

# UNTERSUCHUNG DER FORMULIERUNG VON LEISTUNGSFLUSS-RESTRIKTIONEN AUF DIE RECHENZEIT EINER ENGPASSMANAGEMENT-SIMULATION

Lukas HEIN<sup>1\*</sup>, Matthias PREUß<sup>1\*</sup>, Tobias SOUS<sup>1\*</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

## Einleitung und Motivation

Durch die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen ändert sich das elektrische Energiesystem signifikant. Der geplante Zubau erneuerbarer Energie Anlagen hat einen starken Einfluss auf das aktuelle elektrische Energiesystem. Aus der Dargebotsabhängigkeit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energie folgt, dass die Erzeugung zunehmend lastfern geschieht, wodurch der Übertragungsbedarf durch das Übertragungsnetz zunimmt. Der verzögerte Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes hat zur Folge, dass der Bedarf an Engpassbehebungsmaßnahmen steigt [1]. Erneuerbaren Energien Anlagen sind vornehmlich kleiner als Kraftwerke, wodurch die Anzahl der Akteure zunimmt. Hierdurch steigt die Komplexität des Engpassmanagements.

Allerdings bedürfen aktuelle Fragestellungen, wie bspw. Planung von Netzausbau [2], Validierung von Gebotszonen [3], häufig viele und schnelle Engpassmanagement-Simulation. Aus diesem Grund gilt es die Engpassmanagement-Simulation möglichst zeiteffizient ohne einen Verlust der Güte durchführen zu können. Engpassmanagement-Simulationen basieren in der Regel auf der Optimierung der Kosten für Engpassmanagement unter Einhaltung technischer und betrieblicher Grenzwerte. Als Nebenbedingungen fließt die Begrenzung der Leistungsflüsse auf allen Leitungen und Transformatoren im Übertragungsnetz ein. Die Formulierung der Leistungsflussrestriktionen stellen dabei einen Hebel zur Reduktion der Rechenzeit dar. In der Literatur werden verschiedene Implementierungsmöglichkeiten vorgestellt. Eine detaillierte Betrachtung der Implementierungsmöglichkeiten und deren Vergleich anhand eines konsistenten Modells wurde bereits in [4] durchgeführt. Das Ziel dieses Papers liegt daher in der Validierung der Erkenntnisse sowie der Erweiterung des bestehenden Modells um Ausfallbetrachtungen und Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen, da diese speziell im Engpassmanagement zukünftig relevanter werden. Die Modellierung des Engpassmanagement erfolgt in diesem Paper als lineares Optimierungsproblem, daher werden bei der Formulierung der Leistungsflussgleichungen lediglich lineare Implementierungen berücksichtigt.

## Analyse und Modellbildung

### *Wechselstrom Leistungsflussgleichungen*

Die Leistungsflüsse in einem elektrischen Netz ergeben sich anhand physikalischer Gesetzmäßigkeiten gemäß der Leitungsimpedanzen. Diese können bei einem mit Wechselstrom betriebenen Übertragungsnetz durch trigonometrische Funktionszusammenhänge beschrieben werden. Im Allgemeinen werden zur Lösung dieser nichtlinearen, trigonometrischen Funktionen iterative Verfahren, wie das Newton-Raphson-Verfahren, verwendet. Diese iterativen Verfahren benötigen eine lange Rechenzeit und eignen sich daher nur bedingt für rechenzeitintensive Simulationen. Eine Berücksichtigung der nichtlinearen Gleichungen in einem Optimierungsproblem führen zusätzlich zu einer erheblichen Komplexitätssteigerung. Daher ist die Linearisierung der Leistungsflussgleichungen sinnvoll.

### *Linearisierten Wirkleistungsfluss*

Im Übertragungsnetz ist es möglich unter bestimmten Annahmen die nichtlinearen, trigonometrischen Leistungsflussgleichungen zu linearisieren und dadurch linearisierte Wirkleistungsflussgleichungen zu

---

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen, Netze Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW, RWTH Aachen), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 241 80 96721, [l.hein@iaew.rwth-aachen.de](mailto:l.hein@iaew.rwth-aachen.de), <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW/>

ermitteln. Dieses Vorgehen ist gängige Praxis und führt zu einer schnelleren Berechnung der Leistungsflüsse und erzielt hinreichend genaue Ergebnisse. Insgesamt werden dem linearisierten Wirkleistungsfluss 3 Annahmen für das Übertragungsnetz unterstellt [4]:

1. Verhältnis von  $R$  zu  $X$  ist klein ( $R \ll X$ )
2. Einheitliches Spannungsniveau  $|U| = 1$  p.u.
3. Winkeldifferenz zwischen den Knoten klein  $\Delta\delta$  klein  $\rightarrow \sin(\Delta\delta) \approx \Delta\delta$

Die Abbildung des linearisierten Wirkleistungsfluss ist anhand von drei mathematischen Formulierungen möglich, die in Tabelle 1 aufgeführt sind und im Rahmen des Paper untersucht werden. In der Literatur [5], [6] und [7] sind Beschreibungen der mathematischen Formulierungen zu finden.

Tabelle 1: Mathematische Formulierungen des linearisierten Wirkleistungsflusses

PTDF-Formulierung [5]	Winkeldifferenzen [6]	Maschengleichungen [7]
$P_l = PTDF^{l \times N} \cdot P_N$	$P_l = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_i - \delta_j)$	$\sum_{l \in L} C_{l,c} X_l P_l = 0$
$P_l$ : Leistungsfluss auf Leitung $l$ $P_N$ : Vektor der Einspeiseleistungen der Knoten	$P_l$ : Leistungsfluss auf Leitung $l$ $X_l$ : Reaktanz der Leitung $l$ $\delta_i$ : Phasenwinkel der Spannung am Knoten $i$	$P_l$ : Leistungsfluss auf Leitung $l$ $X_l$ : Reaktanz der Leitung $l$ $C_{l,c}$ : Matrix zur Beschreibung unabhängiger Maschen $c$ : Unabhängige Maschen

## Ergebnisse und Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Papers ist eine Engpassmanagement-Simulation implementiert worden, in der die vorgestellten Formulierungen des linearisierten Leistungsflussrestriktionen hinsichtlich ihrer Rechenzeit untersucht werden können.

Das zugrunde gelegte Untersuchungsszenario beschreibt ein zukünftiges europäisches Übertragungsnetz. Die zugrunde gelegte europäische Strommarktsimulation bezieht sich auf Kontinentaleuropa. Für die Untersuchungen wird eine Fokusregion ausgewählt anhand derer die Engpassmanagement-Simulation validiert wird. Auf diese werden anschließend die verschiedenen Formulierungen der Leistungsflussgleichung angewendet und ausgewertet.

Insgesamt zeigt sich, dass die Formulierung der PTDF-Matrix am längsten für die Engpassmanagement-Simulation benötigt. Sowohl die Formulierung über die Maschengleichungen als auch über die Winkeldifferenzen zeigen erheblich geringere Rechenzeit. Dies bestätigt die Ergebnisse aus [4], weshalb die Verwendung einer dieser Formulierungen für weitere Untersuchungen empfohlen wird.

## Referenzen

- [1] Risse, O.; Cyril, S.; Erlach, B.: Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, 2020 ([https://www.leopoldina.org/uploads/tx\\_leopublication/2020\\_SN\\_E-SYS\\_Netzengpaesse.pdf](https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_E-SYS_Netzengpaesse.pdf))
- [2] 50Hertz GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023
- [3] Felling, T.; Solving the Bi-level Problem of a closed Optimization of Electricity Price Zone Configurations using a Genetic Algorithm, Energy Economics, 2019
- [4] Hörsch, J.; Ronellenfitch, H.; Witthaut, D.; Brown, T.: Linear optimal power flow using cycle flows. In: Electric Power Systems Research 158, S. 126–135. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.12.034, 2018
- [5] Bergh, K van den; Delaure, E.; D'haeseleer, W.: DC power flow in unit commitment models. TIME working Paper – Energy and Environment, 2014
- [6] Polster, S., Renner, H.: Berechnung elektrischer Energienetze, 2017
- [7] Hörsch, J.; Brown, T.: The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios, 2017