

Die Belastbarkeit von Freileitungen durch Künstliche Intelligenz genauer prognostizieren

Gabriela Molinar

Wie können durch maschinelles Lernen Wetterprognosen zur Vorhersage von Netzauslastungen genutzt werden? Mit Hilfe eines verteilten Sensornetzsystems und Methoden der Künstlichen Intelligenz kann die Energieübertragung über existierende Netze signifikant verbessert werden.

Die Erhöhung des Anteils volatiler erneuerbarer Energiequellen im deutschen Energieversorgungssystem ist eine Herausforderung für die Netzbetreiber. Ein Beispiel ist die erwünschte Zunahme der Nord-Süd-Übertragung von Windenergie in Deutschland, die aber auf Grund der begrenzten Netzkapazitäten zu einer Erhöhung der Engpässe in den Freileitungen führt, die durch Stromzukauf bei den Nachbarn (Frankreich) oder Verkauf von Windstrom mit Negativpreisen sich direkt in den Stromkosten der Endverbraucher niederschlägt.

Neben dem Ausbau von Freileitungen ist das sog. Dynamic Line Rating eine Verbesserung, bei dem in Abhängigkeit vom Wetter mehr Strom übertragen werden kann als im bisher üblichen statischen Betrieb. Die Maximallast wird dabei unter Worst-Case-Betrachtungen ermittelt, obwohl im Winter, in der Nacht oder bei Regen bis zu einem Faktor zwei mehr übertragen werden kann.

Anhand einer Probeleitung der Transnet-BW kann gezeigt werden, dass ein möglicher Zuwachs im Mittel von ca. 28 % der Stromtragfähigkeit eine Reduzierung der Kosten für Engpassmaßnahmen um ca. 55 % bedeuten würde. Die Kosten der Engpassmaßnahmen lagen im Mittel der Jahre 2018 und 2019 in Deutschland bei ca. 1,3 Mrd. €.

Dieser Vorteil kann nur vom Netzbetreiber wahrgenommen werden, wenn eine Belastbarkeitsprognose für die Stromerzeugungsgplanung der konventionellen Kraftwerke zur Verfügung steht.

Das in einer aktuellen Arbeit*) vorgestellte System prognostiziert die Belastbarkeit von Freileitungen für 48 Stunden, mit einer Verbesserung der Prognosegenauigkeit im

Vergleich zum Stand der Technik von 6 % im Durchschnitt. Der Ansatz passt die meteorologischen Vorhersagen an die lokale Wettersituation entlang der Leitung an. Diese Anpassungen sind aufgrund von Veränderungen der Topographie entlang der Leitungstrasse und Windschatten der umliegenden Bäume notwendig, da durch die meteorologischen Modelle diese nicht beschrieben werden können.

Außerdem ist das in dieser Arbeit entwickelte Modell in der Lage, die Genauigkeitsabweichungen der Wettervorhersage zwischen Tag und Nacht abzugleichen, was vorteilhaft für die Strombelastbarkeitsprognose ist. Die Zuverlässigkeit und deswegen auch die Effizienz des Stromerzeugungsplans für die nächsten 48 Stunden wurde um 10 % gegenüber dem Stand der Technik erhöht.

Des Weiteren wurde in Rahmen dieser Untersuchung ein Verfahren für die Positionierung der Wetterstationen entwickelt, um die wichtigsten Stellen entlang der Leitung abzudecken und gleichzeitig die Anzahl der Wetterstationen zu minimieren. Würde ein verteiltes Sensornetzwerk in ganz Deutschland installiert, könnte die Einsparung von Engpasskosten die Investitionskosten innerhalb von drei Jahren amortisieren.

Die Durchführung einer transienten Analyse ist im entwickelten System ebenfalls möglich, um Engpassfälle für einige Minuten zu lösen, ohne die maximale Leitertemperatur zu erreichen.

Insgesamt konnte gezeigt werden, wie mit Hilfe eines verteilten Sensornetzsystems und Methoden der Künstlichen Intelligenz die Energieübertragung über existierende Netze signifikant verbessert werden kann.

Diese Lösung kann einen wichtigen Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende liefern.

*G. Molinar, Wissenschaftliche Mitarbeiterin, Institut für Technik der Informationsverarbeitung (ITIV), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe
gabriela.molinar@kit.edu*

*) Machine Learning Tool for Transmission Capacity Forecasting of Overhead Lines based on Distributed Weather Data. Dissertation, Institut für Technik der Informationsverarbeitung (ITIV), 16.12.2020.

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de