

Universität Stuttgart
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik



Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern

von

M.Sc. Ahmad Abdel-Majeed

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart
Tel: 0711 685 69193
Email: ahmad.abdel-majeed@ieh.uni-stuttgart.de

Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern

Der elektrische Verteilnetzbetrieb auf Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgt derzeit „blind“. Es gibt in der Regel keine Messdaten, auf deren Basis der Verteilnetzbetreiber den Netzbetrieb optimieren kann. Durch den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen im Niederspannungsnetz sowie dem vorbereiteten Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) mit variablen Strompreisen als Anreiz für ein Lastmanagement und zukünftig auch Elektrofahrzeugen, ergibt sich eine völlig neue Dynamik und damit eine Herausforderung für einen sicheren und wirtschaftlich optimierten Netzbetrieb. Die Grundlage dafür ist jedoch die Kenntnis des Zustandes des Niederspannungsnetzes.

Der Schwerpunkt dieses Paper ist die technische Machbarkeit der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit von Niederspannungsnetzen durch Zustandsschätzung. Dabei sollen Messdaten von Smart Metern verwendet werden, wobei die Auswirkung ihrer Genauigkeit auf Fehler und die Genauigkeit der Spannungsschätzung ebenfalls untersucht werden.

1 Einleitung

Gemäß dem Leitszenario 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromversorgung von 92,8 TWh/a im Jahr 2008 bis 2020 auf 196 TWh/a steigen. Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der Beitrag der Erneuerbaren Energien dann bei 35,2% [1]. Den größten Anteil wird hierbei die Windkraft bilden, wobei der tatsächliche Zuwachs der Photovoltaik in 2009 und 2010 weit unterschätzt worden ist, so dass bei den derzeitigen Zuwachsraten die Photovoltaik den größten Anteil erreichen kann. Dabei ist zu beachten, dass schon jetzt ca. 1 Million Photovoltaik-Anlagen in den Niederspannungsnetzen installiert sind. Bei einem weiteren Ausbau wird es immer häufiger Netzgebiete geben in denen insbesondere die PV-Leistung lokal nicht vollständig verbraucht werden kann, sondern in übergeordnete Spannungsebenen zurückgespeist werden muss. Ganze Verteilnetzbezirke werden so heute schon zeitweise zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Damit wird eine sehr starke Leistungsflussfluktuation in die Netze induziert. Auch im Verkehrssektor sind grundlegende Änderungen angestrebt. Bis 2020 ist es das erklärte Ziel der deutschen Bundesregierung [2], dass eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren. Bis 2030 sollen es bereits drei Millionen sein, die dann bei räumlicher Konzentration ein völlig neues Lastverhalten in den elektrischen Niederspannungsnetzen erzeugen.

Bild 1 zeigt die globale Aufteilung der bis Ende 2011 installierten PV-Leistung[3]. Dies zeigt, dass mehr als 50% der globalen PV-Leistung in Deutschland und Italien installiert sind. Von der in Deutschland installierten PV-Leistung sind 69% an das Niederspannungsnetz angeschlossen[4].

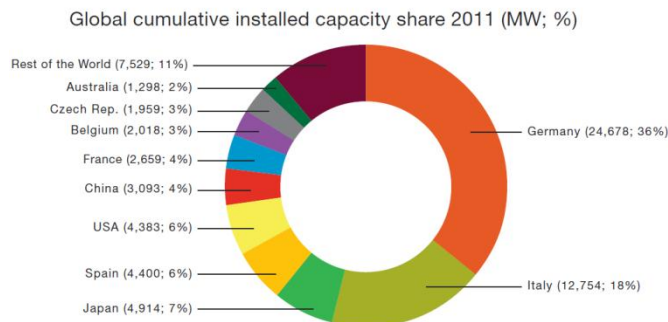


Bild 1 Aufteilung der Ende 2011 global installierten PV-Leistung

Die wichtigste Voraussetzung für die beschriebene optimierte Netzbetriebsführung ist eine möglichst genaue Zustandsbestimmung des elektrischen Nieder- und Mittelspannungsnetzes. Wesentlicher Kerngegenstand in diesem Beitrag ist die Entwicklung und Analyse einer Zustandsschätzung für elektrische Niederspannungsnetze, welche die Grundlage für die in der Einleitung genannten Optimierungen darstellt. Für eine Zustandsschätzung sind Messdaten notwendig, welche entweder von Messinfrastruktur des Verteilnetzbetreibers oder aus den Smart-Meter-Messungen an den Anschlusspunkten der Kunden verwendet werden können.

Um die Integration von erneuerbaren Energien in die Betriebsführung der Verteilnetze zu optimieren, können durch dezentrale Erzeugungsanlagen neben der reinen Wirkleistungseinspeisung eine Reihe weiterer Aufgaben übernommen werden, dazu gehören bspw. die Wirk- und Blindleistungsregelung. Offen ist allerdings die Frage, in welcher Form diese Netzdienstleistungen in einer Gesamtsystemperspektive zukünftig wirtschaftlich bereitgestellt werden können. Weitere hohe Anforderungen an die dezentrale Erzeugung sind in den AR4105 Richtlinien für die "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz" [5] zu finden. Durch die AR4105 Richtlinien werden erheblich schärfere Anforderungen an Erzeugungsanlagen gestellt. Einige Aspekte, z.B. die Wirkleistungsregelung, Bereitstellung von Blindleistung und die Eingriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber, bedürfen jedoch noch weiterer Untersuchungen, um das wirtschaftliche Optimum zu quantifizieren. Erste Untersuchungen zeigen, dass durch Blindstromregelung von PV-Anlagen die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze teilweise mehr als 40% erhöht werden kann [6].

Ein kritisches Element bei der Bestimmung der möglichen Optimierung ist die Genauigkeit der Zustandsschätzung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen, welche bisher in der Regel ohne Messdatenerfassung ausgelegt sind. Der Verteilnetzbetreiber hat damit keinerlei Informationen über den Netzzustand und daraus ableitbare Verbesserungsmöglichkeiten durch Nutzung von Netzdienstleistungen der Netzkunden. Eine Zustandsschätzung ermöglicht bei bekannten Netzdaten und fehlerbehafteten Messdaten eine Bestimmung der Zustandsgrößen des Netzes. Wichtige Zustandsgrößen sind insbesondere die Spannungen an den Knoten und die Ströme bzw. Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den Leitungen. Reale Messdaten sind mit Ungenauigkeiten durch die Messwandlung und die Übertragung behaftet. Bei mehreren Messungen erlaubt die Zustandsschätzung eine Bestimmung des wahrscheinlichsten Zustandswertes. Eine übliche Herangehensweise ist dabei die Annahme, dass die Messfehler normal verteilt sind. Damit ist z.B. durch die Methode der Minimierung der Summe der gewichteten Fehlerquadrate eine Zustandsschätzung möglich, die jedoch eine gewisse Messredundanz erfordert.

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 [7]:

- 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 Schätzalgorithmen dar, die für verschiedene Arten von Messungen geeignet sind.

Diese Gründe resultieren aus grundsätzlichen Unterschieden zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen:

- Übertragungsnetze sind vermascht und müssen deshalb im Ganzen analysiert werden, während Verteilnetze meist radial aufgebaut sind und auch in Teilnetzen separat analysiert werden können.
- Während in Übertragungsnetzen ein Netzimpedanzverhältnis $R/X \ll 1$ vorliegt, ist dies in Verteilnetzen oft sogar $R/X > 1$. Damit können die für Netze mit induktivem Verhalten vereinfachten Algorithmen der Zustandsschätzung nicht auf Verteilnetze übertragen werden.
- In Übertragungsnetzen liegt eine recht symmetrische Netzbelastung vor. Dagegen ist in Verteilnetzen, insbesondere Niederspannungsnetzen eine deutliche Unsymmetrie zwischen der Phasenbelastung vorhanden. Deshalb muss in Verteilnetzen eine deutlich schwierigere dreiphasige Berechnung stattfinden.
- Das Übertragungsnetz ist in der Regel durch eine ausreichende Anzahl von Messstellen an den Netzbetriebsmitteln beobachtbar. Bei Nieder- und Mittelspannungsnetzen hat der Netzbetreiber in der Regel keine oder nur sehr wenige Messstellen im Vergleich zu ca. 1.000-10.000 Knoten. Damit sind Verteilnetzbetreiber in der Regel „blind“. Dies könnte sich zukünftig mit dem Einsatz einer Smart Meter Infrastruktur ändern.
- Die Knotenzahl im Verteilnetz kann sogar höher sein als im Übertragungsnetz. Dennoch ist der spezifische Aufwand für Mess-, Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen pro übertragener Energieeinheit deutlich höher, so dass dieser erst noch gerechtfertigt werden muss.
- Der zukünftig geplante Einsatz von Smart Metern bietet nun jedoch ganz neue Möglichkeiten, da prinzipiell Messdaten, wie bspw. Leistung, 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 Zustandsschätzung in der Theorie

Die ersten Grundzüge der Zustandsschätzung wurden bereits von Gauss und Legendre um 1800 im Zusammenhang mit der Normal-(Gauss-)Verteilung geschaffen. In Echtzeitumgebung wurde in den späten 1960er Jahren Zustandsschätzung durch Schweppe und Wildes in Energieversorgungssystemen erstmals angewendet [8].

Ziel der Zustandsschätzung ist immer die Minimierung des Unterschieds zwischen den von Messeinrichtungen gemessenen Werten und den durch Zustandsschätzung berechneten Schätzwerten. Als Algorithmus wird die WLS (Weighted least square) Methode zur Formulierung der zugehörigen Fehlerfunktion verwendet:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m [z_i - h_i(x)]^T \frac{1}{\sigma_i^2} [z_i - h_i(x)]$$

Hierbei steht:

x für den Vektor der Zustände (Spannung und Winkel).

m für die Anzahl der Messwerte.

z_i für die i -te Messung.

h_i für die Funktion zur Berechnung der i -ten Messung.

σ_i für die Standardabweichung der i -ten Messung.

4 Algorithmus und Konzept der Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen

Da die Messdaten in Niederspannungsnetzen zu einem Zeitpunkt üblicherweise ungenügend für eine Zustandsschätzung sind, müssen virtuelle Messdaten erzeugt werden. Verfügbare Messdaten eines Smart Meters sind P_{PV} , P_{Last} , Q_{Last} und U , welche die Anforderung zur Redundanz der Messdaten nicht erfüllen können. Als zusätzliche Pseudo-Messungen werden die Leistungen zwischen zwei Knoten P_{ij} und Q_{ij} durch Lastflussberechnung ermittelt und weiter zusammen mit den von Smart Metern gelieferten Echtzeit-Messungen an den Zustandsschätzer übergeben. Um die Pseudo-Messungen möglichst genau zu schätzen, wird hier das Standardlastprofil H_0 und ein PV-Leistungs-Skalierungsfaktor verwendet. Die Pseudo-Messungen haben eine höhere Ungenauigkeit als Echtzeit-Messungen. Für ein Konfidenzintervall von 95,45% wird bei den Pseudo-Messungen eine Genauigkeit von 50% angenommen. Bei den Echtzeit-Messungen für U wird eine Genauigkeit von 1% und bei den Echtzeit-Messungen von P und Q eine Genauigkeit von 3% dasselbe Konfidenzintervall angenommen. Der Ablauf des Algorithmus wird in Bild 2 dargestellt.

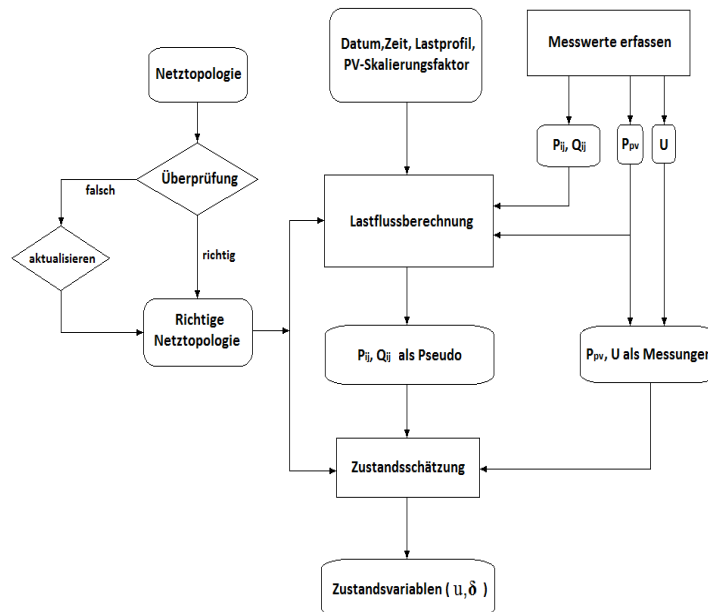


Bild 2 Flussdiagramm der Zustandsschätzung für Niederspannungsnetze.

5 Fallstudie (Niederspannungsstrahlungsnetz)

Das Netz[9] – wie in Bild 3 dargestellt – ist ein Niederspannungsstrahlungsnetz mit 10 Abgängen. Die Netztopologie hat insgesamt 50 Knotenpunkte. Es sind 40 Haushalte angeschlossen und 21 PV-Anlagen installiert. Der Spitzenwert des gesamten Kunden-Verbrauchs beträgt 81 kW. Die installierte Leistung der PV-

Anlagen beträgt 471 kW. Die R/X Verhältnisse aller Leitungen liegen zwischen 1,4 und 12,7 welche größer als bei einem Übertragungsnetz sind.

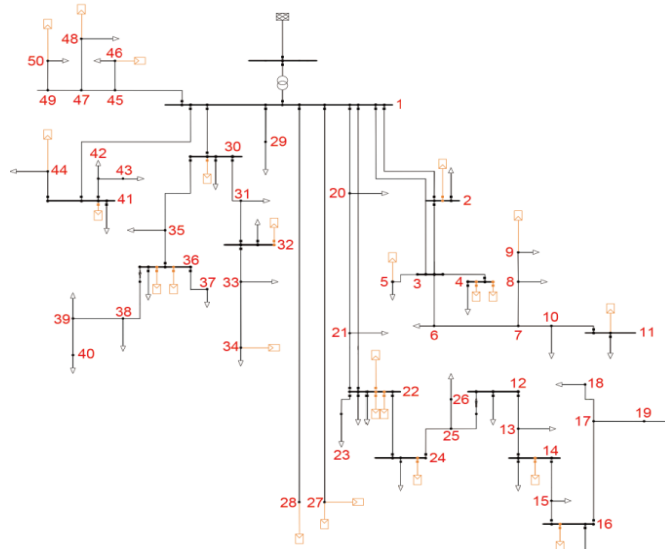


Bild 3 Niederspannungsstrahlungsnetz Netztopologie.

4.1 Ergebnisse

Für die Simulation am 15. März 2012 um 12 Uhr, wurden 31 Last-, 16 PV-Erzeugungs-, 8 Spannungsechtzeitmessungen verwendet.

Im Bild 4 werden die Spannungsamplituden für alle Knotenpunkte aufgezeichnet. Aufgrund einer starken Sonneneinstrahlung, wird viel Wirkleistung durch die PV-Anlagen erzeugt. In diesem Fall tritt eine Rückspeisung vom Niederspannungsnetz zum Mittelspannungsnetz auf, da die Einspeisung der PV-Anlagen größer ist als der Kundenverbrauch. Die Spannungshaltung für dieses Niederspannungsnetz ist hauptsächlich von der Wirkleistungsübertragung abhängig, da es durch ein hohes R/X Verhältnis ohmsch geprägt ist. Hierdurch ist deutlich zu sehen, dass durch die Rückspeisung eine Spannungserhöhung verursacht wird. Die Spannungsamplitude am Slack-Knoten wird zu 1,03 p.u. gewählt. An den weiteren Knotenpunkten liegt die Spannung zwischen 1,03 p.u. und 1,06 p.u. Laut Netzanschlussbedingung ist ein Spannungshub von 3% gegenüber dem Fall ohne dezentrale Einspeisung erlaubt[5].

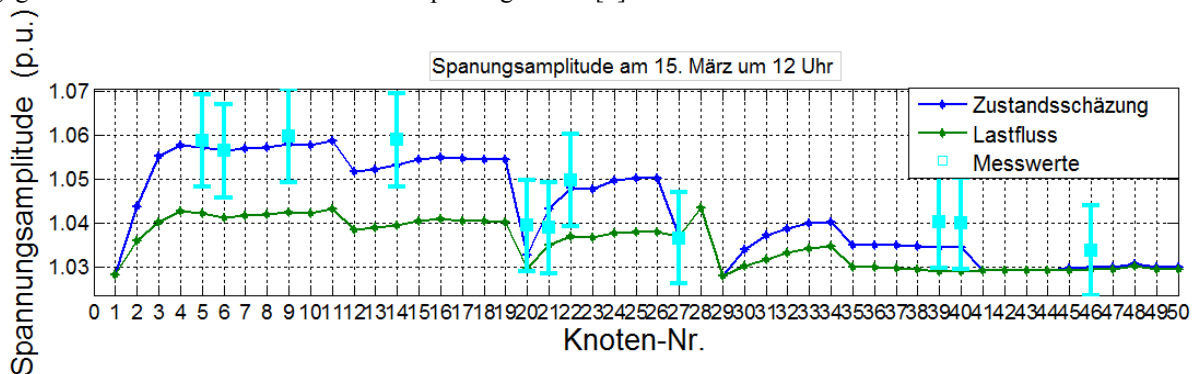


Bild 4 Spannungsverlauf am 15. März 2012 um 12 Uhr.

Die blaue Kurve zeigt die durch die Zustandsschätzung ermittelte Spannung und die grüne Kurve die Spannung laut Lastflussberechnung.

Die von Smart Metern gelieferten Spannungsmessungen werden durch die hellblauen Balken gekennzeichnet (mit 1% Toleranz). Durch den Vergleich der beiden Kurven und den Messwerten erkennt man, dass die Zustandsschätzung bessere Werte für die Spannungen liefert als die Lastflussberechnung (Die Lastflussberechnung entspricht dem Netzzustand, welcher durch die Benutzung von verfügbaren Smart Meter Messdaten und dem Lastprofil H_0 erstmals ermittelt wurde). Da die Ergebnisse nach der Zustandsschätzung relativ nah an den gegebenen Messwerten liegen, können auch die Spannungen an den Knotenpunkten, ohne Messungen, als genauer angenommen werden.

In Bild 5 wird die Zustandsschätzung automatisch für alle Zeitpunkte am 15. März 2012 durchgeführt. Durch den Spannungsverlauf ist ersichtlich, dass dies ein sonniger Tag war.

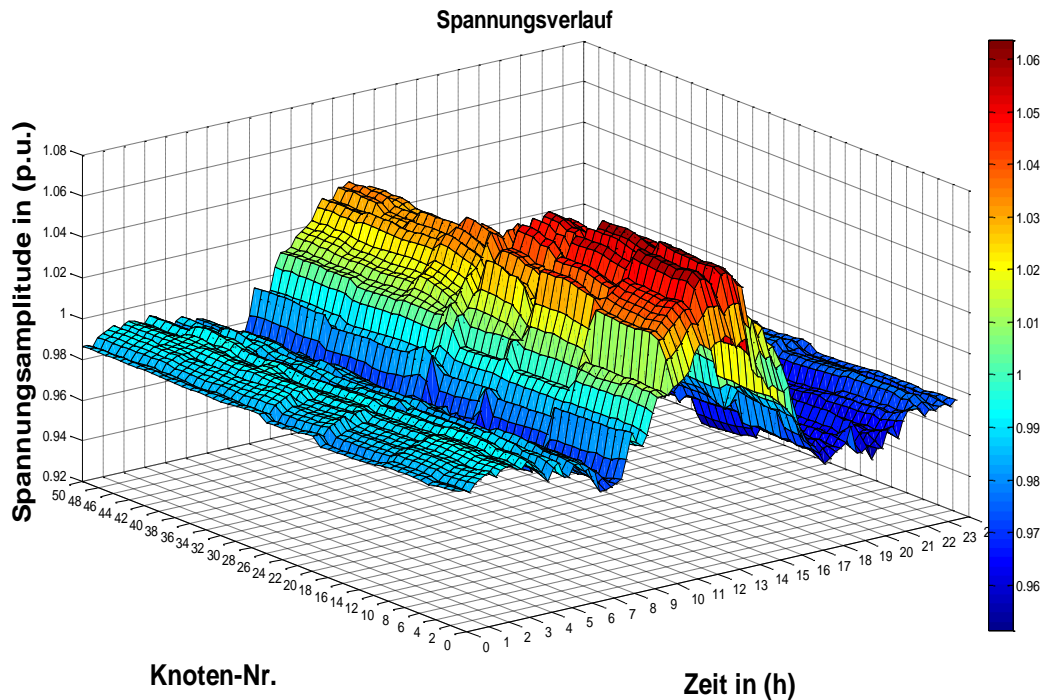


Bild 5 Spannungsverlauf am 15. März 2012

6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die zuvor gemachte Simulation wird gezeigt, dass die Zustandsschätzung die Eigenschaft dieses Netzes gut darstellen kann und die Beeinflussung durch das Wetter richtig simuliert. Zusätzlich kann diese Zustandsschätzung mit wenigen Echtzeit-Messdaten funktionieren, was eine Verringerung der Investitionskosten für Messeinrichtung bedeutet. Durch eine Analyse mit Hilfe einer Zustandsschätzung ist eine weitere Optimierung der Netztopologie möglich. Da man durch die Zustandsschätzung die kritischen Knotenpunkte im Netz erkennen kann, ist sie zudem hilfreich für die Entscheidung zur Integration neuer PV-Anlagen.

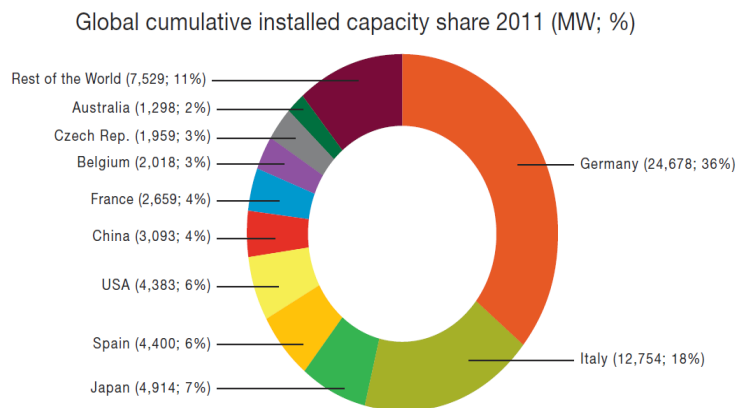
Eine mögliche Anwendung der Zustandsschätzung ist zum Beispiel ein online Monitoring für Niederspannungsnetze, damit man eine kontinuierliche Überwachung nicht nur für Übertragungsnetze sondern auch für Verteilnetze verwenden kann. Somit wäre es möglich Spannungshaltung und Schaltzustände in Abhängigkeit des Netzes zu steuern. Eine andere Anwendung der Zustandsschätzung ist die Auswahl der ausgelesenen Smart-Meter, so dass die Güte der gesamten Zustandsschätzung maximiert wird.

7 Literatur

- [1] „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“, August 2009
- [2] Deutsche Bundesregierung : Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, 2009
- [3] Global Market Outlook for Photovoltaik until 2016, www.epia.org.
- [4] Integration großer Anteile Photovoltaik in bestehende Verteilnetze. Studie für den Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- [5] VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- [6] G. Kerber: „Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz“, TU-München, 15. Mai 2009
- [7] ABB Technik 3/2009
- [8] Schweppe, F.C.; Wildes, J., "Power system static-state estimation, Part I: Exact Model".
- [9] Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Meters, A. Abdel-Majeed, M. Braun, D. Schöllhorn, VDE Kongress 2012, Stuttgart. November 2012.

Einleitung / Motivation

Von den bis Ende 2011 in Deutschland installierten 24.676MW PV-Leistung sind alleine 69% im Niederspannungsnetz angeschlossen.



Durch die Integration erneuerbarer Energien ist das Verteilnetz heutzutage viel komplizierter.

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung einer Zustandsschätzung, welche geeignet für Niederspannungsnetze ist.

Problemstellung

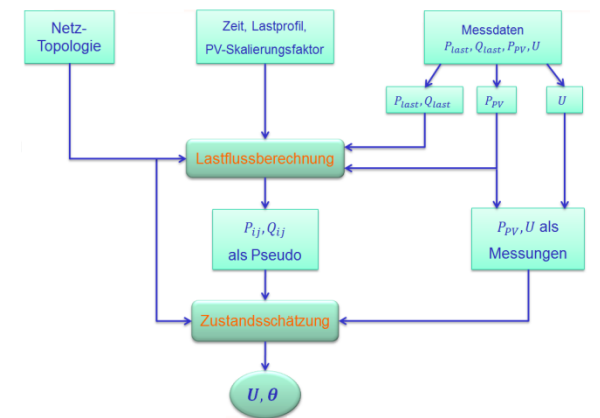
In Niederspannungsnetzen sind nur wenige Messeinrichtungen vorhanden:

- Netz nicht vollständig mit Smart Meter ausgestattet
- Smart Meter liefern keine kontinuierlichen Messdaten
- Form der verfügbaren Messdaten nicht geeignet

➔ Das Netz ist mathematisch nicht beobachtbar!

Lösung: Ergänzung durch virtuelle Pseudo-Messungen

Durch die Kombination von Pseudo- und Echtzeitmessungen ist die Berechnung der Zustandsschätzung möglich.



Ungenauigkeit:

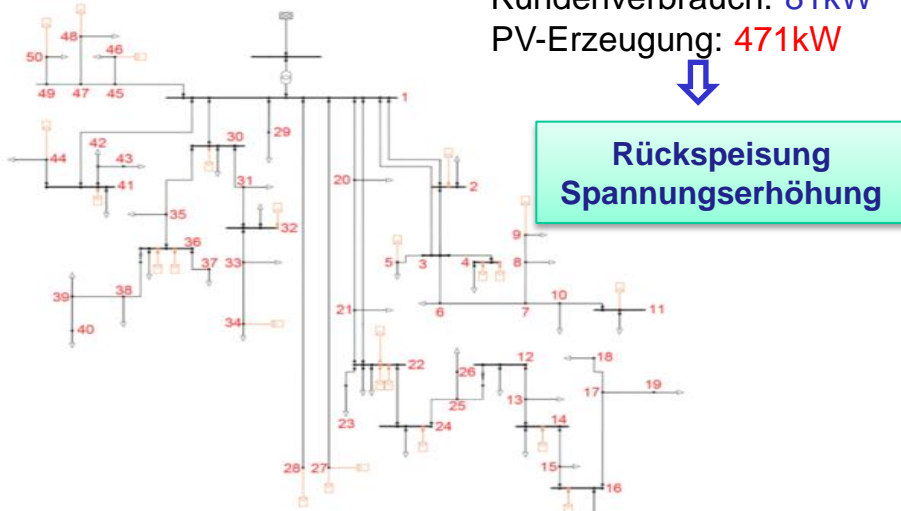
Pseudo-Messung → 50%
PV-Erzeugung → 3%
Spannung → 1%

Untersuchtes Niederspannungsnetz

Im untersuchten Niederspannungsnetz wurden die meisten Haushalte mit PV-Anlagen ausgestattet.

- 50 Knotenpunkte
- 10 Abgänge
- 40 Haushalte
- 21 PV-Anlagen

Kundenverbrauch: 81kW
PV-Erzeugung: 471kW

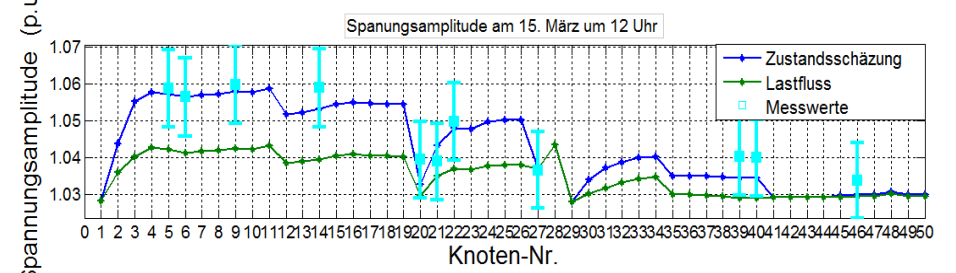


Simulation

Zeit: 15.03.2012 um 12:00 Werktag sonnig

Anzahl der Messdaten: Last: 34 PV: 16 Spannung: 11

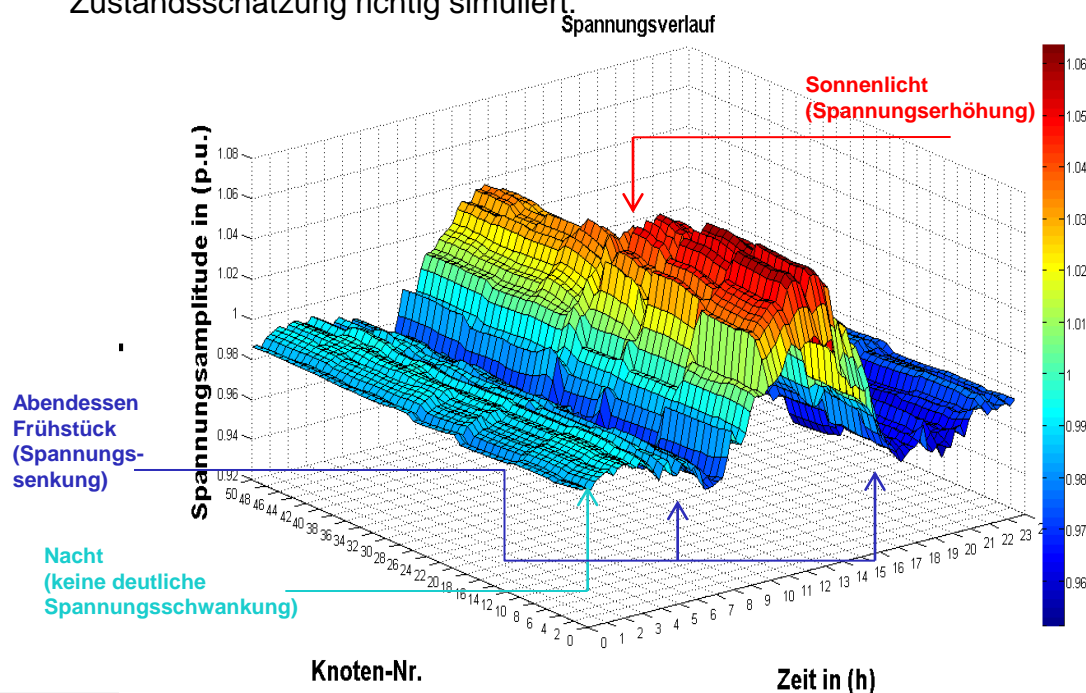
Die Anforderung an die Messdaten ist somit nicht erfüllt. Durch die neue Methode ist eine Zustandsschätzung trotz fehlender Messdaten möglich:



- Lediglich bei der Lastflussberechnung sind große Abweichungen vorhanden
- Die durch eine neue Zustandsschätzung ermittelte Spannung ist plausibel
- Die Spannungserhöhung durch die PV-Erzeugung wird richtig simuliert

Spannungsverlauf im Versuchsnetz am 15.03.2012 (sonnig):

- Die Beeinflussung des Kundenverhaltens, sowie die Sonneneinstrahlung wird für diesen Tag durch die Zustandsschätzung richtig simuliert.



Zusammenfassung

- Die Eigenschaften des untersuchten Netzes werden durch die Zustandsschätzung gut simuliert.
- Der Einfluss des Kundenverhaltens und der PV-Erzeugung werden berücksichtigt.
- Die neu entwickelte Zustandsschätzung benötigt weniger Echtzeit-Messungen. Eine Verringerung der Investition ist somit möglich.