

Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

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

Universität Stuttgart

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Band 31

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur

Autor: Daniel Groß

Copyright: ©Daniel Groß

Herstellung und Verlag: BoD – Books on Demand, Norderstedt, Germany

ISBN: 978-3-75262-953-8

Kurzfassung

Um den Netzbetrieb der zunehmend komplexeren Verteilnetze unter den zukünftigen Rahmenbedingungen gewährleisten zu können, benötigen die Netzbetreiber in absehbarer Zeit, eine genaue Kenntnis über den aktuellen Systemzustand ihrer Verteilnetze. Zunächst steht hierbei die Überwachung der Betriebsmittelauslastungen sowie die Kontrolle der verbindlichen Einhaltung vorgegebener Spannungsbänder im Fokus der Netzbetreiber. Zukünftige Voraussetzungen für die kontinuierliche Ermittlung des Systemzustandes sind darüber hinaus im Bereich der aktiven Steuerung von bspw. Lade- und Einspeisemanagementsystemen zur operativen Verteilnetzführung denkbar. Die benötigte Kenntnis über den aktuellen Systemzustand in Verteilnetzen kann durch eine Verteilnetz-Zustandsschätzung erbracht werden.

Ziel dieser Dissertation ist es, ein praktikables und übertragbares Konzept einer Verteilnetz-Zustandsschätzung für den Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen zu entwickeln.

Hierfür konzentriert sich die Arbeit zunächst auf die Analyse vorhandener dreiphasiger Zustandsschätzalgorithmen, um eine geeignete Selektion für den praxisnahen Einsatz treffen zu können. Die Erweiterung der ausgewählten Algorithmen erfolgt sowohl mit dem Fokus der Anwendung unter realen Rahmenbedingungen, als auch in Bezug auf eine spannungsebenenübergreifende Berechnung des Systemzustandes.

In Anbetracht der defizitären Messinfrastruktur in Mittel- und Niederspannungsnetzen werden Ersatzwerte für die Berechnung des Systemzustandes benötigt. In der vorliegenden Dissertation wird ein Verfahren zur Generierung anpassbarer synthetischer Ersatzwerte, sogenannter Pseudomesswerte, vorgestellt, welche sowohl für die Verwendung in der Mittelspannung als auch in der Niederspannung geeignet sind.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit ist der Konzeptnachweis der vorgestellten Methode. Zu diesem Zweck findet eine Überprüfung der implementierten Verteilnetz-Zustandsschätzung in zwei realen Mittelspannungsnetzen statt. Zur Validierung der Berechnungsergebnisse stehen hierfür weitreichende Messinfrastrukturen in den beiden Netzgebieten zur Verfügung. Das Ziel ist dabei einerseits den Einfluss der Pseudowerte auf die Schätzgenauigkeit definierter Bewertungskriterien zu beurteilen. Andererseits dienen die Analysen zur Evaluierung der Übertragbarkeit der implementierten Methode auf andere Netzgebiete.

Abstract

In order to be able to guarantee the system operation of the increasingly complex distribution grids under the future framework conditions, the distribution system operators will in the foreseeable future require precise knowledge of the current system status of their distribution grids. First of all, the monitoring of equipment utilization as well as the control of mandatory compliance with specified voltage bands are the focus of the system operator. Future requirements for the continuous determination of the system state are also conceivable in the field of active control of, for example, charging and feed-in management systems for operational distribution system management. The required knowledge about the current system state in distribution grids can be provided by a distribution system state estimation.

The aim of this dissertation is to develop a feasible and transferable concept of a distribution system state estimation for use in medium and low voltage grids.

For this purpose, the work initially focuses on the analysis of existing three-phase state estimation algorithms in order to be able to make a suitable selection for the practical application. The extension of the selected algorithms takes place both with the focus of the application under real boundary conditions, as well as in relation to a voltage level spanning calculation of the system state.

In view of the deficient measurement infrastructure in medium and low voltage grids, substitute values are required for the calculation of the system state. In the present dissertation, a method is presented for the generation of adaptable synthetic substitute values, so-called pseudomeasurements, which are suitable for use both in medium voltage and in low voltage.

Another focus of the work is the proof of concept of the presented method. For this purpose, a check of the implemented distribution system state estimation takes place in two real medium voltage networks. To validate the calculation results, extensive measuring infrastructures are available in both grids. On the one hand, the goal is to assess the influence of the pseudomeasurements on the estimation accuracy of defined evaluation criteria. On the other hand, the analyzes serve to evaluate the transferability of the implemented method to other grids.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation und Hintergrund	1
1.2	Thema und Zielsetzung	3
1.3	Aufbau der Arbeit	5
1.4	Wissenschaftliche These	6
2	Rahmenbedingungen für den gegenwärtigen und zukünftigen Verteilnetzbetrieb	7
2.1	Historisch gewachsene Verteilnetze	7
2.2	Gegenwärtiger Netzbetrieb	8
2.3	Zukünftige Anforderungen für den Netzbetrieb in Verteilnetzen	11
2.4	Rahmenbedingungen für den Einsatz der Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem	13
2.4.1	Übertragungsnetz	13
2.4.2	Verteilnetz	13
2.5	Systemzustand im Elektrizitätsversorgungssystem	18
2.6	Abgrenzung und Zielsetzung der Arbeit	19
3	Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem	21
3.1	Einordnung und Hintergründe	21
3.2	Stand der Technik für die Zustandsschätzung	22
3.3	Parameterschätzung anhand einer Schätzfunktion	24
3.3.1	Statistische Verteilung der Messwerte und Messabweichungen	24
3.3.2	Punktschätzer	27
3.3.3	Maximum-Likelihood-Methode	29
3.4	Die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung	31
3.5	Beobachtbarkeit von Verteilnetzen und Redundanz der Messwerte	32
3.6	Algorithmen zur Verteilnetz-Zustandsschätzung basierend auf der Methode der kleinsten Fehlerquadrate	34
3.7	Erweiterung der ausgewählten Methode	37
3.8	Komponentenmodelle	37
3.8.1	Transformatoren	37
3.8.2	Zweigmodelle	41
3.8.3	Knotenmodelle	42

4	Erforderliche Daten für die Umsetzung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung	45
4.1	Netzmodell	45
4.1.1	Knotentypen	46
4.2	Eingangsdaten	47
4.2.1	Reale Messwerte	49
4.2.2	Virtuelle Messwerte	50
4.2.3	Pseudomesswerte	50
4.3	Synthetische Profile	51
4.3.1	Lastmodellierung	51
4.3.2	Einspeisemodellierung	62
4.4	Synthetische Residualastprofile für die Mittelspannung	64
4.5	Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten	67
5	Konzeptnachweis auf Basis realer Feldtests	71
5.1	Übersicht über das Gesamtsystem	71
5.2	Bewertungskriterien zur Beurteilung der Schätzgenauigkeit	73
5.3	Ausgangszustand	75
5.4	Netzlabor Freiamt	76
5.4.1	Beschreibung des Netzgebietes	76
5.4.2	Analyse der Schätzgenauigkeit	77
5.4.3	Genauigkeit der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte	96
5.4.4	Platzierung von Messstellen	100
5.4.5	Zusammenfassung der Analyse	107
5.5	Netzgebiet des Projektes EMMI	113
6	Zusammenfassung und Ausblick	115
	Abkürzungsverzeichnis	123
	Symbolverzeichnis	125
	Abbildungsverzeichnis	127
	Tabellenverzeichnis	133
	Literaturverzeichnis	137
	Anhang [A]	147
A.1	Projekt EMMI	147
	Anhang [B]	167
B.1	Beispiele für Knotenadmittanzmatrizen von Drehstromtransformatoren	167

B.2 Beispiele unterschiedlicher Anschlusskonfigurationen für den Betrieb von Verbrauchern an einem Vierleitersystem	168
B.3 Maximal gemessene Ströme und thermische Grenzströme	169
B.4 Vergleich der gemessenen und geschätzten zeitlichen Verläufe des Spannungs- und des Strombetrags an der Ortsnetzstation (ONS) 39	171
Anhang [C]	173
C.1 Zusammenfassung der ausgewählten Methoden für die Verteilnetz-Zustandsschätzung	173
Anhang [D]	177
D.1 Gleichungen der einphasigen Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen	177
Anhang [E]	183
E.1 Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen	183
Anhang [F]	189
F.1 Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter und dreiphasigen Vierleiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis kartesischer Knotenspannungen	189
F.2 Berechnung der Äquivalenzmessungen	192
F.3 Kovarianz-Matrix R mit Fehlerfortpflanzung	193
Anhang [G]	197
G.1 Liste eigener Publikationen	197

1 Einleitung

1.1 Motivation und Hintergrund

Die angestrebte Energiewende wird entscheidend von der Politik vorangetrieben, wobei das im Jahre 2000 in Kraft getretene Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014) eine wichtige Grundlage für die Umsetzung bildet. Insbesondere wurde in diesem Gesetz die Vergütung für Photovoltaik-Anlagen merklich angehoben, wodurch sich ein finanzieller Anreiz ergab derartige Stromerzeugungsanlagen zu installieren und zu betreiben. Aufgrund der finanziellen Förderung durch die Bundesregierung wurde das Konzept der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) speziell für Privatpersonen, landwirtschaftliche Betriebe und kleinere Gewerbe attraktiv. Dies ist auch der Grund, weshalb in den letzten Jahren ein stetiger Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), im süddeutschen Raum speziell Photovoltaik-Anlagen, in den Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene zu verzeichnen ist. Die Anzahl an DEA in den Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene wird laut unterschiedlichen Studien kontinuierlich zunehmen und sich vom heutigen Standpunkt aus aller Voraussicht nach bis zum Jahr 2032 mehr als verdoppeln [1], [2]. Aktuell sind in Deutschland 98% aller DEA auf Verteilnetzebene angeschlossen. Dies entspricht 90% der gesamt installierten Leistung aus EE [1, S. 15]. Neben den bekannten Vorteilen einer derartigen Stromerzeugung stellt die immer größer werdende Anzahl an DEA die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor neue Herausforderungen. Auf der einen Seite entstehen neue technische Anforderungen, da sich aufgrund der dezentralen Einspeisung Auslastungssituationen ergeben, bei denen die Verteilnetze an die Grenzen der Betriebsmittelbelastungen gelangen und somit Norm- und Betriebsmittelgrenzwerte überschritten werden können. Auf der anderen Seite ergeben sich Residuallastkurven, welche nur schwer prognostizierbar sind und somit eine hohe Unsicherheit für den Netzbetrieb darstellen. Die beschriebenen Auswirkungen sind bereits heute zu verzeichnen, wobei laut der Verteilernetzstudie zum heutigen Zeitpunkt 75% aller Netzbetreiber zumindest punktuell von den Auswirkungen durch DEA betroffen sind [1, S. 7]. Dabei ist zu beachten, dass die überwiegende Anzahl der Verteilnetze in Deutschland historisch gewachsen ist und grundsätzlich für einen unidirektionalen Lastfluss konzeptioniert wurden. Das klassische Modell der Energieversorgung sieht die Erzeugung der benötigten Energie durch zentrale Kraftwerke vor. Die erzeugte Energie wird in die Übertragungsnetze eingespeist und über die Verteilnetze an die Verbraucher weitergeleitet (siehe Abbildung 1.1a). Bidirektionale Lastflüsse, wie sie durch die Einspeisung mittels DEA in die Verteilnetze hervorgerufen werden, wurden hierbei nicht berücksichtigt. Bis zu einem gewissen Grad an dezentraler Erzeugung können Verteilnetze ohne zusätzliche Maßnahmen ihren Betrieb innerhalb der geforderten Normgrenzen aufrecht erhalten. Werden diese jedoch überschritten, kann

ein sicherer Betrieb des betroffenen Verteilnetzes nicht gewährleistet werden. Weitere Aspekte, welche in Bezug auf die Veränderung von Lastflusssituationen in den Verteilnetzen zu berücksichtigen sind, resultieren aus der wachsenden Anzahl der Elektromobilität und die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen sowie von Speichern, bspw. zur Eigenverbrauchsoptimierung. Die zunehmend veränderten Einspeise- und Lastsituationen sorgen für neue Gleichzeitigkeiten, wodurch sich neue Spitzenlasten ergeben können, welche wiederum zu bisher unbekannten Betriebsmittelbelastungen führen. Die VNB werden deshalb durch den Gesetzgeber anhand des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [25] neben einem sicheren und zuverlässigen Betrieb nach DIN EN 50160 [17] dazu angehalten, die Effizienz bei der Integration erneuerbarer Energien durch den Einsatz intelligenter Technologien und Strukturen zu erhöhen.

Neben den oben aufgeführten technischen Herausforderungen kommen auch neue Aufgaben durch den liberalisierten Energiemarkt auf die Netzbetreiber zu, welche sich in Form neuer Marktmodelle bemerkbar machen können. Darüber hinaus wird durch den zunehmenden Wettbewerb, sinkende Gewinnspannen im Day-Ahead-Markt und Unsicherheiten aus volatilen Preisen die tägliche Kraftwerkeinsatzplanung und somit die operative Betriebsführung permanent anspruchsvoller.

Die aufgeführten veränderten Rahmenbedingungen für den zukünftigen Verteilnetzbetrieb sind Synonyme für die Wandlung des passiven Verteilnetzes in ein aktives Verteilnetz, wodurch sich letztlich die Versorgungsaufgaben für die VNB nachhaltig ändern werden. Um diese Transfor-

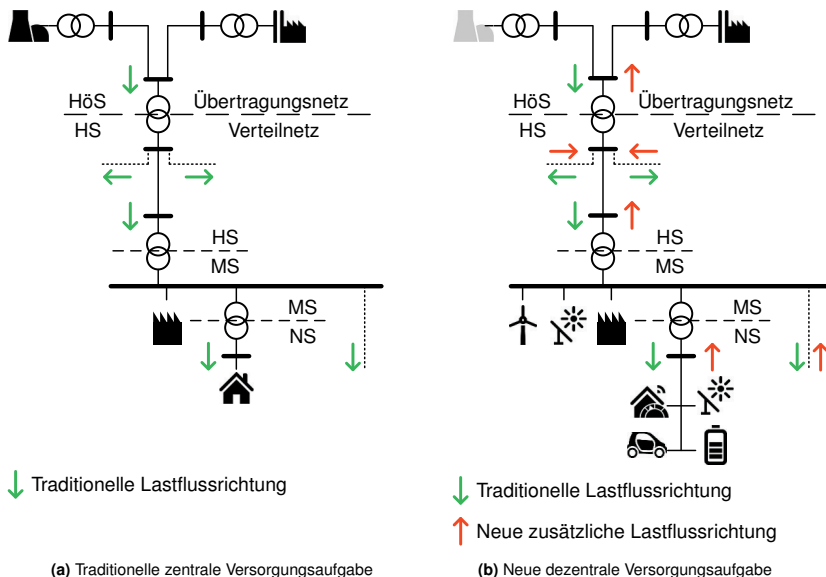


Abbildung 1.1: Konzepte der Energieversorgung

mation mit den traditionell gewachsenen Verteilnetzen vereinen zu können, bedarf es neuer Maßnahmen, damit die VNB auch weiterhin einen sicheren, zuverlässigen, energieeffizienten und wirtschaftlichen Betrieb der Verteilnetze gewährleisten können. Die volatile Einspeisung durch DEA sowie die Zunahme an neuen Verbrauchertypen erfordert eine zunehmende Flexibilisierung des Verteilnetzes, damit einerseits bei steigender Anzahl von DEA im gleichen Maße die regelbare Einspeisung der konventionellen Erzeugung reduziert werden kann und andererseits aktiv auf den Betrieb neuer Verbrauchertypen, wie der Elektromobilität oder Speicher, reagiert werden kann. Hierzu werden, neben dem klassischen Netzausbau, vermehrt neue Regelstrategien, wie bspw. Last- oder Einspeisemanagement und Betriebsmittel, wie bspw. Batteriespeicher zum netzdienlichen Einsatz, in Betracht gezogen (siehe Abbildung 1.1b). Für die Umsetzung solcher Maßnahmen und den daraus resultierenden sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb muss der Systemzustand (auch Betriebszustand genannt) des betrachteten Netzes in Bezug auf die jeweilige Last- und Einspeisesituation bekannt sein. Der Systemzustand wird mittels Lastflüsse, Ströme, Spannungen und die daraus resultierenden Betriebsmittelauslastungen dargestellt und in der Regel auf Basis der komplexen Knotenspannungen und Betriebsmittelimpedanzen ermittelt. Beim bisherigen Netzbetrieb der passiven Verteilnetze, welche lediglich durch Lastbezug beansprucht wurden, war die kontinuierliche Kenntnis über den Systemzustand nicht notwendig, weshalb speziell auf der Mittel- und Niederspannungsebene bisweilen keine bzw. nur vereinzelt Messwerte erfasst werden, welche als Informationen für die Betriebsführung genutzt werden können. Der Grund hierfür liegt in der großzügigen Dimensionierung der Betriebsmittel sowie die ausreichend genaue Kenntnis des aggregierten Verbraucherverhaltens, welches mittels Standardlastprofile (SLP) abgebildet werden konnte. Auf diese vereinfachten Annahmen kann sich für den Netzbetrieb zukünftiger aktiver Verteilnetze nicht mehr gestützt werden, da durch die neuen Lastflusssituationen Systemzustände entstehen, auf die der Netzbetreiber proaktiv reagieren muss, um einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Dem Übergang vom passiven zum aktiven Verteilnetz muss daher besonders beim operativen Netzbetrieb zukünftiger Verteilnetze durch das kontinuierliche Ermitteln des aktuellen Systemzustandes Rechnung getragen werden.

Um den Netzbetrieb der zunehmend komplexeren Verteilnetze unter den neuen Rahmenbedingungen gewährleisten zu können, benötigen die Netzbetreiber eine genaue Kenntnis über den aktuellen Systemzustand ihrer Verteilnetze, was durch eine Verteilnetz-Zustandsschätzung (VNZS) (engl. Distribution System State Estimation (DSSE)) erbracht werden kann [3, S. XXV], [5, S. 9], [11, S. 10].

1.2 Thema und Zielsetzung

Ziel der Arbeit ist eine praxisnahe Entwicklung, Implementierung und Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung (VNZS) für Mittel- und Niederspannungsverteilnetze und die Bewertung

der Schätzgüte unter realen Rahmenbedingungen. Seit den 70er Jahren wird bereits in Übertragungsnetzen der Systemzustand durch Zustandsschätzungen zuverlässig ermittelt [47]. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen im Übertragungs- und Verteilnetz, wie bspw. die Netzimpedanz, Netztopologie oder auch fehlende Messwerte im Verteilnetz, verhinderten jedoch eine direkte Übernahme des Konzeptes der Zustandsschätzung aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz. Die Adaption der klassischen Zustandsschätzung auf Verteilnetze ist daher seit geraumer Zeit Gegenstand der Forschung, wobei sich gezeigt hat, dass eine VNZS ein ebenso probates Mittel zur Ermittlung der Systemzustände in Verteilnetzen darstellt, wie es auch im Übertragungsnetz der Fall ist [50], [51]. Die gewonnenen Erkenntnisse, insbesondere im Bereich der Zustandsschätzalgorithmen sind ein erster wichtiger Schritt zur Realisierung von Zustandsschätzern in Verteilnetzen. Jedoch muss bei der Überführung der theoretischen Erkenntnisse in die Praxis vor allem auf eine praktikable und stabile Implementierung geachtet werden, damit ein operativer Einsatz der VNZS in Betracht gezogen werden kann. Hierbei sind insbesondere die realen Rahmenbedingungen bei den VNB zu beachten. Die Überwachung komplexer elektrischer Energieversorgungssysteme ist in der Regel mit hohem finanziellen Aufwand verbunden. Dabei spielen insbesondere Investitionskosten in Messsysteme und in Informations- und Kommunikationstechnologien eine maßgebliche Rolle. Da dies bisher in den Verteilnetzen nicht notwendig war, sind Systeme zur vollständigen Messwerterfassung (engl. Advanced Metering Infrastructure (AMI)) in großen Teilen der Mittel- und Niederspannungsnetze nicht vorhanden. Dieser Umstand und die Tatsache, dass oftmals weiterführende Informationen zu den Netzgebieten, wie bspw. die Art der Lasttypen, nur unter großem Aufwand rekonstruiert werden können und somit rechenfähige Netzmodelle nicht zur Verfügung stehen, verhindern bisweilen die gewonnen Erkenntnisse flächendeckend ins Feld zu bringen und im Rahmen realer Bedingungen zu bewerten. Durch ein standardisiertes Softwarekonzept soll des Weiteren eine Übertragung der VNZS auf andere Verteilnetze erleichtert werden. Bei der Überführung der theoretischen Verfahren für eine VNZS in die Praxis müssen die realen Rahmenbedingungen in den zu überwachenden Verteilnetzen berücksichtigt und ggf. fehlende Informationen adäquat ergänzt werden. Im Rahmen dieser Dissertation soll daher unter anderem eine VNZS realisiert und der Einfluss unterschiedlicher Gegebenheiten auf die Güte der VNZS in Bezug auf den wahrscheinlichsten Systemzustand untersucht werden.

Zusammengefasst hat die vorliegende Arbeit folgende Zielsetzung:

- Implementierung eines Prototyps einer VNZS für den operativen Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Analyse der Einflüsse unterschiedlicher Eingangsdaten (reale Messwerte, synthetische Ersatzwerte und SLP) unter den realen Rahmenbedingungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Bestimmung der Güte/Genauigkeit der VNZS in Bezug auf die Ermittlung der komplexen Knotenspannungen und Knotenströme auf Basis variierender Durchdringung und Art (Messwerttyp) der Messpunkte anhand realer Messdaten

- Optimale Platzierung der Messtechnik, um auch bei nicht vollständiger Messwerterfassung an allen Netzknoten mit einem Minimalmaß an Sensorik eine vollständige Beobachtbarkeit herstellen zu können
- Realisierung der Übertragbarkeit der VNZS auf andere Netzgebiete unter Verwendung anpassbarer Pseudomesswerte

1.3 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beleuchtet zunächst in Kapitel 2 die Struktur des aktuellen Netzbetriebes. Hierzu werden die Aufgaben des gegenwärtigen Netzbetriebes allgemein auf Basis seines strukturellen Aufbaus erläutert und eine Einordnung der Zustandsschätzung in den Netzbetrieb gegeben. Im Anschluss an die Erläuterungen zum aktuellen Netzbetrieb in Verteilnetzen folgt eine differenzierte Bewertung der zukünftigen Anforderungen des Netzbetriebes im Verteilnetz. Als weitere Hinführung zum Thema werden im Anschluss die Rahmenbedingungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) unterschieden nach Übertragungs- und Verteilnetz erörtert. Hierbei wird auch auf den aktuellen Smart-Meter-Rollout im Verteilnetz eingegangen. Die Erläuterung des Unterschiedes zwischen einem transienten und einem eingeschwungenen Systemzustand dient zur abschließenden Festlegung der Rahmenbedingungen. Das Kapitel schließt mit dem Abschnitt zur Abgrenzung und Zielsetzung der vorliegenden Arbeit.

Kapitel 3 wird den theoretischen Grundlagen der Zustandsschätzung in EVS gewidmet. Nach einer Einordnung wird der Hintergrund des Einsatzes der Zustandsschätzung im Bereich der elektrischen Energieinfrastruktur in Kürze abgehandelt. Anschließend wird der Stand der Technik im Bereich der VNZS in Bezug auf die unterschiedlichen Verfahren dargelegt. Danach werden die grundlegenden mathematischen statistischen Zusammenhänge der in dieser Arbeit verwendeten Weighted Least Square (WLS)-Methode anhand der Parameterschätzung unter Einsatz einer Schätzfunktion näher erläutert. In diesem Zusammenhang wird auf die Ermittlung von Messwerten und deren Messabweichungen eingegangen. Es folgt eine Erläuterung eines statischen Zustandsschätzers auf Basis eines Punktschätzers dessen Schätzfunktion mittels der Maximum-Likelihood-Methode aufgestellt wird. Im nächsten Abschnitt wird die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung zur Anwendung in EVS erläutert. Darauf aufbauend wird die Beobachtbarkeit und Redundanz von Messwerten erörtert. Anknüpfend daran werden die in dieser Arbeit verwendeten Algorithmen sowie deren Erweiterung näher ausgeführt. Der Abschluss des Kapitels bildet eine Übersicht über die verwendeten Komponentenmodelle.

Kapitel 4 umfasst die Beschreibung aller erforderlichen Daten zur Umsetzung einer VNZS. Hierbei wird zunächst auf die Notwendigkeit eines rechenfähigen Netzmodells sowie die Anpassung der Netzmodelle zur Verwendung für eine VNZS eingegangen. Anschließend werden die Eingangs-

datentypen in Bezug auf das beschriebene Netzmodell definiert und die Unterscheidung der einzelnen Eingangsdatentypen im Hinblick auf ihre Güte erläutert. Die Beschreibung der in dieser Arbeit verwendeten Pseudomesswerte wird anhand des darauffolgenden Abschnittes erläutert. Hierbei wird sowohl die Last- als auch die Einspeisemodellierung aufgezeigt sowie die daraus resultierende Erstellung der für die Mittelspannungsebene benötigten synthetischen aggregierten Profile. Das Kapitel schließt mit dem Abschnitt zur Auswertung der Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten.

In Kapitel 5 wird ein Konzeptnachweis der in dieser Arbeit implementierten Methode der VNZS durchgeführt. Hierbei werden zwei reale Mittelspannungsabgänge aus dem Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH¹ verwendet. Neben einem rechenfähigen Netzmodell stehen für die Analysen Messdaten aus den Netzgebieten zur Verfügung. Die Validierung findet in Bezug auf die Schätzgenauigkeit der durch die VNZS berechneten Zustandsvariablen und der daraus berechneten Größen zur Beurteilung des Systemzustandes statt. Auf Basis der in beiden Netzgebieten erfassten Messwerte findet eine Bewertung der Güte der VNZS für die Knotenspannungs- und Knotenstrombeträge statt. In Bezug auf die Betriebsmittelauslastungen werden die Leitungsauslastungen, welche sich auf Basis der realen Messdaten ergeben, als Basisfall betrachtet, da Lastflussmessungen als Referenzwerte nicht vorhanden sind. Die vorgestellten Untersuchungen beziehen sich zunächst auf die Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Eingangsinformationen (reale Messwerte, synthetische Ersatzwerte und SLP) auf die Schätzgenauigkeit. Darauf aufbauend wird die Beeinflussung der Schätzgenauigkeit in Bezug auf eine variierende Durchdringung und Art (Messwerttyp) der Messpunkte untersucht.

Die Arbeit schließt mit dem Fazit und einem Ausblick in Kapitel 6.

1.4 Wissenschaftliche These

Die Wandlung passiver in aktive Verteilnetze bringt neue Herausforderungen für VNB mit sich, wodurch eine höhere Transparenz des Systemzustandes benötigt wird, um einen proaktiven Verteilnetzbetrieb in der Mittel- und Niederspannung realisieren zu können. Die Rahmenbedingungen der historisch gewachsenen Verteilnetze stehen jedoch im Gegensatz zu den neuen Herausforderungen zukünftig aktiver Verteilnetze. Hieraus leitet sich unmittelbar die folgende These dieser Dissertation ab:

Mithilfe einer anwendungsnahen Verteilnetz-Zustandsschätzung lässt sich unter gegebenen Rahmenbedingungen der wahrscheinlichste Systemzustand in einer Güte bestimmen, welche für den zukünftig operativen Verteilnetzbetrieb in einer akzeptablen Genauigkeit vorliegt.

¹Internet: <https://www.netze-bw.de>, Stand: 05.08.2019.

Literaturverzeichnis

- [1] Verteilernetzstudie: Moderne Verteilernetze für Deutschland. Forschungsprojekt Nr. 44/12. September 2014.
- [2] dena-Verteilernetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilernetzen in Deutschland bis 2030“ durch die Projektsteuergruppe. Berlin, 10.12.2012.
- [3] dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, 03/2017.
- [4] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 02/2014.
- [5] Agora Energiewende und Energynautics (2018): Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Darmstadt, 2018.
- [6] Monitoringbericht 2016: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, November 2016.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Smart Energy made in Germany – Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende,“ Selbstverlag, Berlin, 2014.
- [8] Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem - Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Juli 2016.
- [9] S. Piaszeck, L. Wenzel, A. Wolf, „Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties,“ HWWI Research Paper 142, Hamburg, 2013.
- [10] Strukturdaten Strom 2018: Strukturdaten § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 7 StromNEV, <https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen#4-1-5>. Netze BW GmbH. Stuttgart, März 2019.
- [11] Eigenschaften moderner Leitsysteme: Vortrag von Dr. Christoph Schneiders - Leiter Hauptschaltleitung Brauweiler. 15. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung. Aschaffenburg, 24.10.2017.

- [12] VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), Anwendungsrichtlinie, April 2019 .
- [13] VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Anwendungsrichtlinie, November 2018.
- [14] VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), November 2018.
- [15] VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), November 2018.
- [16] BDEW: Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), Anwendungsrichtlinie, 2008.
- [17] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung EN 50160:2008, Deutsche Norm, 2008.
- [18] IEC 60364-1: Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Part 1, Fourth edition, 2001-08.
- [19] DIN 1319-3 Grundlagen der Messtechnik - Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Messgröße, Messunsicherheit, 1996.
- [20] Technische Anschlussbedingungen: TAB 2007 - für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stand: Juli 2007, Ausgabe 2011.
- [21] Technische Anschlussbedingungen: TAB 2008 - für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Mai 2008.
- [22] TAB 2040, „Werknorm Technische Anschlussbedingungen - Technische Bedingungen für Anschlüsse am Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung),“ E.DIS Netz GmbH, 2008.
- [23] TAB Mittelspannung 2008, „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz,“ Netze BW GmbH, 2017.
- [24] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).
- [25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2005).
- [26] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Bonn, 2016.
- [27] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG), 2016.

- [28] Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Zahlen 2016, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Öffentlichkeitsarbeit, Berlin 2016.
- [29] D. Oeding, B. R. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze,“ Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 7. Auflage, 2011, ISBN 978-3-642-19245-6.
- [30] E. Handschin, „Elektrische Energieübertragung,“ Heidelberg: Hüthig, 2. Auflage, 1987, ISBN 3-7785-1401-6.
- [31] A. J. Schwab, „Elektroenergiesysteme,“ Heidelberg: Springer, 3. Auflage, 2012, ISBN 978-3-642-21957-3.
- [32] P. Kundur, „Power System Stability and Control,“ New York: MacGraw-Hill, Inc., 1. Auflage, 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [33] K.-D. Heuck, Dettmann, D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis,“ Wiesbaden: Vieweg-Verlag, 7. Auflage, 2007, ISBN 978-3-8348-1699-3.
- [34] D. Rumpel, J. R. Sun, „Netzleittechnik - Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze,“ Berlin: Springer-Verlag, 1. Auflage, 1989, ISBN 978-3642835148.
- [35] W. Kaufmann, „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme,“ VDE-Verlag GmbH, 1. Ausgabe, 1995, ISBN 978-3800721412.
- [36] V. Crastan, D. Westermann, „Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität Versorgungsqualität, Netzplanung Betriebsplanung und -führung Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ,“ Berlin: Springer-Verlag, 3. Auflage, 2011, ISBN 978-3-642-20099-1.
- [37] J. Jäger, C. Romeis, E. Petrossian, „Duale Netzplanung - Leitfaden zum netzkompatiblen Anschluss von dezentralen Energieeinspeiseanlagen,“ Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, ISBN 978-3-658-12729-9.
- [38] A. Abur, A. Gomez Exposito, „Power System - StateEstimation Theory and Implementation,“ New York: MarcelDekker, Inc., 2004, ISBN 0-8247-5570-7.
- [39] A. G. Phadke, J. S. Thorp, „Synchronized Phasor Measurements and Their Applications,“ New York: Springer Science+Business Media, 2008, ISBN 978-0-387-76535-8.
- [40] D. C. Montgomery, G. C. Runger, „Applied Statistics and Probability for Engineers,“ New York: John Wiley & Sons, Inc., Third Edition, 2003, ISBN 0-471-20454-4.
- [41] L. Papula, „Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler,“ Band 3, Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag |Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 6. Auflage, 2011, ISBN 978-3-8348-1227-8.

- [42] A. J. Wood, F. Bruce, „Power Generation, Operation, and Control,“ New York: John Wiley & Sons, Inc., Second Edition, 1996, ISBN 0-471-58699-4.
- [43] M. L. Crow, „Computational Methods for Electric Power Systems,“ Boca Raton: CRC Press, Second Edition. 2009, ISBN 978-1-4200-8661-4.
- [44] H. Koettnitz, H. Pundt, „Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze,“ Band 1. Mathematische Grundlagen und Netzparameter, Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 2. Auflage, 1973.
- [45] P. Baier, „Dreiphasen-Leistungstransformatoren,“ VDE-Verlag, Berlin, 2010, ISBN 978-3-8007-3117-6.
- [46] G. C. Loehr, „The "Good" Blackout: The Northeast Power Failure of 9 November 1965,“ IEEE Power and Energy Magazin. Volume: 15, Issue: 3, Mai-Juni 2017.
- [47] F. C. Schweppe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 1 Exact Model,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 120-125., 1970.
- [48] F. C. Schweppe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 2 Approximate Model,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 125-130, 1970.
- [49] F. C. Schweppe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 3 Implementation,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 130-135, 1970.
- [50] A. Abdel-Majeed, S. Tenbohlen, K. Rudion „Zustandsschätzungs-basierte Spannungsregelung im NS-Netz,“ VDE Kontress 2014, Frankfurt, 2014.
- [51] D. Echternacht, u. a. „Smart Area Aachen – Zustandsschätzung in Verteilnetzen,“ Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, 2015.
- [52] W. Kehrler, F. Tilger, A. Berger, „grid-control Ein Gesamtkonzept zur Technisch-Wirtschaftlichen Verteilnetzbewirtschaftung,“ 3. OTTI-Konferenz - Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2016.
- [53] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. S. Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn, S. Schmidt, „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ VDE Kongress 2012, Stuttgart, 2012.
- [54] R. Singh, B. Pal, R. Jabr, „Choice of estimator for distribution system state estimation,“ IET Generation, Transmission & Distribution 2009, vol. 3, S. 666-678, Juli 2009.
- [55] R. Gelagaev, P. Vermeyen, J. Driesen, „State Estimation in distribution grids,“ IEEE 13th International Conference on Harmonic and Quality of Power 2008, September 2008.

- [56] F. Shabani, M. Seyedyazdi, M. Vaziri, M. Zargha, S. Vadhva, „State Estimation of a Distribution System Using WLS and EKF Techniques,” IEEE International Conference on Information Reuse and Integration, San Francisco, CA, USA, October 2015.
- [57] S. Kamireddy, N. N. Schulz, A. K. Srivastava, „Comparison of state estimation algorithms for extreme contingencies,” 2008 40th North American Power Symposium, NAPS'08., September 2008.
- [58] L. Mili, M. Cheniae, N. Vichare, and P. Rousseeuw, „Robust state estimation based on projection statistics,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no. 2, S. 1118–1127, May 1996.
- [59] J. B. Zhao, S. Wang, L. Mili, R. Huang, and Z. Huang, „A robust state estimation framework considering measurement correlations and imperfect synchronization,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 4, S. 4604–4613, Jul. 2018.
- [60] R. C. Pires, L. Mili, and F. Lemos, „Constrained robust estimation of power system state variables and transformer tap positions under erroneous zero-injections,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 3, S. 1144–1152, May 2014.
- [61] D. Toyoshima, M.R.C. Castillo, C.A. Fantin, J.B.A. London Jr, „Observability and Measurement Redundancy Analysis on Three-Phase State Estimation,” IEEE PES T&D 2012, Mai 2012.
- [62] N. G. Bretas, „Network observability: Theory and algorithms based on triangular factorisation and path graph concepts,” IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 143, Issue: 1, S. 123-128, Jan 1996.
- [63] G. R. Krumpholz, K. A. Clements, P. W. Davis, „Power system observability: a practical algorithm using network topology,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, N 4, S. 1534-1542, July – August, 1980.
- [64] P. Bromiley, „Products and convolutions of gaussian probability density functions,” University of Manchester, Manchester, 2018.
- [65] C. N. Lu, J. H. Ten, W. H. Liu, „Distribution system state estimation,” IEEE Transaction on Power Systems., no. S. 229-240, 1995.
- [66] M. E. Baran, A. W. Kelley, „State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems,” IEEE Trans on Power Systems, S. 1601-1609, 1994.
- [67] M. E. Baran, A. W. Kelley, „A Branch-Current-based State Estimation Method for Distribution Systems,” IEEE Transaction on Power Systems, S. 483–491, 1995.
- [68] H. Wang, N. N. Schulz, „A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact,” in IEEE Transactions on Power Systems, 2004.

- [69] J. M. Rupa, S. Ganesh, „Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method,“ World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, 2014.
- [70] A. Abdel-Majeed, K. Rudion, S. Tenbohlen, „Modellierung eines dreiphasigen Zustands-schätzers mit Berücksichtigung des Neutralleiters,“ in VDE-Kongress 2014 - Smart Cities – Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft, Frankfurt am Main, 2014.
- [71] J.K. Breakkall, H.G.Hudson, „The equivalent current measurement technique and its comparison with current probe methods,“ IEEE Transactions on Antennas and Propagation, Volume: 34, Issue: 1, S. 119-120, Jan 1986.
- [72] R.M. Ciric, A.P. Feltrin, L.F. Ochoa, „Power flow in four-wire distribution networks- general approach,„ : IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 18 ,Issue: 4, S. 1283–1290, Nov 2003.
- [73] J. H. Teng, „Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems,“ IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 149, Issue: 6, S. 667-672, Nov 2002.
- [74] J.C. Das, „Understanding symmetrical components for power system modeling,“ Wiley Verlag, Hoboken, New Jersey, Piscataway, NJ, 2017, ISBN 978-1-119-22685-7.
- [75] T.-H. Chen, M.-S. Chen, T. Inoue, P. Kotas, E. A. Chebli, „Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis,“ IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, 1991.
- [76] G. Kron, „Tensor Analysis of Networks, Wiley,“ New York, 1939. Reprinted MacDonald, London, 1965.
- [77] M. Reta-Hernández, „Transmission Line Parameters,“ Taylor & Francis Group, LLC, 2006.
- [78] K. Strunz, N. Hatziaargyriou, C. Andrieu, K. Rudion, „Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,“ Cigre Task Force C 6, 04-02, Apr. 2014.
- [79] I. R. Carson, „Wave propagation in overhead wires with ground return,“ Bell System techn. Journal, No. 5, S. 539-555, 1926.
- [80] L. Verheggen, S. Dierkes, H. Schuster, A. Moser, „Bewertung des Verteilungsnetzes unter Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien,“ 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria. 12.-14.02.2014.
- [81] I. Cobelo, A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac, „State estimation of networks with distributed generation,“ European transactions on electrical power 17, no. 1, S. 21-36, 2007.

- [82] R. Singh, B. C. Pal, R. B. Vinter, „Measurement placement in distribution system state estimation,” *Power Systems, IEEE Transactions on* 24.2, S. 668-675, 2009.
- [83] VDEW Bericht, „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland,” M-02/2000, VDEW Materialien, Jan. 2000.
- [84] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, „Comparison of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,” *IEEE PES PowerTech 2017*, Manchester, 2017.
- [85] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, „Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) 2017*, Turin, 2017.
- [86] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzger, L. Fickert, „Modern Grid Planning – A probabilistic approach for low voltage networks facing new challenges,” *CIGRE 2015*, Lyon, Frankreich, 2015.
- [87] B. W. Silverman, „Density Estimation for Statistics and Data Analysis,” London, U.K., Chapman & Hall, 1986.
- [88] C. P. Cameron ; W. E. Boyson ; D. M. Riley, „Comparison of PV system performance-model predictions with measured PV system performance,” *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2008.
- [89] D. Jacob und P. Mahrenholz, „REMO A1B SCENARIO RUN, UBA PROJECT, DATASTREAM 3. World Data Center for Climate,” 2006.
- [90] V. Quaschnig, „Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation,” München, Deutschland: Carl Hanser Verlag, 2015, ISBN 978-3446461130.
- [91] Y. Guo, Y. Zhang, A. K. Srivastava, „Data-Quality Aware State Estimation in Three-Phase Unbalanced Active Distribution System,” *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Portland, OR, USA, Sept. 2018.
- [92] Y. Liu, J. Li, L. Wu, „State Estimation of Three-Phase Four-Conductor Distribution Systems with Real-Time Data from Selective Smart Meters,” *IEEE Transactions on Power Systems* (Early Access), 2019.
- [93] E. Bernal, M. Bueno-Lopez, J. Xie, K. Strunz, „Distribution System State Estimation to Support Coordinated Voltage-Control Strategies by Using Smart Meters,” *IEEE Transactions on Power Systems* (Early Access), 2019.
- [94] D. A. Haughton and G. T. Heydt, „A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, S. 1187–1195, Mai 2013.

- [95] J. B. Leite and J. R. S. Mantovani, „State estimation of distribution networks through the real-time measurements of the smart meters,“ in 2013 IEEE Grenoble Conf., S. 1–6, Jun 2013.
- [96] J. Wu, Y. He, and N. Jenkins, „A robust state estimator for medium voltage distribution networks,“ IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, S. 1008–1016, Mai 2013.
- [97] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, „Konzept einer praktikablen, stabilen und übertragbaren Zustandsschätzung für Verteilnetze,“ Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017.
- [98] D. Groß, H. Früh, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung in einem realen Mittelspannungsnetz,“ Internationaler ETG Congress 2019, Esslingen, Deutschland, Mai 2019.
- [99] D. Groß, H. Früh, P. Wiest, D. Contreras, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Evaluation of a Three-Phase Distribution System State Estimation for Operational Use in a Real Medium Voltage Grid,“ IEEE ISGT Europe 2019, Bucharest, Rumänien, September 2019.
- [100] D. Echternacht, C. Linnemann, A. Moser, „Optimized Positioning of Measurements in Distribution Grids,“ 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.
- [101] A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac, „Measurement location for state estimation of distribution networks with generation,“ IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 152, Issue: 2, S. 240-246, März 2005.
- [102] C. Muscas, F. Pilo, G. Pisanor, S. Sulis, „Optimal Placement of Measurement Devices in Electric Distribution Systems,“ 2006 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, Sorrento, Italien, April 2006.
- [103] C. Muscas, F. Pilo, G. Pisanor, S. Sulis, „Optimal Allocation of Multichannel Measurement Devices for Distribution State Estimation,“ IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 58, Issue: 6, S. 1929-1937, Juni 2009.
- [104] M. E. Baran, J. X. Zhu, A. W. Kelly, „Meter Placement for Real Time Monitoring of Distribution Feeders,“ Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference, Salt Lake City, UT, USA, Mai 1995.
- [105] R. Singh, B. C. Pal, R. A. Jabr, R. B. Vinter, „Meter Placement for Distribution System State Estimation: An Ordinal Optimization Approach,“ 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, Juli 2012.
- [106] N. Nusrat, M. Irving und G. Taylor, „Novel Meter Placement Algorithm for Enhanced Accuracy of Distribution System State Estimation,“ 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, Juli 2012.

- [107] C. Tofallis, „A Better Measure of Relative Prediction Accuracy for Model Selection and Model Estimation,” *Journal of the Operational Research Society* (2015) 66, S. 1352–1362, Juli 2015.
- [108] P. Mach, H. Hochlova, „Testing of normality of data files for application of SPC tools,” 27th International Spring Seminar on Electronics Technology: Meeting the Challenges of Electronics Technology Progress, Mai 2004.
- [109] R. B. D’Agosteno, „An omnibus test of normality for moderate and large size samples,” *Biometrika*, Volume 58, Issue 2, S. 341–348, August 1971.
- [110] J. P. Royston, „An Extension of Shapiro and Wilk’s W Test for Normality to Large Samples,” *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, Vol. 31, No. 2, S. 115–124, 1982.
- [111] S. Tenbohlen, „Elektrische Energienetze I,” Vorlesung, IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [112] S. Tenbohlen, „Elektrische Energienetze II,” Vorlesung, IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [113] M. Richter, „PMU-basierte Zustandsschätzung in Smart Distribution,” Dissertation Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, 2016, ISBN 978-3944722436.
- [114] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung,” Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014, ISBN 978-3868446890.
- [115] A. Abdel-Majeed, „Three-Phase State Estimation for Low-Voltage Grids,” Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2016, 978-3868448931.
- [116] P. Wiest, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher,” Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2018, ISBN 978-3868449709.
- [117] M. Braun, „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators,” *Renewable Energies and Energy Efficiency Band 10*, Vol. 10, Kassel, 2008, ISBN 978-3899586381.
- [118] D. Echternacht, „Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen,” *Aachner Beiträge zur Energieversorgung*, Band 160, Aachen, 2014, ISBN 978-3941704480.
- [119] E. E. Fetzer, „Observability in the state estimation of power systems“ Dissertation, Iowa State University, 1972.
- [120] C. Dafis, „An observability formulation for nonlinear power systems modeled as differential algebraic systems,” Dissertation, Drexel University, 2005.