

Platzierung von Messstationen zur Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen

Measurement Placement for low voltage State Estimation

M.Sc. Ahmad Abdel-Majeed, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart - Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Stuttgart, Deutschland. ahmad.abdel-majeed@ieh.uni-stuttgart.de

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun, Universität Kassel, Fraunhofer IWES, Kassel, Deutschland

Dipl.-Ing. Daniel Schöllhorn, EnBW Regional AG, Entwicklung Netzkonzepte, Stuttgart, Deutschland

Kurzfassung

Eine präzise und verlässliche Zustandsschätzung von Verteilnetzen ist der Schlüssel für eine dynamische Steuerung und die Kontrolle aktiver Smart Grids. Durch den immer größer werdenden Anteil an dezentralen Erzeugungseinheiten in den Niederspannungsnetzen wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer. Echtzeit-Überwachung und Überprüfung durch Zustandsschätzung ist bei den Übertragungsnetzbetreibern auf Grund verfügbarer Messdaten eine Routineaufgabe. Verteilnetzbetreiber hingegen suchen noch nach Möglichkeiten ihr Monitoring für Mittel- und Niederspannungsnetze zu erweitern, um zukünftige Smart Grid Anwendungen einsetzen zu können. Mit der Markteinführung von Smart-Metern, die als eine der entscheidenden Faktoren für zukünftige Smart Grids betrachtet wird, sollten in Zukunft genügend Messdaten (Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistungsverbrauch und -erzeugung) an jedem Verbraucher-knoten verfügbar sein, um diese Anwendungen umsetzen zu können. Diese Veröffentlichung hat das Ziel einen Lösungsansatz für die Platzierung von Smart-Metern in Bezug auf die Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen aufzuzeigen.

Abstract

Accurate and reliable state estimation for low voltage networks is the corner stone for flexible operation and control in the current transaction from passive conventional grids to active smart grids. Through the current expansion of integrating DG units in low voltage networks, the network operation is becoming more complex than before. However, real-time monitoring and control through state estimation is a routine task for the transmission system operators (TSO's) due to the availability of measurement data. The distribution system operators (DSO's) are trying to extend their monitoring and control for medium and low voltage network in order to enable smart grid applications. With the current rollout of smart meters, which are considered a key component of future smart grids, there would be enough metering data in the distribution networks (voltage, current, active and reactive power consumption and generation) available at every customer connection point. This paper aims to develop a method to solve the problem of meter placement for low voltage system state estimation through deciding which measurement data from the installed smart meters should be considered in the state estimation algorithms in order to improve on the uncertainty of the estimated voltage and its phase angle at every node in the network.

1 Einleitung

Eine präzise und verlässliche Zustandsschätzung von Verteilnetzen ist der Schlüssel für eine dynamische Steuerung und die Kontrolle aktiver Smart Grids. Durch den immer größer werdenden Anteil an dezentralen Erzeugungseinheiten in den Niederspannungsnetzen wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer. Echtzeitüberwachung und -überprüfung durch Zustandsschätzung ist bei den Übertragungsnetzbetreibern auf Grund verfügbarer Messdaten eine Routineaufgabe. Verteilnetzbetreiber hingegen suchen noch nach Möglichkeiten ihr Monitoring für Mittel- und Niederspannungsnetze zu erweitern, um zukünftige Smart Grid Anwendungen einsetzen zu können. Mit der Markteinführung von Smart-Metern, die als eine der entscheidenden Faktoren für zukünftige Smart Grids betrachtet wird, sollten in Zukunft genügend Messdaten (Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistungsverbrauch und -erzeugung) an jedem Verbraucher-knoten verfügbar sein, um diese Anwendungen umsetzen zu können. Diese Veröffentlichung hat das Ziel einen Lösungsansatz für die

Platzierung von Smart-Metern in Bezug auf die Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen aufzuzeigen. Die verwendete Methode zeigt, welche Messdaten der jeweiligen Smart-Meter im Zustandsschätzalgorithmus betrachtet werden müssen, um eine Verbesserung der Genauigkeit der geschätzten Spannung und des geschätzten Phasenwinkels an jedem Knoten im Netzwerk zu erzielen.

Eine Platzierung der Messgeräte nach der traditionellen Zustandsschätzmethode kann nicht direkt auf Niederspannungsnetze angewendet werden. Der Grund liegt in den unterschiedlichen Charakteristiken des Übertragungs- und Verteilnetzes. In diesem Beitrag wird eine Methode vorgestellt mit der sich eine Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen realisieren lässt. In Anlehnung an die aktuell vorhandenen Smart-Meter wird aufgezeigt, welche Messdaten für den Zustandsschätzalgorithmus entscheidend sind, um die relativen Fehler (prozentualer Fehler zwischen dem geschätzte und dem tatsächlichen Netzzustand), die Residuen (Abweichung zwischen Messdaten und geschätzten Daten) und die Unsicherheit (prozentuale Abweichung, die sich über die Rückrechnung mit den

Messwerten an den jeweiligen Knoten aus der Standardabweichung ergibt) der Zustandsvariablen (Spannung und Winkel) an jedem Knoten zu minimieren. Die Grenzwerte zu den genannten Faktoren beziehen sich auf die Besonderheiten des Niederspannungsnetzes.

2 Herausforderung

In elektrischen Übertragungsnetzen ist eine Zustandsschätzung bereits seit den 1970er Jahren Stand der Technik. Für elektrische Verteilnetze sind Verfahren der Zustandsschätzung bisher aus zwei Gründen nicht eingesetzt [1]:

- Es stehen nur sehr wenige Echtzeitmessungen zur Verfügung (bei einem Verteilungsstromkreis mit mehreren Tausend Knoten meist nur einige am Kopfende eines Abzweigs).
- Die komplexe Modellierung mehrphasiger asymmetrischer Verteilnetze stellt eine große Herausforderung für die Entwicklung effizienter und robuster Schätzungsalgorithmen dar, die für verschiedene Arten von Messungen geeignet sind.

Diese Gründe resultieren aus grundsätzlichen Unterschieden zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen: Während Übertragungsnetze vermascht betrieben werden, sind Verteilnetze meist radial aufgebaut. Für die Leitungen und Kabel gelten in Übertragungsnetzen ein Netzimpedanzverhältnis $R/X \ll 1$, für Verteilnetze liegt dies oft sogar bei $R/X > 1$. In Verteilnetzen und insbesondere in Niederspannungsnetzen liegen häufig deutliche Unsymmetrien vor, weshalb Zustandsschätzungsalgorithmen auf dreiphasige Systeme bezogen werden müssen. Da diese Unsymmetrien auf Transportnetzebene ausgemittelt werden, können diese in der Regel als symmetrisch angenommen werden. Gleichzeitig sind die Transportnetze mit einer hohen Anzahl an Messstellen an den Betriebsmitteln ausgestattet, was eine Beobachtbarkeit gewährleistet. Trotz zum Teil höherer Knotenzahlen ist der spezifische Aufwand für Mess-, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur pro übertragener Energieeinheit in Verteilnetzen höher, weshalb der Netzbetreiber in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen keine oder nur sehr wenige Messstellen hat, was eine Zustandserkennung erschwert oder sogar unmöglich macht

Der zukünftig geplante Einsatz von Smart Metern bietet nun jedoch ganz neue Möglichkeiten, da prinzipiell Messdaten, wie beispielsweise Wirk- und Blindleistung (im Folgenden als Leistung zusammengefasst), Spannung und Strom von jedem Kundenanschluss nahezu in Echtzeit zur Verfügung stehen können. Die Verfügbarkeit dieser Informationen ist eine wesentliche Grundlage für eine Zustandsschätzung. Mit einem genaueren Echtzeitmodell des Netzes durch die Zustandsschätzung können auch andere Verteilnetzmanagement-Funktionalitäten wie Spannungs- und Blindleistungsoptimierung, Netzwiederaufbau, Lastausgleich und eine optimale Netzkonfiguration zuverlässiger ausgeführt werden.

3 Theorie der Zustandsschätzung

Die Grundgleichung, welche die Beziehung zwischen den Messwerten und Zustandsvariablen darstellt ist:

$$z = h(x) + e \quad (1)$$

Hierbei steht:

z für den Messwertvektor.

x für den Zustandsvariablenvektor (Spannungsbetrag und -Winkel).

h für das System der nichtlinearen Lastflussgleichungen.

e für den Messfehlervektor.

Das Ziel der WLS (Weighted Least Square) Methode ist nun die Minimierung des Fehlers e . Dies geschieht über die Minimierung der Fehlerfunktion $J(x)$:

$$J(x) = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (2)$$

Hierbei ist W die Gewichtungsmatrix, welche die Inverse der Kovarianzmatrix R des Messfehlervektors ist.

Jeder Messwert ist mit einer Gewichtung verknüpft, welche die Messgenauigkeit der unterschiedlichen Messwerte (Echtzeit-, Pseudo-, Virtuelle-) berücksichtigt. Durch die WLS Methode wird die gewichtete Differenz zwischen den berechneten Zuständen und gemessenen Werten minimiert. Dies geschieht mit Hilfe der Formel:

$$\text{Min } J(x) = \sum_{i=1}^m [z_i - h_i(x)]^T W [z_i - h_i(x)] \quad (3)$$

Hierbei ist m die Anzahl der Messwerte.

Die beste mögliche Schätzung liegt vor, wenn der Gradient von $J(x)$ null wird. Das System der Leistungsgleichungen $h(x)$ ist nichtlinear und muss iterativ gelöst werden. Hierzu gilt:

$$\Delta x = (H^T W H)^{-1} H^T W [z - h(x)] \quad (4)$$

mit $H = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$ als Jacobimatrix von $h(x)$.

3.1 Theorie der Messstellenplatzierung

Die meisten existierenden Positionierungsmethoden für Messstellen wurden für das Transportnetz entwickelt und getestet. Scheppe et al. schlugen eine Positionierung basierend auf der Reduktion der Varianz der geschätzten Zustandsvariablen vor [2]. Shaifu et al. schlugen vor eine bestimmte Anzahl an Messsystemen auszubringen, um so die Spannungsabweichung an den Sammelschienen zu bestimmen, welche auf einer Lastflussrechnung basieren [3]. Singh et al. schlugen einen Messplatzierungsalgorithmus vor, welcher auf den Eigenschaften der Fehlerkovarianzmatrix für Verteilnetze mit dezentraler Einspeisung basiert [4]. Cobelo et al schlugen einen Algorithmus vor, welche den Fehler der Zustandsschätzung für den Spannungsbetrag und -winkel unter einen bestimmten Grenzwert bringen wollen [5]. Echternacht et al zeigen, dass Messfehler nicht immer normalverteilt vorliegen [6].

Die meisten der vorgeschlagenen Methoden eignen sich sowohl für das Hoch-, als auch das Mittelspannungsnetz, sind jedoch noch nicht für das Niederspannungsnetz getestet worden.

Die in diesem Paper verwendete Platzierungsmethode in radialen Niederspannungsnetzen berücksichtigt die aktuelle Ausbringung von Smart Metern. Hierbei werden die Messwerte betrachtet, welche die Ungenauigkeit der geschätzten Spannungsbeträge und –winkel an jedem Knoten des Netzes verringern.

Durch eine voran gegangene Arbeit [7] wurde ermittelt, dass in einem solchen Niederspannungsnetz, mit einem hohen R/X Verhältnis der Spannungsbetrag und -winkel direkt proportional zu den Werten von R und X sind.

Weiterhin ist die Ungenauigkeit der Schätzung proportional zur Kabellänge. Es wurde herausgefunden, dass in langen Abgängen mit vielen Lasten und PV-Anlagen das Hinzufügen einer Spannungsmessung an einem Knoten die Schätzung aller Knoten verbessert. Das Hinzufügen einer Leistungsmessung hingegen hatte nur eine Verbesserung der Schätzung für den jeweiligen Knoten zur Folge.

Dem entgegen steht der Fall des direkten Anschlusses einer PV-Anlage oder Last an die Schaltstation. Hier hat die zusätzliche Leistungsmessung eine größere Verbesserung der geschätzten Zustände hervorgerufen, als das Hinzufügen einer Spannungsmessung.

3.2 Die gewählte Platzierungsmethode

Ein weiterer Methodenbestandteil dieser Arbeit ist die Platzierungstheorie nach R. Singh [4]. Die Methode basiert auf der Multiplikation aus der Transponierten der Jacobi-Matrix H, der Inversen der Kovarianz-Matrix R und der Jacobi-Matrix H. Die Ergebnismatrix enthält die Daten der Standardabweichung der Zustandsvariablen Spannungsamplitude und Spannungswinkel, heißt S und berechnet sich wie folgt.

$$S = H^T * R^{-1} * H \quad (5)$$

Die Anzahl der Zustandsvariablen ergibt sich aus der Anzahl der Knoten im Netz, in dieser Arbeit entsprach dies 49 Knoten, exklusive den als Referenz genommenen Slack-Knoten. Die Matrix S hat somit (2N-2) mal (2N-2) Einträge (N ist die Anzahl an Knoten). Unter der Verwendung eines Monte Carlo Algorithmus werden die einzeln berechneten Matrizen S einer jeden Simulation iterativ addiert. Nachdem alle Monte Carlo Simulationen durchgeführt wurden, wird der Mittelwert dieser Additionsmatrix bestimmt, indem die Matrix durch die Anzahl der Monte Carlo Simulationen geteilt wird. In der Berechnung dieses Entscheidungskriteriums fortfahrend, wird als nächsten für jeden Knoten k des Netzes eine 2x2 Untermatrix P gebildet. Die Untermatrix enthält als Diagonalelemente einen Eintrag für die Zustandsvariable der Spannungsamplitude und einen Eintrag für den Spannungswinkel. Die beiden Nebenelemente der Matrix stehen für die Korrelation der beiden Zustandsvariablen.

$$P = \begin{bmatrix} S_{ii} & S_{ij} \\ S_{ji} & S_{jj} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Nun erhält man für jeden Knoten im Netz einen skalaren Wert $\det(P)$. Das Ziel dieser Methode ist es nun, mit Hilfe dieser Determinante eine Entscheidung zu treffen, an welchem Knoten im Netz eine Messeinrichtung platziert werden sollte.

Mit Hilfe der Einträge der Matrix P. Die abhängig sind von der Standardabweichung der in der Zustandsschätzung ermittelten Zustandsvariablen ist. Da die Standardabweichung möglichst gering sein sollte, um ein optimales Ergebnis zu erzielen, sollten somit auch die Beiträge möglichst klein sein. Die Messstation sollte also an dem Knoten platziert werden, für den gilt

$$D = \sqrt{\det(P)} \stackrel{!}{=} \text{Max}, \quad (7)$$

da die Verkleinerung des Beitrags nur über einer Verringerung des Faktors D erreichbar ist. Weitere mathematische Erklärungen findet man in [4].

Diese Methode wurde darauf ausgelegt, die verfügbaren Messwerte im Niederspannungsnetz zu berücksichtigen. Durch [7] wurde gezeigt, dass der Fehler der Spannungsschätzung eindeutig proportional zu den verfügbaren Echtzeitmessungsmessungen, während der Fehler der Phasenwinkelschätzungen eindeutig proportional zur den Leistungsaufnahme- und –Einspeisungsmessungen bzw. den Lastflussmessungen ist. Die verfügbaren Echtzeitmessungen der Smart-Meter könnten reine Spannungsmessungen sein, so dass in dieser Arbeit nur die Platzierung von Echtzeitmessungen durch Smart-Meter betrachtet wird.

Im folgenden Flussdiagramm ist das Vorgehen dieser Methode bei der Platzierung von Messstationen in einem betrachteten Netz anhand eines Flussdiagramms schematisch veranschaulicht:

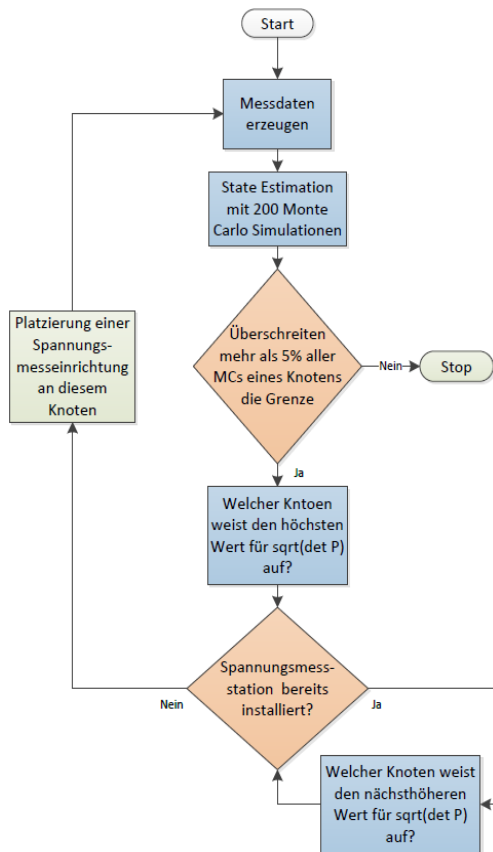


Bild 1 Flussdiagramm der Platzierungsmethode

Für die Monte Carlo Simulation wurden 200 Messwert-sätze generiert. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist wurden für Leistungsmesswerte 50 % Messfehler angenommen.

Die Mittelwerte der Messwerte wurden durch eine Lastflussrechnung ermittelt. Mit Hilfe einer gaußschen Normalverteilung wurde ein 2σ Fehlerkonfidenzintervall (95.45 % aller vorkommenden Werte) hinzugefügt.

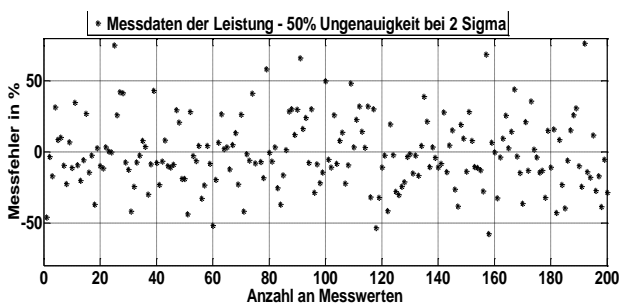


Bild 2 Standardverteilte Fehler mit unterschiedlichen Ungenauigkeiten.

Die Simulation wurde für zwei unterschiedliche Tage durchgeführt, um den WLS Zustandsschätzer für das Niederspannungsnetz Sonderbuch zu testen. Die zwei Fälle stellen dabei den Zustand mit und ohne PV-Einspeisung dar. Der erste simulierte Tag ist der 6. Januar 2012, um 12:00 Uhr (deutscher Winter), während dessen es keine PV-Einspeisung gab. Der zweite Tag ist der 20. April

2012, um 12:00 Uhr, hier lag die maximale PV-Einspeisung in diesem Monat vor.

Mit Hilfe der 200 Messsätze mit zwei unterschiedlichen Messgenauigkeiten wurden Berechnungen für beide Tage durchgeführt und somit die Eigenschaften des WLS Zustandsschätzers untersucht.

Der relative Schätzfehler des Spannungsbetrags $|U|$ und des Spannungswinkels θ_U werden wie folgt berechnet:

$$\text{Relativer Fehler}(\%) = \frac{\text{Zustandsvariable}_{i,\text{geschätzt}} - \text{Zustandsvariable}_{i,\text{Richtig}}}{\text{Zustandsvariable}_{i,\text{Richtig}}} \quad (5)$$

Der in Abbildung 3 dargestellte Ausschnitt des Netzes ‘Sonderbuch’ ist ein Niederspannungsnetz in Süddeutschland, welches sich durch eine Durchdringung von PV-Anlagen auszeichnet. Die R/X Verhältnisse der Kabel in diesem Netz liegen zwischen 2.89 und 7.72. Die Kunden und PV-Anlagen in diesem Netzausschnitt sind mit Smart Metern ausgestattet, welche die Wirk- und Blindleistungen, in 15 Minuten Intervallen, sowie Spannungen versenden können. Weiterhin liegen für die Abgänge auf der Sekundärseite des Niederspannungstransformators Spannungs- und Leistungsflussmessungen vor. Die somit verfügbaren Messwerte sind Echtzeitmessungen am Netzanschlusspunkt der Kunden, Pseudomessungen durch das deutsche Standardlastprofil H_0 sowie Spannungs- und Leistungsmessungen auf der Niederspannungsseite des Transformators. Pseudomessungen werden mit einer Ungenauigkeit von 50 % angenommen, Blind- und Wirkleistungsmessungen mit einer Ungenauigkeit von 3 % (Hierbei wird in dieser Arbeit die Blindleistung aus der Wirkleistung mit Hilfe eines konstanten Leistungsfaktors berechnet) und Spannungsmessungen mit einer Ungenauigkeit von 1 %.

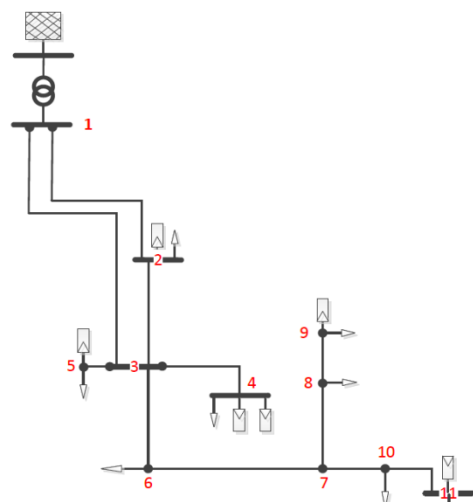


Bild 3 Ausschnitt aus dem Niederspannungsnetz ‘Sonderbuch’

4 Simulation und Ergebnisse

Mit Hilfe von Simulationen in den beiden oben genannten Fällen soll evaluiert und verifiziert werden, ob der Platzierungsalgorithmus durch Variation der Last und Einspeisung im Netz beeinflusst wird. Hierzu werden 200 Monte Carlo Simulationen für jeden Fall mit der in Abbildung 4 dargestellten Methode durchgeführt. Es wird angenommen, dass die erlaubten Maximalgrenzwerte für die Schätzung des Spannungsbetrags bei 1 % und die Schätzung des Spannungswinkels bei 4 % liegen.

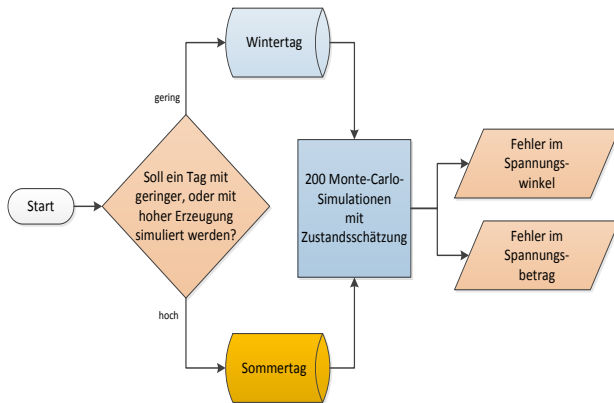


Bild 2 Flussdiagramm der Monte Carlo Simulationen

4.1 Wintertag Szenario

Zur Bestimmung der Beeinflussung durch Platzierung neuer Echtzeitmessungen im Netz werden vier Monte Carlo Simulationen durchgeführt. Für die erste Simulation wird angenommen, dass keine Messtechnik im Netz vorhanden ist. Hierzu werden für alle Netzverknüpfungspunkte eine pseudo Leistungsmessung und für die Sekundärseite des Transformators eine pseudo Lastflussmessung genutzt (Fall A-1). Zur Bestimmung des Einflusses wird in der zweiten Simulation wird eine Echtzeitmessung auf der Sekundärseite des Niederspannungstransformators hinzugefügt (Fall A-2). Diese Echtzeitmessung beinhaltet eine Spannungsbetragsmessung für den Slack-Knoten und eine Leistungsflussmessung für die beiden Abgänge. Weiterhin werden die Fälle einer oder zwei weiterer Smart Meter Echtzeitmessungsmessungen analysiert (Fall A-3 und A-4).

Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse für den Faktor D an allen Knoten in diesem Netz für die vier oben genannten Fälle.

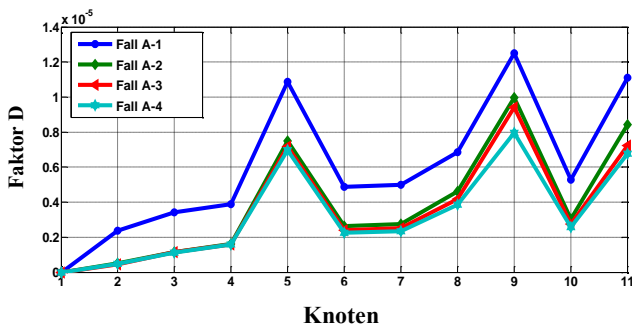


Bild 3: Faktor D für alle Knoten und verschiedene Szenarien im Winter

Die Ergebnisse der Fälle (Fehler vom Spannungsbetrag und -Winkel für alle Knoten) werden mit einem Grenzwert verglichen. Liegen weniger als 95 % aller Ergebnisse unterhalb eines Grenzwertes, so wird eine neue Messeinrichtung platziert. In diesem Fall werden nur die Spannungsmessungen betrachtet. Anderen Falls kann angenommen werden, dass die Zustandsschätzung mit der jeweiligen Konfiguration genau genug ist. Die Anzahl der zusätzlichen – unzulässigen – Überschreitungen der Grenzwerte werden in Tabelle 1 dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass durch das Hinzufügen der Messung an der Sekundärseite des Transformators der Faktor D für alle Knoten und die Anzahl der unerlaubten Überschreitungen (Spannungsbetrag U_B von 437 auf 55 unzulässige Überschreitungen, Spannungswinkel U_W von 645 auf 104 unzulässige Überschreitungen) kleiner werden. Dies zeigt die Notwendigkeit einer Messung am Slack-Knoten. Mit der vorhandenen Echtzeitmessung am Transformator lag für Knoten 9 das Maximum für D an, sodass dort eine Echtzeitmessung hinzugefügt wurde. Hierdurch wurde ebenfalls die Anzahl der Simulationen mit unerlaubten Grenzwertüberschreitungen für den Schätzfehler des Spannungsbetrags verringert, jedoch nicht für den Spannungswinkel. Dieser wäre nur durch eine Echtzeitleistungsmessung möglich.

Zur weiteren Verbesserung des geschätzten Spannungsbetrags wird eine weitere Echtzeitmessung an Knoten 11 hinzugefügt, da für Knoten 11 das höchste D vorliegt (Fall A-3). Wie Tabelle 1 zeigt werden durch die Nutzung der zweiten Spannungsmessung der geforderte Grenzwert von 95 % aller Simulationen eingehalten. Weiterhin wird, wie zuvor bereits erläutert, gezeigt, dass die Grenzwertüberschreitungen für den Spannungswinkel leicht verringert werden, wenn auch nicht ausreichend. Leistungs- und Leistungsflussmessungen sind in Niederspannungsnetze nicht durch Smart-Meter beziehbar, da diese keine Echtzeitmessungen sind, sondern werden durch die bezogene Energie pro Zeiteinheit berechnet. Durch die Platzierung der Messung am Niederspannungstransformator, sowie Knoten 11 und 9 kann die verlangte Spannungsgenauigkeit erreicht werden (Fall A-4).

Fall	$ U $	θ_U
A-1	437	645
A-2	55	104
A-3	9	59
A-4	0	17

Tabelle 1 Anzahl der unzulässigen Schätzungsfehler im Wintertags Szenario

4.2 Sommertag Szenario

Um die Ergebnisse der gewählten Platzierungsmethode zu testen werden weitere Simulationen durchgeführt, welche eine PV-Einspeisung in das Niederspannungsnetz berücksichtigen. Um zu prüfen, ob diese Simulationen dieselben Ergebnisse haben, wie die eines Wintertages wurde dieselbe Methode für den 10. April genutzt. Im ersten Fall werden nur pseudo Leistungsmessungen genutzt (Fall B-1). Im zweiten Schritt wird eine Echtzeitmessung auf der

Sekundärseite des Niederspannungstransformators genutzt (Fall B-2). Im dritten und vierten Schritt werden Echtzeit Spannungsmessungen an den Knoten verwendet, welche den höchsten Faktor D aufweisen (Fall B-3 und B-4).

Die erste Simulation zeigt, dass die Kurve des Faktors D ein lokales Maximum an Knoten Nummer 4 hat, in der Winterkurve lag dies an Knoten Nummer 5 an. Diese Diskrepanz wird in [7] näher betrachtet. Hier wurde gezeigt, dass ohne PV-Einspeisung die Last an Knoten 5 größer ist als an Knoten 4. Die PV-Anlage an Knoten 4 speist zu diesem Zeitpunkt jedoch mehr Leistung ein, so dass die resultierende Leistung zu dem gewählten Zeitpunkt an Knoten 4 größer ist als an Knoten 5. Dies erklärt, warum sich das lokale Maximum von D verschoben hat, da dieser proportional zur resultierenden Leistung von Last und Einspeisung am Verknüpfungspunkt ist. Aus demselben Grund gibt es eine Verschiebung des globalen Maximums von Knoten 9 im Winter auf Knoten 11 im Sommer.

Abbildung 5 und Tabelle 2 zeigen ebenfalls, dass durch die Nutzung einer Echtzeitmessung an der Sekundärseite des Transformators (Fall B-2) erneut die Anzahl der Simulationen mit unzulässigen Grenzwertüberschreitungen für Spannungsbetrag und –Winkel reduziert werden.

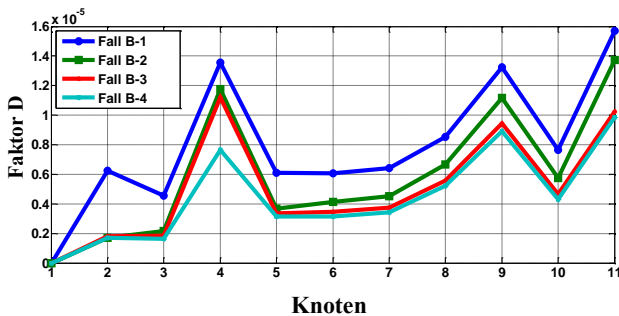


Bild 4 Faktor D für alle Knoten und verschiedene Szenarien im Sommer

Für die Nutzung von Echtzeit Spannungsmessungen wurde zunächst der Knoten 11 gewählt, da dieser erneut den maximalen Wert für D zeigt (Fall B-3). Man kann erkennen, dass die Nutzung der zusätzlichen Spannungsmessung eine Verringerung der Simulationen mit einer unzulässigen Grenzwertüberschreitung für den Spannungsbetrag hervorruft. Die Grenzwertüberschreitungen des Spannungswinkels werden, wie auch im Winter Szenario kaum beeinflusst. Im nächsten Schritt wird eine weitere Echtzeit Spannungsmessung am Knoten mit dem maximalen Faktor D eingesetzt. In diesem Szenario liegt dies an Knoten 4 vor.

Durch die Platzierung der Messung am Niederspannungstransformator, sowie Knoten 11 und 4 kann die verlangte Spannungsgenauigkeit erreicht werden (Fall B-4).

Fall	$ U $	θ_U
B-1	297	984
B-2	44	97
B-3	15	81
B-4	0	75

Tabelle 2 Anzahl der unzulässigen Schätzungsfehler im Sommer Szenario

5 Diskussion und Zusammenfassung

Wie schon in den Winter- und Sommerszenarien gezeigt, lagen neben der Spannungs- und Leistungsflussmessung am Knoten 1 (Slack), die besten Platzierungen von Spannungsmessungen im Winter am Knoten #9 und #11 vor. Für den Sommer wurden die besten Platzierungen von Spannungsmessungen an den Knoten #4 und #11 ermittelt. Die unterschiedlich ermittelten Positionen für die Smart Meter Spannungsmessungen werden durch unterschiedliche Positionen des Maximums für den Faktor D erzeugt. Dies wird durch die unterschiedlich starke PV-Einspeisung an den jeweiligen Knoten hervorgerufen. Der Netzbetreiber kann jedoch keine jahreszeitabhängige Messstruktur errichten, sondern muss mit fest installierten Messsystemen arbeiten. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen die Messeinrichtungen, wie durch das Sommer Szenario bestimmt auszubringen, da die Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen hauptsächlich benötigt wird, falls hohe PV-Einspeisungen vorliegen. Die Netzsituation, wie sie im Winter Szenario vorliegt, kann durch den herkömmlichen Netzbetrieb durchfahren werden, weshalb eine korrekte Zustandsschätzung in Zeiträumen mit hoher PV-Einspeisung vorliegen muss.

Basierend auf den Kriterien der Netzbetreiber können die Schätzungsfehlergrenzen für den Spannungswinkel und –Betrag modifiziert werden. Durch die Lockerung dieser Grenzen durch den Netzbetreiber kann die Anzahl der notwendigen Messsysteme im zu untersuchenden Netz reduziert werden. Es muss ein Kompromiss zwischen der Genauigkeit der Netzzustandsschätzung und den Kosten für jedes ausgebrachte Messsystem gefunden werden.

6 Literatur

- [1] Abdel-Majeed, Ahmad, Haonan Wang, Martin Braun, Daniel Schöllhorn. "Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern." In VDE-Kongress 2012. VDE VERLAG GmbH, 2012.
- [2] Schweppe, Fred C. "Power system static-state estimation, Part III: Implementation." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on 1 (1970): 130-135.
- [3] Shafiu, A., N. Jenkins, and G. Strbac. "Measurement location for state estimation of distribution networks with generation." Generation, Transmission and Dis-

tribution, IEE Proceedings-. Vol. 152. No. 2. IET, 2005.

- [4] Singh, Ravindra, Bikash C. Pal, and Richard B. Vinter. "Measurement placement in distribution system state estimation." *Power Systems, IEEE Transactions on* 24.2 (2009): 668-675.
- [5] Cobelo, Inigo, Ahmed Shafiu, Nick Jenkins, and Goran Strbac. "State estimation of networks with distributed generation." *European transactions on electrical power* 17, no. 1 (2007): 21-36.
- [6] Echternacht, D., C. Linnemann, and A. Moser. "Optimized positioning of measurements in distribution grids." In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, pp. 1-7. IEEE, 2012.
- [7] A. Abdel-Majeed, S. Tenbohlen, D. Schöllhorn and M. Braun, "Meter placement for low voltage system state estimation with distributed generation," 22nd International Conference on Electricity Distribution. Stockholm, Sweden, 2013