

QUANTIFIZIERUNG DES NUTZENS VON SMART METERN ZUR ZUSTANDSSCHÄTZUNG IN DER VERTEILNETZEBENE

David Echternacht*, Jonas Eickmann*, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6,
+49 241 8096719, de@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Die Subventionierung von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energiequellen führte über die letzten Jahre zu einem drastischen Anstieg der, in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen, installierten Erzeugungskapazitäten. In vielen Netzen führt eine Integration weiterer Erzeugungsanlagen, ohne einen einhergehenden Netzausbau, zu einer Verletzung technischer Randbedingungen. Dieser Netzausbaubedarf könnte zukünftig durch „neue Smart Grid“ Technologien, wie beispielsweise eine koordinierte Spannungsregelung, reduziert werden. Für eine effiziente Koordination dieser neuen betrieblichen Freiheitsgrade ist eine Kenntnis des aktuellen Netzzustandes sinnvoll. Durch die geringe Anzahl an realen Messgeräten sind Verteilnetzbetreiber auf die Nutzung von Pseudo-Messwerten für die Durchführung einer Zustandsschätzung angewiesen. Diese sind jedoch häufig mit großen Messfehlern überlagert und führen zu einer Abweichung zwischen realem und geschätztem Netzzustand. Vor dem Hintergrund des aktuell in Deutschland diskutierten Smart Meter Roll-Outs wird daher in dieser Arbeit ein Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik in Verteilnetzen unter Berücksichtigung stochastisch abhängiger Messfehler vorgestellt. Mit Hilfe des entwickelten Verfahrens wird der Nutzen von Smart Metern zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene untersucht.

Keywords: Copula, Verteilnetz, Smart Meter, State Estimation, Stochastische Abhängigkeit, Schätzfehler, Messfehler

1 Einleitung

In den letzten Jahren ist in Deutschland, getrieben durch Subventionen, ein deutlicher Anstieg der, in der Verteilnetzebene installierten, dezentralen Erzeugungskapazitäten zu beobachten. Im Jahr 2012 betrug die, nach EEG geförderte, installierte Leistung in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen bereits über 50 GW. Da die Netze ursprünglich nicht für die Integration von Erzeugungsanlagen in diesem Umfang ausgelegt wurden, droht in Netzen mit einer hohen Konzentration dezentraler Erzeugungsanlagen die Verletzung technischer Randbedingungen, wie zum Beispiel der thermischen Grenzströme oder aber auch des Spannungsbandes. Der resultierende erforderliche Netzausbaubedarf kann zukünftig, z.B. mittels gezielter operativer Beeinflussung von Last und Erzeugung, neuen Betriebsmitteln wie unter Last regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Beeinflussung der Blindleistungsregelung, reduziert werden. Für einen koordinierten und optimierten Einsatz dieser neuen betrieblichen Freiheitsgrade ist die Kenntnis des aktuellen Netzzustandes sinnvoll. Eine solche Kenntnis würde sich neben dem operativen Netzbetrieb auch positiv auf die Netzplanung auswirken. Diese erfolgt historisch bedingt unter Berücksichtigung großer Sicherheitsmargen. Bei einer exakten Kenntnis des Netzzustandes

im Netzbetrieb ist eine Reduktion dieser Margen denkbar, wodurch existierende Netze höher ausgelastet und neue Netze effizienter geplant werden könnten, was den erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren könnte.

Aktuell erfolgt in der Mittel- und Niederspannung zumeist jedoch keine Zustandsschätzung. Historisch bedingt beschränkt sich die verfügbare Messtechnik in diesen Spannungsebenen fast ausschließlich auf die HS/MS-Umspannwerke, wo Spannungsbetrag und Abgangsströme erfasst werden. Zusätzlich sind nach EEG vergütete Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW zur Bereitstellung von aktuellen Wirkleistungsmesswerten verpflichtet. Für eine Beobachtbarkeit des Netzes sind diese jedoch unzureichend. Es ist deshalb für die Durchführbarkeit einer Zustandsschätzung erforderlich, sogenannte Pseudo-Messwerte zu erzeugen. Dies sind geschätzte Werte für beispielsweise aktuelle Leistung von Lasten und Einspeisungen. Allerdings sind diese Pseudo-Messwerte von erheblichen Ungenauigkeiten, im Folgenden als Messfehler bezeichnet, überlagert.

Diese Messfehler führen bei der Zustandsschätzung zu einer Abweichung zwischen geschätztem und realem Netzzustand, dem sogenannten Schätzfehler. Wenn der Netzbetreiber die Ergebnisse der Zustandsschätzung im Netzbetrieb zur Steuerung seiner betrieblichen Freiheitsgrade verwendet, sollte der Schätzfehler der Spannungen und der Ströme innerhalb vorgegebener Grenzen liegen. Durch die Integration zusätzlicher realer Messtechnik, die nur einen sehr geringen Messfehler aufweist, ist es möglich, den Schätzfehler im Netzgebiet zu reduzieren. Da diese Messtechnik mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, stellt sich die Frage nach der kostenoptimalen Anzahl zusätzlich notwendiger Messgeräte und deren Position im Netz.

Im Zusammenhang mit dem Nutzen eines zukünftigen Smart Meter Roll-Outs in Deutschland wird auch deren Nutzen zur Beobachtbarkeit betrachtet [1]. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Arbeit ein Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers bei gegebener Messtechnik sowie ein Verfahren zur optimierten Positionierung zusätzlicher Messtechnik zur Einhaltung eines vorgegebenen Schätzfehlers vorgestellt. Mit deren Hilfe soll an realen Verteilnetzen der Nutzen von zusätzlichen Echtzeit-Messwerten aufgezeigt werden. Dabei wird insbesondere der Einfluss zusätzlich übertragener Messgrößen, wie zum Beispiel der Spannung auf die erforderliche Anzahl an Messpunkten aufgezeigt. Damit kann untersucht werden, welche Durchdringung an Smart Metern mit einer Echtzeit Übertragung von Messwerten zur Zustandsschätzung erforderlich ist, und, inwieweit diese von den übertragenen Messgrößen abhängig ist. Des Weiteren wird gezeigt, welchen Nutzen historische Offline-Messwerte aus Smart Metern zur Generierung von genaueren Pseudo-Messwerten haben.

Da die Messfehler einen wesentlichen Einfluss auf die Schätzfehler aufweisen, erfolgt im folgenden Abschnitt zunächst eine Analyse verfügbarer Messwerte und deren Messfehler. Dabei wird insbesondere auch die stochastische Abhängigkeit der Messfehler untersucht. Darauf aufbauend werden die verwendeten Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers sowie das Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik in Kapitel 3 vorgestellt.

2 Pseudo-Messwerte und Messfehler

Für die garantierte Beobachtbarkeit eines Netzes sind Wirk- und Blindleistungsmesswerte an allen, bis auf einem, Netzknoten erforderlich sowie mindestens eine Spannungsmessung. Die in HS/MS-Umspannwerken mitunter vorliegenden vorzeichenlosen Strombetragsmessungen können zwar im Rahmen der Zustandsschätzung berücksichtigt werden, jedoch sollte das Netz, um die Eindeutigkeit der Lösung zu garantieren, auch ohne Berücksichtigung der Strombetragsmessungen beobachtbar sein.

Da die Anzahl der, in Mittel- und Niederspannungsnetzen, verfügbaren realen Messwerte für eine Beobachtbarkeit nicht ausreicht, ist es für Verteilnetzbetreiber erforderlich Pseudo-Messwerte für die Wirk- und Blindleistungsaufnahme an allen Netzknoten zu erstellen. Dafür gibt es je nach Typ des Verbrauchers oder der Einspeisung unterschiedliche Datengrundlagen, wie beispielsweise Standardlastprofile oder historische Messwerte. Im Folgenden wird exemplarisch eine Möglichkeit der Erzeugung von Wirkleistungs-Pseudo-Messwerten bei Kleinverbrauchern und PV-Anlagen beschrieben.

2.1 Erzeugung von Pseudo-Messwerten

Im Gegensatz zu Großverbrauchern mit jährlichen Leistungsbezügen von über 100 MWh, die mit registrierenden Lastgangmessungen ausgestattet sind, wird bei Kleinverbrauchern im Normalfall lediglich der Jahresenergieverbrauch messtechnisch erfasst. Durch die Nutzung veröffentlichter Standardlastprofile ist es möglich, durch eine Skalierung mit dem jeweiligen Jahresenergieverbrauch des Kunden, aktuelle Pseudo-Messwerte für den Wirkleistungsbezug von Kleinverbrauchern zu generieren.

Für die Erzeugung aktueller Wirkleistungs-Pseudo-Messwerte bei PV-Anlagen können Netzbetreiber die hohe Korrelation der Einspeiseleistung räumlich naher PV-Anlagen nutzen. Dazu wird eine PV-Anlage als Referenzanlage ausgewählt und ein reales Messgerät zur Erfassung der Wirkleistung installiert. Alternativ können, falls im Netzgebiet vorhanden, die Wirkleistungsmesswerte von Anlagen mit installierten Leistungen von über 100 kW verwendet werden. Der aktuelle Wirkleistungsmesswert der Referenzanlage wird durch die installierte Leistung der Referenzanlage dividiert und anschließend mit der installierten Leistungen der Anlage, für die ein Pseudo-Messwert generiert werden soll, skaliert.

2.2 Messfehler

Anders als reale Messwerte, die nur von niedrigen, von der Genauigkeitsklasse des Wandlers abhängigen, Messfehlern überlagert sind, sind die Messfehler bei Pseudo-Messwerten mitunter sehr groß. In der Literatur werden die Messfehler häufig als, Normalverteilungen mit nicht näher erläuterten Standardabweichungen modelliert.

Da die Messfehler einen signifikanten Einfluss auf die Schätzfehler im Rahmen der Zustandsschätzung aufweisen, erfolgt in diesem Abschnitt eine detaillierte exemplarische Analyse der Messfehler der Wirkleistungs-Pseudo-Messwerte bei Kleinverbrauchern und PV-Anlagen.

Die, zur Generierung der Pseudo-Messwerte, verwendeten Standardlastprofile sind zur Beschreibung des Verbrauchsverhaltens einer großen Anzahl einzelner Kleinverbraucher

gedacht. Sie können jedoch das stochastische Verhalten eines einzelnen Haushaltes nicht adäquat abbilden, so dass es zu deutlichen Abweichungen zwischen dessen realer Leistungsaufnahme und den mittels Standardlastprofil generierten Pseudo-Messwerten kommt. Um diese Messfehler zu quantifizieren, wird auf Smart Meter Messwerte aus einer Testregion zurückgegriffen. Diese bestehen aus 15 minütig aufgelösten Wirkleistungsmesswerten einer größeren Anzahl an Haushalten. Um die Messfehler zu bestimmen, wird, auf Basis des Jahresenergieverbrauches, für jeden Haushalt ein Standardlastprofil skaliert und anschließend die so generierten Pseudo-Messwerte mit den realen Messwerten des jeweiligen Smart Meters verglichen. Der Messfehler E_i^M des Kunden i berechnet sich aus der Differenz, die für eine bessere Vergleichbarkeit durch die durchschnittliche Leistungsaufnahme des Kunden dividiert wird (vgl. Formel 1)

$$E_i^M = \frac{P_{i,pseudo} - P_{i,real}}{P_{i,\emptyset real}} \quad (1)$$

In der rechten Hälfte von Abbildung 1 ist das Histogramm der Messfehler aller analysierten Kleinverbraucher dargestellt. Es wird deutlich, dass die Messfehler mitunter sehr große Werte annehmen und dass die Verteilung der Fehler nicht unbedingt normalverteilt ist.

Analog zu den Kleinverbrauchern, wird der Messfehler von Wirkleistungs-Pseudo-Messwerten bei PV-Anlagen berechnet. Dazu wird auf reale Messwerte einzelner Anlagen aus dem Netzleitsystem eines Netzbetreibers zurückgegriffen. Dabei handelt es sich um 15 minütige Wirkleistungsmittelwerte.

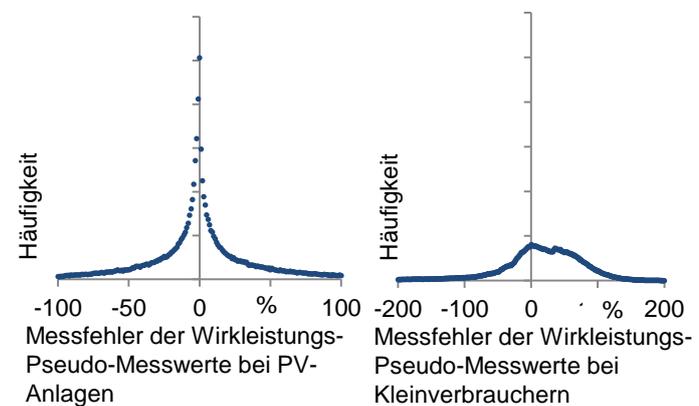


Abbildung 1 Messfehler

Eine der Anlagen wird als Referenzanlage ausgewählt und mittels der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methodik werden, basierend auf den Messwerten der Referenzanlage sowie den installierten Leistungen, Pseudo-Messwerte für die anderen Anlagen gebildet. Zur Ermittlung des Messfehlers werden die, für die einzelnen Anlagen, generierten Pseudo-Messwerte mit den realen Messwerten der jeweiligen Anlagen verglichen und der Messfehler gemäß Formel 1 berechnet.

Die resultierenden Messfehler für alle PV-Anlagen im Testgebiet sind als Histogramm auf der linken Hälfte von Abbildung 1 dargestellt. Im Vergleich zu den Messfehlern bei Pseudo-Messwerten für Kleinverbraucher wird deutlich, dass die Verteilung der Messfehler sehr viel schmalbandiger ist. Dies ist insbesondere auf die Verwendung einer realen Messung zur Erzeugung der Pseudo-Messwerte zurückzuführen. Trotzdem kommt es zu Messfehlern von über 100%. Diese werden durch die unterschiedliche Ausrichtung der Anlagen, lokale Abschattungen und Wolkenzug verursacht.

2.3 Stochastische Abhängigkeit von Messfehlern

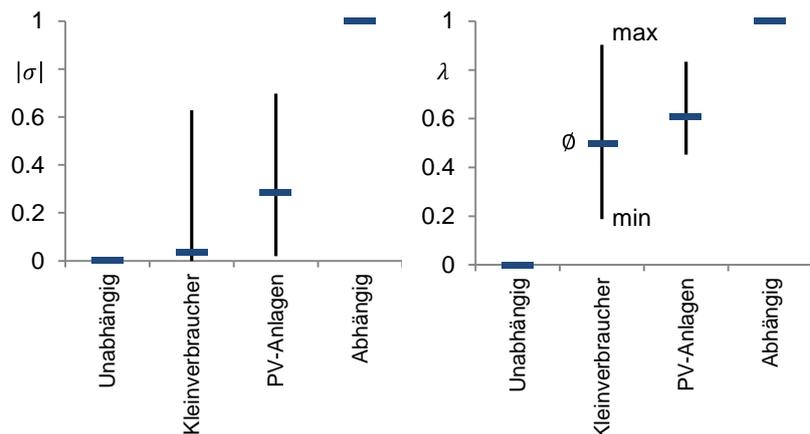
In der Literatur werden die Messfehler von Pseudo-Messwerten häufig als stochastisch unabhängig angenommen [2,3]. Die Analyse der Messfehler von Wirkleistungs-Pseudo-Messwerten zeigt jedoch hohe Abhängigkeiten von der Wahl der Referenzanlage. Beispielsweise führt eine schlecht ausgerichtete und häufig lokal abgeschattete Referenzanlage zu einer vermehrten Unterschätzung und somit zu häufigen und hohen Messfehlern. Aus diesem Grund wird im Folgenden die stochastische Abhängigkeit der Messfehler untersucht.

Ein häufig verwendetes Maß zur Bestimmung der Abhängigkeit zweier Größen, ist die Pearson-Korrelation, auch als Korrelations-Koeffizient bezeichnet. Für n Realisierungen zweier Zufallsvariablen X_1 und X_2 berechnet sich dieser gemäß Formel 2.

$$\sigma_{X_1, X_2} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_{1,i} - \bar{X}_1) \sum_{i=1}^n (x_{2,i} - \bar{X}_2)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_{1,i} - \bar{X}_1)^2 \sum_{i=1}^n (x_{2,i} - \bar{X}_2)^2}} \quad (2)$$

Für die Messfehler der Pseudo-Messwerte bei verschiedenen Kleinverbrauchern und PV-Anlagen wird jeweils der Betrag des Korrelations-Koeffizienten berechnet. Dabei repräsentiert ein Wert von Null vollständige stochastische Unabhängigkeit und ein Wert von Eins vollständige Abhängigkeit.

Die Ergebnisse sind in der linken Hälfte von Abbildung 2 dargestellt. Dabei sind für alle Kleinverbraucher sowie PV-Anlagen jeweils die minimalen, die maximalen sowie die durchschnittlichen Werte des Korrelationskoeffizienten



angegeben. Es fällt auf, dass sowohl bei den Messfehlern

von Kleinverbraucher sowie PV-Anlagen mitunter signifikante stochastische Abhängigkeiten bestehen. Die durchschnittlichen Abhängigkeiten zwischen den Messfehlern der verschiedenen Verbraucher bzw. Anlagen sind jedoch sehr gering.

Obwohl der Korrelationskoeffizient häufig verwendet wird, erfasst er jedoch nur lineare Abhängigkeiten. Um auch nicht lineare stochastische Abhängigkeiten zu berücksichtigen, wird das aus der Informationstheorie stammende Maß der Transinformation verwendet. Dieses ermöglicht eine Beschreibung der Stärke eines stochastischen Zusammenhanges unabhängig von der jeweiligen Form der Abhängigkeit und ist somit auch in der Lage nicht lineare Abhängigkeiten zu berücksichtigen. Die Transinformation für zwei Zufallsvariablen berechnet sich gemäß Formel 3 [4].

$$I_{X_1, X_2} = \sum_{x_1 \in X_1} \sum_{x_2 \in X_2} p(x_1, x_2) \log_2 \left(\frac{p(x_1, x_2)}{p(x_1)p(x_2)} \right) \quad (3)$$

Um eine bessere Vergleichbarkeit der Transinformation mit dem Korrelationskoeffizient zu erreichen, wird diese auf das Intervall von Null bis Eins skaliert (vgl. Formel 4).

$$\lambda_{I_{X_1, X_2}} = \sqrt{1 - e^{(-2I_{X_1, X_2})}} \quad (4)$$

Die skalierte Transinformation wird für die Messfehler aller Kleinverbraucher und PV-Anlagen berechnet. Die Ergebnisse sind auf der rechten Hälfte von Abbildung 2 dargestellt. Im Vergleich mit den auf der linken Seite dargestellten Werten für den Betrag des Korrelationskoeffizienten wird deutlich, dass sowohl die minimalen als auch die durchschnittlichen und maximalen Werte der skalierten Transinformation deutlich höher sind. Dies deutet auf das Vorhandensein von starken nicht linearen stochastischen Abhängigkeiten hin. Da diese einen Einfluss auf die Schätzfehler haben können, wird im Folgenden eine Methodik zur Modellierung nicht linearer stochastischer Abhängigkeiten vorgestellt.

2.4 Modellierung stochastischer Abhängigkeiten

Um mehrdimensionale stochastisch abhängige Zufallszahlen abzubilden, wird häufig auf die Verwendung einer Kovarianz Matrix zurückgegriffen. Diese Methode ist jedoch auf lineare Abhängigkeiten und nur einzelne Klassen von Wahrscheinlichkeitsverteilungen geeignet [5]. Wie im vorherigen Abschnitt analysiert, sind die stochastischen Abhängigkeiten zwischen Messfehlern nicht nur linearer Art und die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Messfehler ist nicht zwingendermaßen normalverteilt. Aus diesem Grund kommt in dieser Arbeit zur allgemeinen Beschreibung multivariater, stochastisch abhängiger Verteilungen das Konzept der Copula zum Einsatz. Dieses wird bereits vielfältig im Bereich der Finanzmathematik verwendet.

Grundlage für das Konzept der Copula bildet der Satz von Sklar. Dieser besagt, dass sich eine multivariate Verteilungsfunktion $F_{X_1 \dots X_n}(x_1, \dots, x_n)$ durch die ein-dimensionalen Verteilungsfunktionen $F_i(x)$ und eine Funktion C , die Copula, beschreiben lässt (vgl. Formel 4) [6].

$$F_{X_1 \dots X_n}(x_1, \dots, x_n) = C(F_{X_1}(x_1), \dots, F_{X_n}(x_n)) \quad (4)$$

Somit ist eine unabhängige Abbildung der stochastischen Abhängigkeiten und der Randverteilungen der einzelnen Zufallsvariablen möglich. Dabei ist die Copula eine multivariate Verteilungsfunktion auf dem Intervall $[0,1]^n$.

Im Folgenden wird die Anwendung im Verfahren kurz erläutert. In einem ersten Schritt ist die Transformation der Messfehler in das Intervall von Null bis Eins erforderlich. Dazu wird für die Messfehler jeder Anlage, beispielsweise durch Kerndichteschätzung, eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung ermittelt. Durch die anschließende Ermittlung der Verteilungsfunktion ist eine Überführung der Messfehler in das Zielintervall $[0,1]$ möglich. Anschließend wird basierend auf diesen Werten eine Copula parametrisiert. In der Literatur sind verschiedene Typen von Copulas bekannte, wobei im Rahmen dieser Arbeit für die Modellierung der stochastischen Abhängigkeiten der Messfehler von PV-Anlagen eine Student T-Copula zum Einsatz kommt. Unter Verwendung der parametrisierten Copula ist es im späteren Verfahren möglich, stochastisch abhängige Zufallszahlen auf dem Intervall Null bis Eins zu erzeugen. Unter Kenntnis der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung können diese

durch eine inverse Transformation in den ursprünglichen Wertebereich der Messfehler transformiert werden und somit stochastisch abhängige Messfehler erzeugt werden.

3 Optimierte Positionierung von Messtechnik

Wenn ein Verteilnetzbetreiber die Ergebnisse seiner Netzzustandsschätzung nutzen möchte, um darauf aufbauend netzbetriebliche Maßnahmen zu koordinieren, sollte der Schätzfehler gewisse Vorgaben nicht übersteigen. Eine Reduktion des Schätzfehlers ist durch die Ausbringung zusätzlicher Messgeräte mit geringen Messfehlern möglich. Aus Kostengründen ist jedoch eine weiträumige Ausbringung nicht zweckmäßig. Deshalb ist ein Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik erforderlich. Da die Positionierung vor dem Hintergrund des Schätzfehlers erfolgen soll, ist zunächst ein Verfahren zur Ermittlung des Schätzfehlers auf Basis der messtechnischen Ausstattung notwendig.

3.1 Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers

Die Methodik zur Berechnung des Schätzfehlers einer Zustandsschätzung in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist in Abbildung 3 dargestellt. Ausgehend von einem Referenz-Netzzustand werden, im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation, Messwertsets erstellt. Dazu wird aus jeweils entsprechenden Fehlerverteilungsfunktionen für jede Reale- und Pseudo-Messung ein Fehler gezogen und unter Berücksichtigung des Referenz-Netzzustandes ein fehlerbehafteter Messwert generiert. Durch die Verwendung von Copulas ist es dabei möglich, stochastische Abhängigkeiten der Messfehler zu berücksichtigen.

Für jedes Messwertset wird anschließend eine Zustandsschätzung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Referenz-Netzzustand verglichen. Als Ergebnis erhält man für jeden Netzknoten eine Verteilung des Schätzfehlers der Zustandsgrößen U und θ .

Da die Kenntnis und der Schätzfehler des Phasenwinkels für Verteilnetzbetreiber nur von untergeordneter Bedeutung sind, erfolgt,

neben der Betrachtung des Schätzfehlers des Spannungsbetrages, die Berechnung des Schätzfehlers des Strombetrages. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen geschätztem Zweigstrom und dem Zweigstrom im Referenz-Netzzustand bezogen auf den thermischen Grenzstrom des jeweiligen Zweiges.

Da die Ergebnisse des Schätzfehlers sehr stark von der stochastischen Ziehung der Messfehler abhängig sind, ist es nicht sinnvoll das Maximum der Schätzfehler zu betrachten sondern vielmehr ein Konfidenzintervall zu bestimmen. Dieses sollte in Abhängigkeit der Risikoaversion des jeweiligen Netzbetreibers bestimmt werden. Da diese zumeist nicht bekannt ist, wird im Folgenden ein 95 % Konfidenzintervall gewählt.

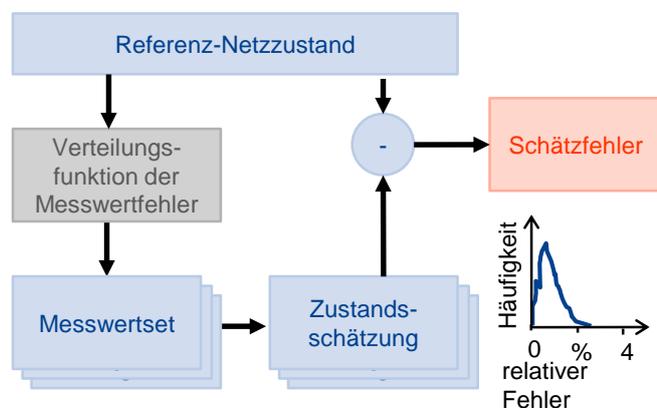


Abbildung 3 Berechnung des Schätzfehlers

3.2 Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik

Das Ziel des Verfahrens zur optimierten Positionierung von Messtechnik ist die Ermittlung einer möglichst kostenminimalen messtechnischen Ausstattung, die eine Einhaltung der Schätzfehlervorgaben des Netzbetreibers ermöglicht. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems besteht in der Minimierung der annuitätischen Gesamtkosten für zusätzliche Messgeräte. Als Nebenbedingungen müssen die, durch den Netzbetreiber vorgegebenen, maximalen Schätzfehler an allen Knoten und auf allen Zweigen eingehalten werden. Mögliche Freiheitsgrade sind die Positionierung zusätzlicher Messgeräte an Netzknoten. Dabei kann für jeden Knoten eine Auswahl an verfügbaren Messgeräten mit unterschiedlichen Kosten und unterschiedlichen erfassten Messgrößen frei parametrisiert werden.

Da der Zusammenhang zwischen vorhandener Messtechnik und den resultierenden Schätzfehlern stochastisch geprägt ist und durch eine Monte-Carlo Simulation bestimmt werden muss (vgl. Abschnitt 3.1), ist kein analytisches Optimierungsverfahren anwendbar. Eine Optimalitätsgarantie ist nur durch eine vollständige Enumeration aller möglichen Kombinationen erzielbar. Diese ist jedoch aus rechenzeittechnischen Gründen bei großen Netzen nicht anwendbar.

Das entwickelte Verfahren beruht auf einer heuristischen Einschränkung des Lösungsraumes durch eine Teilnetzerlegung sowie eine initiale Abschätzung der maximal erforderlichen Anzahl an Messgeräten zur Einhaltung der Schätzfehlervorgaben. Anschließend wird durch einen Genetischen Algorithmus eine kostengünstige Lösung ermittelt. Durch die Nutzung eines heuristischen Verfahrens besteht keine Optimalitätsgarantie für die ermittelte Lösung.

Das entwickelte Verfahren ermöglicht jedoch eine Optimierung unter Berücksichtigung verschiedener Referenz-Netzzustände um den Einfluss verschiedener Topologien und Last/Einspeisesituationen auf die Schätzfehler zu berücksichtigen.

4 Exemplarisch Ergebnisse

Ein Gesichtspunkt des aktuell diskutierten Smart Meter Roll-Outs ist der potentielle Nutzen ausgebrachter Smart Meter zur Zustandsschätzung. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Smart Meter „Echtzeit“-Messwerte bereitstellen können oder nur historische Werte verfügbar sind. Im Folgenden wird der Einfluss dieser zusätzlichen Messwerte auf eine Zustandsschätzung analysiert.

4.1 Nutzen historischer Smart Meter Messwerte

Historische Smart Meter Werte können nicht direkt als Messwerte in der Zustandsschätzung verwendet werden. Allerdings ermöglichen diese eine alternative Generierung der Pseudo-Messwerte bei Kleinverbrauchern. Statt der Verwendung eines Standardlastprofils ist es denkbar, auf Basis historischer Messwerte für jeden Kleinverbraucher ein eigenes individuelles Lastprofil zu erstellen, und dieses zur Generierung von Pseudo-Messwerten zu verwenden.

Um den potentiellen Nutzen dieser Methodik zu quantifizieren, werden die Smart Meter Daten einiger Kleinverbraucher aus einem Testgebiet verwendet. Basierend auf einem Teil der Daten wird für jeden Kunden ein wöchentliches Lastprofil erstellt. Mit Hilfe dieses Profils werden Pseudo-Messwerte für den Kunden erzeugt und mit weiteren realen Messwerten verglichen um den Messfehler zu berechnen (vgl. Formel 1).

In Abbildung 4 ist das Histogramm der Messfehler der Wirkleistungs-Pseudo-Messwerte bei Kleinverbrauchern bei unterstellter Nutzung von Standardlastprofilen sowie bei Verwendung individueller Lastprofile dargestellt. Es wird deutlich, dass der Nutzen individueller Lastprofile sehr gering ist. Dies begründet sich in dem stark stochastisch geprägten Verbrauchsverhalten von Kleinverbrauchern, was auch durch individuelle Profile nicht adäquat erfasst werden kann.

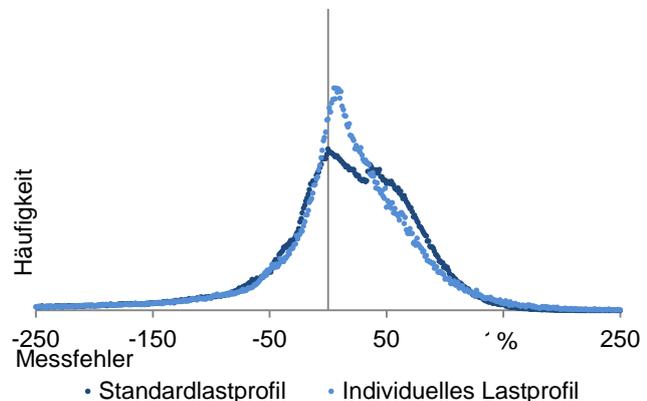


Abbildung 4 Einfluss historischer Smart Meter Messwerte auf Messfehler

4.2 Nutzen echtzeitfähiger Smart Meter

Zur Quantifizierung des Nutzens von Echtzeit Messwerten aus Smart Metern wird das Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik auf ein reales Mittel- und Niederspannungsnetz angewendet. Dieses wurde freundlicherweise durch die Netze BW (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellt. Das Netzgebiet weist eine hohe Durchdringung an PV-Anlagen auf. An realer Messtechnik wird eine kommunikationstechnisch angebundene Spannungsbetragsmessung in der Ortsnetzstation unterstellt. Für die sonstigen Knoten sind lediglich Pseudo-Messwerte vorhanden. Dabei basieren die Pseudo-Messwerte der PV-Anlagen auf einer kommunikationstechnisch angebundene Wirkleistungsreferenzmessung einer Anlage (vgl. Kapitel 2.1). Als Grenzwert für den Schätzfehler des Spannungsbetrages wird eine Vorgabe von einem Prozent unterstellt.

In einem ersten Schritt erfolgt die Berechnung der Schätzfehler ohne zusätzliche



Abbildung 5 Exemplarische Ergebnisse

Messtechnik. Das Ergebnis ist in der oberen Hälfte von Abbildung 5 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Spannungsbetragsfehler in den Netzausläufern die exemplarische Fehlervorgabe von einem Prozent übersteigt. Die Schätzfehler der Zweigströme betragen teilweise über 10 %, werden im Folgenden jedoch nicht als Grundlage für die Positionierung zusätzlicher Messtechnik berücksichtigt.

Für die Positionierung zusätzlicher Messtechnik werden drei verschiedene Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich der positionierbaren Messgeräte unterscheiden. In Szenario A kann das Verfahren an jedem Hausanschluss Smart-Meter positionieren, welche eine echtzeitfähige Übertragung des aktuellen Wirkleistungsbezuges ermöglichen. In Szenario B und C erfassen positionierte Smart Meter zusätzlich Blindleistung sowie Spannungsbetrag. Eine Positionierung zusätzlicher Messtechnik in Verteilerkästen oder Ortsnetzstationen steht in den betrachteten Szenarien nicht als Freiheitsgrad zur Verfügung.

Die Ergebnisse für Szenario A und C sind in der unteren Hälfte von Abbildung 5 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Übermittlung des Spannungsbetrages eine deutliche Reduktion der Anzahl notwendiger Smart Meter ermöglicht. Dabei werden die Messgeräte tendenziell am Ende der Abgänge positioniert. Die Anzahl zusätzlich positionierter Messgeräte beträgt in Szenario A 7 Smart Meter in Szenario B und C lediglich 5 bzw. 2 Geräte. Dabei führt die Integration der Messgeräte in der Niederspannungsebene auch zu einer Reduktion der Schätzfehler im überlagerten Mittelspannungsnetz.

5 Zusammenfassung

Die exemplarischen Ergebnisse zeigen, dass die echtzeitfähige Übertragung von Smart Meter Messwerten die Schätzfehler einer Zustandsschätzung deutliche reduzieren kann. Die dabei erforderliche Anzahl an Messgeräten ist stark von den erfassten und übertragenen Messgrößen abhängig. Insbesondere die Übertragung der Spannungsmesswerte ermöglicht eine deutliche Reduktion der erforderlichen Messgeräte. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei den gezeigten Ergebnissen um exemplarische Ergebnisse aus einem einzigen Netz handelt, die nicht auf ganz Deutschland extrapoliert werden können.

Quellen

- [1] Ernst & Young GmbH, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“
- [2] Abdel-Majeed A.; Tenbohlen S.; Schöllhorn D.; Braun M. „Meter Placement for low voltage system state estimation with distributed generation“ CIRED 22nd International Conference on Electricity Distribution 2013
- [3] J. Liu, J. Tang, F. Ponci, A. Monti, C. Muscas, P. "Trade-Offs in PMU Deployment for State Estimation in Active Distribution Grids" IEEE Trans. on Smart Grid., pp. 915-924, 2012
- [4] A. Papoulis, S. U. Pillai "Probability, random variables and stochastic processes" New York, 2002, ISBN 9780070486584
- [5] R.U. Seydel "Tools for Computational Finance" London, 2012, ISBN 9781447129929
- [6] A. Sklar "Random variables, joint distribution functions and copulas" Kybernetika, 1973, <http://dml.cz/dmlcz/125838>