SimBench - Dokumentation

Dokumentationsversion DE-1.0.0



Elektrische Benchmarknetzmodelle

26. August 2019

Autoren

Universität Kassel

M.Sc. Steffen Meinecke
Dr. Nils Bornhorst
Dr. Lars-Peter Lauven
M.Sc. Jan-Hendrik Menke
Prof. Dr.-Ing Martin Braun

Fraunhofer IEE

M.Sc. Simon Drauz
Dr. Christian Spalthoff
M.Sc. Dennis Cronbach
Dr. Tanja Kneiske
Prof. Dr.-Ing Martin Braun

RWTH Aachen University

M.Sc. Annika Klettke
M.Sc. Julian Sprey
Dr. Tobias van Leeuwen
Prof. Dr.-Ing Albert Moser

Technische Universität Dortmund

M.Sc. Džanan Sarajlić
M.Sc. Chris Kittl
Prof. Dr.-Ing Christian Rehtanz

Inhaltsverzeichnis

1 Lizenz 1

2 Einleitung 3

2.1 Motivation . . . 3
2.2 Stand der Technik . . . 4
2.3 Ziele und wissenschaftliche Beiträge . . . 5
2.4 Gliederung dieser Dokumentation . . . 6

3 Methodik zur Generierung des SimBench-Datensatzes 7

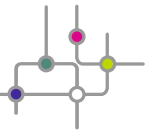
3.1 Anwendung der neuen allgemeinen Methodik zur Generierung von Benchmarknetzen am Beispiel der Mittelspannung . . . 7
3.1.1 Zielsetzung und definierte Anwendungsfälle . . . 8
3.1.2 Analyse und Zusammenfassung wesentlicher Zusammenhänge und Netzparameterwertebereiche . . . 9
3.1.3 Ableitung der Anforderungen aus den Anwendungsfällen . . . 11
3.1.4 Datenanalyse . . . 13
3.1.5 Netzgenerierung durch Datenauswahl . . . 15
3.1.6 Datensatzvalidierung . . . 15
3.2 Methodische Vorgehensweise der Höchstspannungebene . . . 17
3.2.1 Topologie . . . 18
3.2.2 Versorgungsaufgabe . . . 19
3.3 Methodische Vorgehensweise der Hochspannungsebene . . . 22
3.3.1 Eingangsdaten . . . 23
3.3.2 Datenverarbeitung . . . 24
3.3.3 Generierung der Modellnetze . . . 27
3.4 Methodik der Niederspannung . . . 29
3.4.1 Klassifizierung der Versorgungsaufgabe . . . 30
3.4.2 Niederspannungs-Netzmodellgenerierung . . . 32
3.5 Vorgehensweise zur Erzeugung der Zeitreihen . . . 32
3.5.1 Sammelverbraucher . . . 33
3.5.2 Einzelverbraucher . . . 34
3.5.3 Aggregierte Lastzeitreihen . . . 42

3.5.4 Einspeisezeitreihen . . . 45
3.5.5 Speicherzeitreihen . . . 46
3.6 Vorgehensweise zur Generierung der Entwicklungsszenarien . . . 47
3.6.1 Methodikübersicht . . . 47
3.6.2 Bestimmung der Abbruchkriterien . . . 50
3.6.3 Einbindung der Abbruchkriterien in der Umsetzung der Entwicklungsszenarien . . . 51
3.6.4 Validierung der Ergebnisse aus der Szenarienentwicklung . . . 53
3.6.5 Erzeugung der Szenariennetze in der Höchstspannung . . . 53

4 Überblick über den SimBench-Datensatz 55
4.1 Beschreibung der SimBench-Benchmarknetzmodelle . . . 55
4.1.1 Höchstspannung . . . 55
4.1.2 Hochspannung . . . 58
4.1.3 Mittelspannung . . . 63
4.1.4 Niederspannung . . . 70
4.1.5 Zeitreihen . . . 75
4.1.6 Entwicklungsszenarien . . . 83
4.2 Eindeutige Bezeichnung von Netzen und Netzkombinationen mithilfe des SimBench-Codes . . . 91
4.2.1 Modellierungsprinzip beim Spannungsebenenübergang . . . 91
4.2.2 Subnet-Parameter . . . 92
4.2.3 SimBench-Code . . . 93
4.3 Datenformat und Erreichbarkeit . . . 95
4.3.1 Datenformat . . . 96
4.3.2 Datenerreichbarkeit per Website und GUI . . . 109

5 Sammlung verschiedener, grundlegender Anwendungsfälle 113
5.1 Definierte planungsrelevante Berechnungsfälle . . . 113
5.2 Lastflussrechnung mit verschiedenen Softwaretools . . . 116
5.3 Vergleich zwischen konventioneller und zeitreihenbasierter Netzplanung . . . 118
5.3.1 Konventionelle Netzplanung auf Basis definierten Lastfällen . . . 118
5.3.2 Zeitreihenbasierte Netzplanung . . . 118
5.3.3 Beispielsimulation mit SimBench . . . 119
5.4 Zustandsschätzung . . . 120

6 Zusammenfassung und Ausblick 123



Anhang 125

A SimBench-Codes 127

B Lastflussergebnisse 129

C Konverterbeschreibungen und Anwendung in den Tools 137

C.1 PowerFactory . . . 137

C.1.1 Installation von Python . . . 137

C.1.2 Verwendung des SimBench-Konverters in PowerFactory . . . 138

C.2 Pandapower . . . 139

C.3 Integral . . . 139

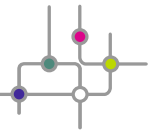
Nomenklatur 141

Abbildungsverzeichnis 143

Tabellenverzeichnis 147

Danksagung 149

Literaturverzeichnis 151



1 Lizenz

Die SimBench-Datensätze sind unter der Open Database License lizensiert. Jegliche Rechte an individuellem Inhalt der Datenbank sind unter der Database Contents License lizensiert. Die Open Database License findet sich zum einen unter https://opendatacommons.org/licenses/odbl/1.0/ und zum anderen zum Download auf simbench.de. Die Database Contents License finden Sie unter https://opendatacommons.org/licenses/dbcl/1.0/ oder ebenfalls zum Download auf simbench.de.

Die SimBench-Dokumentation ist lizensiert unter der GNU Free Documentation License. Auch diese befindet sich auf simbench.de oder auf https://www.gnu.org/licenses/fdl-1.3.txt.

2 Einleitung

SimBench ist ein Forschungsprojekt zur Erstellung einer „Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung“, das dreieinhalb Jahre, vom 01.11.2015 bis zum 30.04.2019, lief. Es entstand im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Bearbeitet wurde das Projekt entsprechend der vorne genannten Autoren durch die Universität Kassel, das Fraunhofer IEE, die RWTH Aachen University sowie der Technischen Universität Dortmund. Koordiniert wurde das Projekt von der Universität Kassel, welches durch den Fachbeirat aus sechs deutschen Verteilnetzbetreibern unterstützt wurde: DREWAG NETZ GmbH, Energie Netz Mitte GmbH, ENSO NETZ GmbH, Netze BW GmbH, Syna GmbH und Westnetz GmbH.

2.1 Motivation

Neue Technologien sowie veränderte gesetzliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen führen zu stetigen Veränderungen der elektrischen Energieversorgung. Insbesondere das Streben nach einer nachhaltigeren Energiewirtschaft mit einem verringerten Ausstoß an Treibhausgasen forderte in den letzten Jahren ein Umdenken. In der Forschung und von Netzbetreibern werden infolgedessen auch weiterhin viele Studien zur Verbesserung der elektrischen Energieversorgung erarbeitet. Diese basieren häufig auf Netzsimulationen mithilfe von Lastflussberechnungen. Für Simulationen mit Lastflussberechnungsprogrammen, wie beispielsweise PowerFactory [1], Integral [2] oder `pandapower` [3], werden Netzparameterdaten der Netzmodelle benötigt. Je nach Art der Studie kann es sehr sinnvoll sein, Netzparameterdaten echter Netze zu verwenden. Es gibt jedoch auch eine Vielzahl von Anwendungsbereichen, in denen es ausreicht, realitätsnahe Netzdaten zu verwenden. Öffentlich verfügbare und frei nutzbare Netzdaten sind für die Forschung und Verbesserung der Energieversorgung sehr hilfreich. Diese beschleunigen die Forschung dadurch, dass meist keine Verzögerungen durch Absprachen, Freigabeprozesse und Datenübermittlungen entstehen, und ermöglichen die nachvollziehbare Darstellung von Ergebnissen. Unterschiedliche Ansätze können anhand frei verfügbarer Netzdaten verglichen werden und fremde Forschungsergebnisse reproduziert werden. Somit können Simulationen mit öffentlich verfügbaren Netzdaten grundlegende wissenschaftliche Ansprüche erfüllen.

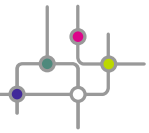
Durch die oben angesprochene stetige Veränderung der realen Stromnetze sinkt die Eignung von unveränderten Netzdaten mit der Zeit. Neue oder erneuerte Netzdaten werden notwendig. Beispielsweise können mit früheren Netzdatensätzen intelligente Betriebsführungen für Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEAs), veränderbare Lasten oder Speicher nicht geeignet entwickelt werden, weil diese nicht in der Form und dem Umfang vorkamen, wie sie es heute tun oder für die Zukunft erwartet werden.

Benchmarking wird als Prozess zur Messung der Leistungsfähigkeit eines Werkzeugs, Softwareprogramms oder Unternehmensprozesses unter festgesetzten Bedingungen oder gleichen Voraussetzungen bezeichnet, welches dadurch Bewertungen oder Vergleiche ermöglicht [4]. Netzdaten, die als Datengrundlage geeignet sind, um Vergleiche von mehreren Werkzeugen, zum Beispiel zur Netzbetriebsführung, Netzausbauplanung oder Netzsimulation, zu ermöglichen, bezeichnen wir fortwährend als Benchmarknetze. Mit dieser Eigenschaft einer geeigneten Datenauswahl sind Benchmarknetze bei Entwicklern gefragt, da diese keine eigene Netzdatenzusammenstellung vornehmen müssen und sich die erzielten Ergebnisse mit vorherigen Entwicklungen und Ergebnisdarstellungen, erstellt an dem oder den selben Benchmarknetz(en), gut vergleichen lassen. Durchdachte, geeignet ausgewählte und öffentlich bereitgestellte Netzdaten können Datensatzerstellungs-, Anpassungs- und Verbesserungsaufwand vieler Anwender ersparen.

2.2 Stand der Technik

Eine Vielzahl von nützlichen und geeigneten Netzdaten existiert bereits. Diese unterscheiden sich durch viele verschiedene Eigenschaften. Es sind alte und neue, einfache und umfangreiche Netzmodelle vorhanden. Ebenso existieren Netzdaten in allen üblichen Spannungsebenen sowie Netzdaten, die für unterschiedliche Regionen oder Anwendungsfälle gedacht sind. Im Forschungsprojekt SimBench wurde daher eine Übersicht über bereits existierende, öffentlich verfügbare Netzdaten und Netzdatensammlungen sowie Zeitreihen und Netzparameterdaten erstellt und online gestellt (↳Link).

Wegen der Vielzahl verschiedener Eigenschaften und Anwendungsgebiete sowie der stetigen Veränderung realer Stromnetze und Anforderungen an Netzdatensätze als Simulationsdatenbasis existiert, trotz der vorhandenen öffentlichen Netzdaten, ein Bedarf an neuen, geeigneten Benchmarknetzen. So werden verfügbare Netzdaten immer wieder für Anwendungsfälle genutzt, für die diese nicht explizit erstellt wurden [5]. Ebenso kommt es vor, dass Netzdaten veröffentlicht werden, ohne dass die Zielsetzung und der anvisierte Anwendungsbereich genannt werden oder Informationen über den Ursprung der Daten gegeben werden. Obgleich diese Informationen für einige existierende Netzdaten beschrieben sind, fehlt häufig eine ausführliche, schrittweise und nachvollziehbare Beschreibung des Designprozesses. Eine allgemeine Methodik, die genutzt wer-



den kann, um den wiederkehrenden Bedarf an neuen oder erneuerten Benchmarknetzdaten zu decken, fehlt.

Des Weiteren sind Benchmarkdatensätze rar, die dafür konzipiert sind, spannungsebenenübergreifende Simulationen zuzulassen. Bisher werden häufig verschiedenartige Netze unterschiedlichen Ursprungs für spannungsebenenübergreifende Studien kombiniert [6, 7]. Weil kaum Benchmarkdatensätze existieren, denen Last- und Erzeugungszeitreihen beigefügt sind und diese eindeutig zugeordnet sind, verwenden Netzdatenanwender immer wieder Profile dritter Quellen [8, 9, 10]. Dies bedeutet Mehraufwand und erschwert die Reproduzierbarkeit und Nachvollziehbarkeit.

Für die Simulation und Analyse neuer Lösungen für Netzplanung oder Netzbetriebsführung ist es entscheidend, dass die zugrunde liegenden Netzdaten sich in einem geeigneten Netzzustand befinden. Untersuchungen zur Wirkleistungsreduzierung erneuerbarer Energien, so genannter Spitzenkappung, oder Vergleiche von Betriebsführungen von DEA sind beispielsweise nur dann aussagekräftig, wenn eine hohe Einspeisung zu Netzzuständen dazu führen, dass Grenzwerte von Spannungen und Betriebsmittelauslastungen (beinahe) überschritten werden. Soll hingegen ein Verfahren getestet werden, welches unter einer Vielzahl möglicher Schalterkonfigurationen eine Optimale bestimmen soll, darf das genutzte Netz nicht in solch einem Zustand sein, dass es keine einzige mögliche Schalterkonfiguration bietet, die nicht die Grenzwerte verletzt. Häufig finden sich jedoch Studien, die ihren Bedarf an einem grenzverletzender oder grenzverletzungsfreier Netzzustand durch Netzdatenmanipulation erreichen.

2.3 Ziele und wissenschaftliche Beiträge

Die Zielsetzung des Forschungsprojekts SimBench ist ein Benchmarkdatensatz, welcher als Basis zur Entwicklung innovativer Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung dienen soll. SimBench unterscheidet sich dabei von anderen Benchmarknetzen durch folgende, wesentliche Schwerpunkte:

- Berücksichtigung eines breiten Spektrums von Anwendungsfällen bei der Entwicklung des Datensatzes

- Bereitstellung von Netzdaten verschiedener Spannungsebenen: Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS), Hochspannung (HS) und Höchstspannung (HöS), welche außerdem geeignet zusammengeschaltet werden können, um spannungsebenenübergreifende Simulationen zu ermöglichen

- Zur Verfügungsstellung von Netzdaten in drei Varianten, Entwicklungsszenarien genannt, um heutige Netzzuständen ohne Grenzwertverletzungen und künftige Netzzuständen mit Grenzwertverletzungen bei Vernachlässigung von Netzausbaumaßnahmen bereitzustellen
- Sicherstellung hoher Reproduzierbarkeit und Vergleichbarkeit durch Bereitstellung und eindeutiger Zuordnung von Last- und Erzeugungszeitreihen
- Validierung der Eignung des Datensatzes mittels Literaturrecherche, Vergleiche zu realen Netzdaten, Expertenrat und Durchführung von Simulationsrechnungen

Die Zielsetzung sieht vor, zur Generierung und Validierung des Datensatzes deutsche Verhältnisse zu berücksichtigen. Nichtsdestotrotz kann der SimBench-Datensatz auch international angewendet werden, sofern Simulationen für vergleichbare Netze durchgeführt werden. Er ist unter Beachtung der in Kapitel 1 genannten ODbL-Lizenz frei verfügbar.

Nicht zur Zielsetzung der SimBench-Netzdaten gehört, Netze zu erstellen, mit deren Hilfe beispielsweise Rückschlüsse oder Hochrechnungen auf reale Netzgebiete geschlossen werden können. Ebenso ist es kein vorrangiges Ziel, Modelle real existierender Netze zu erstellen. Solche sind als Benchmarknetze zwar denkbar, sind aber keine Voraussetzung für einen gutes Benchmarkdatensatz.

Zur Zielsetzung des Projekts gehört neben dem Datensatz selbst ebenfalls die Entwicklung einer geeigneten Methodik zur Erstellung eines Benchmarknetzes.

2.4 Gliederung dieser Dokumentation

Ziel dieser Dokumentation ist es, den erstellten und öffentlich verfügbaren Benchmarkdatensatz elektrischer Netzmodelle zu beschreiben (Kapitel 4), dessen Entstehung nachvollziehbar darzustellen (Kapitel 3) sowie dem Anwender Hinweise über eine geeignete Nutzung der Daten zu geben (Kapitel 5 und Anhang). Die im Forschungsprojekt durchgeführte Analyse, inwiefern angewendete Methoden elektrischer Energiesysteme auch auf andere Energiesysteme, wie Gas- und Wärmenetze, übertragen werden können, wird in dieser Dokumentation nicht behandelt. Bei Interesse sei an dieser Stelle auf den Abschlussbericht von SimBench verwiesen.

3 Methodik zur Generierung des SimBench-Datensatzes

Im Forschungsprojekt SimBench wurde eine allgemeine Methodik zur schrittweisen Erstellung von Benchmarknetzen entwickelt [11]. Mithilfe dieser wurden im Rahmen des Projektes SimBench umfassende Benchmarknetze für verschiedene Anwendungsfälle und Netzebenen entwickelt. Die Ausgestaltung kann je nach Zielsetzung und zur Verfügung stehenden Informationen unterschiedlich ausfallen. Zunächst wird die allgemeine Methodik anhand der Vorgehensweise in der MS-Ebene erläutert und anschließend werden die Spezifika der Methodikumsetzung für die anderen Spannungsebenen, die Zeitreihen und die Entwicklungsszenarien dargelegt.

3.1 Anwendung der neuen allgemeinen Methodik zur Generierung von Benchmarknetzen am Beispiel der Mittelspannung

In diesem Kapitel werden ergänzend zu der Veröffentlichung [11] weitere Beispiele aus der MS-Ebene zur Erläuterung der in SimBench angewandten Methodik vorgestellt. Zu den Entwicklungskriterien für die Methodik gehört, dass diese zielgerichtet, anwendbar, wissenschaftlich und nachvollziehbar sein soll. Neben der Erstellung des SimBench-Datensatzes hat die Methodik das Ziel, den SimBench-Datensatz aktuell zu halten. Wenn der Datensatz die Anforderungen weiterer Anwendungsfälle nicht erfüllt, kann der Anwender erneut die Methodik anwenden und somit den Datensatz in nachvollziehbarer und transparenter Weise erweitern. Die Methodik kann darüber hinaus als Grundlage für andere Benchmarkvorhaben dienen.

Darstellung 3.1 zeigt das Flussdiagramm der Methodik. Die Schritte 1-4 dienen dazu, eine umfangreiche Informationslage über geeignete Netzdaten zu erhalten. Aus den Schritten resultiert eine Zusammenstellung von präzisen Anforderungen an den Netzdatensatz, sodass sich Netzparameterauswahlempfehlungen ergeben. Durch das Durchlaufen aller Schritte unter gemeinsmer Betrachtung definierter Anwendungsfälle können Anwendungsfälle, deren Anforderungen eine entgegengesetzte Parameterwahl bevorzugen, frühzeitig entdeckt und die Parameter so bestimmt werden, dass sie für allen Anforderungen genügen. In Schritt 5 werden die Netzparameter ausgewählt und in Schritt 6 durch Lastflusssimulationen und der Durchführung einzelner Anwendungsfälle getestet. Die iterative Schleife aus Schritt 5 und 6 ist ein Schlüsselelement, um die

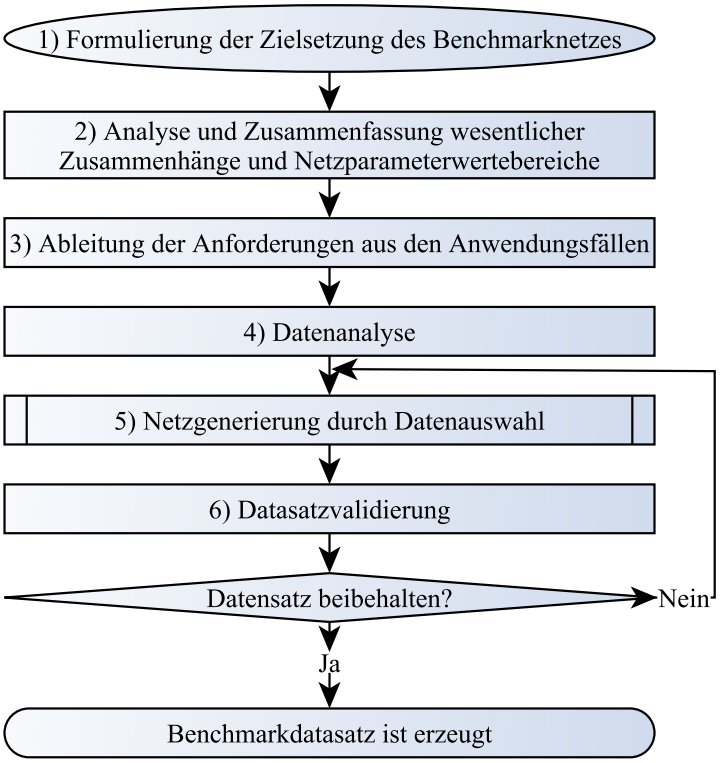


Abbildung 3.1: Ablaufdiagramm der Methodik zur Generierung von Benchmarknetzen

Eignung und die Anwendbarkeit des Datensatzes sowie eine Vergleichbarkeit unter Verwendung des Datensatzes sicherzustellen. Für die Erstellung der Benchmarknetze der vier Spannungsebenen (HöS, HS, MS und NS) wurde die Methodik getrennt voneinander durchgeführt. Abschließend wurden aus dem gesamten Datensatz, inklusive aller Spannungsebenen, Zeitreihen und Entwicklungsszenarien sowie spannungsebenübergreifende Netze mit Kombinationen aus je zwei Spannungsebenen generiert und validiert. Eine iterative Evaluierung von Kombinationen aus mehr als zwei Spannungsebenen, entsprechend der Schleife von Schritt 5 und Schritt 6, wurde nicht durchgeführt.

3.1.1 Zielsetzung und definierte Anwendungsfälle

Die Zielsetzung der Erstellung des SimBench-Datensatzes ist bereits in Kapitel 2.3 dargelegt. Diese kann auch für die Erstellung der MS-Netzdaten übernommen werden. Zum erwarteten Adressaten- beziehungsweise Anwenderkreis gehören Personen, die Netzstudien auf Basis von statischen Lastflussberechnungen durchführen, insbesondere im deutschen oder europäischen Kontext sowie Wissenschaftler und Netzbetreiber. In den Tabellen 3.1 bis 3.3 sind alle Anwendungsfälle zusammengetragen, die für die Erstellung des SimBench-Datensatzes berücksichtigt wurden. Für die

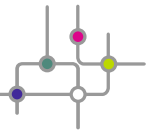


Tabelle 3.1: Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Übertragungsnetzbetreiber

Kürzel	vorwiegend betroffene Spannungsebenen	Anwendungsfall
TSO1	HöS, HS	Abruf und Dimensionierung von Blindleistung
TSO2	HöS	Abruf und Dimensionierung von Regelleistung
TSO3	HöS, HS	Ausfallsimulation
TSO4	HöS	Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragung
TSO5	HöS, HS	Redispatchsimulation
TSO6	HöS, HS	Simulation der Netzwiederherstellung
TSO7	HöS, HS	Simulation der Spannungs-Blindleistungsoptimierung
TSO8	HöS, HS	Spannungsstabilitätsbewertung
TSO9	HöS, HS	Topologieoptimierung
TSO10	HöS, HS	Leistungsflusssteuerung

Erstellung der MS-Netzdaten sind entsprechend nur die Anwendungsfälle aus Tabelle 3.2 relevant.

3.1.2 Analyse und Zusammenfassung wesentlicher Zusammenhänge und Netzparameterwertebereiche

Mit diesem Schritt soll frühzeitig im Datensatzerstellungsprozess abgeschätzt werden, welche Teilbereiche eines Netzes relevant sind, welche Netzparameter auf die Zielsetzung welche erwartbaren Einflüsse haben und in welchen Größenordnungen diese Netzparameter vorliegen. Als Einflussgrößen mit hoher oder sehr hoher Relevanz wurden eingestuft: Netztopologie (z.B. Vermaschungsgrad, Anzahl paralleler Leitungen und Transformatoren, Abgangslängen und Anzahl an Verzweigungen), Nennspannung, Transformatormodellierung und -parametrierung, Kabel/Freileitungsverhältnis, Leitungstypen, Leitungslängen, Leistungen sowie die Verteilung von Last- und Erzeugungsanlagen. Einflussgrößen, deren Bedeutung stark vom betrachteten Anwendungsfall abhängen, sind: Modellierung von Schalter und Schaltanlagenkonzepte, Abbildung von Speichern und die Modellierung von externen Netzen. Für die MS-Ebene wurde die Relevanz von Kompensationsanlagen, wegen ihres geringen Vorkommens, und die Berücksichtigung der Sternpunktbehandlung, aufgrund des fehlenden Vorkommens in den in SimBench adressierten Anwendungsfällen, als gering eingestuft.

Die aus der Literatur entnommenen Informationen über Ausprägungen und Größenordnungen von Netzparametern werden mit den Ergebnissen der Datenanalyse in Schritt 4 verglichen. Dennoch werden an dieser Stelle beispielhaft die ermittelten Ausprägungen der Einflussgrößen „Netztopologie“ und „Kabel/Freileitungsverhältnis“ kurz dargestellt: Die am weitesten verbreitete Netz-

Tabelle 3.2: Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Verteilnetzbetreiber

Kürzel	vorwiegend betroffene Spannungsebenen	Anwendungsfall
DSO1	HS, MS	Blindleistungsanforderung überlagerter Netzbetreiber
DSO2	HS	Abregelungsanfrage überlagerter Netzbetreiber
DSO3	HS - NS	Spannungshaltung
DSO4	HS, MS	Zentrale Blindleistungsoptimierung/-regelung
DSO5	HS	Netzverlustminimierung
DSO6	HS, MS	Spitzenkappung als Teil der Netzbetriebsführung
DSO7	MS	Vorausschauende Betriebsführung
DSO8	MS, NS	Netzautomatisierung mit lokalen oder dezentralen Reglern
DSO9	MS, MS	Automatisierte Wiederherstellung der Stromversorgung nach Fehler
DSO10	MS, NS	Trennstellenoptimierung
DSO11	HS	Lokales Engpassmanagement
DSO12	HS, MS	Spannungsebenenübergreifendes Engpassmanagement
DSO13	MS, NS	State Estimation im Verteilnetz
DSO14	HöS, HS	Leistungsflussregelung im Übertragungs- und Verteilnetz
Plan1	MS, NS	Autonomer Verteilnetzbetrieb / Netzrekonfiguration
Plan2	HS, MS	Automatisierter Netzwiederaufbau
Plan3	HS - NS	Konventionelle Netzausbauplanung
Plan4	HöS, HS	Spannungsebenenübergreifende Netzausbauplanung der ÜN
Plan5	HS - NS	Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz
Plan6	HöS - NS	Zeitreihenbasierte Ermittlung der Netzbelastung
Plan7	HöS - NS	Konventionelle Netzausbauplanung + SmartMarket + SmartGrid
Plan8	HS	Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragung im Verteilnetz
Plan9	HS, MS	Topologieoptimierung
Plan10	NS	Erprobung von Einsatzkonzepten regelbarer Ortsnetztransformatoren

topologie in der MS-Ebene sind offen betriebene Ringe [12, 13, 14, 15]. In den Büchern [16, 12] sind jedoch weitere, gängige und denkbare Topologien wie solche mit Gegenstation, Schwerpunktstation oder Triple-Systemen, vorgestellt. In einer deutschen Verteilernetzstudie [15] werden für die MS-Ebene 70 % bis 95 % Verkabelung als typisch angegeben, während in ländlichen Gebieten auch 40 % auftreten können. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) gab für 2013 deutschlandweit 78,8 % Kabelanteil an [17], während eine Studie für Europa einen Medianwert von 56,8 % mit großer Varianz ermittelte [18]. Mit den so ermittelten Informationen sowie den folgend beschriebenen Auswertungen des Schrittes 4 werden in Schritt 5 MS-Netze mit den unterschiedlichen, häufig vorkommenden Netztopologien sowie verschiedenen Verkablungsgraden erstellt.

In einer umfangreichen Literaturrecherche wurden Veröffentlichungen, die sich mit Netzklassi-

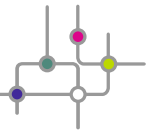


Tabelle 3.3: Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Netzsimulation

Kürzel	vorwiegend betroffene Spannungsebenen	Anwendungsfall
Sim1	MS, NS	Einbindung neuer Anlagen- und Speichermodelle
Sim2	HöS - NS	Netzsimulation mit verschiedenen Softwaretools
Sim3	HS - NS	Zustandsschätzung
Sim4	HöS - NS	Probabilistischer Lastfluss
Sim5	HöS - NS	Beschleunigte Lastflussberechnungsalgorithmen

fikation oder Clusterverfahren beschäftigen, auf ihre Klassifizierungsgrößen und resultierenden Netzklassen untersucht (MS: [15, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25], NS: [26, 14, 27, 28, 29, 30]). Zu den fünf am häufigsten verwendeten Klassifizierungsgrößen gehören die Transformatornennscheinleistung, die gesamte Netzleitungslänge, die gesamte Kabellänge, die gesamte Freileitungslänge und die Anzahl der Versorgungspunkte im Netz. Außerdem wurde versucht, die Netzklassen, die in den Studien vorkommen, zusammenzufassen und solche Netzklassen zu extrahieren, die häufig ermittelt wurden. Dies sind Kategorien, wie ländlich/dörflich, teil-/vor-/kleinstädtisch, städtisch und gewerblich, gegebenenfalls mit mehreren Unterklassen. Wegen unterschiedlicher Datengrundlagen aus verschiedenen Ländern mit stark variierenden Versorgungsaufgaben, verschiedenen Nennspannungen und einer variierenden Anzahl von erzeugten Netzklassen ist eine Vergleichbarkeit der ermittelten Netzklassen der verschiedenen Studien jedoch kaum möglich. Folglich kann keine Anzahl von Netzklassen bestimmt werden, die sich für unterschiedliche Netzgebiete eignet. Es kann jedoch festgestellt werden, dass die vier vorgenannten Kategorien, in teilweise leicht unterschiedlichen Varianten, sehr häufig verwendet werden und die Anzahl der Netzklassen in keinem Fall kleiner als vier ist. Die Informationen zu Klassifizierungsgrößen und resultierenden Netzklassen werden ebenfalls in Schritt 5 verwendet.

3.1.3 Ableitung der Anforderungen aus den Anwendungsfällen

Als wesentliches Kriterium für die Qualität eines Benchmark-Datensatzes wurde die Verwendbarkeit des Datensatzes für die Anwendungsfälle definiert, für die der Datensatz bestimmt ist. Der Datensatz sollte eindeutig die Variablen bestimmen, die für die Untersuchung des Anwendungsfalls notwendig sind. Variablen, die von Lösungsansätzen und Algorithmen unterschiedlich behandelt werden, sind dabei nicht unbedingt anzugeben, sondern können vom Anwender hinzugefügt werden. Neben der Vollständigkeit der notwendigen Daten muss auch eine geeignete Parameterauswahl für die Simulation von Anwendungsfällen durchgeführt werden. In SimBench wurden in diesem Schritt mögliche Stellgrößen, Ausgangsgrößen und spezielle Einflussgrößen für alle adressierten Anwendungsfälle ermittelt.

Die Anzahl der durch SimBench zur Verfügung gestellten Netze wurde beschränkt, damit Nutzer schnell einen guten Überblick über die bereitgestellten Netzdaten bekommen können und eine Vergleichbarkeit von Ergebnissen mit den SimBench-Netzdaten gut möglich ist. Denn bei mehreren ähnlich gearteten Netzen kann erwartet werden, dass es schneller vorkommt, dass verschiedene Nutzer für die Anwendung vergleichbarer Algorithmen unterschiedliche Netze nutzen, selbst wenn sie Netze vom selben Herausgeber nutzen. Und sobald unterschiedliche Netzdaten Simulationen zugrunde liegen, lassen sich ihre Ergebnisse nicht optimal vergleichen. Andererseits ist es mit steigender Anzahl von bereitgestellten Netzen möglich, durch verschiedene Netzkonfigurationen eine größere Anzahl verschiedener Anforderungen an Lösungen und Studien abzuilden.

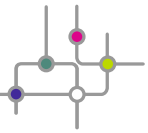
Für die Anwendungsfälle aus den Tabellen 3.1 bis 3.3 wurden die Einflussgrößen gesammelt, für die detaillierte Informationen oder Komponentenmodelle notwendig sind. Zu den in Schritt 2 bereits ermittelten Einflussgrößen mit hoher Relevanz sind dadurch insbesondere Erzeugungs-, Last- und Speicherzeitreihen sowie eine adäquate Modellierung von Spannungsebenenübergängen, Speichern, Wärmepumpen und Elektromobilität hinzugekommen. Die ermittelten Anforderungen an die Auflösung der Zeitreihen lassen sich als knotenscharf (örtlich) im Minuten- bis Viertelstundenbereich (zeitlich) kennzeichnen. Für die MS-Ebene nicht relevant sind hingegen beispielsweise die Modellierung von Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜs). Die Literaturrecherche zu verbreiteten, detaillierten Modellen von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ergab keine einfachen, für statische Untersuchungen, geeigneten Modelle, die bereits einen Mehrwert für die Bereitstellung innerhalb des SimBench-Datensatzes darstellten. In Veröffentlichungen mit Fokus auf eine Berücksichtigung von IKT werden unterschiedliche, verhältnismäßig komplexe Modelle verwendet, z.B. [31, 32, 33]. Infolgedessen umfasst der SimBench-Datensatz keine Daten zur IKT Modellierung.

Im Folgenden werden die wie zuvor beschriebenen abgeleiteten Anforderungen an die MS-Netzdaten aufgelistet:

- Die Netzspannung sollte typische Werte aufweisen (20 kV oder 10 kV).

- Verschiedene Netztopologien (und Stationskonzepte) sollten vorhanden sein, um Unterschiedliede diesbezüglich untersuchen zu können. Dazu können Strahlennetze, Ringnetze (offen, geschlossen, Triple), Schwerpunktstationen oder Gegenstationen respektive HS/MS-Umspannkonfigurationen wie H-Anordnungen oder Sammelschienenkonzepte gehören.

- Die Größe (Knotenzahl) der Netze sollte realitätsnahe Größen von MS-Netzen abbilden. Die Versorgung von etwa 70-250 Ortsnetzstationen (ONSs) wird dabei als realistisch abgeschätzt. Dadurch erhält das Benchmarknetz realitätsnahe Anforderungen und bevorteilt Lösungen, die mit einer solchen Größenordnung bessere Ergebnisse erzielen.



- Die Nutzung von Standardtypen für Leitungen und Transformatoren erzeugt ebenfalls realitätsnahe Herausforderungen.
- Durch unterschiedliches elektrisches Verhalten von Kabeln und Freileitungen sollten beide Leitungsarten in realistischem Umfang berücksichtigt werden.
- Für Wirk- und Blindleistungen der Last sowie der Wirkleistungen der Erzeugung sollten Jahreszeitreihen eindeutig zugeordnet sein, um Ergebnisse zu erhalten, die mit anderen Untersuchungen unter Berücksichtigung von Jahreszeitreihen vergleichbar sind. Blindleistungen von Erzeugern brauchen nicht angegeben werden, da diese von der Betriebsführung abhängen, die vom Anwender anzunehmen ist.
- Zum Vergleich von konventionellen Ausbauplanungsmaßnahmen oder solchen mit alternativen Lösungen zur Vermeidung von Engpässen oder zeitreihenbasierten Ausbauplanungen sollten planungsrelevante Last- und Erzeugungszustände festgelegt werden.
- Für unterschiedliche Anwendungsfälle werden Netze mit und ohne Grenzwertverletzungen benötigt. Es können realitätsnahe, heutige Netze ohne Grenzwertverletzungen durch Grund- oder Ursprungsnetze bereitgestellt werden. Netzvarianten mit Grenzwertverletzungen können durch Entwicklungsszenarien bereitgestellt werden (Szenario 1: Netze der nahen Zukunft mit Zunahme an DEAs; Szenario 2: zukünftige Netze mit starker Zunahme an DEAs sowie Verbreitung von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge).
- In Entwicklungsszenarien müssen die Spannungs- und Betriebsmittelgrenzen ohne oder mit einfacher Betriebsführung überschritten werden, damit Lösungen, wie verbesserte Betriebsführungen oder Netzverstärkungs und -ausbaumaßnahmen, eingreifen müssen.
- Grundnetze (Szenario 0) müssen Spannungs- und Betriebsmittelgrenzen in normalem Betrieb und im n-1-Fall einhalten.
- DEAs müssen in den Netzen in ausreichender Zahl vorliegen, damit für mehrere Anwendungsfälle ausreichend Stellgrößen für Betriebsführungen vorhanden sind.
- Für den Anwendungsfall „State Estimation“ sollten unterschiedliche Durchdringungen von Messstellen vorhanden sein, um verschiedene Verfahren bei unterschiedlichen Bedingungen vergleichen zu können.

3.1.4 Datenanalyse

Eine Datenanalyse echter Netzdaten verbessert die Möglichkeit in Schritt 5 eine fundierte Datenauswahl und Netzgenerierung durchzuführen und stellt einen Ausgangspunkt für die Parameterwahl dar. Mithilfe der Datenanalyse kann abgeschätzt werden, ob der abschließend erstellte

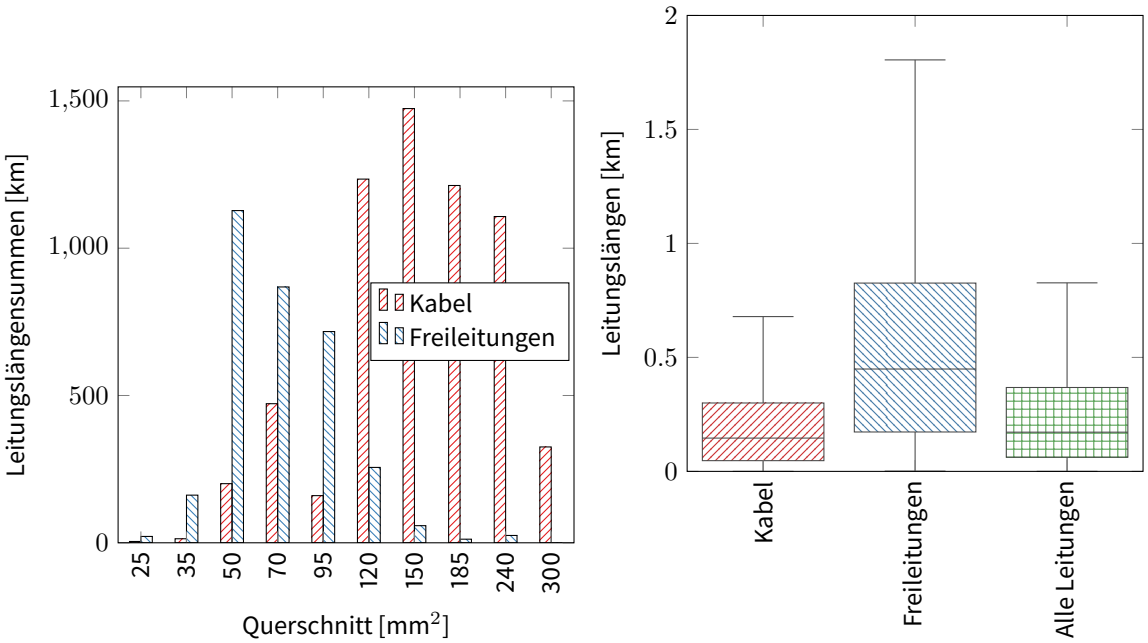
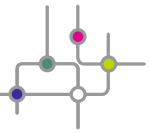


Abbildung 3.2: Beispielergebnisse der Datenanalyse: Boxplots der Querschnittsverteilung (links) und der Leitungslängen (rchts) von Leitungsarten echter MS-Netze [11]

Benchmarkdatensatz realitätsnahe Netze abbildet und damit geeignet (relevant und fair) für den Vergleich von Lösungen und Algorithmen ist.

In der Veröffentlichung [11] sind Datenanalyseverfahren wie Analysen von Expertenfragebögen, einfache oder umfangreiche statistische Analysen von Netzparametern, Bestimmung von Parameterkorrelationen oder komplexere Verfahren wie Clustering Analysen diskutiert und deren unterschiedliche Anforderungen an die vorhandene Datengrundlage dargestellt. Im Gegensatz zu HöS und HS sind öffentliche Informationen aus openstreetmap [34] oder anderen Quellen für eine realitätsnahe Herleitung von MS-Netzen derzeit für nicht ausreichend eingeschätzt. Ebenso wäre ein Herleitung von MS-Netzen, anders als in der NS, anhand von Straßenzügen, Gebäude- und Bevölkerungsverteilungen unsicher und damit fehlerbehaftet. Aus diesen Gründen wurden für die MS-Ebene insbesondere statistische Analysen von Netzparametern und Experteneinschätzungen berücksichtigt. Datengrundlage für die Datenanalyse waren 74 separat betriebene MS-Netze, welche eine Leitungslänge von etwa 11 000 km umfassen und von fünf verschiedenen Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Darstellung 3.2 stellt beispielhaft die Verteilung des Leitungsquerschnitts und der Leitungslängen von Kabel- und Freileitungen dar. Die Verschiebung der Querschnitte von Kabel- und Freileitungen entspricht weitgehend den unterschiedlichen maximalen Leitungsströmen. Das rechte Diagramm mit Boxplots der Leitungslängen gibt einen Überblick über MS-Leitungslängen und zeigt, dass Freileitungen häufig für längere Distanzen verwendet werden als Kabel. Da die Freileitung nur 19,8 % aller MS-Leitungen ausmachen, ähneln sich der Boxplot der Kabel und der der gesamten Leitungen stark. Auf ähnlich Weise, wie die in Abbil-



dung 3.2 dargestellten Parameter, wurden auch andere Parameter und Korrelationen analysiert, wie zum Beispiel die Position von DEAs in Abgängen oder das Nennleistungsverhältnis von ONSs zu HS/MS-Umspannwerken.

3.1.5 Netzgenerierung durch Datenauswahl

Unter Berücksichtigung aller Anforderungen und Erfahrungen der vorher bearbeiteten Schritte, geschieht in diesem Schritt die Datenauswahl und Netzwerkgenerierung. Diese bildet, sofern sie im nachfolgenden Schritt 6 als zufriedenstellend eingestuft wird, den angestrebten Benchmarkdatensatz. Hierzu wurde in SimBench das in der Veröffentlichung [11] vorgeschlagene einfache, fünfstufige Verfahren angewendet. Nach Abwägung der in Schritt 3 genannten, entgegengesetzten Anforderungen zur Anzahl der bereitzustellenden MS-Netze wurde diese entsprechend der in Schritt 2 häufig in der Literatur zu findenden Netzklassen auf vier festgelegt. Die in der ersten Iteration entstandenen MS-Netze sind mit den Paramterdaten aus Tabelle 3.4 beschrieben. Darin sind die Parameter blau geschrieben, welche durch anschließende Validierungen noch merklich angepasst wurden. Die endgültigen Netzparameter sind in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

3.1.6 Datensatzvalidierung

Abschließend wird der Netzdatensatz validiert, um die geforderte Funktionalität und Qualität sicherzustellen. Dies geschieht durch eine Sichtprüfung der Daten, Lastflusssimulationen und der Durchführung verschiedener Anwendungsfälle sowie einer anschließenden Bewertung und Abstimmung im Konsortium und mit beratenden Netzbetreibern. Anwendungsfälle, die mit MS-Netzen testweise durchgeführt wurden, sind in Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Ein mehrfaches Durchlaufen der Schritte 5 und 6 ist von der Methodik vorgeschlagen und erfolgte auch in SimBench. Dabei ist beispielsweise der folgende Verbesserungsbedarf festgestellt worden:

- Um n-1-sichere Grundnetze zu erhalten, ist stärker darauf zu achten, dass die Netztopologien so gestaltet ist, dass wiederversorgende Abgänge entsprechend der zusätzlich angeschlossenen Abgangsstränge dimensioniert sind und die beiden Teile eines offen betriebenen Rings an unterschiedlichen MS-Sammelschienenabschnitten angeschlossen sind.
- DEAs sollten bestenfalls am Anfang und Ende eines Abgangsstrangs vorliegen, um eine Vielfalt der Einflussmöglichkeiten abzubilden (relevant für Anwendungsfälle DSO 1-8).
- Für die Anwendungsfälle DSO 6-7 sollten in einem Strang mit einer DEA gleich mehrere DEAs, bestenfalls mit ähnlicher Nennleistung, vorkommen.

Tabelle 3.4: Übersicht netzbeschreibender Parameter der in erster Iteration erstellten MS-Netze

Netzcharakter	Ländlich	Vor-/Kleinstädtisch	Städtisch	Gewerblich
Topologie	Offen betriebene Ringnetze	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen beziehungsweise „Triple“	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen und Schwerpunktstation an Doppelsammelschiene	Gegenpunktstation & vermaschte, offene Ringe an MS-Sammelschiene mit doppelter Längstrennung
Nennspannung	20 kV	20 kV	20 kV	20 kV
Knotenzahl	106	121	180	104
HS/MS-Transformatornennleistung	25 MVA	40 MVA	2x63 MVA	40MVA & 25 MVA
Lastensumme	20,7 MW	40,4 MW	120,6 MW	45,9 MW
Erzeugersumme	19,6 MW	17,4 MW	19,8 MW	12,5 MW
Abgangszahl	8	9	14	9
Abgangslänge (Extrema)	10-30 km	3,8-12,1 km	2,6-5,8 km	4,8-16 km
Abgangslänge (Durchschnitt)	16,3 km	7,8 km	3,7 km	9 km
Versorgungspunkte je Abgang (Extrema)	5-26	6-22	9-20	3-21
Versorgungspunkte je Abgang (Durchschnitt)	13	13	12,5	11,1
Verkabelungsgrad	40 %	70 %	100 %	73 %
In MS-Ebene angeschlossene DEA Typen	PV, Wind, Biogas	PV, Wind, Wasser	PV, Abfall	Gas

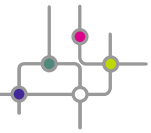


Tabelle 3.5: Übersicht durchgeführter Evaluierungen an den MS-Netzen

Untersuchungsthema	Zugehörige Anwendungsfälle
zeitreihenbasierte Netzbelastungen	DSO1-8
Spannungshaltung - Vergleich Betriebsführungen	DSO1-4, DSO8, DSO11-12
Blindleistungsbereitstellung - Vergleich Betriebsführungen	DSO1-4, DSO8, DSO11-12
Spitzenkappung - Vergleich Betriebsführungen	DSO6-7, DSO11-12
Topologieuntersuchungen (inklusive n-1-Betrachtung)	DSO9-10
State Estimation	DSO13

- Spannungsebenenverknüpfungspunkte respektive Randnetzmodellierungen müssen geeignet modelliert sein, um Blindleistungsübertragungen in die HS geeignet simulieren zu können (Anwendungsfall DSO1).

Die somit entstandenen MS-Netze werden in Kapitel 4.1.3 beschrieben.

3.2 Methodische Vorgehensweise der Höchstspannungebene

Einleitend zu diesem Abschnitt wird ein kurzer Überblick über die Eigenschaften des HöS-Netzes gegeben. Das HöS-Netz dient dem Stromtransport innerhalb Deutschlands und ist durch den zunehmenden Anteil an Einspeisung auf Basis von DEA geprägt durch Leistungflüsse in Nord-Südwest-Richtung, die teilweise zu häufigen Überlastungen führen. Neben dem innerdeutschen Stromtransport führt der steigende europäische Stromhandel zu Transitflüssen, die zusätzlich zu höheren Auslastungen führen können.

Aufgrund der sich stark unterscheidenden Versorgungsaufgabe auf Übertragungsnetzebene können keine typischen Netzstrukturen abgeleitet werden. Darüber hinaus ist die Abbildung der HöS-Ebene als gesamtes Netz Stand der Technik. Aus den zuvor aufgezeigten Punkten lässt sich ableiten, dass eine Einteilung des HöS-Netzes in unterschiedliche Netzgebiete nicht sinnvoll ist. Weiterhin ist für die Generierung eines realitätsnahen Modellnetzes die Abbildbarkeit von Transitflüssen von hoher Relevanz. Aus diesem Grund wird in der HöS darauf verzichtet, nur einen Teil des Netzes abzubilden, sodass im vorliegenden Vorgehen die Abbildung des gesamten Netzes erfolgt.

Das Vorgehen zur Generierung des Netzmodells für die HöS-Ebene basiert auf der Verwendung des SciGrid-Datensatzes. Hierbei werden lediglich die Knoten und Leitungen sowie die Betriebsmittelkenndaten des Datensatzes übernommen. Dieser Datensatz wird zur Eignung für die hergeleiteten Anwendungsfälle um die Modellierung von Transformatoren, die Versorgungsaufgabe (konventionelle Kraftwerke und regenerative Energieerzeugung sowie Lasten) und Schaltanlagenkonfigurationen erweitert. Das Ergebnis dieser Erweiterung ist ein rechenfähiges Netzmodell der HöS-Ebene als Grundlage für die Simulation von Netzplanung und Netzbetrieb. Im Folgenden wird im Detail auf die einzelnen Schritte bei der Generierung des Netzmodells eingegangen.

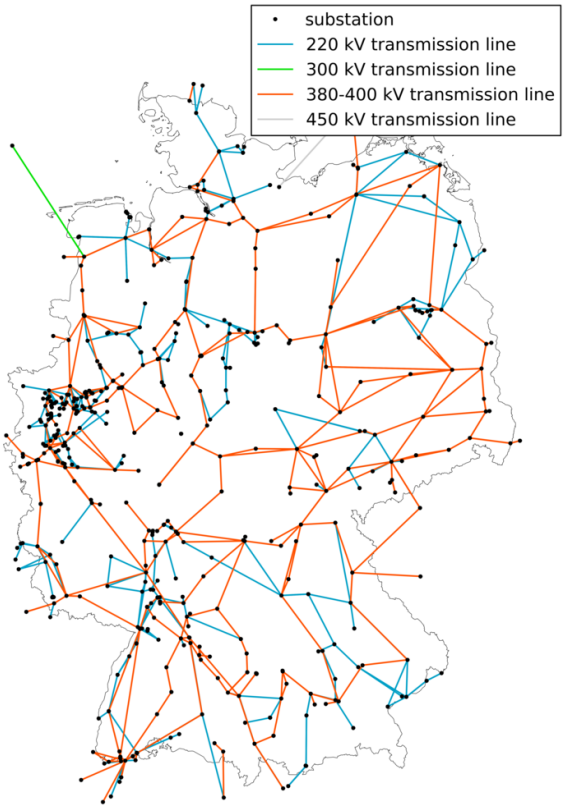


Abbildung 3.3: Netzmodell SciGrid

3.2.1 Topologie

Grundsätzlich ist das Projekt SimBench genauso motiviert wie das Projekt SciGrid: Es soll ein öffentlich verfügbarer Datensatz zur Durchführung von Simulationen generiert werden. Zu diesem Zweck werden zunächst die öffentlich verfügbaren Daten von OpenStreetMap heruntergeladen. Dabei erfolgt bereits die erste Filterung der Daten a-priori, um den Download einer zu großen Datenmenge zu verhindern. Die gefilterten Daten werden in einer für geoferenzierte Daten geeignete Datenbank gespeichert und wie in Abbildung 3.3 zu einem zusammenhängenden Knoten-Zweig-Modell abstrahiert. Die Abstrahierung erfolgt auf Basis der Informationen, die in Form von *nodes*, *ways* und *relations* zur Verfügung stehen. Für eine Beschreibung der detaillierten Vorgehensweise sei an dieser Stelle auf [35] zu verwiesen.

Im Anschluss an die Generierung des Knoten-Zweig-Modells erfolgt eine Visualisierung des Netzmodells (vgl. Abbildung 3.3). Der Fokus bei SciGrid gegenüber SimBench liegt stärker auf der Bereitstellung des Quellcodes zur Netzgenerierung. Bei SimBench liegt der Fokus auf der Bereitstellung eines möglichst umfangreichen Datensatzes zur Simulation einer Vielzahl verschiedener Anwendungsfälle. Aus diesem Grund wird der Datensatz zur Anwendbarkeit für die SimBench-Anwendungsfälle erweitert. So basieren die Kenndaten der Transformatoren auf den Daten von Stan-

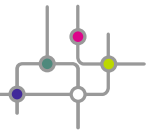


Tabelle 3.6: Betriebsmittelkenndaten der HöS-Leitungen

id	r	x	b	iMax
LineType_1	0,08	0,32	3,61283155	1300
LineType_2	0,025	0,25	4,30398194	2600
LineType_3	0,05	0,5	2,15199097	1300
LineType_4	0,033	0,333	3,22798645	1950
LineType_5	0,04	0,16	7,2256631	2600
LineType_6	0,1	1,0	1,07599548	650
LineType_7	0,16	0,64	1,80641578	650
LineType_8	0,053	0,213	5,41924733	1950
LineType_9	0,017	0,167	6,4559729	3900
LineType_10	0,013	0,125	8,60796387	5200
LineType_11	0,008	0,083	12,9119458	7800
LineType_12	0,006	0,063	17,2159277	10400

Tabelle 3.7: Betriebsmittelkenndaten des HöS-Transformators

id	sR	vmHV	vmLV	va0	vmImp	pCu	pFe	iNoLoad
Typ_x_380/220	600	380	220	0	18.5	1500	250	0.042

id	tapable	tapside	dVm	dVa	tapNeutr	tapMin	tapMax
Typ_x_380/220	1	HV	1	0	0	-16	16

dardbetriebsmitteln. Die in SimBench verwendeten Betriebsmittelkenndaten sind in Tabelle 3.6 für die Leitungstypen und in Tabelle 3.7 für den gewählten Transformatortyp abgebildet. Hierbei ist zu beachten, dass parallele Stromkreise als Leitungstypen mit einer höheren maximalen Auslastung abgebildet werden.

Ausgehend von der topologischen Beschreibung des HöS-Netzes wird das Netzmodell mit zur Verfügung stehenden Netzkarten wie in [36] und [37] validiert.

3.2.2 Versorgungsaufgabe

Neben der Topologie des Netzes ist zur Lastflussberechnung als Ausgangspunkt der Anwendungsfälle die Abbildung einer realitätsnahen Versorgungsaufgabe notwendig. Die Versorgungsaufgabe beinhaltet dabei die jeweilige Einspeisung und Last an den Netzknoten und wird nachfolgend im Detail beschrieben.

Einspeisung

Zur Abbildung der Einspeisung wird nach den folgenden Schritten vorgegangen:

1. Bereinigung der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) um stillgelegte Kraftwerke
2. Auswahl aller Kraftwerke in Netzanschlussebenen ab 110 kV
3. Bildung der Flächenschwerpunkte der PLZ-Gebiete aus öffentlich verfügbarer Shape-Datei mit QGIS
4. Bildung der geringsten Distanzen von PLZ-Gebieten zu zuvor bestimmten Netzknoten

In der Kraftwerksliste der BNetzA sind die einzelnen Erzeugungseinheiten sowie die jeweilige Zuordnung zu Postleitzahlgebieten gegeben. Diese Liste beinhaltet neben aktuell laufenden Erzeugungseinheiten auch bereits endgültig stillgelegte Kraftwerke, die zunächst herausgefiltert werden müssen. Darüber hinaus werden auch nur Kraftwerke ab einer Spannungsebene von 110 kV berücksichtigt, da allein diese in der HöS-Ebene relevant sind. Für die Postleitzahlgebiete, die den einzelnen Kraftwerken zugeordnet sind, wird der jeweilige Flächenschwerpunkt mithilfe von QGIS gebildet [38]. Bei der Zuordnung der Kraftwerke in der HöS-Ebene wird bei der Generierung des SimBench-Datensatzes auf die Anwendung von Voronoi-Gebieten verzichtet, da die Kraftwerke eindeutig einem Knoten zuzuordnen sind und das Verfahren somit zu gleichen Ergebnissen wie alleinige Bestimmung der geringesten Distanz führt. Über die Bestimmung der geringsten Distanz der Schwerpunkte der Postleitzahlgebiete zu den zuvor bestimmten Netzknoten erfolgt die Zuordnung der Erzeugungseinheiten zu der bestehenden Netztopologie.

Zur Abbildung des Marktergebnisses konventioneller Kraftwerke werden ausgehend von der Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und der Lasten der Kraftwerkseinsatz der konventionellen Kraftwerke bestimmt. In einem ersten Schritt wird dazu die Residuallast basierend auf den Zeitreihen der Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien und der Lasten gebildet. Da im Netzbetrieb in Abhängigkeit der Leitungsparameter Verluste auftreten, ist die Last mit einem bestimmten Faktor zu beaufschlagen, um Bilanzungleichgewichte zwischen Markt und Netz zu vermeiden. Dabei ist ein Lastfaktor mit einem Anteil von $2\,\%$ der Last je Zeitschritt angenommen, sodass hier die Residuallast um diesen Wert zu erhöhen ist. Für den Einsatz der konventionellen Kraftwerke zur Deckung der Residuallast und der Verluste wird eine vereinfachte Heuristik unter Vorgabe einer Merit-Order-Liste, wie in Tabelle 3.8 dargestellt, verwendet.

Bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes entsprechend der Merit-Order-Liste wird ein Anteil von $70\,\%$ der maximalen Leistung zur Erreichung einer homogenen Verteilung vorgegeben. Dabei wird die maximale Leistung auf $70\,\%$ begrenzt, damit beispielsweise eine Vorhaltung von Regelleistung stark vereinfacht abgebildet wird und die Deckung der Last nicht nur durch eine gerine Anzahl an Kraftwerken im Maximalbetrieb erfolgt. Die homogene Verteilung betrifft dabei zum einen

Tabelle 3.8: Angenommene Merit-Order-Liste konventioneller Kraftwerke

Rang	Technologie
1	Nuklear
2	Braunkohle
3	Steinkohle
4	Gas
5	Abfall
6	Mineralölprodukte

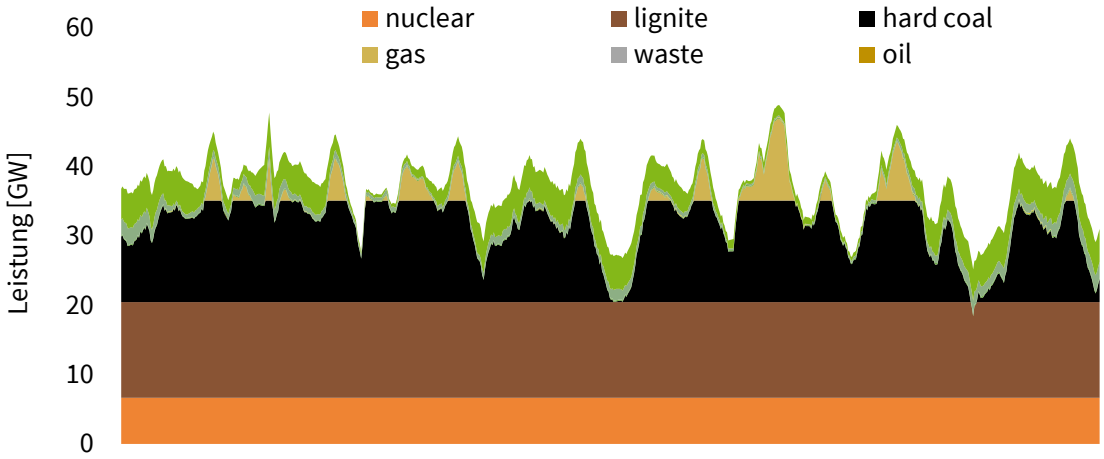


Abbildung 3.4: Kraftwerkseinsatz für eine exemplarische Woche

die geographische, zum anderen auch eine technologiespezifische Verteilung. Der sich hieraus ergebende Kraftwerkseinsatz für eine exemplarische Woche ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

Die Abbildung der Anrainer erfolgt über Grenzkuppelknoten mit einer Export-Zeitreihe und einer Slack-Einspeisung. Durch die Vorgabe eines Wertes für die Slack-Einspeisung ab den Grenzkuppelknoten wird insbesondere auch die Möglichkeit zur Abbildung von Transitflüssen gegeben.

Last

Die Verteilung der Last basiert auf der Gesamtlast nach Veröffentlichung der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Dabei erfolgt eine Aggregation räumlich hoch aufgelöster Zeitreihen zu Höchstspannungsknoten mithilfe von Voronoi-Gebieten. Die Zuordnung der Gesamtlast wird über die absoluten Spitzenwerte der aggregierten Zeitreihen vorgenommen. Eine genaue Beschreibung der Zuordnung der Last kann Kapitel 3.5.3 entnommen werden.

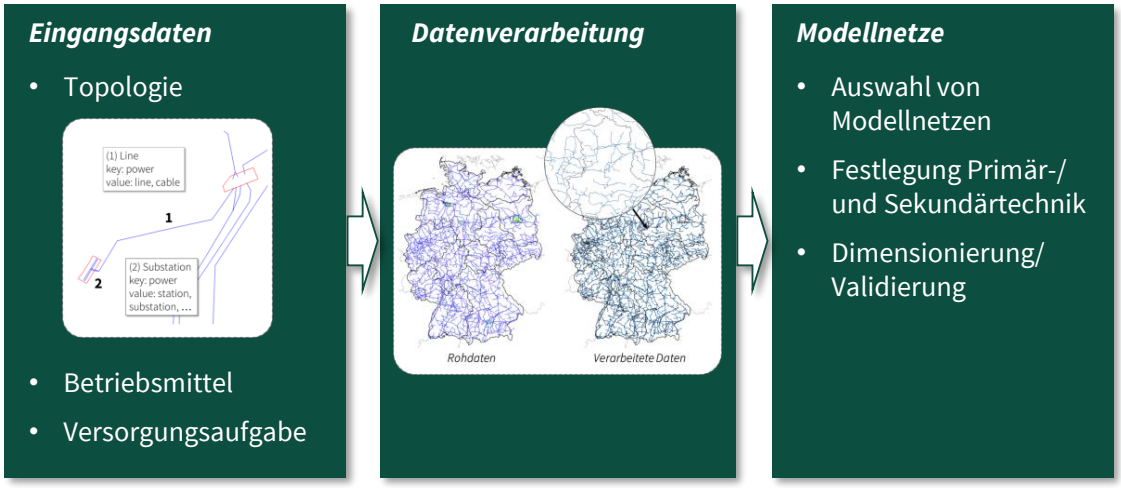


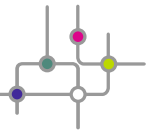
Abbildung 3.5: Übersicht des Vorgehens auf HS-Ebene

3.3 Methodische Vorgehensweise der Hochspannungsebene

Die Generierung der Modellnetze für die HS-Ebene erfolgt ebenso wie bei den anderen Spannungsebenen mit dem Ziel der realitätsnahen Abbildung von HS-Netzstrukturen als Benchmark für innovative Lösungen in der Simulation von Netzplanung und Netzbetrieb. Im Folgenden werden zunächst die Charakteristika des HS-Netzes beschrieben.

Das gesamte deutschte HS-Netz unterteilt sich in mehrere Netzgebiete, die einzelnen Netzbetreibern zugeordnet sind. Diese Netzgebiete unterteilen sich wiederum in einzelne Netzgruppen, welche teilweise galvanisch getrennt sind. Das HS-Netz weist einen hohen Vermaschungsgrad und eine inhomogene Netzstruktur auf. Sowohl die Netzstruktur als auch der Betriebsmitteleinsatz sind regional abhängig und historisch bedingt. So ist in städtischen Netzgebieten vorwiegend ein hoher Kabelanteil und in ländlichen Netzgebieten vorwiegend ein hoher Freileitungsanteil vorzufinden. Die hier aufgezeigten Charakteristika lassen darauf schließen, dass die Berechnung der gesamten HS-Ebene für viele Anwendungen in einem sehr hohen Rechenaufwand resultiert. Darüber hinaus ist die Berechnung des gesamten Netzes vor dem Hintergrund der galvanischen Trennung von Netzgebieten nicht zielführend. Aus diesem Grund beschränkt sich der SimBench-Datensatz in der HS-Ebene auf zwei repräsentative Modellnetze. Diese Entscheidung wurde bewusst getroffen trotz des Wissens, dass damit keine Repräsentativität für alle HS-Netze gewährleistet werden kann. Hier sei nochmals betont, dass der Kern SimBenchs auf der Abdeckung einer Vielzahl an Anwendungfällen in der Netzplanung und dem Netzbetrieb besteht und keine Abbildung des gesamten deutschen HS-Netzes erfolgt.

Die grundsätzliche Vorgehensweise bei der Generierung von Modellnetzen für die HS ist in Abbildung 3.5 dargestellt und wird im Folgenden erläutert. Die Eingangsdaten für die Generierung bein-



halten die Topologie der Netze, die Parameter für die Betriebsmittel sowie die Versorgungsaufgabe. Auf Basis dieser Eingangsdaten erfolgt eine Datenverarbeitung mit dem Ziel, ein zusammenhängendes Knoten-Zweig-Modell zu generieren, welches die dazugehörige Versorgungsaufgabe erfüllt. Abschließend erfolgen die Auswahl der Modellnetze, die Festlegung der Primär- und Sekundärtechnik sowie die Dimensionierung und Validierung der Netze über eine (n-1)-Ausfallrechnung. Auf die hier übersichtsweise vorgestellten Schritte wird im Folgenden im Detail eingegangen.

3.3.1 Eingangsdaten

In einem ersten Schritt erfolgt eine detaillierte Beschreibung der verfügbaren Daten. Datenquellen sind dabei georeferenzierte Daten aus dem OpenStreetMap Projekt, Veröffentlichungen von HS-Netzbetreibern, wie z.B. die Jahreshöchstlast oder die Freileitungs- bzw. Kabellänge in deren Netzgebieten, sowie das von der BNetzA veröffentlichte Anlagenregister [39].

OpenStreetMap

Bei OpenStreetMap handelt es sich um eine frei zugängliche und erweiterbare Karte für georeferenzierte Daten [40]. Die Rohdaten werden einerseits von Freiwilligen gesammelt oder aus anderen Quellen zur Verfügung gestellt und im Anschluss mithilfe eines Editors eingezeichnet, sodass geographische Leitungsverläufe erkennbar sind. Ein wesentlicher Vorteil, neben der freien Verfügbarkeit, ist das sogenannte *Tagging*. *Tags* sind in den OpenStreetMaps-Daten enthalten und beinhalten Informationen über bestimmte Eigentschaften der Daten. In Bezug auf das Elektrizitätsversorgungssystem können beispielsweise Informationen zu Spannungsebenen oder Leitungen als Tag hinterlegt und später wieder ausgelesen werden. Aufgrund der großen Datenmenge in der HS-Ebene ist die Vollständigkeit der Elemente des Stromnetzes nicht gegeben. Insbesondere Daten wie die Stromkreisanzahl, elektrische Parameter oder Verkabelungen unterliegen Unsicherheiten. Hier werden im SimBench-Datensatz Annahmen getroffen, die im 3.3.3 dargestellt sind. Im Gegensatz zur MS- und NS-Ebene ist die Datenbasis jedoch ausreichend für die Ableitung des Knoten-Zweig-Modells.

Netzstrukturdaten der Netzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, ihre Netzstrukturdaten im Internet zu veröffentlichen. Dies umfasst gemäß § 17 StromNZV die vertikale Last, die Jahreshöchstlast, den Lastverlauf und die Summe aller Einspeisungen pro Spannungsebene sowie gemäß § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 7 StromNEV die Stromkreislängen, die installierten Leistungen der Umspannebenen, die entnommene Jahresarbeit des Vorjahres, die Anzahl der Entnahmestellen, die Einwohnerzahl, die ver-

sorgte und die geographische Fläche. Diese Daten werden genutzt, um fehlende Daten aus OpenStreetMap zu ergänzen.

Anlagenregister

Das Anlagenregister dient der Erfassung von DEA, um den Ausbau transparent zu gestalten. Aufgrund des Schutzes persönlicher Daten werden von der BNetzA die sogenannten Anlagenstammdaten veröffentlicht, sodass für die Standorte kleiner Anlagen nur die Gemeindeschlüssel, der Ort und die Postleitzahl angegeben werden. Unter Verwendung der Information über die Postleitzahlgebiete der jeweiligen Anlage kann eine geographische Verteilung dieser erfolgen.

3.3.2 Datenverarbeitung

Basierend auf den beschriebenen Daten wird nun die Generierung der Modellnetze erläutert. Dazu wird zunächst das gesamte deutsche HS-Netzmodell erstellt. Aus diesem werden Netzausschnitte als Modellnetze in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der Topologie generiert. In diesem Abschnitt wird auf die Vorgehensweise und die Algorithmen genauer eingegangen.

Knoten-Zweig-Modell

Die Rohdaten für das Netz können von dem durch OpenStreetMap bereitgestellten Server heruntergeladen und dabei a-priori gefiltert werden, um den Speicherbedarf zu reduzieren. Diese Daten werden in einer postgreSQL Datenbank [41] gespeichert, die frei verfügbar ist und sich insbesondere für die Speicherung georeferenzierter Daten eignet. Mithilfe der Anwendung QGIS ist es möglich, diese georeferenzierte Daten zu visualisieren, die in Abbildung 3.6 für die HS-Ebene in Deutschland dargestellt sind.

Da es sich bei den Rohdaten um Daten handelt, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit sowie Korrektheit besitzen, ist eine umfangreiche Verarbeitung dieser notwendig. Das Ziel dabei ist, ein vollständiges, zusammenhängendes Knoten-Zweig-Modell für Deutschland zu generieren. Beim Filtern der Daten wird im Rahmen von SimBench ein optimistischer Ansatz gewählt. Das bedeutet, dass auch Stationen ohne Information über die Spannungsebene zunächst in den Datensatz aufgenommen werden. Wird im weiteren Verlauf kein Schnittpunkt mit der HS-Ebene identifiziert, werden diese Stationen wieder aussortiert. Die Verarbeitung der Daten aus OpenStreetMap zur Generierung des Knoten-Zweig-Modells ist in Abbildung 3.7 beispielhaft für eine Station dargestellt.

Im linken Teil der Abbildung 3.7 ist eine Station dargestellt, die in den Rohdaten keiner Spannungsebene zugeordnet ist. In einem ersten Schritt werden alle Stationen ohne Zuordnung zu einer

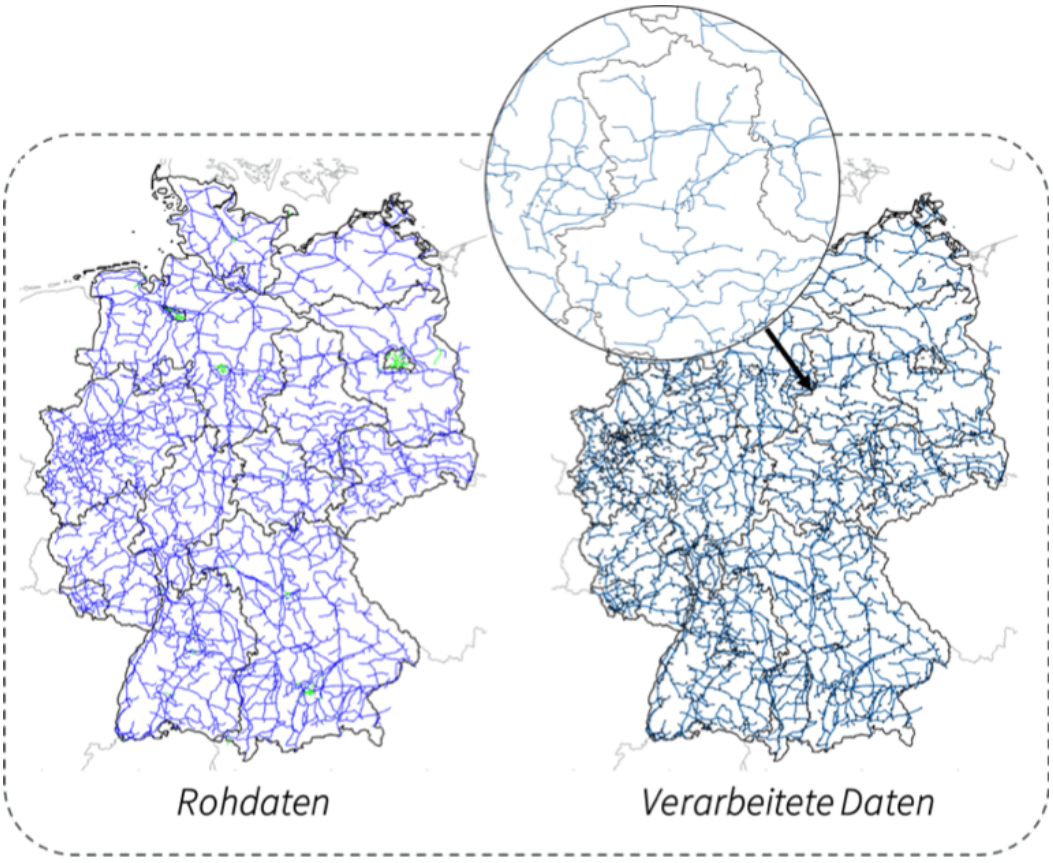


Abbildung 3.6: Georeferenzierte Daten für das Hochspannungsnetz

Spannungsebene dahingehend geprüft, ob sie mindestens einen Schnittpunkt mit einem Element der HS-Ebene haben. Dies ist möglich, da für jede Station ein Polygon angegeben ist, welches in Abbildung 3.7 dargestellt ist. In einem weiteren Schritt werden alle Leitungen, die innerhalb des Polygons einer Station enden, zu einem Knoten für diese Station zusammengeführt, sodass an den Stationen keine offenen Leitungsenden mehr existieren und ein zusammenhängendes Netz geschaffen wird.

Darüber hinaus werden benachbarte Stationen mit einer geringen Entfernung zu einer Station und somit zu einem Knoten zusammengefasst. Abschließend werden offene Leitungsenden an nächstgelegene Stationen angebunden.

Versorgungsaufgabe

Um ein rechenfähiges Netz zu erhalten, muss im Anschluss an die Generierung des Knoten-Zweig-Modells die Versorgungsaufgabe bestimmt werden. Über die Daten aus dem Anlagenregister werden die installierten Kapazitäten der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien den jeweiligen Knoten zugeordnet , um somit den Anforderungen der knotenscharfen Abbildung der Erzeuger zu ent-

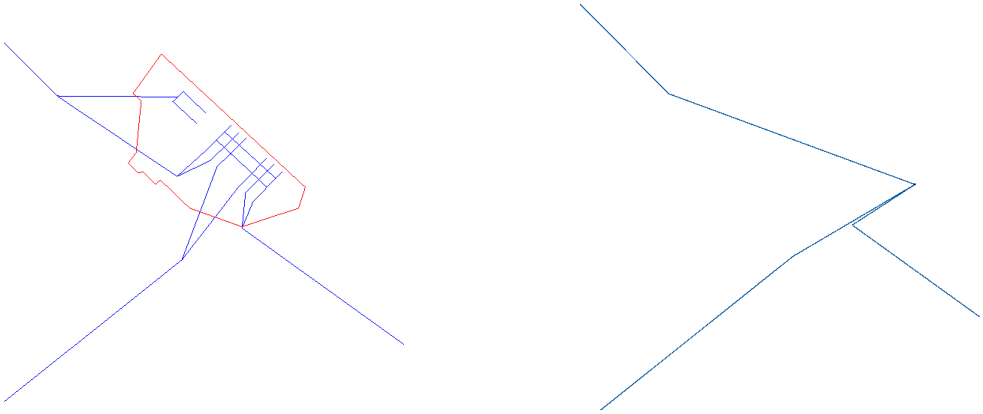


Abbildung 3.7: Vorgehen der Zuordnung der Versorgungsaufgabe unter Verwendung von Voronoi-Gebieten



Abbildung 3.8: Voronoi-Gebiete der Hochspannungsknoten

sprechen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass im Anlagenregister zur Einhaltung des Datenschutzes lediglich das Postleitzahlgebiet angegeben ist. Die Zuordnung erfolgt anhand sogenannter Voronoi-Gebiete, sodass jeder HS-Knoten von einem dieser Gebiete umspannt wird und die geringste Entfernung zu dem Mittelpunkt gegenüber den anderen Gebieten aufweist. Abbildung 3.8 zeigt die Voronoi-Gebiete für die HS-Knoten des zuvor beschriebenen Knoten-Zweig-Modells.

Auf die genaue Vorgehensweise des Verfahrens soll an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden, sodass auf [42] verwiesen wird.
Nach der Anwendung dieser Methode können Schnittflächen zwischen den Voronoi-Gebieten eines jeden HS-Knotens und den Postleitzahlgebieten ermittelt werden, sodass eine prozentuale Zuteilung der installierten Leistungen aus einem Postleitzahlgebiet auf die Knoten möglich ist. Neben der Zuordnung der Einspeisung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien beinhaltet

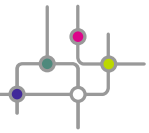


Tabelle 3.9: Betriebsmittelkenndaten von HS-Freileitungen und -Kabel

id	r	x	b	iMax	type
Al/St_265/35	0.1095	0.296	2.8274	680	ohl
1x630_RM/50	0.122	0.12252211	58.7477826	652	cable

die Versorgungsaufgabe die Last sowie die Verteilung dieser auf die einzelnen Netzknoten. Dabei wird die Jahreshöchstlast von 83,7 GW aus dem Jahr 2015 angenommen [43] und auf die Knoten der HS-Ebene verteilt. Dazu wird vereinfachend die Annahme getroffen, dass die Einwohnerzahl hinreichend für eine Abschätzung der Lastverteilung ist. Die Einwohnerzahl für jedes Postleitzahlgebiet wird durch das Statistische Bundesamt [44] veröffentlicht, sodass über die Zuordnung der Postleitzahlgebiete zu den HS-Netzknoten eine Verteilung der Last auf die HS-Netzknoten möglich ist.

3.3.3 Generierung der Modellnetze

Die Generierung der Modellnetze beinhaltet die Auswahl von Modellnetzen, die Festlegung der Primär- und Sekundärtechnik sowie die Dimensionierung und Validierung der erstellten Netze.

Auswahl der Modellnetze

Als Modellnetze werden ein vorwiegend städtisches sowie ein vorwiegend ländliches Netzgebiet gewählt. Die Auswahl des vorwiegend städtischen Netzmodells ist auf eine Region gefallen, für die öffentlich verfügbare Daten zu der Verkabelung vorhanden sind. Aufgrund der Verwendung öffentlich verfügbarer Daten und der Verlegung der Kabel im Erdreich sind die Daten dieser für die meisten Regionen unvollständig oder teilweise nicht vorhanden. Das vorwiegend ländliche Modellnetz umfasst eine Masche sowie längere Abgänge. Darüber hinaus sind mehrere Netzkuppelstellen zu der HöS-Ebene vorhanden. Dies ermöglicht beispielsweise die Untersuchung unterschiedlicher Detailtiefen bei der Abbildung der HöS-Ebene bei Berechnungen in HS-Netzen wie in [45].

Festlegung der Primär- und Sekundärtechnik

Aufbauend auf der Festlegung der Topologie und der Versorgungsaufgabe muss für die Berechnung von Leistungsflüssen die Festlegung der Betriebsmittelparameter erfolgen. Hierbei werden Standardbetriebsmittel für Freileitungen, Kabel (Tabelle 3.9) und Transformatoren (Tabelle 3.10) verwendet.

Tabelle 3.10: Betriebsmittelkenndaten von HöS/HS-Transformatoren

id	sR	vmHV	vmLV	va0	vmImp	pCu	pFe	iNoLoad
350MVA_380/110	350	380	110	0	22	900	120	0.06
300MVA_220/110	300	220	110	0	12	385	70	0.04

id	tapable	tapside	dVm	dVa	tapNeutr	tapMin	tapMax
350MVA_380/110	1	HV	1	0	0	-16	16
300MVA_220/110	1	HV	1	0	0	-16	16

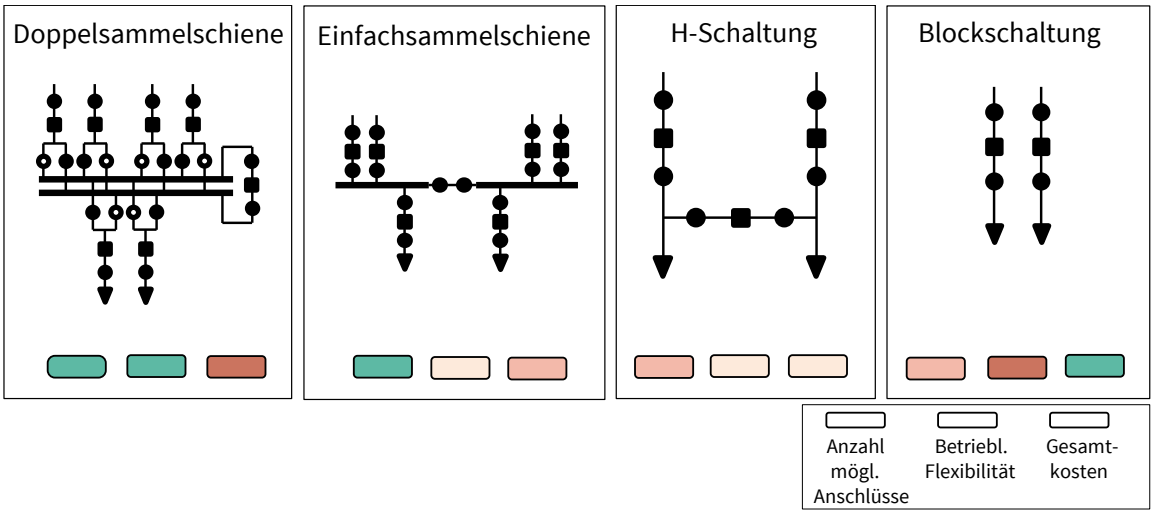
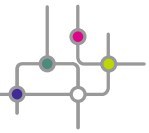


Abbildung 3.9: Stationskonzepte in der HS-Ebene

Neben der Festlegung der Netzbetriebsmittel ist eine realitätsnahe Abbildung der Stationskonzepte von Bedeutung. Dabei sind verschiedene Konzepte hinsichtlich der Sammelschienenkonfiguration und der Kopplung dieser möglich. In Abbildung 3.9 sind die unterschiedlichen Stationskonzepte dargestellt.

Die Konzepte unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl ihrer möglichen Anschlüsse, der betrieblichen Flexibilität und der Gesamtkosten. Analysen realer HS-Netze insbesondere bei der Kopplung zur MS-Ebene haben gezeigt, dass sowohl Doppelsammelschienen mit einer hohen Flexibilität, aber auch Einfachsammelschienen oder H-Schaltungen aufgrund geringerer Kosten eingesetzt werden. Meistens führt eine hohe Anzahl an Anschlüssen zu der Verwendung von Doppelsammelschienen. Aufgrund dessen kommen in den beiden Modellnetzen sowohl Konzepte mit Doppel- als auch Konzepte mit Einfachsammelschienen zum Einsatz. Die realitätsnahe Abbildung ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn Topologieschaltmaßnahmen abgebildet werden sollen wie beispielsweise für den Anwendungsfall der Topologieoptimierung.



Dimensionierung

Die Dimensionierung der Modellnetze erfolgt anhand einer (n-1)-Ausfallsimulation, da dies in realen Netzen dem Stand der Technik entspricht. Dabei erfolgt eine Berechnung der Leistungflüsse für den Ausfall eines jeden Zweigs eines Netzes. Aus den jeweils ermittelten Leistungsflüssen bildet der höchste Wert der Auslastung den kritischsten Ausfall ab. Basierend auf dieser (n-1)-Ausfallsimulation ergibt sich somit für jedes Netzbetriebsmittel eine (n-1)-Auslastung. Liegt bei einem Betriebsmittel eine höhere Auslastung vor, so erfolgt ein paralleler Zubau und die (n-1)-Ausfallsimulation wird erneut durchgeführt. Dieses Vorgehen wird solange wiederholt, bis keine Überlastungen in (n-1)-Situationen mehr vorliegen.

3.4 Methodik der Niederspannung

Das NS-Netz in Deutschland dient der Verteilung elektrischer Energie zum Endverbraucher, dabei ist der größte Anteil an Endverbrauchern auch direkt an das NS-Netz angeschlossen. Dementsprechend gibt es viele regionale Verteilnetzbetreiber die NS-Netze betreiben. Dies führt dazu, dass auf dieser Spannungsebene die Netzstrukturen sowie der Betriebsmitteleinsatz regional unterschiedlich, historisch gewachsen und abhängig von den jeweiligen Planungs- und Betriebsgrundsätzen des Verteilnetzbetreibers sind. NS-Netze werden häufig als Strahlentopologie aufgebaut und weisen einen im Vergleich zu den höheren Spannungsebenen geringeren Vermaschungsgrad auf.

Das Ziel für die Niederspannungsebene im SimBench-Datensatz ist es somit, eine Vielzahl von NS-Netzen mit einer überschaubaren Menge an Netzmodellen zu beschreiben. In Deutschland gibt es ungefähr 500 000 Niederspannungsnetze, jedoch sind öffentliche Informationen bezüglich der Topologie realer NS-Netze kaum vorhanden. Dies ist z.B. auch in OpenStreetMap der Fall, denn im Gegensatz zu den Oberirdischen Trassen der HöS- und HS-Ebene verlaufen die Leitungen der NS-Ebene i.A. unterirdisch als Kabel. Dementsprechend ist für Außenstehende nicht nachvollziehbar wo Leitungen gelegt sind, so dass sich dies nicht in OpenStreetMap einpflegen lässt. Um dennoch relevante gemeinsame Eigenschaften von NS-Netzen zu identifizieren und daraus repräsentative Netzmodelle abzuleiten, ist eine Methodik entwickelt worden, die im Folgenden beschrieben wird. Sie ist als Untermethodik zu Kapitel 3.1 zu verstehen und knüpft an Schritt 4) Datenanalyse (Kapitel 3.1.4) an (siehe Abbildung 3.1).

Die Methodik zur Generierung der NS-Netzmodelle lässt sich in zwei wesentliche Teilbereiche unterteilen, die Beschreibung der Versorgungsaufgabe und die NS-Netzmodellgenerierung. In Abbildung 3.10 ist der Ablauf der Methodik dargestellt. Die Grundidee basierte darauf, Netzmodelle zu klassifizieren und aus den sich ergebenden Klassen Netze zu wählen, die für die einzelnen Klassen repräsentativ sind. Dadurch, dass reale, öffentlich zugängliche Netztopologiedaten auf der NS-Ebene nicht oder kaum vorhanden sind, ist auch ihre Klassifizierung nicht möglich. Daher

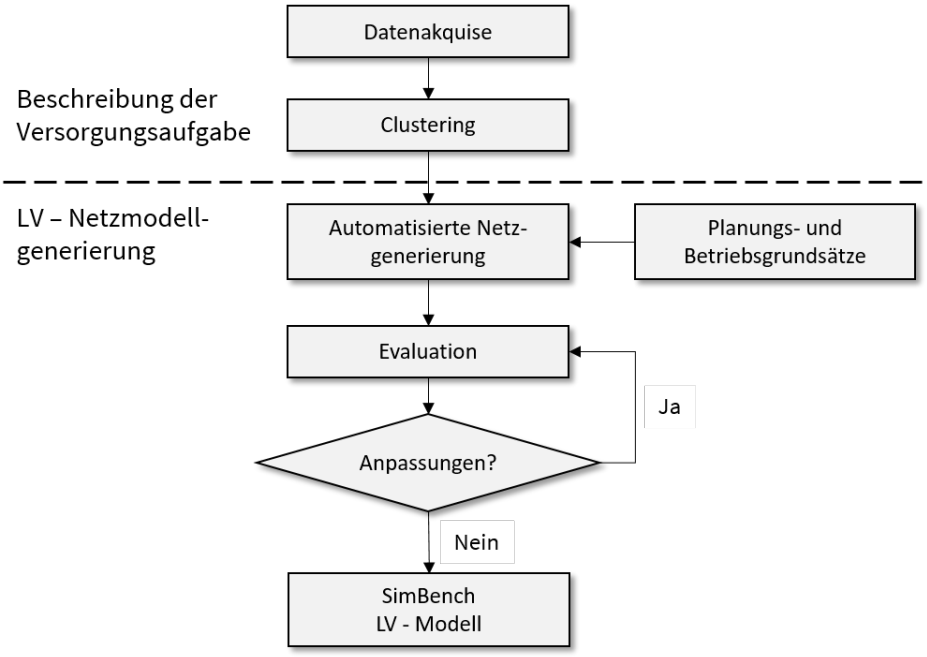


Abbildung 3.10: Methodik zur NS-Netzmodellegenerierung

liegt der Fokus der Methodik auf der Beschreibung der Versorgungsaufgabe und ihrer Klassifizierung. Hierbei ist die zentrale Annahme, dass die Versorgungsaufgabe eng verknüpft ist mit der Netztopologie, d.h. mit der Lösung dieser Aufgabe. Der Begriff der Versorgungsaufgabe ist indes nicht klar definiert, z.B. im Rahmen einer Norm oder vergleichbaren Dokumenten, daher ist hierzu zunächst eine Begriffsdefinition erfolgt. Als Versorgungsaufgabe wird gemäß [46] Folgendes zugrunde gelegt:

„*Eine Niederspannungsversorgungsaufgabe besteht aus geografisch inhomogen verteilten Anforderungen an die elektrische Energieversorgung, die mit Hilfe eines gemeinsamen Koppelpunktes in dieser Spannungsebene bedient werden, der vom Kollektiv der Endkunden mit ihren individuellen Eigenschaften erhoben wird.*“

Im Folgenden wird zunächst die Klassifizierung der Versorgungsaufgabe beschrieben und anschließend wird die Vorgehensweise bei der eigentlichen NS-Netzgenerierung erläutert.

3.4.1 Klassifizierung der Versorgungsaufgabe

Bevor eine Klassifizierung durchgeführt werden kann, sind zunächst Daten zu akquirieren, um auf der Gemeindeebene die Versorgungsaufgabe zu beschreiben. Die im Rahmen von SimBench verwendeten Daten zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe sind im wesentlichen Flächennutzungsdaten, die vom statistischen Bundesamt bezogen werden können. Hierbei gibt es verschie-

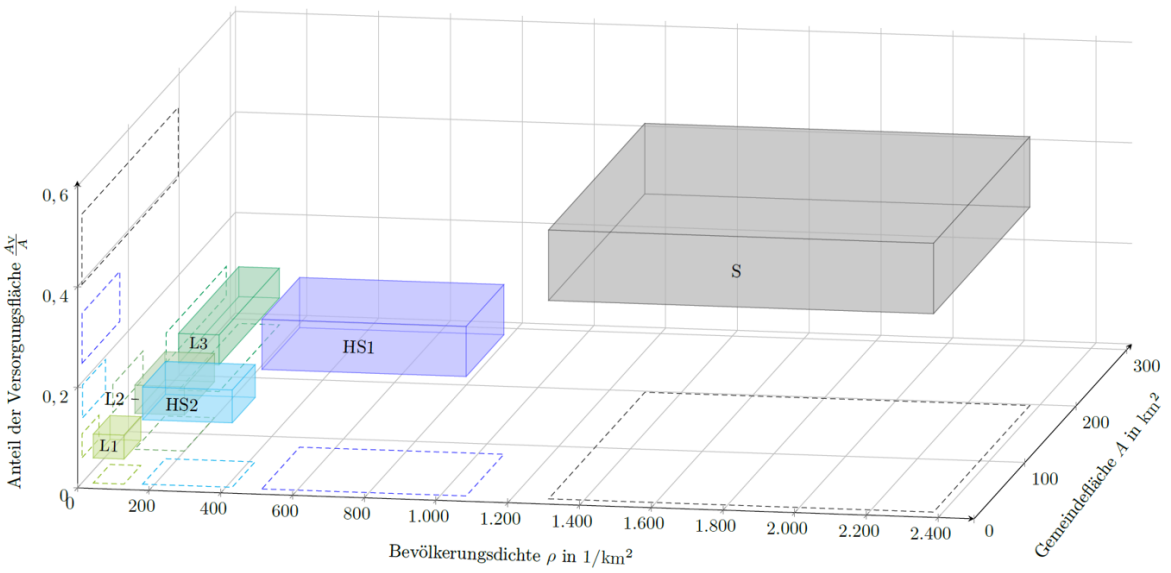


Abbildung 3.11: Klassifizierungsergebnis der NS-Versorgungsaufgaben

dene Flächen, die als Parameter in die Klassifizierung einfließen können. Die hier zugrundeliegenden Parameter für die Klassifizierung sind:

- Bevölkerungsdichte ρ (in $1/km^2$)
- Gemeindefläche A (in km^2)
- Anteil der Versorgungsfläche an der Gesamtfläche A_V/A

Die Versorgungsfläche beinhaltet sowohl Gebäude- und Freiflächen als auch Verkehrsflächen. Diese Flächen werden als besonders relevant mit Blick auf elektrische Netze angesehen, weshalb die Versorgungsfläche als Parameter mit in die Klassifizierung einfließt.

Nach der Datenakquise sind die Daten mit dem k-means-Verfahren klassifiziert worden, sodass als Ergebnis des ersten Teilbereichs der Methodik eine Beschreibung der Versorgungsaufgabe für unterschiedliche Klassen vorliegt.

Die Ergebnisse der Klassifizierung sind in Abbildung 3.11 dargestellt. Es gibt sechs Klassen, welche in drei „ländliche“ (L1 - L3), zwei „halbstädtische“ (HS1 und HS2) und eine „städtische“ (S) unterteilt sind. Diesen Klassen sind ca. 8000 Gemeinden zugeordnet worden. Eine detailliertere Beschreibung der durchgeführten Klassifizierung sowie der Ergebnisse ist in [46] veröffentlicht und soll daher hier nicht näher beschrieben werden.

3.4.2 Niederspannungs-Netzmodellgenerierung

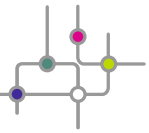
Aufbauend auf der Klassifizierung der Versorgungsaufgaben, erfolgt im nächsten Schritt die eigentliche Modellierung der NS-Netzmodelle. Hierzu wird für jede der sechs Klassen die Gemeinde ausgewählt, die sich am nächsten zum Klassenmittelpunkt befindet und damit am repräsentativsten für diese Klasse ist. Für diese sechs ausgewählten Gemeinden sind basierend auf dem Grüne-Wiese-Ansatz Netzmodelle geplant bzw. generiert worden. Dazu ist ein am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie^3) der TU Dortmund entwickeltes Tool verwendet worden, welches automatisiert mithilfe von OpenStreetMap-Kartendaten Niederspannungsnetze generiert. Dabei erfolgt u.a. eine Verbrauchsabschätzung sowie eine Clusteranalyse zur Zuweisung von Verbrauchern zu Transformatoren. Gemäß der Graphentheorie wird dabei ein Knoten-Kanten-Modell aufgebaut, welches das Netz repräsentiert. Die zugrundeliegende formale Beschreibung dieses Algorithmus ist in [47] beschrieben. Das Tool wird dabei mit realen Planungs- und Betriebsgrundsätzen sowie mit Standartbetriebsmitteln parametriert. Diese Grundsätze sind auch in [48] beschrieben. Nach der erfolgten Netzgenerierung, d.h. der Erstellung des Knoten-Kanten-Modells, ist dieses Modell im Weiteren für SimBench verwendet und weiter verarbeitet worden. Dabei wurde in einem iterativen Prozess der Datensatz im Laufe des Forschungsprojektes bedarfsgerecht angepasst und z.B. nachträglich DEAs hinzugefügt worden.

3.5 Vorgehensweise zur Erzeugung der Zeitreihen

Neben Netzdaten und Szenarien sind realistische Jahreszeitreihen v.a. für zukünftige Forschungsfragen ein essentieller Bestandteil für einen umfassenden Benchmark-Datensatz. Als Teil des Projekts SimBench wurde daher u.a. der Fokus darauf gelegt, repräsentative Last-, Einspeise- und Speicherzeitreihen zu generieren, die Verbraucher, Erzeuger und Prosumer in Deutschland angemessen abbilden.

Vorgabe für die in SimBench verwendeten Jahreszeitreihen ist ein realistischer Zeitverlauf mit zufälligen Variationen, der jedoch gleichzeitig typisch für die üblichen im Netz vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Prosumer sein soll.

Im Folgenden soll die Methodik zur Erzeugung der Zeitreihen von Verbrauchern, Einspeisern und Prosumern erklärt werden. Zu den Verbrauchern zählen neben den Sammelverbrauchern, wie Haushalten, Gewerbebetrieben, etc., auch Einzelverbraucher, wie Wärmepumpe (WP) und Elektrofahrzeug (E-Kfz). Als Einspeiser werden hier DEAs bzw. erneuerbare Erzeuger betrachtet, darunter Windkraft-, Photovoltaik (PV)- und Biomasse (BM)-Anlagen sowie Wasserkraftwerke. Repräsentativ für die Prosumer werden in SimBench lediglich die Batteriespeicher abgebildet.



3.5.1 Sammelverbraucher

Als relevante Sammelverbraucher wurden identifiziert: Haushalte, Gewerbe, landwirtschaftliche Betriebe und Industrie.

Für Gewerbelasten und landwirtschaftliche Lastprofildaten wird ein Datensatz von anonymisierten Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Profilen genutzt. Die Messdaten stammen aus dem Jahr 2016 und liegen mit einer Auflösung von 15 Minuten vor. Da diese anonymisiert sind, können diese weder einem Verbrauchertypen noch einer Spannungsebene eindeutig zugeordnet werden. Um nun eine repräsentative Auswahl zu treffen, werden die Profile ausgewählt, welche im Zeitverlauf eine gute Entsprechung der Standardlastprofil (SLP) darstellen.

Hierzu wird wie folgt vorgegangen: Aus den Jahresverläufen wird durch Mittelung der Profile einzelner Wochentage ein mittlerer Wochenlastverlauf mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten gebildet. Eine jahreszeitliche Unterscheidung findet nicht statt. Jeder Wert des mittleren Wochenlastverlaufs wird auf den Wochenmittelwert normiert und mit den entsprechenden Verläufen der SLP B0, G0-G6, H0 und L0-L2 verglichen. Als Abstandsmaß dient die normierte kumulierte Summe der euklidischen Distanz (Last und Zeit) zwischen jedem Punkt des Lastprofils zum nächstgelegenen Punkt des SLP und umgekehrt.

Für jede SLP-Kategorie werden die Zeitreihen wie folgt ausgewählt:

- kürzeste euklidische Abstände zur jeweiligen SLP-Kategorie
- die gewählten Messreihen wiesen keinen kürzeren euklidischen Abstand zu einer anderen SLP-Kategorie auf
- keine Dateninkonsistenzen in Form fehlender bzw. vervielfältigter Messwerte

Durch die Ähnlichkeit der Profile untereinander kommt es vor, dass eine Zeitreihe einen ähnlich niedrigen Abstand zu mehreren Profilen aufweist. In diesem Fall erfolgt die Zuweisung so, dass die jeweiligen Kategorien ausreichend repräsentiert sind.

Außerdem werden Mittelwert, Leistungsfaktor ($\cos(\varphi)$) und Standardabweichung jedes Lastgangs berechnet, um eine grobe Klassifizierung der Verbraucher nach Größe und Varianz vornehmen zu können.

Lastzeitreihen mit einer untypisch großen oder kleinen Dateigröße (>1000 kB oder < 828 kB) werden als wahrscheinliche Fehlmessungen betrachtet und vor der Analyse aussortiert. Dies machte ca. 10 % der Gesamtdaten aus. Im übrigen Datensatz enthalten waren 2539 Messreihen. Bei den meisten Zeitreihen handelt es sich um verhältnismäßig kleine Verbraucher mit einem durchschnittlichen 15-Minuten-Verbrauch von unter 5 kWh. Unter einem durchschnittlichen Verbrauch

von 2,85 kWh, was einem Jahresverbrauch von 100 000 kWh entspricht, ab dem eine RLM-Messung obligatorisch ist, liegen 622 (25,5 %) der Zeitreihen.

Im Datensatz der Netzbetreiber liegen teilweise sehr hohe Blindleistungswerte vor, bei denen es sich möglicherweise um Fehlablesungen oder Messfehler handeln könnte. Aus diesem Grund werden Datensätze mit ungewöhnlich niedrigen $\cos(\varphi)$-Werten (< 0,8) verworfen. Diese machen ca. 14 % des Gesamtdatensatzes aus.

Es ist plausibel, dass sich die Verteilung von Betrieben auf verschiedenen Spannungsebenen sehr unterschiedlich darstellt, bei den betrachteten Zeitreihen liegt aber keine Klassifizierung nach Spannungsebenen vor. Für eine grobe Einteilung werden deshalb die Zeitreihen nach Durchschnittsverbrauch aufgeteilt, wobei Durchschnittsverbräuche von 0-4 kWh, 10-20 kWh und >100 kWh als jeweils plausibel für Kunden mit Anschluss auf NS-, MS- und HS-Ebene gewählt werden.

Für die Haushaltslasten wird ein Datensatz, der von Seiten der HTW-Berlin veröffentlicht wurde, genutzt. Dieser stammt aus dem Jahr 2010. Dieser soll wie in der Veröffentlichung benannt im Folgenden als IZES-Datensatz bezeichnet werden.

Die IZES-Daten werden so aufbereitet, dass sie ebenfalls eine Auflösung von 15 Minuten aufweisen. Die Zeitreihen dieses IZES-Datensatzes sind in einer ersten Auswertung in ihren Wochenverläufen untereinander relativ ähnlich, zeigen aber starke kurzfristige Schwankungen. Um die Daten daher nicht zu glätten, wurden die Daten nicht gemittelt, sondern stattdessen jeder 15. Messwert verwendet.

Auf den IZES-Datensatz wird die gleiche Methodik wie im Falle des Datensatzes der Netzbetreiber angewandt. Hierbei dient diese Methodik nicht dazu, eine Kategorisierung der einzelnen Lastzeitreihen zu den einzelnen Kategorien vorzunehmen (da die Kategorie bereits bekannt war), sondern um einerseits die dem H0-Profil am ähnlichsten Profile herauszufiltern, andererseits aber auch zu prüfen, ob H0-Profile reale Haushaltsmessdaten gebührend abbilden [49].

3.5.2 Einzelverbraucher

Als Einzelverbraucher werden in den SimBench-Datensatz folgende Typen aufgenommen: E-Kfz und WP. Die Modellierung der Zeitreihen werden im Folgenden beschrieben.

Vorgehensweise für Elektrofahrzeuge

Zur Modellierung der E-Kfz-Zeitreihen wird ein Bottom-Up-Ansatz verfolgt. Die hierfür als relevant identifizierten Stellgrößen sind die technischen Daten, Ladeprofile und das Verhalten der Nutzer. Wie diese abgebildet werden, wird im Folgenden erläutert.

Tabelle 3.11: Neuzulassungen von E-Kfz von 2013 bis 2018 in Deutschland [50]

Marke	Renault	Smart	Kia	Tesla	BMW	VW e-Golf	Nissan	VW e-up!	Mercedes	Hyundai
Anteil	19 %	14 %	13 %	12 %	11 %	10 %	8 %	7 %	3 %	2 %

Tabelle 3.12: Angenommene Batteriegrößen und zugehörige Marktanteile [50, 51]

Batteriegröße	20 kWh	30 kWh	40 kWh	75 kWh	90 kWh	100 kWh
Anteil	60 %	25 %	3 %	4 %	4 %	4 %

Technische Daten

Um die technischen Daten der in das Modell eingebundenen E-Kfz richtig zu modellieren, werden die derzeit zugelassenen E-Kfz als Referenz herangezogen. Als Quelle dienen hierbei die Verkaufszahlen von E-Kfzs zwischen 2013 und 2018, welche sich entsprechend der Tabelle 3.11 verteilen.

Der durchschnittliche Verbrauch und die typischen Batteriegrößen ergeben sich aus den oben aufgeführten Informationen wie folgt: Der Verbrauch der derzeit zugelassenen E-Kfzs beträgt zu 75 % 15 kWh/100 km und zu 25 % 25 kWh/100 km [51]. Die Verteilung der derzeit gängigen Batteriegrößen sind in Tabelle 3.12 aufgeführt.

In dem Bottom-Up-Verfahren werden nun zufällig Marke/Modell, Verbrauch und Batteriegröße in Abhängigkeit von den oben aufgeführten Verteilungen für jede simulierte Zeitreihe ausgewählt. Diese bleiben für jede Zeitreihe konstant und ändern sich nicht mehr.

Auch wenn diese Herangehensweise ein erster guter Aufschlag ist, so gilt es diese Annahmen in Zukunft noch zu prüfen. Besonders bedingt durch die enorme Dynamik im Bereich der Mobilität, wird erwartet, dass sich die Datengrundlage in Bezug auf die technischen Daten noch stark ändern wird, was es in zukünftigen Untersuchungen zu berücksichtigen gilt.

Ladeprofile

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der es zu berücksichtigen gilt, ist das Ladeverhalten eines E-Kfz an der Ladesäule. Das typische Ladeverhalten einer Batterie kann durch ein Ladeprofil, d.h. ein Profil der Leistung über die Zeit, verdeutlicht werden. Das Ladeprofil der Autos hängt in erster Linie von deren Batteriemanagementsystem ab. Dies ist von Hersteller zu Hersteller verschieden, allerdings zeigen alle eine gewisse Ähnlichkeit auf. Eine schematische Darstellung eines gängigen und weit verbreiteten Ladeprofils ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

Hierbei werden Batterien i.d.R. zu Beginn mit einem konstanten maximalen Leistungswert geladen. Sobald die Batterie beinahe vollständig geladen ist, nimmt dieser Wert stetig ab. Diese Reduk-

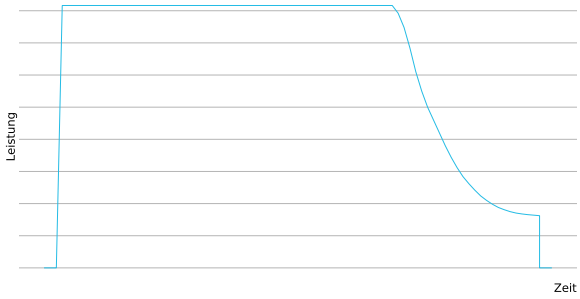


Abbildung 3.12: Schematisches Ladeprofil eines E-Kfz

Tabelle 3.13: Gewichtung der Ladeprofile entsprechend der Marktanteile [50]

Modell	i3	I-MiEV	KANGOO	fortwo	Stromos	e-Golf	e-up!	Vito	Zoe	Ampera
Anteil	0,145	0,035	0,035	0,175	0,035	0,135	0,105	0,065	0,225	0,035

tion der Leistung ist vom jeweiligen Batterietyp abhängig. Sobald die Batterie vollständig geladen ist, bricht die Leistung auf 0 W ein.

Die verwendeten Ladeprofile wurden am Fraunhofer IEE in einer Messkampagne erfasst. Folgende Autos wurden gemessen: BMW i3, Mitsubishi I-MiEV, Renault KANGOO, Smart fortwo, Stromos, VW e-Golf, VW e-up!, Mercedes Vito E-Cell, Renault Zoe und der Opel Ampera.

Diese wiederum gehören zum Teil nicht zu den am häufigst gekauften E-Kfzs und umgekehrt. Um dem nachzukommen, werden in einem ersten Schritt die Ladeproifle entsprechend den Überschneidungen zwischen beiden Datengrundlagen gewichtet. In einem zweiten Schritt wird der nicht vertretene Anteil gleichmäßig auf die einzelnen Messungen aufgeteilt, sodass sich die Verteilung ergibt, die in Tabelle 3.13 hervorgehoben ist. In Abhängigkeit von dieser Gewichtung wird für jede simulierte ein Ladeprofil zufällig ausgewählt.

Benutzerverhalten

Als letzte Stellgröße gilt es das Benutzerverhalten zu modellieren. Hierzu werden die erfassten Daten aus der Studie „Mobilität in Deutschland“ verwendet [52, 53]. Basierend auf dieser Datengrundlage werden die folgenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen abgeleitet:

- Anzahl der Wegestrecken und daraus abgeleiteten möglichen Ladeoperationen pro Tag,
- Ankunftszeit,
- Wegezweck,
- durchschnittliche Geschwindigkeit sowie

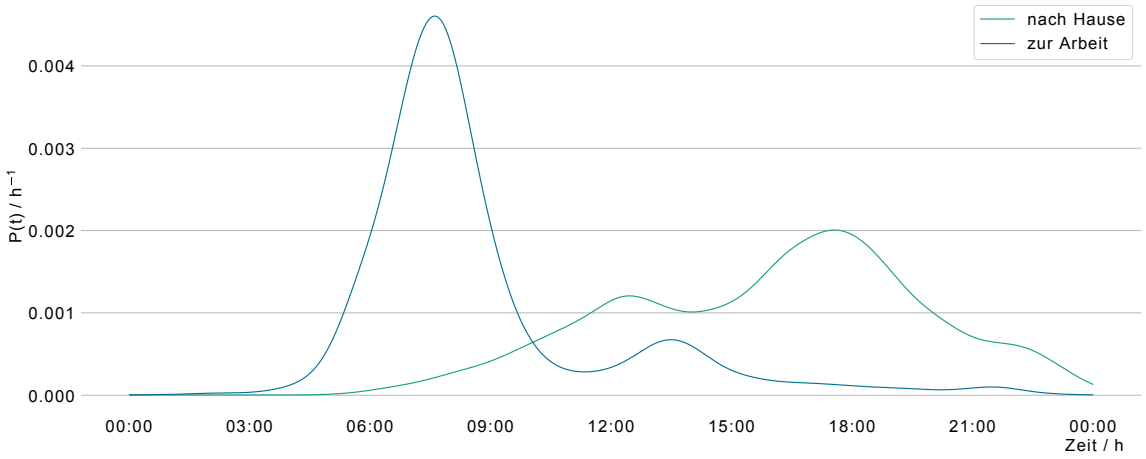


Abbildung 3.13: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ankunftszeiten zu Hause und auf der Arbeit unter der Woche

- Distanz jeder Fahrt

In der Abbildung 3.13 ist eine beispielhafte Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Ankunfszeit abgebildet. Erkennbar ist, dass die an der Umfrage Teilnehmenden unter der Woche v.a. früh am morgen und teilweise noch nachmittags auf der Arbeit ankommen. Im Vergleich hierzu sieht man wiederum, dass diese v.a. abends nach Hause kommen, was eindeutig an dem Peak um 18:00 Uhr zu erkennen ist. Auch hier ist ein kleiner Mittagspeak um 12:00 Uhr zu erkennen, d.h. die Befragten kommen teilweise auch zur Mittagszeit nach Hause.

Neben den Verteilungen, die sich direkt aus der „Mobilität in Deutschland“ ergeben, wird zudem eine weitere Annahme bzgl. des Ladeverhalten der Benutzer getroffen. So wird angenommen, dass bei einer Standzeit länger als drei stunden die Wahrscheinlichkeit des Ladens bei 80 % liegt, bei einer Standzeit kürzer als drei Stunden sich wiederum die Ladewahrscheinlichkeit auf 20 % reduziert.

Jede Verteilung dient nun dazu für die oben erwähnten Parameter realistische und entsprechend gewichtete Werte abzuleiten und daraus eine repräsentative Zeitreihe zu modellieren.

Verschneidung der verschiedenen Parameter

Die eigentliche Herausforderung besteht nun darin, diese Stellgrößen zusammenzubringen. Ausgehend von einem Nutzer wird zunächst dessen E-Kfz-Modell, die dazugehörige Batteriegröße, sein Verbrauch und das dazugehörige Ladeprofil zufällig ausgewählt.

Tabelle 3.14: Anzahl der in SimBench in den NS-Netzen verwendeten, unterschiedlichen Zeitreihen nach Standorttyp [50]

Ladesäulenleistung	Heimladestation	Arbeitsplatzladestation
3,7 kW	3x	2x
11,0 kW	2x	2x
22,0 kW	1x	1x
50,0 kW	0x	1x

Als nächstes wird die zu untersuchende Ladesäule ausgewählt, für die eine Zeitreihe zur Verfügung gestellt werden soll. Entscheidend ist nämlich nicht das Ladeverhalten aus Fahrersicht, sondern aus Netzsicht. In SimBench sind nur zwei Arten von Ladesäulen von Interesse: Ladesäulen zu Hause und am Arbeitsplatz. Dies bedeutet nicht, dass nicht auch andere Ladesäulen angefahren werden. Diese werden aber im Kontext des Projekts SimBench nicht untersucht. Der Leistungsbezug der einzelnen Ladesäulen wird vorher bestimmt und festgelegt. Tabelle 3.14 fasst die Ladeleistungen der Profilverläufe zusammen.

Für alle nicht festgelegten Ladesäulen werden zufällige Ladesäulenleistungen ausgewählt, wenn angefahren. Diese können auch variieren, abgesehen im Falle der Heimladestationen.

In einem nächsten Schritt wird ermittelt, wie viele Fahrten pro Tag absolviert wurden. Diesen werden entsprechenden Ankunfszeiten, Wegezwecken sowie Distanzen und Geschwindigkeiten zugeordnet. Überschneiden sich hierbei zwei Fahrten, wird neu gewürfelt. Wenn nach 20 Mal neu würfeln weiterhin einzelne Fahrten Überschneidungen aufweisen, so werden diese herausgefiltert.

Anschließend wird bestimmt, ob nach einer jeden Fahrt geladen wird oder nicht. Unabhängig von der Ladewahrscheinlichkeit wird stets geladen, wenn der State-Of-Charge (SOC) unterhalb von 20 $\%$ liegt. Grundsätzlich werden alle Fahrten gestrichen, wenn der SOC nach der Fahrt unterhalb von 0 $\%$ liegen würde.

Dieses Vorgehen wird für jeden Tag des untersuchten Zeitraums wiederholt. Im Falle von SimBench ist der betrachtete Zeitraum das gesamte Jahr 2016. Der SOC zu Beginn wird hierzu ebenfalls zufällig festgelegt, wobei dieser innerhalb der Grenzen von 50 $\%$ und 100 $\%$ liegen musste. Da keine Blindleistungswerte vorliegen, wird von einem fixen $\cos(\varphi)$ von 0,93 untererregt ausgegangen.

Vorgehensweise der Wärmepumpen

Die Lastprofile der WP sind rein regelbasiert. Die hierbei relevanten Stellgrößen sind die im Haushalt benötigte Wärmeenergie, die technischen Rahmendaten, Wärmequellen sowie Betriebsmo-

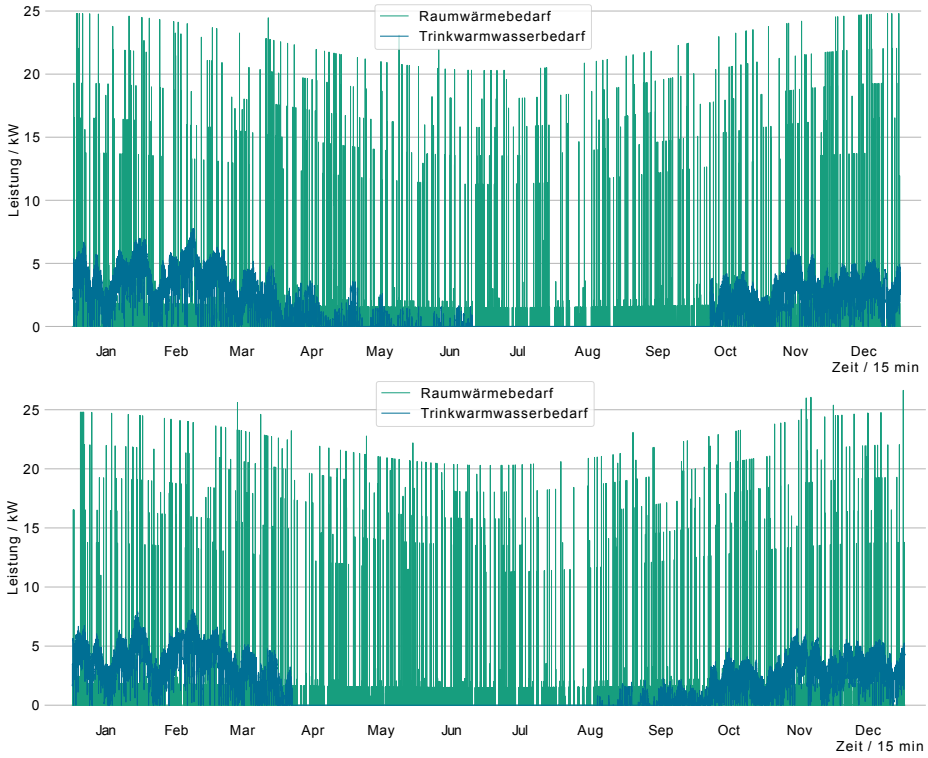


Abbildung 3.14: Darstellung des Wärmebedarfs in einem dreiköpfigen Einfamilienhaus in Hannover (oben) und Lübeck (unten) für das Jahr 2016

di. Deren Modellierung soll im Folgenden erläutert werden.

Wärmebedarf

Der in einem typischen Haushalt anfallende Wärmeenergieverbrauch ergibt sich aus dem Trinkwarmwasser- sowie der Raumheizungsbedarf. In SimBench werden diese für die Regionen um Hannover und Lübeck simuliert. Diese Regionen wurden ausgewählt, da diese sich aus den Ergebnissen in der HS-Ebene ergeben haben. Deren Verlauf für ein Einfamilienhaus mit 3 Personen ist in Abbildung 3.14 abgebildet.

Die hier dargestellten Wärmebedarfe sind so modelliert worden, dass sie dem Zeitstempel von 2016 entsprechen. Allerdings wurden die Wetterdaten von 2011 verwendet, um mit den Ergebnissen der Einspeisezeitreihen zu korrelieren.

Technische Rahmendaten

Zu den als relevant betrachteten technischen Rahmendaten gehören die Sperrzeiten, die Speicherauslegung und die verwendeten Heizgeräte, auf welche im Folgenden näher eingegangen werden soll.

- Sperrzeiten

  Für alle WP-Profile werden Sperrzeiten angenommen, in denen eine Abschaltung erzwungen wird. Die Sperrzeiten sind jeden Tag von 07:45 bis 09:30, von 11:30 bis 12:30 sowie von 16:45 bis 19:00 Uhr. Diese Annahmen für Sperrzeiten beruhen auf der Quelle [54].

- Speicher

  Bei der Modellierung wird stets ein Warmwasser- und ein davon unabhängiger Raumwärmespeicher vorausgesetzt. Bei beiden wird stets angenommen, dass der Initial-SOC bei 100 % liegt. Darüber hinaus wird festgelegt, dass beim Beladen und Entladen der Speicher keinerlei Verluste entstehen. Unterschreitet einer der beiden Speicher einen SOC von 50 %, so wird der Ladevorgang begonnen und endet, sobald 100 % erreicht werden. Die untere Grenze wurde so festgelegt, dass in den meisten Fällen eine Deckung des Wärmebedarfs gewährleistet werden konnte.

- Heizstab

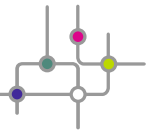
  Neben der WP gibt es stets noch einen Heizstab, der zur Spitzenlastabdeckung dient. Sowohl die Größe der Speicher als auch die Leistungen der Heizgeräte hängen insbesondere von den Betriebsmodi sowie von der Wärmequelle ab, die im Folgenden erläutert werden sollen.

Luft-Wärmepumpe

Im Falle der Luft-WP dient die Umgebungsluft als Wärmequelle. Entsprechend ist die Außentemperatur entscheidend für die Effizienz der WP und ist somit der entscheidende Faktor für die Betriebsweise einer WP und der damit verbundenen Auslegung der Heizgeräte und Speicher. Folgende Betrirebsmodi werden im Falle von SimBench unterschieden und als Profil zur Verfügung gestellt:

- paralleler Betrieb

  Im Falle des parallelen Betriebs agieren WP und Heizstab ab einer bestimmten Temperatur gleichzeitig und untersützen einander. Die Temperatur wird in SimBench auf -2 °C festgelegt. Der Trinkwarmwasserspeicher hat hierbei eine Kapazität von 8,722 kWh sowohl für Hannover als auch Lübeck, weil in beiden Fällen von einem Drei-Personen-Haushalt ausgegangen wird. Der Raumwärmespeicher liegt bei 13,736 kWh für Hannover und bei 12,781 kWh



für Lübeck. Die Leistung der WP beträgt 4,91 kW bzw. 4,49 kW, die des Heizstabs 1,63 kW bzw. 2,75 kW jeweils für Hannover und Lübeck.

- alternativer Betrieb

  Im Falle des alternativen Betriebs wird die WP ab einer bestimmten Tempeartur ausgeschaltet und der Heizstab deckt den kompletten Wärmebedarf. Auch hier wird erneut eine Temperatur von -2 °C angenommen. Die Leistung der WP bleibt dieselbe, allerdings nimmt die des Heizstabs stark zu und beträgt nun 10,28 kW bzw. 10,68 kW jeweils für Hannover und Lübeck. Die Größe der Speicher ändert sich hierbei nicht.

- semi-paralleler Betrieb

  Im Falle des semi-parallelen Betriebs gibt es einen Temperaturbereich, in dem beide Heizgeräte parallel laufen und sich gegenseitig unterstützen. Dieser Bereich wird nach unten durch die Temperatur eingegrenzt, ab der die WP komplett abgeschaltet wird. So wird der Heizstab ab einer Temperatur von -2 °C zugeschaltet, ab -5 °C die WP abgestellt. Die Leistung der WP bleibt somit konstant und die des Heizstabs ist identisch zu dem Wert aus dem alternativen Betrieb.

Erd-Wärmepumpe

Anders als im Falle der Luft-WP dient bei einer Erd-WP nicht die Luft als Wärmequelle, sondern stattdessen die Erde. Die WP ist hierbei als Sonden-WP ausgelegt. Die zuvor beschriebenen Betriebsmodi sind hierbei weniger sinnvoll, da von einer konstanten Temperatur unter der Erde ausgegangen werden kann. Daher wird im Falle von SimBench nur vom parallelen Betrieb ausgegangen, wobei aufgrund eines erhöhten Wärmebedarfs durch niedrige Außentemperaturen der Heizstab unterstützend agiert. Durch die konstante Erdtemperatur, die im Falle von SimBench auf 7 °C geschätzt wird, muss der Raumwärmespeicher nicht ganz so groß ausgelegt werden, wie im Falle einer Luft-WP. So liegt die Größe bei 11,934 kWh bzw. 11,130 kWh jeweils für Hannover bzw. Lübeck. Die WP wird auf 4,131 kW bzw. 3,79 kW und der Heizstab als unterstützendes Element auf 0,5 kW jeweils für Hannover und Lübeck dimensioniert. Die kleine Dimensionierung des Heizstabs ist damit begründet, dass die WP einen viel geringeren Effizienzverlust aufweist bedingt durch die konstanten Außentemperatur. Wie schon im Falle der Luft-WP wird erneut -2 °C als Zuschaltpunkt für den Heizstab definiert. [55]

Regelung des Heizsystems aus Heizstab und Wärmepumpe

Es wird angenommen, dass der Wärmebedarf stets über die Speicher gedeckt wird. Sobald die Speicher unter 50 % SOC fallen, werden die Heizgeräte entsprechend den Betriebsmodi zugeschaltet. Dies gilt nicht, wenn die Wiederaufladung in die Sperrzeiten fällt. Heizlasten, die durch

das Heiz- und Speichersystem nicht gedeckt werden können, werden nicht bedient. Grundsätzlich hat das Trinkwarmwasser Vorrang vor der Raumwärme, d.h. zunächst muss der Bedarf des Trinkwarmwassers gedeckt sein, bevor die Raumwärme bedient wird. Speicher werden bei Bedarf voll geladen, d.h. sobald einer der Speicher unter einen SOC von 50 % fällt, wird dieser bis auf 100 % vollständig befüllt. Der Effizienzfaktor des Heizstabs wird zu 1,0 festgelegt. Der Effizienzfaktor der WP ergibt sich aus der Temperatur der Wärmequelle und berechnet sich mit folgender Formel:

$$COP_{WP} = COP_{Carnot} \cdot \eta_{WP} = \frac{(273{,}15 + T_{Quelle})}{(T_{Vorlauf} - T_{Quelle})} \cdot 0.36 \tag{3.1}$$

mit den Größen:

COP_{WP}	Leistungsfaktor der WP
COP_{Carnot}	Leistungsfaktor des Carnot-Prozess
η_{WP}	Wirkungsgrad der WP
T_{Quelle}	Quelltemperatur / K
$T_{Vorlauf}$	Vorlaufemperatur / K

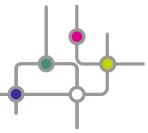
Die Vorlauftempteratur wird hierbei auf 55 °C festgelegt. Da auch hier keine Blindleistungswerte vorliegen, wird von einem konstanten $\cos(\varphi)$ von 0,93 untererregt ausgegangen.

3.5.3 Aggregierte Lastzeitreihen

Aggregierte Lastzeitreihen sind in allen Netzebenen oberhalb der NS-Ebene relevant. Während diese in den unteren Netzebenen (MS und HS) auf Basis eines Bottom-Up-Verfahrens erzeugt werden, werden sie an den Knoten der HöS über ein Top-Down-Verfahren abgeleitet. Das grundlegende Vorgehen soll im Folgenden kurz erläutert werden:

Bottom-Up-Verfahren: aggregierte Lastzeitreihen in der MS- und HS-Ebene

Grundsätzlich handelt es sich bei den aggregierten Lastzeitreihen um die summierten Lastzeitreihen der unterlagerten Netzebenen. D.h. für alle Netze werden Jahressimulationen durchgeführt und die Ergebnisse am Slack als Übergang zur nächsten Netzebene dokumentiert und erfasst. Diese Zeitreihe dient als Eingangsgröße in der nächst höheren Netzebene.



Top-Down-Verfahren: aggregierte Lastzeitreihen in der HöS-Ebene

Da in der HöS-Ebene Gesamtdeutschland abgebildet wird, gleichzeitig aber nicht für Gesamtdeutschland die unterlagerten Netzebenen modelliert sind, benötigt man für die restlichen Knoten passende Zeitreihen. Im Zuge dessen, wie oben bereits erwähnt in der Modellierungs-Beschreibung der HöS-Ebene, ist in SimBench auf eine Methodik zurückgegriffen worden, die unabhängig von den unterlagerten Netzebenen eine Abbildung der Lasten je Verbraucher ermöglicht. Ausgangslage hierbei ist das Lastprofil ganz Deutschlands, welches von Seiten der ENTSO-E zur Verfügung gestellt wird [56]. Anhand der von Seiten der Landesämter zur Verfügung gestellten Daten lässt sich sektorenspezifisch der Nettostromverbrauch je Bundesland ermitteln. So lassen sich der Jahresnettoverbrauch für die Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte sowie Gewerbe-Dienstleistung-Handel (GDH) + Landwirtschaft bundeslandscharf ableiten. Basierend darauf erfolgt eine gemeindescharfe Darstellung für die einzelnen Sektoren folgendermaßen:

Haushalte

Im Falle der Haushalte wird anhand der Einwohner je Gemeinde eine gemeindescharfe Verteilung der Gesamtenergie erreicht. In Kombination mit dem H0-Profil erhält man schließlich eine Zeitreihe für die Haushalte je Gemeinde.

Landwirtschaft

Für die Landwirtschaft wird pauschal angenommen, dass die Energiemenge $2\,\%$ des Nettostromverbrauchs entspricht. Anhand der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Kombination mit dem L0-Profil ist es möglich, eine gemeindescharfe Zeitreihe für landwirtschaftliche Betriebe je Gemeinde zu erhalten.

Gewerbe-Dienstleistung-Handel

GDH ist nur zusammen mit der Landwirtschaft ausgewiesen. Um nun auf die Energiemenge von GDH zu kommen, muss zunächst die Energiemenge der landwirtschaftlichen Betriebe von der Gesamtenergie abgezogen werden. Auf Basis der Beschäftigen und der Gewerbefläche in Kombination mit dem G0-Profil erhält man schließlich eine gemeindescharfe Zeitreihe für GDH je Gemeinde.

Industrie und Verkehr

Die Energiemengen aus Haushalt, Landwirtschaft und GDH wird vom Gesamtprofl der ENTSO-E abgezogen. So erhält man schließlich ein repräsentatives Profil für diese beiden Sektoren. Anhand der Streckenlänge des elektrischen ÖPNV und der ausgewiesenen Gewerbeflächen lässt sich die

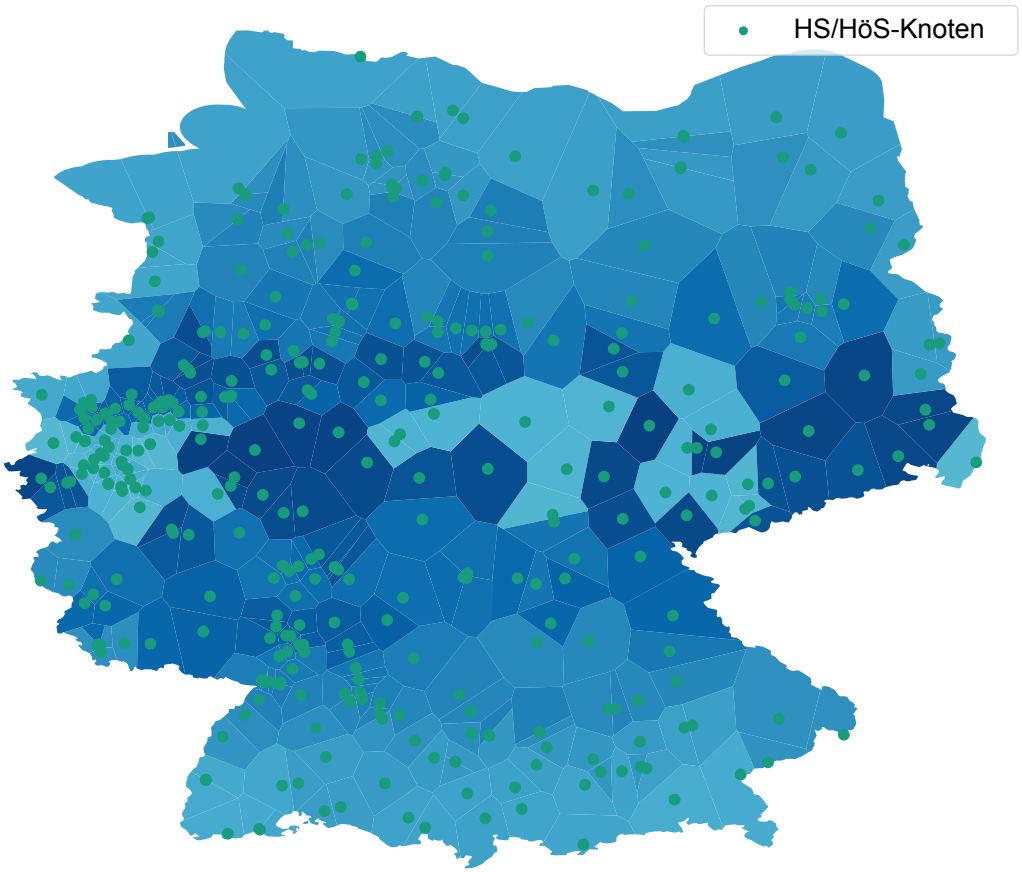


Abbildung 3.15: Voronoi-Polygone zu den entsprechenden HS/HöS-Knoten

gemeindescharfen Zeitreihen für Industrie und Verkehr bestimmen. Dieses Verfahren basiert auf einer am Fraunhofer IEE entwickelten Methode.

Zur Bestimmung der Lasten je Knoten wird zunächst eine Voronoi-Analyse durchgeführt. Die Zentren der einzelnen Voronoi-Polygone bilden hierbei die Vornoi-Centroide, wie zu sehen in Abbildung 3.15. Die Voroni-Centroide entsprechen den HS/HöS-Knoten. Die Lasten, die in die jeweiligen Polygonen fallen, werden schließlich den einzelnen HS/HöS-Knoten zugeordnet. Dieses Vorgehen wird für die Lasten, die innerhalb Deutschlands lokalisiert sind, angewandt.

Im Falle der Lasten, die außerhalb Deutschlands lokalisiert sind, wird eine vereinfachte Methode angewandt. Zuvor bestimmte Energiemengen, die den Nachbarländern Deutschlands zugeordnet werden konnten, werden gleichmäßig auf die Knoten verteilt, die in den jeweiligen Ländern liegen.

Anstatt nun für jeden Knoten eine eigene Zeitreihe zur Verfügung zu stellen, wird nun mit Hilfe eines k-Means-Algorithmus repräsentative Zeitreihen ermittelt. Da innerhalb dieser Untersuchung der Fokus auf die Wirkleistung gelegt wird, wird vereinfacht im Falle der Blindleistung mit einem

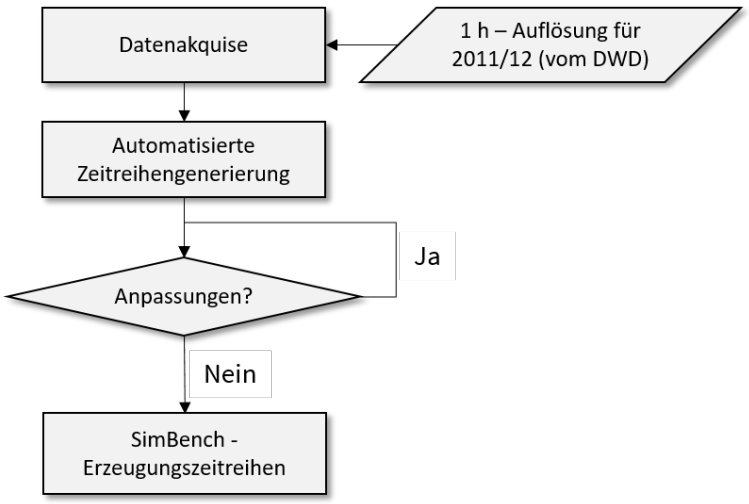


Abbildung 3.16: Generierungsmehtodik der Erzeugungszeitreihen

$\cos(\varphi)$ von 0,93 untererregt gerechnet.

3.5.4 Einspeisezeitreihen

Für die Erzeugung der DEA-Zeitreihen für Wind, PV und BM ist *SIMONA*, ein am ie^3 entwickeltes agentenbasiertes Simulationswerkzeug zur optimierten und zeitreihenbasierten Netzausbauplanung, verwendet worden. Dabei werden betriebliche Freiheitsgrade, Interdependenzen und innovative Netzbetriebsmittel berücksichtigt. Mit *SIMONA* können detaillierte und realitätsnahe Zeitreihen generiert werden. Weitere Informationen zu diesem Simulationswerkzeug sind in [57], [58], [59] und [60] zu finden. Des Weiteren ist in [61] ein Vergleich zwischen realen Messdaten und mit *SIMONA* generierten Einspeisezeitreihen erfolgt.

Die grundlegende Methodik zu Generierung der Erzeugungszeitreihen ist in Abbildung 3.16 dargestellt. Zunächst werden die benötigten Daten akquiriert, dabei handelt es sich hierbei um Wetterdaten für Deutschland vom Deutschen Wetterdienst (DWD) für die Jahre 2011 und 2012. Diese Wetterdaten dienen als Eingangsparameter für die in *SIMONA* enthaltenen Anlagenmodelle.

Die Erzeugungsanlagen werden geografisch verteilt verortet, um so die lokal variierenden Wetterverhältnisse zu berücksichtigen und dadurch unterschiedliche Zeitreihen zu generieren. Die geografische Lage der Anlagen orientiert sich dabei stark an der Lage der HS-Netze. So kann z.B. gewährleistet werden, dass für reale Windparks, die an den HS-Netzen angeschlossenen sind, auch realitätsnahe Zeitreihen mit realen Wetterdaten vorliegen. Die geografischen Lagen für Wind und PV beschränken sich i.A. auf die Gegenden:

- Nord- und Ostsee (jeweils 1 Standort)

- Nord- und Ostseeküste sowie in Ostdeutschland (jeweils 1 Standort)
- Hannover (3 Standorte)
- Lübeck (3 Standorte)

Zusätzlich zu diesen Standorten, die in Anlehnung an die Lage der HS-Netze gewählt sind und im Norden Deutschlands liegen, gibt es noch weitere Zeitreihen für Wind und PV für die übrigen Himmelsrichtungen, da diese für das HöS-Modell benötigt werden.

Neben den mit *SIMONA* erzeugten Zeitreihen werden im SimBench-Datensatz drei Zeitreihen für Wasserkraftwerke bereitgestellt. Diese Zeitreihen entsprechen realen, anonymisierten Daten aus dem Jahr 2017, welche für SimBench bereitgestellt worden sind.

Nach der Zeitreihengenerierung erfolgen noch manuelle Anpassungen an den Daten, denn diese liegen für 2011, 2012 und 2017, werden jedoch für 2016 benötigt. Damit alle Zeitreihen, sowohl Last- als auch Einspeisezeitreihen, gemeinsam verwendet werden können, müssen sie den gleichen Zeitstempel aufweisen. Dazu ist der Zeitstempel auf das Jahr 2016 angepasst sowie die jeweilige Zeitumstellung berücksichtigt worden. Zudem war 2016 ein Schaltjahr. Daher sind für den Schalttag zusätzliche Werte generiert worden, basierend auf einer Mittelung von vorherigen und nachfolgenden Werten des entsprechenden Wochentages.

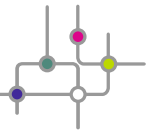
3.5.5 Speicherzeitreihen

Im Falle der Speicher wird sich auf die relevantesten Speicherklassen, die in Deutschland zum Einsatz kommen, beschränkt. Hierbei wird unterschieden zwischen:

- Speichern zur Steigerung des Eigenverbrauchs erzeugter PV-Energie
- netzdienlich betriebenen Speichern

Wichtig hierbei ist, dass der Speichereinsatz gewährleistet, dass diese nicht auf Basis einer netzdienlichen, intransparenten Regelung betrieben werden, da sonst Forschungsfragen zum netzdienlichen Speichereinsatz nicht mit dem SimBench-Datensatz bearbeitet werden können.

Wie dies gewährleistet wird, soll im Folgenden erläutert werden:



Speicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs erzeugter PV-Energie

Speicherzeitreihen zur Steigerung des Eigenverbrauchs erzeugter PV-Energie werden dadurch erzeugt, dass die einzelnen PV-Zeitreihen mit den Lastzeitreihen gekoppelt werden. Die Dimensionierung der PV-Anlagen und damit die Skalierung der PV-Zeitreihen werden bestimmt, indem die Energie der Haushaltszeitreihe mit einem Faktor von $0.00071/h$ multipliziert wird. Dieser Faktor wird so festgelegt, dass die sich ergebenden PV-Werte in etwa dem entsprachen, was bereits in den NS-Netzen angenommen wird.

Die Regelung funktioniert nun folgendermaßen: Ist die Einspeisung größer als die Last, wird der Rest in den Speicher eingespeist. Umgedreht wird aus dem Speicher ausgespeist, wenn die Last größer ist als die Einspeisung, vorausgesetzt der Speicher ist nicht leer.

Die Speicher werden nun so dimensioniert, dass jegliche überschüssige Energie aufgenommen werden kann. Das Aufladen und Entladen wird jeweils mit einem Effizienzfaktor von 0,95 beaufschlagt. Zudem wird eine Selbstentladung von 4 $\%$ pro Monat angenommen [62]. Der $\cos(\varphi)$ orientiert sich hierbei an den PV-Zeitreihen, weshalb der Wert auf einen $\cos(\varphi)$ von 1,0 gesetzt wird.

Netzdienlich betriebene Speicher

Im Falle der netzdienlich betriebenen Speicher wird so vorgegangen, dass ausgehend von den einzelnen Wind- und PV-Zeitreihen ca. 3 $\%$ der Gesamtenergie abgeregelt wird. Die Abregelung folgt hierbei einem einfachen Algorithmus: Eine fixe Leistungsgrenze wird so bestimmt, dass die summierte Einspeisung oberhalb dieser Leistungsgrenze exakt 3 $\%$ entspricht. Eine entsprechende optimale Dimensionierung der Speicher wird hierbei angenommen. Die technischen Daten entsprechen hierbei den zuvor beschriebenen.

3.6 Vorgehensweise zur Generierung der Entwicklungsszenarien

Ziel dieses Kapitels ist es, ein grundlegendes Verständnis zur Erstellung der Entwicklungsszenarien zu vermitteln. Hierzu wird zunächst im folgenden Unterkapitel eine Übersicht über die angewandte Gesamtmethodik gegeben. In den darauffolgenden Unterkapiteln wird dann näher auf die einzelnen Schritte eingegangen.

3.6.1 Methodikübersicht

Das Alleinstellungsmerkmal von SimBench ist nicht, Netze, Szenarien und Zeitreihen, die die Realität abbilden, zur Verfügung zu stellen, sondern die aus der Netzanalyse, -planung und -betrieb abgeleiteten relevanten Anwendungsfälle zu erfüllen. Die Herangehensweise zur Erstellung der

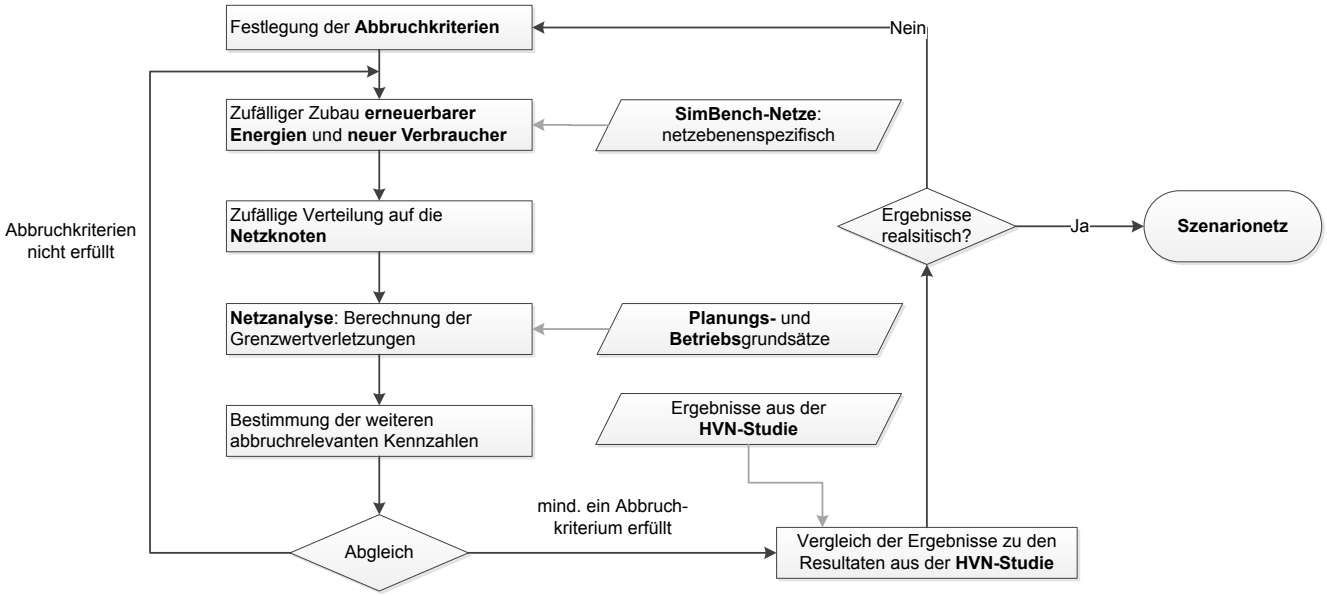


Abbildung 3.17: Ablaufdiagramm zur Erstellung der Entwicklungsszenarien

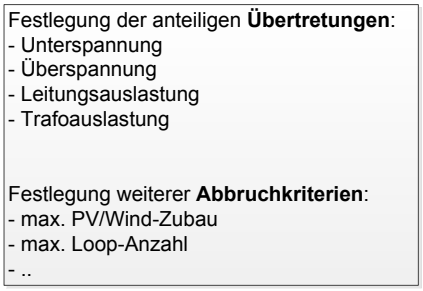


Abbildung 3.18: Übersicht der betrachteten Grenzwertverletzungen und weiterer Abbruchkriterien zur Erstellung der Entwicklungsszenarien

Szenarien erfolgt daher folgendermaßen: Die entwickelte Methodik erzeugt nicht Netze, die repräsentativ für ganz Deutschland stehen oder reale, jedoch aus Netzanalyse-, -planungs- und betriebssicht irrelevante Bedingungen erfüllen, sondern Szenarien mit zukunftsrelevanten Herausforderungen in der Netzanalyse, -planung und im -betrieb. Das in Abbildung 3.17 dargestellte Ablaufdiagramm beschreibt hierzu das genaue Vorgehen.

In einem ersten Schritt werden die Abbruchkriterien definiert, die das Szenarionetz erfüllen muss. Dies beschreibt den ersten Schritt zur Bestimmung der Szenariennetze und ist schematisch in Abbildung 3.18 dargestellt. Das Vorgehen, wie diese Abbruchkriterien bestimmt werden, wird in Kapitel 3.6.2 näher erläutert.

In einem nächsten Schritt werden diese Abbruchkritieren in der Szenarienumsetzung in den konkreten Netzen eingebettet. Der Ausschnitt aus der Gesamtübersicht, hervorgehoben in Abbildung 3.19,

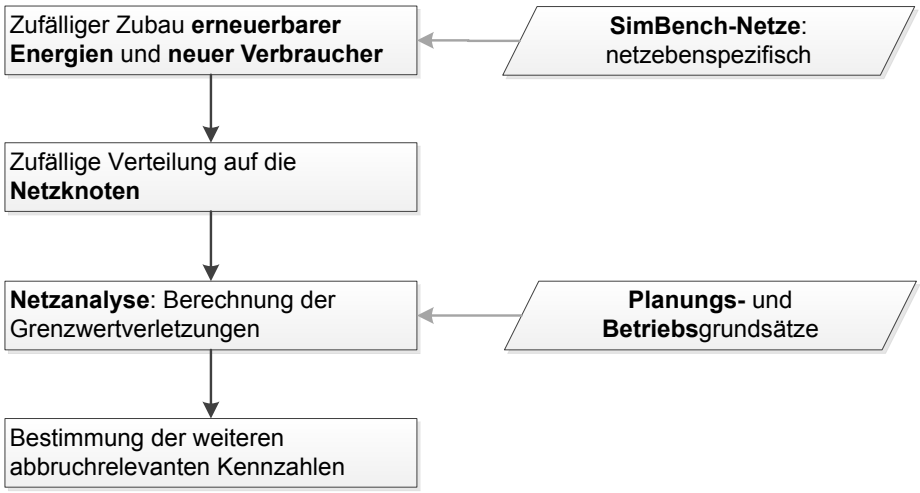


Abbildung 3.19: Verknüpfung der Abbruchkriterien mit den SimBench-Netzen

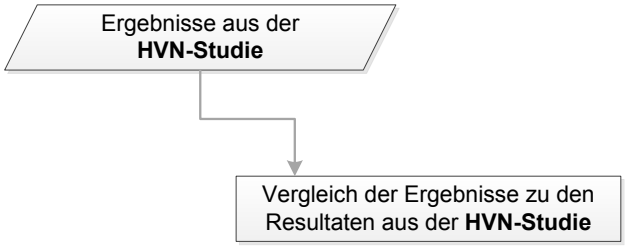


Abbildung 3.20: Validierungsprozess durch Einbindung der HVN

beschreibt den dazu nötigen Ablauf. Dies wird in Kapitel 3.6.3 näher erläutert.

Zur Validierung, dass die generierten Netze in einen realen Entwicklungsrahmen fallen, wird sich an der Hessenverteilnetzstudie (HVN) [63] orientiert. Eine Beschreibung dessen erfolgt in Kapitel 3.6.4. Im Ablaufdiagramm ist dieser Schritt durch Abbildung 3.20 beschrieben.

Diese Methodik wird für die Netzebenen NS, MS und HS angewandt. Da die HöS nicht nur einen kleinen Ausschnitt Deutschlands, sondern das Gesamtdeutsche-HöS-Netz abbildet und somit sehr nahe an die Realität ist, wird sich hierbei stark am Netzentwicklungsplan (NEP) orientiert [64]. Aufgrund des damit einhergehenden großen Aufwands und der damit verbundenen Unsicherheiten sei an dieser Stelle bereits darauf hingewiesen, dass auf konkrete Szenariennetze bewusst verzichtet wird. Lediglich der Ausschnitt, der mit den anderen SimBench-Netzen in direkter Verbindung steht, wird hierbei entsprechend angepasst. Das genaue Vorgehen ist in Kapitel 3.6.5 beschrieben.

3.6.2 Bestimmung der Abbruchkriterien

Die Szenarien und somit auch die Abbruchkrierien werden für zwei Stützjahre definiert: einmal für das Jahr 2024 und für das Jahr 2034. Hierbei wurde sich stark an der HVN und NEP orientiert. So hat man sich in der HVN auf diese Jahre festgelegt, im NEP sind vor allem die Jahre 2025 und 2035 relevant.
Zur Ermittlung der Szenariennetze werden verschiedene Abbruchkritierenkategorien mit unterschiedlicher Priorisierung verwendet.

Die höchste Priorisierung erhält hierbei der Anteil der überlasteten Leitungen und Transformatoren sowie der Knoten mit Spannungsverletzungen. Dies ist darin begründet, dass nur so die einzelnen Netze auch wirklich all die zuvor definierten Anforderungen erfüllen können. Der Anteil an überlasteten Leitungen sowie Knoten mit Spannungsverletzungen ist für alle Spannungsebenen fest auf 15 % im Jahr 2024 festgelegt. Trafoüberlastungen werden nur auf der HS-Ebene berücksichtigt, ansonsten werden Trafoüberlastungen ignoriert. Für das Jahr 2034 wird der Wert auf 30 % sowohl für Knoten mit Spannungsverletzungen sowie überlastete Leitungen festgelegt. Im Jahr 2034 werden in allen Netzebenen die Trafoauslastung nicht berücksichtigt.

Da auch im SimBench-Datensatz einzelne Netze mit weniger Problemen beziehungsweise gar keinen Problemen vorkommen sollen, werden weitere Abbruchkriterien definiert. Hierbei wird primär die HVN herangezogen. Demnach soll der Zubau von PV-Anlagen im Jahr 2024 in etwa 100 % des bereits verbauten Bestandes entsprechen. Dies wird als weiteres Abbruchkriterium der NS-Netze verwendet. Für 2034 wiederum wird als Abbruchkriterium ein Anteil der E-Kfz-Last an der Gesamtlast festgelegt. Diese Abbruchkriterien sind relevant für die SimBench-Netze LV 04 bis LV 06 für das Jahr 2024 und für die Netze LV 04 und LV 06 im Jahr 2034.
Im Falle der MS gilt Ähnliches: Denn da das dritte Netz ein städtisch geprägtes Netz und somit der Zubau von Windanlagen eher unrealistisch ist, dient auch hier der Zubau von PV-Anlagen als Abbruchkriterium im Jahr 2024. Anders wiederum verhält es sich im 4. MS-Netz. Hier wird statt der Wert von PV der Zubau von neuen Windanlagen als Abbruchkriterium auf 50 % für das Jahr 2024 gesetzt. Im Falle der anderen Netze spielen diese Abbruchkriterien keine Rolle. Im Falle des Jahres 2034 werden dieser Wert auf 66 % erhöht, was sich auch so aus der HVN ableiten lässt. Dieser Grenzwert ist im Jahr 2034 jedoch nur noch für das dritte MS-Netz relevant.
Im Falle des HS-Netzes werden keine Abbruchkriterien dieser Art festgelegt.

Als letztes Kritierum, wenn die anderen nicht erreicht werden, werden maximale Algorithmen-Wiederholungen definiert. Hierbei wird die Anzahl der Wiederholungen auf 20 festgelegt, was allerdings nur im Falle der MS- und HS-Netze von Relevanz ist.

3.6.3 Einbindung der Abbruchkriterien in der Umsetzung der Entwicklungsszenarien

In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzebene erfolgt ein zufälliger Zubau von DEAs, Prosumern sowie von neuen Verbrauchern. In der NS-Ebene werden PV-Anlagen und PV-Speicher auf der Erzeugerseite und WP und E-Kfz auf der Verbraucherseite berücksichtigt. In der MS-Ebene spielen zusätzlich BM-Anlagen und Wind-Anlagen und Wind-Speicher eine Rolle. Auf der HS-Ebene werden lediglich Wind- und Wind-Speicher berücksichtigt. In dem 4. MS-Netz erfolgt ein Rückbau einer Windanlage, während in der MS-Ebene 15 % bzw. 30 % und in der HS-Ebene 10 % bzw. 30 % der Wind-Anlagen im Zuge des „Repowering“ im Jahr 2024 bzw. 2034 vergrößert werden. Die Lasten werden pauschal auf 99,6 % im Jahr 2024 und 98,5 % im Jahr 2034 ihres ursprünglichen Werts verringert. Diese Werte werden aus der HVN abgeleitet. Zwar wird sich die Last gemäß HVN insgesamt erhöhen, bedingt durch neu hinzukommende Verbraucher. Die Effizienz jedes einzelnen Verbrauchers wiederum steigt, weshalb hier eine entsprechende Reduzierung der ursprünglich installierten Last angenommen wird.

In der NS-Ebene erfolgt die Zuteilung der Erzeuger, Prosumer und Verbraucher auf die Netzknoten zufällig. Berücksichtigt wird hierbei, dass pro Knoten nicht mehr als eine PV-Analge bzw. ein PV-Speicher oder WP installiert wird. Wichtig hierbei ist, dass die Größe der PV-Anlagen, PV-Speicher und der Haushalte immer in einem fixen Verhältnis vorliegen, um so die Menge an möglichen Zeitreihen entsprechend zu verringern. Im Falle von E-Kfz dürfen maximal zwei Heimladestationen (HLS) je Hausanschluss installiert werden, im Falle von gewerblichen Lasten sind allerdings auch mehrere Arbeisplatzladestationen (APLS) möglich. Andere Arten von Ladestationen werden in SimBench nicht berücksichtigt. Im Falle der MS- und HS-Ebene werden anders als in der NS-Ebene generische Vorrangflächen definiert. Hierfür wiederum werden Geokoordinaten benötigt, die auf Basis der Leitungslängen generisch für die einzelnen Knoten und Leitungen erzeugt werden. Die Vorrangflächen werden sowohl für PV und Wind bestimmt. Hierbei werden Wind-Vorrangflächen definiert, sodass deren summierte Fläche ca. 2 % von einer Netz-einhüllenden Gesamtfläche entsprechen (s. Beispiel in Abbildung 3.21). Gleichzeitig wird ein Knoten-Mindestabstand von ungefähr einem Kilometer berücksichtigt.

Die 2 % entspricht einem der energiepolitischen Kernziele des Landes Hessen [65]. Im Falle von PV fällt diese um ein Vielfaches kleiner aus. Die verwendeten Größen der einzelnen Vorrangflächen ergeben sich aus bereits in der MS genehmigten Vorrangflächen, welche unter [66] zu finden sind. In der HS werden diese der Größe des Netzes entsprechend skaliert. Zu jeder Vorrangfläche werden neue Verbindungen gelegt, an die die Anlagen angeschlossen werden können; im Falle der MS eine, im Falle der HS drei Anschlüsse. Liegt die Leistung über 8 MW in der MS, erfolgt ein Anschluss direkt ans Umspannwerk (UW); im Falle der HS geschieht dies erst oberhalb von 40 MW. Neben diesen Vorrangflächen können PV-Anlagen bzw. PV-Speicher auch direkt an Haushalten in der MS verbaut werden. Neben Wind und PV gibt es in der MS zudem die Möglichkeit, auch die

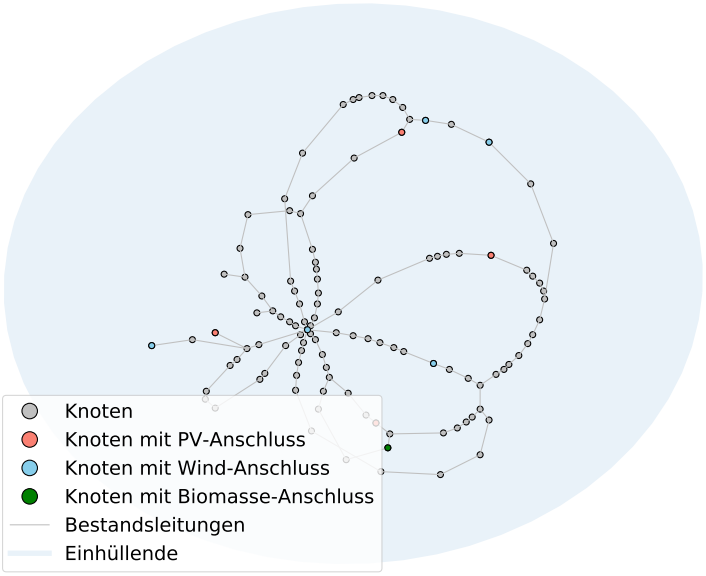
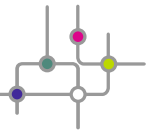


Abbildung 3.21: Ermittlung der Netzeinhüllenden

Neuinstallation von BM-Anlagen zu realisieren. Hierbei wird diese direkt neben landwirtschaftlichen Betrieben errichtet. ist die Leistung auch hier über 8 MW, erfolgt ein Direktanschluss an das UW. Die Größe der jeweiligen Anlagen wird aus der Kraftwerksliste bestehender Anlagen abgeleitet [39]. Zusätzlich zu den Erzeugern und Prosumern sind in der MS auch Verbraucher, allerdings in größeren Dimensionen als in der NS, möglich. So werden zusätzliche E-Kfz oder WPs an gewerblichen oder landwirtschaftlichen Betrieben installiert.

Um vor allem die Abbruchkriterien der ersten Prioritäts-Kategorie einbinden zu können, werden zuvor definierte Planungs- und Betriebsgrundsätze benötigt. Diese beschreiben zum einen die relevanten Lastfälle in den Netzen, die zulässigen Auslastungsgrenzen von Trafo und Leitungen sowie die Spannungsgrenzen der Leitungen. Die für die Überlastungen benötigen Grenzen und Lastfälle können im Kapitel 5.1 nachgelesen werden. Für jeden Lastfall werden nun unter Berücksichtigung der jeweiligen Grenzen die anteiligen Grenzwertverletzungen bestimmt. Neben den Grenzwertverletzungen werden zudem die anderen abbruchrelevanten Indizes ermittelt.

Abschließend werden die ermittelten Kennwerte mit den festgesetzten Abbruchkriterien verglichen. Wird keines der Abbruchkriterien erfüllt, so wiederholt sich der gesamte Prozess ein weiteres Mal. Sobald mind. ein Abbruchkriterium erfüllt ist, wird der Wiederholungsprozess unterbrochen.



3.6.4 Validierung der Ergebnisse aus der Szenarienentwicklung

In einem letzten Schritt werden die Ergebnisse auf ihre Plausibilität hin überprüft. Hierzu werden die Ergebnisse aus der HVN herangezogen. So besagt die HVN, dass für das Jahr 2024 in Hessen von einer installierten Gesamtleistung der Windenergie von 3,15 GW ausgeganen werden kann und sich dieser Wert im Jahr 2034 sogar auf 5,35 GW im mittleren Energieszenario erhöhen wird. Im Vergleich hierzu lag der Wert 2014 bei 1,18 GW. Im Falle von PV wird mit einem Zubau von 3,0 GW im Jahr 2024 und 4,65 GW im Jahr 2034 gerechnet, wobei hier der Bestand bei 1,77 GW im Jahr 2014 lag. Aus Einfachheitsgründen werden einheitliche Grenzwerte für Wind und PV aus diesen Werten abgeleitet. D.h. der Bestand von PV und Wind im Jahr 2014 lag bei 2,95 GW, im Jahre 2024 soll dieser Wert auf 6,15 GW steigen, wonach sich der Bestand etwas mehr als verdoppelt. Im Jahr 2034 soll der Wert weiter auf 10,0 GW zunehmen, was etwas mehr als dem Dreifachen des bereits installierten Bestandes entspricht. Eine Abschätzung der Zunahme neuer Verbraucher gestaltet sich hierbei um einiges schwieriger. Hierbei wird folgendes Vorgehen verfolgt: Im Falle der E-Kfz wird ein Gesamtanteil von 2 % im Jahr 2024 und 20 % im Jahr 2034 in der HVN angenommen. Als Vergleichswert wird hierzu die Anzahl der Ladesäulen zur Gesamtanzahl der angeschlossen Haushalte gesetzt. Die Annahme, die sich dahinter verbirgt, ist: Momentan gibt es ca. 45 Mio. Autos und ungefähr 41 Mio. Haushalte im Jahr 2017 [67, 68]. D.h. im Schnitt hat jeder Haushalt ein Auto. D.h. im Jahr 2024 haben 2 % aller Haushalte ein E-Kfz, während es 2034 bereits 20 % aller Haushalte sind.

3.6.5 Erzeugung der Szenariennetze in der Höchstspannung

Anders als in den Netzebenen zuvor, wird aufgrund der Komplexität das Netz der HöS lediglich so verändert, dass die in den einzelnen Netzebenen veränderte Situation in Bezug auf die Einspeiser, Prosumer und Verbraucher korrekt an den Knoten, an denen sich SimBench-Netze befinden, abgebildet werden. Alles andere wird soweit beibehalten, da ein umfassende Abbildung der Szenarien 2024 und 2034 gemäß des NEP die Ziele von SimBench um ein Vielfaches überstiegen hätte. Des Weiteren werden aufgrund ihrer Relevanz die HGÜs und die an den jeweiligen Netzanschlusspunkten in Zukunft angeschlossenen Wind-Offshore-Anlagen im HöS abgebildet. Hierbei spielt aber rein die topologoische Positionierung eine Rolle. Auf eine konkrete Installation und Integratition wird im Projekt SimBench hingegen verzichtet.

4 Überblick über den SimBench-Datensatz

Der SimBench-Datensatz beinhaltet verschiedene Benchmarknetze von der Nieder- bis zur Höchstspannung. Zudem gibt es pro Netzmodell drei verschiedene Varianten, einen Basisfall und zwei Entwicklungsszenarien (Zukunftsszenarien). Weiterhin werden Zeitreihen für Erzeuger, Verbraucher und Speicher bereitgestellt. Im Folgenden werden in Kapitel 4.1 die einzelnen Netzmodelle detailliert vorgestellt sowie in Kapitel 4.1.5 die Zeitreihen erläutert. Anschließend wird in Kapitel 4.2 die spannungsebenenübergreifenden Verschaltungen von Netzen beschrieben. Der dort eingeführte „SimBench-Code“ definiert eindeutig welche Netzkombination in welcher Variante betrachtet wird. In Kapitel 4.3 wird die Erreichbarkeit der SimBench-Netzdaten und das Datenformat beschrieben. Dabei handelt es sich um ein eigens für SimBench festgelegtes CSV-Format. Es wird in diesem Kapitel 4.3 auch darauf hingewiesen, dass SimBench-Netze auch in Datenformaten mehrerer verbreiteter Lastflussberechnungsprogramme vorliegen.

4.1 Beschreibung der SimBench-Benchmarknetzmodelle

Eine Übersicht über die SimBench-Netzmodelle im Grundzustand, also in Szenario 0, ist in Tabelle 4.1 aufgezeigt. Diese Netzmodelle werden im Folgenden, für jede Spannungsebene einzeln, detailliert beschrieben. Dabei werden neben den verschiedenen Topologien auch wichtige Kennzahlen genannt.

4.1.1 Höchstspannung

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, entspricht das HöS-Netz einem aus dem Projekt SciGrid abgeleiteten Netzmodell. Dabei wurde das Netzmodell validiert und um die dazugehörige Versorgungsaufgabe sowie die Primär- und Sekundärtechnik ergänzt.

Es ergibt sich ein Netzmodell mit einer Leitungslänge von 32 425 km, 464 Standorten, 530 Stationen und 209 Transformatoren. Die Topologie des Netzes ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Ein Vergleich mit den Netzstrukturdaten aus der Störungsstatistik des VDE/FNN, die eine Leitungslänge von 34 579 km und 466 Stationen aufweisen, zeigt dass mit dem Übertragungsnetz des SimBench-Datensatzes ein Datensatz vorliegt, der eine ähnliche Problemgröße zum realen Übertragungsnetz aufweist.

Tabelle 4.1: Überblick der SimBench-Netze im Ursprungszustand (Szenario 0)

Kürzel	SimBench-Code	Urbanisierungsgrad	Nennspannung [kV]	Anzahl Versorgungspunkte	Transformatortypen	Erzeugertypen	Geo-Referenzen mit Bezug zur Realität
EHV1	1-EHV-mixed--0-sw	gemischt	380, 220	390	209x600MVA	Kernkraft, Kohle, Gas	ja
HV1	1-HV-mixed--0-sw	gemischt	110	58	2x300MVA, 4x350MVA	Wind	ja
HV2	1-HV-urban--0-sw	städtisch	110	79	3x300MVA	Wind	ja
MV1	1-MV-rural--0-sw	ländlich	20	92	2x25MVA	Wind, PV, BM, Wasserkraft	nein
MV2	1-MV-semiurb--0-sw	vorstädtisch	20	112	2x40MVA	Wind, PV, BM, Wasserkraft	nein
MV3	1-MV-urban--0-sw	städtisch	10	134	2x63MVA	Wind, PV, Wasserkraft	nein
MV4	1-MV-comm--0-sw	gewerblich	20	98	2x40MVA	Wind, PV, BM, Wasserkraft	nein
LV1	1-LV-rural1--0-sw	ländlich	0,4	13	1x160kVA	PV	nein
LV2	1-LV-rural2--0-sw	ländlich	0,4	93	1x250kVA	PV	nein
LV3	1-LV-rural3--0-sw	ländlich	0,4	118	1x400kVA	PV	nein
LV4	1-LV-semiurb4--0-sw	vorstädtisch	0,4	39	1x400kVA	PV	nein
LV5	1-LV-semiurb5--0-sw	vorstädtisch	0,4	104	1x630kVA	PV	nein
LV6	1-LV-urban6--0-sw	städtisch	0,4	53	1x630kVA	PV	nein

Neben der Topologie des Übertragungsnetzes beinhaltet der Datensatz auch die dazugehörige Versorgungsaufgabe. Das in Kapitel 3.2 beschriebene Vorgehen unter Verwendung der Kraftwerksliste der BNetzA führt zu einer installierten Leistung je Technologie entsprechend Abbildung 4.2. Die geographische Verteilung des Kraftwerksparks ist ebenfalls in 3.2 beschrieben und erfolgt auf der Angabe des Postleitzahlgebiets eines jeweiligen Kraftwerks. In Abbildung 4.3 ist diese Verteilung dargestellt. Die Verteilung gibt die geographische Verteilung der Kraftwerkstechnologien in Deutschland wieder. So befinden sich im Osten und Westen Deutschlands große Braunkohlekraftwerke und im Westen und Süden Deutschlands große Gaskraftwerke. Neben der charakteristischen Verteilung von Onshore-Windergie- und PV-Anlagen sind auch die Offshore-Windparks über ihre jeweiligen Netzanschlusspunkte an Land abgebildet. Das sich ergebende Kraftwerkseinsatz ist bereits in Kapitel 3.2 beschrieben, sodass an dieser Stelle nicht näher darauf eingegangen wird.

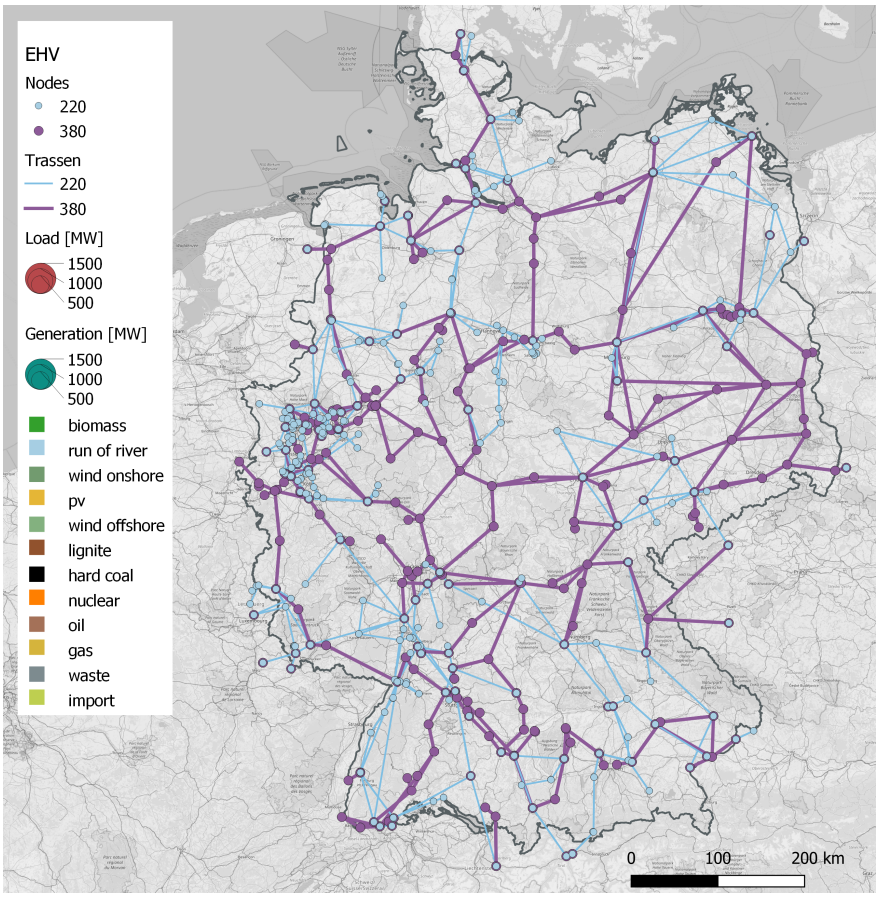


Abbildung 4.1: Topologie des HöS-Netzes

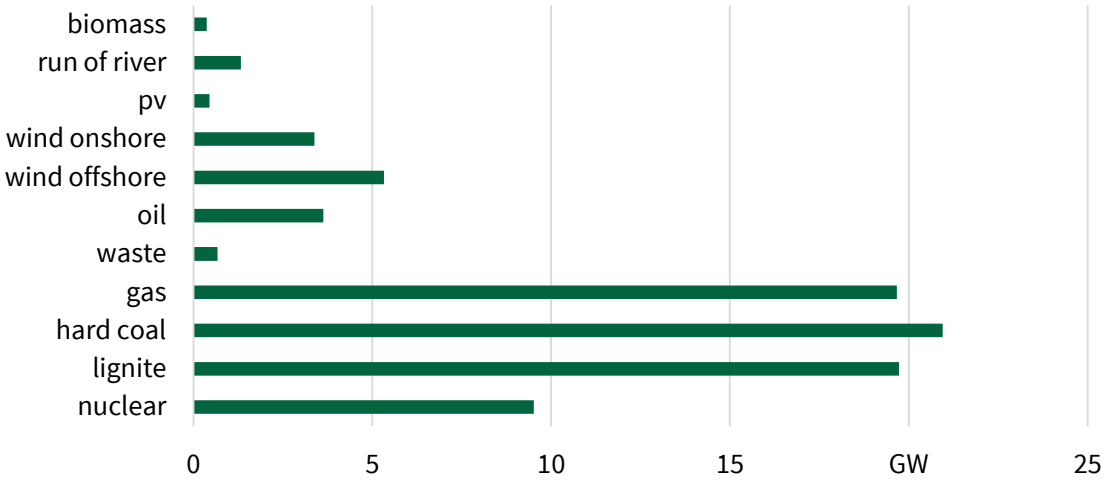


Abbildung 4.2: Installierte Kraftwerksleistung im Höchstspannungsnetz je Technologie

Zur Validierung sowohl der Topologie als insbesondere auch der Versorgungsaufgabe des Datensatzes erfolgt ein Abgleich der Lastflussergebnisse des SimBench-Datensatzes für das Übertra-

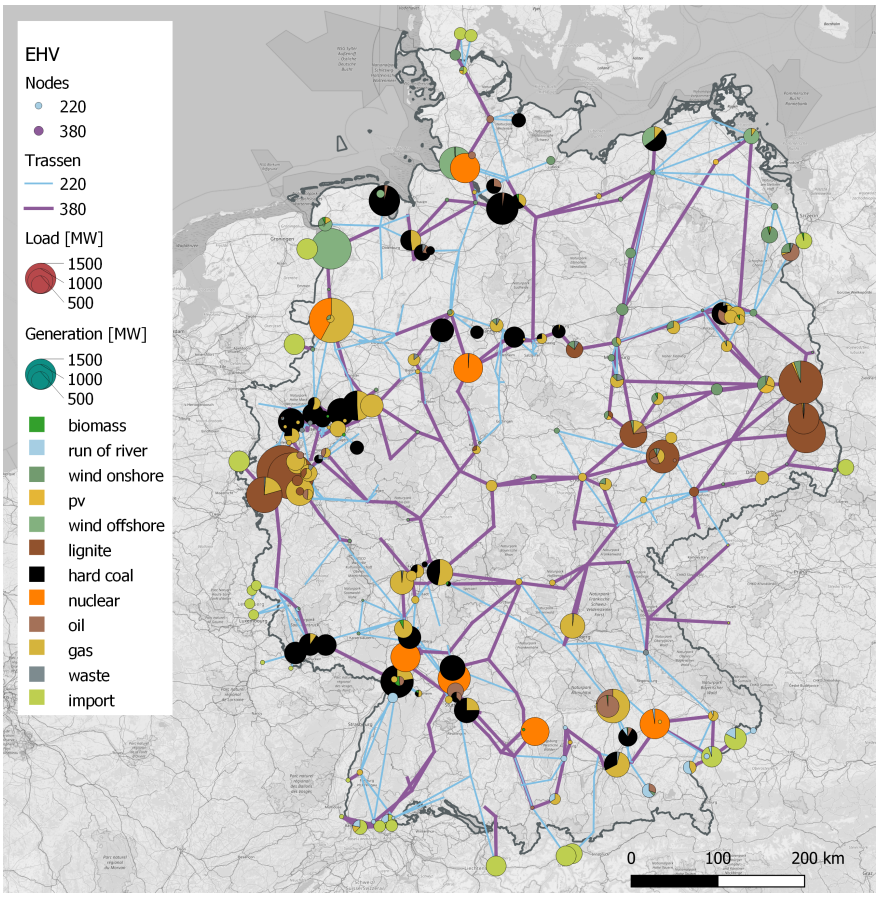


Abbildung 4.3: Geographische Verteilung von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und konventionellen Kraftwerken

gungsnetz mit historischen Leitungsauslastungen aus dem Monitoringbericht der BNetzA für das Jahr 2017 [69]. In Abbildung 4.4 ist für eine exemplarische Stunde mit hoher Leitungsauslastung das Lastflussergebnis des Übertragungsnetzes dargestellt. Die Darstellung dieses Lastflussergebnisses spiegelt charakteristische Engpässe in Nord-Süd- und Nord-West-Richtung Deutschlands wider, sodass beispielsweise Anwendungsfälle wie die Bestimmung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen berechnet werden können.

4.1.2 Hochspannung

Aus der in Kapitel 3.3 beschriebenen Methodik zur Generierung der HS-Netze resultieren zwei Netze. Für diese Netze wird zunächst auf die resultierende Topologie sowie die Versorgungsaufgabe eingegangen. Abschließend wird das Ergebnis der Dimensionierung der sich ergebenden Netze dargestellt.

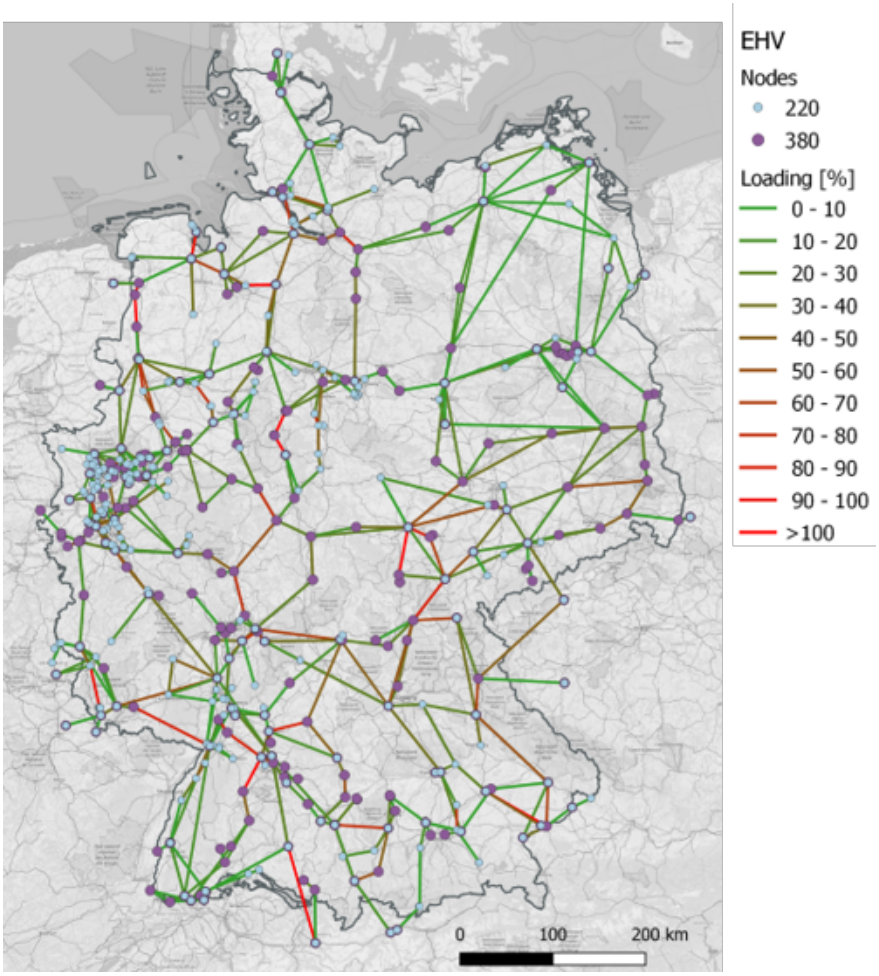


Abbildung 4.4: Exemplarisches Lastflussergebnis für eine Stunde

Topologie

Das eine Netz bildet ein vorwiegend ländliches Netzmodell mit einem hohen Freileitungsanteil, das andere ein vorwiegend städtisches Netzmodell mit einem höheren Verkabelungsgrad ab. Das vorwiegend ländliche Netzmodell ist im SimBench-Datensatz als „HV1“ gekennzeichnet und in Abbildung 4.5 dargestellt. Das Netz beinhaltet 64 Standorte mit 64 Stationen. Diese Stationen sind mit 95 Leitungen verbunden und bilden eine Gesamtstromkreislänge von 1084 km ab. In der vorliegenden Abbildung sind Stationen und Leitungen der HS-Ebene in orange dargestellt.
In dem Netz HV1 existieren drei Netzverknüpfungspunkte zum HöS-Netz. Die Übergänge zum 220 kV-Netz sind in hellblau und und die Übergänge zum 380 kV-Netz in lila dargestellt. Diese Stationen werden als Schwerpunktstationen bezeichnet. Die Topologie des Netzes weist eine Masche auf sowie einen längeren Abgang in südlicher Ausrichtung. Die Leitungen zwischen den Schwerpunktstationen aber auch die Netzkuppeltransformatoren sind redundant ausgelegt.

Das vorwiegend städtische HS-Netz ist im SimBench-Datensatz als „HV2“ gekennzeichnet und be-



Abbildung 4.5: Darstellung des vorwiegend ländlichen HS-Netzes

steht aus 82 Standorten und 82 Stationen. Diese Stationen sind über 113 Leitungen mit einer Gesamtstromkreislänge von 752 km miteinander verbunden. Das Netz ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Im Vergleich zum HV1-Netz wird deutlich, dass ein wesentlich höherer Vermaschungsgrad vorliegt. Ein höherer Vermaschungsgrad ist typisch für vorwiegend städtische Netze, da eine hohe Einwohnerdichte vorliegt. Darüber hinaus ergibt sicht trotz der höheren Anzahl an Leitungen eine geringe Gesamtstromkreislänge gegenüber dem vorwiegend ländlichen Netz. Dies ist auf eine durchschnittlich geringe Leitungslänge im vorwiegend städtischen Netzmodell zurückzuführen. Neben dem anfangs erwähnten höheren Verkabelungsanteil, liegt ein weiterer Unterschied darin, dass lediglich eine Netzkuppelstelle zum HöS-Netz vorhanden ist.

Der Anschluss zur überlagerten HöS-Ebene sowohl auf Seiten der HöS-Ebene als auch auf Seiten der HS-Ebene bei einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung ist über Doppelsammelschienen realisiert und bietet somit eine hohe topologische Flexibilität. Der Anschluss zur unterlagerten MS-Ebene bei einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung weist in der Realität Unterschiede in der topologischen Flexibilität auf, sodass verschiedene Schaltanlagenkonfigurationen, wie in Kapitel 3.3 beschrieben, Anwendung finden. Hier soll jedoch nicht im Detail darauf eingegangen werden und es ist auf [48] zu verweisen.

Versorgungsaufgabe

Neben der beschriebenen Topologie ergibt sich entsprechend der vorgestellten Methode eine entsprechende Versorgungsaufgabe für die generierten HS-Netze. Die Versorgungsaufgabe ist in Ab-

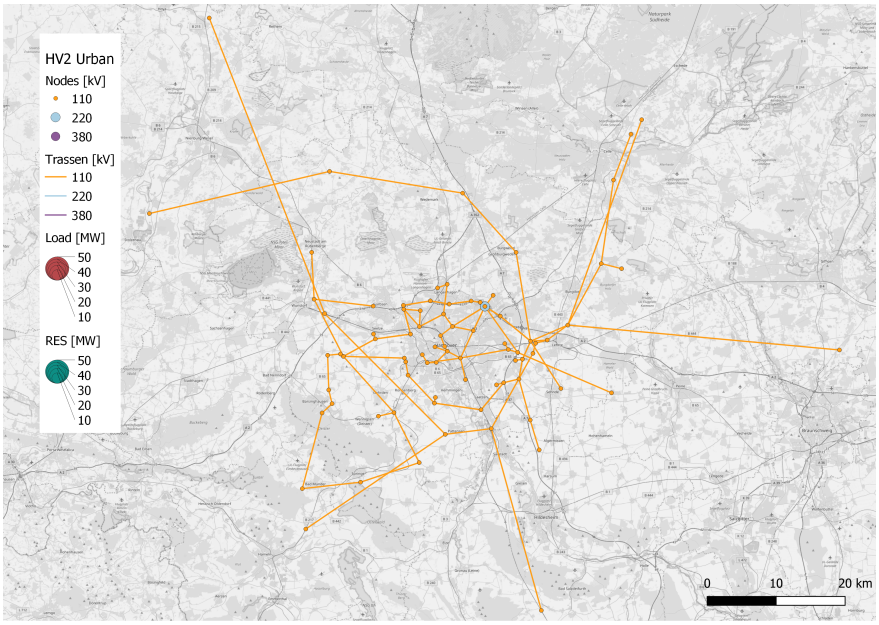


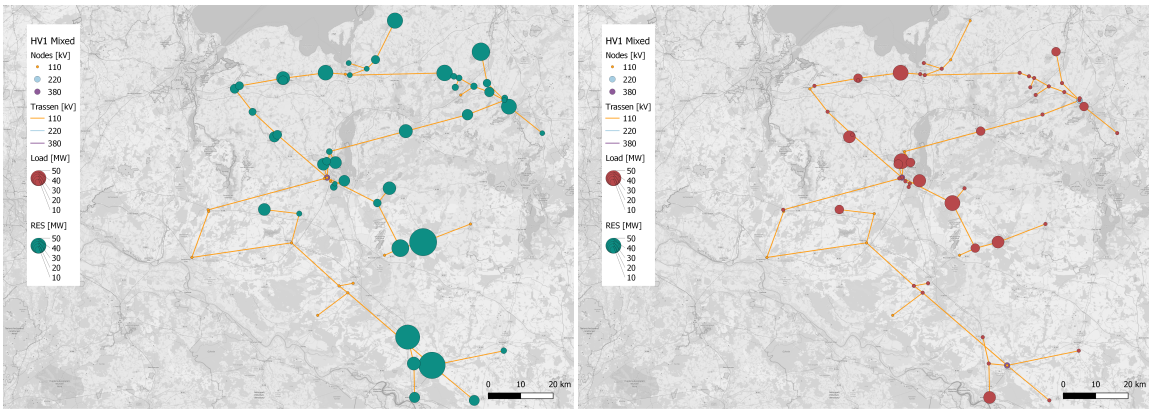
Abbildung 4.6: Darstellung des vorwiegend städtischen HS-Netzes

bildung 4.7 für beide Netze dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber ist je eine Abbildung für die Erzeugung und die Last gegeben.

Die in der Methodik beschriebene Dimensionierung der Netze erfolgt über die Durchführung einer Ausfallsimulationsrechnung unter Verwendung der generierten Zeitreihen der Last und Erzeugung. Die sich hieraus ergebenden Lastflüsse sind in Abbildung 4.8 exemplarisch für eine Starkwind-Schwachlast-Situation dargestellt.

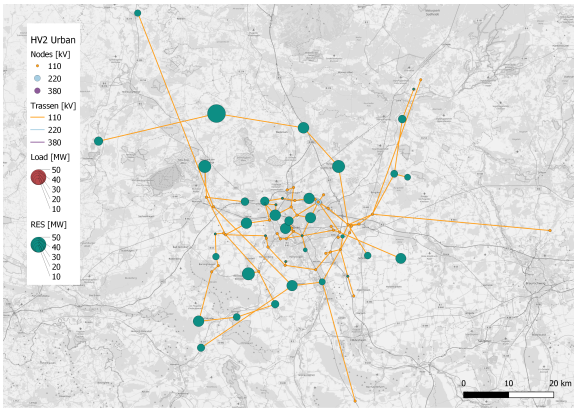
Bei Betrachtung des HV1-Netzes wird deutlich, dass eine hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen in dieser Situation zu hohen Auslastungen an den Abgängen führen, da hier ohnehin eine geringe Lastdichte vorliegt. Jedoch ist aufgrund der schwachen Last in dieser Situation auch eine hohe Auslastung am oberen Teil der Masche zu erkennen. In dem HV2-Netz ist zu erkennen, dass durch eine deutlich erzeugungsnähere höhere Lastdichte im Zentrum des Netzes eine geringere Auslastung der Leitungen resultiert. Der Abgang im Norden des Netzes ist dennoch hoch ausgelastet, da in der Starkwind-Situation die Einspeisung, in die auch die Einspeisung von PV-Anlagen mit einfließt, hier höher ist als die Last.

Abschließend ist festzustellen, dass durch die unterschiedliche Topologie und Versorgungsaufgabe der beiden Netze relevante Anwendungsfälle untersucht werden können. Bei diesen handelt es sich beispielsweise um die Spannungshaltung an langen Abgängen wie im HV1-Netz.

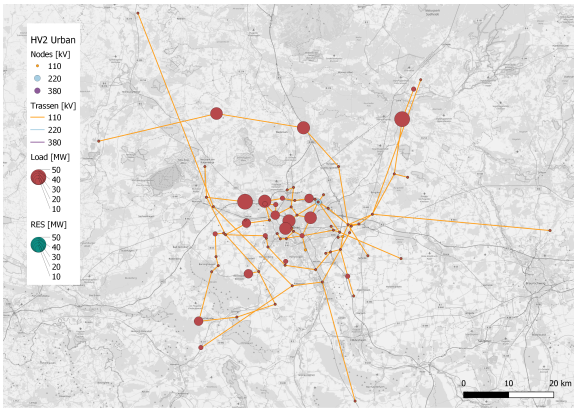


(a) Regenerative Energieerzeugungsanlagen in HV1

(b) Last in HV1



(c) Regenerative Energieerzeugungsanlagen in HV2

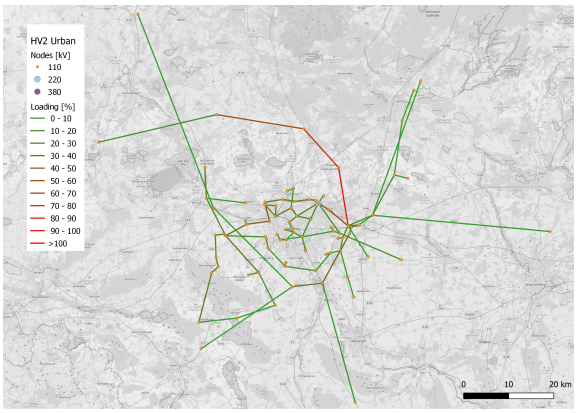


(d) Last in HV2

Abbildung 4.7: Versorgungsaufgabe der HS-Netze



(a) Lastflussergebnisse HV1



(b) Lastflussergebnisse HV2

Abbildung 4.8: Exemplarische Lastflussergebnisse für eine Starkwind-Schwachlast-Situation

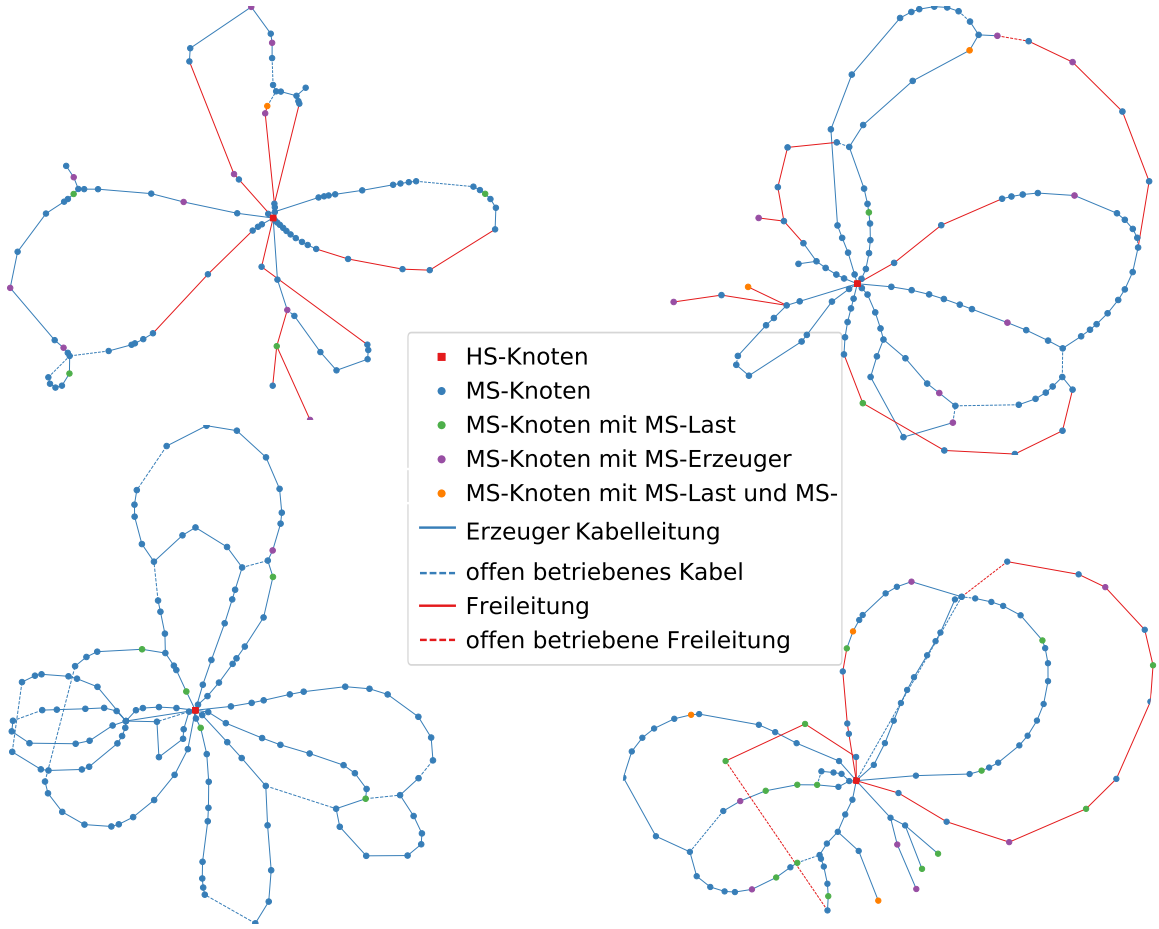


Abbildung 4.9: Darstellung der MS-Netze: ländlich (links oben), vorstädtisch (rechts oben), städtisch (links unten) und gewerblich (rechts unten)

4.1.3 Mittelspannung

Die vier SimBench-MS-Netze sind entsprechend der in Kapitel 3.1 beschriebenen Methodik nicht automatisiert sondern auf der Grundlage von Informationen über die Beschaffenheit von MS-Netzen durch eine Literaturrecherche und untersuchter Daten realer, deutscher Netze sowie unter Abwägung von Anwendungsfallanforderungen entstanden. Es handelt sich daher um synthetisch erstellte Netzdaten, die keinem real existierenden Versorgungsgebiet zugeordnet sind. Die hinterlegten synthetischen Geodaten erlauben dennoch die Möglichkeit der schnellen Visualisierung der Netze (vgl. Abbildung 4.9). Die Geodaten der MS-Netze liegen relativ zu den Georeferenzen der HS-Knoten, an welche die MS-Netze angeschlossen sind. Die Darstellung der Leitungen innerhalb einer der vier Netzgrafiken ist längengetreu der angegebenen Leitungslängen des Datensatzes. Die vier Netzgrafiken der Abbildung 4.9 sind, aus Gründen des Platzes in Kombination mit guter Erkennbarkeit, nicht im selben Maßstab zusammengestellt. Entsprechend der in Tabelle 4.2 zusammengefassten Netzparameter ist beispielsweise erkennbar, dass die Abgangs-

Tabelle 4.2: Übersicht netzbeschreibender Parameter der MS-Netze

Netzcharakter	Ländlich	Vor-/Kleinstädtisch	Städtisch	Gewerblich
Topologie	Offen betriebene Ringnetze	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen bzw. „Triple“	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen und Schwerpunktstation an Doppelsammelschiene	Gegenpunktstation & vermaschte, offene Ringe an MS-Sammelschiene mit doppelter Längstrennung
Nennspannung	20 kV	20 kV	10 kV	20 kV
Knotenzahl	97	117	144	107
HS/MS-Transformatornennleistung	2x25 MVA	2x40 MVA	2x63 MVA	2x40 MVA
Lastensumme	17,3 MW	31,6 MW	49,7 MW	34,5 MW
Erzeugersumme	25,6 MW	23,8 MW	13,6 MW	16,6 MW
Abgangszahl	8	9	14	9
Abgangslänge (Extrema)	7,3-22,3 km	3,4-11,9 km	0,7-4,7 km	2,6-11,1 km
Abgangslänge (Durchschnitt)	12,4 km	6,4 km	2,2 km	5,8 km
Versorgungspunkte je Abgang (Extrema)	5-22	6-22	4-18	3-20
Versorgungspunkte je Abgang (Durchschnitt)	11,4	12,3	9,5	10,8
Verkabelungsgrad	60 %	70 %	100 %	70 %
In MS-Ebene angeschlossene DEA Typen	PV, Wind, Wasser, BM	PV, Wind, Wasser, BM	Wasser	PV, Wind, Wasser, BM

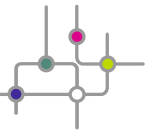


Tabelle 4.3: Überblick der an SimBench-MS-Netzen angeschlossenen NS-Netztypen

Kürzel	Urbanisierungsgrad	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch	Gewerblich
LV1	ländlich	36	6		1
LV2	ländlich	37	25		9
LV3	ländlich	7	18	9	6
LV4	vorstädtisch	10	36	42	23
LV5	vorstädtisch		23	50	22
LV6	städtisch		2	32	18

längen des ländlichen MS-Netzes mit bis zu 23,3 km gegenüber maximal 4,7 km im städtischen MS-Netz deutlich länger sind, als es die Verhältnisse der beiden Netzgrafiken vermuten lassen. Die ebenfalls in Tabelle 4.2 beschriebenen Topologien sind in den vier Netzgrafiken hingegen gut zu erkennen. Während das ländliche Netz vorwiegend einfache, offen betriebene Ringsystem aufweist, sind im vorstädtischen Netz weitere Ringschlüsse möglich. Dies setzt sich im städtischen Netz fort und wird durch eine Schwerpunktstation ergänzt. Sie befindet sich in der Grafik links von dem HS-Knoten. Von der Schwerpunktstation gehen vier neue, offen betriebene Ringe aus. Im gewerblichen Netz sind sowohl ein radialer Abgang, vom HS-Knoten ausgehend nach rechts unten, als auch offen betriebene Ringe mit mehreren Ringschlussmöglichkeiten, vom HS-Knoten ausgehend nach links und links unten, enthalten. Außerdem werden vier Abgänge an einer Gegenstation, vom HS-Knoten ausgehend nach rechts oben, wieder zusammengeführt. Auf diese Weise werden durch vier MS-Netzen, wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben und Kapitel 3.1.3 gefordert, die am häufigsten auftretenden Netztopologien bereitgestellt. Dadurch können Lösungen und Algorithmen mit unterschiedlichen Varianten und Anforderungen getestet werden. Beispielsweise ist es zur Überprüfung der n-1-Sicherheit der Netze möglich, vom ländlichen über das vorstädtische hin zum städtischen Netz, durch verschieden komplexe Verfahren, unterschiedliche Anzahlen von wiederversorgbaren ONSs zu untersuchen. Das liegt daran, dass in den offen betriebenen Ringen des ländlichen MS-Netzes nach Freischaltung des fehlerhaften Betriebsmittels ein verwendeter Algorithmus lediglich die Trennstelle verschieben muss, während in Triple-Systemen zwei Abgänge existieren, aus denen der Algorithmus auswählen muss, welche Abgänge den ausgefallenen Abgang teilweise oder komplett wiederversorgen sollen. Letztlich ist es möglich für jedes ausgefallene Betriebsmittel der MS-Netze im Szenario 0 einen Zustand mit vollständiger Wiederversorgung ohne Grenzverletzungen nach Kapitel 5.1 zu erhalten.

Die in Tabelle 4.2 beschriebenen Netzparameter wurden, wie in Kapitel 3.1 dargestellt, so gewählt, dass die Anforderungen der Anwendungsfälle erfüllt sind und die Netze eine Realitätsnähe aufweisen. Dabei sind beispielsweise die gewählten Abgangslängen ähnlich gewählt wie sie in der Realität vorkommen. Versorgungspunkte sind alle Netzknoten, an die Verbraucher aus der MS- oder NS-Ebene angeschlossen sind. Die Zusammenschaltung der Abgänge durch offene Trennstellen wurde so gewählt, dass herausfordernde aber lösbare Anforderungen an Wiederversorgungsalgo-

Tabelle 4.4: Leitungslängensummen [km] verschiedener Leitungsquerschnitte in MS-Netzen

Leitungsart	Querschnitt	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch	Gewerblich
Freileitung	34	35,4			
	48		20,6		19,3
	70	11,4			1,2
Kabel	70	37,2	40,8		
	95		3,2		9,8
	120	32,0	2,7		21,1
	150			2,2	16,8
	185			4,5	0,4
	240			14,9	
	300			8,6	
	400			7,6	

rithmen gestellt werden. Dadurch ergeben sich Trennstellenpositionen, die nicht optimal verteilt sind. Dies wurde bewusst so umgesetzt, um Anwendern, je nach Definition der Optimalität einer Trennstellenposition, Optimierungspotential bereitzustellen.

Wenn es sich nicht um direkt in der MS-Ebene angeschlossene Verbraucher handelt, welche im gewerblichen MS-Netz vermehrt vorkommen, entsprechen die Lasten ohne Ausnahme den SimBench-NS-Netzen. Da es sich um synthetische MS-Netze handelt, muss die Verteilung der Typen der angeschlossenen NS-Netz keinem realen Netzgebiet folgen. Es wurde jedoch darauf geachtet, dass die Verteilung realistischen Annahmen folgt. Das heißt beispielsweise, dass eine weit entlegene ONS nicht vom Typ „lv_urban6“, also einem sehr städtischen NS-Netz ist. Auch liegen Lasten mit zugeordneten Zeitreihen von landwirtschaftlichen Betrieben nicht in direkter Umgebung von ONSs mit städtischem Charakter. Ebenso ist die gesamte Verteilung von NS-Netztypen innerhalb eines MS-Netzes so, dass in dem ländlichen MS-Netz ebenfalls vermehrt ländliche NS-Netze vorkommen. Tabelle 4.3 gibt einen vollständigen Überblick über die Verteilung der NS-Netztypen in den in der obersten Zeile genannten MS-Netzen. Sie zeigt, dass im angesprochenen ländlichen MS-Netz $36 + 37 + 7 = 80$ ländliche sowie zehn vorstädtischeNS-Netze angeschlossen sind.

Die Zusammenhänge der Netzparameter Verkabelungsgrad, Leitungstyp, -querschnitt und -länge realer Netzdaten wurden bereits in Kapitel 3.1.4 und Abbildung 3.2 dargestellt. Entsprechend dieser Erkenntnisse und der mit deutschen Verteilnetzbetreibern erörterten und in Artikel [48] veröffentlichten Standardbetriebsmittel wurden die Leitungsparameter gewählt. Dass Freileitungen nicht nur in realen MS-Netzen sondern auch in den SimBench-MS-Netzen tendenziell länger sind als Kabelstrecken, lässt sich auch anhand der längeren, in den Netztopologiedarstellungen rot gezeichneten Freileitungen erkennen (vgl. Abbildung 4.9). Die Summen der Leitungslängen verschiedener Leitungstypen und -querschnitte sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst. Dazu ist zu erwähnen, dass bei gleicher Übertragungsleistung aber geringerer Nennspannung größere Quer-

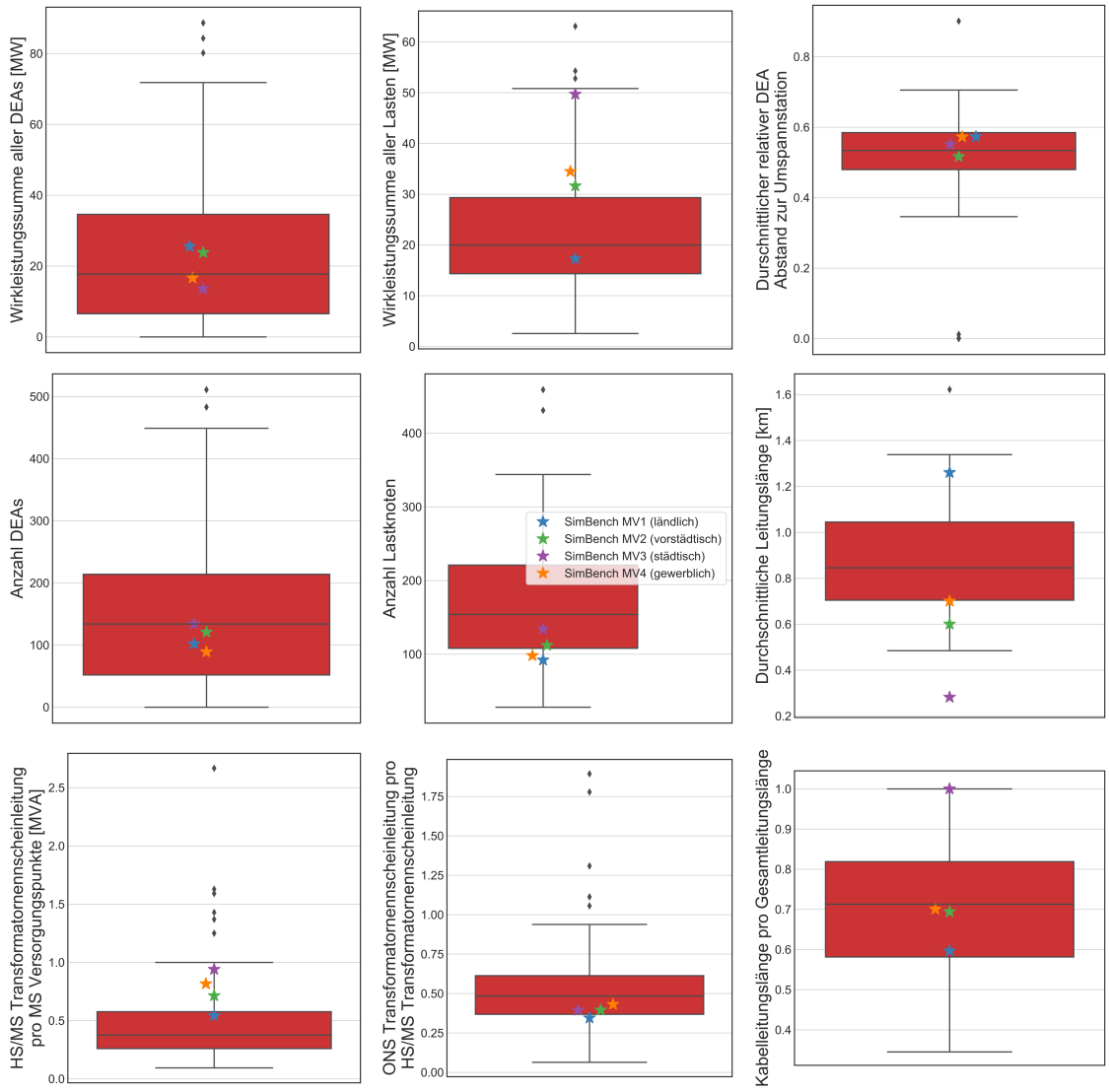


Abbildung 4.10: Netzparametervergleich von SimBench-MS-Netzen und realen Netzdaten

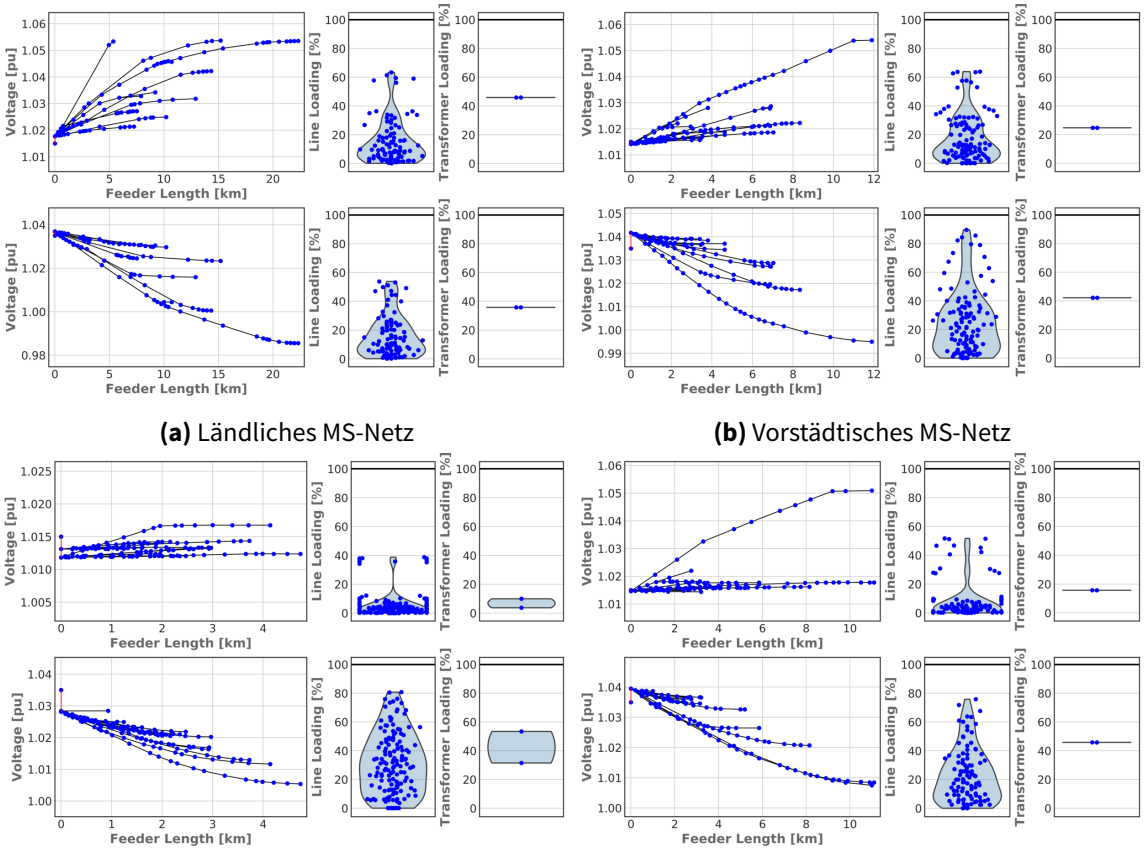
schnitte benötigt werden. Da an das städtische Netz die höchste Lastsumme angeschlossen ist und die Nennspannung nur 10 kV statt in den anderen SimBench-MS-Netzen 20 kV beträgt, sind hier größere Querschnitte notwendig.

Die Realitätsnähe der SimBench-MS-Netze kann mithilfe der Abbildung 4.10 abgeschätzt werden. Darin ist die Verteilung der Netzparameter realer Netze mithilfe von Boxplot-Diagrammen abgebildet. Die Parameter der SimBench-MS-Netze sind mit vier unterschiedlich eingefärbten Sternen markiert. Die x-Achsen der Grafiken dienen dabei lediglich einer geeigneten und gut erkennbaren Darstellung, da sich andernfalls die sternförmigen Markierungen überlappen würden. Einige Netzparameter, wie die Summen der Lasten und Erzeuger, sind bereits in der Tabelle 4.2 enthalten und werden hier noch einmal im Zusammenhang mit der Verteilung auf Basis der Analyse realer Netz-

daten visualisiert. Andere Grafiken bilden relevante, verkettete Größen, wie die HS/MS-Transformatornennscheinleistung je MS-Versorgungspunkt, oder weitere Größen, wie der durchschnittliche relative DEA-Abstand zum UW, ab. Letztere Größe kann im Bereich von 0 (alle DEAs sind direkt am UW angeschlossen) bis 1 (alle DEAs sind am letzten Knoten eines Abgangs angeschlossen) liegen. Für die Möglichkeit des Vergleichs mit den SimBench-Netzen werden alle realen Netzteile immer genau einem UW zugeordnet, obgleich manche Abgänge, je nach Schalterstellung, von unterschiedlichen UWs versorgt werden können. Es ist davon auszugehen, dass die Trennstellen, die den zur Verfügung stehenden realen Netzdaten zugrunde liegen, nicht exakt den tatsächlich genutzten Trennstellen entsprechen. Diese werden durch den Netzbetreiber bei Änderungen im Netz ohnehin angepasst. Durch die umfangreiche Datengrundlage mit 74 von unterschiedlichen UWs versorgten MS-Netzen, die von fünf verschiedenen Verteilnetzbetreibern stammen und eine Leitungslänge von etwa 11 000 km umfassen, kann die Einordnung der SimBench-Netze als aussagekräftig eingeschätzt werden.

Da in SimBench-Benchmarknetze zur Verfügung gestellt werden, sind die NS-Netze nicht schwach belastetet und nicht wenig herausfordernd. Aufgrund der Anwendung des Bottom-Up-Ansatzes für die Lasten sind auch die SimBench-MS-Netze vergleichsweise stark belastet. Dies zeigt sich in Abbildung 4.10 sowohl in der Einordnung der Wirkleistungssumme aller Lasten (oben, Mitte) als auch in der HS/MS-Transformatornennscheinleistung, die je ONS vorgehalten werden muss (unten links). Die Verteilung der SimBench-Netzdaten (unten, Mitte) ergibt sich direkt aus den in den SimBench-NS-Netzen verwendeten Standardbetriebsmitteln (Transformatornennscheinleistung) und der in Tabelle 4.3 angegebenen NS-Netztypen-Verteilung.

Die Netzauslastung der vier SimBench-MS-Netze des Szenarios 0 ist in Abbildung 4.11 für je zwei Berechnungsfälle dargestellt. Alle sechs in SimBench definierten Berechnungsfälle werden in Kapitel 5.1 ausführlich vorgestellt und ihre Nutzung in Verbindung mit den SimBench-Daten erörtert. Die beiden hier verwendeten Berechnungsfälle sind „Starklast, geringe Erzeugung (hL)“ sowie „Schwachlast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung (lW)“. Die Darstellungen zeigen jeweils den Spannungsverlauf in Abhängigkeit von der Distanz zum UW sowie die Leitungs- und Transformatorauslastung in Prozent. Die blauen Punkte entsprechen jeweils einem Knoten, einer Leitung oder einem Transformator im Netz. Die Knotenspannungen werden durch graue Striche verbunden, wo im Netz Verbindungen durch Leitungen bestehen. Senkrechte rote Striche entsprechen den Verbindungen der HS-Knoten zu den MS-Sammelschienen durch Transformatoren. Durch die von den Berechnungsfällen vorgegebenen Spannungssollwerten des Slack am HS-Knoten und der angenommenen, diskreten Transformatorregelung auf den Spannungswert der MS-Sammelschienen, ergeben sich minimale Spannungsunterschiede über den Transformatoren. Für die Darstellung der Auslastungen wurden Violin plots gewählt, in denen die Einhüllende Informationen über die Eintrittshäufigkeiten beinhaltet. Die Verteilung der Punkte auf der y-Achse dient der besseren Erkennbarkeit durch eine minimale Überlappung. Die Spannungsverläufe zei-



(a) Ländliches MS-Netz

(b) Vorstädtisches MS-Netz

(c) Städtisches MS-Netz

(d) Gewerbliches MS-Netz

Abbildung 4.11: Spannungswerte in Abhängigkeit vom Abstand zum HS/MS-Umspannwerk sowie Leitungs- und Transformatorauslastungen für die planungsrelevanten Lastfälle lW (jeweils oben) und hL (jeweils unten)

gen, dass die untere Spannungsgrenze von 0,965 pu im ungestörten Betrieb nicht näherungsweise erreicht wird. Die maximalen Spannungen im ländlichen Netz sowie den beiden Strängen im vorstädtischen und gewerblichen Netz, in denen Windenergieanlagen angeschlossen sind, erreichen hingegen fast die obere Spannungsgrenze von 1,055 pu. Die maximale Auslastung der Leitungen im unteren Starklastfall des ungestörten Betriebs hängt stark von den vorliegenden Wiederversorgungsmöglichkeiten ab. Abgänge, die einen ähnlich gearteten Abgang wiederversorgen können sollen, dürfen maximal zu 50 % ausgelastet sein. Gleiches gilt für die Transformatoren, da in den SimBench-MS-Netzen Transformatoren redundant ausgelegt sind. Durch die bereits diskutierten verschiedenen Wiederversorgungsmöglichkeiten durch Triple Systeme, Gegenstation oder Schwerpunktstation können in dem vorstädtischen, städtischen und gewerblichen Netzen Leitungen auch stärker ausgelastet sein, ohne dass ONSs nicht wiederversorgt werden können. Der Vergleich der Auslastungen der beiden Berechnungsfälle des städtischen Netzes zeigt anders als im ländlichen Netz, dass die angeschlossene Last das Netz deutlich stärker belastet als die angeschlossene Erzeugung.

4.1.4 Niederspannung

Gemäß der Methodik aus Kapitel 3.4 werden sechs NS-Netzmodelle automatisiert generiert, d.h. für jede der in Kapitel 3.4 beschriebenen Klassen liegt ein NS-Modell vor. Die Zuordnung der Netzmodelle zu den Klassen aus Kapitel 3.4 ist dabei wie folgt:

- LV rural 1: Klasse „ländlich 3“
- LV rural 2: Klasse „ländlich 2“
- LV rural 3: Klasse „ländlich 1“
- LV semiurb 4: Klasse „halbstädtisch 2“
- LV semiurb 5: Klasse „halbstädtisch 1“
- LV urban 6: Klasse „städtisch“

Eine schematische Darstellung der einzelnen NS-Netzmodelle kann Abbildung 4.12 entnommen werden. Zu erkennen ist dabei, dass es immer Strahlennetze sind, welche sich in der Abgangs- und Knotenzahl sowie Betriebsmitteltypen unterscheiden. Die NS-Netze sind dabei immer über einen Transformator in einer Ortsnetzstation mit dem überlagerten MS-Netz verbunden.

Da die Netzmodelle mit dem aus Kapitel 3.4 beschriebenen Algorithmus, welcher OpenStreetMap-Daten nutzt, generiert werden, können prinzipiell reale Geokoordinaten angegeben werden. Da die Anwendungsfälle aus Tabelle 3.1, Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 diese jedoch nicht erfordern, werden die realen Geokoordinaten nicht weiter verwendet. Zudem ist das Ziel, repräsentative und realitätsnahe NS-Netzmodelle zu generieren, welche allgemein und geografisch unspezifisch durchschnittliche Netzstrukturen in Deutschland gut wiedergeben können und nicht ein lokal spezifisches NS-Netzmodell für eine festgelegte Gemeinde abzubilden, so dass die realen Geokoordinaten in diesem Kontext keinen besonderen Nutzen bieten. Die realen Geokoordinaten dienen somit nur zur Generierung der Netzmodelle für die entsprechende Gemeinde aus den verschiedenen Klassen. Um denneoch wie in der MS-Ebene eine Visualisierung der Netze zu ermöglichen, werden synthetische Geokoordinaten für die NS-Netze generiert. Deren Hauptzweck besteht darin, die relativen Positionen zu den MS-Knoten abzubilden und so die Bearbeitung in den verwendeten Netzberechnungstools zu vereinfachen.

In Tabelle 4.5 sind wesentliche Netzparameter der NS-Ebene zusammengefasst. Hierbei ist erkennbar, dass in dichter besiedelten Versorgungsgebieten insgesamt mehr Verbraucher vorzufinden sind, weshalb dann z.B. größer dimensionierte Transformatoren zum Einsatz kommen. Weiterhin variieren auch die Leitungslängen der einzelnen Netzmodelle, dadurch dass die Verbraucher zueinander unterschiedliche Distanzen aufweisen, welche in dichter besiedelten Gebieten tendenziell kürzer sind als in ländlichen Gebieten. Die verwendeten Leitungstypen entsprechen

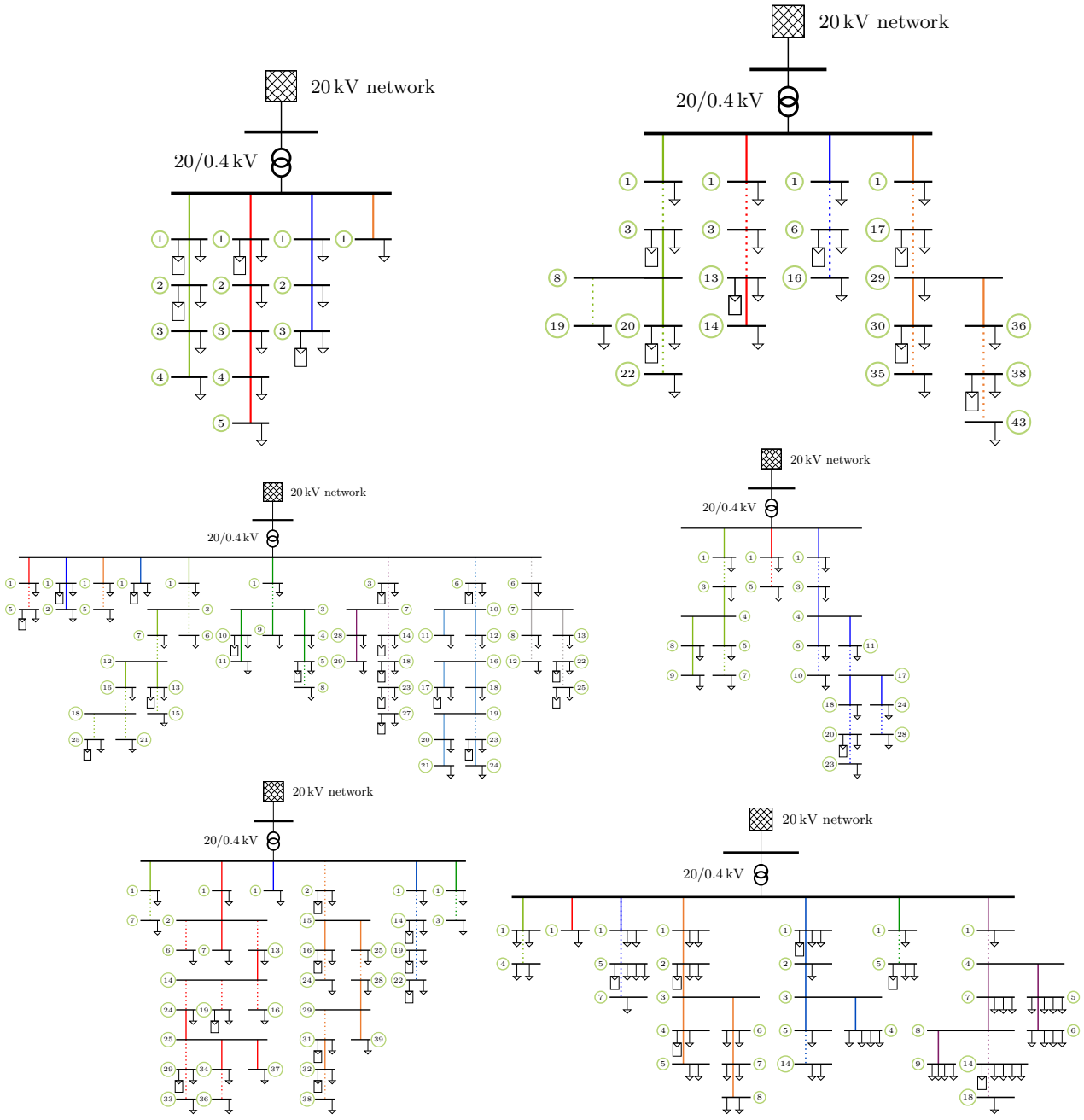


Abbildung 4.12: Schematische Darstellung der NS-Netze (von oben links nach unten rechts): drei ländliche, zwei vorstädtische und ein städtisches Netz

Tabelle 4.5: Übersicht netzbeschreibender Parameter der NS-Netze

	LV rural 1 (ländlich 3)	LV rural 2 (ländlich 2)	LV rural 3 (ländlich 1)	LV semiurb 4 (halbstädtisch 2)	LV semiurb 5 (halbstädtisch 1)	LV urban 6 (städtisch)
Topologie	Strahlen-netz	Strahlen-netz	Strahlen-netz	Strahlennetz	Strahlennetz	Strahlen-netz
Nennspannung	0,4 kV	0,4 kV	0,4 kV	0,4 kV	0,4 kV	0,4 kV
MS/NS-Trans-formatornenn-leistung	160 kVA	250 kVA	400 kVA	400 kVA	630 kVA	630 kVA
Abganganzahl	4	4	9	3	6	7
Knotenanzahl	13	96	128	43	110	58
Leitungstyp	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	NAYY 4x240SE 0.6/1kV	NAYY 4x240SE 0.6/1kV
Leitungslänge (Gesamt)	0,56 km	1,47 km	2,35 km	0,746 km	1,79 km	1,078 km
Leitungslänge (Durchschnitt)	43,05 m	15,44 m	18,52 m	17,76 m	16,42 m	18,90 m
Leitungslänge (Minimal)	2,15 m	1,52 m	1,19 m	0,69 m	1,08 m	0,19 m
Leitungslänge (Maximal)	137,22 m	75,00 m	139,52 m	60,00 m	98,00 m	77,75 m
Verbraucher-anzahl	13	99	118	41	104	111
Verbraucher-summe	80 kW	202 kW	331 kW	243 kW	409 kW	441 kW
DEA-Anzahl	4	8	17	1	9	5
DEA-Summe	160,4 kW	145 kW	190 kW	6,5 kW	137 kW	57 kW

den verwendeten Typen, welche von Verteilnetzbetreibern bei neu zu legenden Leitungen verwendet werden (siehe [48]). Die elektrischen Parameter der verwendeten Leitungstypen sind in Tabelle 4.6 dargestellt. Hierbei beschreibt r den ohmschen Widerstandsbelag, x den Reaktanzbelag, b den Suszeptanzbelag sowie i_{max} den Nennstrom.

Die Dimensionierung der Verbraucher erfolgt mit Hilfe des Algorithmus aus 3.4. Dabei werden die Verbraucherleistungen anhand der Gebäudegrundfläche, die in OpenStreetMap hinterlegt ist, abgeschätzt. Hierbei können Etagenanzahlen nicht berücksichtigt werden, da diese Information in OpenStreetMap häufig nicht hinterlegt ist. Für die Berechnung wird eine durchschnittliche Leistung von $P_{L,mittel} = 2kW$ festgelegt und gemäß

$$P_{L,V} = P_{L,mittel} * \frac{A_G}{A_D} \tag{4.1}$$

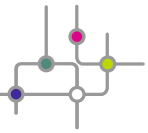


Tabelle 4.6: Übersicht der elektrischen Parameter der Leitungstypen in den NS-Netzen

Parameter	r (Ω/km)	x (Ω/km)	b (S/km)	i_{max} (A)
NAYY 4x150SE 0.6/1kV	0.2067	0.0804248	260.752	270
NAYY 4x240SE 0.6/1kV	0.1267	0.0797965	273.319	357

wird die Leistung eines Gebäudes bestimmt. Dabei beschreibt A_G die Gebäudegrundfläche und A_D eine angenommene durchschnittliche Wohnfläche. Näheres zur Leistungsabschätzung ist in [47] zu finden. Der Wert $P_{L,mittel} = 2kW$ wird auch für die SimBench-Modelle als Basiswert verwendet. Um eine Variation zwischen den unterschiedlichen NS-Modellen zu erhalten, wird dieser Wert zusätzlich verändert. So wird er z.B. für dichter besiedelte Gemeinden größer gewählt, um so die größere Leistungsaufnahme eines Mehrfamilienhauses gegenüber einem Einfamlienehaus zu berücksichtigen. Ohne diese Variation würden nämlich ein Ein- und Mehrfamlienhaus den gleichen Leistungswert erhalten, falls die Gebäudegrundflächen identisch sind. Dies sorgt für realitätsnähere Initialwerte für die Verbraucherleistungen in den Netzmodellen. Im Rahmen der iterativen Anpassungen bei der Evaluierung (siehe 3.4) sind einige Verbraucherleistungen manuell verändert worden. So sind z.B. Leistungen zusätzlich erhöht worden, um eine stärkere Netzauslastung in einem Modell zu erhalten. Die Zuordnung der Lasttypen ist manuell und zufällig erfolgt. Die Lasttypen sind wichtig für die Zuweisung von Zeitreihen.

In der NS-Ebene beschränken sich die DEAs auf PV-Anlagen, da im i.A. keine Windkraftanlagen in der NS-Ebene angeschlossen werden. Die DEAs sind nachträglich, d.h. nach der automatisierten Generierung der NS-Netzmodelle hinzugefügt worden. Dabei sind reale Netzdaten ausgewertet und basierend darauf die Anzahl der DEAs pro NS-Netzmodell gewählt worden. Die Dimensionierung der einzelnen Anlagen erfolgt zufällig mit Leistungswerten die dem realen Datensatz entnommen werden.

Zur Einordnung und Validierung der synthetisch generierten NS-Netzmodelle ist eine Auswertung realer Netzmodelle erfolgt. Für die Evaluation werden topologische Parameter zwischen dem realen Datensatz und den SimBench-Modellen gegenübergestellt. Aus den Gesamtdaten der realen Netzmodelle wird für jedes der sechs SimBench-Modelle eine Unterdatenmenge gefiltert, welche u.a. basierend auf der Transformatorgröße einen Vergleich zwischen realen und synthetischen Netzmodellen ermöglicht. Somit liegt für jedes NS-SimBench-Modell ein Vergleichsdatensatz vor. Insgesamt werden Daten von 180 realen Netzen ausgewertet. Aus diesen 180 Netzmodellen werden Teilmengen mit ca. 20 Modellen pro SimBench-Modell gebildet. So werden z.B. 22 reale Netzmodelle für den Vergleich zum Modell LV 01 (entspricht Klasse „ländlich 3“) herangezogen.

In Abbildung 4.13 (links) ist der Vergleich der Verbraucheranzahl dargestellt. Zu erkennen ist einerseits die Anzahl an Verbrauchern der jeweiligen SimBench-NS-Modelle, andererseits ist der Bereich der realen Daten aufgeführt. Als Bereich ist hierbei die Spannweite der realen zu Verfü-

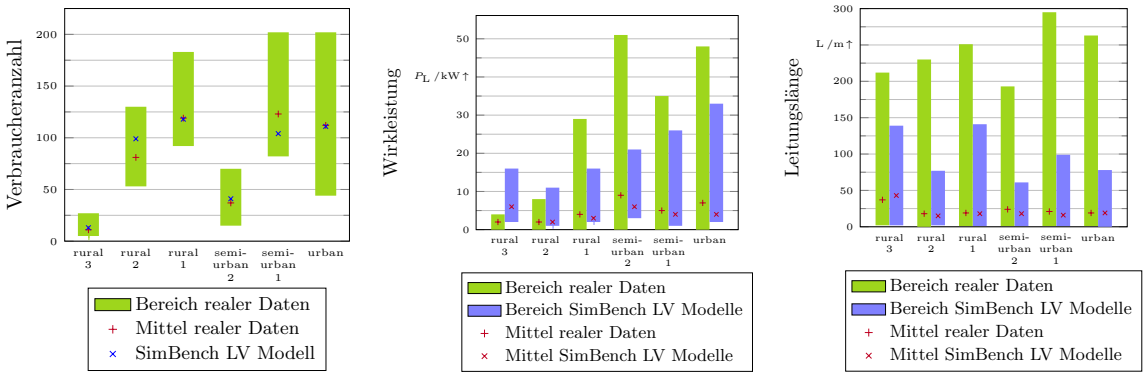
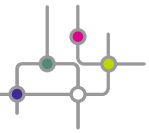


Abbildung 4.13: Vergleich realer Netzdaten mit SimBench-NS-Netzen bezüglich der Verbraucheranzahl (links), Verbraucherwirkleistung (Mitte) und Leitungslängen (rechts)

gung stehenden Netzdaten zu verstehen. So stellt das untere Ende eines Balkens das Minimum dar. Das Minimum bedeutet in diesem Fall, dass ein reales Netzmodell im Vergleichsdatensatz vorliegt mit dieser geringen Gesamtanzahl an Verbrauchern. Analog repräsentiert das obere Ende eines Balkens ein weiteres reales Netzmodell, welches innerhalb des Vergleichsdatensatzes die meisten Verbraucher aufweist. Zu erkennen ist, dass die SimBench-NS-Modelle sehr nah am Mittelwert der realen Netzmodelle liegen und somit gute „durchschnittliche“ reale Netze abbilden. Dies zeigt sich auch beim Vergleich der Wirkleistung der Lasten (weitere Grafiken der Abbildung 4.13).

Das Ergebnis des Vergleichs der Verbraucherwirkleistungen ist in Abbildung 4.13 (Mitte) zu sehen. Dabei zeigt der dargestellte Bereich der SimBench-Netzmodelle die Spannweite der einzelnen Lasten auf, d.h. das Maximum eines SimBench-Bereiches entspricht einer Last im Modell mit diesem Wirkleistungswert. Demgegenüber sind die Bereiche der realen Netzmodelle errechnet worden. Da hier nicht ein reales Netz betrachtet wird, sondern mehrere, sind hier Mittelwerte dargestellt. Dies bedeutet der Maximalbereich einer Realnetzkategorie entspricht dem Mittelwert der maximal auftretenden Lasten der einzelnen realen Netze. Bis auf die Klasse „ländlich 3“ liegen auch hier die Mittelwerte zwischen realen Daten und SimBench-Daten nahe beieinander. Der Unterschied in Klasse „ländlich 3“ ergibt sich dadurch, dass im SimBench-Modell viele landwirtschaftliche Betriebe enthalten sind, was zu höheren Leistungen führt. Im Vergleichsdatensatz sind kleinere Verbraucher enthalten, was eher auf Haushaltslasten schließen lässt. Dadurch, dass die Klassen „ländlich 2“ und „ländlich 1“ bereits überwiegend Haushaltslasten enthalten, ist das Netzmodelle zu Klasse „ländlich 3“ so beibehalten worden, als Ergänzung zu den beiden ländlichen geprägten Modellen.

In Abbildung 4.13 (rechts) ist der Vergleich der Leitungslängen aufgeführt. Auch hier zeigt sich, dass im Mittel die Leitungslängen der SimBench-NS-Modelle nahe an dem der realen Daten liegen. Das Mittel der maximalen Leitungslängen der realen Daten liegt dabei höher als bei den SimBench-



Modellen. Da der Vergleichsdatensatz pro SimBench-Netzmodell mit ca. 20 realen Modellen relativ gering ist, dient er mehr als Orientierung und weniger als Referenz, der den Durchschnitt aller NS-Netze in Deutschland abbildet. Zudem ist zu erkennen, dass die maximalen Leitungslängen in den SimBench-Modellen die mittlere Leitungslänge deutlich übersteigen, so dass hier die Leitungslängen so belassen werden können und ein Bedarf diese noch weiter zu erhöhen als nicht nötig erscheint.

4.1.5 Zeitreihen

Im Folgenden sollen auf die Ergebnisse der Zeitreihengenerierung eingegangen werden. Die Einteilung orientiert sich hierbei an der Einteilung unter 3.5.

Sammelverbraucher

Das Ergebnis der Zuordnung unter Verwendung der in 3.5 beschriebenen Methodik ist wie folgt:

Wie erwartet entsprechen die meisten RLM-Profile des untersuchten Datensatzes von am ehesten Gewerbeprofilen und Lastgängen von landwirtschaftlichen Betrieben. Haushaltsprofile werden nur selten zugeordnet. Die Kategorie B0 (Bandlast) findet man nur selten. Der durchschnittliche Abstand vom zugeordneten Profil ist allgemein etwas höher als beim IZES-Datensatz, was vermutlich darauf zurückzuführen ist, dass eine breitere Verteilung unterschiedlicher Verläufe im Datensatz vorliegt.

Obwohl es sich bei den IZES-Profilen um Haushaltsdatensätze handelt, werden wider Erwarten diese hauptsächlich den landwirtschaftlichen SLP-Klassen L0-L2 und dem Gewerbeprofil G6 zugeordnet. Die Gewerbeprofile G0-G5 tauchen nicht auf. Eine Zuordnung zur Kategorie B0 erfolgt nur selten und mit sehr hohem Abstand, was dafür spricht, dass eher atypische oder sehr zufällige Profile in diese Kategorie fallen. Als Balkendiagramm sind beide Ergebnisse in Abbildung 4.14 dargestellt.

Zu sehen ist hier einerseits der Anteil der zugeordneten Profile zu den einzelnen SLP- Kategorien (linke Y-Achse) und der mittlere Abstand der Messdaten zu den SLP-Kategorien (rechte Y-Achse). Die Abstandswerte dienen nur zum relativen Vergleich untereinander und haben sonst keinerlei physikalische Bedeutung. Die Balken repräsentieren den prozentualen Anteil je Datensatz. So sind mehr als 20 % des RLM-Datensatzes G1-Profile, während im Falle des IZES-Datensatzes die meisten Profile L1 zugeordnet werden. Eine Prüfung, ob es sich hierbei um einen Fehler in der eigentlichen Methode handelt, kann hierbei ausgeschlossen werden. Die Zuordnung zu den L-Profilen ist darauf zurückzuführen, dass diese durchgehend einen ähnlichen Lastbedarf aufweisen, unabhängig vom Wochentag. Zusätzlich weisen diese Peaks am Morgen und Abend auf. Ein Abgleich mit

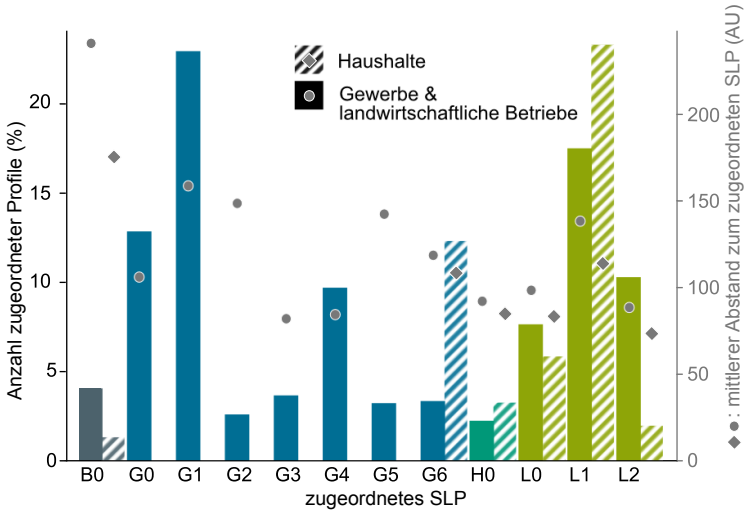


Abbildung 4.14: Anteil zugeordneter Profile und mittlerer Abstand der Messreihen zu den einzelnen SLP-Klassen

den IZES-Messdaten kann ein solches Verhalten innerhalb der Messdaten bestätigen. Auch die Zuordnung zu G6 scheint kein Fehler zu sein. G6-Profile weisen einen hohen Wochenendbedarf auf. Die jeweils zugeordneten Haushaltsprofile weisen ebenfalls einen ausgeprägt hohen Bedarf am Wochenende auf, was wiederum nicht im H0-Profil abgebildet werden kann, da diese einen solch starken Anstieg am Wochenende nicht abbilden. Das Abstandsmaß deutet im Falle der Gewerbeprofile und landwirtschafltichen Lastzeitreihen daurafhin, dass im Falle der G3- und G4- sowie der L2-Profile die Profile am besten mit den SLP-Profilen übereinstimmen. Im Falle der Haushaltsprofile wiederum deutet das Abstandsmaß daraufhin, dass die besten Entsprechungen und damit niedrigsten Abstände im Falle der Kategorien H0, L0, und L2 vorliegen. Im Folgenden wird auf die einzelnen ausgewählten Zeitreihen etwas näher eingegangen.

Haushaltszeitreihen

Die ausgewählten Haushaltsprofile und deren Vergleich zu den ausgewählten SLP sind in Grafik 4.15 abgebildet.

Die drei Profile, die am ehesten den H0-Profilen entsprechen, sind in der oberen Grafik abgebildet. Hierbei kann man eine gute Übereinstimmung zwischen den gemittelten Messprofilen und dem SLP feststellen.

Allerdings, wie oben beschrieben, ist eine allumfassende, repräsentative Abbildung aller Haushalte wichtig. Gleichzeitig ist eine große Brandbreite an Verbrauchsprofilen sinnvoll. Aus diesem Grund werden zudem zwei weitere Profile ausgewählt, die eine hohe Übereinstimmung mit dem L1- und G6-Profil aufweisen.

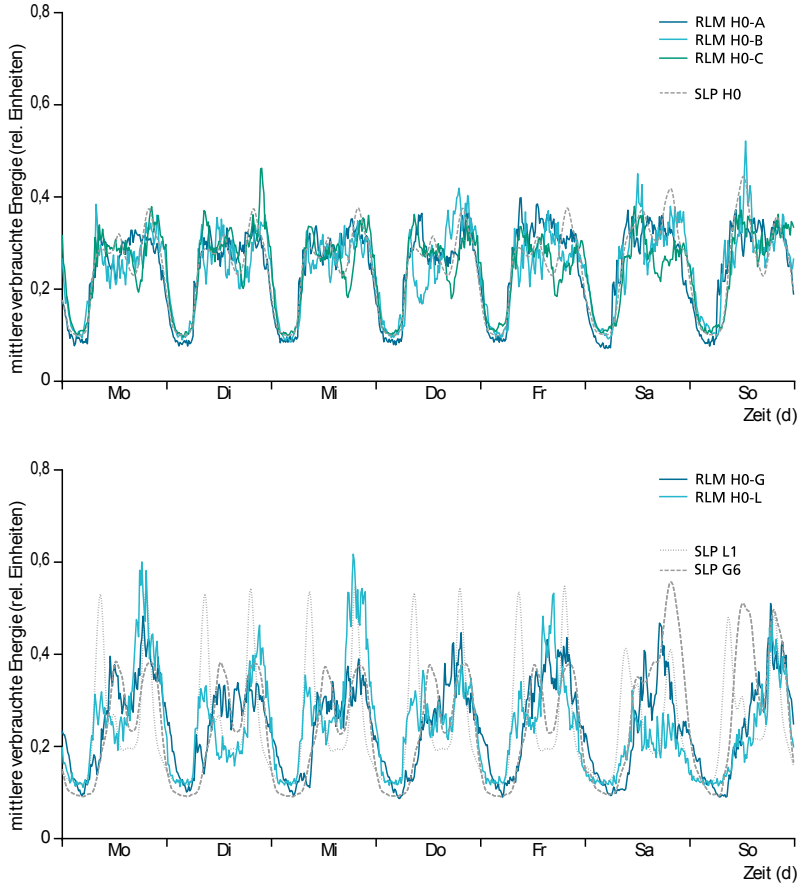


Abbildung 4.15: Vergleich der ausgewählten, normierten, durchschnittlichen Wochentags-Haushaltsprofile mit den zugeordneten SLPs

Gewerbezeitreihen

Das Vorgehen im Falle der Gewerbezeitreihen entspricht dem des Verfahrens der Haushaltszeitreihen. An dieser Stelle sollen nur die Unterschiede im Vergleich zur Bestimmung der Haushaltsprofile hervorgehoben werden.

Da es sich beim G0-Profil um ein aus anderen G-Profilen aggregiertes Profil handelt, ist hier eigentlich eine Mischung aus anderen Profilen sinnvoller als die direkte Zuordnung einer Zeitreihe. Für den Fall, dass die Verbraucherzusammensetzung in den Netzen G0-Profile vorsieht, wird trotzdem eine Zeitreihe ausgewählt. Das gewählte Profil hat eine etwas höhere Grundlast als das SLP, bildet aber den Lastverlauf an Werk- und Samstagen sonst gut ab.

Das Ergebnis ist in Abbildung 4.16 dargestellt.

Der Verlauf des Profils weist eine gute Übereinstimmung wochentags mit dem SLP auf. Sogar der typische Verlauf am Wochenende wird durch das Messprofil sehr gut abgebildet. Ein zurückgehen-

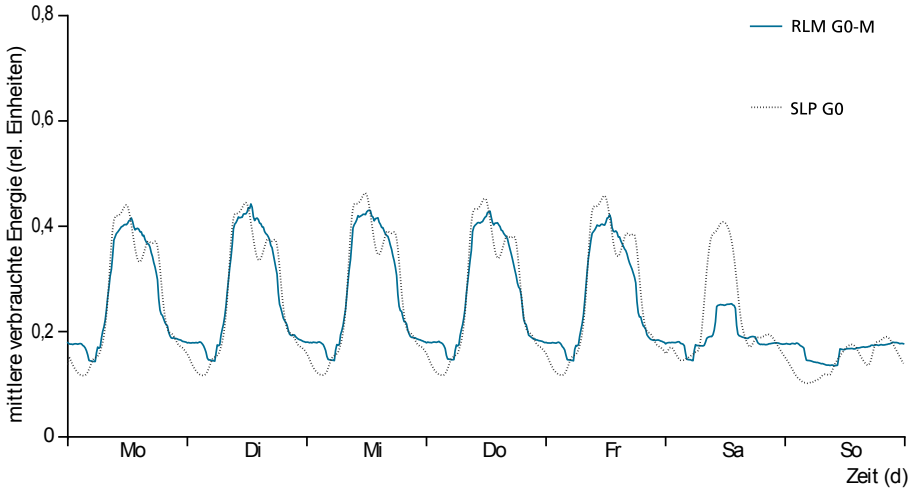


Abbildung 4.16: Vergleich des durchschnittlichen Wochentags-Gewerbeprofil mit dem SLP

der Verbauch am Samstag und einem rein durch Grundlast beschriebener Lastverlauf am Sonntag spiegelt sehr gut das G0-Profil wieder.

Landwirtschaftlichen Lastprofile

Die Lastprofile für landwirtschaftliche Betriebe weisen keinerlei Besonderheiten in der Methodik auf, weshalb an dieser Stelle auf eine gesonderte Betrachtung verzichtet wird. Alle Profilverläufe, die hier nicht abgebildet werden, können mit Hilfe der SimBench-Datensätze erzeugt werden.

Gewerbezeitreihen MS/HS bzw. Industrie

Für Verbraucher auf der MS-Ebene werden drei Profile mit erhöhtem mittlerem Verbrauch (10-20 kWH pro 15 min) ausgewählt. Profile dieser Größenordnung machen nur einen relativ geringen Anteil des Datensatzes aus (318 Profile, 12,5 %). Für die Abbildung von Verbrauchern auf der HS-Ebene werden Profile mit hohem Durchschnittsverbrauch (>100 kWh / 15 min) ausgewählt. Diese kommen im Datensatz nur selten vor (17 Profile, 0,7 %). Die Verteilung der zugeordneten Klassen unterscheidet sich bei diesen Profilen stark von denen mit geringeren Durchschnittsverbräuchen, wie zu sehen in Abbildung 4.17.

Deutlich häufiger findet man im Falle der MS-Zeitreihen G3, G4, L0 und L2. Im Falle der HS-Zeitreihen wiederum findet man v.a. die Klassen B0, G2, G3, H0 und L2, während G0, G5, G6, L0 und L1 vollständig fehlen.

Für die MS-Ebene in der Klasse G0, G3 und G4 finden sich viele Profile mit guter Entsprechung und deutlich höherem Abstand zu anderen SLPs. So wird jeweils ein Profil je Klasse ausgewählt. Auch in diesem Fall wird sich wieder dafür entschieden, ein G0-Profil mit aufzunehmen, obwohl

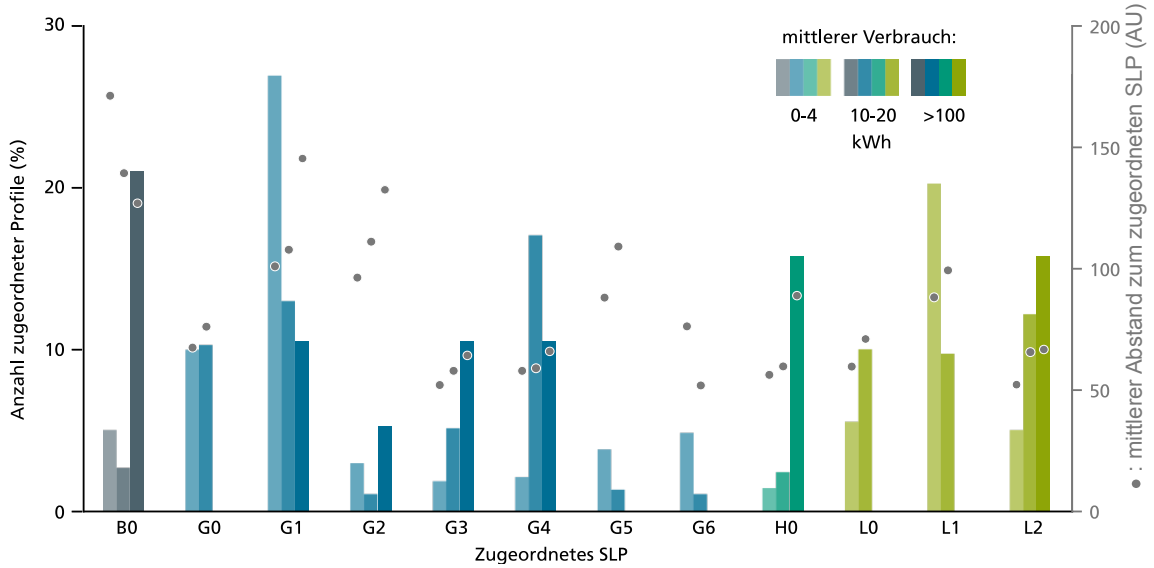


Abbildung 4.17: Anteil zugeordneter Profile und mittlerer Abstand der Messreihen zu den einzelnen SLP-Klassen, untergliedert nach mittlerem Verbrauch

es solch ein Profil in Wirklichkeit nicht geben kann. Da dies jedoch häufig aus Einfachheitsgründen bei Netzbetreibern repräsentativ für alle Gewerbebetriebe eingesetzt wird, wird auch in der MS-Ebene ein G0-Profil mit aufgenommen. Um zusätzlich auch ein Profil für landwirtschaftliche Betriebe zur Verfügung zu stellen, wird zudem ein L2-Profil bereitgestellt.

Etwas anders verhält es sich in der HS-Ebene. Aufgrund der guten Übereinstimmung wird auch hier ein Profil aus der Kategorie G3 und G4 ausgewählt. Überraschenderweise ist hier auch die gute Entsprechung zum H0-Profil. Dies lässt sich allerdings darauf zurückführen, dass das zugeordnete Profil eine hohe Grundlast und einen einheitlichen Leistungsanstieg an allen Wochentagen aufweist. Da dies einem typischen Verhalten eines großen Industriebetriebs entsprechen kann, der darin bestrebt ist, seine Grundlast hoch, gleichzeitig aber die Leistungsspitzen über die ganze Woche niedrig zu halten, wird auch ein Profil ähnlich zum H0-Profil mit aufgenommen. Zwei weitere Profile, die der Kategorie B0 und L2 zugeordnet werden, werden ebenfalls in den Datensatz mit aufgenommen. Bei genauerer Betrachtung stellt man jedoch fest, dass es sich in beiden Fällen um bandlastartige Verläufe handelt, wie in Abbildung 4.18 zu sehen.

Da dies zu keinen der vorgegebenen Kategorien passt (bedingt durch den gleichmäßigen Verlauf von B0 und L2 dennoch diesen Kategorien zugeordnet wird), wird sich dafür entschieden, diese mit aufzunehmen, aber einer gesonderten Kategorie „Sonstige“ zuzuordnen.

Gesamtübersicht aller Profile

Eine Übersicht aller zur Verfügung gestellten Sammelverbraucher-Profile und deren Zuordnung

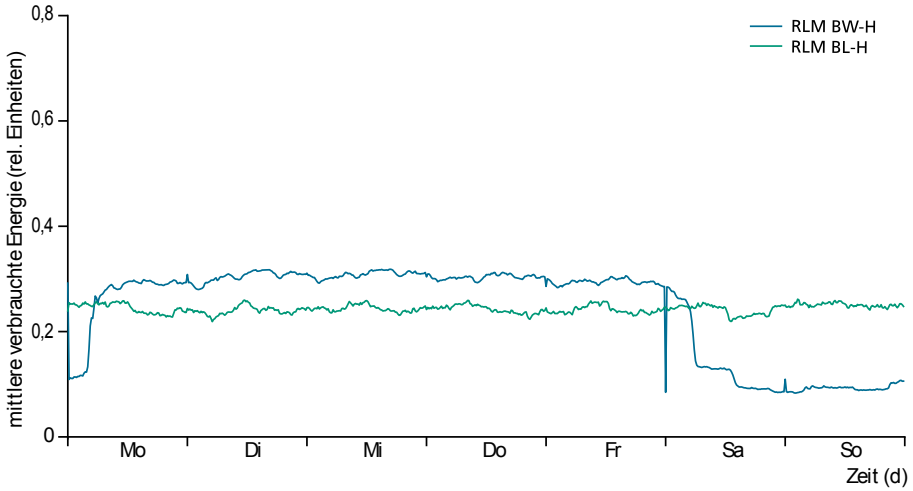


Abbildung 4.18: außergewöhnlicher bandlastartiger Verbrauchsverlauf einer Gewerbezeitreihe im SimBench-Datensatz

zu dem jeweiligen SLP findet man in 4.19. Für jedes dieser Profile wird sowohl ein Wirkleistungs- wie auch Blindleistungsprofil zur Verfügung gestellt.

Einzelverbraucher

In diesem Unterkapitel soll darauf eingegangen werden, welche Zeitreihen für Einzelverbraucher zur Verfügung gestellt werden. Zunächst sollen die E-Kfz- und im Anschluss die WP-Ergebnisse beschrieben werden.

Elektrofahrzeug

Im Falle der E-Kfz werden für Haushaltsladesäulen und Arbeitsplatzladesäulen je sechs Zeitreihen zur Verfügung gestellt. Im Falle der Haushaltsladesäulen wird dreimal von einer 3,7 kW, zweimal von einer 11 kW und einmal von einer 22 kW Ladesäule ausgegangen. Im Falle der Arbeitsplatzladesäulen werden zweimal von Ladesäulen am Arbeitsblatz mit 3,7 kW, zweimal mit 11 kW, einmal mit 22 kW und einmal mit 50 kW zur Verfügung gestellt. Diese Zeitreihen werden für die NS-Ebene erzeugt und auf ein Maximum von eins normiert.
Im Falle der MS-Ebene werden alle Arbeitsplatzzeitreihen zusammenaddiert. Diese aggregierte Zeitreihe wiederum ist nicht auf eins normiert, weil dann eine Gleichzeitigkeit von 1,0 vorausgesetzt werden würde. Die Nennleistung beträgt hierbei 101,4 kW. Diese Zeitreihe wird nochmals für große Unternehmen mal fünf genommen. Die Nennleistung wird hierbei auf einen Wert von 507 kW gesetzt. Jede Zeitreihe ist als Wirk- und Blindleistungszeitreihe ausgewiesen.

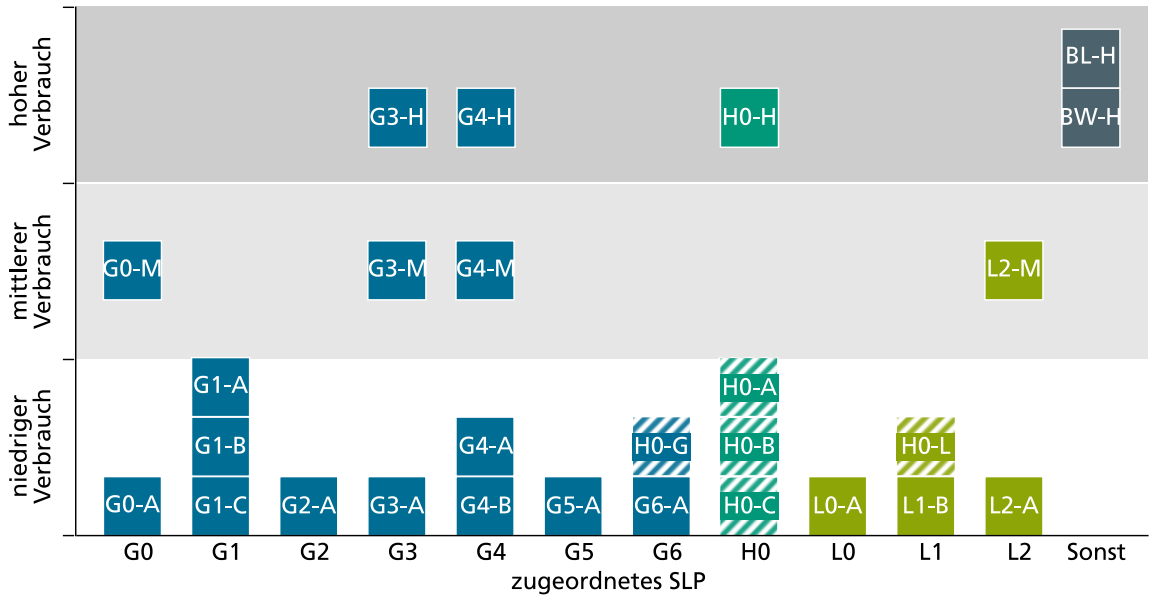


Abbildung 4.19: Gesamtübersicht aller zur Verfügung gestellter Profile für Sammelverbraucher

Wärmepumpe

Für die WP-Zeitreihen werden für jede Stadt (Hannover und Lübeck) jeweils vier Zeitreihen zur Verfügung gestellt. Je eine parallel, alternativ und semi-parallel betriebene WP mit der Wärmequelle Luft und einer parallel betriebenen Zeitreihe als Sonden-WP. Auch hier wird der Wert auf eins normiert und sowohl Wirk- als auch Blindleistungszeitreihen zur Verfügung gestellt. Die Größen der WP schwanken zwischen 2 kW und 30 kW, wobei die größeren v.a. in der MS, die kleineren v.a. in der NS verbaut werden.

Aggregierte Lasten

So wie im Falle der Einzelverbraucher soll auch hier kurz auf die einzelnen zur Verfügung gestellten Zeitreihen eingegangen werden. Zunächst auf die im Bottom-Up-Verfahren erzeugten aggregierten Lastzeitrehen in der MS- und HS-Ebene, um mit den im Top-Down-Verfahren erzeugten aggregierten Lastzeitreihen der HöS-Ebene zu schließen.

Aggregierte Lastzeitreihen in der MS- und HS-Ebene

Für jedes Netz der MS- und HS-Ebene wird eine Zeitreihe zur Verfügung gestellt. Diese sind eindeutig durch ihre Bezeichnung den Knoten der übergeordneten Netzebenen zuzuordnen. Auch hier sind die Werte auf eins normiert. Das Ergebnis aus der Zeitreihenberechnung jedes Netzes sind sowohl eine Wirk- als auch eine Blindleistungszeitreihe.

Tabelle 4.7: Geografische Zuordnung der Zeitreihen für PV und Wind

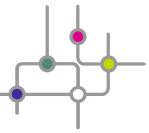
Zeitreihe	Lage	Orientierung
WP1	Ostsee	
WP2	Nordsee	
WP3	Ostseeküste	
WP4	Im Osten von HS1	
WP5	Im Osten von HS2	
WP6	Ostdeutschland	
WP7	Im Norden von HS1	
WP8	Im Norden von HS2	
WP9	Nordseeküste	
WP10	Im Süden von HS1	
WP11	Im Süden von HS2	
PV1	Hannover (Standort 3)	Ost
PV2	Lübeck (Standort 1)	Ost
PV3	Hannover (Standort 1)	Süd
PV4	Hannover (Standort 2)	Süd
PV5	Lübeck (Standort 2)	Süd
PV6	Lübeck (Standort 3)	Süd
PV7	Hannover (Standort 2)	West
PV8	Hannover (Standort 2)	West

Aggregierte Lastzeitreihen in der HöS-Ebene

In der HöS-Ebene werden 28 Lastzeitreihen innerhalb Deutschlands und zwei Zeitreihen an den Übergabepunkten zu den Nachbarländern mit Hilfe des k-Means-Algorithmus' bestimmt. Eine Unterscheidung erfolgt durch den Zusatz von „exp". Alle Zeitreihen sind normiert auf eins. Sowohl Wirk- als auch Blindleistungszeitreihen liegen vor.

Erzeugungszeitreihen

Insgesamt liegen 28 Erzeugungszeitreihen für Wind, PV, BM und Wasserkraft vor, welche im SimBench-Datensatz zur Verfügung stehen. Es gibt 8 für PV, 12 für Wind, 5 für BM und 3 für Wasserkraft, die alle auf eins normiert sind. Dabei werden nur Wirkleistungsverläufe bereitgestellt. Die Blindleistungsverläufe sind abhängig vom Regelungsverfahren und werden daher dem Anwender des SimBench-Datensatzes überlassen, daher wird hier allgemein ein $\cos(\varphi)$ von 1 angenommen. Wie in Kapitel 3.5.4 beschrieben, sind die Zeitreihen geographisch unterschiedlich verortet. Die geografische Zuordnung der Zeitreihen für PV und Wind kann Tabelle 4.7 entnommen werden.



Aggregierte Erzeugung

Zusätzlich zu den Zeitreihen dezentraler Erzeugungsanlagen gibt es aggregierte Netzzeitreihen. Diese bilden die gesamte Erzeugung innerhalb eines Netzmodells ab, d.h. die Leistung, die in die überlagerte Spannungsebene eingespeist wird. Diese aggregierten Zeitreihen liegen von der NS- bis zur HS-Ebene vor, so dass es insgesamt 14 aggregierte Einspeisezeitreihen gibt.

Speicherzeitreihen

Im ersten Teil soll auf die Speicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs aus erzeugter PV-Energie eingegangen werden, im zweiten Teil auf die netzdienlich betriebenen Speicher.

Speicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs erzeugter PV-Energie
Für jeden im Netz verbauten Speicher und entsprechende Kombination aus Last- und Einspeiserzeitreihe wird eine Zeitreihe zur Verfügung gestellt. Auf weitere Zeitreihen wird verzichtet, da dies den Umfang des Datensatzes um ein Vielfaches vergrößert hätte. Wie auch im Falle der Lastzeitreihen wird der Wert auf eins normiert sowie eine Wirk- und eine Blindleistungszeitsreihe zur Verfügung gestellt. Hierbei ist noch wichtig, dass die Leistung, die am Netz ankommt, der entspricht, als wäre nur eine PV-Anlage und ein Speicher angeschlossen. Von einem Haushalt wird hierbei allerdings abstrahiert. Der Grund besteht darin, dass jeder Speicher immer in Kombination mit einer PV-Anlage am Netz angeschlossen wird. Gleichzeitig sind die Lasten aber bereits vorhanden. Eine zusätzliche Berücksichtigung würde zu einer Überschätzung der Last führen.

Netzdienlich betriebene Speicher
Gleiches wie im Falle der Speicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs gilt auch für die netzdienlich betriebenen Speicher. So werden nur die Zeitreihen der Speicher zur Verfügung gestellt, die wirklich im Netz verbaut werden. Auf alle weiteren Zeitreihen wird verzichtet. Ebenfalls hier gilt, dass der Maximalwert auf eins festgelegt wird sowie jede Speicherzeitreihe sowohl aus einem Wirk- wie auch Blindleistungsverlauf besteht.

4.1.6 Entwicklungsszenarien

In diesem Kapitel soll ein Einblick in die erzeugten Szenarien gegeben werden. Hierbei soll zum einen am Beispiel jeweils eines Netzes pro Netzebene und Szenario die jeweilige Verteilung der neuen Erzeuger und Verbraucher und somit die Veränderungen im Netz hervorgehoben werden. Zusätzlich wird gezeigt, welche Folgen diese Veränderungen im Netz mit sich bringen.

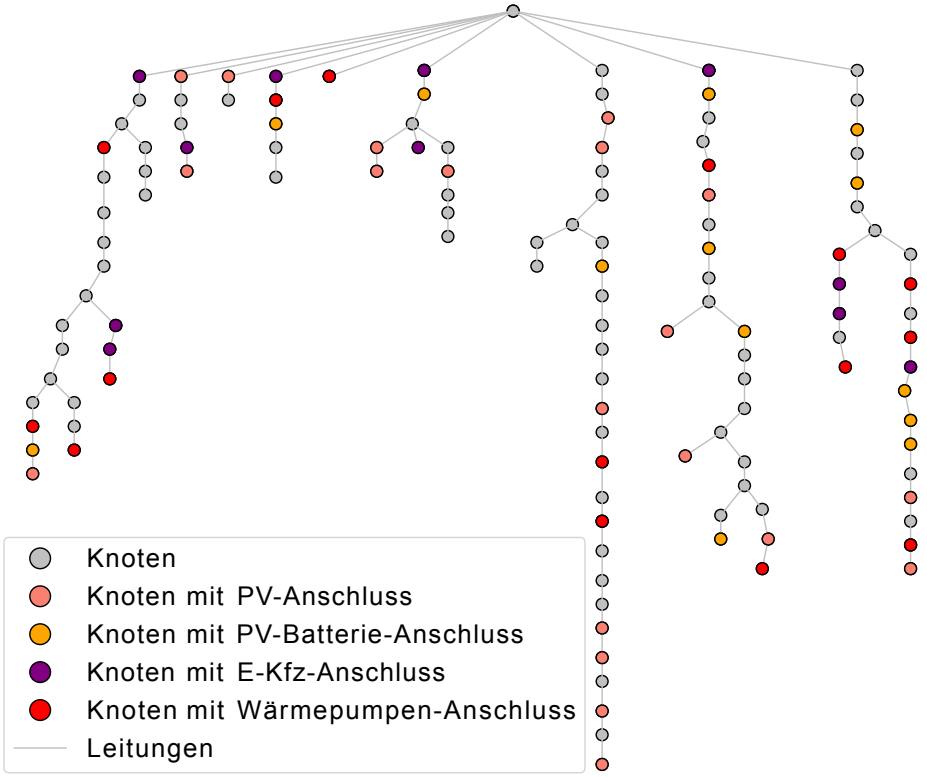


Abbildung 4.20: Darstellung des NS-Netzes LV3 im Szenario 1 für das Jahr 2024

Niederspannung

Das dritte NS-Netz sieht im Szenario 1 entsprechend Grafik 4.20 aus. An diesem Netz kann man erkennen, dass sowohl erneuerbare Erzeuger als auch neue Verbraucher massiv zunehmen. So entspricht der Anteil des Zubaus an PV-Anlagen ca. 40 % aller PV-Anlagen. Demnach hat sich nicht wie oben beschrieben der Anteil der PV-Anlagen insgesamt verdoppelt, sondern liegt etwas darunter. Das Mittel aus allen NS-Netzen liegt im Vergleich dazu bei 55 %, hat sich somit mehr als verdoppelt, was wiederum dem entspricht, was die HVN voraussagt. Im Vergleich hierzu liegt der Anteil der E-Kfz bei etwa 10 % und der der WP bei 13 %. Dies liegt weit über den Werten von 2 % und 6 %. Aber auch hier gleicht sich dieser mit den Werten aus den anderen Netzen in etwa aus. So liegt der Anteil der E-Kfz und WP aller NS-Netze bei 4,5 % bzw. 6 %, was in etwa dem entspricht, was die HVN für das Jahr 2024 voraussagt.

Das dritte NS-Netz im Szenario 2 wird in Abbildung 4.21 dargestellt. Im Falle dieses Netzes erkennt man an der Grafik, dass der Zubau von erneuerbarer DEAs und neuen Verbrauchern im Jahr 2034 im Vergleich zum Jahre 2024 um einiges geringer ausfällt als noch im Szenario 1 zum Basisszenario. Auch am prozentualen Anteil des PV-Zubaus erkennt man, dass sich der Anteil von 40 % lediglich auf 45 % erhöht hat. Im Vergleich zur HVN liegt dieser Wert weit unter den Erwartungen. Nimmt man allerdings den durchschnittlichen Wert aller Netze, so kommt man auf einen Wert von

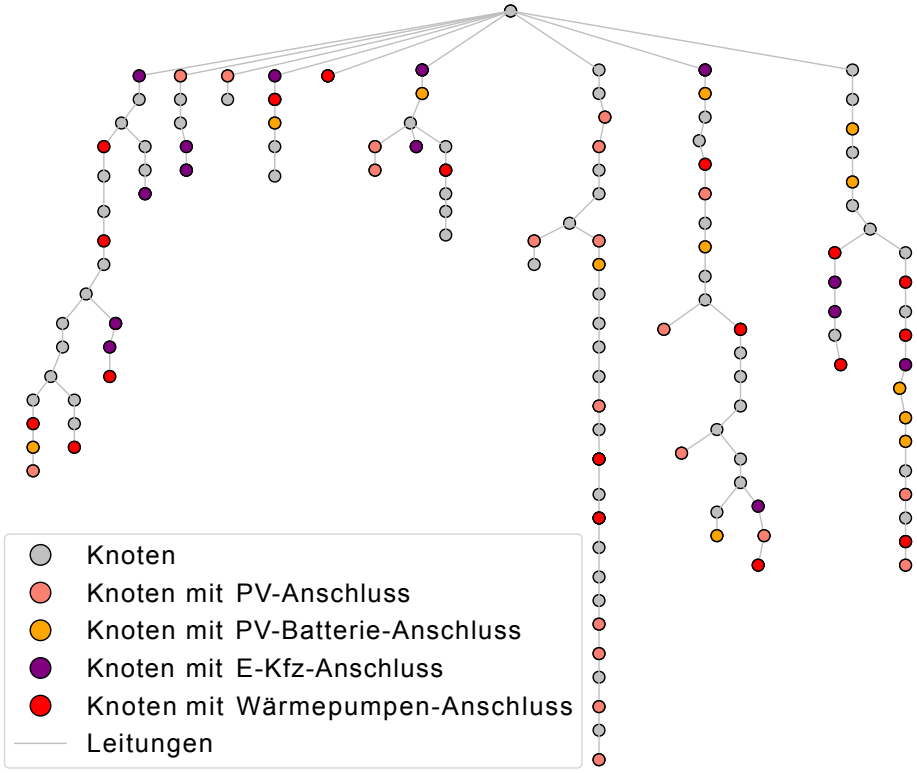


Abbildung 4.21: Darstellung des NS-Netzes LV3 im Szenario 2 für das Jahr 2034

70 %, was in etwa einer Verdreifachung des ursprünglichen Bestands entspricht. Der Anteil der E-Kfz liegt nun bei 14 % und der der WP bei 15 %. Der Anteil der E-Kfz liegt hierbei etwas unterhalb des Wertes der HVN, der der WP etwas darüber. Im Mittel über alle NS-Netze liegt der Wert der E-Kfz bei 19 %, was exakt dem entspricht, was die HVN vorhersieht. Im Falle der WP liegt dieser Wert mit 23 % sogar noch über dem des oben beschrieben Beispielnetzes, was weit über dem Wert der HVN liegt. Allerdings bezieht sich der Wert aus der HVN auf einen energetischen Gesamtanteil, im Falle der SimBench-Netze wird allerdings vom Anteil der Häuser mit WP als Referenz ausgegagen. Da in der Regel der Energiebedarf in Häusern mit WP um einiges geringer ist, führt der ermittelte Wert in den SimBench-Netzen grundsätzlich zu einer Überschätzung, weshalb diese Abweichung als akzeptabel angesehen wird.

Um die Relevanz der SimBench-Netze für Netzplanung, -betrieb und -analyse hervorzuheben, zeigt Grafik 4.22 eine Heatmap für die beiden NS-Netze im Jahr 2024 und 2034. Spannend an den beiden Netzen ist, dass im Falle dieses NS-Netzes im Jahre 2024 primär die Überspannungen (orange, rot) Probleme bereiten. So erkennt man, dass v.a. Strang eins und drei von rechts für Spannungsprobleme sorgen. In Grafik 4.23 ist zudem die Spannungsverteilung über die Abgangslänge aufgetragen. Zusätzlich sind Trafo- und Leitungsauslastung abgebildet. So ist zu erkennen, dass die Leitungen und Transformatoren eher weniger Probleme bereiten, während bei zahlrei-

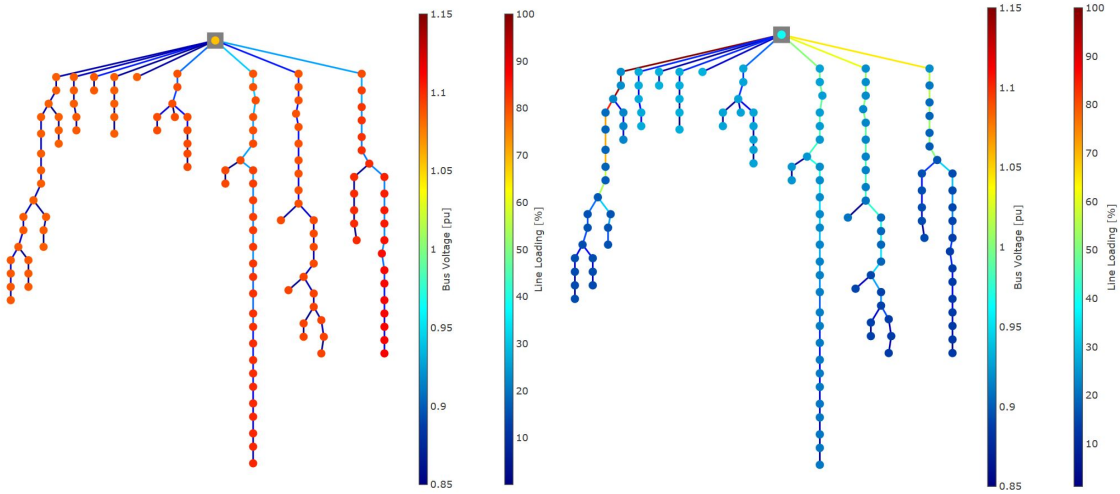


Abbildung 4.22: Darstellung des NS-Netzes LV3 mit Busspannung und Leitungsauslastung als Heatmap für die Szenarien 1 (links) und 2 (rechts)

chen Knoten die Spannungsgrenzen eindeutig überschritten werden.

Im Jahre 2034 wiederum sorgen v.a. die Unterspannungen (hellblau, blau) für Probleme, die in den ersten beiden Strängen und im letzten Strang von rechts auftreten. Anhand der Grafik 4.24 (Jahr 2034) ist zudem zu erkennen, dass noch andere Probleme im Jahr 2034 auftreten als im Jahr 2024. So weisen auch die Transformatoren und vereinzelte Leitungen massive Auslastungsprobleme auf.

Daran kann man erkennen, dass sowohl andere Stränge, Betriebsmittel als auch andere Lastfälle in den beiden Szenarien von Relevanz sind und demnach so andere Entscheidungen in Netzplanung, -betrieb und -analyse nach sich ziehen könnten, wenn man beide Szenarien in Verbindung betrachtet.

Grenzwertverletzungen gemäß den zuvor festgelegten Abbruchkriterien weisen für das Jahr 2024 die ersten drei Netze auf (15 % aller Leitungen bzw. Knoten sind überlastet oder weisen Spannungsverletzungen auf). Auch das fünfte Netz weist Grenzwertverletzungen auf, allerdings liegt der Anteil aller Verletzungen unterhalb der zuvor definiereten Abbruchkriterien. Im vierten und sechsten Netz liegen keinerlei Überschreitungen vor.
Für das Jahr 2034 sind in allen Netzen Grenzwertverletzungen feststellbar, allerdings werden nur in den ersten drei und im fünften die Abbruchkriterien erfüllt.

Mittelspannung

Das Netz, das in der Mittelspannung etwas genauer betrachtet werden soll, ist das vierte (gewerbliche) MS-Netz. Das Netz sieht im Basisszenario entsprechend Grafik 4.25 aus. Im Vergleich hierzu

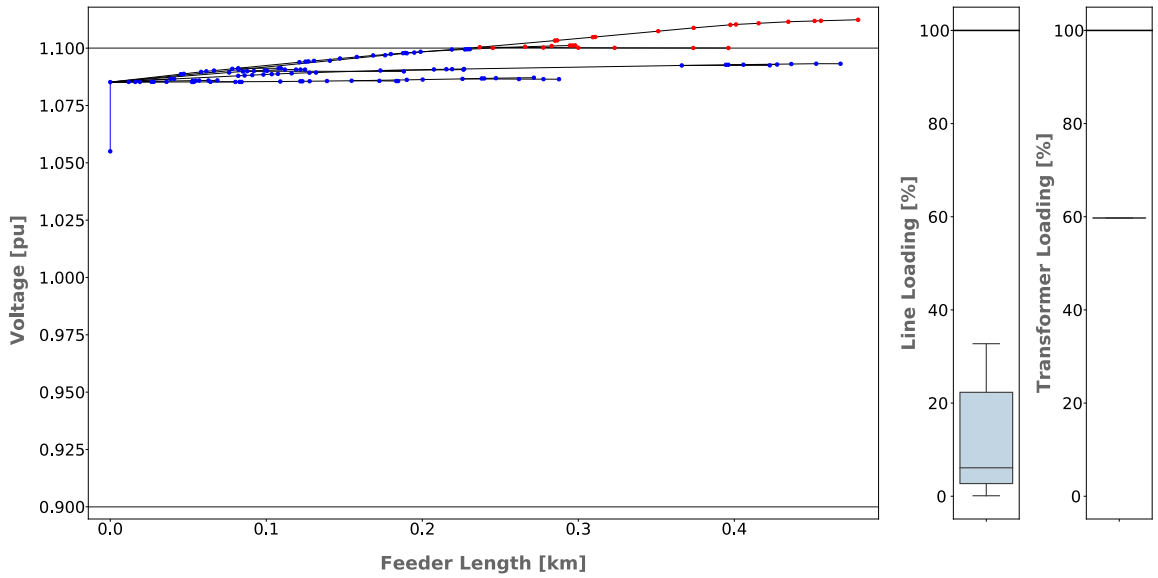


Abbildung 4.23: Grenzwertverletzungen im NS-Netz LV3 für das Szenario 1

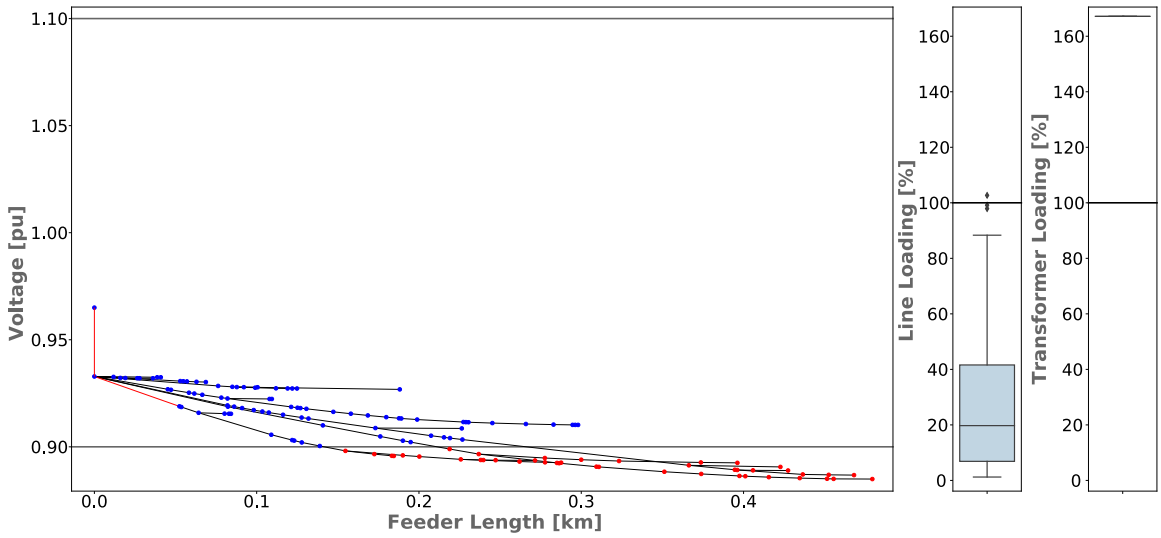


Abbildung 4.24: Grenzwertverletzungen im NS-Netz für das Szenario 2

zeigt Abbildung 4.26 das veränderte Netz der Szenarien 1 und 2 für die Jahre 2024 und 2034. Zunächst einmal ist zu erkennen, dass neue Knoten und Leitungen in den einzelnen Szenarien gelegt werden. Wie oben beschrieben, handelt es sich hierbei um in Zukunft neu ausgeschriebene Vorrangflächen für Wind und PV. Wenn die Nennleistungen der jeweiligen neuen Anlagen zuvor definierte Leistungen nicht überschreiten, erfolgt eine Anbindung an das Netz über die neu gelegten Leitungen und Knoten. Ist dies nicht der Fall, was gut an den Szenariennetzen zu erkennen ist, so erfolgt ein direkter Anschluss ans UW. Diese fiktiven neu ausgeschriebenen Vorrangflächen findet man auch im ersten und zweiten Netz, allerdings nicht im dritten. Dies ist darin begründet, dass

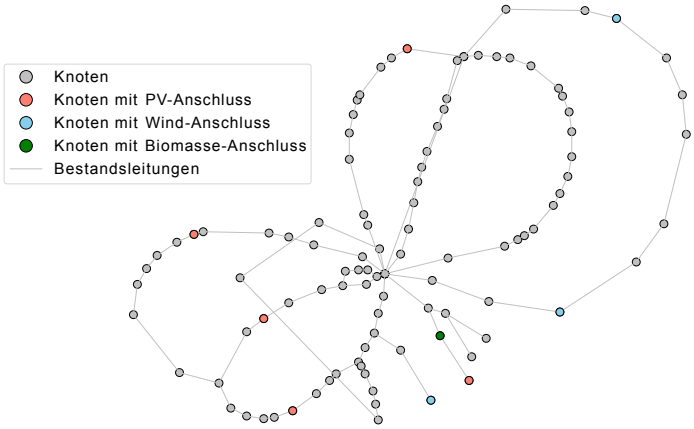


Abbildung 4.25: Darstellung des gewerblichen MS-Netz im Szenario 0

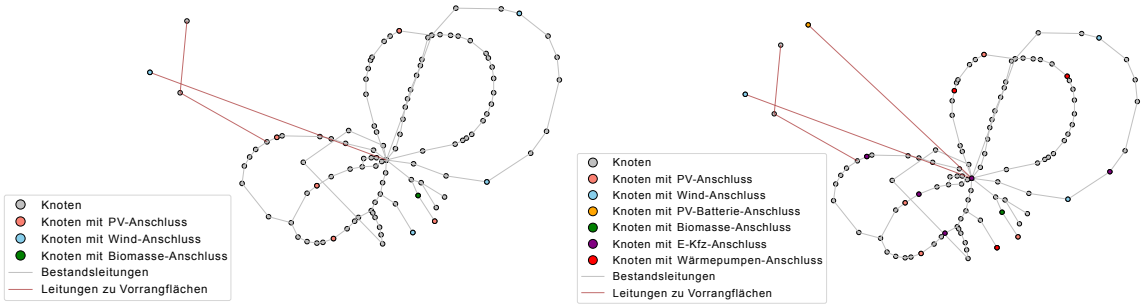


Abbildung 4.26: Darstellung des gewerblichen MS-Netz für die Szenarien 1 (links) und 2 (rechts)

es sich bei dem dritten Netz um ein städtisches Netz handelt, in dem davon ausgegangen werden kann, dass auch in Zukunft keine neuen Vorrangflächen hinzukommen werden.

Spannend an dem hier ausgewählten Beispielnetz ist, dass vom Jahr 2024 zum Jahr 2034 massiv neue Verbraucher auch in der MS hinzukommen.

Ein Vergleich mit der HVN ergibt, dass der Anteil von PV im Jahr 2024 bei ca. 56 % liegt und sich somit mehr als verdoppelt und im Jahr 2034 mit 76 % im Schnitt mehr als verdreifacht. Damit liegen die Ergebnisse nah an denen der HVN. Der Zubauanteil der Windanlagen im Jahr 2024 liegt bei lediglich 38 % und damit weit unter den Vorhersagen der HVN. Dies liegt aber auch daran, dass in dem städtischen MS-Netz keinerlei Windkraftanlagen verbaut werden und somit das Ergebnis stark nach unten verzerrt. Im Falle des Szenario 2034 kommt der Anteil der Windkraftanlagen somit im Schnitt auch nicht über 43 %. Der Anteil der Verbraucher wird hier nicht weiter untersucht, da dieser primär durch die NS beeinflusst wird, weshalb auf eine nähere Betrachtung an dieser Stelle verzichtet wird.

In Szenario 1 weisen nur das erste und zweite Netz Probleme auf. Erst im Szenario 2 kommt es auch zu Problemen im vierten Netz. Das dritte Netz weist zu keinem Zeitpunkt Probleme auf.

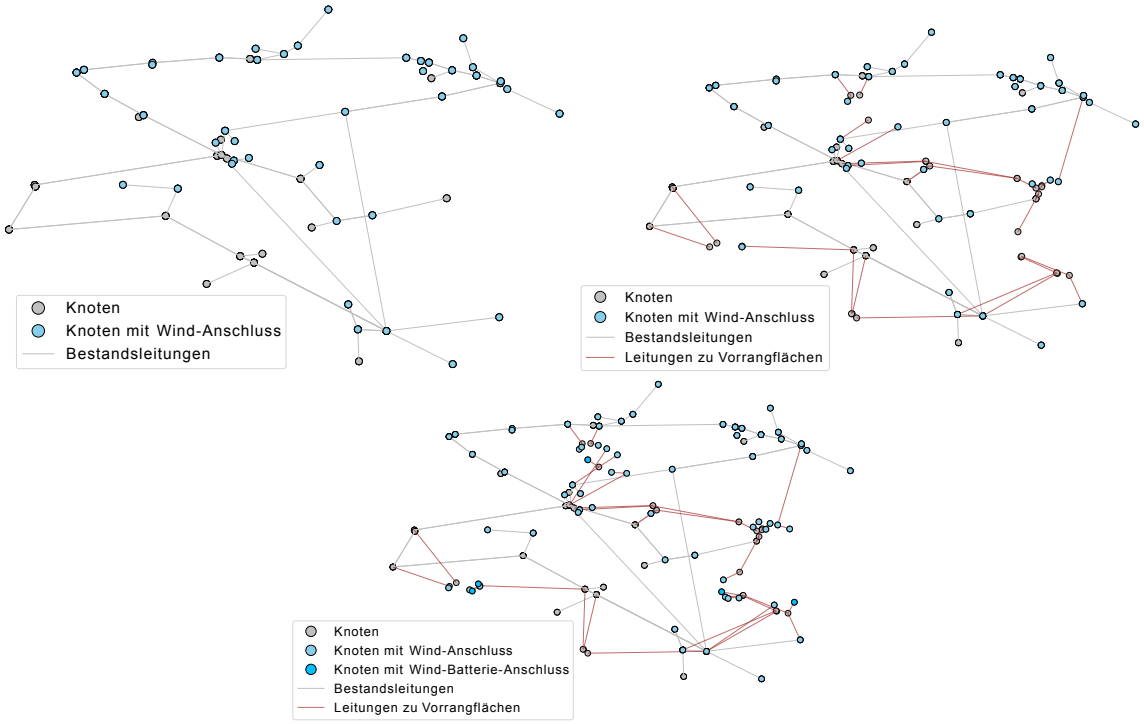


Abbildung 4.27: Darstellung des gemischten HS-Netz für die Szenarien (0: oben links, 1: oben rechts, 2: unten)

Hochspannung

In der HS soll das gemischte Netz näher betrachtet werden. Hierzu sieht man in Abbildung 4.27 die einzelnen Szenarien im direkten Vergleich.

In den Abbildungen erkennt man ähnlich wie in der MS-Ebene den Zubau auf zuvor definierten Vorrangflächen. Im Falle des HS-Netzes gibt es allerdings nur Vorrangflächen für Windkraftanlagen. Eine Besonderheit stellt darüber hinaus der Zubau von Wind-Batterien-Anlagen im Jahr 2034 dar. Der Zubau von Windkraftanlagen zwischen den Szenarien nimmt sukzessiv zu. Ein ähnliches Resultat beobachtet man auch im urbanen HS-Netz.

Insgesamt beträgt der Zubau der Windkraftanlagen im Schnitt im ersten Szenario 33 % und im zweiten Szenario 61 %. Während im Szenario 2 die Ergebnisse sehr nahe an denen der HVN liegen, sind diese um einiges geringer im ersten Szenario. Dennoch wird hier auf eine weitere Anpassung verzichtet, da bereits im Szenario 1 beide Netze überlastet sind und aufgrund der geeigneten Wahl in den anderen Netzebenen die Abbruchkriterien zur Vereinfachung auch in der HS beibehaltet werden.

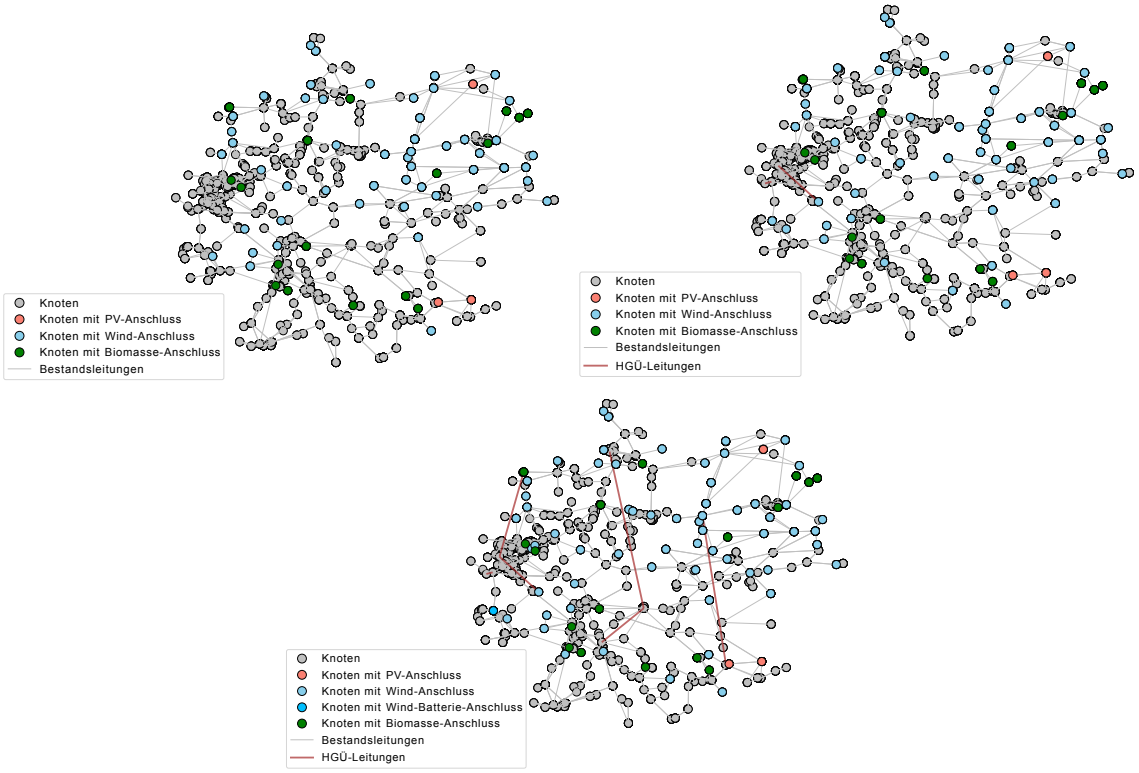
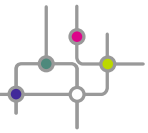


Abbildung 4.28: Darstellung des HöS-Netz für die Szenarien (0: oben links, 1: oben rechts, 2: unten)

Höchstspannung

Das HöS-Netz weist bereits im Grundzustand Anschlüsse zu PV-, Wind- und BM-Anlagen auf. Abbildung 4.28 zeigt das Netz in den drei verschiedenen Szenarien. Insbesondere der Ausbau der HGÜ-Leitungen ist eindeutig zu erkennen. Wie in Kapitel 4.1.1 bereits erwähnt, fließt hierüber zum jetzigen Zeitpunkt allerdings keinerlei Leistung. Allein die Topologie, der Zeitpunkt des Ausbaus und somit der Anschlusspunkt der HGÜs soll in den Szenarien erfasst sein, um Untersuchungen in diesem Bereich vergleichbar zu machen.

Im Norden Deutschlands kommen weitere Windparks hinzu. Zusätzlich wird auch im Szenario 2 ein Windpark mit Batterie angeschlossen, wobei hier nicht auf den NEP zurückgegriffen, sondern dies als Annahme/Vorgabe in das Netz mit eingegliedert wird. Momentan sind für die einzelnen Windparks die aus dem NEP zu erwartenden Scheinleistungen hinterlegt. Für Wirk- und Blindleistung wiederum wird ein Wert von Null angenommen. Da in den Netzberechnungstools auf die Wirk- und Blindleistungswerte zurückgegriffen und die Scheinleistung i.d.R. nur vollständigkeitshalber mit aufgeführt wird, werden die installierten Windparks momentan nicht berücksichtigt. Allerdings können diese bei Bedarf zugeschaltet werden, indem die Scheinleistung in Wirk- und Blindleistungswerte umgerechnet wird.



Alle restlichen Szenarienentwicklungen, die im NEP erfasst sind, sind im SimBench-Netz nicht abgebildet und werden daher ignoriert.

4.2 Eindeutige Bezeichnung von Netzen und Netzkombinationen mithilfe des SimBench-Codes

Die SimBench-Netze wurden so erzeugt, dass die Netzebenen miteinander kompatibel sind, sodass eine gleichzeitige, detaillierte Betrachtung und Simulation spannungsebenenübergreifend möglich ist. Die Vielzahl denkbarer, spannungsebenenübreifender Netzkombinationen führt, wie die Bereitstellung von Entwicklungsszenarien, jedoch zu einer erhöhten Variantenanzahl der Netzdaten innerhalb des SimBench-Datensatz. Um hierbei die Übersicht zu behalten, wird ein SimBench-Code eingeführt. Dieser bezeichnet transparent und eindeutig, welches SimBench-Netz oder welche Netzkombination aus dem SimBench-Datensatz in welcher Variante betrachtet wird. Um den SimBench-Code in Kapitel 4.2.3 näher zu erläutern, wird zunächst ein Spannungsebenenübergang in SimBench mit dem Stand der Technik verglichen (Kapitel 4.2.1) und anschließend in der in SimBench verwendete „subnet“-Parameter erklärt (Kapitel 4.2.2).

4.2.1 Modellierungsprinzip beim Spannungsebenenübergang

Um die Verschaltung zweier Spannungsebenen näher zu erläutern, stellt Abbildung 4.29 (links) das Prinzip eines MS-NS-Übergangs dar. Stand der Technik bei der Modellierung und Simulation nur einer von beiden Spannungsebenen ist, dass die nicht detailliert modellierte Spannungsebene durch äquivalente Elemente nachgebildet wird. Solche Äquivalente sind für Netze nachgelagerter Spannungsebenen, in diesem Fall der NS-Ebene, typischerweise konstante PQ-Einspeisungen oder -Ausspeisungen. Dies bedeutet meist, dass anstatt des Transformators und des daran angeschlossenen NS-Netzes eine Last an die MS-Sammelschiene angeschlossen wird, welche die Lasten und Einspeisungen des NS-Netzes zusammenfasst.

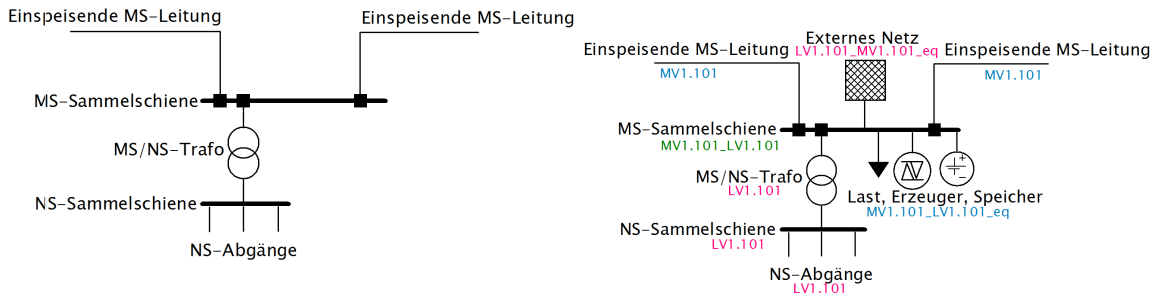


Abbildung 4.29: Prinzipdarstellung eines MS-NS-Übergangs (links) sowie inklusive aller äquivalenter Elemente und Angabe des „subnet“-Parameters (rechts)

In SimBench wird dies detaillierter abgebildet, indem Last, Erzeugung und Speicher getrennt modelliert werden. Dies ermöglicht eine getrennte Skalierung der Leistungswerte für Berechnungsfälle oder Zeitreihen.
Als Äquivalent für Netze vorgelagerter Spannungsebenen, hier der MS-Ebene, wird normalerweise ein slack-Element anstatt der einspeisenden Leitungen angeschlossen, welches durch eine vorgegebene Spannung (Winkel und Betrag) den Leistungshaushalt des Netzes vollständig ausgleicht. Der SimBench-Datensatz umfasst daher sowohl die zusammengeschlossenen Netzdaten aller Spannungsebenen, als auch die äquivalenten Elemente, welche benötigt werden, wenn benachbarte Spannungsebenen nicht vollständig detailliert, sondern durch Randnetzmodelle berücksichtigt werden sollen. Abbildung 4.29 (rechts) zeigt die so benötigte Menge an Elementen eines MS-NS-Übergangs.

4.2.2 Subnet-Parameter

Jedes Element im SimBench-Datensatz enthält Information zum Parameter „subnet“. Subnet gibt an, zu welchem Netz ein Element innerhalb des Gesamtzdatensatzes gehört und erhöht dadurch die Übersichtlichkeit des Datensatzes. Anhand des im folgenden Kapitel 4.2.3 näher beschriebenen SimBench-Codes kann der Anwender ein Netz oder eine Netzkombination eindeutig auswählen. Im SimBench-Code findet sich die Nummerierung aus subnet wieder und anhand von subnet lässt sich die Auswahl treffen, welche Elemente zum vom Anwender ausgewählten Netz gehören. Wird beispielsweise das Netz mit der subnet-Bezeichnung „MV1.101“ gewählt, werden alle Elemente berücksichtigt, deren subnet mit „MV1.101“ startet. Im Falle von Knoten müssen auch solche berücksichtigt werden, bei denen „MV1.101“ nach dem Separator „_“ vorkommt. Denn dies sind Randknoten, die sowohl zum Netz MV1.101 gehören, als auch zum angrenzenden Netz. Es werden also alle Elemente verwendet, deren subnet-Bezeichnungen in Abbildung 4.29 (rechts) blau oder grün markiert sind. Soll nur das Netz „LV1.101“ betrachtet werden, sind die pink und grün markierten Element relevant. Sollen beide Spannungsebenen gemeinsam betrachtet werden, sind alle Element zu berücksichtigen, deren subnet mit einem der beiden Netzbezeichnungen startet. Äquivalente Elemente, die jedoch beide Netzbezeichnungen enthalten und auf „_eq“ enden, müssen aus dieser Auswahl jedoch wieder herausgenommen werden.

Nachfolgende Einrückung erklärt den Aufbau einer subnet-Bezeichnung. Sie besteht aus drei Teilen, wobei der letzte Teil sowie die Abgrenzung durch den Punkt für die HöS und HS entfallen.

subnet (allgemein): $sn_1 sn_2 . sn_3$

subnet (Beispiel 1): HV2

subnet (Beispiel 2): MV3.201

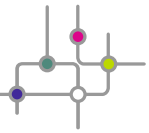


Tabelle 4.8: Erklärung der Teile des „subnet“-Parameters

subnet-Teil	Erklärung	Mögliche Inhalte	Beispiel 1	Beispiel 2
sn_1	Spannungsebene	{ EHV, HV, MV, LV }	HV	MV
sn_2	Nummer des Netztyps	$\mathbb{N}_{\leq x} \vert x = \begin{cases} 1, & sn_1 = \text{EHV} \\ 2, & sn_1 = \text{HV} \\ 4, & sn_1 = \text{MV} \\ 6, & sn_1 = \text{LV} \end{cases}$	2	3
sn_3	Durchnummerierung von MS- und NS-Netzen	Beginn der Nummerierung bei $1 + 100 \cdot sn_{2,vorgelagertes\,Netz}$		201

Die drei einzelnen Teile sn_1, sn_2 und sn_3 sind in Tabelle 4.8 erörtert. Das SimBench-HöS-Netz und die beiden HS-Netze kommen im Datensatz je nur einmal vor, sodass die Geo-Referenzen einen Bezug zu realen Gebieten Deutschlands haben können. Die SimBench-MS-Netze und NS-Netze werden hingegen mehrfach an die vorgelagerte Spannungsebene angeschlossen. Um solch gleiche MS- und NS-Netze eindeutigen unterscheiden zu können, wird die subnet-Bezeichnung durchnummeriert. Sie starten jeweils bei 1 addiert mit der Nummer des vorgelagerten Netztyps, welche mit 100 multipliziert wurde. Das heißt, das subnet der MS-Netze, die an das erste HS-Netz (mixed) angeschlossen sind, enden auf 101, 102, …An das zweite HS-Netz (urban) angeschlossene MS-Netze werden mit 201, 202, …durchnummeriert. Somit kann am subnet der Typ des Netzes abgelesen (sn_2) werden sowie im Falle der MS- und NS-Netze auch der Typ des vorgelagerten Netzes (erste Ziffer in sn_3). In welcher Reihenfolge die verschiedenen Netztypen der verschiedenen Spannungsebenen durchnummeriert werden und die Ziffern in sn_2 und sn_3 damit entsprechen, lässt sich anhand der Kürzel (sn_1 und sn_2) in Tabelle 4.1 ablesen.

4.2.3 SimBench-Code

Durch die eindeutige Bezeichnung einer Auswahl eines Netzes oder einer Netzkombination aus dem gesamten SimBench-Datensatz mithilfe des sogenannten SimBench-Codes kann einfach und knapp, vollständig transparent und nachvollziehbar gemacht werden, welcher Datensatz verwendet wird. Der SimBench-Code besteht aus sechs Bestandteilen, die durch „-“ separiert werden. Der folgende Ausdruck bezeichnet die Bestandteile, die in Tabelle 4.9 erklärt werden, und gibt einen beispielhaften Code an:

SimBench-Code (allgemein): $code_1 - code_2 - code_3 - code_4 - code_5 - code_6$

SimBench-Code (Beispiel): 1 – MVLV – rural – 2.107 – 0 – sw

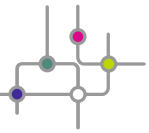
Durch die Kombination von Netzen verschiedener Spannungsebenen ergibt sich eine sehr große

Tabelle 4.9: Erklärung der Teile des „subnet“-Parameters

Code-Teil	Erklärung	Mögliche Inhalte	Beispiel
$code_1$	SimBench-Version	1	1
$code_2$	Ausgewählte Spannungsebenen	{ EHV, HV, MV, LV, EHVHV, HVMV, MVLV }	MVLV
$code_3$	Urbanisierungscharakter der höchsten ausgewählten Spannungsebene	{mixed} $code_2 \in$ {EHV, EHVHV} {mixed, urban} $code_2 \in$ {HV, HVMV} {rural, semiurb, urban, comm} $code_2 \in$ {MV, MVLV} {rural1, rural2, rural3, semiurb4, semiurb5, urban6} $code_2 \in$ {LV}	rural
$code_4$	Subnet-Nummer des nachgelagerten Netz	sn_2 $code_2 \in$ {EHV, HV, MV, LV} sn_2 $code_2 \in$ {EHVHV} $sn_2.sn_3$ $code_2 \in$ {HVMV, MVLV}	2.107
$code_5$	Ausgewähltes Entwicklungsszenario	{ 0, 1, 2 } $\hat{=}$ { „heute“, „morgen“, „übermorgen“ }	0
$code_6$	Schalterrepräsentation	{ sw, no_sw } $\hat{=}$ { vollständig, nur offene Leitungs- und Transformator-Schalter }	sw

Anzahl an denkbaren Kombinationen. Da alle Netze außerdem in drei Entwicklungsszenarien sowie zwei unterschiedlich umfangreichen Schalterrepräsentationen vorliegen, erhöht sich diese Anzahl weiter um den Faktor $3 \cdot 2 = 6$. Bei einer sehr hohen Anzahl verschiedener Netzdaten ist jedoch zu befürchten, dass Vergleiche von Simulationsergebnissen oft nicht möglich sind, weil aus dieser Vielzahl von Netzkombinationen unterschiedliche ausgewählt werden. Die Netzkombinationen, die als am relevantesten angenommen wurden, werden mit SimBench-Codes versehen. Dazu zählen Netzkombinationen in denen bis zu zwei Spannungsebenen detailliert modelliert sind. Weiter sind nur zwei Anzahlen von detailliert modellierten, nachgelagerten Netzen vorgesehen: Entweder wird *ein* nachgelagert angeschlossenes Netz oder es werden *alle* nachgelagert angeschlossenen Netze detailliert abgebildet. Außerdem sind für den ersten Fall, dass *ein* nachgelagertes Netz detailliert modelliert werden soll, drei Netze, die verschiedenen Typs sind und an unterschiedlichen Positionen des vorgelagerten Netzes angeschlossen sind, für die Menge der SimBench-Codes vorausgewählt. Dies sei kurz am Beispiel des ländlichen MS-Netzes des obigen Codes „1-MVLV-rural-2.107-0-sw“ verdeutlicht.

An dem vorliegenden MS-Netz sind 90 NS-Netze angeschlossen, sodass die Möglichkeit zur Auswahl aus 90 verschiedenen NS-Netzen für eine detaillierte Abbildung besteht. Durch unterschiedliche Auswahl der detailliert abzubildenden NS-Netze existieren allein für dieses eine MS-Netz



$2^{90} - 1 \approx 1{,}24 \cdot 10^{27}$ verschiedene Kombinationen mit der NS-Ebene. Zur Beschränkung dieser kombinatorisch möglichen Anzahl wurden daraus nur die detaillierte Abbildung einer der drei NS-Netze 1.108, 2.107 und 4.101 sowie aller NS-Netze als relevant eingeschätzt. Mithilfe dieser Beschränkungen wurde die Gesamtzahl der SimBench-Codes auf 246 reduziert. Die vollständige Liste kann in Anhang A nachvollzogen werden. Für Anwendungsfälle, in denen die Einschränkungen zu restriktiv sind, zum Beispiel, weil mehr als zwei Spannungsebenen detailliert betrachtet werden sollen, sind auch SimBench-Codes in die Liste aufgenommen worden, die die kompletten Daten umfassen ($code_2$ = complete_data) oder alle Spannungsebenen, jedoch ohne äquivalente Elemente, umfassen ($code_2$ = EHVHVMVLV).

Die Bereitstellung der SimBench-Netzdaten in zwei Varianten der Schalterrepräsentation ist ein zusätzlicher Beitrag zu Erhöhung der Nutzerfreundlichkeit und ist folgendermaßen begründet. Im SimBench-CSV-Format werden alle Schalter als Knoten-Knoten-Schalter modelliert. Dies führt dazu, dass zwischen Kantenelementen, wie Leitungen oder Transformatoren, die mittels Schalter an Sammelschienen angeschlossen sind, Knoten des Typs „auxiliary“ eingefügt sind. Die Kantenelemente sind an diese Hilfsknoten angeschlossen, die durch Schalter mit den Sammelschienen verbunden sind. Dies hat zum Vorteil, dass auch Netzberechnungsprogramme mit dem Datensatz umgehen können, die keine Modellierung von Schaltern an Kantenelementen unterstützen. Jedoch entstehen dadurch Hilfsknoten, die die Übersichtlichkeit der Daten deutlich einschränkt. Da einige Anwendungsfälle Schalterkonfigurationen nicht berücksichtigen, kann in diesen Fällen die Variante „no_sw“ ausgewählt werden, in der alle Knoten, die durch geschlossenen Schalter verbunden sind, starr angeschlossen sind und die Anzahl an (Hilfs-) Knoten zur Erhöhung der Übersichtlichkeit und, je nach Algorithmus, auch zu einer Beschleunigung von Simulationen reduziert ist.

4.3 Datenformat und Erreichbarkeit

Der SimBench-Datensatz wird über die SimBench-Homepage (www.simbench.de) bereitgestellt und kann dort heruntergeladen werden. Dort liegen nicht nur die einzelnen Netzmodelle der jeweiligen Spannungsebenen bereit, sondern auch festgelegte Kombinationen, d.h. spannungsebenenübergreifende Netzmodelle. Damit die SimBench-Daten verständlich, übersichtlich und unabhängig von spezifischen Softwaretools sind, wird ein auf CSV-Tabellen beruhendes Datenformat verwendet. Das CSV-Format wurde ausgewählt, da es ein relativ einfaches und zudem offenes Datenformat darstellt und in unterschiedlichen Softwaretools verarbeitet und genutzt werden kann. Im Folgenden wird das für SimBench erarbeitete Datenformat vorgestellt und anschließend beschrieben, wie der Datensatz bezogen werden kann. Bei der Auswahl des Netzmodells hilft eine in die Website integrierte GUI, welche hier ebenso beschrieben wird.

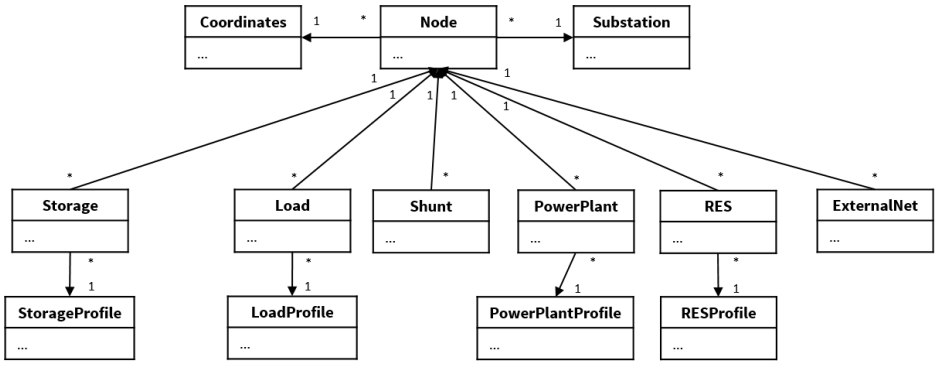


Abbildung 4.30: Fremdbeziehungen der Knoten und Querelemente des SimBench-CSV-Formats

4.3.1 Datenformat

Der vollständige SimBench-Datensatz, d.h. einzelne Netzmodelle der verschiedenen Spannungsebenen sowie definierte Kombinationen daraus sowie Zeitreihen und Daten von Betriebsmitteltypen, wird in Form von CSV-Dateien bereitgestellt. Darüber hinaus werden die einzelnen Netzmodelle auch direkt für die Softwaretools PowerFactory [1], Integral [2] und `pandapower` [3] zum Download bereitgestellt. Die Kombinationen aus den einzelnen Netzmodellen lassen sich über Konverter, welche ebenfalls bereitgestellt werden, in Integral oder PowerFactory importieren. Für `pandapower` steht bereits der vollständige Datensatz, d.h. auch die Netzmodell-Kombinationen, durch das Python-Paket „simbench“ zur Verfügung (via GitHub oder PyPI). Wie die Konverter für Integral und PowerFactory zu nutzen sind und wie die Netzmodelle in `pandapower` geöffnet und genutzt werden können ist im Anhang C beschrieben.

Im Folgenden werden die einzelnen CSV-Tabellen des SimBench-Formats detailliert beschrieben. Die Datenstruktur verfolgt dabei einen objektorientierten Ansatz. So werden die Bestandteile des Datensatzes als einzelne Objekte mit Attributen betrachtet, d.h. alle betrachtete Elemente eines elektrischen Netzes werden in je einer Tabelle beschrieben. Dabei erfolgt die Datenhaltung in einem zeilenorientierten, relationalen Datenbankformat, d.h. jede Zeile entspricht einem Objekt und jede Spalte enthält ein Attribut dieses Objekts. Weiterhin gibt es Type- und Profile-Tabellen. In den Type-Tabellen werden detaillierte Parameter einer Gruppe von Anlagen beschrieben, z.B. Leitungstypen, während in Profile-Tabellen zeitabhängige Skalierungsfaktoren enthalten sind. Weiterhin gelten folgende Konventionen und Annahmen:

- Spannungen sind als Außenleiterspannung, dreiphasig und symmetrisch angegnommen
- Ströme werden als Strangströme angenommen
- Leistungswerte sind 3-phasig angegeben
- Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz

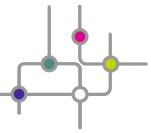


Tabelle 4.10: Übersicht der Tabellen des SimBench-Datenformats

Element-klasse	Zählpfeil-system	Element	Typ	Zeitprofil	Weiteres
Knoten		Node			
Querzweige	Erzeuger	ExternalNet			
		Powerplant		PowerPlant-Profile	
		RES		RESProfile	
	Verbraucher	Load		LoadProfile	
		Storage		StorageProfile	
		Shunt			
Kanten		Line	LineType		
			DCLineType		
		Transformer	Transformer-Type		
		Transfor-mer3W	Transfor-mer3WType		
		Switch			
Weiteres					Measurement
					Substation
					Coordinates

Eine Übersicht der Tabellen des SimBench-Datenformats ist in Tabelle 4.10 dargestellt. Die Fremdbeziehungen der Knoten und Querelemente sind in Abbildung 4.30 dargestellt. Dabei wird anhand der Einsen ersichtlich, dass die Querelemente nur mit einem Knoten verbunden sein können. Weiterhin können Querelemente, z.B. Lasten, eine Zeitabhängigkeit in Form einer Zeitreihe aufweisen. Zusätzlich sind auch Koordinaten und Umspannanlagen den Knoten zugeordnet. Hierbei dienen Koordinaten und Umspannanlagen dem Nutzer zur vereinfachten Übersicht und Organisation der Daten. In verschiedenen Softwaretools, wie PowerFactory, können diese Zuordnungen ebenfalls eine verbesserte Organisation bedeuten.

Die Fremdenbeziehungen der Kantenelemente zu den Knoten sind ähnlich wie bei den Querelementen, bis auf den Unterschied, dass Kantenelemente zwei Verbindungen zu Knoten haben. Einigen Kantenelementen werden Typen zugeordnet. Neben Knoten können auch Transformatoren und Schalter einer Umspannanlage zugeordnet werden. Messgeräte können sowohl an Knoten als auch Leitungen oder Transformatoren positioniert sein und stehen daher mit diesen Elementen in Beziehung.

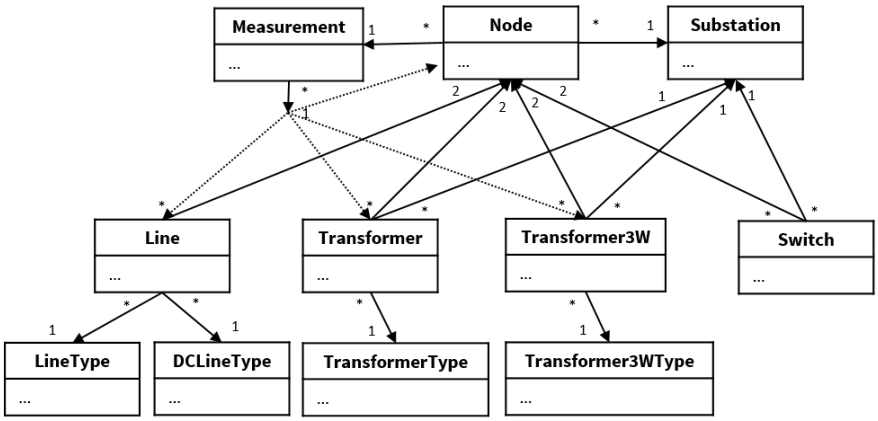


Abbildung 4.31: Fremdbeziehungen der Kantenelemente des SimBench-CSV-Formats

Tabelle 4.11: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Node“

Node	Beispiel	Einheit
id:Varchar	EHV_Bus_850	-
type: Varchar	double busbar	-
vmSetp: Float	1.0	p.u.
vaSetp: Float	0.0	°
vmR: Float	220	kV
vmMin: Float	0.9	p.u.
vmMax: Float	1.1	p.u.
substation: Varchar	EHV_HV_substation_4	-
coordID: Varchar	coord_4559	-
subnet: Varchar	EHV1_HV2	-
voltLvl: Int	1	-

Knoten

Der Aufbau der Modellklasse „Node“ ist Tabelle 4.11 zu entnehmen. Hierin bedeuten:

- vmSetp: voltage magnitude setpoint (Sollwert)
- vaSetp: voltage angle setpoint
- vmR: voltage magnitude rated (Nennspannung)

Die Tabellen 4.12 und 4.13 stellen den Aufbau der Klassen „Substation“ und „Coordinates“ dar. Die Klasse „Substation“ dient dabei mehr als Organisations-Klasse, welche hilfreich für die Übersicht in Softwaretools sein kann. So können in PowerFactory beispielsweise Knoten anhand der „Substation“ gefiltert werden. Als Koordinatensystem wird das World Geodetic System 1984 (WGS 84) verwendet, sodass für die HS- und HöS-Netzmodelle reale georeferenzierte Koordinaten hinterlegt sind. Da die Netzmodelle der MS- und NS-Ebene synthetisch und unabhängig von einer geo-

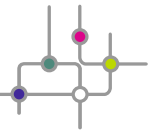


Tabelle 4.12: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Substation“

Substation	Beispiel	Einheit
id:Varchar	EHV_HV_substation_4	-
subnet: Varchar	EHV1_HV2	-
voltLvl: Int	1	-

Tabelle 4.13: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Coordinates“

Coordinates	Beispiel	Einheit
id:Varchar	Coord_1	-
x: Float	9.75309	-
y: Float	52.399	-
subnet: Varchar	HV2_MV1.201	-
voltLvl: Int	3	-

grafischen Lage sind, werden hierfür synthetische Koordinaten verwendet, welche sich an den Knoten der überlagerten HS-Ebene orientieren.

Querelemente

Tabelle 4.14 zeigt den Aufbau von „ExternalNet“-Klassen. Hierbei bedeutet:

- calc_type: Art der Kalkulation in einer Lastflussberechnung
- dspf: „distributed slack participation factor“
- pExtNet, qExtNet, pWardShunt, qWardShunt, rxWard, xXWard, vmXWard: Parameter für (Extended) Ward Äquivalente

Die Möglichkeiten für den Paramter „calc_type“ sind:

- vavm: Slackknoten (Spannungsbetrag und Spannungswinkel sind vorgegeben)
- pvm: PV-Knoten
- pq: PQ-Knoten
- Ward: Ward-Äquivalent
- xWard: Erweitertes Ward-Äquivalent

Tabelle 4.14: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „ExternalNet“

ExternalNet	Beispiel	Einheit
id: Varchar	EHV Ext_grid 5	-
node: Varchar	EHV Bus 849	-
calc_type: Varchar	vavm	-
dspf: Float	1.0	p.u.
pExtNet: Float	NULL	MW
qExtNet: Float	NULL	MVAr
pWardShunt: Float	NULL	MW
qWardShunt: Float	NULL	MVAr
rxWard: Float	NULL	Ω
xXWard: Float	NULL	Ω
vmXWard: Float	NULL	p.u.
subnet: Varchar	HV2_EHV1_eq	-
voltLvl: Int	1	-

Die Parameter „pExtNet“ und „qExtNet“ werden nur bei den Kalkulationsarten pvm, pq, Ward und xWard gesetzt. Weiterhin werden die Parameter „pWardShunt“ und „qWardShunt“ nur bei Ward und xWard berücksichtigt sowie „rxWard“, „xXWard“ und „vmXWard“ nur bei xWard.

Bei „PowerPlants“ (siehe Tabelle 4.15) beschreibt „type“ den Kraftwerkstyp, z.B. Kohle, und „profile“ die zugehörige Zeitreihe. „calc_type“ beschreibt erneut die Art der Kalkulation in einer Lastflussberechnung. Für „calc_type“ bei „PowerPlants“ bestehen die ersten drei Möglichkeiten von „ExternalNet“. Der Parameter „sR“ beschreibt generell die Nennscheinleistung von Kraftwerken, dezentralen Erzeugungsanlagen (Tabelle 4.17) und Lasten (Tabelle 4.18). Während die Parameter „pRES“ und „qRES“, die je nach Element leicht abweichend bezeichnet werden, die maximalen Leistungswerte angeben und für die Lastflussrechnung und die Bestimmung der p- und q-Werte einer Zeitreihe relevant sind, dient „sR“ lediglich als Orientierungswert und kann gegebenenfalls für Regelungsstrategien oder Szenarienerweiterung verwendet werden.

In Tabelle 4.16 ist der Aufbau der Zeitreihen aufgezeigt. Dabei sind die Modellklassen „RESProfile“, „LoadProfile“ und „StorageProfile“ analog zu „PowerPlantProfile“ aufgebaut.

Unter „RES“ (Tabelle 4.17) werden die dezentralen Erzeugungsanlagen zusammengefasst (RES = „Renewable Energy Source“). Dabei wird durch das Attribut „type“ der Typ der Anlage festgelegt, z.B. Wind oder PV.

Die Bedeutung der Parameter der Speicher aus Tabelle 4.19 ist:

- eStore: Maximale Ladekapazität in MWh
- etaStore: Wirkungsgrad

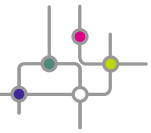


Tabelle 4.15: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „PowerPlant“

PowerPlant	Beispiel	Einheit
id: Varchar	PP_5	-
node: Varchar	Expl_12_1	-
type: Varchar	hard coal	-
profile: Varchar	coal profile 1	-
calc_type: Varchar	pvm	-
dspf: Float	0.3	-
pPP: Float	100	MW
qPP: Float	30	MVAr
sR: Float	500	MVA
pMin: Float	25	MW
pMax: Float	500	MW
qMin: Float	-100	MVAr
qMax: Float	100	MVAr
subnet: Varchar	HV2	-
voltLvl: Int	1	-

Tabelle 4.16: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „PowerPlantProfile“

PowerPlantProfile	Beispiel	Einheit
time: Varchar/date	01.01.2016 00:00:00	-
ID1: Varchar/Float	0.15	p.u.
ID2: Varchar/Float	0.2	p.u.

- sdStore: Selbstentladung in % pro Tag

Die Parameter „p0“ und „q0“ von Kompensationsanlagen aus Tabelle 4.20 beschreiben die Wirk- und Blindleistung bei Nennspannung.

Tabelle 4.17: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „RES“

RES	Beispiel	Einheit
id: Varchar	MV2 Sgen 1	-
node: Varchar	MV2 Bus 1	-
type: Varchar	PV	-
profile: Varchar	PV3	-
calc_type: Varchar	pq	-
pRES: Float	1.25	MW
qRES: Float	0.61	MVAr
sR: Float	1.7	MVA
subnet: Varchar	MV2	-
voltLvl: Int	5	-

Tabelle 4.18: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Load“

Load	Beispiel	Einheit
id: Varchar	HV2 Load 1	-
node: Varcha	HV2 Bus 2	-
profile: Varchar	mv_suburb	-
pLoad: Float	32.75	MW
qLoad: Float	12.94	MVAr
sR: Float	35.22	MVA
subnet: Varchar	HV2_MV2.201_eq	-
voltLvl: Int	3	-

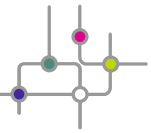


Tabelle 4.19: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Storage“

Storage	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Stor_1	-
node: Varchar	Expl_1	-
type: Varchar	Type1	-
profile: Varchar	Profile 1	-
pStor: Float	0.005	MW
qStor: Float	-0.00045	MVAr
chargeLevel: Float	85.2	%
sR: Float	0.02	MVA
eStore: Float	4.1	MWh
etaStore: Float	0.95	-
sdStore: Float	0.02	% pro Tag
pMin: Float	-0.02	MW
pMax: Float	0.02	MW
qMin: Float	-0.02	MVar
qMax: Float	0.02	MVar
subnet: Varchar	LV3	-
voltLvl: Int	7	-

Tabelle 4.20: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Shunt“

Shunt	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Shunt1	-
node: Varchar	Expl_11	-
p0: Float	-1.5	MW
q0: Float	15	MVAr
vmR: Float	20	kV
Step: Int	1	-
subnet: Varchar	MV1	-
voltLvl: Int	5	-

Kantenelemente

Im Folgenden sind die Tabellen für Kantenelemente zu finden. Das Datenformat für Leitungen wird durch Tabelle 4.21 beschrieben Leitungstypen durch Tabelle 4.22 .

In Tabelle 4.23 ist der Aufbau von DC-Leitungstypen beschrieben. Darin steht „relPLosses“ für die leistungsflussabhängigen Wirkleistungsverluste und „fixPLosses“ für die konstanten Wirkleistungsverluste.

Wie die Transformatordaten aufgebaut sind, ist in Tabelle 4.24 zu sehen. Dabei kennzeichnet „HV“ den Oberspannungs- und „LV“ den Unterspannungsknoten.

Der Aufbau der Transformatortypen ist in Tabelle 4.25 dargestellt. Zudem sind auch Dreiwicklertransformatoren berücksichtigt worden (siehe Tabelle 4.26 und 4.27), auch wenn sie im SimBench-Datensatz nicht verwendetwerden. Dies erschien für die Generierung des Benchmarkdatensatzes nicht erforderlich. Abschließend ist in Tabelle 4.28 und Tabelle 4.29 der Aufbau des Datenformats für Schalter und Messgeräte zusammengefasst.

Tabelle 4.21: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Line“

Line	Beispiel	Einheit
id: Varchar	HV2 Line 1	-
nodeA: Varchar	HV2 Bus 164	-
nodeB: Varchar	HV2 Bus 165	-
type: Varchar	Al/St_265/35	-
length: Float	4.68	km
loadingMax: Float	100	%
subnet: Varchar	HV2	-
voltLvl: Int	3	-

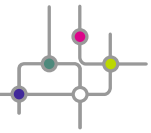


Tabelle 4.22: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „LineType“

LineType	Beispiel	Einheit
id: Varchar	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	-
r: Float	0.21	Ω/km
x: Float	0.08	Ω/km
b: Float	260.75	μS/km
iMax: Float	270	A

Tabelle 4.23: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „DCLineType“

DCLineType	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Typ_DC1	-
pDCLine: Float	0.7	MW
relPLosses: Float	1.2	%
fixPLosses: Float	0.025	MW
pMax: Float	1.2	MW
qMinA: Float	0	MVAr
qMinB: Float	0.5	MVAr
qMaxA: Float	0	MVAr
qMaxB: Float	0.5	MVAr

Tabelle 4.24: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer“

Transformer	Beispiel	Einheit
id: Varchar	HV2 Trafo 1	-
nodeHV: Varchar	EHV Bus 2992	-
nodeLV: Varchar	HV2 Bus 163	-
type: Varchar	200MVA_220/110	-
tappos: Int	0	-
autoTap: Int	1	-
autoTapSide:Varchar	LV	-
loadingMax: Float	50	%
substation: Varchar	EHV_HV_substation_4	-
subnet: Varchar	HV2	-
voltLvl: Int	2	-

Tabelle 4.25: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „TransformerType“

TransformerType	Beispiel	Einheit
id: Varchar	63 MVA 110/10 kV YNd5	-
sR: Float	63	MVA
vmHV: Float	110	kV
vmLV: Float	10	kV
va0: Float	150	°
vmImp: Float	18	%
pCu: Float	201.6	kW
pFe: Float	22	kW
iNoLoad: Float	0.04	%
tapable: Int	1	-
tapside: Varchar	hv	-
dVm: Float	1.5	p.u./Stufe
dVa: Float	0	°/Stufe
tapNeutr: Int	0	-
tapMin: Int	-9	-
tapMax: Int	9	-

Tabelle 4.26: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer3W“

Transformer3W	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Trafo1	-
nodeHV: Varchar	Expl_11	-
nodeMV: Varchar	Expl_12	-
nodeLV: Varchar	Expl_13	-
type: Varchar	Tr3WType_1	-
tapposHV: Int	5	-
tapposMV: Int	NULL	-
tapposLV: Int	NULL	-
autoTap: Int	1	-
autoTapSide: Int	LV	-
loadingMax: Float	100	%
substation: Varchar	HV2_MV3_Substation	-
subnet: Varchar	MV3	-
voltLvl: Int	3	-

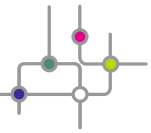


Tabelle 4.27: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer3WType“

Transformer3WType	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Tr3WType_1	-
sRHV: Float	63	MVA
sRMV: Float	40	MVA
sRLV: Float	31.5	MVA
vmHV: Float	110	kV
vmMV: Float	20	kV
vmLV: Float	10	kV
vaHVMV: Float	30	°
vaHVLV: Float	60	°
vmImpHVMV: Float	12	%
vmImpHVLV: Float	10	%
vmImpMVLV: Float	10	%
pCuHV: Float	15	kW
pCuMV: Float	15	kW
pCuLV: Float	15	kW
pFe: Float	0	kW
iNoLoad: Float	3	%
tapable: Int	1	-
tapside: Varchar	„HV“	-
dVmHV: Float	1	p.u./Stufe
dVmMV: Float	1.5	p.u./Stufe
dVmLV: Float	2.5	p.u./Stufe
dVaHV: Float	0	°/Stufe
dVaMV: Float	0	°/Stufe
dVaLV: Float	0	°/Stufe
tapNeutrHV: Int	0	-
tapNeutrMV: Int	0	-
tapNeutrLV: Int	0	-
tapMinHV: Int	-10	-
tapMinMV: Int	-5	-
tapMinLV: Int	-3	-
tapMaxHV: Int	12	-
tapMaxMV: Int	5	-
tapMaxLV: Int	10	-

Tabelle 4.28: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Switch“

Switch	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Sw_1	-
nodeA: Varchar	SampleNode1	-
nodeB: Varchar	SampleNode2	-
type: Varchar	CB	-
cond: Int	1	-
substation: Varchar	HV2_MV3_Substation	-
subnet: Varchar	MV3	-
voltLvl: Int	3	-

Tabelle 4.29: Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Measurement“

Measurement	Beispiel	Einheit
id: Varchar	Meas_1	-
element1: Varchar	HV2 Bus 6	-
element2: Varchar	NULL	-
variable: Varchar	p	p, q, i oder (o.) v
value: Float	3.5	MW, MVAr, A o. p.u.
stdDev: Float	0.01	%
Subnet: Varchar	HV2	-
voltLvl: Float	3	-

4.3.2 Datenerreichbarkeit per Website und GUI

Durch die Bereitstellung zahlreicher Netze unterschiedlicher Spannungsebenen, mehrerer Entwicklungsszenarien und spannungsebenenübergreifende Verschaltungen von Netzen, wie in Kapitel 4.2 beschrieben, sind eine Vielzahl von Netzkombinationen möglich. Um den Anwender bei der Auswahl und dem Download eines geeigneten Netzdatensatzes zu untersützten, ist eine SimBench-GUI auf der Homepage integriert. Abbildung 4.32 zeigt das Aussehen der Startseite der GUI. Im oberen Bereich gibt es die Möglichkeit per Eingabe eines SimBench-Codes und Anklicken des „direct download“-Knopfes einen Datensatz herunterzuladen. Der SimBench-Code, eingeführt in Ka-

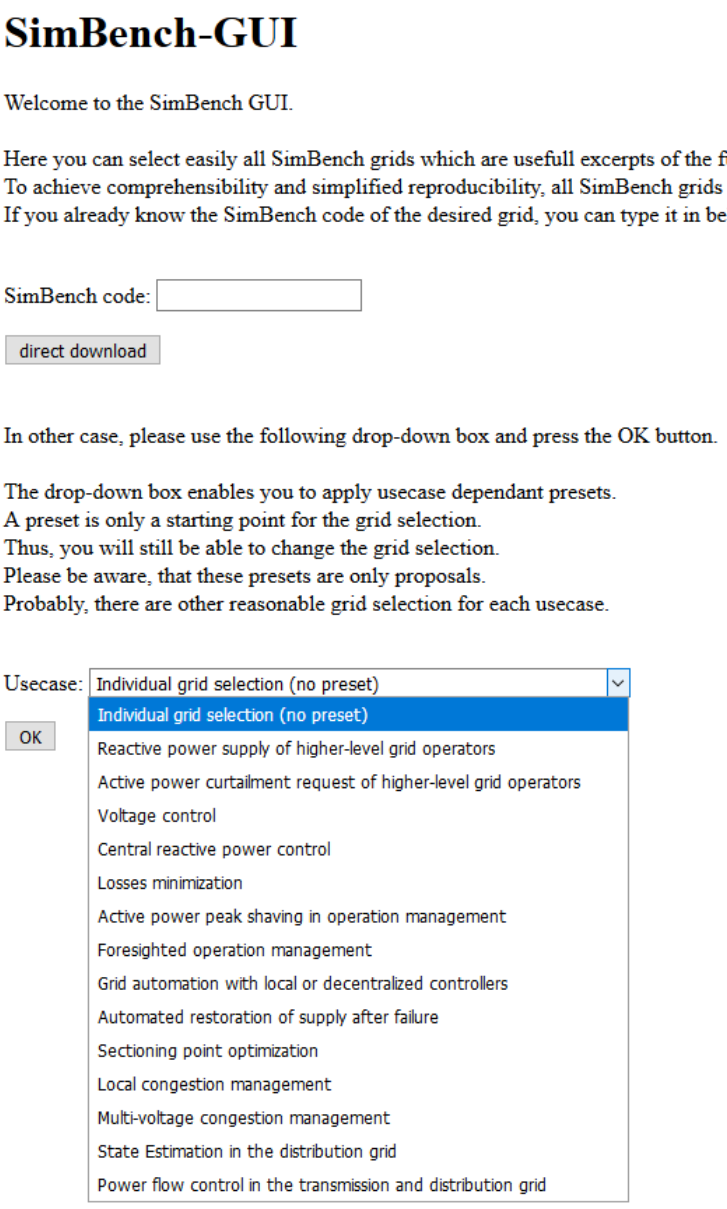


Abbildung 4.32: Auswahl einer geeigneten SimBench-Netzkombination mit Hilfe der GUI

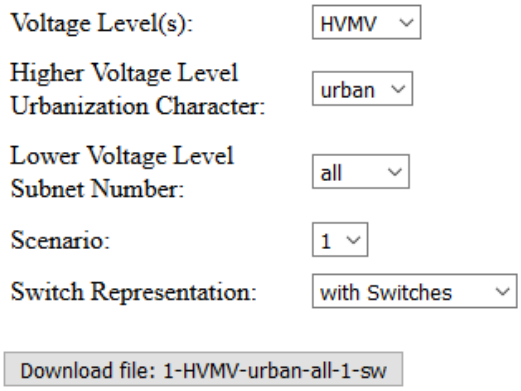
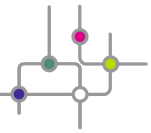


Abbildung 4.33: Parameterübersicht zur eindeutigen Identifikation eines SimBench-Netzes

pitel 4.2.3, kann dabei zum Beispiel direkt in einer Veröffentlichung angegeben sein, mit deren Ergebnisse man sein eigenes Verfahren vergleichen möchte. Der zum Download stehende Datensatz umfasst mehrerer CSV-Dateien, welche in Kapitel 4.3.1 beschrieben werden.

Alternativ zum direkten Download kann mithilfe des weiter unten angeordneten Drop-down-Menüs ein für den jeweiligen Anwendungsfall passender, vordefinierter Datensatz ausgewählt werden. Die Auswahl eines Anwendungsfalls führt durch Bestätigung des „Ok“-Knopfs zu einer weiteren Seite mit eingetragener Vorauswahl der einzelnen SimBench-Code-Bestandteile. Abbildung 4.33 zeigt diese zweite Seite der GUI. Im dargestellten Fall sind die Parameter zur Auswahl einer SimBench-Netzkombination entsprechend des Betriebsfalls „Multi-Voltage congestion management“ ausgewählt. Ohne Anpassung startet durch Bestätigung des „Download file: …“-Knopfs direkt der Download des dazugehörigen Netzdatensatzes. Alternativ können diese Parameter noch einmal überprüft und an die Bedürfnisse des Anwenders angepasst werden.

Soll keine Vorauswahl getroffen werden, besteht auch die Möglichkeit über „Individual grid selection (no preset)“, dass sich die zweite Seite ohne einen voreingestellten SimBench-Code öffnet. Einzelne Parameter können hier nun per Drop-down-Menü ausgewählt werden. Weil, wie in Kapitel 4.2.3 dargelegt, nicht alle Netzkombinationen sinnvoll sind, da einzelne Parameter voneinander abhängen, ist nicht jede Parameterauswahl möglich. So hängt der Parameter „Higher Voltage Level Urbanization Character“ von „Voltage Level(s)“ ab und „Lower Voltage Level Subnet Number“ von beiden vorgenannten Parametern. Um keine invaliden Auswahlmöglichkeiten zu erlauben, setzt beispielsweise eine Veränderung des Parameters „Higher Voltage Level Urbanization Character“ die Auswahl des Parameters „Lower Voltage Level Subnet Number“ zurück. Geht man von oben nach unten vor, werden alle Abhängigkeiten in der richtigen Reihenfolge berücksichtigt und keine Parameterauswahl wird zurückgesetzt. Der Download wird per Klick auf die untere Schaltfläche „Download file: …“ gestartet. Auf der Schaltfläche ist der aktuell ausgewählte SimBench-Code angegeben.

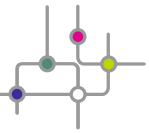


Erscheint nach Bestätigung des Download-Wunsches ein Fehlerfenster, wurden nicht alle nötigen Parameter ausgewählt. Es ist darauf zu achten, dass lediglich der Parameter „Lower Voltage Level Urbanization Character“ leer bleiben darf und dies nur in den Fällen, in denen eine einzelne Spannungsebene (EHV, HV, MV oder LV) ausgewählt ist.

Für den Fall, dass mit den Berechnungsprogrammen `pandapower` [3], PowerFactory [1] oder Integral [2] gearbeitet wird, können entweder

1. die CSV-Dateien heruntergeladen und anschließend konvertiert oder
2. bereitgestellte Modelle im Zielformat direkt heruntergeladen werden.

Für Fall 1 sei auf den Anhang C verwiesen. Für `pandapower` wird das Python-Paket „simbench“ auf GitHub empfohlen. Modelle der anderen beiden Berechnungsprogramme sind in der Liste auf der Homepage zu finden. Diese Liste umfasst auch die kompletten Datensätze mit allen vier Spannungsebenen, welche nicht über die GUI auswählbar sind.



5 Sammlung verschiedener, grundlegender Anwendungsfälle

Im Rahmen dieses Kapitels werden exemplarische Simulationsergebnisse unter Anwedung des SimBench-Datensatzes dargestellt. Dies soll zum einen ein besseres Verständnis des Datensatzes ermöglichen und dient darüber hinaus der Validierung des Datensatzes. Dazu wird in Kapitel 5.1 zunächst grundsätzlich die Notwendigkeit der Definition von planungsrelevanten Berechnungsfällen und deren Anwendung aufgezeigt. In Kapitel 5.2 werden anschließend die Lastflussergebnisse der verschiedenen Berechnungstools PowerFactory [1], Integral [2] und `pandapower` [3] für ein beispielhaft ausgewähltes Netz und einen Berechnungsfall dargestellt. Dies ermöglicht es, grundlegende Annahmen bei der Verwendung der Tools zu harmonisieren und stellt die Grundlage für alle auf Lastflussrechnungen aufbauende Anwendugunsfälle dar. In Kapitel 5.3 wird ein Vergleich zwischen der Netzplanung auf Basis definierter Berechnungsfälle und auf Basis von Jahressimulationen durchgeführt. Abschließend wird in Kapitel 5.4 am Beispiel des Anwendungsfalls der Zustandsschätzung exemplarisch ein Vergleich von angewendeten Algorithmen vorgestellt.

5.1 Definierte planungsrelevante Berechnungsfälle

Zur besseren Vergleichbarkeit und für eine erhöhte Transparenz von Ergebnissen wurden im Rahmen von SimBench einheitliche planungsrelevante Berechnungsfälle für Verteilnetze definiert [48]. Berechnungsfälle werden vor allem im Bereich der Netzplanung verwendet. Dabei werden insbesondere zwei Betriebsfälle betrachtet: der Starklastfall mit geringer Erzeugung und der Schwachlastfall mit hoher Erzeugung durch dezentrale Anlagen. In SimBench sind basierend auf diesen häufig verwendeten Betriebsfällen eigene planungsrelevante Netznutzungsfälle definiert worden, in welchen u.a. eine Unterscheidung zwischen Wind- und PV-Erzeugung erfolgt. Denn es wird davon ausgegangen, dass Wind und PV nicht immer zeitgleich den maximalen Peak aufweisen [70]. Diese Berechnungsfälle werden durch die Skalierungsfaktoren der Last- und Erzeugungsleistungen der Tabelle 5.1 und die zugehörigen Sollspannungswerte des Slacks und der Transformatoren sowie dem Leistungsfaktor der Lasten der Tabelle 5.2 beschrieben. Weil für die NS und MS andere Gleichzeitigkeiten anzunehmen sind als für die HS, sind die Skalierungsfaktoren unterschiedlich gewählt. Für die HöS wurden keine Berechnungsfälle definiert, da bereits in der Praxis überwiegend mit Zeitreihen gerechnet wird.

Tabelle 5.1: Skalierungsfaktoren der definierten, planungsrelevanten Netznutzungsfälle [48]

Abkürzung	Beschreibung der Netznutzungsfälle	Last	Erzeugung		
			Wind	PV	Andere
		p	p	p	p
hL	Starklast, geringe Erzeugung	1,00	0	0	0
n1	Starklast, geringe Erzeugung & n-1-Fall	1,00	0	0	0
hW	Starklast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung	1,00	1,00	0,80	1,00
hPV	Starklast, sehr hohe PV-Erzeugung, hohe Erzeugung	1,00	0,85	0,95	1,00
lW	Schwachlast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	1,00	0,80	1,00
lPV	Schwachlast, sehr hohe PV-Erzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	0,85	0,95	1,00

Tabelle 5.2: Spannungswerte für unterschiedlichen Spannungsebenen und Leistungsfaktoren der Lasten der planungsrelevanten Netznutzungsfälle

Netznutzungsfälle	Slack- und Transformatorsollspannung			Last
	HS	MS	NS	$\cos(\varphi)$
hL, n1, hW, hPV	1,025 pu	1,035 pu	0,965 pu	0,93 untererregt
lW, lPV		1,015 pu	1,055 pu	0,90 untererregt

Aus Gründen der Einfachheit sind für die HS keine lastfallabhängigen Spannungssollwerte für die automatische Stufenstellung festgelegt worden. Für MS und NS wird angenommen, dass diese mittels klassischer ONSs, also ohne regelbarer Ortsnetzstransformator (RONT), verbunden sind und die Spannungsgrenzen des Normalbetriebs zur guten Vergleichbarkeit für beide Spannungsebenen klar voneinander getrennt sind. Das heißt für die NS, dass davon ausgegangen werden muss, dass im vorgelagerten MS-Netz deren Spannungsgrenzen voll ausgenutzt werden und für die MS, dass jedes angeschlossene NS-Netz ihrerseits den erlaubten Spannungsbereich voll ausnutzt. Die festgelegten Spannungsgrenzen sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Darin werden auch Bereiche des Spannungsanstiegs und Spannungsabfalls der Transformatoren berücksichtigt. Das Totband des Stufenstellers des HS/MS-Transformators beträgt dabei $2\,\%$ der Nennspannung der MS. Da in der Realität keine starren, festgelegten Spannungsgrenzen an ONSs herrschen und in Tabelle 5.1 keine geringen Skalierungsfaktoren festgelegt sind, wird für die MS von einer HS/MS-Stufenregelung ausgegangen, die den Spannungssollwert auf der MS-Ebene abhängig vom Lastfall zwischen $1{,}015\,\mathrm{pu}$ und $1{,}035\,\mathrm{pu}$ variiert. Andernfalls wären strengere Anforderungen an die Netzplanung von MS-Netzen angelegt worden als üblich und nötig. Eine solche Spannungssollwertregelung kann z.B. anhand der einfachen Kennlinie in Abbildung 5.2 geschehen. In der Realität werden die Variablen der Transformator-Stufenregelung netzspezifisch gewählt. Somit liegen keine Standardwerte vor. Zudem gehören Regelungen der Betriebsführung nicht zum grundle-

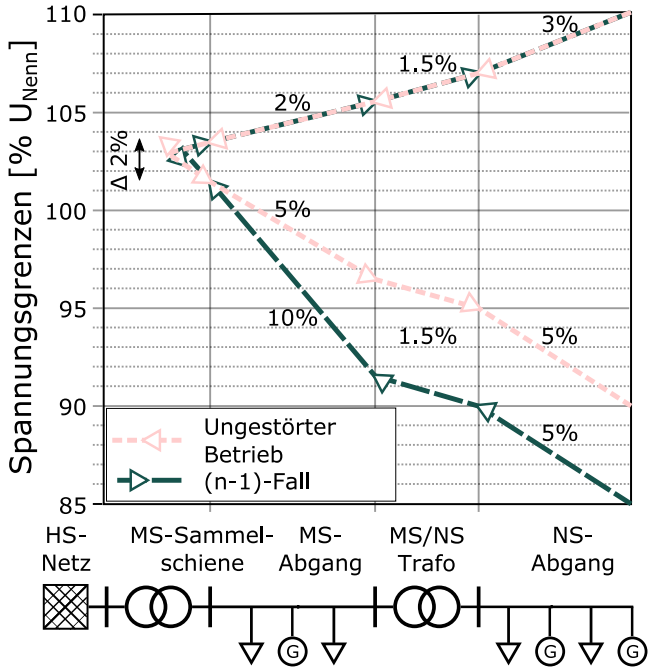


Abbildung 5.1: Spannungsgrenzen der MS und NS in Abhängigkeit des Berechnungsfalls

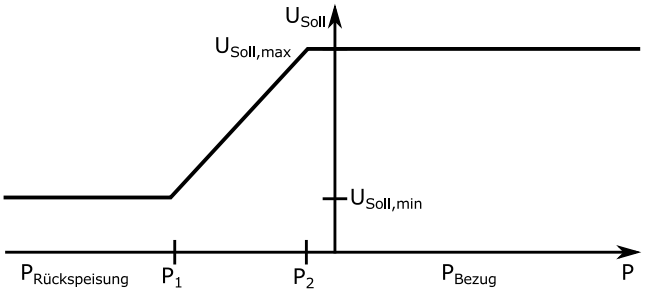


Abbildung 5.2: Kennlinie für eine einfache, beispielhafte Spannungssollwertregelung von HS/MS-Transformatorstufenschalter in Abhängigkeit des Lastfalls

genden SimBench-Datensatz, sondern fallen in den Anwenderbereich. Deshalb sind keine Wirkleistungswerte angegeben. Die Spannungssollwerte der Spannungsebenen von HS bis NS sowie Annahmen zur Blindlast sind in Tabelle 5.2 angegeben.

Im Datensatz sind Daten der definierten Berechnungsfälle in der Datei „StudyCases.csv“ enthalten. Weitere Informationen zu den definierten Berechnungsfälle sind in der Veröffentlichung [48] zu finden. Dort sind auch allgemein Informationen zu den Planungs- und Betriebsgrundsätzen enthalten, welche für die Erstellung des SimBench-Datensatzes angewendet und in Absprache mit dem Fachbeirat, bestehend aus sechs Verteilnetzbertreibern, erstellt worden sind.

5.2 Lastflussrechnung mit verschiedenen Softwaretools

Der Anwendungsfall der Lastflussrechnung mit verschiedenen Softwaretools (siehe Sim2 in Tabelle 3.3) wird in diesem Kapitel herangezogen, um beispielhafte Lastflussergebnisse zu dokumentieren und dafür getroffene Annahmen bei der Verwendung verschiedener Tools festzuhalten. Anwendern des SimBench-Datensatzes dienen diese Ergebnisse als Referenz für eigene Berechnungen mit dem Datensatz und Nutzer der drei Berechnungstools PowerFactory [1], Integral [2] und `pandapower` [3] erhalten Informationen darüber, wie diese Ergebnisse erzielt wurden.

Lastflussrechnungen sind die Grundlage für fast alle weitergehenden Anwendungsfälle. Dabei werden aus den komplexen Knotenspannungen, den Wirk- und Blindleistungseinpeisungen sowie den Stufenstellungen der Transformatoren Leistungsflüsse über die Zweige ermittelt [71]. Die hier vorgestellten Ergebnisse basieren auf dem vorwiegend städtischen Netzmodell mit dem SimBench-Code „1-HV-urban--0-sw“ und dem Berechnungsfall Schwachlast-Starkwind „lW“. In Abbildung 5.3 ist eine Übersicht über die Verteilung der Leitungsauslastung sowie der Spannungen an den Knoten dargestellt. Die vollständigen Knoten- und Zweigergebnisse können dem Anhang B entnommen werden. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass die Spannungen ein hohes Niveau aufweisen, aber keine Grenzwerte überschritten werden. In Bezug auf die Leitungsauslastung liegt ein eher niedriges Niveau vor. Dies ist mit der Auslegung des Netzes nach dem (n-1)-Kriterium zu begründen.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse ist in Abbildung 5.4 das Fenster für die Einstel-

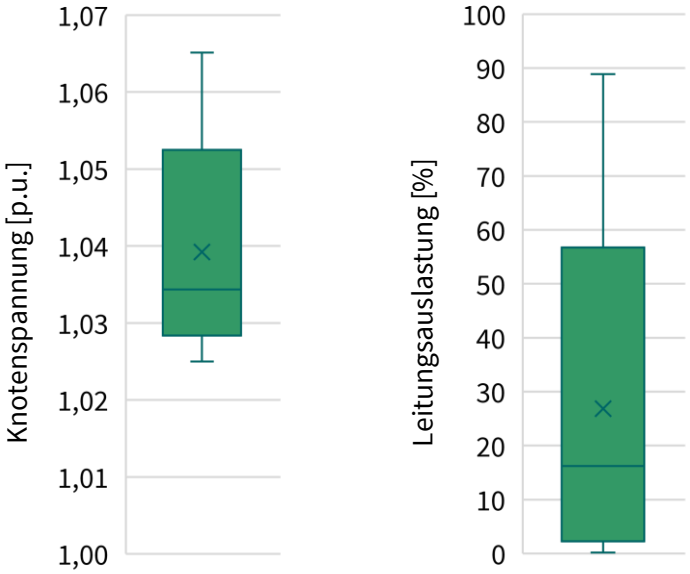


Abbildung 5.3: Ergebnisse der grundlegenden Lastflussrechnung für das Netz „1-HV-urban--0-sw“ im Belastungsfall „lW“

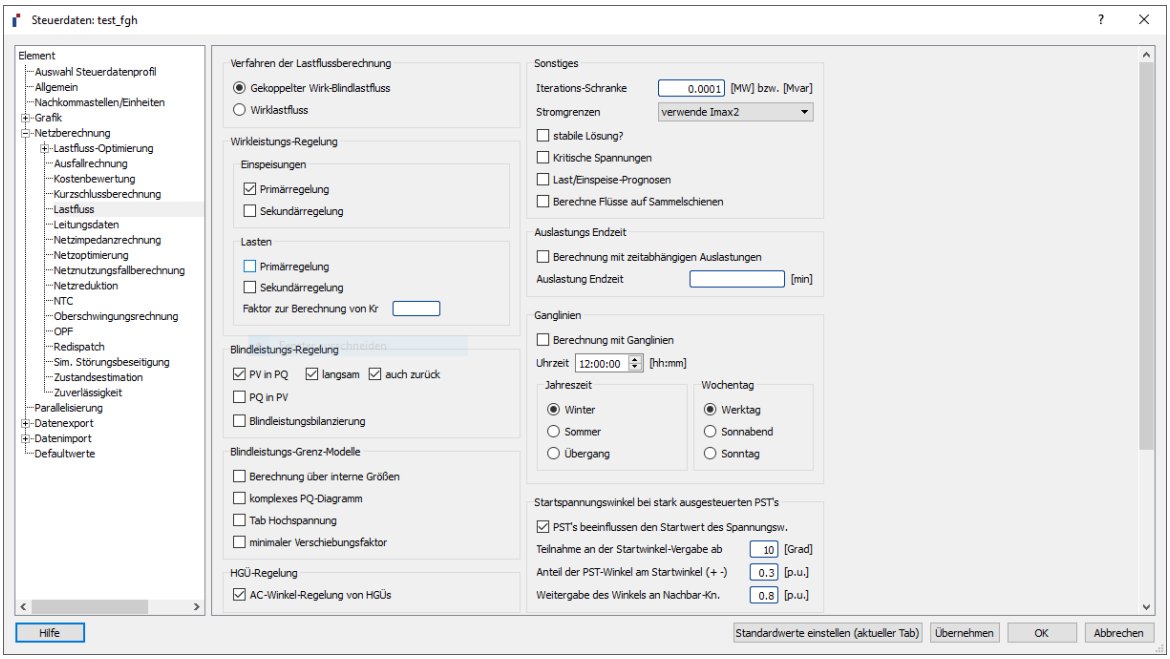


Abbildung 5.4: Steuerdaten in INTEGRAL

Tabelle 5.3: Maximale absolute Abweichungen weiterer Netzberechnungsprogramme im Vergleich zu den vorgestellten, mit Integral erzielten Lastflussergebnisse

	vm [p.u.]	va [°]	Leitungsauslastung [%]	Transformatorauslastung [%]
PowerFactory	2.77 E-04	2.77 E-04	2.73 E-02	1.62 E-04
`pandapower`	2.9 E-06	3.0 E-05	4.6 E-04	6.9 E-05

lung der Steuerparameter von Integral dargestellt. Entsprechende Einstellungen sind in anderen Berechnungstools zu verwenden, um zu vergleichbaren Ergebnisse zu gelangen.

Die maximalen absoluten Abweichungen der beiden Netzberechnungsprogramme PowerFactory und `pandapower` gegenüber Integral sind in Tabelle 5.3 angegeben. Sie zeigen, dass die Lastflussergebnisse zwischen den Netzberechnungsprogrammen mit einer hohen Genauigkeit übereinstimmen.

Außerhalb des hier vorgestellten Lastflussergebnisvergleichs bieten auch die im SimBench-Datensatz enthaltenen Ergebnistabellen mit den Dateinamen „NodePFResult.csv“ die Möglichkeit, grobe Abweichungen eines grundlegenden Lastflusses zu detektieren. Die im Datensatz enthaltenen Lastflussergebnisse beziehen sich nicht auf einen definierten planungsrelevanten Berechnungsfall, sondern auf den unskalierten Urzustand der Netzdaten ohne jegliche Spannungsregelung.

5.3 Vergleich zwischen konventioneller und zeitreihenbasierter Netzplanung

5.3.1 Konventionelle Netzplanung auf Basis definierten Lastfällen

In der konventionellen Netzplanung werden in der Regel Lastfälle definiert, um anhand zugehöriger Lastflusssimulationen elektrische Netze zu dimensionieren. Die planungsrelevanten Lastfälle sind in Realität selten vorkommende Fälle, gegebenenfalls mit einer zusätzlichen Sicherheitsreserve. In der Realität werden häufig Stark- und Schwachlastfälle mit genutzt [72].

Ein großer Vorteil des konventionellen Ansatzes liegt in dessen Einfachheit sowie der kurzen Rechenzeit, da nur eine geringe Anzahl an statischen Lastfällen berechnet werden müssen. Insbesondere wenn Ausfallsimulationen berücksichtigt werden sollen (n-1-Fall), lassen sich die auftretenden Belastungen mit diesem Ansatz schnell und einfach ermitteln.

Nachteile dieses Ansatzes liegen hingegen darin, dass weder eine Aussage über die Häufigkeit noch die Dauer einer Überlastung getroffen werden kann. Hierdurch ist es nicht möglich, Netzbetriebsstrategien in die Netzplanung einzubeziehen und anhand der geschätzten Häufigkeit ihres Einsatzes in Bezug auf die Kosten zu bewerten [72]. Der Einfluss intelligenter Betriebsführungsstrategien und Lasten sowie Speichertechnologien auf die auftretenden Belastungen lässt sich mit dem konventionellen Ansatz nicht hinreichend genau untersuchen [73]. Zudem basiert der konventionelle Netzausbau hauptsächlich auf Maßnahmen des Leitungsausbaus bzw. der Leitungsverstärkung sowie dem Neu- und Ausbau von Umspannwerken und Ortsnetztransformatoren. Diesen Maßnahmen sind allerdings in vielerlei Hinsicht Grenzen gesetzt, beispielsweise durch gesetzliche Vorgaben und Auflagen, die gesellschaftliche Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen oder den hohen Investitionskosten [74].

5.3.2 Zeitreihenbasierte Netzplanung

Im Gegensatz zur konventionellen Netzplanung werden für alle Lasten, Einspeiser und Prosumer i.d.R. repräsentative Jahreszeitreihen hinterlegt und darauf basierend Kosten für die Netzplanung abgeschätzt. Dadurch wird die Netzsituation anstatt nur für einzelne fiktive Extremlastfälle für realitätsnahe Netzsituationen ermittelt. Dieser Ansatz bietet im Vergleich zum konventionellen Ansatz folgende Vorteile [73]: Es kann eine Aussage über die Häufigkeit und Dauer der Überlastungen von Netzelementen wie Leitungen und Transformatoren sowie unerwünschten Netzzuständen wie Überspannungen und Unterspannungen getroffen werden. Es ist demnach möglich abzuwägen, ob eine technisch tolerierbare Netzbelastung in Kauf genommen wird, um teure Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden. Des Weiteren können mit dem zeitreihenbasierten Ansatz ebenso innovative Betriebsführungsstrategien getestet und simuliert werden, beispielsweise der Einsatz

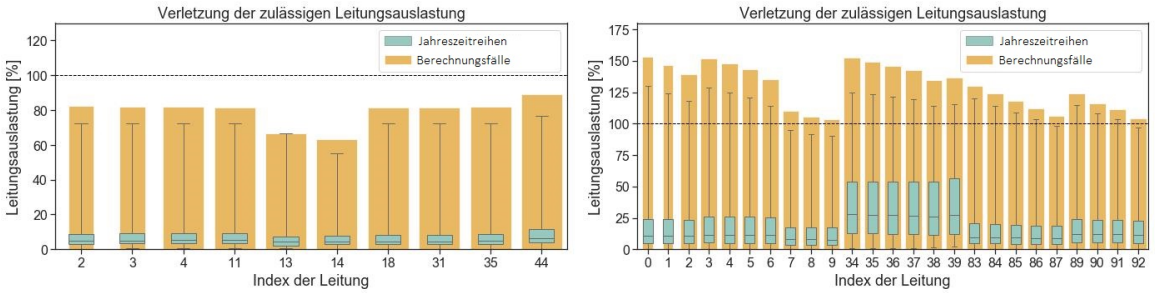


Abbildung 5.5: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen auf Grundlage aller definierten Berechnungsfälle (ohne n-1) gegenüber der Jahreszeitreihensimulation exemplarisch für das städtische NS-Netzes (links) und vorstädtische MS-Netzes (rechts) des Szenarios 1

von intelligenten Lasten und Speichertechnologien sowie die sinnvolle und netzdienliche Einbindung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, da hierbei eine zeitliche Abhängigkeit vorliegt [72]. Hierdurch ist es möglich, den Planungsprozess von Verteilungsnetzen effizient und zukunftsorientiert zu gestalten [75].

Wie bei der Festlegung der Auslegungsfälle der konventionellen Netzplanung besteht für die zeitreihenbasierte Netzplanung eine wesentliche Herausforderung darin, relevante und repräsentative Zeitreihen zu ermitteln. Erschwert wird dies dadurch, dass für die NS- und MS-, im Gegensatz zur HS- und HöS-Ebene oftmals keine realen Messdaten vorliegen. Sind außerdem Ausfallsimulationen zu berücksichtigen, ist mit einer relevanten Zunahme des Rechenaufwands zu rechnen.
Die Herausforderung der zeitreihenbasierten Netzsimulation zeichnet sich demnach einerseits durch die lange Rechenzeit und andererseits durch die große Menge an Daten aus.

5.3.3 Beispielsimulation mit SimBench

Die durch das Projekt SimBench zur Verfügung gestellten Datensätze ermöglichen es dem Anwender, sowohl den konventionellen Ansatz unter Verwendung der definierten Berechnungsfälle, als auch den zeitreihenbasierten Ansatz unter Verwendung der gegebenen Jahreszeitreihen mit einer Auflösung von 15 Minuten zu berechnen.

Beide Ansätze werden simuliert und exemplarisch bezüglich der Betriebsmittelauslastung und der dadurch entstehenden Netzausbaumaßnahmen miteinander verglichen. In Abbildung 5.5 ist links ein exemplarisches Ergebnis des städtischen NS-Netzes für Szenario 1 und rechts des vorstädtischen MS-Netzes des Szenarios 1 abgebildet. In beiden Abbildungen ist ein Vergleich zwischen den Berechnungen der Extremlastfälle und der Jahreszeitreihen dargestellt. Hierzu sind für einzelne Leitungen die Leistungsauslastungen und deren Verteilungen in Prozent abgebildet. In Abbildung 5.5 (links) wird die zulässige Leitungsauslastung weder durch den konventionellen

noch durch den zeitreihenbasierten Ansatz überschritten. Es ist jedoch zu erkennen, dass der konventionelle Ansatz tendenziell zu höheren maximalen Leitungsauslastungen führt als der zeitreihenbasierte Ansatz. In Abbildung 5.5 (rechts) müssten aufgrund der Grenzwertverletzung die Leitungen mit den Indizes 7, 8, 9, 87 und 92 nach dem konventionellen Ansatz ausgetauscht werden, nach dem zeitreihenbasierten Ansatz jedoch nicht. Dementsprechend würden die Netzausbaukosten unter Verwendung des zeitreihenbasierten Ansatzes hier geringer ausfallen.

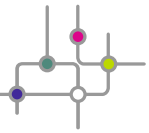
5.4 Zustandsschätzung

Der SimBench-Datensatz umfasst auch Informationen über Art und Position von Messstellen in den Netzen. Diese lassen sich so charakterisieren, dass mit höherer Nennspannung der Netze und höherer Zahl des Entwicklungsszenarios, was einer Netzkonfiguration weiter in der Zukunft entspricht, die Messstellendichte zunimmt. Das bedeutet beispielsweise, dass das HöS-Netz (quasi) vollständig überwacht wird, während die NS-Netze des Grundzustands (Szenario 0) keine Messstellen aufweisen. In den Szenarien 1 und 2 erhalten auch diese eine geringe Zahl von Messstellen.

In der Mittelspannungsebene, die heutzutage bisher nicht ausreichend von Messungen erfasst wird (abgebildet durch den Grundzustand in Szenario 0), könnte die Installation von Netz-Monitoring-Systemen zur Zustandsschätzung vorteilhaft sein. Denn durch die Kenntnis der aktuellen minimalen und maximalen Spannungen, der Leitungsauslastungen und, im besten Fall, aller internen Leistungsflüssen besteht die Möglichkeit, durch aktive, dynamische Regelungsmaßnahmen, den Netzzustand zu stabilisieren und zu optimieren.

In vielen Leitstellen wird die Zustandsschätzung nach Schweppe et al. [76] eingesetzt. Diese berechnet den Netzzustand mithilfe einer hohen Anzahl an Echtzeit-Messungen und wird in der Regel in der HöS und HS eingesetzt, wo Messgeräte in ausreichender Zahl installiert sind. Für Verteilnetze der MS-Ebene und niedrigerer Spannung würde dies sehr hohe Investitionen erfordern. In den letzten Jahren wurden daher verschiedene Verfahren vorgestellt, um auch mit einer niedrigen Anzahl an Messungen Teile des Netzzustands zu ermitteln. Hierbei könnte es beispielsweise ausreichen, die Spannung auf Grenzwerte zu überprüfen oder zu ermitteln, ob Leitungen überlasten.

Durch die Bereitstellung der Messstellen-Informationen kann SimBench als Datengrundlage für Entwicklungen und Vergleiche von neuen, verbesserten Netz-Monitoring-Verfahren dienen. Im Folgenden wird dies mithilfe des Vergleichs zweier Verfahren beispielhaft durchgeführt. Das erste Verfahren, welches hier als „Stand der Technik“ oder „Benchmark“ betrachtet wird, ist die Erweiterung der angesprochenen, in HöS und HS verbreiteten Zustandsschätzung um ein Verfahren zur Erzeugung von Pseudomessungen. Mit diesen Pseudomessungen kann die erforderliche, redundante Anzahl an Messungen hergestellt werden. Als zweites Verfahren wird ein neues Verfahren



zum Netz-Monitoring herangezogen, das auf künstlichen neuronalen Netzen und geeignetem Training der neuronalen Netze basiert und keine Beschränkung für eine minimale Anzahl an Messungen aufweist [77]. Für beide Verfahren sollen, beruhend auf der gegebenen Messstellenverteilung der SimBench-MS-Netze, die Schätzfehler ermittelt und verglichen werden.

In allen vier MS-Netzen wurden im Szenario 0 Messstellen nur sehr spärlich platziert, um die Bedingungen, die heutzutage in vielen Verteilnetzen vorliegen, nachzuempfinden. Die Messungen befinden sich hauptsächlich am UW zur HS-Ebene, vereinzelt auch an ONSs. In den Szenarien 1 und 2 werden die Messstellen aus Szenario 0 jeweils um weitere gemessene Stationen erweitert. Im gewerblichen Netz umfassen die Messstellen, je nach Szenario, etwa 13 Netzstationen. In den drei anderen MS-Netz sind, je nach Szenario, etwa vier Stationen vollständig mit Messgeräten ausgestattet. Die Messungen an einer Station umfassen die Wirk- und Blindleistungsmessung aller angeschlossenen Lasten, Erzeuger und Leitungen. Außerdem gehört normalerweise auch des Messung des Spannungsbetrags an der Station dazu. Vergleicht man die Messredundanz, definiert als Anzahl der Messungen pro $2n - 1$ Netzknoten, ergibt sich in Szenario 0 für das gewerbliche Netz eine Redundanz von etwa 35 $\%$ sowie für die anderen Netze eine Redundanz von etwa 15 $\%$. In den Szenarien 1 und 2 nimmt die Messstellendichte jeweils um wenige Prozentpunkte zu. Dies sind vergleichbare Werte zu den Daten vorliegender, realer Netze.

Das gewerbliche und das vorstädtische SimBench-MS-Netz in Szenario 0 wurden zur Darstellung der Ergebnisse des Vergleichs ausgewählt. Zum Training der neuen Methode wurden die ersten 9 Monate der zugehörigen Jahreszeitreihen verwendet. Getestet werden die beiden Verfahren dann mit den letzten 3 Monaten der Jahreszeitreihen. Jeweils werden die Schätzfehler der relevanten Netzvariablen ermittelt. Dies sind in der Regel die Spannungsbeträge aller Netzknoten sowie die Auslastungen aller Leitungen. Falls es für eine bestimmte Anwendung notwendig sein sollte, können über die Berechnung von Spannungswinkeln auch alle Leistungsflüsse im Netz ermittelt werden.

Die Ergebnisse für das gewerbliche MS-Netz sind in Abbildung 5.6 dargestellt. Die Grafiken zeigen die Fehler der geschätzten Spannungsbeträge gegenüber den exakten Spannungen, ausschnittsweise an fünf zufällig ausgewählten Netzknoten. Jeder Balken zeigt die Verteilung der Fehler aller Zeitschritte der drei Monate, die zum testen der Verfahren verwendet wurden. Im linken Plot ist die Schätzung durch das Standardverfahren der Zustandsschätzung, im rechten Plot durch das neu entwickelte Verfahren dargestellt. Analog dazu zeigt Abbildung 5.7 die Ergebnisse des vorstädtischen MS-Netzes. Es ist ein deutlicher Unterschied in den Ausprägungen der Schätzfehler zu sehen. Mit der Zustandsschätzung sind die Schätzfehler für beide Netze deutlich höher als mit der neuen Monitoring-Methode. Entsprechend solch einen Vergleichs auf Grundlage gleicher Netz-, Zeitreihen- und Messstellendaten können mit dem SimBench-Datensatz auch weitere Verfahren anhand realitätsnaher Netzdaten getestet und verglichen werden.

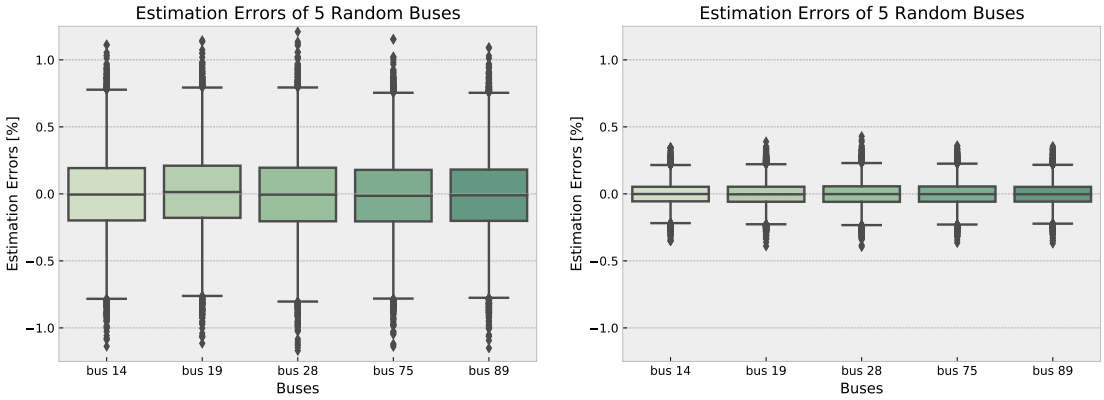


Abbildung 5.6: Vergleich der Schätzfehler für das gewerbliche MS-Netz an fünf zufällig ausgewählten Netzknoten für die etablierte Zustandsschätzung (links) und die neue Methode (rechts)

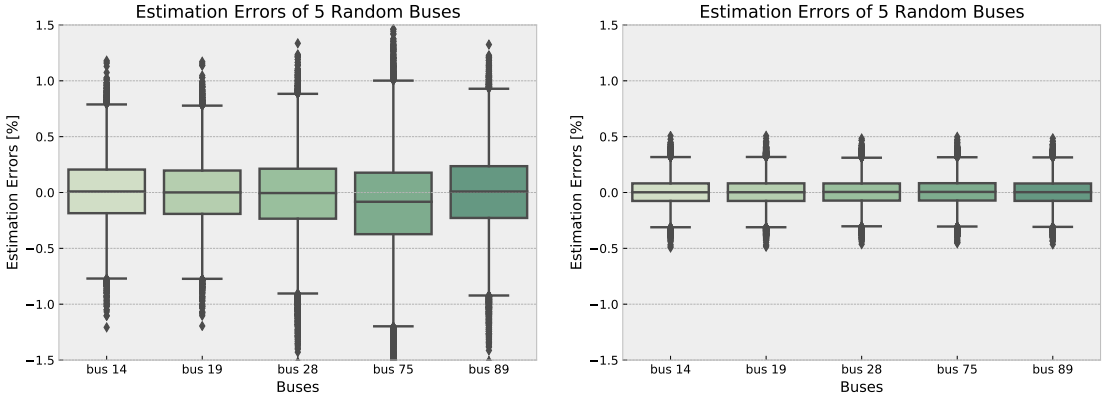


Abbildung 5.7: Vergleich der Schätzfehler für das vorstädtische Netz an fünf zufällig ausgewählten Netzknoten für die etablierte Zustandsschätzung (links) und die neue Methode (rechts)

6 Zusammenfassung und Ausblick

SimBench stellt einen Benchmarkdatensatz bereit, der als Datengrundlage dazu geeignet ist, Vergleiche zwischen verschiedenen Verfahren und Algorithmen durchzuführen. Forscher und Entwickler können diese sorgfältig erstellten Netzdaten nutzen, um ihre Verfahren daran zu testen und Simulationsergebnisse nachvollziehbar zu veröffentlichen. Dadurch können Datensatzerstellungs-, Anpassungs- und Verbesserungsaufwand gespart werden und der wissenschaftliche Fortschritt wird unterstützt.

Es folgen einige hervorhebenswerte Stichpunkte, die den von SimBench generierten Mehrwert beschreiben:

- aktueller Benchmarkdatensatz für Deutschland (und international für Regionen vergleichbarer Netze, z.B. Europa)
  - Berücksichtigung neuer Technologien (E-Kfz, HGÜ, WP, Speichertechnologien)
  - Berücksichtigung der Zunahme von DEA
  - Berücksichtigung aktueller Planungs- und Betriebsprinzipien [48]
- es wurde Aufwand zur Nutzerbarkeit und Nutzerfreundlichkeit betrieben
  - GUI-Entwicklung
  - Mittels Konverter eine Bereitstellung in verschiedenen Formaten, welche für unterschiedliche Netzberechnungstools geeignet sind
  - Bereitstellung erfolgt online unter den in Kapitel 1 beschriebenen Lizenzbedingungen
- umfangreicher Datensatz inklusive kombinierbarer Spannungsebenen und Zeitreihen
  - Zeitreihen aus echten Messdaten (keine SLPs)
  - Blindleistungszeitreihen für Lasten bereitgestellt
- sowohl Netze, die die Grenzen elektrischer Betriebsführung einhalten (Szenario 0), als auch Netze mit zukünftigen, herausfordernden Netzzustände (Szenarien 1, 2)

- weitgehend getestet, um geeignete Netzzustände für Netzsimulationen und faire Vergleiche zu beinhalten
- es wurde Aufwand zur Nachvollzieh- und Vergleichbarkeit betrieben
  - eindeutige Bezeichnung und Referenzierung durch SimBench-Codes möglich
  - eindeutige Zuordnung der Leitungs- und Transformatortypen sowie aller Zeitreihen im Netz
  - vollständige Festlegung der Spannungssollwerte sowie Last- und Erzeugungsleistungswerte für netzplanungsrelevante Berechnungsfälle

Durch die Nutzung des SimBench-Datensatzes wird ein hoher Grad an Nachvollziehbarkeit, Vergleichbarkeit und Reproduzierbarkeit erreicht. Darüber hinaus können künftige Projekte zur Erstellung von Benchmark-Datensätzen auf die Ansätze und Vorgehensweise von SimBench aufbauen.

Aufgrund der Zielsetzung zur Erstellung eines Benchmarkdatensatzes lässt sich SimBench von den Zielsetzungen der meisten bisherigen Modellnetzansätze abgrenzen. Die SimBench-Netze sind weder entstanden, um vorrangig die Menge deutscher Netze repräsentativ abzubilden, noch um vorrangig real existierende Netze zu modellieren. Weil sowohl häufig auftretende Herausforderungen an Netzbetriebsführung und Netzplanung als auch zukunftsweisende, relevante Anforderungen in den SimBench-Datensatz integriert worden sind, können die SimBench-Netze weder als rein durchschnittliche, noch als extreme Netze geeignet beschreiben werden. Es handelt sich jeweils um Netze (NS, MS) oder Netzgruppen (HS), die in dieser Größenordnung in der Realität vermehrt vorkommen.

Trotz der umfangreichen Abdeckung einer Vielzahl von relevanten Anwendungsfällen gibt es auch im Rahmen von SimBench offene Punkte, die im Folgenden aufgeführt sind. Zukünftige Benchmarkvorhaben können beispielsweise

- dynamische Netzparameter umfassen,
- Netzparameter zur unsymmetrischen Lastflussberechnung berücksichtigen, insbesondere in der NS-Ebene, oder
- andere Sekotoren, wie Wärme- oder Gas-Netze, betrachten und damit die Studien zur Sektorenkopplung wesentlich voranbringen.

Anhang

A SimBench-Codes

Tabelle A.1 listet alle SimBench-Codes mit vollständiger Schalterrepräsentation „sw“ auf. Dabei sind die Codes horizontal und vertikal je in drei Abschnitte unterteilt. Nebeneinander stehen jeweils die gleichen Netze, jedoch für unterschiedliche Entwicklungsszenarios. Die horizontale Einteilung berücksichtigt, ob spannungsebenenübergreifende Betrachtungen möglich sind. Im oberen Teil sind Netze mit einheitlicher Spannugnsebene zusammengefasst, darunter Netzkombinationen mit zwei Spannungsebenen und unten SimBench-Codes, die alle vier Spannungsebenen berücksichtigen. Alle Codes, die für ein Netz oder eine Netzkombination mit zwei Spannungsebenen stehen, kommen auch in der Variante mit unvollständiger Schalterräpresentation „no_sw“ vor. Somit umfasst die vollständige Liste $120 \cdot 2 + 6 = 246$ SimBench-Codes.

Tabelle A.1: Liste aller SimBench-Codes mit vollständiger Schalterrepräsentation „sw“

Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2
1-EHV-mixed--0-sw	1-EHV-mixed--1-sw	1-EHV-mixed--2-sw
1-HV-mixed--0-sw	1-HV-mixed--1-sw	1-HV-mixed--2-sw
1-HV-urban--0-sw	1-HV-urban--1-sw	1-HV-urban--2-sw
1-MV-rural--0-sw	1-MV-rural--1-sw	1-MV-rural--2-sw
1-MV-semiurb--0-sw	1-MV-semiurb--1-sw	1-MV-semiurb--2-sw
1-MV-urban--0-sw	1-MV-urban--1-sw	1-MV-urban--2-sw
1-MV-comm--0-sw	1-MV-comm--1-sw	1-MV-comm--2-sw
1-LV-rural1--0-sw	1-LV-rural1--1-sw	1-LV-rural1--2-sw
1-LV-rural2--0-sw	1-LV-rural2--1-sw	1-LV-rural2--2-sw
1-LV-rural3--0-sw	1-LV-rural3--1-sw	1-LV-rural3--2-sw
1-LV-semiurb4--0-sw	1-LV-semiurb4--1-sw	1-LV-semiurb4--2-sw
1-LV-semiurb5--0-sw	1-LV-semiurb5--1-sw	1-LV-semiurb5--2-sw
1-LV-urban6--0-sw	1-LV-urban6--1-sw	1-LV-urban6--2-sw
1-EHVHV-mixed-all-0-sw	1-EHVHV-mixed-all-1-sw	1-EHVHV-mixed-all-2-sw
1-EHVHV-mixed-1-0-sw	1-EHVHV-mixed-1-1-sw	1-EHVHV-mixed-1-2-sw
1-EHVHV-mixed-2-0-sw	1-EHVHV-mixed-2-1-sw	1-EHVHV-mixed-2-2-sw
1-HVMV-mixed-all-0-sw	1-HVMV-mixed-all-1-sw	1-HVMV-mixed-all-2-sw
1-HVMV-mixed-1.105-0-sw	1-HVMV-mixed-1.105-1-sw	1-HVMV-mixed-1.105-2-sw
1-HVMV-mixed-2.102-0-sw	1-HVMV-mixed-2.102-1-sw	1-HVMV-mixed-2.102-2-sw
1-HVMV-mixed-4.101-0-sw	1-HVMV-mixed-4.101-1-sw	1-HVMV-mixed-4.101-2-sw
1-HVMV-urban-all-0-sw	1-HVMV-urban-all-1-sw	1-HVMV-urban-all-2-sw
1-HVMV-urban-2.203-0-sw	1-HVMV-urban-2.203-1-sw	1-HVMV-urban-2.203-2-sw
1-HVMV-urban-3.201-0-sw	1-HVMV-urban-3.201-1-sw	1-HVMV-urban-3.201-2-sw
1-HVMV-urban-4.201-0-sw	1-HVMV-urban-4.201-1-sw	1-HVMV-urban-4.201-2-sw
1-MVLV-rural-all-0-sw	1-MVLV-rural-all-1-sw	1-MVLV-rural-all-2-sw
1-MVLV-rural-1.108-0-sw	1-MVLV-rural-1.108-1-sw	1-MVLV-rural-1.108-2-sw
1-MVLV-rural-2.107-0-sw	1-MVLV-rural-2.107-1-sw	1-MVLV-rural-2.107-2-sw
1-MVLV-rural-4.101-0-sw	1-MVLV-rural-4.101-1-sw	1-MVLV-rural-4.101-2-sw
1-MVLV-semiurb-all-0-sw	1-MVLV-semiurb-all-1-sw	1-MVLV-semiurb-all-2-sw
1-MVLV-semiurb-3.202-0-sw	1-MVLV-semiurb-3.202-1-sw	1-MVLV-semiurb-3.202-2-sw
1-MVLV-semiurb-4.201-0-sw	1-MVLV-semiurb-4.201-1-sw	1-MVLV-semiurb-4.201-2-sw
1-MVLV-semiurb-5.220-0-sw	1-MVLV-semiurb-5.220-1-sw	1-MVLV-semiurb-5.220-2-sw
1-MVLV-urban-all-0-sw	1-MVLV-urban-all-1-sw	1-MVLV-urban-all-2-sw
1-MVLV-urban-5.303-0-sw	1-MVLV-urban-5.303-1-sw	1-MVLV-urban-5.303-2-sw
1-MVLV-urban-6.305-0-sw	1-MVLV-urban-6.305-1-sw	1-MVLV-urban-6.305-2-sw
1-MVLV-urban-6.309-0-sw	1-MVLV-urban-6.309-1-sw	1-MVLV-urban-6.309-2-sw
1-MVLV-comm-all-0-sw	1-MVLV-comm-all-1-sw	1-MVLV-comm-all-2-sw
1-MVLV-comm-3.403-0-sw	1-MVLV-comm-3.403-1-sw	1-MVLV-comm-3.403-2-sw
1-MVLV-comm-4.416-0-sw	1-MVLV-comm-4.416-1-sw	1-MVLV-comm-4.416-2-sw
1-MVLV-comm-5.401-0-sw	1-MVLV-comm-5.401-1-sw	1-MVLV-comm-5.401-2-sw
1-complete_data-mixed-all-0-sw	1-complete_data-mixed-all-1-sw	1-complete_data-mixed-all-2-sw
1-EHVHVMVLV-mixed-all-0-sw	1-EHVHVMVLV-mixed-all-1-sw	1-EHVHVMVLV-mixed-all-2-sw

B Lastflussergebnisse

Tabelle B.1: 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Knoten

node	vm [p.u.]	va [°]	P[MW]	Q[MVar]
EHV Bus 1865	1.0250	0.0000	-398.8084	-15.4685
EHV Bus 1866	1.0250	0.0000	0.0000	0.0000
HV2 Bus 1	1.0314	2.9713	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 2	1.0314	2.9713	0.0000	0.0000
HV2 Bus 7	1.0289	2.8895	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 8	1.0289	2.8895	0.0000	0.0000
HV2 Bus 23	1.0339	3.7375	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 24	1.0339	3.7375	0.0000	0.0000
HV2 Bus 27	1.0348	3.7929	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 28	1.0348	3.7929	0.0000	0.0000
HV2 Bus 33	1.0439	5.0302	9.1300	-0.1212
HV2 Bus 34	1.0439	5.0302	0.0000	0.0000
HV2 Bus 38	1.0345	3.8595	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 39	1.0345	3.8595	0.0000	0.0000
HV2 Bus 43	1.0342	3.8212	10.5400	-0.1212
HV2 Bus 44	1.0342	3.8212	0.0000	0.0000
HV2 Bus 46	1.0289	2.8890	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 47	1.0289	2.8890	0.0000	0.0000
HV2 Bus 49	1.0436	5.9117	33.2300	-0.1212
HV2 Bus 50	1.0436	5.9117	0.0000	0.0000
HV2 Bus 53	1.0294	2.9343	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 54	1.0294	2.9343	0.0000	0.0000
HV2 Bus 59	1.0299	2.9546	16.1410	-2.0896
HV2 Bus 60	1.0299	2.9546	0.0000	0.0000
HV2 Bus 61	1.0447	4.9673	12.8200	-0.1212
HV2 Bus 62	1.0447	4.9673	0.0000	0.0000
HV2 Bus 65	1.0313	3.0570	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 66	1.0313	3.0570	0.0000	0.0000
HV2 Bus 71	1.0505	5.7211	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 72	1.0505	5.7211	0.0000	0.0000
HV2 Bus 75	1.0347	4.1707	8.4700	-0.1212
HV2 Bus 76	1.0347	4.1707	0.0000	0.0000
HV2 Bus 78	1.0407	4.5640	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 79	1.0407	4.5640	0.0000	0.0000
HV2 Bus 83	1.0393	4.5708	-1.5795	-6.0187

Fortsetzung auf nächster Seite

Tabelle B.1 Fortsetzung von vorheriger Seite

node	vm [p.u.]	va [°]	P[MW]	Q[MVar]
HV2 Bus 84	1.0393	4.5708	0.0000	0.0000
HV2 Bus 86	1.0609	9.2146	57.3500	-3.8309
HV2 Bus 87	1.0609	9.2146	0.0000	0.0000
HV2 Bus 90	1.0322	4.1359	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 91	1.0322	4.1359	0.0000	0.0000
HV2 Bus 93	1.0441	5.0139	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 94	1.0441	5.0139	0.0000	0.0000
HV2 Bus 96	1.0433	4.8039	24.4210	-2.0896
HV2 Bus 97	1.0433	4.8039	0.0000	0.0000
HV2 Bus 98	1.0414	4.4296	9.8200	-0.1212
HV2 Bus 99	1.0414	4.4296	0.0000	0.0000
HV2 Bus 102	1.0347	3.5082	23.3000	-0.1212
HV2 Bus 103	1.0347	3.5082	0.0000	0.0000
HV2 Bus 105	1.0378	3.7568	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 106	1.0378	3.7568	0.0000	0.0000
HV2 Bus 108	1.0334	3.6990	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 109	1.0334	3.6990	0.0000	0.0000
HV2 Bus 119	1.0354	3.8359	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 120	1.0354	3.8359	0.0000	0.0000
HV2 Bus 122	1.0319	3.0117	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 123	1.0319	3.0117	0.0000	0.0000
HV2 Bus 125	1.0314	2.9600	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 126	1.0314	2.9600	0.0000	0.0000
HV2 Bus 130	1.0317	3.0096	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 131	1.0317	3.0096	0.0000	0.0000
HV2 Bus 133	1.0366	3.9155	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 134	1.0366	3.9155	0.0000	0.0000
HV2 Bus 137	1.0336	3.1863	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 138	1.0336	3.1863	0.0000	0.0000
HV2 Bus 141	1.0340	3.2341	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 142	1.0340	3.2341	0.0000	0.0000
HV2 Bus 149	1.0314	2.9595	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 150	1.0314	2.9595	0.0000	0.0000
HV2 Bus 152	1.0337	3.7235	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 153	1.0337	3.7235	0.0000	0.0000
HV2 Bus 155	1.0322	3.0885	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 156	1.0322	3.0885	0.0000	0.0000
HV2 Bus 161	1.0337	3.2270	4.6840	-4.1751
HV2 Bus 162	1.0337	3.2270	0.0000	0.0000
HV2 Bus 163	1.0311	2.9769	4.6840	-4.1751
HV2 Bus 164	1.0311	2.9769	0.0000	0.0000
HV2 Bus 165	1.0315	2.9652	4.0000	0.0000
HV2 Bus 166	1.0315	2.9652	0.0000	0.0000
HV2 Bus 168	1.0314	2.9630	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 169	1.0314	2.9630	0.0000	0.0000

Fortsetzung auf nächster Seite

Tabelle B.1 Fortsetzung von vorheriger Seite

node	vm [p.u.]	va [°]	P[MW]	Q[MVar]
HV2 Bus 172	1.0339	3.7360	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 173	1.0339	3.7360	0.0000	0.0000
HV2 Bus 175	1.0340	3.7424	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 176	1.0340	3.7424	0.0000	0.0000
HV2 Bus 182	1.0344	4.1344	11.4900	-0.1212
HV2 Bus 183	1.0344	4.1344	0.0000	0.0000
HV2 Bus 187	1.0355	3.9912	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 188	1.0355	3.9912	0.0000	0.0000
HV2 Bus 192	1.0496	5.8076	11.1200	-0.6055
HV2 Bus 193	1.0496	5.8076	0.0000	0.0000
HV2 Bus 195	1.0323	4.1385	-1.5795	-6.0187
HV2 Bus 196	1.0323	4.1385	0.0000	0.0000
HV2 Bus 199	1.0429	4.7284	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 200	1.0429	4.7284	0.0000	0.0000
HV2 Bus 204	1.0378	3.7570	16.1410	-2.0896
HV2 Bus 205	1.0378	3.7570	0.0000	0.0000
HV2 Bus 206	1.0355	3.8362	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 207	1.0355	3.8362	0.0000	0.0000
HV2 Bus 212	1.0450	5.0054	10.6000	-0.1212
HV2 Bus 213	1.0450	5.0054	0.0000	0.0000
HV2 Bus 216	1.0317	3.0099	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 217	1.0317	3.0099	0.0000	0.0000
HV2 Bus 221	1.0471	5.4336	24.8200	-0.1212
HV2 Bus 222	1.0471	5.4336	0.0000	0.0000
HV2 Bus 226	1.0348	3.8290	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 227	1.0348	3.8290	0.0000	0.0000
HV2 Bus 229	1.0343	3.7555	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 230	1.0343	3.7555	0.0000	0.0000
HV2 Bus 236	1.0337	3.7239	3.5000	0.0000
HV2 Bus 237	1.0337	3.7239	0.0000	0.0000
HV2 Bus 243	1.0557	6.3241	9.5600	-0.1212
HV2 Bus 244	1.0557	6.3241	0.0000	0.0000
HV2 Bus 246	1.0309	2.9732	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 247	1.0309	2.9732	0.0000	0.0000
HV2 Bus 254	1.0428	4.8787	33.2300	-0.1212
HV2 Bus 255	1.0428	4.8787	0.0000	0.0000
HV2 Bus 257	1.0346	3.8372	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 258	1.0346	3.8372	0.0000	0.0000
HV2 Bus 260	1.0370	3.9430	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 261	1.0370	3.9430	0.0000	0.0000
HV2 Bus 265	1.0360	4.0446	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 266	1.0360	4.0446	0.0000	0.0000
HV2 Bus 270	1.0399	4.2102	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 271	1.0399	4.2102	0.0000	0.0000
HV2 Bus 274	1.0418	4.4909	-0.2500	-0.1212

Fortsetzung auf nächster Seite

Tabelle B.1 Fortsetzung von vorheriger Seite

node	vm [p.u.]	va [°]	P[MW]	Q[MVar]
HV2 Bus 275	1.0418	4.4909	0.0000	0.0000
HV2 Bus 278	1.0500	7.3277	14.2340	-4.1751
HV2 Bus 279	1.0500	7.3277	0.0000	0.0000
HV2 Bus 280	1.0362	3.3876	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 281	1.0362	3.3876	0.0000	0.0000
HV2 Bus 286	1.0318	3.0126	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 287	1.0318	3.0126	0.0000	0.0000
HV2 Bus 290	1.0301	2.9316	11.1300	-3.8309
HV2 Bus 291	1.0301	2.9316	0.0000	0.0000
HV2 Bus 296	1.0392	4.1093	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 297	1.0392	4.1093	0.0000	0.0000
HV2 Bus 304	1.0332	3.1445	16.1410	-2.0896
HV2 Bus 305	1.0332	3.1445	0.0000	0.0000
HV2 Bus 306	1.0313	2.9729	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 307	1.0313	2.9729	0.0000	0.0000
HV2 Bus 310	1.0315	2.9897	11.1300	-3.8309
HV2 Bus 311	1.0315	2.9897	0.0000	0.0000
HV2 Bus 313	1.0371	3.9444	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 314	1.0371	3.9444	0.0000	0.0000
HV2 Bus 318	1.0394	4.1324	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 319	1.0394	4.1324	0.0000	0.0000
HV2 Bus 322	1.0343	3.8556	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 323	1.0343	3.8556	0.0000	0.0000
HV2 Bus 329	1.0317	3.0222	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 330	1.0317	3.0222	0.0000	0.0000
HV2 Bus 336	1.0651	9.7946	16.5600	-0.1212
HV2 Bus 337	1.0651	9.7946	0.0000	0.0000
HV2 Bus 339	1.0303	3.1494	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 340	1.0303	3.1494	0.0000	0.0000
HV2 Bus 347	1.0443	4.9073	16.1410	-2.0896
HV2 Bus 348	1.0443	4.9073	0.0000	0.0000
HV2 Bus 349	1.0316	3.0379	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 350	1.0316	3.0379	0.0000	0.0000
HV2 Bus 354	1.0343	3.7552	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 355	1.0343	3.7552	0.0000	0.0000
HV2 Bus 357	1.0423	4.5216	-0.2500	-0.1212
HV2 Bus 358	1.0423	4.5216	0.0000	0.0000
HV2 Bus 361	1.0312	2.9595	-0.4500	-0.6055
HV2 Bus 362	1.0312	2.9595	0.0000	0.0000

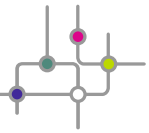


Tabelle B.2: 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Leitungen

line	bus_start	bus_end	P_start [MW]	P_end [MW]	Q_start [MVar]	Q_end [MVar]	P_losses [MW]	Q_losses [MW]	loading [%]
HV2 Line 1	HV2 Bus 23	HV2 Bus 172	0.2500	-0.2500	-0.0500	-0.1212	0.0000	-0.1712	0.2074
HV2 Line 2	HV2 Bus 108	HV2 Bus 339	70.2222	-69.9776	-3.5294	3.9779	0.2446	0.4485	52.5167
HV2 Line 3	HV2 Bus 108	HV2 Bus 339	70.2222	-69.9776	-3.5294	3.9779	0.2446	0.4485	52.5167
HV2 Line 4	HV2 Bus 8	HV2 Bus 290	-25.5157	25.5408	-7.0765	4.1930	0.0251	-2.8835	20.7170
HV2 Line 5	HV2 Bus 65	HV2 Bus 155	-27.2189	27.2395	-7.5044	5.4265	0.0206	-2.0779	22.0398
HV2 Line 6	HV2 Bus 246	HV2 Bus 8	27.5118	-27.4638	1.6723	-6.5574	0.0481	-4.8851	22.0916
HV2 Line 7	HV2 Bus 60	HV2 Bus 65	-27.0725	27.0939	-7.5018	7.4438	0.0215	-0.0580	21.0531
HV2 Line 8	HV2 Bus 155	HV2 Bus 161	-27.4645	27.4923	-5.7292	5.6525	0.0278	-0.0767	20.9798
HV2 Line 9	HV2 Bus 109	HV2 Bus 236	-6.2750	6.2763	-2.0784	1.9567	0.0013	-0.1217	4.9373
HV2 Line 10	HV2 Bus 176	HV2 Bus 237	4.6520	-4.6513	1.8652	-1.9947	0.0008	-0.1295	3.7788
HV2 Line 11	HV2 Bus 175	HV2 Bus 229	-5.1270	5.1276	-2.0753	1.9937	0.0006	-0.0816	4.1287
HV2 Line 12	HV2 Bus 141	HV2 Bus 162	25.1551	-25.1503	7.1838	-7.7400	0.0048	-0.5563	20.4917
HV2 Line 13	HV2 Bus 7	HV2 Bus 53	-34.9905	35.0019	-7.3790	7.3720	0.0115	-0.0070	26.8266
HV2 Line 14	HV2 Bus 28	HV2 Bus 230	5.3793	-5.3776	1.8741	-2.0951	0.0017	-0.2210	4.3071
HV2 Line 15	HV2 Bus 297	HV2 Bus 205	45.1540	-45.0544	-5.7036	5.7609	0.0996	0.0574	33.8028
HV2 Line 16	HV2 Bus 27	HV2 Bus 206	-5.5043	5.5063	-1.9347	1.6892	0.0019	-0.2455	4.3518
HV2 Line 17	HV2 Bus 260	HV2 Bus 313	-6.1115	6.1117	-2.0256	1.5827	0.0002	-0.4429	4.9979
HV2 Line 18	HV2 Bus 75	HV2 Bus 182	8.4700	-8.4680	-0.1212	0.0072	0.0020	-0.1140	6.3192
HV2 Line 19	HV2 Bus 175	HV2 Bus 229	-5.1270	5.1276	-2.0753	1.9937	0.0006	-0.0816	4.1287
HV2 Line 20	HV2 Bus 27	HV2 Bus 206	-5.5043	5.5063	-1.9347	1.6892	0.0019	-0.2455	4.3518
HV2 Line 21	HV2 Bus 212	HV2 Bus 347	7.3484	-7.3437	-0.1610	-0.2151	0.0047	-0.3761	5.4301
HV2 Line 22	HV2 Bus 62	HV2 Bus 212	-3.2508	3.2516	-0.3864	0.0398	0.0008	-0.3467	2.4187
HV2 Line 23	HV2 Bus 8	HV2 Bus 340	-69.7792	69.8943	4.2295	-4.0183	0.1151	0.2112	52.4476
HV2 Line 24	HV2 Bus 349	HV2 Bus 216	8.4903	-8.4884	-6.4217	6.3554	0.0019	-0.0663	7.9652
HV2 Line 25	HV2 Bus 96	HV2 Bus 199	24.4210	-24.4094	-2.0896	2.0344	0.0116	-0.0552	18.1331
HV2 Line 26	HV2 Bus 182	HV2 Bus 322	17.9239	-17.8921	-6.0338	5.7321	0.0318	-0.3018	14.1116
HV2 Line 27	HV2 Bus 39	HV2 Bus 323	1.5853	-1.5851	2.0949	-2.2332	0.0002	-0.1383	2.0438
HV2 Line 28	HV2 Bus 38	HV2 Bus 108	51.1724	-51.1191	0.7231	-0.6670	0.0533	0.0561	38.1852
HV2 Line 29	HV2 Bus 7	HV2 Bus 46	0.2500	-0.2500	0.0496	-0.1212	0.0000	-0.0717	0.2084
HV2 Line 30	HV2 Bus 204	HV2 Bus 280	52.9999	-52.8774	-6.8524	6.9956	0.1225	0.1432	39.7479
HV2 Line 31	HV2 Bus 60	HV2 Bus 65	-27.0725	27.0939	-7.5018	7.4438	0.0215	-0.0580	21.0531
HV2 Line 32	HV2 Bus 152	HV2 Bus 236	-0.2500	0.2500	-0.1212	0.0761	0.0000	-0.0451	0.2075
HV2 Line 33	HV2 Bus 71	HV2 Bus 243	-9.5214	9.5600	-1.7337	-0.1212	0.0386	-1.8549	7.1106
HV2 Line 34	HV2 Bus 270	HV2 Bus 318	32.2302	-32.2141	-0.5799	0.5550	0.0161	-0.0249	23.9269
HV2 Line 35	HV2 Bus 192	HV2 Bus 221	11.1200	-11.0933	-0.6055	-0.3103	0.0267	-0.9158	8.1899
HV2 Line 36	HV2 Bus 229	HV2 Bus 354	0.2500	-0.2500	0.0816	-0.1212	0.0000	-0.0396	0.2074
HV2 Line 37	HV2 Bus 38	HV2 Bus 187	-53.0077	53.0539	-2.9392	2.9931	0.0462	0.0538	39.6106
HV2 Line 38	HV2 Bus 72	HV2 Bus 222	9.2714	-9.2517	1.6124	-2.5593	0.0197	-0.9469	7.0757
HV2 Line 39	HV2 Bus 133	HV2 Bus 260	-11.9702	11.9729	-3.9966	3.9299	0.0027	-0.0667	9.3966
HV2 Line 40	HV2 Bus 187	HV2 Bus 265	-25.5900	25.5991	-1.4975	1.4621	0.0090	-0.0354	19.1067
HV2 Line 41	HV2 Bus 188	HV2 Bus 266	-27.7139	27.7237	-1.6168	1.5880	0.0098	-0.0288	20.6922
HV2 Line 42	HV2 Bus 33	HV2 Bus 265	53.9243	-53.5727	3.5858	-3.1713	0.3516	0.4145	39.9851
HV2 Line 43	HV2 Bus 98	HV2 Bus 270	32.7265	-32.6802	-0.0412	-0.0256	0.0463	-0.0668	24.2571

Fortsetzung auf nächster Seite

Tabelle B.2 Fortsetzung von vorheriger Seite

line	bus_start	bus_end	P_start [MW]	P_end [MW]	Q_start [MVar]	Q_end [MVar]	P_losses [MW]	Q_losses [MW]	loading [%]
HV2 Line 44	HV2 Bus 195	HV2 Bus 183	-2.0295	2.0341	-6.3646	5.9054	0.0046	-0.4592	4.9948
HV2 Line 45	HV2 Bus 105	HV2 Bus 205	-0.2500	0.2500	-0.1212	0.0934	0.0000	-0.0279	0.2067
HV2 Line 46	HV2 Bus 176	HV2 Bus 237	4.6520	-4.6513	1.8652	-1.9947	0.0008	-0.1295	3.7788
HV2 Line 47	HV2 Bus 350	HV2 Bus 7	14.4890	-14.4687	6.5508	-6.8359	0.0203	-0.2850	12.0046
HV2 Line 48	HV2 Bus 257	HV2 Bus 323	-0.2500	0.2501	-0.1212	-1.0817	0.0001	-1.2029	0.8286
HV2 Line 49	HV2 Bus 119	HV2 Bus 207	-0.4500	0.4500	-0.6055	0.5726	0.0000	-0.0329	0.5624
HV2 Line 50	HV2 Bus 155	HV2 Bus 161	-27.4645	27.4923	-5.7292	5.6525	0.0278	-0.0767	20.9798
HV2 Line 51	HV2 Bus 102	HV2 Bus 349	23.3000	-23.2293	-0.1212	-0.2504	0.0707	-0.3716	17.3820
HV2 Line 52	HV2 Bus 347	HV2 Bus 357	23.4847	-23.4276	-1.8745	1.5660	0.0572	-0.3084	17.4128
HV2 Line 53	HV2 Bus 109	HV2 Bus 236	-6.2750	6.2763	-2.0784	1.9567	0.0013	-0.1217	4.9373
HV2 Line 54	HV2 Bus 49	HV2 Bus 109	119.6599	-118.0076	-10.5571	14.5150	1.6523	3.9578	88.8463
HV2 Line 55	HV2 Bus 50	HV2 Bus 279	-86.4299	87.2018	10.4359	-8.8086	0.7719	1.6273	64.4267
HV2 Line 56	HV2 Bus 86	HV2 Bus 278	73.8476	-72.9678	-3.0189	4.6335	0.8798	1.6147	53.7744
HV2 Line 57	HV2 Bus 141	HV2 Bus 281	-52.6666	52.7958	3.4651	-7.0591	0.1292	-3.5941	41.3796
HV2 Line 58	HV2 Bus 142	HV2 Bus 280	-52.5800	52.7090	3.4530	-7.0534	0.1290	-3.6004	41.3121
HV2 Line 59	HV2 Bus 226	HV2 Bus 322	-0.2500	0.2502	-0.1212	-1.4042	0.0002	-1.5254	1.0644
HV2 Line 60	HV2 Bus 260	HV2 Bus 313	-6.1115	6.1117	-2.0256	1.5827	0.0002	-0.4429	4.9979
HV2 Line 61	HV2 Bus 53	HV2 Bus 59	-35.1269	35.1430	-7.4326	6.4570	0.0161	-0.9756	28.0779
HV2 Line 62	HV2 Bus 361	HV2 Bus 125	-1.5156	1.5158	-3.1896	-0.5060	0.0002	-3.6955	2.7566
HV2 Line 63	HV2 Bus 130	HV2 Bus 217	-0.2500	0.2500	-0.1212	-0.7084	0.0000	-0.8297	0.5862
HV2 Line 64	HV2 Bus 125	HV2 Bus 149	0.2500	-0.2500	-0.9084	-0.1212	0.0000	-1.0296	0.7353
HV2 Line 65	HV2 Bus 137	HV2 Bus 141	-25.6502	25.6680	8.4305	-10.3268	0.0177	-1.8963	21.5405
HV2 Line 66	HV2 Bus 65	HV2 Bus 155	-27.2189	27.2395	-7.5044	5.4265	0.0206	-2.0779	22.0398
HV2 Line 67	HV2 Bus 141	HV2 Bus 162	25.1551	-25.1503	7.1838	-7.7400	0.0048	-0.5563	20.4917
HV2 Line 68	HV2 Bus 246	HV2 Bus 8	27.5118	-27.4638	1.6723	-6.5574	0.0481	-4.8851	22.0916
HV2 Line 69	HV2 Bus 247	HV2 Bus 290	20.5579	-20.5420	-0.1767	-2.7937	0.0159	-2.9704	16.2014
HV2 Line 70	HV2 Bus 78	HV2 Bus 83	1.5823	-1.5795	5.6954	-6.0187	0.0028	-0.3233	4.6212
HV2 Line 71	HV2 Bus 246	HV2 Bus 329	-34.5854	34.6136	0.6062	-2.4562	0.0283	-1.8500	27.0753
HV2 Line 72	HV2 Bus 247	HV2 Bus 163	-6.6608	6.6620	-4.5016	2.8185	0.0012	-1.6830	6.2776
HV2 Line 73	HV2 Bus 362	HV2 Bus 291	19.4278	-19.4097	6.1400	-9.4232	0.0182	-3.2833	16.8619
HV2 Line 74	HV2 Bus 138	HV2 Bus 304	25.2002	-25.1849	-9.0360	7.2990	0.0153	-1.7370	20.8509
HV2 Line 75	HV2 Bus 142	HV2 Bus 305	28.8185	-28.7811	-11.5643	8.3637	0.0374	-3.2006	24.1757
HV2 Line 76	HV2 Bus 305	HV2 Bus 330	35.0535	-34.9889	-8.8762	4.8738	0.0647	-4.0024	28.1736
HV2 Line 77	HV2 Bus 1	HV2 Bus 361	6.3817	-6.3806	-2.9817	1.0213	0.0011	-1.9603	5.4980
HV2 Line 78	HV2 Bus 2	HV2 Bus 306	2.2290	-2.2287	5.1818	-5.8521	0.0003	-0.6703	4.8882
HV2 Line 79	HV2 Bus 163	HV2 Bus 307	-1.9780	1.9787	-6.9936	5.7309	0.0007	-1.2627	5.6740
HV2 Line 80	HV2 Bus 1	HV2 Bus 310	-11.1270	11.1300	2.0237	-3.8309	0.0030	-1.8073	9.1859
HV2 Line 81	HV2 Bus 296	HV2 Bus 199	-40.0467	40.2051	1.5145	-1.5226	0.1584	-0.0081	29.7766
HV2 Line 82	HV2 Bus 126	HV2 Bus 168	-2.0158	2.0159	1.2931	-2.3920	0.0001	-1.0990	2.4416
HV2 Line 83	HV2 Bus 2	HV2 Bus 169	2.2663	-2.2659	-4.3450	2.2708	0.0004	-2.0742	3.8251
HV2 Line 84	HV2 Bus 286	HV2 Bus 329	-0.5000	0.5005	1.2743	-4.9563	0.0005	-3.6820	3.8869
HV2 Line 85	HV2 Bus 361	HV2 Bus 165	-3.9991	4.0000	-3.6158	0.0000	0.0009	-3.6158	4.2086
HV2 Line 86	HV2 Bus 362	HV2 Bus 216	-7.9825	7.9884	-0.9614	-5.7682	0.0059	-6.7296	7.6880
HV2 Line 87	HV2 Bus 274	HV2 Bus 358	-23.1656	23.1776	-0.1489	-1.6873	0.0120	-1.8361	17.9484

Fortsetzung auf nächster Seite

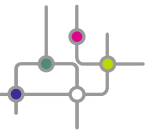


Tabelle B.2 Fortsetzung von vorheriger Seite

line	bus_start	bus_end	P_start [MW]	P_end [MW]	Q_start [MVar]	Q_end [MVar]	P_losses [MW]	Q_losses [MW]	loading [%]
HV2 Line 88	HV2 Bus 8	HV2 Bus 290	-25.5157	25.5408	-7.0765	4.1930	0.0251	-2.8835	20.7170
HV2 Line 89	HV2 Bus 108	HV2 Bus 322	-18.7083	18.7269	0.9559	-1.1342	0.0186	-0.1783	14.0014
HV2 Line 90	HV2 Bus 24	HV2 Bus 175	-0.7000	0.7000	-0.5555	0.2989	0.0000	-0.2566	0.6671
HV2 Line 91	HV2 Bus 34	HV2 Bus 93	0.2501	-0.2500	-1.0180	-0.1212	0.0001	-1.1392	0.7751
HV2 Line 92	HV2 Bus 61	HV2 Bus 200	16.0708	-16.0457	0.2652	-0.6330	0.0251	-0.3678	11.8845
HV2 Line 93	HV2 Bus 87	HV2 Bus 336	-16.4976	16.5600	-0.8121	-0.1212	0.0624	-0.9333	12.0177
HV2 Line 94	HV2 Bus 296	HV2 Bus 78	-31.2415	31.3304	5.6997	-5.8478	0.0889	-0.1481	23.6387
HV2 Line 95	HV2 Bus 297	HV2 Bus 319	-31.9594	31.9641	0.6686	-0.6762	0.0047	-0.0077	23.7421
HV2 Line 96	HV2 Bus 296	HV2 Bus 314	12.6896	-12.6733	3.4032	-3.7709	0.0163	-0.3677	9.8411
HV2 Line 97	HV2 Bus 196	HV2 Bus 90	0.4500	-0.4500	0.3459	-0.6055	0.0000	-0.2596	0.5641
HV2 Line 98	HV2 Bus 122	HV2 Bus 286	-0.2500	0.2500	-0.1212	-1.3956	0.0000	-1.5168	1.1061
HV2 Line 99	HV2 Bus 79	HV2 Bus 254	-33.1626	33.2300	0.0312	-0.1212	0.0674	-0.0901	24.5968
HV2 Line 100	HV2 Bus 33	HV2 Bus 221	-45.0444	45.1650	-2.6891	2.7483	0.1206	0.0592	33.3655
HV2 Line 101	HV2 Bus 134	HV2 Bus 206	11.7202	-11.7126	3.8754	-4.0722	0.0076	-0.1969	9.2435
HV2 Line 102	HV2 Bus 43	HV2 Bus 108	10.5400	-10.5317	-0.1212	-0.1800	0.0083	-0.3013	7.8675
HV2 Line 103	HV2 Bus 297	HV2 Bus 205	45.1540	-45.0544	-5.7036	5.7609	0.0996	0.0574	33.8028
HV2 Line 104	HV2 Bus 99	HV2 Bus 274	-22.9065	22.9156	-0.0800	0.0276	0.0091	-0.0524	16.9785
HV2 Line 105	HV2 Bus 28	HV2 Bus 230	5.3793	-5.3776	1.8741	-2.0951	0.0017	-0.2210	4.3071
HV2 Line 106	HV2 Bus 108	HV2 Bus 339	70.2222	-69.9776	-3.5294	3.9779	0.2446	0.4485	52.5167
HV2 Line 107	HV2 Bus 8	HV2 Bus 340	-69.7792	69.8943	4.2295	-4.0183	0.1151	0.2112	52.4476
HV2 Line 108	HV2 Bus 204	HV2 Bus 280	52.9999	-52.8774	-6.8524	6.9956	0.1225	0.1432	39.7479
HV2 Line 109	HV2 Bus 246	HV2 Bus 329	-34.5854	34.6136	0.6062	-2.4562	0.0283	-1.8500	27.0753
HV2 Line 110	HV2 Bus 305	HV2 Bus 330	35.0535	-34.9889	-8.8762	4.8738	0.0647	-4.0024	28.1736
HV2 Line 111	HV2 Bus 53	HV2 Bus 59	-35.1269	35.1430	-7.4326	6.4570	0.0161	-0.9756	28.0779
HV2 Line 112	HV2 Bus 8	HV2 Bus 340	-69.7792	69.8943	4.2295	-4.0183	0.1151	0.2112	52.4476
HV2 Line 113	HV2 Bus 7	HV2 Bus 53	-34.9905	35.0019	-7.3790	7.3720	0.0115	-0.0070	26.8266

Tabelle B.3: 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Transformatoren

trafo	bus_hv	bus_lv	P_hv [MW]	P_lv [MW]	Q_hv [MVar]	Q_lv [MVar]	P_losses [MW]	Q_losses [MW]	loading [%]
HV2 Trafo 1	EHV Bus 1865	HV2 Bus 7	-132.9361	133.0821	-5.1562	12.0008	0.1459	6.8446	43.2898
HV2 Trafo 2	EHV Bus 1866	HV2 Bus 7	-132.9361	133.0821	-5.1562	12.0008	0.1459	6.8446	43.2898
HV2 Trafo 3	EHV Bus 1866	HV2 Bus 7	-132.9361	133.0821	-5.1562	12.0008	0.1459	6.8446	43.2898

C Konverterbeschreibungen und Anwendung in den Tools

Der SimBench-Datensatz liegt in Form von CSV-Dateien vor. Dieses Format ist einfach, offen, menschenlesbar und von vielen Softwaretools verarbeitbar. Die Netzelemente und ihre Parameter sind in Kapitel 4.3.1 beschrieben. Um die Nutzerfreundlichkeit der SimBench-Daten zu erhöhen, sind Konverter zu den Lastflussberechnungs- und Netzoptimierungsprogrammen PowerFactory [1], Integral [2] und `pandapower` [3] erstellt worden. Diese werden in diesem Kapitel beschrieben.

C.1 PowerFactory

C.1.1 Installation von Python

Um den SimBench-Konverter in PowerFactory zu verwenden, muss Python installiert sein. Für die Erstellung des SimBench-Konverters ist Python 3.5 sowie PowerFactory 2017 verwendet worden. Es wird daher empfohlen ebenfalls Python 3.5 (oder höher) zu verwenden. Python kann auf der Webseite www.python.org unter „Downloads“ in unterschiedlichen Versionen für verschiedene Betriebssystem heruntergeladen werden. Nachdem Python installiert ist, ist für den Konverter die Installation weiterer Pakete/Bibliotheken notwendig. Diese sind:

- sys
- os
- csv

Fehlende Pakete können beispielsweise mithilfe des Paketverwaltungsprogramms „pip“ installiert werden, welches standardmäßig bei der Installation von Python ebenfalls installiert wird. Die Kommandozeile zur Installation eines Pakets mit dem Namen „projektname“ via pip (unter Windows) lautet:

```
pip install projektname
```

Nachdem Python 3.5 sowie die erforderlichen Pakete installiert sind, kann der SimBench-Konverter verwendet werden. Weitere Informationen zur Einrichtung von Python sind im PowerFactory-Handbuch (für PowerFactory 2017) unter Kapitel „21.2.1 Installation eines Python-Interpreters“ zu finden.

C.1.2 Verwendung des SimBench-Konverters in PowerFactory

Zur Verwendung des SimBench-Konverters in PowerFactory muss dazu zunächst in einem PowerFactory-Projekt ein Python-Befehlsobjekt (ComPython) erzeugt werden. Dieses Python-Befehlsobjekt stellt eine Verknüpfung zwischen PowerFactory und einer python-Skriptdatei her. Wie das Python-Befehlsobjekt aufgebaut und zu verwenden ist, ist detailliert im PowerFactory Handbuch unter Kapitel „21.2.3 Das Python-Befehlsobjekt (ComPython)“ beschrieben. Im Folgenden wird die Einbindung des Konverters in PowerFactory kurz beschrieben.

In einem neuen Projekt muss zunächst unter „Bibliothek“ → „Skripte“ ein neues Python-Befehlsobjekt erzeugt werden. Im Befehlsobjekt kann bei den „Grund-Optionen“ unter „Name“ einen Namen für das Befehlsobjekt vergeben werden. Des Weiteren ist es wichtig unter „Eingabeparameter“ den Pfad anzugeben, wo sich die CSV-Dateien des SimBench-Datensatzes befinden. Ein Beispiel ist in Abbildung C.1 zu sehen. Wichtig ist als Typ „string“ und als Name „folder“ zu wählen, der Wert der hier anzugeben ist, ist der Dateipfad. In diesem Beispiel ist als Dateipfad ein Ordner „LV-Modell“ als Unterordner von „SimBench“ auf dem Laufwerk „D:“ ausgewählt.

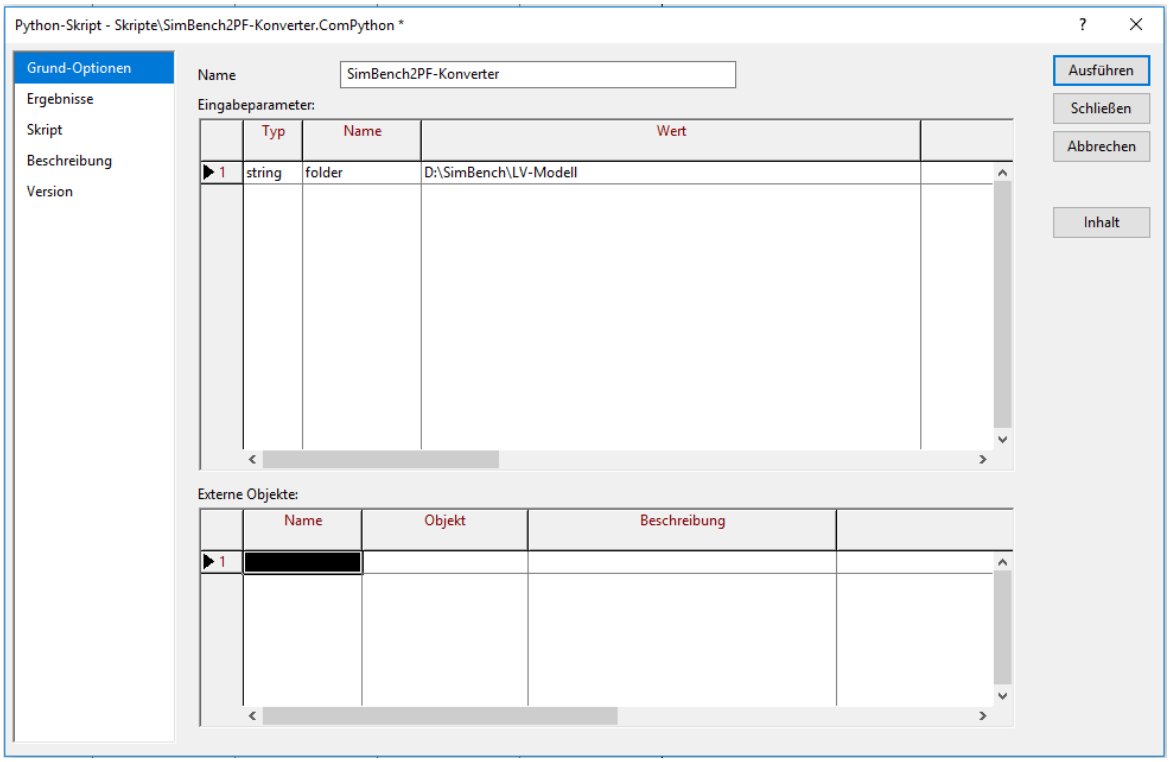


Abbildung C.1: Aufbau des Python-Befehlsobjekts in PowerFactory

Als nächstes ist der Pfad der SimBench-Konverterdatei anzugeben. Dies erfolgt im Befehlsobjekt unter dem Reiter „Skript“. Dort kann unter „Skriptdatei“ die Python-Konverterdatei gesucht und ausgewählt werden. Somit ist dort die „SimBench2PowerFactory_Converter.py“ zu wählen.

Anschließend ist das Befehlsobjekt für den Import eines Simbench-Modells vorbereitet. Mit einem Klick auf „Ausführen“ wird der Konverter gestartet und importiert die Netztopologie aus dem unter „Eingabepara-

meter“ hinterlegten Dateipfad.

C.2 Pandapower

Zur Nutzung der SimBench-Netze mit `pandapower` [3] wird das Python-Paket „simbench“ empfohlen, welches bei GitHub und PyPI erhältlich ist. Dieses basiert, wie `pandapower`, auf der Programmiersprache Python. Die Installation geschieht analog zu `pandapower` und ist in der Dokumentation des Python-Pakets beschrieben. Um die gewünschten SimBench-Netzdaten zu erhalten, kann die vorhandene Funktion `get_simbench_net(simbench_code)` aufgerufen werden. Dieser Funktion wird als Inputvariable der SimBench-Code des gewünschten Netzdatensatzes übergeben. Das Skript eines Minimalbeispiels kann wie folgt aussehen:

```
import simbench
simbench_code = "1-MV-rural--0-sw"
net = simbench.get_simbench_net(simbench_code)
```

Im Python-Paket simbench geschieht die Bereitstellung aller Netzdaten auf Basis des Gesamtdatensatz von SimBench, welcher in Form von CSV-Tabellen vorliegt. Dieser Gesamtdatensatz umfasst alle Netze und Zeitreihen aller Spannungsebenen sowie alle Netzäquivalente. Für das Szenario 0 wird dieser mit dem SimBench-Code „1-complete_data-mixed-all-0-sw“ bezeichnet. Die Funktion `get_simbench_net()` ruft die Unterfunktion `get_extracted_csv_data()` auf, welche das gewünschte Netz, im Minimalbeispiel also das ländliche MS-Netz, entsprechend des subnet-Parameters (siehe Kapitel 4.2.2) extrahiert. Anschließend werden die Netzdaten mit der Konverterfunktion `csv_data2pp()` in das `pandapower`-Format überführt. Die Konverterfunktion ist so generisch programmiert, dass sie auch andere Netze, die im SimBench-CSV-Format vorliegen, in das `pandapower`-Format überführen kann. Eine weitere hilfreiche Funktion ist `pp2csv_data()`. Mit dieser ist es möglich, aus einem `pandapower`-Netz ins CSV-Dateformat von SimBench zu überführen. Parktische Nutzungshinweise inklusive Code-Beispiele sind im Python-Paket simbench als jupyter notebook enthalten.

C.3 Integral

Im Rahmen des Projektes ist eine Konvertierung des SimBench-Datenformats auch in ein INTEGRAL-konformes Datenformat erfolgt. Bei INTEGRAL handelt es sich um eine kostenpflichtige Netzplanungssoftware für Anwendungsfälle in der Netzplanung und dem Netzbetrieb. Die Software wird bereitgestellt von der FGH GmbH. Weitere Informationen hierzu sowie die Kontaktdaten können [2] entnommen werden. Das Ziel dieses Kapitels ist die Beschreibung der Anwendung der SimBench-Netze in INTEGRAL. Eine Anleitung für INTEGRAL im Allgemeinen ist hier nicht gegeben. Hierfür ist auf die INTEGRAL-Hilfe oder den Support zu verweisen.

Für die in Kapitel 4.2.3 beschriebenen relevanten Anwendungsfälle liegen die SimBench-Datensätze im xml-Format vor. Die Belastungsfälle bzw. die Zeitreihen der entsprechenden Datensätze liegen getrennt im csv-Format vor, da diese nicht in das xml-Format integrierbar sind. Im Folgenden ist eine Anleitung zur Berechnung der Datensätze anhand der Abbildung C.2 gegeben.

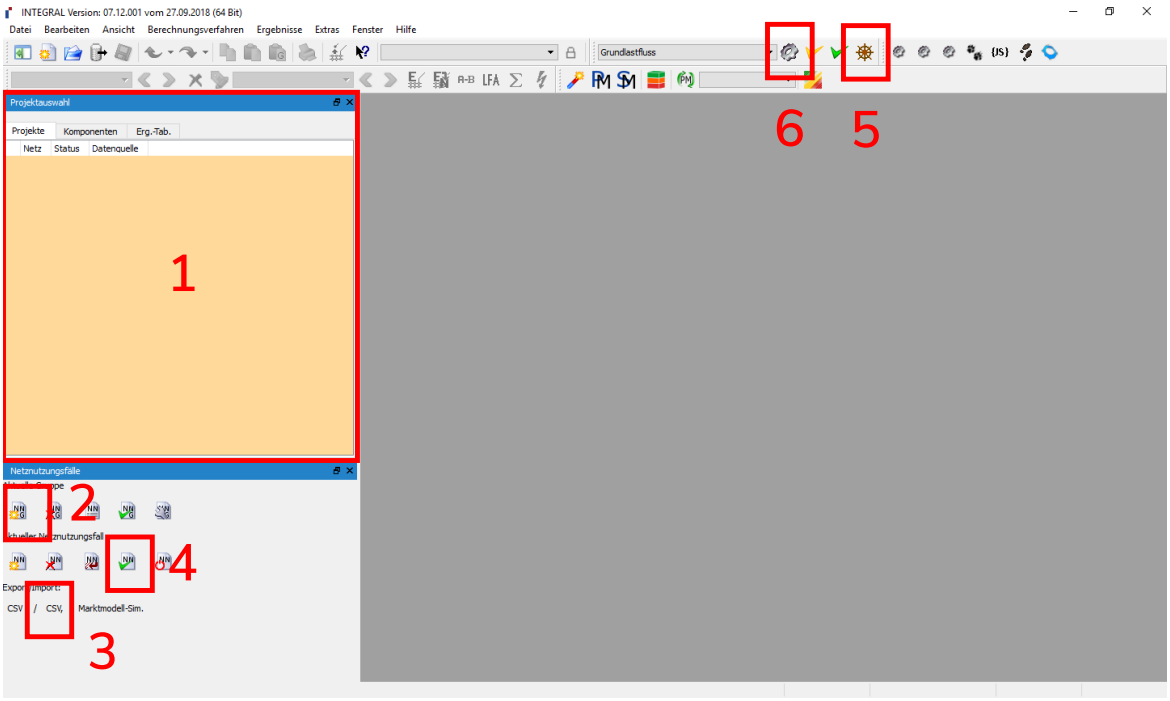


Abbildung C.2: Darstellung der INTEGRAL-Benutzeroberfläche

Die Netze im xml-Format werden über *Drag and Drop* in das Kästchen mit der Ziffer 1 gezogen. Nach dem erfolgreichen Einlesen des Netzes kann unter dem Reiter „Projekte“ im gleich Kästchen eine Netzschemagrafik erstellt werden. Dies ist möglich, da alle Netze Geokoordinaten enthalten. Die Geokoordinaten sind teilweise synthetisch generiert und dienen der Visualisierung. Für eine Berechnung verschiedener Last-/Einspeisesituationen ist der Import der Netznutzungsfälle im csv-Format notwendig. Die Möglichkeit zum Import von Netznutzungsfällen besteht jedoch nur, sofern das importierte Netz in einer Projektdatenbank gespeichert ist. Dies ist möglich über „Datei/Speichern in Projektdatenbank“ oder das Tastaturkürzel „Strg+Umschalt+S“. Im Anschluss an das Speichern in der Projektdatenbank muss eine Netznutzungsfallgruppe (entsprechend Ziffer 2) angelegt werden. Nach erneutem Speichern des Projektes kann nun der Import der Netznutzungsfälle (Ziffer 3) erfolgen. Die Auswahl der Netznutzungsfälle erfolgt über die Ziffer 4. Für die gewählte Berechnungsmethode, hier ist beispielsweise die Berechnung des Grundlastflusses ausgewählt, können unter Ziffer 5 verschiedene, auf den Anwendungsfall bezogene Einstellungen vorgenommen werden. Dabei handelt es sich beispielsweise um Iterationsschranken beim Lastfluss oder maximale Stromtragfähigkeiten von Leitungen. Die Durchführung der gewählten Berechnungsmethode erfolgt nun unter Ziffer 6.

Nomenklatur

Glossar

Abgang	Abgehende Verbindung durch eine Freileitung oder ein Kabel von einer Sammelschiene einer Umspannstation
Boxplot	Ein Boxplot stellt eine Verteilung dar. Der Bereich zwischen oberem und unteren Quantil der Verteilung ist farblich eingefärbten. Darin ist der Median durch eine zusätzlichen horizontale Linie gekennzeichnet. Die „Fühler“ reichen in dieser Dokumentation zum äußersten, auftretenden Wert, dessen Abstand zum nächstgelegenen Quantil nicht den 1,5-fachen Abstand des Quantils zum Median überschreitet. Weiter außerhalb liegende Werte werden als „Ausreißer“ durch Rauten markiert.
Ortsnetzstation	Gesamtheit der Schalt- und Umspannbetriebsmittels einer Umspanneinrichtung von Mittelspannung zur Niederspannung
Stich	Abzweigung eines Hauptstrangs
Trennstelle	Offen betriebener Trennschalter in einem Ringsystem
Violin plot	Ein Violin plot stellt eine Verteilung mithilfe einer Einhüllenden Kontur dar, die Dichte der Verteilung grafisch abbildet. In die hier verwendeten Violin plots sind einzelnen Werte beziehungsweise Ausprägungen durch Punkte dargestellt und zur besseren Erkennbarkeit über der y-Achse der Darstellung verteilt.

Abkürzungen

APLS	Arbeisplatzladestationen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BM	Biomasse
DSO2	2. Anwendungsfall der Kategorie Verteilnetzbetrieb [Distribution System Operation]
DWD	Deutscher Wetterdienst
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage

E-Kfz	Elektrofahrzeug
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GDH	Gewerbe-Dienstleistung-Handel
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HLS	Heimladestationen
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HVN	Hessenverteilnetzstudie
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
Plan3	3. Anwendungsfall der Kategorie Netzplanung
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Source [Regenerative Energieerzeugungsanlagen]
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RONT	regelbarer Ortsnetzstransformator
Sim4	4. Anwendungsfall der Kategorie Verteilnetzbetrieb
SLP	Standardlastprofil
SOC	State-Of-Charge
TSO1	1. Anwendungsfall der Kategorie Übertragungsnetzbetrieb [Transmission System Operation]
UW	Umspannwerk
WP	Wärmepumpe
WKA	Windkraftanlage

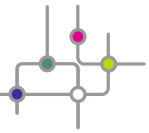
Abbildungsverzeichnis

3.1 Ablaufdiagramm der Methodik zur Generierung von Benchmarknetzen 8
3.2 Beispielergebnisse der Datenanalyse: Boxplots der Querschnittsverteilung (links) und der Leitungslängen (rchts) von Leitungsarten echter MS-Netze [11] 14
3.3 Netzmodell SciGrid 18
3.4 Kraftwerkseinsatz für eine exemplarische Woche 21
3.5 Übersicht des Vorgehens auf HS-Ebene 22
3.6 Georeferenzierte Daten für das Hochspannungsnetz 25
3.7 Vorgehen der Zuordnung der Versorgungsaufgabe unter Verwendung von Voronoi-Gebieten 26
3.8 Voronoi-Gebiete der Hochspannungsknoten 26
3.9 Stationskonzepte in der HS-Ebene 28
3.10 Methodik zur NS-Netzmodellegenerierung 30
3.11 Klassifizierungsergebnis der NS-Versorgungsaufgaben 31
3.12 Schematisches Ladeprofil eines E-Kfz 36
3.13 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ankunftszeiten zu Hause und auf der Arbeit unter der Woche 37
3.14 Darstellung des Wärmebedarfs in einem dreiköpfigen Einfamilienhaus in Hannover (oben) und Lübeck (unten) für das Jahr 2016 39
3.15 Voronoi-Polygone zu den entsprechenden HS/HöS-Knoten 44
3.16 Generierungsmehtodik der Erzeugungszeitreihen 45
3.17 Ablaufdiagramm zur Erstellung der Entwicklungsszenarien 48
3.18 Übersicht der betrachteten Grenzwertverletzungen und weiterer Abbruchkriterien zur Erstellung der Entwicklungsszenarien 48
3.19 Verknüpfung der Abbruchkriterien mit den SimBench-Netzen 49
3.20 Validierungsprozess durch Einbindung der HVN 49
3.21 Ermittlung der Netzeinhüllenden 52

4.1 Topologie des HöS-Netzes 57
4.2 Installierte Kraftwerksleistung im Höchstspannungsnetz je Technologie 57
4.3 Geographische Verteilung von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und konventionellen Kraftwerken 58
4.4 Exemplarisches Lastflussergebnis für eine Stunde 59
4.5 Darstellung des vorwiegend ländlichen HS-Netzes 60
4.6 Darstellung des vorwiegend städtischen HS-Netzes 61
4.7 Versorgungsaufgabe der HS-Netze 62
4.8 Exemplarische Lastflussergebnisse für eine Starkwind-Schwachlast-Situation 62

4.9 Darstellung der MS-Netze: ländlich (links oben), vorstädtisch (rechts oben), städtisch (links unten) und gewerblich (rechts unten) . . . 63
4.10 Netzparametervergleich von SimBench-MS-Netzen und realen Netzdaten . . . 67
4.11 Spannungswerte in Abhängigkeit vom Abstand zum HS/MS-Umspannwerk sowie Leitungs- und Transformatorauslastungen für die planungsrelevanten Lastfälle lW (jeweils oben) und hL (jeweils unten) . . . 69
4.12 Schematische Darstellung der NS-Netze (von oben links nach unten rechts): drei ländliche, zwei vorstädtische und ein städtisches Netz . . . 71
4.13 Vergleich realer Netzdaten mit SimBench-NS-Netzen bezüglich der Verbraucheranzahl (links), Verbraucherwirkleistung (Mitte) und Leitungslängen (rechts) . . . 74
4.14 Anteil zugeordneter Profile und mittlerer Abstand der Messreihen zu den einzelnen SLP-Klassen . . . 76
4.15 Vergleich der ausgewählten, normierten, durchschnittlichen Wochentags-Haushaltsprofile mit den zugeordneten SLPs . . . 77
4.16 Vergleich des durchschnittlichen Wochentags-Gewerbeprofil mit dem SLP . . . 78
4.17 Anteil zugeordneter Profile und mittlerer Abstand der Messreihen zu den einzelnen SLP-Klassen, untergliedert nach mittlerem Verbrauch . . . 79
4.18 außergewöhnlicher bandlastartiger Verbrauchsverlauf einer Gewerbezeitreihe im SimBench-Datensatz . . . 80
4.19 Gesamtübersicht aller zur Verfügung gestellter Profile für Sammelverbraucher . . . 81
4.20 Darstellung des NS-Netzes LV3 im Szenario 1 für das Jahr 2024 . . . 84
4.21 Darstellung des NS-Netzes LV3 im Szenario 2 für das Jahr 2034 . . . 85
4.22 Darstellung des NS-Netzes LV3 mit Busspannung und Leitungsauslastung als Heatmap für die Szenarien 1 (links) und 2 (rechts) . . . 86
4.23 Grenzwertverletzungen im NS-Netz LV3 für das Szenario 1 . . . 87
4.24 Grenzwertverletzungen im NS-Netz für das Szenario 2 . . . 87
4.25 Darstellung des gewerblichen MS-Netz im Szenario 0 . . . 88
4.26 Darstellung des gewerblichen MS-Netz für die Szenarien 1 (links) und 2 (rechts) . . . 88
4.27 Darstellung des gemischten HS-Netz für die Szenarien (0: oben links, 1: oben rechts, 2: unten) 89
4.28 Darstellung des HöS-Netz für die Szenarien (0: oben links, 1: oben rechts, 2: unten) . . . 90
4.29 Prinzipdarstellung eines MS-NS-Übergangs (links) sowie inklusive aller äquivalenter Elemente und Angabe des „subnet“-Parameters (rechts) . . . 91
4.30 Fremdbeziehungen der Knoten und Querelemente des SimBench-CSV-Formats . . . 96
4.31 Fremdbeziehungen der Kantenelemente des SimBench-CSV-Formats . . . 98
4.32 Auswahl einer geeigneten SimBench-Netzkombination mit Hilfe der GUI . . . 109
4.33 Parameterübersicht zur eindeutigen Identifikation eines SimBench-Netzes . . . 110

5.1 Spannungsgrenzen der MS und NS in Abhängigkeit des Berechnungsfalls . . . 115
5.2 Kennlinie für eine einfache, beispielhafte Spannungssollwertregelung von HS/MS-Transformatorstufenschalter in Abhängigkeit des Lastfalls . . . 115
5.3 Ergebnisse der grundlegenden Lastflussrechnung für das Netz „1-HV-urban--0-sw“ im Belastungsfall „lW“ . . . 116
5.4 Steuerdaten in INTEGRAL . . . 117



5.5 Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen auf Grundlage aller definierten Berechnungsfälle (ohne n-1) gegenüber der Jahreszeitreihensimulation exemplarisch für das städtische NS-Netzes (links) und vorstädtische MS-Netzes (rechts) des Szenarios 1 119
5.6 Vergleich der Schätzfehler für das gewerbliche MS-Netz an fünf zufällig ausgewählten Netzknoten für die etablierte Zustandsschätzung (links) und die neue Methode (rechts) 122
5.7 Vergleich der Schätzfehler für das vorstädtische Netz an fünf zufällig ausgewählten Netzknoten für die etablierte Zustandsschätzung (links) und die neue Methode (rechts) 122

C.1 Aufbau des Python-Befehlsobjekts in PowerFactory 138
C.2 Darstellung der INTEGRAL-Benutzeroberfläche 140

Tabellenverzeichnis

3.1 Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Übertragungsnetzbetreiber . . 9
3.2 Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Verteilnetzbetreiber 10
3.3 Liste betrachteter Anwendungsfälle im Themenbereich der Netzsimulation 11
3.4 Übersicht netzbeschreibender Parameter der in erster Iteration erstellten MS-Netze 16
3.5 Übersicht durchgeführter Evaluierungen an den MS-Netzen 17
3.6 Betriebsmittelkenndaten der HöS-Leitungen 19
3.7 Betriebsmittelkenndaten des HöS-Transformators 19
3.8 Angenommene Merit-Order-Liste konventioneller Kraftwerke 21
3.9 Betriebsmittelkenndaten von HS-Freileitungen und -Kabel 27
3.10 Betriebsmittelkenndaten von HöS/HS-Transformatoren 28
3.11 Neuzulassungen von E-Kfz von 2013 bis 2018 in Deutschland [50] 35
3.12 Angenommene Batteriegrößen und zugehörige Marktanteile [50, 51] 35
3.13 Gewichtung der Ladeprofile entsprechend der Marktanteile [50] 36
3.14 Anzahl der in SimBench in den NS-Netzen verwendeten, unterschiedlichen Zeitreihen nach Standorttyp [50] 38

4.1 Überblick der SimBench-Netze im Ursprungszustand (Szenario 0) 56
4.2 Übersicht netzbeschreibender Parameter der MS-Netze 64
4.3 Überblick der an SimBench-MS-Netzen angeschlossenen NS-Netztypen 65
4.4 Leitungslängensummen [km] verschiedener Leitungsquerschnitte in MS-Netzen 66
4.5 Übersicht netzbeschreibender Parameter der NS-Netze 72
4.6 Übersicht der elektrischen Parameter der Leitungstypen in den NS-Netzen 73
4.7 Geografische Zuordnung der Zeitreihen für PV und Wind 82
4.8 Erklärung der Teile des „subnet“-Parameters 93
4.9 Erklärung der Teile des „subnet“-Parameters 94
4.10 Übersicht der Tabellen des SimBench-Datenformats 97
4.11 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Node“ 98
4.12 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Substation“ 99
4.13 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Coordinates“ 99
4.14 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „ExternalNet“ 100
4.15 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „PowerPlant“ 101
4.16 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „PowerPlantProfile“ 101
4.17 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „RES“ 102
4.18 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Load“ 102
4.19 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Storage“ 103
4.20 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Shunt“ 103

4.21 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Line“ 104
4.22 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „LineType“ 105
4.23 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „DCLineType“ 105
4.24 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer“ 105
4.25 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „TransformerType“ 106
4.26 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer3W“ 106
4.27 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Transformer3WType“ . . . 107
4.28 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Switch“ 108
4.29 Sammlung und Beschreibung der Parameter der Modellklasse „Measurement“ 108

5.1 Skalierungsfaktoren der definierten, planungsrelevanten Netznutzungsfälle [48] 114
5.2 Spannungswerte für unterschiedlichen Spannungsebenen und Leistungsfaktoren der Lasten der planungsrelevanten Netznutzungsfälle 114
5.3 Maximale absolute Abweichungen weiterer Netzberechnungsprogramme im Vergleich zu den vorgestellten, mit Integral erzielten Lastflussergebnisse 117

A.1 Liste aller SimBench-Codes mit vollständiger Schalterrepräsentation „sw“ 128

B.1 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Knoten 129
B.2 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Leitungen 133
B.3 1-HV-urban--0-sw-lW: Lastflussergebnisse Transformatoren 135

Danksagung

Diese Dokumentation entstand im Rahmen des Projekts SimBench (Forschungsvorhaben: 02E241V7164). Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages und dem Projektträger Jülich (PTJ). Die Autoren sind für den Inhalt dieser Dokumentation verantwortlich.

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SimBench

Des Weiteren bedanken sich die Autoren bei den beteiligten Netzbetreibern für die rege Beteiligung, die hilfreichen Rückmeldungen und Anmerkungen sowie die Bereitstellung von Netzdaten. Dies waren im Einzelnen:

Prof. Matthias Hable, DREWAG NETZ GmbH

Marvin Reiting, Energie Netz Mitte GmbH

Dr. Jörg Dickert, ENSO NETZ GmbH

Franziska Fischer, Netze BW GmbH

Guntram Naurath, Syna GmbH

Daniel Telöken, Westnetz GmbH

Literaturverzeichnis

[1] DIgSILENT GmbH, “DIgSILENT PowerFactory,” Version 2017.

[2] F. GmbH, “Integral Übersicht,” https://www.fgh-ma.de/de/leistungsbereiche/software/integral/uebersicht [Zugriff: June. 28, 2019].

[3] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, “pandapower - an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, Nov 2018.

[4] J. Bialek, E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Cotilla-Sanchez, C. Dent, I. Dobson, P. Henneaux, P. Hines, J. Jardim, S. Miller, M. Panteli, M. Papic, A. Pitto, J. Quiros-Tortos, and D. Wu, “Benchmarking and validation of cascading failure analysis tools,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4887–4900, 2016.

[5] ARPA-E, “Grid data - generating realistic information for the development of distribution and transmission algorithms,” 2016, https://arpa-e.energy.gov/?q=arpa-e-programs/grid-data [Zugriff: Jan. 21, 2019].

[6] F. Marten, K. Diwold, L. Löwer, L. M. Faiella, P. Hochloff, L. H. Hansen, and M. Braun, “Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids,” in *Intelligent Energy Systems (IWIES), 2013 IEEE International Workshop on*, Nov. 2013, pp. 52–57, bSP f AWF1 Blindleistungsbereitstellung.

[7] P. Fortenbacher, A. Ulbig, S. Koch, and G. Andersson, “Grid-constrained optimal predictive power dispatch in large multi-level power systems with renewable energy sources, and storage devices,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, Oct. 2014, pp. 1–6.

[8] T. Alharbi and K. Bhattacharya, “Optimal energy management and smart charging of pevs in isolated microgrids,” in *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2015 IEEE*, Oct. 2015, pp. 169–176.

[9] A. R. Dalmau, D. M. Perez, I. D. de Cerio Mendaza, and J. R. Pillai, “Decentralized voltage control coordination of on-load tap changer transformers, distributed generation units and flexible loads,” in *Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative*, Nov. 2015, pp. 1–6.

[10] A. Koziolek, A. Avritzer, S. Suresh, D. S. Menasche, K. Trivedi, and L. Happe, “Design of distribution automation networks using survivability modeling and power flow equations,” in *2013 IEEE 24th International Symposium on Software Reliability Engineering (ISSRE)*, Nov. 2013, pp. 41–50.

[11] S. Meinecke, N. Bornhorst, and M. Braun, “Power system benchmark generation methodology,” in *NEIS-Conference Hamburg*, Sep. 2018.

[12] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer-Verlag, 2007.

[13] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 6th ed. Springer, 2011.

[14] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," Ph.D. dissertation, Technische Universität München, 2011.

[15] J. Büchner, J. Katzfey, O. Floercken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. Van Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar, and M. van Amelsvoort, "Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)," BMWi, Tech. Rep., 2014.

[16] J. Schlabbach and K.-H. Rofalski, *Power system engineering: planning, design, and operation of power systems and equipment*. John Wiley & Sons, 2008.

[17] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Stromnetzlänge entspricht 45facher erdumrundung," Aug. 2014. [Online]. Available: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140805-pi-stromnetzlaenge-entspricht-45facher-erdumrundung-de

[18] G. Prettico, F. Gangale, A. Mengolini, A. Lucas, and G. Fuilli, "Distribution operators observatory - from european electricity distribution systems to representative distribution networks," European Commision - Joint Research Centre, Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: http://ses.jrc.ec.europa.eu/distribution-system-operators-observatory

[19] A.-C. Agricola, B. Höflich, P. Richard, J. Völker, C. Rehtanz, M. Greve, B. Gwisdorf, J. Kays, T. Noll, J. Schwippe, A. Seack, J. Teuwsen, G. Brunekreeft, R. Meyer, and V. Liebert, "Dena-Verteilnetzstudie - Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030," Deutsche Energie-Agentur, Tech. Rep., 2012.

[20] Y. Li and P. J. Wolfs, "Taxonomic description for western australian distribution medium-voltage and low-voltage feeders," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, 2014.

[21] K. P. Schneider, Y. Chen, D. P. Chassin, R. G. Pratt, D. W. Engel, and S. Thompson, "Modern grid initiative: Distribution taxonomy final report," Pacific Northwest National Laboratory, Tech. Rep., Nov. 2008.

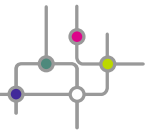
[22] G. Walker, A.-K. Krauss, S. Eilenberger, W. Schweinfort, and S. Tenbohlen, "Entwicklung eines standardisierten Ansatzes zur Klassifizierung von Verteilnetzen," in *VDE-Kongress Frankfurt*, 2014.

[23] R. Broderick, J. Williams, and K. Munoz-Ramos, "Clustering method and representative feeder selection for the california solar initiative," Sandia National Laboratories, Tech. Rep., Feb. 2014.

[24] T. Kneiske, H. Barth, and S. Raab, "Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität im Rahmen des Projekts ESPEN," in *NEIS-Conference Hamburg*, Sep. 2014.

[25] H. Rui, M. Arnold, and W. H. Wellssow, "Synthetic medium voltage grids for the assessment of smart grid techniques," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Oct. 2012, pp. 1–8.

[26] J. Dickert, M. Domagk, and P. Schegner, "Benchmark low voltage distribution networks based on cluster analysis of actual grid properties," in *PowerTech, 2013 IEEE Grenoble*. IEEE, 2013, pp. 1–6.



[27] J. U. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Ph.D. dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2002.

[28] M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, F. Wirtz, I. Berber, M. Gödde, and R. Frings, "Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung," in *14. Symposium Energieinnovation TU Graz*, Feb. 2016.

[29] S. Breker, "Klassifikation von Niederspannungsnetzen mit Support Vector Machines: Bewertung des Aufnahmevermögens für Dezentrale Erzeugungsanlagen," Ph.D. dissertation, Universität Kassel, 2015.

[30] M. M. Nijhuis, M. M. Gibescu, and J. Cobben, "Clustering of low voltage feeders from a network planning perspective," in *23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon*, Jun. 2015.

[31] S. Committee *et al.*, "Ieee standard for scada andautomation systems," IEEE Power Engineering Society, Tech. Rep. IEEE Std C37.1™-2007, 2007.

[32] E. Kämpf, M. Bauer, R. Schwinn, and M. Braun, "Ict infrastructure design considering ict contingencies and reserve requirements on transmission level," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Oct 2012, pp. 1–7.

[33] I. A. Tøndel, J. Foros, S. S. Kilskar, P. Hokstad, and M. G. Jaatun, "Interdependencies and reliability in the combined ICT and power system: An overview of current research," *Applied Computing and Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 17–27, jan 2018.

[34] D. Reiners, "flosm powergrid," http://www.flosm.de/en/powergrid.html [Zugriff: Jul. 1, 2018].

[35] D. W. Medjroubi, "scigrid map," https://www.power.scigrid.de/ [Zugriff: May. 29, 2019].

[36] ENTSO-E, "Entso-e karte," https://www.entsoe.eu/data/map/ [Zugriff: May. 29, 2019].

[37] VDE, "Vde-/fnn-karte," https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/vde-fnn-netzkarte-2018-zeigt-bestehende-und-geplante-leitungen [Zugriff: May. 29, 2019].

[38] n.a., "Qgis," https://www.qgis.org/de/site/ [Zugriff: July. 09, 2019].

[39] BNetzA, "Marktstammdatenregister," https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht [Zugriff: May. 31, 2019].

[40] n.a., "Openstreetmap," https://www.openstreetmap.org/#map=6/51.330/10.453 [Zugriff: July. 09, 2019].

[41] PostgreSQL, "Postgresql," https://www.postgresql.org/ [Zugriff: May. 31, 2019].

[42] A. Klettke, T. van Leeuwen, S. Flörkemeier, and A. Moser, "Generierung von Benchmark-Modellnetzen in der Hochspannungsebene auf Basis öffentlich verfügbarer Daten," *10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2017.

[43] BNetzA, "Monitoringbericht 2016," https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff: June. 26, 2019].

[44] D. S. Bundesamt, "Gemeindeverzeichnis," https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html [Zugriff: May. 31, 2019].

[45] P. Larscheid, A. Klettke, T. van Leeuwen, S. Meinecke, and A. Moser, "Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des Höchstspannungsnetzes auf die Simulation von Hochspannungsnetzen," *15. Symposium Energieinnovation*, Feb. 2018.

[46] C. Kittl, D. Sarajlic, and C. Rehtanz, "k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids," in *IEEE PES ISGT Europe*, 2018.

[47] J. Kays, A. Seack, T. Smirek, F. Westkamp, and C. Rehtanz, "The generation of distribution grid models on the basis of public available data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2346–2353, may 2017.

[48] S. Meinecke, A. Klettke, D. Sarajlic., J. Dickert, M. Hable, F. Fischer, M. Braun, A. Moser, and C. Rehtanz, "General planning and operational principles in german distribution systems used for simbench," in *CIRED 25th International Conference on Electricity Distribution*, Jun. 2019.

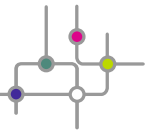
[49] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschning, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis," HTW Berlin - University of Applied Sciences, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, Berlin, Germany, Tech. Rep., 2015. [Online]. Available: https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2017/05/HTW-BERLIN-2015-Repr%C3%A4sentative-elektrische-Lastprofile-f%C3%BCr-Wohngeb%C3%A4ude-in-Deutschland-auf-1-sek%C3%BCndiger-Datenbasis.pdf

[50] statista, "Anzahl der Neuzulassungen von ausgewählten Pkw mit Elektroantrieb in den Jahren 2013 bis 2018 in Deutschland nach Marke/Modellreihe," Jan. 11, 2019, https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224041/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-nach-marke-modellreihe/ [Zugriff: Aug. 07, 2019].

[51] stromschnell, "Elektroautos," https://www.stromschnell.de/elektroautos/index.html/ [Zugriff: Aug. 07, 2019].

[52] R. Follmer, D. Gruschwitz, B. Jesske, S. Quandt, B. Lenz, C. Nobis, K. Köhler, and M. Mehlin, "Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht: Struktur - Aufkommen - Emissionen - Trends," infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH and Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Verkehrsforschung, Tech. Rep., Feb. 2010. [Online]. Available: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/infas_MiD2008_Abschlussbericht_I.pdf

[53] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH and Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Verkehrsforschung, "Mobilität in Deutschland," http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/mid2008-publikationen.html [Zugriff: Aug. 07, 2019].



[54] EnergieNetz Mitte, “Profilschar Bilanzierungsgebiet 1 "EnergieNetz Mitte" / Bilanzierungsgebiet 2 "Netz SW Gelnhausen",” 2018, https://www.energienetz-mitte.de/marktpartner/netzzugang-nutzung/strom/standardlastprofilverfahren/#c4258 [Zugriff: Aug. 8, 2018].

[55] VDI-Fachbereich Energietechnik, “Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern - Planung, Errichtung, Betrieb,” VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Tech. Rep., Mar. 2018. [Online]. Available: https://www.vdi.de/richtlinien/unsere-richtlinien-highlights/vdi-4645

[56] Entso-E, “Historical data (until December 2015) - Consumption data: Hourly load values 2006 - 2015,” 2015, https://www.entsoe.eu/data/data-portal/ [Zugriff: Aug. 08, 2019].

[57] J. Kays and C. Rehtanz, “Planning process for distribution grids based on flexibly generated time series considering RES, DSM and storages,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 14, pp. 3405–3412, nov 2016.

[58] J. Kays, A. Seack, and U. Häger, “The potential of using generated time series in the distribution grid planning process,” 2015.

[59] A. Seack, “Time series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system,” Ph.D. dissertation, 2016.

[60] J. Kays, “Agent-based simulation environment for improving the planning of distribution grids,” Ph.D. dissertation, 2014.

[61] A. Shapovalov, C. Kittl, C. Rehtanz, L. Jendernalik, A. C. Schneider, and D. Giavarra, “Application of time-resolved input data for smart grid simulation,” *CIRED - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2106–2109, oct 2017.

[62] Umweltbundesamt, “Batterien und Akkus: Ihre Fragen - Unsere Antworten zu Batterien, Akkus und Umwelt,” Umweltbundesamt, Tech. Rep., Okt. 2012. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4414.pdf

[63] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler, and J. Ulffers, “Veteilnetzstudie Hessen 2024-2034,” BearingPoint GmbH and Fraunhofer IEE, Tech. Rep., Apr. 2018. [Online]. Available: https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf

[64] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH and TransnetBW GmbH (Hrsg.), “Netwentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019,” www.netzentwicklungsplan.de, Tech. Rep., Feb. 2019. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019

[65] U. v. d. Busch, A. Gauler, H. Müller, K. Frings, and G. Petkova, “Energiewende in Hessen - Monitoringbericht 2016,” Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, Tech. Rep., Dec. 2016. [Online]. Available: https://www.energieland.hessen.de/mm/monitoringbericht_energie_2016.pdf

[66] Regionalversammlung Mittelhessen, “Anhang 2 - Steckbriefe der im Teilregionalplanentwurf ausgewiesenen Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie (VRG WE),” Regierungspräsidium Gießen, Dezernat 31, Tech. Rep., Dec. 2012. [Online]. Available: https://www.energieportal-mittelhessen.de/fileadmin/image/Teilplan_Energie/Teilplan_Energie/Anhang2_Steckbriefe_ausgewiesene_VRG_WE.pdf

[67] statista, “Anzahl der gemeldeten Pkw in Deutschland in den Jahren 1960 bis 2019 (Bestand in 1.000),” Mar. 04, 2019, https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12131/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland/ [Zugriff: Jul. 31, 2019].

[68] Umweltbundesamt, “Bevölkerungsentwicklung und Struktur privater Haushalte,” Jul. 24, 2019, https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/strukturdaten-privater-haushalte/bevoelkerungsentwicklung-struktur-privater#textpart-4 [Zugriff: Jul. 31, 2019].

[69] BNetzA, “Monitoringbericht 2018,” https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Zugriff: June. 26, 2019].

[70] T. Hammerschmidt, A. Gaul, T. Christ, and C. Rehtanz, “Simultaneity of pv- and wind power-generation from distribution grid perspective,” in *CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, May 2012, pp. 1–4.

[71] A. Moser, “Elektrizitätsversorgungssysteme, Skriptum zur Vorlesung,” 2019.

[72] A. Probst, *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Sierke Verlag, 2015.

[73] A. Ulbig, S. Koch, and C. Antonakopoulos, “Kosteneffizienter verteilnetzausbau dank zeitreihenbasierter netzsimulationen,” in *4th OTTI conference, Berlin*, jan 2017.

[74] M. Zdrallek, S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, M. J., L. Münch, C. Böse, and Gemsjäger, “Neue planungs- und betriebsgrundsätze für ländliche verteilungsnetze als rückgrad der energiewende,” Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG, Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-5651/eaw0216.pdf

[75] J. Kays, A. Seack, and U. Häger, “The potential of using generated time series in the distribution grid planning process,” in *23rd International Conference Electricity Distribution, Lyon, France*, 2015.

[76] F. Schweppe and J. Wildes, “Power system static-state estimation, part i: Exact model,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 120–125, January 1970.

[77] J.-H. Menke, N. Bornhorst, and M. Braun, “Distribution system monitoring for smart power grids with distributed generation using artificial neural networks,” *CoRR*, vol. abs/1801.04705, 2018. [Online]. Available: http://arxiv.org/abs/1801.04705