

VERLUSTMINIMIERUNG IN GEKOPPELTEN HS/HS-NETZEN UNTER NUTZUNG EINER MATHEMATISCHEN OPTIMIERUNG

Yannic HARMS^{(*)1}, Steffen MEINECKE², David Sebastian STOCK¹, Martin BRAUN^{1,2}

Vorbemerkung

Diese Veröffentlichung basiert auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen“ [1], welches durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der Fördermaßnahme „Anwendungsorientierte nichtnukleare FuE“ finanziert wird. (Förderkennzeichen: 0350003A)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Hintergrund und Zielstellung

Das Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil des Stroms am Bruttostromverbrauch aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen [2]. Dieses Ziel wird durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen erreicht, welche vornehmlich dezentral an das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Durch die fluktuierende Wirkleistungseinspeisung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die damit einhergehenden Änderungen der Blindleistungsflüsse im elektrischen Energieversorgungssystem wird ein Blindleistungsmanagement für einen stabilen Netzbetrieb dieser Netzebenen wichtiger, wenn nicht gar notwendig. Die Nutzung von Blindleistungspotentialen zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetzen sind dabei Inhalte aktueller Forschungsprojekte wie z. B. [3]. Die innerhalb dieser Veröffentlichung präsentierte Methodik beschreibt das Blindleistungsmanagement zwischen zwei gekoppelten Hochspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netzbetreibern. Die Umsetzung des Blindleistungsmanagements erfolgt dabei mit einer mathematischen Optimierung und kann im Rahmen des Netzbetriebs zur Blindleistungsoptimierung zwischen den beiden gekoppelten Hochspannungsnetzen eingesetzt werden.

Methodik

Im Rahmen des Forschungsprojekts „RPC2“ und weiterer Forschungsprojekte ist am Fraunhofer IEE ein Optimierungswerkzeug mit verschiedenen Funktionalitäten entwickelt worden. Dazu gehört beispielsweise die netzebenenübergreifende Blindleistungsoptimierung hinsichtlich verschiedener Zielgrößen wie Spannungs- oder Blindleistungsollwerte an den Netzverknüpfungspunkten oder die optimierte Übertragungsnetzplanung. Die Modellierung der Optimierungsmodelle sowie die mathematische Optimierung erfolgen dabei in AMPL („A Mathematical Programming Language“) [4] und die Datenbereitstellung in Python. Die spezifische Herausforderung der hier dargestellten Methodik der Blindleistungsoptimierung zwischen zwei gekoppelten Hochspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netzbetreibern

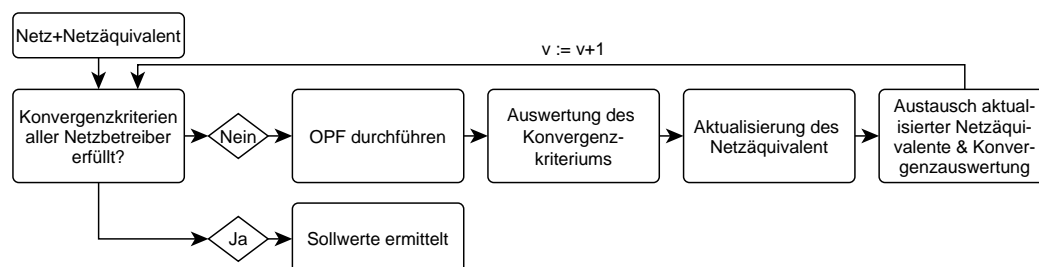


Abbildung 1: Ablauf der iterativen Optimierung aus Sicht eines Netzbetreibers

¹ Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, yannic.harms@iee.fraunhofer.de, Tel.: +49 561 7294-455, www.iee.fraunhofer.de

² Universität Kassel, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, steffen.meinecke@uni-kassel.de, Tel.: +49 561 804-6084, www.uni-kassel.de/eecs/en/fachgebiete/e2n

besteht in der Nichtverfügbarkeit der vollständigen Netzdaten des jeweils benachbarten Netzbetreibers. Diese Problematik wird durch die Nutzung von Netzäquivalenten innerhalb der mathematischen Optimierung gelöst. Dazu wird ein iterativer Prozess entwickelt, welcher den Austausch der Netzäquivalente der Netzbetreiber untereinander beinhaltet. Unter Berücksichtigung der Netzäquivalente in Verbindung mit der eigenen vollständigen Netzbeschreibung kann jeder Netzbetreiber einen separaten Optimal Power Flow (OPF) [5] durchführen. Die Einführung eines Konvergenzkriteriums wie die maximal zulässige Änderung der Blindleistungseinspeisung der Generatoren sichert dabei die Konvergenz des Iterationsverfahrens. Der iterative Prozess läuft dabei so lange bis das Konvergenzkriterium mithilfe iterativ aktualisierter Netzäquivalente erfüllt ist. Der grundlegende Ablauf dieser Methodik aus Sicht eines Netzbetreibers ist in Abbildung 1 dargestellt.

Ergebnisse

Die Methodik wurde zunächst innerhalb einer Beispielsimulation anhand des 39 Bus New England System (in der Implementierung von [6]) durchgeführt, welches hierfür in zwei unabhängige Netzgebiete aufgeteilt wird. Obwohl es sich bei diesem Testsystem um ein Übertragungsnetzmodell handelt, wird die Methodik an diesem präsentiert, da die Optimierung unabhängig von der Spannungsebene angewendet werden kann. Durch die Aufteilung in zwei Netzgebiete lässt sich die Methodik zur Optimierung der eigenen Netzgruppe unter Berücksichtigung der benachbarten Netzgruppe in Form eines Netzäquivalents evaluieren. Außerdem werden beispielhafte, synthetische Last- und Erzeugungszeitreihen mit zehn Zeitschritten implementiert. Abbildung 2 stellt die Verlustminimierung der ursprünglichen (schwarz) und der optimierten (grau) Netzzustände dar. In Ergänzung zeigt Abbildung 3 die Änderungen der Blindleistungseinspeisungen durch die Generatoren nach der Optimierung im Vergleich zum Ausgangszustand. Aus den beiden Abbildungen lässt sich erkennen, dass die Netzverluste für die unterschiedlichen Zeitschritte unter Nutzung der Blindleistungsflexibilitäten der Generatoren durch die netzbetreiberübergreifende Optimierung unter Einsatz von Netzäquivalenten deutlich minimiert werden können.

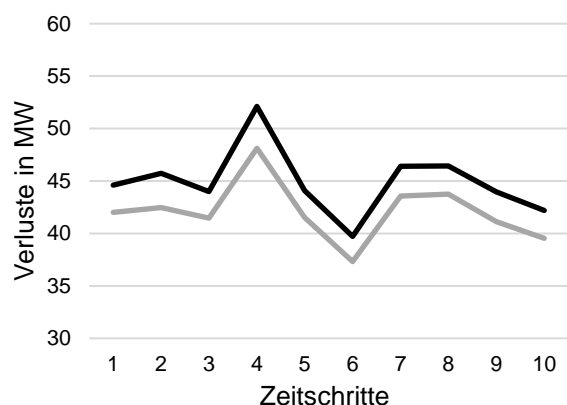


Abbildung 2: Systemverluste der Ausgangszustände (schwarz) und der optimierten Netzzustände (grau) unter Einsatz von Netzäquivalenten für das 39 Bus New England Test System.

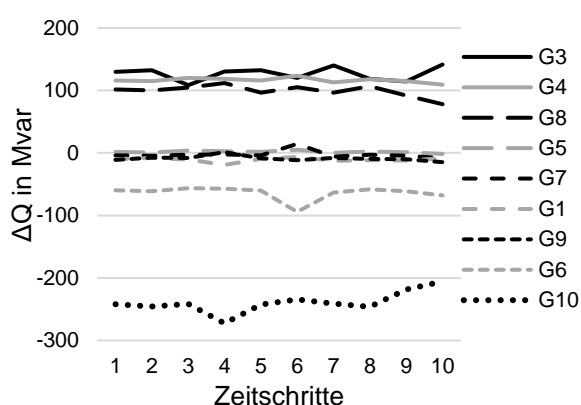


Abbildung 3: Änderung der Blindleistungseinspeisungen der Generatoren nach der Optimierung im Vergleich zum Ausgangszustand.

Referenzen

- [1] Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen,“ [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/rpc2.html>.
- [2] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017), 2017.
- [3] „EU-SysFlex - WP6: Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network,“ [Online]. Available: <http://eu-sysflex.com/workpackages/wp6-demonstration-of-flexibility-services-from-resources-connected-to-the-distribution-network/>. [Zugriff am 26 November 2019].
- [4] R. Fourer, D. M. Gay und B. W. Kernighan, AMPL A Modeling Language for Mathematical Programming, 2003.
- [5] J. Zhu, Optimization of Power System Operation, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2009
- [6] DlgSILENT GmbH, 39 Bus New England System, DlgSILENT PowerFactory, r4652.