

BEITRAG ZUR TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN VERTEILNETZES UND AUSWIRKUNGEN GESETZLICHER ÄNDERUNGEN

Tom STEFFEN^{1(*)}, Béla WIEGEL¹, Christian BECKER¹

Einleitung

Mit dem Pariser Klimaabkommen hat sich die internationale Gemeinschaft verpflichtet, die globale Erwärmung zu begrenzen. Um dieses zu erreichen werden zunehmend energieintensive Verbraucher elektrifiziert, welche die benötigte Energie direkt aus Erneuerbaren Energien umsetzen und damit zur Dekarbonisierung beitragen. Somit werden in den vergangenen Jahren vermehrt Elektroautos (EVs), elektrische Wärmepumpen (EHPs) und elektrische Haushaltsspeichersysteme (BESs) subventioniert und ausgebaut. Um hohe Investitionskosten für den Ausbau des Energienetzes zu vermeiden, handeln die Entscheidungsträger nach dem NOXVA Prinzip [1]. Diese Strategie lässt sich auch in der aktuellen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) § 14a wiedererkennen. Die Neuausgestaltung des Gesetzestextes sieht dabei vor, dass Betreiber elektrischer Verteilnetze den Verbrauch sogenannter Steuerbarer Verbrauchseinheiten (SteuVE) in Notsituationen begrenzen können [2]. Ziel der Untersuchungen dieses Papers ist die Analyse der Häufigkeit und Höhe auftretender Engpässe im Verteilnetz und inwieweit die Gesetzesänderung zur Vermeidung auftretender Engpässe beitragen kann. Dabei untersuchen die Autoren repräsentative Verteilnetztopologien, basierend auf dem SimBench Datensatz [3], mit heutiger, intermediärer und zukünftiger Technologiedurchdringung unter Einbezug unterschiedlicher Wetterszenarien. Die entwickelten Modelle berücksichtigen dabei sektorspezifische Interaktionen und basieren auf der Open-Source TransiEnt Bibliothek [4] zur Modellierung von sektorgekoppelten Energiesystemen. Weiterhin wird ein §14a-konformes Engpassmanagement aufgebaut und die Auswirkung auf die Engpasssituation analysiert und bewertet. Erste Ergebnisse zeigen, dass insbesondere in zukünftigen Niederspannungsnetzen strombedingte Engpässe zu erwarten sind und häufiges Engpassmanagement notwendig werden könnte.

Methodik

Das in dieser Arbeit verwendete Modellierungskonzept basiert auf den Methoden und Szenarien aus den vorangegangenen Veröffentlichungen [5 - 7]. Dabei wird ein Bottom-Up-Ansatz gewählt, welcher die detaillierte Modellierung von Prosumer-Haushalten vorsieht. Darauf aufbauend werden ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetztopologien aus dem SimBench-Datensatz in der Modellierungssprache Modelica mit hohem Detailgrad nachgebildet und untersucht. Zur Identifikation von Engpassituationen werden die strom- und spannungsbasierten Grenzen herangezogen. In dieser Arbeit wird ein strombedingter Engpass als Überschreitung des thermischen Grenzstroms I_{max} des betrachteten Kabeltyps verstanden. Spannungsbasierte Engpässe werden, der europäischen Norm EN 50160 folgend, als Abweichung der 10-Minuten-Mittelwerten des Spannungseffektivwerts U um mehr als 10% gegenüber der Nennspannung U_N verstanden. Nach der Analyse der Szenarien wird ein §14a-konformes Engpassmanagement implementiert. Dabei werden in Engpasssituationen SteuVE, in den hier betrachteten Szenarien BESs, EHPs und Ladeinfrastruktur für EVs, mit maximaler Wirkleistungsaufnahme $P_{max} > 4,2 \text{ kW}$ diskriminierungsfrei abgeregelt. Methodisch wird dabei die Sensitivität der Leistungsänderung gegenüber der sich im Engpass befindlichen Netzzustandsgröße zu Grunde gelegt.

Vorläufige Ergebnisse

Im Folgenden werden für unterschiedliche Technologiedurchdringung eines beispielhaften Niederspannungsnetz, basierend auf dem SimBench *1-LV-rural2--0-no_sw* Datensatz, die Leitungsbelastung sowie die Knotenspannungen über einen Simulationszeitraum von 30 Tagen

¹ Institut für Elektrische Energietechnik - Technische Universität Hamburg, Harburger Schloßstraße 36 21073 Hamburg Deutschland, Tel.: +49 40 42878 3213, {tom.steffen, bela.wiegel, c.becker}@tuhh.de, <https://www.tuhh.de/ieet/startseite>

betrachtet, siehe Abbildung 1. Das zugrundeliegende Wetterszenario basiert auf den Wetterdaten des Deutschen Wetterdiensts (DWD) aus dem Januar 2020 für Hameln (Niedersachsen). Es fällt auf, dass sowohl die Leitungsauslastung aber auch die Knotenspannung sich vom heutigen Technologiemitmix hin zum zukünftigen Szenario deutlich verändern. Die Leitungsauslastung im heutigen Szenario weist dabei kaum kritisches Verhalten hinsichtlich beider Kriterien auf. Im Zukunftsszenario hingegen wird in dieser Topologie die Leitungsauslastung an 80 % der Tage überschritten. Die Grenzen des Spannungsbandes werden an 8 von 30 Tagen im 10-Minuten-Mittel nicht eingehalten. Somit sind in dieser Topologie strombedingte Engpässe deutlich wahrscheinlicher als spannungsbedingte Engpassituationen, was sich auf die niedrigen Leitungslängen in dieser Topologie zurückführen lässt. Nächste Schritte in der Untersuchung sind nun, wie die Novelle des § 14a (EnWG) mit der aktuell definierten Eingriffsmöglichkeit in SteuVE diese Engpässe beheben können, und ob es zu Nachholeffekten oder ggfs. zu einer Verschiebung von Engpässen kommt.

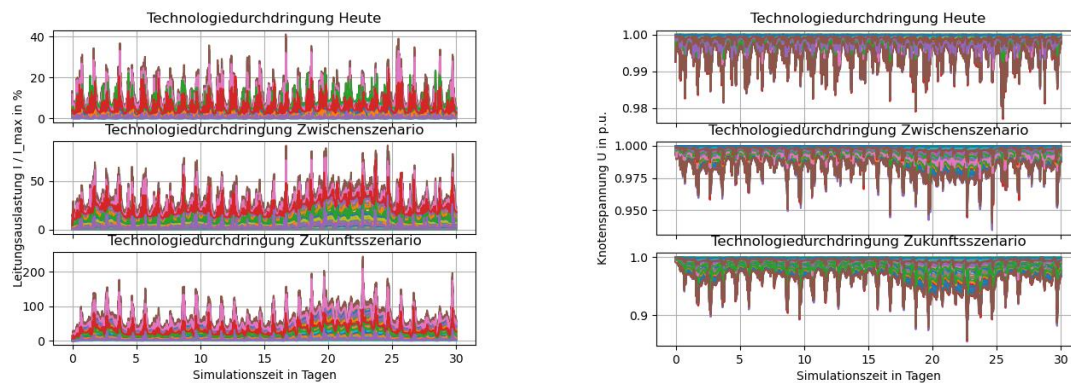


Abbildung 1: Vergleich von Leitungsauslastung und Knotenspannung gegenüber den Technologiedurchdringungsszenarien (heute, Zwischen- und Zukunftsszenario) am Beispiel eines ländlichen Niederspannungsnetzes.

Referenzen

- [1] Volk, K., Konermann, M. (2020). Smart Grids – die Enabler der Smart Cities. In: Etezadzadeh, C. (eds) Smart City – Made in Germany. Springer Vieweg, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-27232-6_33.
- [2] Bundesnetzagentur (2023). Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=877500.
- [3] S. Meinecke et al., "SimBench — A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis," *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, Jun. 2020.
- [4] Senkel, C. Bode, J.-P. Heckel, O. Schülting, G. Schmitz, C. Becker, and A. Kather, "Status of the transient library: Transient simulation of complex integrated energy systems," *14th Modelica Conference 2021*, pp. 187–196, 09 2021.
- [5] K. Hoth, T. Steffen, B. Wiegel, A. Youssfi, D. Babazadeh, M. Venzke, C. Becker, K. Fischer, and V. Turau, "Holistic simulation approach for optimal operation of smart integrated energy systems under consideration of resilience, economics and sustainability," *Infrastructures*, vol. 6, no. 11, p. 150, oct 2021.
- [6] T. Steffen, B. Wiegel, D. Babazadeh, A. Youssfi, C. Becker, and V. Turau, "Generation of realistic smart meter data from prosumers for future energy system scenarios," *10th Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, NEIS 2022*, 2022.
- [7] Wiegel, T. Steffen, D. Babazadeh and C. Becker, "Towards a more comprehensive open-source model for interdisciplinary smart integrated energy systems," *2023 11th Workshop on Modelling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, San Antonio, TX, USA, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/MSCPES58582.2023.10123432.