

Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen

Moritz CRAMER, Stephan HÄGER, Philipp GOERGENS, Armin SCHNETTLER

RWTH Aachen University, Institut für Hochspannungstechnik, Schinkelstraße 2,
52056 Aachen, Deutschland, Telefon: +49 241 80 49352, Fax: +49 241 80 92135,
cramer@ifht.rwth-aachen.de, <http://www.ifht.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Die zunehmende Einspeisung aus dezentralen Quellen stellt neue Herausforderungen an die Planung und Betriebsführung von Verteilungsnetzen. Die Netzzustandsinformation, d.h. die Kenntnis über Spannungen und Ströme im Netz, ist dabei von zentraler Bedeutung. Die zur Zustandsbestimmung verwendeten Messwerte müssen im Verteilungsnetz durch geschätzte Werte, sogenannte Pseudo-Messwerte, ergänzt werden. Diese stellen eingespeiste bzw. entnommene Leistungen an nicht messtechnisch erfassten Netzknoten dar. In diesem Beitrag wird untersucht, wie sich die Verwendung von zusätzlichen Informationen über Last und Einspeisung, wie bspw. Jahresenergiebedarf, in der Erstellung der Pseudo-Messwerte berücksichtigen lässt. Dazu werden verschiedene Verfahren zur Leistungsschätzung entwickelt und in exemplarischen Netzen analysiert. Die Bewertung der Verfahren erfolgt einerseits anhand der Güte der eigentlichen Lastschätzung und andererseits anhand der resultierenden Zustandsschätzungsgüte. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Information über die Gesamtleistung eines Ortsnetzes einen wichtigen Beitrag zur Erstellung der Pseudo-Messwerte liefert, diese zudem gleichzeitig gut mithilfe neuronaler Netze geschätzt werden kann. Die Einspeisung von Photovoltaikanlagen lässt sich sowohl über benachbarte gemessene Anlagen als auch anhand von Wetterinformationen gut annähern. Bei der Pseudo-Messwert-Generierung für Lasten konnte keine Verbesserung der Schätzungsgüte durch die Verwendung von Zusatzinformationen erreicht werden. Gleichzeitig führt die gleichmäßige Verteilung der Gesamtlast zu guten Ergebnissen.

Keywords: Netzbetrieb, Zustandsschätzung, Lastmodellierung, Künstliche Neuronale Netze

1 Einleitung/Motivation

Im Zuge des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) kommt es in Deutschland vermehrt zur dezentralen Einspeisung von Energie. Dabei sind vor allem private Photovoltaikanlagen (PV) in der Niederspannungsnetzebene angeschlossen, was zu neuen Herausforderungen hinsichtlich der Einhaltung von Spannungsgrenzen führt. Um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden und um weitere an das Niederspannungsnetz angeschlossene Anlagen optimal einzusetzen, kommen zunehmend Optimierungsprogramme zum Einsatz, die wiederum vollständige Information über den aktuellen Netzzustand benötigen [1].

Eine Möglichkeit die Netzzustandsinformation zu erlangen, ist der Einsatz von State-Estimation-Verfahren (SE) im Niederspannungsnetz. Der Einsatz von SE ist auf der Übertragungsnetzebene etabliert, dort greift die SE auf eine Vielzahl von Messwerten zurück, um vor allem den negativen Einfluss von Messrauschen und Messfehlern auf den

Systemzustand zu minimieren [2]. Hingegen sind im Niederspannungsnetz auch mittelfristig Messwerte nur vereinzelt, z.B. durch Smart-Meter oder die Messung von PV-Anlagen, gegeben [3]. Dieser Unterbestimmtheit des Systems wird durch die Hinzunahme sogenannter Pseudo-Messwerte (PM) begegnet, welche typischerweise als Knoten-Lasten und -Einspeisung unbeobachteter Haushalte und PV-Anlagen modelliert werden. Die Qualität der PM beeinflusst somit die Güte der Gesamtzustandsschätzung [4].

In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt und evaluiert, mit der durch Hinzunahme bisher unberücksichtigter Informationen zur PM-Generierung die Genauigkeit der SE verbessert wird. Die im Folgenden skizzierte Methodik zur Erzeugung von PM wird anhand der Anforderungen, unter anderem in Bezug auf die Informationsverfügbarkeit, einer Zustandsschätzung in realen Niederspannungsnetzen entwickelt.

2 Methodik

Entsprechend der asymmetrischen Lastverteilung im Niederspannungsnetz ist das Ziel dieses Verfahrens, dreiphasige und komplexwertige PM für unbeobachtete Haushalte und PV-Anlagen zu erzeugen. Darüber hinaus ist diese Methode auf Anwendungen in hohen zeitlichen Auflösungen im Sekundenbereich ausgelegt, um kontinuierlich den Netzzustand zu überwachen. Beide Punkte tragen dazu bei, dass sich die hier vorgestellte Methodik von denen in bisherigen Veröffentlichungen unterscheidet (vgl. [5], [6]). Im Nachfolgenden wird zuerst die Funktionalität der SE beschrieben. Hier wird gezeigt welche Rolle die PM innerhalb der Berechnung des Netzzustandes spielen. Darauf folgend wird eine schrittweise Vorgehensweise zum Erzeugen der PM vorgestellt.

2.1 State Estimation

Die SE stellt ein Minimierungsproblem dar, welches den Abstand zwischen einem umgewandelten Zustandsvektor $h(\vec{x})$ und einem Messvektor \vec{z} mittels eines Weighted-Least-Square-Algorithmus minimiert [2]:

$$\min_x J(\vec{x}) = [\vec{z} - h(\vec{x})]^T W^{-1} [\vec{z} - h(\vec{x})]$$

Der Zustandsvektor \vec{x} besteht in Analogie zu [7] aus der Spannung am Slack-Knoten sowie den Strömen über alle Kanten der Menge N für alle drei Phasen. Die Ströme werden im Zustandsvektor aufgeteilt nach Real- (r) und Imaginärteil (x) dargestellt:

$$\vec{x}_\phi^T = [V_{slack,\phi}, I_{1,\phi}^r, \dots, I_{n,\phi}^r, I_{1,\phi}^x, \dots, I_{n,\phi}^x], \text{ mit } \phi = \{1,2,3\} \text{ und } n \in N$$

Die Funktion $h(\vec{x})$ bringt den Zustandsvektor über die Abbildung von physikalischen Zusammenhängen, beispielsweise Leistungsflussgleichungen, in die Form des Messvektors. Dieser Prozess ist in [2] und [7] dokumentiert. Der Messvektor erfasst alle Messwerte, die im zu betrachtenden Niederspannungsnetz durch Smart-Meter und andere Messpunkte gegeben sind. Um Zustände bestimmen zu können, die nicht ausreichend durch die vorhandenen Messwerte beschrieben werden können, wird der Messvektor um PM ergänzt [4]. Diese sind in Form von Haushaltslasten und PV-Einspeisungen aufgeteilt nach Real- und Imaginärteil modelliert.

$$\vec{z}_\phi^T = [X, PM], \text{ mit } X \text{ Menge aller Messwerte und } PM \text{ Menge aller Pseudomesswerte}$$

Um eine zu hohe Gewichtung der PM zu vermeiden, wird deren Einfluss über die Gewichtsmatrix W^{-1} gesteuert. In Anwendungen auf Übertragungsebene setzt sich W^{-1} aus der Varianz des Messrauschens der einzelnen Messgeräte zusammen. [2] Der hier verfolgte Ansatz für die Niederspannungsebene unterscheidet dagegen im Wesentlichen zwei Gewichtungsarten, die für Messwerte (M) und die für PM:

$$W^{-1} = \text{diag}(\sigma_{11,(M|PM)}^2, \sigma_{22,(M|PM)}^2, \dots, \sigma_{mm,(M|PM)}^2), \text{ mit } m = \text{Anzahl aller Messwerte und PM}$$

Die hier gewählten Varianzen der PM sind um den Faktor 100 geringer gewählt, als die der Messwerte.

2.2 Modellierung der Pseudo-Messwerte

Die Modellierung der Pseudo-Messwerte erfolgt, in Abhängigkeit der verfügbaren Messwerte, schrittweise entlang einer Summenbildung, mit dem Ziel die Näherung der Haushaltlasten auf das Aufteilen einer Gesamtlast zurück zu führen. Diese Gesamtlast entspricht der Summe aller Haushaltlasten (Γ) im betrachteten Netzgebiet und kann direkt über eine Leistungsbilanz bestimmt werden, falls die Einspeisungen der PV-Anlagen und der Lastfluss am Ortsnetztransformator (S_0) bekannt sind. Von dieser Summe werden die Lasten bekannter, also durch Smart-Meter erfasster, Haushalte subtrahiert:

$$\Gamma_{t,\phi} = S_{0,t,\phi} + \sum_{i \in PV} S_{i,t,\phi} - \sum_{j \in ME} S_{j,t,\phi} \quad \forall \phi \in \{1,2,3\}, t \in \{1, \dots, T\}$$

Falls die Einspeisung von PV-Anlagen sowie der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator nicht bekannt sind, werden Teile der Bilanz durch adäquate Schätzungen ersetzt. Im nachfolgenden sind die notwendigen Prozessschritte genauer beschrieben.

2.2.1 Photovoltaik

Die Schätzung der Einspeisung für unbeobachtete PV-Anlagen basiert je nach Informationsverfügbarkeit entweder auf der Skalierung beobachteter PV-Anlagen oder, falls in dem betrachteten Niederspannungsnetz sämtliche PV-Anlagen unbeobachtet sind, auf einer Linearkombination von solarer Globalstrahlung und der installierten Leistung der jeweiligen Anlage. Die Linearkombination geht ab dem Erreichen der Nominalleistung in eine Sättigungsfunktion über. Liegen sowohl keine Messdaten anderer PV-Anlagen als auch keine aktuellen Wetterdaten über die entsprechende Region vor, so kann die Annäherung der Einspeisung durch historische Referenzwetterprofile erfolgen.

Neben dem bei der Schätzung der absoluten Einspeisung einer Anlage entstehenden Fehler, erhöht sich zusätzlich der Schätzfehler aufgrund der fehlenden Information über den Phasenanschluss. Dies trifft zu für Anlagen mit einer Nominaleinspeisung kleiner als 13,8 kW [8]. In diesen Fällen wird im Modell die geschätzte Einspeiseleistung gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt.

2.2.2 Gesamtlast

Die Schätzung der Gesamtlast wird durchgeführt, wenn der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator nicht bekannt ist. Geschätzt wird dabei die Leistung aller Kunden, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Dieser Wert wird dann, nach Bereinigung

um die Lasten gemessener Haushalte, auf die Menge der unbeobachteten Haushalte aufgeteilt. Geschätzt werden dabei sowohl der Real- als auch der Imaginärteil jeder Phase.

In Analogie zu Themen des Electric-Load-Forecastings (siehe [9], [10]) wird die Schätzung der Gesamtlast mittels Künstlicher Neuronaler Netze durchgeführt. Da die eigentlichen Zielwerte in den hier betrachteten Anwendungsfällen nicht zugänglich sind, wird statt einem dynamischen, ein regressiver Ansatz gewählt. Eingangsdaten für die verwendeten Neuronalen Netze sind entweder allgemeine Informationen, wie Wetter- und (Tages-)Zeitangaben, oder netzspezifische Informationen, wie Spannungen oder Lasten an vorhandenen Knoten mit Messgeräten. Eine Bewertung der verschiedenen Parameterkombinationen findet anhand gängiger Fehlermaße, wie dem Absolute Mean Error (AME), dem Mean Absolute Percentage Error (MAPE) oder dem Symmetric Mean Absolute Percentage Error (sMAPE), statt [11].

2.2.3 Verteilung der Last

Die Gesamtlast wird über einen Verteilungsschlüssel auf die unbeobachteten Haushalte aufgeteilt. Dies hat zur Folge, dass – falls die Schätzung der Gesamtlast akkurat verläuft – die Summe der PM der Summe des tatsächlichen Leistungsverbrauches entspricht und sich demnach kein weiterer deterministischer oder stochastischer Fehler hinzuaddiert.

Die Gleichverteilung der Gesamtlast entspricht dabei dem Erwartungswert für unbeobachtete Haushalte, wenn keine weitere Information vorliegt. Eine Erweiterung dessen ist die Gewichtung der einzelnen Haushalte mit dem Jahresenergiebedarf [12].

Bei größeren Niederspannungsnetzen und dem Vorhandensein netzspezifischer Informationen können Gesamtlasten in Teilgebieten des Netzes separat geschätzt und auf die Anzahl der sich in den Teilgebieten befindlichen Haushalten aufgeteilt werden. Dies gilt insbesondere bei Netzen in denen die Spannung direkt an der Sammelschiene oder die Spannungen nahe der Sammelschiene bekannt sind.

3 Untersuchungsfälle / Experimentdesign

Da die Bewertung der unterschiedlichen Methoden der Qualität der Zustandsschätzung in möglichst allgemeiner Weise erfolgen muss, werden modifizierte und strukturell vereinfachten Szenarien entwickelt, die es ermöglichen, den zufälligen Einfluss einzelner Haushalte auf das Abschneiden der Methoden zu minimieren. Nur so lässt sich sicherstellen, dass eine Methode aufgrund echter Überlegenheit und nicht aufgrund von lokalen Besonderheiten besser abschneidet. Dazu wird ein einzelner Abgang von der Sammelschiene betrachtet, in dem eine bestimmte Menge von Haushalten und PV-Anlagen sukzessive miteinander verbunden sind. Abbildung 1 stellt einen solchen Versuchsaufbau dar:

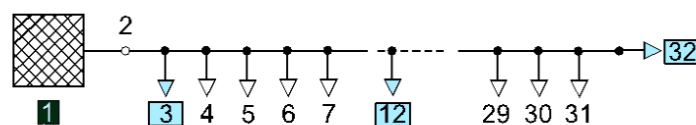


Abbildung 1: Initial-Szenario; 1 Slack Knoten, 2 Zero-Injection Knoten, 3, 12, 32 beobachtete Haushalte, Rest unbeobachtete Haushalte.

Die Lastdaten werden in real existierenden Haushalten gemessen und durch Smart-Meter in Drei-Sekunden-Intervallen aufgezeichnet [4], [13]. Da das Experimentdesign eine SE Ausführung pro Minute vorsieht, werden die Lastdaten der Haushalte entsprechend auf einen Wert in der Minute gemittelt. Die Verbrauchswerte der Haushalte werden durch die Smart-Meter nach Real- und Imaginärteil der einzelnen Phasen aufgeschlüsselt. Die Einspeisewerte der betrachteten PV-Anlagen liegen ebenfalls in einer minütlichen Auflösung vor. Da aufgrund der installierten Smart-Meter Einspeisungen nur als Summen aufzeichnen, wird die Einspeisung von PV-Anlagen kleiner als 13,8 kVA zufällig den Phasen zugeordnet¹, wohingegen die gemessene Leistung von Anlagen größer einer nominalen Leistung von 13,8 kVA symmetrisch auf alle Phasen aufgeteilt wird.

Das so entstehende Lastenszenario wird mittels asymmetrischer Leistungsflussrechnung um Spannungswerte an den Knoten und Leistungs- bzw. Stromflüsse über die Kanten zu einem *Referenzszenario* ergänzt (vgl. [12]). Es ist anzumerken, dass die so entstehenden Szenarien, zwar in ihrer Topologie fiktiv entstanden sind, die Lastflüsse aber dennoch auf realem Konsumentenverhalten und äußeren Einflüssen, wie zum Beispiel der Globalstrahlung, zum jeweiligen Zeitpunkt beruhen.

In den Experimenten werden aus diesem Referenzszenario nur teilweise Leistungs- und Spannungswerte als bekannt angegeben. Die restlichen Werte dienen als Evaluierungsgrundlage bezüglich der angewandten Methoden. Die für die untersuchten Methoden zugänglichen Knotenspannungen und Leistungsinjektionen bzw. Lasten sind als *beobachtete Haushalte* und *beobachtete PV-Anlagen* gekennzeichnet (siehe Abbildung 1, Knoten 3, 12 und 32). Knoten an denen bekannt ist, dass keine Last angeschlossen ist, stellen eine Sonderform der Pseudomesswerte dar und werden als Zero-Injection Knoten bezeichnet. Sie erhalten im Gegensatz zu den übrigen Messwerten eine hohe Gewichtung in der SE. Die Information über die Überwachung des Leistungsflusses am Slack-Knoten wird in den Versuchen jeweils angegeben.

4 Ergebnisse

In den nachfolgenden Experimenten werden im Wesentlichen drei verschiedene Aspekte thematisiert, die auf dem Weg zu einer ganzheitlichen PM-Generierung im Niederspannungsnetz zu betrachten sind. Dies ist zum einen die Schätzung der Gesamtlast als Ausgangspunkt der Lastschätzung für die einzelnen Haushalte. Zum anderen wird die Schätzung der unbeobachteten PV-Anlagen untersucht. Als drittes die Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Verteilungsschlüssel hinsichtlich der Zuordnung der Leistungsbilanz auf die unbeobachteten Haushalte.

Um die Herausforderungen im Umgang mit den einzelnen Teilaufgaben herausstellen zu können, werden in Abschnitt 4.1 zuerst Ergebnisse hinsichtlich der Eigenschaften der jeweiligen zu schätzenden Größen präsentiert. In Abschnitt 4.2 werden die Methoden auf ihren Einfluss auf die Güte der SE untersucht.

¹ Bei Anlagen kleiner 4,6 kW auf eine Phase, zwischen 4,6 und 13,8 kW auf zwei Phasen

4.1 Analyse der Zielgrößen der einzelnen Prozessschritte

4.1.1 Gesamtlast der Netzes

Die Gesamtlast aller an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Haushalte wird, wenn sie nicht direkt gemessen werden kann, geschätzt, wobei die jeweiligen Haushalte in einem Strahl angeordnet werden (vgl. Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Dabei soll gleichzeitig evaluiert werden, welche Anzahl von aggregierten Haushalten zu welchem Fehler in der Gesamtschätzung führt und wie sich die Anzahl von versteckten Neuronen des Künstlichen Neuronalen Netzes (NN) auf das Ergebnis auswirkt.

Die NN werden dabei auf zwei unterschiedlichen Arten von Eingangsvektoren trainiert. Zum einen werden ausschließlich allgemeine Informationen verwendet, zum anderen werden diese um Spannungsmessungen an beobachteten Haushalten ergänzt. Diese liegen jeweils am Anfang und am Ende des Stranges. Die hier verwendeten allgemeinen Informationen sind Tageszeit, Strahlungsintensität, Temperatur und Windgeschwindigkeit. Als netzspezifische Information dienen die absoluten Spannungswerte, gemessen an den jeweiligen beobachteten Haushalten. Abbildung 2 zeigt den Fehler zwischen den Schätzungen des NN für den Realteil auf Phase 1. Dargestellt ist dieser als MAPE.

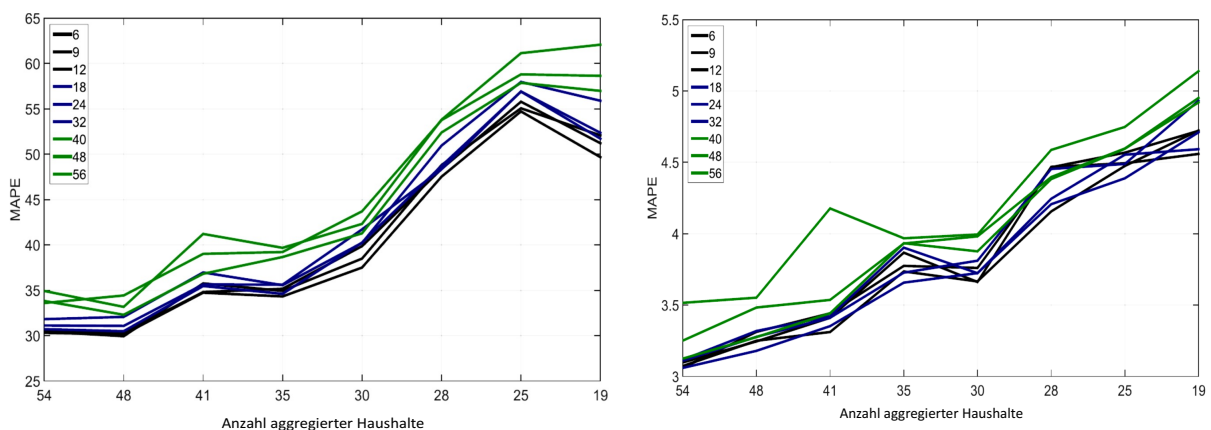


Abbildung 2: MAPE des Realteils für Phase 1 in Abhängigkeit der Anzahl verwendeter versteckter Neuronen und der Anzahl an aggregierten Haushalten unter Benutzung ausschließlich allgemeiner Informationen (links), unter Hinzugabe netzspezifischer Information.

Es fällt auf, dass sich die Fehlerskalen hinsichtlich allgemeiner Information und netzspezifischer Information um einen Faktor 10 unterscheiden. Dies ist intuitiv, da die verwendeten netzspezifischen Informationen ein Produkt der zu schätzenden Gesamtleistung sind. Erwartungsgemäß nimmt prozentual die Genauigkeit der Schätzung mit steigender Aggregationsmenge tendenziell zu. Es zeigt sich weiter, dass in beiden Fällen eher ein hohes Abstraktionslevel, also eine geringe Anzahl von verwendeten versteckten Neuronen, zu besseren Ergebnissen führt.

4.1.2 Einspeisung von PV-Anlagen

Um vorab die Eignung der drei vorgestellten Ansätze zur Schätzung von PV-Anlagen abzuschätzen, wird die Korrelation der verschiedenen PV-Einspeiseprofile untereinander bewertet, sowie die Korrelation mit dem Profil der aufgezeichneten Globalstrahlung. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 3 dargestellt.

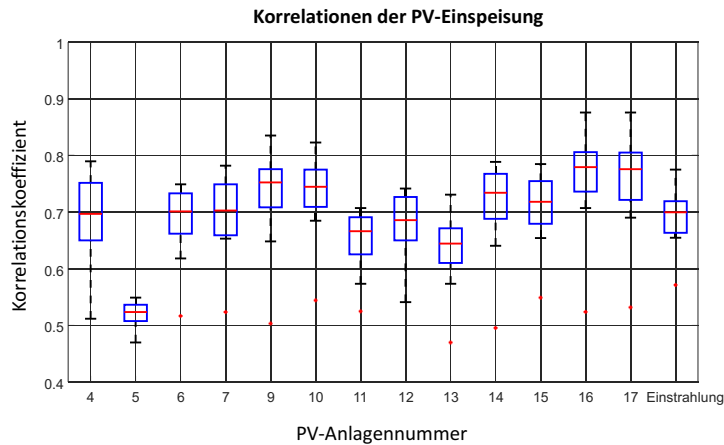


Abbildung 3: Korrelation der PV-Einspeiseprofile untereinander und mit der Sonneneinstrahlung.

Insgesamt wurden 13 PV-Anlagen eines Niederspannungsnetzes im Zeitraum von einem Tag miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass der Mittelwert der Korrelationen ungefähr bei 0,7 liegt. PV-Anlage 5 wird jedoch als Ausreißer mit niedrigerer Korrelation identifiziert. Dies ist möglicherweise auf lokale Gegebenheiten wie Ausrichtung, Bebauung oder Bepflanzung zurückzuführen. Auch die räumliche Distanz der Anlagen zueinander kann bei hoher zeitlicher Auflösung selbst innerhalb eines Niederspannungsnetzes ausschlaggebend sein.

Insgesamt lässt sich jedoch festhalten, dass der Ansatz der Skalierung bekannter Anlagen sowie die Skalierung mit der Globalstrahlung nach der Korrelationsanalyse nicht auszuschließen sind und daher bei der Betrachtung der SE Schätzgüte analysiert werden.

4.1.3 Verteilung auf Einzelhaushalte

Ebenso wie für die PV-Anlagenschätzung ist es für die Schätzung der Haushaltslasten sinnvoll eine Korrelationsanalyse durchzuführen, da die gewählten Ansätze zur PM-Generierung prinzipiell einen Zusammenhang der Lasten zwischen Haushalten voraussetzen. Verglichen werden Haushaltslasten in minütlicher Auflösungen eines Tages. Insgesamt werden 30 Haushalte phasenscharf miteinander verglichen. Alle nicht signifikanten Korrelationen werden von der weiteren Analyse ausgeschlossen. Da unbeobachtete Haushalte keinerlei weiterer Analyse zugänglich sind, wird im Folgenden lediglich die minimale Korrelation zwischen zwei Haushalten betrachtet.

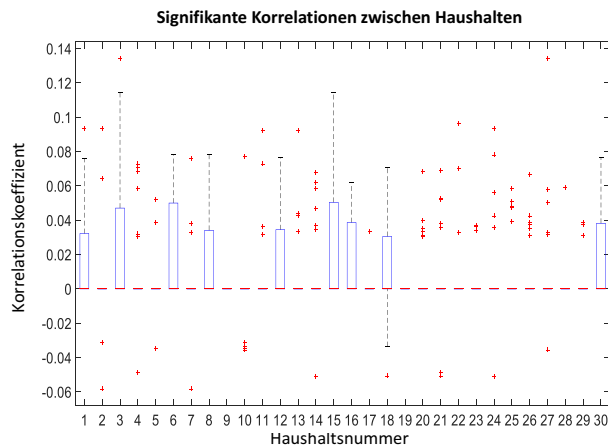


Abbildung 4: Minimale Korrelationskoeffizienten bzgl. des Vergleichs von Haushaltslasten

Das Ergebnis zeigt, dass eine Korrelation zwischen Haushalten unter den hier gegebenen Voraussetzungen nicht gegeben ist. Eine Herleitung der aktuellen Last einer Phase eines Haushaltes durch die gleiche Phase eines anderen Haushaltes durch Linearkombination wird systematisch zu schlechten Ergebnissen führen. Zu prüfen bleibt ob es einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen Haushaltslasten gibt (vgl. 4.2.3).

4.2 Einfluss auf das Gesamtergebnis der State Estimation

Im Nachfolgenden werden einige exemplarische Ergebnisse präsentiert und im Kontext der dargestellten Voruntersuchungen diskutiert.

4.2.1 Einfluss von allgemeiner und netzspezifischer Information auf das Gesamtergebnis der Schätzung

In diesem Experiment werden sowohl die Schätzungen der Gesamtlast basierend auf Tageszeit, Globalstrahlung, Temperatur und Windgeschwindigkeit als auch die Schätzung der Gesamtlast basierend auf den Spannungswerten an drei ausgewählten Knoten als Ausgangspunkt zur Berechnung der Haushaltslasten herangezogen. Es findet eine Gleichverteilung statt, PV-Anlagen sind keine vorhanden. Das Netz stellt sich wie in Abbildung 1 gezeigt dar. Die Zuordnung der einzelnen Haushalte zu Netzknoten ist nicht statisch, sondern verändert sich nach jeder Iteration. Die Phasenanschlüsse bleiben jedoch konstant, um weiterhin die Asymmetrie der Last abbilden zu können. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Abbildung 5 als RMSE zwischen Schätzung und Referenzfall dargestellt.

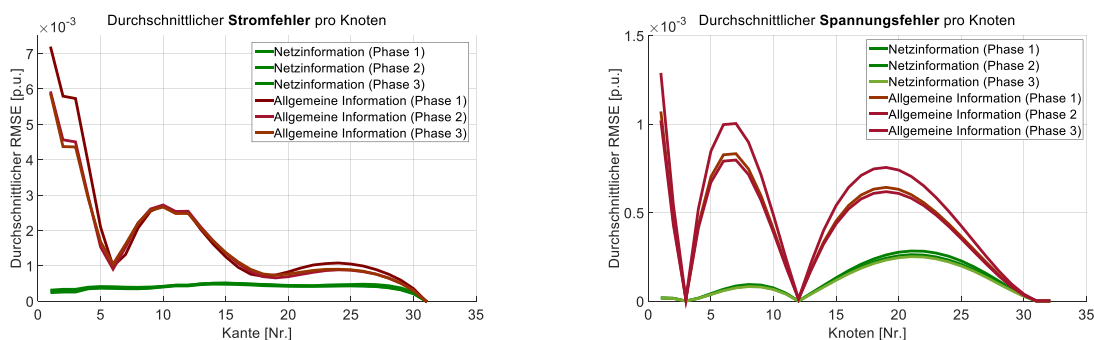


Abbildung 5: SE-Schätzfehler für den Strom gemessen an jeder Kante (links) und für die Spannung gemessen an jedem Knoten.

In dieser Abbildung wird deutlich, dass der Fehler der Summenlastschätzung deutlichen Einfluss auf den Fehler der SE hat, wobei sich der maximale Stromfehler bei der Schätzung mittels netzspezifischer Information um einen Faktor 15 am ersten Knoten reduziert. Es wird außerdem deutlich, dass die SE in der Lage ist, mittels der vorgegebenen Stützstellen den Stromfehler in beiden Fällen zum Ende des Strangs stark zu reduzieren. Der Spannungsfehler verläuft ähnlich. Deutlich sichtbar werden hier die Stützstellen an den beobachteten Haushalten. Es zeigt sich weiter, dass der maximale Spannungsfehler im Fall der Nutzung netzspezifischer Information nicht ausschließlich auf den Eingangsfehler des Stroms zurück zu führen ist, sondern zusätzlich durch Schätzfehler der Haushaltslasten in der Mitte des Strangabschnitts bedingt wird.

4.2.2 Einfluss der Informationsverfügbarkeit für PV-Modellierung

Hinsichtlich der PM Modellierung für PV-Anlagen wurde bereits angeführt, dass die Information über den Phasenanschluss den größten Einfluss auf den Fehler der SE-Schätzung hat. Die Erstellung der PM für unbeobachtete Haushalte erfolgt mittels Gleichverteilung. In dieser Untersuchung sind drei PV-Anlagen an Knoten 7, 13 und 19 angeschlossen. PV-Anlage 1 und 3 sind an Phase 1 angeschlossen. PV-Anlage 2 speist auf Phase 2 ein. Insgesamt besteht das Netz aus 24 Knoten, wobei Knoten 1 der Slack-Knoten ist. Der Leistungsfluss über den Ortsnetztransformator wird überwacht und die Haushalte an Position 3 und 24 sind beobachtet. Die Ergebnisse der SE-Schätzung für die Fälle der kompletten PV-Anlagen-Messung, einer Skalierung der PM für Anlage 1 und 3 auf Grundlage von Anlage 2 sowie eine Schätzung aller Anlagen auf Basis von Einstrahlungsmessungen sind in Abbildung 6 dargestellt.

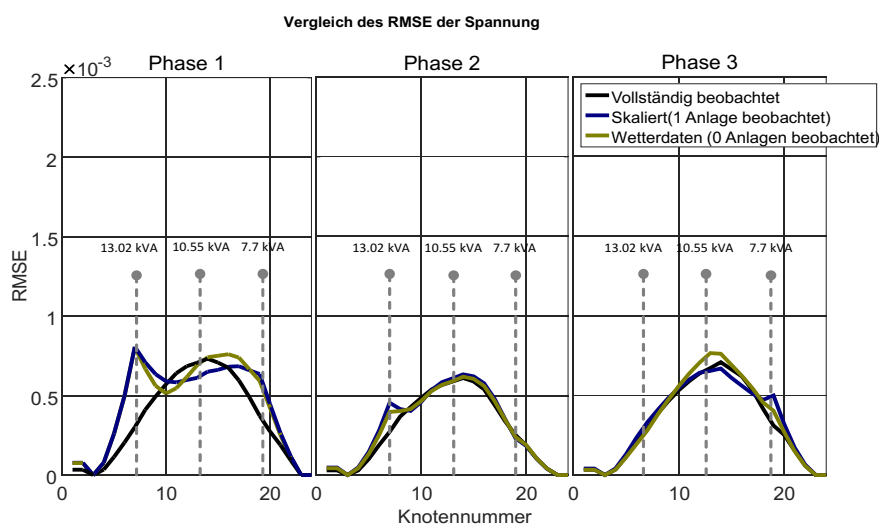


Abbildung 6: Spannungsbezogene SE-Fehler aufgeteilt nach Phase für verschiedene Szenarien der PM-Modellierung für PV-Anlagen.

Die schwarze Kurve ist der Spannungsfehlerverlauf, wenn alle drei PV-Anlagen beobachtet sind und dient daher im Vergleich zu den anderen zwei Methoden als Benchmark. Es zeigt sich, dass vor allem unabhängig von der Schätzmethode der Fehler für Anlage 1 auf Phase 1 am höchsten ist. Dies ist auf eine ca. 2/3 Unterschätzung der hier eingespeisten Leistung zurückzuführen (Einspeiseschätzungen werden gleichmäßig auf 3 Phasen aufgeteilt). Eine 1/3 Unterschätzung für Anlage 1 führt auf Phase 2 zu einer vergleichsweise geringen Abweichung, wohingegen auf Phase 3 aufgrund der Einspeisung von Anlage 2 der Fehler verringert ist.

4.2.3 Einfluss verschiedener Verteilungsschlüssel

Die Aufteilung der Gesamtlast wurde anhand vier verschiedener Verteilungsschlüssel evaluiert. Dabei sind die Netzstruktur sowie die Platzierung beobachteter Haushalte und der Berechnungszeitraum in den zugrundeliegenden Netzen konstant. In allen Fällen ist der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator beobachtet. Als Referenzmethode wird die Gleichverteilung betrachtet. In der Simulation zeigt sich, dass es zwischen den Haushalten keine nichtlinearen Zusammenhänge gibt, die mittels NN approximiert und für eine PM-Generierung genutzt werden können, die im Ergebnis der Gleichverteilung überlegen ist.

Gleiches gilt für die Nutzung des Jahresenergieverbrauchs. Diese Größe verliert in minütlicher Auflösung und nach Phasen getrennt an Bedeutung.

Hingegen führt eine weitere Aufteilung der Stränge in Subbereiche, tendenziell zu einer Verbesserung des durchschnittlichen SE-Ergebnisses. Die beobachteten Effekte sind jedoch desto geringer je kleiner die Unterteilung in Teilbereiche wird. Hinsichtlich des Aufwandes und der Größenordnung der zu erzielenden Verbesserung ist festzuhalten, dass die Gleichverteilung der Schätzung von Teilgebieten auf einzelnen Strängen mit weniger als 50 Haushalten vorzuziehen ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurden verschiedene Verfahren zur Generierung von Pseudo-Messwerten zur anschließenden Verwendung in einer Zustandsschätzung für Niederspannungsnetze vorgestellt. Dabei wurden insbesondere die durch Haushaltskunden entnommenen und durch PV-Anlagen eingespeisten Leistungen untersucht. Die PV-Einspeisungen weisen eine hohe Korrelation untereinander und mit der Globalstrahlung auf. Im Gegensatz dazu zeigt sich bei den untersuchten Haushaltslasten nur eine geringe Korrelation. Die Kenntnis der Summenleistung stellt einen wesentlichen Faktor zur Lastschätzung dar und ermöglicht die Verteilung der Last auf die einzelnen Haushalte.

Anhand der durchgeführten Untersuchungen an exemplarischen Netzen konnte gezeigt werden, dass die Schätzgüte der State Estimation durch die Berücksichtigung von Messwerten in der Pseudo-Messwert-Generierung vorteilhaft ist. Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere in der Erkennung der Phasenaufteilung von Einspeisern, da dort erhebliches Potential zur Reduktion der Schätzfehler besteht.

Literatur

- [1] Willing, S. et al., "Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a "Smart Operator"", CIRED 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 2013.
- [2] Abur, A.; Exposito, A. G., "Power system state estimation: theory and implementation", CRC Press, New York, 2004.
- [3] European Commission: Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity, 2014.
- [4] Cramer, M. et al.: "Impact of Three-Phase Pseudo-Measurement Generation from Smart Meter Data on Distribution Grid State Estimation", 23rd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Lyon, 2015.
- [5] Singh, R.; Pal, B. C.; Jabr, R. A.: "Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement", In: IET Generation, Transmission & Distribution, 2010.
- [6] Manitsas, E. et al.: "Modelling of Pseudo-Measurements for Distribution System State Estimation", CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, Frankfurt, 2008.
- [7] Pau, M.; Pegoraro, P. A.; Sulis, S.: "Branch Current State Estimator for Distribution System based on Synchronized Measurements", 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Aachen, 2012.
- [8] VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE Verlag, Berlin, 2011.
- [9] Hippert, H. S.; Pedreira, C. E.; Souza, R. C.: "Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation", In: IEEE Transactions on Power Systems, 2001.
- [10] Park, D. C.; et al.: "Electric Load Forecasting Using an Artificial Neural Network", In: IEEE Transactions on Power Systems, 1991.
- [11] Crone, S. F.; Hibon, M.; Nikolopoulos, K.: "Advances in forecasting with neural networks? Empirical evidence from the NN3 competition on time series prediction", In: International Journal of Forecasting, 2011.
- [12] Echternacht, D.: „Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Dissertation, Aachen, 2014.
- [13] Potratz, F.; Cramer, M.: „Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von privaten Haushalten“, Jahresbericht 2013/2014 des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, Aachen, 2014.