

# UNTERSUCHUNG DES EINFLUSSES REGIONALSPEZIFISCHER VERTEILNETZE AUF ZEITWEILIGE ÜBERSPANNUNGSEREIGNISSE

Christoph WIRTZ<sup>1</sup>, Max MURGLAT<sup>1</sup>, Simon KRAHL<sup>1</sup>, Marina BRENNER<sup>2</sup>, Cesar GARCIA<sup>2</sup>, Albert MOSER<sup>3</sup>

## Hintergrund und Motivation

Im Rahmen der europäischen Klimapolitik und der zunehmenden Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen, bei gleichzeitig abnehmendem Anteil an synchronen Massen verändert sich das dynamische Verhalten der elektrischen Netze im Fehlerfall.

Eine daraus resultierende Gefährdung stellt der großflächige Ausfall von Erzeugungskapazitäten dezentraler Stromerzeuger bei Spannungseinbrüchen oder Überspannungen dar. Diesen Risiken wird durch die Einführung von Anforderungen zum Durchfahren von Unter- und Überspannungszuständen (LVRT / HVRT) begegnet.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Auswirkungen von zeitweiligen Überspannungsergebnissen auf Basis synthetisch erzeugter deutscher Verteilnetze unter Berücksichtigung der lokalspezifischen Ausprägung verschiedener Erzeugungstechnologien analysiert.

Die Beiträge dieser Arbeit sind:

- 1) Die Analyse der Auswirkungen temporärer Überspannungsergebnisse in regionalspezifischen Verteilnetzen.
- 2) Identifizierung von Netzmerkmalen, Netznutzungsfällen und Durchdringungen von relevanten Netznutzern, die einen signifikanten Einfluss auf zeitweilige Überspannungsergebnisse haben.

HVRT-Anforderungen werden in Deutschland in Form von Technischen Anschlussbedingungen implementiert. Diese Normen fordern das Durchfahren bestimmter Überspannungen für bestimmte Zeiträume und zusätzlich eine Netzstützung durch Einspeisung eines Blindstroms. Dies soll einen großflächigen Ausfall der Erzeugungsleistung verhindern, der die Systemstabilität gefährden könnte [1], [2]. Allerdings sind die HVRT-Anforderungen erst 2017 (HS) und 2019 (MS, NS, HöS) in Kraft getreten und erfordern keine Nachrüstung von Altanlagen. Das bedeutet, dass ein erheblicher Teil des Anlagenparks in den kommenden Jahren noch nicht HVRT-fähig sein wird. Außerdem ist der Ausbau der Erzeugungsleistung in der Regel nicht gleichmäßig verteilt.

In den kommenden Jahren wird es daher einen Zeitraum geben, in dem konventionelle Kraftwerke vermehrt temporär abgeschaltet oder sogar stillgelegt werden, während nur ein Teil der dezentralen Erzeuger die HVRT-Standards erfüllen und somit entsprechende Überspannungsergebnisse durchfahren und das Netz stützen kann.

## Methodik

Um mögliche Risiken und Gefahren zu untersuchen, die sich aus diesen Entwicklungen ergeben, wurden deutsche Verteilnetze der Jahre 2020 und 2030 mit synthetisch generierten detaillierten Netzmodellen auf Basis räumlich hochauflöster Daten modelliert [3][4]. Aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) können die Inbetriebnahmedaten der einzelnen Erzeugungsanlagen ermittelt werden. Eine detaillierte Zuordnung der HVRT-Fähigkeiten kann aus dem Inbetriebnahmedatum abgeleitet werden und regionale Unterschiede in den Verteilnetzen realistisch nachgebildet werden.

---

<sup>1</sup> FGH e.V., Roermonderstraße 199 52072 Aachen, +49 241 997 857-197, christoph.wirtz@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

<sup>2</sup> Moeller & Poeller Engineering GmbH, Europaplatz 5 72072 Tübingen, +49 7071 13879 20, marina.brenner@moellerpoeller.de, www.moellerpoeller.de

<sup>3</sup> IAEW RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6 52056 Aachen, +49 241 80 97653, post@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

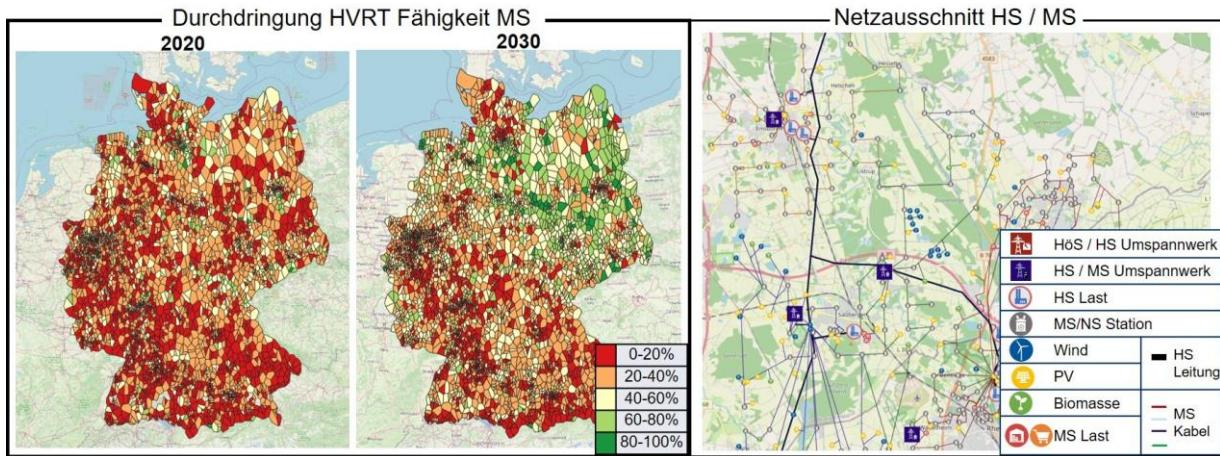


Abbildung 1: Durchdringung der MS Erzeugungsanlagen mit HVRT Fähigkeit in Deutschland, abgeleitet aus MaStR, Zubau nach NEP 2030 Szenario B (links) und Netzausschnitt exemplarisches HS-MS Modelnetz (rechts)

Um einen hohen Detaillierungsgrad der Simulationen zu ermöglichen und gleichzeitig größere Netzabschnitte zu simulieren, wurde ein Open-Source-Simulationstool basierend auf dynamic phasor [5] verwendet. Mögliche Ereignisverläufe und Amplituden wurden aus umfangreichen Recherchen sowie Simulationsstudien im Übertragungsnetz ermittelt. Sie gehen als Eingangsdaten in die Verteilnetzsimulationen ein. Als Systemgefährdung wird ein weiträumiger Ausfall von Erzeugungsleistung, der über einzelne Verteilnetze hinausgeht, definiert. Die Untersuchung von Erzeugungsausfällen in der Verteilnetzebene, hervorgerufen durch Überspannungssereignisse, steht somit im Fokus der im Rahmen der Untersuchung durchgeföhrten dynamischen Simulationen.

## Ergebnisse und Ausblick

Aus den Untersuchungen schließen wir, dass eine kollektive Betrachtung der Spannungsstabilität in Übertragungs- und Verteilnetz immer wichtiger wird, um kritische Entwicklungen zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

Bei der Bewertung der Gefährdungssituation aufgrund zeitweiliger Überspannungen sowie bei der Dimensionierung und Ausgestaltung möglicher Gegenmaßnahmen sollte die HVRT-Fähigkeit der Anlagen im Netzgebiet als signifikante Einflussgröße mit einbezogen werden. Einfluss auf den Verlauf und die Höhe von Überspannungssereignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung, beispielsweise in Form der Ausgestaltung der Wirkleistungswiederkehr nach Fehler. Regionalspezifische Einflüsse, wie die Ausgestaltung der Netzstruktur und die Versorgungsaufgabe erwiesen sich als zweitrangig.

Die wichtigsten Einflussgrößen stellen somit die HVRT-Fähigkeit sowie die Durchdringung der dezentralen Erzeugungsanlagen dar, die zusammen mit der Verteilnetz-Betriebsspannung in Stabilitätsuntersuchungen mit Betrachtung von Überspannungssereignissen berücksichtigt werden sollten.

## Referenzen

- [1] Wind Generation Task Force WECC, "The Technical Basis for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard", 2007
- [2] J. Langstädtler et al. "Relevance of high-voltage-ride-through capability and testing ", Cired 2015, Lyon
- [3] J. Tran et al. „Modelling of synthetic power distribution systems in consideration of the local electricity supply task“, Cired 2019, Madrid
- [4] C. Wirtz et al. "Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator", Cired 2021, Geneva
- [5] M. Mirz et al. "DPsim—A dynamic phasor real-time simulator for power systems," SoftwareX, Volume 10, 100253, 2019.