

Routing auf Stromnetzen: Wie Methoden aus der Navigation in der Energiesystemmodellierung angewendet werden können

Michael Ebner und Felix Böing

In Deutschland besteht nach wie vor ein hoher Stromnetzausbaubedarf, für dessen effiziente und nachhaltige Planung eine fundierte Energiesystemanalyse erforderlich ist. Durch die Methode des Routings können dabei elektrotechnische Konstellationen des 110-kV-Netzes mit abgebildet werden. Erste Ergebnisse sind vielversprechend.

Während der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 einigten sich 196 Nationen darauf, den globalen Temperaturanstieg auf höchstens 2° gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen [1]. Dass das deutsche Energiesystem mittelfristig vor allem durch eine umfassende Elektrifizierung in allen Sektoren am effizientesten dekarbonisiert werden kann, hat erst kürzlich das Forschungsprojekt Dynamis gezeigt. Erneuerbare Energiegewinnung, allen voran Windkraft und Photovoltaik, ist laut den Autoren sowohl mittel- als auch langfristig die günstigste Option, herkömmliche und zukünftige Lasten zu decken [2].

Gleicht man diese Ergebnisse mit den Szenarien des Netzentwicklungsplans ab, wird schnell deutlich, dass in Deutschland auch weiterhin ein hoher Bedarf an Netzausbau bestehen wird [3]. Um diesen effizient und nachhaltig planen zu können, ist eine fundierte Energiesystemanalyse nötig. Deren Ziel ist eine realistische Abbildung des komplexen Wechselspiels aus erneuerbarer Erzeugung, flexibler Power-to-X-Technologie sowie stationären und mobilen Speichern (in Form von Elektrofahrzeugen) mit dem Netz. Inwieweit gerade das intelligente Zusammenspiel der Elektrofahrzeuge als flexible Speicher mit dem Energiesystem dazu beitragen kann, Netzengpässe zu reduzieren, ist Gegenstand des kürzlich gestarteten Projektes „Bidirektionales-Lademanagement“ (BDL) [4].

Eine vollständige Abbildung aller Spannungsebenen in Modellen, die dieses Wechselspiel darstellen, ist zwar wünschenswert, aber aus technischen und Datenverfügbarkeitsgründen nicht ohne weiteres möglich. Daher werden auf allen Ebenen vereinfachende Annahmen getroffen, die letztendlich einen Kompromiss aus Realitätstreue und Anwendbarkeit schaffen. Abb. 1 zeigt dieses Verfahren schematisch je Spannungsebene.

Die Netzsimulation des FfE-Modells *ISAaR* (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung) [5], das u.a. im Zuge des FfE-Projektes MONA 2030 [6] zur Bewertung netzoptimierender Maßnahmen zum Einsatz kam, betrachtet die 220 kV- und 380 kV-Spannungsebenen in Deutschland und den benachbarten Ländern in Form einer linearisierten Lastflussrechnung.

Methodik

Durch die hier vorgestellte Methode des Routings soll nun ermöglicht werden, elektrotechnische Gegebenheiten des 110 kV-Netzes bei einer Netzmodellierung, welche nur die Höchstspannungsebene detailliert berücksichtigt, mit abzubilden. Ein ausschlaggebendes Kriterium ist hierbei die regional anteilige Zuordnung von NUTS-3-Regionen (eine europäische Verwaltungsgliederung – NUTS-3 entspricht in Deutschland den Landkreisen) zu den Netzknoten des Übertragungsnetzes. Die elektrische Last oder Erzeugung, die einem Netzknoten zugewiesen wird, ist entscheidend für den Verlauf der Netzberechnung und sorgt im Extremfall für Versorgungslücken oder Netzengpässe an Stellen, an denen in der Realität keine Probleme vorhanden sind.

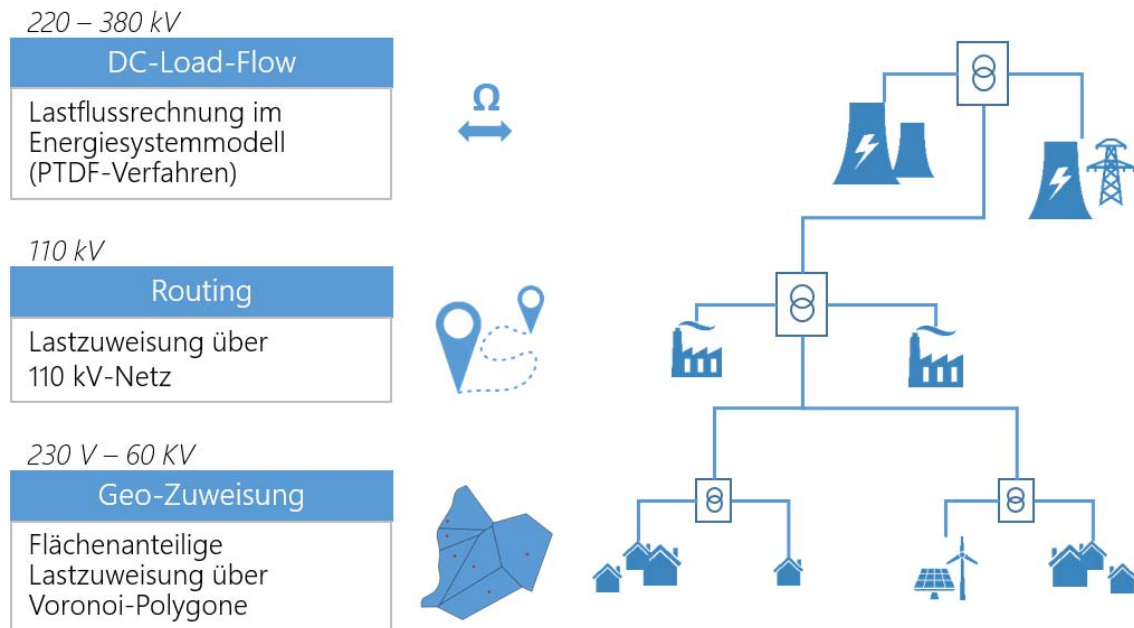


Abbildung 1: Schematische Darstellung der angewendeten Zuweisungsmethodik für Erzeugung /Last je Spannungsebene

Ziel der hier vorgestellten Methodik ist es, die Zuweisung von Stromnachfrage und -erzeugung zu den Netzknoten der HÖS-Ebene unter Berücksichtigung der darunterliegenden 110 kV-Netztopologie zu verbessern. Ein gängiges Vorgehen in der Energiesystemmodellierung basiert auf einer einfachen räumlichen Analyse: Liegt genau ein Netzknoten in einem Landkreis, wird die gesamte Last bzw. Erzeugung diesem Knoten zugewiesen. Befinden sich mehrere Netzknoten innerhalb einer Region, werden Last oder Erzeugung anteilig nach der Fläche, welche die Netzknoten abhängig von ihrer Lage zueinander einnehmen, verteilt.

Diese Zuordnung berücksichtigt keinerlei Netztopologie oder die Möglichkeit, dass ein Teil der Last bzw. Erzeugung einer Region an einen Netzknoten außerhalb von ihr angeschlossen sein kann. Dass diese Verteilung häufig unzureichend ist, lässt sich schon durch visuelle Prüfung feststellen. Nicht selten kommt es vor, dass auf Grund von topologischen Gegebenheiten das Netz innerhalb einer Region getrennt ist (siehe Abb. 2) und ein Teil dieser Region nicht über das 110 kV-Netz mit dem anderen Teil verbunden ist. Die Leistungseinspeisungen oder -entnahmen dieser Teil-Region wären also an einen anderen Knoten angeschlossen als über eine rein geometrische Zuweisung ermittelt. Die vereinfachte Zuordnung soll daher unter Berücksichtigung des 110 kV-Netzes und der tatsächlichen Leitungslänge zum nächsten Höchstspannungsnetzknoten, modelliert durch Routing-Algorithmen, verbessert werden.

Aufbau eines routingfähigen Stromnetzes

Alle Arbeitsschritte erfolgen dabei im *FREM* [7], dem Regionalisierten Energiesystemmodell der FfE, das als PostgreSQL-Datenbank mit PostGIS-Geo-Erweiterung umgesetzt ist. Als Datengrundlage für die Netzknoten dienen dabei neben offenen Daten aus dem OpenStreetMap-Projekt (OSM, weltweite, durch Nutzer gesammelte und zur Verfügung gestellte Kartendaten) [8] auch der Integraldatensatz der Bundesnetzagentur, sowie Netzmodelle der Übertragungsnetzbetreiber [9]. Das 110 kV-Netz wurde durch das Tool GridKit ebenfalls aus OSM für ganz Europa extrahiert. GridKit ist eine Python- und SQL-Skriptsammlung, die OSM-Rohdaten mit elektrischen *Tags* durch räumliche und topologische Verfahren in ein elektrisches Netzwerkmodell verwandelt. GridKit wurde im Zuge des SciGRID-Projektes [10] entwickelt und steht auf GitHub frei zur Verfügung. Trotz der Möglichkeit einer europaweiten Aufbereitung wird die hier vorgestellte Analyse zunächst nur für Deutschland angewendet.

Aufbauend auf dem durch GridKit generierten Übertragungsnetz müssen weitere Anpassungen getroffen werden, um das 110 kV-Netz routingfähig zu machen. Da das Netz bis hierhin aus einzelnen *Linestrings*

(Vektoren im geoinformatischen Kontext) pro Leitung besteht, die zwar zu einer Umspannstation hinführen, sich aber nicht in einem Punkt treffen, müssen die Leitungsenden jeweils um einen gemeinsamen, das Umspannwerk repräsentierenden Knoten erweitert werden. Dadurch werden sie elektrisch und geographisch verbunden. Da die Umspannwerke später auch „Kreuzungen“ für das Strom-Routing darstellen sollen, an denen transportierte Elektrizität auf eine andere Spannungsebene wechseln kann, erhält dieser Knoten eine eindeutige ID, die mit den neuen Endpunkten aller Linestrings dieses Umspannwerks identisch ist. Es wird angenommen, dass ein Umspannwerk mit entsprechenden Transformatoren ausgestattet ist, womit ein Lastfluss von jeder an ihm anliegenden Spannungsebene auf jede andere angeschlossene möglich ist.

Im nächsten Schritt wird eine sog. source/target-Tabelle erstellt, die alle Start- und Endpunkte der Linien-Segmente – oder Kanten im Graphen-Kontext – enthält. Im Verkehrs-Routing entsprächen diese Straßenkreuzungen, im Strom-Routing sind dies entweder Umspannwerke oder Strommasten. Letztere dürfen aus elektrotechnischer Sicht keine Kreuzung bilden, da sie nur Abschnitte der gleichen Leitung verbinden. Sie werden daher nicht mit angrenzenden Leitungen anderer Spannung verbunden. Trotz aller Aufbereitungsschritte durch GridKit und die eigene Bearbeitung können nach wie vor Netzwerk-Relikte in Form von unverbundenen Linestrings vorkommen. Diese sind hinderlich für das Routing, da ihnen zugewiesene Start- oder Endknoten niemals das Gesamtnetzwerk erreichen und das Routing fehlschlägt.

Daher wird das Gesamtnetzwerk zunächst identifiziert, indem im Desktop-GIS (geographisches Informationssystem) ein Startsegment ausgesucht wird, das offensichtlich Teil des Netzwerks ist. Ausgehend von diesem wird mittels rekursiver SQL jedes weitere Segment identifiziert, das mit dem Startsegment verbunden ist. Alle nicht verbundenen Segmente werden ignoriert. Nach Durchführung dieser Schritte liegt ein routingfähiges Netzwerk vor.

Wie können Last und Erzeugung innerhalb eines Landkreises verteilt werden?

Um die Verteilung der Last und Erzeugung eines Landkreises nun mittels Routing den zugehörigen Netzknoten zuzuordnen, müssen zuerst Startpunkte innerhalb des Landkreises gesucht werden. Hier wurden die Endpunkte der Sticleitungen sowie alle Umspannwerke des 110 kV-Netzes gewählt, da diese als Einspeise- und Entnahmepunkte angenommen werden. Die gesamte Last bzw. Erzeugung des Landkreises wird später anteilig auf diese Einspeise- und Entnahmepunkte verteilt. Die jeweiligen Anteile werden dabei folgendermaßen festgelegt: Um die Einspeise- und Entnahmepunkte werden sog. Voronoi-Polygone gebildet – Flächen, die sich in alle Richtungen genau zur halben euklidischen Distanz zum nächsten Einspeise- oder Entnahmepunkt erstrecken.

Diese Flächen approximieren den Einzugsbereich des jeweiligen Punktes und werden mit einem Raster mit 250 m Kantenlänge verschnitten, dessen Pixel Informationen über den Stromverbrauch der privaten Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie nach IEA-Daten [11] enthalten. Entsprechend des Verbrauchs in den jeweiligen Netzanschluss-Regionen erhalten diese nun ein abgeleitetes Gewicht. Analog wird die Gewichtung auch für die Erzeugung berechnet. Dazu werden verschiedene Erzeugungsdaten mit Geoinformationen, z. B. aus dem Marktstammdatenregister, herangezogen [7].

Routing in der Datenbank

Jedem Einspeise- oder Entnahmepunkt (Startpunkte des Routings) der Spannungsebenen unterhalb 110 kV und jedem Netzknoten mit Transformator auf HÖS-Ebene (Endpunkte des Routings) wird nun ein Knoten (Start-/ Endknoten) des 110 kV-Routing-Netzwerks zugewiesen. Dies erfolgt durch eine einfache *Nearest-Neighbor*-Prüfung, da alle Start- und Endpunkte ohnehin in unmittelbarer Nähe des Netzwerks liegen. Von jedem Startknoten wird nun zu den nächsten fünf Endknoten geroutet. Diese Zahl wurde nach visueller Prüfung im GIS gewählt, da die Netzknoten in Deutschland stark verteilt sind und bei einer Berücksichtigung von mehr als fünf Knoten die zugewiesenen Energiemengen des sechst-entferntesten sehr gering (<1 %)

und damit vernachlässigbar klein werden würden. In Regionen, in denen die Netzknotendichte höher ist, sind zudem selten mehr als fünf Knoten im gleichen 110 kV-Subnetz erreichbar.

Als „Kosten“ für das Routing dient die Länge der Netzsegmente – es wird also ein einfaches Routing nach kürzester Distanz mittels *Dijkstra-Algorithmus* durchgeführt, der durch die PostgreSQL-Erweiterung pgRouting implementiert wurde. Nun liegt zu jedem Einspeise- oder Entnahmepunkt die Distanz zu den nächsten fünf über das 110 kV-Netz erreichbaren Netzknoten vor. Die Distanz soll als inverses Gewicht für die Verteilung der Last und Erzeugung dienen – je näher ein Netzknoten am Einspeise- oder Entnahmepunkt liegt, desto höher das Gewicht. Netzknoten, die weiter als ein variabel definierbarer Wert entfernt sind, werden nicht berücksichtigt. Hier wurde eine Entfernung von 25 km gewählt. Als letzter Schritt werden nun alle einzelnen Anteile aller Landkreise an allen Netzknoten aufsummiert, um eine eindeutige Zuordnung der Last- und Erzeugungsverteilung eines Landkreises auf die Netzknoten zu erhalten.

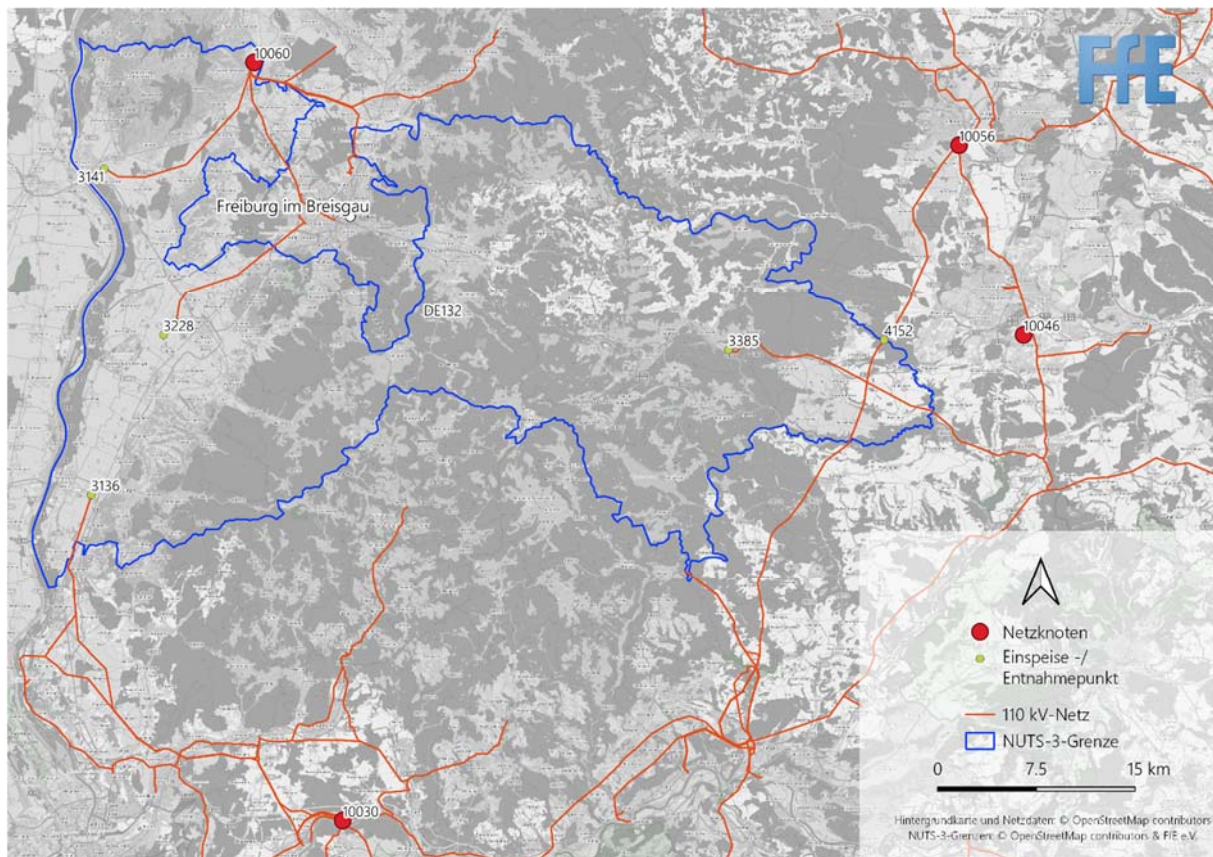


Abbildung 2: NUTS-3-Region Breisgau-Hochschwarzwald mit umliegenden Netzknoten und dem 110 kV-Netz

Für den exemplarischen Fall der Zuweisung einer Stromlast zu der im Schwarzwald gelegenen NUTS-3-Region DE132 (Breisgau-Hochschwarzwald, Abb. 2) wurde im vereinfachten Ansatz der gesamte Strombedarf dem einzigen, direkt in ihr liegenden, Netzknoten 10060 (bei Freiburg) zugewiesen. Betrachtet man jedoch das 110 kV-Netz, wird schnell sichtbar, dass dieses von allen drei Ecken des Landkreises in verschiedene Richtungen abzweigt. Nach der neuen Logik wird die Last nun nur noch zu 65 % an den bisherigen Knoten verteilt, welcher den nordwestlichen Einzugsbereich mit den Entnahmepunkten 3141 und 3228 versorgt. Zu 14 % wird die Last an den Knoten 10056 (ausgehend von den Entnahmepunkten 3385 und 4152) geknüpft und ausgehend von Südwesten über den Anschluss 3136 zu 21 % an den Knoten im Süden, 10030. Der dem Netzknoten 10056 vorgelagerte Knoten 10046 wurde im vereinfachten Ansatz berücksichtigt. Da er jedoch nur an das 380 kV-Netz angeschlossen ist, wird er nun ignoriert. Der komplette Strombedarf der Stadt Freiburg wird wie im vereinfachten Ansatz über den Netzknoten 10060 bedient.

Im direkten Vergleich des Routing-Ansatzes mit der vereinfachten Geo-Zuordnung konnte eine deutliche Homogenisierung der Last (hier am Beispiel aufs Jahr summierter Last privater Haushalte 2017) erreicht werden, wie in Abb. 3 zu sehen ist. Deutlich sticht vor allem Bayern heraus – die vereinfachte Verteilung,

als rote Balken dargestellt, schwankt stark zwischen sehr hohen Werten wie in München und sehr niedrigen wie im Münchner Umland, während die neue Verteilung deutlich ausgeglichener ist.

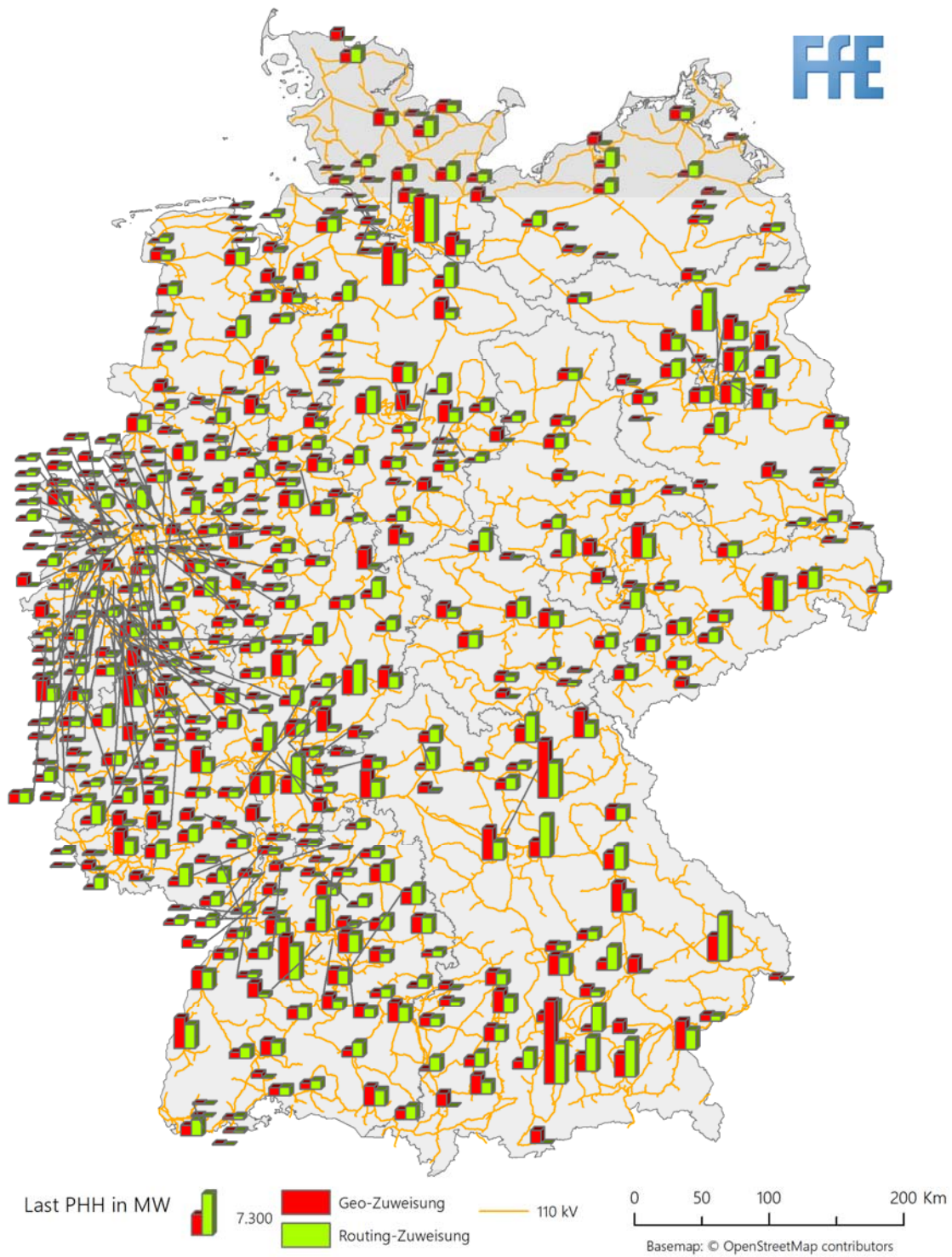


Abbildung 3: Vergleich der Lasten pro Netzknoten nach vereinfachter Geo-Zuweisung (rot) und neuer Routing-Zuweisung (grün)

Ausblick: zeitliche Variation von Einspeisung und Entnahme noch nicht berücksichtigt

Aktuell steht die Validierung der Routing-Parameter aus, insbesondere die gewählte Zahl von fünf Routingzielen sowie die maximale Entfernung von 25 km. Darüber hinaus könnten die Informationen zur Anzahl von elektrischen Systemen pro Leitungstrasse oder dem verwendeten Kabeltyp äquivalent der Anzahl Fahrspuren beim Fahrzeugrouting dazu genutzt werden, die transportierte Energiemenge oder maximal übertragbare Leistung abzubilden. Außerdem könnte durch Ausdehnung des Routings auch auf niedrigere Spannungsebenen die Zuweisung, die aktuell durch die Voronoi-Polygone geschieht, noch verbessert werden. Hier stößt man jedoch schnell an die Grenzen der Datenverfügbarkeit – Mittel- oder Niederspannungsnetze sind als offene Daten in kaum zufriedenstellender Qualität zu bekommen.

Weiterhin ist die Frage nach einer möglichen Validierung der Methodik noch nicht abschließend beantwortet. Neben den eindeutigen Verbesserungen durch die Berücksichtigung der Netztopologie bildet ein Routing nach kürzester Distanz selten exakt die tatsächlichen Lastflüsse ab. Um diese noch realitätsgetreuer modellieren zu können, bedarf es der Berücksichtigung zeitlich abhängiger Einspeisung

und Entnahme an den verschiedenen Anschlusspunkten des Netzes. Durch die Variation der „Kosten“ des Routings, die aktuell nur aus der Distanz bestehen, könnte dieses Verhalten in Zukunft simuliert werden.

Auch wenn ein Last- und Erzeugungsrouting entlang von Leitungsgeometrien der 110 kV-Ebene nie den tatsächlichen Lastflüssen entsprechen wird, ist zu untersuchen, ob die Ergebnisse dieser vereinfachten Berücksichtigung des 110 kV-Netzes mit den Ergebnissen eines Modells, welches diese Spannungsebene aus elektrotechnischer Sicht korrekt abbildet, in Bezug auf die Lastflüsse in der Höchstspannung vergleichbar sind.

Da sich die Methodik nach Evaluierung erster Ergebnisse als vielversprechend zeigt, wird sie im weiteren Verlauf auf die europäischen Nachbarn unter Berücksichtigung dortiger Spannungsebenen ausgeweitet, um für die europaweite Energiesystemmodellierung des Forschungsprojekts eXtremOS eingesetzt werden zu können [12].

Die SQL-Skripte zur Aufbereitung der Daten und zum eigentlichen Routing sind in GitHub abrufbar unter <https://github.com/michaebner/power-routing>.

Literatur

- [1] Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), 2016.
- [2] Conrad, J.; Fattler, S.; Regett, A. et al.: Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2019.
- [3] Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), zweiter Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019.
- [4] Hinterstocker, M. et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.
- [5] Böing, F.; Regett, A.: Hourly CO₂ Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. Energies, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [6] Köppl, S.; Samweber, F.; Bruckmeier, A.; Böing, F.; Hinterstocker, M.; Kleinertz, B.; Konetschny, C.; Müller, M.; Schmid, T.; Zeiselmair, A.: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.
- [7] Corradini, R.; Konetschny, C.; Schmid, T.: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017.

- [8] OpenStreetMap (OSM) – OpenStreetMap und Mitwirkende: <http://www.openstreetmap.org/>; Cambridge: OpenStreetMap Foundation, 2004 (überarbeitet: 2019).
- [9] Böing, F.; Murmann, A.; Pellingner, C.; Bruckmeier, A.; Kern, T.; Mongin, T.: Assessment of grid optimising measures for the German transmission grid using open source grid data in: Journal of Physics: Conference Series. Oldenburg: IOP Publishing, 2018.
- [10] SciGRID: Power Relations in OpenStreetMap in http://scigrd.de/posts/2015-Jul-02_power-relations-in-openstreetmap.html (besucht am 18.04.2017). (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6poPhZ7fA>). Oldenburg: SciGRID, 2015.
- [11] International Energy Agency - Country Statistics in: <http://www.iea.org/>. Paris: International Energy Agency (IEA), 2015.
- [12] Konetschny, C.; Pellingner C.: Laufendes Projekt: Verbundprojekt eXtremOS – Wert von Flexibilität im Kontext der europäischen Strommarktkopplung bei extremen technologischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Entwicklungen. In: www.ffe.de/extremos. (Abruf am 2018-05-28); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6zkjLAHjs>); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.