

# ERMITTLUNG VON TRANSITFLÜSSEN IM HOCHSPANNUNGSNETZ DURCH MEHRERE VERKNÜPFUNGSPUNKTE MIT DEM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Tobias VAN LEEUWEN(\*)<sup>1</sup>, Sebastian DIERKES<sup>1</sup>, Lukas VERHEGGEN<sup>1</sup>,  
Henning SCHUSTER<sup>1</sup>, Fabian KÖHNE und Albert MOSER<sup>1</sup>

## Inhalt

Aktuelle Herausforderungen an das deutsche Stromnetz infolge des rapiden Ausbaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien gehen direkt mit der Notwendigkeit einher, die aktuelle Netzstruktur erweitern zu müssen. Darüber hinaus führt die stark zunehmende Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen zu einem veränderten Wirk- und Blindleistungshaushalt in der gesamten Verteilungsebene [1]. So stellen aktuelle Studien einerseits Netzausbaumaßnahmen für das deutsche Übertragungsnetz fest [2] und andererseits müssen durch den Zubau der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien auch die jeweiligen Verteilungsnetze ausgebaut werden [3].

Die Schnittstelle zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz bildet die 110 kV-Hochspannungsebene. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrads entstehen elektrische Kopplungen in der Übertragungsebene durch das unterlagerte Hochspannungsnetz – sogenannte 110 kV-Durchleitungen. Dadurch kommt es zu Transitflüssen in der Hochspannungsebene, die die Hochspannungsnetze zusätzlich belasten.

Um adäquate Untersuchungen durchführen zu können, bedarf es einer entsprechend guten Modellierung der Übertragungsebene sowie der Hochspannungsebene. Entsprechende Höchstspannungsnetzmodelle sind bereits entwickelt und sind bereits vielfach in Industrieprojekten und öffentlich geförderten Projekten angewendet worden [4]. Die unterlagerte Hochspannungsebene wird hier allerdings nur aggregiert abgebildet. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Veröffentlichung ein integriertes Netzmodell entwickelt, welches Höchst- und Hochspannungsebene zusammen abbildet.

Unter Berücksichtigung des Aufbaus und der Struktur von Hochspannungsnetzen kann aus öffentlichen Daten ein Hochspannungsnetzmodell extrahiert werden und anhand dessen erste Untersuchungen durchgeführt werden. Die durchgeführte Methodik wird im Folgenden kurz erläutert.

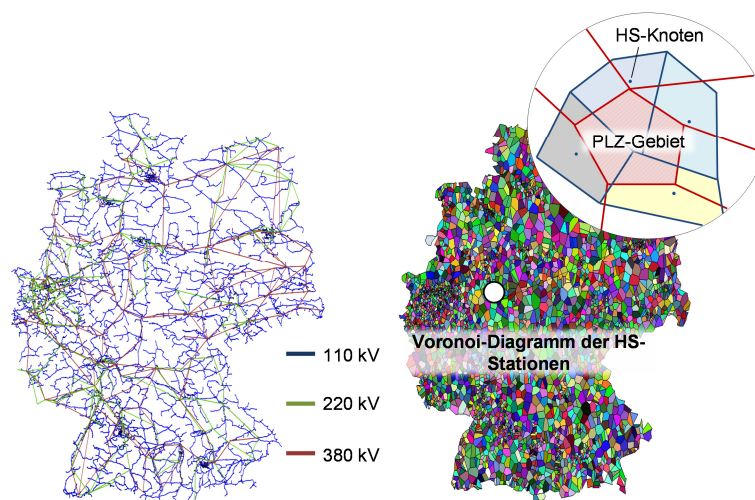


Abbildung 1: Ergebnis der Netzmodellierung (links) und Regionalisierung von Last und Einspeisung (rechts)

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel: +49 241 80 97652, Fax: +49 241 80 92197, [tl@iaew.rwth-aachen.de](mailto:tl@iaew.rwth-aachen.de), <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

## Methodik

Zunächst gilt es, ein deutschlandweites Modell der Hochspannungsebene auf Basis öffentlicher Daten zu entwickeln. Stromnetzbetreiber sind nach StromNEV §27 Abs. 2 verpflichtet, Informationen über Stromkreislängen von Kabel- und Freileitungen zu veröffentlichen. Hochspannungsnetzbetreiber sind darüber hinaus zur Veröffentlichung von Netzschemaplänen gemäß KraftNAV §3 Abs. 1 verpflichtet. Aus diesen Informationen in Ergänzung zu Daten aus öffentlichen Geoinformationssystemen lassen sich gebietspezifische, individuelle sowie gemittelte Kenngrößen für Hochspannungsnetze ableiten.

In Abbildung 1 ist links das Ergebnis der Netzmodellierung der 110 kV-Hochspannungsebene dargestellt. Das Modell umfasst 87.000 km Leitungen, 4.000 HS-Schaltanlagen sowie 2.400 Verzweigungen und bildet damit die Netztopologie der deutschen Hochspannungsebene nahezu vollständig ab. In Abbildung 1 ist rechts das Vorgehen zur Modellierung der Versorgungsaufgabe und Regionalisierung der Last und Einspeisung dargestellt. Haushalts- und Gewerbelasten werden über Bevölkerungszahlen je Postleitzahlgebiet des statischen Bundesamts, Industrielasten über das jeweilige Bruttoinlandsprodukt abgeschätzt. Darüber hinaus wird bei den Kundentypen nach ländlichem und städtischem Raum unterschieden. Die heutige installierte Leistung aus erneuerbaren Energien wird, geographisch und nach Spannungsebene ausgewertet, dem EEG-Anlagenregister entnommen. Auf Basis der geographischen Koordinaten der HS-Schaltanlagen wird mittels einer Voronoi-Zerlegung ein Versorgungsgebiet je Hochspannungsstation abgeschätzt. Mittels einer relativen flächenbezogenen Überlagerung werden auf Postleitzahlen basierende Auswertungsgrößen den Versorgungsgebieten zugeordnet

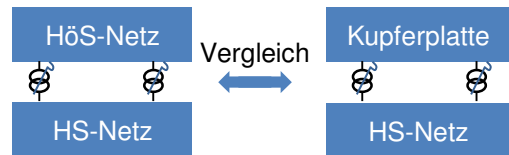


Abbildung 2: Methode zur Ermittlung der Transitflüsse

Die Methode zur Ermittlung der Transitflüsse ist in Abbildung 2 skizziert. Durch die Abbildung des HöS-Netzes als Kupferplatte ergibt sich ein Leistungsfluss ohne Transitflüsse, die implizit durch einen Vergleich mit dem realen Lastfluss abgeleitet werden können.

## Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen explizit, welche Netzkonfigurationen hohe Transitflüsse aufweisen. Dies wird anhand von Jahressimulationen im Stundenraster statistisch ausgewertet und detailliert analysiert. Abbildung 3 zeigt ein exemplarisches Ergebnis. In blau dargestellt erkennt man die Leitungen, welche hohe Transitflüsse aufweisen.

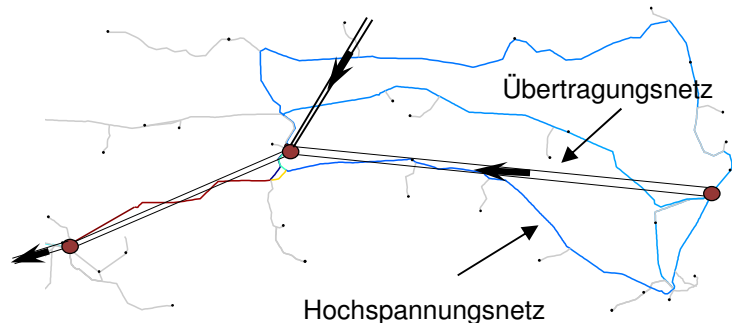


Abbildung 3: Quantifizierung der Transitflüsse

## Referenzen

- [1] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [2] German Transmission System Operators, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [3] D. E.-A. G. (dena), „dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilstromnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [4] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.