

VERFAHREN ZUR AGGREGATION VON VERTEILNETZEN FÜR DYNAMISCHE ÜBERTRAGUNGSNETZSIMULATIONEN

Sirkka PORADA¹, Christian BREDTMANN¹, Albert MOSER¹, Lutz GROELL²,
Veit HAGENMEYER²

Hintergrund

Aufgrund klima- und energiepolitischer Ziele befindet sich das europäische Stromerzeugungssystem in einem strukturellen Wandel. Der Anteil von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EEA) an der Gesamtstromerzeugung wird voraussichtlich auch in Zukunft weiter zunehmen, während der Anteil konventioneller Kraftwerke abnehmen wird. Diese Entwicklung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Frequenzstabilität des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems.

Konventionelle Kraftwerke steuern über Regelungssysteme die von ihnen eingespeiste Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz und der Spannung am Netzanschlussknoten, wodurch sie einen wesentlichen Beitrag zur Frequenz- und Spannungsstabilität des Elektrizitätsversorgungssystems leisten. Darüber hinaus wird einem plötzlich auftretenden Ungleichgewicht zwischen im Elektrizitätsversorgungssystem erzeugter und verbrauchter Leistung kurzzeitig entgegengewirkt durch die in den rotierenden Massen der Generatoren konventioneller Kraftwerke gespeicherten kinetischen Energie. Das Beschleunigen bzw. Abbremsen der sich im System befindenden rotierenden Massen führt entsprechend zu einem verminderten Anstieg bzw. Absinken der Netzfrequenz. Je weniger rotierende Massen – und damit mechanisch gesprochen: Trägheitsmomente – sich in einem elektrischen Elektrizitätsversorgungssystem befinden, desto stärker verändert sich die Netzfrequenz in Folge eines Wirkleistungsungleichgewichtes.

EEA sind meist über Wechselrichter an das Elektrizitätsversorgungssystem angeschlossen und können daher keinen Beitrag zur gerade skizzierten Momentanreserve leisten. Insgesamt führt die durch die politischen Ziele motivierte Veränderung der Erzeugungsstruktur also zu einem Rückgang der sich im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem befindlichen Momentanreserve, wodurch die Frequenzstabilität des europäischen Synchronverbundes negativ beeinflusst wird.

Zur Quantifizierung dieses Einflusses ist eine Simulation des gesamten europäischen Elektrizitätsversorgungssystems im Zeitbereich notwendig. Da ein Großteil der EE-Anlagen in der Verteilnetzebene angeschlossen ist, kann der Einfluss der dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen in Stabilitätsuntersuchungen zukünftig nicht vernachlässigt werden. Die für eine solche Simulation notwendige Modellgenauigkeit und die Größe des Systems erfordern jedoch hohe Rechenzeiten. Daher ist es erforderlich geeignete aggregierte Verteilnetzmodelle zur Abbildung des Einflusses der Verteilnetzebenen auf die Frequenzstabilität im Übertragungsnetz zu verwenden.

Methodik

Zur Entwicklung von aggregierten Verteilnetzmodellen wird basierend auf dem Ward-Ersatz-Netz [1] ein Verfahren dargestellt, welches in einem ersten Schritt die sich im Verteilnetz befindlichen Synchrongeneratoren sowie die frequenz- und spannungsabhängigen Lasten unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zu einander aggregiert (der zweite Schritt der Integration von EEA in das Verfahren bleibt zukünftigen Arbeiten vorbehalten).

Um das transiente Verhalten des zu aggregierenden Verteilnetzes möglichst exakt abzubilden, wird in diesem Verfahren jede kohärente Generatorgruppe durch einen Referenzgenerator im aggregierten Netzmodell abgebildet. Zur Identifizierung der kohärenten Generatoren und der jeweiligen Referenzgeneratoren wird eine Modalanalyse durchgeführt, wodurch der Einfluss der Eigenschwingungen des Gesamtsystems auf die einzelnen Generatoren untersucht wird. [2]

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, www.iaew.rwth-aachen.de

² Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Angewandte Informatik, Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, www.iai.kit.edu

In einem weiteren Verfahrensschritt wird in der vorliegenden Arbeit das elektrische Netz zwischen den Anschlussknoten der Referenzgeneratoren mit Hilfe des Ward-Ersatz-Netz-Verfahrens reduziert. Daraufhin werden die dynamischen Verbraucher sowie die im zu aggregierenden Netz angeschlossenen Generatoren zu Ersatzverbrauchern bzw. -generatoren zusammengefasst. Hierfür wird das Ward-Verfahren mit dem Struktur-Erhaltungs-Ansatz kombiniert. [3] Das Ward-Ersatz-Netz-Verfahren wird hierbei genutzt, um die von den zu aggregierenden Komponenten injizierten Ströme im Verhältnis der elektrischen Kopplung auf die Ersatzkomponenten des aggregierten Netzes aufzuteilen. [1] Hierdurch lassen sich Gewichtungsfaktoren bestimmen, durch die die Generatoren sowie die dynamischen Verbraucher des zu aggregierenden Systems unter Berücksichtigung der elektrischen Distanz zueinander mit Hilfe des Struktur-Erhaltungs-Ansatzes zu Ersatzkomponenten zusammengefasst werden können.

Exemplarische Untersuchungen

Zur Validierung des vorgestellten Verfahrens wurde das IEEE „10-Machine New England Power System“ zu einem 45 Knoten System mit 13 angeschlossenen Generatoren erweitert. Ein Teilnetz dieses Testsystems bestehend aus 24 Knoten und 7 angeschlossenen Generatoren wurde zu einem aggregierten Netz bestehend aus einem Knoten und einem Ersatzgenerator zusammengefasst. Um zu validieren, ob das aggregierte System hinreichend genau das transiente Verhalten des zu reduzierenden Systems abbildet, wurde sowohl im ursprünglichen als auch im reduzierten Netzmodell ein Kraftwerksausfall simuliert, bei dem 1 % der im gesamten System eingespeisten Wirkleistung ausfallen. Ein Vergleich der Rotordrehzahlverläufe der im nichtreduzierten Teil des Systems angeschlossenen Generatoren, welche in Abbildung 1 skizziert sind, zeigt, dass das transiente Verhalten des Teilnetzes durch das aggregierte System adäquat abgebildet wird. Die kurzzeitig auftretende minimale Netzfrequenz wird lediglich um 0,0178 % unterschätzt. Die quasistationäre Netzfrequenz nach Kraftwerksausfall ist im reduzierten Netz 0,07 % niedriger als im ursprünglichen System. Weitere Untersuchungen zeigen, dass die mit Hilfe dieses Verfahren aggregierten Teilsysteme auch für Spannungsstabilitätsuntersuchungen hinreichend genau sind.

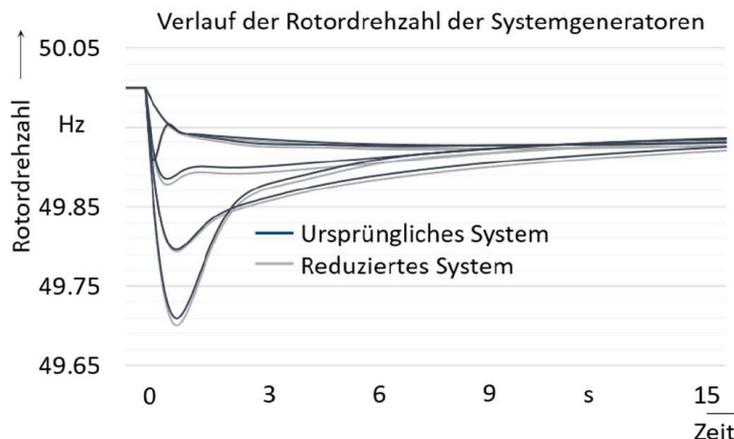


Abbildung 1: Simulierte Rotordrehzahlverläufe nach Kraftwerksausfall

Referenzen

- [1] K.L.Lo, L.J.Peng, J.F. Macqueen, A. O. Ekwue, N.H. Dandachi, Extended Ward Equivalent of External System for online Security. IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, December 1993, Hong Kong.
- [2] J. H. Chow, Ed., Power system coherency and model reduction. New York: Springer, 2013.
- [3] Ruchi Singh, Marcelo Elizondo, Shuai Lu, Review of Dynamic Generator Reduction Methods for Transient Stability Studies.