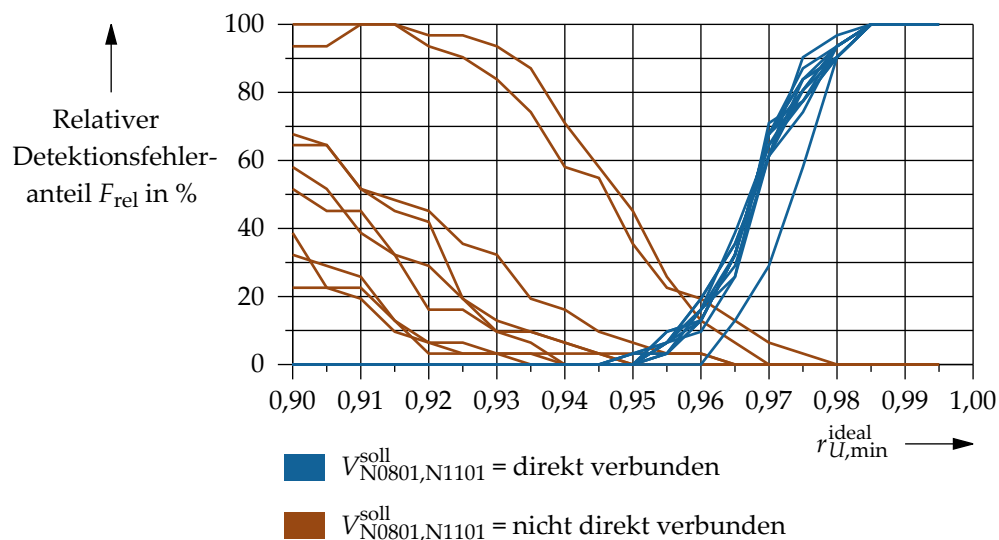


Abbildung 16.6: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N0801-N1101

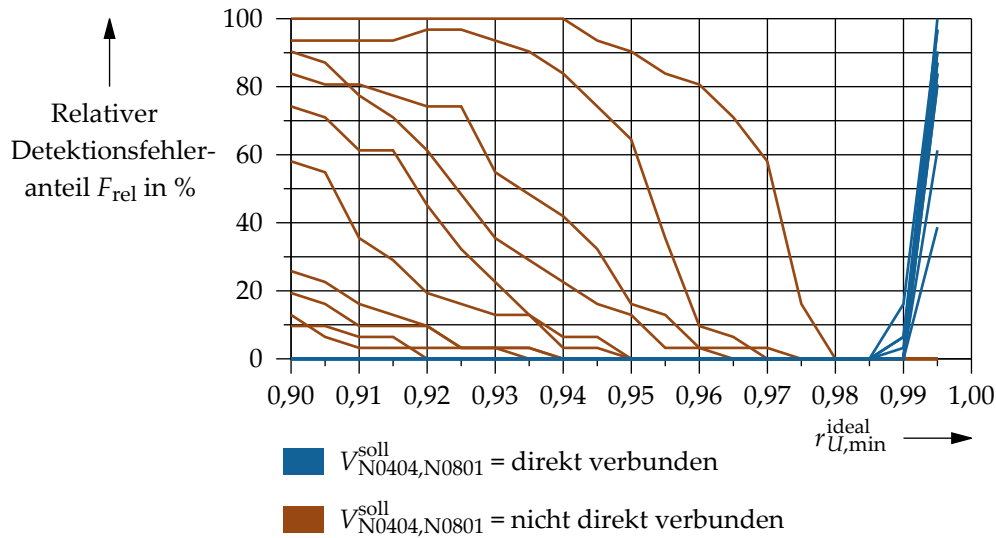


Abbildung 16.7: TF-Detektionsfehler bei benachbarten Netzknoten und dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank, Betrachtungsort N0404-N0801

Abbildung 16.7 zeigt abschließend den relativen TF-Erkennungsfehler für die Netzknotenkombination N0404-N0801. Diese ist gekennzeichnet durch die mit hoher Wahrscheinlichkeit geringste im Testnetz vorkommende Spannungsbetragskorrelation von direkt benachbarten Netzknoten mit dazwischenliegendem Kabelverteilerschrank. Begründet ist diese Annahme durch die vergleichsweise hohe Anzahl an fünf Leitungsabgängen am Kabelverteilerschrank KV 2. Es zeigt sich jedoch auch in diesem Fall, dass bei $r_{U,\min}^{\text{ideal}} = 0,985$ keine Detektionsfehler auftreten und das Verfahren somit in Extremsituationen zuverlässig funktioniert.

16.2 Ermittlung der Güte der Netzzustandsschätzung

Die simulativ bestimmte Schätzgenauigkeit des entwickelten Netzzustandsschätzalgorithmus wird im Hauptteil in Abschnitt 6.5 thematisiert. Als Kriterium für die Bewertung der Schätzgenauigkeit werden Häufigkeitsdiagramme von absoluten, auf die jeweilige Leiterspannung bezogenen, Stromresiduen $r_I^{U_{Lx}}$ verwendet. Spannungsbetragsresiduen sind für die Bewertung der Schätzgüte grundsätzlich weniger aussagekräftig als Stromresiduen, sodass diese nicht betrachtet werden.

Abbildung 16.8 zeigt die Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bei messfehlerlosen synthetischen Messdaten, ohne Berücksichtigung von grob falschen Messwerten. Wie ersichtlich, ist dabei $r_I^{U_{Lx}}$ normalverteilt mit betragsmäßig maximalen Werten

von in etwa 5 mA. Dieser Wert entspricht somit dem allgemeinen Estimationsfehler des Systems, der weitgehend durch numerische Ungenauigkeiten bestimmt wird.

Letztlich zeigt Abbildung 16.9 analog zum Hauptteil die Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bei messfehlerbehafteten synthetischen Messdaten, ohne Berücksichtigung grob falscher Messwerte. Wiederum ist $r_I^{U_{Lx}}$ normalverteilt, nun jedoch mit betragsmäßig maximalen Werten von in etwa 200 mA. Messfehler werden somit zu einem Großteil durch den Schätzalgorithmus ausgeglichen.

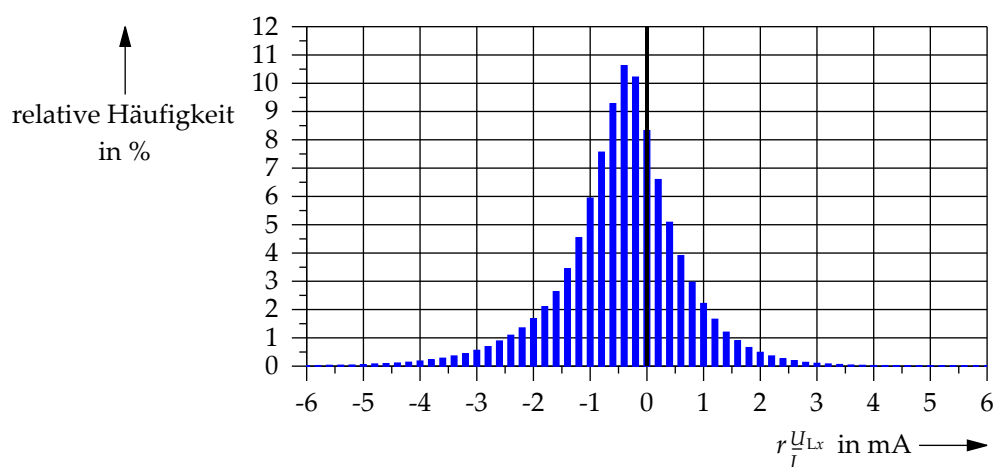


Abbildung 16.8: Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bei messfehlerlosen, synthetischen Messdaten ohne Berücksichtigung grob falscher Messwerte

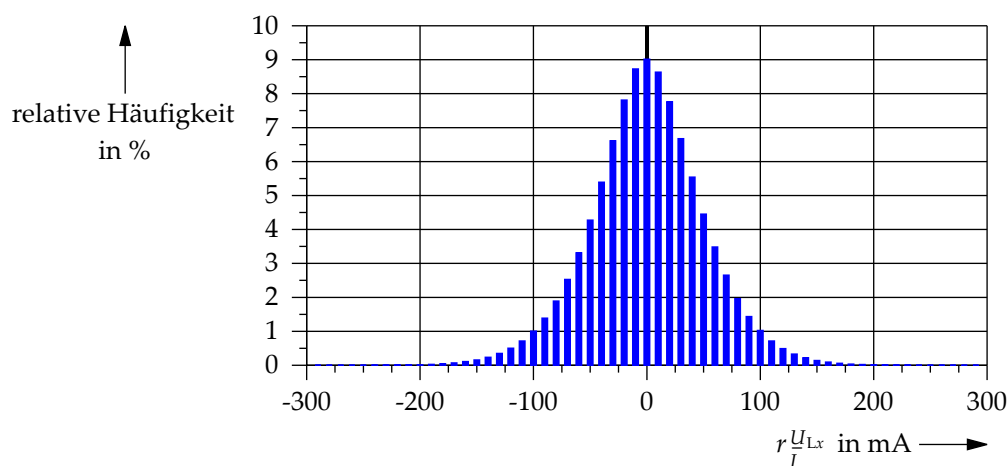


Abbildung 16.9: Verteilung absoluter Stromgrößen-Residuen $r_I^{U_{Lx}}$ bei messfehlerbehafteten, synthetischen Messdaten ohne Berücksichtigung grob falscher Messwerte

16.3 Test der Erkennung grob falscher Messfehler

Der Test zur Erkennung von grob falscher Messfehlern wird inklusive der Ergebnisdiskussion im Hauptteil in Abschnitt 6.6 erläutert. Nachfolgend werden alle diesbezüglich gezeigten Abbildungen und relevanten Tabellen nochmals zusammengefasst.

Die Abbildungen 16.8 bis 16.13 beinhalten die Verläufe der relativen Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} von grob falschen Messfehlern in Abhängigkeit einer Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_U beziehungsweise ϵ_I . Gemäß den Angaben im Hauptteil werden, ausgehend von den Diagrammen, $\epsilon_U = 2,3$ und $\epsilon_I = 2,0$ gewählt.

Tabelle 16.1 beinhaltet die simulativ bestimmten Wahrscheinlichkeiten von Bad-Data-Fehlerkennungen ohne vorliegende grob falsche Messfehler, wiederum in Abhängigkeit der Detektionsgrenze ϵ , für vier verschiedene Anteile an Bad-Data-Fehlerkennungen.

Abbildung 16.14 zeigt die relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} von grob falschen Strommessfehlern, wenn für die Bad-Data-Erkennung als Kriterium jeweils nur der mit einem grob falschen Messfehler behaftete Leiter und somit keine detaillierte Bad-Data-Stromtyp-Erkennung relevant ist.

Die Abbildungen 16.15 bis 16.17 zeigen schließlich die relativen Erkennungswahrscheinlichkeiten von Wirk-, Blind- und Strombetrags-Bad-Data für vier verschiedene, im Hauptteil erläuterte, Last-PV-Einspeise-Kombinationen bei zugrunde gelegtem Leitererkenntnis-Kriterium.

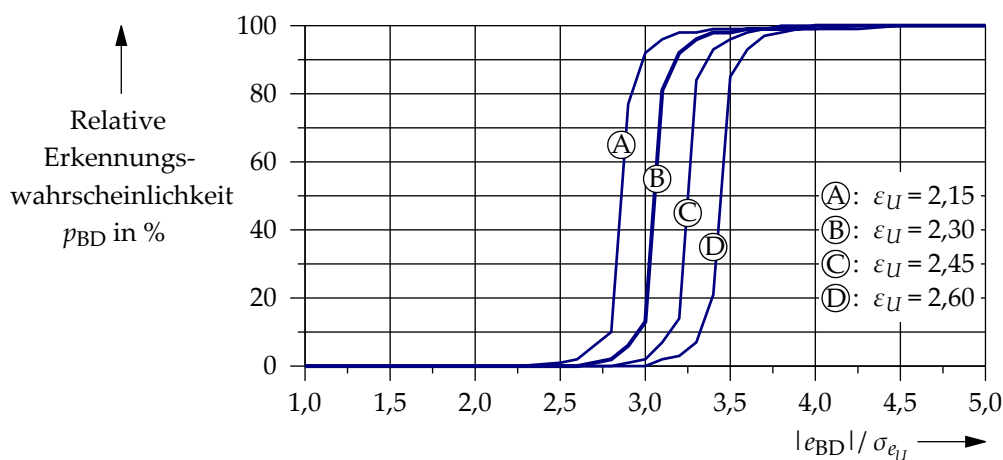


Abbildung 16.10: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Spannungsbetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_U

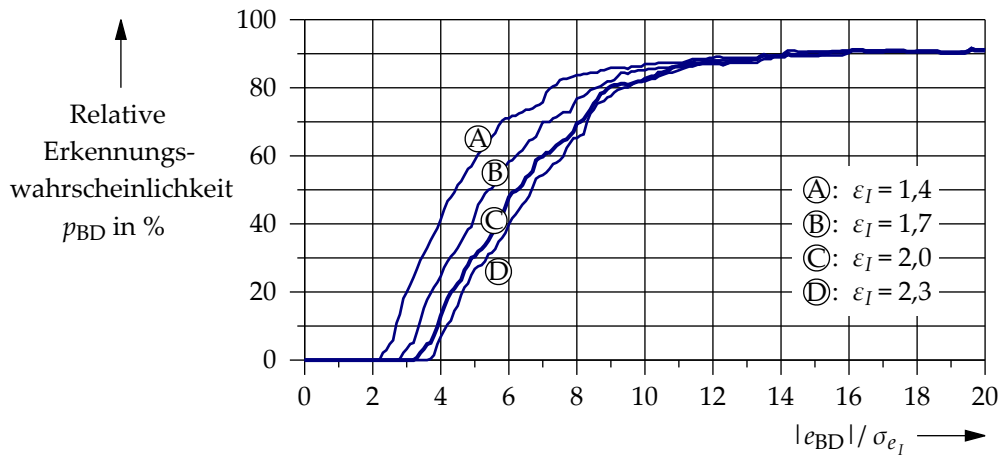


Abbildung 16.11: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

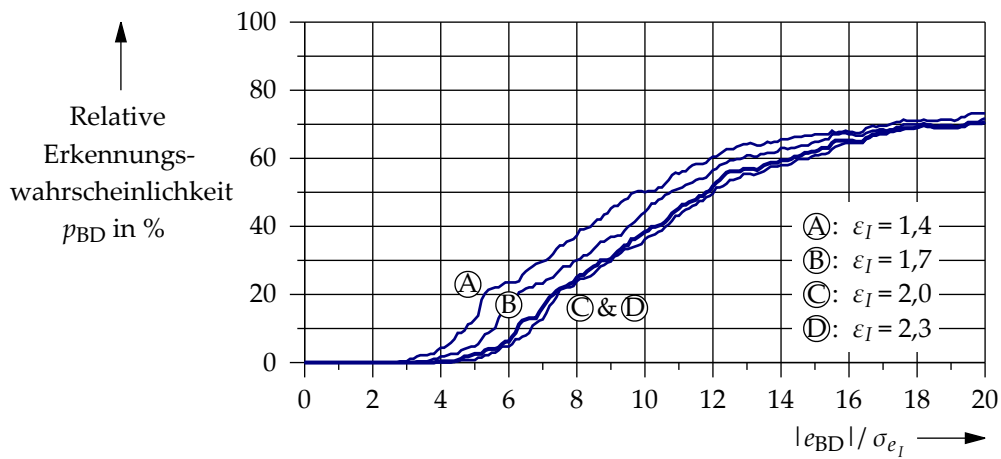


Abbildung 16.12: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

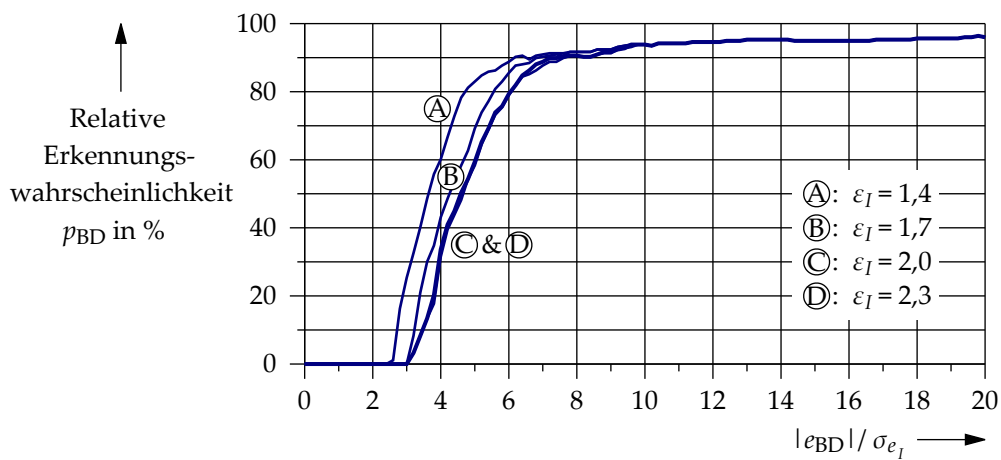


Abbildung 16.13: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit der Bad-Data-Detektionsgrenze ϵ_I

Tabelle 16.1: Wahrscheinlichkeiten von Bad-Data-Fehlerkennungen ohne vorliegende grob falsche Messfehler in Abhängigkeit der Detektionsgrenze ϵ

Messgröße	Detektionsgrenze	Wahrscheinlichkeit des Anteils an fälschlicherweise erkannten Bad Data von:			
		0 %	0,4 %	0,7 %	1,1 %
$ \underline{u}_{i,Lx} $	$\epsilon_U = 2,15$	37 %	36 %	18 %	9 %
	$\epsilon_U = 2,30$	85 %	14 %	1 %	0 %
	$\epsilon_U = 2,45$	94 %	6 %	0 %	0 %
$ \underline{I}_{i,Lx} $	$\epsilon_I = 1,7$	26 %	34 %	24 %	16 %
	$\epsilon_I = 2,0$	70 %	26 %	4 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,3$	92 %	7 %	1 %	0 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,wirk} $	$\epsilon_I = 1,7$	16 %	29 %	26 %	29 %
	$\epsilon_I = 2,0$	56 %	32 %	10 %	2 %
	$\epsilon_I = 2,3$	85 %	14 %	1 %	0 %
$\pm \underline{I}_{i,Lx,blind} $	$\epsilon_I = 1,7$	90 %	9 %	1 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,0$	97 %	2 %	1 %	0 %
	$\epsilon_I = 2,3$	99 %	1 %	0 %	0 %

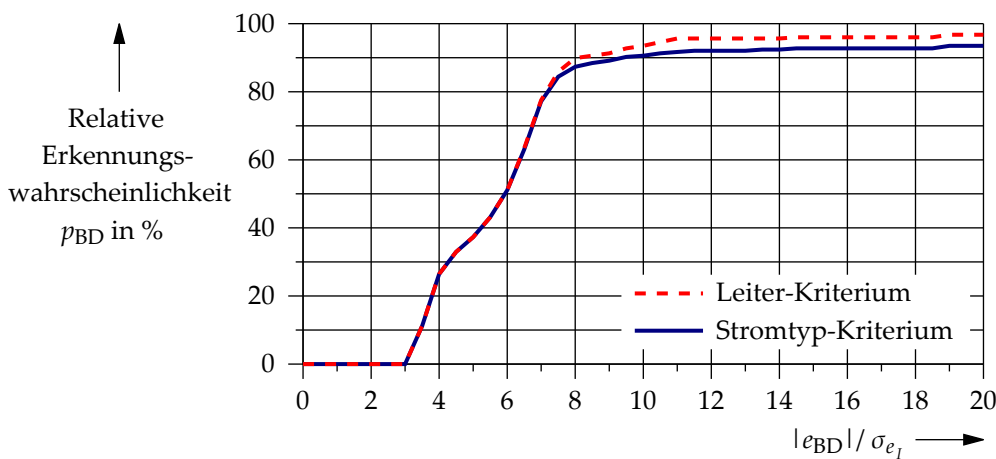


Abbildung 16.14: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Erkennungskriteriums

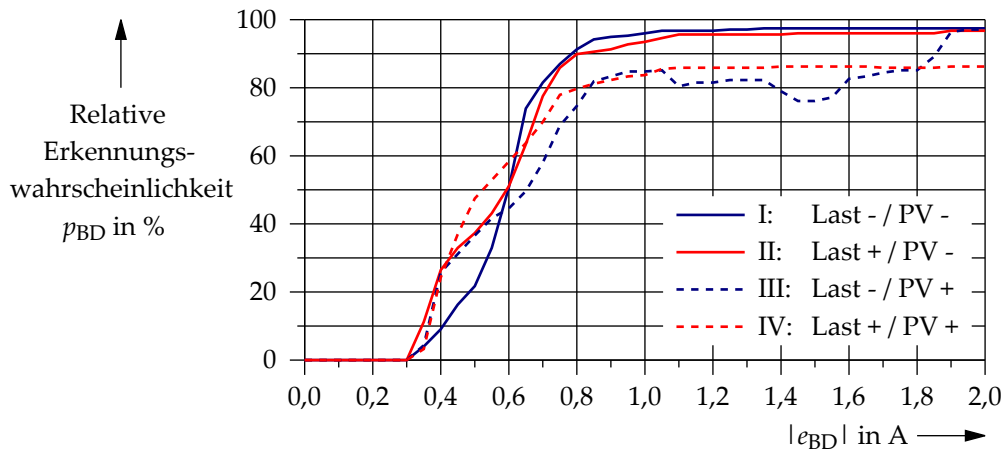


Abbildung 16.15: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes

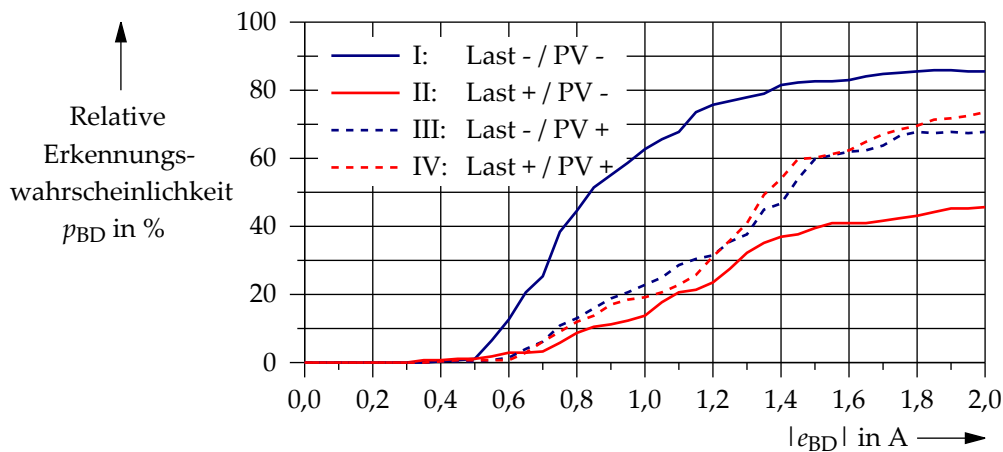


Abbildung 16.16: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes

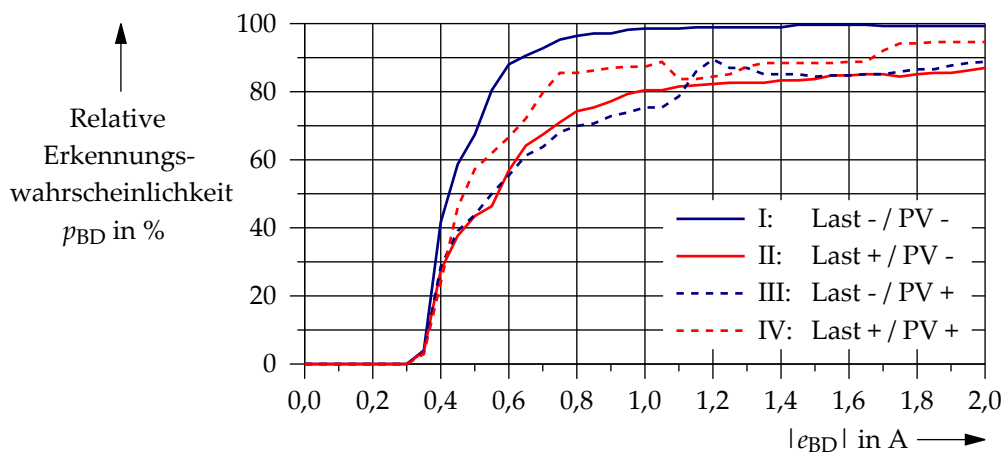


Abbildung 16.17: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler in Abhängigkeit des Netzzustandes

Die simulativen Testergebnisse zur Erkennung grob falscher Messfehler anhand von realistischen Bad-Data-Verläufen sind für Spannungsbetrags- und Stromgrößen in den Abbildungen 16.18 bis 16.21 dargestellt. Die Betrachtung umfasst dabei ein- und mehrfach grob falsche Messfehler an verschiedenen Netzknoten, wobei in einem Zeitschritt maximal acht Bad Data berücksichtigt werden. Für die Bad-Data-Detektion ist das zuvor beschriebene Leiter-Erkennungskriterium zugrunde gelegt.

Aus dem Verlauf in Abbildung 16.18 ist ersichtlich, dass Spannungsbetragsmessfehler ab einer Höhe von in etwa 1 V zuverlässig erkannt werden. Das Vorhandensein weiterer grob falscher Spannungsbetrags- oder Strommessfehler hat keinen erkennbaren Einfluss auf die Erkennungswahrscheinlichkeit. Dies ist durch die nahezu vollständige Unabhängigkeit der Spannungsbetragsmessungen untereinander zurückzuführen. Die Bad-Data-Erkennung ist aufgrund der Abhängigkeiten der Stromgrößen untereinander generell um ein Vielfaches problematischer als die Erkennung von Spannungsbetrags-Bad-Data. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass Wirkstrom-Bad-Data mit betragsmäßigem Wert ab 1,4 A mit einer durchschnittlichen Wahrscheinlichkeit von über 80 % vergleichsweise zuverlässig erkannt werden. Grobe Blindstrommessfehler werden grundsätzlich mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit detektiert. Dies ist auf die anteilige Zuweisung des vergleichenden Strombetragsmesswertes auf die Wirk- und Blindstromgrößen zurückzuführen, da Wirkstromwerte in der Regel deutlich größer als Blindstromwerte sind. Abschließend zeigt Abbildung 16.21 die Erkennungswahrscheinlichkeit von grob falschen Strombetragsmessfehlern. Wie ersichtlich, werden Strombetrags-Bad-Data ab 1,0 A nahezu vollständig erkannt.

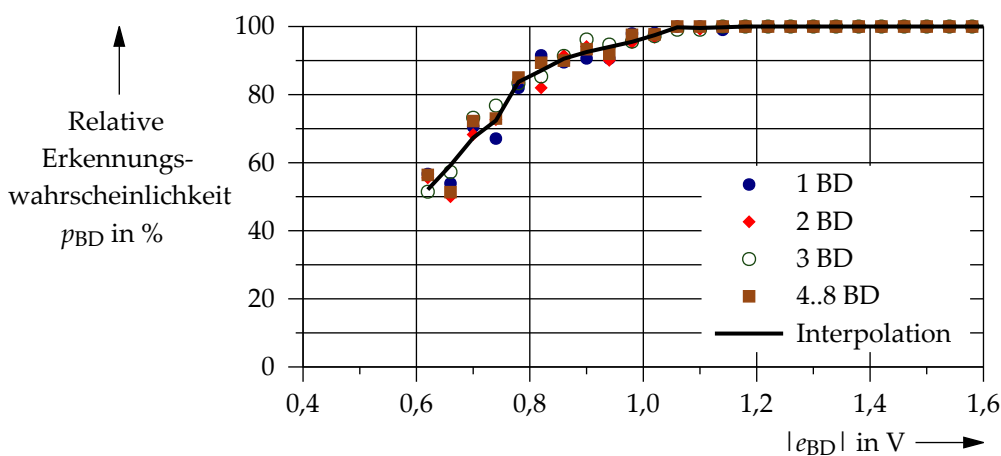


Abbildung 16.18: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Spannungsbetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data ϵ

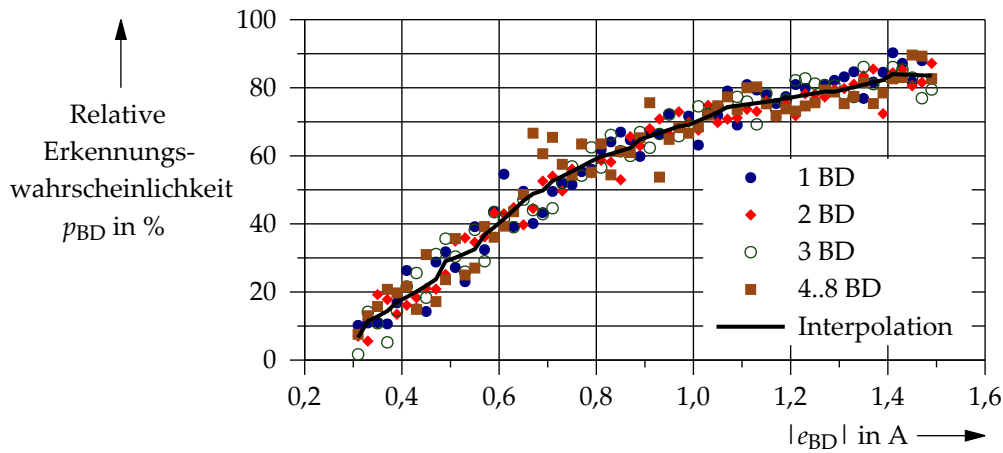


Abbildung 16.19: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Wirkstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

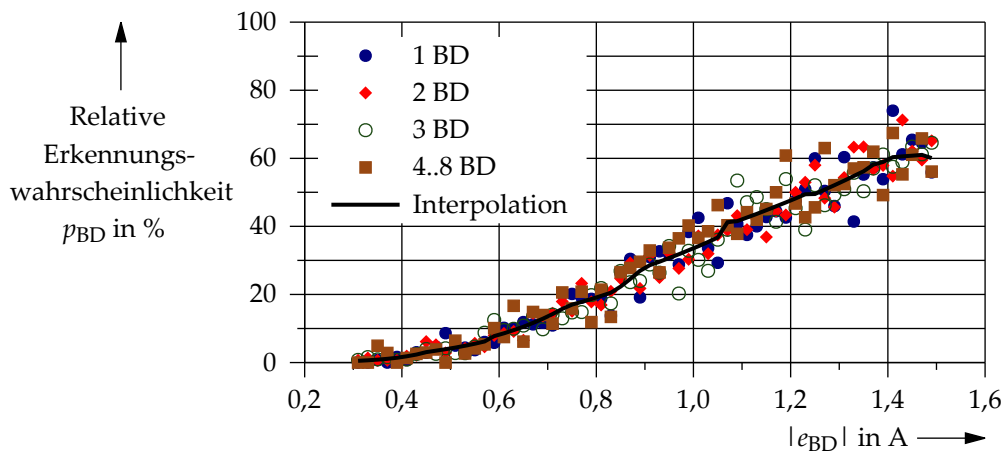


Abbildung 16.20: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Blindstrommessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

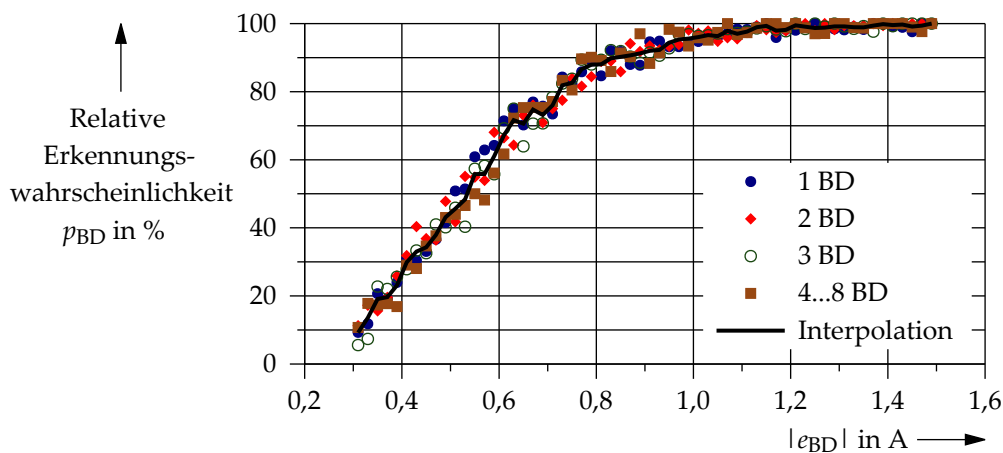


Abbildung 16.21: Relative Erkennungswahrscheinlichkeit p_{BD} grob falscher Strombetragsmessfehler für ein- und mehrfache Bad Data

17 English Summary

This work discusses a possible concept for a state estimation system for low voltage (LV) grids based on measurement data of modern measuring systems like smart meters. The focus of the work is the development of a robust and adequate three-phase state estimation algorithm including the methods for the detection of bad data and the necessary preprocessing of input data e.g. through plausibility checks. Also algorithms for the generation of replacement values and a topology fault detection are developed and presented. The system is validated by simulations and a field test.

At first, the mainly German challenges of the low voltage network operation in the context of an increased power feed-in of photovoltaic systems are discussed. Several options for the handling of voltage band exceeding are presented. With the probably continuously increasing feed-in of distributed renewable energy sources, overloading of lines is an additionally important topic. At present, there are only some approaches for dealing with local line overloading. A common approach is the particular installation of measurement equipment at cable distributors and the approximate determination of operational network parameters e.g. voltage magnitudes, currents and power values. But with the further roll-out of smart meters there is another possibility to gather relevant operational network parameters. These measurement values can be used within an LV state estimation algorithm. The main question of this work is if it is possible to develop a three-phase state estimation system with an adequate estimation accuracy based only on smart meter data and replacement values.

In the second chapter, the fundamentals of low voltage grids including mathematical descriptions are described. Also the basics of measurement technology and the common state estimation theory known from transmission systems are shown. Furthermore, the state of the art of actual known state estimation systems for medium and low voltage grids as well as data acquisition systems are summarized.

Following this, the concept of a possible three-phase LV state estimation system is presented. The requirements of the system are defined regarding the basic network operation targets e.g. a secure and reliable grid operation, avoiding interventions of protection devices in non-fault cases and the maximization of power feed-in from decentralized renewable energy sources like photovoltaic systems. The general output variable of the state estimation system is the state vector x which includes all voltage

magnitudes and angles from every network node. Based on x , all other relevant operational grid variables e.g. power or current values can be determined. As input variables, voltage and current magnitudes as well as active and reactive currents are used. The presented measuring concept includes the process for the acquisition of the relevant operational network variables with a measurement interval of ten minutes. For increasing the measurement redundancy η , house to grid connection lines are neglected and the measurements from smart meters are referred to the network nodes, e.g. the position of sleeves. After all, the to be expected estimation accuracies are derived on the basis of general measuring error values from smart meters. An overview of the state estimation system, interfaces and algorithms including the actual optimization part and bad data detection is given at the end of the third chapter.

A major topic of this work is the preprocessing of the system input data. It is shown, how plausibility checks can be done and how large bad data values can be localized before running the state estimation algorithm. Furthermore, methods for the generation of replacement values for household loads, power feed-ins of photovoltaic systems and voltage angles are described in detail. As the state estimation algorithm requires a correct network topology for adequate estimation results, a new topology fault detection algorithm has been developed. It is generally based on the ideal Pearson's correlation coefficient of voltage magnitudes without the influence of measurements errors. The intention is to localize conductor breaks or blown fuses in meshed LV grids as well as phase permutations in house connection boxes which can occur when conductors cannot be definitely referred to a phase L1,L2 or L3.

Chapter five includes all information about the three-phase state estimation algorithm. The whole optimization is done in symmetrical components as the calculation is much more easier. Through a new method for the linearization of non-linear absolute current equations a linear measurement model H has been derived and used within the optimization. As H is linear there is no need for iterations so that the algorithm is fast and not prone to convergence issues. As also virtual measurements at non-measured network nodes are used, the well-known augmented matrix approach is used, which is a special formulation of the weighted least square method. The solution of the optimization problem is obtained by the common QR-method. It is suitable especially for linear equation systems with large conditional numbers. For the detection of bad data, the often used method of normalized residuals is used with special definitions for the values of the residual covariance matrix. Replacement values are used if bad data occur and the respective measurements have to be substituted. Finally, all calculation

results are re-transformed from symmetrical components into the three-phase system and all active and reactive power and currents as well as line loadings are calculated.

The simulative verification is done based on data from a real LV test grid in Kaiserslautern, Germany, where a smart meter roll-out has been realized. Test scenarios for the measurement period of two years were derived from the corresponding smart meter data. The topology fault detection is tested by generating network topologies with some included topology faults and the following check if they are correctly localized by the algorithm. The results confirm the excellent topology fault detection probabilities. For the determination of the state estimation accuracy synthetic input data without any bad data value are used for the state estimation calculation. The results were analyzed regarding the distribution of the absolute residuals. It is shown, that the absolute residuals are Gaussian distributed with an expected value of nearly zero and realistic standard deviations which indicate a sufficient algorithm function. At last, the bad data detection algorithm is verified by using synthetic bad data test scenarios with single and multiple bad data values. The maximum number of simultaneously existing bad data were defined to eight. The test results show that voltage magnitude bad data can be localized with a probability of nearly 100 %, when detection limits are chosen in an adequate way. As the measurement redundancy is comparatively small, active and especially reactive current bad data can be localized worse but still sufficiently.

Within a field test, all algorithms have been implemented into an existing network control system which has been developed originally for medium voltage networks. After establishing the connection to the database with smart meter data, all algorithms have been tested within the real network operation. Regarding the topology fault detection the test results confirmed the excellent topology fault detection probabilities which have been determined by simulations. This implies, that topology faults e.g. conductor breaks can be localized in meshed LV grids only by using voltage magnitude values. This could be an argument for standardly meshed LV grids. The analysis of the estimation accuracy shows adequate values for voltage magnitudes as well as for absolute currents. Regarding this, additional measurement devices with good measurement accuracies have been installed at some cable distributors and voltage as well as current magnitudes have been measured and compared to the estimated values. Furthermore, the field test shows that single and multiple bad data can be identified in an appropriate way. For the test, random bad data were generated, inserted into the state estimator input data set and in most cases detected by the detection algorithm.

The preliminary question, whether it is possible to develop a LV state estimation system with an adequate estimation accuracy based only on smart meter data and replacement values, can be affirmed. The developed three-phase state estimation algorithm is robust, fast and shows good estimation accuracies. Additionally, topology faults can be localized in most realistic cases. The probabilities for the bad data detection are comparably good, especially for voltage magnitude bad data. Further work should cover the generation of very adequate replacement values for household loads, as the use of personalized load data is possibly legally restricted.

18 Lebenslauf

Persönliche Daten

Name	Dominik Michael Wäresch
Geburtsort	Schwetzingen

Hochschulstudium

09/2007 – 12/2010	Bachelorstudium der Energietechnik und der Erneuerbaren Energien an der Hochschule Mannheim
04/2011 – 09/2012	Masterstudium der Elektro- und Informationstechnik an der Technischen Universität Kaiserslautern, Vertiefungsrichtung Energietechnik

Beruflicher Werdegang

09/2003 – 07/2006	Ausbildung zum Elektroniker für Betriebstechnik bei der KS Gleitlager GmbH in St. Leon-Rot
07/2006 – 09/2006	Tätigkeit als Elektroniker für Betriebstechnik bei der KS Gleitlager GmbH in St. Leon-Rot
10/2012 – 12/2016	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement an der Technischen Universität Kaiserslautern
Seit 03/2017	Projektingenieur im Bereich Netzmanagement bei der Pfalzwerke Netz AG in Ludwigshafen