

Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des Höchstspannungsnetzes auf die Simulation von Hochspannungsnetzen

Patrick Larscheid, Annika Klettke,
Tobias van Leeuwen, Steffen Meinecke, Albert Moser

IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel: 0241/80-96713,
pl@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Universität Kassel, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, Tel: 0561/8046084, stef-
fen.meinecke@uni-kassel.de, www.uni-kassel.de/eecs/en/fachgebiete/e2n

Diese Veröffentlichung basiert auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt SimBench, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird. (Förderkennzeichen: 0325917B)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kurzfassung: Das sich kontinuierlich ändernde Elektrizitätsversorgungssystem fordert die stetige Entwicklung von Berechnungsmethoden zur Simulation heutiger und zukünftiger Anwendungsfälle, welche anhand eines Benchmarks validiert werden. Das Ziel von Benchmark-Datensätzen ist eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Netze, um die individuelle Anpassung bei der Nutzung der Datensätze zu vermeiden. Mit dem fortschreitenden Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen steigen die Wechselwirkungen zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Um diese Wechselwirkungen innerhalb eines Benchmark-Netzdatensatzes für die Hochspannungsnetze abbilden zu können, sind geeignete Modelle der Höchstspannungsebene erforderlich. Ziel dieses Beitrags ist daher die Untersuchung verschiedener Modellierungsansätze zur Abbildung des Einflusses der Höchstspannungsebene auf die Betriebsmittelbelastungen von Hochspannungsnetzen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass vereinfachte Modellierungsansätze, die ohne eine detaillierte Kenntnis der Topologie sowie der jeweiligen Netznutzungssituation der Höchstspannungsebene auskommen, zu signifikanten Modellierungsfehlern insbesondere der Leitungsauslastungen in Ausfallsituationen führen können. Zur Abbildung realitätsnaher Netzbelastungen sind für geeignete Benchmark-Netzdatensätze somit detailliertere Modellierungsansätze, beispielsweise basierend auf dem Extended-Ward-Verfahren, notwendig.

Keywords: Netzsicherheitsrechnung, Ersatznetzmodelle, Hochspannungsebene, Höchstspannungsebene

1 Einleitung

Der politisch forcierte Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien führt zu einer veränderten Netznutzung innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems. Da dieser Zubau insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen stattfindet, tritt verstärkt eine Umkehr des Leistungsflusses von vor- zu nachgelagerten Spannungsebenen auf. Aus diesem Grund tragen Verteilnetzbetreiber zukünftig aktiver zu der Versorgungssicherheit und

-qualität bei. Hierfür sind neue Berechnungsmethoden für die Simulation des Netzbetriebs sowie der Netzplanung zu entwickeln. Ziel des Projektes *SimBench* [1] ist die Entwicklung eines Benchmarks in Form von Netzmodellen und zugehörigen Zeitreihen, der einen Vergleich der Eignung dieser Methoden ermöglicht. Neben dem Einfluss nachgelagerter Spannungsebenen beeinflusst auch das Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) die Spannungen und Leistungsflüsse im Hochspannungsnetz (HS-Netz). Zu diesen Einflüssen zählen unter anderem Transitflüsse, die zwischen zwei Netzkuppeltransformatoren der HS- und HöS-Ebene über das HS-Netz fließen. Für eine Netzbetriebssimulation zur Bewertung der Netzsicherheit in der HS-Ebene sind daher entsprechende Modelle zur Abbildung des Verhaltens der HöS-Ebene erforderlich. Ziel dieses Beitrags ist daher die Untersuchung der Eignung verschiedener Modellierungsansätze zur adäquaten Abbildung des Einflusses der HöS-Ebene auf die HS-Ebene sowie eine Bewertung, inwieweit derartige Ansätze zur Ableitung von Benchmark-Netzdatensätzen herangezogen werden können.

2 Analyse

In diesem Abschnitt werden zunächst Wechselwirkungen zwischen dem HöS- und dem HS-Netz beschrieben, welche einen relevanten Einfluss auf die Netzsicherheit in der HS-Ebene haben. Die Abbildung dieser Wechselwirkungen hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Wahl der Ersatznetzmodelle. Abschließend werden mögliche Verfahren zur Ersatznetzmodellierung hinsichtlich ihrer Eignung zur Abbildung dieser Wechselwirkungen diskutiert.

2.1 Wechselwirkungen zwischen HöS- und HS-Ebene

Als Wechselwirkung zwischen HöS- und HS-Netzen sind zum einen Transitflüsse zu nennen. Es handelt sich dabei um Leistungsflüsse in HS-Netzen, die als Folge der Vermaschung von HS- und HöS-Netz durch einen Transportbedarf in der überlagerten HöS-Ebene entstehen. Dieser Effekt ist bei einem hohen Vermaschungsgrad in Situationen mit hohen Leistungsflüssen im HöS-Netz besonders stark ausgeprägt. Darüber hinaus hat sowohl der Ausfall von Quer- und Längselementen einen Einfluss auf die Netzsituation in der anderen Spannungsebene. So kann beispielsweise der Ausfall einer parallel zu Leitungen der HS-Ebene verlaufende Leitung der HöS-Ebene oder der Ausfall eines Kraftwerks mit Anschluss in der HöS-Ebene die Leistungsflüsse innerhalb des HS-Netzes erhöhen. Neben dem Einfluss eines Ausfalls von Längs- und Querelementen stellt die Stufung von Transformatoren der Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannungen eine Wechselwirkung dar. Die Stufung eines HöS/HS-Transformators kann wesentlich und insbesondere an den umliegenden Sammelschienen auf die Spannung einwirken und zu einem veränderten Leistungsfluss führen. Weitere Wechselwirkungen zwischen den beiden Spannungsebenen umfassen den netzbetrieblichen Einsatz von Betriebsmitteln im HöS-Netz mit Einfluss auf das HS-Netz. Hierzu zählt unter anderem der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren sowie von Maßnahmen des Redispatches und Einspeisemanagements zur Behebung von Engpässen im HöS-Netz.

2.2 Ersatznetzmodellierung

Eine vollständige beziehungsweise detaillierte Abbildung des HöS-Netzes für Netzsicherheitsberechnungen in der HS-Ebene ist nicht in allen Anwendungsfällen notwendig und führt zudem

zu einer hohen Komplexität der Berechnungen. Vereinfachte Modelle mit einer stark vereinfachten Abbildung der Wechselwirkungen zwischen HöS- und HS-Ebene umfassen die Modellierung des überlagerten HöS-Netzes als „einzelnen Slack“, welcher über impedanzlose Leitungen mit allen Transformatoren zur HS-Ebene verbunden ist, oder als einen „verteilten Slack“ je Transformator [2, 3]. In beiden Fällen ist keine Kenntnis der Topologie und der jeweiligen Transportaufgabe des HöS-Netzes erforderlich, welche sich aus der jeweiligen Last-/Einspeisesituation im HöS-Netz ergibt. Um jedoch auch ohne vollständige Abbildung des HöS-Netzes eine Vielzahl der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Wechselwirkungen abbilden zu können, können geeignete Verfahren zur Ersatznetzmodellierung verwendet werden. Besonders verbreitet sind hierbei Ersatznetzmodellierungen basierend auf Netzwerkreduktionsverfahren die auf J.B. Ward zurückgehen [4, 5]. Entgegen den vorher genannten Vorgehensweisen einer Modellierung als „verteilten Slack“ oder „einzelnen Slack“ ist hierbei sowohl die Kenntnis der Netztopologie als auch der Impedanzen sowie der Transportaufgabe des HöS-Netzes notwendig.

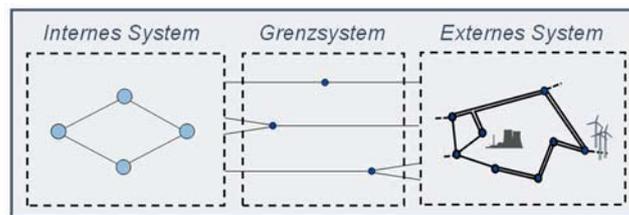


Abbildung 1: Bereiche des Systems

Grundsätzlich wird für alle Verfahren das System entsprechend Abbildung 3 in drei Bereiche unterteilt. Dabei entspricht das interne System innerhalb dieses Beitrags dem HS-Netz und das externe System dem zu ersetzenden HöS-Netz. Im Standard-Ward-Verfahren wird nun das vollständige externe System reduziert. Unter Annahme eines stabilen internen Systems können äquivalente Wirk- und Blindleistungsinjektionen an den Knoten des Grenzsystems ermittelt werden. Dieses Vorgehen ist üblicherweise hinreichend genau zur Ermittlung von Wirkleistungsflüssen. Sobald es jedoch zu einer Änderung des Systemzustands aus dem aktuellen Arbeitspunkt beispielsweise als Folge einer veränderten Last-/Einspeisesituation oder einem Betriebsmittelausfall kommt, ist die Abbildung der Blindleistungsflüsse in der Regel mit signifikanten Fehlern behaftet.

Um diese Fehler zu reduzieren, wurde das Standard-Ward-Verfahren entsprechend weiterentwickelt. Bei derartigen Weiterentwicklungen wie etwa dem PV-Ward- oder Active-Ward-Verfahren [6] bleiben alle spannungsgeregelten Knoten bzw. alle Knoten mit spannungsabhängigen Leistungsinjektionen und -entnahmen erhalten, um die Blindleistungsflüsse des externen Systems abbilden zu können. Bei einer hohen Anzahl an spannungsgeregelten Knoten, also Knoten mit einer spannungsabhängigen Einspeisung, erhöht sich die Komplexität jedoch signifikant gegenüber dem Standard-Ward-Verfahren. Da es sich bei dem HöS-Netz um ein Netz mit einer hohen Anzahl an spannungsabhängigen Knoten handelt, ist eine Abbildung des HöS-Netzes über ein PV-Ward-Verfahren aus Sicht eines einzelnen HS-Netzes wenig praktikabel.

Eine weitere Möglichkeit zur Abbildung des Verhaltens des HöS-Netzes ist das sogenannte Extended-Ward-Verfahren. Im Gegensatz zu dem PV-Ward-Verfahren kommt dieses Modell mit einer wesentlich geringeren Anzahl spannungsgeregelter Ersatzgeneratoren aus [5, 7].

Wie zuvor dargestellt, wird das System zur Ermittlung des Ersatznetzes in drei Bereiche eingeteilt. Die Lastflussgleichung des Gesamtsystems lässt sich unter Gruppierung des internen und externen Systems gemäß Formel 2.1 darstellen. Die Gleichungen des internen und externen Systems sind hierbei über die Admittanzen des Grenzsystems miteinander gekoppelt.

$$\begin{pmatrix} \vec{\tilde{S}}_F \\ \vec{\tilde{S}}_G \\ \vec{\tilde{S}}_I \end{pmatrix} = 3 \cdot \text{diag} \begin{pmatrix} \vec{U}_F \\ \vec{U}_G \\ \vec{U}_I \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Y_{EE} & Y_{EG} & 0 \\ Y_{GE} & Y_{GG}^E + Y_{GG}^I & Y_{GI} \\ 0 & Y_{IG} & Y_{II} \end{pmatrix}^* \begin{pmatrix} \vec{U}_F \\ \vec{U}_G \\ \vec{U}_I \end{pmatrix}^* \quad (2.1)$$

Bei dem Standard-Ward-Verfahren wird das Gleichungssystem mithilfe des Gauß'schen Eliminierungsverfahrens um die Knoten des externen Netzes reduziert. Das Ergebnis ist ein Netzmodell, bei dem das externe System vollständig von dem internen System und dem Grenzsystem entkoppelt ist. Der Einfluss der externen Knoten wird über zusätzliche Einspeisungen und zusätzliche Admittanzen an den Grenzknoten abgebildet. Die zusätzlichen Admittanzen werden unabhängig von der Last-/Einspeisesituation anhand der Impedanzen des externen Systems gebildet und setzen somit eine konstante Netztopologie voraus. Die zusätzlichen Einspeisungen werden unter Zuhilfenahme der Zustandsschätzung bzw. basierend auf dem Ergebnis einer Lastflussberechnung anhand des vollständigen Netzmodells ermittelt [5, 7].

Um die Auswirkungen einer Änderung des stationären Betriebszustandes insbesondere hinsichtlich resultierender Blindleistungsflüsse genauer abbilden zu können, wurde das Standard-Ward-Verfahren zu dem sogenannten Extended-Ward-Verfahren weiterentwickelt. Der Vorteil gegenüber dem PV-Ward-Verfahren ist eine signifikante Komplexitätsreduktion. Bei dem Verfahren wird an jeden Knoten des Grenzsystems eine Leitung sowie ein Ersatzgenerator angeschlossen. Bei diesen Ersatzgeneratoren handelt es sich um spannungsabhängige Knoten ohne Wirkleistungseinspeisung. An diesen Ersatzknoten wird die Spannung auf die mithilfe der Zustandsschätzung bzw. des gelösten Lastflussproblems ermittelten Sollspannung des Grenzknotens geregelt. Neben der Vorgabe der Sollspannung ist die komplexe Impedanz der zum Ersatzknoten führenden Leitung zu bestimmen. Dies erfolgt unter der erneuten Durchführung des Standard-Ward-Verfahrens. Hierdurch ergibt sich, dass sich die Blindleistung gemäß den tatsächlichen Netzimpedanzen des HöS-Netzes auf die Grenzknoten verteilt. Hat die Spannungsregelung der Ersatzgeneratoren einen großen Einfluss auf den Grenzknoten, ergibt sich infolgedessen eine kleine Impedanz. In diesem Fall liegt eine starke Kopplung vor, sodass die Spannungen an den Grenzknoten durch die Ersatzgeneratoren weitgehend konstant gehalten werden. Treten an den Grenzknoten Spannungsänderungen aufgrund von Auslenkungen aus dem quasistationären Systemzustand auf, reagieren die Ersatzgeneratoren auf die Spannungsschwankungen und speisen Blindleistung ein, um die Spannung an den Grenzknoten wieder auf die Sollspannung zu regeln.

3 Modelle

Um den Einfluss der Modellierungsgenauigkeit der Abbildung der HöS-Ebene auf Netzsicherheitsrechnungen in der HS-Ebene zu untersuchen, wird in diesem Beitrag ein im Rahmen des Projekts *SimBench* erstelltes Modellnetz der HS-Ebene verwendet. Dieses Modellnetz basiert auf öffentlich verfügbaren, georeferenzierten Daten aus OpenStreetMap [8]. Die Vorgehens-

weise zur Generierung des Netzes kann [9] entnommen werden. Ausgehend von diesem Modellnetz werden im Folgenden unterschiedliche Konzepte zur Abbildung des HöS-Netzes vorgestellt, die sich in ihrer Modellierungsgenauigkeit und somit in ihrer Komplexität unterscheiden. Zur realitätsnahen Abbildung der Leistungsflüsse im betrachteten HS-Netz wird zunächst ein spannungsebenenübergreifendes Netzmodell mit vollständiger Abbildung des HöS-Netzes gewählt. Dieses beinhaltet neben der Netztopologie und den Netzbetriebsmittelparametern die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern zu HöS-Knoten sowie stundenscharfe Informationen über die Last-/Einspeisesituation.

Ausgehend von den Ergebnissen des vollständigen Netzmodells soll untersucht werden, inwieweit vereinfachte Modellierungsansätze des HöS-Netzes zur hinreichenden Abbildung der relevanten Einflüsse ausreichend sind und inwieweit eine Einbeziehung von Informationen hinsichtlich der Kenntnis insbesondere der Last-/Einspeisesituation des HöS-Netzes erforderlich sind. Die unterschiedlichen Modelle zur Abbildung des HöS-Netzes sind schematisch in Abbildung 2 dargestellt. In Abhängigkeit der Modellierungsgenauigkeit nimmt auch die Komplexität des jeweiligen Modells zu.

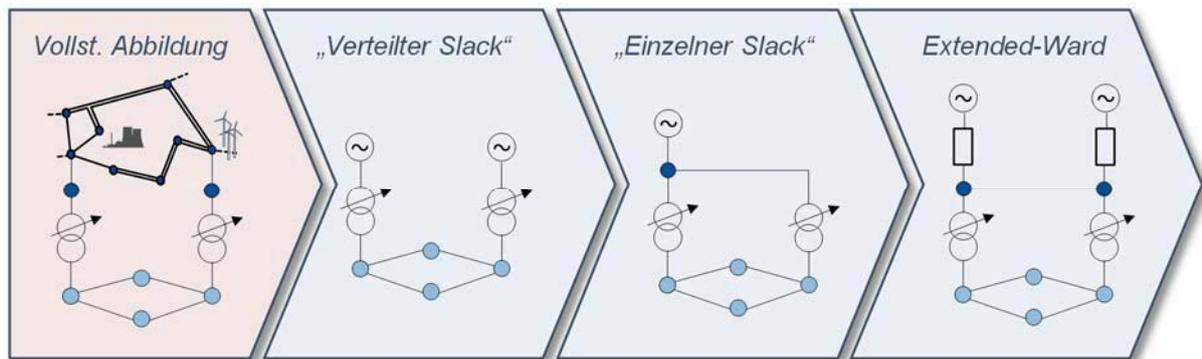


Abbildung 2: Übersicht der untersuchten Modelle zur Abbildung des HöS-Netzes

„Verteilter Slack“

Bei dem Modellierungsansatz „Verteilter Slack“ wird das HöS-Netz über nicht miteinander verbundene Ersatzgeneratoren abgebildet, die oberspannungsseitig an jedem der HöS/HS-Transformatoren angeschlossen werden. Die HöS/HS-Transformatoren sowie gegebenenfalls implementierte Regelungen ihrer Stufenstellungen werden somit explizit abgebildet. Der Einfluss der Netztopologie sowie der jeweiligen Netznutzungssituation des HöS-Netzes auf die Leistungsflüsse im HS-Netz werden hingegen vernachlässigt. Einer der Ersatzgeneratoren dient bei dieser Modellierung innerhalb der Lastflussberechnung als sogenannter Slack-Knoten, für den die Spannung sowie der Winkel vorgegeben werden und der somit für die Leistungsbilanzierung des HS-Netzes verantwortlich ist. Für die übrigen Ersatzgeneratoren wird ebenfalls jeweils eine Spannung vorgegeben. Gleichzeitig erfolgt die Vorgabe, in welchem Umfang diese Ersatzgeneratoren sich an der Wirkleistungsbilanzierung des Slack-Knotens beteiligen. Die Wirkleistungseinspeisung bzw. -entnahme dieser Ersatzgeneratoren berechnet sich somit aus der Wirkleistungsbilanzierung des Slack-Knotens.

„Einzelner Slack“

Eine weitere, stark vereinfachte Modellierung der HöS-Ebene kann über die Abbildung der HöS-Ebene als „Kupferplatte“ erfolgen. Die zuvor nicht miteinander verbundenen Generatoren der HöS-Ebene werden hierbei über impedanzlose Leitungen miteinander verbunden. Die

HöS/HS-Transformatoren sowie gegebenenfalls implementierte Regelungen der Stufenstellungen werden explizit abgebildet. Wie bei dem Modellierungsansatz „Verteilter Slack“ ist in diesem Fall keine Kenntnis über die Netztopologie sowie die Netznutzungssituation des überlagerten HöS-Netzes erforderlich.

Extended-Ward

Während die Modelle des verteilten und einzelnen Slacks die Einflüsse des HöS-Netzes stark vereinfacht abbilden, bieten das Extended-Ward-Verfahren unter Verwendung des Gauß'schen Eliminierungsverfahren sowie der Einführung fiktiver, spannungsgeregelter Ersatzgeneratoren eine genaue Abbildung des HöS-Netzes für stationäre Zeitpunkt Betrachtungen (siehe Abschnitt 2.2). Im Rahmen dieses Beitrags wird daher eine Extended-Ward-Modellierung der HöS-Ebene den vereinfachten Modellen gegenübergestellt.

4 Exemplarische Untersuchungen

Das für die Untersuchungen verwendete HS-Netz, welches im Rahmen des Projektes *Sim-Bench* entstanden ist, wird in Abschnitt 4.1 detailliert dargestellt. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen für die unterschiedlichen Modellierungsansätze zur Abbildung des HöS-Netzes ihren Einfluss auf Netzsicherheitsberechnungen des HS-Netzes. Abschließend kann anhand der Untersuchungsergebnisse die Frage beantwortet werden, wie detailliert das HöS-Netz abzubilden ist, um insbesondere auch unterschiedliche, im Rahmen des Projektes *Sim-Bench* definierte Anwendungsfälle, abzudecken und zukünftig relevante Fragestellungen beantworten zu können.

4.1 Untersuchungsprogramm

Bei dem in diesem Bericht untersuchten HS-Netzmodell handelt es sich um ein vorwiegend ländliches Netzmodell mit 74 Standorten, 77 Sammelschienen und drei Verknüpfungspunkten zur HöS-Ebene. An diesen Verknüpfungspunkten sind jeweils zwei redundante Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von 350 MVA angeschlossen. Die installierte Leistung der dezentralen Stromerzeugungsanlagen im HS-Netz beträgt in Summe 1.562 MW. Entsprechend den Angaben aus öffentlich verfügbaren Daten sind in dem Netzmodell je Trasse ein oder zwei Stromkreise vorhanden. Die Leiterseiltypen der Leitungen werden als AI/St 265/35 angenommen. Die Modellierung des HöS-Netzes sowie die Modellierung des Markteinsatzes der im HöS-Netz angeschlossenen Kraftwerke basiert auf Szenario B des Netzentwicklungsplans 2023. Abbildung 3 zeigt das betrachtete HS-Netzmodell und einen Ausschnitt des überlagerten HöS-Netzmodells.

Alle dargestellten Trassen sind jeweils mit einer Doppelleitung belegt. Anhand der betrachteten Netze werden für die unterschiedlichen Modelle zur Abbildung des HöS-Netzes jeweils Netzsicherheitsberechnungen durchgeführt. Diese umfassen eine Lastflussberechnung im Normalbetrieb (n-0) sowie eine Ausfallsimulation (n-1) für jede Stunde des betrachteten Jahres. Bei der Ausfallsimulation werden sowohl Ausfälle von HS-Leitungen als auch von Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt. Da der Fokus dieses Beitrags auf der Untersuchung des Einflusses der Abbildung des HöS-Netzes auf die Netzsicherheitsberechnung in der HS-Ebene liegt, werden im Folgenden die Betriebsmittelbelastungen der HS-Ebene untersucht.

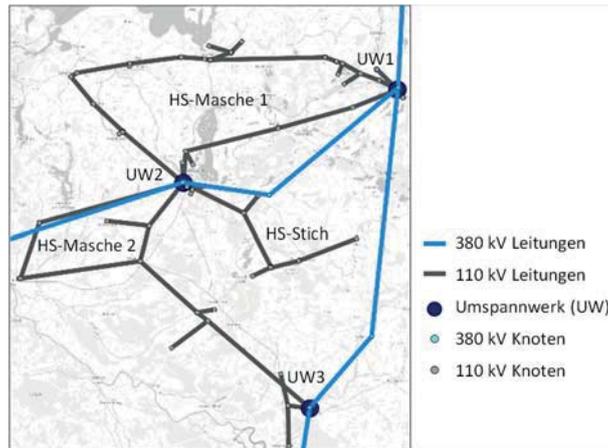


Abbildung 3: Betrachteter Ausschnitt des vollständigen HöS/HS-Netzmodells

4.2 Vollständige Abbildung des Höchstspannungsnetzes

Die im Jahresverlauf bei Betriebsmittelaufällen auftretenden maximalen Leitungsauslastungen und Knotenspannungen sind in Abbildung 4 in Form eines Boxplot-Diagramms je HS-Leitung und HS-Knoten dargestellt. Es ist zu erkennen, dass eine Vielzahl der Leitungen geringe (n-1)-Auslastungen aufweisen. In einzelnen Stunden kommt es jedoch für sechs Leitungen zu Auslastungen von über 100 %. Während die maximal auftretenden Spannungen für eine Vielzahl der Knoten und eine Vielzahl der Stunden zwischen 1,0 und 1,1 p.u. liegen, treten in wenigen Stunden Spannungen von über 1,1 p.u. auf.

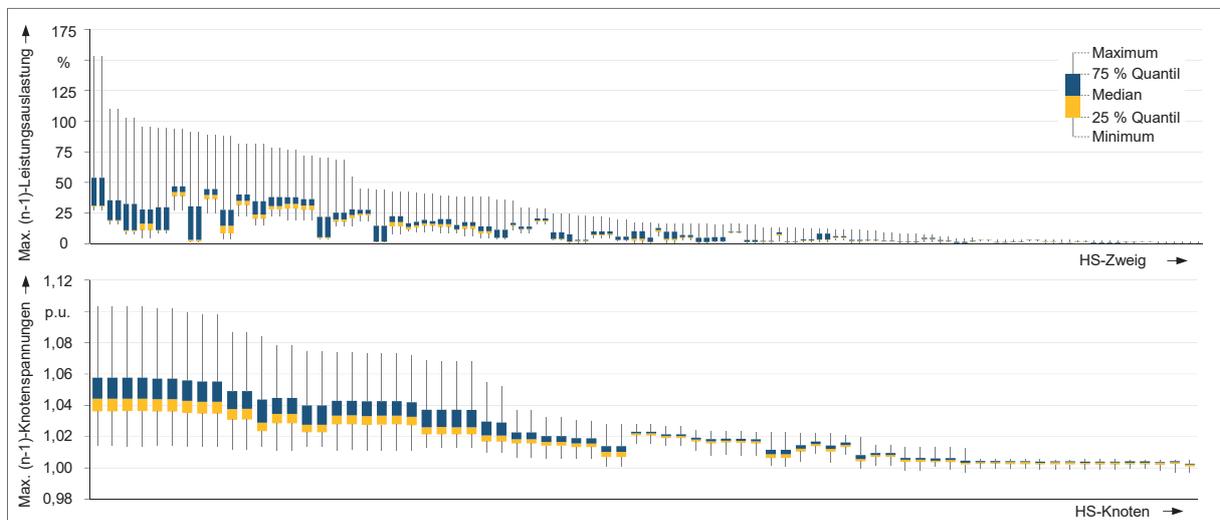


Abbildung 4: Maximale (n-1)-Leistungsauslastungen und (n-1)-Knotenspannungen des HS-Netzes bei vollständiger Modellierung der HöS-Ebene (Quantile bezogen auf Stunden des Jahres)

Abbildung 5 zeigt für den betrachteten Netzausschnitt die maximal auftretenden (n-1)-Leistungsauslastungen und (n-1)-Knotenspannungen für das untersuchte HS-Netz und erlaubt somit eine geographische Zuordnung. Es ist zu erkennen, dass insbesondere die Zuleitungen zu den Umspannwerken vergleichsweise hohen Auslastungen ausgesetzt sind. Die Spannungen für elektrisch nah an den Umspannwerken gelegene Knoten liegen, aufgrund der Regelung der HöS/HS-Transformatoren auf eine unterspannungsseitige Sollspannung von 1,0 p.u., auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Hohe Knotenspannungen treten insbesondere in HS-Masche 1 auf.

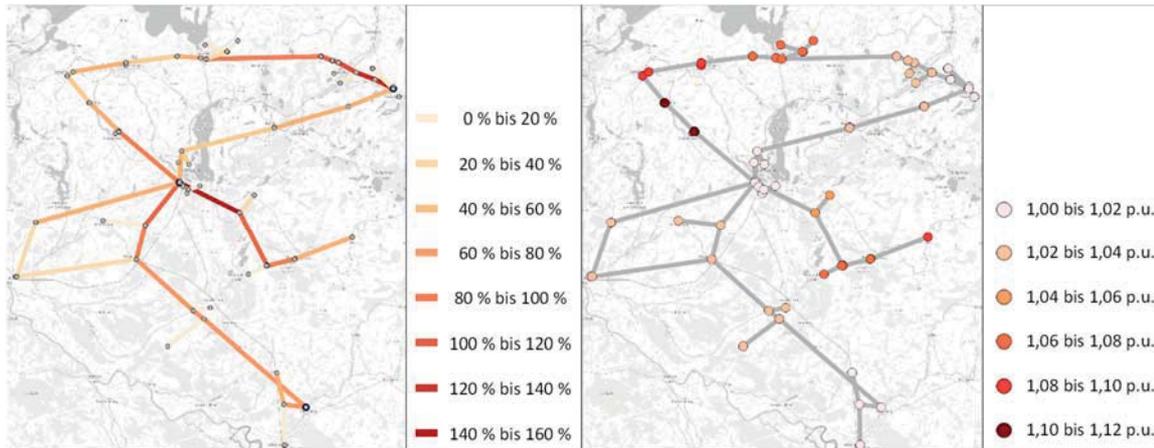


Abbildung 5: Maximale (n-1)-Leitungsauslastungen und (n-1)-Spannungen der Jahressimulation

4.3 Ersatznetzmodellierung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Ausfallsimulationen für das HS-Netz mit den vereinfachten Abbildungen der HöS-Ebene mit den Ergebnissen der Ausfallsimulation für das vollständige Netzmodell verglichen. Für die maximale (n-1)-Auslastung jeder Leitung und die maximale (n-1)-Spannung jedes Knotens werden daher für die Ersatznetzvarianten die stündlichen Abweichungen zu der vollständigen Modellierung identifiziert. Für die Leitung und die Knoten wird so eine Verteilung des Modellierungsfehlers identifiziert.

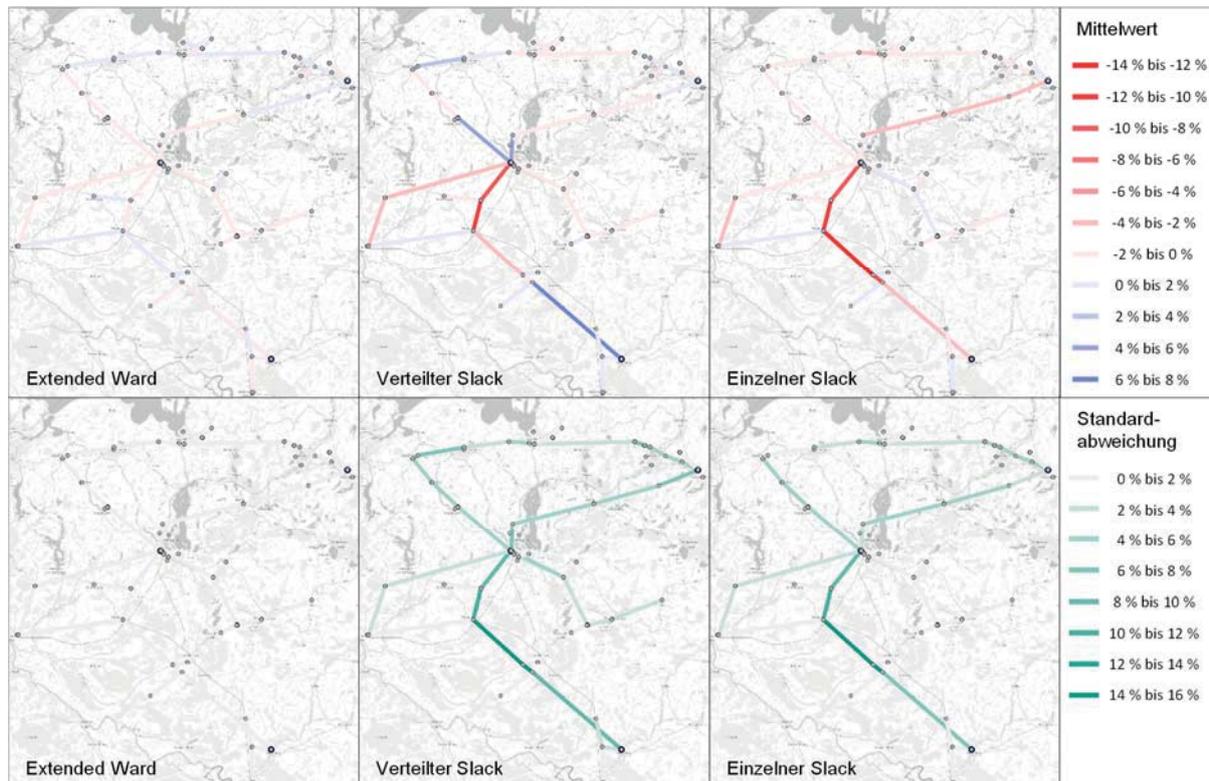


Abbildung 6: Mittelwert und Standardabweichung des Modellierungsfehlers der (n-1)-Leitungsauslastungen bei vereinfachter Modellierung des HöS-Netzes

Abbildung 6 zeigt den Mittelwert und die Standardabweichung dieser Fehlerverteilung für die maximalen (n-1)-Auslastungen der HS-Leitungen. Es ist zu erkennen, dass sowohl der mittlere

Fehler der Abschätzung der Leitungsauslastung durch das Extended-Ward-Modell als auch dessen Streuung nahe Null liegen. In einzelnen Stunden treten für einzelne Leitungen dennoch Modellierungsfehler in Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten auf. Eine exakte Modellierung der (n-1)-Leitungsauslastungen ist mittels Extended-Wards-Verfahren nicht möglich, da jede Ausfallsituation zu einer Auslenkung des Systemzustands aus dem quasistationären Arbeitspunkt führt und die Wechselwirkungen mit dem HöS-Netz über die Spannungsregelung der Extended-Ward-Ersatzgeneratoren nur vereinfacht abgebildet werden können.

Werden die Wechselwirkungen zwischen HöS- und HS-Netz vernachlässigt und das HöS-Netz über einen verteilten Slack oder einen einzelnen Slack abgebildet, steigen die Modellierungsfehler der Leitungsauslastungen signifikant an. In kritischen Stunden treten Fehler von bis zu 75 Prozentpunkten auf. Es ist zu erkennen, dass insbesondere auf solchen Leitungen hohe Modellierungsfehler auftreten, die die drei Umspannwerke miteinander verbinden. Innerhalb von HS-Stich 1 sind dagegen die Modellierungsfehler vergleichsweise gering, obwohl hier die höchsten Betriebsmittelbelastungen auftreten (vgl. Abschnitt 4.2). Die hohen Modellierungsfehler auf den HS-Verbindungsstrecken zwischen den Umspannwerken sind insbesondere auf Transitflüsse zurückzuführen, die sich aus einem in den jeweiligen Stunden auftretenden hohen Transportbedarf in der HöS-Ebene ergeben. Dieser hohe Transportbedarf führt zu entsprechenden Spannungswinkeldifferenzen zwischen den Knoten der Umspannwerke, welche über die Modellierung des HöS-Netzes als „verteilter Slack“ oder „einzelner Slack“ vernachlässigt werden. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 7 anhand einer Gegenüberstellung der Spannungswinkel aller HS-Knoten bei vollständigem und vereinfachtem HöS-Netzmodell für eine exemplarische Stunde verdeutlicht.

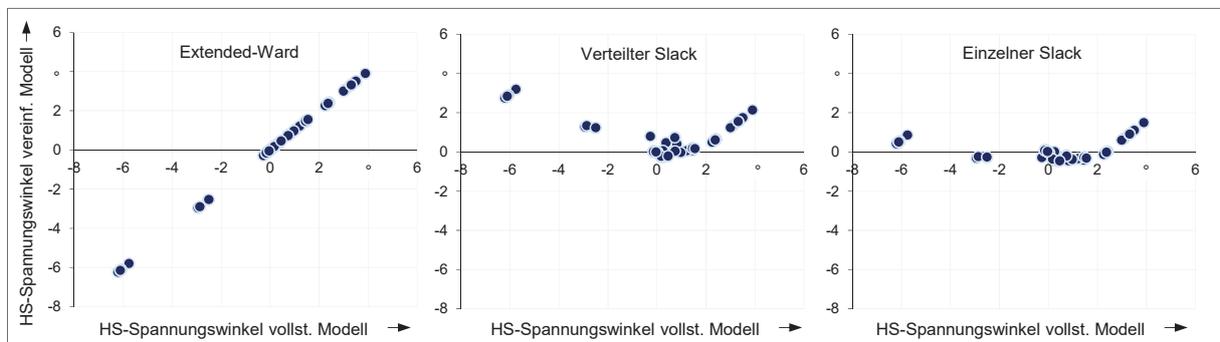


Abbildung 7: Vergleich der HS-Spannungswinkel zwischen vollständigem und vereinfachtem HöS-Netzmodell für eine exemplarische Stunde mit hohem Transportbedarf im Übertragungsnetz

Abbildung 8 zeigt den Mittelwert und die Standardabweichung des Modellierungsfehlers der (n-1)-Spannungen für jeden HS-Knoten. Die Ergebnisse zeigen, dass auch hinsichtlich der Modellierungsfehler der Knotenspannungen die geringsten Fehler für die Anwendung des Extended-Ward-Modells auftreten. Die maximalen Modellierungsfehler treten bei Modellierung des HöS-Netzes als verteilten Slack auf und betragen 0,03 p.u. Im Vergleich zu den Modellierungsfehlern der Leitungsauslastungen sind demnach die Fehler in der Abschätzung der (n-1)-Knotenspannungen vergleichsweise gering. Dies ist in erster Linie auf die Regelung der Transformatoren des HöS/HS-Umspannebene zurückzuführen, die die Spannungen an ihrer jeweiligen Unterspannungsseite weitgehend unabhängig von den Leistungsflüssen über die Transformatoren und somit weitgehend unabhängig von auftretenden Modellierungsfehlern dieser Leistungsflüsse auf eine unterspannungsseitige Sollspannung regeln. Innerhalb des HS-Netzes treten die höchsten Modellierungsfehler an solchen Knoten auf, die elektrisch weit von den

Umspannwerken entfernt sind und deren Zuleitungen zu den Umspannwerken hohen Modellierungsfehlern hinsichtlich der Leitungsauslastungen ausgesetzt sind. Die auftretenden Modellierungsfehler der $(n-1)$ -Knotenspannungen sind demnach ebenfalls hauptsächlich auf die Transitflüsse aus dem HöS-Netz zurückzuführen.

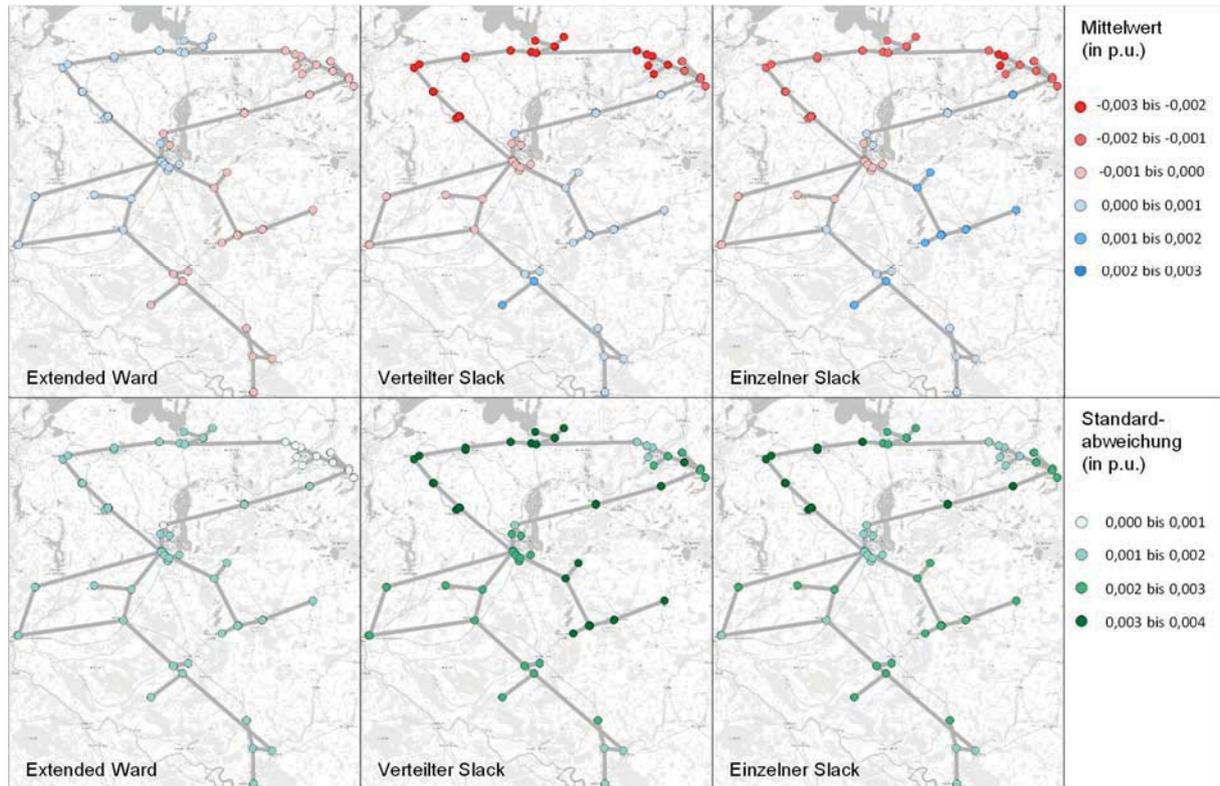


Abbildung 8: Mittelwert und Standardabweichung des Modellierungsfehlers der $(n-1)$ -Knotenspannungen bei vereinfachter Modellierung der HöS-Ebene

5 Zusammenfassung

Das sich kontinuierlich ändernde Elektrizitätsversorgungssystem fordert die stetige Entwicklung von Berechnungsmethoden zur Simulation heutiger und zukünftiger Anwendungsfälle, welche anhand eines Benchmarks validiert werden. Das Ziel von Benchmark-Datensätzen ist eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Netze, um die individuelle Anpassung bei der Nutzung der Datensätze zu vermeiden. Mit dem fortschreitenden Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen steigen die Wechselwirkungen zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Um diese Wechselwirkungen innerhalb eines solchen Benchmark-Netzdatensatzes für die Hochspannungsnetze abbilden zu können, sind geeignete Modelle der Höchstspannungsebene erforderlich. Innerhalb dieses Beitrags wird daher untersucht, inwieweit vereinfachte Modellierungsansätze den Einfluss der Höchstspannungsebene auf die Belastung der Hochspannungsnetze abbilden können. In diesem Beitrag werden daher die Modellierungsfehler verschiedener vereinfachter Ansätze zur Abbildung der Höchstspannungsebene anhand von Ausfallsimulationen in einem exemplarischen Hochspannungsnetz untersucht und verglichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Vergleich zu einer vollständigen Modellierung der Höchstspannungsebene eine vereinfachte Modellierung unter Verwendung eines Extended-Ward-Modells die auftretenden Modellierungsfehler der Betriebsmittelbelastungen gering sind. Vereinfachte Modellierungen, die ohne detaillierte Kenntnisse der Topologie und der jeweiligen

Netznutzungssituation des überlagerten Höchstspannungsnetzes auskommen, können jedoch zu signifikanten Modellierungsfehlern führen, da zentrale Wechselwirkungen zwischen beiden Spannungsebenen wie etwa Transitflüsse nicht berücksichtigt werden. Derartig vereinfachte Modellierungen können somit zwar für einen ersten Vergleich neuer Lösungsansätze im Bereich der Netzanalyse von Hochspannungsnetzen angewendet werden. Steht jedoch die Abbildung realer Netznutzungssituationen im Fokus der Untersuchung, ist eine Einbeziehung detaillierterer Modellierungen der Höchstspannungsebene wie das Extended-Ward-Verfahren innerhalb von Benchmark-Netzdatensätzen für die Hochspannungsebene insbesondere für kritische bzw. auslegungsrelevante Netznutzungssituationen erforderlich.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Projekt SimBench [Online]: <https://www.simbench.net>
- [2] Tong, S., Slack Bus Modeling for Distributed Generation and Its Impacts on Distribution System Analysis, Operation and Planning, Ph.D. thesis, 2006
- [3] Tong, S., Kleinberg, M., Miu, K. A distributed slack bus model and its impact on distribution system application techniques, IEEE International Symposium on Circuits and Systems, 2005, <https://doi.org/10.1109/ISCAS.2005.1465692>
- [4] Ward, J.B., Equivalent Circuits for Power-Flow Studies, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 8 (1) 1949, <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1949.5059947>
- [5] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A., Stott, B., Alsac, O., Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-99 (6) 1980, <https://doi.org/10.1109/TPAS.1980.319797>
- [6] Loitz, S., Spannungsabhängige Modelle von Erzeugungseinheiten für die Netzsicherheitsrechnung, Dissertation, Shaker Verlag, 2016
- [7] Wu, F.F., Monticelli, A., Critical Review of External Network Modelling for Online Security Analysis, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 5 (4) 222-235, 1983, [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(83\)90023-6](https://doi.org/10.1016/0142-0615(83)90023-6)
- [8] OpenStreetMap - Deutschland [Online]: <https://www.openstreetmap.de>
- [9] Klettke, A., van Leeuwen, T., Moser, A., Generierung von Benchmark-Modellnetzen in der Hochspannungsebene auf Basis öffentlich verfügbarer Daten, IEWT 2017, Wien, 2017.