

PRAKTISCHE ERPROBUNG VON KOMBINIERTER ZUSTANDSSCHÄTZUNG UND KOORDINIERTER NETZREGELUNG BEI KOMMUNIKATIONS-AUSFÄLLEN

Moritz CRAMER¹, Thomas OFFERGELD¹, Philipp GOERGENS¹,
Armin SCHNETTLER¹

Motivation

Durch die Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland im Zuge der Energiewende ändern sich die an die Verteilungsnetze gestellten Anforderungen. Anstatt der zuvor überwiegend unidirektionalen Leistungsflüsse von zentralen Kraftwerken zu den verteilten Verbrauchern treten in Abhängigkeit der volatilen Einspeisung durch Erneuerbare Energien vermehrt bidirektionale Leistungsflüsse innerhalb der Netze auf.

Zur Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbandgrenzen können, als Alternative zum konventionellen Netzausbau und dezentraler Steuerung der Energiewandlungsanlagen, Strategien eingesetzt werden, die ausgehend vom Netzzustand zentral, koordiniert die Netztopologie oder Komponentenparameter verändern um einen bevorzugten Zustand herzustellen [1]. Für den Einsatz solcher Techniken ist es unerlässlich den Netzzustand zuverlässig zu bestimmen. Aufgrund der geringen Dichte an Messpunkten im Vergleich zur Anzahl an Netzknoten in der Niederspannung muss der Netzzustand im praktischen Einsatz über eine Zustandsschätzung bestimmt werden. Durch die Verwendung von definierten und automatisierten Prozessabläufen können die Ziele der optimierten Netzregelung geschlossen, d.h. ohne den Eingriff einer Leitwarte, erreicht werden. Neben der statischen Spannungshaltung eröffnen solche koordinierten Regelungsverfahren der Netzbetriebsführung weitere Optionen, beispielsweise die Erbringung von Dienstleistungen an überlagerte Netzebenen.

Sowohl die Schätzung, als auch die Einflussnahme auf die Komponenten im Netz erfordern Kommunikation zwischen den Netzkomponenten und einer zentralen, entscheidungstreffenden Recheneinheit. Bei einer Störung oder Unterbrechung dieser Kommunikationskanäle muss dieser Umstand erkannt werden und entsprechend von der Zustandsschätzung und der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. In dem vorliegenden Beitrag werden diese Einflüsse auf die Qualität der Netzregelung im Smart-Grid Testlabor praktisch untersucht.

Methodik

Zur Entscheidungsfindung für Regelungshandlungen werden Optimal Power Flow-Algorithmen verwendet, die ausgehend von einer Zielfunktion unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen numerisch eine Handlungsanweisung bestimmen. Mögliche Zielfunktionen aus Sicht des Netzes sind unter anderem die Zentrierung der Betriebsspannung an Nennspannung an allen Netzknoten oder die Minimierung der unerwünschten elektrischen Verluste im betrachteten Netzabschnitt. Die ergänzenden Nebenbedingungen enthalten die Belastbarkeiten von Betriebsmitteln sowie die Betriebsmöglichkeiten der aktiven Netzkomponenten [2].

Die Bestimmung des Netzzustandes erfolgt mithilfe einer dreiphasigen State Estimation. Dabei wird auf vorhandene Messdaten aus dem Netz sowie auf Informationen über die Netztopologie zurückgegriffen um den Netzzustand möglichst genau zu bestimmen. Ergänzt werden die verwendeten RMS-Messungen für Strom, Spannung und Wirk- und Blindleistung durch leistungs-basierte Pseudomesswerte. Diese Pseudomesswerte stellen die vermutete Entnahme und Einspeisung an den angeschlossenen Netzkomponenten dar und ermöglichen die Lösung des Weighted-Least-Squares Modells, das verwendet wird um den Netzzustand zu schätzen. Dabei werden bekannte Messgenauigkeitsklassen und die vermutete Zuverlässigkeit der Pseudomesswerte als Gewichtungsfaktoren verwendet [3]. Abb. 1 zeigt den internen Datenfluss der entwickelten Testumgebung. Die rot markierten Datenflüsse stellen die im Laborversuch künstlich beeinträchtigen Kommunikationskanäle dar. Untersucht werden die Einflüsse, die der teilweise Ausfall einzelner Kanäle auf die Funktionalität einer zentralen Regelung hat.

¹ RWTH Aachen University, Schinkelstraße 2, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80 49352, Fax: +49 241 80 92135, cramer@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

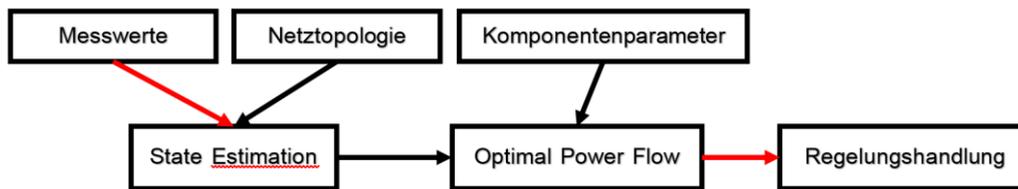


Abbildung 1: Kombiniertes Datenfluss.

Die Umgebung zur experimentellen Validierung ist das Niederspannungsversuchsnetz im Testlabor des Instituts für Hochspannungstechnik [4]. Dabei bieten Kabel die Möglichkeit zwischen 8 Verteilerkästen verschiedene Netztopologien zu realisieren. Das Versuchsnetz kann über verschiedene Ortsnetztransformatoren oder über einen Netzsimulator gespeist werden. Sowohl die Verteilerkästen als auch weitere im Netz verteilte Abzweigmuffen dienen zum Anschluss von Lasten und Einspeisern an das Versuchsnetz. Die Verteilerkästen sowie die Verbindungen zu den Netzkomponenten, sind mit Messwandlern versehen um Messwerte für die Zustandsschätzung aufzunehmen. Anschließbare Komponenten sind Lastbänke und Photovoltaik-Wechselrichter verschiedener Nennleistung zum ein- oder dreiphasigen Anschluss. Ergänzt werden diese durch Geräte im Kommunikationsnetz. Dies sind Schnittstellen für die Wechselrichtersteuerung sowie ein WAN-Emulator zur Simulation von Störungsphänomenen auf dem sonst störungsfreien Kommunikationskanal.

Softwareseitig wird das Netz von einem Steuerungsprogramm überwacht, dessen Aufgaben die Gewährleistung des sicheren Betriebs, die Aufnahme von Messwerten in eine Datenbank und die Steuerung der Lastkomponenten anhand vordefinierter Lastprofile ist. Parallel dazu existiert eine in *NI LabVIEW* entwickelte Umgebung, die die in *MATLAB* implementierten Algorithmen zur Zustandsschätzung und Optimal Power Flow Bestimmung mit den entsprechenden Eingabeparametern versorgt, in variablen Intervallen aufruft und anschließend die Schaltanweisungen an die entsprechenden Netzkomponenten zur Ausführung überträgt. Des Weiteren liefert die Umgebung eine visuelle Darstellung des aktuellen Netzzustands und bietet die Möglichkeit Störungen in der Kommunikation zu einzelnen Komponenten zu simulieren.

Ergebnisse

Durchgeführte Untersuchungen haben ergeben, dass ein teilweiser Ausfall von Messgeräten je nach Netzkonfiguration die Qualität der State Estimation unterschiedlich stark beeinträchtigt und dadurch die Regelung potentiell falsche Steuerungsanweisungen ausgibt.

Aufgrund der verwendeten Protokolle können Kommunikationsausfälle zu den Netzkomponenten oftmals bereits vor Regelungsausführung erkannt werden. Diese werden anschließend vom System berücksichtigt und es wird deutlich, dass bei identischer Ausgangssituation, in Abhängigkeit von der momentanen Verfügbarkeit der Komponenten, Lösungen gefunden werden in denen die Funktionalität der unerreichbaren Geräte durch die übrigen kompensiert wird. Im Falle, dass ein Ausfall erst während oder nach der Bestimmung der Regelungsanweisungen festgestellt wird, kann unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit der Komponente im direkten Anschluss nach erneuter Berechnung eine korrigierende Regelung durchgeführt werden.

Literatur

- [1] Willing, S. et al., "Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a "Smart Operator"", CIGRE 22nd International Conference on Electricity Distribution, 2013, Stockholm
- [2] Ahmadi, R.; Green, C.: "Optimal power flow for autonomous regional active network management system" IEEE PES General Meeting '09, 2009; Calgary
- [3] 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, CIGRE 2015, Lyon
- [4] Goergens, P. et al., „Laborvalidierung eines Smart Operator zur optimalen Betriebsführung von Niederspannungsnetzen“, Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, 2013, Berlin