

UNTERSUCHUNG DES EINFLUSSES REGIONALSPEZIFISCHER VERTEILNETZE AUF ZEITWEILIGE ÜBERSPANNUNGSEREIGNISSE

**Christoph Wirtz¹, Max Murglat¹, Simon Krahl¹, Marina Brenner², Cesar Garcia²,
Albert Moser³**

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

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

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

Kurzfassung: 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 werden die Auswirkungen von zeitweiligen Überspannungseignissen auf Basis synthetisch erzeugter deutscher Verteilnetze unter Berücksichtigung der lokalspezifischen Ausprägung verschiedener Erzeugungstechnologien und der Betrachtung von HVRT-Fähigkeiten analysiert. Mögliche Ereignisverläufe gehen als Eingangsdaten in die Verteilnetzsimulationen ein. Als Systemgefährdung wird ein weiträumiger Ausfall von Erzeugungleistung, der über einzelne Verteilnetze hinausgeht, definiert. Die Untersuchung von Erzeugungsausfällen in der Verteilnetzebene, hervorgerufen durch Überspannungseignisse, steht somit im Fokus der im Rahmen der Untersuchung durchgeführten dynamischen Simulationen.

Aus den Untersuchungen folgt, dass eine kollektive Betrachtung der Spannungsstabilität in Übertragungs- und Verteilnetz 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 Überspannungseignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung, während sich die Merkmale Netzstruktur und Versorgungsaufgabe als weniger signifikant erwiesen.

Keywords: Systemstabilität, Spannungsstabilität, HVRT, Verteilnetz

1 Einleitung

Die Versorgungssicherheit und Stabilität innerhalb des Stromnetzes ist für Gesellschaft und Wirtschaft von entscheidender Bedeutung. Ein Thema, das dabei in den Fokus von Forschung und Netzbetreibern rückt, sind zeitweilige Überspannungseignisse.

Überspannungseignisse sind grundsätzlich kein neues Phänomen. Überspannungen können beispielsweise als Folgeereignis von Netzstörungen auftreten, wenn es während des Fehlers zu Verlust von Einspeiseleistung oder Lastabwurf kam. Im Rahmen der Energiewende kommt es zu einer Abnahme von synchroner Erzeugung bei gleichzeitiger Zunahme dezentraler, meist umrichterbasierter Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien. Bei fehlender Fähigkeit dieser Anlagen zum Durchfahren entsprechender Netzzustände besteht die Gefahr großflächiger Erzeugungsausfälle.

Um systemgefährdende Ausfälle zu verhindern, fordern einige nationale und internationale Netzanschlussrichtlinien inzwischen eine Überspannungsfähigkeit von ans Stromnetz angeschlossenen Großverbrauchern und Erzeugungsanlagen aller Art.

Da ein Großteil der dezentralen Anlagen in der Verteilnetzebene zu verorten ist, haben die regional stark unterschiedlichen Ausprägungen der Verteilnetze sowie der Erzeugungsstruktur einen potentiell signifikanten Einfluss auf die Ausprägung der Überspannungen und mögliche Anlagenausfälle.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die zukünftigen Auswirkungen zeitweiliger Überspannungseignisse auf Basis synthetisch erzeugter deutscher Verteilnetze unter Berücksichtigung der lokalspezifischen Erzeugungsstruktur analysiert.

2 Analyse

2.1 Systemstabilität

Systemstabilität wird definiert als „die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems, ausgehend eines Anfangszustands nach Auftreten einer Störung wieder einen stabilen Betriebszustand zu erreichen“ [1]. Im Kontext zeitweiliger Überspannungen ergibt sich eine Gefährdung der Systemstabilität vor allem aus kaskadierenden Ausfällen oder Ausfallsituationen, bei denen eine große Menge Erzeugungleistung ausfällt. Für das Europäische Verbundsystem (Continental Europe Synchronous Area) wird als Auslegungskriterium ein Ausfall von mehr als 2 GW bei einem Einfachfehler bzw. 3 GW bei Mehrfachfehlern genannt [2]. Der Ausfall von Anlagen sowie Verlauf und Höhe von Überspannungen sind somit die wichtigsten Kriterien, die im Rahmen dieser Untersuchung betrachtet werden.

2.2 Zeitweilige Überspannungseignisse

Als zeitweilige Überspannungen werden Überspannungen in einem Zeitbereich von $0,03 \text{ s} < T < 3600 \text{ s}$ und in einem Frequenzbereich zwischen $10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ definiert [3]. Zeitweilige Überspannungen sind kein neuartiges Phänomen. Typische Ursachen sind z.B. Erdfehler, Lastabwurf oder Resonanz und Ferroresonanz.

Die zunehmende Durchdringung der Netze mit Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien birgt jedoch die erhöhte Gefahr großflächiger Ausfälle bei ausgedehnten zeitweiligen Überspannungen. So kam es in Deutschland im Jahr 2012 in der Folge eines zweiphasigen

Kurzschluss in der 110 kV Ebene zu einem Spannungseinbruch und nach Fehlerklärung zu weiträumigen Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetz. Durch nur teils vorhandene LVRT- und nicht vorhandene HVRT-Fähigkeit trennten sich dabei viele Anlagen vom Netz. Durch das Zuschalten von Kompensationsanlagen konnte die Netzsituation stabilisiert werden [4].

In den Jahren 2011 bis 2012 kam es in China zu insgesamt 205 kaskadierenden Anlagenausfällen [5]. Der überwiegende Anteil der Ereignisse ist dabei von einer zunächst starken Belastung der Übertragungsleitungen geprägt. Der daraus resultierende hohe Blindleistungsbedarf führt dazu, dass Kompensationsanlagen wie Kondensatorbänke vollständig genutzt werden. Durch einen auslösenden Kurzschluss kommt es zu einem Spannungseinbruch, der im Fehlerumfeld einen Erzeugungsverlust verursacht. Zur Netzstützung werden Static VAR Compensator (SVC) aktiviert. Durch das Absinken der Wirkleistung sinkt auch der Blindleistungsbedarf. Nach Fehlerklärung kommt es zu einem Blindleistungsüberschuss und folglich zeitweiligen Überspannungen.

Auch Stabilitätsuntersuchungen und Simulationen im Zuge des Ausbaus von Offshore-Windenergie in der Ostsee [6] zeigen, dass Überspannungen in Folge eines Fehlerereignisses zu Erzeugungsausfällen führen können.

2.3 Regionalspezifische Verteilnetze

Die Auslegung von Verteilnetzen orientiert sich an ihrer Hauptaufgabe, der sicheren und stabilen Versorgung der Endkunden. Einen großen Einfluss darauf haben Parameter wie Bevölkerungsdichte, Kundenart und Siedlungsstruktur sowie die Planungsgrundsätze der Netzbetreiber. Folglich ergeben sich in Deutschland regional unterschiedliche Verteilnetzstrukturen. Hohe Investitionskosten und lange Lebensdauern der wichtigsten Komponenten (bis zu 50 Jahre) führen dazu, dass diese Netzstrukturen in der Regel keinen schnellen, disruptiven Veränderungen unterworfen sind und somit eine regionalspezifische Auslegung der Netze auch zukünftig bestehen bleibt.

Im Gegenzug unterliegt das ehemals unidirektional betriebene Verteilnetz insgesamt großen Veränderungen. Das vormals allein auf die Versorgung der Endverbraucherlasten ausgelegte Netz entwickelt sich durch die zunehmende Durchdringung mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu einem bidirektional betriebenen Verteilnetz. Auf der Verbraucherseite werden neue Arten von Nutzern in die Verteilnetze integriert. Durch Wärmepumpen entsteht eine Kopplung mit dem Wärmesektor und die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität führt zum Ausbau der Ladeinfrastruktur. Diese regionalspezifischen Ausprägungen und Entwicklungen erfordern die detaillierte Abbildung der Verteilnetze in Simulationsmodellen. Von besonderer Relevanz im Kontext der Fragestellung sind hierbei lokalspezifische Durchdringungen von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie Kabel und Freileitungsanteile, die über unterschiedliche Netzimpedanzen Einfluss auf die Übertragung von Überspannungen nehmen können [7].

2.3.1 High Voltage Ride Through

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen (EZA) weisen im Fehlerfall kein intrinsisches spannungsstützendes Verhalten auf. Normen und Anschlussregeln bestimmen maßgeblich das Verhalten im Fehlerfall. Die wichtigsten Technischen Anschlussregelungen in Deutschland sind die AR-N-4130 (HöS), AR-N-4120 (HS), AR-N-4110 (MS) und AR-N-4105 (NS). Die

Anforderungen, exemplarisch dargestellt in Abbildung 1 und Abbildung 3b, umfassen die Vorgaben, dass sich EZA und Speicher (energieliefernd /-beziehend) an dynamischer Netzstützung beteiligen müssen. Dazu müssen sie die Fähigkeit zum Durchfahren symmetrischer und unsymmetrischer Fehler, einiger spezifischer vorgegebener Spannungskurven und mehrerer aufeinanderfolgender Netzfehler vorweisen. Weiterhin wird (mit Ausnahme der AR-N-4105) das Einspeisen eines Blindstroms während des Fehlers gefordert. Eine alternative Erbringung durch schnell regelnde Kompensationsanlagen, sogenannte FACTS, ist möglich, so dass Technologieoffenheit sichergestellt wird. Der Blindstrom soll dabei proportional zur Spannungsabweichung über den sogenannten k-Faktor (zwischen 2 und 6) angepasst werden und muss mindestens 100% I_{nenn} erreichen können. Dazu ist die Reduktion von Wirkstrom zulässig. Nach Fehlerbeginn müssen die Anschwingzeit $T_{an,90\%} \leq 30ms$ und Einschwingzeit $T_{ein} \leq 60ms$ eingehalten werden, auch auf Fehleränderungen muss entsprechend dieser Zeit reagiert werden. Bei Fehlerende gelten die zeitlichen Anforderungen nicht. In den aktuellen Richtlinien (Stand 2021) ist der Übergang von LVRT nach HVRT nicht explizit definiert. Eine Interpretation als Einfach- oder Mehrfachfehler kann signifikante Auswirkungen auf das Anlagenverhalten während Überspannungen haben. Relevant hierfür ist der abnehmende Grenzwert der geforderten Spannungshöhe mit zunehmender Fehlerdauer. Zudem wird ein kombinierter Verlauf in Fault-Ride-Through (FRT) Tests aktuell nicht überprüft

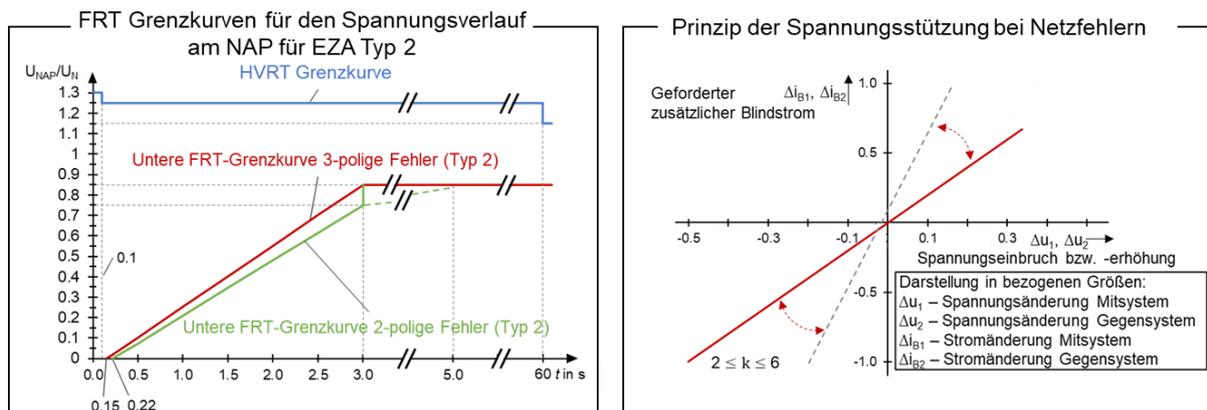


Abbildung 1: FRT Grenzkurven EZA Typ 2 (links) und Prinzip der Spannungsstützung, MS-Ebene (rechts) [8]

Die FRT-Fähigkeit der Anlagen hat einen signifikanten Einfluss auf die Netzstabilität. Untersuchungen des Einflusses dynamischen Spannungsstützung im Kurzschlussfall zeigen, dass eine steigende Durchdringung der Netze mit EZA den Einfluss der Anlagen auf die Spannungsstabilität erhöht. Bei einer zunehmenden Durchdringung dezentraler Anlagen mit FRT-Fähigkeit können diese zum Stabilitätserhalt der Netze beitragen. [9] Eine regional aufgelöste Abbildung der Erzeugungsanlagen und ihrer HVRT-Fähigkeit ist also von erheblichem Einfluss für die Bewertung der Systemstabilität.

Die Durchdringung der Netze mit Anlagen unterschiedlicher HVRT-Fähigkeit wird dabei hauptsächlich von zwei Faktoren beeinflusst. Einerseits wurden die Anforderungen an die HVRT-Fähigkeit erst in den letzten Jahren eingeführt (siehe Abbildung 2). Bei einer durchschnittlich angenommenen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren [10] verbleiben in der nächsten Dekade Altanlagen ohne HVRT-Fähigkeit in den Netzen. Andererseits erfolgt der Zubau von Anlagen nicht linear. Das betrifft sowohl eine zeitliche Komponente mit starken und eher mäßigen Zubaujahren, als auch regionale Unterschiede, die durch das

standortspezifische Primärenergiedargebot, politische Entscheidungen sowie technische und wirtschaftliche Aspekte beeinflusst werden.

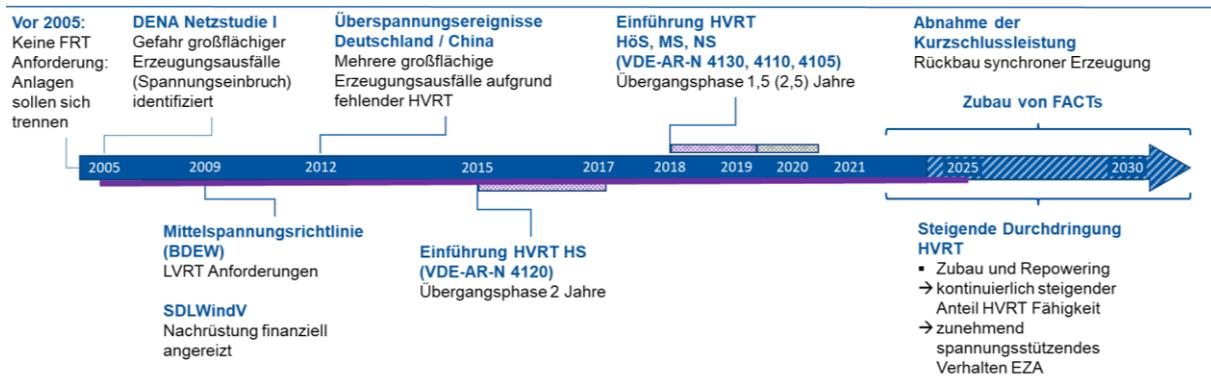


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der Einführung LVRT / HVRT Anforderungen in Deutschland

Daten zur Verteilung und Durchdringung der HVRT-Fähigkeit der Erzeugungsanlagen in Deutschland sind nicht öffentlich verfügbar. Im Marktstammdatenregister (MaStR), einem öffentlich einsehbar Register von Erzeugungsanlagen, werden neben Daten wie der Anlagenleistung und einer regionalen Zuordnung (Angabe des Postleitzahlgebiets) auch Inbetriebnahmedaten aller EZA geführt. Aus diesem Datum kann über eine Zuordnung der bei Inbetriebnahme gültigen Norm die aktuelle HVRT-Fähigkeit abgeleitet werden. Über Annahmen zur durchschnittlichen Lebenserwartung der Anlagen und Betrachtung von Repowering oder möglichem Weiterbetrieb sowie Szenarien des weiteren Ausbaus ist eine Prognose der Durchdringung HVRT-fähiger Anlagen in regionaler Auflösung für zukünftige Netze möglich. In Abbildung 3a ist eine solche Auswertung für die Mittelspannungsebene (MS) dargestellt.

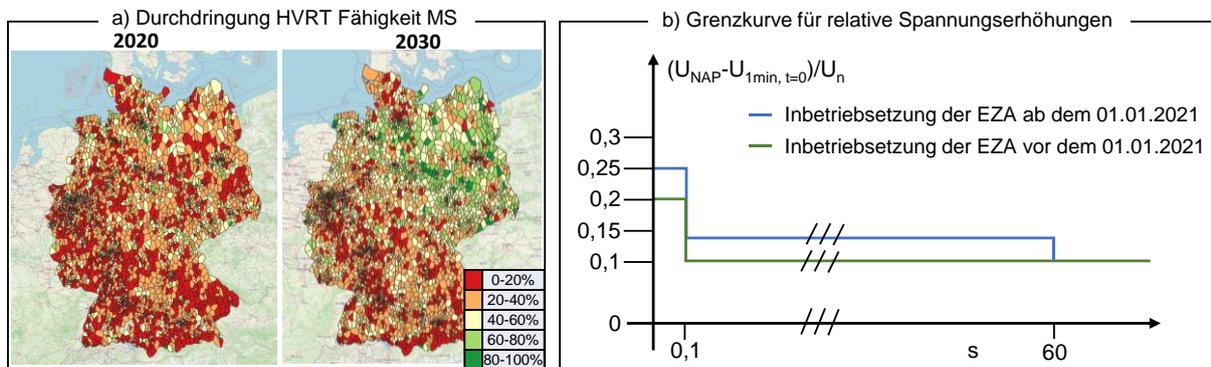


Abbildung 3: a) Durchdringung der MS Erzeugungsanlagen mit HVRT-Fähigkeit in Deutschland, abgeleitet aus MaStR, Zubau nach NEP 2030 Szenario B b) Grenzkurve relative Spannungserhöhungen [8]

2.3.2 Übertragung von Überspannungen

Von Bedeutung für die Übertragung von Überspannungen zwischen einzelnen Spannungsebenen sind Transformatoren. Überspannungen können zu einem Betrieb der Transformatoren im Sättigungsbereich führen, was die Übertragung der Überspannungen einschränken kann und somit in unterlagerten Spannungsebenen zu niedrigeren Überspannungen führt [4] [7]. Weitere Effekte sind das Auftreten Harmonischer auf Sekundärseite sowie eines hohen Magnetisierungsstroms auf Primärseite. [11] In

Simulationen auf Basis realer Transformator- und Leitungsdaten konnten diese Effekte nachvollzogen werden, sie treten jedoch signifikant erst ab einer Spannungshöhe von $> 1,2 p.u.$ auf.

3 Modell und Simulationsanforderungen

3.1 Ereignisse

Um eine Fokussierung auf die Verteilnetzebene bei adäquatem Detaillierungsgrad zu ermöglichen, wird die Übertragungsnetzebene als Ersatzelement modelliert, über das bei Fehlern im Übertragungsnetz die Ereignisse als Spannungskurve abgebildet werden.

Als Eingangsdaten dienen einerseits Spannungsverläufe, die sich aus tatsächlichen Ereignissen ergeben, andererseits werden zeitweilige Überspannungen im Rahmen einer Simulationsstudie im zukünftigen Übertragungsnetz gesondert simuliert. Das Netzmodell für diese Studie beinhaltet das gesamte deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2030 inklusive lokalspezifischer äquivalenter Verteilnetze. Es werden vorrangig (n-1)-Ausfälle in Folge eines Kurzschlusses auf Höchstspannungsebene untersucht, die zeitweilige Überspannungen hervorrufen. Die Erkenntnisse über Höhe und Verlauf der Überspannungen an den Verknüpfungspunkten zum Verteilnetz gehen als Eingangsdaten in die Detailuntersuchungen der Verteilnetze ein.

Um eine Systemgefährdung auszuschließen, werden zusätzlich verschiedene Fehlerereignisse im Hochspannungsnetz simuliert. Um das Verhalten der Netze in Situationen höherer Überspannungen zu untersuchen wird (trotz unterschiedlicher ursächlicher Netzgegebenheiten) der in Abschnitt 2.2 vorgestellte „Ereignisverlauf China“ simuliert. Die untersuchten Ereignisse sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Simulierte Fehler und Ereignisse

ID	Name	Beschreibung	Ereignissimulation
1.1.1	Kurzschluss Leitung HöS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.2	Kurzschluss Leitung HS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.3	Kurzschluss Leitung MS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.2	Lasttrennung	Instantane Netztrennung einer Last	Ereignis im Netz
1.3	Erzeugungsausfall (Windpark)	Instantane Netztrennung eines Windparks	Ereignis im Netz
2.1.1	Verlauf Deutschland 2012 a)	Ereignis 2012, Spannungskurve HS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.1.2	Verlauf Deutschland 2012 b)	Ereignis 2012, Spannungskurve HöS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.2	Verlauf China (Standard)	Ereignis China	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.1	Verlauf HöS Sim. Lubmin a)	NNF / Szenario HighRE (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.2	Verlauf HöS Sim. Lubmin b)	NNF / Szenario MinNightWinter (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.3	Verlauf HöS Sim. Lubmin c)	NNF / Szenario Kohleausstieg (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.1	Verlauf HöS Sim. Güstrow a)	NNF / Szenario HighRE (Fehlerort HöS Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.2	Verlauf HöS Sim. Güstrow b)	NNF / Szenario MinNightWinter (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.3	Verlauf HöS Sim. Güstrow c)	NNF / Szenario Kohleausstieg (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz

3.2 Netznutzungsfälle

Der Einfluss der Verteilnetze auf Überspannungseignisse hängt von der aktuellen Netznutzungssituation ab. Das umfasst beispielsweise aktuelle Last- und Einspeisesituation, sowie Betriebsspannung, Laststufenschalter (OLTC) -positionen und Zuschaltung von Kompensationsanlagen. Der situative Netzzustand vor Fehlereintritt wird in Form von vier

Netznutzungsfällen (NNF) abgebildet, die einen Grundlastfall, eine Situation hoher Einspeisung aus erneuerbarer Energie, eine hohe Lastsituation und das Auftreten einer geringen Netzauslastung modellieren.

3.3 Verteilnetzmodelle & Komponenten

Als Simulationsbasis werden regionalspezifische deutsche Verteilnetze der Jahre 2020 und 2030 mit synthetisch generierten detaillierten Netzmodellen auf Basis räumlich hochaufgelöster Daten modelliert [12] [13]. Das Verfahren der Modellnetzgenerierung sowie ein Ausschnitt eines resultierenden HS-/ MS-Netzes sind in Abbildung 4 dargestellt, NS-Netze wurden im Rahmen der Untersuchung aggregiert abgebildet. Aus dem Marktstammdatenregister 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.

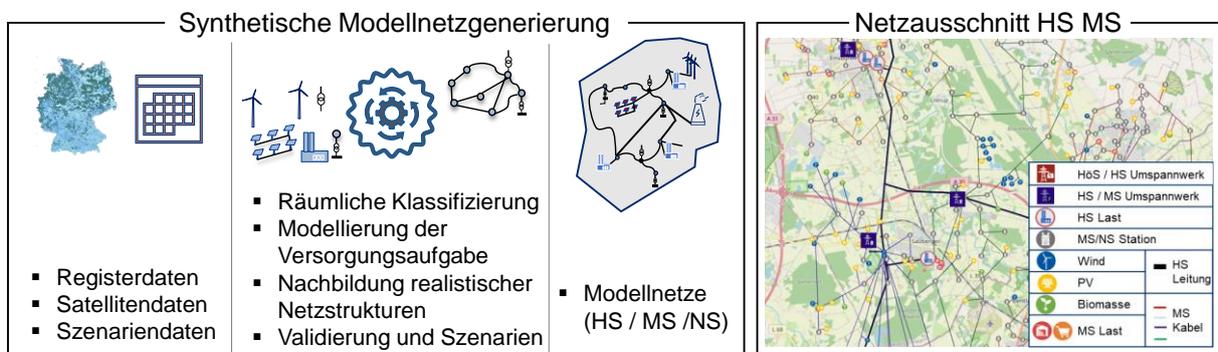


Abbildung 4: Verfahren und resultierender Netzausschnitt exemplarisches HS-MS Modelnetz

Die resultierenden synthetischen Verteilnetze werden nach dem in [12] vorgestellten Verfahren geclustert. Insgesamt werden acht Referenznetze sowie ein Testnetz für die Simulationen herangezogen. Das Testnetz ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt.

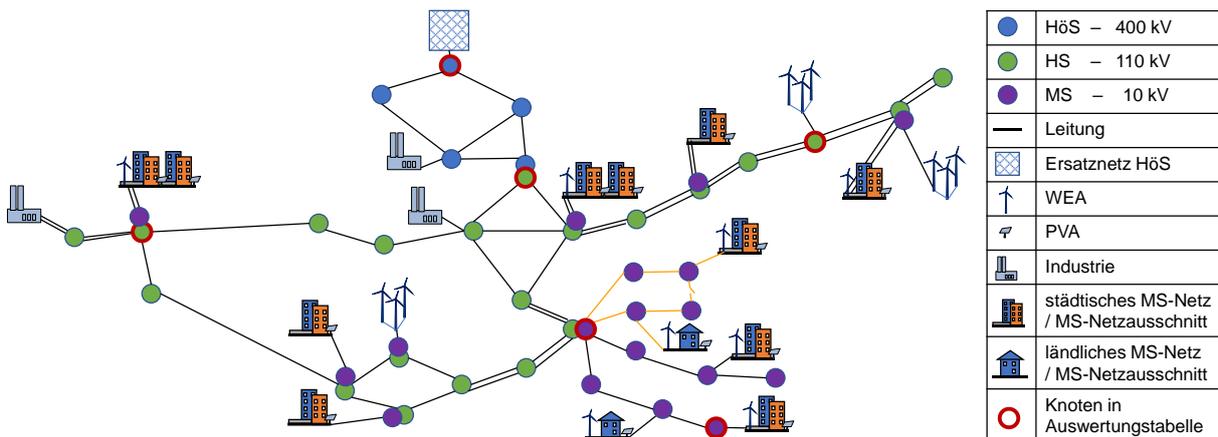


Abbildung 5: Musternetz zur Analyse einzelner Einflussparameter

Transformatoren werden als passive Elemente mit OLTC modelliert, um den Einfluss der mechanischen Stufenstellung zu bewerten. Die Modellierung von Sättigungseffekten ist implementiert [14]. Weitere Betriebsmittel werden durch Standardmodelle abgebildet. Windenergie- und PV-Anlagen werden inklusive der Regelung nach Anschlussbedingung als

Voltage Source Inverter (VSI) und Synchrongeneratoren als Modell 7ter Ordnung abgebildet. Lasten werden als Konstant-Impedanz- oder Kompositmodell unter Verwendung von Standardparametern modelliert [14].

3.4 Simulationen

Um einen hohen Detaillierungsgrad der Simulationen zu ermöglichen und gleichzeitig größere Netzabschnitte zu simulieren, wird ein Open-Source-Simulationstool basierend auf dynamic phasor [16] verwendet.

4 Ergebnisse

4.1 Testnetzuntersuchungen

Um den grundsätzlichen Einfluss einzelner Parameter zu bewerten, werden die Ereignisse zunächst im Vorzustand „Grundlastfall“ am Testnetz untersucht. Die resultierenden maximalen Überspannungen bei einem starren Netz zur Darstellung der Höchstspannungsebene sind in Abbildung 6 dargestellt. Dabei wird die aktuell geltende HVRT-Fähigkeit vorerst für alle Anlagen angenommen.

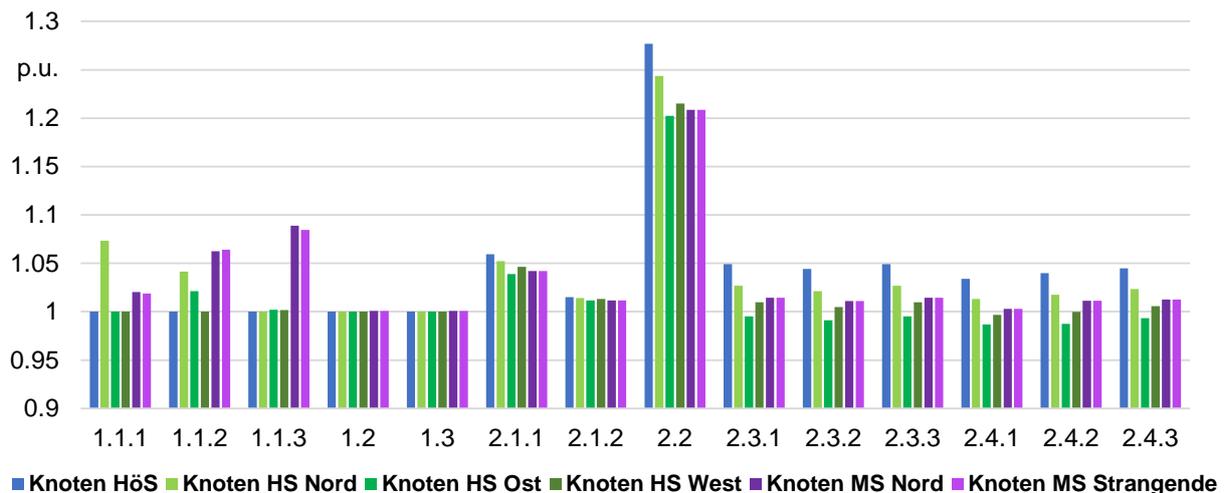


Abbildung 6: Höchste Überspannung bei Simulation aller Ereignisse – 100% HVRT Fähigkeit

Überspannungen aus der überlagerten Netzebene werden grundsätzlich gedämpft (Ereignisse 2.1.1- 2.4.3). Aus den Fehlerfällen „Last- bzw. Erzeugungsausfall im Verteilnetz“ (Ereignisse 1.2 und 1.3) entstehen in der Simulation keine kritischen Überspannungen. Spannungserhöhungen in der Verteilnetzebene entstehen kurzzeitig (< 40 ms) in Situationen der Fehlerklärung eines Spannungseinbruchs. Nach Fehlerklärung wird der von den EZA eingespeiste Blindstrom nicht instantan auf seinen Vorfehlerwert zurückgeführt und verursacht eine Spannungserhöhung. Nach Rückführung des Stroms (Abbildung 7a) ist die Ursache der Überspannungen nicht mehr gegeben. Bei Simulationen auf Synchrongeneratorbasis (Abbildung 7b) erfolgt die Reaktion des Netzes geprägt durch die Dynamik der Generatoren und dieser Effekt tritt nicht auf. Überschreiten die Spannungserhöhungen das statisch zulässige Spannungsband (Ereignis 2.2) wirkt die HVRT Regelung der Überspannung entgegen. Dieses Anlagenverhalten ist in Abbildung 7c dargestellt.

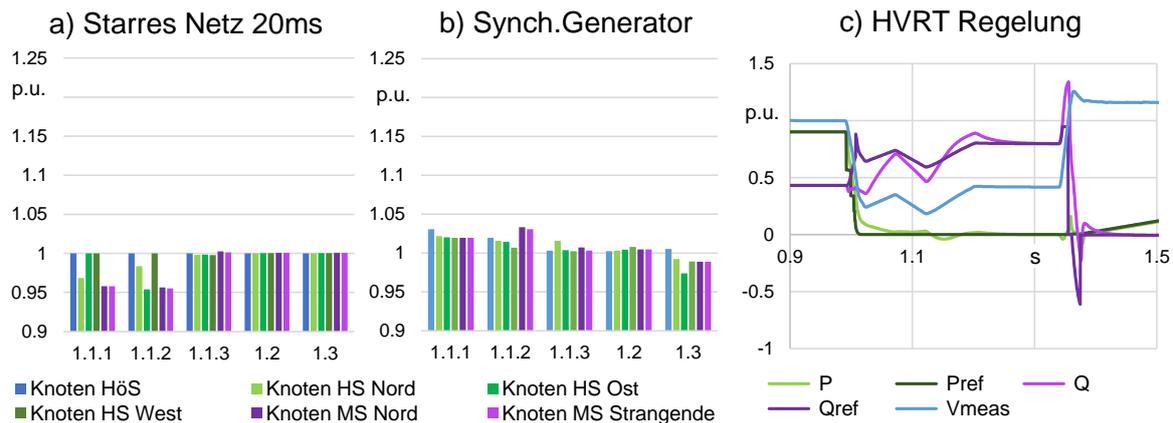


Abbildung 7: a) Spannung bei starrem Netz, 20s nach Fehlerklärung b) Spannung nach Fehlerklärung, Ersatznetz auf Synchrongeneratorbasis c) Reaktion HVRT Regelung bei Spannungsverlauf „China“

Um den Einfluss der in Kapitel 2.3 beschriebenen verschiedenen Verteilnetzausprägungen auf Überspannungseignisse zu untersuchen, werden Simulationen unter Variation verschiedener Parameter durchgeführt.

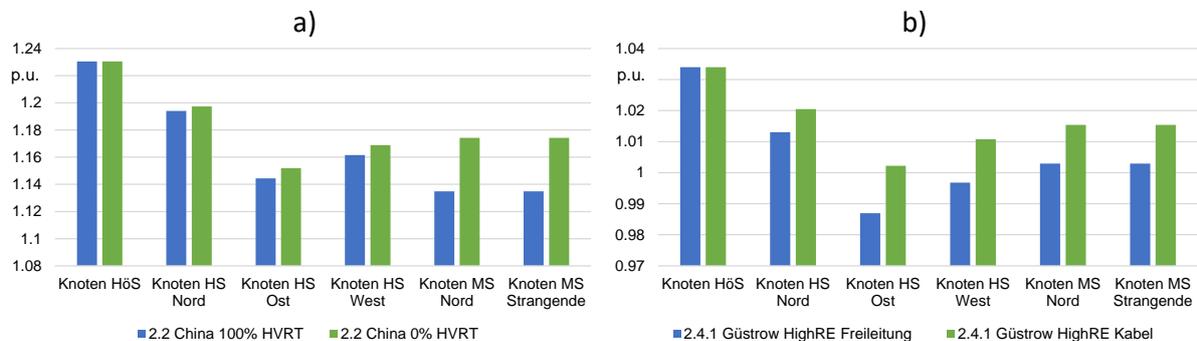


Abbildung 8: Max. Spannungserhöhung a) Ereignis 2.2 (0%, 100% HVRT) b) Ereignis 2.4.1 (0%, 100% Kabelanteil)

4.1.1 Anzahl der EZA und Höhe der HVRT-Durchdringung

Eine hohe EZA-Durchdringung der Netze verstärkt den Einfluss der EZA auf das Verteilnetz. Das zeigt sich sowohl in der Verstärkung der hervorgerufenen Spannungserhöhung im Übergang von Spannungseinbruch zu Überspannung sowie in der Wirksamkeit der Spannungsstützung im Rahmen der HVRT-Regelung.

In Abbildung 8a ist der Einfluss der HVRT-Fähigkeit auf Ereignis 2.2 („China“) dargestellt. Im Nachgang des LVRT reagieren bis zur Detektion der Überspannung alle Anlagen gleich. Anlagen ohne ausreichende HVRT-Fähigkeit fallen in einer Überspannungssituation aus, während HVRT-fähige Anlagen am Netz bleiben und induktiven (spannungssenkenden) Blindstrom einspeisen. Dies reduziert die Überspannung im Verteilnetz und trägt somit zur Netzstabilität und Eigensicherung der EZA bei. Eine Betrachtung der Kombination aus Spannungseinbruch und Überspannung als geschlossenes Fehlerereignis führt im Zeitverlauf zu relativen Spannungserhöhungsgrenzwerten von 0.1 (0.15) p.u. statt 0.2 (0.25) p.u. und erhöht das Ausfallrisiko.

4.1.2 Leitungen, Kabel und Ausdehnung des Netzes

In Abbildung 8b ist der Einfluss der Leitungsausführung abgebildet. Ein höherer Freileitungsanteil dämpft die relativen Spannungserhöhungen im Verteilnetz. Eine weitere

Ausdehnung des Netzes verringert die auftretende Überspannung mit zunehmender Entfernung leicht, analog zum Spannungstrichter bei Spannungseinbruch.

4.1.3 Weitere Parameter

OLTC und langsame Kompensationsanlagen haben einen grundsätzlich positiven Einfluss bei Überspannungen, reagieren jedoch erst deutlich verzögert auf die teils schnellen Spannungsänderungen. Der Einfluss schnellregelnder Kompensationsanlagen wie Statcoms ist positiv und verringert Spannungsabweichungen vom Referenzwert. Der Vorfehlerwert hat signifikanten Einfluss auf Überspannungen und Anlagenverhalten. Die im Rahmen der Untersuchung verwendeten Lastmodelle zeigen geringen Einfluss auf die Höhe der Spannungserhöhungen. Eine detailliertere Modellierung und Parametrierung basierend auf Realdaten könnte den Einfluss unterschiedlicher Lastausprägungen verstärken.

4.2 Referenznetzuntersuchungen

Um den Einfluss unterschiedlicher realistischer Parameterausprägungen auf zeitweilige Überspannungseignisse zu untersuchen, werden diese anhand der in Kapitel 3.3 vorgestellten acht Referenznetze untersucht. Es werden die beschriebenen vier Netznutzungsfälle und 14 Ereignisse simuliert. In Abbildung 9 sind die resultierenden Spannungserhöhungen der neun durch Spannungskurven simulierten Ereignisse (Ereignis 2.1.1 - 2.4.3) dargestellt. Grundsätzlich sind unterschiedliche resultierende Überspannungshöhen zu beobachten. Diese lassen sich auf die bereits im Testnetz untersuchte Parameterausprägungen in den Verteilnetzen zurückführen. Zwar ist der Einfluss des Kabelanteils in diesen Netzen relativ niedrig, dies könnte aber auf eine Unterschätzung des Kabelanteils aufgrund der Methodik der Modellnetzerstellung zurückzuführen sein.

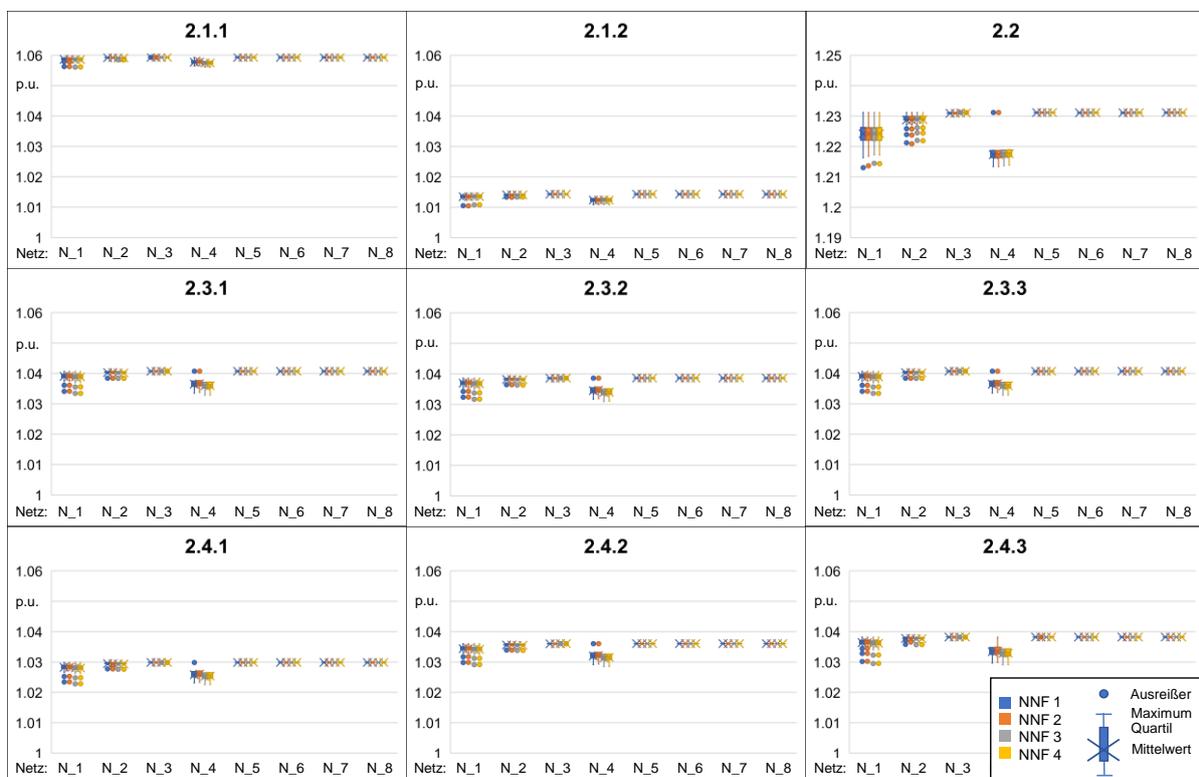


Abbildung 9: Resultierende Spannungserhöhungen der repräsentativen regionalspezifischen Verteilnetze (N1-8)

Der Einfluss regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse lässt sich primär auf die Durchdringung mit Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien und ihre HVRT-Fähigkeit zurückführen. Dies spiegelt sich auch in der Korrelation zwischen Mittelwert der höchsten Spannungserhöhung je Netz und installierter EZA-Leistung ($\rho_{(x,y)} = -0,914$) sowie Anteil der HVRT Fähigkeit ($\rho_{(x,y)} = -0,794$) wider. Weiterhin haben in den Netzen verbleibende rotierende Massen einen großen Einfluss auf den Verlauf der resultierenden Spannungskurven, auch in Interaktion mit EZA. Einfluss auf die absolute Höhe der Überspannung hat der Vorgehlerzustand in Form der Betriebsspannung sowie des Netznutzungsfalls. Die HVRT-Fähigkeit trägt zur Stabilität der Netze und durch lokale Blindstromeinspeisung zur Eigensicherung bei und hat somit positiven Einfluss auf die Verhinderung möglicher großflächiger Ausfälle von Erzeugungsanlagen bei weiträumigen Überspannungen. Die Geschwindigkeit der Reduktion der Blindstromeinspeisung nach Rückkehr der Spannung (in Folge eines Spannungseinbruchs) hat Auswirkung auf Dauer und Höhe der durch EZA erzeugten Überspannung und sollte möglichst schnell erfolgen. Eine klare Fehlerdefinition im Übergang von Unter- zu Überspannung sowie die Verifikation der Anlagenfähigkeit zum Durchfahren solcher Ereignisse in Form von Tests scheinen im Zuge der Relevanz dieses Ereignisverlaufs notwendig.

Schnell regelnde Kompensationsanlagen können die untersuchten zeitweiligen Überspannungen begrenzen. Der Einfluss mechanisch geregelter Kompensation ist grundsätzlich positiv, häufig erwiesen sich die Schaltzeiten jedoch als zu gering, um auf schnelle Spannungsänderungen zu reagieren.

5 Zusammenfassung 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. Aus Sicht des Übertragungsnetzes ist eine möglichst detaillierte Abbildung des Verteilnetzes vorteilhaft und in dieser Arbeit identifizierte, signifikante Parameter sollten priorisiert abgebildet werden. Bei der Bewertung der Gefährdungssituation der Systemstabilität aufgrund zeitweiliger Überspannungen sowie bei der Dimensionierung und Ausgestaltung möglicher Gegenmaßnahmen sollte die installierte Leistung und HVRT-Fähigkeit der Anlagen im Netzgebiet als signifikante Einflussgröße mit einbezogen werden. Einfluss auf den Verlauf und die Höhe von Überspannungseignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung. Eine genaue Abbildung der Netzimpedanz kann zur Verbesserung der Untersuchungen beitragen. Weitere regionalspezifische Einflüsse, wie die Ausgestaltung der Netzstruktur und die weitere Versorgungsaufgabe haben einen geringeren Einfluss auf das dynamische Verhalten im Überspannungsfall. Der Ereignisverlauf aus Spannungseinbruch und Überspannung erfordert eine klare Definition des Fehlerzustands. Die wichtigsten Einflussgrößen auf zeitweilige Überspannungen im Verteilnetz stellen HVRT-Fähigkeit sowie Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen dar. Sie sollten, zusammen mit der Verteilnetz-Betriebsspannung in Stabilitätsuntersuchungen bei Betrachtung von Überspannungseignissen berücksichtigt werden.

Förderhinweis

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) innerhalb des Forschungsprojektes "Over Voltage Ride Through – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb (OVRTuere)" gefördert (FKZ: 0350041). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Der Inhalt spiegelt nicht notwendigerweise die konsolidierte Meinung des Konsortiums „OVRTuere“ wider.

6 Referenzen

- [1] P. Kundur, „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 19, Nr. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [2] „COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation - Title 5, Article 153“.
- [3] VDE, DIN EN 60071-1 VDE 0111-1:2010-09 Isolationskoordination, 2010.
- [4] J. Langstädtler, M. Schellschmidt, J. Scheffer, B. S. D. Brelie, S. Schrobsdorff und C. Kahlen, „Relevance of High-Voltage-Ride-Through Capability and Testing,“ 23th CIRED, Lyon/ France, June 2015, Paper No. 1391, 2015.
- [5] R. Ding, C. Meng und Y. Qiao, „The coordinating control of voltage and reactive power between SVC and DFIG after LVRT,“ *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. pp. 1-5, 2015.
- [6] P. Lilje, M. Pöller, D. Uber, J. Lümmer, R. Stornowski und J. Weidner, „Overvoltages in Transmission System following Integration of Offshore Wind Farms -Cause of overvoltages and risk mitigation,“ in *14th Wind Integration Workshop*, 2015.
- [7] S. Eichner, A. Salman, Y. Cheng und S. Shahid, „Analysis of the overvoltage behavior in interconnected operation and determination of costs for an extended overvoltage capability of generation units,“ in *19th Wind Integration Workshop*, 2020.
- [8] VDE|FNN, Technische Anschlussregel Hochspannung (VDE-AR-N 4120), 2018.
- [9] A. Boricic, J. Torres und M. Popov, „Impact of Modelling Assumptions on the Voltage Stability Assessment of Active Distribution Grids,“ *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*., pp. pp. 1040-1044, 2020.
- [10] E. Martinez und e. al., „Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method,“ *The International Journal of Life Cycle Assessment*, Bd. 14, 2008.
- [11] G. Sybille, M. Gavrilovic, J. Belanger und V. Do, „Transformer saturation effects on EHV system overvoltages,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Bd. 3, pp. 671-680, 1985.

- [12] C. Wirtz, M. Murglat, J. Tran, S. Krahl und A. Moser, „Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator,“ in *26th CIGRE Geneva*, 2021.
- [13] J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, H. Vennegeerts und A. Moser, „Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task,“ in *25th CIGRE Madrid/Spain*, S. Paper No. 2107, 2019.
- [14] M. Murglat, C. Wirtz, M. Möller, A. Brauer, S. Krahl und A. Moser, „Implementation and parametrization of transformer with saturation effects for the simulation of temporary overvoltages,“ in *26th CIGRE Geneva*, , 2021.
- [15] P. Erlinghagen, Elektromechanische Modellierung aktiver Verteilungsnetze zur Analyse der transienten Systemstabilität, Aachen: Dissertation RWTH Aachen University Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik , 2019.
- [16] M. Mirz, S. Vogel, G. Reinke und A. Monti, „DPsim—A dynamic phasor real-time simulator for power systems,“ *SoftwareX*, Volume 10, 100253, 2019.