

MODELLIERUNG ROBUSTER REPRÄSENTATIVER SYNTHETISCHER MITTELSPANNUNGSNETZE

Pascal PFEIFER¹, Jacob TRAN², Marvin BERNS³, Simon KRAHL⁴, Albert MOSER⁵

Inhalt

Eine Vielzahl aktueller und zukünftiger Herausforderungen für die Stromnetze findet in der Verteilungsnetzebene statt. Dies umfasst neben dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) zukünftig vor allem neuartige Lasten, wie beispielsweise Elektromobilität und Wärmepumpen. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, werden vermehrt intelligente Betriebsstrategien diskutiert, erprobt und umgesetzt. Das klassische Verteilungsnetz entwickelt sich somit zunehmend zum sogenannten Smart Grid. Zusätzliche denkbare netzbetriebliche Freiheitsgrade sind dann neben netzbezogenen Maßnahmen, wie etwa die optimierte Nutzung von Schaltmaßnahmen und Transformatorstufungen, auch die netzdienliche Nutzung kundenseitiger Flexibilitätspotentiale.

Welche Ansätze und Technologien sich hierbei besonders eignen, ist Untersuchungsgegenstand aktueller Forschung. Dazu werden typischerweise reale Netzdaten oder einfach typisierte synthetische Netzmodelle – etwa der Kategorien städtisch, vorstädtisch und ländlich – verwendet. Durch die Betrachtung weniger ausgewählter Topologien und Versorgungsaufgaben ist eine Allgemeingültigkeit der Ergebnisse oft nicht gewährleistet, da Verteilungsnetze in Deutschland ein sehr heterogenes Bild zeichnen. Dies äußert sich etwa durch verschiedene Kundenstruktur, Landbedeckung und -nutzung im Netzgebiet oder den Ausmaßen der Netze. Eine Option zur Ableitung allgemeingültiger Aussagen ist eine Untersuchung aller Verteilungsnetze. Da die Verteilungsnetztopologien nicht öffentlich verfügbar sind, ist dies jedoch nicht realisierbar. Zudem ist eine Untersuchung sämtlicher Verteilungsnetze – in Deutschland sind dies 4500 Stück [1] – rechenzeitintensiv und aufwendig. Dies gilt insbesondere, wenn zukünftige Szenarien, wie etwa der weitere Zubau von EE-Anlagen, berücksichtigt werden sollen.

In dieser Veröffentlichung wird deshalb eine Methode vorgestellt, mit der repräsentative synthetisch erzeugte Mittelspannungsnetzmodelle abgeleitet werden können. Diese Modelle spiegeln dabei die Heterogenität der tatsächlichen Netze wider und sind zudem robust über mehrere Szenarien repräsentativ. Die modellierten Netze können dann für Simulationen genutzt werden, auf deren Basis allgemeingültige Aussagen in Abhängigkeit der gegenwärtigen und zukünftigen Ausprägung des Elektrizitätsversorgungssystem abgeleitet werden können.

Methodik

Repräsentative Netzmodelle müssen die unterschiedlichen Ausprägungen der zugrundeliegenden Gesamtheit aller Netze berücksichtigen. Dazu ist zunächst notwendig, diese Unterschiede anhand verschiedener Parameter zu analysieren und regional auszuwerten. Die verwendeten Auswertungsgrößen sind dabei die Fläche des Netzgebiets, der Anteil an bebauter Fläche und Gewerbefläche, die Bevölkerungsdichte sowie die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen unterteilt nach Anschlussebene (Spannungsebenen und Umspannebenen). Diese Daten werden aus öffentlich verfügbaren Quellen abgeleitet. Die beschriebenen Größen werden so für alle 4500 deutschen Verteilungsnetze und zudem für alle betrachteten Szenarien bestimmt. Annahmen aus Szenarien werden dazu regional aufgeschlüsselt.

Ziel ist es dann, aus der Gesamtheit der Netzgebiete Repräsentanten auszuwählen. Dazu werden sowohl dichte-basierte als auch partitionierende Clusterverfahren vergleichend angewendet.

¹ FGH e.V., Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, Tel.: 0049 241 997 857-10, Fax: 0049 241 997 857-22, pascal.pfeifer@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de>

² FGH e.V., jacob.tran@fgh-ma.de

³ Bachelorstudent an der RWTH Aachen, marvin.berns@rwth-aachen.de

⁴ FGH e.V., simon.krahl@fgh-ma.de

⁵ FGH e.V., albert.moser@fgh-ma.de

Bewertungsmaße sind dabei die Homogenität der Cluster, die Anzahl der Cluster sowie der Fehler des typisierten Netzgebiets zur Gesamtheit der Elemente des Clusters.

Für die ermittelten repräsentativen Netzgebiete werden anschließend synthetische Netzmodelle erzeugt. Aufbauend auf den zuvor beschriebenen Netzgebietscharakteristika und Daten aus Geoinformationssystemen werden Lasten und Erzeugungseinheiten geographisch verortet. Anschließend wird über einen adaptierten Tourenplanungsalgorithmus die Netztopologie modelliert (vgl. Abbildung 1 links) [2]. Die Versorgungsaufgabe und Netztopologie werden in Abhängigkeit der Szenarien angepasst.

Ergebnisse

Als Untersuchungsrahmen dienen vier im Forschungsprojekt *enera* definierte Szenarien. Diese unterscheiden sich nicht nur im Hinblick auf den regionalen Zubau von EE-Anlagen, sondern auch bezüglich der Lasterhöhung aufgrund neuartiger Netznutzung. Ein vorläufiges exemplarisches Ergebnis ist in Abbildung 1 rechts dargestellt. Mittels eines k-Means-Algorithmus wurden die Verteilungsnetze neun Clustergruppen zugeordnet. Eine Validierung der Ergebnisse sowie die optimale Auswahl der Auswertungsgrößen und des resultierenden Cluster-Algorithmus sind gegenwärtig noch in Untersuchung und werden in der finalen Veröffentlichung präsentiert.

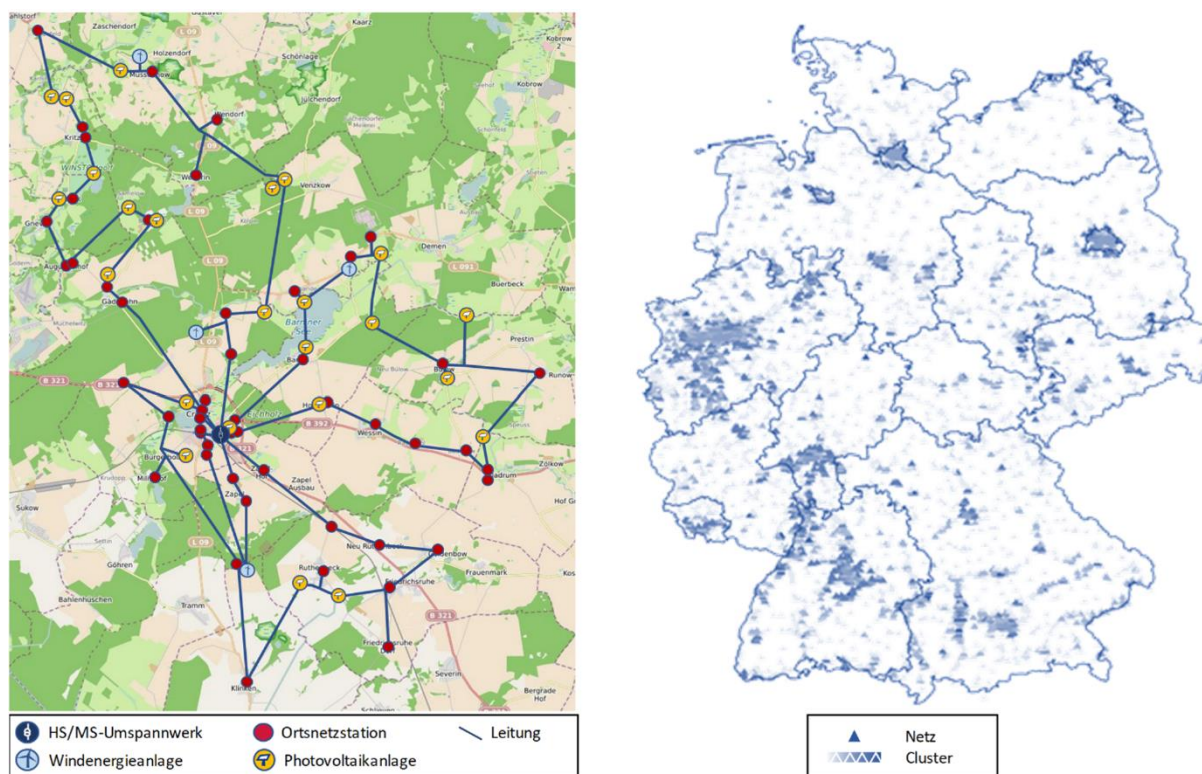


Abbildung 1: Links: Exemplarisches synthetisches Mittelspannungsverteilungsnetz
Rechts: Ergebnis der Clusterung unter Anwendung eines angepassten k-Means-Algorithmus

Der Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes „enera“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.

Referenzen

- [1] Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), 2014, Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie, RWTH Aachen und O. E-Bridge.
- [2] J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, H. Vennegeerts, A. Moser, 2019, Modelling of synthetic power distribution system in consideration of the local electricity supply task, 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Madrid/Spain.