

ERMITTLUNG VON TRANSITFLÜSSEN IM HOCHSPANNUNGSNETZ DURCH MEHRERE VERKNÜPFUNGSPUNKTE MIT DEM ÜBERTRAGUNGSNETZ

**Tobias VAN LEEUWEN, Sebastian DIERKES, Lukas VERHEGGEN,
Henning SCHUSTER, Fabian KÖHNE und Albert MOSER**

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, tl@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Der rapide Zubau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) geht direkt mit der Notwendigkeit einher, die aktuelle Netzstruktur zu erweitern. Neben erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz stellen aktuelle Studien auch Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen fest. Diese Ausbaumaßnahmen sind damit begründet, dass EE-Anlagen häufig im Verteilungsnetz angeschlossen sind. Infolgedessen wird das Hochspannungsnetz entgegen der Auslegung belastet. Darüber hinaus kann das ohnehin stark belastete Hochspannungsnetz zusätzlich durch Transitflüsse belastet werden. Transitflüsse entstehen durch elektrische Kopplungen zwischen dem vermaschten Übertragungs- und Hochspannungsnetz und müssen bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Daher ist das Ziel dieses Beitrags die Vorstellung eines Verfahrens zur Quantifizierung der Transitflüsse in der Hochspannungsebene. Dafür bedarf es der expliziten Modellierung des Höchst- und Hochspannungsnetzes. Entsprechende Höchstspannungsnetzmodelle sind bereits entwickelt und vielfach in Industrie- und öffentlich geförderten Projekten angewendet worden. Das unterlagerte Hochspannungsnetz wird hier allerdings nur aggregiert abgebildet. Durch die sehr individuelle Netztopologie des Hochspannungsnetzes bedarf es daher eines integrierten Netzmodells, das die Höchst- und Hochspannungsnetzebene gemeinsam abbildet. Die Ergebnisse zeigen den Einfluss von Transitflüssen auf die Belastung der Hochspannungsnetzebene für ein Netznutzungsszenario des Jahres 2010.

Keywords: Hochspannungsnetz, Verteilungsnetz, Transitflüsse, 110 kV-Transite, 110 kV-Durchleitungen, Integration Erneuerbarer Energien

1 Einleitung

Die energiepolitische Gesetzgebung der Bundesregierung sieht den Wandel von fossilen Energieträgern hin zu einer erneuerbar geprägten und umweltschonenden Stromversorgung vor. So soll bis zum Jahr 2050 ein Anteil von 80% an der gesamten Stromerzeugung aus EE-Anlagen stammen. Zur Förderung von EE-Anlagen ist daher das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten [1]. Infolge der darin festgeschriebenen Anreize ist die installierte Leistung aus EE-Anlagen in jüngster Vergangenheit rasant angestiegen.

Aufgrund der typischerweise geringen Anlagengröße werden erneuerbare Energien bevorzugt im Verteilungsnetz angeschlossen. Das führt zu einem veränderten Wirk- und Blindleistungshaushalt in der gesamten Verteilungsnetzebene [2]. So kann es zu lokalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbraucherlast kommen, was in einer Rückspeisung in höhere

Spannungsebenen resultiert [3]. Entgegen der früheren Verteilungsaufgabe des 110 kV-Hochspannungsnetzes übernimmt dieses somit immer häufiger Transportaufgaben mit steigenden Leitungsbelastungen. Diese Entwicklungen gehen direkt mit der Notwendigkeit einher, die aktuelle Netzstruktur zu erweitern und auf aktuelle Entwicklungen auszulegen. Neben geplanten Netzausbaumaßnahmen für das deutsche Übertragungsnetz besteht damit auch das Erfordernis, die jeweiligen Verteilungsnetze auszubauen [3, 4].

Darüber hinaus führen Stromtransite innerhalb der Hochspannungsebene zu höheren Leitungsbelastungen, die aus der vermaschten Netztopologie von Hochspannungsnetzen sowie der elektrischen Kopplungen zwischen der Übertragungs- und der Hochspannungsebene resultieren. Steigende Leitungsauslastungen im Höchstspannungsnetz gehen somit direkt mit höheren Stromtransiten in der Hochspannungsebene einher. Das Ziel dieses Beitrages ist daher die Ermittlung und Quantifizierung von Transitflüssen in der Hochspannungsebene durch Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz. Das Verfahren wird auf einem integrierten Netzmodell der Höchst- und Hochspannungsebene angewendet, bei dem Einspeisungen aus EE-Anlagen Hochspannungsnetzknotten postleitzahlscharf zugeordnet sind. Mittels Netzsimulationen des Jahres 2010 können so die Transitflüsse für ein gesamtes Jahr berechnet und statistisch ausgewertet werden.

2 Analyse und Modellbildung

2.1 Transitflüsse

Transitflüsse, auch 110 kV-Durchleitungen genannt, bezeichnen Leistungsflüsse bzw. Ströme innerhalb der Hochspannungsebene, die durch Flüsse in der Höchstspannungsebene hervorgerufen werden. Die Ursache von Transitflüssen ist die elektrische Kopplung und starke Vermaschung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. So kann es bei entsprechenden Schaltzuständen vorkommen, dass Hochspannungsleitungen direkt parallel zu Höchstspannungsleitungen verlaufen. Abbildung 1 soll diesen Effekt mit Hilfe eines Netzausschnittes verdeutlichen. Dabei ist \underline{I}_1 der in Knoten 1 hineinfließende Strom. Dieser teilt sich gemäß den Kirchhoffschen Gesetzen in den Strom auf der Höchstspannungsleitung $\underline{I}_{12}^{H\ddot{o}S}$ und den Strom in der Hochspannungsebene \underline{I}^{HS} auf. Dabei gilt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Spannungsebenen folgender Zusammenhang:

$$\underline{I}^{HS} = \frac{U_{H\ddot{o}S}}{U_{HS}} \cdot \underline{I}_1 \cdot \frac{Z_{12}}{Z_{HS} + Z_{12}} \quad (1)$$

Dabei ist die Impedanz des Höchstspannungsnetzes Z_{12} klein gegenüber der des Hochspannungsnetzes Z_{HS} [5]. Demzufolge ist ein kleiner Strom auf der Hochspannungsleitung gegenüber dem Strom auf der Höchstspannungsleitung zu erwarten. Das bedeutet jedoch nicht, dass dieser Transitfluss zu vernachlässigen ist, da die Transportkapazität von Höchstspannungsleitern deutlich größer als die von Hochspannungsleitern ist. Je nach Richtung der Transitflüsse können diese die Belastung der Hochspannungsebene verstärken oder auch kompensieren. Aufgrund der komplexen vermaschten Struktur des Hochspannungsnetzes ist eine analytische Lösung der Problemstellung nicht möglich.

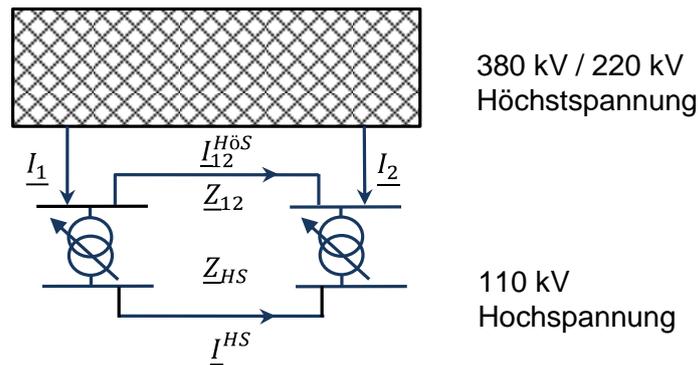


Abbildung 1: Transitflüsse in der Hochspannungsebene

2.2 Modellierung des deutschen Hochspannungsnetzes

2.2.1 Abbildung der Netztopologie

Zur Modellierung des deutschlandweiten Hochspannungsnetzes werden ausschließlich öffentlich verfügbare Daten herangezogen. Die Datengrundlage ist dabei das OpenStreetMap-Projekt (OSM), das weltweit Geodaten sammelt und diese datenbankbasiert kartographisch darstellt [6]. Die grundlegenden Elemente dieser Darstellung sind Leitungen (Lines) und Schaltanlagen bzw. Sammelschienen (Busbars), die auf koordinatenscharfen Wegpunkten und Wegen basieren. Mithilfe weiterer Attribute lassen sich diese Elemente direkt in ein äquivalentes Knoten-Zweig-Modell des deutschen Hochspannungsnetzes überführen, siehe Abbildung 2. Für Leitungen sind die Nennspannung (Voltage), die Anzahl der Stromkreise (Systems) sowie die Anzahl der Leiter pro Phasen (Cables) bekannt. Da Informationen über Freileitungs- bzw. Kabeltypen nicht verfügbar sind, werden zur Abbildung des elektrischen Verhaltens in einem ersten Schritt Standardbetriebsmittel angenommen (Al/St 240/30mm² bzw. N2XS(FL)2Y1x185). Auch für Schaltanlagen sind keine weiteren Daten vorhanden, so dass vereinfacht von Einfachsammschienen ausgegangen wird.

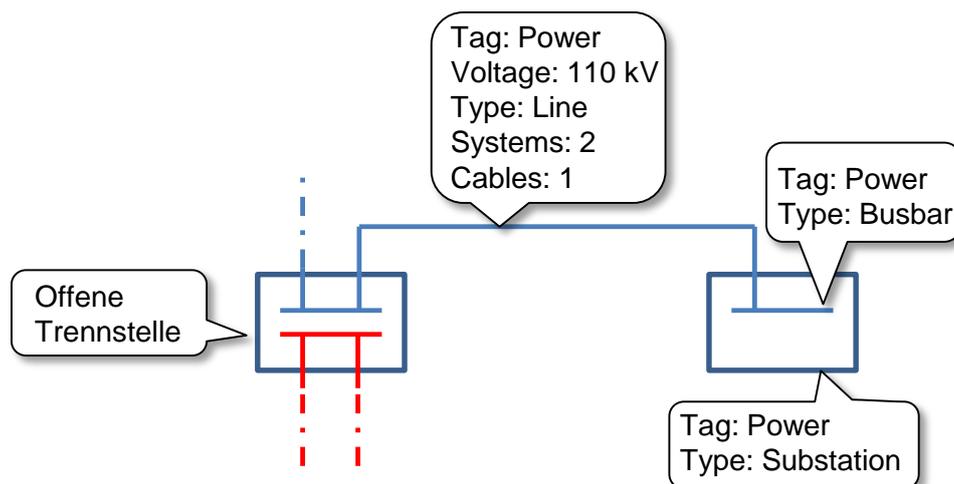


Abbildung 2: Abbildung von Netzelementen in OSM

Das so entstandene Netzmodell des deutschen Hochspannungsnetzes ist in Abbildung 3 zu sehen. Es umfasst etwa 87.000 km Leitungen, 4.000 HS-Schaltanlagen und 2.400 Verzweigungen und bildet somit die Netztopologie der Hochspannungsebene nahezu vollständig ab.

Zur Validierung des Netzmodells werden veröffentlichte Daten der Netzbetreiber herangezogen. Diese sind nach StromNEV §27 Abs. 2 verpflichtet, Informationen über Stromkreislängen von Kabel- und Freileitungen zu veröffentlichen. Hochspannungsnetzbetreiber sind darüber hinaus zur Bereitstellung von Netzschemaplänen gemäß KraftNAV §3 Abs. 1 angewiesen.

Zur Bestimmung von Transitflüssen des Übertragungsnetzes durch die Hochspannungsebene, muss in einem weiteren Schritt das Hochspannungsnetzmodell mit dem vorhandenen Modell des europäischen Höchstspannungsnetzes verknüpft werden [7]. Geeignete Verknüpfungspunkte von Höchst- und Hochspannungsschaltanlagen werden über euklidische Distanzen identifiziert. Dafür wird für jeden Höchstspannungsknoten der Hochspannungsknoten mit dem geringsten Abstand ermittelt. Es muss darauf geachtet werden, dass einerseits nicht mehrere Hochspannungsknoten einem Höchstspannungsknoten zugeordnet werden und andererseits kein Hochspannungsknoten mit einem weit entfernten Höchstspannungsknoten verknüpft wird. Ist Letzteres der Fall, wird an der Stelle des Höchstspannungsknoten ein neuer Hochspannungsknoten generiert. Zur Verbindung der Spannungsebenen werden Zweiwicklungstransformatoren mit typischen Betriebsmittelkennndaten ausgewählt. Die Anzahl und Bemessung der Transformatoren erfolgt redundant unter Berücksichtigung des $(n-1)$ -Kriteriums und anhand der aggregierten Last des Höchstspannungsknotens.

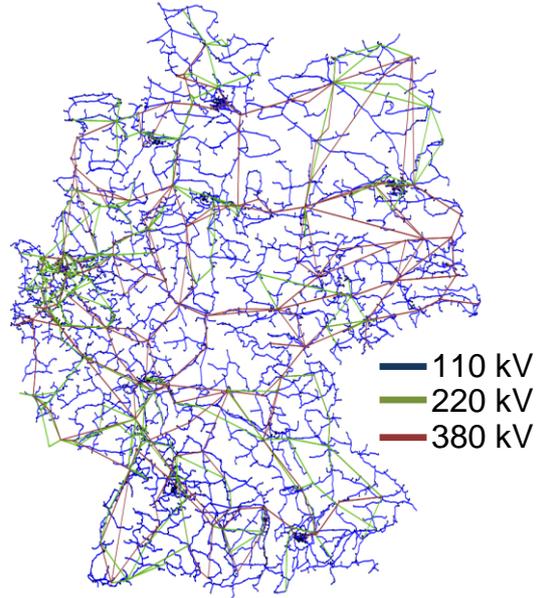


Abbildung 3: Modell des deutschen HS-Netzes

Das deutsche Hochspannungsnetz ist in Netzgebiete der verschiedenen Hochspannungsnetzbetreiber aufgetrennt und wird zur Begrenzung der Kurzschlussleistung innerhalb dieser galvanisch entkoppelt betrieben. Zur Abbildung dieser Netzgebiete wird eine Polygonzuordnung basierend auf Netzkarten vorgenommen [8]. Damit ist es möglich, alle Zweige und Knoten des Netzmodells einem Netzbetreiber eindeutig zuzuordnen, siehe Abbildung 4. Die Bestimmung der Netzgruppen wird mit Hilfe der veröffentlichten Netzschemapläne der Hochspannungsnetzbetreiber vorgenommen.

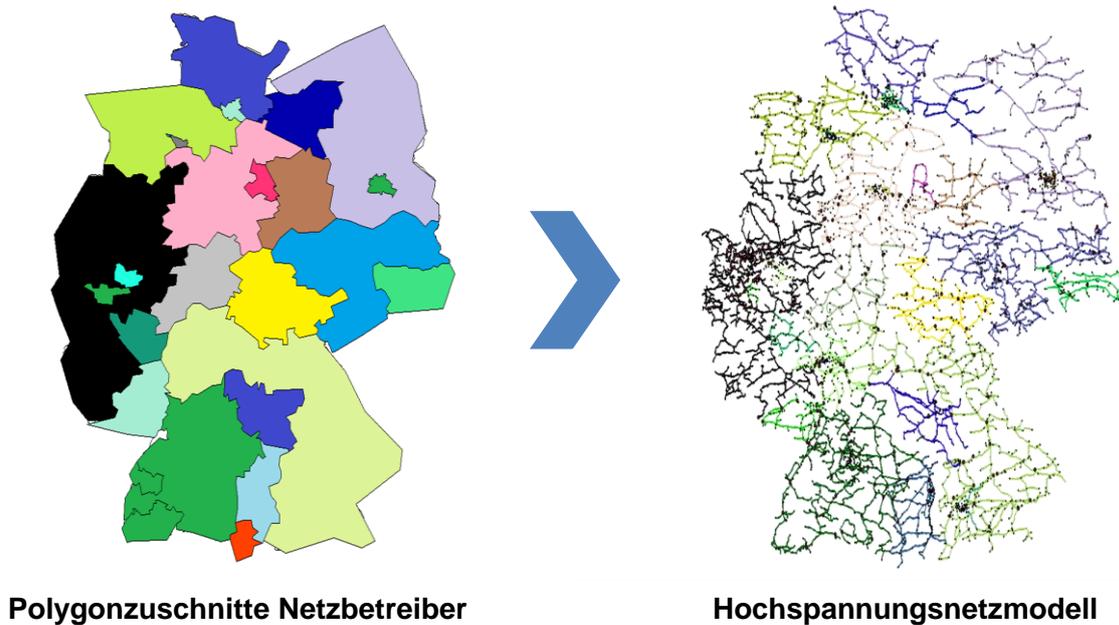


Abbildung 4: Ermittlung Netzgebiete

2.2.2 Abbildung der Versorgungsaufgabe

Um Netzberechnungen durchzuführen und Transitflüsse bestimmen zu können, ist die Abbildung der Versorgungsaufgabe des Netzmodells erforderlich. Dafür müssen Erzeugungseinheiten, die in der Hochspannungs- oder unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, entsprechenden Hochspannungsknoten zugeordnet werden.

Konventionelle, direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossene Kraftwerksblöcke können der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur entnommen werden [9]. Darin sind Angaben über den Anschlussknoten und das jeweilige Postleitzahlgebiet vorhanden, die eine Verknüpfung mit dem Hochspannungsnetzmodell ermöglicht. Die Zuordnung von Lasten und Einspeisungen aus erneuerbaren Energien zu Hochspannungsnetz-knoten erfolgt auf Grundlage öffentlich zugänglicher Quellen. Lasten lassen sich aus Angaben des statistischen Bundesamtes über das Bruttoinlandsprodukt und der Bevölkerungszahl eines Postleitzahlgebietes abschätzen [10]. Installierte Leistungen aller nach EEG vergüteten Anlagen werden im EEG-Anlagenregister veröffentlicht [11], welches sich regionalisiert auswerten lässt.

Die gewonnene postleitzahlscharfe Verteilung von Lasten und EE-Einspeisungen wird mittels einer Voronoi-Zerlegung Hochspannungsknoten zugeordnet [12]. Bei einer Voronoi-Zerlegung wird der betrachtete Raum in Voronoi-Regionen aufgeteilt. Diese haben die Eigenschaft, dass alle Punkte in einer Region einen geringeren Abstand zum Zentrum dieser Region haben, als zum Zentrum aller anderen Regionen. Die Schnittflächen der Voronoi-Regionen der Postleitzahlgebiete sowie der Hochspannungsknoten führt dann zu einer relativen Zuordnung von Einspeisungen und Lasten eines Postleitzahlgebietes auf einen Hochspannungsknoten, siehe Abbildung 5. Die resultierende Verteilung installierter Leistungen aus erneuerbaren Energien ist ebenfalls in Abbildung 5 abgebildet.

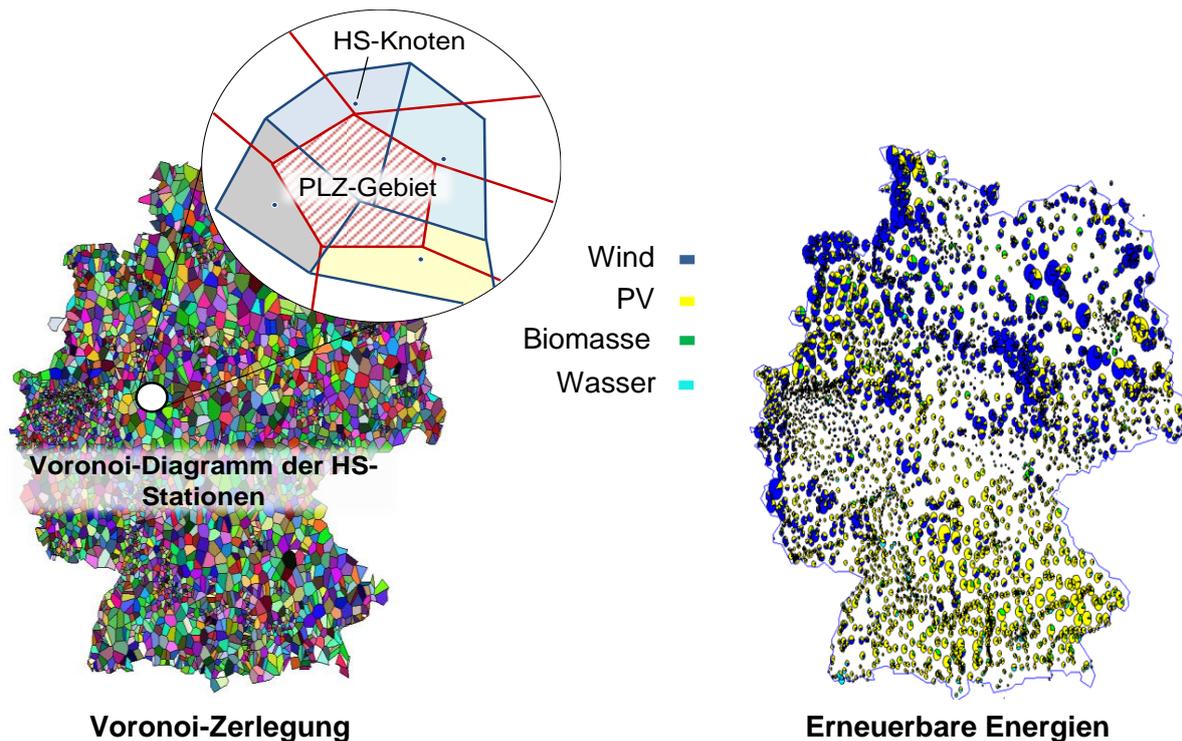


Abbildung 5: Voronoi-Diagramm und Einspeisungen EE-Anlagen

Methodik zur Bestimmung von Transitflüssen

Nach dem Superpositionsprinzip ist es möglich, den Ursprung eines Stromflusses diesem genau zuzuordnen [13]. Das ermöglicht eine genaue Bestimmung der Transitflüsse in der Hochspannungsebene, wie Abbildung 6 skizziert. Dazu werden in diesem Verfahren zwei Netzsimulationen durchgeführt. In einer ersten Simulation wird eine Lastflussrechnung des integrierten Hoch- und Höchstspannungsnetzes durchgeführt. Die dabei ermittelten Ströme können als Überlagerung der Wirkung des Höchstspannungsnetzes, also der Transitflüsse \underline{I}_l^{TF} , und der der Versorgungsaufgabe des Verteilungsnetzes \underline{I}_l^{ohneTF} interpretiert werden:

$$\underline{I}_l^{HS} = \underline{I}_l^{ohneTF} + \underline{I}_l^{TF} \quad (2)$$

Eine zweite Netzsimulation wird mit dem Hochspannungsnetzmodell durchgeführt, bei dem das Höchstspannungsnetzmodell verlustfrei und ohne Lasten bzw. Einspeisungen abgebildet wird. Die einzelnen Netzgebiete sind dabei über impedanzlose Leitungen in der Höchstspannungsebene verbunden. So wird gewährleistet, dass die Ströme in der Hochspannungsebene nur Folge der Last- und Einspeisesituation des Verteilungsnetzes sind.

$$\underline{I}_l^{HS} = \underline{I}_l^{ohneTF} \quad (3)$$

Durch Gleichsetzen und Umformen von (2) und (3) ergeben sich schließlich die Transitflüsse:

$$\underline{I}_l^{TF} = \underline{I}_l^{ohneTF} - \underline{I}_l^{HS} \quad (4)$$

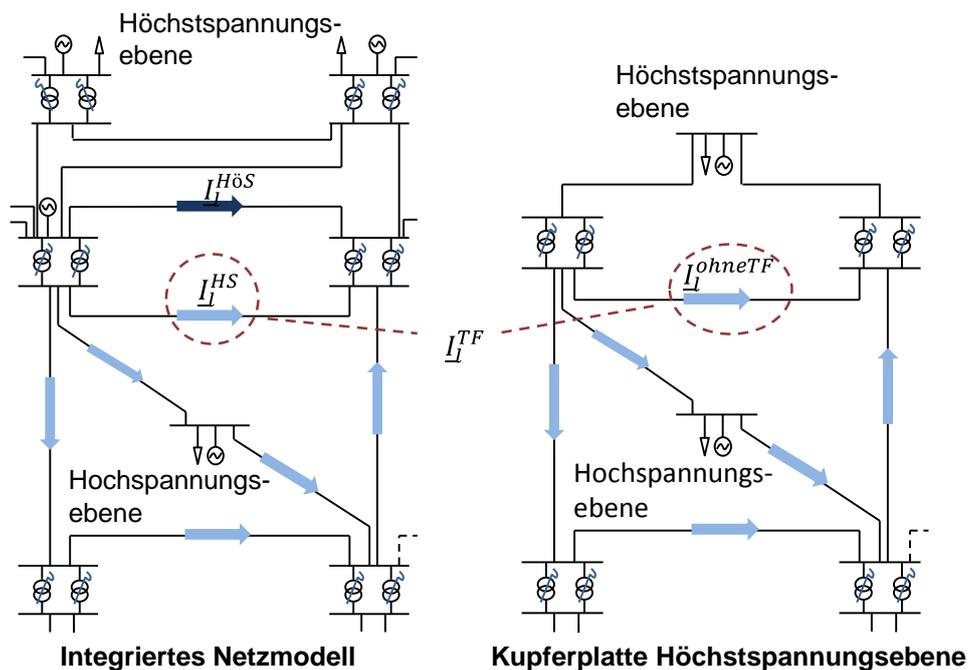


Abbildung 6: Methodik zur Bestimmung von Transitflüssen

3 Exemplarische Untersuchungen

Im Rahmen der Untersuchungen soll die Funktionalität des Verfahrens in exemplarischer Weise aufgezeigt und die Transitflüsse in der Hochspannungsebene für das Jahr 2010 bestimmt werden. Der Kraftwerkseinsatz in der Höchstspannungsebene sowie Zeitreihen für EE-Anlagen und Lasten basieren auf einem am IAEW entwickelten Marktsimulationsverfahren [14], das für jeden Kraftwerksblock sowie jede EE-Einspeisung und Last den stündlichen Einsatz des Jahres 2010 bestimmt. Die installierten Leistungen für EE-Anlagen und Lasten sind Tabelle 1 zu entnehmen.

| Installierte Leistung 2010 | Last | PV | Wind |
|-------------------------------|-------|---------|---------|
| | 85 GW | 12,8 GW | 22,3 GW |

Im ersten Teil werden die *Tabelle 1: angenommene Versorgungsaufgabe* Ergebnisse für den gesamten deutschen Hochspannungsnetzbereich für eine ausgewählte Stunde beschrieben. Daraufhin werden die ermittelten Transitflüsse für das gesamte Jahr 2010 präsentiert und die Resultate im Detail analysiert.

3.1 Untersuchungsmethodik

Das vorgestellte Verfahren wird für 8760 Stunden des Jahres 2010 durchgeführt. Die Ergebnisse der Netzsimulationen werden darauffolgend statistisch ausgewertet. Dabei wird die abgebildete Grundgesamtheit der bestimmten Transitflüsse durch das 95%-Quantil und durch

das 5%-Quantil beschrieben. Somit wird für jede Hochspannungsleitung eine Auswertung vorgenommen, um anhand dessen eine statistisch fundierte Aussage über die Transitflüssen in verschiedenen Netznutzungssituationen treffen zu können.

3.2 Ergebnisse der Netzsimulation

3.2.1 Gesamtdeutsche Simulation

Abbildung 7 zeigt exemplarisch für einen ausgewählten Netznutzungsfall den Anteil von Transitflüssen an der Leitungsbelastung in der Hochspannungsebene. Dabei ist eine deutliche geographische Inhomogenität innerhalb Deutschlands festzustellen. Obwohl beim Großteil der Leitungen ein nur geringer Einfluss von Transitflüssen festzustellen ist, sind einzelne Leitungen bis zu 30% durch Transitflüsse belastet. Vor allem im Bayern, Nordrhein-Westfalen sowie Niedersachsen kommt es zu hohen Transitflüssen. Dahingegen sind im Bereich Baden-Württemberg nahezu keine Transitflüsse ermittelt worden. Das kann zum einen durch hohe Leistungsflüsse in der Höchstspannungsebene in diesen Gebieten begründet werden. Zum anderen beeinflusst die sehr individuelle Netztopologie der Hochspannungsnetzgebiete sowie die galvanische Trennung von Netzgebieten die Transitflüsse deutlich. Diese Ergebnisse zeigen, dass Transitflüsse in der Hochspannungsebene einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Leitungsbelastung haben. Um die Transitflüsse jedoch genauer bewerten zu können, wird im Folgenden ein ausgewählter Hochspannungsnetzbereich genauer betrachtet und die Ergebnisse von 8760 Netznutzungsfällen des Jahres 2010 vorgestellt.

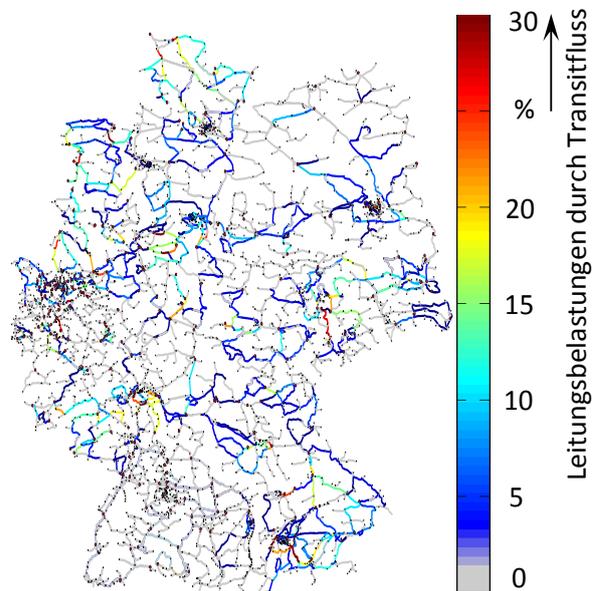


Abbildung 7: Transitflüsse innerhalb der deutschen Hochspannungsebene

3.2.2 Ausgewählter Hochspannungsnetzbereich

In Abbildung 8 sind die Simulationsergebnisse für einen ausgewählten Netzbereich eines Hochspannungsnetzbetreibers dargestellt. Dabei bildet die linke Darstellung die Transitflüsse für eine ausgewählte Netznutzung ab. Die rechte Darstellung zeigt die statistische Auswertung für das gesamte Jahr 2010.

Die Hochspannungsleitung zwischen den Umspannwerken 1 und 2 ist in der ausgewählten Netznutzung zu 23% durch Transitflüsse belastet. Dies liegt daran, dass die jeweiligen Höchst- und Hochspannungsleitungen eine ähnliche Stromkreislänge aufweisen und die Lastflussrichtung auf beiden Leitungen gleich ist. Darüber hinaus sind alle drei Hochspannungsringe zwischen den Umspannwerken 2 und 3 zwischen 3% und 10% durch Transite der Höchstspannungsleitungen ausgelastet.

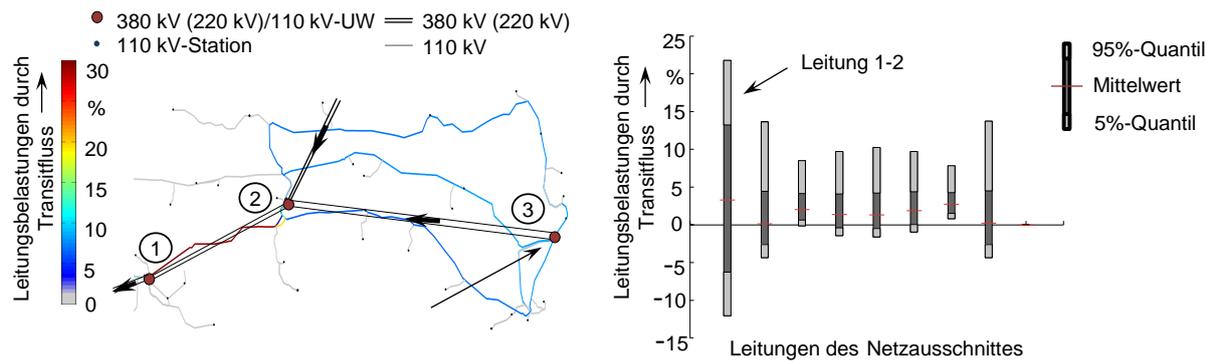


Abbildung 8: Transitflüsse im Netzgebiet eines Hochspannungsnetzbetreibers

Die statistische Auswertung der Transite des gesamten Jahres 2010 zeigt, dass die Leitung 1-2 im Mittel durch Transitflüsse zusätzlich belastet wird. In 95% der Fälle liegt der Anteil von Transitflüssen auf dieser Leitung sogar oberhalb von 14%. Auch die anderen Leitungen in diesem Netzbereich erfahren im Mittel zusätzliche Belastung durch Transitflüsse. Die Auswertung zeigt aber auch, dass es in mehr als 5% aller Netznutzungsfälle zu einer Entlastung der Hochspannungsleitung 1-2 kommt. Das bedeutet, dass neben der regional unterschiedlichen Belastungen durch Transitflüsse, diese auch vom Zeitpunkt abhängen und stark volatil sind.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass Transitflüsse einen erheblichen Anteil an der Leitungsbelastung im Hochspannungsnetz ausmachen können. Besonders bei der Planung von Netzausbaumaßnahmen müssen diese berücksichtigt werden.

4 Zusammenfassung

Zur Ermittlung von Transitflüssen innerhalb der Hochspannungsebene ist ein integriertes Höchst- und Hochspannungsnetzmodell entwickelt worden. Dafür wurde anhand öffentlich verfügbarer Daten ein gesamtdeutsches Hochspannungsnetzmodell erstellt und dieses in das bestehende europäische Höchstspannungsnetzmodell integriert. Die Netztopologie wurde dabei aus Daten des OpenStreetMap-Projektes abgeleitet. Den so gewonnenen Hochspannungsknoten konnten daraufhin anhand Polygonzuschnitten EE-Anlagen und Lasten zugeordnet werden. Datengrundlage dafür waren das regional ausgewertete EEG-Anlagenregister sowie die Wertschöpfungskraft eines Postleitzahlgebietes und deren Bevölkerungszahlen. Das so entstandene Netzmodell umfasst etwa 87.000 km Leitungen, 4.000 HS-Schaltanlagen sowie 2.400 Verzweigungen und bildet somit die Netztopologie der Hochspannungsebene nahezu vollständig ab. Anhand von Strukturmerkmalen sowie Netzschemaplänen einzelner Hochspannungsnetzbetreiber konnte das Hochspannungsnetz validiert werden.

Die Methodik zur Ermittlung von Transitflüssen innerhalb der Hochspannungsebene basiert auf dem Superpositionsverfahren. Durch die alternative Abbildung des Höchstspannungsnetzbereiches als Kupferplatte ergeben sich Leitungsbelastungen ohne Transitflüsse, welche mit Leitungsbelastung des integrierten Hoch- und Höchstspannungsnetzes verglichen wurden.

Die Ergebnisse der Netzsimulationen zeigen, dass sich für unterschiedliche Netznutzungen sowohl geographisch als auch zeitlich differenzierte Belastungen durch Transitflüsse ergeben.

Der Anteil der Transitflüsse an der Leitungsbelastung beträgt teilweise bis zu 30% und muss daher berücksichtigt werden. Somit lässt sich zeigen, dass eine integrierte Modellierung des Höchst- und Hochspannungsnetzbereiches eine genauere Quantifizierung der Leitungsbelastungen innerhalb der Hochspannungsebene ermöglicht.

5 Referenzen

- [1] „Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien,“ in *Bundesgesetzblatt*, Juli 2011, p. 1634.
- [2] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetz in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [4] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [5] A. Moser, Fehler und Stabilität in Elektrizitätsversorgungssystemen, Aachen: Klinkenberger Verlag, 2012.
- [6] „OpenStreetMap,“ OpenStreetMap Foundation, August 2013. [Online]. Available: <http://www.openstreetmap.de>.
- [7] 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.
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, *Karte der Stromnetzbetreiber*, Juli 2010.
- [9] „Bundesnetzagentur Kraftwerksliste,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.bundesnetzagentur.de/>.
- [10] „Statistisches Bundesamt,“ 2013. [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/Startseite.html>.
- [11] „EnergyMap,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.energymap.info/download.html>.
- [12] A. Okabe, B. Boots, K. Sugihara und N. Chiu, „Spatial Tessalations: Concepts and Applications of Voronoi Diagrams,“ Jon Wiley & Sons, New Jersey, 2000.
- [13] H. Czichos, HÜTTE - Das Ingenieurwissen, Akademischer Verein Hütte e.V, 2012.
- [14] T. Mirbach, Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Aachen: ABEV Bd. 128: Klinkenberg Verlag, 2009.