

# Modellierung und Klassifizierung von elektrischen Energiesystemen zum Benchmarking von statischen Netzanalysen

Bei der  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der  
Technischen Universität Dortmund  
eingereichte

## Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

Džanan Sarajlić, M. Sc.  
Dortmund, 2023

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz  
Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Braun  
Tag der mündlichen Prüfung: 30. Oktober 2023



---

## Kurzfassung

Die Entwicklungen im Rahmen der Energiewende führen zu einer Transformation des elektrischen Energiesystems. Dabei ergeben sich neue Herausforderungen und Fragestellungen, die in Forschungsaktivitäten untersucht werden. Diese Untersuchungen erfordern häufig Analysen in Stromnetzen, wofür wiederum Netzmodelle benötigt werden. Eine gute wissenschaftliche Praxis erfordert dabei Transparenz und Vergleichbarkeit, welche mithilfe von Benchmark-Netzmodellen unterstützt werden kann. Diese Arbeit widmet sich dem Prozess der Modellierung solcher Benchmark-Netzmodelle. Dabei wird zunächst der Begriff Benchmarking im Kontext von Netzanalysen in elektrischen Energiesystemen geschärft, da keine festgelegte Definition vorhanden ist. Zudem werden Kenngrößen zur Charakterisierung von elektrischen Netzen analysiert, gruppiert und priorisiert. In Anlehnung an reale Netzplanungsprozesse wird beschrieben, wie Benchmark-Netzmodelle synthetisch und basierend auf öffentlich zugänglichen Daten generiert werden können. Abschließend wird anhand der Erkenntnisse dargelegt, wie die Modellierung der Niederspannungsnetzmodelle im sogenannten SimBench-Datensatz erfolgt ist. Hierzu wird der Datensatz analysiert und bewertet sowie Potenziale und Grenzen der Daten diskutiert.

## Abstract

The developments in the context of the energy transition are leading to a transformation of the electrical energy system. In the process, new challenges and questions arise that are being investigated in research activities. These investigations often require analyses in electricity grids, which in turn require grid models. Good scientific practice requires transparency and comparability, which can be supported by benchmark grid models. This thesis is dedicated to the process of modeling such benchmark grid models. First, the term benchmarking is sharpened in the context of grid analyses in electric power systems, as no fixed definition is available. In addition, parameters for the characterisation of electrical grids are analysed, grouped and prioritised. Based on real grid planning processes, it is described how benchmark grid models can be generated synthetically and based on publicly available data. Finally, based on these findings, it is explained how the modelling of the low-voltage network models in the publicly so-called SimBench dataset was carried out. For this purpose, the data set is analysed and evaluated, and the potential and limitations of the data are discussed.



## Vorwort

Diese Arbeit entstand begleitend zu meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie<sup>3</sup>) an der Technischen Universität Dortmund.

Zuallererst gilt mein besonderer Dank daher Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz für die Betreuung dieser Doktorarbeit und das weitreichend entgegengebrachte Vertrauen, welches meine fachliche und persönliche Entwicklung in einem produktiven und motivierendem Arbeitsumfeld ermöglichte. Herrn Prof. Dr.-Ing. Martin Braun danke ich für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Ich bedanke mich herzlich bei allen Kolleginnen und Kollegen, Studierenden und wissenschaftlichen Hilfskräften, die mich während meiner Arbeit begleitet und unterstützt haben. Die offene und kommunikative Atmosphäre sowie Hilfsbereitschaft im Kollegium haben mich geprägt und stets motiviert. Mein besonderer Dank gilt Christoph Strunck und Dr.-Ing. Marvin Albrecht für den intensiven wissenschaftlichen Austausch und den Dialog darüber hinaus. Ebenso möchte ich mich bei Dennis Schmid bedanken für die freundlichen Gespräche und den fachlichen Austausch zu meiner Arbeit, die wesentlich zu ihrem Gelingen beigetragen haben. Ich danke Dr.-Ing. Ulf Häger für das kritische Lesen meiner Arbeit sowie für alle Korrekturvorschläge und Anregungen.

Ganz besonders danke ich meiner Familie für die immerwährende Unterstützung, die Ermöglichung meiner Ausbildung und Förderung meiner Interessen. Bei meinen Freunden bedanke ich mich für den permanenten Zuspruch und den persönlichen Rückhalt.

Dortmund, Februar 2023

Džanan Sarajlić



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>V</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Elektrische Energiesysteme</b>	<b>5</b>
2.1 Energiesystemaufbau . . . . .	5
2.1.1 Allgemeiner Netzaufbau . . . . .	5
2.1.2 Netzstrukturen . . . . .	7
2.1.3 Regionalität . . . . .	9
2.1.4 Komponenten elektrischer Energiesysteme . . . . .	11
2.2 Netzplanung und -betrieb . . . . .	13
2.2.1 Recht, Regulierung und Normung . . . . .	14
2.2.2 Planungsgrundsätze . . . . .	15
2.2.3 Netzbetriebsführung . . . . .	17
<b>3 Benchmarking</b>	<b>19</b>
3.1 Benchmarking Allgemein . . . . .	19
3.1.1 Benchmarking-Begriff . . . . .	19
3.1.2 Kriterien für Benchmarking . . . . .	21
3.1.3 Anwendungsszenarien für Benchmarking . . . . .	21
3.2 Benchmarking in der Energieforschung . . . . .	22
3.2.1 Benchmarking von Netzsimulationen . . . . .	22
3.2.2 Stromnetzmodelle im Benchmarking-Umfeld . . . . .	25
3.2.3 Anwendungsfälle in Verteilnetzen . . . . .	30
<b>4 Netzmodellierung in der Energieforschung</b>	<b>37</b>
4.1 Netzmodelleigenschaften und -kategorisierung . . . . .	37
4.1.1 Kenngrößen und Kategorien . . . . .	38
4.1.2 Netzklassifizierung . . . . .	48
4.1.3 Kennzahlpriorisierung . . . . .	52
4.2 Anforderungsspezifikation . . . . .	58
4.2.1 Netzanalyseanforderungen . . . . .	58
4.2.2 Benchmarkanforderungen . . . . .	59
4.2.3 Anforderungen durch Anwendungsfälle . . . . .	62
4.3 Datenquellen und Dateiformat . . . . .	62
4.3.1 Datenquellen . . . . .	63
4.3.2 Austausch von Netzmodelldaten . . . . .	67
4.4 Methoden zur Netzgenerierung . . . . .	70
4.4.1 Automatisierungsgrad . . . . .	70
4.4.2 Modellierungsansätze . . . . .	71

4.4.3	Modellierungsmethoden . . . . .	72
4.5	Evaluierung der Netzmodelle . . . . .	75
4.6	Publikation . . . . .	77
<b>5</b>	<b>Benchmark-Netzdatengenerierung am Fallbeispiel SimBench</b>	<b>81</b>
5.1	SimBench-Datensatz und Datengrundlage . . . . .	81
5.1.1	Überblick zum SimBench-Datensatz . . . . .	82
5.1.2	Datei- und Datenformat . . . . .	83
5.1.3	Datenquellen . . . . .	84
5.2	Modellierungsmethode . . . . .	86
5.2.1	Modellierung der NS-Netzmodelle in SimBench . . . . .	86
5.2.2	Modellierung der Erzeugungszeitreihen in SimBench . . . . .	89
5.3	SimBench NS-Datensatz und Evaluation . . . . .	92
5.3.1	NS-Datensatz . . . . .	92
5.3.2	SimBench DEA-Zeitreihen . . . . .	95
5.3.3	Evaluation der SimBench NS-Daten und DEA-Zeitreihen . . . . .	96
5.3.4	Analyse der Netzeigenschaften der SimBench NS-Daten . . . . .	105
5.4	Potenziale und Grenzen von SimBench . . . . .	114
5.4.1	Limitierungen von SimBench . . . . .	114
5.4.2	Übertragbarkeit der Methode . . . . .	115
5.4.3	Datensatzerweiterung . . . . .	117
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>123</b>
6.1	Zusammenfassung . . . . .	123
6.2	Ausblick . . . . .	125
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>128</b>
	<b>Wissenschaftliche Publikationen</b>	<b>142</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>145</b>
<b>A</b>	<b>Ergänzungen zur Netzmodellierung</b>	<b>149</b>
<b>B</b>	<b>Ergänzungen zum Fallbeispiel SimBench</b>	<b>151</b>
B.1	SimBench Evaluierung: Topologie . . . . .	151
B.2	SimBench Evaluierung: Zeitreihen . . . . .	152
B.3	SimBench Netzeigenschaften: NS-Datensatz . . . . .	178



# 1 Einleitung

Die weltweit stattfindenden klimatischen Veränderungen führen zu einer politisch forcierten Energiewende und der Abkehr von fossilen und nuklearen hin zu nachhaltigen und erneuerbaren Energieträgern. Das Energieversorgungssystem in Deutschland wird dabei grundlegend transformiert und es findet ein Wandel auf der Erzeuger- und der Verbraucherseite statt. Dabei werden vermehrt erneuerbare und dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) ins Energieversorgungssystem integriert. Aus der gesellschaftlichen Bedeutung von Elektrizität folgen entsprechend hohe Ansprüche an die Qualität, Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung [1]. Die mannigfaltigen Veränderungen im elektrischen Energiesystem stellen die Betreiber elektrischer Netze vor neue Herausforderungen, um auch weiterhin den bisherigen Ansprüchen gerecht zu werden.

Die Entwicklungen durch die Energiewende und die damit verknüpften Herausforderungen im Energiesystem führen zu neuen Forschungsfragen, die im wissenschaftlichen Forschungsumfeld nur zum Teil in realen Laboren und praktischen Experimenten untersucht und beantwortet werden können. Häufig findet Forschung und Entwicklung im Kontext elektrischer Energiesysteme durch rechnergestützte Modellierung und Simulation statt und kann durch praktische Laboruntersuchungen ergänzt werden, z. B. zur Ergebnis-Validierung. Modelle von Stromnetzen bieten verschiedene Freiheitsgrade unter freier Wahl von Rahmenbedingungen, ohne dabei reale Systeme zu beeinträchtigen. Für wissenschaftliche Forschungstätigkeiten zu elektrischen Energiesystemen sind somit elektrische Netzmodelle erforderlich, um Netzanalysen, z. B. für wissenschaftliche Studien, zu ermöglichen. Dabei ist auf die Qualität und Realitätsnähe der Modelle und Simulationen zu achten [2]. Ein Bedarf nach realistischen Netzmodellen besteht hauptsächlich im Verteilnetz, aufgrund der Heterogenität der Netze bei häufig unzureichender Dokumentation. Die bisher beschriebenen Zusammenhänge sind in Abbildung 1.1 vereinfacht dargestellt.

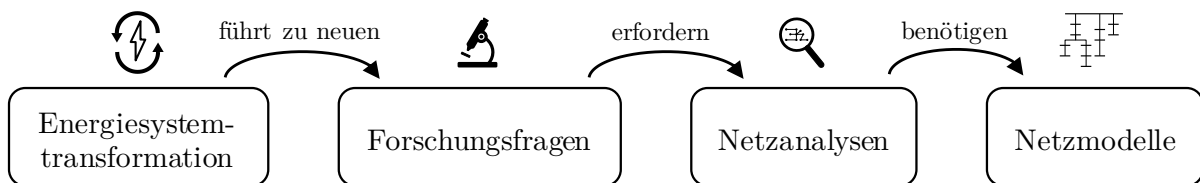


Abbildung 1.1: Energiesystem-Transformation und elektrische Netzmodelle

Ein essentielles Element bei Forschungstätigkeiten ist die Einhaltung einer guten wissenschaftlichen Praxis, welche z. B. in Form von einem Kodex und Leitlinien, wie in [3], festgehalten werden kann. Für eine gute wissenschaftliche Praxis sind wesentliche Bestandteile die Vergleichbarkeit und Übertragbarkeit von Forschungsergebnissen sowie die Ermöglichung ihrer Replikation. Hierbei zeigen sich Hindernisse im Bereich der Forschung zu elektrischen Energiesystemen, die auf Netzanalysen mit Hilfe von Netzmodellen gestützt sind. Die Vielfalt an elektrischen Netzstrukturen in Kombination mit der Vertrau-

lichkeit realer Netzdaten führt zu einer Vielzahl an synthetisch erstellten Netzmodellen in Forschungsarbeiten, mit unterschiedlichen Detailgraden ihrer Dokumentation. Je nach Umfang der Dokumentation von Netzmodellen und Forschungsmethoden, kann dies zu Beeinträchtigungen bei der Replikation von Forschungsergebnissen und der Vergleichbarkeit, d. h. dem Benchmarking, von Methoden und Ergebnissen führen, was insgesamt den Forschungsfortschritt hindern kann. Hinzu kommen ineffiziente und repetitiv durchgeführte Aktivitäten im Rahmen von Forschungstätigkeiten, wie z. B. die wiederholte Modellierung von Netzmodellen für spezifische Anwendungsfälle (AWF).

Unter der Annahme, dass eine einheitliche, öffentliche zugängliche Netzdatenbasis effiziente Forschungsaktivitäten und die Einhaltung guter wissenschaftlicher Praxis fördert, ergibt sich die folgende zentrale Forschungsfrage dieser Arbeit:

*Wie können realitätsnahe, repräsentative elektrische Energienetzmodelle für Benchmarking in der Energieforschung im Kontext statischer Netzanalysen erzeugt werden?*

Diese zentrale Forschungsfrage beinhaltet drei Bausteine aus denen sich folgende Teilfragen ableiten lassen:

- I. Was ist Benchmarking im Kontext der Forschung zu elektrischen Energiesystemen und welche Anforderungen bestehen, um es zu ermöglichen?
- II. Wie können Eigenschaften elektrischer Netze beschrieben werden und welche Netzkategorien können unterschieden werden?
- III. Wie sollte der Netzmodellierungsprozess ablaufen und welche Methoden und Verfahren zur Erzeugung von elektrischen Netzmodellen gibt es?

Für die Beantwortung dieser Forschungsfragen ist die vorliegende Arbeit wie folgt gegliedert: In Kapitel 2 wird der grundlegende Aufbau elektrischer Energiesysteme vorgestellt. Dabei werden die wesentlichen Netzstrukturen sowie regionale Unterschiede erläutert und für die Netzmodellierung relevante Komponenten beschrieben. Zudem werden die Rahmenbedingungen, die rechtlich und regulatorisch vorgegeben sowie durch Netzplanungs- und Netzbetriebsgrundsätze individuell festgelegt werden, thematisiert.

Im Rahmen von Kapitel 3 wird zunächst der Begriff Benchmarking im Kontext der Forschung zu elektrischen Energiesystemen näher erörtert und für den Rahmen dieser Arbeit definiert. Anschließend wird eine Übersicht bereits vorhandener und öffentlich zugänglicher Stromnetzmodelle, die für Benchmarking-Untersuchungen verwendet werden können, vorgestellt. Zudem wird eine Übersicht zu relevanten AWF aus dem Verteilnetzkontext aufgelistet, um die Bedarfe nach Netzmodellen und die Einsatzgebiete von Benchmarking aufzuzeigen.

In Kapitel 4 wird die elektrische Netzmodellierung in der Energieforschung thematisiert. Dabei werden Kenngrößen zur Beschreibung der Eigenschaften elektrischer Netzmodelle analysiert und bewertet. Zudem werden die gestellten Anforderungen beschrieben sowie potenzielle Datenquellen betrachtet, die für die Modellierung relevante Informationen be-

---

reithalten. Abschließend werden verschiedene Methoden zur Erstellung von elektrischen Netzmodellen ausgewertet.

Die Erkenntnisse werden im Rahmen eines Fallbeispiels für die Modellierung der Niederspannungs (NS)-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz angewandt und in Kapitel 5 vorgestellt. Dabei wird die Zielsetzung erläutert, die Modellierungsmethode präsentiert, der erstellte Datensatz evaluiert sowie detaillierte Eigenschaften der einzelnen Netzmodelle beschrieben. Schließlich werden Potenziale und Grenzen des SimBench-Datensatzes aufgezeigt.

Diese Arbeit schließt in Kapitel 6 mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Beiträge ab und gibt einen Ausblick auf fortführende Forschungstätigkeiten auf dem Gebiet der Modellierung von elektrischen Netzen für Benchmarking-Zwecke. In Abbildung 1.2 ist eine Übersicht der zuvor beschriebenen Gliederung der Arbeit dargestellt.

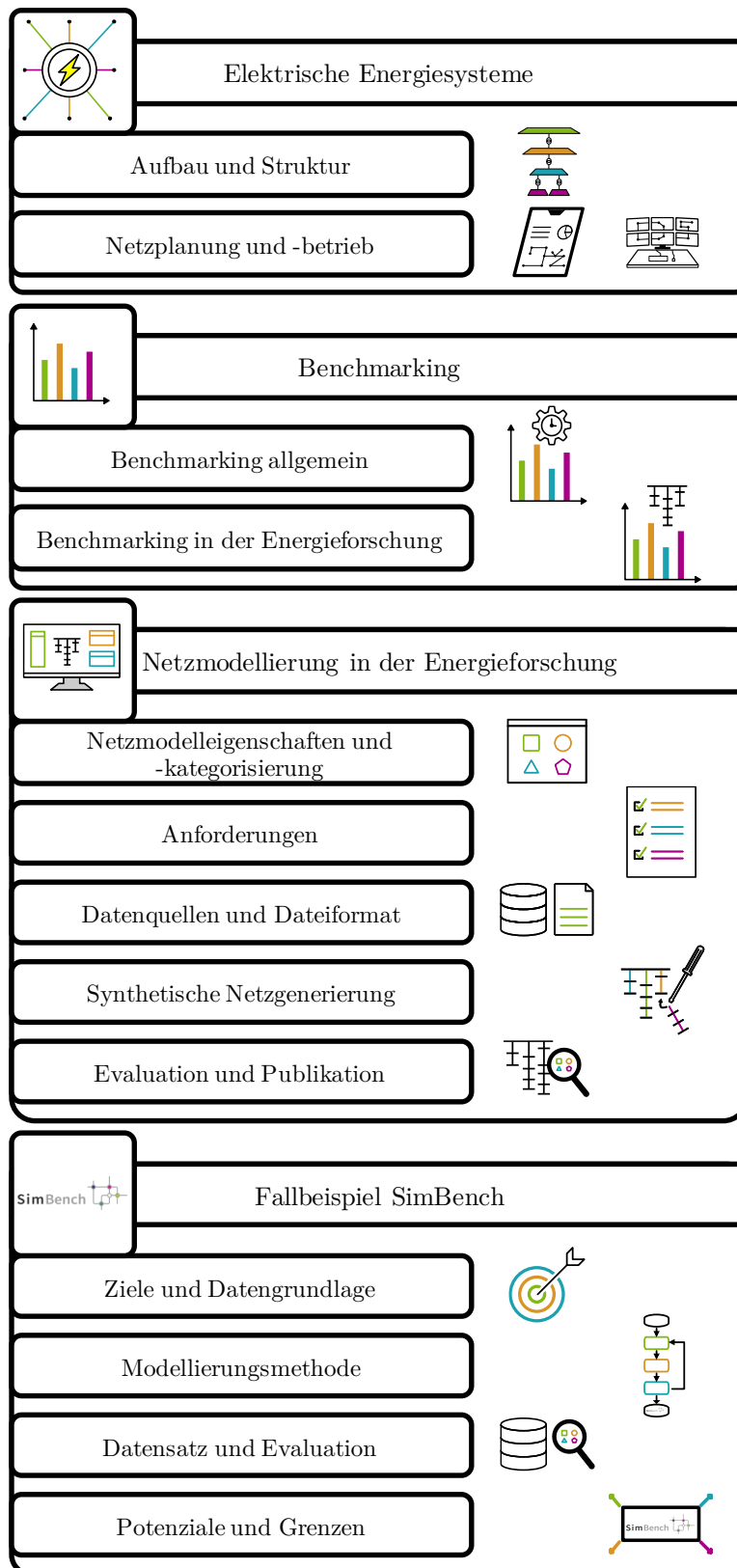


Abbildung 1.2: Übersicht zur Gliederung der vorliegenden Arbeit

## 2 Elektrische Energiesysteme

In der vorliegenden Arbeit steht die Modellierung und Klassifizierung von elektrischen Energiesystemen zur Anwendung für Benchmarking-Untersuchungen bei statischen Netzanalysen im Fokus. Hierfür ist es zunächst erforderlich den grundlegenden Aufbau und die Struktur elektrischer Netze zu analysieren. Diese können sich global deutlich unterscheiden, so dass kein allgemein gültiges Netzmodell, welches alle geografischen Regionen adäquat abbildet, erstellt werden kann. Für die Modellierung elektrischer Netze ist zudem die Kenntnis über die einzelnen Komponenten bzw. Betriebsmittel, aus denen ein elektrisches Netz besteht, relevant. Nachfolgend werden daher in Abschnitt 2.1 der Netzaufbau und die Netzstruktur elektrischer Energiesysteme vorgestellt, auf ihre regionalen Unterschiede eingegangen sowie die grundlegenden Komponenten erläutert. Allgemein ist die Modellierung synthetischer elektrischer Netze stark mit den Abläufen aus der realen Netzplanung verknüpft, daher werden in Abschnitt 2.2 wesentliche Aspekte der Netzplanung und des Netzbetriebs dargelegt.

### 2.1 Energiesystemaufbau

Die Modellierung elektrischer Netze erfordert ein grundlegendes Verständnis über den Aufbau eines elektrischen Energiesystems und die auftretenden elektrischen Netzstrukturen. Im Folgenden wird daher in Unterabschnitt 2.1.1 der allgemeine Aufbau eines elektrischen Energiesystems kurz zusammengefasst. In Unterabschnitt 2.1.2 werden die wesentlichen Netzstrukturen sowie in Unterabschnitt 2.1.3 global auftretende Unterschiede im Aufbau von elektrischen Energiesystemen erläutert. Abschließend werden in Unterabschnitt 2.1.4 relevante Betriebsmittel eines Stromnetzes genannt.

#### 2.1.1 Allgemeiner Netzaufbau

Allgemein beinhaltet ein elektrisches Energiesystem alle technischen Komponenten, die zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erforderlich sind [4]. Dies sind u. a. Generatoren, Transformatoren und Hochspannungsleitungen. Öffentliche elektrische Energiesysteme werden i. d. R. als Drehstromnetz mit einer Nennfrequenz von  $f_n = 50 \text{ Hz}$  oder  $60 \text{ Hz}$  realisiert [1]. Wie in Abbildung 2.1 dargestellt, ist die Struktur eines elektrischen Energiesystems hierarchisch aufgebaut und wird in elektrische Netze mit unterschiedlicher Spannung unterteilt [4]. Diese Spannungsebenen werden über Transformatoren gekoppelt, und in Deutschland werden i. d. R. folgende Ebenen unterschieden:

- Höchstspannung (HöS): 380 kV oder 220 kV
- Hochspannung (HS): 110 kV
- Mittelspannung (MS): 10 kV, 20 kV oder 30 kV
- Niederspannung (NS): 0,4 kV

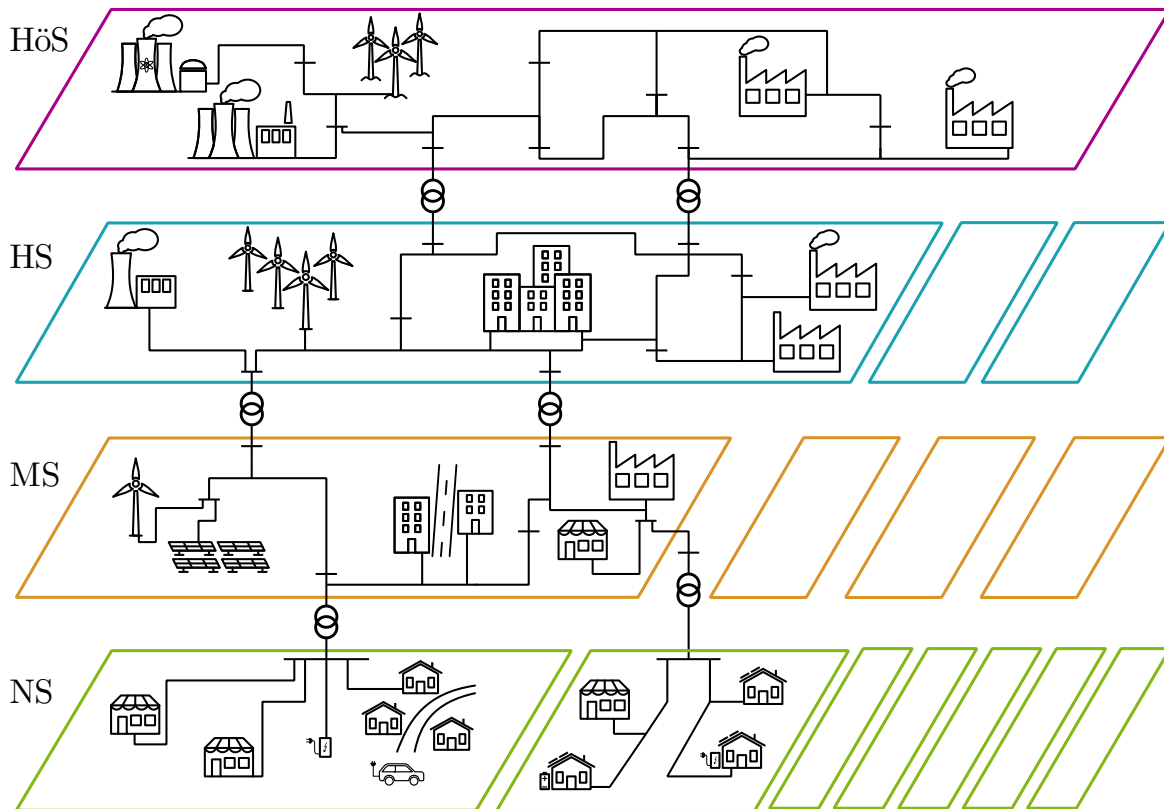


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des hierarchischen Aufbaus eines elektrischen Energiesystems

In der HöS-Ebene werden Großkraftwerke, wie Kernkraftwerke, angeschlossen. Verbraucher sind i. d. R. nicht an das HöS-Netz angeschlossen [5]. Im HS-Netz sind kleinere konventionelle Kraftwerke, Windparks, große Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen und große Industrieverbraucher angeschlossen [6]. Industrieunternehmen, öffentliche Einrichtungen, dezentrale Energieerzeugungsanlagen, z. B. kleinere Windkraftanlagen (WKA), werden im MS-Netz angeschlossen [6]. Die Endverteilung elektrischer Energie findet auf der NS-Ebene statt. Demnach sind über NS-Netze die meisten Verbraucher an das elektrische Energiesystem angeschlossen [5]. Zudem sind die meisten Photovoltaikanlagen (PVA) an das NS-Netz angeschlossen [7], während WKA erst ab den höheren Spannungsebenen angeschlossen werden [8]. Die Struktur und Ausdehnung von NS-Netzen ist nach [6] entscheidend von der Lastdichte und den geografischen Verhältnissen abhängig, Letzteres aufgrund der Abhängigkeit von Straßenverläufen.

Der Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen obliegt der Verantwortung von Netzbetreibern, wobei Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Transport elektrischer Energie im Übertragungsnetz (HöS-Ebene), häufig über lange Entfernungen, und Verteilnetzbetreiber (VNB) für die Verteilung der Energie bis hin zum Endkunden über das Verteilnetz (HS- bis NS-Ebene) zuständig sind. Vor Beginn der Energiewende erfolgte die Energieübertragung nach dem Top-Down-Prinzip, d. h. Großkraftwerke speisen auf

der höchsten Spannungsebene Energie in das Stromnetz ein, die dann über das Verteilnetz bis zum Endverbraucher verteilt wird. Durch die Energiewende erfolgt die Verteilung der Energie jedoch nicht mehr ausschließlich nach diesem Top-Down-Prinzip. Stattdessen kann durch DEA, wie z. B. WKA oder PVA, die zunehmend auf der Mittel- und Niederspannungsebene installiert werden, ein Stromfluss auch nach dem Bottom-Up-Prinzip, d. h. aus den unteren Spannungsebenen in die überlagerten Netzebenen, erfolgen. Hinzu kommt ein sich änderndes Verhalten von Verbrauchern, welche durch die Installation von Erzeugungsanlagen, nicht nur als Konsumenten, sondern auch als Erzeuger elektrischer Leistung auftreten, in diesem Fall werden sie als Prosumer (Zusammensetzung der englischen Begriffe *producer* und *consumer*) bezeichnet. Dieser Wandel von uni- zu bidirektionalen Leistungsflüssen in elektrischen Energiesystemen geht mit diversen Herausforderungen einher, die in der Energieforschung untersucht werden und sich besonders im Verteilnetz stellen.

Der Aufbau des Energiesystems nach dem Top-Down-Prinzip führt zu einer höheren Anzahl und Länge von elektrischen Leitungen auf niedrigeren gegenüber den höheren Spannungsebenen. Gemäß der Informationen der deutschen Energie-Agentur<sup>1</sup> beträgt die Gesamtlänge nach Spannungsebene:

- HöS: 37.000 km
- HS: 81.000 km
- MS: 479.000 km
- NS: 1.123.000 km

### 2.1.2 Netzstrukturen

Wie in Unterabschnitt 2.1.1 beschrieben teilt sich das Energiesystem in verschiedene Spannungsebenen auf, welche sich wiederum in eine Vielzahl an (Teil-)Netzen, die durch einen oder mehrere Transformatoren versorgt werden, unterteilen. Die Netze unterscheiden sich in ihrer Struktur und Komplexität. Trotz ihrer individuellen topologischen Ausprägung gibt es grundlegende Netzformen, denen ein Netz zugeordnet werden kann, diese sind das Radial- oder Strahlennetz, das Ringnetz, das Strangnetz und das Maschennetz [1]. Die Ausprägung der Netzstruktur kann von unterschiedlichen Faktoren abhängen, wie z. B. der Spannungsebene, den geografischen und infrastrukturellen Umständen, sowie nach [1] von der Lastdichte der Verbraucher.

**Radial- oder Strahlennetz:** Das Strahlennetz bildet die einfachste Netzform, bei der die Versorgungsleitungen (engl.: *feeder*) strahlenförmig von der Umspannstation weg verlaufen [1], [4]. Wie in Abbildung 2.2(a) dargestellt, sind die Verbraucher an diesen Stichleitungen angeschlossen und werden nur von einer Seite mit der Umspannstation verbunden. Durch die einfache Struktur ist der Planungs- und Schutzaufwand gering und bietet eine gute Übersichtlichkeit bei Fehlern [1], [4]. Nachteilig ist die Versorgungssicherheit, da

<sup>1</sup><https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/>

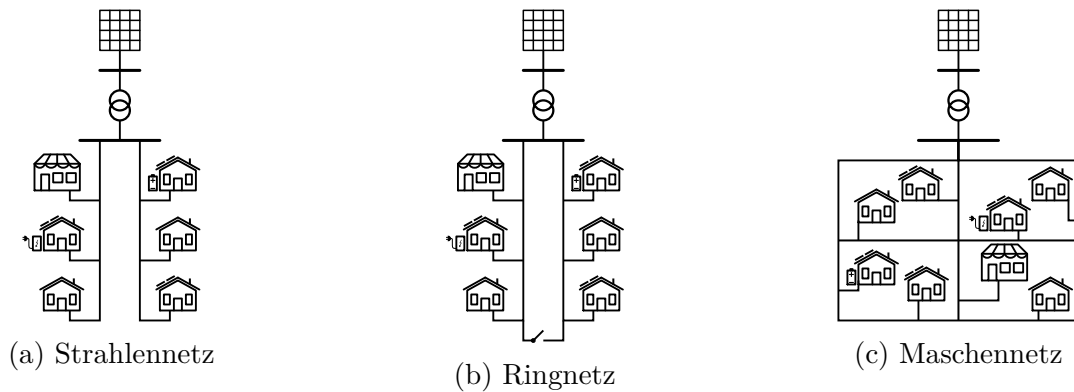


Abbildung 2.2: Schematische Übersicht grundlegender Netzstrukturen

beim Ausfall eines Leitungssegments die nachfolgenden Leitungssegmente und Verbraucher nicht mehr versorgt werden. Zudem sind die höheren Leitungsverluste und die mit zunehmendem Abstand von der Einspeisung ansteigenden Spannungsabfälle zu berücksichtigen [4]. Wie in [1] erläutert sind Strahlennetze meist in der NS-Ebene vorzufinden, üblicherweise in ländlichen Gebieten, in denen geringe Lastdichten auftreten. Sie werden aber auch bei höheren Lastdichten, z. B. in städtischen Gebieten, eingesetzt, wobei dabei die Ausdehnung geringer ist, d. h. eine Transformatorstation versorgt wenige Gebäude.

**Ringnetz:** In einem Ringnetz werden, wie in Abbildung 2.2(b) dargestellt, durch die Verbindung der Enden zweier Versorgungsleitungen Ringe gebildet und so eine Teilvermaschung des Netzes erreicht [1], [4]. Dies erhöht die Betriebssicherheit gegenüber einem Strahlennetz, da die Verbraucher oder Stationen eines Ringes von zwei Seiten gespeist werden können [1]. Im Betrieb werden Ringnetze meist offen betrieben und erst bei Bedarf geschlossen, da dadurch der Betrieb vereinfacht wird [1]. Neben der höheren Betriebssicherheit, lässt sich bei geschlossenen Ringen die Spannungshaltung verbessern und Verluste verringern [4]. Nachteilig sind erhöhte Anforderungen an den Netzschutz und ggfs. an die Blindleistungskompensation [6]. Ringnetze werden auf der NS-, MS- und HS-Ebene eingesetzt [4]. Auf der MS werden zudem Strangnetze realisiert, die im Aufbau ähnlich zu Ringnetzen sind. Hierbei verbinden Versorgungsleitungen zwei Umspannstationen, die offen betrieben werden [1].

**Maschennetz:** Nach [4] weist ein Maschennetz die zweiseitige Versorgung in Vollendung auf. Verbraucher werden hierbei mehrfach versorgt, was eine hohe Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet. Der entsprechende Aufbau ist in Abbildung 2.2(c) schematisch dargestellt. Die Einspeisung kann durch einen oder mehrere Transformatoren erfolgen, wobei bei einem Transformator üblicherweise ein Reservetransformator vorhanden ist. Fällt ein Transformator aus, dann übernehmen die verbleibenden Transformatoren die Versorgung. Die Vorteile eines über mehrere Transformatoren gespeisten Maschennetzes sind die Versorgungszuverlässigkeit, Spannungshaltung und minimale Leitungsverluste. Demgegenüber stehen hohe Investitionskosten, ein hoher Wartungsaufwand, hohe Ausbil-



Tabelle 2.1: Übersicht zu wesentlichen Netzstrukturen und ihren Eigenschaften

Netzform	Vorteile	Nachteile
Strahlennetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfache Struktur</li> <li>• geringer Schutzaufwand</li> <li>• gute Übersichtlichkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versorgungssicherheit</li> </ul>
Ringnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• höhere Betriebssicherheit</li> <li>• verbesserte Spannungshaltung</li> <li>• verringerte Verluste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• höherer Schutzaufwand</li> </ul>
Maschennetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Zuverlässigkeit</li> <li>• Spannungshaltung</li> <li>• geringe Leitungsverluste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Investitionskosten</li> <li>• hoher Wartungsaufwand</li> <li>• hoher Schutzaufwand</li> </ul>

dungsansprüche an das Bedienpersonal und höhere Kurzschlussströme [4]. Maschennetze werden aus Gründen der Sicherheit und ihrer technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften in HS-Netzen eingesetzt und selten in MS- und NS-Netzen [1].

Anhand der beschriebenen Netztopologien und der Beschreibung in [1] wird insgesamt deutlich, dass die Betriebssicherheit und die Wirtschaftlichkeit wesentliche Kriterien für die Wahl einer Netzform sind. Bezüglich der Sicherheit soll i. d. R. das (n-1)-Kriterium erfüllt sein. Hierbei wird angenommen, dass jedes Element in einem Netz ausfallen kann. Dabei muss das Netz weiterhin funktionstüchtig sein, so dass es als (n-1)-sicher gilt. Grundsätzlich steigt mit zunehmender Vermaschung die Netzsicherheit, aber auch die Investitionskosten, der Wartungsaufwand und Kurzschlussströme.

Zusammenfassend ergibt sich für die verschiedenen Netzebenen, dass HS-Netze als Maschennetze betrieben werden, MS-Netze als Ring- und Strangnetze, wobei die Ringe im Betrieb meist offen sind und NS-Netze als Strahlennetze [1]. In Tabelle 2.1 sind die Eigenschaften der Netzformen zusammengefasst.

### 2.1.3 Regionalität

Aufgrund der vielfältigen Freiheitsgrade beim Aufbau eines Energiesystems gibt es weltweit Unterschiede zwischen diesen Systemen. Hinzu kommen historische Entwicklungen, die ein Energiesystem prägen können. Ein wesentlicher Unterschied ist z. B. die Netzfrequenz, die in einigen Ländern 50 Hz und in anderen Ländern 60 Hz beträgt. Eine Ausnahme stellt Japan dar, dort ist das Stromnetz aufgeteilt in einen Teil mit einer Nennfrequenz von 50 Hz und einen mit 60 Hz [6], [9].

Bezüglich der Spannung können sich die Nennspannungen je nach Land und Region von denen in Deutschland, die in Unterabschnitt 2.1.1 beschrieben sind, unterscheiden. Dies kann durch die Wahl der Betriebsmittel und daraus resultierenden unterschiedlichen optimalen Ergebnissen bezüglich technischer und wirtschaftlicher Aspekte begründet werden [10]. In Ländern mit großen Übertragungsentfernungen werden höhere Spannungen im

Übertragungsnetz genutzt als in Deutschland, wie z. B. in den USA mit 500 kV oder Kanada bis 735 kV [5]. Des Weiteren können Unterschiede bei Netzformen auftreten, da sich u. a. die Planungs- und Betriebsgrundsätze von Netzbetreibern unterscheiden können oder aufgrund von geografischen Gegebenheiten. Einen Einfluss können auch rechtliche Anforderungen haben.

Hinsichtlich der Ausgestaltung von Stromnetzen gibt es weltweit verschiedene Strukturen. Nach [11] kann grundsätzlich zwischen einem europäischen und amerikanischen Layout unterschieden werden, während in anderen Regionen die jeweiligen Netzstrukturen an eines dieser beiden Layouts angelehnt sind. Die wesentlichen Unterschiede sind auf der NS-Ebene zu finden, so sind nach [11] europäische NS-Netze als 3-phasige Vierleitersysteme aufgebaut und im amerikanischen Layout als 1-phasige Dreileitersysteme. Der genaue Aufbau ist in Abbildung 2.3 dargestellt. In der europäischen Variante werden die Endverbraucher über Ortsnetztransformatoren gespeist, bei denen die dreiphasige Mittelspannung auf eine dreiphasige Niederspannung transformiert wird. Dabei beträgt die einphasige Leiter-Erd-Spannung meist 240 V und die verkettete Leiter-Leiter-Spannung 400 V [11]. Bei dieser Netzform kann ein Strang im Netz die Leistung bis zu einer Entfernung von etwa 300 m effizient transportieren [11].

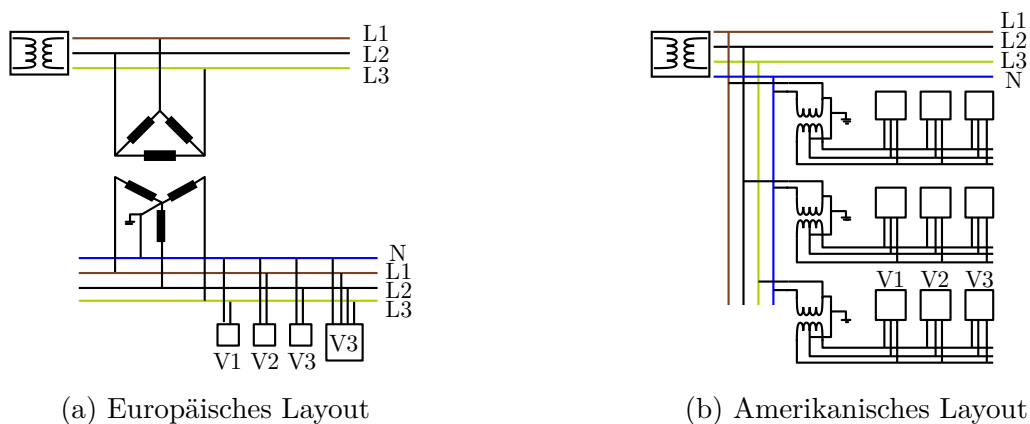


Abbildung 2.3: Schematische Übersicht zum europäischen und amerikanischen Layout von NS-Netzen nach [11]

Bei der amerikanischen Variante erfolgt die Verteilung stärker über die MS-Ebene, indem einzelne Phasen des MS-Netzes einphasige NS-Transformatoren speisen. Die Endverbraucher werden dann von Transformatoren gespeist, die auf der MS-Seite nur an einer Phase angeschlossen sind, während auf der Sekundärseite, also der NS-Seite, vom Transformator drei Leitungen ausgehen. Sekundärseitig weisen diese Transformatoren eine einphasige Leiter-Erd-Spannung von 120 V und eine verkettete Leiter-Leiter-Spannung von 240 V auf. Gegenüber der europäischen Variante führt dies zu geringer dimensionierten und kostengünstigeren Transformatoren sowie zu kleiner ausgedehnten NS-Netzen. Jedoch führt die halbierte Leiter-Erd-Spannung von 120 V gegenüber der europäischen Spannung von 240 V zu einer geringeren Ausdehnung von Strängen, da so Entfernungen von etwa 60 m von der Ortsnetzstation erreicht werden können [11]. In dicht besiedelten Gebieten kann

dadurch eine höhere Anzahl an Transformatoren benötigt werden und so den Kostenvorteil minimieren. Darüber hinaus sind die Verluste und der Spannungsabfall in einphasigen NS-Strängen höher als in dreiphasigen [11].

Nach [11] werden beide Varianten weltweit eingesetzt, wobei die europäische Variante stärker verbreitet ist. Zudem gibt es Regionen, wie den Iran oder Südkorea, in denen beide Varianten umgesetzt sein können.

### 2.1.4 Komponenten elektrischer Energiesysteme

Nachdem die allgemeine Struktur elektrischer Netze dargestellt worden ist, werden nachfolgend die einzelnen Betriebsmittel und Komponenten von elektrischen Energiesystemen beschrieben. Sie können als einzelne Bausteine eines Netzmodells angesehen werden. Es wird lediglich eine Übersicht der wesentlichen Komponenten erstellt, die bei der Modellierung von Netzen berücksichtigt werden sollten. Detaillierte Erläuterungen dieser Komponenten sind in der Fachliteratur, wie z. B. in [1], [4], [9] und [12], zu finden. Zu den wesentlichen Bestandteilen eines elektrischen Energiesystems gehören:

- Schaltanlagen (Sammelschienen und Schaltfelder)
- Transformatoren
- Leitungen
- Erzeugungsanlagen
- Energiespeicher
- Verbraucher
- Schutztechnik, Anlagenregler, usw.

Schaltanlagen bilden die Knoten eines elektrischen Netzes und bündeln dabei mehrere Betriebsmittel, sie enthalten u. a. Sammelschienen, Schaltgeräte und Wandler. Schaltanlagen dienen der Verteilung von Strom, der Messung von Betriebsgrößen und der Durchführung von Schalthandlungen [1]. Darüber hinaus enthalten Umspannanlagen Transformatoren. Für die Modellierung von Sammelschienen können Informationen wie die Spannungsebene oder die Art der Verschaltung, d. h. ob es Einfach- oder Doppelsammelschienen sind, relevant sein. Des Weiteren erfolgt eine Unterteilung der Komponenten von Schaltanlagen in Primärtechnik und Sekundärtechnik [4]. Zur Primärtechnik gehören energietechnische Komponenten, die für die Energieübertragung relevant sind, wie z. B. Sammelschienen und Schaltgeräte. Die Sekundärtechnik beinhaltet alle Hilfseinrichtungen zur Fernsteuerung, Messung, Kommunikation, Überwachung, Automatisierung und zum Netzschutz, wie z. B. Strom- und Spannungswandler [4]. Weitere Informationen zu Schaltanlagen sind in [1], [4], [6] und [13] zu finden.

Die wesentlichen Betriebsmittel einer Schaltanlage sind die Schaltgeräte. Diese können *offen* oder *geschlossen* sein. Geöffnet sollen sie eine sichere Isolierstrecke bilden und geschlossen müssen sie alle Ströme führen können [1]. Es gibt verschiedene Schaltertypen

mit unterschiedlichen Eigenschaften und Aufgaben, hierzu gehören Trenner, Leistungsschalter, Lastschalter und Lasttrenner. Weitere Informationen zu Schaltern sind in [1] genannt.

Wie in [12] erläutert, verbinden Transformatoren die einzelnen Spannungsebenen im Energieversorgungssystem miteinander und dienen damit zur Spannungswandlung. Zur Energieversorgung werden dabei dreiphasige Transformatoren mit zwei oder drei Wicklungen eingesetzt. Sie weisen bei zwei Wicklungen eine Ober- und eine Unterspannungswicklung auf und übertragen induktiv Energie zwischen den beiden Seiten. Über Stufensteller können Transformatoren die Spannung in den Spannungsebenen einstellen und Regeln [12]. Die Bemessungsscheinleistungen  $S_{rT}$  von Transformatoren werden gemäß [14] bis 10 MVA angegeben als:

$$S_{rT} = (100\ 125\ 160\ 200\ 250\ 315\ 400\ 500\ 630\ 800\ 1000\ usw.)\ \text{kVA} \quad (2.1)$$

Wesentliche Kenngrößen von Transformatoren sind, neben den Bemessungsspannungen und der Bemessungsscheinleistung, Angaben zur Kurzschlussspannung und zu Kupfer- und Eisenverlusten sowie zur Hauptinduktivität und zu Streuinduktivitäten. Die Kenngrößen sollen das Übertragungsverhalten sowie die Verluste abbilden. Für weitere Erläuterungen und Ersatzschaltbilder zu Transformatoren sei auf [1], [9] und [12] verwiesen.

Die Übertragung elektrischer Energie erfolgt meist über Drehstromleitungen. Sie können als Freileitungen oder unterirdische Kabelleitungen ausgeführt sein [1]. Auf der HS- und HöS-Ebene werden Freileitungen, aufgrund ihrer günstigen Investitionskosten und der Zugänglichkeit bei Reparaturen, bevorzugt verwendet, während auf den niedrigeren Spannungsebenen Kabelleitungen eingesetzt werden [1]. Aus gesellschaftspolitischen Gründen wird jedoch in Deutschland zunehmend der Einsatz von Kabeln auf der HS- und HöS-Ebene befürwortet. Wesentliche Kenngrößen von Leitungen sind ohmsche Widerstände der Leiter, Induktivitäten der Leiterschleifen und Kapazitäten zwischen den Leitern einer Schleife [9] sowie die Leiterlänge. Diese Größen werden im einphasigen Ersatzschaltbild von Leitungen verwendet und als Leitungsbeläge angegeben, d. h. sie werden auf die Leiterlänge bezogen und sind entsprechend mit der Länge zu multiplizieren.  $R'$  und  $G'$  beschreiben die ohm'schen Verluste von Leiter und Dielektrikum und  $L'$  und  $C'$  berücksichtigen die magnetischen und elektrischen Felder [1].

Die Erzeugung elektrischer Energie, d. h. die Umwandlung nicht-elektrischer in elektrische Energie, erfolgt entweder über konventionelle Kraftwerke, wie z. B. Kohle- oder Kernkraftwerke, oder vermehrt durch erneuerbare DEA, wie WKA oder PVA. Die umgewandelte elektrische Energie kann dabei über elektrische Maschinen, meist sind dies Synchrongeneratoren [1], oder über leistungselektronische Konverter in ein elektrisches Netz eingespeist werden. Letztere können für statische Simulationen vereinfacht als Generatoren mit konstanter Leistungsabgabe modelliert werden. Dies funktioniert u. a. bei PVA und WKA. Relevante Größen sind z. B. die installierte Erzeugungsleistung als Nennscheinleistung sowie die Betriebsgrenzen, d. h. die maximale und minimale Wirk- und Blindleistung.

Mit zunehmender Anzahl an volatilen, wetterabhängigen Erzeugungsanlagen im Stromnetz, nimmt auch die Bedeutung und der Einsatz von Energiespeichern zu. Sie können Überschüsse aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen speichern und den zeitweisen Versatz zwischen volatiler Erzeugung und schwankender Last überbrücken [4]. Nach [4] ist eine Unterteilung in potenzielle, kinetische, thermische und chemische Speicher möglich. Für Netzberechnungen werden Größen wie die Bemessungsscheinleistung bzw. die Batteriekapazität, der aktuelle Ladezustand und die Betriebsgrenzen benötigt. Verbraucher können nach [1] in rotierende und statische Verbraucher unterteilt werden. Dabei wandeln rotierende Verbraucher, meist Asynchronmaschinen, mechanische Arbeit in elektrische Energie um. Statische Verbraucher wandeln elektrische Energie z. B. in Licht oder Wärme um. Für Untersuchungen im Stromnetz werden Verbraucher jedoch nicht einzeln und gerätescharf modelliert, sondern als summierte Last an einem Knotenpunkt zusammengefasst [1]. Darüber hinaus werden zunehmend Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge (E-Kfz) samt Ladesäulen sowie Leistungselektronik eingesetzt.

Abschließend gibt es noch weitere Bestandteile eines Energiesystems, wie Schutztechnik oder Anlagenregler, da diese jedoch außerhalb des Fokus dieser Arbeit sind, werden sie nachfolgend nicht weiter berücksichtigt.

## 2.2 Netzplanung und -betrieb

Für die Errichtung und den Betrieb eines elektrischen Versorgungsnetzes und die sich dadurch ergebende Netzstruktur sind im Wesentlichen drei Einflussgrößen entscheidend:

- Recht, Regulierung und Normung
- Planungsgrundsätze
- Betriebsgrundsätze

Das Zusammenwirken dieser Einflussgrößen auf die Netzstruktur ist schematisch in Abbildung 2.4 dargestellt. Rechtliche Vorgaben, in Form von Gesetzen, werden durch Staaten vorgegeben. Regulierungen können durch Behörden, wie die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), erfolgen und sollen u. a. einen diskriminierungsfreien Netzzugang Gewährleisten [4]. Normen können durch Vereinigungen wie dem Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) oder dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) festgehalten werden.

Damit wird durch Recht, Regulierung und Normung der Rahmen festgelegt, in welchem allgemein Netzstrukturen entstehen können. Dieser Rahmen und seine Freiheitsgrade werden durch individuelle Planungs- und Betriebsgrundsätze eines Netzbetreibers weiter konkretisiert, so dass sich Netzstrukturen je nach Netzbetreiber unterscheiden können. Für die Modellierung realitätsnaher Stromnetzmodelle ist es ratsam, diese Rahmenbedingungen zu berücksichtigen und sich an realen Prinzipien aus den Bereichen der Netzplanung und

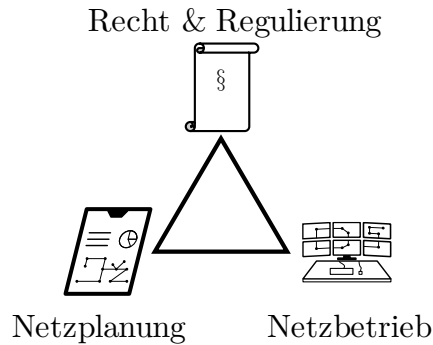


Abbildung 2.4: Rahmenbedingungen als Einflussfaktoren auf die Ausgestaltung elektrischer Netzstrukturen

des Netzbetriebs zu orientieren. Nachfolgend werden deshalb in Unterabschnitt 2.2.1 wesentliche rechtliche und regulatorische Grundlagen umrissen und in Unterabschnitt 2.2.2 und 2.2.3 jeweils allgemeine Planungs- und Betriebsgrundsätze erläutert.

Die Unterteilung in Netzplanung und Netzbetrieb erfolgt anhand des zeitlichen Horizonts von Netzanalysen und kann gemäß [15] in drei Bereiche unterteilt werden:

- Langfristige Anlagenplanung (klassische Netzausbauplanung): Hierbei wird ein Zeithorizont von 5 bis 30 Jahren betrachtet. Im Fokus ist dabei die optimale und wirtschaftliche Planung des Energiesystems, d. h. der Zubau von Kraftwerken sowie der Ausbau und die Verstärkung von Transport- und Verteilnetzen.
- Kurzzeit-Betriebsplanung: Bei der kurzzeitigen Betriebsplanung umfasst der betrachtete Zeithorizont einige Minuten bis zu einem gesamten Jahr. Im Fokus steht der optimale und wirtschaftliche Einsatz der vorhandenen Anlagen zur zuverlässigen Versorgung der Last in Echtzeit.
- Echtzeitbetrieb: Im Betrieb eines elektrischen Versorgungsnetzes findet eine kontinuierliche Überwachung und Steuerung von Anlagen statt, um den normalen Betriebszustand aufrecht zu halten, mit besonderem Fokus auf die Systemsicherheit.

### 2.2.1 Recht, Regulierung und Normung

In Bezug auf rechtliche Vorgaben zur Elektrizitätsversorgung werden im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) grundlegende Regelungen festgehalten. So wird in §1 Absatz 1 des EnWG „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ als Ziel festgelegt. Neben dem EnWG gibt es weitere politische Rahmenvorgaben, die sich auf die Planung und den Betrieb elektrischer Netze auswirken. Hierzu gehören u. a.:

- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG)
- Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV)

- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG)
- Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG)
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
- Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (NAV)

Durch die rechtlichen Vorgaben werden verschiedene Themenbereiche rund um elektrische Netze geregelt, wie z. B. die priorisierte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch das EEG, die Marktregelung des monopolistischen elektrischen Netzes durch die ARegV oder Vorgaben in der Netzplanung durch das EnLAG.

Zudem gibt es durch Verbände festgelegte technische Regelwerke, wie den TransmissionCode und den DistributionCode. Im TransmissionCode sind Netz- und Systemregeln der deutschen ÜNB niedergeschrieben und stellen Kooperationsregeln für die deutschen ÜNB dar. Im DistributionCode werden Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen festgelegt.

Technische Rahmenbedingungen werden meist in Normen beschrieben. So werden Nennspannung der Netzebenen und ihre jeweiligen Spannungsgrenzwerte in der DIN IEC 60038 bzw. DIN EN 50160 erläutert. Für die Übergabestelle in der NS-Ebene ist beispielsweise festgelegt, dass die Toleranz der Nennspannung  $U_N$  innerhalb der Grenzen von  $\pm 10\%$  liegt. Es müssen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes eines Wochenintervalls innerhalb dieser Grenzen liegen. Die Einhaltung der Grenzen wird durch die zunehmende Anzahl an DEA erschwert, da sie Netzurückwirkungen, wie z. B. negative Auswirkungen auf die Betriebsspannung, verursachen können. Um Netzurückwirkungen auf die Spannungsqualität gering zu halten, werden in den Technischen Anschlussregeln VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4110 Rahmenbedingungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen in der NS- und MS-Ebene festgelegt. Zudem sind in VDE-AR-N 4105 Richtwerte für den Anschluss von Erzeugungsanlagen im NS-Netz vorgegeben. Demnach dürfen Erzeugungsanlagen und Speicher, mit einem Anschlusspunkt in der NS-Ebene, zusammenwirkend keine Spannungsänderung von mehr als 3 % hervorrufen gegenüber der Spannung, die sich ohne die Einspeisung durch Erzeugungsanlagen und Speicher ergeben würde.

### 2.2.2 Planungsgrundsätze

Innerhalb der Grenzen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen gibt es individuelle Gestaltungsfreiräume und spezifische Herausforderungen durch die zu versorgenden Netzgebiete, so dass sich Netzstrukturen unterscheiden und als Unikat betrachtet werden können. Die strukturelle und technische Ausgestaltung elektrischer Netze erfolgt, sowohl für die Übertragungs- als auch die Verteilnetzebene, durch die Netzplanung [16]. Neben gesetzlichen Vorgaben wird die Netzplanung durch physikalische und technische Vorgaben, Erfahrungen sowie sonstige interne und externe Forderungen bestimmt [17]. Die

primäre Aufgabe dabei ist die zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung von Stromkunden, die unter Berücksichtigung der Planungsziele

- Sicherheit,
- Wirtschaftlichkeit und
- Umweltverträglichkeit

erfolgen soll [16]. Gemäß [16] und [17] lassen sich die in Abbildung 2.5 dargestellten Schritte zum Ablauf einer Netzplanung ableiten.

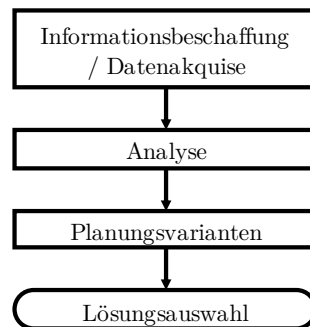


Abbildung 2.5: Grundsätzlicher Ablauf einer Netzplanung nach [16] und [17]

Im ersten Schritt erfolgt die Sammlung von Informationen, um den aktuellen Ist-Zustand abbilden und verstehen zu können und um Prognosen aufzustellen. Die gesammelten Informationen beschränken sich nicht nur auf Netz- und Betriebsmitteldaten, sondern können auch Prognosen, Tendenzen und Entwicklungen der Last und des Netzumfeldes sowie weitere Informationen beinhalten [16]. Je umfangreicher und qualitativ hochwertiger die Informationslage ist, umso genauer und qualitativ hochwertiger können Prognosen erstellt werden [16]. Dieser Schritt kann somit einen erheblichen Anteil des Arbeitsaufwandes in der Netzplanung einnehmen.

Anschließend erfolgt nach [16] die Analyse des Netzes, sofern ein bestehendes Netz vorhanden ist und es sich nicht um ein unversorgtes Neubaugebiet handelt. Dabei werden Analysen zur Netzstruktur und Netzberechnungen zu Last- und Kurzschlussverhältnissen durchgeführt. So können mögliche Schwachstellen im bestehenden Netz erkannt und bei der Planung mitberücksichtigt werden.

Danach wird die Planung durchgeführt und verschiedene Planungsvarianten erarbeitet. Hierbei werden Ziele festgelegt, neue Netzstrukturen, Anlagengestaltungen, Betriebsmittel und Betriebsweisen ausgearbeitet sowie Ausbaustufen und -maßnahmen festgelegt [16].

Abschließend werden die Lösungsvarianten bewertet und die optimale Lösung ausgewählt. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der formulierten Ziele sowie physikalischer, technischer und wirtschaftlicher Kriterien [16].

Für den Aufbau einer Netzplanung ist nach [17] ein Axiomensystem, d. h. Grundforderungen, festzulegen. Dieses System kann z. B. folgende Forderungen beinhalten [17]:

- Gesetze und Vorschriften müssen erfüllt werden.



- Es muss ein ständiges Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch herrschen.
- Alle Betriebsmittel müssen ausreichende Übertragungsfähigkeiten für alle auftretenden Betriebsfälle besitzen.
- Betriebsmittel müssen wartungsarm und instandhaltungsfreundlich sein.
- Das elektrische Netz muss eine einfache Betriebsführung ermöglichen.
- Kundenanforderungen müssen berücksichtigt werden.
- usw.

An diesen festgelegten Forderungen orientieren sich die Planungsgrundsätze. Sie können zudem weiter präzisiert werden, so ist es z. B. nötig festzulegen, wie hoch eine ausreichende Übertragungsfähigkeit zu dimensionieren ist. Prinzipiell lassen sich drei wesentliche Aspekte identifizieren, die durch die festgelegten Planungsgrundsätze abzudecken sind. Ein Aspekt ist die Prognose, hierfür sind historische Entwicklungen der Versorgungsaufgabe und des zugrundeliegenden Stromnetzes relevant, um darauf basierend Annahmen für zukünftige Entwicklungen zu treffen. Ein weiterer Aspekt ist die Zielnetztopologie, dabei ist über Planungsgrundsätze festzulegen, unter welchen Bedingungen welche Netzstrukturen realisiert werden sollen, beispielsweise, dass in ländlichen NS-Netzen Strahlennetze geplant werden sollen. Schließlich ist der dritte Aspekt die Auswahl der Betriebsmittel. Nach [17] sollten standardisierte Betriebsmittel eingesetzt werden und die Kombination dieser Betriebsmittel sollte optimiert werden.

Nach [5] gilt für die MS und NS die Planungsaufgabe als gelöst, wenn die Betriebsmittel so ausgelegt sind, dass für alle interessierenden Netzkonfigurationen die Bedingungen der thermischen Dauerbelastung und der Spannungshaltung, der Kurzschlussfestigkeit sowie des  $(n-1)$ -Ausfallkriteriums, falls es anzuwenden ist, erfüllt sind.

### 2.2.3 Netzbetriebsführung

Nach § 11 des EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben“. Einen wesentlichen Beitrag dazu leistet die Netzbetriebsführung, die nach [4] für eine ständige unterbrechungsfreie Stromversorgung der Verbraucher sorgt. Der zeitliche Rahmen der Netzbetriebsführung umfasst dabei i. d. R. einen Tag und kann nach [18] weiter unterteilt werden in den Day-Ahead-Betrieb sowie Stunden und Minuten vor der Stromlieferung. Beim Day-Ahead-Betrieb ist in einem liberalisierten Strommarkt das so genannten Fahrplanmanagement der Systemführung eines ÜNB im Fokus. Dabei erfolgt eine Plausibilitätsprüfung der Fahrpläne, die von sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen beim ÜNB eingereicht werden. Weitere Informationen hierzu sind in [4] zu finden. In den Stunden vor der Stromlieferung erfolgt die Planung zum Einsatz und zur Vorhaltung von Reserven sowie die kontinuierliche Prüfung des Spannungsprofils und der Einhaltung der Spannungsgrenzen [18]. Im Minutenbereich liegt der Schwerpunkt auf dem sicheren Betrieb eines Netzes.

Gemäß dem Distribution Code aus 2007 umfassen die Aufgaben einer Betriebsführung im Verteilnetz u. a.

- die Überwachung bzw. Einhaltung der Betriebsparameter,
- die Überwachung der Betriebszustände,
- die Steuerung von Schaltzuständen und
- den Netzwiederaufbau nach Störungen.

Zusammenfassend ist ein wesentliches Element des Netzbetriebes, dass Grenzwerte eingehalten werden, z. B. für die Knotenspannungen oder die thermische Auslastung der Betriebsmittel, damit keine Störungen im Betrieb auftreten. Je nach Spannungsebene können verschiedene Möglichkeiten bestehen, um ein Stromnetz innerhalb der Grenzwerte zu betreiben, dazu gehören u. a. Schalthandlungen, die Änderung von Transformatorstufen oder durch im Vorfeld festgelegte Vorgaben an die Netzkunden. Diese Kundenvorgaben beinhalten z. B. nach [5] die Begrenzung des Blindleistungshaushalts von Kundenanlagen. Dabei wird ein Leistungsfaktor zwischen 0,9 und 1 induktiv vorgegeben, oder zur Wahrung der Spannungsqualität, kann das Einhalten von Grenzwerten des Oberschwingungsgehaltes festgelegt werden. Sofern Grenzwertverletzungen auftreten, können im Störfall Lastabwürfe und die Abtrennung von Netzteilen erfolgen.

# 3 Benchmarking

Bevor ein Netzmodell synthetisch generiert und für Benchmarking verwendet werden kann, ist es zunächst relevant zu klären, was unter Benchmarking im Rahmen von elektrischen Energiesystemen für Netzanalysen zu verstehen ist. Es gibt bisher keine klare Begriffsdefinition in diesem Kontext, z. B. in Form einer Norm oder vergleichbarer Dokumente. Daher wird der Begriff in verschiedenen wissenschaftlichen Veröffentlichungen nicht einheitlich verwendet, was wiederum zu Missverständnissen führen kann. Deshalb wird in diesem Kapitel der Begriff des Benchmarkings im Rahmen von Energiesystemen und der Energieforschung diskutiert und näher spezifiziert. Zunächst wird in Abschnitt 3.1 die allgemeine Bedeutung von Benchmarking erläutert sowie Kriterien und Anwendungsszenarien für Benchmarking beschrieben. Anschließend wird der Begriff in Abschnitt 3.2 im Kontext der Energieforschung für den Rahmen dieser Arbeit festgelegt und eine Übersicht bereits veröffentlichter Energienetzmodelle, die für Benchmarking genutzt werden können, vorgestellt. Dabei werden auch relevante AWF diskutiert, die mit Benchmark-Netzmodellen untersucht werden können, um ihre potenziellen Einsatzzwecke aufzuzeigen. Erste Ergebnisse der nachfolgenden Unterkapitel sind bereits teilweise in [DS1] veröffentlicht worden und werden in dieser Arbeit ausführlicher thematisiert.

## 3.1 Benchmarking Allgemein

Um eine Bedeutung des Begriffs Benchmarking im Kontext von Energiesystemen und der Energieforschung bestimmen zu können, ist es ratsam die ursprünglichen und weit verbreiteten Einsatzfelder des Benchmarkings zu betrachten und sich an dort bereits vorhandenen Festlegungen zu orientieren. Daher wird nachfolgend der Benchmarking-Begriff im allgemeinen Kontext erörtert, daraus werden Kriterien für Benchmarking abgeleitet und schließlich Anwendungen genannt.

### 3.1.1 Benchmarking-Begriff

Im Allgemeinen beschreibt der Begriff *Benchmark* einen Vergleichsstandard und Benchmarking ist dabei die vergleichende Analyse von Ergebnissen oder Prozessen mit festen Referenzwerten oder Referenzprozessen [19]. Benchmarking kann dabei in verschiedenen Themenbereichen oder Anwendungsfeldern verwendet werden, am stärksten verbreitet und häufigsten genutzt wird es in der Betriebswirtschaft, z. B. als Managementprozess, oder in der Informatik bzw. im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), beispielsweise für Prozessvergleiche [DS1]. In der Betriebswirtschaft kann Benchmarking einerseits unternehmensintern genutzt werden, z. B. um verschiedene Unternehmensbereiche gegenüberzustellen, oder andererseits extern, um sich mit anderen Unternehmen bzw. dem Branchenführer zu vergleichen [20]. Hierbei werden eigene Pro-

dukte, Dienstleistungen oder Prozesse vergleichend analysiert, mit dem Ziel der Optimierung der eigenen Aktivitäten [21]. Der Vergleich kann dabei mithilfe von Indikatoren erfolgen. Das Prinzip ist schematisch in Abbildung 3.1 dargestellt, wobei das interne Benchmarking links und das externe rechts abgebildet ist. Im Kontext von IKT-Systemen wird ein Benchmark nach [22] als ein Werkzeug definiert, das mit einer Methodik zur Bewertung und zum Vergleich von Systemen oder Systemkomponenten im Hinblick auf bestimmte Merkmale, wie Leistung oder Energieeffizienz, gekoppelt ist. Ein Benchmark kann als ein Test oder eine Reihe von Tests aufgefasst werden, die zum Vergleich der Leistung eines Computersystems mit der Leistung anderer Systeme dienen [22]. Als Leistung bzw. Leistungsfähigkeit wird in diesem Kontext die von einem System geleistete nützliche Arbeit im Vergleich zum Zeit- und Ressourcenaufwand festgelegt.

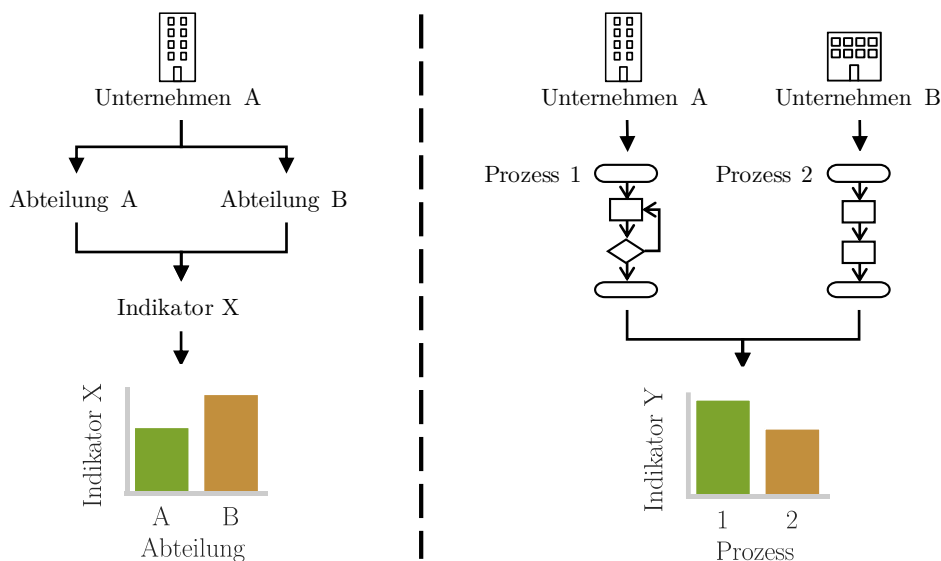


Abbildung 3.1: Konzept von Benchmarking aus der Betriebswirtschaftslehre

Wesentliche Elemente eines Benchmarks sind Metriken oder Indikatoren, welche verglichen werden. Nach [22] ist daher die geeignete Auswahl der Metriken essentiell und von entscheidender Bedeutung, um valide Vergleiche und Fairness zu gewährleisten. Eine unangemessene Auswahl von Metriken kann zu verzerrten Ergebnissen führen. So werden gemäß [22] Qualitätsattribute für Benchmark-Metriken genannt, sie sollten einfach zu messen, wiederholbar, zuverlässig, linear, konsistent und unabhängig sein.

Wie in [19] dargestellt, ist Benchmarking eng mit den Begriffen *Verifikation* und *Validierung* verknüpft. Als Verifikation wird die Prüfung auf Funktionsfähigkeit eines Systems, Prozesses oder Werkzeugs bezeichnet, wie z. B. die Prüfung, ob ein Softwaretool ordnungsgemäß funktioniert und es die Aufgabe, die es erfüllen soll, auch erfüllt. Unter Validierung ist die Prüfung auf Korrektheit eines Systems oder Prozesses zu verstehen, wobei Kriterien zur Feststellung der Korrektheit definiert sein müssen. Demnach würde eine Validierung im vorangegangenen Beispiel bedeuten, dass die Korrektheit der Ergebnisse des Softwaretools geprüft wird. Benchmarking verknüpft diese beiden Prozesse für die Validierung und den Vergleich verschiedener Ansätze für eine bestimmte Fragestellung [19].

### 3.1.2 Kriterien für Benchmarking

Nach [22] werden folgende Qualitätskriterien bzw. wesentliche Merkmale eines Benchmarks festgelegt:

- **Relevanz:** Wie stark korreliert das Verhalten eines Benchmarks mit dem, das für die Nutzer von Interesse ist?
- **Reproduzierbarkeit:** Wie konsistent sind die Ergebnisse, wenn der Benchmark mit der gleichen Testkonfiguration durchgeführt wird?
- **Fairness:** Wie gut können verschiedene Testkonfigurationen ohne künstliche Einschränkungen miteinander konkurrieren?
- **Verifizierbarkeit:** Ist das Benchmark-Ergebnis korrekt?
- **Benutzerfreundlichkeit:** Wie einfach ist es für Benutzer den Benchmark in ihren Testumgebungen auszuführen?

Gemäß [22] wird ein Benchmark durch Metriken, den Arbeitsaufwand und die Messmethoden charakterisiert. Demnach bestimmen die Metriken, welche Werte aus den Messungen abgeleitet werden sollen, um die Benchmark-Ergebnisse zu erhalten. Der Arbeitsaufwand legt fest, unter welchen Szenarien und Bedingungen die Messungen zur Ableitung der Metriken durchgeführt werden sollen. Schließlich definiert die Messmethode den Prozess zur Durchführung des Benchmarks, die Erfassung der Messungen und die Erstellung der Benchmark-Ergebnisse.

### 3.1.3 Anwendungsszenarien für Benchmarking

Wie in [22] dargestellt, gibt es verschiedene Anwendungsszenarien für Benchmarking, so kann es in der Forschung, Entwicklung, Vertrieb und Einkauf eingesetzt werden. In der Forschung kann es z. B. genutzt werden, um innovative Lösungen oder Verfahren für ein Problem mit konventionellen Lösungen zu vergleichen. In der Entwicklung kann es für die Optimierung und Feineinstellung eines Systems genutzt werden. Für den Vertrieb kann Benchmarking für das Marketing eines Produktes nützlich sein, um sich von der Konkurrenz hervorzuheben. Schließlich kann es für den Einkauf relevant sein, um eine Kaufentscheidung basierend auf dem Vergleich verschiedener Produkte zu treffen.

Für den IKT-Bereich wird nach [22] zwischen spezifikationsbasierten, baukastenbasierten und hybriden Benchmarks unterschieden. Bei spezifikationsbasierten Benchmarks werden Funktionalitäten, sowie Eingabe- und Ausgabegrößen vorgegeben und die Implementierung erfolgt durch den Anwender. Demnach stellt die Spezifikation eine Reihe von Regeln dar, die von einer dritten Partei zu befolgen sind, die den Benchmark implementiert und durchführt. Beim baukastenbasierten Benchmarking wird die Implementierung als Teil der Benchmark-Ausführung vorgegeben. Dies bedeutet, dass funktionale Unterschiede im Vorfeld des Benchmarks zu klären sind, so dass die eigentliche Ausführung des Benchmarks nicht verändert wird. Bei hybriden Benchmarks kann der Großteil des Benchmarks

als Baukasten zur Verfügung gestellt werden, aber auch die Implementierung weiterer Funktionen, wie beim spezifikationsbasierten Benchmarking, wird ermöglicht.

## 3.2 Benchmarking in der Energieforschung

Nachdem Benchmarking allgemein erläutert sowie die wesentlichen Kriterien dafür genannt worden sind, wird der Begriff nachfolgend im Rahmen von Energiesystemen und -forschung betrachtet. Dabei wird spezifisch das Benchmarking von Netzsimulationen erläutert, eine Übersicht bestehender Netzmodelle erstellt, die für Benchmarking genutzt werden können, sowie wesentliche Benchmarking-AWF aufgelistet und kurz erklärt.

### 3.2.1 Benchmarking von Netzsimulationen

Nicht nur im Kontext der Betriebswirtschaft oder dem IKT-Bereich, sondern auch in der Energiewirtschaft wird Benchmarking durchgeführt. Dabei steht generell der Vergleich verschiedener Lösungsansätze für ein bestimmtes Problem oder eine Fragestellung im Zusammenhang zu elektrischen Energiesystemen im Fokus. So erfolgt z. B. nach § 12 ARegV ein bundesweiter Effizienzvergleich von Netzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung, um eine Erlösobergrenze festzulegen. Diese staatliche Regulierung soll für einen Wettbewerb zwischen Netzbetreibern sorgen, der ansonsten, aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung, nicht vorhanden wäre. Auf diese Weise werden Netzbetreiber motiviert, ihre Netze technisch und wirtschaftlich effizient zu betreiben. Neben diesem ökonomisch und regulatorisch getriebenen externen Benchmarking, kann auch intern, bei einem Netzbetreiber, auf vielfältige Weise Benchmarking erfolgen. So werden beispielsweise in der Netzplanung verschiedene Ausbauvarianten erarbeitet, gegenübergestellt und die optimale Variante, nach der Auswertung festgelegter Metriken, ausgewählt. Demnach kann auch dies als Benchmarking angesehen werden. Bei Netzbetreibern mit heterogenen Netzstrukturen, können z. B. vergleichende Analysen zu den Auswirkungen von Regelungskonzepten in verschiedenen Netztypen interessant sein. Diese Beispiele spiegeln das Benchmarking-Konzept aus dem betriebswirtschaftlichen Kontext wider.

Ergänzend dazu kann Benchmarking auch bei Energiesystemanalysen im Kontext von Forschungstätigkeiten angewandt werden und ähnelt dabei dem Benchmarking-Konzept aus dem IKT-Bereich, indem z. B. die Leistung bzw. Leistungsfähigkeit aus technischer Sicht bewertet wird. Um dies an einem Beispiel zu verdeutlichen, soll die Blindleistung in einem Netzabschnitt betrachtet werden. Hierbei gibt es verschiedene Blindleistungsstrategien zur Steuerung der Blindleistungsaufnahme oder -abgabe von DEA. Für die Fragestellung, wie der Blindleistungsfluss eines Netzabschnittes in die überlagerte Netzebene reduziert werden kann, ist somit ein Vergleich der verschiedenen Blindleistungsstrategien erforderlich. Für derartige Analysen, die auf Berechnungen mit Netzmodellen beruhen, ist für einen Vergleich von Lösungsansätzen ein gemeinsames Netzmodell, welches als Grund-

lage und gemeinsame Referenz für das Benchmarking dient, erforderlich, um objektiv die Unterschiede feststellen zu können. Durch die so geschaffene Vergleichbarkeit wird auch die wissenschaftliche Reproduzierbarkeit ermöglicht.

Ein Hindernis für die Reproduzierbarkeit ist die ungenaue und uneindeutige Verwendung von weiteren Begrifflichkeiten, die im Rahmen von Benchmarking in der Energieforschung und der Modellierung synthetischer Verteilnetzmodelle verwendet werden. Das Problem entsteht durch einen Mangel an festgelegten Definitionen, so dass in wissenschaftlichen Veröffentlichungen entweder Begriffe unterschiedlich oder verschiedene Begriffe synonym verwendet werden, was zu Missverständnissen führen kann. So wird z. B. in [23] erläutert, dass Begriffe wie „generisch“, „typisch“, „Referenz“, „repräsentativ“ und „prototypisch“ äquivalent genutzt werden. Der Begriff „benchmark models“ wird z. B. in [24] verwendet, aber nicht näher erläutert oder definiert. In [25] wird ein repräsentatives Modell oder ein Referenznetzmodell (RNM) als ein theoretisches Netz, das stellvertretend für reale Netze verwendet werden kann, beschrieben. Zudem unterscheiden die Autoren zwischen „large-scale“, d. h. großflächigen, und „feeder-type“, also zuleitungsbasierten und damit kleinflächigen, Netzmodellen. Diese Beispiele zeigen, dass es bisher keine einheitlichen Definitionen und keine eindeutige Nomenklatur gibt. Die uneinheitliche Verwendung von Begriffen erschwert zudem gezielte Literaturrecherchen und kann so Forschungsfortschritte ausbremsen. Zudem kann dies zu Dopplungen führen, wenn aufgrund der unterschiedlichen Begriffsverwendung thematisch ähnliche Veröffentlichungen publiziert werden, was wiederum die Uneinheitlichkeit weiter verstärkt.

Es zeigt sich somit, dass ein Bedarf nach Begriffsdefinitionen oder Erläuterungen besteht, der jedoch in diesem Kontext selten bedient wird. Dennoch gibt es Veröffentlichungen, wie z. B. [26], [27] und [DS1], in denen Begriffsbedeutungen erläutert oder hilfreiche Informationen für eine Begriffsdefinition bereitgestellt werden. Eine Erklärung des Begriffs *Netzmodellierung* liefert z. B. [26]. Die Autoren unterscheiden zwischen zwei Anwendungen, in denen Netzmodelle verwendet werden, nämlich Netzsimulationsmodellen und Systemmodellen. In Netzsimulationsmodellen wird das technisch-physikalische Verhalten elektrischer Netze modelliert, während bei Systemmodellen der Fokus auf dem physikalischen Verhalten und Marktmechanismen liegt. Systemmodelle sind somit ein Werkzeug zum Managen, Planen und Ausbauen von Energiesystemen, aber auch zum Managen des Energieverbrauchs und -handels. Des Weiteren werden Netzsimulationsmodelle gemäß [26] in vier Typen unterteilt:

- Ein-Knoten-Modell („Kupferplatte“): Simpler Ansatz, der von einem unbeschränkten Netz ausgeht und meist in energiewirtschaftlichen Modellen verwendet wird.
- Transshipment-Modell: Berücksichtigt eine unterschiedliche Anzahl an Knoten oder Regionen, mit einem Leistungsaustausch zwischen den Regionen. Es werden jedoch physikalische Leistungsflussprinzipien vernachlässigt.
- (lineares) DC-Modell: Modell aus mehreren Knoten mit Verbindungen, welches nach den Kirchhoff'schen Gesetzen die Bestimmung von Wirkleistungsflüssen ermöglicht.

- AC-Leistungsflussmodell: Modelliert die Wirk- und Blindleistungsflüsse und berücksichtigt somit das kapazitive und induktive Verhalten von Stromleitungen.

Gemäß den zuvor aufgeführten Festlegungen aus [22] zu den drei Kategorien von Benchmarks, können synthetisch erstellte Stromnetzmodelle als hybride Benchmarks betrachtet werden. Hierbei kann ein rechenfähiges Netzmodell, welches Leistungsflussberechnungen ermöglicht, als baukastenbasierter Benchmark angesehen werden, wobei es durch seine Offenheit für weitere funktionale Erweiterungen auch als spezifikationsbasierter Benchmark nutzbar ist. Der Schwerpunkt in dieser Arbeit liegt auf der Verwendung von Stromnetzmodellen als baukastenbasierter Benchmark.

Im Rahmen dieser Arbeit wird Benchmarking als *vergleichende Analyse unterschiedlicher Lösungsstrategien einer Problemstellung basierend auf physikalisch-technischen AC-Leistungsfluss-Netzsimulationsmodellen* aufgefasst.

Das Konzept von Benchmarking nach dieser Auffassung ist in Abbildung 3.2 schematisch dargestellt. Somit liegt der Fokus nicht auf energiewirtschaftlichen Vergleichen oder Vergleichen zwischen Verteilnetzbetreibern und ihren Prozessen oder auf einer Bewertung ihrer Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern. Vielmehr liegt das Hauptaugenmerk auf dem Vergleich technischer Lösungsansätze zu Fragestellungen oder AWF, um diese gegenüberstellen zu können. Es werden Konzepte oder Methoden verglichen, die zur Lösung einer technischen Herausforderung in Elektrizitätsversorgungsnetzen, z. B. im Kontext der Energiewende, eingesetzt werden können.

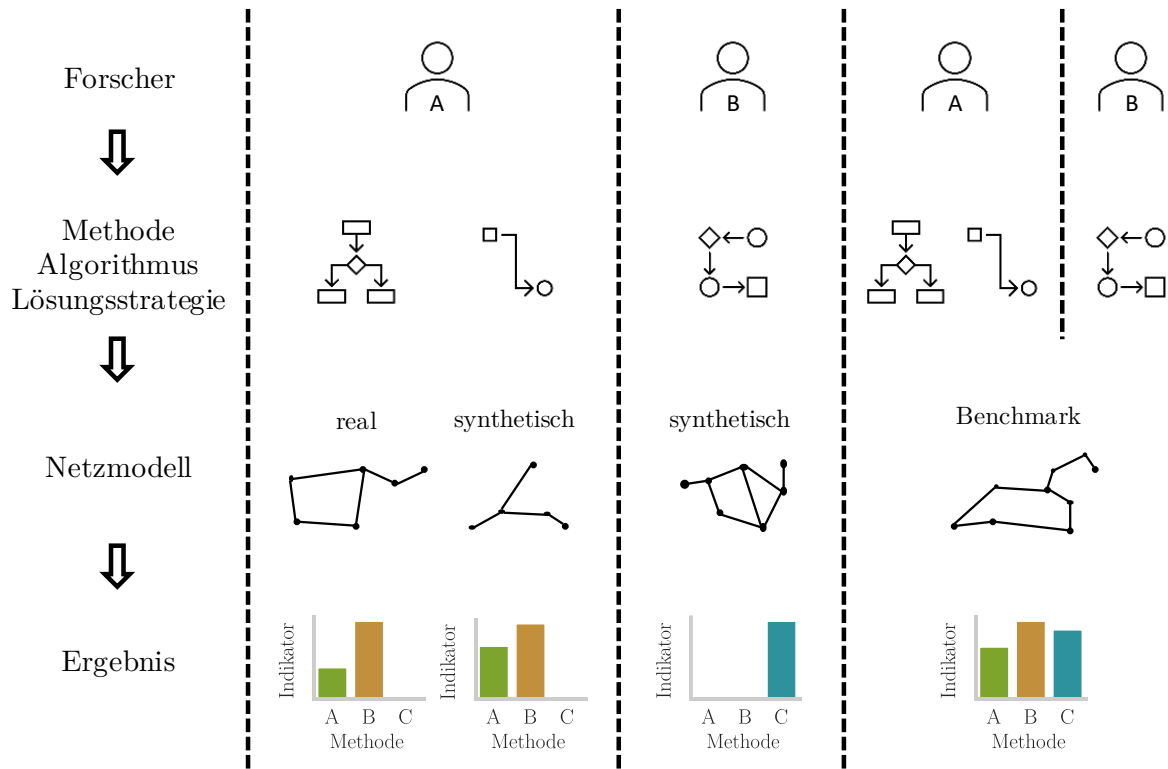


Abbildung 3.2: Konzept von Benchmarking in der Energieforschung im Rahmen dieser Arbeit



Neben den bereits beschriebenen Vorteilen durch die Vergleichbarkeit von Lösungsansätzen, können Benchmark-Modelle weitere Vorteile bieten, z. B. dass sie leicht zugänglich sein können und dadurch einen zeitlich effizienteren Ablauf von Forschungsprojekten ermöglichen, weil Daten nicht erst beschafft werden oder eigene Modelle aufgebaut werden müssen. Zudem können Benchmark-Modelle einfacher und überschaubarer als ein reales Modell sein, so dass schnell erste Untersuchungen erfolgen können, um zumindest einen Trend oder generell erste Ergebnisse zu erhalten oder bestimmte Effekte zu demonstrieren, um dann im nächsten Schritt detaillierte Untersuchungen an komplexeren synthetischen Netzmodellen oder realen Netzmodellen durchzuführen.

### 3.2.2 Stromnetzmodelle im Benchmarking-Umfeld

Nachdem der Begriff Benchmarking für den Rahmen dieser Arbeit festgelegt worden ist, wird im Folgenden eine Übersicht zu bestehenden Stromnetzmodellen erstellt, die für Benchmarking genutzt werden können. Im Fokus sind hierbei keine Energiesystemmodelle, sondern AC-Netzsimulationsmodelle, die im weiteren Verlauf der Arbeit vereinfacht als Benchmark-Netzmodellen oder Netzmodell bezeichnet werden. Demnach liegt der Schwerpunkt auf dem technisch-physikalischen Verhalten von Stromnetzen.

Ein elektrisches Netzmodell sollte alle relevanten Informationen beinhalten, die nötig sind, um u. a. Leistungsflussberechnungen zu ermöglichen. Demnach müssen Informationen zur Netztopologie vorhanden sein, dies kann z. B. in Form eines Knoten-Kanten-Modells erfolgen. Weiterhin sind elektrische Kenndaten zu Stromnetzkomponenten wie Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Leitungen erforderlich. AC-Leistungsflussmodelle stellen nach [26] die höchsten Anforderungen an Eingangsdaten und benötigte Informationen, um ein Modell zu erstellen.

Netzmodelle sind sowohl in der Praxis als auch in der Forschung relevant. In der praktischen Anwendung nutzen Netzbetreiber Modelle ihrer eigenen elektrischen Netze für die Netzplanung und im Netzbetrieb. Mithilfe dieser Modelle und entsprechenden Netzberechnungen können Sicherheitsanforderungen geprüft und eingehalten werden und dadurch ein sicherer und effizienter Betrieb des elektrischen Netzes ermöglicht werden. Für Forschungszwecke sind Netzmodelle relevant, um innovative Lösungen für verschiedene Herausforderungen, die sich z. B. durch die Energiewende ergeben, entwickeln zu können. Aufgrund der meist vertraulichen realen Netzdaten muss dabei an Einrichtungen wie Universitäten auf synthetisch erzeugte Netzmodelle zurückgegriffen werden. Diese Modelle können realitätsnah für eine bestimmte Region oder stärker abstrahierte, allgemeine Strukturen abbildende Modelle sein. Für einen Einsatz als Benchmark-Netzmodell sollte ein Datensatz u. a. die Kriterien für Benchmarking aus Abschnitt 3.1 erfüllen. Grundsätzlich können somit zwei Gruppen von Netzmodellen unterschieden werden, reale und synthetische Netzmodelle.

Je nach Intention kann ein Netzmodell gemäß den Begriffsbestimmungen aus Abschnitt 3.1 genauer spezifiziert werden. Dabei können Überschneidungen auftreten, beispielsweise

kann ein als *repräsentativ* deklariertes Netzmodell gleichzeitig ein *Benchmark*-Netzmodell sein. Die Festlegung eines Modelltyps erlaubt zudem noch keine Aussage zur Zugänglichkeit oder freien Verfügbarkeit eines Netzmodells. So kann ein als Benchmark-Netzmodell veröffentlichter Datensatz Defizite hinsichtlich der Anforderungen von Open Data aufweisen, z. B. falls eine geeignete Lizenzierung fehlt oder es nicht ausreichend dokumentiert ist. Dies ist somit unabhängig vom Modelltyp zu betrachten und zu bewerten.

Nachfolgend wird eine Übersicht basierend auf [DS1] von bereits vorhandenen und frei zugänglichen Netzmodellen, die für Benchmarking eingesetzt werden können, erstellt. Die Motivation hinter der Erstellung der Netzmodelle, d. h. auch der zugrundeliegende AWF, wird im nächsten Unterkapitel erläutert.

#### **IEEE Test Feeder**

Einer der ersten und bekanntesten Datensätze sind die in [28] veröffentlichten IEEE Test Feeder. Der Datensatz wurde 1991 von der IEEE Distribution Planning Working Group veröffentlicht und besteht aus vier Netzmodellen. Auch wenn die Modelle als „Test Feeder“ deklariert sind, handelt es sich um einen Benchmark-Datensatz, der mit dem Ziel entwickelt worden ist verschiedene Netzberechnungsprogramme, die ihre Berechnungen auf unterschiedlichen Annahmen durchführen, miteinander zu vergleichen. Zu diesem Zweck sind die Netzmodelle entwickelt worden und sie bilden dabei nordamerikanische MS-Netzstrukturen ab und basieren teilweise auf realen Netzmodellen der USA. Es werden verschiedene Komplexitätsstufen berücksichtigt, so enthält das kleinste Modell vier Knoten und das größte 123. Der Datensatz ist über die Zeit durch neue Modelle erweitert worden, so wurde z. B. in [29] der Datensatz aktualisiert, wobei ein simples Vier-Knoten-Modell, für Berechnungen zu dreiphasigen Transformatoren, ergänzt worden ist. Die aktuellste Erweiterung fand 2015 statt, als ein europäisches NS-Modell hinzugefügt worden ist. Eine Übersicht und Erläuterung zu den Netzmodellen sowie den AWF bzw. Analysen, die bedient werden sollen, ist in [30] erläutert und die Daten können unter [31] abgerufen werden. Da die Netzmodelle für die Erprobung neuer Algorithmen erstellt worden sind, ist bei ihrer Verwendung zu berücksichtigen, dass einige der Netzmodelle in ihrer Größe und Komplexität keine typischen Verteilnetze darstellen [30]. Sie sind ursprünglich für computergestützte Leistungsflussberechnungsmethoden konzipiert, werden aber für weitere AWF genutzt. In [30] wird beschrieben, welches der Netzmodelle für welche weiteren AWF geeignet ist.

#### **CIGRE Benchmark Modelle**

Der Datensatz der International Council on Large Electric Systems (CIGRE) Task Force C6.04.02. aus [32] ist umfassender als die IEEE Test Feeder, da er die Spannungsebenen von der NS bis zur HS abdeckt und Netzmodelle sowohl für Nordamerika mit einer Systemfrequenz von  $f_N = 60$  Hz als auch für Europa mit  $f_N = 50$  Hz enthält. Zudem gibt es ein Benchmark-Netzmodell für Studien zur Netzintegration von DEA. Das HS-Modell basiert auf einem realen nordamerikanischen Netz in North Dakota und Minnesota, bestehend

aus drei Gebieten und 13 Knoten. Das MS-Netz ist von einem realen Netz in Süddeutschland abgeleitet, das eine Kleinstadt und das umliegende ländliche Gebiet versorgt. Es besteht aus zwei Hauptsträngen, die als offener Ring betrieben werden. Das NS-Modell besteht aus drei Abgängen, die in Wohn-, Industrie- und Gewerbegebiete unterteilt sind, wobei die Nennspannung im europäischen Modell  $U_N = 400\text{ V}$  beträgt, während sie im amerikanischen Modell für jeden Strang unterschiedlich ist und einen mit  $U_N = 480\text{ V}$ , einen mit  $U_N = 240\text{ V}$  und einen mit  $U_N = 208\text{ V}$  enthält [32].

### **PNNL Modelle**

Sowohl für die IEEE Test Feeder als auch für die CIGRE Benchmark Modelle ist die zugrundeliegende Modellierung nicht detailliert genug beschrieben worden. So wird z. B. für die IEEE Test Feeder nur erwähnt, ob ein Modell auf der Grundlage eines realen Netzes erstellt worden ist, aber ob und wie weitere Anpassungen erfolgt sind wird nicht näher erläutert. Diesbezüglich ist der Datensatz aus [33] detaillierter dokumentiert, wo im Rahmen der Modern Grid Initiative in den USA vom Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) reale Netzdaten statistisch ausgewertet und mit hierarchischem Clustering klassifiziert wurden, um neue, durchschnittliche Netzdaten zu generieren. Insgesamt wurden 575 „feeder“, d. h. zuleitungsbasierte Verteilnetzmodelle, von 151 Umspannwerken untersucht. Das Ergebnis sind 24 prototypische MS-Netzmodelle für verschiedene Klimaregionen in den USA.

### **Ausgrid Modelle**

Analog zur durchgeführten Studie vom PNNL in [33] ist für Australien in [34] eine ähnliche Studie erfolgt, um Netzmodelle mit australischen Strukturen zu modellieren. Dabei sind reale Netzdaten ausgewertet worden, um einen repräsentativen Datensatz aus zuleitungsbasierten Verteilnetzmodellen zu erstellen, der die Forschung zu Smart Grid Technologien fördern und den ersten australischen Datensatz bilden soll. Es standen Daten von elf der 16 Verteilnetzbetreiber in Australien zur Verfügung. Insgesamt sind 370 Zuleitungen („feeder“) untersucht und ausgewertet worden. Das Clustering wurde mit der k-medoids-Methode durchgeführt. Auf der Grundlage der Ergebnisse wurde für jedes Cluster ein repräsentatives Netz ausgewählt, so dass der Datensatz 19 MS-Modelle enthält.

### **EPRI Representative feeders**

Gemäß der Übersicht aus [35] stellt das Electric Power Research Institute (EPRI) sechs repräsentative Netzmodelle zur Verfügung. Sie basieren auf realen Netzmodellen und enthalten zudem Zeitreihen. Drei der Modelle sind für Studien konzipiert worden, um Untersuchungen zum Einfluss der Integration von PVA in Verteilnetzen zu ermöglichen. Die übrigen drei Modelle sind „large-scale“, also großflächig angelegte, Netzmodelle und sollen für Smart-Grid-Untersuchungen dienen.

#### **European representative electricity distribution networks**

In [25] werden drei großflächige und sechs kleinflächige Netzmodelle für Europa vorgestellt. Bei den großflächigen Modellen wird zwischen den Typen städtisch, halb-städtische und ländlich unterschieden. Es gibt Modelle über zwei Spannungsebenen, vom HS/MS-Umspannwerk bis hin zu NS-Verbrauchern, so dass spannungsebenenübergreifende Simulationen möglich sind. Insgesamt gibt es vier MS- und zwei NS-Modelle, die MS-Modelle sind aufgeteilt in zwei städtische, ein halb-städtisches und ein ländliches. Die beiden NS-Modelle sind unterteilt in städtisch und halb-städtisch. Ziel war es, europäische RNM bereitzustellen, die als Open-Data-Lösung Forschungsaktivitäten unterstützen.

#### **ATLANTIDE**

In [36] wird das Projekt ATLANTIDE beschrieben. Im Rahmen des Projekts sollte ein Datensatz mit RNM und verschiedenen Zukunftsszenarien erstellt werden. Im Fokus ist die MS- und NS-Ebene und es werden die Netztypen ländlich, städtisch und industriell unterschieden. Hierbei ist zu beachten, dass die in [36] angegebene Webpage nicht mehr verfügbar ist bzw. anderweitig vergeben ist, so dass die Netzmodelle nicht als Download zu beschaffen sind. Gründe hierfür sind nicht ersichtlich. Es bleiben demnach lediglich die Informationen aus den Veröffentlichungen zum Projekt ATLANTIDE, dazu gehören [37]–[41]. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass bei der Modellierung von Benchmark-Datensätzen die Verfügbarkeit nicht vernachlässigt werden sollte.

#### **Weitere Netzmodelle**

Die bisher genannten Modelle sind meist innerhalb größerer Institutionen oder Forschungsprojekte entstanden und gefördert, wie z. B. die Modelle vom IEEE, CIGRE, PNNL, und sie gehören zu den bekanntesten und verbreitetsten Datensätzen. Es gibt jedoch diverse weitere Modelle, die weniger bekannt oder verbreitet sein mögen, aber potenziell genauso für Benchmarking genutzt werden können.

Wie zuvor erwähnt, sollen die Modelle von PNNL und Ausgrid einen Durchschnitt von Netzen darstellen. Aufgrund verschiedener Faktoren, wie z. B. der geografischen Gegebenheiten, sind reale Netzmodelle sehr individuell. Daher kann es unter Umständen nicht ausreichend sein, durchschnittliche Netzmodelle zu verwenden. Das in [42] vorgestellte Projekt OpenGridMap adressiert dies und zielt darauf ab, eine offene Plattform für die Abbildung von Stromnetzen und zur Bereitstellung von Tools aufzubauen, die realistische Eingangsdaten für Netzstudien liefert.

In [43] werden reale Netzdaten mithilfe der Hauptkomponentenanalyse und k-means Clustering analysiert und auf der Grundlage der Ergebnisse synthetische NS-Benchmark-Modelle erstellt. Die Modelle repräsentieren deutsche Netzstrukturen und sind für allgemeine Analysen vorgesehen. Zusätzlich werden Informationen zu elektrischen Parametern zur Verfügung gestellt, so dass die Modelle je nach Anforderung und betrachteter Anwendung angepasst werden können.

In [44] werden NS-Modelle vorgestellt, die auf einer Auswertung realer deutscher Netzdaten basieren. Die Modelle wurden für die Untersuchung der Aufnahmekapazität von NS-Verteilnetzen für die Einspeisung von PV-Anlagen entwickelt.

Die von Pacific Gas and Electric, einem amerikanischen Energieversorger, unter [45] bereitgestellten Daten umfassen 12 prototypischen Netzmodelle. Nach [35] sind sie das Ergebnis einer k-means-Clusteranalyse von 2700 primären Verteilstationen und sind repräsentativ für das System des Energieversorgers. Der Datensatz soll dazu beitragen, den Einfluss einer verstärkten Integration von DEA zu erleichtern.

Die vorgestellten Netzdatensätze sind regional auf Nordamerika, Europa und mit dem PNNL-Datensatz auf Australien beschränkt. Für den asiatischen Raum gibt es z. B. für Malaysia die in [46] vorgestellten sechs MS-Netzmodelle, die als RNM dienen sollen. Es wird zwischen städtischen, halb-städtischen und ländlichen Netztypen unterschieden. Zudem wird erwähnt, dass sich die Entwicklung von Referenznetzen dort in einer frühen Phase befindet. Für China wird in [47] ein MS-Modell vorgestellt, das auf einem CIGRE-Benchmark-Modell basiert. Diese beiden Beispiele zeigen, dass es auch in Asien Bemühungen und Bedarf an offenen Daten und Netzmodellen gibt.

In Tabelle 3.1 ist eine Übersicht der beschriebenen Netzmodellen aufgelistet, dabei werden die vorgesehenen AWF, der Datenumfang, die Spannungsebene und die Zielregion aufgeführt. In [15] gibt es zudem eine Übersicht zu den Benchmark-Modellen vom IEEE und CIGRE und ihrer Anwendung. Dazu sind 2500 Journal Paper ausgewertet worden und es ist analysiert worden, für welche Anwendungszwecke die Modelle eingesetzt wurden.

Tabelle 3.1: Übersicht frei zugänglicher Verteilnetzmodelle

Modell	AWF	Daten	Ebene	Modelltyp	Region
IEEE Test Feeder	Benchmarking von Verfahren zur Leistungsflussberechnung & allgemeine Zwecke	5 Modelle	MS	Testnetz	Nordamerika
CIGRE Benchmark	Vermehrte Integration von DEA im Rahmen der Energiewende	6 Modelle	HS, MS, NS	Benchmark	Nordamerika, Europa
PNNL	allgemeine Zwecke mit Schwerpunkt auf Smart Grids	24 Modelle	MS	repräsentativ	USA
Ausgrid	allgemeine Zwecke	19 Modelle	MS	repräsentativ	Australien
EPRI Feeders	Integration von DEA und Studien zu Smart Grids	6 Modelle	MS	repräsentativ	USA
Europäische RNM aus [25]	allgemeine Zwecke	9 Modelle	MS, NS	repräsentativ	Europa
ATLANTIDE	RNM für passive und aktive Verteilnetze	3 Modelle	NS	repräsentativ	Italien

### 3.2.3 Anwendungsfälle in Verteilnetzen

Für die Erstellung von Benchmark-Netzmodellen ist es relevant festzulegen, für welche Anwendungsfälle, d. h. welche Fragestellungen und Probleme, das Netzmodell verwendet werden soll. Viele AWF ergeben sich dabei aus der Praxis, demnach bilden sie meist Problemstellungen aus dem Bereich der Netzplanung oder des Netzbetriebes eines elektrischen Netzbetreibers ab. Dabei können aktuelle oder zukünftige Herausforderungen betrachtet werden. Je nach AWF können sich unterschiedliche Anforderungen an ein Netzmodell ergeben. So wird z. B. für die Untersuchung von Netzausbaustrategien ein Netzmodell mit überlasteten Netzkomponenten benötigt, um den Bedarf für einen Netzausbau aufzuweisen. Je nach Ausbaustrategie, können zusätzlich Zeitreihen benötigt werden, die idealerweise bereits im Benchmark-Netzmodell integriert sind.

Grundsätzlich können je nach AWF und nach der durchzuführenden Berechnung verschiedene zeitliche Auflösungen betrachtet werden. Bei Berechnungen zum stationären Netzbetrieb wird nur ein Betriebspunkt, d. h. ein diskreter Zeitpunkt, betrachtet. Dies kann angenommen werden, da ein elektrisches Energiesystem idealerweise mit sinusförmigen nennfrequenten Spannungen und Strömen konstanter Amplitude und Phasenlage betrieben wird und sich dadurch ein eingeschwungener stationärer Zustand ergibt [6]. Demgegenüber können bei der Untersuchung der Stabilität eines elektrischen Energiesystems dynamische Vorgänge relevant sein und damit eine zeitliche Veränderung beinhalten, so dass in diesem Fall ein kontinuierlicher Zeitverlauf betrachtet wird. Je nach untersuchtem dynamischen Verhalten variiert der betrachtete Zeitbereich von Millisekunden bis in den Sekunden- oder Minutenbereich. Berechnungen mit Zeitreihenprofilen, z. B. in einer 15-minütigen Auflösung, gelten als quasi-dynamisch. Hierbei erfolgt für jeden Zeitschritt eine stationäre Leistungsflussberechnung, jedoch lässt sich eine Veränderung über die Zeit feststellen und somit auch eine Historie abbilden, weshalb es einen Übergang vom stationären in den dynamischen Betrieb darstellt. Bei wirtschaftlichen Fragestellungen, die den Energiemarkt und -handel betreffen, sind typischerweise Zeiträume von Minuten, meist 15 Minuten, oder Stunden, Tage und mehr von Interesse. In dieser Arbeit steht der stationäre und quasi-dynamische Betrieb eines Netzes im Fokus.

Im Folgenden wird eine Übersicht über relevante und häufig untersuchte AWF erstellt, unter Berücksichtigung von Fragestellungen aus dem Bereich des Netzbetriebs und der Netzplanung. Die zugrundeliegenden Ziele und Anforderungen können sich je nach Spannungsebene unterscheiden. Im Rahmen dieser Arbeit werden AWF aus der Verteilnetzebene berücksichtigt und die Übertragungsnetzebene wird nicht betrachtet. Aufbauend auf der AWF-Liste aus [Dk1], werden nachfolgend relevante AWF der Netzplanung und des Netzbetriebes von Verteilnetzen näher erläutert. In Abbildung 3.3 ist eine Übersicht der AWF aufgelistet. Einige Anwendungsfälle lassen sich dabei nicht deutlich einem der beiden Bereiche zuordnen, da sie sowohl in der Netzplanung als auch im Netzbetrieb berücksichtigt werden können.

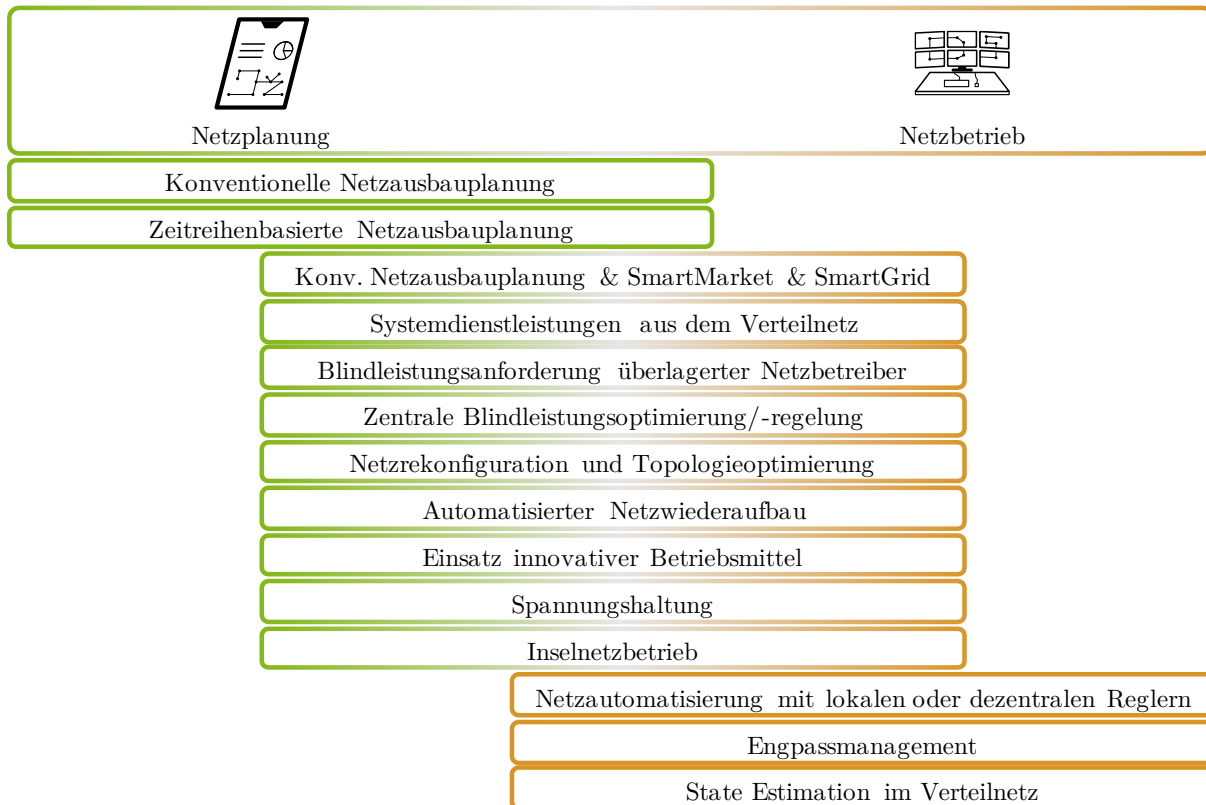


Abbildung 3.3: Übersicht zu Anwendungsfällen aus den Bereichen der Netzplanung und des Netzbetriebes von Verteilnetzen

### Konventionelle Netzausbauplanung

Beim konventionellen Netzausbau wird die strukturelle und technische Ausgestaltung eines elektrischen Netzes festgelegt, mit dem Ziel einer zuverlässigen und wirtschaftlichen Versorgung der Stromkunden [16]. Dabei ist die Siedlungsstruktur, die damit einhergehende Versorgungsaufgabe und die evtl. bereits bestehende Netztopologie zu beachten. Die Planung erfolgt individuell und üblicherweise manuell durch Netzplaner. Es werden Netzberechnungen in Simulationsmodellen durchgeführt, dies sind meist Leistungsflussrechnungen, Kurzschlussrechnungen und Ausfallsimulationen, wie z. B. (n-1)-Berechnungen [16]. Als Betriebspunkte werden dabei häufig zwei Extremfälle betrachtet, der Starklast- und der Schwachlastfall. Beim Starklastfall wird von einem hohen Energiebedarf im betrachteten Netzgebiet ausgegangen bei gleichzeitig geringer Einspeisung von DEA. Im Schwachlastfall wird eine geringe Last bei einer hohen DEA-Einspeisung angenommen.

### Zeitreihenbasierte Netzausbauplanung

Ergänzend zur Betrachtung der beiden extremen Betriebspunkte im Stark- und Schwachlastfall, können Leistungsflussberechnungen mithilfe von Zeitreihensimulationen zur Bestimmung der Netzbelastung durchgeführt werden. Dadurch lassen sich Wechselwirkungen zwischen Netzteilnehmern detaillierter abbilden und untersuchen sowie der Einfluss von Betriebskonzepten auf den Netzausbaubedarf ermitteln. Es erfolgt dabei für jeden Zeitschritt eine stationäre Leistungsflussberechnung, da sich der Betriebspunkt jedoch

zeitabhängig verändert, wird die zeitreihenbasierte Netzsimulation als quasi-dynamisch bezeichnet. Zeitreihen ermöglichen zudem die Bestimmung der Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen im Betrachtungszeitraum. Neben der Netztopologie werden Zeitreihen für Erzeugungsanlagen und Verbraucher benötigt.

#### **Konventionelle Netzausbauplanung & SmartMarket & SmartGrid**

Bei diesem AWF wird der Netzbetrieb bei der Netzplanung mitberücksichtigt, so dass SmartGrid- und SmartMarket-Anwendungen ebenfalls in der Netzausbauplanung betrachtet werden. Da dies zu einer höheren Flexibilität führen kann und eventuelle Engpässe vermieden werden können, lassen sich dadurch konventionelle Netzausbaumaßnahmen reduzieren. Auch hier ist die Netztopologie im Fokus, wird jedoch um Methoden aus dem Netzbetrieb erweitert, wie z. B. die Berücksichtigung von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder der Regelung von Wirk- und Blindleistung. Als Berechnungsart sind Leistungsflussrechnungen relevant, die in diesem Fall neben stationären Berechnungen auch den Einsatz von Zeitreihen erfordern können.

#### **Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz**

Durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke im Rahmen der stattfindenden Energiewende, rücken regenerative DEA vermehrt in den Fokus zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Da diese Anlagen überwiegend in Verteilnetzen installiert werden, stellt sich daher die Frage, wie Systemdienstleistungen für die überlagerte Netzebene erbracht werden können. Hierbei ist vor allem die Koordination einer Vielzahl von Anlagen, die Kommunikation zwischen Netzbetreibern sowie das Erreichen von Betriebsgrenzen von Interesse. Neben der Netztopologie sind dabei die IKT-Kopplung und Regelstrukturen, zur Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnung, relevant.

#### **Blindleistungsanforderung überlagerter Netzbetreiber**

Wie bereits bei den Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz beschrieben, gibt es eine Zunahme an DEA im Verteilnetz. Dies führt im Netzbetrieb u.a. dazu, dass Blindleistungsanforderungen durch überlagerte Netzbetreiber gestellt werden. Hierfür erfordert es eine Koordination der verschiedenen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Netzes und, je nach Betreibersituation, die Koordination zwischen verschiedenen Netzbetreibern. Als Berechnungsarten werden Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnungen durchgeführt.

#### **Zentrale Blindleistungsoptimierung/-regelung**

Eine zentrale Blindleistungsoptimierung kann die Betriebsführung, durch die Koordinierung aller Blindleistungsmöglichkeiten, verbessern und auf allen Spannungsebenen erfolgen. Neben der Netztopologie werden Regelstrukturen benötigt. Die Berechnung kann stationär erfolgen.



### **Netzrekonfiguration und Topologieoptimierung**

Die Netzrekonfiguration kann eine weitere Möglichkeit darstellen, um Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden bzw. hinauszuzögern. Hierbei wird die Annahme zugrunde gelegt, dass kritische Situationen in Verteilnetzen durch die Verletzung von Grenzwerten der Spannung oder der thermischen Belastung der Betriebsmittel entstehen. Da im Verteilnetz häufig offene Ringstrukturen vorliegen, kann durch die Verlagerung von Trennstellen diesen Problemen entgegengewirkt werden und zudem können Netzverluste im ungestörten Betrieb minimiert werden. Um diesen AWF zu untersuchen werden Schaltmöglichkeiten benötigt sowie die Kenntnis über Schalterstellungen. Zudem werden Leistungsfluss- und Kurzschlussrechnungen durchgeführt. Ähnlich hierzu ist der AWF der Topologieoptimierung. Zur Unterstützung der Spannungshaltung und zur Behebung von Engpässen können mithilfe von Schalthandlungen, wie z. B. die Kupplung von Sammelschienen oder das An- und Abschalten von Leitungen, Leistungsflüsse gesteuert werden. Aufgrund der hohen Anzahl an Schaltern und der damit verbundenen hohen Anzahl an Kombinationen ist die Bestimmung des optimalen topologischen Zustandes ein komplexes mathematisches Problem. Die Berechnung erfolgt dabei mit stationären Leistungsflussrechnungen.

### **Automatisierter Netzwiederaufbau**

Ausgehend von einer automatisiert ablaufenden Netzrekonfiguration und durchgeführter Schalthandlungen kann ein automatisierter Netzwiederaufbau erfolgen. Hierfür wird nach einem Blackout der Fehler detektiert und freigeschaltet, um anschließend durch geeignete Schalthandlungen das verbleibende Netz automatisiert wieder zu versorgen, z. B. indem schwarzstartfähige Anlagen hochfahren und eingesetzt werden.

### **Einsatz innovativer Betriebsmittel**

Der Einsatz neuartiger und innovativer Betriebsmittel und Betriebsmittelkonzepte ermöglicht einem Verteilnetzbetreiber eine höhere Flexibilität im Netzbetrieb und kann dadurch eventuell benötigte Ausbaumaßnahmen weiter in die Zukunft hinauszögern. Beispielsweise ermöglichen regelbare Ortsnetztransformatoren eine höhere thermische Belastung bzw. die bessere Ausnutzung thermischer Betriebsmittelgrenzen. Die Wechselwirkung zu anderen Betriebsmitteln ist dabei zu berücksichtigen und es sollten keine unzulässigen Betriebszustände entstehen. Die Berechnungen sind im Wesentlichen Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnungen.

### **Spannungshaltung**

Die Spannungshaltung ist ein wesentlicher AWF im Netzbetrieb, da sie sich direkt auf die Versorgungsqualität auswirkt. Bereits bei der Netzplanung können dabei verschiedene Netzzustände und Auswirkungen auf die Spannung berücksichtigt werden. Denn die Spannung variiert je nach Netzzustand, z. B. durch starke Belastung oder hohe Einspeisung im Netz, was wiederum mit Leistungsflussrechnungen untersucht werden kann.

### **Inselnetzbetrieb**

Im Störfall kann der Betrieb von Inselnetzen zur Entlastung von angrenzenden Verteilnetzen beitragen. Dies kann mit der Umsetzung intelligenter Automatisierungs- und Regelungstechnologien erfolgen und die Versorgungssicherheit erhöhen. Neben der Netztopologie ist eine ausreichende Anzahl an DEA notwendig, um durch geeignete Schaltaktionen autarke Inseln aufbauen zu können. Stationäre Berechnungen bilden hierbei die Untersuchungsgrundlage, reichen jedoch nicht aus. Für eine umfängliche Untersuchung sind dynamische Berechnungen durchzuführen, um etwa die Inselnetzbildung und -synchronisierung zu untersuchen.

### **Netzautomatisierung mit lokalen oder dezentralen Reglern**

Um ein automatisiertes und adaptives Betriebsverhalten zu erreichen, können z. B. lokale Regler oder Agenten-basierte Systeme entwickelt werden. Hierfür werden Netztopologien benötigt um stationäre Leistungsflussrechnungen durchzuführen.

### **Engpassmanagement**

Für die Wahrung der Versorgungsqualität und zur Vermeidung von Versorgungsausfällen wird in kritischen Netzsituationen, die z. B. durch Betriebsmittelausfälle verursacht sein können, ein Engpassmanagement durchgeführt. Ein Engpassmanagement kann auch spannungsbeneübergreifend erfolgen. Hierbei wird die Netztopologie für stationäre Berechnungen benötigt.

### **State Estimation im Verteilnetz**

Mithilfe einer State Estimation bzw. Zustandsschätzung wird eine Datenbasis zur Beurteilung eines Netzzustandes für den operativen Netzbetrieb bereitgestellt [4]. Hierfür erforderlich sind Messwerte, d. h. Zeitreihen, welche i. d. R. am umfangreichsten auf der Übertragungsnetzebene vorhanden sind. Eine State Estimation ermöglicht u. a. Leistungsflussrechnungen und Kurzschlussstromberechnungen [4]. Aufgrund der zunehmenden Relevanz der Verteilnetzebene, bedingt durch die Energiewende und der einhergehenden Volatilität durch DEA, rückt die Beobachtbarkeit und State Estimation im Verteilnetz stärker in den Fokus. Auf der MS-Ebene sind bisher wenige und auf der NS-Ebene häufig keine Messstellen vorhanden. Dies ändert sich jedoch durch die zunehmende Integration von intelligenten Messsystemen wie Smart Metern, wobei die Durchdringung derzeit inhomogen ist und nicht flächendeckend.

### **Netzsimulationen**

Neben den beschriebenen Anwendungsfällen aus den Bereichen Netzplanung und Netzbetrieb, können weitere AWF, mit einem tendenziell stärkeren Forschungsbezug, festgelegt werden, welche nach [Dk1] unter dem Begriff Netzsimulationen zusammengefasst worden sind. So werden z. B. neue Technologien vor dem Einsatz im Betrieb zunächst modelliert und in Netzsimulationen untersucht, das können z. B. neue Anlagen- oder Speichermodelle

mit zugehörigen Kennlinien oder dynamischen Regelstrukturen sein, die in ein Netzmodell implementiert werden. Hierfür können Benchmark-Netzmodelle eingesetzt werden. Für die Entwicklung neuer oder die Weiterentwicklung bestehender Softwarewerkzeuge sind Benchmark-Modelle ebenfalls sinnvoll und nützlich, um die Leistungsfähigkeit von Algorithmen und die Plausibilität von Ergebnissen mit anderen Softwarewerkzeugen zu vergleichen und gegenüberzustellen und damit eine Validierung der Funktionalitäten des Werkzeugs durchzuführen. Wie in Unterabschnitt 3.2.2 erklärt, ist dies der ursprüngliche AWF für die Test-Feeder vom IEEE aus [28]. Weiterhin können Benchmark-Netze für die Zustandsschätzung relevant sein, um neue Methoden zu entwickeln und zu testen und mit anderen Methoden zu vergleichen. Darüber hinaus kann die Weiterentwicklung von Algorithmen zur Leistungsflussberechnung von Benchmark-Netzen profitieren, um z. B. Verbesserungen gegenüber bestehenden Algorithmen aufzuzeigen.

Basierend auf den aufgezählten und erläuterten AWF zeigt sich, dass grundsätzlich die Leistungsflussberechnung für jeden AWF als Basis dient um den Netzzustand zu ermitteln. Sie dient zur Bestimmung von

- der Auslastung von Betriebsmitteln,
- den Verlusten des untersuchten Netzes und der einzelnen Betriebsmittel,
- der Spannungshaltung im Netz,
- dem Blindleistungshaushalt,
- Spannungsabfällen auf den Leitungen
- und dem Einsatz von Erzeugungsanlagen zur Deckung von Lasten.

Des Weiteren erfordern einige AWF Kurzschlussberechnungen zur Bestimmung der Netz-situation im Fehlerfall. In einigen AWF sind zusätzlich zeitreihenbasierte Berechnungen hilfreich oder erforderlich, um genauere Ergebnisse zu erhalten und Ressourcen effizienter zu nutzen.

#### Zusammenfassung der Ergebnisse

- Benchmarking ist die vergleichende Analyse von Ergebnissen oder Prozessen mit festen Referenzwerten oder Referenzprozessen.
- Wesentliche Qualitätskriterien eines Benchmarks sind Relevanz, Reproduzierbarkeit, Fairness, Verifizierbarkeit und Benutzerfreundlichkeit.
- Benchmarking wird in der Energiewirtschaft und Energieforschung eingesetzt, jedoch gibt es meist keine gemeinsamen Referenzwerte oder einheitlichen Begriffsbestimmungen.
- Benchmarking wird in dieser Arbeit als vergleichende Analyse unterschiedlicher Lösungsstrategien einer Problemstellung basierend auf physikalisch-technischen AC-Leistungsfluss-Netzsimulationsmodellen aufgefasst.
- Es gibt Datensätze, z. B. IEEE Test Feeder oder CIGRE Benchmark Modelle, die für Benchmarking genutzt werden können. Diese können jedoch stark vereinfacht sein und sie erfüllen die Qualitätskriterien für Benchmarking nur teilweise oder unzureichend.
- Konkret kann die Anwendung für Benchmarking mit Hilfe von Netzsimulationsmodellen in den Themenfeldern der Netzplanung und des Netzbetriebs von Netzbetreibern erfolgen. Hierzu gehören u. a. die Netzausbauplanung, automatisierter Netzwiederaufbau, Spannungshaltung und Engpassmanagement.

# 4 Netzmodellierung in der Energieforschung

Nachdem in Kapitel 3 Benchmarking im Kontext der Energieforschung, darunter der Analyse und Simulation elektrischer Energiesysteme, näher beschrieben worden ist, liegt im Folgenden der Fokus auf der Generierung von Datensätzen, d. h. der Netzmodellierung, mit dem Ziel, elektrische Netzmodelle zu erzeugen, die als Benchmark-Netzmodelle genutzt werden können. Hierbei wird eine möglichst ganzheitliche Betrachtung angestrebt, daher werden verschiedene, für die Netzmodellgenerierung relevante, Aspekte thematisiert. Zunächst wird in Abschnitt 4.1 allgemein erläutert, wie die Eigenschaften von Netzmodellen mit Hilfe von Indikatoren beschrieben werden können, um dadurch eine Kategorisierung von Netztypen zu ermöglichen. In den weiteren Unterkapiteln werden Bestandteile eines Netzmodellierungsprozesses näher dargelegt, darunter z. B. die Anforderungsspezifikation in Abschnitt 4.2, Datenquellen in Abschnitt 4.3 und mögliche Modellierungsmethoden in Abschnitt 4.4.

## 4.1 Netzmodelleigenschaften und -kategorisierung

Wie in Kapitel 2 dargestellt, gibt es eine Vielzahl an Netzstrukturen, Komponenten, Rahmenbedingungen sowie Planungs- und Betriebsgrundsätzen, die die Eigenschaften eines elektrischen Netzes beeinflussen. Um ein Netz zu beschreiben und zu charakterisieren, ist es notwendig, seine Merkmale und damit seine Eigenschaften zu analysieren und hervorzuheben. Durch die Charakterisierung von Netzen können z. B. durchgeführte Analysen und Erkenntnisse zu einem Netzbereich auf andere Netzbereiche übertragen werden, sofern sie gemeinsame Eigenschaften teilen. Die Beschreibung von Netzmodelleigenschaften kann dabei universell auf Netzmodelle angewendet werden, d. h. unabhängig davon, ob es ein reales Netzmodell, ein Benchmark-Modell oder ein individuell synthetisch erstelltes Netzmodell ist. Gerade bei individuell erstellten Netzmodellen ohne reale Netzgrundlage ist eine ausführliche und detaillierte Netzbeschreibung essentiell, um z. B. die Nachvollziehbarkeit, Reproduzierbarkeit und Transparenz in der Energieforschung zu gewährleisten.

Durch die Beschreibung von Merkmalen kann somit eine Charakterisierung und Klassifizierung erzielt werden. Die Merkmale eines Netzes können z. B. durch Kenngrößen beschrieben werden. Kenngrößen zur Netzbeschreibung werden sehr häufig in Netzstudien gebildet und analysiert, einige dieser Studien sind z. B. [33], [34], [49]–[51]. Generell zeigt sich, dass Kenngrößen meist nicht systematisch genutzt werden, was dazu führt, dass teilweise nicht eindeutig dokumentiert ist, wie eine Kenngröße berechnet worden ist oder was sie beschreiben oder ausdrücken soll. Dies ist wiederum hinderlich für die Reproduzierbarkeit und Transparenz in der Energieforschung. Im Folgenden wird daher, aufbauend auf den bereits in [DS2] veröffentlichten Ergebnissen, eine Übersicht zu Kenngrößen, ihre Unterteilung in thematische Gruppen sowie eine Bewertungsmöglichkeit dieser Merkmale erläutert und so der Entwurf eines Kennzahlensystems dargestellt.

### 4.1.1 Kenngrößen und Kategorien

Zur Erstellung eines Kennzahlensystems zur Klassifizierung und Charakterisierung elektrischer Netzmodelle werden zunächst allgemein Kennzahlensysteme beschrieben. Anschließend werden basierend auf wissenschaftlichen Veröffentlichungen relevante Merkmale von elektrischen Netze in einer Übersicht dargestellt und abschließend ein Konzept zur Bewertung dieser Kenngrößen vorgestellt.

Kennzahlensysteme sind primär aus der Betriebswirtschaft bekannt und bestehen aus zusammenhängenden Kenngrößen. In diesem Kontext werden Kenngrößen auch als Leistungskennzahlen (engl.: Key Performance Indicators (KPI)) bezeichnet. Sie werden z. B. für Benchmarking genutzt, entweder unternehmensintern oder zum Benchmarking zu externen Unternehmen. Mit einem Kennzahlensystem wird dabei das Ziel verfolgt, vollständige Informationen über ein Unternehmen zu liefern [52], [53]. Informationen können gesammelt und verdichtet werden, z. B. über den Unternehmenserfolg, um so Ursachen und Wirkungen in Beziehung zu setzen. Zwei der bekanntesten Kennzahlensysteme in Deutschland sind das DuPont Kennzahlensystem [54] und das ZVEI Kennzahlensystem [55].

Ein Kennzahlensystem besteht somit aus Kenngrößen, die wiederum in unterschiedlichen Beziehungen zueinander sind. Die Beziehungen können nach [56] logisch, empirisch und hierarchisch sein. Die logische Beziehung basiert auf einem mathematisch-logischen Zusammenhang und kann durch mathematische Formeln ausgedrückt werden. Bei einer empirischen Beziehung werden die Zusammenhänge aus empirischen Beobachtungen abgeleitet und bei einer hierarchischen Beziehung gibt es eine Rangfolge zwischen den Kenngrößen.

Des Weiteren können nach [57] Kenngrößen in absolute und relative Kenngrößen unterteilt werden. Absolute Kenngrößen sind zeitpunkt- oder zeitraumbezogen. Relative Kenngrößen werden als Verhältnis gebildet, die wesentlich aussagekräftiger als absolute Kenngrößen sein können. Hierbei kann zwischen Gliederungszahl, Beziehungszahl und Indexzahl unterschieden werden. Mithilfe von Kenngrößen können somit quantitativ messbare Sachverhalte in konzentrierter Form dargestellt werden. Eine Kenngrößeneigenschaft ist, dass sie einen informativen Charakter hat, d. h. sie ermöglicht Rückschlüsse auf bestimmte Sachverhalte und Zusammenhänge. Darüber hinaus ist sie quantifizierbar, so dass präzise Aussagen getroffen werden können, da Sachverhalte auf einer metrischen Skala dargestellt werden. Schließlich haben sie eine bestimmte Form und ermöglichen die Darstellung komplizierter Sachverhalte, Strukturen und Prozesse.

Neben dem Einsatz von Kennzahlensystemen in der Betriebswirtschaft werden sie auch in anderen Themenfeldern eingesetzt. Im Kontext der Energietechnik werden sie z. B. im Energiemanagement verwendet. So werden nach [58] Kenngrößen im betrieblichen Energiemanagement zur Analyse und Steuerung genutzt.

Wie zuvor verdeutlicht, bestehen Kennzahlensysteme aus einzelnen Kenngrößen. Um daher ein Kennzahlensystem für die Charakterisierung elektrischer Netzmodelle zu erstellen,

wird im Folgenden eine Übersicht über mögliche Merkmale, die für die Merkmalsbeschreibung von Netzen genutzt werden können, aufgelistet. Hierbei werden Kenngrößen zusammengetragen, die in verschiedenen Anwendungsfällen eingesetzt werden. Sie können z. B. in Netzstudien ([51], [50]), für die Netztypisierung ([23], [33], [34]) oder für die Netzmodellierung von Benchmark-Datensätzen ([DS3], [DS4]) eingesetzt werden.

Für die Übersicht sind Merkmale analysiert worden, die in wissenschaftlichen Veröffentlichungen zur Charakterisierung elektrischer Netze genutzt werden. Dabei zeigt sich, dass sie nicht immer vollständig definiert und dokumentiert sind. Fehlende Informationen können dabei eine nicht hinreichend präzise Beschreibung, fehlende Formeln zur Berechnung der Kennzahl oder Maßeinheiten bei Kenngrößen sein. Deswegen wird im Folgenden ein Überblick über eine möglichst umfassende Definition der Kenngrößen gegeben, die häufig in Publikationen auftauchen. Hierbei wird die in [DS2] erstellte Übersicht nachfolgend erweitert. Gemäß [52] ist die Dokumentation von Kenngrößen essentiell, um Transparenz und Klarheit zu gewährleisten. Daher erfolgt die Dokumentation der Merkmale und Kenngrößen tabellarisch, in Anlehnung an das Beispiel der Dokumentation von Kenngrößen aus [52]. Grundsätzlich zeigt sich, dass eine Einteilung der Merkmale in verschiedene Gruppen möglich ist, weshalb in dieser Arbeit zwischen elektrischen, topologischen und sozioökonomischen/sonstigen Merkmalen unterschieden wird.

### Elektrische Merkmale:

In Abbildung 4.1 ist eine Übersicht zu elektrischen Merkmalen dargestellt. Sie sind stark auf Netzbetriebsmittel und -komponenten und ihre Eigenschaften bezogen und lassen sich daher in die Gruppen Verbraucher, Erzeugungsanlage, Leitung und Transformator unterteilen. Ergänzend zu der Übersicht aus Abbildung 4.1 erfolgt die Dokumentation und Beschreibung der Merkmale in Tabelle 4.1. Die Tabelle beinhaltet neben Name, Symbol und Einheit auch eine Beschreibung des Merkmals. Zudem werden beispielhafte Veröffentlichungen genannt, in denen die Merkmale verwendet wurden. Die vorgestellten Kenngrößen bilden einen Mix aus absoluten und relativen Kennzahlen, die durch Angaben zu Betriebsmitteltypen ergänzt werden.

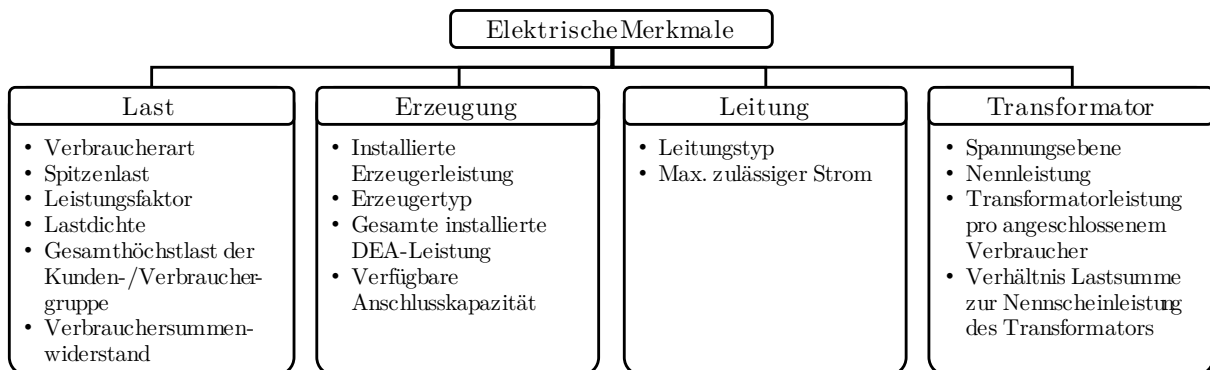


Abbildung 4.1: Übersicht elektrischer Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

Die meisten der hier genannten Merkmale beschreiben qualitative Eigenschaften, werden als absoluter Wert angegeben oder als Verhältnis zweier Zahlen bestimmt, daher sind keine aufwendigen Berechnungen notwendig. Lediglich die Berechnung des Verbrauchersummenwiderstandes ist aufwendiger. Er wurde in [44] eingeführt, um komplexe Netzstrukturen mit verschiedenen Leitungsquerschnitten miteinander zu vergleichen und kann durch Gleichung 4.1 berechnet werden.

$$Z_{\text{sum}} = n \cdot l_1(R'_1 + jX'_1) + (n - 1) \cdot l_2(R'_2 + jX'_2) + \dots + 1 \cdot l_n(R'_n + jX'_n) \quad (4.1)$$

Hierbei beschreibt  $n$  die Anzahl an gleichen Verbrauchern,  $l_i$  das Leitungssegment und  $R'$  und  $X'$  stellen den Impedanz- und den Reaktanzbelag dar und beschreiben somit die elektrischen Eigenschaften eines Leitungssegments. Daran anknüpfend wird der relative Verbrauchersummenwiderstand als Verhältnis des Verbrauchersummenwiderstands zur Anzahl der Stränge gebildet (siehe Gleichung 4.2).

$$Z'_{\text{Strang}} = \frac{Z_{\text{sum}}}{N_{\text{Strang}}} \quad (4.2)$$



Tabelle 4.1: Dokumentation elektrischer Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

Merkm <sup>al</sup>	Symbol	Einheit	Beschreibung	Quellen
Verbraucherart	-	-	Kundentyp, der Energie von einem Stromversorgungsunternehmen bezieht. Haupttypen sind öffentliche Einrichtungen, Gewerbe-, Industrie- und Haushaltskunden.	[44], [50], [43]
Spitzenlast	$S_L$ oder $P_L$	MVA oder MW	Durchschnittliche jährliche Höchstlast eines einzelnen Verbrauchers oder als aggregierter Wert für ein Versorgungsnetzgebiet.	[59], [60], [61], [62], [63]
Jahreshöchstlast	-	MVA oder MW	Die höchste elektrische Leistung, die in einem Stromnetz oder einer Region während eines Jahres nachgefragt wird.	[64], [65]
Leistungsfaktor	$\lambda$	-	Unter periodischen Bedingungen: Verhältnis des Betrags der Wirkleistung $P$ zur Scheinleistung $S$ . Bei sinusförmigen Vorgängen entspricht der Leistungsfaktor dem Betrag der Wirkleistung.	[66]
Lastdichte	$\rho_{Last}$	kW/km <sup>2</sup> oder MW/km <sup>2</sup>	Ist als Quotient aus der Jahreshöchstlast und der Versorgungsfläche der Umspannstation (inklusive Freiflächen) definiert.	[64]
Gesamthöchstlast der Verbrauchergruppe	$P_{max}$	kVA	Summe der maximalen Lasten der Verbraucher (pro Verbrauchergruppe) im betrachteten Netz.	[66]
Verbrauchergruppenwiderstand	$Z_{sum}$	$\Omega$	Summe der Leitungsimpedanzen eines Strangs.	[44], [43]
Bezogener Verbrauchersummenwiderstand	$Z'_{Strang}$	$\frac{\Omega}{\overline{\text{Anschlussanzahl}}}$	Anzahl der Kundenanschlüsse im Verhältnis zum Verbrauchersummenwiderstand eines Strangs.	[67]
Installierte Erzeugungsleistung	$P_{Gen}$	MW	Beschreibt die potenzielle Dauerleistung einer Stromerzeugungsanlage.	[Dk1]
Erzeugertyp	-	-	Art der Erzeugungseinheit, die Energie in ein Stromnetz einspeist. Die wichtigsten Typen sind konventionelle Kraftwerke, DEA, z. B. PVA oder Windparks, und Prosumer.	[Dk1]

Gesamte installierte DEA-Leistung	-	MVA oder MW	Beschreibt die potenzielle Dauerleistung aller Stromerzeugungsanlagen innerhalb eines betrachteten Netzabschnittes. Dieser Netzabschnitt kann z. B. ein NS-Netz sein, das über einen Transformator versorgt wird.	[Dkl]
Verfügbare Anschlusskapazität	-	MVA oder MW	Aufnahmefähigkeit in einem Netzabschnitt, weitere Leistung durch Erzeugungsanlagen, wie z. B. PVA aufzunehmen, ohne dabei Netzbetriebsmittel zu überlasten.	[50]
Leitungstyp	-	-	Art der technischen Ausführung. Bei Leitungen wird hauptsächlich nach Querschnitten und verwendeten Materialien unterschieden.	[68], [44], [43], [66], [69]
Maximal zulässiger Strom	$I_{\text{Max}}$	kA	Maximal zulässiger Strom, der durch die Leitung fließen darf.	[44], [66]
Transformatorleistung	$S_{\text{rT}}$	MVA	Die höchste Leistung, die der Transformator im Normalbetrieb übertragen kann, ohne die Lebensdauer oder Sicherheit des Transformators zu gefährden.	[68], [59], [50], [43], [Dkl]
Transformatorleistung pro angeschlossenen Verbraucher	$P_{\text{Tv}}$	$\frac{\text{kVA}}{\text{Verbraucher}}$	$P_{\text{Tv}}$ ist unabhängig vom verwendeten Transformortyp und entspricht in etwa der Lastdichte im Netzgebiet.	[59], [61], [51]
Verhältnis der Lastsumme zur Transformatorleistung	$r$	-	Verhältnis der Summe aller Lasten zur Nennscheinleistung des Transformators.	[61]
Spannungsebene	-	-	Elektrische Netze werden nach der Spannung klassifiziert, mit der sie Strom übertragen. Es wird zwischen HöS, HS, MS und NS unterschieden. Die genauen Nennspannungswerte unterscheiden sich, je nach betrachtetem Energiesystem.	[70], [29], [50], [71]

**Topologische Merkmale:**

Topologische Merkmale beschreiben die strukturellen Eigenschaften eines Netzes, daher sind Größen wie Leitungslängen, Netzform und Vermaschungsgrad in der Übersicht in Abbildung 4.2 aufgeführt. In dieser Arbeit werden topologische Merkmale in die Untergruppen Netzlänge, Netzstruktur, Hausanschluss und Sonstige eingeteilt. Demnach gehören hierzu überwiegend längenbezogene Größen und bestehen zum Großteil aus absoluten Kenngrößen. Wie zuvor erfolgt die Dokumentation der Merkmale tabellarisch und ist in Tabelle 4.2 aufgeführt.

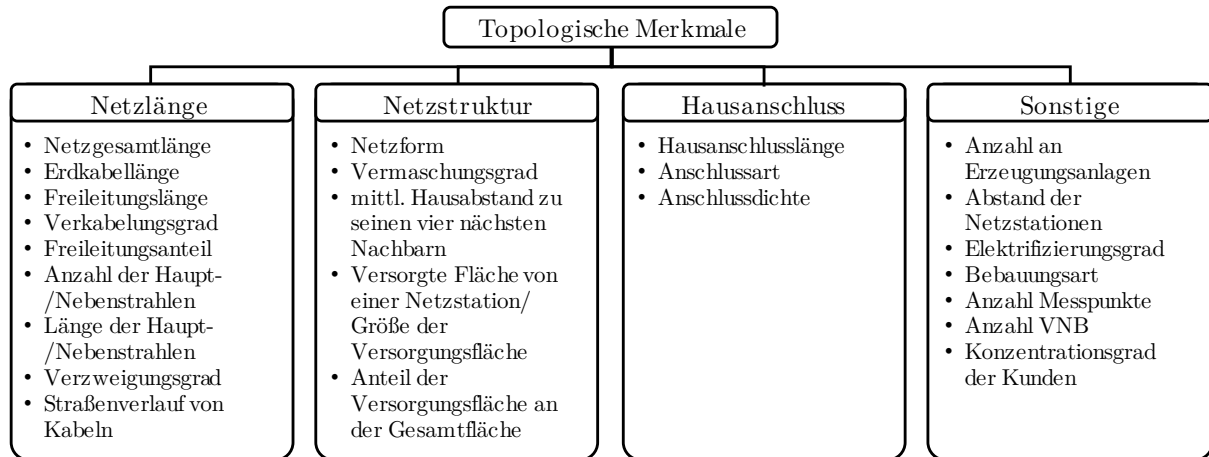


Abbildung 4.2: Übersicht topologischer Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

Tabelle 4.2: Dokumentation topologischer Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

Merkm <sup>al</sup>	Symbol	Einheit	Beschreibung	Quellen
Netzgesamtlänge	$l_{\text{Netz}}$	km	Gesamtlänge aller Leitungen des betrachteten Netzes.	[43], [50], [61], [71]
Erdkabellänge	$l_{\text{Kabel}}$	km	Gesamtlänge aller Erdkabel des betrachteten Netzes.	[43], [61]
Freileitungslänge	$l_{\text{FL}}$	km	Gesamtlänge aller Freileitungen des betrachteten Netzes.	[43], [61]
Verkabelungsgrad oder Freileitungsanteil	$a_{\text{K}}$ or $a_{\text{FL}}$	%	Prozentualer Anteil der Erdkabel bzw. Freileitungen am gesamten betrachteten Netz.	[51], [64], [Dkl]
Anzahl der Haupt-/Nebenstrahlen	$n_{\text{HStr}}$ bzw. $n_{\text{NStr}}$	-	Hauptstrahlen gehen immer von der Sammelschiene einer Station aus und bestehen aus mehr als einem Leitungssegment. Nebenstrahlen sind Abzweigungen von Hauptstrahlen und ein typischer Netzstrahl hat ca. 0 bis 3 Verzweigungen. Die abgehenden Nebenstrahlen weisen in der Regel keine weiteren Verzweigungen auf. Als Hauptstrahlen werden je nach Quelle auch die Netzstrahlen mit dem höchsten Lastmoment bzw. Verbrauchersummenwiderstand definiert.	[67], [44]
Länge der Haupt-/Nebenstrahlen	$l_{\text{HS}}$ bzw. $l_{\text{NS}}$	km	Die Leitungslänge der Hauptstrahlen wird gemessen vom Sammelschienenabgang bis zum Ende des letzten Leitungssegments des Netzstrahls, dabei wird die Hausverbindung, d. h. die Hausanschlussleitung, nicht zum Hauptstrahl gezählt.	[68], [67], [44], [69], [51]
Verzweigungsgrad	$a_{\text{Verzw}}$	%	Quotient aus der Länge aller Verzweigungen (Nebenstrahlen) und der Länge sämtlicher Leitungen des betrachteten Netzgebietes.	[44]
Straßenverlaufstyp von Kabeln	-	-	Es wird unterschieden zwischen einseitigem und beidseitigem Leitungsverlauf.	[64]
Netzform	$F_{\text{Netz}}$	-	Beschreibt den topologischen Aufbau oder die Struktur eines Stromnetzes. Eilige gängige Formen sind Radialnetz, offener oder geschlossener Ring und Maschennetz.	[68], [67], [72], [44], [50], [66],
Vermaschungsgrad	$a_{\text{mesh}}$	-	Quotient aus der Länge aller vermaschten Leitungen $l_m$ und der Länge aller Leitungen im untersuchten Netzgebiet $l_{\text{Netz}}$ .	[71]

Mittlerer Hausabstand	$d_{HA}$	km	Der durchschnittliche Abstand zwischen benachbarten Hausanschlüssen. Häufig wird eine feste Anzahl an nächsten Nachbarn betrachtet, z. B. der mittlere Hausabstand zu den nächsten 4 Nachbarn.	[68], [64], [72], [67], [44], [73]
Hausanschlusslänge	$l_{HA}$	km	Die Leitungslänge von der Messeinrichtung im Gebäude bis zum Anschluss an die Versorgungsleitung in der Straße.	[67], [44]
Hausanschlussart	-	-	Der Typ des Hausanschlusses. Mögliche Typen sind Freileitungen, Muffen, Kabelverzweigungen. Es kann auch zwischen gewöhnlichem Hausanschluss, direktem Hausanschluss und Hausanschluss an Einspeisungen unterschieden werden.	[67], [44]
Anschlussdichte	$\rho_{HA}$	$\frac{\text{Anschlüsse}}{\text{km}^2}$	Verhältnis der Hausanschlüsse zum bebauten Versorgungsgebiet einer Ortsstation.	[64], [72]
Abstand der Netzstationen	$l_{Station}$	km	Der Luftlinienabstand zwischen zwei Netzstationen auf der gleichen Spannungsebene.	[74]
Elektrifizierungsgrad	$\alpha_{Elek}$	%	Beschreibt die Verbrauchscharakteristik der Haushaltskunden. Sie definiert die Faktoren zur Bestimmung der maximalen Last oder des maximalen Lastanteils.	[68], [66]
Bebauungsart	-	-	Art der Bebauung, z. B. Wohnen und gewerbliche Dienstleistungen, Land- und Forstwirtschaft, Gewerbe und Kleindindustrie.	[72]

**Sozioökonomische/Sonstige Merkmale:**

Die letzte Kategorie beinhaltet die sozioökonomischen oder sonstige Merkmale aus Abbildung 4.3. Sie lassen sich in eine geografische und eine verbraucherpezifische Gruppe unterteilen. In Tabelle 4.3 sind die Kenngrößen dokumentiert.

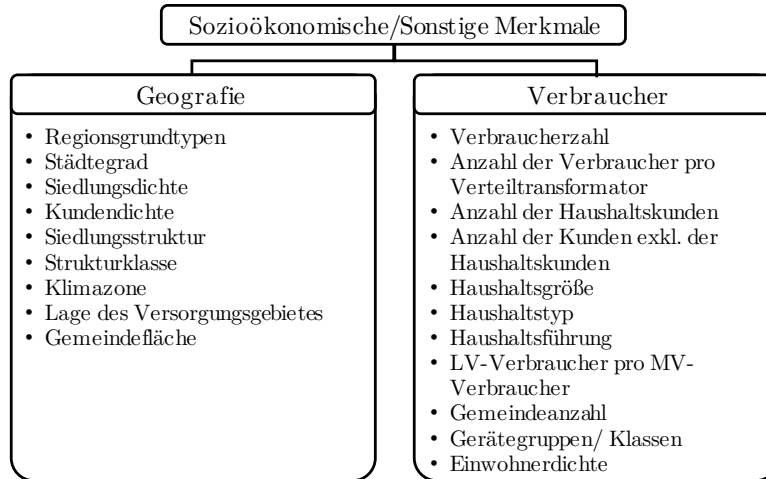


Abbildung 4.3: Übersicht sozioökonomischer und sonstiger Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

Die präsentierten Merkmale bilden die wesentlichen und im Zusammenhang mit elektrischen Netzmodellen häufig verwendeten Parameter ab, dennoch kann es darüber hinaus noch weitere Kenngrößen geben. Diese können dann entweder den vorgestellten Gruppen oder in neu zu definierende Gruppen zugeordnet werden. Die Taxonomie der Kenngrößen ist nicht immer einfach und eindeutig möglich, so kann es sein, dass ein Parameter in verschiedene Gruppen zugeordnet werden könnte. Beispielsweise ist die Klimazone der geografischen Gruppe der sozioökonomischen Merkmale zugeordnet, könnte aber auch in die Gruppe „Sonstige“ der Topologie-Klasse einsortiert werden, da sich die Klimazone auf die Topologie eines Netzes auswirken kann. Um den hier vorgestellten Entwurf einer Taxonomie von Merkmalen in Zukunft zu verbessern und eine eindeutigere Zuordnung zu erreichen, sollte die Klasseneinteilung auf der Analyse quantitativer Daten basieren. Aufgrund der mangelnden Datenbasis konnte dies in dieser Arbeit jedoch nicht erfolgen.

Tabelle 4.3: Dokumentation sozioökonomischer Merkmale zur Charakterisierung von elektrischen Netzmodellen

<b>Merkmal</b>	<b>Symbol</b>	<b>Einheit</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Quellen</b>
Regionstypen	$T_{\text{Region}}$	-	Ein Ausdruck für die Summe von städtischen und ländlichen Siedlungen. In [75] werden z. B. ländliche und verstädterte Räume in 7 Typen unterschieden.	[75]
Städtegrad	$n_{\text{urb}}$	%	Der Grad der Verstädterung beschreibt die Bevölkerungsdichte einer Gemeinde im Verhältnis zur Bevölkerungsdichte der umliegenden Gemeinden und ist eine Klassifizierung, die den Charakter eines Gebietes angibt. Es wird unterschieden zwischen dicht, mittel und dünn besiedelten Gebieten.	[75]
Siedlungsdichte	$\rho_{\text{Siedlung}}$	$\frac{n_{\text{Sied}}}{\text{km}^2}$	Die Siedlungsdichte bezieht sich auf die besiedelte Fläche in einem Netzgebiet. Sie wird basierend auf den Flächen für Wohn- und Gewerbegebiete ermittelt.	[67], [75]
Kundendichte	$\rho_{\text{Kunden}}$	$\frac{n_V}{\text{km}^2}$	Die Anzahl der Gesamtkundenanzahl kann auf die betrachtete Fläche normiert werden und lässt damit, wie die Einwohnerdichte, einen Rückschluss auf die zu erwarteten Abstände zwischen einzelnen Versorgungsstellen zu.	[64]
Siedlungsstruktur	$T_{\text{Siedlung}}$	-	Klassifizierung der Siedlungsstruktur in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte.	[72]
Klimazone	-	-	Art der Klimazone, z. B. gemäßigt, kalt, heiß und trocken, heiß und kalt.	[33], [76]
Verbraucher- / Kundenanzahl	$n_V$	-	Summe aller Verbraucher im betrachteten Netz.	[77], [72], [67], [59], [44], [61]
Anzahl Verbraucher pro Verteiltransformator	$n_{VT}$	$\frac{n_V}{n_T}$	Dieses Verhältnis vermittelt eine Vorstellung von der Größe des Niederspannungsnetzes unterhalb eines MS/NS-Umspannwerks.	[59], [61], [51]
Anzahl der Haushalts-, Gewerbs- und Industriekunden	$n_{HH}$ oder $n_{GHD}$ oder $n_{\text{Indust}}$	-	Gesamtzahl der versorgten privaten, gewerblichen oder industriellen Verbraucher.	[61], [66]
Haushaltstyp	$T_{HH}$	-	Beispiele: 1 Person tagsüber anwesend, 2 & 3 Personen tagsüber anwesend, 4+ Personen tagsüber anwesend, 1 Person tagsüber abwesend, usw.	[66]

### 4.1.2 Netzklassifizierung

Die zuvor dargestellten Merkmale dienen im Allgemeinen dem Zweck, charakteristische Eigenschaften eines elektrischen Netzes zu beschreiben. Häufig wird dabei eine Klassifizierung der Netze oder Netzmodelle angestrebt. Wie in [78], [79] und [80] dargestellt, wird allgemein durch Klassifizierung das Einteilen von Objekten eines Datensatzes in Gruppen oder Klassen bezeichnet. Die Eigenschaften von Objekten sind durch Merkmale beschreibbar und können mithilfe von Methoden und Verfahren der Mustererkennung verarbeitet werden, um eine Klassifizierung zu erreichen. Die Mustererkennung zielt dabei auf die Erkennung und Beschreibung von Ähnlichkeiten und Regelmäßigkeiten in Datensätzen ab. Dies erfolgt meist unter Einsatz von Methoden des maschinellen Lernens. In Bezug auf elektrische Netze kann mithilfe von Merkmalen identifiziert werden, ob es z. B. ein ländlich oder ein städtisch geprägtes Netz ist. Dabei sind jedoch keine einheitlichen Netztypen oder Netzklassen definiert. Um dieses Themenfeld weiter zu strukturieren und eine Vereinheitlichung zu ermöglichen werden im Folgenden kurz die Clusteranalyse vorgestellt und Ergebnisse aus bestehenden Veröffentlichungen zu Klassifizierungen elektrischer Netze erläutert. Daraus werden abschließend Grundtypen elektrischer Netze synthetisiert.

Das Erlernen von Zusammenhängen in einem Datensatz kann durch überwachtes oder unüberwachtes Lernen erfolgen. Beim überwachten Lernen werden Zusammenhänge mithilfe von vorklassifizierten Trainingsdaten erlernt, so dass bereits festgelegte Klassen vorliegen [78]. Hierbei werden somit extrinsische Informationen benötigt. Beim unüberwachten Lernen liegen zuvor keine Klasseninformation vor, so dass alle Zusammenhänge neu erlernt werden. Demnach werden ausschließlich die Daten selbst und keine extrinsischen Informationen benötigt. Für weitergehende Informationen zu maschinellem Lernen und Klassifikationsverfahren sei auf Fachliteratur wie z. B. [81]–[85] verwiesen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Clusteranalyse kurz näher erläutert, da sie das wichtigste unüberwachte Lernverfahren ist, bei dem mithilfe von Objektmerkmalen homogene Gruppen im Merkmalsraum gebildet werden [78], [86]. Das Ziel ist es, Strukturen in den Daten zu finden und die Objekte so zu Gruppieren, dass Gruppen in sich homogen und zueinander heterogen sind. Wichtig ist zu beachten, dass die Lösung einer Clusteringaufgabe für eine spezifische Fragestellung individuell ist und es keine eindeutige „beste“ oder „richtige“ Lösung gibt. Demnach ist es ratsam, für eine bestimmte Fragestellung mehrere Clusteringansätze in Betracht zu ziehen und idealerweise durchzuführen und zu vergleichen. Je nach AWF kann beim Clustering eine überschaubare Anzahl an Clustern angestrebt werden, z. B. damit die Ergebnisse einfach und überschaubar zu interpretieren und weiter zu verwerten sind. Des Weiteren gibt es verschiedene Methoden ein Clustering durchzuführen, sie können in hierarchische und partitionierende Verfahren unterteilt werden [86]. Letztere nutzen eine einzelne Partition der Daten, während bei hierarchischen Verfahren iterativ Partitionen für das Clustering genutzt werden.

Wie in Unterabschnitt 4.1.1 erläutert, werden Merkmale u. a. in Netzstudien bestimmt, um Netzeigenschaften zu beschreiben und dadurch elektrische Netze zu Kategorisieren.



Je nach Zielstellung und eingesetztem Analyseverfahren in der Studie, können verschiedene Eigenschaften und Merkmale im Fokus stehen, so dass sich auch die betrachteten Kenngrößen unterscheiden. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse unterschiedlicher Veröffentlichung, die eine Kategorisierung elektrischer Netze thematisieren, analysiert, um daraus Schlussfolgerungen zu Netzkategorien zu ziehen. Die hierfür verwendeten Veröffentlichungen lassen sich geografisch unterteilen. Deshalb wird zwischen den Regionen EU, USA und Australien unterschieden, um Gemeinsamkeiten und Unterschiede hervorheben zu können, da sich Energiesysteme, wie in Unterabschnitt 2.1.3 erläutert, je nach Region deutlich unterscheiden können.

Bezüglich der verwendeten Kenngrößen zeigt sich, dass in den berücksichtigten Literaturquellen reale Verteilnetzmodelldaten der Mittel- und Niederspannung analysiert worden sind und dabei sind häufig folgende absoluten Merkmale betrachtet worden:

- Spannungsebene
- Gesamtlast
- Gesamtnetzlänge
- Netztopologie
- Anzahl an versorgten Verbrauchern
- Anzahl an Haushaltskunden, gewerblichen und industriellen Kunden

Darüber hinaus werden auch relative Kenngrößen wie die Transformatorleistung pro Verbraucher oder die Verbraucheranzahl pro Transformator verwendet (siehe [44], [51], [59], [61]). Zusätzlich zu der Gesamtnetzlänge wird auch die Kabel- und Freileitungslänge separat ausgewertet. Dabei wird häufig, anstatt der absoluten Länge, der prozentuale Verkabelungs- oder Freileitungsgrad angegeben, wie z. B. in [34], [44], [51], [87].

Einflussfaktoren wie die Klimazone und ähnliche geografische Parameter (siehe auch [33], [76]) sind vor allem für großflächige Regionen mit entsprechenden klimatischen Bedingungen, so z. B. in den USA und Australien relevant. Unter Berücksichtigung von DEA (siehe z. B. [88] und [Dk1]) sowie der zunehmenden Integration von Ladesäulen für E-Kfz (z. B. [51]) lässt sich die Liste an Kenngrößen erweitern. Zum Beispiel kann die Anzahl von PVA, die durch PV versorgte Nachfrage oder der PV-Durchdringungsgrad, d. h. die Kundenanzahl im Verhältnis zur Anzahl der PVA, sowie die mittlere PV-Anlagenleistung ( $kW/Anlage$ ) genannt werden [88]. Je nach Schwerpunkt der Studien sind, vor allem in Veröffentlichungen mit Deutschland als Untersuchungsregion, Kenngrößen wie die Bebauungsdichte [44] oder allgemeine Siedlungsmerkmale relevant für die Bestimmung von Netztypen.

Sofern in den betrachteten Literaturquellen Clusteranalysen erfolgen, zeigt sich zudem, dass dabei meist der k-means-Algorithmus als Klassifizierungsverfahren durchgeführt wird, so z. B. in [34], [50], [87], [88].

Es wird deutlich wie individuell und vielfältig die Typisierungen sein können, was wiederum die Vielfalt an Netzstrukturen hervorhebt. In [44] sind elektrische Netze mit Fokus auf

deutsche Netzstrukturen untersucht und in 6 Kategorien eingeteilt worden. Dabei wurden neben Land-, Dorf, und Vorstadtnetzen noch Blockbebauung, Gewerbegebiet und Innenstadt als Kategorien festgehalten. In [34], einer Studie zu australischen MS-Netzen, erfolgte eine feinere Unterscheidung von bis zu 19 Typen. Die festgelegten Kategorien sind in zwei Spannungsebenen unterteilt worden, in diesem Fall 11 kV und 22 kV. Als Hauptmerkmal wurde die Lastdichte zur Beschreibung vieler Netztypen verwendet. In einer Studie zu Verteilnetzen in den USA (siehe [33] und [76]), erfolgte ebenfalls eine feingliedrige Unterteilung von Netztypen. Dort wurden bestimmte Grundtypen in die Unterkategorien leicht, moderat und stark unterteilt, wie z. B. *moderat städtisch*, *leicht städtisch*, usw. Es gibt auch gemischte Varianten wie *stark städtisch mit ländlichem Ausläufer*. Hinsichtlich der Unterschiede bei der Klassifizierung ist beim Vergleich von Publikationen auch darauf zu achten, was genau klassifiziert wurde, werden bspw. gesamte Netzabschnitte, d. h. mehrere Hauptstränge, die von einer Umspannstation ausgehen, typisiert oder werden lediglich die einzelnen Hauptstränge bzw. Versorgungsleitungen isoliert betrachtet. Vor allem in englischsprachigen Publikationen werden tendenziell eher die Versorgungsleitungen (*feeder*) untersucht, als dass ein gesamter Netzabschnitt, bestehend aus einer Versorgungsstation mit mehreren Netzsträngen, berücksichtigt wird. Dies ist ein möglicher Grund für die höhere Anzahl an Kategorien in den genannten Publikationen zu australischen oder amerikanischen Netzen. Trotz der unterschiedlichen Typisierungen können grundsätzliche Gemeinsamkeiten festgestellt und fünf Grundtypen identifiziert werden, diese sind:

- Wohngebiete
- gemischt großstädtisch
- vorstädtisches (suburbanes) Wohnen
- ländlich
- gewerblich und
- industriell.

Die genannten Studien zeigen bereits, dass die Kategorisierung vielfältig und auf unterschiedlichen Detailstufen erfolgen kann. Um die Kategorisierung von Verteilnetzen zu erleichtern und zu vereinheitlichen, ist es sinnvoll die zugrundeliegende Versorgungsaufgabe bei der Typisierung elektrischer Netze mit zu berücksichtigen. Der Begriff Versorgungsaufgabe ist nicht einheitlich definiert, zudem gibt es unterschiedliche Perspektiven, die Kunden, Netzbetreiber- und Erzeuger-Perspektive, so dass je nach Perspektive eine eigene Definition erfolgen kann [DS3]. Für die NS-Ebene ist aus der Netzbetreiber-Perspektive ein Entwurf für eine Definition in [DS3] vorgeschlagen worden. Dabei wird angenommen, dass ausschließlich die Endkunden mit ihren jeweiligen Versorgungsanforderungen die Versorgungsaufgabe beschreiben. Netzbetreiber und Erzeuger sind mehr in der Verantwortung diese Aufgabe zu erfüllen, als dass sie sie aktiv stellen. Trotz des stattfindenden Wandels von reinen Verbrauchern hin zu Prosumern, also Kunden die sowohl elektrische Energie verbrauchen und auch erzeugen, z. B. durch PVA, ist davon auszugehen, dass diese Teilnahme am Markt sich nach den Komfortbedürfnissen des Kunden richtet [DS3].

Demnach wird in [DS3] folgende Definition der Versorgungsaufgabe für die NS-Ebene aus Netzbetreiber-Perspektive abgeleitet:

*Eine NS-Versorgungsaufgabe besteht aus geografisch inhomogen verteilten Anforderungen an die elektrische Energieversorgung, die durch das Kollektiv der Endkunden mit ihren individuellen Eigenschaften gebildet und mithilfe eines gemeinsamen Kopplungspunktes in dieser Spannungsebene bedient werden.*

Gemäß dieser Definition kann die Versorgungsaufgabe beschrieben werden, wenn die Gesamtheit der Endkunden in einem Netzabschnitt in Bezug auf ihre geografische Streuung sowie repräsentativer Eigenschaften, wie z. B. dem Energieverbrauch, durch geeignete Größen beschrieben werden können, so dass eine Unterscheidung von Versorgungsaufgaben möglich ist.

Zur Beschreibung der geografischen Streuung von Endkunden ist die vorliegende Infrastruktur und Bebauung und damit die Siedlungsstruktur zu berücksichtigen. Vor allem für die NS- und teilweise auch die MS-Ebene ist davon auszugehen, dass durch die geografischen Gegebenheiten die Netzstruktur stark beeinflusst wird. Die geografischen Umstände beeinflussen die Siedlungsstruktur und diese wirkt sich wiederum auf die Netzstruktur aus. In [89] wird beschrieben, dass die Struktur von NS-Netzen direkt durch die Lage der Kundenanlagen bestimmt wird und diese sich aus der Struktur der Bebauung ergibt, welche üblicherweise entlang von Straßen erfolgt. Laut [89] führt dies zusammen mit dem stufenweisen Netzausbau über Jahrzehnte, bei dem sich technische Rahmenbedingungen verändern können, zur Vielzahl an Netztopologien. Aufgrund dieses Zusammenhangs zwischen Siedlungsstrukturen und Netztopologien, kann für die Klassifizierung von elektrischen Netzen die Kenntnis über Siedlungsstrukturen hilfreich sein, daher sind in Tabelle 4.4 verschiedene Siedlungstypen beschrieben.

Tabelle 4.4: Beschreibung von Siedlungstypen nach [68], [90], [91]

Typ	Name	Beschreibung
0	Wohnplätze und Streusiedlungen	Gebäude in wald- oder landwirtschaftlicher Nutzfläche. Große Entfernung zu besiedeltem Gebiet.
1	Lockere offene Bebauung	Lockere unregelmäßige Bebauung (Stadtränder und lang gezogene Straßendörfer)
2	Ein- und Zweifamilienhäuser	Ein- und Zweifamilienhäuser, die oft in Vororten zu finden sind
3	Städtischer oder ländlicher Dorfkern	Dorfkernstrukturen ohne Zentrum (mittelgroße Städte oder Gemeinden im ländlichen Raum)
4	Reihenhäuser	Reihenhaussiedlung; meist engmaschig mit Straßen erschlossen (Stadtränder und Vororte)
5	Kleine und große Zeilengebäude	Mehrfamilienhäuser mit meist geometrischem Erschließungsnetz und großem Gebäudeabstand
6	Blockbebauung	Städtische Mehrfamilienhäuser; oft um den Stadtkern angesiedelte, eng bebaute Wohnblocks
7	Historische Altstadt	Stadtkern, hohe Bebauungsdichte

### 4.1.3 Kennzahlpriorisierung

Die in Unterabschnitt 4.1.1 erstellte Kenngrößenübersicht kann als Basis für weitergehende Untersuchungen genutzt werden. Je nach Anwendungsfall und Informationsgehalt der Merkmale, ist es nicht notwendig alle Kenngrößen zu verwenden. Daher kann anwendungsbezogen eine Untermenge der vorgestellten Merkmale ausgewählt und genutzt werden. Im Folgenden wird dafür eine Methode vorgestellt, die für die anwendungsspezifische Priorisierung von Merkmalen dienen kann, um so eine optimale Auswahl zu treffen. Im Idealfall würden alle relevanten realen Netzdaten aller Netzbetreiber vorliegen, um die vorgestellten Merkmale vollumfänglich bestimmen zu können und quantitativ auszuwerten. Dies ist jedoch nicht möglich, ohne einen unverhältnismäßigen Aufwand, u. a. aufgrund der Vertraulichkeit von realen Netzdaten und der Anzahl an verschiedenen Netzbetreibern und Netzen. Selbst wenn Daten von einzelnen Netzbetreibern vorliegen würden, ist nicht gewährleistet, dass diese Daten stellvertretend die Gesamtheit aller Netze in Deutschland repräsentieren können. Daher wären dann die Ergebnisse und Untersuchungen nur für die zur Verfügung stehende Stichprobe gültig. Die vorgestellte Methode beruht daher auf qualitativen Bewertungsverfahren, welche vor allem als betriebswirtschaftliche Instrumente bekannt sind und baut im Wesentlichen auf multivariaten Analysemethoden auf. Aufgrund einer mangelnden Datenbasis wird eine Struktur für die Daten vorgegeben, so dass strukturprüfende Verfahren der induktiven Statistik im Fokus sind.

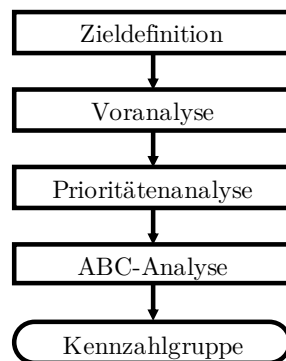


Abbildung 4.4: Methode zur anwendungsspezifischen Merkmalsauswahl

Das Ablaufdiagramm der Methode ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Die Methode ist grundsätzlich für unterschiedliche Anwendungen nutzbar, so dass zunächst das jeweilige Ziel festzulegen ist, um basierend auf dem sich daraus ergebenden Bedarf die Bewertung und die Auswahl der Merkmale zu treffen. Nach der Zieldefinition erfolgt eine Voranalyse, bei der die Merkmale in Bezug auf festgelegte Kriterien bewertet und so Gewichte bestimmt werden. Im nächsten Schritt wird eine Prioritätenanalyse durchgeführt, mit dem Ziel eine Rangfolge zu bilden, indem die zu bewertenden Merkmale ihrer Bedeutung nach gewichtet werden. Hierfür werden paarweise Vergleiche der Merkmale in einer Präferenzmatrix durchgeführt. Abschließend wird im Rahmen einer ABC-Analyse die Rangfolge festgelegt und grafisch in einer Summenkurve dargestellt, um so wesentliche von unwesentlichen Merkmale zu unterscheiden. Weitere Informationen zur ABC- und Prioritätenanalyse sind

in [92] zu finden. Nachfolgend werden die einzelnen Schritte der Methode angewandt und die Ergebnisse erläutert.

### **Zieldefinition**

Da in dieser Arbeit Netzmodelleigenschaften beschrieben werden sollen, um eine Klassifizierung wie in Unterabschnitt 4.1.2 zu ermöglichen und die Erstellung von Netzmodelldaten für Benchmarking-Anwendungen zu unterstützen, wird die Methode für dieses Anwendungsbeispiel umgesetzt. Basierend auf dieser Zielstellung können verschiedene Kriterien abgeleitet werden, die zu berücksichtigen sind. So soll z. B. die Klassifizierung idealerweise Klassen ergeben, die in sich homogen und zu anderen Klassen heterogen sind. Es werden disjunkte Clusterergebnisse bevorzugt, d. h. Cluster die sich hinsichtlich ihrer Klassifizierungsparameter nicht überschneiden, um eindeutige Kategorien festlegen zu können. Weiterhin ist die Korrelation der Merkmale zu berücksichtigen, um die Anzahl der betrachteten Merkmale reduzieren zu können und somit auch ein durchzuführendes Clustering zu vereinfachen. Zudem ist die Eindeutigkeit von Merkmalen relevant, so sollten Merkmale klar definiert und Berechnungsmethoden festgelegt sein. Hiermit verknüpft ist die Genauigkeit und Fehlertoleranz, beispielsweise muss bei der Versorgungsfläche eines Netzes klar definiert sein, wie diese Fläche zu berechnen ist und mit welcher Genauigkeit dies erfolgen kann und soll. Ein weiteres Kriterium kann die Sensitivität der Merkmale sein. Schließlich kann die Informationsdichte für eine Priorisierung von Merkmalen ein wesentliches Kriterium sein.

Neben diesen allgemeinen Anforderungen sind die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Kriterien eines Benchmarks zu berücksichtigen. Denn nach [22] ist es wichtig, die Merkmale eines Benchmarks zu verstehen und festzustellen, ob es für den jeweiligen Anwendungsfall anwendbar ist oder nicht. Die ausgewählten Merkmale eines Netzes sollten somit auch Aussagen zu den Qualitätsmerkmalen des Benchmarks ermöglichen. Für eine Klassifizierung von Netztypen stehen z. B. elektrische und strukturelle, topologiebeschreibende Eigenschaften eines elektrischen Netzes im Fokus.

### **Voranalyse**

In der Voranalyse werden Gewichtungen gebildet, um die Prioritätenanalyse im nachfolgenden Schritt zu vereinfachen. Hierzu werden die Merkmale tabellarisch festgehalten und in Bezug auf definierte Kriterien bewertet. Wie zuvor erläutert werden die Kriterien in Abhängigkeit vom festgelegten Ziel gewählt. In diesem Fall sind die Kriterien:

- Skalenniveau
- Verfügbarkeit der Merkmalsinformation
- Bestimmungs- oder Berechnungsaufwand
- Sensibilität auf strukturelle Veränderungen
- Streuungsmaß des Merkmals

- Genauigkeit der Berechnung
- Aussagekraft hinsichtlich einzelner Netzabschnitte

Eine wesentliche Eigenschaft von Merkmalen ist das Skalenniveau, es ermöglicht eine Abschätzung des Informationsgehalts und der möglichen mathematischen Operation eines Merkmals [93]. Es werden vier verschiedene Skalenniveaus unterschieden:

- Nominalskala: Merkmale mit qualitativen Eigenschaftsausprägungen. Beispiel: Augenfarbe eines Menschen.
- Ordinalskala: Merkmale, die durch ordinale Zahlen in eine Rangordnung gebracht werden können. Beispiel: Umfrage mit Antwortoptionen wie „unzufrieden“, „zufrieden“ und „sehr zufrieden“.
- Intervallskala: Merkmale, die neben einer Rangfolge auch Messungen von Abständen ermöglichen. Beispiel: Temperatur in °C.
- Verhältnisskala: Metrische Skala, die neben den Eigenschaften der Intervallskala noch einen absoluten Nullpunkt enthält. Beispiel: Länge einer Strecke.

Je höher das Skalenniveau, umso höher ist auch das Potenzial eines Merkmals als charakterisierende Größe zur Beschreibung eines Verteilnetzes genutzt zu werden. Bei der Verfügbarkeit der Merkmalsinformation wird in diesem Fall bewertet, ob die benötigten Informationen zur Bestimmung oder Berechnung eines Merkmals öffentlich zugänglich sind bzw. wie schwierig die Information zu beschaffen ist. Einige Informationen liegen dem jeweiligen Netzbetreiber vor und sind für Aussenstehende nicht zugänglich. Daher ist es nicht sinnvoll, solche Informationen für die Modellierung von elektrischen Netzen zu verwenden, da es hinderlich für das Ziel ist, die Transparenz und das Benchmarking in der Energieforschung zu fördern.

Über das Kriterium Bestimmungs-/Berechnungsaufwand wird bewertet, wie aufwendig oder kompliziert die Kenngröße bestimmt werden kann. Eine hohe Sensibilität auf strukturelle Veränderungen führt dazu, dass eine Klassifizierung mit dieser Kenngröße nicht besonders stark aussagekräftig ist, da geringe strukturelle Änderungen einen starken Einfluss auf das Merkmal haben und somit mögliche Fehlklassifizierungen erhöht werden. Ein Beispiel hierfür wäre die Nennleistung von Transformatoren. Wie bei [73] erläutert, war in der Vergangenheit eine Klassifizierung von Netzen anhand dieses Merkmals möglich, so dass ländliche Netze anhand von gering dimensionierten Transformatoren klassifiziert werden konnten. Durch die Energiewende und zunehmende erneuerbare Erzeugungsanlagen in ländlichen Regionen sind mit der Zeit die Transformatoren durch höher dimensionierte ausgetauscht worden, so dass der Zusammenhang zwischen geringen Nennleistungen und ländlichen Netzen nicht mehr gleich stark ausgeprägt ist. Demnach weist das Merkmal eine hohe Sensibilität auf strukturelle Veränderungen auf. Dieses Kriterium stellt damit die Robustheit des Merkmals dar, so dass Merkmale zu bevorzugen sind, die selbst bei großen Änderungen der Struktur nicht dazu führen, dass das Merkmal sich stark verändert. Damit ist die Typisierung anhand eines solchen Merkmals möglich.

Beim Streuungsmaß eines Merkmals wird betrachtet, welcher Wertebereich durch eine Kenngröße im Lösungsraum abgebildet wird, d. h. streut z. B. ein Merkmal wenig, unabhängig vom zugrundeliegenden Netztyp, dann ist es ungeeignet zur Klassifizierung von Netzen, da sich die Größe nicht stark ändert und verschiedene Netzklassen dadurch nicht zu unterscheiden sind. Des Weiteren wird die Genauigkeit der Berechnung bewertet, so sind z. B. häufig Flächenangaben relativ ungenau, da nicht klar definiert ist, wie sie eingegrenzt werden. Beispielsweise ist die Begrenzung bei der versorgten Fläche eines NS-Netzes mit Ungenauigkeiten verbunden. Schließlich wird die Aussagekraft eines Merkmals hinsichtlich einzelner Netzabschnitte beurteilt. Dabei wird bewertet, wie gut sich das jeweilige Merkmal eignet, um einen abgegrenzten Netzabschnitt, z. B. ein NS-Netz, welches von einem Transformator gespeist wird, zu charakterisieren.

Die Bewertung erfolgt in dieser Arbeit diskret mit Gewichtungen von 0 bis 4, wobei 0 überhaupt nicht und 4 in hohem Maße für eine Kenngröße in Bezug auf ein Kriterium zutrifft. Diese Bewertungsvorschrift wird bei den Kriterien Berechnungsaufwand und Sensibilität auf strukturelle Veränderungen umgekehrt angewandt, d. h. ein hoher Berechnungsaufwand oder eine hohe Sensibilität werden mit 0 bewertet. Daraus ergibt sich ein Gesamtgewicht gemäß Gleichung 4.3. Dabei beschreibt  $g$  das Gewicht für Kriterium  $k$ .

$$G_M = \sum_{k=0}^n g_k \quad (4.3)$$

Das Bewertungsergebnis der Voranalyse zu den Merkmalen aus Unterabschnitt 4.1.1 ist in Abbildung 4.5 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die meisten Merkmale ein hohes Skalenniveau aufweisen und damit verschiedene mathematische Operationen erlauben. Bezüglich der Verfügbarkeit ist ca. die Hälfte der Merkmale nicht oder sehr schwierig über öffentliche Datenquellen zu beziehen. Der Abbildung kann Allgemein entnommen werden, dass eine grobe Priorisierung der Merkmale hinsichtlich der jeweiligen Kriterien möglich ist. Dabei ist zu beachten, dass die Bewertung aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit realer Netzdaten qualitativ erfolgt. Für die Bewertung werden die zuvor genannten Kriterien der Voranalyse sowie die definierte Zielstellung berücksichtigt. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass primär die Verteilnetzebene im Fokus steht und bei der Bewertung der Verfügbarkeit der Informationen zu den Merkmalen das Konzept von Open Source und Open Data beachtet wird. Dementsprechend unterscheidet sich das Ergebnis in diesem Fall von dem, dass sich aus der Perspektive eines Netzbetreibers ergeben würde, da dann die Verfügbarkeit einiger Informationen deutlich höher ist. Für den Fall, dass eine ausreichende Datenbasis für eine aussagekräftige quantitative Analyse vorhanden ist, können die Kriterien alternativ mit analytischen Methoden bewertet werden. Beispielsweise kann das Streuungsmaß der Merkmale durch statistische Kenngrößen, wie Varianz, beurteilt und anhand von Kastengrafiken (engl. Box-Plot) ausgewertet werden.

### **Prioritätenanalyse**

Nachdem die Gewichte im Rahmen der Voranalyse festgelegt worden sind, kann die Prio-

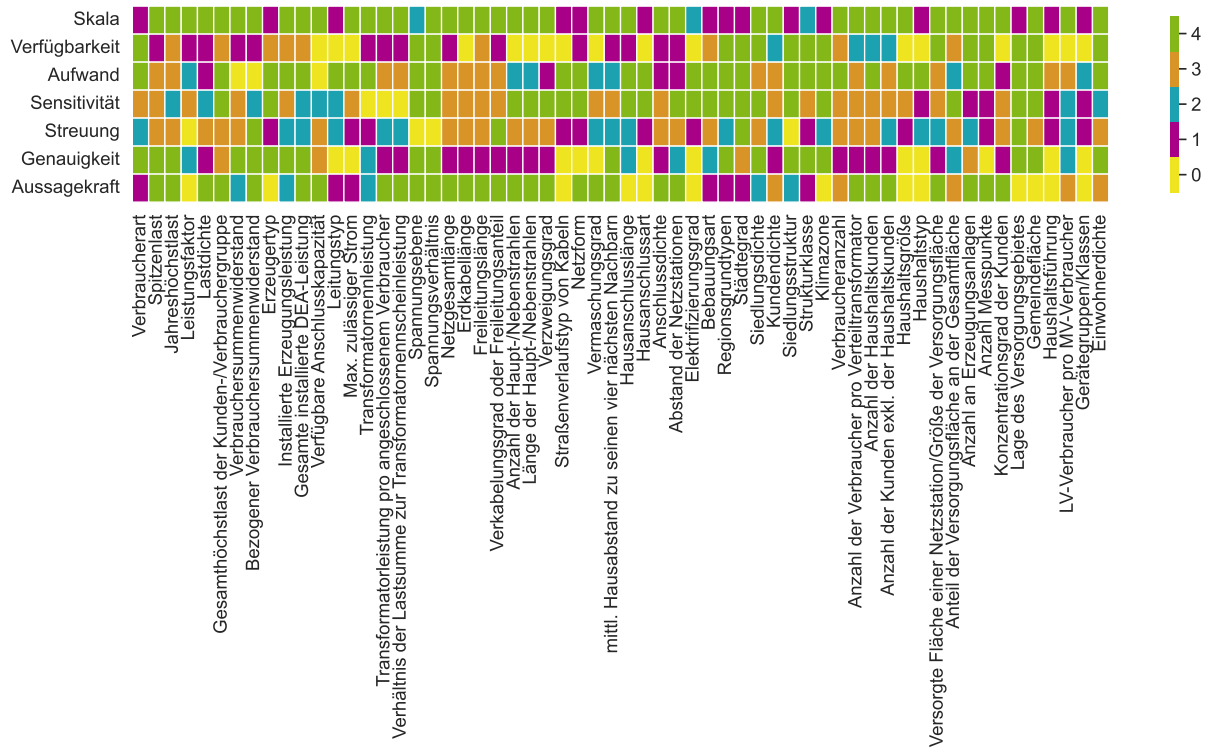


Abbildung 4.5: Ergebnis der Bewertung zur Voranalyse von Merkmalen zur Charakterisierung elektrischer Netze

ritätenanalyse erfolgen. Hierzu wird ein paarweiser Vergleich der Merkmale durchgeführt und es wird bewertet, ob eine Kenngröße gegenüber einer anderen zu priorisieren ist oder ob beide gleich relevant sind. Der Vergleich erfolgt basierend auf der Summe der Gewichte zu den einzelnen Kriterien aus der Voranalyse eines Merkmals (siehe Gleichung 4.3). Hierzu wird eine Präferenzmatrix erstellt, welche als Instrument aus dem Projektmanagement bekannt ist [92]. Durch die entstehende Rangfolge können Merkmale mit hoher Bedeutung identifiziert werden. Die Matrix sieht wie folgt aus:

$$PF = \begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & \cdots & a_{1,n} \\ a_{2,1} & a_{2,2} & \cdots & a_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m,1} & a_{m,2} & \cdots & a_{m,n} \end{bmatrix} \text{ mit } a_{i,j} = \begin{cases} 0 & \text{wenn } G_{M,i} < G_{M,j} \\ 1 & \text{wenn } G_{M,i} = G_{M,j} \\ 2 & \text{wenn } G_{M,i} > G_{M,j} \end{cases} \quad \text{für } i \neq j \quad (4.4)$$

Hierbei ist  $G_M$  das Gesamtgewicht aus Gleichung 4.3. Das Ergebnis der Prioritätenanalyse und die sich ergebende Präferenzmatrix ist in Abbildung A.1 als Heatmap-Diagramm dargestellt. Innerhalb einer Zeile ist der Vergleich des jeweiligen Merkmals zu allen anderen Merkmalen zu entnehmen. Somit ist anhand der Matrix ersichtlich, dass z. B. die Verbraucherart nicht der Spitzenlast zu bevorzugen ist, da das entsprechende Matrixelement eine 0 enthält. Zudem wird deutlich, dass die elektrischen Merkmale zu Leitungen und Transformatoren im Vergleich zu anderen Merkmalen nicht zu bevorzugen sind.



### ABC-Analyse

Das Ergebnis der Prioritätenanalyse wird anschließend für die Auswertung mittels ABC-Analyse verwendet. Sie dient der Bildung einer Rangfolge der Merkmale, um so die wesentlichen Merkmale zu identifizieren [92]. Die Merkmale werden in die Kategorien

- A: sehr wichtig
- B: wichtig
- C: weniger wichtig

eingeteilt. Die Einteilung erfolgt anhand der Summe innerhalb einer Zeile aus der Präferenzmatrix, wobei die Zeilensumme gemäß

$$r_{\text{sum}} = \sum_{i=1}^n a_{i,j} \quad (4.5)$$

berechnet wird. Des Weiteren ist festzulegen, nach welchen Kriterien die Einteilung in die Kategorien erfolgt. In Anlehnung an [92] werden in dieser Arbeit 70 % der Werteanteile, d. h. der Gesamtsumme aus den jeweiligen Zeilensummen, Kategorie A, 20 % Kategorie B und die restlichen 10 % Kategorie C zugeordnet. Die Analyseergebnisse sind als Summenkurve in Abbildung 4.6 abgebildet, dabei ist auf der x-Achse die Menge der Merkmale und auf der y-Achse der kumulierte Wertanteil aller Zeilensummen dieser Merkmale aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass 45 % der Merkmale 70 % der kumulierten Zeilensummen ausmachen und damit Kategorie A zuzuordnen sind. Demnach wird diese Merkmalsgruppe als sehr wichtig bezüglich der Bewertungskriterien und damit der Charakterisierung von elektrischen Netzen festgelegt. Eine vollständige Auflistung der Merkmale und ihrer Zuordnung zu den Kategorien kann Tabelle A.1 entnommen werden.

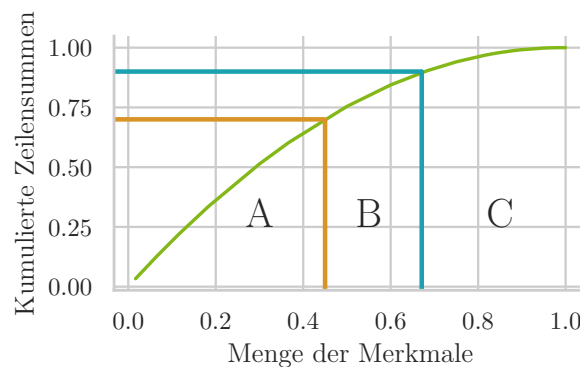


Abbildung 4.6: ABC-Analyse der Merkmale zur Charakterisierung elektrischer Netze

Die präsentierten Ergebnisse zeigen, welche Merkmale besonders relevant sein können, um die Eigenschaften eines elektrischen Netzes zu beschreiben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um eine stark qualitativ geprägte Methode handelt, die auf diversen Annahmen beruht. Aufgrund der transparenten Darstellung der Bewertung ist diese nachvollziehbar und kann bei Bedarf angepasst werden, dennoch enthält sie teilweise subjektive Bewertungen.

Alternativ zur vorgestellten Methode wäre ein Verfahren, das die Struktur aus realen Daten zu Merkmalen extrahiert, was mit strukturentdeckenden Verfahren als Teil der explorativen Statistik erfolgen könnte. Dadurch könnte eine quantitative Methode entwickelt werden, die ein besseres Ergebnis zur Priorisierung der Merkmale ermöglichen könnte. Eine solche Methode könnte u. a. auf einer, in [93] beschriebenen, Faktoranalyse, einem strukturentdeckenden Verfahren, aufbauen. Sofern reale Daten vorliegen, könnten dann die Merkmale berechnet werden und eine Faktoranalyse erfolgen, welche auch eine Korrelationsmatrix beinhalten könnte, so dass die Merkmale besser gefiltert und von der Menge reduziert werden könnten.

## 4.2 Anforderungsspezifikation

Für die Modellierung synthetischer Benchmark Netzmodelle müssen zunächst die Anforderungen spezifiziert werden, die an die Netzmodelle gestellt werden und von ihnen erfüllt werden sollen. Grundsätzlich ist dabei das Ziel festzulegen, welches mit den Modellen erreicht werden soll. Im Fokus dieser Arbeit ist dabei die Modellierung von elektrischen Netzsimulationsmodellen, die zum Benchmarking von statischen Netzanalysen genutzt werden können. Weitere Anhaltspunkte liefern auch die festgelegten AWF, die mit den Modellen untersuchbar sein sollen. Idealerweise lassen sich mit einem Netzmodell eine Vielzahl an AWF untersuchen. Dies würde auch die Reproduzierbarkeit und Transparenz erhöhen und das Benchmarking verschiedener Lösungsansätze vereinfachen. Im Folgenden werden allgemeine Anforderungen, die sich Aufgrund des Benchmarking-Zieles ergeben, näher erläutert. Die Ergebnisse sind teilweise in [DS1] veröffentlicht, so dass nachfolgend darauf aufgebaut wird.

### 4.2.1 Netzanalyseanforderungen

Eine grundlegende Anforderung ergibt sich durch die angestrebten statischen Netzanalysen. Sie erfordern ein rechenfähiges Netzmodell, d. h. das Modell beinhaltet alle nötigen Informationen, um einen Leistungsfluss berechnen zu können. Demnach reicht die Netztopologie sowie Informationen zu Standorten von Umspann- und Schaltanlagen, Ortsnetzstationen und den verknüpfenden Leitungen samt Leitungslängen nicht aus. Neben der Netztopologie werden alle weiteren Komponenten eines elektrischen Netzes, wie in Unterabschnitt 2.1.4 beschrieben, mit ihren elektrischen Eigenschaften benötigt. Dazu gehören z. B. elektrische Parameter von Leitungen, Verbrauchern und Erzeugern. Welche Komponenten in welcher Detailtiefe benötigt werden ist z. T. auch von den zu berücksichtigenden AWF abhängig. Grundsätzlich sollte eine Leistungsflussberechnung möglich sein, so dass sich daraus minimale Anforderungen an das Netzmodell ergeben. Zur Bestimmung des Betriebszustandes sind für jeden Knoten  $i$  eines Netzes, die vier Größen Betrag der Spannung  $U_i$ , Winkel der Spannung  $\phi_i$ , Wirkleistung  $P_i$  und Blindleistung  $Q_i$  erforderlich [94]. Um die Systemgleichungen eines Netzes zu lösen, werden zwei dieser vier Größen für jeden

Knoten benötigt [94]. Zusätzlich werden für Zweigelemente, d. h. die Betriebsmittel die Netzknoten miteinander verbinden, Impedanzen und Admittanzen benötigt.

Neben statischen Netzanalysen gibt es, wie in Unterabschnitt 3.2.3 dargelegt, AWF die Zeitreihen benötigen für quasi-dynamische Berechnungen. Demnach enthält ein zu modellierendes Netz für eine breite Anwendbarkeit auch Zeitreihen für Verbraucher und für Erzeugungsanlagen. Die Zeitreihen sollten dabei den Verbrauch oder die Erzeugung als Scheinleistung mit Informationen zum Leistungsfaktor oder getrennt als Wirk- und Blindleistung enthalten. Die benötigte zeitliche Auflösung ist abhängig vom AWF und den entsprechenden Anforderungen. Für die Netzausbauplanung kann eine stündliche Auflösung ausreichend sein, während für die Netzbetriebsplanung oder den Netzbetrieb eine höhere Auflösung notwendig ist, meist z. B. viertelstündlich aufgelöst.

### 4.2.2 Benchmarkanforderungen

Neben den grundlegenden Anforderungen für Netzanalysen ist ein weiterer Bestandteil des formulierten Zieles, Benchmarking zu ermöglichen, was weitere Anforderungen an ein Netzmodell stellt. Hierbei sind die Kriterien für Benchmarking aus Unterabschnitt 3.1.2 zu berücksichtigen.

Eine wesentliche Anforderung ist die Vergleichbarkeit, d. h. die Gegenüberstellung verschiedener Lösungsstrategien für ein Problem oder eine Forschungsfrage, die durch verschiedene Personen untersucht wird. Hierzu wird eine gemeinsame Basis oder Referenz benötigt, in diesem Fall bedeutet dies, dass für eine sinnvolle Gegenüberstellung unterschiedliche Lösungsstrategien in demselben Netzmodell eingesetzt werden sollten. Bei der Nutzung realer Netzdaten oder synthetisch generierter proprietärer Netzdaten ist dies nicht oder nur sehr schwierig und mit hohem Aufwand möglich. Problematisch hierbei ist vor allem die Verfügbarkeit der Daten und ihre Dokumentation, die für die Vergleichbarkeit essentiell ist.

Bezüglich der Dokumentation ist zu beachten, dass das Netzmodell ausführlich beschrieben und seine Eigenschaften detailliert dokumentiert sind. Dadurch kann die Reproduzierbarkeit und Verifizierbarkeit beim Benchmarking gewährleistet sowie die Benutzerfreundlichkeit erhöht werden. Eine ausführliche Dokumentation beinhaltet Informationen zur Topologie, zu Annahmen bei der Modellierung, Parametrierung der Betriebsmittel und Netzkomponenten, vordefinierten Betriebspunkten sowie evtl. Leistungsflussergebnissen als Referenz- oder Vergleichswerte bzw. zur Validierung bei Konvertierung der Daten in weitere Datenformate. Sofern Zeitreihen vorhanden sind, sollten ebenso Informationen zu diesen Zeitreihen, Annahmen bei ihrer Modellierung, Metadaten, wie z. B. geografische Koordinaten o. Ä., mit angegeben werden. Je ausführlicher eine Dokumentation ist, umso einfacher ist die Anwendung für die Nutzer des Datensatzes. Reale Netzdaten sind jedoch i. A. vertraulich, weshalb ihre Dokumentation oder Veröffentlichung, z. B. in wissenschaftlichen Publikationen, nicht möglich ist. Dadurch sind eine Reproduzierbarkeit und ein Vergleich für externe Personen, die keinen Zugriff auf diese Netzdaten haben,

nicht möglich. Ähnlich ist es bei proprietären synthetisch modellierten Netzdaten. Diese sind zwar nicht vertraulich, jedoch müssen sie detailliert dokumentiert werden, um von Dritten genutzt werden zu können. In wissenschaftlichen Publikationen mit festgelegten Vorgaben zum Umfang der Publikation kann dies wiederum dazu führen, dass die eigentliche Untersuchung bzw. die Untersuchungsergebnisse nicht hinreichend erläutert werden können oder die Beschreibung des Netzmodells nicht ausreichend erfolgt, so dass eine Reproduktion des Netzmodells evtl. nicht möglich ist. Daher ist es erforderlich, dass synthetisch modellierte Netzdaten, welche für Benchmarking nutzbar sein sollen, ausführlich dokumentiert und veröffentlicht sowie frei zugänglich und nutzbar sind. Dies hilft dem Anwender der Benchmark-Netzdaten, da dann bei wissenschaftlichen Veröffentlichungen der Benchmark-Datensatz referenziert werden kann oder, sofern Änderungen an dem Datensatz vorgenommen wurden, nur die durchgeführten Anpassungen an den originalen Daten dokumentiert werden müssen.

Eine weitere Anforderung an Benchmark-Netzdaten ist die Benutzerfreundlichkeit. Dies beinhaltet u. a. die Verfügbarkeit, die Anwendbarkeit und Bekanntheit des Datensatzes. Die Netzdaten sollten einfach zu finden und zu nutzen sein, demnach sind sie idealerweise auf einer Webseite als Download verfügbar oder über eine Schnittstelle zu erreichen. Um eine breite Anwendbarkeit zu gewährleisten, sollten die Daten unter einer geeigneten Lizenz veröffentlicht und in einem offenen Dateiformat mit einem möglichst einfachen Datenformat gepflegt sein. Zusätzlich können die Daten in bekannten und verbreiteten Austauschformaten oder in proprietären Dateiformaten weit verbreiteter Simulationssoftware veröffentlicht werden. Die Bekanntheit des Datensatzes kann initial durch eigene wissenschaftliche Publikationen erfolgen und mit zunehmender Bekanntheit und Nutzung der Daten durch Dritte wird der Datensatz zunehmend bekannter.

Die bisher beschriebenen Anforderungen können als „äußere“ Anforderungen an einen Datensatz aufgefasst werden. Demgegenüber sind auch „innere“, also den Inhalt des Datensatzes betreffende, Anforderungen zu beachten. So ist allgemein bei der Modellierung festzulegen, wie realitätsnah ein Modell sein soll. Mit dem Ziel ein Benchmark-Modell zu erstellen, ist es nicht notwendig ein reales Netzmodell exakt nachzubilden, da dies zu spezifisch sein kann und somit allgemeingültige Untersuchungen erschwert werden könnten. Stattdessen ist es ausreichend und sinnvoller, ein realitätsnahes Modell, welches für eine Gruppe von Netzen mit ähnlichen Eigenschaften repräsentativ ist, zu erstellen. Hierzu kann im Idealfall eine Kategorisierung oder Klassifizierung gemeinsamer Eigenschaften von Netzen erfolgen. Dies erfordert reale Netzdaten zur Auswertung, alternativ kann es basierend auf Recherchen erfolgen, z. B. mithilfe von Netzstudien in denen charakteristische Kenngrößen bestimmt werden. Da die benötigten realen Netzdaten meist nicht vorhanden sind, kann es hilfreich sein, die zugrundeliegende Versorgungsaufgabe zu analysieren und basierend darauf die Anforderungen an ein potenzielles elektrisches Netz in dieser Region zu beschreiben. Darüber können dann Klassen mit ähnlichen Versorgungsaufgaben gebildet werden. Indem ein realitätsnahes und kein exaktes Netzmodell angestrebt wird, gibt es somit auch keine quantifizierbar präzise Zielfunktion die formuliert werden

kann. Stattdessen wird eine Unschärfe zugelassen, so lange der Durchschnitt realer Netze hinreichend genau abgebildet wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass charakteristische Merkmale von synthetisch modellierten Netzen im Durchschnitt annähernd reale Netzeigenschaften abbilden. Hierfür sind Kriterien für die Modellierung zu definieren, z. B. wie genau der Durchschnitt festgelegt wird oder welcher Wertebereich hinreichend genau ist. Durch die realitätsnahe Modellierung kann die Relevanz eines Benchmarks erhöht und mehr Fairness hergestellt werden.

Eine weitere Anforderung stellen der Zeithorizont und die Notwendigkeit von Szenarien dar, die verschiedene Varianten eines Netzes zu unterschiedlichen Zeitpunkten darstellen. Die realitätsnahe Abbildung eines Netzmodells wird i. d. R. einen Ist-Zustand eines Netzes darstellen. Darüber hinaus können Varianten dieses Netzes, die eine zukünftige Entwicklung abbilden, erforderlich sein, um technologische Trends geeignet zu berücksichtigen und so Analysen zur Netzausbauplanung oder allgemeine Netzstudien zu ermöglichen. Beispielsweise könnte eine Zukunftsvariante eines Netzmodells einen erhöhten Anteil an Ladepunkten für E-Kfz enthalten, während dies für die Abbildung der Gegenwartsvariante des Netzmodells nicht erforderlich oder realitätsnah wäre.

Wie in Unterabschnitt 4.1.2 erläutert, gibt es vor allem im Verteilnetz diverse unterschiedliche Netzstrukturen. Diese Klassifizierung von Netzen verdeutlicht eine weitere Anforderung an die Modellierung und zeigt, dass ein einziges Netzmodell nicht ausreichend ist. Durch eine Klassifizierung werden bestimmte Gruppen von verschiedenen Netztypen gebildet, diese können z. B. vereinfacht in städtische, halb-städtische und ländliche Netze unterteilt werden. Für jede festgelegte Gruppe oder jeden identifizierten Netztypen sollte ein eigenes Netzmodell generiert werden, um so auch den Einfluss und die Auswirkungen von Netztypen auf bestimmte Lösungsstrategien untersuchen zu können. Dadurch können vergleichende Analysen erfolgen und z. B. untersucht werden, wie sich eine Regelstruktur in einem ländlichen gegenüber einem städtischen Netz verhält.

Im Zusammenhang zu verschiedenen Netztypen steht auch die Frage, ob das modellierte Netz einen Durchschnitt der Netzklasse darstellen oder ob ein Extremfall abgebildet werden soll. Je nach betrachtetem AWF und Untersuchungsziel kann beides benötigt werden. Falls z. B. allgemeingültige Aussagen getroffen werden sollen, ist es ratsam Untersuchungen an einem Netzmodell durchzuführen, welches den Durchschnitt einer Netzklasse abbildet. Andererseits kann bei speziellen Fragestellungen, bei denen Sonderfälle oder nicht häufig auftretende, aber dennoch relevante Situationen untersucht werden sollen, ein Netzmodell, welches einen Extremfall darstellt, benötigt werden. Dabei kann sich „extrem“ auf die Eigenschaften der Netzstruktur oder den Netzbetriebspunkt beziehen. Bezüglich der Netzstruktur bedeutet dies, dass z. B. nicht das Clusterzentrum einer Gruppe, sondern die Ränder des Clusters abgebildet werden. Beim Betriebspunkt bedeutet dies, dass beispielsweise Grenzwerte erreicht oder überschritten werden, so dass eine besonders kritische Belastungssituation vorliegt.

### 4.2.3 Anforderungen durch Anwendungsfälle

Neben den bisher beschriebenen allgemeinen Anforderungen durch Netzanalysen und Benchmarking können sich zusätzlich spezifische Anforderungen durch bestimmte AWF ergeben. Diese Anforderungen können meist durch die Wahl des Betriebspunktes oder durch die Modellierung bestimmter Betriebsmittel oder Reglerstrukturen bedient werden. So erfordern z. B. Untersuchungen zu konventioneller Netzausbauplanung, dass das zugrundeliegende Netzmodell auch den Bedarf nach einem Netzausbau aufweist, indem beispielsweise Betriebsmittel überlastet oder stark ausgelastet sind und eine Entlastung durch neue Betriebsmittel erfolgen kann. Weiterhin erfordern Untersuchungen zur Netzrekonfiguration, zum Netzwiederaufbau oder zur Topologieoptimierung Schaltmöglichkeiten, so dass nicht nur Schalter im Netzmodell enthalten sein müssen, sondern es diese auch ermöglichen, die Netzstruktur zu variieren und dadurch auch eine Optimierung zu erreichen. Für den AWF Netzwiederaufbau werden zudem schwarzstartfähige Anlagen benötigt. Wie zuvor erwähnt, sind Zeitreihen ein wesentliches Element für quasi-dynamische Simulationen. Von Zeitreihen profitieren u. a. die AWF State Estimation, Blindleistungsanforderungen, Spitzenkappung und zeitreihenbasierte Netzplanung.

**Zusammenfassend** sind die wesentlichen Anforderungen an ein Netzmodell:

- Zieldefinition für das Netzmodell
- Rechenfähigkeit
- Zeitbereich der Simulation
- Vergleichbarkeit
- Dokumentation
- Benutzerfreundlichkeit
- Zeithorizont/Szenario
- Modellvielfalt
- Durchschnitt oder Extremfall
- AWF-spezifische Anforderungen

## 4.3 Datenquellen und Dateiformat

Ein wesentlicher Faktor, der die Qualität der modellierten Netzdaten beeinflusst, sind die bei der Modellierung verwendeten Eingangsdaten. Ideal wären reale Netzdaten, dies würde den Aufwand für die Modellierung synthetischer Netze für viele AWF deutlich verringern, wobei der Bedarf nach Benchmark-Datensätzen weiterhin bestehen würde. Aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit realer Netzdaten werden somit alternative öffentlich zugängliche Datenquellen benötigt, die die Modellierung von Netzen unterstützen können. Daher wird in Unterabschnitt 4.3.1 eine Übersicht zu relevanten Datenquellen für die Modellierung synthetischer elektrischer Netze vorgestellt.

Neben den Datenquellen für die Netzmodellierung ist der Austausch der Netzdaten relevant, um die in Unterabschnitt 3.1.2 und in Abschnitt 4.2 beschriebene Benutzerfreundlichkeit zu gewährleisten, Transparenz zu schaffen und Benchmarking zu ermöglichen. Gerade Benchmark-Datensätze profitieren von einer breiten Anwendbarkeit und Nutzerfreundlichkeit, da der Einsatz dieser Benchmark-Modelle mit geringeren Hürden behaftet ist und sie damit häufiger eingesetzt werden und sich so die Datenmenge für Benchmarking erhöht. Um dies zu erreichen, ist das zugrundeliegende Dateiformat so zu wählen,

dass es von einem großen Anwenderkreis mit minimalem Aufwand eingesetzt werden kann. Mögliche Dateiformate werden in Unterabschnitt 4.3.2 thematisiert.

### 4.3.1 Datenquellen

In der folgenden Übersicht zu Datenquellen wird gezeigt, welche Quellen es im Kontext von Energiesystemen gibt, welche Daten sie bereithalten und wofür sie genutzt werden können. Hierbei wird primär Open Data betrachtet, d. h. frei verfügbare und zugängliche Daten. Die vorhandenen Daten können dabei in vielfältiger Form vorliegen, angefangen bei Informationen auf Webseiten oder Literaturquellen, über Netzgrafiken und PDF-Dokumenten bis hin zu strukturierten Daten, z. B. in tabellarischer Form. Im Sinne von Open Data sollten die Daten dabei strukturiert und maschinenlesbar sein.

In Abbildung 4.7 ist dargestellt, in welche Gruppen die in dieser Arbeit betrachteten Datenquellen im Kontext von Energiesystemen unterteilt werden können. Es wird unterschieden zwischen behördlichen, Netzbetreiber- und Forschungsprojektveröffentlichungen sowie latenten und kommerziellen Datenquellen.

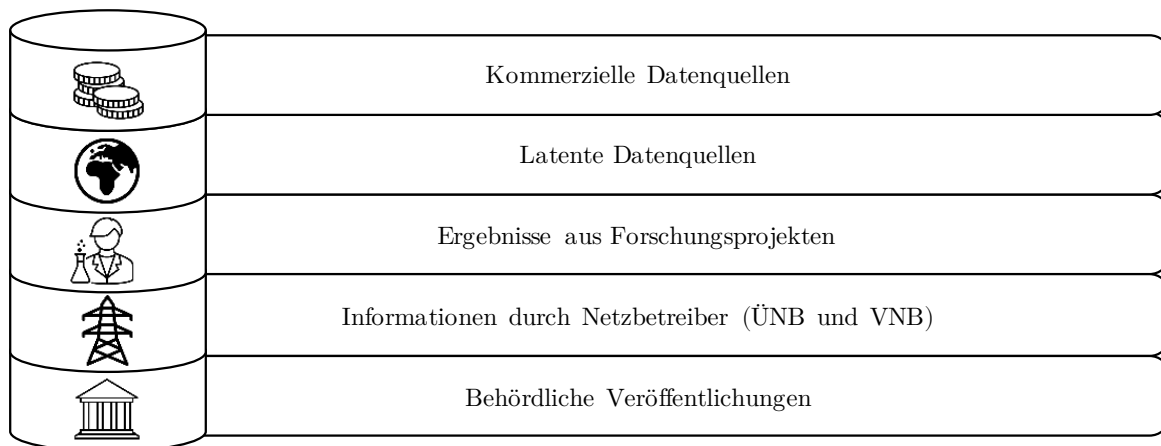


Abbildung 4.7: Übersicht zu relevanten Kategorien von Datenquellen im Kontext von Energiesystemen

#### **Behördliche Veröffentlichungen:**

Als zuverlässigste und beste Quellen sind die Informationen zu bewerten, die direkt durch Netzbetreiber und Behörden veröffentlicht werden. Unabhängig vom jeweiligen Netzbetreiber gibt es eine Grundgesamtheit an öffentlich verfügbaren Daten, da es gesetzlich vorgeschriebene Veröffentlichungspflichten gibt und bestimmte Kenngrößen auf einer gesetzlichen Grundlage basieren. Diese Daten werden teilweise durch die Netzbetreiber selbst und teilweise in gebündelter Form durch Behörden veröffentlicht. Um abzuschätzen welche Informationen verfügbar sind, sind die in diesem Kontext relevanten rechtlichen Grundlagen in Abbildung 4.8 dargestellt.

Die Europäischen Kommission hat mit Verordnung (EU) Nr. 543/2013 eine Verordnung über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten erlassen. Es wird die Errichtung einer zentralen Informationstransparenzplattform innerhalb des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)) festgesetzt. Damit richtet sich die Verordnung an ÜNB, so dass auf der Plattform Informationen zu Transportnetzen zu finden sind.

Neben der europäischen Verordnung werden auch nationale Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen festgelegt. Im EnWG werden in verschiedenen Paragraphen Speicherungspflichten, die Veröffentlichung und Herausgabe von Daten, die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform, das Marktstammdatenregister (MaStR) sowie die Verordnungsermächtigung zum MaStR thematisiert. Gemäß § 111d sollen auf einer nationalen Informationsplattform aktuelle Informationen für die Öffentlichkeit bereitgestellt werden. Die Informationen betreffen die in Abbildung 4.8 aufgeführten Angaben. Zudem sollen in einem Marktstammdatenregister energiewirtschaftliche Daten veröffentlicht werden.

In § 17 der StromNZV werden Veröffentlichungspflichten für ÜNB und VNB getrennt angegeben. Die Pflichten der VNB sind in Abbildung 4.8 erfasst. Auch in der StromNEV werden in § 27 Veröffentlichungspflichten von Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern festgelegt. Demnach sind die Betreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte zu veröffentlichen. Die zu veröffentlichenden Strukturmerkmale sind in Abbildung 4.8 aufgezählt. Angaben zu Netzverlusten werden in § 10 der StromNEV festgelegt. Demnach soll die Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene sowie die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Verlustenergie jeweils vom Vorjahr veröffentlicht werden.

Basierend auf den Veröffentlichungspflichten von Netzbetreibern sind von Seiten der Behörden Informationsplattformen erstellt worden mit aggregierten Daten. Auf europäischer Ebene gibt es z. B. die *Transparency Plattform* der ENTSO-E<sup>2</sup>, welche Daten zum Übertragungsnetz (ÜN) im europäischen Verbundnetz für die einzelnen Staaten bereithält. Auf nationaler Ebene gibt es Strommarktdaten auf der Plattform *SMARD*<sup>3</sup> sowie Daten zu Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen im *MaStR*<sup>4</sup>. Beide Plattformen werden von der BNetzA verwaltet.

Anhand der europäischen Vorschrift sowie den nationalen Gesetzestexten wird deutlich, dass einige strukturelle Daten sowohl für das ÜN als auch für das Verteilnetz (VN) vorhanden sind. Zu beachten ist jedoch, dass dies häufig aggregierte Daten sind, die z. B. für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers gebildet werden. Für eine detaillierte Modellierung eines einzelnen Netzmodells sind diese aggregierten Daten meist nicht ausreichend, so dass weitere Daten aus anderen Datenquellen benötigt werden.

Neben den behördlichen Portalen werden gemäß den zuvor beschriebenen Veröffentli-

---

<sup>2</sup><https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>3</sup><https://www.smard.de/home>

<sup>4</sup><https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>



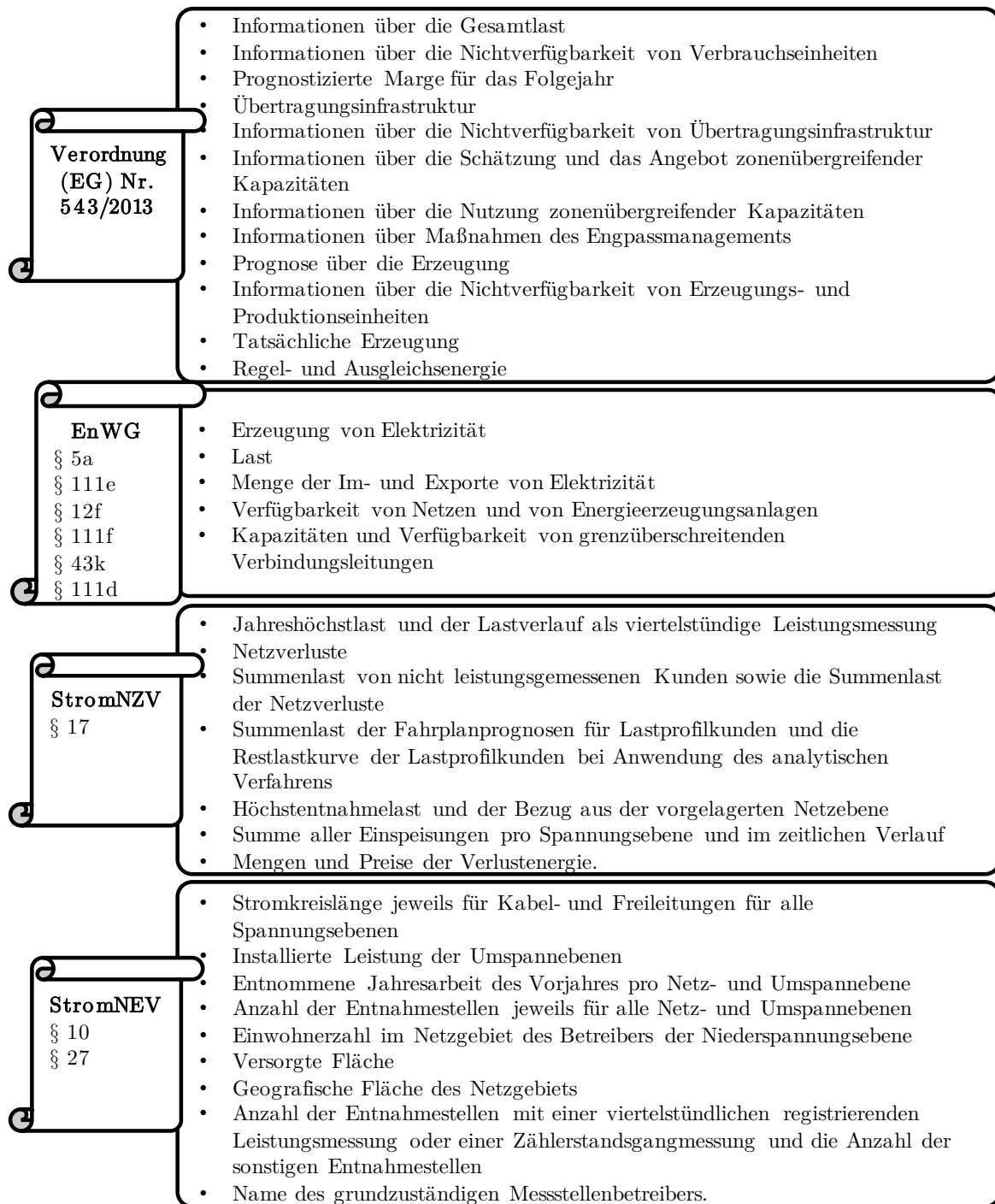


Abbildung 4.8: Übersicht zu Verordnungen und Gesetzen mit Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen

chungspflichten auch durch die Netzbetreiber selbst Daten veröffentlicht. Dabei wird häufig eine Unterscheidung zwischen Netzkennzahlen, Strukturmerkmalen und Lastgängen vorgenommen<sup>5</sup>. Hierbei werden ebenso meist aggregierte Informationen veröffentlicht.

<sup>5</sup>Beispielsweise bei der Dortmunder Netz GmbH unter <https://www.do-netz.de/netze/strom/netzdaten> (Zugriff:18.02.2022) oder bei der Westnetz GmbH unter: <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzkennzahlen.html> (Zugriff:18.02.2022)

### **Forschungsprojekte, Studien und weitere Open-Source-Initiativen:**

Eine weitere Quelle für Informationen und Daten, die für die Modellierung von synthetischen Netzen relevant sein können, sind Veröffentlichung aus Forschungsprojekten oder Netzstudien. Im Rahmen von Forschungsprojekten werden i. A. Zwischenergebnisse als wissenschaftliche Veröffentlichungen auf Fachkonferenzen präsentiert. Zudem werden nach der Beendigung von Forschungsprojekten Berichte zu den Ergebnissen erstellt. Beides kann als Quelle dienen, um Informationen zu Planungs- und Betriebsgrundsätzen von Netzbetreibern, Netzstrukturen oder sonstige Informationen zu erlangen.

Im Allgemeinen steht bei Forschungsprojekten eine Fragestellung oder ein Anwendungsfall im Fokus, so dass die Veröffentlichung von Daten, die für die Modellierung eines Netzes benötigt werden, kein primäres Ziel darstellt. Dennoch werden innerhalb der Projekte meist Netzdaten benötigt oder Netzmodellierungen durchgeführt, um simulative Berechnungen zu den untersuchten Anwendungsfällen durchführen zu können. Die so veröffentlichten Informationen, die für die synthetische Netzmodellierung von Interesse sind, sind demnach meist nicht stark im Fokus und können teilweise schwierig als solche zu erkennen sein. Dies kann mit einem erhöhten Rechercheaufwand einhergehen, um an die benötigten Informationen zu gelangen. In diesem Sinne stellen Forschungsprojekte, die einen Open-Source- oder Open-Data-Ansatz als Kernpunkt des Projekts verfolgen, einen Sonderfall dar. Hierbei ist die Verfügbarkeit von energiewirtschaftlichen Daten vordergründig bzw. ein wesentlicher Aspekt des Forschungsprojekts. Ein bekanntes Beispiel ist die openmod Initiative, mit dem Ziel des Aufbaus einer zentralen Open-Source-Plattform für aktuelle Daten zum Energiesystemen in Deutschland und seinen Nachbarländern. Weitere ähnliche Beispiele von Forschungsprojekten oder Initiativen mit Open-Source-Ansätzen sind die Open Energy Platform [95], SciGrid [96], GridKit [97] und EnergyData.info [98]. In diese Liste kann das Projekt SimBench eingereiht werden, welches die Modellierung und Veröffentlichung von Benchmark-Netzmodellen als Zielstellung hatte und in Kapitel 5 ausführlich thematisiert wird.

Darüber hinaus können auch Dissertationen, die u. a. im Rahmen von Forschungsprojekten entstehen können, eine zusätzliche Informationsquelle darstellen. Diese können detailliertere und umfangreichere Informationen bereitstellen als wissenschaftliche Veröffentlichungen oder Projektberichte. Zudem bieten sie durch die häufig übersichtlich zusammengetragenen Informationen einen guten Einstieg für Recherchen.

### **Latente Datenquellen:**

Eine weitere Kategorie von Datenquellen wird in dieser Arbeit als latente Datenquelle bezeichnet. Diese Gruppe umfasst frei verfügbare Datenquellen, welche nicht primär Informationen zu Stromnetzen enthalten. Dazu gehören z. B. Kartendienste wie OpenStreetMap (OSM), bei denen das Stromnetz nicht der Hauptfokus ist, sie aber dennoch Daten dazu enthalten können. So können Informationen zu Trassen oder Standorte von Umspann- und Ortsnetzstationen enthalten sein. Falls für eine betrachtete Region keine Daten für das Elektrizitätsnetz direkt vorliegen, kann mithilfe der Kartendaten die zugrunde liegende

Infrastruktur analysiert und die Versorgungsaufgabe beschrieben werden, was wiederum für die Netzmodellierung relevant sein kann. Durch die zunehmende Nutzung von E-Kfz könnten auch vermehrt Verkehrsdaten zusammen mit Kartendaten genutzt werden, um etwa das Ladeverhalten von E-Kfz besser modellieren zu können.

Eine weitere Datenquelle aus dieser Gruppe können Wetterdienste sein, wie sie z. B. beim Deutschen Wetterdienst DWD<sup>6</sup> zu finden sind. Dort werden verschiedene Wetterdaten bereitgestellt<sup>7</sup>, die über eine API<sup>8</sup> abgerufen werden können<sup>9</sup>. Diese Daten stellen ebenso keine direkt nutzbaren Informationen für Elektrizitätsnetze bereit, können dennoch wertschöpfend eingesetzt werden. Beispielsweise können mit Einstrahlungs- und Temperaturdaten sowie einem geeigneten PV-Modell Erzeugungszeitreihen für PVA modelliert werden. Analog kann dies mit Winddaten und einem WKA-Modell für WKA-Einspeisezeitreihen erfolgen. Auch auf der Verbraucherseite wäre eine Abschätzung des Wärmebedarfes mithilfe von Temperaturdaten denkbar.

#### **Kommerzielle Datenquellen:**

Schließlich gibt es die Gruppe der kommerziellen Datenquellen, welche ebenso bei der Netzmodellierung hilfreich sein können. Beispielsweise bietet [99] digitale Karten im Energiemarkt an, diese können besser gepflegt sein als z. B. die Karten in OSM. In diesem Fall ist zu Prüfen, ob ein tatsächlicher Mehrwert gegeben ist, da bereits relevante Informationen aus den frei zugänglichen Datenquellen bezogen werden können.

### **4.3.2 Austausch von Netzmodelldaten**

Ein weiterer relevanter Aspekt bei der Netzmodellierung ist der Austausch von Daten. Hierbei ist das Dateiformat, in dem ein Modell zur Verfügung steht, sowie das Datenformat, d. h. die Strukturierung der vorhandenen Daten, festzulegen. Dies ist vor allem beim Erstellen eines Benchmark-Datensatzes relevant, da er einer möglichst breiten Nutzergruppe bereitstehen soll und das Kriterium der Nutzerfreundlichkeit erfüllen soll. Die Festlegung vom Datei- und Datenformat sollte unter Berücksichtigung der Modellanforderungen und der AWF erfolgen und kann vor der Netzmodellierung festgelegt werden.

#### **Anforderungen:**

Grundsätzlich sollten beim Austausch von Daten alle für die Netzberechnung relevanten Informationen im Datenmodell enthalten sein, so dass Leistungsfluss- und Kurzschlussrechnungen sowie quasi-dynamische Berechnungen möglich sind. Darüber hinaus können je nach Anforderungen erweiterte Daten gepflegt werden, z. B. um dynamische Simulation durchführen zu können. Ferner kann bei der Struktur der Daten eine tabellarische

<sup>6</sup>[https://www.dwd.de/DE/Home/home\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/Home/home_node.html)

<sup>7</sup><https://cdc.dwd.de/portal/>

<sup>8</sup>Die DWD-API ist erreichbar unter: <https://dwd.api.bund.dev/>

<sup>9</sup>Die Dokumentation ist verfügbar unter: <https://listed.to/@DieSieben/7851/api-des-deutschen-wetterdienstes>

Form gewählt werden, bei der ein objektorientierter Ansatz verfolgt wird. Die topologisch relevanten Betriebsmittel eines elektrischen Netzes können dabei als jeweils eigene Objektklassen geführt werden. Dabei kann die Topologie eines elektrischen Netzes als mathematischer Graph dargestellt werden, wobei Umspann- oder Schaltanlagen als Knoten und verbindende Netzelemente, also Leitungen und Transformatoren, als Kanten festgelegt werden. Überdies können Erzeugungs- und Verbraucherdaten als Knotengewichte definiert werden. Des Weiteren ist es nach [94] ratsam, Topologie-, Betriebs- und Betriebsmitteldaten zu trennen. Dabei können Betriebsmittel mit gemeinsamen Attributen in Betriebsmitteltypen zusammengefasst werden. Sollten verschiedene Varianten eines Modells erforderlich sein, z. B. für Anwendungen in der Netzausbauplanung, ist es empfehlenswert nur die Änderungen zum Basisnetz im Modell für diese Variante festzuhalten und so Redundanzen zu vermeiden [94]. Schließlich ist auf eine eindeutige Identifizierbarkeit der Objekte zu achten.

### **Datenformate:**

Es gibt verschiedene Möglichkeiten Netzdaten auszutauschen, ob in Text- oder Bildformaten und dabei offenen oder proprietär. Über Bildformate lassen sich z. B. Netzstrukturdaten darstellen, während textbasierte Formate beim Austausch von Objektinformationen und Parametern vorteilhaft sind. Des Weiteren kann nach [94] zwischen dateibasierten und datenbankbasierten Formaten unterschieden werden. Dateibasierte Datenformate werden häufig tabellarisch realisiert und können z. B. mit Tabellenkalkulationsprogrammen wie Microsoft Excel genutzt werden. In Datenbanken werden die Informationen und Daten geordnet abgespeichert und über ein Datenbank-Management-System können u. a. Zugriffsrechte, Datendefinitionen und Daten verwaltet werden [94].

Ein wesentlicher Aspekt für einen Benchmarking-Datensatz ist zudem die Offenheit der Daten. Kommerziell lizenzierte Softwaretools die Netzberechnungen ermöglichen, wie z. B. DIgSILENT PowerFactory (nachfolgend als PowerFactory bezeichnet), Integral, Neplan, usw., verwenden i. d. R. meist proprietäre dateibasierte Datenformate für den Datenaustausch. Diese Formate sind somit nicht offene Eigenentwicklungen, was den maximalen Nutzerkreis grundsätzlich auf die jeweiligen Anwender der Software beschränkt. Ein kommerzielles Softwaretool kann neben den eigenen Dateiformaten auch die Formate von anderen kommerziellen Softwaretools oder sogar ein offenes Format unterstützen. Beispielsweise unterstützt PowerFactory neben dem eigenen Dateiformat auch den Import von Integral- oder Neplan-Dateien. Als offene Formate werden hierbei diejenigen bezeichnet, die ohne technische und rechtliche Einschränkungen genutzt werden können und dadurch einem größeren Nutzerkreis zur Verfügung stehen. Zu offenen Formaten gehören z. B. comma-separated values (CSV), ein textbasiertes Tabellenformat, oder die Extensible Markup Language (XML), eine Beschreibungssprache. Offene Formate werden bevorzugt bei Open-Source-Software, wie z. B. pandapower, eingesetzt. Pandapower ist eine in der Programmiersprache Python entwickelte Software zur Modellierung, Analyse und Optimierung elektrischer Energiesystemen und unterstützt u. a. das Dateiformat json.

Neben den Dateiformaten gibt es diverse Möglichkeiten die enthaltenen Informationen zu strukturieren, d. h. ein Datenformat zu erstellen. Dies kann z. B. ein individuell entwickeltes oder ein standardisiertes Datenformat sein. In der Energiewirtschaft bildet das Common Information Model (CIM) einen Satz von Standards, der von der International Electrotechnical Commission (IEC) offiziell verabschiedet ist und den Informationsaustausch, wie z. B. von elektrischen Netzdaten, ermöglichen und regeln soll. CIM ist ein Datenbankformat und nach [94] eine Domänenontologie, d. h. es verfügt über ein spezifisches Vokabular für spezielle Anwendungszwecke in einer Domäne. Es gibt die Normenreihen IEC 62325, für die Energiemarkt-Kommunikation, IEC 61968, für Verteilnetz-Schnittstellen, und IEC 61970, für Energiemanagement Programm-Schnittstellen. Der letztere Standard ist für die Belange von Netzleitsystemapplikationen und deren Datenaustausch hin konzipiert [100]. Für den Austausch von Netzmodellen ist in IEC 61970-501 und IEC 61970-452 ein XML-Format definiert worden. Unter CIM werden somit mehrere Standards gebündelt und ihre Organisation erfolgt über Profile. Die Profile bilden Anwendungsfälle ab und beschreiben die benötigte Untermenge der Standards aus CIM. Eine Erweiterung von CIM stellt der Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) dar. Es ist speziell für die Bedarfe in Europa vom ENTSO-E entwickelt worden, um den Datenaustausch zwischen ÜNB zu fördern [101]. Gemäß [102] kann mithilfe von CIM somit einerseits in Unternehmen der Aufwand des Datenaustausches zwischen verschiedenen Unternehmensbereichen reduziert werden, welche unterschiedliche Systeme nutzen können und somit individuelle Schnittstellen erfordern. Andererseits kann es den Datenaustausch zu anderen Unternehmen erleichtern, wie z. B. dem Austausch zwischen ÜNB. Die Umsetzung von CIM bzw. die Ersteinführung, z. B. in einem Unternehmen, sind mit einem großen Anfangsaufwand verbunden, dadurch wird eine flächendeckende Umsetzung von CIM erschwert.

Im Bereich der Netzmodellierung von frei nutzbaren Testnetzen wird CIM bisher nicht besonders häufig verwendet. Stattdessen werden meist eigene dateibasierte tabellarische Strukturen erstellt und als CSV- oder Excel-Datei bereitgestellt, so z. B. auch bei den IEEE Test Feedern, dort sind die Netzdaten als Excel- und Word-Dateien verfügbar<sup>10</sup>. Zusätzlich zu der mangelnden Verfügbarkeit frei nutzbarer Daten im CIM-Format kann auch eine fehlende Unterstützung durch Simulationswerkzeuge für die Verbreitung von CIM hinderlich sein. So bietet z. B. pandapower bisher keine Möglichkeit CIM-Daten einzulesen, bei kommerzieller Software wie PowerFactory wird eine zusätzliche, kostenpflichtige Lizenz für CIM benötigt. Des Weiteren kann eine mögliche Ursache für die geringe Nutzung von CIM der höhere Aufwand gegenüber eigenen dateibasierten Formaten sein. Auch wenn CIM sehr umfangreich Energiesysteme beschreiben kann, kann es besonders spezielle Anforderungen geben, die nicht abgedeckt werden können. In diesem Fall ist eine Anpassung von CIM nicht einfach möglich, auch wenn die CIM-Normen kontinuierlich weiterentwickelt werden, da der Aufwand vergleichsweise hoch ist.

---

<sup>10</sup>Die Daten sind verfügbar auf: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

## 4.4 Methoden zur Netzgenerierung

Nachdem die wesentlichen Rahmenbedingungen erläutert worden sind, soll nun betrachtet werden, wie Netzmodelle erstellt werden können. Hierzu sind wissenschaftliche Veröffentlichungen analysiert worden, um wesentliche Verfahren zur Netzmodellierung zu identifizieren. Dazu wird nachfolgend eine Übersicht zu bisher bestehenden Netzgenerierungsmethoden erstellt. Zudem wird geprüft, wie diese Methoden im Kontext des Benchmarkings genutzt werden können. Eine grobe Übersicht der im Folgenden näher erläuterten Verfahren ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Basierend auf den recherchierten Verfahren lässt sich ableiten, dass neben der eigentlichen Modellierungsmethode auch zwischen Automatisierungsgraden und Modellierungsansätzen unterschieden werden kann. Beim Automatisierungsgrad kann grundsätzlich zwischen dem manuellen Erstellen von Netzmodellen und automatisierten Methoden zur Netzmodellierung unterschieden werden. Dabei kann der Grad der Automatisierung je nach Verfahren und konkreter Umsetzung unterschiedlich ausfallen, so dass teilweise ein manuelles Eingreifen erfolgt. Weiterhin kann zwischen den Modellierungsansätzen Greenfield und Brownfield differenziert werden.

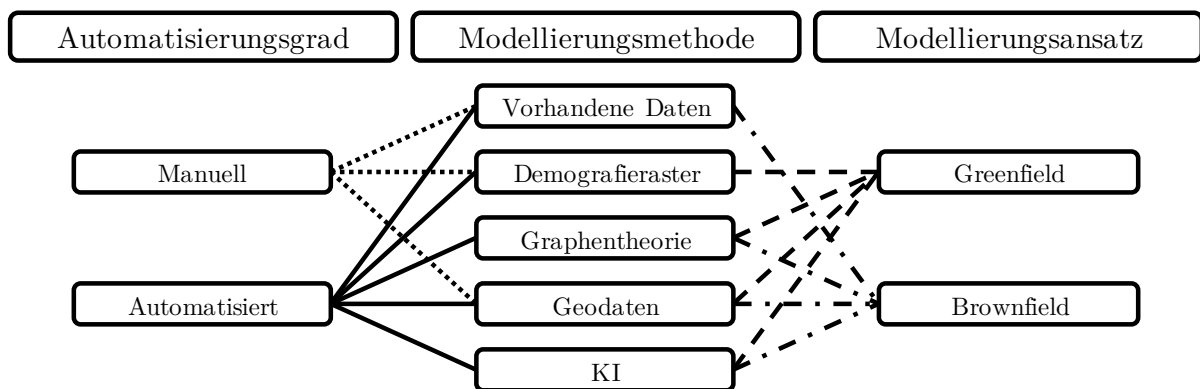


Abbildung 4.9: Übersicht verschiedener Methoden zur Modellierung elektrischer Netze

### 4.4.1 Automatisierungsgrad

Die manuelle Netzmodellierung beschreibt das händische Erstellen eines Netzmodells. So kann der Planungsprozess eines elektrischen Netzes realitätsnah abgebildet werden, da in der Praxis die Netzplanung ein sehr individueller Prozess ist, der von Netzplanern manuell durchgeführt wird. Zur manuellen Netzmodellierung ist daher eine entsprechende Fachkenntnis notwendig, damit das Ergebnis realistisch und realitätsnah ist. Die Vorgehensweise kann und sollte eine umfangreiche Analyse von Netzstrukturen beinhalten, z. B. auf Basis einer Literaturrecherche, um typische Netzstrukturen geeignet abbilden zu können. Diese Art der Modellierung ist vergleichsweise zeitintensiv, so dass der Datensatz meist einen überschaubaren Umfang aufweist, da die Erzeugung umfangreicher Netzmodelle mit einer hohen Anzahl an Knoten mit einem erheblichen Aufwand verbunden ist. Sofern ein ausgedehntes Netzmodell mit einer Vielzahl an Knoten oder eine hohe An-

zahl an Netzmodellen benötigt wird, ist diese Methode demnach unpraktikabel. Für die Modellierung synthetischer Netzmodelle zum Einsatz als Benchmark-Netzmodell kann sie teilweise dennoch angewendet werden, da für einen Benchmark-Datensatz eine überschaubare Anzahl an Netzmodellen anzustreben ist. Je mehr Netzmodelle in einem Datensatz enthalten sind, umso unübersichtlicher kann seine Nutzung werden und das Benchmarking gemäß der Festlegung aus Abschnitt 3.1 erschweren. In einem solchen Fall steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Nutzer, obwohl sie den gleichen Benchmark-Datensatz nutzen, unterschiedliche Netzmodelle für ihre Untersuchungen verwenden, so dass ein Benchmarking nicht sinnvoll möglich ist.

Bei der automatisierten Netzmodellierung erfolgt das Erstellen von Netzmodellen mithilfe von Algorithmen die in Computerprogrammen implementiert sind. Dabei sind verschiedene Abstufungen möglich, die Automatisierung kann als Ergänzung und Unterstützung der manuellen Modellierung dienen oder sehr stark automatisiert mit geringem manuellen Eingreifen in den Prozess verbunden sein. Mit einer automatisierten Netzmodellierung können auch umfangreichere Netzmodelle oder eine Vielzahl an Modellen mit überschaubarem Aufwand generiert werden. Je nach Verfahren kann ein geringer oder erhöhter Bedarf eines manuellen Eingriffs im Prozess erforderlich sein. Wie in Abschnitt 4.2 erläutert, sollte ein Benchmark-Datensatz verschiedene Netztypen abbilden, welche sich in ihrer Netztopologie unterscheiden, was mit automatisierten Modellierungsverfahren erreicht werden kann.

#### 4.4.2 Modellierungsansätze

Neben dem Automatisierungsgrad können auch zwei Modellierungsansätze unterschieden werden. Beim Greenfield-Ansatz (auch als grüne Wiese- oder Greenfield-Planung bezeichnet) erfolgt eine komplette Neuplanung eines Netzes, d. h. es wird angenommen, dass keine bestehenden Netzstrukturen vorliegen. Dies ist vergleichbar mit der realen Netzplanung für ein Neubaugebiet, welches bisher nicht elektrifiziert ist. Nach [16] kann mithilfe der Greenfield-Planung auch ein historisch gewachsenes Netz im Rahmen der Netzausbau-planung in ein optimal strukturiertes Netz überführt werden. Hierzu werden im Ist-Netz die vorhandenen Leitungen ausgeblendet, so dass die Verbindung der Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Umspann- und Schaltanlagen neu erfolgen kann. Dabei wird eine unter verschiedenen Aspekten optimale Lösung angestrebt. Ein ähnliches Konzept wird beim Brownfield-Ansatz verfolgt, dabei werden bereits bekannte Informationen über ein elektrisches Netz bei der Netzmodellierung berücksichtigt. Wenn z. B. für eine bestimmte geografische Region ein Netzmodell erstellt werden soll und Standorte von Umspannanlagen oder Ortsnetzstationen bereits bekannt sind und beibehalten werden sollen, können diese übernommen und müssen nicht gesondert modelliert werden.

### 4.4.3 Modellierungsmethoden

Grundsätzlich konnten anhand der durchgeführten Literaturrecherche fünf Gruppen von Methoden identifiziert werden, die Nutzung bereits bestehender Netzdaten, die Nutzung von Damografierastern, die graphentheoretische Modellierung, die Modellierung basierend auf Geodaten, meist OSM-Kartenmaterial, sowie die Künstliche Intelligenz (KI)-Modellierung. Bei der Nutzung bestehender Netzdaten können z. B. in einem sehr einfachen Ansatz reale Netzdaten verwendet und evtl. anonymisiert werden. Dies ist z. B. beim IEEE 34 Node Test Feeder und beim IEEE 37 Node Test Feeder aus [29] der Fall. Dort wurden reale Netzdaten aus Arizona und Kalifornien übernommen. Eine weitere, aufwendigere Methode aus dieser Gruppe ist beispielsweise in [103] angewendet worden. Dort werden die realen Netzdaten jedoch nicht einfach übernommen, sondern fragmentiert, neu zusammengesetzt und die Verbindungen zwischen den neu zusammengesetzten Netzteilen werden harmonisiert.

In [104] wird die Modellierung mittels Demografierastern beschrieben. Hierbei wird angenommen, dass keine realen Netzdaten als Vorlage vorhanden sind. Es werden Netze für verschiedene Versorgungsaufgaben modelliert, ohne die entsprechenden realen Netzdaten zu besitzen. Demnach existiert keine oder nur eine zufällige Ähnlichkeit zur real existierenden Netztopologie einer betrachteten Region. Dieser Ansatz weist Ähnlichkeiten zu Geodaten-basierten Modellierungen auf.

Eine weitere Methode bildet die graphentheoretische Modellierung, d. h. die Graphentheorie dient als Grundlage und die Netztopologie wird als mathematischer Graph mit Knoten und Kanten modelliert. Für das mathematische Grundgerüst gibt es verschiedene Variationen wie die Small World Networks bzw. das Watts-Strogatz-Modell (siehe [105]–[107]) oder Random Graphs (siehe [108]). Schaltanlagen oder Umspannanlagen werden dabei meist als Knoten dargestellt und Leitungen bilden die Kanten des Graphen. Nachdem die grundlegende Topologie erstellt ist, kann der Graph um die elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel erweitert werden.

Ein mittlerweile stark verbreiteter Ansatz basiert auf der Nutzung von offen verfügbaren Geoinformationsdaten, wie sie z. B. OpenStreetMap bietet. OSM ist ein Open-Source-Projekt und bietet frei nutzbare Geodaten, die offen von jeder freiwilligen Person weiterentwickelt werden und zur Sammlung von Daten beitragen kann. Die Daten können unter einer freien Lizenz abgerufen und genutzt werden. Aufgrund der Datenpflege durch freiwillige Editoren kann die Datenqualität regional sehr unterschiedlich sein. Nähere Informationen hierzu sind in [109], [110] und [111] zu finden. Die vorhandenen Geodaten enthalten Metadaten die für verschiedene Themenbereiche relevant sein können, u. a. auch für elektrische Energiesysteme. So können z. B. gekennzeichnete Betriebsmittel des Energieversorgungssystems direkt aus dem Kartendatensatz übernommen werden, sofern diese Information vorhanden ist.

Vor allem für das HöS- und das HS-Netz können strukturelle Daten häufig sehr gut vorliegen, da Freileitungstrassen und Umspannstationen oberirdisch sind und somit gut sichtbar



für die freiwilligen Editoren des Kartenmaterials. Teilweise können dabei auch Metadaten wie die Spannungsebene gepflegt sein. Auf der MS- und NS-Ebene sind diese Informationen weniger gut gepflegt, da die Leitungen häufig unterirdisch als Kabel verlegt sind und somit ihr Verlauf ohne die realen Daten eines Netzbetreibers nur schwierig oder nicht nachvollziehbar ist. Sofern die benötigten Topologieinformationen nicht vorhanden sind, können Methoden entwickelt werden, die sich an der Infrastruktur orientieren und so synthetische Topologien generieren. Beispielsweise kann bei NS-Netzen davon ausgegangen werden, dass Kabel entlang von oder unter Straßen verlegt sind, so dass die Netztopologie stark mit dem Straßenverlauf korreliert [6], [17], [112]. Neben der Erstellung der Netztopologie kann das Kartenmaterial verwendet werden, um Verbraucher und Erzeugungsanlagen geografisch verorten zu können oder es können Methoden entwickelt werden, um den Verbrauch abzuschätzen. Karteninformationen ermöglichen somit je nach Qualität der enthaltenen Daten eine realitätsnahe Abbildung der Versorgungsaufgabe. Dadurch lassen sich Netzmodelle nah an der Realität und an den zugrundeliegenden elektrischen Netzen modellieren. Beispiele für OSM-basierte Modelle sind SciGrid<sup>11</sup>, GridKit<sup>12</sup> und osmTGmod<sup>13</sup>, wobei der Fokus jeweils auf der HöS-Ebene liegt. In [113] erfolgt ein Vergleich der drei Modelle in Bezug auf ihre Struktur und Methoden und wird in dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

Eine weitere, bisher wenig verbreitete, Methode ist die Modellierung elektrischer Netze mithilfe von KI bzw. maschinellem Lernen. Beispielsweise werden in [114] erzeugende konkurrierende Netzwerke (engl.: Generative Adversarial Network (GAN)) verwendet. Dazu werden zwei konkurrierende neuronale Netzwerke benötigt, wobei eines aus verrauschten Daten ein Netz als mathematischen Graphen modelliert, während das andere Netzwerk bewertet, ob es ein reales oder synthetisches Modell ist. Als Trainingsdaten werden hierfür reale Netzmodelle benötigt, es müssen jedoch keine sonstigen Annahmen erfolgen. Sämtliche Eigenschaften eines generierten Netzes basieren auf erlernten Eigenschaften aus dem Trainingsdatensatz. Problematisch ist die Tendenz zur Durchschnittsbildung (sog. „mode collaps“), d. h. komplexe Graphen werden im Verlauf der Anwendung vereinfacht und somit wird die Komplexität reduziert. Demnach bleibt offen, ob der Ansatz aus [114] mit GAN für die Erzeugung komplexer Topologien geeignet ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass weitere KI-Verfahren zukünftig für die Netzmodellierung erforscht werden.

Nachdem die Automatisierungsgrade, die Modellierungsansätze und -methoden anhand der vorhandenen Literatur erläutert worden sind, ist abschließend in Tabelle 4.5 eine Übersicht der verwendeten Veröffentlichungen aufgeführt. Anhand der Veröffentlichungsjahre zeigt sich, dass seit 2018 vermehrt Methoden basierend auf Geodaten entwickelt werden und den Stand der Technik darstellen. Dies kann mit einer Zunahme der Datenqualität und Verfügbarkeit entsprechender Datenquellen wie OSM zusammenhängen. Zu beachten

---

<sup>11</sup><https://www.power.scigrd.de/>

<sup>12</sup><https://github.com/bdw/GridKit>

<sup>13</sup><https://github.com/wupperinst/osmTGmod>

ist, dass für die Netzmodellierung häufig eine Kombination der Methoden eingesetzt wird, so können mithilfe von Demografie- und Geodaten sowie der Graphentheorie Netzmodelle generiert werden. Genauso können reale Netzdaten mit Geodaten verknüpft werden, um in einem Brownfield-Ansatz Netze zu modellieren.

Tabelle 4.5: Übersicht wissenschaftlicher Veröffentlichungen zur Modellierung synthetischer elektrischer Netzmodelle

Methode	Quelle	Jahr	Annahmen			Inputdaten		
			Netzebene	Parameter	Region	Datensätze	Kartendienst	Behördendaten
Reale Netzdaten	[115]	2007	VN		UK	Netzmodelle, Einwohnerdichte		
	[116]	2010	VN		Indien	Netzmodelle, Einwohnerdichte		
	[117]	2017	VN		Italien	Netzmodelle		
	[103]	2018	ÜN		USA	Netzmodelle		
	[118]	2019	VN	el. und Leitungslänge	Kroatien	Netzmodelle, Einwohnerdichte	OSM	
Graphentheorie	[106]	2010	ÜN/VN	el.				
	[119]	2010		el.				
	[120]	2015	ÜN/VN	el.		Lastdichte		
	[108]	2020	ÜN	el.	China			
	[121]	2020	ÜN	el. und Leitungslänge				
Demografie	[122]	2011	VN	Leitungslängen	EU	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade,		
	[104]	2012	VN		DE	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade	Google Earth	ja
	[123]	2020	ÜN/VN	el.	USA	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade, Kraftwerksliste	OSM	
Geodaten	[124]	2016	ÜN/VN			Einwohnerdichte	Platts GIS	
	[26]	2017	ÜN	el.			OSM	ja
	[125]	2018	VN		Singapur	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade, Preisinformationen		ja
	[126]	2018	VN	el. und Leitungslänge		Kraftwerksliste	Open Energy Platform	ja
	[127]	2019	VN	el.	Italien	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade, Preisinformationen, Kraftwerksliste		ja
	[128]	2019	ÜN	el.	verschiedene	Nutzungsgrade	OSM	ja
	[129]	2019	ÜN	el.	USA	Einwohnerdichte, Kraftwerksliste	Platts GIS	ja
	[130]	2019	VN	el.	USA	Last- und Einwohnerdichte	OSM	
	[131]	2020	VN	el. und Leitungslänge	USA	Last- und Einwohnerdichte, Nutzungsgrade		
	[132]	2021	VN	el.	NL	Last- und Einwohnerdichte		ja
KI	[114]	2021	VN			Netzmodelle		

## 4.5 Evaluierung der Netzmodelle

Unabhängig von der zugrundeliegenden Modell-Generierungsmethode ist im Anschluss eine Evaluierung des erstellten Modells erforderlich, um zu verifizieren, dass das Modell die gewünschten Eigenschaften besitzt und das Ziel und der Zweck seiner Modellierung erreicht und erfüllt ist. Dabei ist die Festlegung von Kriterien für die Bewertung wichtig, um die Evaluierung quantifizierbar zu gestalten. Die Kriterien sollten im Einklang mit den Modellierungszielen sein. Je nach Zielstellung können sich dabei verschiedene Kriterien ergeben. So können grundsätzlich Indikatoren genutzt werden, z. B. für die Bewertung der Topologie. Für die Auswahl der Indikatoren gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, es können z. B. die Merkmale aus Unterabschnitt 4.1.1 verwendet werden, um die modellierte Netztopologie zu bewerten. Des Weiteren können Leistungsflussergebnisse zur Evaluierung des Betriebspunktes genutzt werden, z. B. können Grenzwerte für Betriebsgrößen wie Spannungen oder Betriebsmittelauslastungen definiert und ihre Einhaltung geprüft werden. Hierbei sind rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen sowie Planungs- und Betriebsgrundsätze, wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, zu berücksichtigen.

Eine Auflistung der durchgeführten Evaluierungen zu den in Unterabschnitt 4.4.3 erwähnten wissenschaftlichen Veröffentlichungen ist in Tabelle 4.6 aufgeführt. Es wird deutlich, dass die Evaluierung eines modellierten Netzes meist über einen Vergleich von bestimmten festgelegten Merkmalen zu realen Netzdaten oder anderen bereits bekannten Netzmodellen erfolgt. Die Auswahl an Merkmalen ist dabei vielseitig und nicht einheitlich.

Idealerweise liegen demnach für die Evaluierung reale Netzdaten vor, um ein modelliertes Netz diesen Daten gegenüberstellen zu können. Durch Auswertungen realer Netzdaten können beispielsweise Wertebereiche von Merkmalen identifiziert werden, so dass modellierte Daten besser eingeordnet und bewertet werden können. Je nach Zielstellung oder zu untersuchendem AWF kann der relevante Wertebereich für einen Indikator variieren. Soll beispielsweise ein typisches realitätsnahes Netzmodell erstellt werden, ist bei der Evaluierung darauf zu achten, dass keine Grenzwerte verletzt werden. Falls das modellierte Netzmodell jedoch für die Untersuchung von Netzausbaustrategien genutzt werden soll, können Grenzwertverletzungen im Modell erforderlich sein, um die Grundlage für einen Ausbau zu schaffen.

Die Evaluierung kann in folgende Kategorien unterteilt werden:

### 1. Statische Modelleigenschaften

- Prüfung auf Vollständigkeit: Sind alle benötigten Komponenten enthalten und modelliert? Sind alle benötigten Daten, wie z. B. Zeitreihen, vorhanden?
- Prüfung der Topologie: Auswertung mithilfe von Merkmalen und Bewertung anhand von realen Vergleichsdaten.

### 2. Modellparametrierung

- Prüfung der Modellparameter: Analyse von Betriebsmittelgrößen, wie z. B. der Transformatorstufe, Eigenschaften von Leitungstypen, usw.

Tabelle 4.6: Übersicht durchgeführter Evaluierungen zu modellierten Netzen in wissenschaftlichen Veröffentlichungen

Quelle	Evaluierungsart	Merkmale
[106], [120]	Vergleich	Impedanz, Knotengrad, Spektrum des Graphen, Knotentypen, Clusterkoeffizient
[104]		Demografie (Bevölkerung), Lastdichte, installierte Leistung
[124]	Vergleich	Räumliche Verteilung der Knoten/Linien, durchschnittliche Pfadlänge, Clusterkoeffizient, Anzahl der Leitungskreuzungen, Längenverteilung der Leitungen, Verteilung der Grade der Knoten
[125]	Vergleich	
[26]	Leistungsflusskonvergenz	
[103]	Vergleich	Betriebsmittelanzahl (Leitungen, Transformatoren, usw.), Knotengradverteilung, Clusterkoeffizient, durchschnittliche Länge des kürzesten Pfades, Durchmesser
[126]	Leistungsflussberechnung	
[128]	Vergleich	Summer der Leitungslängen
[129]	Vergleich, Leistungsflussberechnung, kaskadierte Fehlerberechnung	Knotengradverteilung
[108]	Vergleich mit IEEE-Feedern	Knotengradverteilung, Wahrscheinlichkeitsverteilung, Clusterkoeffizient, durchschnittliche Pfadlänge
[114]		Knotengradverteilung
[121]	gewichteter Vergleich mehrerer Kenngrößen	Knotengrad, algebraische Konnektivität, Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion
[123]	Vergleich	Leitungslänge, Verbraucherleistung
[131]	Statistisch, Lastfluss, Expertenfeedback	Anzahl Knoten, Leitungen, Demografie
[127]	Vergleich	Leistungssummen, Demografie
[116]		Verbraucherleistung
[115]	Vergleich	Durchschnittliche Leitungslängen, Betriebsmittelanzahlen
[118]	Vergleich	Kundenanzahl, Leitungslänge
[117]	Vergleich	Elektrische Distanz
[133]	Vergleich	Anzahl der Leitungen und Knoten
[73]	Vergleich	Leitungslänge, Leistungswerte
[119]	Vergleich	Elektrische Zentralität, Grad eines Knotens, Knotenverteilung, Clusterkoeffizient und weitere graphen-bezogene Größen
[132]	Vergleich basierend auf Leistungsflussberechnung	Leistungen und Gleichzeitigkeitsgrade

- Prüfung der Zeitreihen: Analyse und Bewertung der modellierten oder verwendeten Zeitreihen. Merkmale können als Bewertungsgrundlage dienen. Auch ein Abgleich mit realen Daten kann erfolgen.

### 3. Netzsimulation

- Prüfung der Leistungsflussergebnisse: Leistungsfluss berechnen und Betriebspunkt analysieren.
- Prüfung der Kurzschlussberechnung: In welchem Wertebereich liegen Kurzschlussströme und Kurzschlussleistungen?
- Prüfung der quasi-dynamischen Leistungsflussergebnisse: Zeitreihen im Modell integrieren und Berechnungsergebnisse analysieren. Gibt es Auffällige Auslastungssituationen im Netz?

## 4.6 Publikation

Ein wesentlicher Schlüsselfaktor zur Erreichung einer höheren Transparenz in der Energieforschung ist nicht nur das Vorhandensein von Benchmark-Datensätzen, sondern auch ihre Publikation, d. h. ihre Bekanntmachung in der entsprechenden Fachwelt. Denn das volle Potenzial von Benchmarking kann erst durch den großflächigen Einsatz einer gemeinsamen Basis, in diesem Fall also der Benchmark-Netzdatensätze, gehoben werden. Neben einer hohen Sichtbarkeit und dem Wissen über die Existenz dieser Datensätze ist auch die Nutzerfreundlichkeit von hoher Relevanz. Hierzu gehören eine geeignete Lizenzierung der Daten, ihre ausführliche Dokumentation sowie ihre Bereitstellung in verschiedenen Dateiformaten, um sie z. B. in unterschiedlichen Softwaretools einlesen und nutzen zu können. Grundsätzlich ist es ratsam die FAIR-Datenprinzipien nach [134] zu berücksichtigen. Das Akronym FAIR steht dabei für *Findable*, *Accessible*, *Interoperable* und *Reusable*. Das Prinzip soll bei der Transparenz, Reproduzierbarkeit und Wiederverwendbarkeit in Forschungsaktivitäten unterstützen. Gemäß [134] lauten die FAIR-Prinzipien:

#### 1. Findable:

- Daten und Metadaten verfügen über eindeutige und unveränderliche Kennungen und werden in durchsuchbaren Quellen bzw. Datenbanken registriert und indiziert.
- Daten werden über umfangreiche Metadaten beschrieben.

#### 2. Accessible:

- Daten und Metadaten sind über standardisierte Kommunikationsprotokolle abrufbar, die dabei offen, frei und universell implementierbar sind sowie Authentifizierungs- und Autorisierungsverfahren ermöglichen.
- Die Metadaten sind zugänglich, auch wenn die Daten nicht mehr verfügbar sind.

### 3. Interoperable:

- Es wird eine formale, zugängliche, gemeinsame und breit anwendbare Sprache zur Repräsentation von Wissen für die Daten und Metadaten verwendet.
- Es wird ein Vokabular gemäß den FAIR-Prinzipien verwendet.
- Daten und Metadaten enthalten qualifizierte Verweise auf andere Daten und Metadaten.

### 4. Reusable:

- Daten und Metadaten sind mit einer Vielzahl von genauen und relevanten Attributen ausführlich beschrieben.
  - Sie werden mit einer klaren und zugänglichen Datennutzungslizenz freigegeben.
  - Sie sind mit einer detaillierten Datenherkunft verbunden.
  - Sie erfüllen die für den Bereich relevanten Gemeinschaftsstandards.

## **Datei- und Datenformate**

Datei- und Datenformate sind grundsätzlich bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben worden. Für die Erstellung eines Benchmark-Datensatzes ist zu beachten, dass die Daten in einem offenen Dateiformat vorliegen und das Datenformat eine einfache und logische Struktur aufweist, so dass die Daten für den Nutzerkreis handhabbar sind. Darüber hinaus ist es zur Erhöhung der Nutzerfreundlichkeit ratsam, die Netzdaten in Dateiformaten bekannter und weit verbreiteter Softwaretools anzubieten. Dadurch kann die Notwendigkeit zur Erstellung eines Konverters für den Import in das vom Nutzer verwendete Simulationstool eliminiert werden, so dass dies als mögliche Hürde in der Nutzung der Daten wegfällt. Eine Übersicht zu Simulationstools für die Berechnung elektrischer Netze ist in [135] und [136] zu finden. Weiterhin ist zu berücksichtigen und zu planen, wie die Daten gepflegt werden sollen und es ist ein Konzept zu erarbeiten, inwiefern Rückmeldungen durch die Nutzer bei der Verbesserung der Daten berücksichtigt werden können. Sinnvoll ist dabei ein Konzept für eine Qualitätskontrolle, um eine Weiterentwicklung von Datensätzen innerhalb eines festgelegten Rahmens erfolgen zu lassen.

## **Lizenz**

Damit ein öffentlich bereitgestellter Datensatz verwendet werden kann, sind die Rahmenbedingungen der Nutzungs- und Verwertungsrechte an den Daten zu definieren. Dies kann durch die Lizenzierung der Daten mit einer Lizenz erfolgen, die im Sinne von Open Content bzw. Open Data eine freie Nutzung der Daten ermöglicht, so dass sie u. a. im Rahmen der Energieforschung verwendet werden können. Ohne eine entsprechende Lizenz können Nutzer nicht auf die Daten zugreifen und sie verwenden, da sie nach Copyright- und Datenbank-Gesetzen nicht die Erlaubnis dazu haben, auch wenn die Daten öffentlich verfügbar und zugänglich sind [137].

Für die Lizenzierung gibt es verschiedene Möglichkeiten. Es können benutzerdefinierte oder bereits bekannte und etablierte Lizenzen verwendet werden. Die Nutzung etablierter Lizenzen ist dabei empfehlenswert, da die Inhalte und Geltungsbereiche klar definiert, die Rechtstexte streng formuliert und in vielen Sprachen verfügbar sowie über Jahre von Experten bearbeitet und entwickelt worden sind [138]. Eine Übersicht zu Open Data Lizenzen ist in [139] und [140] zu finden, zudem sind Lizenzen speziell für Daten in [141] erläutert. Bei der Lizenzwahl ist zu beachten, dass sie zu dem zu veröffentlichenden Inhalt passt, so eignen sich z. B. gemäß [140] Creative Commons Lizenzen nicht für Software-Code.

### **Dokumentation**

Die Veröffentlichung der Daten allein ist dabei noch nicht ausreichend, um einen wertvollen Beitrag für die Transparenz und das Benchmarking in der Energieforschung zu leisten. Ergänzend müssen die Daten auch detailliert dokumentiert und erläutert sein, damit sie für den Nutzer auch sinnvoll verwendbar sind. Es muss deutlich erkennbar sein, welche Daten, mit welchen Eigenschaften und in welcher Form vorhanden sind. Hierbei können verschiedenen Formen der Datenaufbereitung und -visualisierung ergänzend genutzt werden. So können z. B. mit schematischen Abbildungen Netztopologien dargestellt werden, in Tabellen die wesentlichen Merkmale der Netzmodelle zusammengefasst sein und Leistungsflussergebnisse als Diagramme, z. B. zum Spannungsprofil, präsentiert werden. Je ausführlicher die Daten dokumentiert sind, umso besser kann der Nutzer bewerten, ob sie für seinen betrachteten AWF geeignet sind. Die Dokumentation ist idealerweise nicht nur auf die Daten beschränkt, sondern beinhaltet auch die Modellierung, d. h. sie enthält ausführliche Erläuterungen zur Methode, den gewählten Annahmen, zu Parametrierungen, usw. Dadurch kann eine sinnvolle Weiterentwicklung der Daten gewährleistet werden.

Für eine gute Übersicht und hohe Nutzerfreundlichkeit ist es ratsam, eine geeignete Kennzeichnung der Daten vorzunehmen. Beispielsweise kann in einem Datensatz mit verschiedenen Netzmodellen und evtl. unterschiedlichen Varianten zu einem Netzmodell eine Identifikation der Modelle über passend gewählte Modellnamen, ID-Nummern, o. Ä. erfolgen. Die Modellidentifikation sollte eine einfache Referenzierung von exakten Untervarianten ermöglichen, so dass ein guter Überblick für die Nutzer über die Kombination aus der Grundvariante und potenziellen Untervarianten gewährleistet ist.

### **Bekanntmachung**

Damit ein Datensatz auch genutzt wird, ist es notwendig, dass er in der Fachwelt bekannt ist. Bekanntheit kann durch wissenschaftliche Veröffentlichungen mit zugehöriger Vorstellung auf Fachkonferenzen, durch Vorstellungen auf Tagungen, Workshops, o. ä. Veranstaltungen erreicht werden.

### Zusammenfassung der Ergebnisse

- Zur Beschreibung der Eigenschaften von Netzsimulationsmodellen und zur Aufstellung eines Kennzahlensystems sind charakteristische Merkmale gesammelt, beschrieben, kategorisiert und qualitativ priorisiert worden. Dabei sind elektrische, topologische und sozioökonomische Merkmale als Kategorien festgelegt worden. Die Priorisierung der Merkmale zeigt, dass jeweils Merkmale aus den verschiedenen Klassen gemeinsam verwendet werden sollten, um Netzeigenschaften zu beschreiben.
- Die Modellierung synthetischer Netzsimulationsdaten erfolgt ähnlich zu realen Netzplanungsprozessen und beinhaltet die Schritte Zielsetzung/Anwendungsfalldefinition, Anforderungsspezifikation, Datenakquise, Modellierung, Evaluation und Publikation.
- Anforderungen ergeben sich u. a. aus den angestrebten Netzanalysen, Benchmarkinganforderungen sowie anwendungsfallspezifischen Anforderungen. Wesentliche Anforderungen sind u. a.: Zieldefinition, Rechenfähigkeit, Zeitbereich der Simulation, Vergleichbarkeit, Dokumentation, Benutzerfreundlichkeit, Realitätsnähe, Zeithorizont und Modellvielfalt.
- Für die Datenakquise können verschiedene frei zugängliche Datenquellen genutzt werden. Dazu gehören behördliche Veröffentlichungen sowie Informationen durch Netzbetreiber, wissenschaftliche Publikationen im Rahmen von Forschungsprojekten und Dissertationen sowie allgemeine latente Datenquellen, wie z. B. Kartendienste wie OpenStreetMap.
- Die Modellierung von Netzen kann mit unterschiedlichen Methoden erfolgen, welche manuell oder automatisiert und nach einem Greenfield- oder Brownfieldansatz durchgeführt werden können. Aktuelle Methoden aus wissenschaftlichen Publikationen kombinieren verschiedene Ansätze und nutzen häufig Geodaten mit graphentheoretischen Modellierungen.
- Die Evaluierung von modellierten Netzen kann anhand von charakteristischen Eigenschaften erfolgen, wobei wiederum charakteristische Merkmale gebildet werden. Ebenso können Ergebnisse aus Netzsimulationen, wie z. B. Leistungsflussberechnungen, für die Evaluierung verwendet werden.
- Für die Publikation von modellierten Netzdaten, die für Benchmarking genutzt werden sollen, ist die Nutzerfreundlichkeit besonders relevant. Hierbei ist es ratsam den Datensatz nach den FAIR-Datenprinzipien zu veröffentlichen, d. h. der Datensatz sollte *Findable*, *Accessible*, *Interoperable* und *Reusable* sein. Zudem sollten einfache Datei- und Datenformate sowie eine geeignete Lizenzierung verwendet werden.



# 5 Benchmark-Netzdatengenerierung am Fallbeispiel SimBench

Nachdem in Kapitel 4 grundlegende Aspekte der Modellierung von elektrischen Netzen dargestellt worden sind sowie eine Übersicht über Methoden zur Netzgenerierung erfolgt ist, wird im Folgenden anhand eines Fallbeispiels erläutert, wie die Modellierung von Netzen in der Praxis erfolgen kann, mit dem Ziel, einen Datensatz zu erstellen, welcher u. a. für das Benchmarking von energietechnischen Forschungsfragen genutzt werden kann. Als Fallbeispiel werden im Rahmen dieser Arbeit die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt SimBench vorgestellt, wobei der Fokus auf den erzeugten NS-Netzmodellen liegt.

Basierend auf Kapitel 4 wird in Abschnitt 5.1 die Zielsetzung, der gesamte SimBench-Datensatz sowie die Datengrundlage im Projekt SimBench näher beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt 5.2 die Modellierungsmethode für die NS-Ebene erläutert. Zudem werden der erstellte NS-Datensatz sowie die Evaluierung und Eigenschaften der Daten in Abschnitt 5.3 dargelegt. Abschließend werden in Abschnitt 5.4 Potenziale und Grenzen des SimBench-Datensatzes diskutiert. Darüber hinaus ist eine allgemeine Übersicht der Ergebnisse und des Datensatzes aus dem Projekt SimBench in [DS5] zu finden und eine detaillierte Beschreibungen und Dokumentation ist in [Dk1] festgehalten.

## 5.1 SimBench-Datensatz und Datengrundlage

Wie in [DS5] erläutert, war das Ziel in dem Forschungsprojekt SimBench die Entwicklung und Erstellung elektrischer stationärer Netzsimulationsmodelle, die einen Benchmark-Datensatz bilden, welcher für die Bereiche Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung eingesetzt werden kann. Der Datensatz ist frei zugänglich und soll dadurch die Entwicklung neuer Methoden und Lösungen aus der Energieforschung ermöglichen und für mehr Unabhängigkeit von vertraulichen, öffentlich unzugänglichen, realen Netzdaten sorgen. Die zugrundeliegende Motivation für dieses Forschungsprojekt ist der Bedarf an umfangreichen, realitätsnahen Netzmodellen, die deutsche Netzstrukturen abbilden und eine spannungsebenenübergreifende Simulation ermöglichen. Neben diesem übergeordneten Ziel ist eine Sammlung an spezifischen Anwendungsfällen erstellt worden, die mithilfe des SimBench-Benchmark-Datensatzes weiter erforscht werden können. Die berücksichtigten AWF beinhalten u. a. die in Unterabschnitt 3.2.3 erläuterten Fälle aus dem Verteilnetz. Eine vollständige Auflistung ist in [Dk1] zu finden und enthält zudem AWF für das Übertragungsnetz.

### 5.1.1 Überblick zum SimBench-Datensatz

Im Rahmen des Forschungsprojekts SimBench ist ein Datensatz als Open Data frei zugänglich veröffentlicht worden. Er bildet deutsche Netzstrukturen ab und beinhaltet diverse statische Netzsimulationsmodelle für alle Spannungsebenen von der NS bis zur HöS. Für statische Netzsimulationen sind sechs vordefinierte Betriebsfälle definiert worden. In jedem Betriebsfall werden Skalierungsfaktoren für Lasten und DEA festgelegt, eine Übersicht ist in Tabelle 5.1 aufgeführt.

Tabelle 5.1: Übersicht der stationären Betriebsfälle und Skalierungsfaktoren im SimBench-Datensatz aus [DS6] und [Dk1]

Bezeichnung	Beschreibung	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
IW	Schwachlast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	1,00	0,80	1,00
IPV	Schwachlast, sehr hohe PV-Erzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	0,85	0,95	1,00

Neben diesen statischen Betriebsfällen sind zusätzlich Zeitreihen in 15 Min-Auflösung enthalten, so dass nicht nur stationäre, sondern auch quasi-dynamische Simulationen ermöglicht werden. Hierbei liegen Zeitreihen für Erzeugungsanlagen und Verbraucher vor. Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über den gesamten Datensatz vermittelt, der zudem in Abbildung 5.1 abgebildet ist.

Der SimBench-Datensatz umfasst insgesamt 246 elektrische Netzmodelle, welche aus 13 individuellen Netzmodellen zusammengestellt sind. Diese 13 Modelle bilden den Basisdatensatz, bestehend aus 6 NS-, 4 MS-, 2 HS-Netzmodellen und einem HöS-Netzmodell. Zu jedem Basis-Modell gibt es zusätzlich zwei Varianten, die jeweils ein Zukunftsszenario abbilden, hierbei liegt der Fokus auf den Jahren 2024 und 2034 (siehe [Dk1]). Gegenüber den Basis-Modellen enthalten die Modelle aus den Zukunftsszenarien zusätzliche Anlagenkomponenten, wie z. B. weitere PVA, WKA, Batteriespeicher oder Wärmepumpen.

Neben diesen Basis-Netzmodellen, die eine Spannungsebene isoliert abbilden, gibt es darüber hinaus spannungsebenenübergreifende Modelle, d. h. Kombinationen aus einzelnen

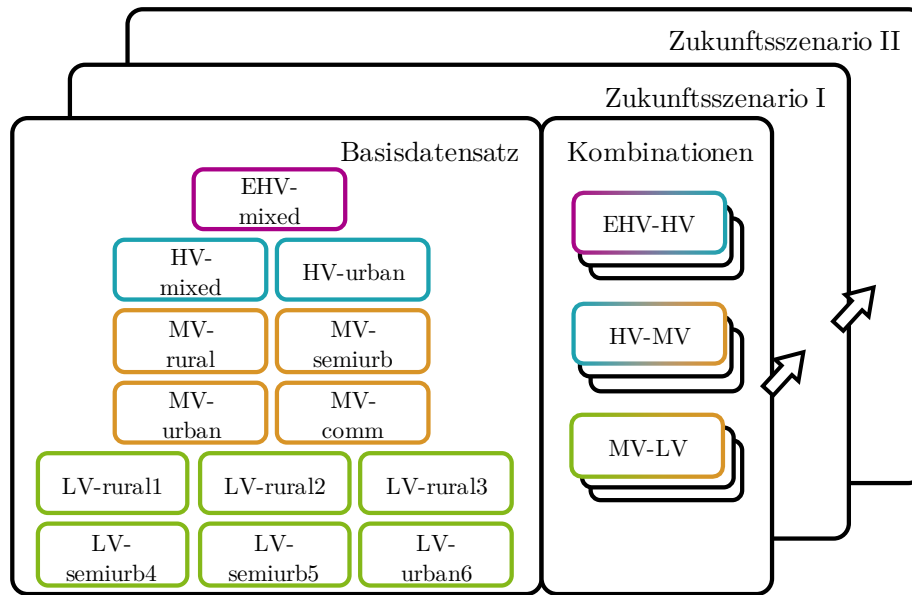


Abbildung 5.1: Überblick über den SimBench-Datensatz

Basis-Netzmodellen. So können z. B. in einem MS-Modell nicht nur aggregiert abgebildete NS-Modelle an den MS-Netzknoten angeschlossen sein, sondern auch detailliert modellierte NS-Modelle. Damit die Anzahl an Kombinationen mit detailliert abgebildeten unterlagerten Netzmodellen überschaubar bleibt und eine Vergleichbarkeit im Sinne des Benchmarkings gegeben ist, besteht nur die Option, dass ein einziges unterlagertes Netzmodell detailliert vorliegt oder dass an allen Knoten der überlagerten Netzebene detaillierte unterlagerte Netzmodelle vorhanden sind. Dabei bleiben trotzdem mehrere mögliche Varianten, so kann z. B. für das Modell MV1 aus dem SimBench Datensatz eines der sechs NS-Modelltypen als unterlagertes Modell detailliert abgebildet werden. Hierbei ist die Typisierung der Netze zu beachten. Demnach ist es sinnvoll, ein ländliches MS-Netz auch mit einem ländlichen oder halbstädtischen NS-Netz zu kombinieren. Auf diese Weise sind z. B. die Kombinationen MV1-LV1, MV1-LV2 und MV1-LV4 entstanden.

Schließlich gibt es zu jedem Modell eine Variante mit einer vollständigen Liste an Schaltern, d. h. an jedem Netzknoten gibt es benannte und modellierte Schalter, und eine Variante ohne vollständige Liste an Schaltern, in diesem Fall sind an einer Mehrzahl der Knoten keine Schalter modelliert. Die Variante mit der unvollständigen Schalterliste soll dabei helfen den Simulationsaufwand zu reduzieren, da nicht für jeden Anwendungsfall des Datensatzes detaillierte Darstellungen der Schalter benötigt werden.

### 5.1.2 Datei- und Datenformat

Der SimBench-Datensatz ist im Dateiformat CSV veröffentlicht worden. Damit handelt es sich um ein individuell erstelltes offenes Format, welches eine Nutzung unabhängig von Softwarewerkzeugen ermöglicht. Gegenüber dem CIM-Standard ist der tabellarische Aufbau einfacher und dadurch für Nutzer besser lesbar, leichter nachvollziehbar und weiterver-

wendbar. Die Lesbarkeit ermöglicht, dass relativ einfach Konverter für Softwarelösungen, die z. B. das CIM-Format nicht unterstützen, entwickelt werden können. Neben dem CSV-Dateiformat ist der Datensatz in den proprietären Formaten von DIGSILENT PowerFactory und Integral verfügbar sowie in der Open-Source-Software pandapower enthalten. Durch die bereitgestellten Dateiformate soll ein breiter Nutzerkreis adressiert werden. Darüber hinaus ist ein Python-Konverter<sup>14</sup> für DIGSILENT PowerFactory veröffentlicht worden, welcher das CSV-Format ausliest und das Modell in PowerFactory erstellt. Somit können individuelle Anpassungen, die z. B. automatisiert in den CSV-Dateien erfolgen, oder eine potenziell durchgeführte generelle Aktualisierung des SimBench-Datensatzes, einfach in PowerFactory überführt werden.

Das Datenformat ist ausführlich in [Dk1] dokumentiert. Es wird ein objektorientierter Ansatz verfolgt und die Bestandteile des Datensatzes werden als einzelne Objekte mit Attributen modelliert. Demnach gibt es für alle betrachteten Elemente eines elektrischen Netzes, wie z. B. Leitungen und Verbraucher, eigene Tabellen im CSV-Format. Es wird ein zeilenorientiertes relationales Datenbankformat umgesetzt, bei dem jede Zeile einem Objekt entspricht und jede Spalte ein Attribut dieses Objekts enthält.

### 5.1.3 Datenquellen

Die Netzmodellierung in SimBench ist grundsätzlich nach einer allgemeinen Methode erfolgt, die jedoch im Detail für jede Spannungsebene durch unterschiedliche Teilmethoden umgesetzt wird. Dabei sind für die verschiedenen Methoden unterschiedliche Datenquellen zum Einsatz gekommen. Die Methoden zur Netzgenerierung des SimBench-Datensatzes sind in [Dk1] ausführlich dokumentiert, basierend darauf sind die im Folgenden beschriebenen Datenquellen abgeleitet worden, die zudem in Tabelle 5.2 aufgeführt sind.

Tabelle 5.2: Übersicht der genutzten Datenquellen in SimBench nach Spannungsebenen

Spannungsebene	Datenquellen
HöS	SciGrid, OSM, ENTSO-E, VDE, Expertenbefragungen
HS	OSM, BNetzA, Veröffentlichungen von VNB, Expertenbefragungen
MS	Netzstudien, Fachliteratur, wissenschaftliche Veröffentlichungen, Veröffentlichungen zu Netzklassifikationen, Expertenbefragungen
NS	Flächennutzungsdaten vom Destatis, OSM, Expertenbefragungen

So sind für die HöS-Ebene zur Erstellung der Netztopologie Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt SciGrid [96], Daten aus OpenStreetMap, Daten zu Standardbetriebsmitteln sowie Netzkarten der ENTSO-E [142] und vom VDE [143] verwendet worden. Für

<sup>14</sup><https://github.com/ie3-institute/simBench2PowerFactory.git>

die Abbildung der Versorgungsaufgabe ist auf die Kraftwerksliste der BNetzA sowie auf Veröffentlichungen zur Gesamtlast durch die ENTSO-E zugegriffen worden.

Auf der HS-Ebene sind für die Erstellung von Netzmodellen georeferenzierte Daten aus OSM, Veröffentlichungen zu Netzstrukturdaten von VNB sowie das Anlagenregister der BNetzA genutzt worden.

Für die Modellierung der MS-Netze sind Informationen und statistische Auswertungen aus der Fachliteratur, wissenschaftlichen Veröffentlichungen sowie Netzstudien verwendet worden. So konnten verschiedene Ausprägungen von relevanten Parametern erfasst und bei der Modellierung berücksichtigt werden. Für die Auswahl der zu modellierenden Netztypen sind diverse Veröffentlichungen zu Netzklassifikationen und -clustering ausgewertet worden. Zusätzlich erfolgte die Evaluierung der MS-Netze durch Auswertungen realer Netzdaten.

Die genutzten Daten für die Modellierung der NS-Netze sind Flächennutzungsdaten vom Destatis zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe sowie Kartendaten aus OSM zur Modellierung der Netztopologie. Zudem sind Informationen zu realen Planungs- und Betriebsgrundsätzen durch Expertenbefragungen berücksichtigt worden, diese beinhalten u. a. Annahmen zu Standardbetriebsmitteln. Für die Evaluierung der modellierten NS-Netze sind reale Netzdaten ausgewertet und als Referenz genutzt worden.

Für die im SimBench-Datensatz enthaltenen Jahreszeitreihen sind verschiedene Quellen genutzt worden. Für gewerbliche und landwirtschaftliche Verbraucherprofile sind reale, anonymisierte registrierende Leistungsmessungen (RLM)-Profile verwendet worden. Haushaltslasten sind mithilfe der von der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW) veröffentlichten Daten abgebildet worden [Dk1]. Die HTW-Daten sind im Rahmen eines Praxistests in 497 Haushalten gemessen worden [144]. Die genutzten Quellen für E-Kfz-Zeitreihen sind Statistiken von Neuzulassungen von E-Kfz in Deutschland sowie deren angenommenen Batteriegößen, Daten aus einer Messkampagne am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik sowie Daten zum Benutzerverhalten aus der Studie „Mobilität in Deutschland“ (siehe [Dk1]). Für die Zeitreihenmodellierung von Wärmepumpen sind Wetterdaten zur Wärmebedarfsabschätzung sowie Veröffentlichungen eines VNB und vom Verein Deutscher Ingenieure zu technischen Rahmendaten und Wärmepumpentechnologien herangezogen worden. Die Modellierung der Zeitreihen für DEA erfolgte unter Zuhilfenahme von Wetterdaten des DWD. Bezüglich der Speicherzeitreihen sind Veröffentlichungen zur Selbstentladung verwendet worden. Für die modellierten Entwicklungsszenarien im SimBench-Datensatz sind Annahmen anhand von Daten aus einer Verteilnetzstudie für Hessen [145] getroffen worden.

Insgesamt zeigt sich, dass für die Erstellung des SimBench-Datensatzes eine Vielzahl an verschiedenen Datenquellen aus den in Abschnitt 4.3 genannten Gruppen verwendet worden ist. Dabei ist sowohl für die Modelle der unterschiedlichen Spannungsebenen, als auch für die Zeitreihen jeweils eine Kombination aus verschiedenen Quellen für die Modellierung genutzt worden.

## 5.2 Modellierungsmethode

Wie zuvor erwähnt, ist in SimBench eine allgemeine Methode zur Generierung von Benchmark-Netzmodellen entwickelt worden, die in [146] veröffentlicht ist. Innerhalb dieser allgemeinen Methode sind für die Erstellung der Datensätze zu den unterschiedlichen Spannungsebenen jeweils eigene Methoden entwickelt und durchgeführt worden und in [Dk1] erläutert.

Im Folgenden wird die Methode zur NS-Netzgenerierung im Detail vorgestellt und anschließend die Modellierung der Erzeugungszeitreihen erläutert. Das Ziel dabei ist die Erzeugung von elektrischen NS-Netzsimulationsmodellen, die breit anwendbar und repräsentativ für Netzstrukturen in Deutschland sind. Die erzeugten Modelle sollen Benchmarking ermöglichen und weniger stark vereinfacht sein, als bereits bestehende öffentliche Netzmodelle wie z. B. die CIGRE-Benchmark-Modelle aus [32].

### 5.2.1 Modellierung der NS-Netzmodelle in SimBench

Wie in Unterabschnitt 4.1.3 erläutert, könnten im Idealfall reale NS-Netzdaten analysiert und klassifiziert werden, um daraus Wertebereiche für relevante Parameter zu ermitteln und basierend darauf repräsentative, den Durchschnitt abbildende, Netzmodelle zu erstellen. Da diese Daten u. a. aufgrund von Vertraulichkeit und der hohen Anzahl an NS-Netzen und VNB in Deutschland nicht vorliegen und schwierig zu beschaffen sind, wird ein alternatives Verfahren verfolgt. Daher ist die in [DS4] veröffentlichte Methode zur NS-Netzgenerierung entwickelt worden und sie ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Die Methode umfasst im Wesentlichen zwei relevante Bereiche, zunächst die Analyse der Versorgungsaufgabe, die ausführlich in [DS3] erläutert ist, sowie anschließend die halbautomatisiert ablaufende Generierung von NS-Netzmodellen. Es handelt sich insgesamt um einen Greenfield-Ansatz mit einer Kombination aus Demografierastern, Geodaten und der Graphentheorie. Der Methode liegt zudem die Annahme zugrunde, dass ähnliche Versorgungsaufgaben auch zu vergleichbaren und ähnlichen Netzstrukturen führen, und dass NS-Netztopologien stark mit dem Straßenverlauf korrelieren, wie in Unterabschnitt 4.4.3 beschrieben. Zudem wird mit der Methode ein aktueller Ist-Zustand eines elektrischen Netzmodells abgebildet.

Demnach müssen zunächst die Versorgungsaufgaben geeignet beschrieben werden, um sie Gruppieren zu können. Dafür werden im ersten Schritt zunächst die benötigten Daten akquiriert. Hierbei werden sozioökonomische und geografische Daten für Deutschland auf der Gemeindeebene erhoben. Gemäß der Untersuchung aus [DS3] haben sich als relevante Parameter die Bevölkerungsdichte ( $\rho_P$ ), die Gemeindefläche ( $A$ ) sowie der Anteil an versorgter Fläche ( $\frac{A_s}{A}$ ) herausgestellt, um eine Versorgungsaufgabe basierend auf den verfügbaren Daten zu beschreiben. Das Clustering ist mit dem k-Means-Algorithmus durchgeführt worden. Hinsichtlich der drei verwendeten Parameter ergaben sich sechs disjunkte Cluster oder Gruppen, zu denen ca. 8400 Gemeinden zugeordnet worden sind. Die fest-

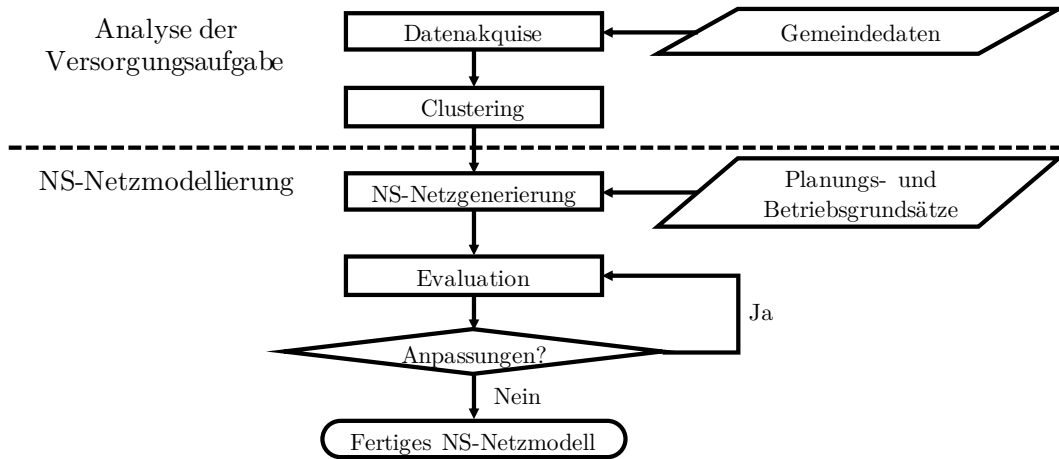


Abbildung 5.2: SimBench-Methode zur Erstellung elektrischer NS-Netzmodelle. (Darstellung in Anlehnung an [DS4])

gelegten Cluster sowie ihre durchschnittlichen Parameter sind in Tabelle 5.3 aufgeführt. Die Objektanzahl beschreibt die Anzahl der Gemeinden, die diesem Cluster zugeordnet worden sind.

Tabelle 5.3: Übersicht der festgelegten Cluster für die NS-Ebene in SimBench und ihrer durchschnittlichen Parameter nach [DS3]

Cluster	Objektanzahl	$\rho_P$ in $\frac{1}{\text{km}^2}$	$A$ in $\text{km}^2$	$\frac{A_S}{A}$ in %
Städtisch	150	1782,13	71,64	47,00
Halbstädtisch 1	619	757,66	37,16	28,00
Halbstädtisch 2	1805	277,28	29,82	15,73
Ländlich 1	4467	69,68	23,71	7,29
Ländlich 2	1134	124,51	95,83	10,06
Ländlich 3	229	90,54	224,57	8,66

Basierend auf dem Clustering-Ergebnis werden repräsentative Gemeinden aus jedem Cluster ausgewählt. Dabei wird das Objekt bzw. die Gemeinde im Cluster mit der geringsten euklidischen Distanz zum Cluster-Zentrum, die über Gleichung 5.1 berechnet wird, ausgewählt.

$$d(\mathbf{c}, \mathbf{o}) = \|\mathbf{o} - \mathbf{c}\|_2 \quad (5.1)$$

Hierbei beschreibt  $c$  die Lage des Clusterzentrums im Parameterraum und  $o$  die Lage des betrachteten Objektes.

Für die so ausgewählten repräsentativen Gemeinden werden automatisiert NS-Netze mithilfe des Algorithmus aus [147] und [148] erstellt. Es werden Kartendaten als Input benötigt, welche aus OSM extrahiert werden können. Zusätzlich werden Planungs- und Betriebsgrundsätze als weitere Eingabeparameter angegeben und berücksichtigt. Sie sollen sicherstellen, dass die synthetisch erstellten Netztopologien realitätsnah deutsche Netzstrukturen abbilden. Die für den SimBench-Datensatz verwendeten Betriebsgrundsätze

basieren auf den Grundsätzen einiger VNB aus Deutschland und sind in [DS6] veröffentlicht. Grundsätzlich sind für die NS-Modelle in SimBench radiale Topologien erstellt worden. Die Größe und Ausdehnung eines Netzmodells wird, neben der vorgegebenen Infrastruktur, zudem durch die verwendeten Betriebsmittel festgelegt. Für die NS-Modelle in SimBench sind folgende Betriebsmittel verwendet worden:

- Transformatoren ( $S_r$ ): {160, 250, 400, 630} kVA
- Kabel: NAYY 4x{150, 240} mm<sup>2</sup>

In dicht besiedelten Gebieten werden tendenziell größer dimensionierte Betriebsmittel eingesetzt, wie z. B. Transformatoren mit höheren Bemessungsscheinleistungen, um eine höhere Anzahl an Verbrauchern versorgen zu können. So werden z. B. nach [89] Transformatoren mit 400 kVA und 630 kVA bevorzugt eingesetzt und in städtischen Versorgungsgebieten meist ausschließlich 630 kVA. In weniger dicht besiedelten Gebieten, z. B. in ländlichen Regionen, werden Transformatoren mit Bemessungsscheinleistungen von 160 kVA und 250 kVA eingesetzt. Leitungen sind in SimBench für die NS-Ebene ausschließlich als Kabel ausgeführt und Freileitungen sind nicht enthalten<sup>15</sup>. Die maximale Leistung der Verbraucher wird anhand der Grundfläche estimiert, dabei wird in Anlehnung an [148] eine Lastdichte in kW/m<sup>2</sup> festgelegt. Für die NS-Netze in SimBench ist dieser Faktor für die jeweiligen Cluster variiert worden, so dass er in dichter besiedelten Gebieten erhöht und in weniger dicht besiedelten Gebieten verringert worden ist. Dadurch ergeben sich in Abhängigkeit der Gebäudegrundfläche unterschiedliche Verbrauchsleistungen der Lasten in einem Netzmodell. Die Werte je Clustergruppe sind dabei wie folgt gewählt:

- städtisch: 0,05 kW/m<sup>2</sup>
- halbstädtisch: 0,025 kW/m<sup>2</sup>
- ländlich: 0,0125 kW/m<sup>2</sup>

Dadurch ergeben sich in Abhängigkeit vom jeweiligen Faktor und der Gebäudegrundfläche unterschiedliche Verbrauchsleistungen der Lasten in einem Netzmodell und zwischen verschiedenen Netzmodelltypen. Dies führt zu realitätsnahen Startwerten für die maximale elektrische Last der Verbraucher im Modell, welche im Anpassungsschritt der Methode bei Bedarf verändert werden können.

Der Algorithmus zur Netzgenerierung liefert als Ergebnis Graphenmodelle, d. h. Knoten-Kanten-Modelle, welche die Netztopologien für das eingegebene Kartenmaterial darstellen. Nach der Anwendung des Algorithmus liegen konvergierende Netzmodelle vor, d. h. Leistungsflussberechnungen können durchgeführt werden. Die Modelle beinhalten Ortsnetztransformatoren, Verbraucher und Leitungen, die am Straßenverlauf orientiert sind. Nachdem für jede der repräsentativen Gemeinden Netzmodelle erstellt worden sind, wird pro Gemeinde eines der generierten Netze für die weitere Nutzung als Benchmark-Modell ausgewählt. Es wird so ausgewählt, dass es den Durchschnitt aller generierten Modelle für die jeweilige Gemeinde widerspiegelt. Als Kriterien werden hierbei die Anzahl der

---

<sup>15</sup>Gemäß der Expertenmeinungen, die im Rahmen von SimBench eingeholt worden sind, ist diese Annahme und Vereinfachung valide.



Lasten und die Leitungslängen ausgewertet und das Netzmodell, das am nächsten zu den Durchschnittswerten liegt, wird ausgewählt.

Nach der Auswertung und Auswahl eines Netzmodells pro Cluster können weitere Anpassungen erfolgen, je nach Zielsetzung und festgelegten Kriterien. Für den SimBench NS-Datensatz bestand ein Anpassungsbedarf, der manuell durchgeführt worden ist. Der automatisierte Algorithmus erstellt z. B. keine DEA, so dass diese nachträglich und manuell in das Netzmodell integriert werden müssen. Für die NS-Ebene im SimBench-Datensatz werden dabei ausschließlich PVA eingepflegt, da angenommen wird, dass z. B. WKA erst ab der MS-Ebene angeschlossen sind. Damit dies realitätsnah abgebildet wird, sind 155 reale Netzmodelle aus Deutschland hinsichtlich ihrer PVA ausgewertet worden. Es wurde die Anzahl der Knoten und Lasten sowie das Verhältnis der Anzahl an PVA zur Knotenanzahl und zur Verbraucheranzahl bestimmt und als Grundlage für die Anlagenverteilung in den synthetisch modellierten Netzmodellen verwendet. Anhand der errechneten Verhältnisse ist der prozentuale Anteil an PVA in den modellierten Netzen bestimmt worden. Die Höhe der installierten Leistung ist zufällig anhand der installierten Anlagengrößen aus den realen Netzdaten ausgewählt worden. Neben der Integration von PVA in die NS-Netzmodelle werden auch Verbraucher weiter angepasst. So werden vereinzelt Verbraucher hinzugefügt oder ihre Leistungswerte verändert, dies erfolgte basierend auf einem Abgleich mit realen Netzdaten und auf Rückmeldungen von Experten aus dem Projektkonsortium. Zudem werden zufällig Typklassen definiert, d. h. es wird festgelegt welche Verbraucher Haushalte, Gewerbe oder weitere Klassen darstellen. Dies ist erforderlich, um die ebenfalls vorhandenen Zeitreihen zuordnen zu können. Analog erfolgt für DEA eine Festlegung und Zuordnung der vorhandenen Zeitreihenprofile.

Die zuvor beschriebene Methode ist angewandt worden, um die Basis-Netzmodelle für die NS-Ebene in SimBench zu modellieren. Der Datensatz umfasst darüber hinaus zwei Entwicklungsszenarien für jedes der Basis-Netzmodelle und sie sollen die Basismodelle in der nahen Zukunft darstellen. Hierfür ist im Rahmen des Forschungsprojektes SimBench durch einen Projektpartner eine gesonderte Methode entwickelt und implementiert worden. Sie ist nicht Teil dieser vorliegenden Arbeit und wird demnach nicht weiter erläutert. Für detaillierte Informationen zur Modellierung der Entwicklungsszenarien wird daher auf [Dk1] verwiesen.

### 5.2.2 Modellierung der Erzeugungszeitreihen in SimBench

Das Erstellen von Zeitreihen für den SimBench-Datensatz ist mit verschiedenen Verfahren erfolgt, die bis auf die Zeitreihen für konventionelle Erzeugungsanlagen detailliert in [DS7] und [Dk1] erläutert sind. Im SimBench-Datensatz wird unterschieden zwischen Zeitreihen für

- Verbraucher (d. h. Lastprofile),
- erneuerbare Erzeugungsanlagen bzw. DEA,

- konventionelle Erzeugungsanlagen sowie
- elektrische Speicher.

### **Verbraucherprofile**

Für die Erstellung der Verbraucherprofile sind durch einen Projektpartner reale Messdaten klassifiziert und den bekannten Kategorien der Standardlastprofile zugeordnet worden. Die Klassifizierung ist notwendig, da die Daten anonymisiert und somit ohne Metadaten und ohne nähere Informationen zum Verbraucher vorlagen. Für gewerbliche Verbraucher lagen RLM-Daten aus dem Jahre 2016 vor, während Haushaltsverbraucher auf den Smart Meter-Messungen aus [144] beruhen. Die Zuordnung der Messdaten zu den Standardlastprofilen erfolgt über die Bestimmung der euklidischen Distanz [DS7].

Neben diesen Lastprofilen sind in SimBench auch Wärmepumpen und das Ladeverhalten an Ladesäulen für E-Kfz berücksichtigt worden. Bei den Wärmepumpen sind Daten für Luft- und Erd-Wärmepumpen modelliert worden. Der Wärmeenergieverbrauch ist an der geografischen Verortung der HS-Netze orientiert und für die Regionen Hannover und Lübeck abgeschätzt. Für die Modellierung von Ladeprofilen sind Zeitreihen erstellt worden. Dies erfolgte basierend auf Neuzulassungen von E-Kfz in Deutschland, den daraus abgeleiteten angenommenen Batteriegrößen, einer Messstudie zu Ladeprofilen vom Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik sowie Daten zum Benutzerverhalten, die aus der Studie „Mobilität in Deutschland“ entnommen sind. Es liegen unterschiedliche Zeitreihen für Heim- und Arbeitsplatzladestationen<sup>16</sup> mit diversen Ladesäulenleistungen vor. Weitere Informationen hierzu sind in [Dk1] erläutert.

### **Erneuerbare Erzeugungsanlagen**

Im SimBench-Datensatz sind Zeitprofile für die Erzeugungstypen PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft vorhanden. Die ersten drei Erzeugungstypen sind mit Hilfe eines Agenten-basierten Simulationswerkzeugs für die optimierte Netzausbauplanung erstellt worden. Informationen zu diesem Werkzeug sind u. a. in [149]–[152] veröffentlicht. Das Multiagentensystem ist als Bottom-up-Modell eines elektrischen Energiesystems konzipiert. Es ist frei konfigurierbar und berücksichtigt betriebliche Freiheitsgrade, Interdependenzen der am Energiesystem beteiligten Individuen und innovative Netzressourcen. Ein Vergleich der modellierten Daten mit realen Messdaten ist in [153] erfolgt. Als Eingangsdaten für das Multiagentensystem werden Wetterdaten des DWD aus den Jahren 2011 für Wind und 2012 für PV verwendet. Die Wetterdaten werden von den hinterlegten Modellen für PV-, Windkraft- und Biomasseanlagen benötigt. Um lokal variierende Wetterbedingungen in die Zeitreihenbildung einzubeziehen, werden verschiedene geografische Standorte für die Anlagen gewählt. Die Standortwahl erfolgte in Anlehnung an die modellierten HS-Netze aus dem SimBench-Datensatz. Hierbei entsprechen die gewählten Standorte für die Erstellung der WKA-Zeitreihen annähernd den Standorten bestehen-

---

<sup>16</sup>Im SimBench-Datensatz sind diese Zeitreihen als Heimpladestationen (HLS) und Arbeitsplatzladestationen (APLS) bezeichnet.

der Windparks [DS7]. Eine Übersicht der Zeitreihen für erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie ihre Zuordnung zu Standorten mit geografischen Koordinaten ist Tabelle 5.5 zu entnehmen.

Neben den modellierten Zeitreihen sind im SimBench-Datensatz drei Erzeugungszeitreihen zu Wasserkraftwerken enthalten. Diese Zeitreihen basieren auf realen anonymisierten Messdaten von 2017, die durch einen assoziierten Projektpartner bereitgestellt wurden.

Abschließend ist die Zeitachse für die Daten, die für die Jahre 2011, 2012 und 2017 vorliegen, auf das Jahr 2016 angepasst worden, so dass die Daten mit den Verbrauchsdaten eine gemeinsame Zeitachse aufweisen. Die Zeitreihenwerte sind als relative Wirkleistungswerte angegeben. Die Skalierung auf verschiedene Anlagengrößen erfolgt durch die Multiplikation der Zeitreihenwerte mit der jeweiligen installierten Leistung einer Anlage aus dem SimBench-Datensatz. Bei den modellierten PV-Zeitreihen ist zu berücksichtigen, dass die Nennleistung der Anlagen aufgrund der Volatilität des Wetters und Verschattungseffekten i. d. R. nicht erreicht wird.

### **Konventionelle Erzeugungsanlagen**

Die Modellierung von Zeitreihen für konventionelle Erzeugungsanlagen erfolgte durch einen Projektpartner basierend auf der Bestimmung der Residuallast. Diese wird anhand der SimBench-Profile für erneuerbare Erzeugungsanlagen und Verbraucher gebildet. Zur Berücksichtigung von Verlusten im Netzbetrieb, wie z. B. durch Leitungsparameter entstehende Verluste, wird die Last um einen Faktor von 2% erhöht. Anschließend wird der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast anhand einer vereinfachten Heuristik unter Berücksichtigung einer Merit-Order-Liste bestimmt. Weiter Informationen hierzu sind in [Dk1] beschrieben.

### **Speicherprofile**

Im SimBench-Datensatz werden Speichertypen für den privaten Gebrauch in Haushalten und für den netzdienlichen Gebrauch auf der MS-Ebene unterschieden. Erstere sollen den Eigenverbrauch eines Haushalts maximieren und stellen somit ein System mit geringstmöglicher Netzinteraktion dar. Die Profile sind durch einen Projektpartner durch die Kombination von Verbraucher- und PV-Profilen erstellt worden. Die so erstellten Profile vereinen die Stromproduktion und -nachfrage in einer Zeitreihe und bilden somit den Ladezustand ab. Netzdienliche Speicher in der MS-Ebene können der volatil verfügbaren Leistung durch PV- und Windkraftanlagen entgegenwirken und so im Netzbetrieb unterstützend eingesetzt werden. Es kann z. B. durch DEA erzeugte überschüssige Energie zur Aufladung von Speichern genutzt werden.

## 5.3 SimBench NS-Datensatz und Evaluation

Nachdem zuvor die Methoden zur Erstellung der Netzdaten und Zeitreihen vorgestellt worden sind, werden nachfolgend der NS-Datensatz sowie die DEA-Zeitreihen mit ihren Eigenschaften in Unterabschnitt 5.3.1 vorgestellt und in Unterabschnitt 5.3.3 evaluiert.

### 5.3.1 NS-Datensatz

Mithilfe der zuvor beschriebenen Methode zur Netzgenerierung von NS-Netzen, sind für den SimBench-Datensatz sechs verschiedene NS-Netzmodelle erstellt und in [DS4] vorgestellt worden. Somit liegt für jedes Cluster des Cluster-Ergebnisses (siehe Tabelle 5.3) ein Modell vor, welches ein typisches, durchschnittliches NS-Netz in Deutschland repräsentiert. Zu beachten ist, dass diese Netzmodelle ein Basis-Szenario darstellen bzw. bilden sie als Zeithorizont einen aktuellen Ist-Zustand ab. Die zusätzlich vorhandenen Entwicklungsszenarien stellen Zustände in naher Zukunft dar und enthalten grundsätzlich die gleichen Topologien wie ihre jeweiligen Basis-Szenarios, sind jedoch um neue Betriebsmittel oder Komponenten, wie z. B. Ladesäulen für E-Kfz, erweitert.

Die jeweilige Netztopologie der drei als *ländlich* kategorisierten Netzmodelle ist schematisch in Abbildung 5.3 dargestellt. In Abbildung 5.3(a) ist das Netzmodell *SimBench\_LV01* abgebildet, es repräsentiert Cluster „ländlich 3“<sup>17</sup> des Cluster-Ergebnisses und stellt ein stark ländliches NS-Netzmodell dar. Mit vier Strängen ist es das kleinste der sechs modellierten Netze. Es beinhaltet 13 ländlich geprägte Lasten und vier PVA als DEA. Bis auf drei Haushaltslasten sind die restlichen Verbraucher als landwirtschaftliche Betriebe festgelegt, so dass sich dieses Modell deutlich von den anderen beiden ländlichen Netzmodellen unterscheidet. Die Verbraucher werden von einem Transformator mit einer Nennscheinleistung von 160 kVA versorgt. Als Kabeltyp wird *NAYY 4x150* einheitlich für alle Leitungen in den drei ländlichen Netzmodellen verwendet.

Repräsentativ für das Cluster „ländlich 2“ (engl.: rural2) ist das in Abbildung 5.3(b) dargestellte Netzmodell *SimBench\_LV02*. Es enthält vier Netzstränge und einen Transformator mit einer Nennleistung von 250 kVA. Die Gesamtlänge der Kabel beträgt 1,47 km. Es sind überwiegend Haushaltslasten sowie sieben gewerbliche Lasten vorhanden. Das in Abbildung 5.3(c) gezeigte Modell *SimBench\_LV03* basiert auf Cluster „ländlich 1“. Es ist ähnlich zu *SimBench\_LV02*, jedoch stellt es ein räumlich ausgedehnteres Netzmodell dar. So enthält es neun Stränge mit 118 Lasten und wird von einem 400 kVA-Transformator versorgt. Zudem weist es eine Gesamtkabellänge von 2,35 km auf. Diese beiden Netzmodelle repräsentieren elektrische Netze von Dörfern oder ländlichen Siedlungsstrukturen.

Die beiden Netztopologien aus Abbildung 5.4 zeigen die schematischen Netzmodelle für die halbstädtischen Cluster „halbstädtisch 1“ und „halbstädtisch 2“. Das in Abbildung 5.4(a) dargestellte Netz *SimBench\_LV04* repräsentiert das Cluster „halbstädtisch 2“ und ent-

---

<sup>17</sup>Das Cluster „ländlich 3“ aus Tabelle 5.3 ist im finalen SimBench-Datensatz als Cluster „rural 1“ bezeichnet. Analog ist das Cluster „ländlich 1“ als „rural 3“ festgelegt.

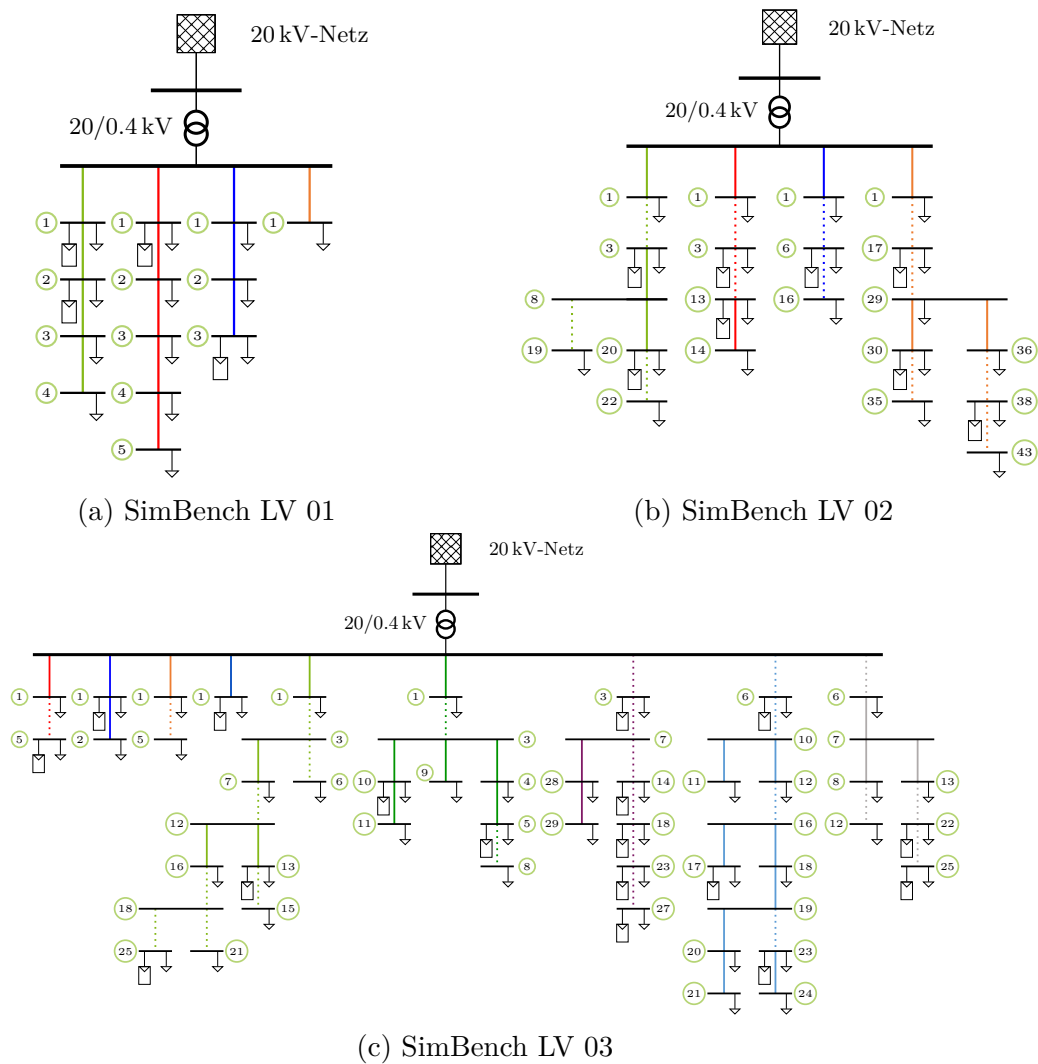


Abbildung 5.3: Schematische Übersicht der Topologien der ländlichen NS-SimBench-Netzmodelle

hält 3 Stränge, die über einen 400 kVA-Transformator gespeist werden. Die Gesamtlänge der Kabel beträgt 0,75 km und als Kabeltyp wird, wie in den ländlichen Netzmodellen, *NAYY 4x150* eingesetzt. Von den 41 vorhandenen Lasten sind neun als gewerblich festgelegt und die restlichen als Haushaltslasten. Das zweite halbstädtische Netzmodell *SimBench\_LV05*, das in Abbildung 5.4(b) abgebildet ist, ist für das Cluster „halbstädtisch 1“ erstellt worden. Es weist sechs Stränge auf und enthält einen 630 kVA-Transformator, der 104 Lasten versorgt, wovon 12 als gewerbliche Lasten deklariert sind. Als Kabeltyp wird *NAYY 4x240* verwendet und die Gesamtlänge der Kabel beträgt 1,79 km und damit ist das Netz ausgedehnter als *SimBench\_LV04*. Die beiden Netzmodelle stellen die Netzstrukturen in Kleinstädten oder Vororten von Großstädten, die z. B. durch dichte Wohnsiedlungen gekennzeichnet sein können, dar.

Schließlich ist in Abbildung 5.5 das städtische Netzmodell *SimBench\_LV06* für das Cluster „urban“ abgebildet. Es hat sieben Stränge, einen 630 kVA-Transformator und als Kabeltyp wird *NAYY 4x240* eingesetzt. Es weist eine Gesamtlänge von 1,08 km auf. Zudem

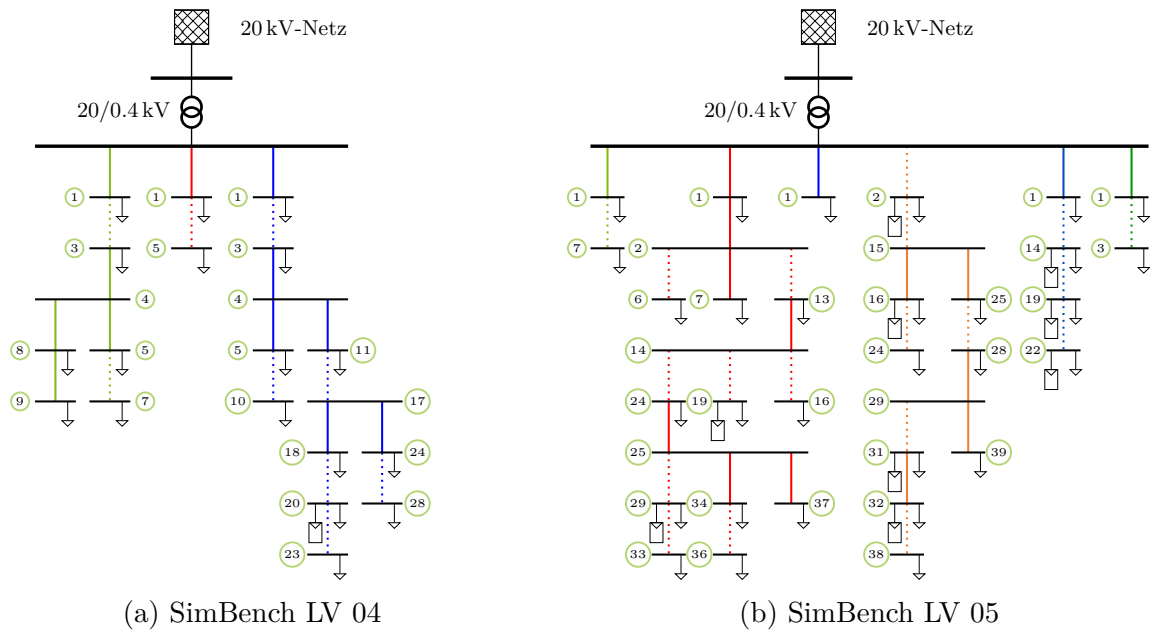


Abbildung 5.4: Schematische Übersicht der Topologien der halbstädtischen NS-SimBench-Netzmodelle

beinhaltet es 111 Lasten, wovon 9 gewerblich sind. Die Besonderheit dieses Modells ist, dass Lasten, die ein Mehrfamilienhaus darstellen sollen, durch mehrere Einzellasten modelliert sind, so dass einzelne Wohneinheiten als separate Last betrachtet werden und nicht in einer Last für das gesamte Wohngebäude aggregiert sind. Dies soll das Auftreten von unrealistischen Lastspitzen, insbesondere bei Simulationen mit Zeitreihen, vermeiden, da den einzelnen Wohneinheiten unterschiedliche Zeitreihen hinterlegt worden sind.

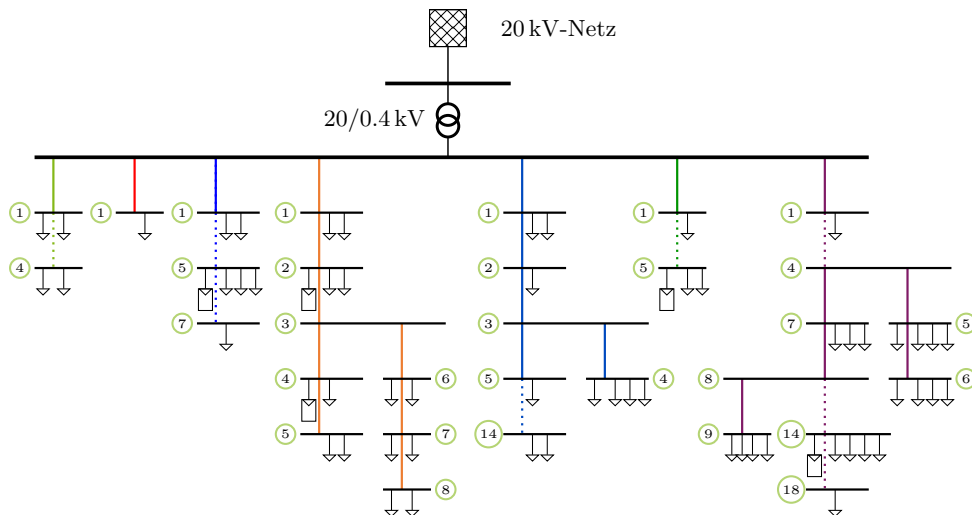


Abbildung 5.5: Schematische Topologie des städtischen NS-SimBench-Netzmodells

Zusammenfassend sind in Tabelle 5.4 wesentliche charakteristische Größen der zuvor beschriebenen NS-Netzmodelle aus dem Basis-Szenario aufgeführt. Trotz der gemeinsamen radialen Topologie lässt die Variation dieser Parameter erkennen, dass sich die Netzmodelle deutlich voneinander unterscheiden. Vereinfachend ist ein Verkabelungsgrad von 100 %

angenommen und Hausanschlussleitungen sind vernachlässigt worden. Wie in der Methode zur NS-Netzgenerierung beschrieben, ergeben sich die Leitungslängen basierend auf dem Straßenverlauf in OSM. Der Verbrauch von Lasten im Netz entspricht der Abschätzung des Verbrauchs anhand der Grundflächen der in OSM vorhandenen realen Gebäude im betrachteten Gebiet. DEA sind an zufälligen Knoten in den Netzmodellen platziert. Ihre Anzahl ist basierend auf der Auswertung realer Netzdaten und in Relation zur Anzahl der Lasten erfolgt, so dass ihr Anteil innerhalb eines Netzmodells zwischen 2,5 % bis 30 % liegen kann.

Tabelle 5.4: Charakteristische Kennzahlen der SimBench-NS-Netzmodelle

	LV 01	LV 02	LV 03	LV 04	LV 05	LV 06
Cluster	ländlich 3	ländlich 2	ländlich 1	halbstädtisch 2	halbstädtisch 1	urban
Transformatornennleistung $S_r$ in kVA	160	250	400	400	630	630
Anzahl an Strängen	4	4	9	3	6	7
Gesamte Leitungslänge in km	0.56	1.47	2.35	0.75	1.79	1.08
Anzahl an Lasten	13	99	118	41	104	111
Gesamte Verbraucherleistung in kW	80	202	331	243	409	441
Anzahl DEA	4	8	17	1	9	5
Installierte DEA-Leistung in kW	160	145	190	6.5	137	57

### 5.3.2 SimBench DEA-Zeitreihen

Der Datenumfang für die DEA-Zeitreihen im SimBench-Datensatz beinhaltet:

- 11 Zeitreihen für WKA
- 8 Zeitreihen für PVA
- 5 Zeitreihen für Biomasse-Kraftwerke und
- 3 Zeitreihen für Wasserkraftwerke

Bei der Modellierung von DEA-Zeitreihen ist die geografische Lage relevant, da die gegebenen Wetterbedingungen lokal variieren und Wetterdaten eine wesentliche Einflussgröße und damit ein relevanter Eingabeparameter für die Anlagenmodelle sind. Daher ist in Tabelle 5.5 eine Übersicht der angenommenen geografischen Lage für Standorte von PVA und WKA aufgelistet. Hierbei ist zu beachten, dass im SimBench-Datensatz Zeitreihen für WKA mit „WP“ (Windpark) bezeichnet worden sind.

Generell liegen die Zeitreihen-Daten für ein gesamtes Kalenderjahr vor, hierbei ist als Zeithorizont das Jahr 2016 ausgewählt worden. Zu beachten ist dabei, dass 2016 ein Schaltjahr ist und mit 366 Tagen einen Tag im Jahr mehr enthält. Die Zeitreihenwerte sind in einer viertelstündlichen Auflösung vorhanden, so dass sich insgesamt 35.136 Zeitpunkte pro

Tabelle 5.5: Übersicht der geografischen Standorte von PVA und WKA und den zugehörigen Zeitreihen im SimBench-Datensatz

Standort	Zeitreihe	Orientierung			Koordinaten	
		Richtung	Azimut	Höhe	Lat	Long
Nordsee	WP2				54.12870000	6.20730000
Ostsee	WP1				54.60950000	12.57800000
Nordseeküste	WP9				53.62020262	8.06005701
Ostseeküste	WP3				54.11199989	12.21356059
Ostdeutschland	WP6				51.82845168	13.15709052
HS1 Osten	WP4				53.84851790	12.04502150
HS1 Norden	WP7				53.86481510	11.16885830
HS1 Süden	WP10				53.42467072	11.81195767
HS2 Norden	WP8				52.79505450	9.23921950
HS2 Osten	WP5				52.47348320	10.11037671
HS2 Süden	WP11				52.13698440	9.44323260
Hannover 1	PV3	Süd	-16.09	51.75	52.18610000	10.19910000
Hannover 2	PV4	Süd	11.88	50.71	52.33930000	9.73420000
Hannover 2	PV7	West	-64.42	54.58	52.33930000	9.73420000
Hannover 3	PV1	Ost	32.25	48.81	51.96440000	10.01340000
Lübeck 1	PV2	Ost	54.54	43.08	53.92090000	10.38370000
Lübeck 2	PV5	Süd	3.64	50.73	53.65670000	10.82450000
Lübeck 2	PV8	West	-41.11	52.38	53.65670000	10.82450000
Lübeck 3	PV6	Süd	16.25	53.59	53.64540000	10.47290000

Zeitreihe ergeben. Des Weiteren ist zu beachten, dass Zeitumstellungen enthalten sind, dadurch ergeben sich bei der Zeitumstellung auf Winterzeit am 30.10.2016 doppelte Werte für die Zeit von 02:00 bis 03:00 Uhr. Die Zeitreihenwerte sind jeweils auf ihre maximale Leistung normiert, so dass sich ein relativer Wertebereich von 0 bis 1 ergibt. Dies bedeutet, dass die Zeitreihen im Wesentlichen einen generellen zeitlichen Verlauf oder ein Verhalten abbilden und erst durch die Multiplikation mit einer installierten Leistung, z. B. mit der installierten Leistung einer PVA aus einem Netzmodell, ergibt sich ein individuelles Wirkleistungsprofil für diese Anlage.

### 5.3.3 Evaluation der SimBench NS-Daten und DEA-Zeitreihen

Wie zuvor erläutert, ist ein Aspekt der NS-Netzgenerierung die Evaluierung der erzeugten Daten. Deshalb ist ein Vergleich der synthetisch erzeugten NS-Netzmodelle mit realen Netzdatenmodellen durchgeführt und in [DS4] veröffentlicht worden. Hierfür lagen grundsätzlich Netzdaten zu 180 NS-Netzen aus Deutschland vor. Jedoch lagen sie in einem proprietären Format und in keiner ausreichend guten Qualität vor, so dass nach einer Vorauswahl in der vorliegenden Arbeit lediglich 101 der Netzmodelle für den Vergleich berücksichtigt worden sind. Die realen Daten liegen anonymisiert in einer tabellarischen Form ohne geografische Informationen vor und sind keinen Clustern zugeordnet, so dass ein sinnvoller Vergleich erschwert wird. Um diesen dennoch durchführen zu können, sind



die Nennleistungen der Transformatoren pro Netz als Kriterium für die Zuordnung der realen Daten zu den SimBench-Daten ausgewählt worden. Dies beruht auf der Annahme, dass die Wahl der Nennleistung eines Transformators maßgeblich die Ausdehnung eines Netzes und die Anzahl an versorgten Haushalten bestimmt. So kann z. B. ein 630 kVA-Transformator ein Indiz für ein dichter besiedeltes, d. h. ein urbanes, Gebiet sein. Wie in Unterabschnitt 4.1.3 erläutert, wird diese Annahme aufgrund der stattfindenden Veränderungen durch die Energiewende zunehmend entkräftet. Daher wird zusätzlich die Anzahl an Verbrauchern berücksichtigt, um die realen Datensätze den in SimBench festgelegten Klassen für die NS-Ebene zuzuordnen. Eine Übersicht über die Anzahl an realen Netzmodellen für den Vergleich mit den SimBench-Netzen ist in Tabelle 5.6 aufgeführt. Zu beachten ist hierbei, dass die 17 realen Modelle für den Vergleich mit *SimBench\_LV05* auch für den Vergleich mit *SimBench\_LV06* verwendet werden, da eine eindeutige Zuordnung zu einer der beiden Klassen nicht möglich war.

Tabelle 5.6: Übersicht zur Anzahl realer NS-Netzdaten für die Evaluierung der SimBench-NS-Netzmodelle

<b>SimBench Modell</b>	<b>Anzahl realer Vergleichs-Netzmodelle</b>
LV 01	22
LV 02	10
LV 03	18
LV 04	23
LV 05	17
LV 06	28

Basierend auf dem Vergleich mit den realen Netzdaten sind gemäß der Methode zur NS-Netzgenerierung (siehe Abbildung 5.2) iterativ Anpassungen erfolgt, um eine Annäherung an die realen Netzdaten zu erzielen. Die Anpassungen erfolgten manuell und an individuellen Verbrauchern und Leitungen, so sind z. B. Längen von Leitungen oder maximale Verbraucherleistungen verändert worden. Dabei werden betriebliche Grenzen berücksichtigt und es wird sichergestellt, dass keine Überlastungen in den in [DS6] definierten Betriebsfällen, wie z. B. dem Starklastfall, auftreten. Nachfolgend erfolgt eine Validierung der finalen NS-Netzmodelle, die teilweise über die Evaluierung aus [DS4] hinausgeht und die Daten detaillierter beschreibt. Für den Vergleich können nur wenige der in Unterabschnitt 4.1.1 beschriebenen Kenngrößen betrachtet werden. Dies liegt u. a. an der vorhandenen Datenqualität der realen Netzdaten aus dem Vergleichsdatsatz, da der Datensatz lediglich die Netztopologie als Knoten-Kanten-Modell enthält. So fehlen z. B. geografische Informationen, detaillierte Informationen zu den Verbrauchern oder Angaben zu Leitungstypen.

Zunächst ist die absolute Anzahl an Verbrauchern der SimBench NS-Modelle und der jeweiligen realen Netzmodelle in Abbildung 5.6 dargestellt. Der Mittelwert und Median des

realen Datensatzes sind als rote und orangefarbene Linien abgebildet. Zu erkennen ist, dass die SimBench-Modelle bezüglich der Anzahl an Lasten den Durchschnitt des jeweiligen realen Vergleichsdatensatzes gut wiedergeben. Dies trifft vor allem für das Basisszenario aus SimBench zu, die Entwicklungsszenarien weichen vom Mittelwert des realen Datensatzes stärker ab, wie z. B. in Cluster „ländlich 3“ zu sehen, liegen aber noch innerhalb der minimalen und maximalen Datenpunkte des realen Datensatzes. Die Abweichungen der SimBench Basismodelle vom jeweiligen Mittelwert der realen Daten liegt für LV 01, 03, 04 und 06 zwischen 0 und 8 Lasten. Lediglich bei den Modellen LV 02 und 05 liegt die Abweichung bei 21 bzw. 31 Lasten.

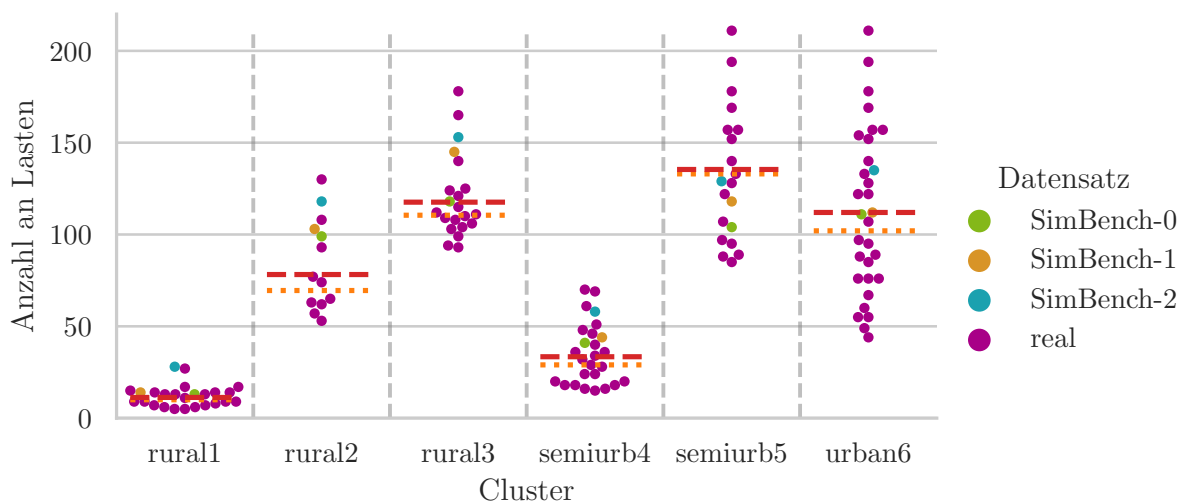


Abbildung 5.6: Vergleich der Anzahl an Lasten zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

Ein Vergleich der gesamten installierten Wirkleistung der Verbraucher je Netzmodell ist in Abbildung 5.7 abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die SimBench-Modelle überwiegend nah am Durchschnitt des realen Datensatzes liegen. Ausnahmen bilden das Modell LV 05 und LV 06, aus dem Cluster *semiurb5* und *semiurb6*. Sie weichen deutlich vom berechneten Mittelwert ab, der für das Cluster *semiurb5* bei 964 liegt und für *urban6* bei 978, aber anhand der Verteilung der Datenpunkte der realen Netzdaten ist zu erkennen, dass sie gut die unteren Datenpunkte abbilden.

Des Weiteren werden für die Evaluierung Kenngrößen der Leitungen betrachtet. Hierzu ist in Abbildung 5.8 die gesamte summierte Leitungslänge eines Netzmodells abgebildet. Es wird deutlich, dass die SimBench-Netzmodelle am unteren Ende des Spektrums der realen Daten liegen und damit die minimalen Gesamtlängen darstellen. Werden jedoch die minimalen, mittleren und maximalen Leitungslängen innerhalb eines Netzmodells verglichen, zeigt sich, dass die SimBench-Daten jeweils den Durchschnitt der realen Daten sehr gut abbilden. Die Diagramme dieser Kenngrößen sind in Abbildung B.1, Abbildung B.2 und Abbildung B.3 dargestellt. Demnach sind die einzelnen Leitungssegmente zwischen zwei Knoten realistisch abgebildet, lediglich die Anzahl an Leitungen innerhalb eines Modells ist im Vergleich zu den realen Netzdaten gering dimensioniert, so dass die Gesamtlängen

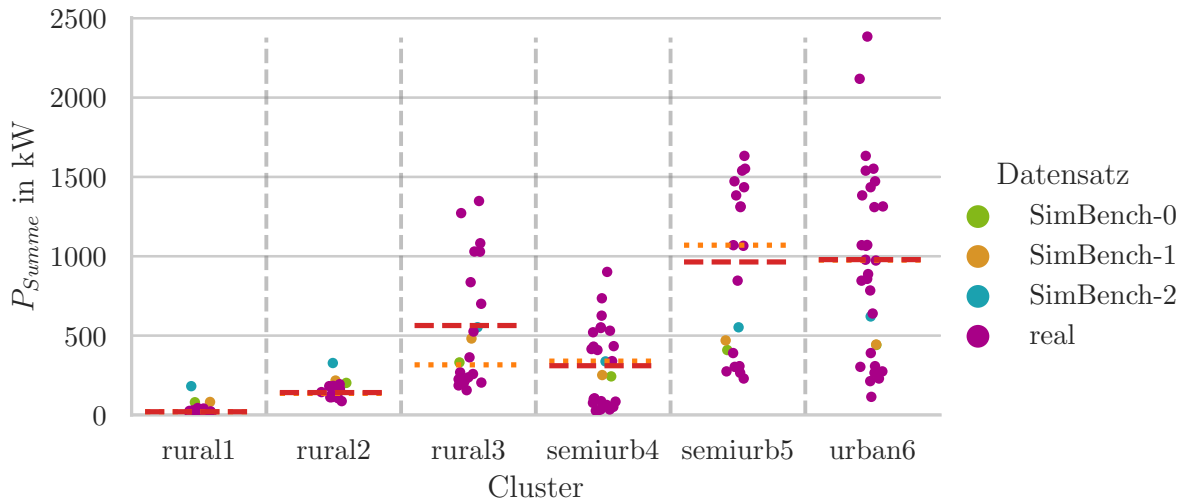


Abbildung 5.7: Vergleich der Wirkleistung der Lasten zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

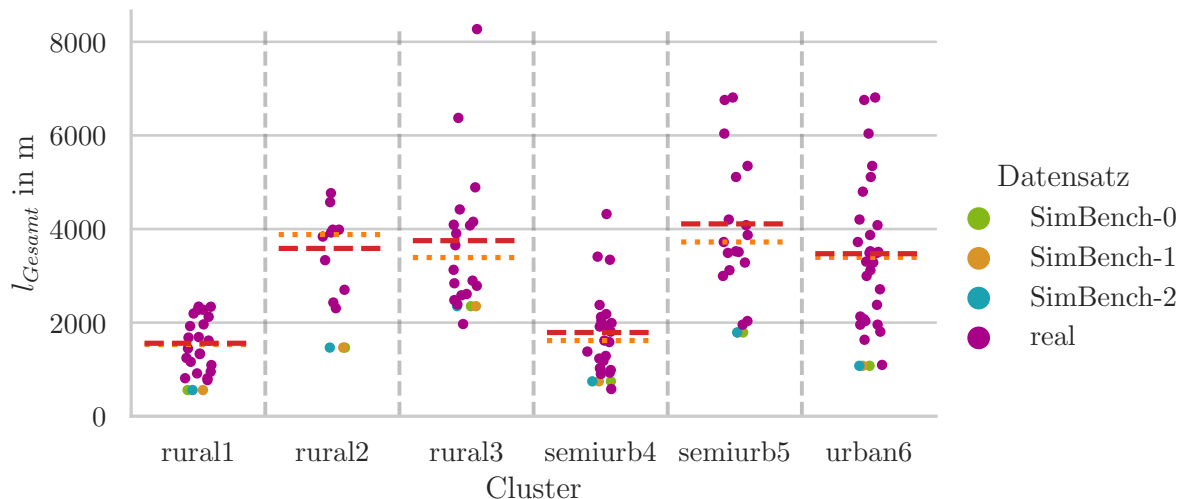


Abbildung 5.8: Vergleich der gesamten Leitungslänge zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

im unteren Wertebereich der realen Daten liegen. Die Diskrepanz hinsichtlich der Gesamtlängen lässt sich auf doppelte Leitungsverlegungen in realen Netzen zurückführen, so dass sich eine Differenz vom Faktor 1,3 bis 3,2 zwischen den SimBench-Daten und den Mittelwerten der realen Daten ergibt.

In Bezug auf Transformatoren ist in Abbildung 5.9 die Transformatorleistung pro Lastanzahl aufgetragen und ermöglicht eine Abschätzung, wie viel Kapazität pro Last zur Verfügung steht. Auch hier ist ersichtlich, dass die SimBench-Daten die Realität gut abbilden können, trotz der etwas höheren Abweichungen in den Clustern *rural1* und *semiurb4*, in Höhe von 3,86 kVA/Lastanzahl und 4,04 kVA/Lastanzahl.

In Bezug auf die betrachteten Kenngrößen zeigt sich, dass die modellierten NS-Netze des SimBench-Datensatzes realitätsnah sind und topologische Strukturen elektrischer Netze

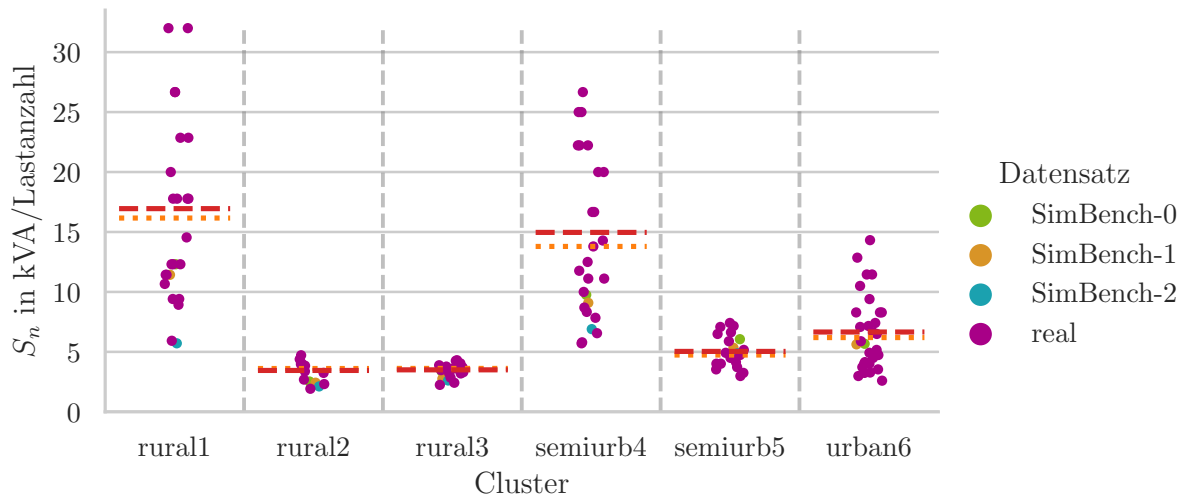


Abbildung 5.9: Vergleich der installierten Transformatorleistung pro Lastanzahl zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

in Deutschland gut abbilden können. Zu beachten ist, dass die Daten aus dem realen Datensatz nur eine kleine Stichprobe der Gesamtheit an NS-Netzen darstellen, so dass nicht mit absoluter Sicherheit festgestellt werden kann, wie gut der Durchschnitt der gesamten realen NS-Netze in Deutschland abgebildet wird.

### Evaluierung der Zeitreihen

Im Folgenden werden die Zeitreihen aus dem SimBench-Datensatz für DEA sowie die aggregierten Netzzeitreihen analysiert und ihre Eigenschaften beschrieben. Es werden hierbei lediglich die erneuerbaren Technologien berücksichtigt, da diese zum Einen im Verteilnetz von höherer Relevanz sind und das Verteilnetz in dieser Arbeit im Fokus ist, zum Anderen, weil die Zeitreihen für konventionelle Kraftwerke die Residuallast bedienen und damit direkt abhängig von den DEA-Zeitreihen sind. Grundsätzlich werden die Zeitreihen hinsichtlich ihrer statistischen Eigenschaften untersucht.

In Tabelle 5.7 sind verschiedene Kenngrößen der Zeitreihen aufgeführt, darunter Maximalwert, Minimalwert, arithmetisches Mittel ( $\bar{x}$ ), Median ( $\tilde{x}$ ), Varianz ( $\sigma^2$ ), Standardabweichung ( $\sigma$ ) sowie die Vollaststunden (Vlh). Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Kenngrößen der aggregierten Zeitreihen der NS-Netzmodelle, wie z. B. lv\_rural1, mit den PV-Zeitreihen korrelieren, da in den NS-Netzmodellen nur PVA vorhanden sind und sich somit nur ihre Zeitcharakteristik zusammen mit den Lastzeitreihen bemerkbar macht. Bezüglich der Kenngrößen ist zu erkennen, dass die PV-Zeitreihen, im Vergleich zu den restlichen DEA-Zeitreihen, ihr Maximum bei ca. 60 % aufweisen, während die restlichen Zeitreihen 80 % bis 100 % erreichen. Dies erscheint im Vergleich niedrig, ist aber aggregiert auf Deutschland betrachtet für PVA realistisch, so wird z. B. in [7] erläutert, dass die Stromproduktion von PVA über 65 % der installierten Leistung in Deutschland sehr selten ist, aufgrund von technisch bedingten Verlusten und uneinheitlicher Wetterlage. Dennoch ergibt sich hier für die SimBench-Zeitreihen ein mögliches Verbesserungspotenzial, da die

Zeitreihen nicht aggregiert sind, sondern Einzelanlagen abbilden sollen und diese können auch über 65 % erreichen. Die Kenngrößen Mittelwert, Median, Varianz und Standardabweichung unterscheiden sich bei den PV-Zeitreihen deutlich gegenüber den restlichen DEA-Zeitreihen und fallen geringer aus bzw. liegt der Median der PV-Zeitreihen bei 0. Letzteres ist durch nicht vorhandene Einspeisung in Abend- und Nachtstunden zu begründen.

Des Weiteren fällt der höhere Median und Mittelwert der Zeitreihen von WP1, WP2 und WP9 gegenüber den restlichen Zeitreihen für WKA auf. Für WP1 und WP2 fällt der Mittelwert dabei ungefähr doppelt so hoch aus und beim Median ist der Unterschied noch höher. Diese Unterschiede ergeben sich durch die Auswahl der WKA-Standorte, so repräsentieren WP1 und WP2 Zeitreihen für Offshore-WKA in der Nord- und Ostsee und WP9 stellt WKA an der Nordseeküste dar. In Küstennähe und auf See treten stärkere Winde auf und demnach liegen günstigere Windverhältnisse vor, die zu häufiger hohen Einspeisewerten führen, so dass es zu dem höheren Einspeisertrag kommt, wie nachfolgend noch in Histogrammen gezeigt wird. Auffällig ist zudem, dass WP3 kein ähnliches Verhalten zu WP9 aufweist, dabei stellt WP3 WKA an der Ostseeküste dar. Dies kann zum Einen auf ungünstigere Windverhältnisse an der Ostseeküste gegenüber der Nordseeküste zurückgeführt werden und auf die größere Distanz zur Küste, denn der gewählte Standort für WP3 ist ca. 10 km von der Küste entfernt, während der Standort von WP9 nur ca. 3 km entfernt ist.

Ähnliches ist für die Wasserkraft zu beobachten, dabei sind der Mittelwert und der Median der Zeitreihe *Hydro2* deutlich geringer als bei den anderen beiden Zeitreihen zu Wasserkraftwerken. Dies kann auf eine grundsätzlich andere Betriebsweise zurückzuführen sein oder auf unterschiedliche Typen von Wasserkraftwerken.

Bezüglich der Einordnung der Volllaststunden werden die Annahmen aus [154] herangezogen, wobei zu beachten ist, dass die dortigen Annahmen für ein Szenario in 2035/2040 angenommen werden. Bezüglich der PVA zeigt sich, dass die Zeitreihen im Durchschnitt 651 Volllaststunden aufweisen und somit ca. 32 % geringer ausfallen, als die Annahme in [154] mit 950 Volllaststunden. Die beiden Zeitreihen für offshore Windenergie liegen mit etwa 4800 und 5100 h ca. 20 % bis 28 % über den in [154] angenommenen 4000 h. Analog liegt der Durchschnitt für onshore Windenergie bei 2835 h und damit etwa 18 % über der Annahme von 2400 h. Größere Abweichungen ergeben sich bei Biomasseanlagen und Wasserenergie. Dort liegen die Volllaststunden der Zeitreihen im Durchschnitt bei 2934 h und 2550 h, während die Annahmen in [154] 5400 h und 4000 h betragen, dies entspricht einer Abweichung von 46 % bzw. 36 %. Bei der Wasserenergie ist zu beachten, dass die Zeitreihen aus dem SimBench-Datensatz reale und anonymisierte Zeitreihen sind, zudem ist die Annahme aus [154] für Laufwasser getroffen worden, während die Kategorie für die SimBench-Daten aufgrund der Anonymisierung unklar ist. Die betrachteten statistischen Kenngrößen ermöglichen einen groben Überblick über die Zeitreihen und zeigen, dass die Kenngrößen der PV-Zeitreihen generell von Zeitreihen der anderen Anlagentypen abweichen und damit deutlich hervorgehoben sind.

Tabelle 5.7: Statistische Kenngrößen zu DEA-Zeitreihen aus dem SimBench-Datensatz

Zeitreihe	Min	Max	$\bar{x}$	$\tilde{x}$	$\sigma^2$	$\sigma$	Vlh
PV1	0,00	0,62	0,07	0,00	0,0169	0,1299	651,10
PV2	0,00	0,63	0,07	0,00	0,0160	0,1265	634,98
PV3	0,00	0,62	0,08	0,00	0,0179	0,1336	680,74
PV4	0,00	0,63	0,08	0,00	0,0187	0,1369	697,40
PV5	0,00	0,60	0,08	0,00	0,0174	0,1320	675,95
PV6	0,00	0,60	0,08	0,00	0,0169	0,1302	669,77
PV7	0,00	0,59	0,07	0,00	0,0136	0,1166	574,51
PV8	0,00	0,59	0,07	0,00	0,0152	0,1233	622,19
WP1	0,00	0,99	0,55	0,59	0,1462	0,3824	4805,46
WP2	0,00	0,99	0,59	0,67	0,1446	0,3802	5143,88
WP3	0,00	0,99	0,33	0,24	0,0925	0,3042	2899,74
WP4	0,00	0,99	0,29	0,20	0,0810	0,2846	2563,30
WP5	0,00	1,00	0,29	0,17	0,0947	0,3077	2556,40
WP6	0,00	1,00	0,29	0,17	0,0873	0,2954	2511,68
WP7	0,00	0,99	0,33	0,25	0,0899	0,2999	2929,97
WP8	0,00	1,00	0,32	0,20	0,1002	0,3165	2809,46
WP9	0,00	0,99	0,49	0,47	0,1257	0,3545	4335,97
WP10	0,00	0,99	0,28	0,19	0,0771	0,2777	2492,69
WP11	0,00	1,00	0,28	0,14	0,0979	0,3128	2419,56
BM1	0,06	0,99	0,34	0,33	0,0482	0,2196	3009,70
BM2	0,06	0,90	0,32	0,32	0,0419	0,2048	2849,66
BM3	0,06	0,82	0,35	0,35	0,0401	0,2001	3046,38
BM4	0,06	0,82	0,31	0,30	0,0343	0,1852	2757,65
BM5	0,06	0,93	0,34	0,34	0,0420	0,2049	3007,69
Hydro1	0,00	1,00	0,38	0,28	0,1096	0,3310	3316,40
Hydro2	0,00	1,00	0,17	0,16	0,0174	0,1318	1527,29
Hydro3	0,00	1,00	0,32	0,24	0,0869	0,2947	2806,32
lv_rural1	0,00	0,57	0,07	0,00	0,0151	0,1230	645,76
lv_rural2	0,00	0,59	0,08	0,00	0,0159	0,1262	659,06
lv_rural3	0,00	0,57	0,07	0,00	0,0154	0,1239	654,90
lv_semiurb4	0,00	0,60	0,08	0,00	0,0174	0,1320	675,95
lv_semiurb5	0,00	0,58	0,07	0,00	0,0156	0,1249	656,71
lv_urban6	0,00	0,57	0,07	0,00	0,0147	0,1214	636,58

Für eine genauere Analyse der Daten sind für jede Zeitreihe eine Heatmap über einen Tag für das gesamte Jahr sowie Histogramme unterteilt nach Jahres- und Tageszeiten erstellt worden. Exemplarisch ist für die Zeitreihe PV1 die Heatmap in Abbildung 5.10, ein Histogramm mit Unterteilung in Jahreszeiten in Abbildung 5.11 sowie ein Histogramm unterteilt nach Jahres- und Tageszeiten in Abbildung 5.12 dargestellt. Analog sind alle weiteren Zeitreihen entsprechend abgebildet worden und sie sind in Abschnitt B.2 zu finden. Der gesamte Datenumfang, bestehend aus 35.136 Zeitpunkten pro Zeitreihe, wird für die Darstellung der Zeitreihen als Histogramm ausgewertet.

In Abbildung 5.10 ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass in den Nacht- und Abendstunden die Zeitreihenwerte bei 0 liegen, d. h. dass die PV-Einspeisung tagsüber stattfindet. Hierbei ist auf der x-Achse der Tag im Jahr und auf der y-Achse die aktuelle Stunde des jeweiligen Tages aufgetragen. Zudem lässt sich auch die saisonale Schwankung abschätzen, d. h. in den Wintermonaten gibt es über den Tag verteilt weniger Einspeisung als im Sommer, da es tagsüber kürzer hell ist. Noch deutlicher ist dies im Histogramm in Abbildung 5.11 zu erkennen, auf der x-Achse sind die Zeitreihenwerte dargestellt und auf der y-Achse die Häufigkeit in % mit welcher die Zeitreihenwerte auftreten. Während der Wertebereich von 0 bis 0,1 unabhängig von der Jahreszeit ungefähr gleich häufig ist, nimmt der Anteil im Winter und Herbst für die höheren Wertebereiche stärker ab als im Sommer und Frühling. Dies bedeutet, dass in den letztgenannten Jahreszeiten häufiger höhere Zeitreihenwerte erreicht werden. Wird das Histogramm noch feiner unterteilt und nicht nur nach Jahreszeiten, sondern auch nach Tageszeiten unterschieden, ergibt sich Abbildung 5.12. Dort ist zu sehen, dass für PV1 die wesentliche Einspeisung vor- und nachmittags stattfindet. Wie den Abbildungen in Abschnitt B.2 zu entnehmen ist, lassen sich diese Eigenschaften auch bei den übrigen PV-Zeitreihen feststellen.

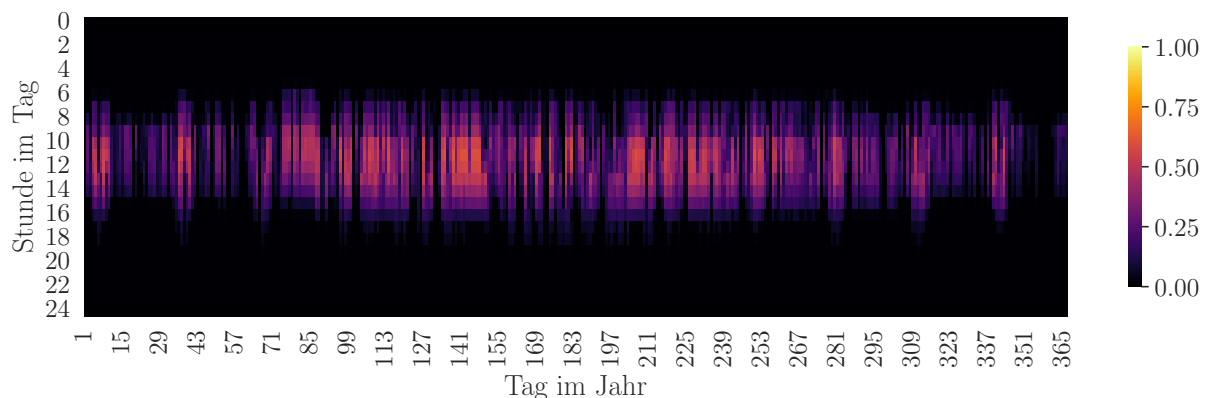


Abbildung 5.10: Heatmap von Zeitreihe PV1 aus dem SimBench-Datensatz

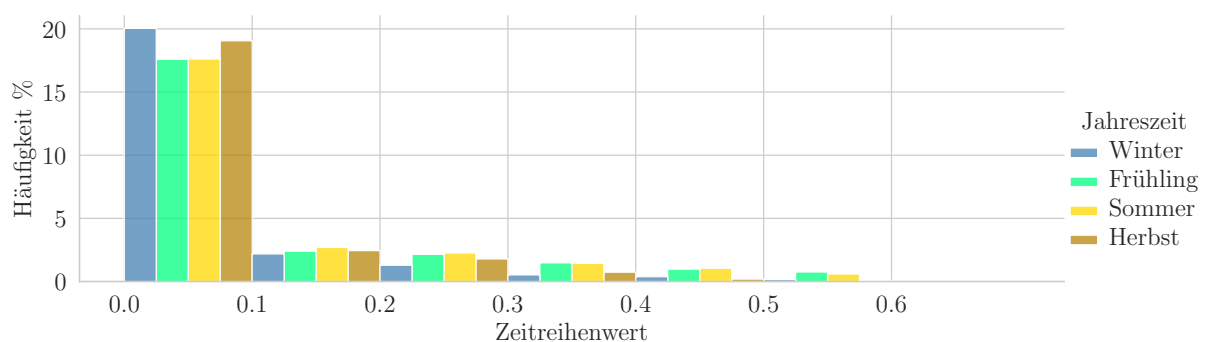


Abbildung 5.11: Histogramm von Zeitreihe PV1 aus dem SimBench-Datensatz

Im Gegensatz zu den PV-Zeitreihen, sind bei den Zeitreihen für Windenergie in den Heatmaps (siehe ab Abbildung B.25) keine Muster innerhalb von Tageszeiten festzustellen. Stattdessen ergeben sich Muster auf Tagesbasis, d. h. über einen Tag verteilt ist die

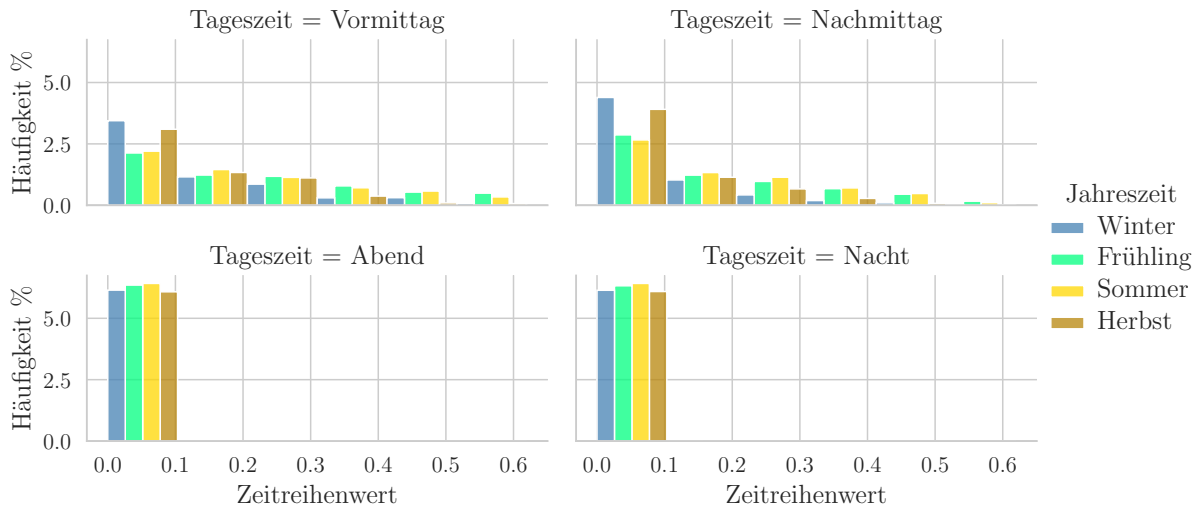


Abbildung 5.12: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV1 aus dem SimBench-Datensatz

Windeinspeisung in einem bestimmten Rahmen konstant, so dass sich eine Art Streifenmuster ergibt, welches von Tag zu Tag variiert. Anhand der Farbskalierung wird zudem deutlich, dass höhere Zeitreihenwerte als bei den PV-Profilen erreicht werden. Des Weiteren zeigt sich der Unterschied zwischen den Zeitreihen für Binnenland-Standorte (WP1 und WP2) und dem küstennahen Standort (WP9) gegenüber den restlichen Standorten an Land. Die Heatmaps von WP1, WP2 und WP9 weisen deutlich hellere Flächen auf, d. h. über das Jahr verteilt findet mehr Einspeisung statt als bei den Zeitreihen für onshore WKA. Dies wird auch in den Histogrammen deutlich, hier lässt sich für WP1, WP2 und WP3 erkennen, dass der Wertebereich 0,1 bis 0,9 annähernd gleichverteilt und unabhängig von Tages- oder Jahreszeiten ist. Zudem ist erkennbar, dass der Wertebereich 0,9 bis 1,0 ungefähr 30 % der Datenpunkte enthält und im Bereich 0,0 bis 0,1 befinden sich ca. 20 % der Datenpunkte. Für die restlichen Zeitreihen, die onshore Standorte abbilden sollen, wird der höchste Wertebereich deutlich seltener erreicht und liegt meist unter 10 %, gleichzeitig fällt der erste Wertebereich 0,0 bis 0,1 mit 30 % bis 40 % der Datenpunkte deutlich höher aus. Der Wertebereich 0,1 bis 0,9 ist ebenfalls nicht gleichverteilt, denn die Häufigkeit der auftretenden Werte nimmt mit steigendem Wertebereich ab. Insgesamt zeigt sich somit, dass für Standort in Küstennähe oder offshore erwartungsgemäß die Einspeisung deutlich höher ausfällt als an Land. Zusammengefasst sind die Zeitreihen der WKA realitätsnah.

Bei den Zeitreihen für Biomasse (BM) (siehe ab Abbildung B.58) ist ein ähnliches Muster wie bei WKA zu erkennen, d. h. ein Streifenmuster ist vorhanden, welches jedoch breiter ausfällt als bei WKA, da das Verhalten weniger volatil ist und die Zeitreihenwerte konstanter über mehrere Tage auftreten. Des Weiteren ist ein saisonales Verhalten erkennbar, im Winter sind die Zeitreihenwerte höher als im Sommer und in den Sommermonaten ist ein über mehrere Tage andauernder konstant niedriger Einspeisebetrieb festzustellen. Diese saisonalen Eigenschaften zeigen sich auch in den Histogrammen. Zudem ist in den



Übergangsjahreszeiten, Frühling und Herbst, in den Heatmaps ein Muster über den Tag zu erkennen. Demnach liegt die intensivere Nutzung von BM-Anlagen in den Abendstunden, während tagsüber die Einspeisung abnimmt.

Die Heatmaps der Zeitreihen für Wasserkraftwerke weisen für die Zeitreihen Hydro1 und Hydro3 (siehe Abbildung B.73 und Abbildung B.79) ein Blockstreifen-Muster auf. Zu erkennen ist damit, dass über mehrere Tage oder Wochen ein relativ konstantes Einspeiseverhalten vorliegt. Dies lässt darauf schließen, dass es sich dabei um Laufwasserkraftwerke handeln könnte. Weiterhin ist zu erkennen, dass in den Sommer- und Herbstmonaten die Einspeisung geringer ausfällt, was mit Trockenperioden zusammenhängen kann und somit auch auf Laufwasserkraftwerke schließen lässt. Für die Zeitreihe Hydro2 ist ein über das Jahr gleichmäßiges Muster in der Heatmap zu erkennen und weist somit keine erkennbaren saisonalen Schwankungen auf. Dies zeigt sich auch in dem Histogrammen für diese Zeitreihe, worin erkennbar ist, dass über die Jahreszeiten hinweg, verschiedene Wertebereiche ungefähr gleich häufig auftreten. Die meisten Einspeisewerte liegen im Bereich 0 bis 0,6, so dass die wenigen auftretenden höheren Werte in der Abbildung nicht dargestellt werden können, da ihr Anteil verschwindend gering ist.

Während die zuvor erläuterten statistischen Kenngrößen lediglich eine grobe Einordnung der Zeitreihen ermöglichen, werden durch die Heatmaps und die Histogramme Unterschiede zwischen dem zeitlichen Verhalten bzw. den Zeitverläufen der unterschiedlichen DEA-Typen, aber auch innerhalb einer DEA-Klasse, deutlich. So ist z. B. bei den PV-Zeitreihen der Tag- und Nachtzyklus deutlich zu erkennen, bei den Zeitreihen für WKA wird der Unterschied zwischen Anlagen auf hoher See und an Land sichtbar.

### 5.3.4 Analyse der Netzeigenschaften der SimBench NS-Daten

Nachdem die Netzdaten evaluiert worden sind, werden nachfolgend ihre weiteren Eigenschaften beschrieben. Dies soll die Auswahl eines geeigneten Datensatzes erleichtern. Hierfür werden einige Kenngrößen aus der Klasse A der ABC-Analyse aus Unterabschnitt 4.1.3 bestimmt sowie weitere Ergebnisse von Leistungsflussberechnungen analysiert. Zu beachten ist, dass nicht alle Kenngrößen der Klasse A bestimmt werden können, da bei synthetischen Netzmodellen nicht genügend Informationen vorhanden sind und damit die Bestimmung einiger Kennzahlen nicht sinnvoll möglich ist. Dies betrifft überwiegend geografische Kenngrößen, wie z. B. die Lage des Versorgungsgebiets oder die Siedlungsdichte.

Zunächst ist in Abbildung 5.13 eine Übersicht der gesamten installierten Leistung in den jeweiligen NS-Netzmodellen für die drei Netzelementklassen Last, PVA und Speicher in Form eines Balkendiagramms dargestellt. Dabei fällt auf, dass in den Modellen zum Cluster *rural1* die installierte PVA-Leistung die Leistung der vorhandenen Lasten übersteigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Netzmodell als kleines ländliches Netzmodell mit überwiegend landwirtschaftlichen Betrieben modelliert worden ist. Demnach kann angenommen werden, dass genügend Dach- und Freiflächen vorhanden sind für größer dimensionierte PVA. Weiterhin ist zu erkennen, dass in Szenario 2 der Modelle *semiurb4*

und *semiurb5* mehr Speicherkapazität vorhanden als PVA-Leistung installiert ist. Dies liegt an dem Einsatz entsprechend groß dimensionierter Speicher bei gewerblichen Lasten. In Abbildung B.83(b) und Abbildung B.84(a) ist dies anhand der jeweiligen installierten Speicherleistung aufgetrennt in Speichertypen bzw. den hinterlegten Zeitreihenprofilen im SimBench-Datensatz ersichtlich.

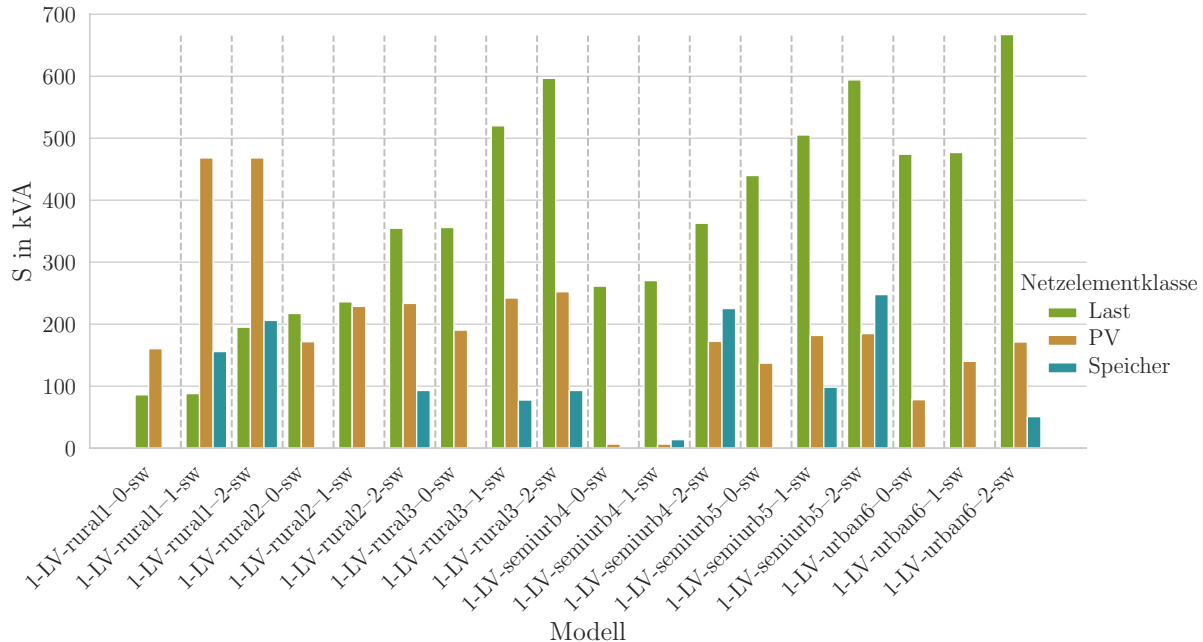


Abbildung 5.13: Übersicht der installierten Leistungen der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

Analog dazu ist für die Lasten in Abbildung B.85 bis Abbildung B.90 die Gesamthöchstlast nach Verbrauchergruppen für jedes der sechs Cluster aufgetragen. So ist für jedes Cluster zu erkennen, dass Wärmepumpen und Ladesäulen erst im 2. Zukunftsszenario der Netzmodelle implementiert sind und hauptsächlich für den Lastanstieg, der in Abbildung 5.13 zu erkennen ist, verantwortlich sind. Cluster 1 beinhaltet zudem die einzigen Modelle, die landwirtschaftliche Lasten enthalten. Des Weiteren zeigt sich über alle Cluster hinweg der höhere Verbrauch der gewerblichen Verbraucher gegenüber den als Haushaltslasten festgelegten Verbrauchern. In Abbildung B.91 bis Abbildung B.96 ist zudem zu erkennen, dass die Anzahl der gewerblichen Verbraucher gegenüber den Haushaltslasten deutlich geringer ausfällt.

Weitere charakteristische Kenngrößen sind in Tabelle 5.8 aufgelistet. Der Tabelle kann die jeweilige Zunahme der installierten DEA-Erzeugungsleistung und die Anzahl an Erzeugungsanlagen zwischen den verschiedenen Zukunftsszenarien der jeweiligen Netzmodelle entnommen werden. Des Weiteren ist die Anzahl an Lasten und die anteilige Anzahl an Haushaltslasten aufgeführt. Dabei zeigt sich, dass in den Zukunftsszenarien der Netzmodelle keine neuen Haushaltslasten hinzugefügt werden. Die höhere Anzahl an Lasten in den Modellen der Zukunftsszenarien ergibt sich durch die Integration neuer Lasttypen, wie Wärmepumpen oder Ladesäulen für E-Kfz. Schließlich sind die Kabelleitungslängen

angegeben, da für die NS-Ebene im SimBench-Datensatz ein Verkabelungsgrad von 100 % angenommen wurde, ist die Freileitungslänge jeweils 0 und damit entspricht die Kabellänge der Gesamtlänge an Leitungen im Netzmodell.

Tabelle 5.8: Charakteristische Kenngrößen der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

Modell	Installierte DEA-Erzeugungsleistung in MVA	Anzahl an Erzeugungsanlagen	Anzahl an Lasten	Anzahl an Haushaltskunden	Kabelleitungslänge
1-LV-rural1-0-sw	0,1604	4	13	3	559,705
1-LV-rural1-1-sw	0,4682	8	14	3	559,705
1-LV-rural1-2-sw	0,4682	8	28	3	559,705
1-LV-rural2-0-sw	0,1454	8	99	92	1466,996
1-LV-rural2-1-sw	0,2287	9	103	92	1466,996
1-LV-rural2-2-sw	0,2335	11	118	92	1466,996
1-LV-rural3-0-sw	0,1904	17	118	113	2351,658
1-LV-rural3-1-sw	0,2422	25	145	113	2351,658
1-LV-rural3-2-sw	0,2523	27	153	113	2351,658
1-LV-semiurb4-0-sw	0,0065	1	41	32	745,770
1-LV-semiurb4-1-sw	0,0065	1	44	32	745,770
1-LV-semiurb4-2-sw	0,1722	6	58	32	745,770
1-LV-semiurb5-0-sw	0,1371	9	104	92	1790,115
1-LV-semiurb5-1-sw	0,1818	14	118	92	1790,115
1-LV-semiurb5-2-sw	0,1847	15	129	92	1790,115
1-LV-urban6-0-sw	0,0571	5	111	102	1077,712
1-LV-urban6-1-sw	0,1400	7	112	102	1077,712
1-LV-urban6-2-sw	0,1712	12	135	102	1077,712

Nachfolgend werden die Leistungsflussergebnisse der NS-Netzmodelle vorgestellt, um noch genauere Einblicke in die Eigenschaften der Netzdaten zu ermöglichen. Hierfür wird teilweise auf den Auswertungen aus [DS8] aufgebaut. In Abbildung 5.14 sind zunächst die Knotenspannungen der einzelnen Netzmodelle aus dem NS-Datensatz in einem Boxplot zusammengefasst aufgetragen und nach Betriebsfällen bzw. Betriebspunkten getrennt. Dabei wird der im SimBench-Datensatz als  $n-1$  bezeichnete Betriebsfall nicht berücksichtigt, da die Skalierungsfaktoren dem Betriebsfall  $hL$  entsprechen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Betriebsfälle  $hL$ ,  $hPV$  und  $lPV$  für die NS-Modelle im SimBench-Datensatz den Worst Case abbilden. Damit sind diese Fälle meist interessanter als die Fälle  $hW$  und  $lW$ , da in diesen im Wesentlichen Skalierungsfaktoren für WKA festgelegt sind, in dem NS-Datensatz jedoch keine WKA implementiert sind, so dass sich nur die Skalierung der PVA auswirkt. Die roten horizontalen Linien markieren das zulässige Spannungsband von 0,9 pu bis 1,1 pu und die blauen Linien heben die jeweils im Netzmodell eingestellte Referenzspannung auf der Oberseite des NS-Transformators hervor.

Es zeigt sich, dass in den Betriebsfällen  $lPV$  und  $lW$  die Spannungen grundsätzlich hö-

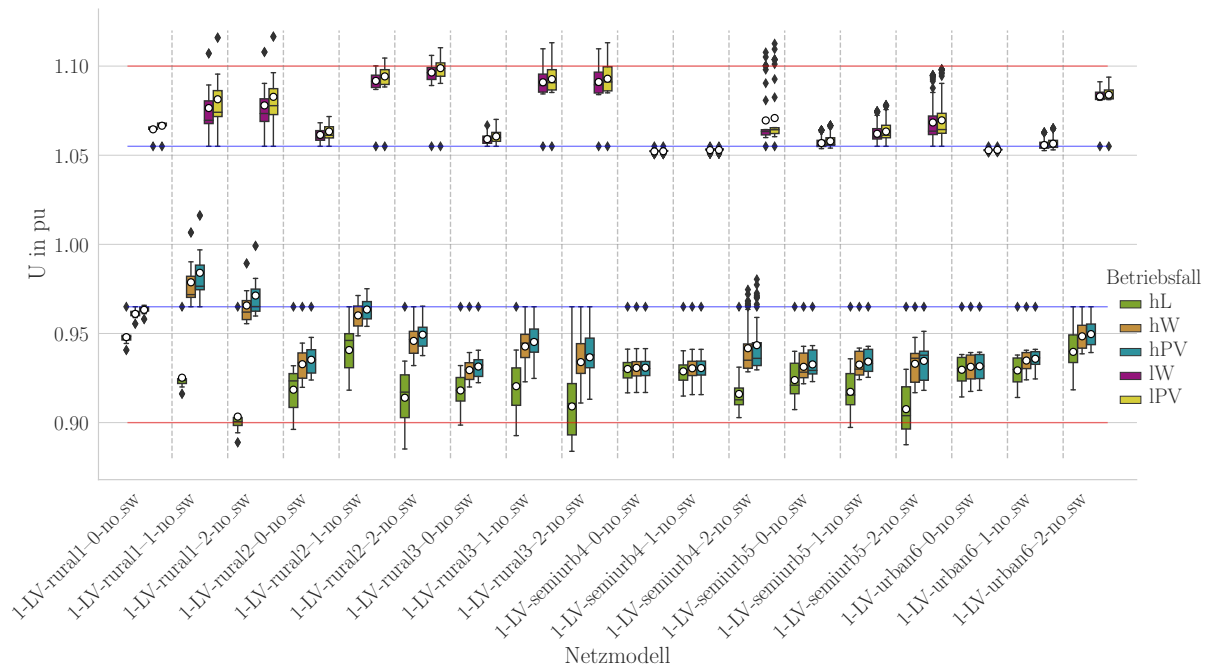


Abbildung 5.14: Übersicht der Knotenspannung der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

her sind als in den anderen Fällen. Das liegt daran, dass für diese beiden Betriebsfälle eine geringe Gesamtlast und eine sehr hohe PVA- bzw. WKA-Einspeisung angenommen wird und die Slack-Spannung, d. h. die Referenzspannung die am Transformator eingestellt wird, zudem auf  $U_{\text{Slack}} = 1,055$  pu eingestellt ist. In den anderen Betriebsfällen beträgt die Referenzspannung  $U_{\text{Slack}} = 0,965$  pu. Generell fällt auf, dass die Einspeisung durch die PVA in den Betriebsfällen mit geringer Verbrauchsleistung, also bei *lPV* und *lW*, zu einem Anstieg der Knotenspannungen im Modell gegenüber der Referenzspannung führt. Analog ist dies auch bei Cluster *rural1* für das Zukunftsszenario 1 und 2 in den Betriebsfällen *hPV* und *hW* zu beobachten, obwohl in diesen Fällen die Last maximal vorhanden und nicht herunterskaliert ist. Wie in Abbildung 5.13 abgebildet, ist dies auf die deutlich höhere vorhandene Leistung der PVA gegenüber der Last zurückzuführen. Des Weiteren ist anzumerken, dass sich im Betriebsfall *hL* der Unterschied der Knotenspannungen zwischen Netzmodell 1-LV-rural1-0-no\_sw und 1-LV-rural1-1-no\_sw durch die Stufung des Transformators ergibt. In 1-LV-rural1-0-no\_sw ist die Stufe 0 und in 1-LV-rural1-1-no\_sw die Stufe 1 eingestellt. Der Unterschied zwischen 1-LV-rural1-1-no\_sw und 1-LV-rural1-2-no\_sw ist jedoch durch den Anstieg der Verbraucherleistung zu begründen, denn die Stufen der Transformatoren sind in diesen Modellen gleich. Zudem ist der zuvor angemerkte geringe Unterschied zwischen den Betriebsfällen *hPV* und *hW* sowie *lPV* und *lW* zu erkennen. Zwischen Modell 1-LV-semiurb4-0-no\_sw und 1-LV-semiurb4-1-no\_sw sind in den Betriebsfällen *hL*, *hW* und *hPV* ebenfalls nur geringe Unterschiede festzustellen, da in beiden Modellen lediglich eine PVA installiert ist.

In Abbildung 5.15 ist die Auslastung der Leitungen der einzelnen NS-Netzmodelle aggregiert in einem Boxplot dargestellt. Die horizontale rote Linie markiert eine Auslastung

von 100 %. Es wird deutlich, dass in der Mehrzahl der Netzmodelle, unabhängig von den Betriebsfällen, etwa 75 % der Leitungen nicht über 50 % ausgelastet sind, was anhand des jeweiligen dritten Quartils deutlich wird. Höhere Auslastungen treten in den Modellen 1-LV-rural1-1-no\_sw und 1-LV-rural1-2-no\_sw auf, wo der Median für die Fälle *hPV* und *IPV* über 50 % liegt. Auslastungen über 100 %, d. h. Überlastungen von Leitungen, treten nur gelegentlich als Maximalwerte oder Ausreißer auf. Dies ist der Fall für die Modelle:

- 1-LV-rural1-1-no\_sw
- 1-LV-rural1-2-no\_sw
- 1-LV-rural3-2-no\_sw
- 1-LV-semiurb4-2-no\_sw
- 1-LV-semiurb5-2-no\_sw

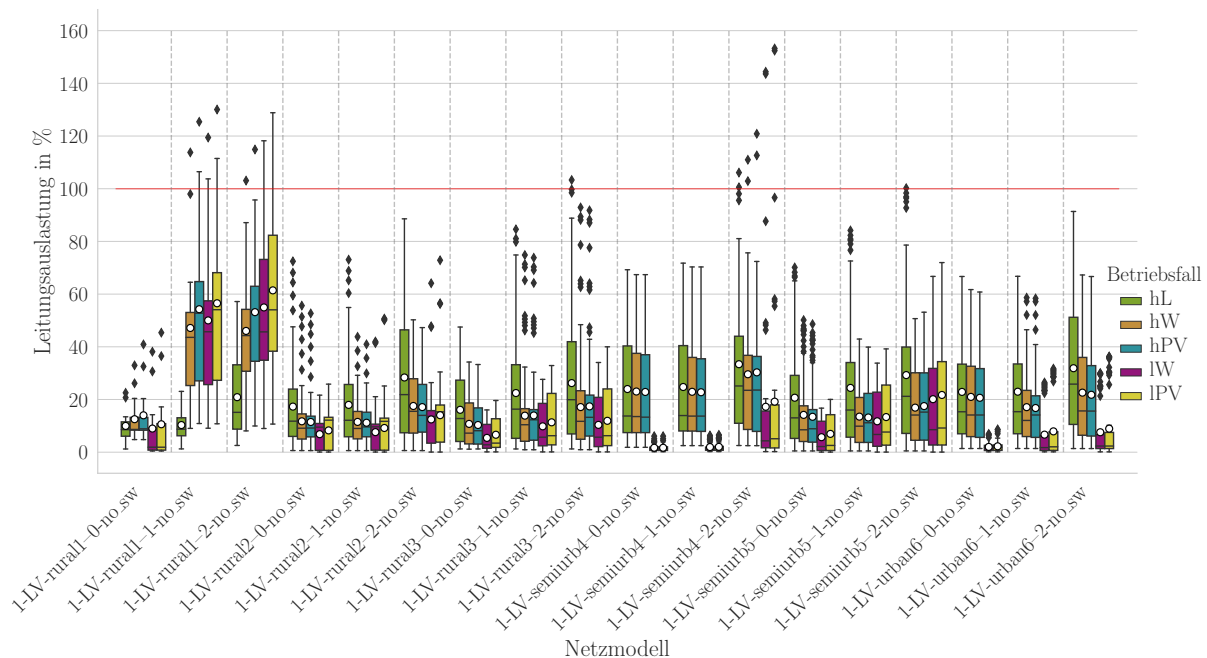


Abbildung 5.15: Übersicht der Leitungsauslastung der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

Die überwiegend geringe Auslastung für die Mehrzahl der Leitungen ist auf die verwendeten Leitungstypen zurückzuführen. Wie in [DS4] beschrieben, wurden die Kabeltypen NAYY 4x150 oder NAYY 4x240 verwendet. Diese Kabeltypen entsprechen dem Stand der Technik und werden in realen Netzen für neue Kabel verwendet (siehe auch [DS6]). Die Kabel sind demnach großzügig dimensioniert und haben eine hohe Reserve. Für detailliertere Betrachtungen der Leitungsauslastungen sind in Abbildung B.97 bis Abbildung B.102 die Auslastungen für die einzelnen Leitungsstränge innerhalb eines Netzmodells dargestellt.

Die Auslastung der Transformatoren ist in Abbildung 5.16 als Balkendiagramm dargestellt, da es im NS-Datensatz jeweils nur einen Transformator pro Netzmodell gibt. Grundsätzlich zeigt sich, dass die Transformatoren stärker ausgelastet werden als die Leitungen

und somit die begrenzenden Komponenten in Bezug auf die Auslastung darstellen. Zudem ist zu erkennen, dass die Transformatoren im Betriebsfall *hL* in allen Netzmodellen, mit Ausnahme der Modelle zum Cluster *rural1*, am stärksten ausgelastet sind. Dies kann erneut auf das Verhältnis von Lasten zu Erzeugungsanlagen zurückgeführt werden (siehe Abbildung 5.13). Dieses Verhältnis ist lediglich in den Modellen zu Cluster *rural1* umgekehrt, weshalb die Auslastungen je nach Betriebsfall umgekehrt zu den anderen Netzmodellen ausfallen. Im Betriebsfall *hL* gibt es keine Einspeisung durch DEA und daher keine Auswirkungen auf die Auslastung der Transformatoren. In den Betriebsfällen *hPV* und *hW* verringert die Einspeisung durch die DEA die Auslastung der jeweiligen Transformatoren. Die geringste Auslastung tritt in den Betriebsfällen *lPV* und *lW* auf, da neben der hohen Einspeisung durch DEA zusätzlich eine geringe Gesamtlast angenommen wird. Auffällig ist außerdem die Auslastung der Transformatoren in den Modellen von Cluster *rural1* in Szenario 1 und 2, da sie bis auf den Betriebsfall *hL* über 250% beträgt. Dies hängt mit der hohen installierten PV-Leistung bei einer vergleichsweise geringen Last zusammen, was zu einer Rückspeisung in die überlagerte MS-Ebene führt. Zusätzlich weisen die Netzmodelle aus Cluster *rural1* den am geringsten dimensionierten Transformatortyp auf, mit einer Nennscheinleistung von 160 kVA.

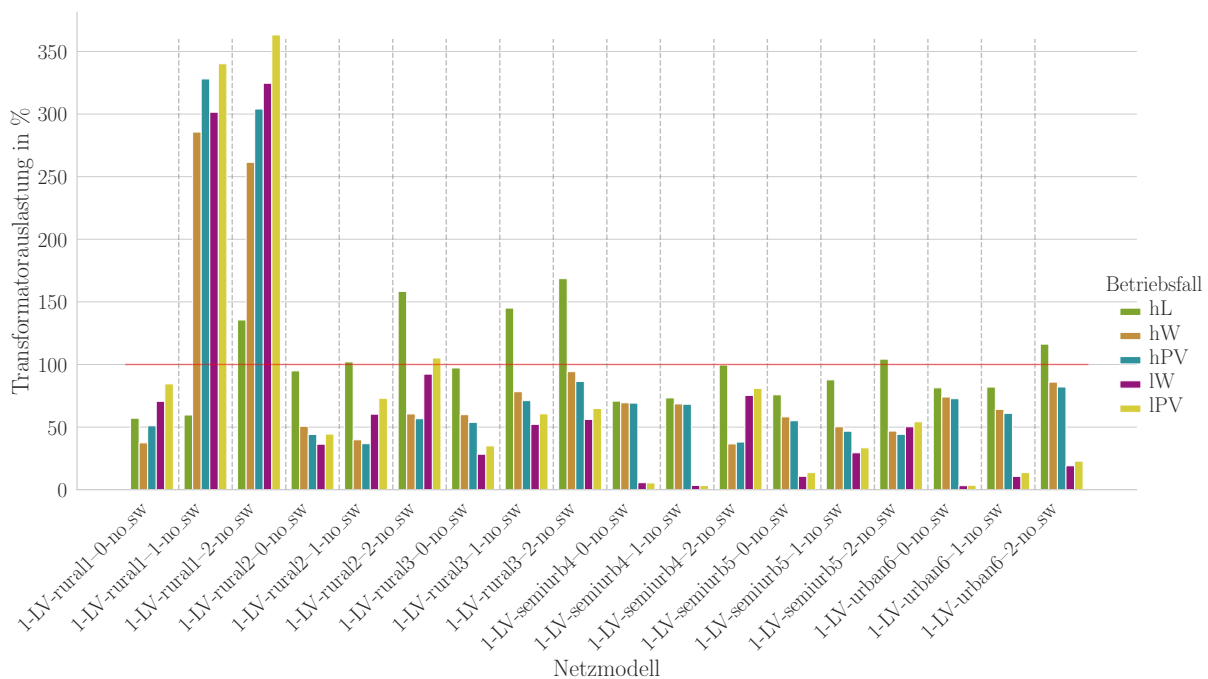


Abbildung 5.16: Übersicht der Transformatorauslastung der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

Die Verteilung und Höhe der Scheinleistungswerte der Lasten ist in Abbildung 5.17 dargestellt. Dabei sind gleich hohe Leistungswerte nebeneinander abgebildet, so dass die Verteilung grob abgeschätzt werden kann, jedoch ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Anzahl an vorhandenen Lasten nicht alle nebeneinander dargestellt werden können, so dass es Überlagerungen gibt. Zudem sind nur die beiden Betriebsfälle *hL* und *lPV* abgebildet, da die Fälle *hL*, *hPV* und *hW* die gleiche Skalierung der Lasten aufweisen.

Entsprechend sind für  $lPV$  und  $lW$  die Lasten auf das gleiche niedrige Niveau skaliert.

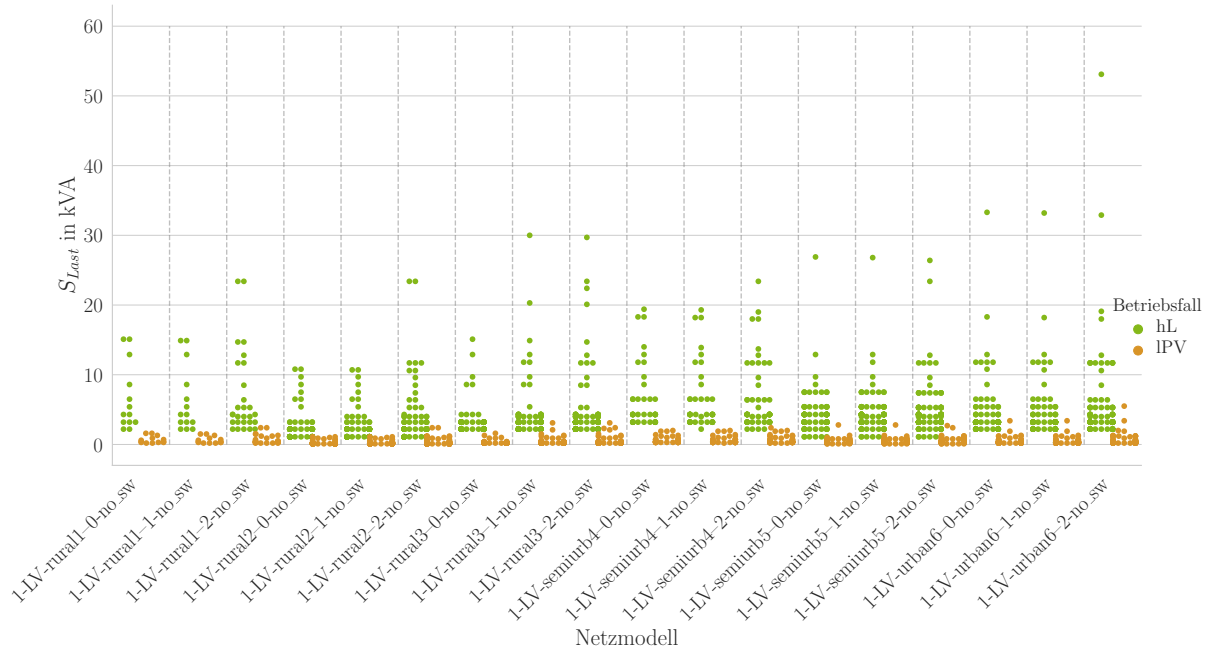


Abbildung 5.17: Übersicht der installierten Leistung der Lasten der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

Analog zur Übersicht der Lasten sind in Abbildung 5.18 die Höhe der Scheinleistungswerte der Erzeugungsanlagen, was im NS-Datensatz ausschließlich PVA entspricht, sowie durch die gewählte Darstellungsform ihre grobe Verteilung abgebildet. Es werden die beiden Betriebsfälle  $hPV$  und  $hW$  betrachtet, da sich zwischen diesen beiden Fällen die Skalierung der PVA unterscheidet. Für den Fall  $hL$  sind die Erzeugungsanlagen auf 0 skaliert und  $hPV$  und  $lPV$  weisen die gleiche Skalierung der PVA auf, genauso wie  $hW$  und  $lW$ .

Die überlagerte Netzebene der NS-Netze wird vereinfacht als externes Netz angenommen. Eine Übersicht der externen Netzein- bzw. Netzzückspeisung ist in Abbildung 5.19 aufgeführt. Zu berücksichtigen ist, dass im Betriebsfall  $hL$  keine Einspeisung durch Erzeugungsanlagen stattfindet, so dass die Einspeisung durch das externe Netz immer positiv ist, was bedeutet, dass der Leistungsfluss in Richtung des unterlagerten Netzes stattfindet. Wie zu erwarten zeigt sich in den Modellen zu Cluster *rural1* eine relativ hohe Rückspeisung, d. h. negative Leistungswerte der externen Netzeinspeisung, über die Betriebsfälle hinweg, was durch das zuvor beschriebene Verhältnis aus Last zu Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist. Generell ist zudem die Rückspeisung in den restlichen Netzmodellen für die Betriebsfälle  $lPV$  und  $lW$  zu erkennen, da in diesen beiden Betriebsfällen eine geringe Last angenommen wird.

Abschließend ist die Aufnahmekapazität der einzelnen Netzknoten berechnet worden und in Abbildung 5.20 aggregiert für die einzelnen Netzmodelle und für jeden Betriebsfall als Boxplot dargestellt. Bei der Aufnahmekapazität wird ausgehend von den Knotensensitivitäten in Bezug auf Leistungsänderungen bestimmt, wie viel zusätzliche Leistungseinspeisung in den jeweiligen Knoten möglich wäre, bevor Grenzwertverletzungen auftreten. Die

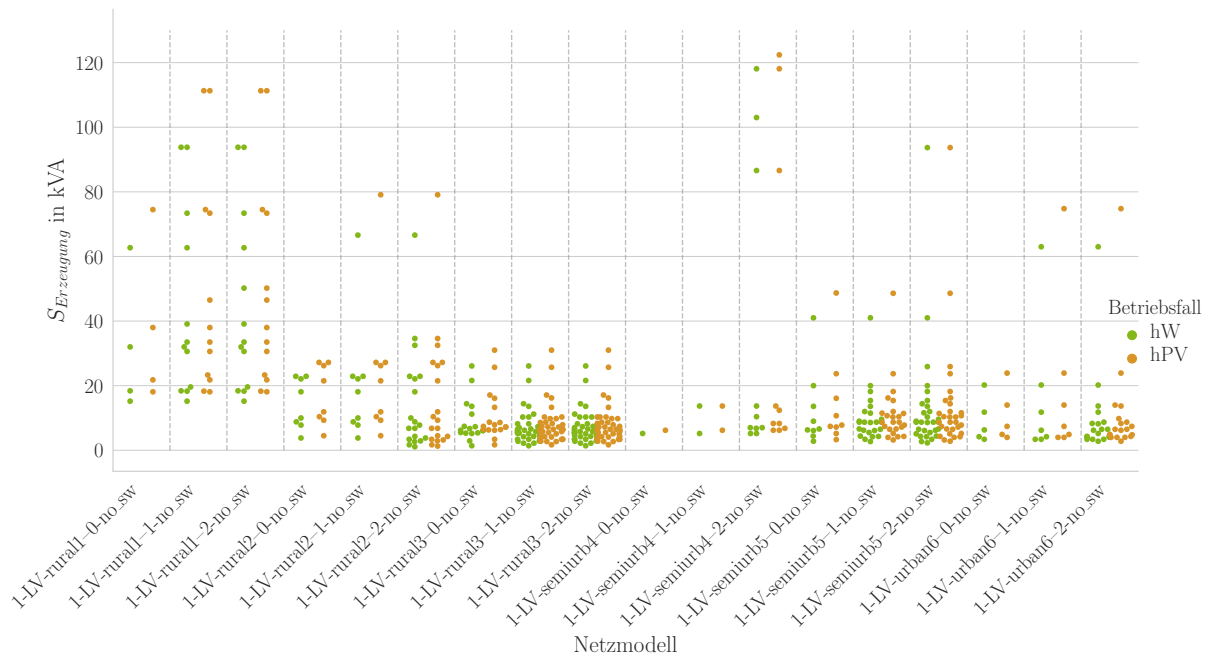


Abbildung 5.18: Übersicht der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

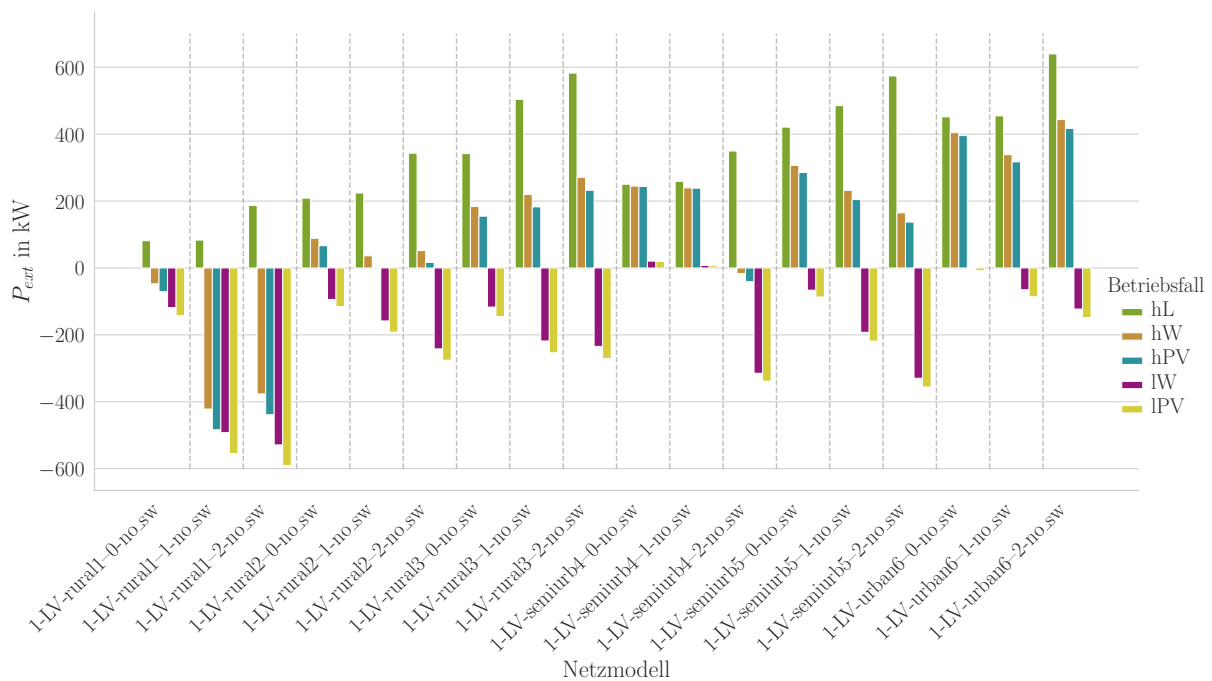


Abbildung 5.19: Übersicht der externen Netzeinspeisung der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz



Grenzwertverletzungen betreffen das Spannungsband und die Auslastung bzw. Überlastung von Betriebsmitteln. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in Betriebsfällen, in denen im Netzmodell bereits überlastete Betriebsmittel oder Grenzwertverletzungen vorliegen, keine Aufnahmekapazität berechnet werden kann. So gibt es z. B. keine Ergebnisse für 1-LV-rural1-2-no\_sw, weil der Transformator in allen Betriebsfällen überlastet ist, und für 1-LV-semiurb4-2-no\_sw, weil es in jedem Betriebsfall mindestens eine überlastete Leitung gibt. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass im Fall *hL* die vorhandenen PVA keine Leistung einspeisen. Daher stellt die berechnete Aufnahmekapazität in diesem Fall die theoretisch mögliche maximale Einspeisung in diesem Netzmodell dar, ohne überlastete Betriebsmittel. Der Fall *hPV* zeigt, wie viel zusätzliche Leistung an den Knoten eingespeist werden kann, bei gleichzeitig hoher vorhandener Last. Somit stellt der Fall *IPV* den Extremfall dar und zeigt, wie viel PV-Einspeisung möglich ist, wenn die vorhandenen PVA bereits maximal einspeisen, während gleichzeitig der Verbrauch sehr gering ist. In diesem Kontext sind die Betriebsfälle *hW* und *lW* geringfügige Abwandlungen von *hPV* und *IPV* und somit nicht relevant. Während die Interquartilsabstände in der Regel relativ gering sind, gibt es einzelne Betriebsfälle die sich deutlich hervorheben. Dies lässt sich i. d. R. durch die Leitungsstränge erklären, da sie innerhalb eines Netzmodells inhomogen ausgelastet sind. Im Modell 1-LV-semiurb5-2-no\_sw kommt es z. B. für den Betriebsfall *IPV* in einem der Leitungsstränge bei relativ geringen zusätzlichen Leistungseinspeisungen zu einer Verletzung der Spannungsgrenzen, während in den anderen Abzweigen eine deutlich höhere Reserve vorhanden ist. Solche ungleichmäßigen Auslastungen von Leitungssträngen führen zu den großen Interquartilsabständen in Abbildung 5.20. Für eine genauere Übersicht sind daher in Abbildung B.103 bis Abbildung B.108 die Aufnahmekapazitäten unterteilt nach Leitungssträngen für die einzelnen Netzmodelle aufgeführt.

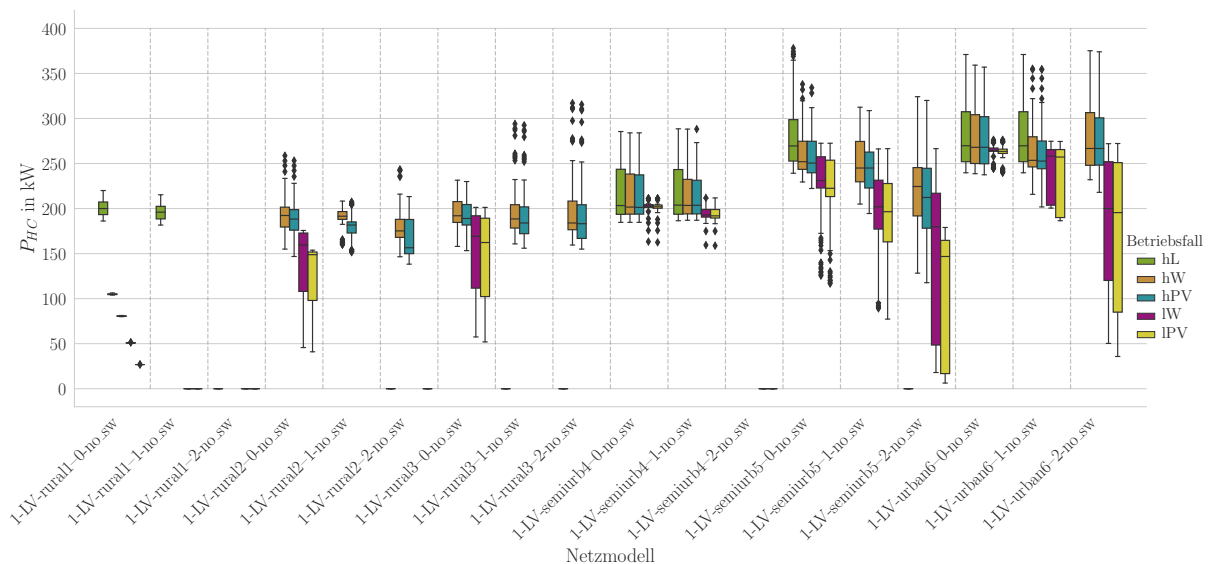


Abbildung 5.20: Übersicht der Aufnahmefähigkeit der Netzknoten der NS-Netzmodelle aus dem SimBench-Datensatz

## 5.4 Potenziale und Grenzen von SimBench

Nachdem das Forschungsprojekt SimBench vorgestellt, die zugrundeliegende Methode für die Erstellung des SimBench-NS-Datensatzes dargelegt sowie das Ergebnis der generierten NS-Daten und der DEA-Zeitreihen vorgestellt und evaluiert wurden, wird im Folgenden aufgezeigt, welche Limitierungen der bestehende Datensatz aufweist, wie die Methode auf andere geografische Regionen übertragen und der Datensatz weiterentwickelt werden kann sowie welche perspektivisch weiteren Potenziale noch gehoben werden können.

### 5.4.1 Limitierungen von SimBench

Der SimBench-Datensatz liefert eine solide und umfangreiche Basis für unterschiedliche Forschungsfragen, dennoch zeigen sich erst bei der häufigen Nutzung der Daten mögliche Grenzen bei der Verwendung, Besonderheiten sowie Verbesserungspotenziale auf, die nachfolgend kurz thematisiert werden.

In Bezug auf die NS-Netzmodelle zeigt die Evaluation aus Abschnitt 4.5, dass die gesamte Leitungslänge in realen Netzen um den Faktor 1,3 bis 3,2 größer ausfallen können als in den NS-Modellen aus SimBench. Dies liegt daran, dass für den SimBench-Datensatz die Planung auf einer grünen Wiese angenommen worden ist. Dies ist grundsätzlich eine sinnvolle Annahme und führt zu effizient geplanten Netzen, aber in der Realität gibt es häufig mehr parallel verlaufende Leitungen, die zum Teil historisch begründet sein können. Dadurch ist die Anzahl und die Gesamtlänge der Leitungen in den realen Netzmodellen des Vergleichsdatensatzes deutlich höher, während die Länge einzelner Leitungen bzw. von Leitungssegmenten, d. h. die Verbindung zwischen zwei Netzknoten, im SimBench-Datensatz sehr gut den Mittelwert der realen Netzdaten abbildet.

Damit verknüpft ist die Frage, wie sinnvoll die Planung mit dem Greenfield-Ansatz ist, in Bezug auf möglichst realitätsnahe Netzmodelle, da so die historische Entwicklung eines Netzes nicht abgebildet wird. Eine ideale Abbildung der Realität ist für die Zielsetzung der Erstellung des SimBench-Datensatzes jedoch nicht beabsichtigt und auch nicht zielführend. Das primäre Ziel ist es, einen realitätsnahen Durchschnitt an Netzstrukturen in Deutschland abzubilden, mit dem Zweck eine Vergleichsbasis für simulative Analysen zu schaffen. Demnach steht das Benchmarking von Forschungsuntersuchungen hauptsächlich im Fokus, was hinreichend erfüllt ist mit Modellen, die auf Basis des Greenfield-Prinzips generiert werden.

Ein weiterer Aspekt sind Metadaten von Lasten, die in den Netzmodellen für detaillierte Analysen auf der NS-Ebene erforderlich sein können. Beispielsweise könnten für Modellierungen im Wärmesektor Metadaten von privaten Haushaltsverbrauchern erforderlich sein, um Wärmeenergieverbräuche zu bestimmen. Hierfür wären Daten wie, Quadratmeterzahlen von Häusern und Wohnungen oder Haushaltsgrößen von Interesse. Diese Metadaten fehlen im SimBench-Datensatz, was durch die zugrundeliegende Methode und dem Einsatz von OSM-Kartendaten begründet werden kann, da in dem verwendeten Kartenmaterial

die Metadaten zu Gebäuden teilweise unvollständig sind und weil sie bei der Modellierung nicht als relevante Daten identifiziert worden sind. Der Datensatz könnte um Metadaten ergänzt werden durch sinnvolle Annahmen, unter Berücksichtigung der Lasttypen und des angegebenen maximalen Verbrauchs.

Die Evaluierung der DEA-Zeitreihen zeigt, dass die PV-Zeitreihen grundsätzlich plausibel sind, aber noch Verbesserungspotenzial bieten. So wäre eine Überprüfung der maximalen Zeitreihenwerte notwendig, da die PV-Zeitreihen maximal 65 % der theoretisch möglichen Einspeisung von 100 % erreichen. Diese Maxima sollten noch weiter mit realen Messdaten plausibilisiert und bei Bedarf angepasst werden. Auch die Volllaststunden erscheinen niedrig, vor allem im Vergleich zu den Annahmen aus [154], dabei ist zu beachten, dass auch in [154] lediglich Annahmen für Prognosen vorgenommen werden. Sofern reale Einspeisedaten vorliegen, kann ein sinnvoller Vergleich erfolgen, wobei die geografische Lage, Aufstellungswinkel und Wetterbedingungen mit berücksichtigt werden sollten.

Die Speichermodellierung und Dimensionierung stellt eine Kombination aus Speicher und PVA dar. Diese PV-Speicher-Kombination speist nur ins Netz ein und bezieht nie Strom um den Speicher zu laden, daher sind die entsprechenden Zeitreihen immer positiv. Für eine höhere Nutzerfreundlichkeit und einen flexibleren Einsatz der Daten sind getrennt vorhandene Zeitreihendaten für PV und Speicher zu bevorzugen, dies wäre z. B. für AWF aus dem Bereich der Flexibilität im Energieversorgungssystem von Interesse.

Bei den Zukunftsszenarien besteht ebenfalls Verbesserungspotenzial. So sind z. B. Kernkraftwerke im HöS-Netzmodell in den beiden Zukunftsszenarien aus SimBench vorhanden und aktiv, obwohl der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland im April 2023 erfolgt ist. Auch könnte der Anteil der Kohlekraftwerke in den Zukunftsszenarien verringert werden, um den angestrebten Kohleausstieg in Deutschland realistischer abzubilden.

Des Weiteren sollte auch der für die Zukunftsszenarien zugrundeliegende Netzausbau geprüft und bei Bedarf optimiert werden. Dies zeigt sich z. B. an den HS-Netzmodellen, in denen neu hinzugefügte Anlagen zufällig an den nächsten Netzknoten angeschlossen werden, so dass sich dadurch unrealistische Topologien ergeben.

Abschließend soll betont werden, dass der SimBench-Datensatz für statische und quasi-dynamische Netzanalysen erstellt worden ist. Demnach sind keine dynamischen Modelle für Betriebsmittel vorhanden, so dass AWF aus dem Bereich der Dynamik und Stabilität von elektrischen Energieversorgungssystemen nicht ohne eine Erweiterung des SimBench-Datensatzes untersucht werden können.

### 5.4.2 Übertragbarkeit der Methode

Nachfolgend wird diskutiert, ob und wie die vorgestellte Methode aus dem Forschungsprojekt SimBench zur Modellierung von NS-Netzmodellen auch in anderen geografischen Regionen der Welt eingesetzt werden kann. Die Prüfung der Übertragbarkeit kann im Wesentlichen in zwei Schritten erfolgen. Zunächst ist eine Bedarfsanalyse erforderlich,

in der geklärt wird, ob überhaupt ein Bedarf nach neuen Modellen in der untersuchten Region besteht oder ob nicht bereits der vorhandene SimBench-Datensatz eingesetzt werden kann. Im zweiten Schritt ist zu prüfen, ob die Voraussetzungen für die Anwendung der SimBench-Methode erfüllt sind. Danach kann grundsätzlich die Modellierung neuer NS-Netzmodelle mit Hilfe der SimBench-Methode erfolgen.

Bei der Bedarfsanalyse ist zunächst zu prüfen, ob bereits ein geeigneter Benchmark-Datensatz für die zu untersuchende Region vorhanden ist. Ist dies nicht der Fall, sollte geprüft werden, ob der SimBench-Datensatz geeignete Modelle bereitstellt. Hierfür ist eine Betrachtung der länderspezifischen Unterschiede der Energiesysteme erforderlich. Die wesentlichen regionalen Unterschiede bezüglich der Netzfrequenz und der Wahl der Nennspannung sowie des europäischen und amerikanischen Layouts sind bereits in Unterabschnitt 2.1.3 erklärt worden. Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, können auch Faktoren wie die Gesetzeslage und die Planungs- und Betriebsgrundsätze wesentlich die Topologie eines Netzes bestimmen. Weitere Faktoren können geografische Voraussetzungen und Siedlungsstrukturen sein. Dadurch können sich netztopologische Unterschiede ergeben, die sich in Netzkenngößen wie dem Anteil an Erdkabeln widerspiegeln. Im Rahmen der Studie in [155] sind Netzdaten europäischer VNB analysiert worden. Dabei wurde festgestellt, dass der Anteil an Erdkabeln in den NS-Netzen je nach Betreiber zwischen 11,2 % bis 100 % liegt und im Durchschnitt bei 66 %. Unterschiede können sich auch bei der Dimensionierung von Transformatoren ergeben. So wird in [30] erläutert, dass in Nordamerika Transformatoren mit Nennleistungen von 10 kVA bis 50 kVA verwendet werden, während in Europa 100 kVA bis 1000 kVA üblich sind. Dies wirkt sich auf die Anzahl der Verbraucher aus, die versorgt werden können, und damit auch auf die geografische Ausdehnung von Netzen. Die beiden genannten Unterschiede sind bereits ein Indiz dafür, wie stark sich Netzstrukturen je nach Region unterscheiden können. Falls reale Netzdaten vorliegen, können wesentliche charakteristische Kenngrößen (siehe Unterabschnitt 4.1.1) bestimmt und dem SimBench-Datensatz gegenübergestellt werden. Wichtig ist dabei die Auswahl der betrachteten Kenngrößen, denn nicht jede Abweichung stellt einen Bedarf nach neuen Netzmodellen dar. So können z. B. unterschiedliche Betriebsmitteltypen, Netzfrequenzen, Spannungsebenen, usw., als Parameter im SimBench-Datensatz angepasst werden, so dass keine Neumodellierung notwendig ist. Der zu untersuchende AWF kann zudem ein weiteres Kriterium bei der Feststellung des Bedarfs nach neuen Netzmodellen sein. Aus einem AWF können Anforderungen abgeleitet werden, die das Netzmodell erfüllen soll.

Sofern ein Bedarf festgestellt wird, ist zu prüfen, ob der Bedarf durch Anpassung des bestehenden SimBench NS-Datensatzes gedeckt werden kann oder ein vollständig neuer Datensatz erforderlich ist. Für den letzteren Fall sollte im nächsten Schritt die Voraussetzungen für die Modellierung neuer Netze nach der SimBench-Methode aus Abbildung 5.2 zur Erstellung von NS-Netzmodellen geprüft werden. Dazu sollte die Datengrundlage erfasst und die vorhandenen Datenquellen ausgewertet werden. Die wesentlichen Informationen für die Methode betreffen die Beschreibung und das Clustering der Versorgungsaufgabe und die automatisierte Modellierung mit Hilfe von Kartenmaterial zur Infrastruktur und

Flächennutzung. Für Ersteres müssen Daten zur Bevölkerungsdichte, der Gemeindefläche und dem Anteil der versorgten Fläche auf Gemeindeebene, oder auf einer ähnlichen Detailstufe, beschafft werden. Je nach Region kann dies über staatliche Organisationen wie statistischen Bundesämtern erfolgen. Für die automatisierte Modellierung wird stark auf Kartenmaterial aus OSM aufgebaut, dabei kann die Qualität der Daten zwischen verschiedenen Regionen stark schwanken. Dies hängt damit zusammen, dass OSM auf freiwillig erhobenen geografischen Information (engl.: Volunteered Geographic Information (VGI)) beruht, so dass die Datenqualität schwankt, je nachdem wie aktiv die OSM-Community in der jeweiligen Region ist. Zur Bewertung der Datenqualität einer bestimmten Region in OSM kann die Bevölkerungsdichte dienen, dabei wird angenommen, dass in dichter besiedelten Regionen die Aktivität an der Datenpflege in OSM höher ist. Ein weiteres Indiz ist nach [109] der Wohlstand der Bevölkerung, so stellt sich in wohlhabenderen Gebieten eine bessere Datengrundlage ein. Dies kann auf mehr Freizeit, einen höheren Bildungsgrad und bessere finanzielle Möglichkeiten für die Anschaffung von technischem Equipment der wohlhabenderen Bevölkerung zurückzuführen sein [109]. Weitere Indikatoren können die Aktualität der Daten in OSM sowie die Anzahl aktiver Editoren der Daten sein. Dabei wird ein proportionaler Zusammenhang angenommen, d. h. je aktueller die Daten sind und je mehr aktive Editoren es für eine bestimmte Region gibt, umso höher ist auch die Datenqualität. Sofern die Voraussetzungen erfüllt sind und die vorhandene Datengrundlage die Modellierung mit der SimBench-Methode ermöglicht, kann sie somit durchgeführt werden. Die automatisierte Modellierung kann mit *OSMoGrid*<sup>18</sup> erfolgen, einem am ie<sup>3</sup> entwickelten Softwaretool zur Erstellung von realitätsnahen Stromnetzmodellen auf Grundlage öffentlich zugänglicher Daten, die hauptsächlich aus OSM stammen. Abschließend ist zu berücksichtigen, ob reale Netzdaten für eine vergleichende Evaluierung der Erzeugung neuer Modelle verfügbar sind, um das Ergebnis einordnen zu können.

### 5.4.3 Datensatzerweiterung

Auch ein umfangreicher Datensatz wie SimBench kann keinen Anspruch auf Vollständigkeit erfüllen, so dass es AWF gibt, für deren Untersuchung weitere Modellkomponenten oder Daten benötigt werden. In diesem Fall ist es sinnvoll, einen bestehenden Benchmark-Datensatz um die fehlenden Elemente zu erweitern. Die erforderlichen Erweiterungen sollten genauso strukturiert erfolgen und ausführlich dokumentiert werden, wie bei dem ursprünglich erstellten Benchmark-Datensatz. Im Folgenden wird anhand eines kurzen Fallbeispiels für Microgrids erläutert, wie eine Erweiterung des SimBench-Datensatzes erfolgen kann.

Im Kontext der Energiewende sind diverse Konzepte und Strukturen von Verteilnetzen im Fokus der Wissenschaft, hierzu gehören u. a. Microgrids. Das Ziel dabei ist i. d. R. einen Beitrag zur Bewältigung der Energiewende zu leisten, konkret kann dies z. B. bedeuten, dass durch die Umsetzung von Microgrids und einer effizienteren Auslastung bestehender

---

<sup>18</sup>Veröffentlicht unter: <https://github.com/ie3-institute/OSMoGrid>

Infrastruktur im Verteilnetz evtl. Netzausbau vermieden und so auch das Übertragungsnetz entlastet werden kann. Des Weiteren kann der Aufbau von Microgrid-Strukturen im Verteilnetz im Hinblick auf Autarkie dabei helfen, dass im Falle eines System-Splits oder eines Blackouts im umliegenden Verbundnetz das Microgrid durch die lokale Versorgung als Insel betrieben werden kann. Für diesen Fall ergibt sich somit ein Bedarf nach geeigneten Netzmodellen, welche die vergleichbare und reproduzierbare simulative Untersuchung ermöglichen. Bisher gibt es jedoch keine öffentlichen, weit verbreiteten Benchmark-Microgrid-Netzmodelle die hierfür geeignet sind. Auch bei der Erstellung des SimBench-Datensatzes lag der Fokus nicht auf Microgrids, so dass z. B. nicht gewährleistet ist, dass der Datensatz Microgrid-Strukturen adäquat abbildet. Daher ist in [DS9] eine Methode vorgestellt worden, welche auf bestehenden Benchmark-Netzdaten aufbaut und diese zu Microgrid-Benchmarkmodellen erweitert. Diese Methode ist dann für die Erweiterung des SimBench-Datensatzes angewendet worden.

Basierend auf der allgemeinen Methode zur Generierung von Benchmark-Netzen aus [146], lässt sich die Methode aus Abbildung 5.21 zur Erweiterung bestehender Benchmark-Netzdaten ableiten. Zunächst muss das angestrebte Ziel definiert sowie die damit einhergehenden Anforderungen analysiert werden. Wie in [DS9] kann dies z. B. die Modellierung von Microgrids sein. Die Anforderungen können mit Fokus auf Netzstrukturen, Netzkomponenten, Regelungsstrukturen dieser Komponenten und weiteren Kategorien erfolgen und sie sollen zur Beschreibung typischer, zu modellierender Eigenschaften dienen. Für die Modellierung von Microgrids ist z. B. eine autarke Versorgung, ohne eine überlagerte Spannungsebene im Verbundnetz, zu berücksichtigen. Weitere relevante Eigenschaften sind die geringe vorhandene Schwungmasse, dafür eine hohe Anzahl an dezentral verteilten konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen und damit einhergehenden herausfordernden Frequenzhaltungsaufgaben. Zudem weisen Microgrids aufgrund der geringen geografischen Ausdehnung kurze Leitungslängen auf und es werden primär Netze mit Spannungen der unteren Spannungsebenen, wie MS oder NS, realisiert. Nachdem die Anforderungen analysiert und die relevanten Eigenschaften beschrieben sind, erfolgt ein Abgleich mit dem bereits vorhandenen Datensatz, der erweitert werden soll. Demnach ist auch dieser Benchmark-Datensatz zu analysieren, so dass festgestellt werden kann, welche zu modellierenden Eigenschaften bereits erfüllt sind und welche noch fehlen.

Nach der Durchführung der Analyseschritte, kann eine Erweiterung eines bestehenden Benchmark-Datensatzes erfolgen. Hierfür ist eine geeignete Modellierungsmethode zu entwickeln, welche den bestehenden Datensatz um die noch fehlenden, geforderten Eigenschaften ergänzt. Abschließend erfolgt eine Validierung und sofern die relevanten Eigenschaften nicht abgebildet werden, wird iterativ erweitert, bis das modellierte Netz den Anforderungen entspricht. Für die Validierung sind geeignete Kriterien festzulegen, dies kann unterstützt durch Kenngrößen erfolgen, wie z. B. denen aus Unterabschnitt 4.1.1.

Für das Microgrid-Beispiel ist eine Erweiterungsmethode in [DS9] vorgestellt worden. Zunächst ist das gewünschte Szenario festzulegen, so können Microgrids z. B. im Verbundnetz oder als Inselnetz betrieben werden und als NS- oder MS-Netz realisiert sein. Dadurch kön-

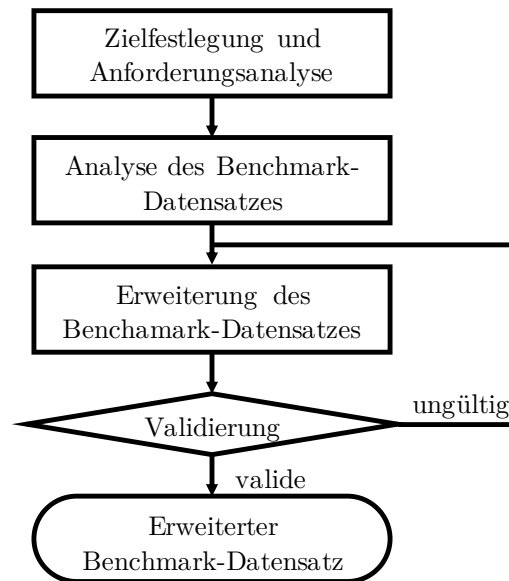


Abbildung 5.21: Allgemeine Methode zur Erweiterung bestehender Benchmark-Netzdatensätze (in Anlehnung an [146])

nen Anforderungen an das benötigte Netzmodell festgelegt werden. Im nächsten Schritt werden die Daten des bereits vorhandenen Benchmark-Netzmodells analysiert, um Bedarfe zu erkennen. Anschließend kann eine zielgerichtete weitere Datenakquise erfolgen, z. B. mit Fokus auf fehlende Betriebsmitteldaten, Geodaten, Wetterdaten, usw. So können beispielsweise Daten zu Umrichtern oder auch Daten zu Dachflächen für die Modellierung von PV-Anlagen benötigt werden.

Im nächsten Schritt erfolgt die Integration von DEA und Energiespeichersystemen. Bei Bedarf kann die Netztopologie erweitert werden, z. B. durch neue Knoten und Leitungen. Die Integration neuer Anlagen sollte basierend auf dem festgelegten Szenario erfolgen. Für den Fall, dass ein netzangebundenes NS-Microgrid modelliert werden soll, kann z. B. angenommen werden, dass ein grundsätzliches Interesse von Privathaushalten und Gewerbekunden an der Installation von PV-Anlagen und Energiespeichersystemen besteht. Unter dieser Annahme könnte in diesem Szenario eine zufällige Integration neuer Anlagen in einem bestehenden Benchmark Netzmodell erfolgen. Dies wäre ein sehr einfaches Verfahren zur Integration neuer Anlagen in ein bestehendes Netzmodell. Eine komplexere Variante hiervon wäre keine zufällige Integration von PV-Anlagen und Energiespeichersystemen, sondern eine Integration basierend auf Analysen zu sozialen Milieus, z. B. den Sinus-Milieus. So könnte die Verteilung der Anlagen innerhalb eines elektrischen Netzes noch realitätsgetreuer abgebildet werden. Für das Szenario der Modellierung eines Inselnetzes sind andere Eigenschaften zu berücksichtigen. Hierzu sei jedoch auf [DS9] verwiesen.

Abschließend kann in Bezug auf den SimBench-Datensatz festgehalten werden, dass ein umfangreicher Datensatz für verschiedenste AWF vorliegt. In einigen Aspekten kann der Datensatz weiter veredelt werden, zudem bietet er ein breites Spektrum an potenziellen

Erweiterungen, um den Datensatz noch flexibler und umfangreicher einsetzbar zu gestalten. Perspektivisch lässt sich der Datensatz auch auf andere Bereiche der Netzanalyse erweitern. So wären Erweiterungen des Datensatzes in den Bereichen Netzdynamik, IKT und Sektorkopplung, basierend auf den Entwicklungen durch die Energiewende, der Digitalisierung von Netzen und der Verknüpfung verschiedener Sektoren, wesentliche Themenfelder, in denen die Weiterentwicklung von SimBench Mehrwerte schaffen könnte. Dabei sind entsprechend der Zielstellung ebenfalls Anwendungsfälle und Anforderungen an die Netzmodelle festzulegen sowie daraus abgeleitet die zu modellierenden Spannungsebenen und Netzkomponenten.



### Zusammenfassung der Ergebnisse

- Im Rahmen des Forschungsprojektes SimBench ist ein Benchmark-Datensatz bestehend aus stationären Netzsimulationsmodellen und Zeitreihen erstellt worden. Er enthält Modelle von der NS- bis zur HöS-Ebene und besteht aus 13 Basismodellen, dazu jeweils zwei Zukunftsszenarien, jeweils eine Variante mit detaillierten und ein ohne detaillierte Abbildungen von Schaltern sowie verschiedene Kombinationen aus einzelnen Netzmodellen, so dass sich insgesamt 246 Netzmodelle im Datensatz befinden.
- Der Datensatz ist im CSV-Dateiformat und verschiedenen proprietären Formaten veröffentlicht.
- Die Modellierung erfolgt im Wesentlichen gemäß den Erkenntnissen aus Kapitel 4 unter Verwendung öffentlicher Datenquellen und je nach Spannungsebene unterschiedlichen Modellierungsmethoden.
- Der Datensatz für die NS-Ebene ist basierend auf der Analyse von Versorgungsaufgaben sowie der algorithmischen Modellierung mithilfe von Geodaten und der Graphentheorie erstellt worden. Dabei sind drei ländliche, zwei halbstädtische und ein städtisches Modell als Basisdatensatz generiert worden.
- Die Evaluierung der NS-Netzsimulationsmodelle und der DEA-Zeitreihen sowie die Analyse ihrer Eigenschaften zeigt, dass die betrachteten Daten realitätsnah sind.
- Grundsätzlich sind wesentliche Benchmarkinganforderungen berücksichtigt worden, so dass der Datensatz für Benchmarking geeignet ist.
- Die Diskussion zu Limitierungen zeigt mögliche Verbesserungen des Datensatzes auf, wie z. B. in Bezug auf die Gesamtleitungslängen, der Erweiterung der Metadaten von Verbrauchern oder bei der Modellierung von Speichern.
- Abschließend ist die Übertragbarkeit der Methode für andere Regionen geprüft und bestätigt worden sowie potenzielle Erweiterungen des Datensatzes anhand eines kurzen und einfachen Beispiels für die Entwicklung von Microgrid-Benchmarkmodellen aufgezeigt worden.



# 6 Zusammenfassung und Ausblick

Um im Sinne einer guten wissenschaftlichen Praxis Transparenz und Vergleichbarkeit zu gewährleisten und so effiziente Forschungsaktivitäten zu ermöglichen, werden detaillierte Benchmark-Netzmodelle benötigt, die als gemeinsame Referenz verwendet werden können, um dadurch vergleichende Bewertungen verschiedener Lösungsansätze durchzuführen. In dieser Arbeit wird hierzu erläutert, wie die Netzmodellierung zur Erstellung von Benchmark-Netzmodellen erfolgen kann und welche Aspekte dabei zu beachten sind. Dabei wird der Begriff Benchmarking im Kontext der Energieforschung geschärft, da keine einheitliche Definition vorhanden ist. Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst sowie offene und damit potenziell weitere Forschungstätigkeiten aufgezeigt.

## 6.1 Zusammenfassung

Zur adäquaten Abbildung und Modellierung realer Stromversorgungsnetze ist die Kenntnis über grundlegende Netzstrukturen, regionale Unterschiede sowie die einzelnen Komponenten eines elektrischen Energiesystems unabdingbar. In dieser Arbeit ist primär die NS-Ebene im Fokus und die entsprechenden NS-Netze werden i. d. R. als radiale Netzstruktur oder als offen betriebene Ringstruktur ausgeführt. Regional wird auf der NS-Ebene im Wesentlichen weltweit zwischen einem europäischen Layout, einem 3-phasigen Vierleitersystem, und einem amerikanischen Layout, einem 1-phasigen Dreileitersystem, unterschieden. Die Hauptkomponenten eines Netzes sind Erzeugungsanlagen, Verbraucher sowie Komponenten zur Energieübertragung. Die Komponenten werden dabei feiner unterteilt, so wird bei Erzeugungsanlagen zwischen konventionellen Anlagen, wie z. B. Kohle- und Kernkraftwerken, und erneuerbaren dezentralen Erzeugungsanlagen, wie PVA und WKA unterschieden. Weitere Einflussfaktoren auf Netzstrukturen, die bei der Netzmodellierung zu berücksichtigen sind, ergeben sich durch die Netzplanung und den Netzbetrieb. Hierbei sind rechtliche und regulatorische Vorgaben zu beachten, wie z. B. Spannungsgrenzen oder Überlastungsgrenzen von Betriebsmitteln, sowie unterschiedliche Planungs- und Betriebsgrundsätze von Netzbetreibern.

Aufgrund einer mangelnden Begriffsbestimmung ist zunächst der Begriff Benchmarking im Kontext der Modellierung von elektrischen Netzen geschärft und von ähnlich verwendeten Begriffen im Bereich der Netzmodellierung abgegrenzt worden. Hierbei wird in dieser Arbeit Benchmarking als vergleichende Analyse unterschiedlicher Lösungsstrategien einer Problemstellung basierend auf physikalisch-technischen AC-Leistungsfluss-Netzsimulationsmodellen aufgefasst. Wesentliche Qualitätskriterien eines Benchmarks sind Relevanz, Reproduzierbarkeit, Fairness, Verifizierbarkeit und Benutzerfreundlichkeit. Über die Begriffsbestimmung hinaus ist eine Übersicht bereits bestehender Netzmodelle, die für Benchmarking nutzbar sind, erstellt sowie relevante Anwendungsfälle erläutert worden.

Dabei zeigt sich, dass die Netzmodelle stark vereinfacht sein können, es im Datensatz nur wenige verschiedene Netztypen geben kann oder die Dokumentation nicht ausführlich genug erfolgt, so dass die Reproduzierbarkeit, Verifizierbarkeit oder Benutzerfreundlichkeit unzureichend gewährleistet wird. Die Verwendung der Netzmodelle findet i. d. R. im Rahmen von Fragestellungen aus dem Bereich der Netzplanung und des Netzbetriebs statt.

Eine wesentliche Fragestellung dieser Arbeit betrifft die Beschreibung der Eigenschaften von Netzmodellen und ihre Kategorisierung, da dies u. a. für die Beurteilung der Relevanz eines Benchmarks von Nutzen ist. Hierfür sind Kenngrößen aus diversen wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Netzstudien zusammengetragen und in die Kategorien elektrische, topologische und sozioökonomische/sonstige Merkmale unterteilt worden. Zur geeigneten Auswahl der Kennzahlen ist eine Methode zur Kennzahlpriorisierung vorgestellt und qualitativ durchgeführt worden, da für eine quantitative Durchführung keine ausreichende Datengrundlage vorhanden ist. Die Methode beinhaltet eine Prioritätenanalyse sowie eine ABC-Analyse, um die relevanten Kenngrößen für ein vorgegebenes Ziel zu identifizieren. Für die Prioritätenanalyse sind u. a. Kriterien wie das Skalenniveau, die Verfügbarkeit der Merkmalsinformation oder der Bestimmungsaufwand verwendet worden.

Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt ist der Prozessablauf der Netzmodellierung von Benchmark-Netzen. Die Benchmark-Modellierung kann dabei relativ analog zum grundsätzlichen Ablauf einer Netzplanung (siehe Abbildung 2.5) erfolgen. Zunächst sollten die Anforderungen an die zu modellierenden Netze festgelegt werden. Diese ergeben sich aus den geplanten Netzanalysen, den Kriterien für Benchmarking sowie aus den Anforderungen die durch die zu untersuchenden AWF abzuleiten sind. Für die Informationsbeschaffung rund um die Modellierung ist eine Übersicht verschiedener Datenquellen erstellt worden. Behördliche Veröffentlichungen und Informationen durch Netzbetreiber sind die zuverlässigsten Quellen, es können aber auch Veröffentlichungen aus Forschungsprojekten oder Netzstudien relevante Informationen enthalten. Zudem können Informationen aus offenen latenten Quellen, wie z. B. Geodatendiensten wie OSM, abgeleitet oder kommerzielle und kostenpflichtige Datenquellen genutzt werden. Nach der Informationsbeschaffung erfolgt die eigentliche Netzmodellierung, hierfür sind verschiedene Methoden analysiert und vorgestellt worden. Dabei zeigt sich, dass der Automatisierungsgrad bei neueren Verfahren zunimmt und verschiedene Methoden miteinander kombiniert werden, wie z. B. die Kombination von Geodaten mit der Graphentheorie und Demografiedaten. Zudem gibt es bereits erste Methoden basierend auf KI die potenziell in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommen könnten. Abschließend erfolgt nach der Netzmodellierung eine Evaluation der Netzdaten. Die Evaluation ist in dieser Arbeit in die drei Kategorien statische Modelleigenschaften, Modellparametrierung und Netzsimulation unterteilt worden. Die Daten sollten dabei auf Vollständigkeit geprüft, die Topologiemerkmale ausgewertet, Modellparameter untersucht und Leistungsflussergebnisse berechnet werden. Hierbei sind reale Netzdaten für vergleichende Analysen unabdingbar. Abschließend ist bei der Publikation eines Benchmark-Datensatzes auf Sichtbarkeit und Nutzerfreundlichkeit zu achten. Da-

her ist es empfehlenswert die FAIR-Prinzipien (Findable, Accessible, Interoperable und Reusable) nach [134] zu berücksichtigen, die Daten in einem offenen und einfachen Dateiformat und unter einer geeigneten Lizenz zu veröffentlichen sowie eine ausführliche Dokumentation bereitzustellen.

Abschließend ist in dieser Arbeit die Modellierung des Benchmark-Datensatzes aus dem Forschungsprojekt SimBench als Fallbeispiel vorgestellt worden, mit Fokus auf die NS-Ebene. Die Zielsetzung ist die Entwicklung und Erstellung stationärer elektrischer Benchmark-Netzsimulationsmodelle, die in den Bereichen Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung eingesetzt werden können. Die Modellierungsmethode für den NS-Datensatz basiert auf einem Clustering von Versorgungsaufgaben mithilfe von Destatis-Informationen sowie der automatisierten Netzgenerierung unter Einsatz der Graphentheorie und Geodaten. Basierend auf dem Clustering-Ergebnis sind sechs NS-Netzmodelle erstellt worden und bilden drei ländliche, zwei halb-städtische und ein städtisches Netz ab. Zudem sind DEA-Zeitreihen mithilfe eines Agenten-basierten Simulationswerkzeugs generiert worden. Für die Evaluation der Netzdaten sind charakteristische Kenngrößen bestimmt und mit realen Datensätzen verglichen worden. Darüber hinaus sind die Netzeigenschaften auf Grundlage von Leistungsflussergebnissen analysiert und erläutert worden. Dabei wurden u. a. Knotenspannungen und Auslastungen von Leitungen und Transformatoren sowie die Aufnahmekapazität der Knoten betrachtet. In einem kurzen Exkurs ist die Übertragbarkeit der Modellierungsmethode auf andere Regionen geprüft sowie die Erweiterung des Datensatzes am Beispiel von Microgrids dargelegt worden.

## 6.2 Ausblick

Im Kontext der vorhergehenden Diskussion zur Modellierung elektrischer Netze, mit dem Ziel zur Förderung von Benchmarking und zur Durchführung von Netzanalysen für spezifische AWF, besteht weiterhin erhebliches Forschungspotenzial. Ebenso bieten die vorgestellten Ergebnisse aus dem Projekt SimBench weiteren Raum für Verbesserungen und Erweiterungen. Nachfolgend werden daher zukünftige potenzielle Forschungsarbeiten thematisiert.

In Bezug auf die Beschreibung von Netzeigenschaften besteht ein Bedarf nach quantitativen Analysen, um effektiv eine Priorisierung von Kenngrößen vornehmen zu können. Hierfür werden jedoch umfangreiche reale Datensätze benötigt, deren Vertraulichkeit auch zukünftig hinderlich sein wird. Konzepte zur anonymisierten Datenerfassung könnten Vorbehalte seitens von Netzbetreibern abbauen und quantitative Datenanalysen ermöglichen. Hierzu könnten KI-gestützte Softwarewerkzeuge entwickelt werden, die intern bei Netzbetreibern ausgeführt werden können, um Netzdaten zu analysieren, ohne dass die Netzdaten an externe weitergegeben werden müssen. Die berechneten Kenngrößen könnten dann für Forschungszwecke verfügbar gemacht werden.

Durch die zunehmende Entwicklung hin zu mehr Open Data, wäre die verstärkte Ent-

wicklung von Schnittstellen zu verschiedenen Datenbanken sinnvoll, um automatisiert auf öffentliche Daten zugreifen zu können. Dabei wäre auch der Aufbau einer zentralisierten Datenbank, in der relevante Informationen und Daten für die Netzmodellierung zusammengetragen werden, denkbar.

Darüber hinaus ist weitere Forschung in Bezug auf Methoden möglich. Die stetige Verbesserung der Datengrundlage in Geodiensten wie OSM sowie die Weiterentwicklung von Algorithmen zur Generierung synthetischer Netzmodelle ermöglicht die Modellierung noch detaillierterer und realitätsnäherer Netzmodelle. Potenzial bietet zudem der generell vermehrte Einsatz von KI für die Modellierung von Netzen. Diese Ansätze könnten zukünftig angewandt werden und möglicherweise Mehrwerte schaffen im Bereich der anonymisierten Verarbeitung vertraulicher realer Netzdaten.

Für eine gute wissenschaftliche Praxis, mehr Transparenz und die Ermöglichung von Benchmarking ist die Weiterentwicklung eines Rahmens für Benchmarking-Datensätze zu schaffen. Hierfür ist z. B. auch zu untersuchen, welche Konzepte umsetzbar sind, um Open Source und Open Data Entwicklungen über die Laufzeit von Forschungsprojekten hinaus weiterzuführen. Ein wesentlicher Aspekt ist bei der Bereitstellung von Daten ihre Aktualisierung. Hierfür sollten Konzepte entwickelt werden, wie die Daten aktuell gehalten werden können und wie die benötigte Infrastruktur aufrecht gehalten werden kann.

Neben diesen allgemeinen Forschungsarbeiten im Bereich der Netzmodellierung gibt es weitere Bedarfe rund um den SimBench-Datensatz. So könnte die automatisierte Modellierung erweitert werden, um die historische Entwicklung von elektrischen Netzen realitätsnäher abzubilden. Durch die bisherigen Annahmen werden die Gesamtleitungslängen effizienter ausgelegt, als es in der Realität der Fall ist. Dadurch ergeben sich kürzere Gesamtleitungslängen mit Abweichungen um den Faktor 1,3 bis 3,2. Dies ist in einem Benchmark-Datensatz grundsätzlich für die meisten AWF nicht hinderlich, dennoch kann eine realitätsnähere Anpassung der Leitungslängen zur Erweiterung der Einsatzfelder des Datensatzes führen. So könnten die Daten dann z. B. für Netzstudien verwendet werden und falls aggregierte Aussagen für Deutschland getroffen werden sollen, würden eine Skalierung zu geringeren Abweichungen führen. Vereinfachend sind zudem im NS-Datensatz von SimBench keine Hausanschlussleitungen modelliert worden, diese könnten zukünftig mit berücksichtigt werden, um weiterhin die Realitätsnähe zu steigern.

Bezüglich der Modellierung der Lasten im Netzmodell mittels des automatisierten Algorithmus kann die Abschätzung des Verbrauchs eines Gebäudes weiterentwickelt werden, so dass Gebäudetypen differenzierter unterschieden werden und der Verbrauch nicht nur anhand der Grundfläche abgeschätzt wird, da sonst die Fehleinschätzung bei größeren Gebäuden und Mehrfamilienhäusern hoch sein können. Hierfür müssten weitere Metadaten eingebunden werden, die evtl. aus verschiedenen Datenquellen stammen können. Ebenso könnte die Modellierung von DEA bereits bei der automatisierten Netzgenerierung integriert werden, so dass dies nicht manuell erfolgen muss.

Durch den SimBench-Datensatz wird das Benchmarking statischer und quasi-dynamischer

Netzanalysen erleichtert. Der Datensatz kann um weitere Netzstrukturen, die im Datensatz bisher nicht abgebildet sind, erweitert werden, wie z. B. im Ansatz bereits für Microgrids aufgezeigt worden ist. Darüber hinaus wäre die Bedarfsanalyse und Entwicklung von weiteren Datensätzen erforderlich. So könnte ein Benchmark-Datensatz für dynamische Netzanalysen entwickelt werden, um AWF der Netzstabilität zu untersuchen. Analog wäre eine Erweiterung um IKT-Komponenten für Co-Simulationen ratsam, um Interdependenzen zwischen Strom- und Kommunikationsnetzen zu untersuchen. Ebenso wird vermehrt Forschung zur Kopplung von Sektoren betrieben, so dass auch hier ein entsprechender Datensatz entwickelt werden könnte.

# Literaturverzeichnis

- [1] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. Springer-Verlag GmbH, 10. Aug. 2015, 668 S., ISBN: 9783662459850. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/24982155/valentin\\_crastan\\_elektrische\\_energieversorgung\\_1.html](https://www.ebook.de/de/product/24982155/valentin_crastan_elektrische_energieversorgung_1.html) (siehe S. 1, 5, 7–9, 11–13).
- [2] T. Strasser, F. P. Andrén, G. Lauss u. a., „Towards holistic power distribution system validation and testing—an overview and discussion of different possibilities,“ *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 134, Nr. 1, S. 71–77, Dez. 2016. DOI: 10.1007/s00502-016-0453-3 (siehe S. 1).
- [3] Deutsche Forschungsgemeinschaft, „Guidelines for Safeguarding Good Research Practice. Code of Conduct,“ de, 2022. DOI: 10.5281/ZENODO.6472827 (siehe S. 1).
- [4] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Springer-Verlag GmbH, 15. Nov. 2019, 832 S. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/38439246/adolfschwab\\_elektroenergiesysteme.html](https://www.ebook.de/de/product/38439246/adolfschwab_elektroenergiesysteme.html) (siehe S. 5, 7–9, 11, 13, 17, 34).
- [5] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. DOI: 10.1007/978-3-8348-2174-4 (siehe S. 6, 10, 17–18).
- [6] L. Hofmann, *Grundlagen, Systemaufbau und Methoden*. De Gruyter, Apr. 2019. DOI: 10.1515/9783110548532 (siehe S. 6, 8–9, 11, 30, 73).
- [7] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, 17. Juli 2022. Adresse: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html#close-all> (siehe S. 6, 100).
- [8] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016. DOI: 10.1007/978-3-658-12755-8 (siehe S. 6).
- [9] R. Marenbach, J. Jäger und D. Nelles, *Elektrische Energietechnik*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. DOI: 10.1007/978-3-658-29492-2 (siehe S. 9, 11–12).
- [10] G. Herold, *Elektrische Energieversorgung II: Parameter elektrischer Stromkreise - Leitungen - Transformatoren*. Weil der Stadt: Schlembach, 2008, ISBN: 3935340605 (siehe S. 9).
- [11] M. A. Al-Jaafreh und G. Mokryani, „Planning and operation of LV distribution networks: a comprehensive review,“ *IET Energy Systems Integration*, Jg. 1, Nr. 3, S. 133–146, Juli 2019. DOI: 10.1049/iet-esi.2019.0013 (siehe S. 10–11).
- [12] L. Hofmann, *Betriebsmittel und quasistationäre Modellierung*. De Gruyter, Apr. 2019. DOI: 10.1515/9783110548600 (siehe S. 11–12).



- 
- [13] S. Kämpfer, *Schaltanlagen-Handbuch*. Berlin: Cornelsen, 2011, ISBN: 3589241020 (siehe S. 11).
- [14] *DIN EN 60076-1 VDE 0532-76-1:2012-03: Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines*. Berlin: VDE Verlag, 2012. (Siehe S. 12).
- [15] S. Peyghami, P. Davari, M. Fotuhi-Firuzabad und F. Blaabjerg, „Standard Test Systems for Modern Power System Analysis: An Overview,“ *IEEE Industrial Electronics Magazine*, Jg. 13, Nr. 4, S. 86–105, Dez. 2019. DOI: 10.1109/mie.2019.2942376 (siehe S. 14, 29).
- [16] J. Jäger, C. Romeis und E. Petrossian, *Duale Netzplanung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016. DOI: 10.1007/978-3-658-12730-5 (siehe S. 15–16, 31, 71).
- [17] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*. VDE-Verlag, 2008, ISBN: 3800730871 (siehe S. 15–17, 73).
- [18] A. J. Conejo und L. Baringo, *Power System Operations*. Springer International Publishing, 2018. DOI: 10.1007/978-3-319-69407-8 (siehe S. 17).
- [19] 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 und D. Wu, „Benchmarking and Validation of Cascading Failure Analysis Tools,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 31, Nr. 6, S. 4887–4900, Nov. 2016. DOI: 10.1109/tpwrs.2016.2518660 (siehe S. 19–20).
- [20] 50Minuten, *Benchmarking*. 50Minuten.de, 21. Juni 2018, 76 S. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/33428028/50minuten\\_benchmarking.html](https://www.ebook.de/de/product/33428028/50minuten_benchmarking.html) (siehe S. 19).
- [21] R. T. Kreutzer, *Toolbox für Marketing und Management*. Gabler, Betriebswirt.-Vlg, 20. Aug. 2018, 284 S., ISBN: 9783658218812. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/33850243/ralf\\_t\\_kreutzer\\_toolbox\\_fuer\\_marketing\\_und\\_management.html](https://www.ebook.de/de/product/33850243/ralf_t_kreutzer_toolbox_fuer_marketing_und_management.html) (siehe S. 20).
- [22] S. Kounev, K.-D. Lange und J. von Kistowski, *Systems Benchmarking*. Springer International Publishing, 2020. DOI: 10.1007/978-3-030-41705-5 (siehe S. 20–21, 24, 53).
- [23] B. Bletterie, S. Kadam und H. Renner, „On the Classification of Low Voltage Feeders for Network Planning and Hosting Capacity Studies,“ *Energies*, Jg. 11, Nr. 3, S. 651, März 2018. DOI: 10.3390/en11030651 (siehe S. 23, 39).
- [24] K. Strunz, R. H. Fletcher, R. Campbell und F. Gao, „Developing benchmark models for low-voltage distribution feeders,“ in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Juli 2009. DOI: 10.1109/pes.2009.5260227 (siehe S. 23).

- [25] C. Mateo, G. Pretticco, T. Gómez, R. Cossent, F. Gangale, P. Frías und G. Fulli, „European representative electricity distribution networks,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 99, S. 273–280, Juli 2018. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.01.027 (siehe S. 23, 28–29).
- [26] W. Medjroubi, U. P. Müller, M. Scharf, C. Matke und D. Kleinhans, „Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models,“ *Energy Reports*, Jg. 3, S. 14–21, Nov. 2017. DOI: 10.1016/j.egyrr.2016.12.001 (siehe S. 23, 25, 74, 76).
- [27] S. Meinecke, L. Thurner und M. Braun, „Review and Classification of Published Electric Steady-State Power Distribution System Models,“ 13. Mai 2020. arXiv: 2005.06167v1 [eess.SY] (siehe S. 23).
- [28] W. Kersting, „Radial distribution test feeders,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 6, Nr. 3, S. 975–985, 1991. DOI: 10.1109/59.119237 (siehe S. 26, 35).
- [29] W. Kersting, „Radial distribution test feeders,“ IEEE, 2001. DOI: 10.1109/pesw.2001.916993 (siehe S. 26, 42, 72).
- [30] K. P. Schneider, B. A. Mather, B. C. Pal, C.-W. Ten, G. J. Shirek, H. Zhu, J. C. Fuller, J. L. R. Pereira, L. F. Ochoa, L. R. de Araujo, R. C. Dugan, S. Matthias, S. Paudyal, T. E. McDermott und W. Kersting, „Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 3, S. 3181–3188, Mai 2018. DOI: 10.1109/tpwrs.2017.2760011 (siehe S. 26, 116).
- [31] -, IEEE PES. (), Adresse: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> (besucht am 21.04.2021) (siehe S. 26).
- [32] -, *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. Paris (21 rue d’Artois, 75008): CIGRE, 2014, ISBN: 9782858732708 (siehe S. 26–27, 86).
- [33] K. P. Schneider, Y. Chen, D. P. Chassin, R. G. Pratt, D. W. Engel und S. E. Thompson, „Modern Grid Initiative Distribution Taxonomy Final Report,“ Techn. Ber., Nov. 2008. DOI: 10.2172/1040684 (siehe S. 27, 37, 39, 47, 49–50).
- [34] A. Berry, T. Moore, J. Ward, S. Lindsay und K. Proctor, „National Feeder Taxonomy: Describing a Representative Feeder Set for Australian Electricity Distribution Networks,“ Australia: CSIRO, 2013. DOI: 10.4225/08/584AF1ACDF622 (siehe S. 27, 37, 39, 49–50).
- [35] F. P. Marcos, C. M. Domingo, T. G. S. Román, B. Palmintier, B.-M. Hodge, V. Krishnan, F. de Cuadra García und B. Mather, „A Review of Power Distribution Test Feeders in the United States and the Need for Synthetic Representative Networks,“ *Energies*, Jg. 10, Nr. 11, S. 1896, Nov. 2017. DOI: 10.3390/en10111896 (siehe S. 27, 29).

- [36] F. Pilo, G. Pisano, S. Scalari, D. D. Canto, A. Testa, R. Langella, R. Caldon und R. Turri, „ATLANTIDE - Digital archive of the Italian electric distribution reference networks,“ in *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, IET, 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.0783 (siehe S. 28).
- [37] A. Bracale, R. Caldon, G. Celli, M. Coppo, D. D. Canto, R. Langella, G. Petretto, F. Pilo, G. Pisano, D. Proto, S. Scalari und R. Turri, „Analysis of the Italian distribution system evolution through reference networks,“ in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, IEEE, Okt. 2012. DOI: 10.1109/isgteurope.2012.6465702 (siehe S. 28).
- [38] A. Bracale, R. Turri, S. Scalari, F. Pilo, D. Proto, R. Caldon, D. D. Canto, S. Ruggeri, G. Petretto, M. Coppo, G. Pisano und R. Langella, „Active Management of Distribution Networks with the ATLANTIDE models,“ in *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, Institution of Engineering und Technology, 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.2062 (siehe S. 28).
- [39] F. Pilo, A. Testa, S. Scalari, R. Turri, G. Petretto, S. Ruggeri, R. Caldon, D. D. Canto, L. Feola, G. Pisano, R. Langella und M. Coppo, „Applications of DMS in the ATLANTIDE project: models and tools,“ in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIREN 2013)*, Institution of Engineering und Technology, 2013. DOI: 10.1049/cp.2013.1261 (siehe S. 28).
- [40] R. Caldon, M. Coppo, D. D. Canto, G. Gigliucci, L. Feola, R. Langella, F. Pilo, G. Petretto, G. Pisano, S. Ruggeri, A. Testa und R. Turri, „Application of ATLANTIDE models to harmonic penetration studies,“ in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, IEEE, Okt. 2013. DOI: 10.1109/isgteurope.2013.6695243 (siehe S. 28).
- [41] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano und G. G. Soma, „Reference scenarios for Active Distribution System according to ATLANTIDE project planning models,“ in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, IEEE, Mai 2014. DOI: 10.1109/energycon.2014.6850574 (siehe S. 28).
- [42] J. Rivera, J. Leimhofer und H.-A. Jacobsen, „OpenGridMap: towards automatic power grid simulation model generation from crowdsourced data,“ *Computer Science - Research and Development*, Jg. 32, Nr. 1-2, S. 13–23, Juli 2016. DOI: 10.1007/s00450-016-0317-4 (siehe S. 28).
- [43] J. Dickert, M. Domagk und P. Schegner, „Benchmark low voltage distribution networks based on cluster analysis of actual grid properties,“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2013.6652250 (siehe S. 28, 41–42, 44).
- [44] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ Diss., 2011, ISBN: 9783862471515. Adresse: <https://books.google.de/books?id=Vz03nQEACAAJ> (siehe S. 29, 40–42, 44–45, 47, 49).

- [45] -. „Pacific Gas and Electric Prototypical Feeder Models.“ (17. Juni 2020), Adresse: [http://gridlab-d.shoutwiki.com/wiki/PGE\\_Prototypical\\_Models](http://gridlab-d.shoutwiki.com/wiki/PGE_Prototypical_Models) (siehe S. 29).
- [46] V. Annathurai, C. K. Gan, K. A. Ibrahim und M. R. A. Ghani, „Technical losses assessment of reference networks in Malaysia,“ in *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, IEEE, Nov. 2016. DOI: 10.1109/pecon.2016.7951573 (siehe S. 29).
- [47] Y. Fan, F. Ming-Tian und Z. Zu-Ping, „China MV distribution network benchmark for network integrated of renewable and distributed energy resources,“ in *CICED 2010 Proceedings*, 2010, S. 1–7 (siehe S. 29).
- [48] S. Meinecke, S. Drauz, A. Klettke, D. Sarajlić u. a., *SimBench Documentation - Electrical Power System Benchmark Models*, Aug. 2019. Adresse: <https://www.simbench.de/en/> (siehe S. 30, 34, 41–42, 44, 49, 81–82, 84–86, 89–91).
- [49] S. S. Fouda, M. M. A. Salama, A. Vannelli und A. Y. Chikhani, „Eigenvalue approach clustering algorithm for building equivalent models of distribution systems,“ *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Jg. 142, Nr. 3, S. 282–288, 1995. DOI: 10.1049/ip-gtd:19951754 (siehe S. 37).
- [50] „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Dez. 2012 (siehe S. 37, 39, 41–42, 44, 49).
- [51] G. Pretticco, F. Gangale, A. Mengolini, A. Lucas und G. Fulli, „DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS OBSERVATORY: From European Electricity Distribution Systems to Representative Distribution Networks,“ *Techn. Ber.*, 2016. DOI: 10.2790/701791 (siehe S. 37, 39, 42, 44, 47, 49).
- [52] *VDI 4662: 2015-02 Generation, implementation and application of energy characteristics* (siehe S. 38–39).
- [53] D. A. Bishop, „Key Performance Indicators: Ideation to Creation,“ *IEEE Engineering Management Review*, Jg. 46, Nr. 1, S. 13–15, 2018. DOI: 10.1109/EMR.2018.2810104 (siehe S. 38).
- [54] G. J. Titus, „Forty-year evolution of engineering research: a case study of DuPont’s engineering research and development,“ *IEEE Transactions on Engineering Management*, Jg. 41, Nr. 4, S. 350–354, 1994. DOI: 10.1109/17.364558 (siehe S. 38).
- [55] R. Barr, J. Haller, K. Shono, K. Smith, E. Georgieva, J. McKay, P. Smith, R. Lal und Y. Wu, „High Voltage GaN Switch Reliability FIT rates and PPM reliability based on standards from: Joint Electron Device Engineering Council (JEDEC), Automotive Electronics Council (AEC) and German Electrical and Electronic Manufacturers’ Association (ZVEI),“ in *2018 IEEE 6th Workshop on*

- Wide Bandgap Power Devices and Applications (WiPDA)*, 2018, S. 88–93. DOI: 10.1109/WiPDA.2018.8569128 (siehe S. 38).
- [56] Küpper, Hans-Ulrich, *Controlling. Konzeption, Aufgaben, Instrumente*, Ausgabe: 5., überarb. Aufl. 2008. - XVIII. 2008, Bd. 634 S. (Siehe S. 38).
- [57] R. Gleich und J. C. Munck, *Die richtigen Kennzahlen optimal nutzen*. Haufe Lexware GmbH, 11. Sep. 2018, 264 S., ISBN: 9783648117552. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/34200619/die\\_richtigen\\_kennzahlen\\_optimal\\_nutzen.html](https://www.ebook.de/de/product/34200619/die_richtigen_kennzahlen_optimal_nutzen.html) (siehe S. 38).
- [58] *VDI 4661:2014-08 Energetic characteristics - Fundamentals – methodology* (siehe S. 38).
- [59] Y. Li und P. Wolfs, „A statistical study on topological features of high voltage distribution networks in Western Australia,“ in *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2010, S. 1–6 (siehe S. 41–42, 47, 49).
- [60] T. Stetz, H. Wolf, Y.-M. Saint-Drenan, E. Kämpf, A. Probst, S. Eilenberger, M. Braun, D. Schöllhorn und S. Schmidt, „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ *VDE Kongress Smart Grid 2012. Intelligente Energieversorgung der Zukunft*, 2012 (siehe S. 41).
- [61] Y. Li und P. J. Wolfs, „Taxonomic description for western Australian distribution medium-voltage and low-voltage feeders,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 8, Nr. 1, S. 104–113, 2014. DOI: 10.1049/iet-gtd.2013.0005 (siehe S. 41–42, 44, 47, 49).
- [62] J. Cale, B. Palmintier, D. Narang und K. Carroll, „Clustering distribution feeders in the Arizona Public Service territory,“ in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, IEEE, Juni 2014. DOI: 10.1109/pvsc.2014.6925335 (siehe S. 41).
- [63] F. Dehghani, H. Nezami, M. Dehghani und M. Saremi, „Distribution feeder classification based on self organized maps (case study: Lorestan province, Iran),“ in *2015 20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*, IEEE, Apr. 2015. DOI: 10.1109/epdc.2015.7330468 (siehe S. 41).
- [64] S. Lötten, „Strukturmerkmale zur vergleichenden Bewertung von Mittelspannungsnetzen,“ Diss., RWTH Aachen, 2007 (siehe S. 41, 44–45, 47).
- [65] Bundesnetzagentur (BNA), „Monitoringbericht 2019,“ 2020 (siehe S. 41).
- [66] J. Dickert, „Synthese von Zeitreihen elektrischer Lasten basierend auf technischen und sozialen Kennzahlen: Grundlage für Planung, Betrieb und Simulation von aktiven Verteilungsnetzen von aktiven Verteilungsnetzen (Synthesis of Time Series for Electrical Loads Based on Technical and Social Data: A Basis for Planning, Operation and Simulation of Active Distribution Networks),“ Diss., Nov. 2015 (siehe S. 41–42, 44–45, 47).

- [67] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ de, *EW - Magazin für die Energiewirtschaft*, S. 22–26, März 2008 (siehe S. 41, 44–45, 47).
- [68] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ Diss., Technische Universität Chemnitz, 2002 (siehe S. 42, 44–45, 51).
- [69] C. Rehtanz, J. Kays, M. Kloubert, J. Teuwsen, B. Gwisdorf, V. Liebenau, A. Moser, J. Kellermann, P. Awater und H. Schuster, „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen,“ *Techn. Ber.*, Dez. 2014. Adresse: [https://www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/nrw-vns\\_abschlussbericht.pdf](https://www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/nrw-vns_abschlussbericht.pdf) (siehe S. 42, 44).
- [70] Deutsches Institut für Normung, „DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Nov. 2020 (siehe S. 42).
- [71] „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ ef.Ruhr GmbH, *Techn. Ber.*, 2017. Adresse: [https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie\\_Hessen\\_2024\\_bis\\_2034.pdf](https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf) (siehe S. 42, 44).
- [72] H. Egger, „Strukturmerkmale für die vergleichende Bewertung von Niederspannungsnetzen,“ Diss., RWTH Aachen, 2008 (siehe S. 44–45, 47).
- [73] M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, F. Wirtz, I. Berber, M. Gödde und R. Frings, „Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung,“ de, in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, Österreich, 2016 (siehe S. 45, 54, 76).
- [74] A. Moser, „Langfristig optimale Struktur und Betriebsmittelwahl für 110-kV-Überlandnetze,“ Diss., Aachen, 1996, ISBN: 3860734911 (siehe S. 45).
- [75] „GV-ISys: Verzeichnis der Regional- und Gebietseinheiten: Definitionen und Beschreibungen,“ Statistisches Bundesamt (Destatis), 25. Aug. 2020 (siehe S. 47).
- [76] K. P. Schneider, Y. Chen, D. Engle und D. Chassin, „A Taxonomy of North American radial distribution feeders,“ in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2009, S. 1–6. DOI: 10.1109/PES.2009.5275900 (siehe S. 47, 49–50).
- [77] V. Levi, G. Strbac und R. Allan, „Assessment of performance-driven investment strategies of distribution systems using reference networks,“ *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Jg. 152, Nr. 1, S. 1, 2005. DOI: 10.1049/ip-gtd:20041109 (siehe S. 47).
- [78] A. K. Jain und R. C. Dubes, *Algorithms for clustering data* (Prentice Hall advanced reference series). Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1988, ISBN: 013022278X (siehe S. 48).
- [79] R. Schalkoff, *Pattern recognition: statistical, structural, and neural approaches*. New York: J. Wiley, 1992, ISBN: 9780471552383 (siehe S. 48).

- 
- [80] C. M. Bishop, *Pattern Recognition and Machine Learning*. Springer-Verlag New York Inc., 17. Aug. 2006, 738 S., ISBN: 0387310738. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/5324937/christopher\\_m\\_bishop\\_pattern\\_recognition\\_and\\_machine\\_learning.html](https://www.ebook.de/de/product/5324937/christopher_m_bishop_pattern_recognition_and_machine_learning.html) (siehe S. 48).
- [81] J. Bacher, A. Pöge und K. Wenzig, *Clusteranalyse*. De Gruyter Oldenbourg, 1. Jan. 2010, 540 S., ISBN: 348658457X. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/7205092/johann\\_bacher\\_andreas\\_poege\\_knut\\_wenzig\\_clusteranalyse.html](https://www.ebook.de/de/product/7205092/johann_bacher_andreas_poege_knut_wenzig_clusteranalyse.html) (siehe S. 48).
- [82] S. Suthaharan, *Machine Learning Models and Algorithms for Big Data Classification*. Springer US, 2016. DOI: 10.1007/978-1-4899-7641-3 (siehe S. 48).
- [83] S. Richter, *Statistisches und maschinelles Lernen*. Springer Berlin Heidelberg, 2019. DOI: 10.1007/978-3-662-59354-7 (siehe S. 48).
- [84] S. Matzka, *Künstliche Intelligenz in den Ingenieurwissenschaften*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. DOI: 10.1007/978-3-658-34641-6 (siehe S. 48).
- [85] S. Chakraborty, S. H. Islam und D. Samanta, *Data Classification and Incremental Clustering in Data Mining and Machine Learning*. Springer International Publishing, 2022. DOI: 10.1007/978-3-030-93088-2 (siehe S. 48).
- [86] B. S. Everitt, S. Landau, M. Leese und D. Stahl, *Cluster Analysis*. John Wiley & Sons, Ltd, Jan. 2011. DOI: 10.1002/9780470977811 (siehe S. 48).
- [87] H. L. Willis, H. N. Tram und R. W. Powell, „A Computerized, Cluster Based Method of Building Representative Models of Distribution Systems,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Jg. PAS-104, Nr. 12, S. 3469–3474, 1985. DOI: 10.1109/TPAS.1985.318897 (siehe S. 49).
- [88] V. Rigoni, L. F. Ochoa, G. Chicco, A. Navarro-Espinosa und T. Gozel, „Representative residential LV feeders: A case study for the North West of England,“ in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, S. 1–1. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741222 (siehe S. 49).
- [89] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk*. Springer Berlin Heidelberg, 2016. DOI: 10.1007/978-3-642-55297-7 (siehe S. 51, 88).
- [90] U. Roth, *Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen* (Schriftenreihe des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau / 06). Bundesminister für Raumordnung, Bauwesen u. Städtebau, 1980. Adresse: <https://books.google.de/books?id=8vPWoQEACAAJ> (siehe S. 51).
- [91] S. Kempe, *Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell*, de, 2014. DOI: 10.18419/OPUS-2338 (siehe S. 51).

- [92] Bundesministerium des Innern (BMI) / Bundesverwaltungsamt, „Handbuch für Organisationsuntersuchungen und Personalbedarfsermittlung,“ Feb. 2018. Adresse: <https://www.orghandbuch.de/OHB/DE/Organisationshandbuch/node.html> (siehe S. 53, 56–57).
- [93] K. Backhaus, B. Erichson, W. Plinke und R. Weiber, *Multivariate Analysemethoden - Eine anwendungsorientierte Einführung*. Springer, Berlin, Germany, 2016 (siehe S. 54, 58).
- [94] K. F. Schäfer, *Netzberechnung*. Springer-Verlag GmbH, 14. Jan. 2020, 601 S. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/38520765/karl\\_friedrich\\_schaefer\\_netzberechnung.html](https://www.ebook.de/de/product/38520765/karl_friedrich_schaefer_netzberechnung.html) (siehe S. 58–59, 68–69).
- [95] -. „Open Energy Platform.“ (), Adresse: <https://openenergy-platform.org/> (besucht am 16.02.2022) (siehe S. 66).
- [96] -. „SciGRID Power.“ (), Adresse: <https://www.power.scigrid.de/> (besucht am 19.03.2022) (siehe S. 66, 84).
- [97] -. (), Adresse: <https://github.com/bdw/GridKit> (besucht am 16.02.2022) (siehe S. 66).
- [98] -. „Open data and analytics for a sustainable energy future.“ (), Adresse: <https://energydata.info/> (besucht am 16.02.2022) (siehe S. 66).
- [99] -. „easymap,“ Lutum + Tappert DV-Beratung GmbH. (), Adresse: <https://www.easymap.one/> (besucht am 16.02.2022) (siehe S. 67).
- [100] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*. Springer Berlin Heidelberg, 2018. DOI: 10.1007/978-3-662-49021-1 (siehe S. 69).
- [101] M. Gietz und T. Rogowski, „CGMES as an interface for multilateral grid modelling data exchange,“ in *2019 Modern Electric Power Systems (MEPS)*, IEEE, Sep. 2019. DOI: 10.1109/meps46793.2019.9394984 (siehe S. 69).
- [102] „dena-Analyse. Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende,“ Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), 2018 (siehe S. 69).
- [103] S. J. Young, Y. Makarov, R. Diao, R. Fan, R. Huang, J. OrBrien, M. Halappanavar, M. Vallem und Z. H. Huang, „Synthetic Power Grids from Real World Models,“ IEEE, Aug. 2018. DOI: 10.1109/pesgm.2018.8585792 (siehe S. 72, 74, 76).
- [104] H. Rui, M. Arnold und W. H. Wellssow, „Synthetic medium voltage grids for the assessment of Smart Grid techniques,“ IEEE, Okt. 2012. DOI: 10.1109/isgteurope.2012.6465639 (siehe S. 72, 74, 76).
- [105] D. J. Watts und S. H. Strogatz, „Collective dynamics of ‘small-world’ networks,“ Jg. 393, Nr. 6684, S. 440–442, Juni 1998. DOI: 10.1038/30918 (siehe S. 72).



- [106] Z. Wang, A. Scaglione und R. J. Thomas, „Generating Statistically Correct Random Topologies for Testing Smart Grid Communication and Control Networks,“ Jg. 1, Nr. 1, S. 28–39, Juni 2010. DOI: 10.1109/tsg.2010.2044814 (siehe S. 72, 74, 76).
- [107] Z. Wang, S. H. Elyas und R. J. Thomas, „Generating synthetic electric power system data with accurate electric topology and parameters,“ IEEE, Sep. 2016. DOI: 10.1109/upec.2016.8114145 (siehe S. 72).
- [108] X. Chen, N. An, Y. Huang, K. Zhang, Y. Luo und Z. Dong, „Generation Method of Power System Test Examples Based on Complex Network Theory,“ IEEE, Okt. 2020. DOI: 10.1109/ei250167.2020.9347043 (siehe S. 72, 74, 76).
- [109] M. Haklay, „How Good is Volunteered Geographical Information? A Comparative Study of OpenStreetMap and Ordnance Survey Datasets,“ *Environment and Planning B: Planning and Design*, Jg. 37, Nr. 4, S. 682–703, 2010. DOI: 10.1068/b35097. eprint: <https://doi.org/10.1068/b35097>. Adresse: <https://doi.org/10.1068/b35097> (siehe S. 72, 117).
- [110] J. J. Arsanjani, P. Mooney, A. Zipf und A. Schauss, „Quality Assessment of the Contributed Land Use Information from OpenStreetMap Versus Authoritative Datasets,“ in *Lecture Notes in Geoinformation and Cartography*, Springer International Publishing, 2015, S. 37–58. DOI: 10.1007/978-3-319-14280-7\_3 (siehe S. 72).
- [111] H. K. Çakmak, H. Maass, F. Bach, U. Kühnapfel und V. Hagenmeyer, „Ein Ansatz zur automatisierten Erstellung umfangreicher und komplexer Simulationsmodelle für elektrische Übertragungsnetze aus OpenStreetMap-Daten,“ *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 63, Nr. 11, S. 911–925, Nov. 2015. DOI: 10.1515/auto-2015-0046 (siehe S. 72).
- [112] A. Sillaber, *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 17. Nov. 2016, ISBN: 3658147121. DOI: 10.1007/978-3-658-14713-6. Adresse: [https://www.ebook.de/de/product/26717902/alfons\\_sillaber\\_leitfaden\\_zur\\_verteilnetzplanung\\_und\\_systemgestaltung.html](https://www.ebook.de/de/product/26717902/alfons_sillaber_leitfaden_zur_verteilnetzplanung_und_systemgestaltung.html) (siehe S. 73).
- [113] W. Heitkoetter, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert, „Comparison of Open Source Power Grid Models—Combining a Mathematical, Visual and Electrical Analysis in an Open Source Tool,“ *Energies*, Jg. 12, Nr. 24, S. 4728, Dez. 2019. DOI: 10.3390/en12244728 (siehe S. 73).
- [114] M. Liang, Y. Meng, J. Wang, D. L. Lubkeman und N. Lu, „FeederGAN: Synthetic Feeder Generation via Deep Graph Adversarial Nets,“ Jg. 12, Nr. 2, S. 1163–1173, März 2021. DOI: 10.1109/tsg.2020.3025259 (siehe S. 73–74, 76).

- [115] A. P. D. Silva, M. Sana, J. Dragovic, P. Djapic, G. Strbac und R. Allan, „Reliability Evaluation of Distribution Networks and Performance Comparison Using Representative Networks,“ in *19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2007)*, 2007 (siehe S. 74, 76).
- [116] R. Bhakar, N. P. Padhy und H. O. Gupta, „Development of a flexible distribution reference network,“ IEEE, Juli 2010. DOI: 10.1109/pes.2010.5589867 (siehe S. 74, 76).
- [117] G. Vigano, M. Rossi und D. Moneta, „Generation of artificial distribution networks for the evaluation of advanced control solutions,“ in *2017 AEIT International Annual Conference*, IEEE, Sep. 2017. DOI: 10.23919/aeit.2017.8240489 (siehe S. 74, 76).
- [118] M. Grzanic, M. G. Flammini und G. Pretticco, „Distribution Network Model Platform: A First Case Study,“ *Energies*, Jg. 12, Nr. 21, S. 4079, Okt. 2019. DOI: 10.3390/en12214079 (siehe S. 74, 76).
- [119] P. Hines, S. Blumsack, E. C. Sanchez und C. Barrows, „The Topological and Electrical Structure of Power Grids,“ in *2010 43rd Hawaii International Conference on System Sciences*, IEEE, 2010. DOI: 10.1109/hicss.2010.398 (siehe S. 74, 76).
- [120] Z. Wang und R. J. Thomas, „On Bus Type Assignments in Random Topology Power Grid Models,“ IEEE, Jan. 2015. DOI: 10.1109/hicss.2015.322 (siehe S. 74, 76).
- [121] H. Sadeghian und Z. Wang, „AutoSynGrid: A MATLAB-based toolkit for automatic generation of synthetic power grids,“ Jg. 118, S. 105 757, Juni 2020. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105757 (siehe S. 74, 76).
- [122] C. M. Domingo, T. G. S. Roman, A. Sanchez-Miralles, J. P. P. Gonzalez und A. C. Martinez, „A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation,“ Jg. 26, Nr. 1, S. 190–197, Feb. 2011. DOI: 10.1109/tpwrs.2010.2052077 (siehe S. 74).
- [123] H. Li, J. L. Wert, A. B. Birchfield, T. J. Overbye, T. G. S. Roman, C. M. Domingo, F. E. P. Marcos, P. D. Martinez, T. Elgindy und B. Palmintier, „Building Highly Detailed Synthetic Electric Grid Data Sets for Combined Transmission and Distribution Systems,“ Jg. 7, S. 478–488, 2020. DOI: 10.1109/oajpe.2020.3029278 (siehe S. 74, 76).
- [124] S. Soltan und G. Zussman, „Generation of synthetic spatially embedded power grid networks,“ IEEE, Juli 2016. DOI: 10.1109/pesgm.2016.7741383 (siehe S. 74, 76).
- [125] A. Trpovski, D. Recalde und T. Hamacher, „Synthetic Distribution Grid Generation Using Power System Planning: Case Study of Singapore,“ IEEE, Sep. 2018. DOI: 10.1109/upec.2018.8542054 (siehe S. 74, 76).

- [126] J. Amme, G. Pleßmann, J. Bühler, L. Hülk, E. Kötter und P. Schwaegerl, „The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems,“ Jg. 977, S. 012007, Feb. 2018. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012007 (siehe S. 74, 76).
- [127] G. Pisano, N. Chowdhury, M. Coppo, N. Natale, G. Petretto, G. G. Soma, R. Turri und F. Pilo, „Synthetic Models of Distribution Networks Based on Open Data and Georeferenced Information,“ Jg. 12, Nr. 23, S. 4500, Nov. 2019. DOI: 10.3390/en12234500 (siehe S. 74, 76).
- [128] J. Rivera, P. Nasirifard, J. Leimhofer und H.-A. Jacobsen, „Automatic Generation of Real Power Transmission Grid Models From Crowdsourced Data,“ Jg. 10, Nr. 5, S. 5436–5448, Sep. 2019. DOI: 10.1109/tsg.2018.2882840 (siehe S. 74, 76).
- [129] S. Soltan, A. Loh und G. Zussman, „A Learning-Based Method for Generating Synthetic Power Grids,“ Jg. 13, Nr. 1, S. 625–634, März 2019. DOI: 10.1109/jsyst.2018.2825785 (siehe S. 74, 76).
- [130] S. S. Saha, E. Schweitzer, A. Scaglione und N. G. Johnson, „A Framework for Generating Synthetic Distribution Feeders using OpenStreetMap,“ in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Okt. 2019. DOI: 10.1109/naps.46351.2019.9000187 (siehe S. 74).
- [131] C. Mateo, F. Postigo, F. de Cuadra, T. G. S. Roman, T. Elgindy, P. Duenas, B.-M. Hodge, V. Krishnan und B. Palmintier, „Building Large-Scale U.S. Synthetic Electric Distribution System Models,“ Jg. 11, Nr. 6, S. 5301–5313, Nov. 2020. DOI: 10.1109/tsg.2020.3001495 (siehe S. 74, 76).
- [132] A. Bidel, T. Schelo und T. Hamacher, „Synthetic Distribution Grid Generation Based on High Resolution Spatial Data,“ in *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, IEEE, Sep. 2021. DOI: 10.1109/eeeic/icpseurope51590.2021.9584691 (siehe S. 74, 76).
- [133] A. B. Birchfield, T. Xu, K. M. Gegner, K. S. Shetye und T. J. Overbye, „Grid Structural Characteristics as Validation Criteria for Synthetic Networks,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 32, Nr. 4, S. 3258–3265, Juli 2017. DOI: 10.1109/tpwrs.2016.2616385 (siehe S. 76).
- [134] M. D. Wilkinson, M. Dumontier, I. J. Aalbersberg u. a., „The FAIR Guiding Principles for scientific data management and stewardship,“ Jg. 3, Nr. 1, März 2016. DOI: 10.1038/sdata.2016.18 (siehe S. 77, 125).
- [135] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan und I. M. Solbrekke, „A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables,“ Jg. 96, S. 440–459, Nov. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.002 (siehe S. 78).

- [136] A. Sola, C. Corchero, J. Salom und M. Sanmarti, „Simulation Tools to Build Urban-Scale Energy Models: A Review,“ Jg. 11, Nr. 12, S. 3269, Nov. 2018. DOI: 10.3390/en11123269 (siehe S. 78).
- [137] -. „Warum brauchen wir Lizenzen?“ (), Adresse: <https://data.europa.eu/elearning/de/module4/#/id/co-01> (besucht am 20.10.2021) (siehe S. 78).
- [138] -. „Legal issues.“ (), Adresse: <https://open-power-system-data.org/legal> (besucht am 20.10.2021) (siehe S. 79).
- [139] -. „Conformant Licenses.“ (), Adresse: <https://opendefinition.org/licenses/> (besucht am 20.10.2021) (siehe S. 79).
- [140] -. „Choosing a license.“ (), Adresse: [https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Choosing\\_a\\_license](https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Choosing_a_license) (besucht am 20.10.2021) (siehe S. 79).
- [141] -. „Open Data Commons.“ (), Adresse: <https://opendatacommons.org/> (besucht am 20.10.2021) (siehe S. 79).
- [142] ENTSO-E. „Grid Map.“ (), Adresse: <https://www.entsoe.eu/data/map/> (besucht am 19.03.2022) (siehe S. 84).
- [143] VDE. „Das deutsche Höchstspannungsnetz: Karte von VDE|FNN zeigt bestehende und geplante Leitungen.“ (), Adresse: <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/vde-fnn-netzkarte-2018-zeigt-bestehende-und-geplante-leitungen> (besucht am 19.03.2022) (siehe S. 84).
- [144] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*, de, Nov. 2015. DOI: 10.13140/RG.2.1.5112.0080/1 (siehe S. 85, 90).
- [145] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler und J. Ulfers, „Veteilnetzstudie Hessen 2024-2034,“ BearingPoint GmbH und Fraunhofer IEE, Techn. Ber., Apr. 2018. Adresse: [https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie\\_Hessen\\_2024\\_bis\\_2034.pdf](https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf) (siehe S. 85).
- [146] S. Meinecke, N. Bornhorst und M. Braun, „Power System Benchmark Generation Methodology,“ in *NEIS-Conference Hamburg*, Sep. 2018 (siehe S. 86, 118–119).
- [147] A. Seack, J. Kays und C. Rehtanz, „Generating low voltage grids on the basis of public available map data,“ in *Proc. CIRED Workshop*, 2014 (siehe S. 87).
- [148] J. Kays, A. Seack, T. Smirek, F. Westkamp und C. Rehtanz, „The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 32, Nr. 3, S. 2346–2353, Mai 2017. DOI: 10.1109/tpwrs.2016.2609850 (siehe S. 87–88).
- [149] J. Kays, *Agent-based simulation environment for improving the planning of distribution grids*. Göttingen: Sierke, 2014, ISBN: 3868446621 (siehe S. 90).

- [150] J. Kays, A. Seack und U. Häger, „The potential of using generated time series in the distribution grid planning process,“ in *23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, France, Juni 2015 (siehe S. 90).
- [151] A. Seack, *Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system*. Göttingen: Sierke Verlag, 2016, ISBN: 3868447962 (siehe S. 90).
- [152] J. Kays und C. Rehtanz, „Planning process for distribution grids based on flexibly generated time series considering RES, DSM and storages,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 10, Juli 2016. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0825 (siehe S. 90).
- [153] A. Shapovalov, C. Kittl, C. Rehtanz, L. Jendernalik, A. C. Schneider und D. Giavarra, „Application of time-resolved input data for smart grid simulation,“ *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, Jg. 2017, Nr. 1, S. 2106–2109, Okt. 2017. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0380 (siehe S. 90).
- [154] Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021,“ (siehe S. 101, 115).
- [155] G. Pretticco, M. G. Flammini, N. Andreadou, S. Vitiello, G. Fulli und M. Maseara, *Distribution system operators observatory 2018 - Overview of the electricity distribution system in Europe*. Publications Office of the European Union, 2019, ISBN: 978-92-79-98738-0. DOI: 10.2760/104777 (siehe S. 116).

# Wissenschaftliche Publikationen

- [DS1] D. Sarajlić und C. Rehtanz, „Overview of distribution grid test systems for benchmarking of power system analyses,“ in *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2020, S. 1–6. DOI: 10.23919/AEIT50178.2020.9241140 (siehe S. 19, 23, 26, 58).
- [DS2] D. Sarajlić, E. Kuznetsova und C. Rehtanz, „Overview of key indicators for the categorisation and characterisation of distribution grids,“ in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, IEEE, Juni 2021. DOI: 10.1109/powertech46648.2021.9495012 (siehe S. 37, 39).
- [DS3] C. Kittl, D. Sarajlić und C. Rehtanz, „k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids,“ in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Okt. 2018. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571658 (siehe S. 39, 50–51, 86–87).
- [DS4] D. Sarajlić und C. Rehtanz, „Low Voltage Benchmark Distribution Network Models Based on Publicly Available Data,“ in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Sep. 2019, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905726 (siehe S. 39, 86–87, 92, 96–97, 109).
- [DS5] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauen, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, „SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 12, S. 3290, Juni 2020. DOI: 10.3390/en13123290 (siehe S. 81).
- [DS6] S. Meinecke, A. Klettke, D. Sarajlić, J. Dickert, M. Hable, F. Fischer, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, „General planning and operational principles in german distribution systems used for SimBench,“ Juni 2019 (siehe S. 82, 88, 97, 109).
- [DS7] C. Spalthoff, D. Sarajlić, C. Kittl, S. Drauz, T. Kneiske, C. Rehtanz und M. Braun, „SimBench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids,“ Mai 2019 (siehe S. 89–91).
- [DS8] D. Sarajlić und C. Rehtanz, „Analysis of the Electrical Properties of SimBench Low Voltage Benchmark Network Models,“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2021 (siehe S. 107).
- [DS9] D. Sarajlić, S. Uhlenbrock, C. Strunck und C. Rehtanz, „Modelling of Microgrid Benchmark NetworksBased on the SimBench Data Set,“ in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2020, S. 444–448. DOI: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248706 (siehe S. 118–119).

## Dokumentation

- [Dk1] S. Meinecke, S. Drauz, A. Klettke, D. Sarajlić u. a., *SimBench Documentation - Electrical Power System Benchmark Models*, Aug. 2019. Adresse: <https://www.simbench.de/en/> (siehe S. 30, 34, 41–42, 44, 49, 81–82, 84–86, 89–91).

## Betreute Bachelorarbeiten

- [BA1] G. Düssel, „Entwicklung eines brown field planning-Ansatzes für Niederspannungsnetze unter Nutzung öffentlich verfügbarer Daten des OpenStreetMap-Projekts,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Juli 2018.
- [BA2] S. Stepcenkov, „Implementierung und Bewertung künstlicher neuronaler Netze zur (n-1)-Ausfallrechnung in elektrischen Energieversorgungsnetzen,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Okt. 2019.
- [BA3] T. Kalembasi, „Definition und Beschreibung von Kennzahlen zur Kategorisierung elektrischer Netze,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Apr. 2020.
- [BA4] J. Bauer, „Analyse und Bewertung der Übertragbarkeit der SimBench-Netzgenerierungsmethodik auf globale Energiesysteme,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Mai 2020.
- [BA5] H. S. Bozkurt, „Entwicklung einer Methodik zur Optimierung von Wartungs- und Instandhaltungszeiträumen in elektrischen Energieversorgungsnetzen,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Juli 2020.
- [BA6] S. Uhlenbrock, „Analyse und Bewertung von Technologien zur Generierung von Benchmark-Microgridmodellen,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Aug. 2020.
- [BA7] A. Gausemeier, „Analyse regulatorischer und normativer Randbedingungen zur Grenzwertbestimmung für Netzplanung und -betrieb,“ Bachelorthesis, Technische Universität Dortmund, Juli 2021.

## Betreute Masterarbeiten

- [MA1] E. Kuznetsova, „Entwicklung und Implementierung einer messdatenbasierten Methodik zur Modellierung von Verbraucherverhalten in Verteilnetzen,“ Masterthesis, Technische Universität Dortmund, Mai 2021.
- [MA2] S. Uhlenbrock, „Stabilitätsuntersuchungen bei der Erbringung von Regelleistung aus virtuellen Kraftwerksverbänden unter Berücksichtigung zukünftiger Netzstrukturen,“ Masterthesis, Technische Universität Dortmund, März 2022.

- [MA3] S. Behling, „Entwicklung und Implementierung einer Methode zur Generierung synthetischer Lastprofile basierend auf Markov-Ketten,“ Masterthesis, Technische Universität Dortmund, Juni 2022.



# Abkürzungsverzeichnis

## Abkürzungen

<b>API</b>	Application Programming Interface
<b>ARegV</b>	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
<b>AWF</b>	Anwendungsfall
<b>BM</b>	Biomasse
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>CIGRE</b>	International Council on Large Electric Systems
<b>CIM</b>	Common Information Model
<b>CSV</b>	comma-separated values
<b>DEA</b>	Dezentrale Erzeugungsanlage
<b>Destatis</b>	Statistisches Bundesamt
<b>DWD</b>	Deutscher Wetterdienst
<b>EEG</b>	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
<b>E-Kfz</b>	Elektrofahrzeug
<b>EnLAG</b>	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>GAN</b>	Generative Adversarial Network
<b>HöS</b>	Höchstspannung
<b>HS</b>	Hochspannung
<b>HTW</b>	Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>IKT</b>	Informations- und Kommunikationstechnik
<b>KI</b>	Künstliche Intelligenz
<b>KWKG</b>	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
<b>MaStR</b>	Marktstammdatenregister
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NAV</b>	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>OSM</b>	OpenStreetMap
<b>PNNL</b>	Pacific Northwest National Laboratory
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>PVA</b>	Photovoltaikanlage
<b>RLM</b>	Registrierende Leistungsmessung
<b>RNM</b>	Referenznetzmodell
<b>SLP</b>	Standardlastprofil

<b>StromNEV</b>	Stromnetzentgeltverordnung
<b>StromNZV</b>	Stromnetzzugangsverordnung
<b>ÜN</b>	Übertragungsnetz
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VDE</b>	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
<b>VN</b>	Verteilnetz
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
<b>WKA</b>	Windkraftanlage
<b>XML</b>	Extensible Markup Language

## Formelzeichen

$a_{\text{Elek}}$	Elektrifizierungsgrad
$a_{\text{FL}}$	Freileitungsanteil
$a_{\text{K}}$	Verkabelungsgrad
$a_{\text{mesh}}$	Vermaschungsgrad
$a_{\text{Verzw}}$	Verzweigungsgrad
$d_{\text{HA}}$	Mittlerer Hausabstand
$F_{\text{Netz}}$	Netzform
$I_{\text{Max}}$	Maximal zulässiger Strom
$l_{\text{FL}}$	Freileitungslänge
$l_{\text{HA}}$	Hausanschlusslänge
$l_{\text{HStr}}$	Länge der Hauptstrahlen
$l_{\text{Kabel}}$	Erdkabellänge
$l_{\text{Netz}}$	Netzgesamtlänge
$l_{\text{NStr}}$	Länge der Nebenstrahlen
$l_{\text{Station}}$	Abstand der Netzstationen
$n_{\text{GHD}}$	Anzahl der Gewerbekunden
$n_{\text{HH}}$	Anzahl der Haushaltskunden
$n_{\text{HStr}}$	Anzahl der Hauptstrahlen
$n_{\text{Indust}}$	Anzahl der Industriekunden
$n_{\text{NStr}}$	Anzahl der Nebenstrahlen
$N_{\text{Strang}}$	Anzahl der Netzstränge
$n_{\text{urb}}$	Städtegrad
$n_{\text{V}}$	Verbraucher-/Kundenanzahl
$n_{\text{VT}}$	Anzahl Verbraucher pro Verteiltransformator
$P_{\text{L}}$	Spitzenlast als Wirkleistung
$P_{\text{max}}$	Gesamthöchstlast der Verbrauchergruppe
$P_{\text{TV}}$	Transformatorleistung pro angeschlossenem Verbraucher
$R'$	Impedanzbelag einer Leitung
$S_{\text{L}}$	Spitzenlast als Scheinleistung
$S_{\text{rT}}$	Transformatornennleistung

$T_{\text{HH}}$	Haushaltstyp
$T_{\text{Region}}$	Regionstyp
$T_{\text{Siedlung}}$	Siedlungsstruktur
$X'$	Reaktanzbelag einer Leitung
$Z'_{\text{Strang}}$	Bezogener Verbrauchersummenwiderstand
$Z_{\text{sum}}$	Verbrauchersummenwiderstand
$\lambda$	Leistungsfaktor
$\rho_{\text{HC}}$	Anschlussdichte
$\rho_{\text{Kunden}}$	Kundendichte
$\rho_{\text{Last}}$	Lastdichte
$\rho_{\text{Siedlung}}$	Siedlungsdichte



# A Ergänzungen zur Netzmodellierung



Abbildung A.1: Präferenzmatrix zur Prioritätenanalyse von Merkmalen zur Charakterisierung elektrischer Netze

Tabelle A.1: Ergebnis der Auswertung der ABC-Analyse von Merkmalen zur Charakterisierung elektrischer Netze

Name	$r_{\text{sum}}$	Kumuliert (%)	Kategorie	Klasse	Unterklasse
Gesamthöchstlast der Kunden-/Verbrauchergruppe	118	0.033	A	elektrisch	Last
Einwohnerdichte	114	0.066	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Siedlungsdichte	114	0.098	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Spannungsverhältnis	114	0.130	A	elektrisch	Trafo
Jahreshöchstlast	108	0.160	A	elektrisch	Last
Gemeindefläche	108	0.191	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Gesamte installierte DEA-Leistung	108	0.221	A	elektrisch	Erzeugung
Installierte Erzeugungsleistung	101	0.250	A	elektrisch	Erzeugung
Spannungsebene	101	0.279	A	elektrisch	Trafo
Spitzenlast	101	0.307	A	elektrisch	Last
Anzahl an Erzeugungsanlagen	101	0.336	A	topologisch	Sonstige
Anteil der Versorgungsfläche an der Gesamtfläche	90	0.361	A	topologisch	Netzstruktur
Städtegrad	90	0.386	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Freileitungslänge	90	0.412	A	topologisch	Netzlänge
Lage des Versorgungsgebietes	90	0.437	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Versorgte Fläche einer Netzstation/Größe der Versorgungsfläche	90	0.463	A	topologisch	Netzstruktur
Verbraucheranzahl	90	0.488	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Anzahl der Haushaltskunden	90	0.514	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
mittl. Hausabstand zu seinen vier nächsten Nachbarn	79	0.536	A	topologisch	Netzstruktur
Verkabelungsgrad oder Freileitungsanteil	79	0.558	A	topologisch	Netzlänge
Regionsgrundtypen	79	0.581	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Anzahl der Verbraucher pro Verteiltransformator	79	0.603	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Strukturklasse	67	0.622	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Klimazone	67	0.641	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Anzahl der Kunden exkl. der Haushaltskunden	67	0.660	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Siedlungsstruktur	67	0.679	A	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Abstand der Netzstationen	67	0.697	A	topologisch	Sonstige
Verbraucherart	67	0.716	B	elektrisch	Last
Bezogene Verbrauchersummenwiderstand	67	0.735	B	elektrisch	Last
Netzgesamtlänge	67	0.754	B	topologisch	Netzlänge
Länge der Haupt-/Nebenstrahlen	53	0.769	B	topologisch	Netzlänge
Anzahl der Haupt-/Nebenstrahlen	53	0.784	B	topologisch	Netzlänge
Anzahl Messpunkte	53	0.799	B	topologisch	Sonstige
Kundendichte	53	0.814	B	sozio-ökonomisch/sonstige	Geografie
Bebauungsart	53	0.829	B	topologisch	Sonstige
Erdkabelänge	53	0.844	B	topologisch	Netzlänge
Verbrauchersummenwiderstand	42	0.856	B	elektrisch	Last
Hausanschlusslänge	42	0.868	B	topologisch	Hausanschluss
Verzweigungsgrad	42	0.880	B	topologisch	Netzlänge
Anschlussdichte	42	0.892	B	topologisch	Hausanschluss
Erzeugertyp	42	0.903	C	elektrisch	Erzeugung
Verfügbare Anschlusskapazität	33	0.913	C	elektrisch	Erzeugung
Konzentrationsgrad der Kunden	33	0.922	C	topologisch	Sonstige
Lastdichte	33	0.931	C	elektrisch	Last
LV-Verbraucher pro MV-Verbraucher	33	0.941	C	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Vermaschungsgrad	25	0.948	C	topologisch	Netzstruktur
Netzform	25	0.955	C	topologisch	Netzstruktur
Transformatorleistung pro angeschlossenem Verbraucher	25	0.962	C	elektrisch	Trafo
Verhältnis der Lastsumme zur Transformatornennleistung	25	0.969	C	elektrisch	Trafo
Transformatornennleistung	20	0.975	C	elektrisch	Trafo
Max. zulässiger Strom	18	0.980	C	elektrisch	Leitung
Haushaltsgröße	15	0.984	C	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Leistungsfaktor	15	0.988	C	elektrisch	Last
Elektrifizierungsgrad	12	0.992	C	topologisch	Sonstige
Leitungstyp	8	0.994	C	elektrisch	Leitung
Hausanschlussart	8	0.996	C	topologisch	Hausanschluss
Straßenverlaufstyp von Kabeln	8	0.998	C	topologisch	Netzlänge
Haushaltstyp	4	0.999	C	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Haushaltsführung	2	1.000	C	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher
Gerätegruppen/Klassen	0	1.000	C	sozio-ökonomisch/sonstige	Verbraucher

# B Ergänzungen zum Fallbeispiel SimBench

## B.1 SimBench Evaluierung: Topologie

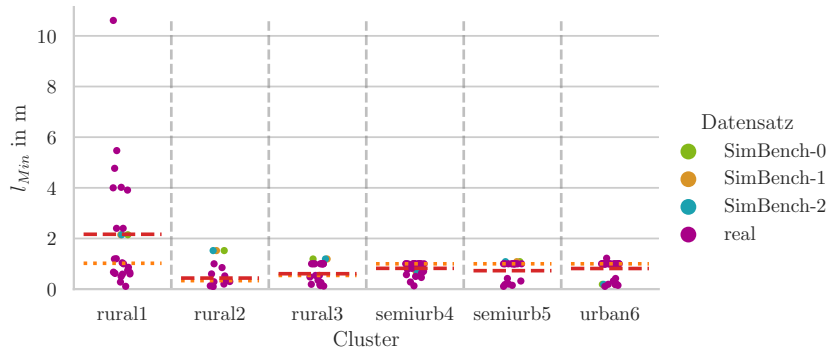


Abbildung B.1: Vergleich der minimalen Leitungslängen zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

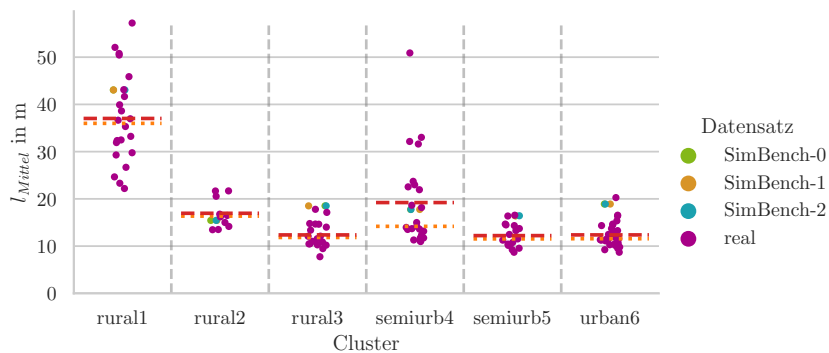


Abbildung B.2: Vergleich der mittleren Leitungslängen zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

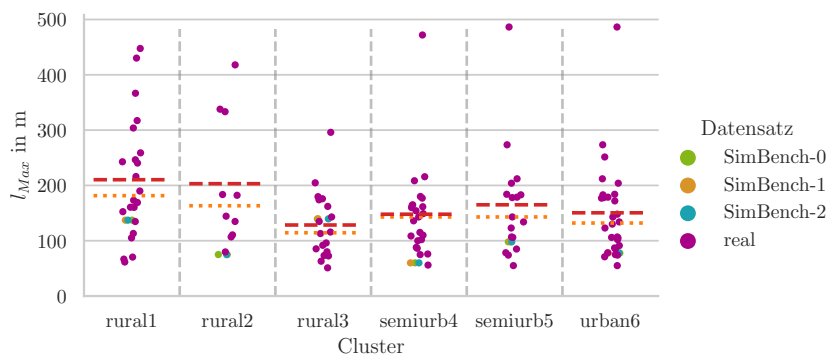


Abbildung B.3: Vergleich der maximalen Leitungslängen zwischen dem SimBench NS-Datensatz und realen Netzdaten

## B.2 SimBench Evaluierung: Zeitreihen

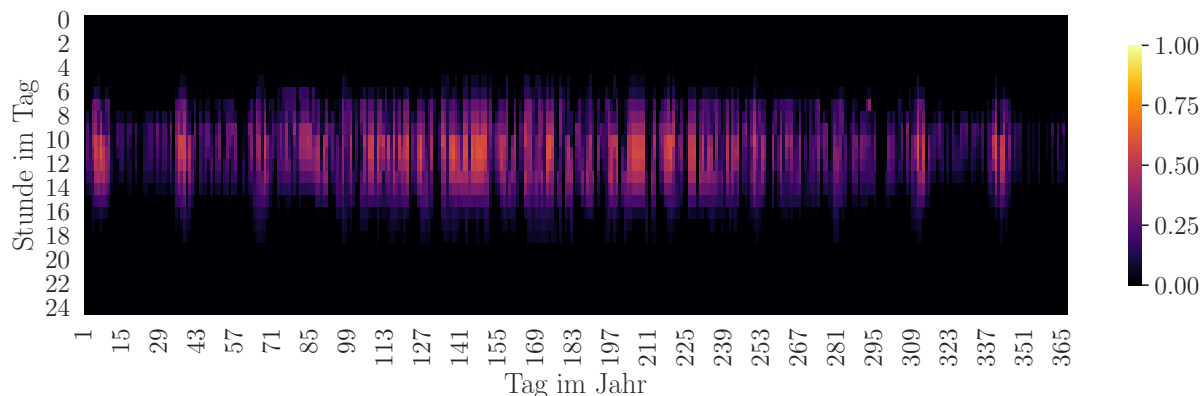


Abbildung B.4: Heatmap von Zeitreihe PV2 aus dem SimBench-Datensatz

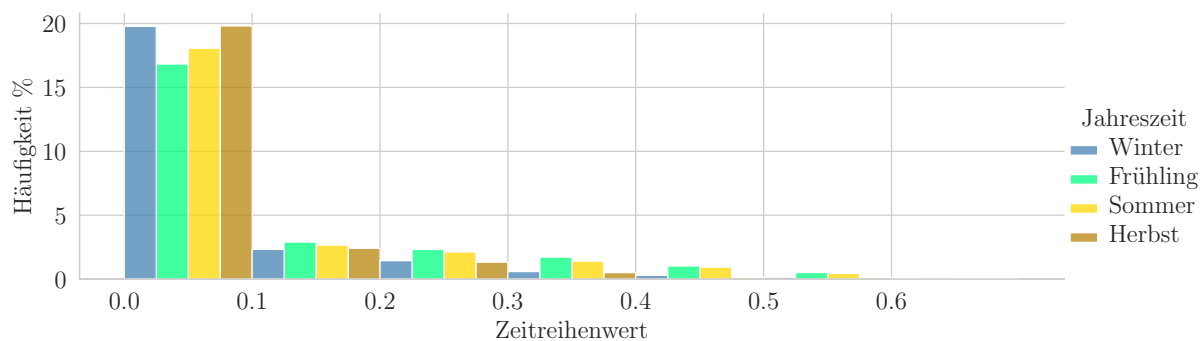


Abbildung B.5: Histogramm von Zeitreihe PV2 aus dem SimBench-Datensatz

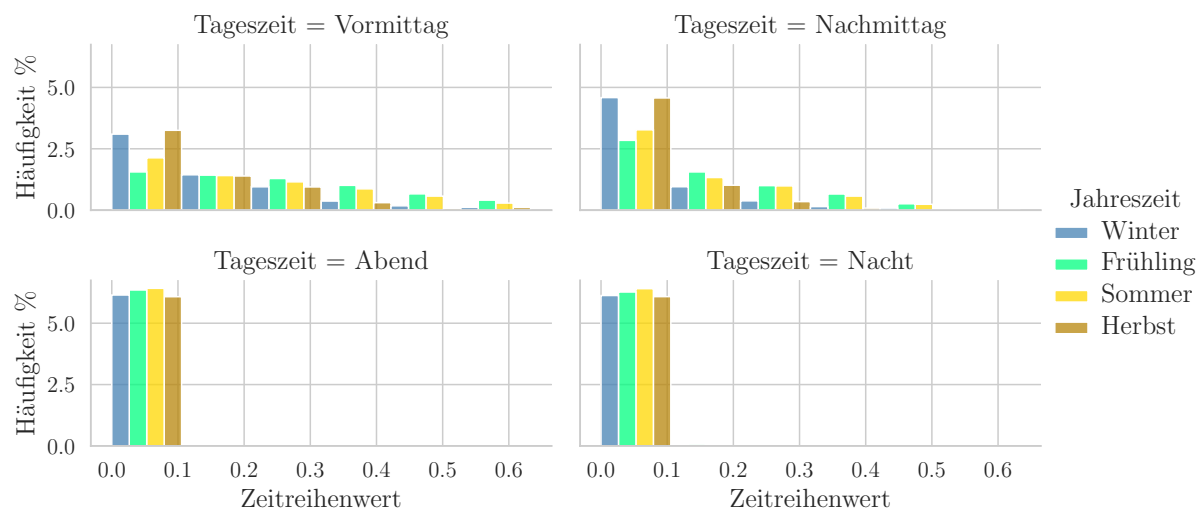


Abbildung B.6: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV2 aus dem SimBench-Datensatz



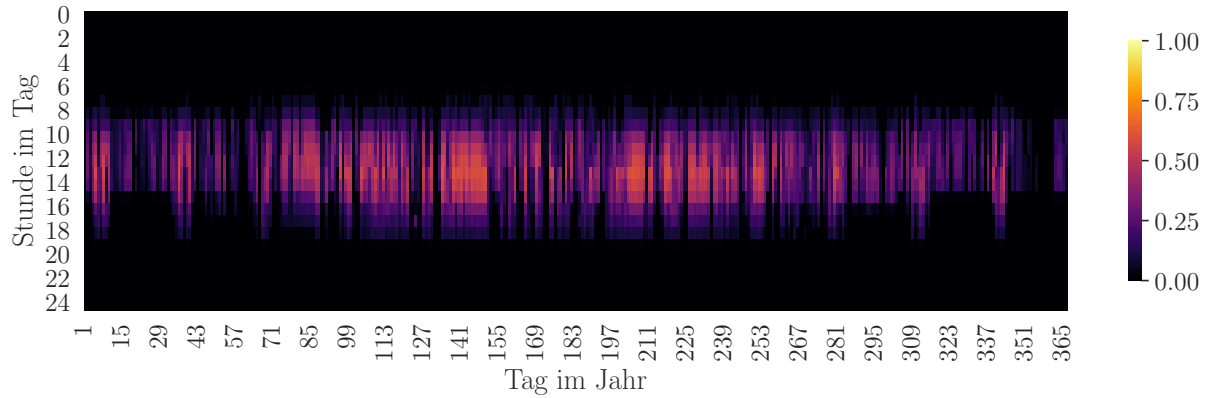


Abbildung B.7: Heatmap von Zeitreihe PV3 aus dem SimBench-Datensatz

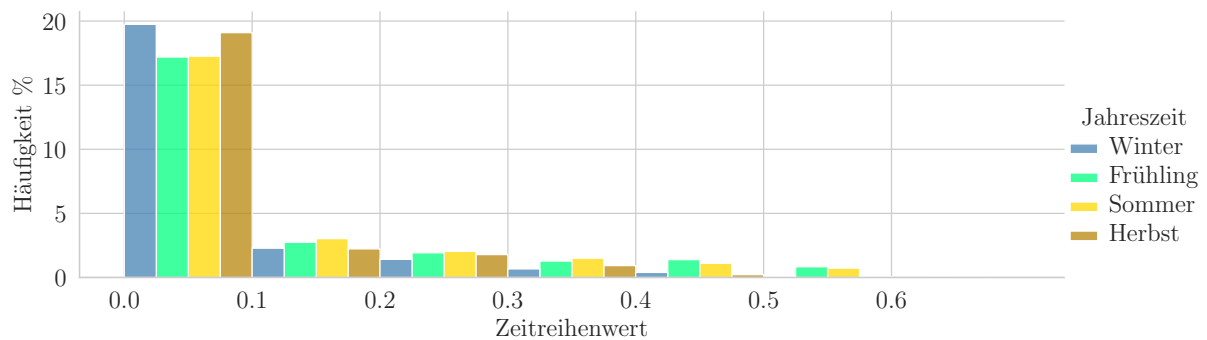


Abbildung B.8: Histogramm von Zeitreihe PV3 aus dem SimBench-Datensatz

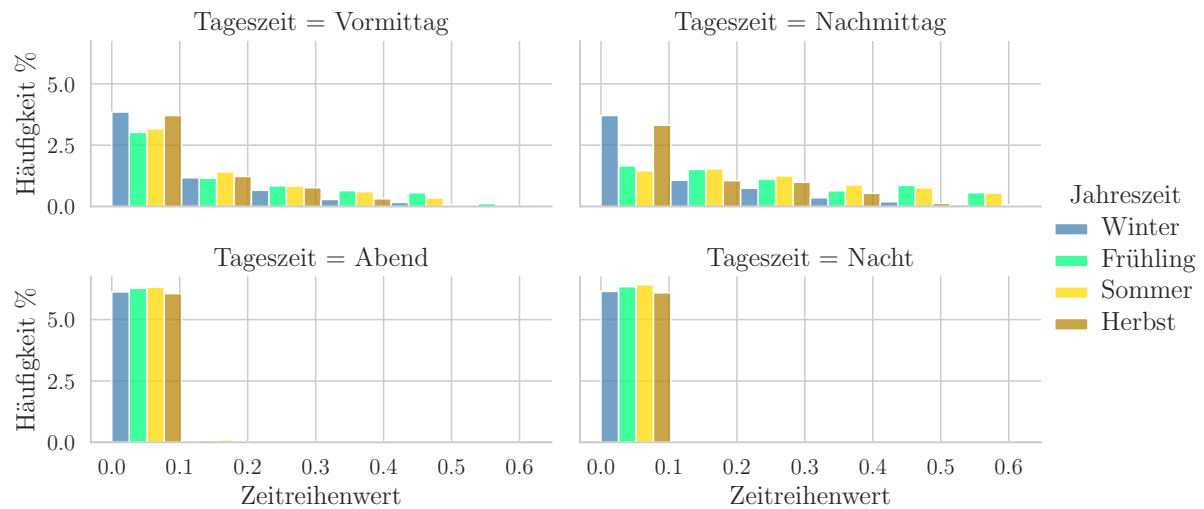


Abbildung B.9: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV3 aus dem SimBench-Datensatz

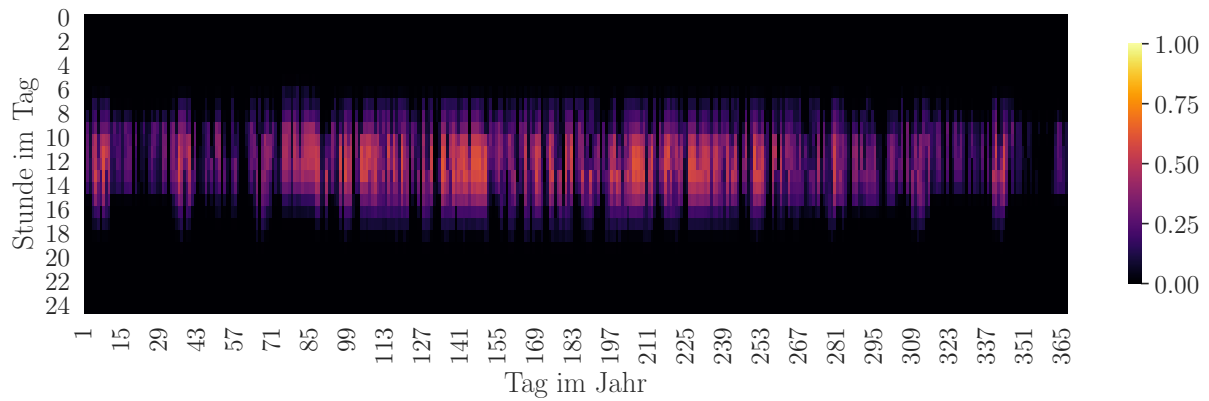


Abbildung B.10: Heatmap von Zeitreihe PV4 aus dem SimBench-Datensatz

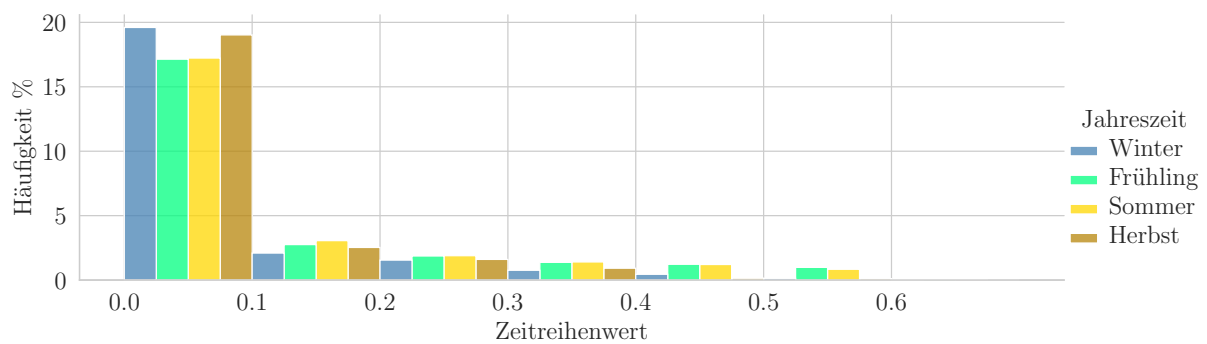


Abbildung B.11: Histogramm von Zeitreihe PV4 aus dem SimBench-Datensatz

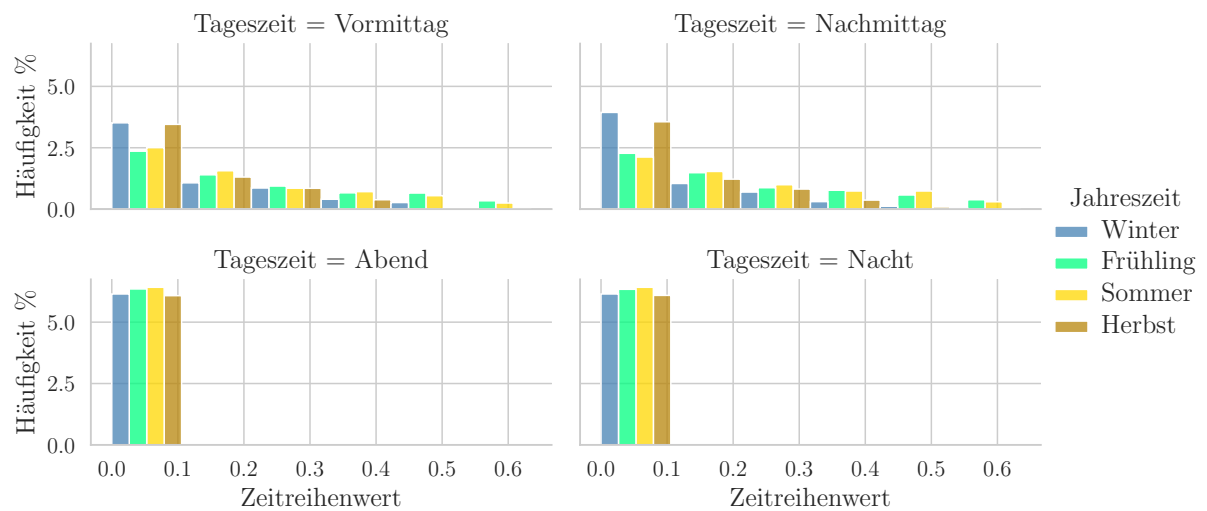


Abbildung B.12: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV4 aus dem SimBench-Datensatz

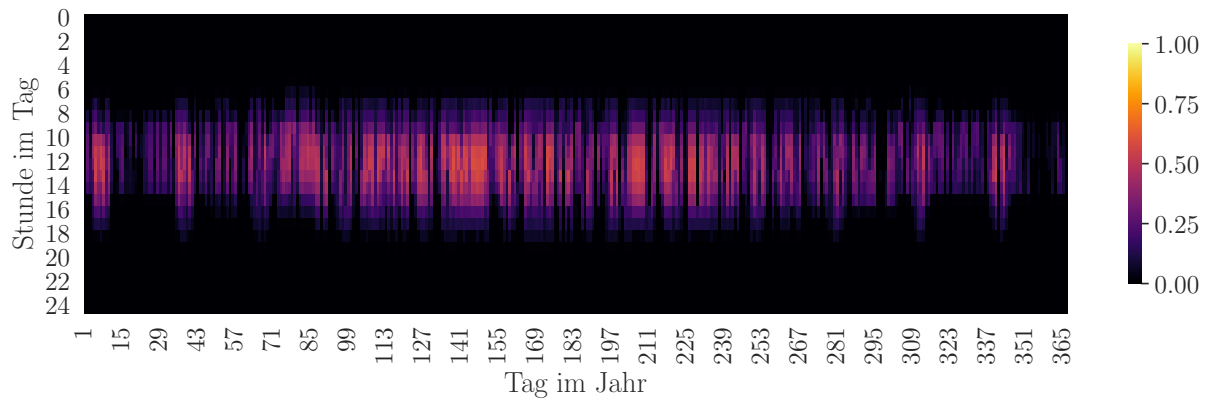


Abbildung B.13: Heatmap von Zeitreihe PV5 aus dem SimBench-Datensatz

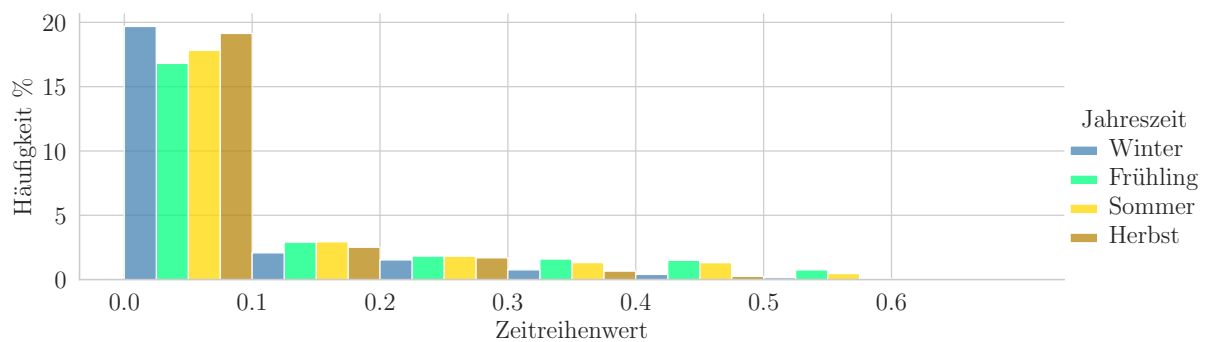


Abbildung B.14: Histogramm von Zeitreihe PV5 aus dem SimBench-Datensatz

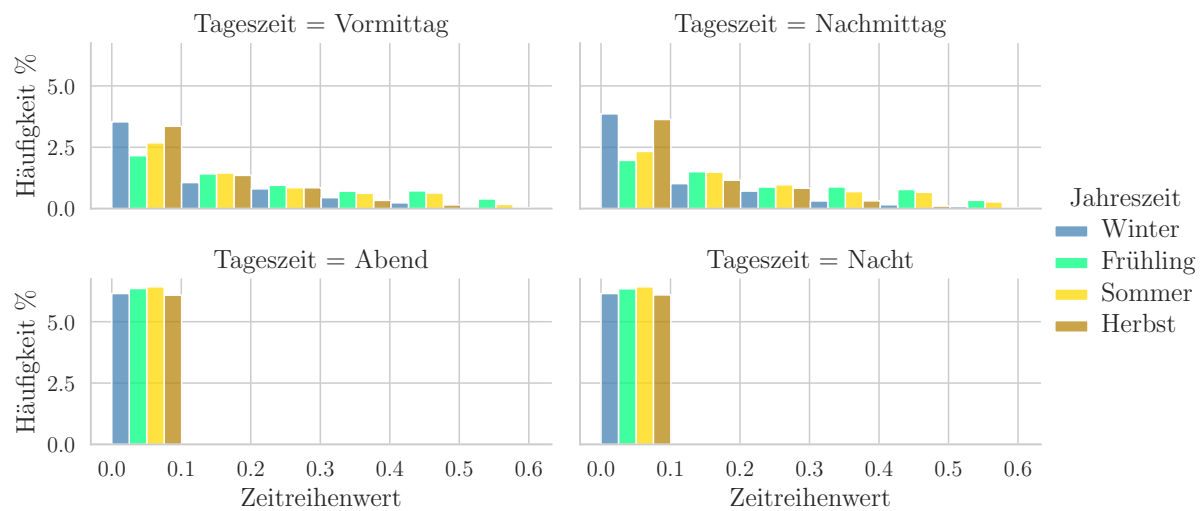


Abbildung B.15: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV5 aus dem SimBench-Datensatz

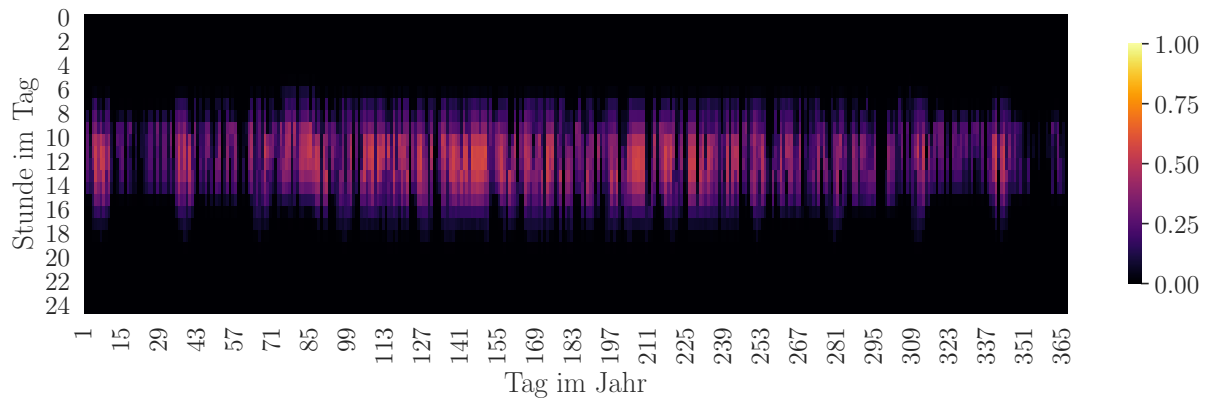


Abbildung B.16: Heatmap von Zeitreihe PV6 aus dem SimBench-Datensatz

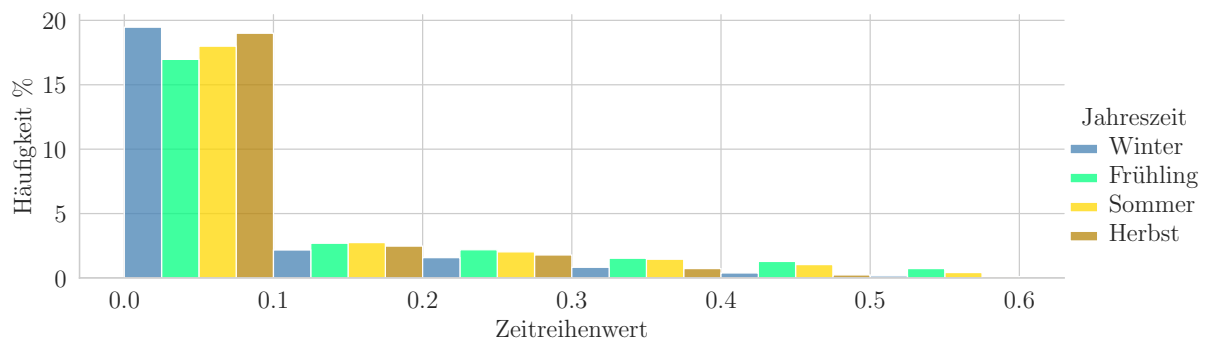


Abbildung B.17: Histogramm von Zeitreihe PV6 aus dem SimBench-Datensatz

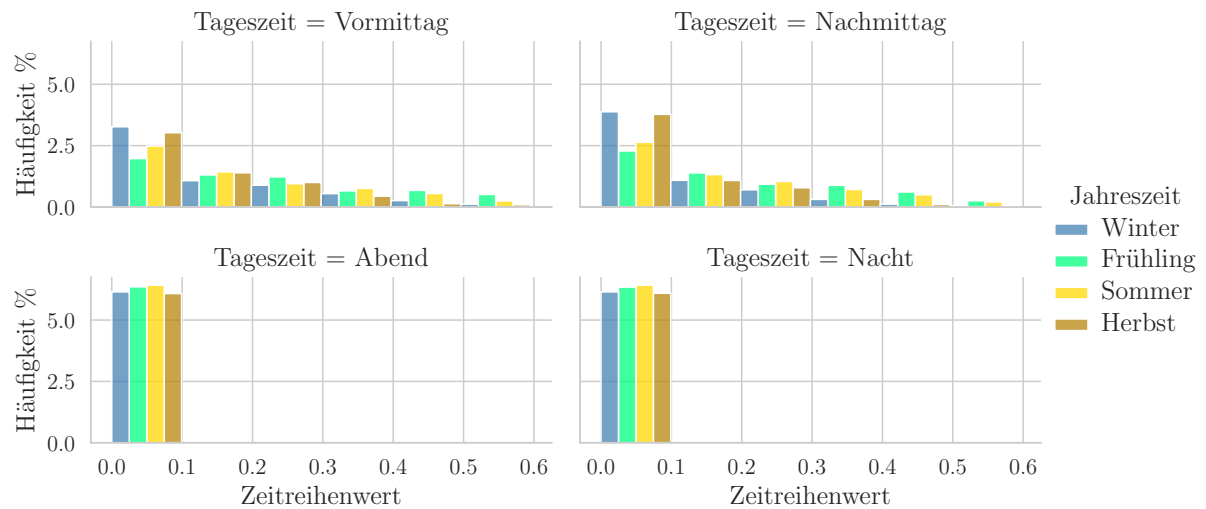


Abbildung B.18: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV6 aus dem SimBench-Datensatz

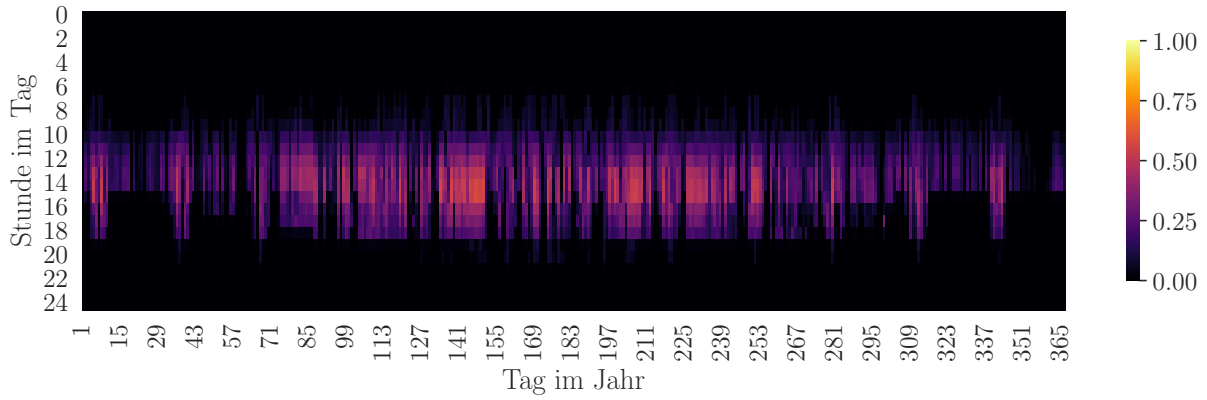


Abbildung B.19: Heatmap von Zeitreihe PV7 aus dem SimBench-Datensatz

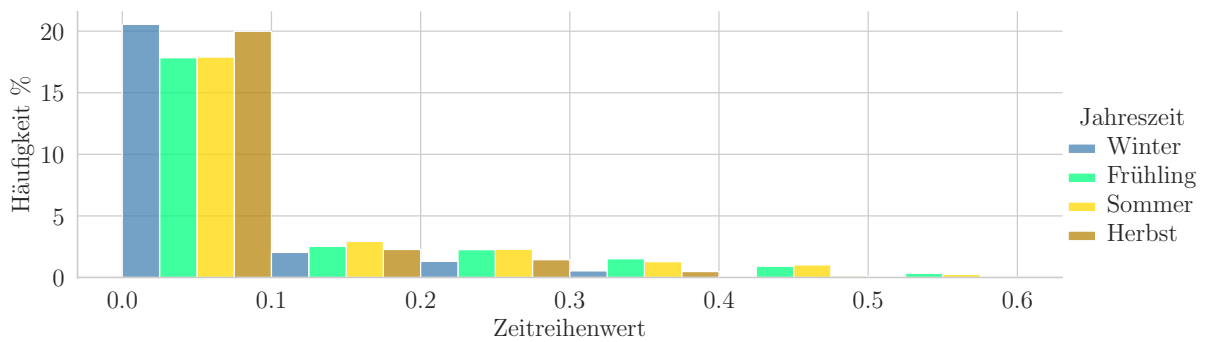


Abbildung B.20: Histogramm von Zeitreihe PV7 aus dem SimBench-Datensatz

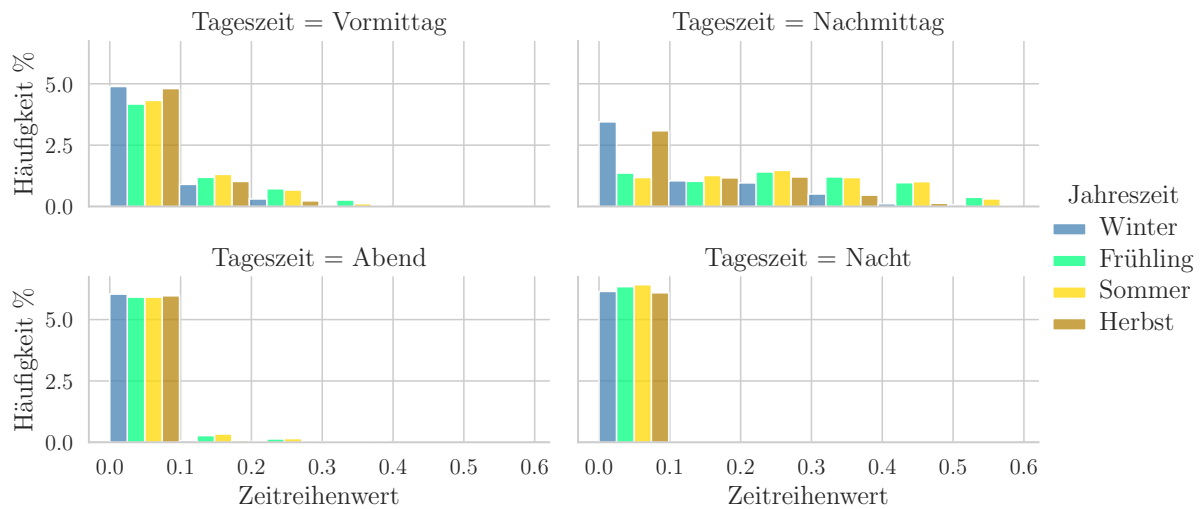


Abbildung B.21: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV7 aus dem SimBench-Datensatz

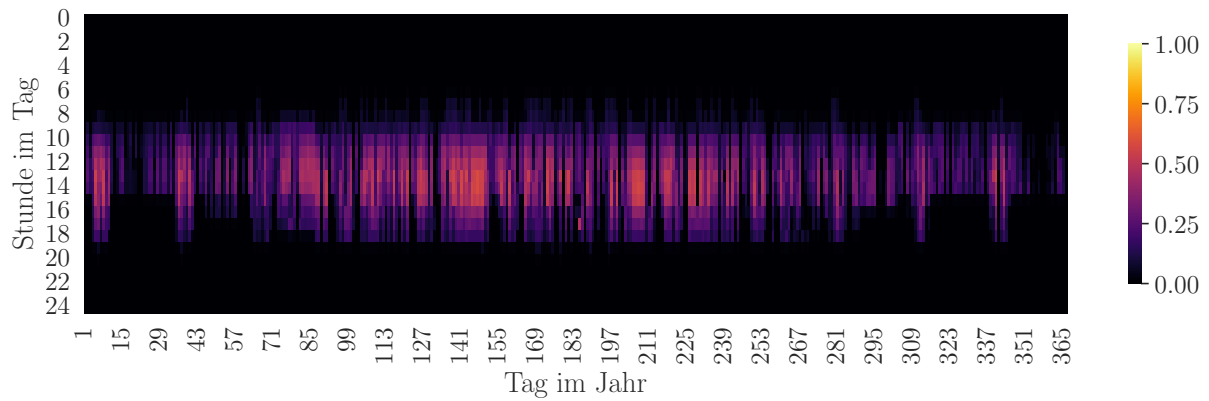


Abbildung B.22: Heatmap von Zeitreihe PV8 aus dem SimBench-Datensatz

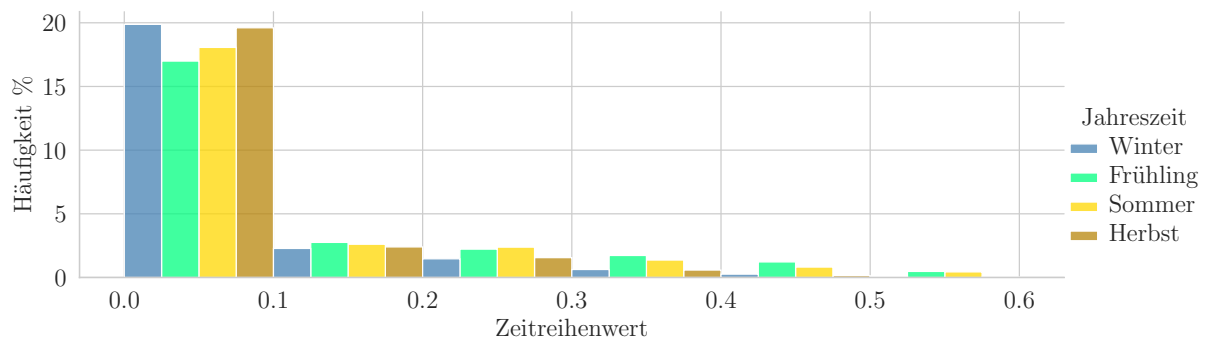


Abbildung B.23: Histogramm von Zeitreihe PV8 aus dem SimBench-Datensatz

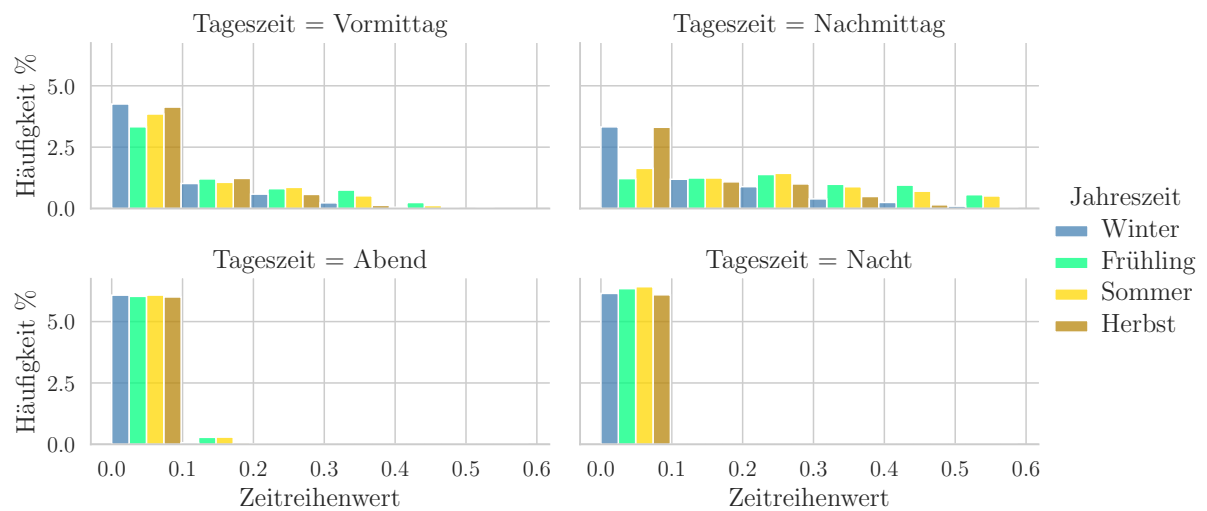


Abbildung B.24: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe PV8 aus dem SimBench-Datensatz

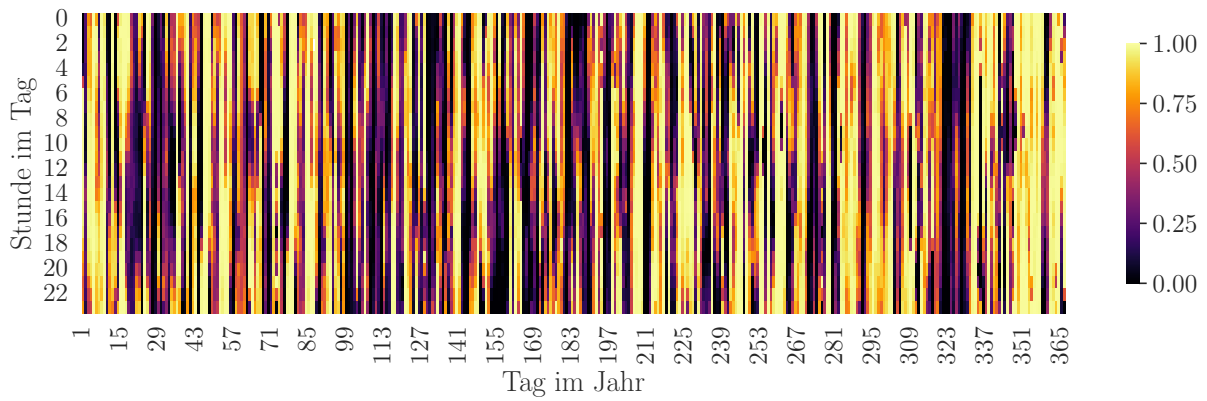


Abbildung B.25: Heatmap von Zeitreihe WP1 aus dem SimBench-Datensatz

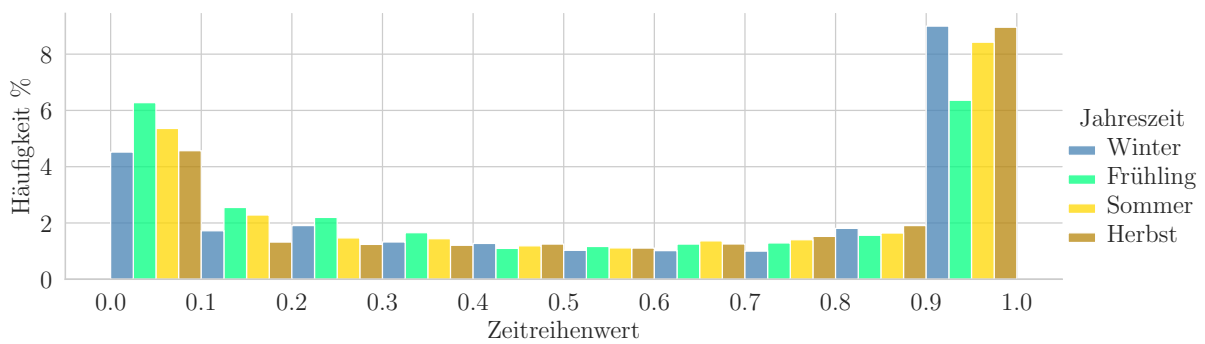


Abbildung B.26: Histogramm von Zeitreihe WP1 aus dem SimBench-Datensatz

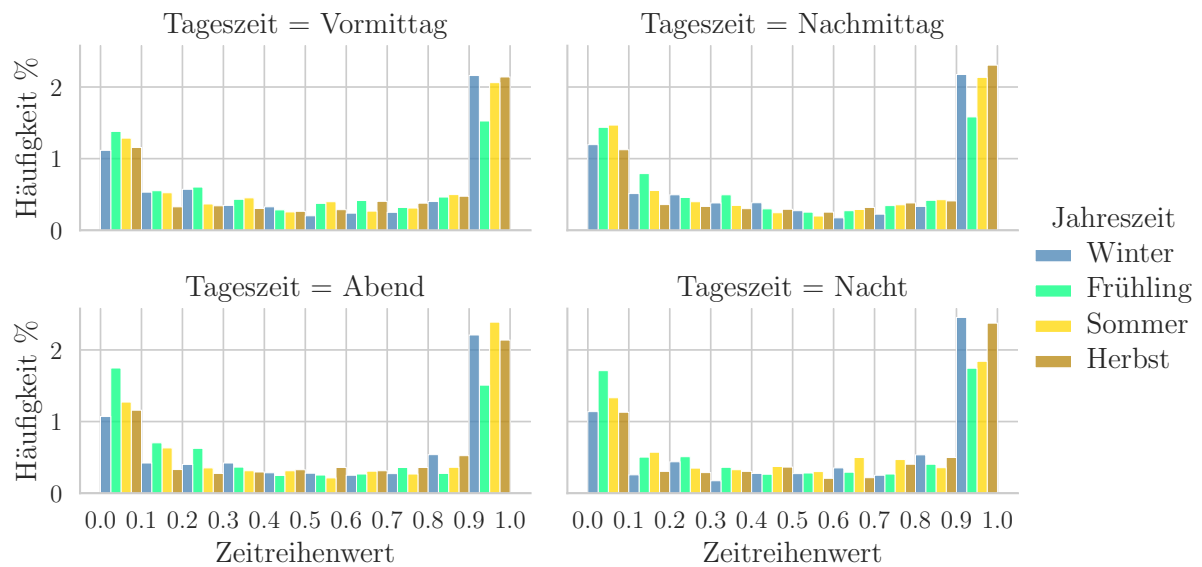


Abbildung B.27: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP1 aus dem SimBench-Datensatz

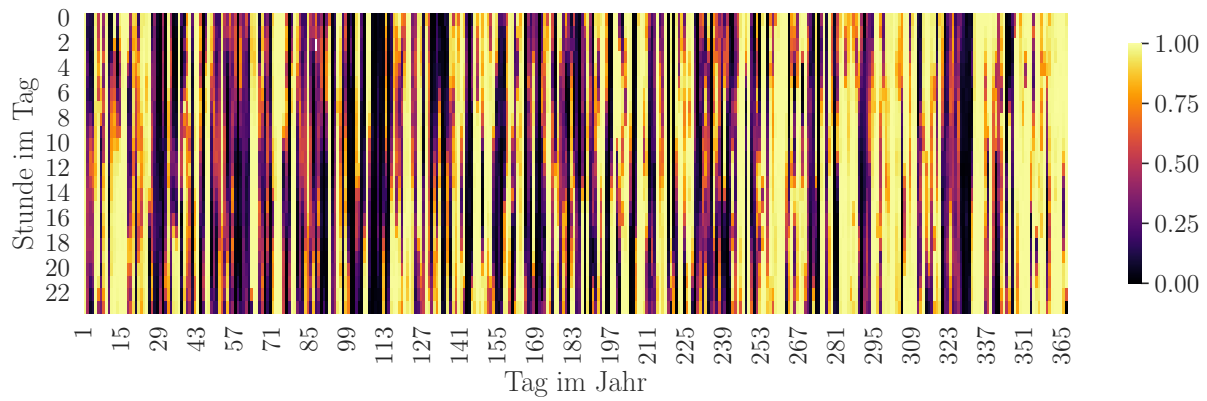


Abbildung B.28: Heatmap von Zeitreihe WP2 aus dem SimBench-Datensatz

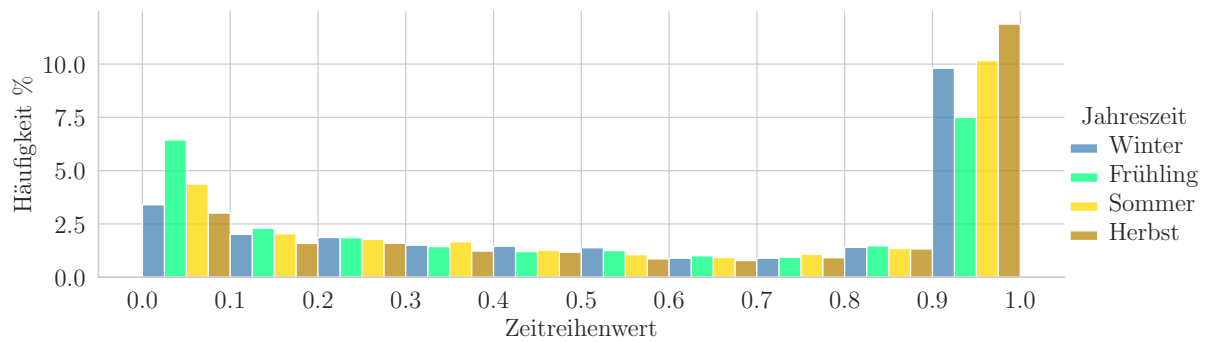


Abbildung B.29: Histogramm von Zeitreihe WP2 aus dem SimBench-Datensatz

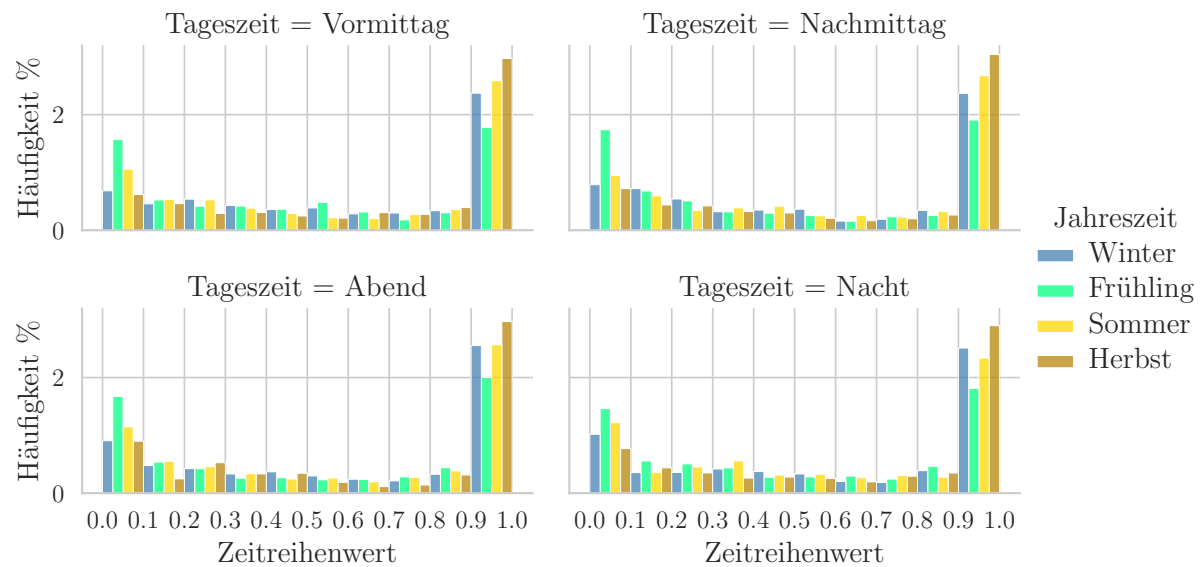


Abbildung B.30: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP2 aus dem SimBench-Datensatz



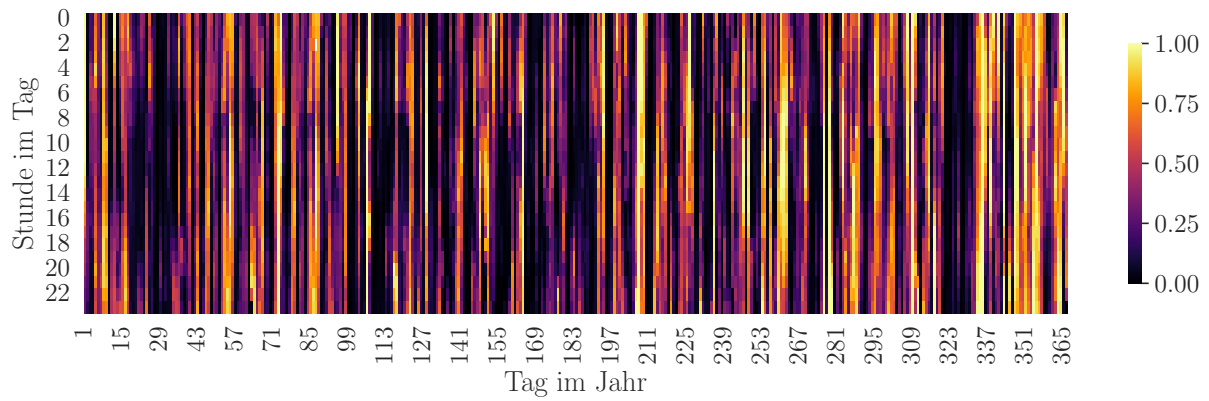


Abbildung B.31: Heatmap von Zeitreihe WP3 aus dem SimBench-Datensatz

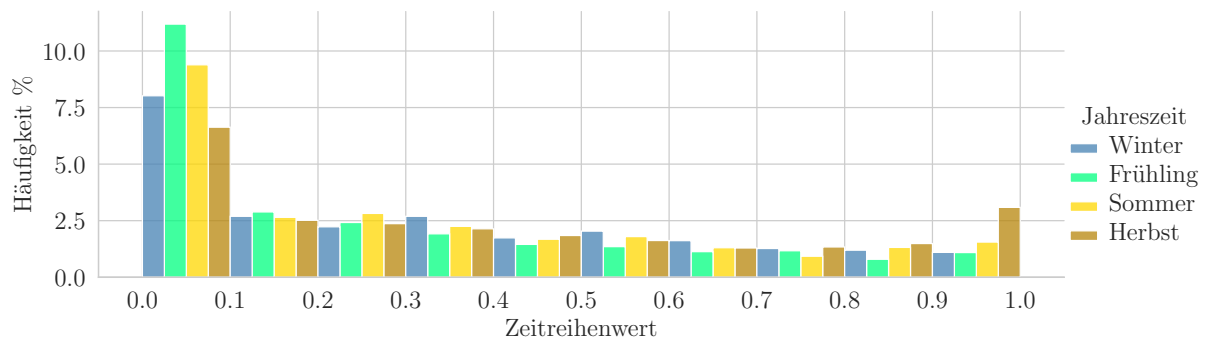


Abbildung B.32: Histogramm von Zeitreihe WP3 aus dem SimBench-Datensatz

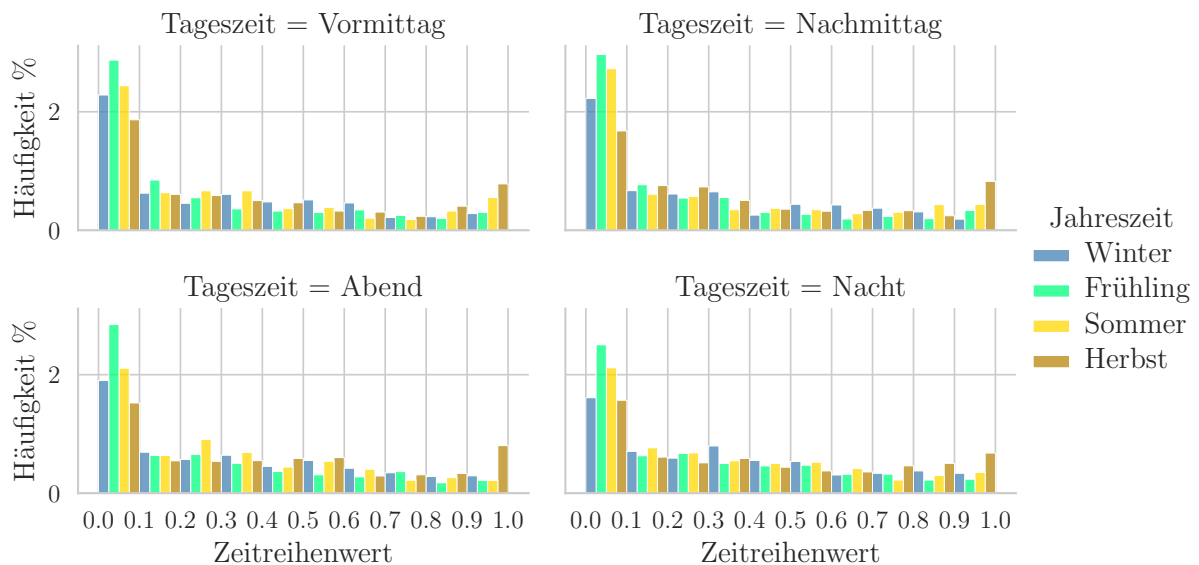


Abbildung B.33: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP3 aus dem SimBench-Datensatz

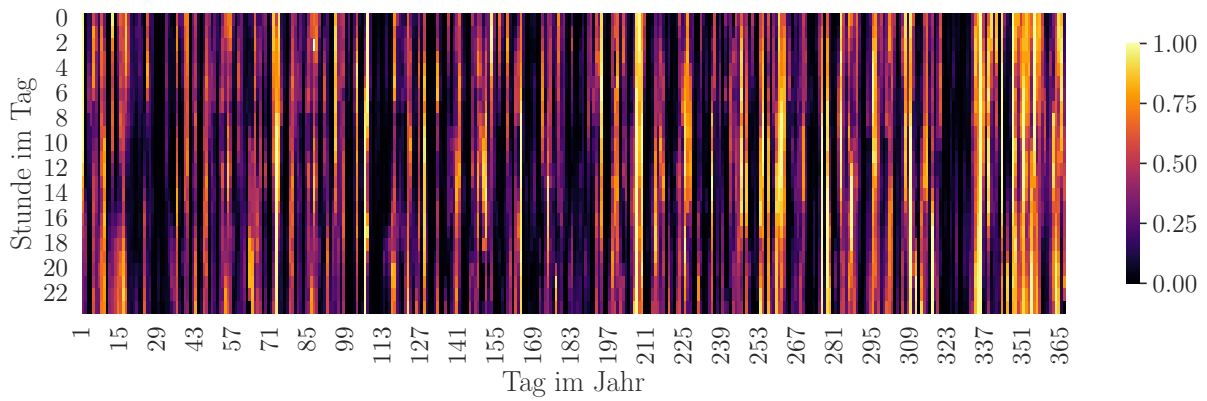


Abbildung B.34: Heatmap von Zeitreihe WP4 aus dem SimBench-Datensatz

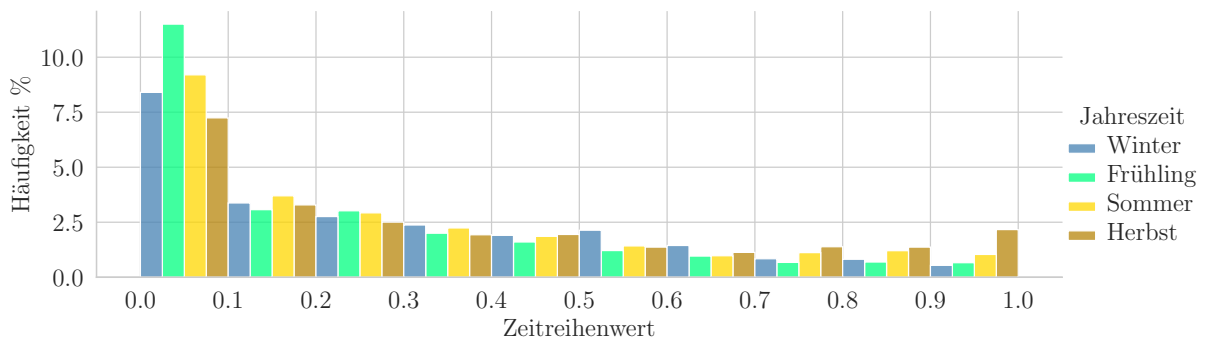


Abbildung B.35: Histogramm von Zeitreihe WP4 aus dem SimBench-Datensatz

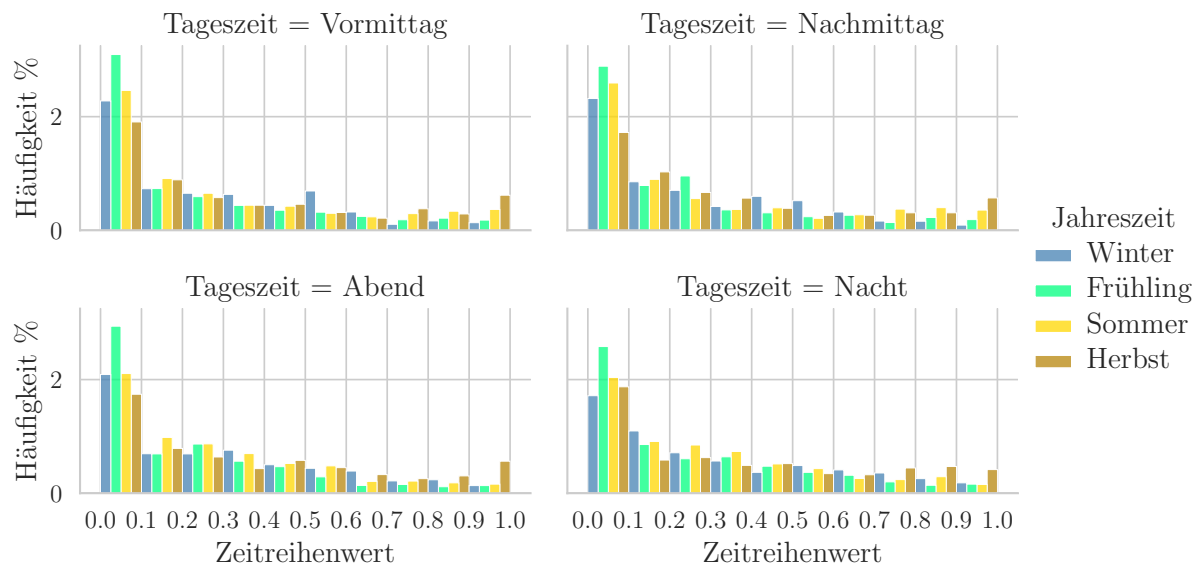


Abbildung B.36: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP4 aus dem SimBench-Datensatz

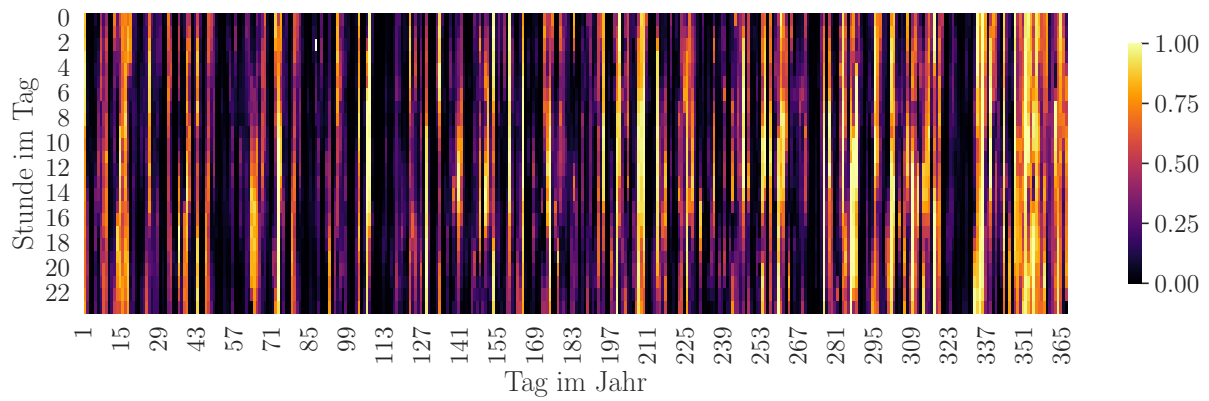


Abbildung B.37: Heatmap von Zeitreihe WP5 aus dem SimBench-Datensatz

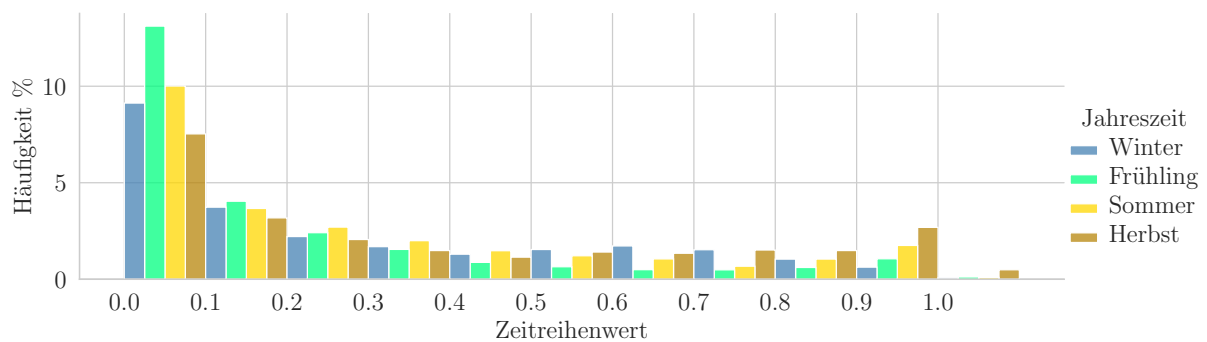


Abbildung B.38: Histogramm von Zeitreihe WP5 aus dem SimBench-Datensatz

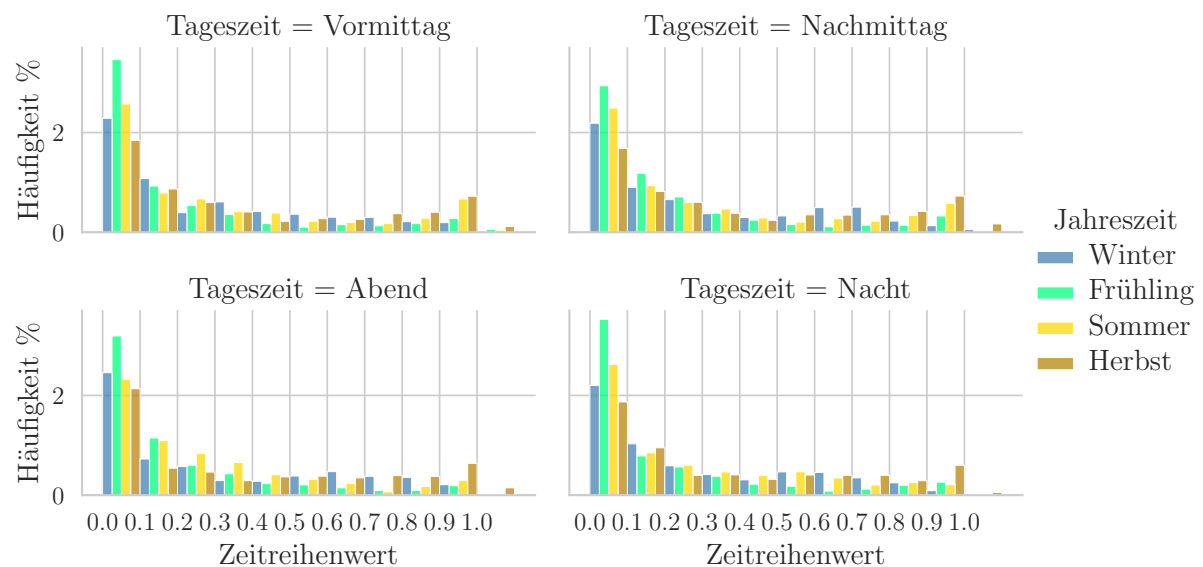


Abbildung B.39: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP5 aus dem SimBench-Datensatz

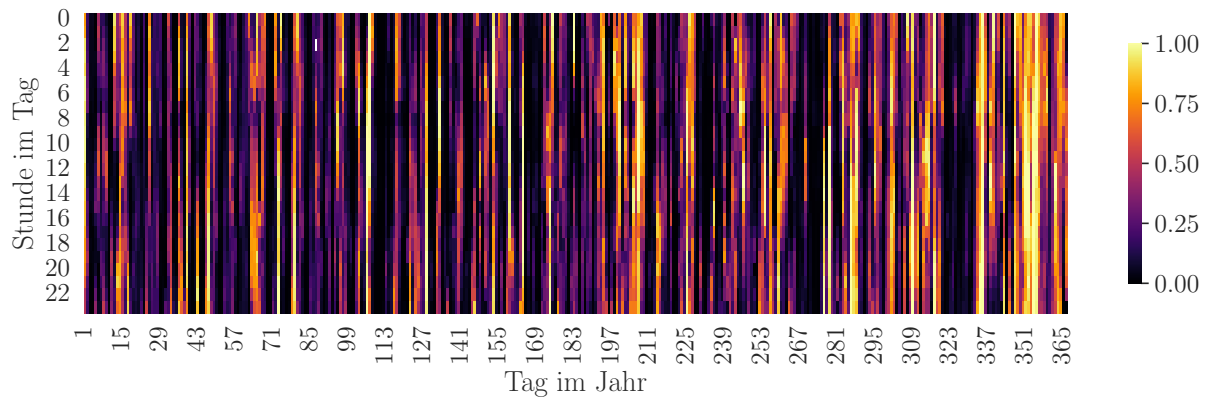


Abbildung B.40: Heatmap von Zeitreihe WP6 aus dem SimBench-Datensatz

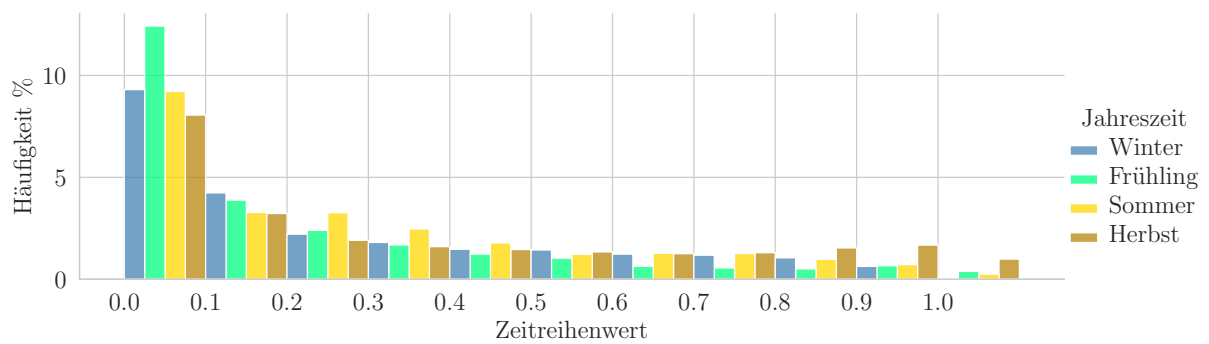


Abbildung B.41: Histogramm von Zeitreihe WP6 aus dem SimBench-Datensatz

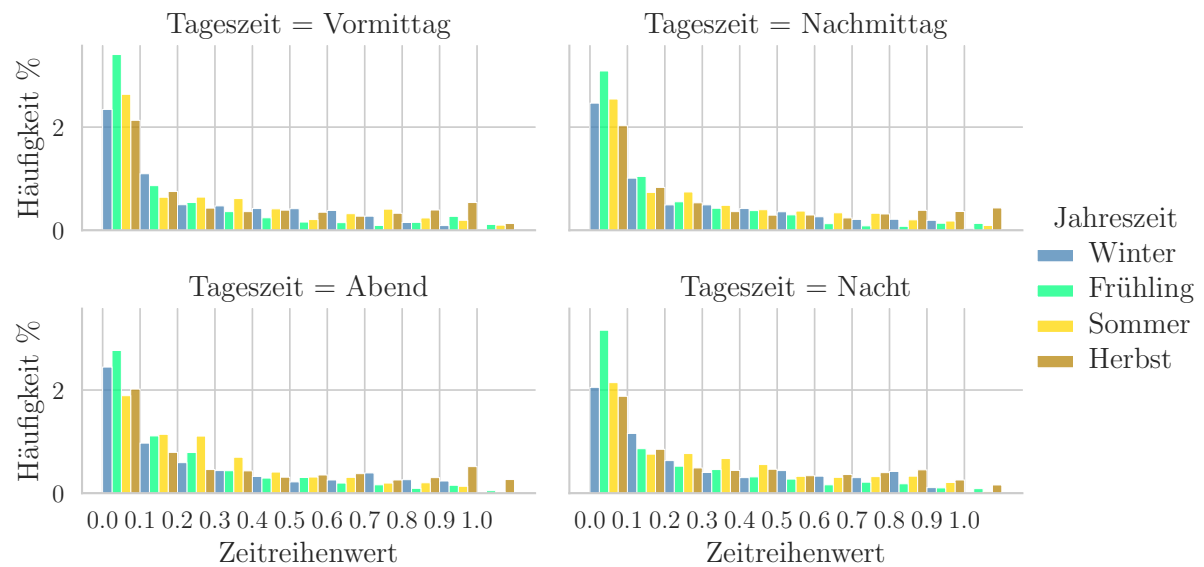


Abbildung B.42: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP6 aus dem SimBench-Datensatz

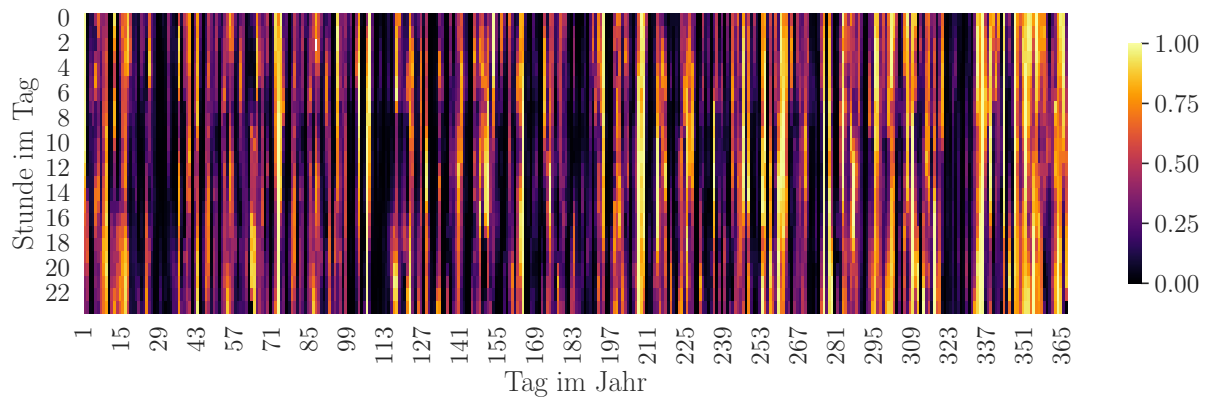


Abbildung B.43: Heatmap von Zeitreihe WP7 aus dem SimBench-Datensatz

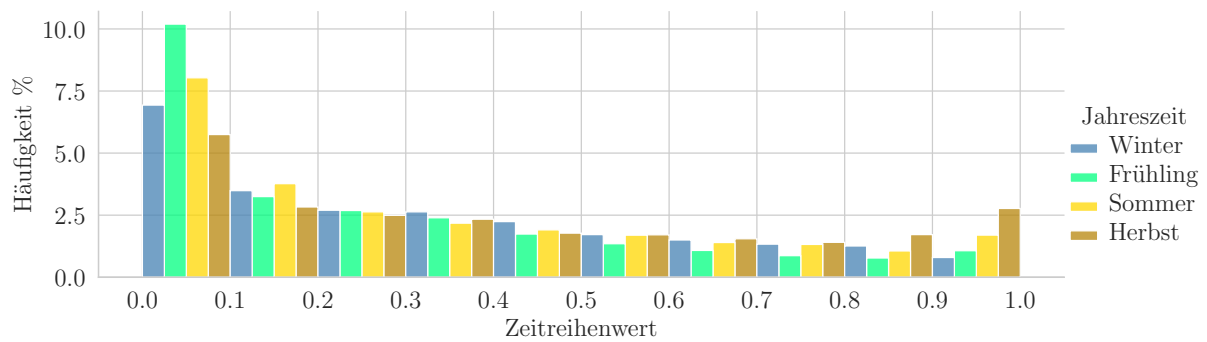


Abbildung B.44: Histogramm von Zeitreihe WP7 aus dem SimBench-Datensatz

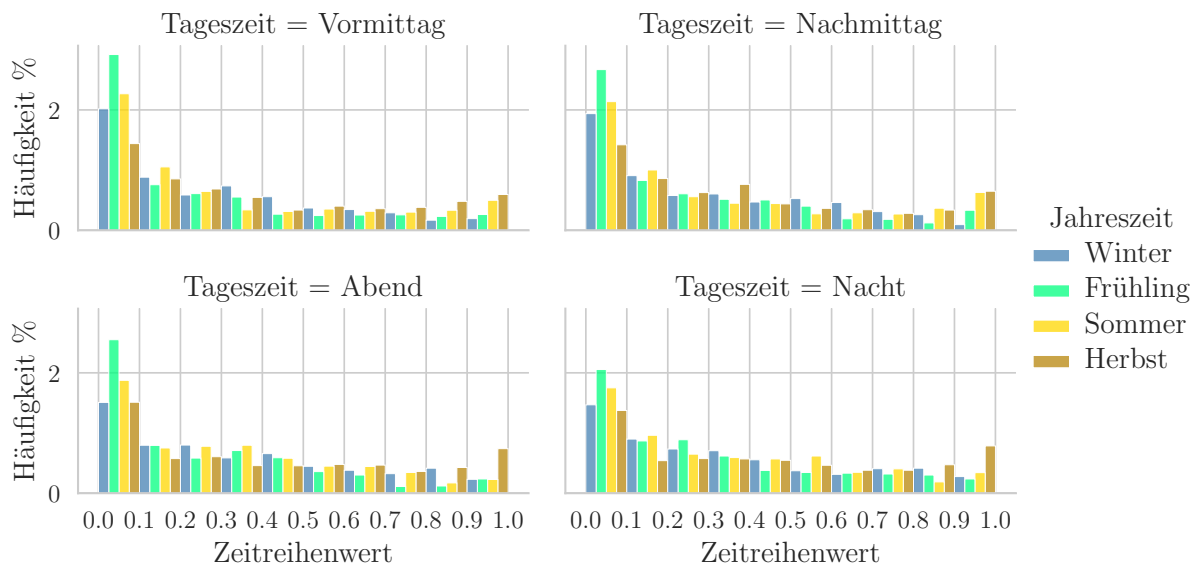


Abbildung B.45: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP7 aus dem SimBench-Datensatz

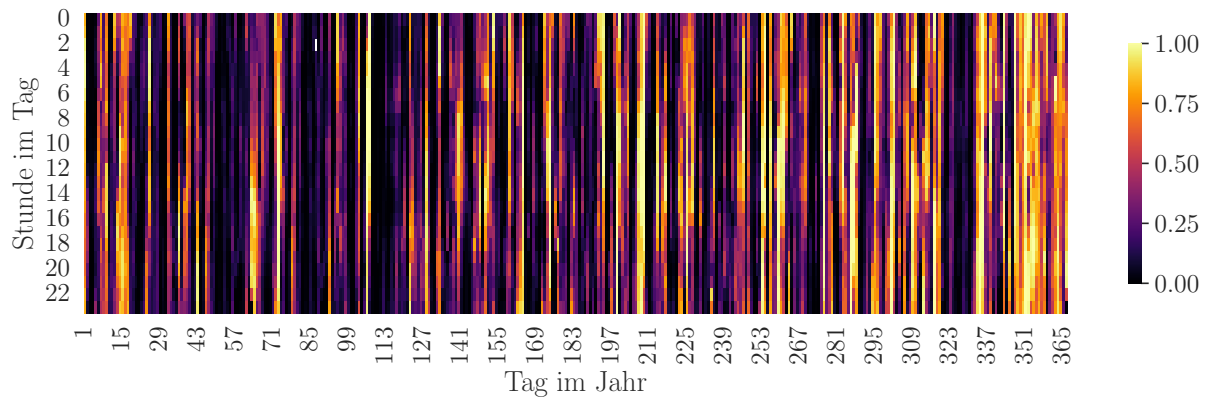


Abbildung B.46: Heatmap von Zeitreihe WP8 aus dem SimBench-Datensatz

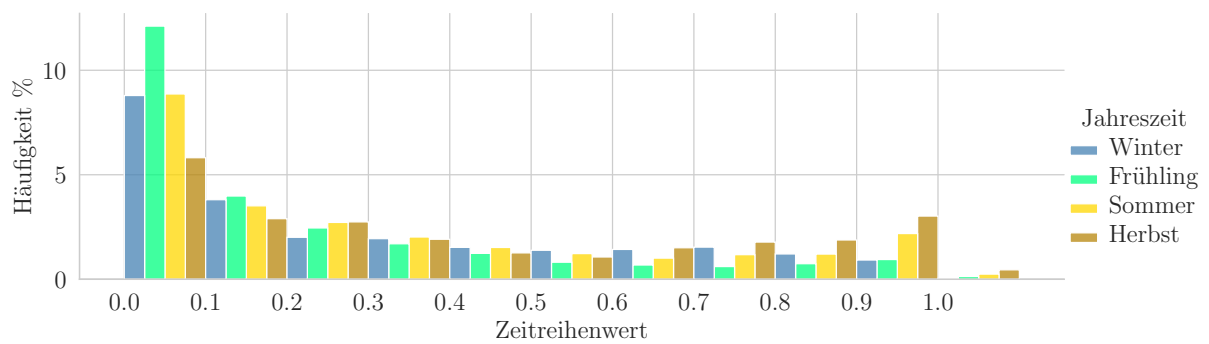


Abbildung B.47: Histogramm von Zeitreihe WP8 aus dem SimBench-Datensatz

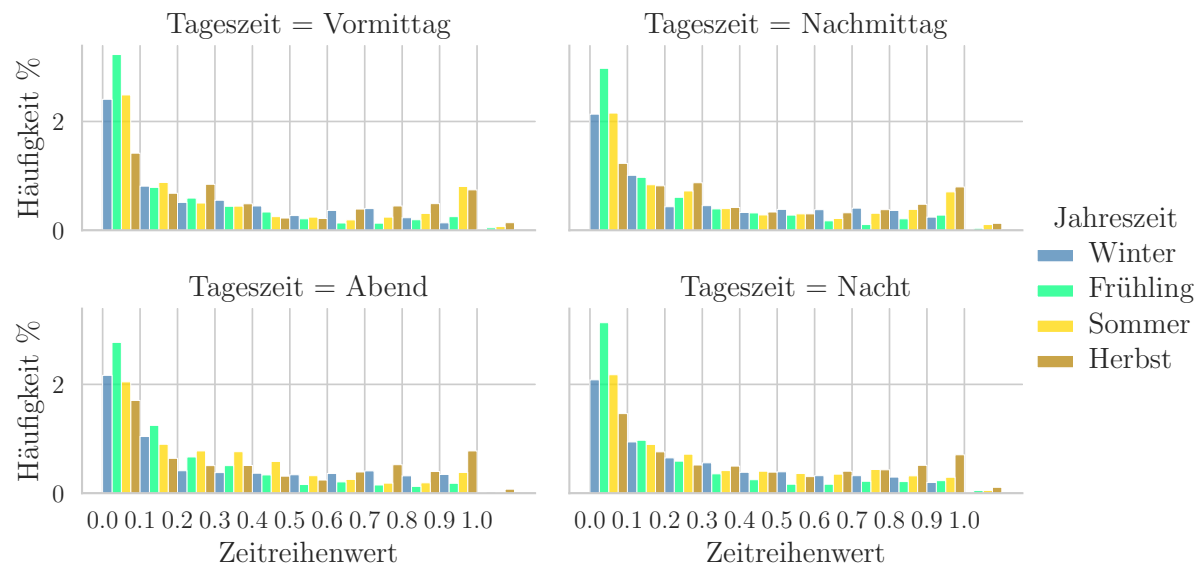


Abbildung B.48: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP8 aus dem SimBench-Datensatz

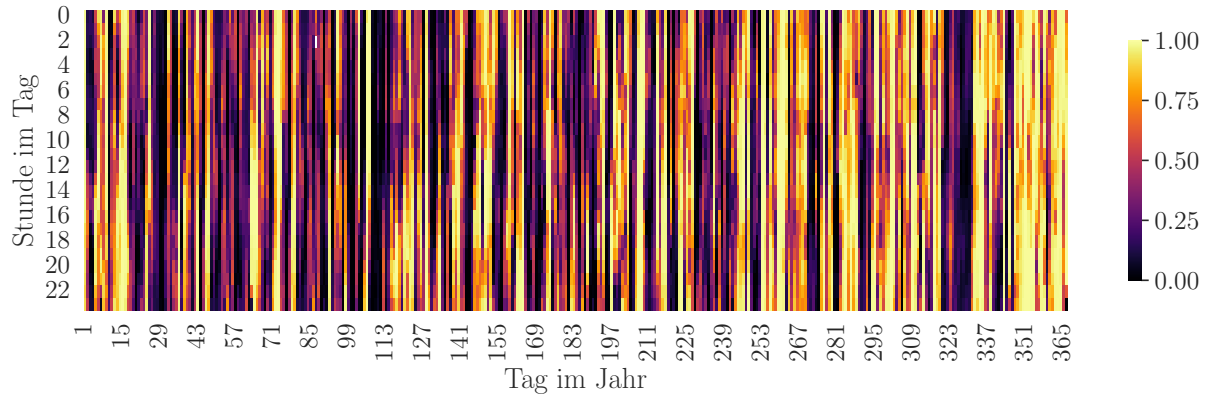


Abbildung B.49: Heatmap von Zeitreihe WP9 aus dem SimBench-Datensatz

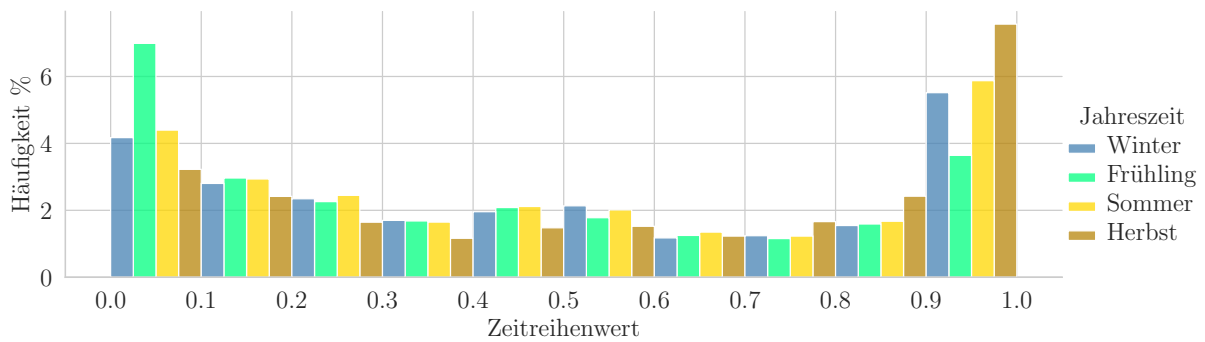


Abbildung B.50: Histogramm von Zeitreihe WP9 aus dem SimBench-Datensatz

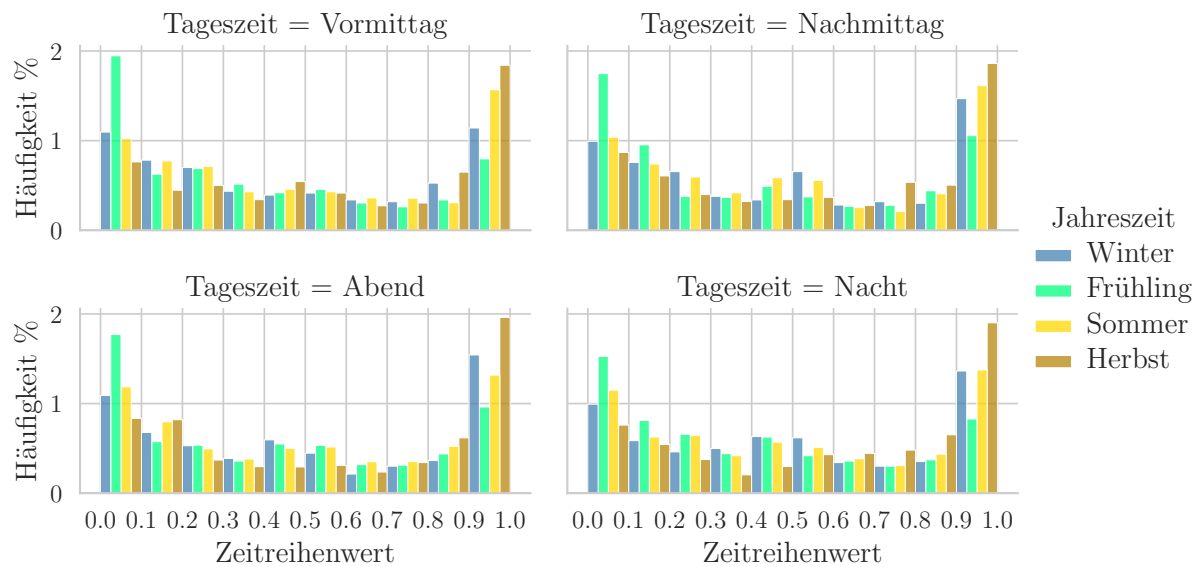


Abbildung B.51: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP9 aus dem SimBench-Datensatz

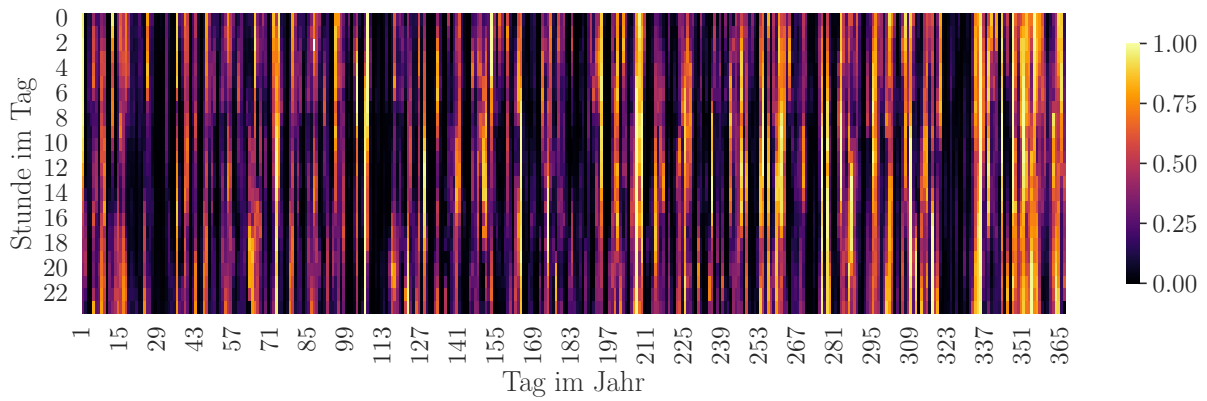


Abbildung B.52: Heatmap von Zeitreihe WP10 aus dem SimBench-Datensatz

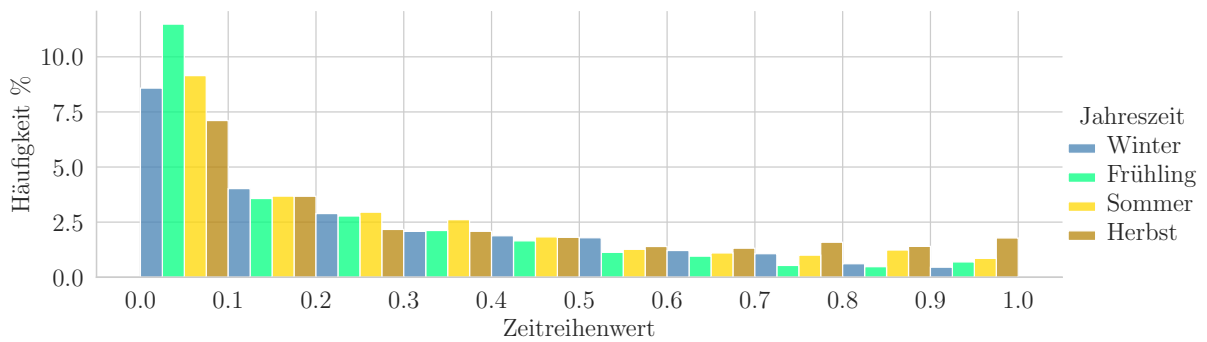


Abbildung B.53: Histogramm von Zeitreihe WP10 aus dem SimBench-Datensatz

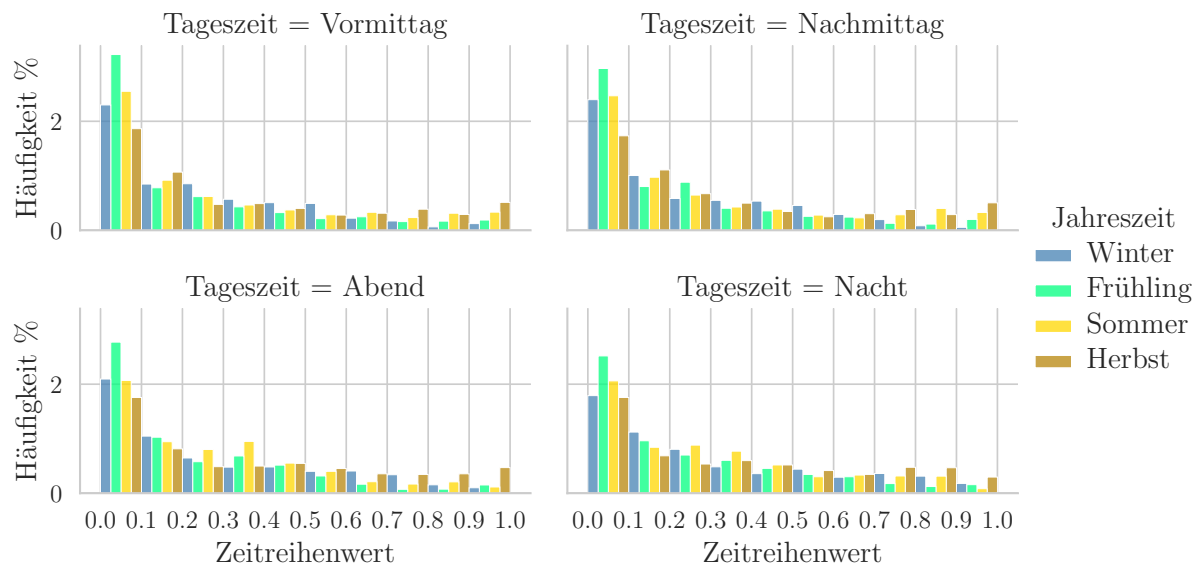


Abbildung B.54: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP10 aus dem SimBench-Datensatz



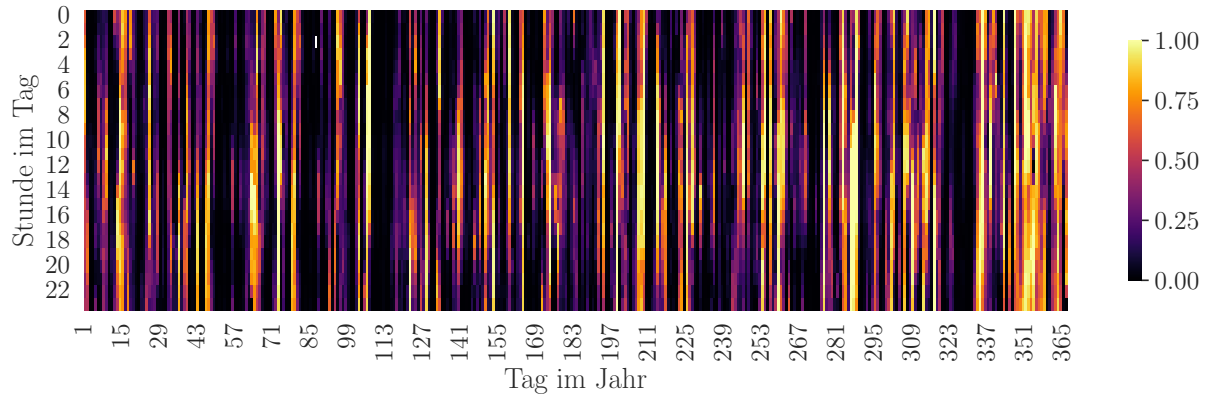


Abbildung B.55: Heatmap von Zeitreihe WP11 aus dem SimBench-Datensatz

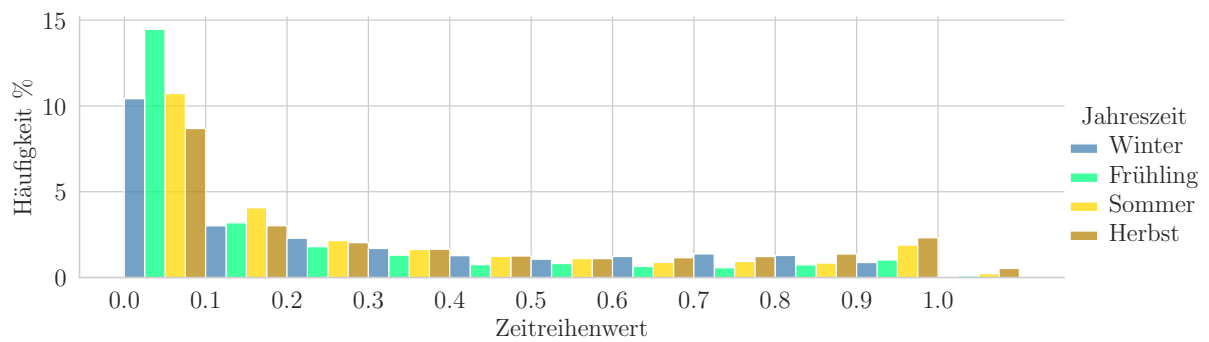


Abbildung B.56: Histogramm von Zeitreihe WP11 aus dem SimBench-Datensatz

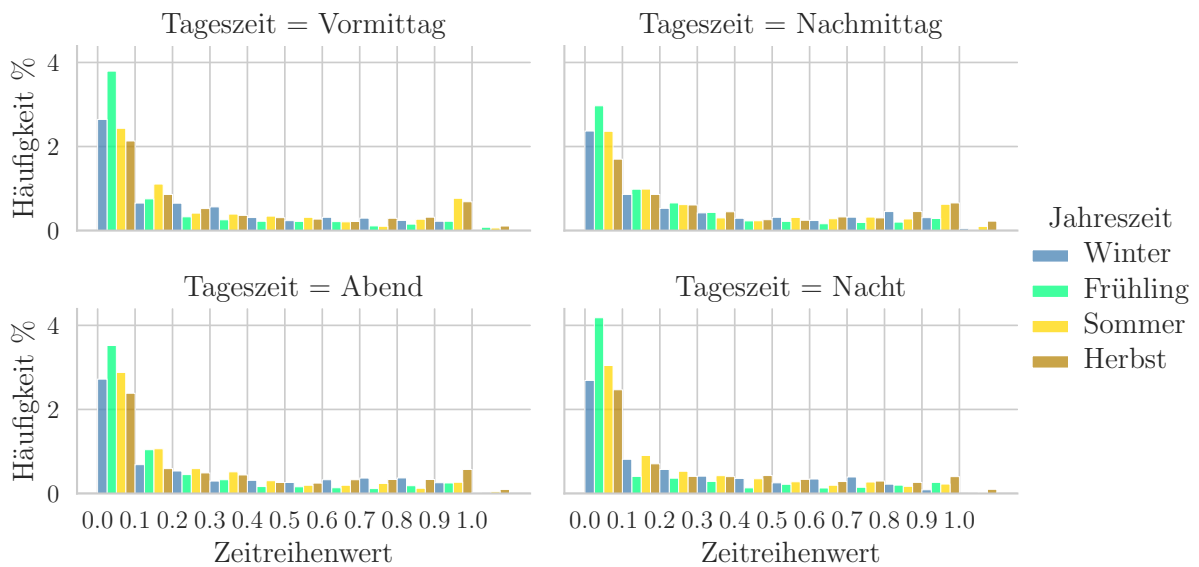


Abbildung B.57: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe WP11 aus dem SimBench-Datensatz

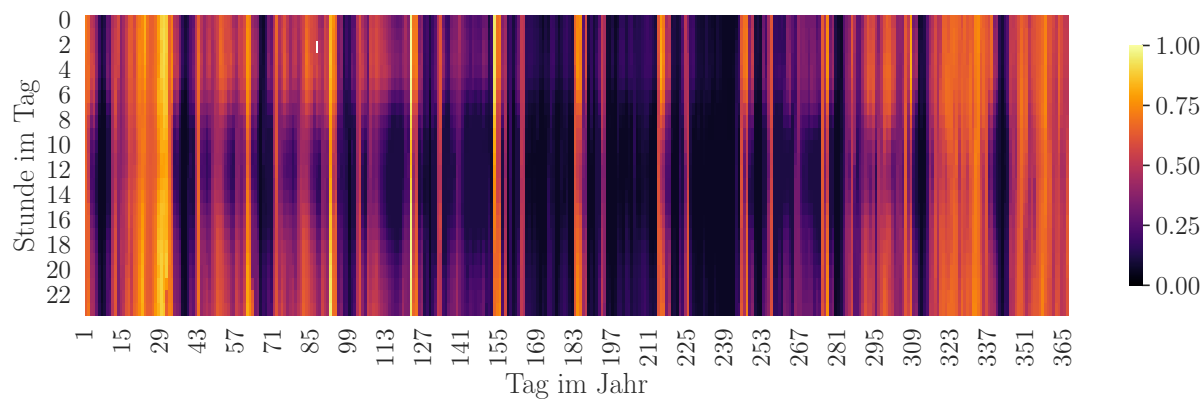


Abbildung B.58: Heatmap von Zeitreihe BM1 aus dem SimBench-Datensatz

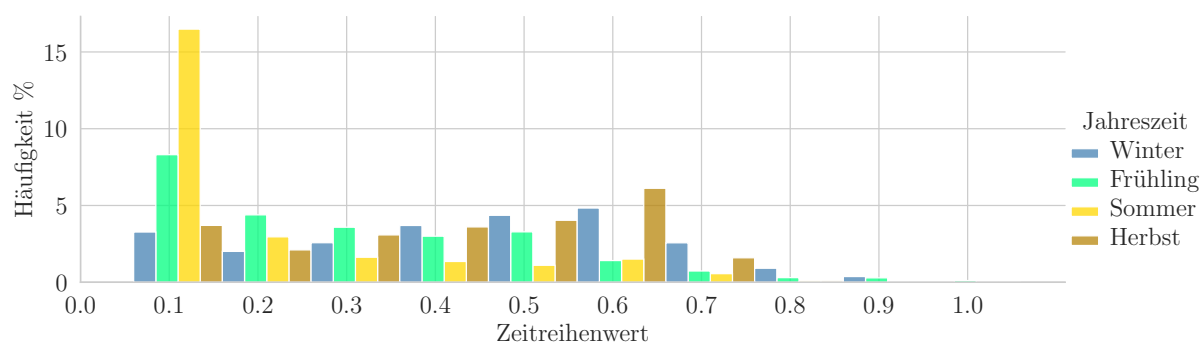


Abbildung B.59: Histogramm von Zeitreihe BM1 aus dem SimBench-Datensatz

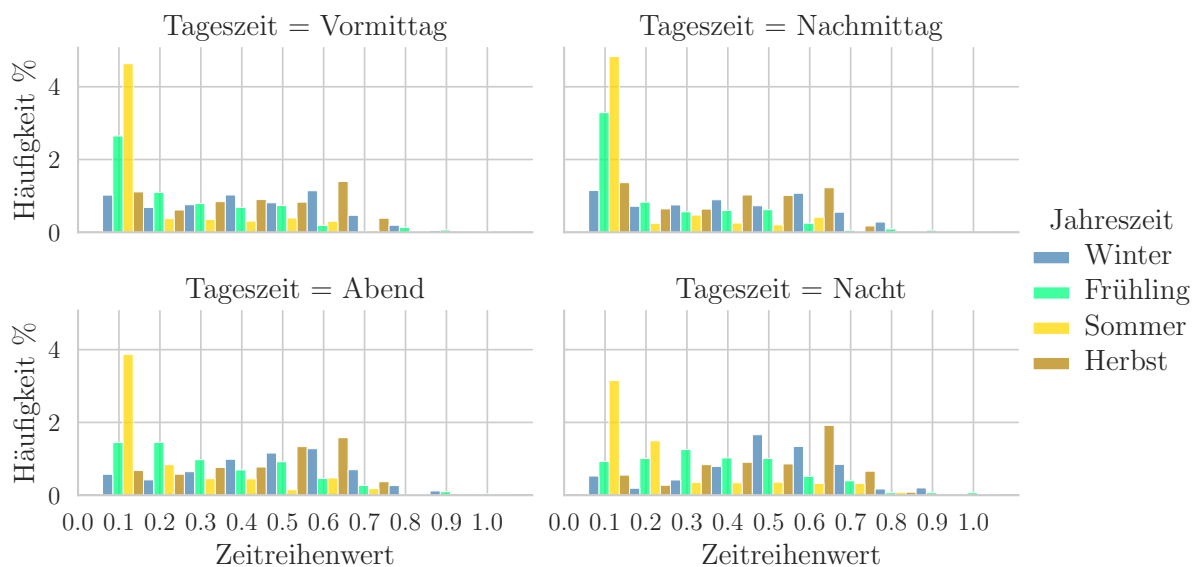


Abbildung B.60: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe BM1 aus dem SimBench-Datensatz

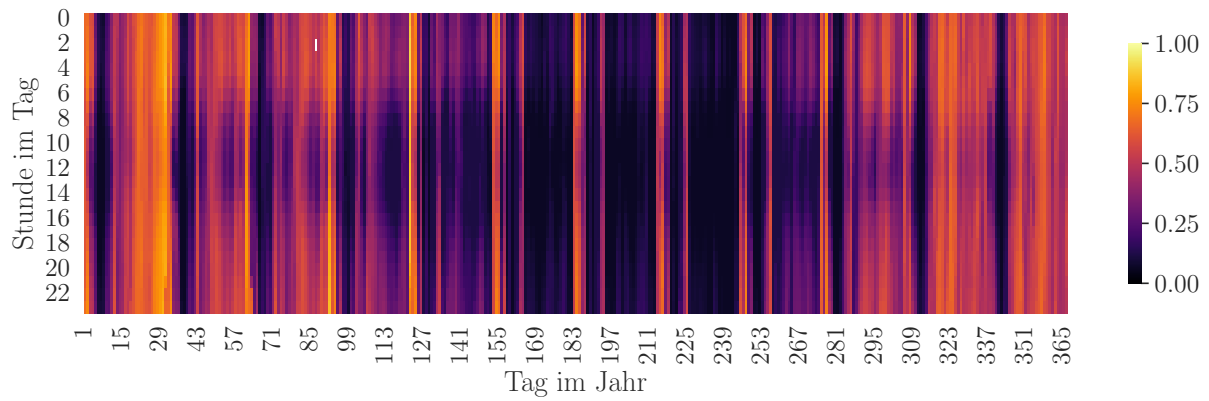


Abbildung B.61: Heatmap von Zeitreihe BM2 aus dem SimBench-Datensatz

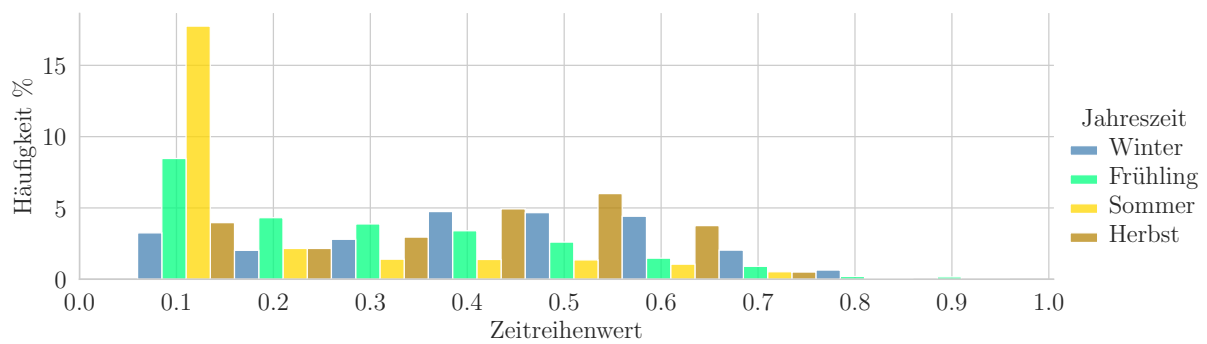


Abbildung B.62: Histogramm von Zeitreihe BM2 aus dem SimBench-Datensatz

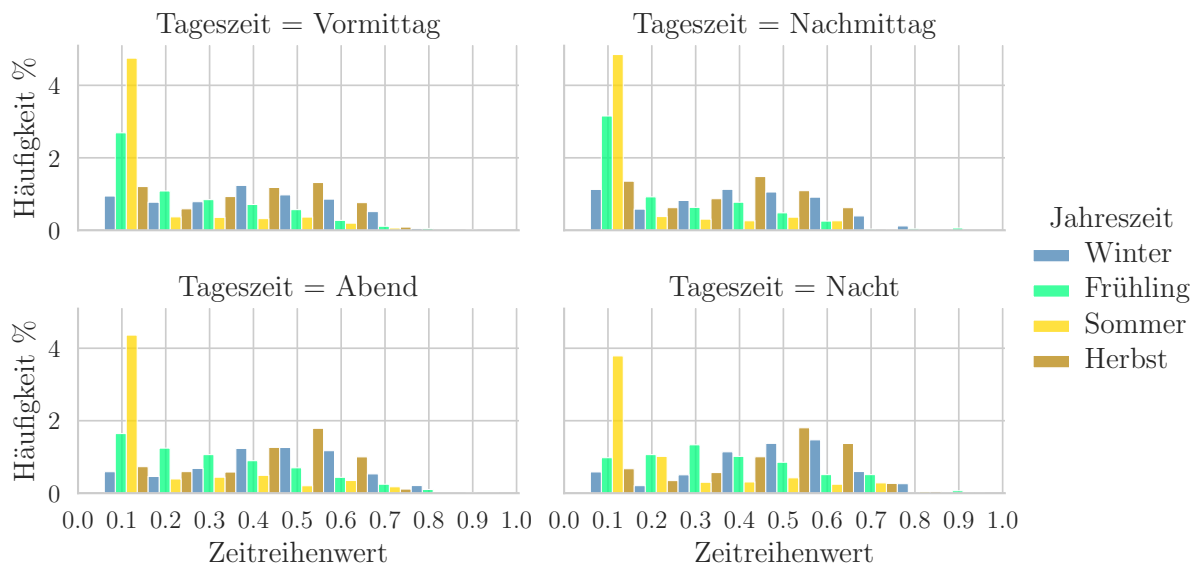


Abbildung B.63: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe BM2 aus dem SimBench-Datensatz

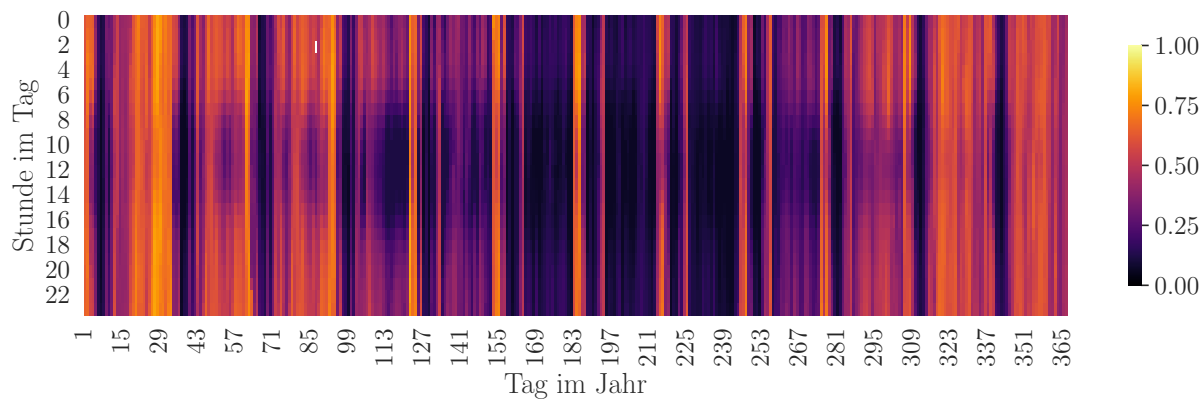


Abbildung B.64: Heatmap von Zeitreihe BM3 aus dem SimBench-Datensatz

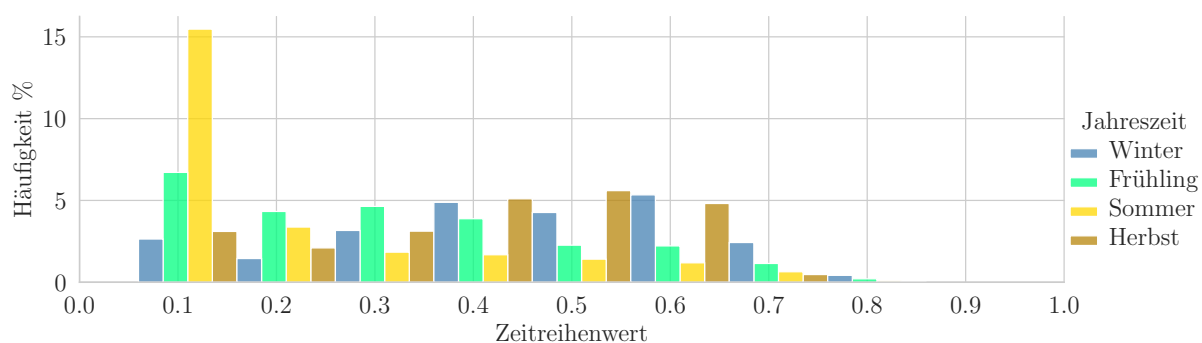


Abbildung B.65: Histogramm von Zeitreihe BM3 aus dem SimBench-Datensatz

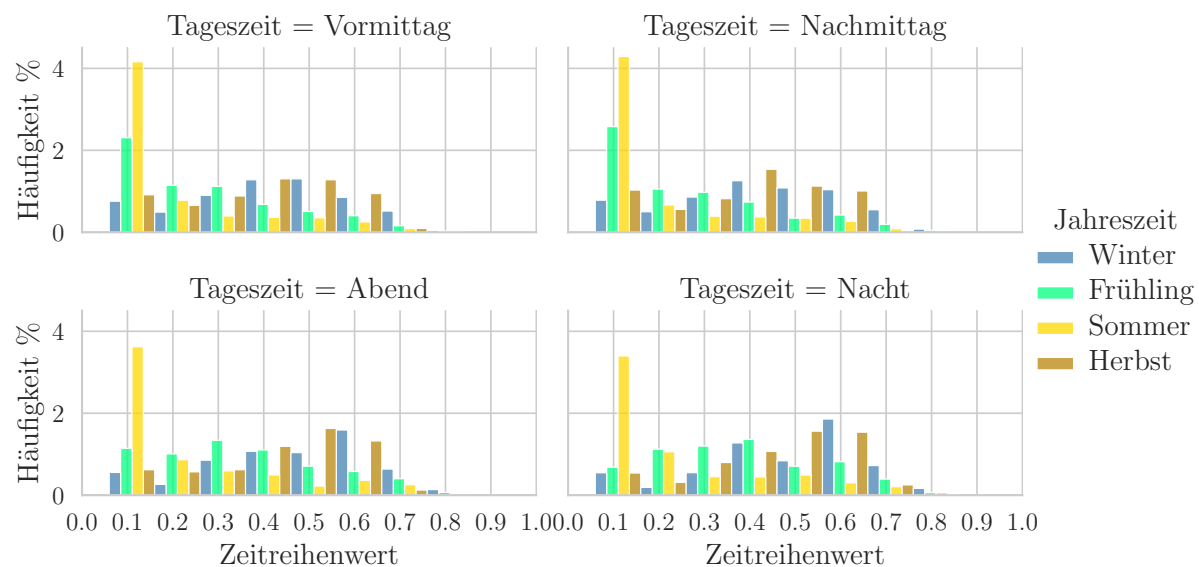


Abbildung B.66: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe BM3 aus dem SimBench-Datensatz

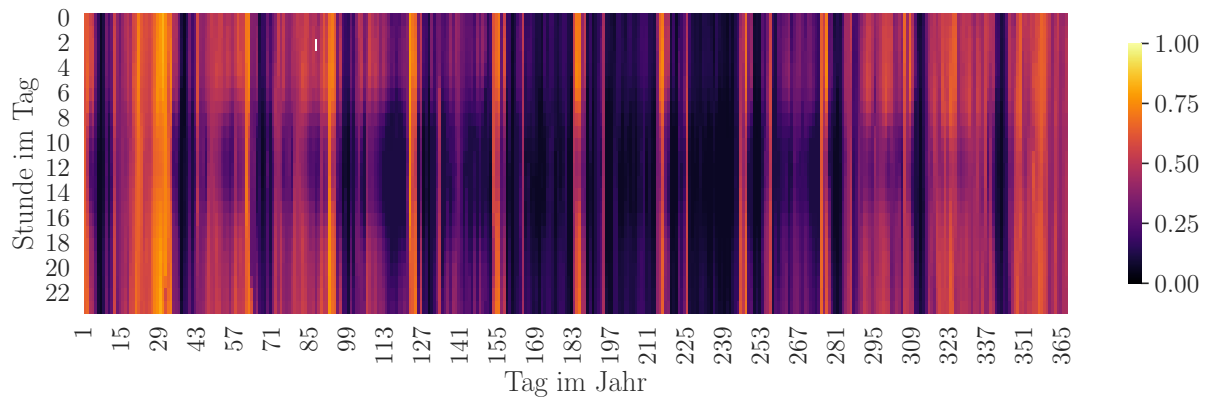


Abbildung B.67: Heatmap von Zeitreihe BM4 aus dem SimBench-Datensatz

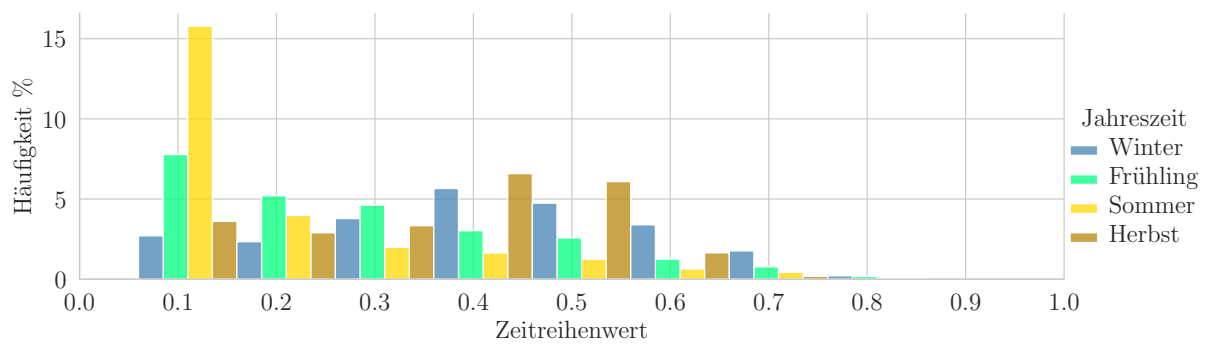


Abbildung B.68: Histogramm von Zeitreihe BM4 aus dem SimBench-Datensatz

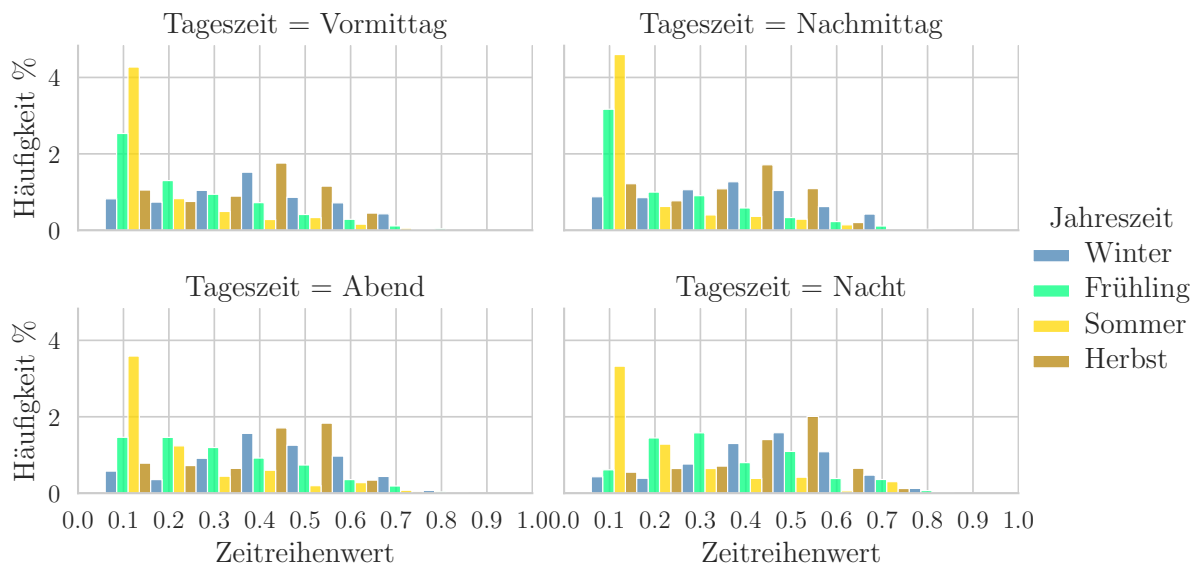


Abbildung B.69: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe BM4 aus dem SimBench-Datensatz

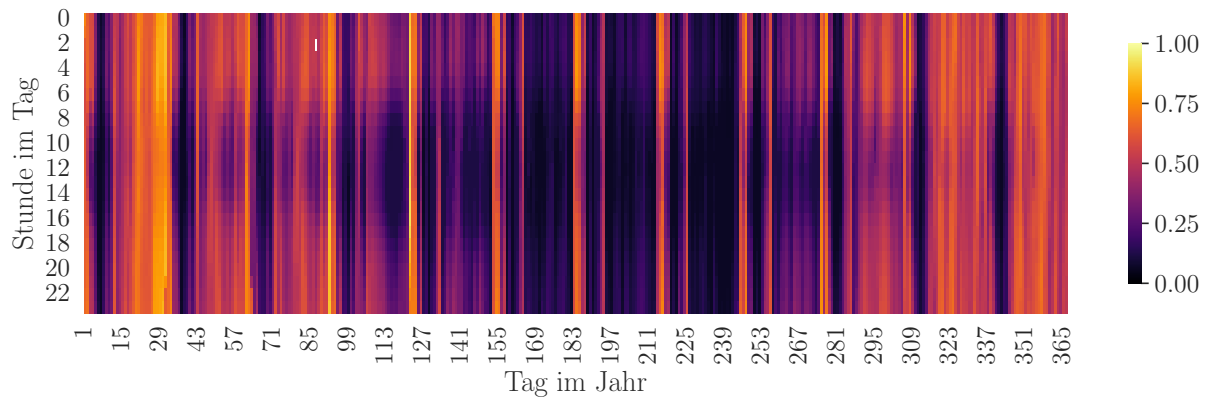


Abbildung B.70: Heatmap von Zeitreihe BM5 aus dem SimBench-Datensatz

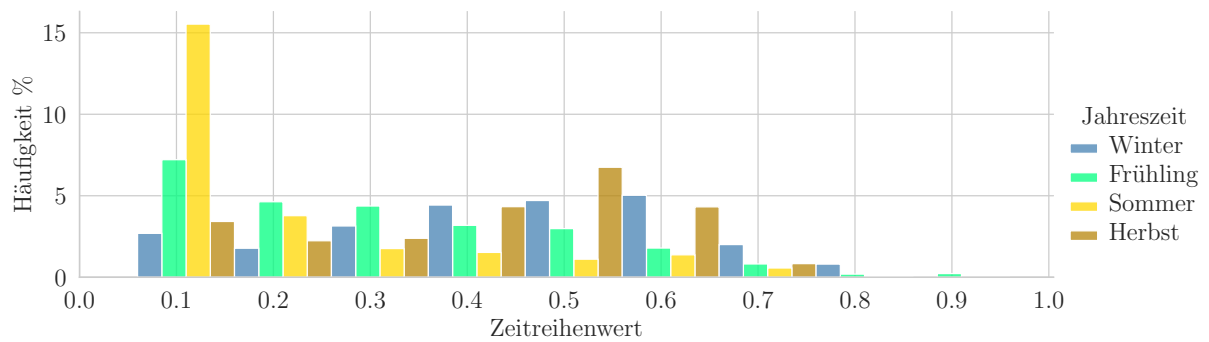


Abbildung B.71: Histogramm von Zeitreihe BM5 aus dem SimBench-Datensatz

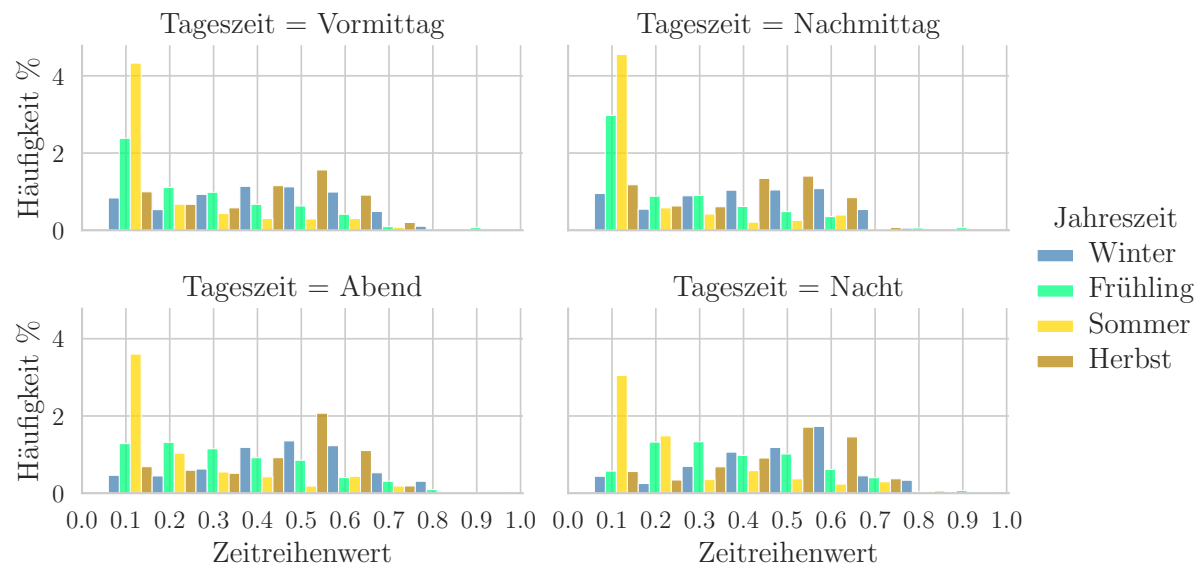


Abbildung B.72: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe BM5 aus dem SimBench-Datensatz

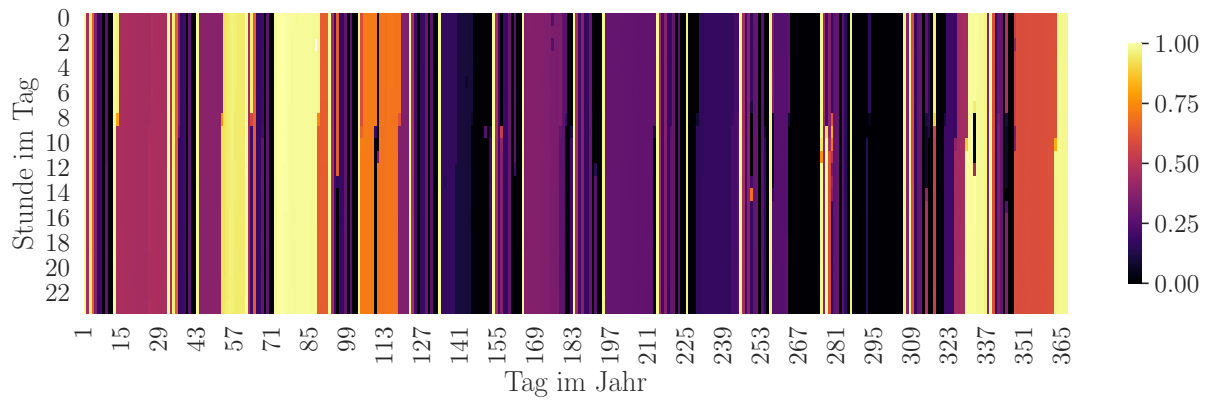


Abbildung B.73: Heatmap von Zeitreihe Hydro1 aus dem SimBench-Datensatz

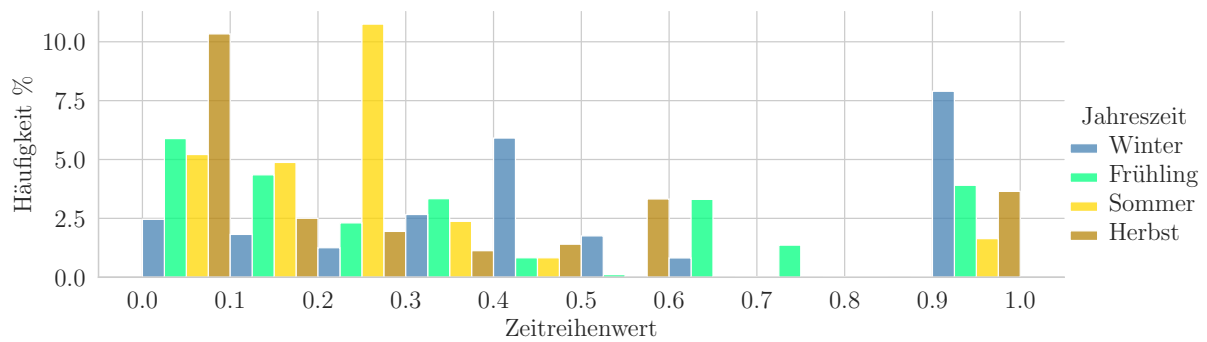


Abbildung B.74: Histogramm von Zeitreihe Hydro1 aus dem SimBench-Datensatz

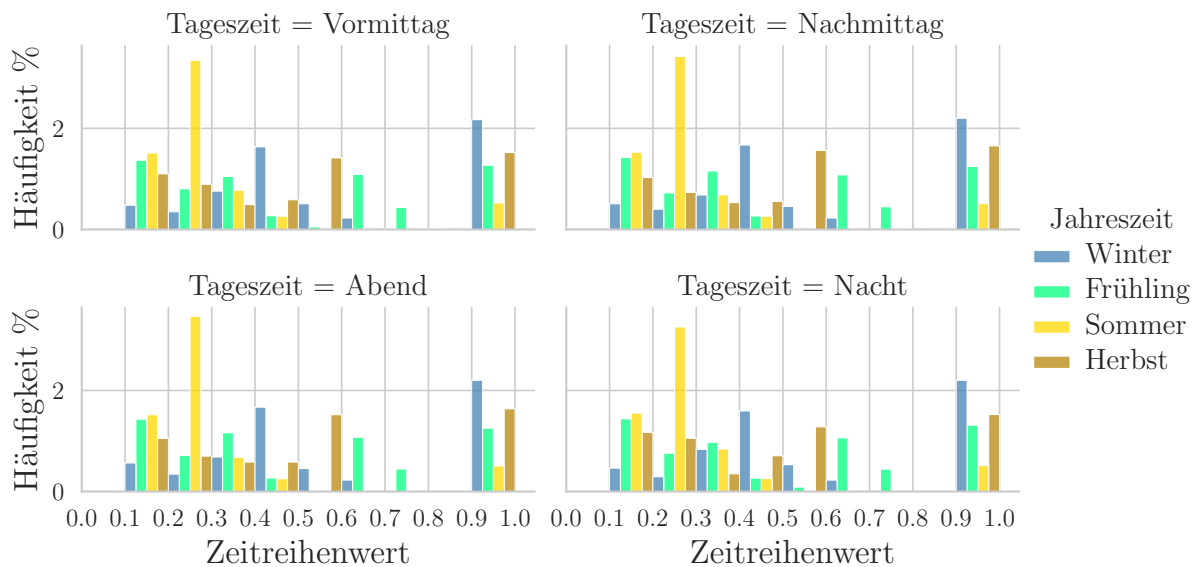


Abbildung B.75: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe Hydro1 aus dem SimBench-Datensatz

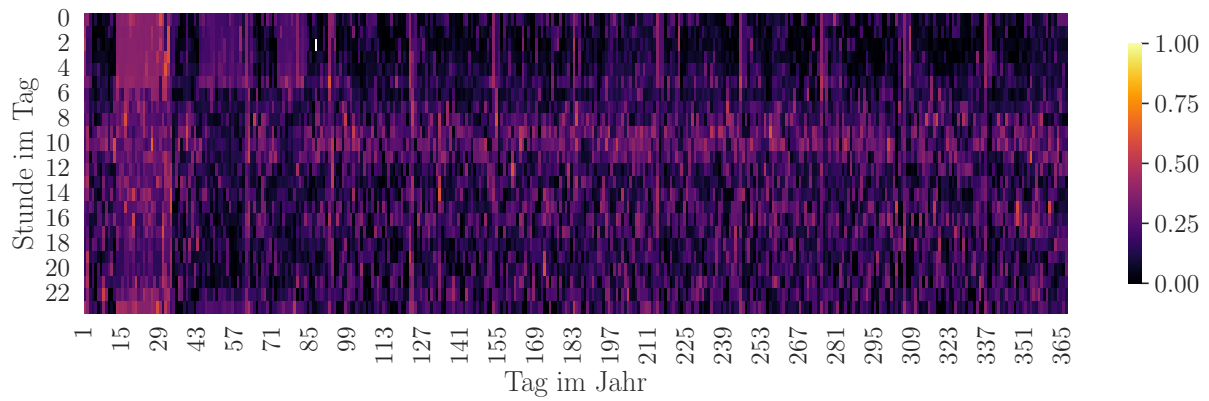


Abbildung B.76: Heatmap von Zeitreihe Hydro2 aus dem SimBench-Datensatz

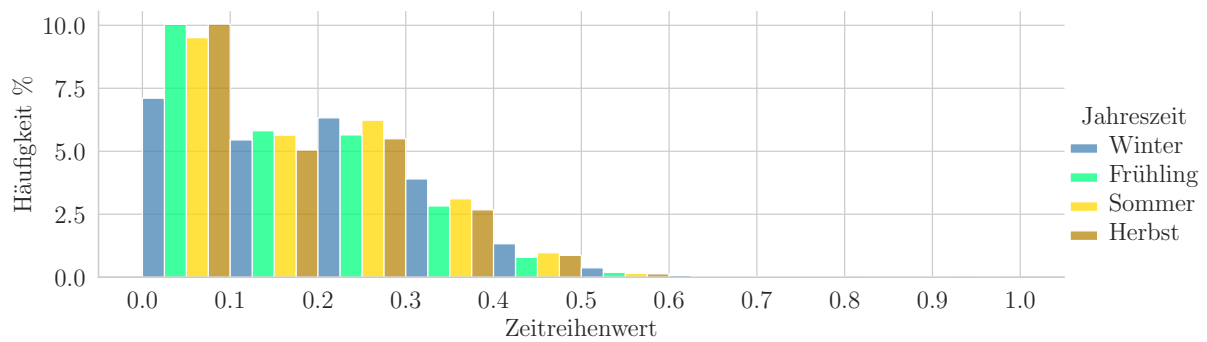


Abbildung B.77: Histogramm von Zeitreihe Hydro2 aus dem SimBench-Datensatz

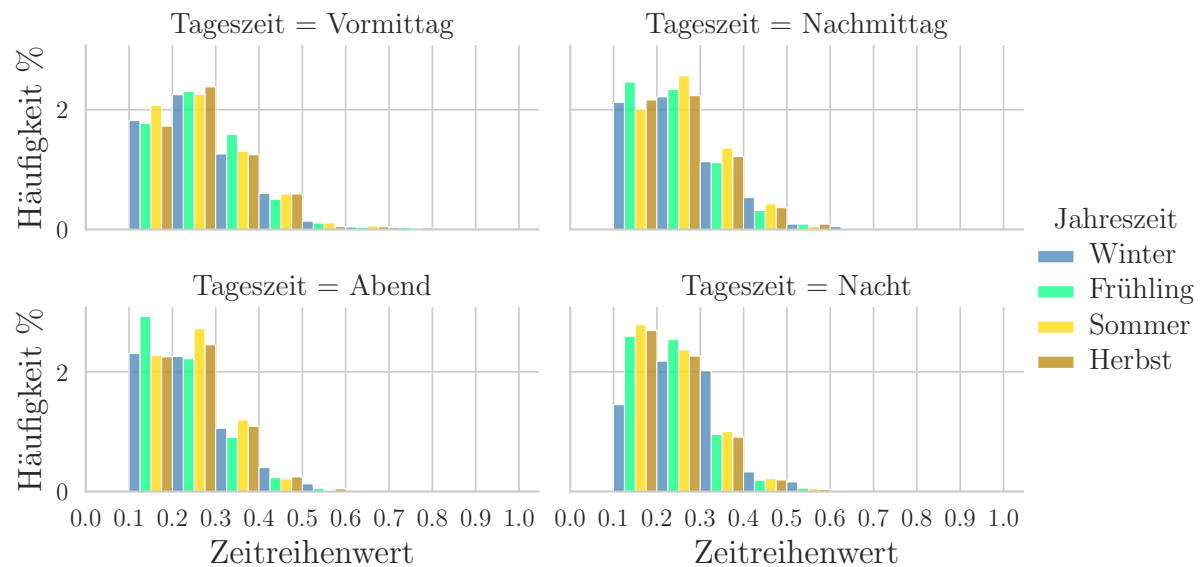


Abbildung B.78: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe Hydro2 aus dem SimBench-Datensatz



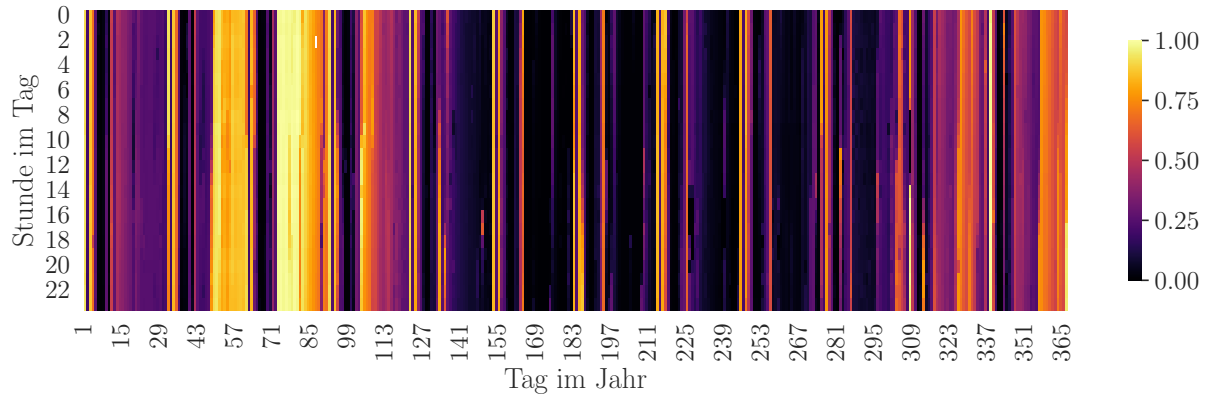


Abbildung B.79: Heatmap von Zeitreihe Hydro3 aus dem SimBench-Datensatz

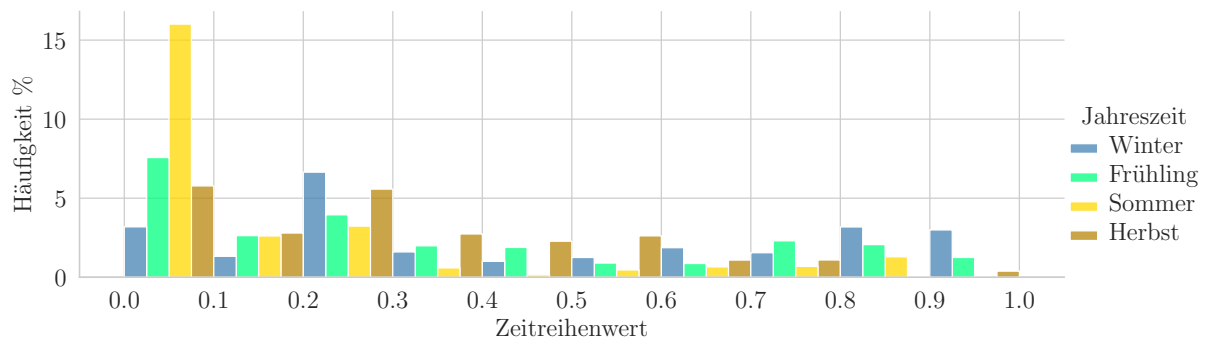


Abbildung B.80: Histogramm von Zeitreihe Hydro3 aus dem SimBench-Datensatz

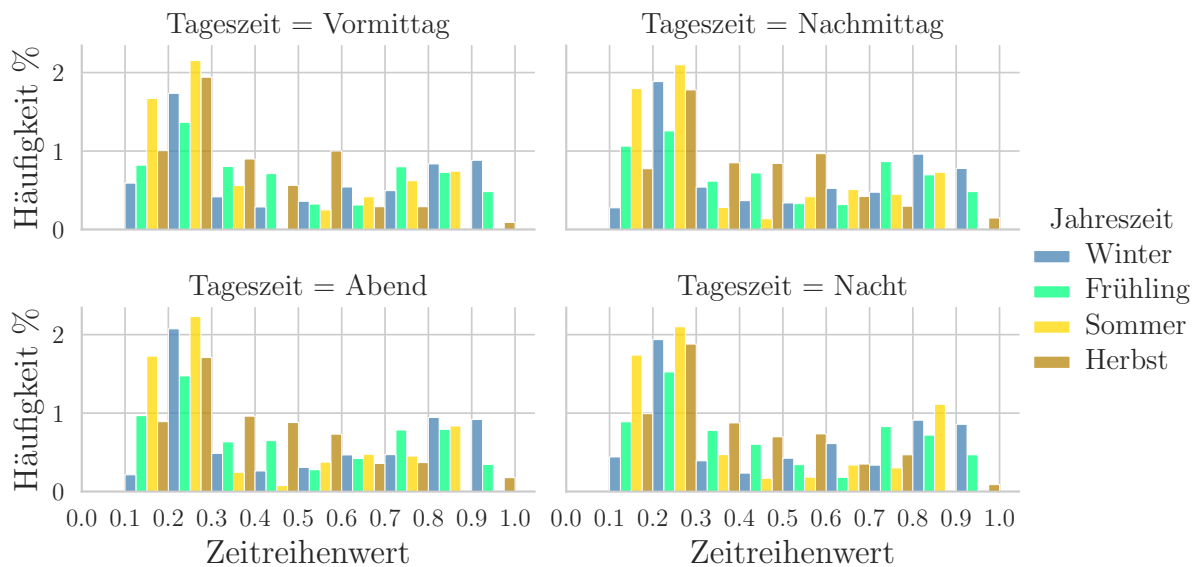
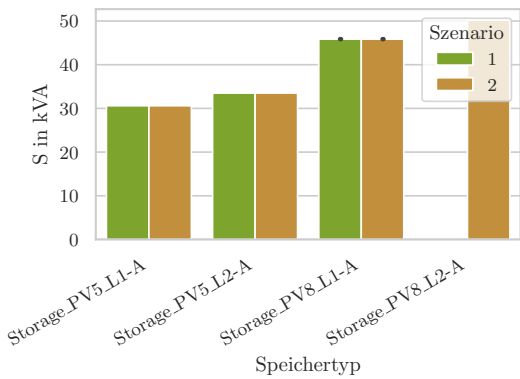
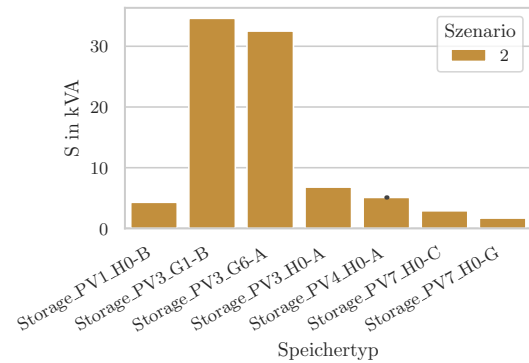


Abbildung B.81: Nach Tageszeiten unterteilte Histogramme von Zeitreihe Hydro3 aus dem SimBench-Datensatz

### B.3 SimBench Netzeigenschaften: NS-Datensatz

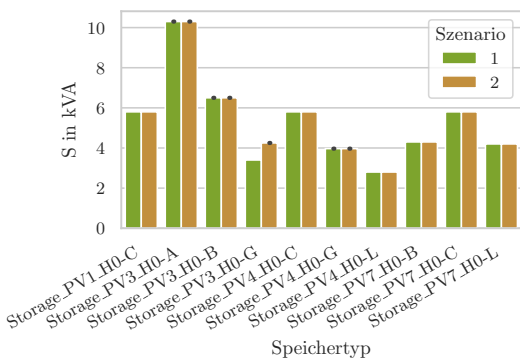


(a) Cluster rural1

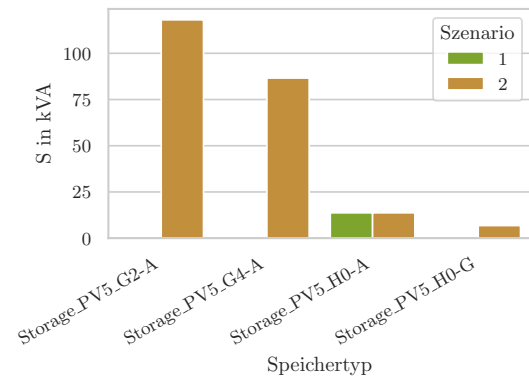


(b) Cluster rural2

Abbildung B.82: Speicherkapazität in kVA nach Speichertypen bzw. hinterlegten Zeitprofilen für die Cluster rural1 und rural2 aus dem SimBench-NS-Datensatz

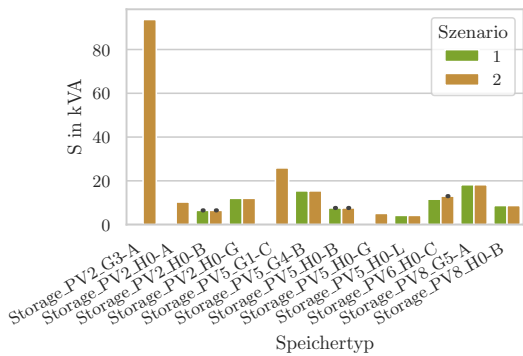


(a) Cluster rural3

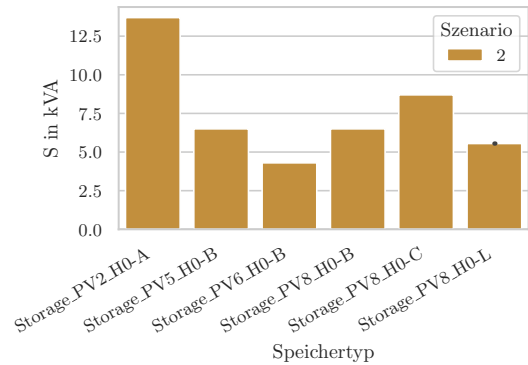


(b) Cluster semiurb4

Abbildung B.83: Speicherkapazität in kVA nach Speichertypen bzw. hinterlegten Zeitprofilen für die Cluster rural3 und semiurb4 aus dem SimBench-NS-Datensatz



(a) Cluster semiurb5



(b) Cluster urban6

Abbildung B.84: Speicherkapazität in MVA nach Speichertypen bzw. hinterlegten Zeitprofilen für die Cluster semiurb5 und urban6 aus dem SimBench-NS-Datensatz

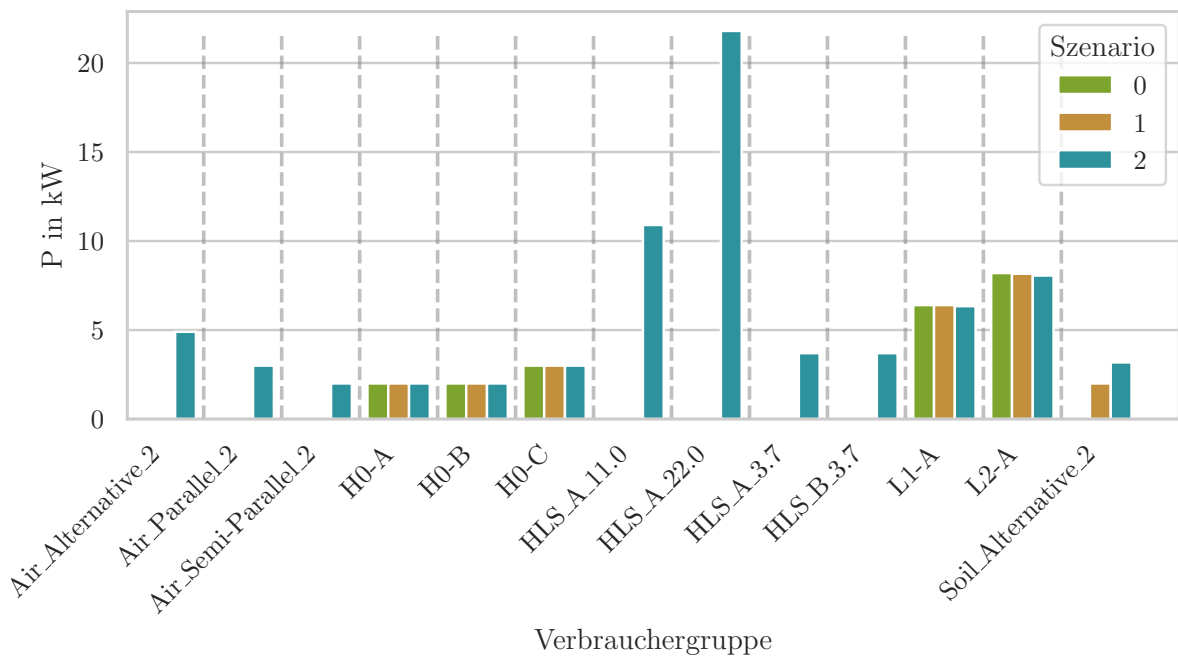


Abbildung B.85: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster rural1 aus dem SimBench-NS-Datensatz

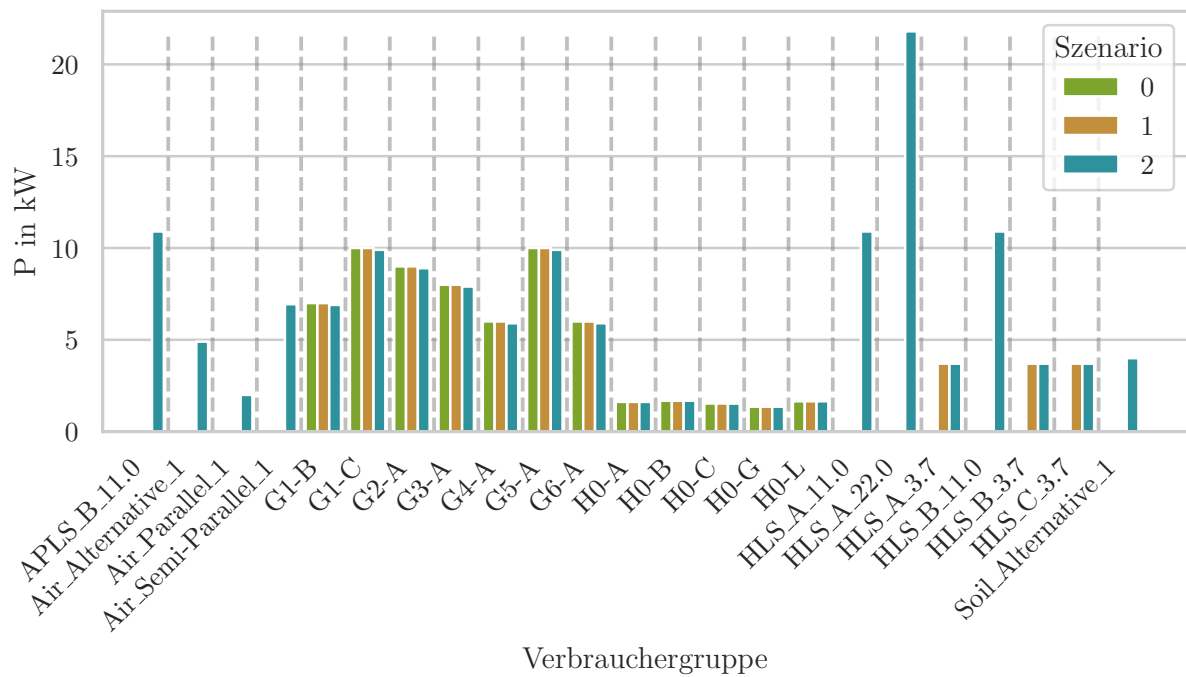


Abbildung B.86: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster rural2 aus dem SimBench-NS-Datensatz

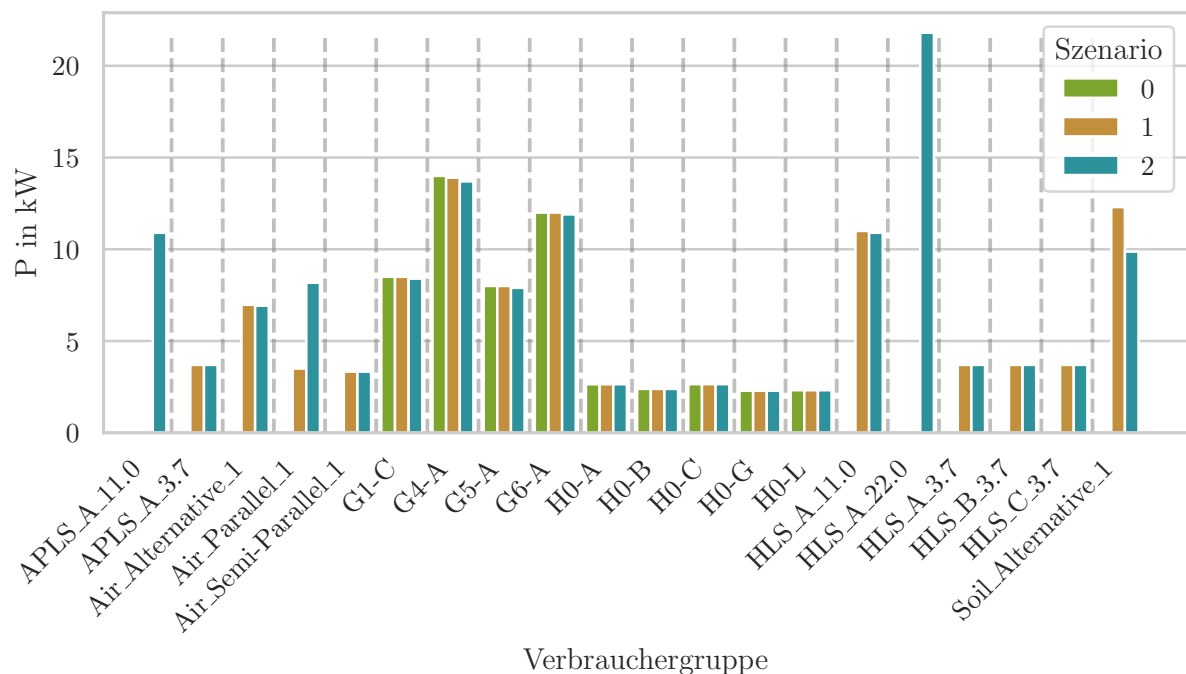


Abbildung B.87: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster rural3 aus dem SimBench-NS-Datensatz

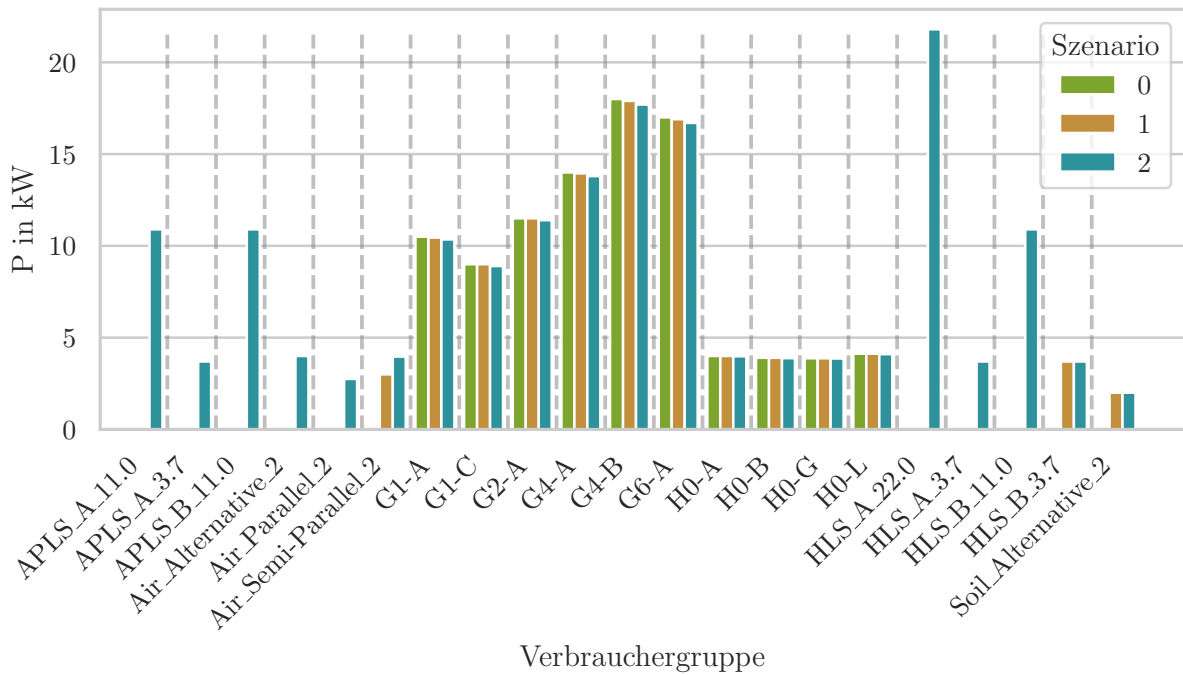


Abbildung B.88: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster semiurb4 aus dem SimBench-NS-Datensatz

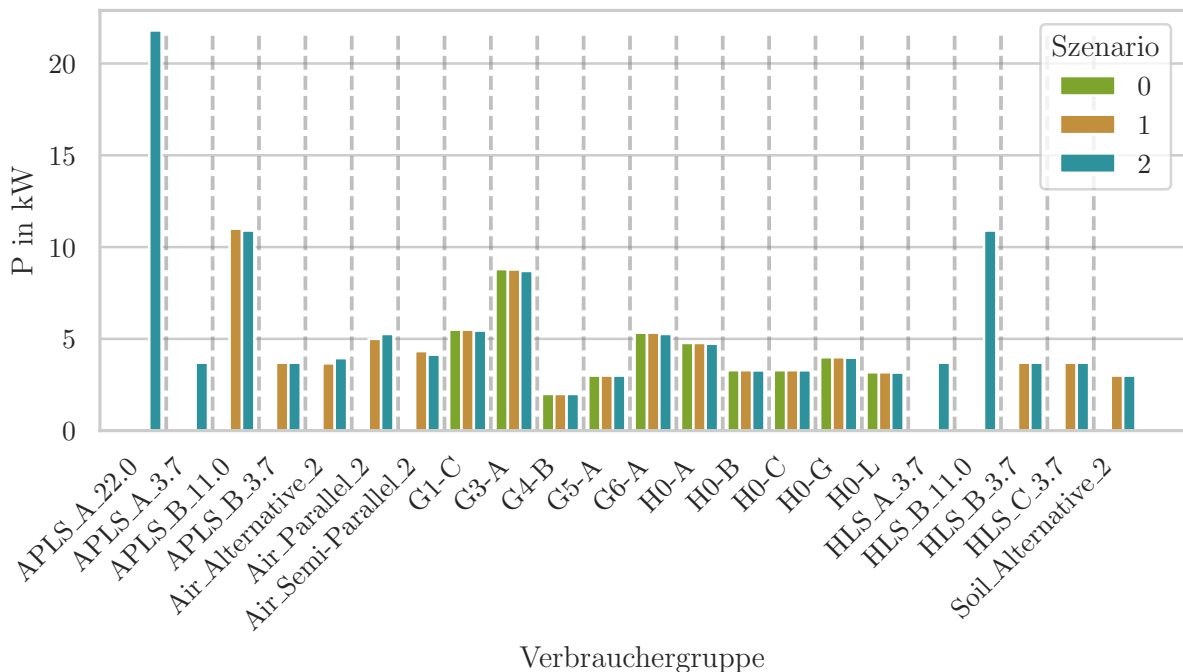


Abbildung B.89: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster semiurb5 aus dem SimBench-NS-Datensatz

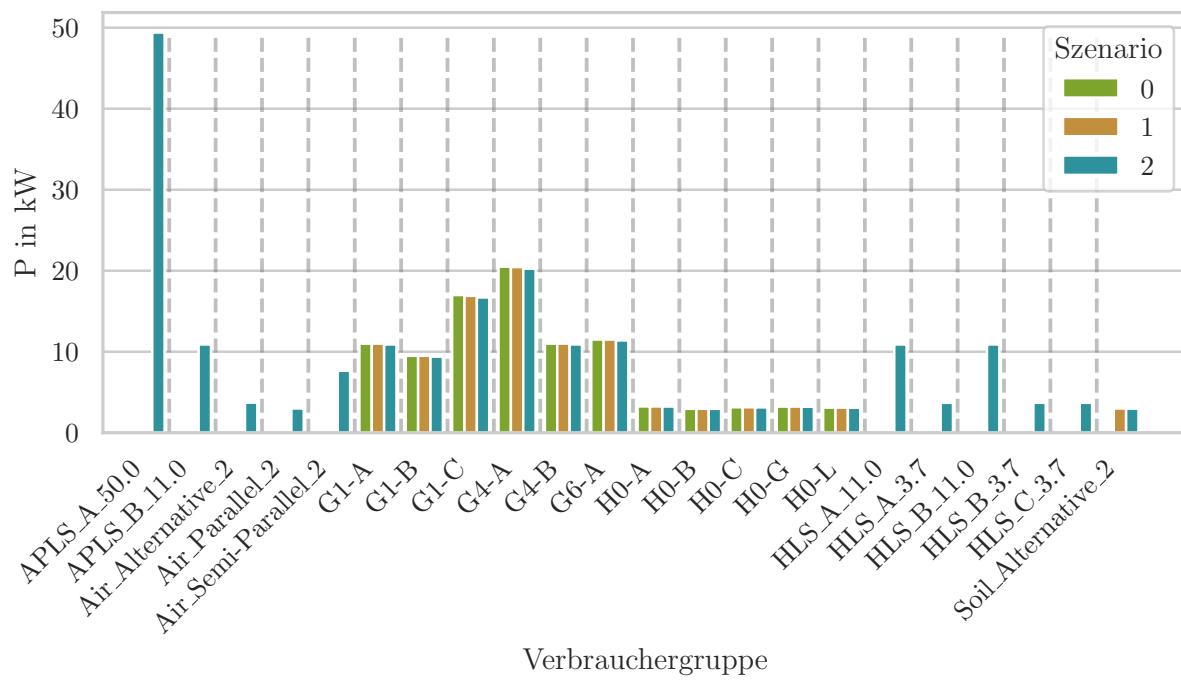


Abbildung B.90: Gesamthöchstlast in kW nach Verbrauchergruppen für Cluster urban6 aus dem SimBench-NS-Datensatz

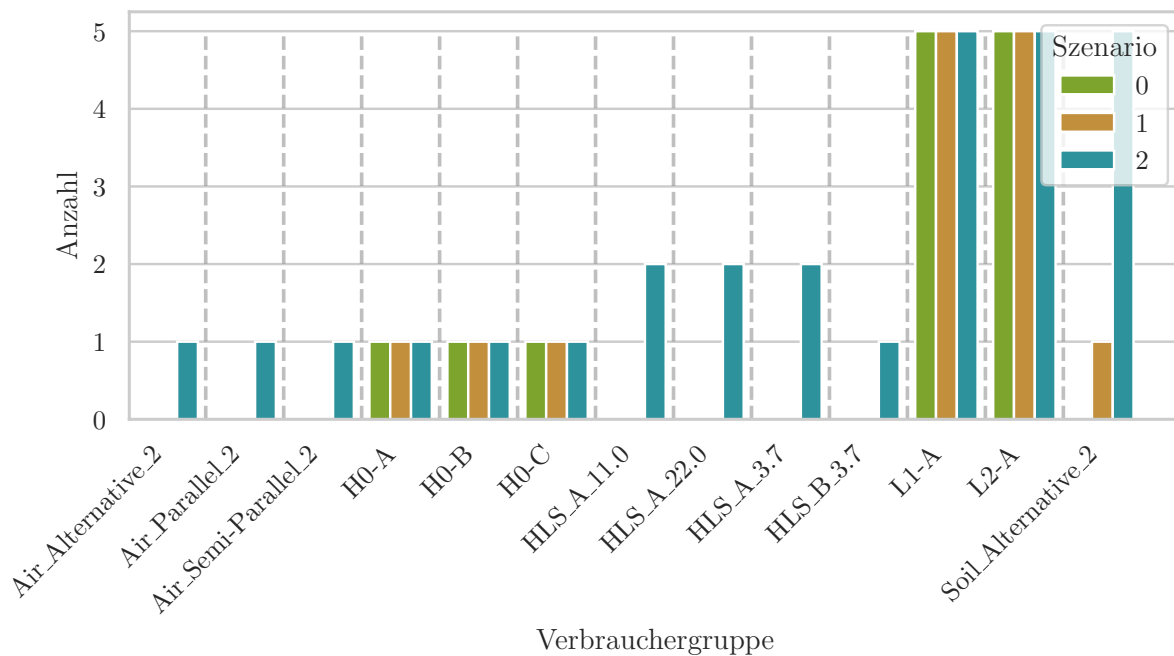


Abbildung B.91: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster rural1 aus dem SimBench-NS-Datensatz

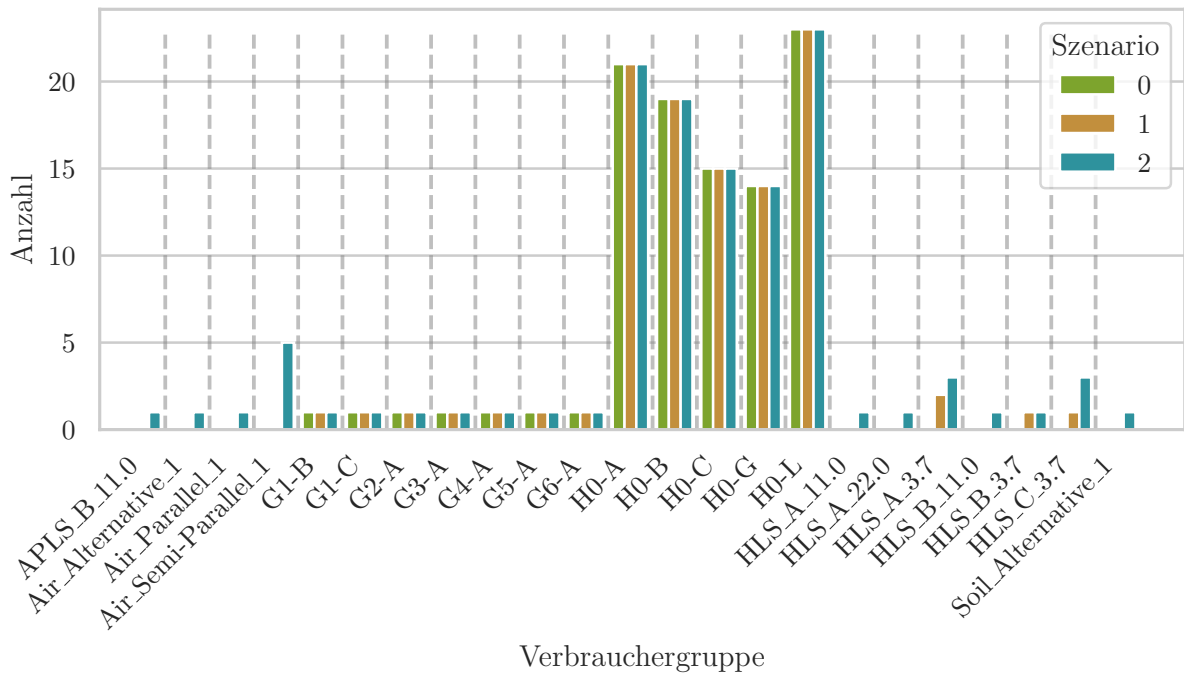


Abbildung B.92: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster rural2 aus dem SimBench-NS-Datensatz

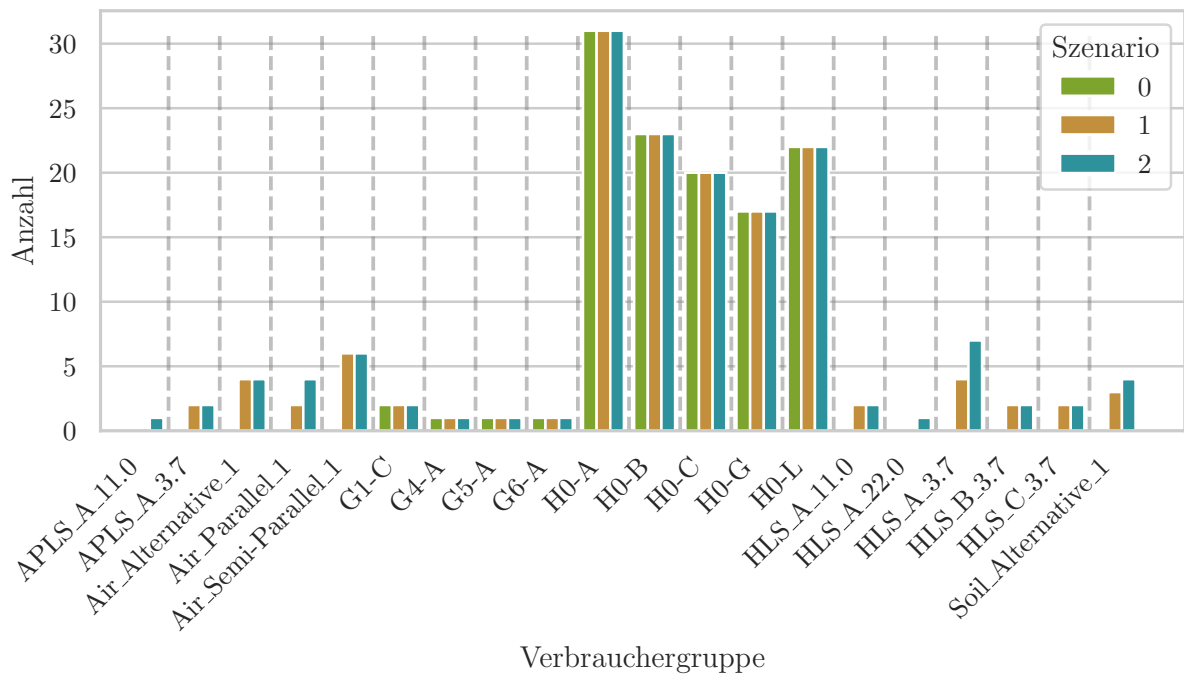


Abbildung B.93: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster rural3 aus dem SimBench-NS-Datensatz

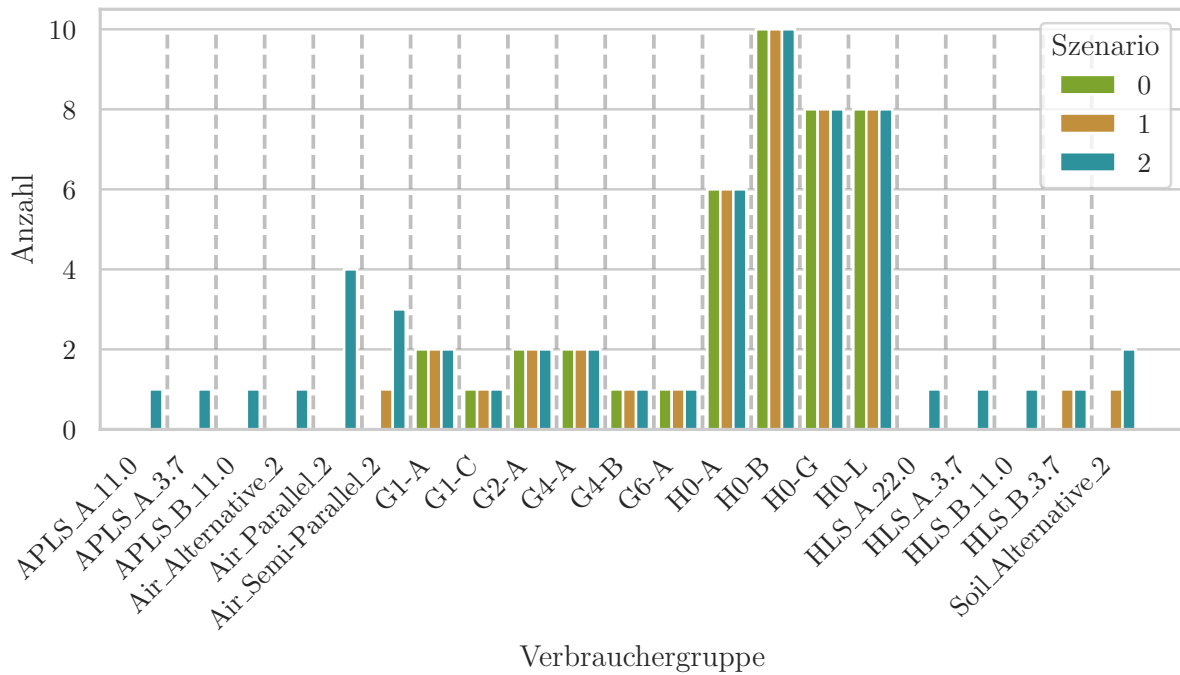


Abbildung B.94: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster semiurb4 aus dem SimBench-NS-Datensatz

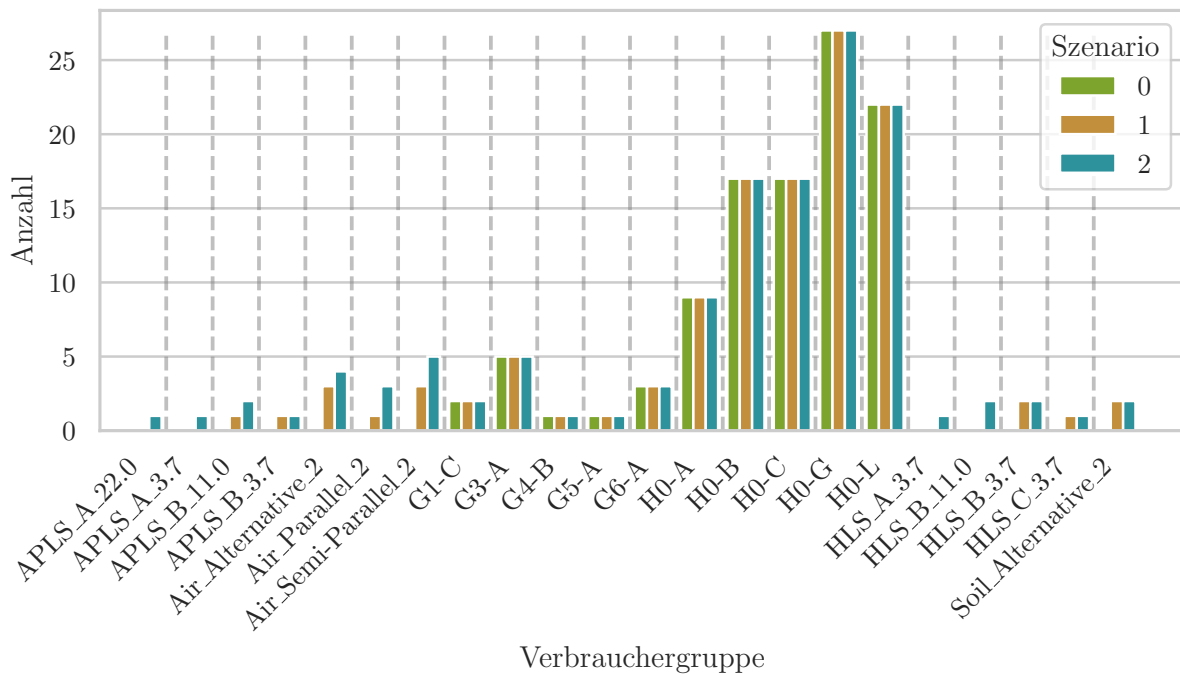


Abbildung B.95: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster semiurb5 aus dem SimBench-NS-Datensatz



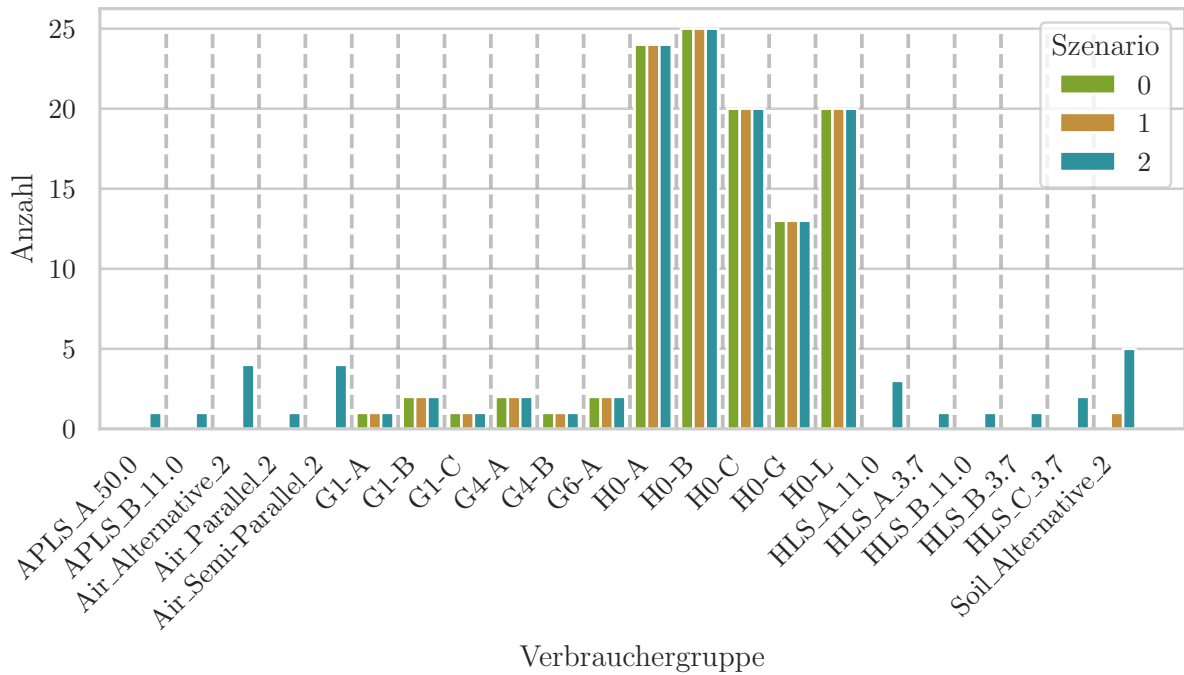


Abbildung B.96: Verbraucheranzahl nach Verbrauchergruppen für Cluster urban6 aus dem SimBench-NS-Datensatz

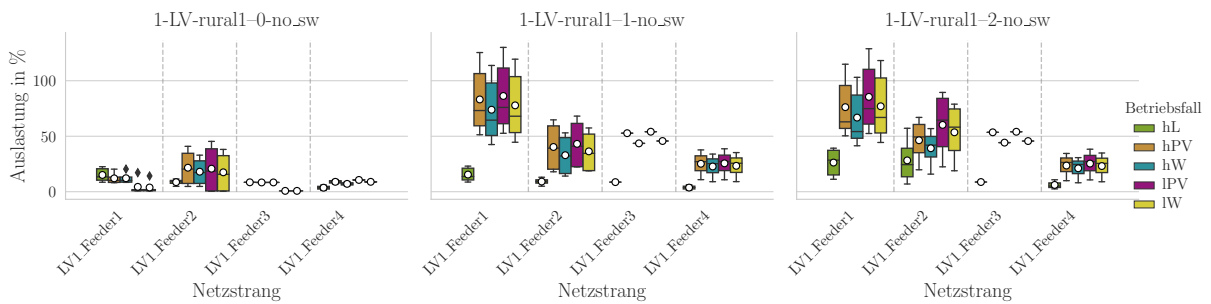


Abbildung B.97: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural1 aus dem SimBench-NS-Datensatz

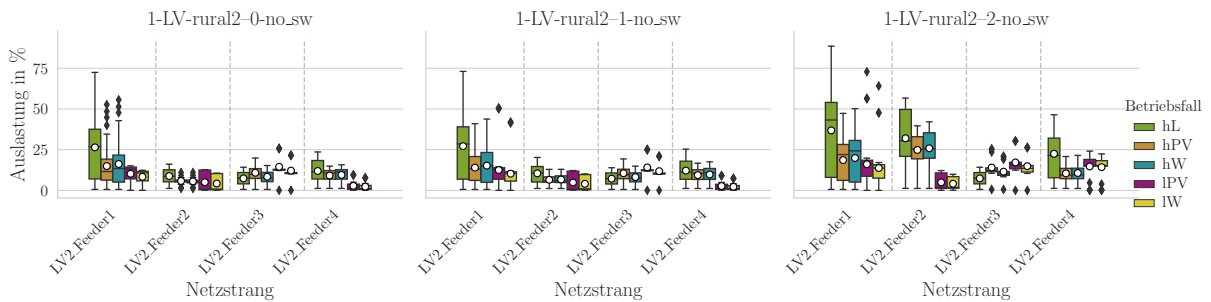


Abbildung B.98: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural2 aus dem SimBench-NS-Datensatz

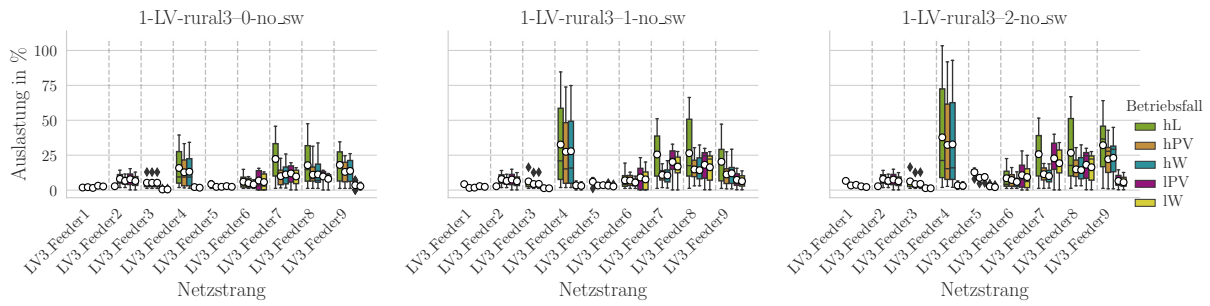


Abbildung B.99: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural3 aus dem SimBench-NS-Datensatz

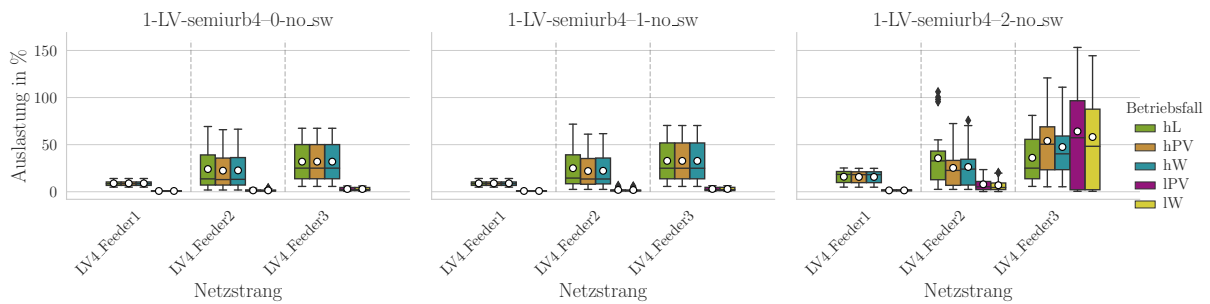


Abbildung B.100: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster semiurb4 aus dem SimBench-NS-Datensatz

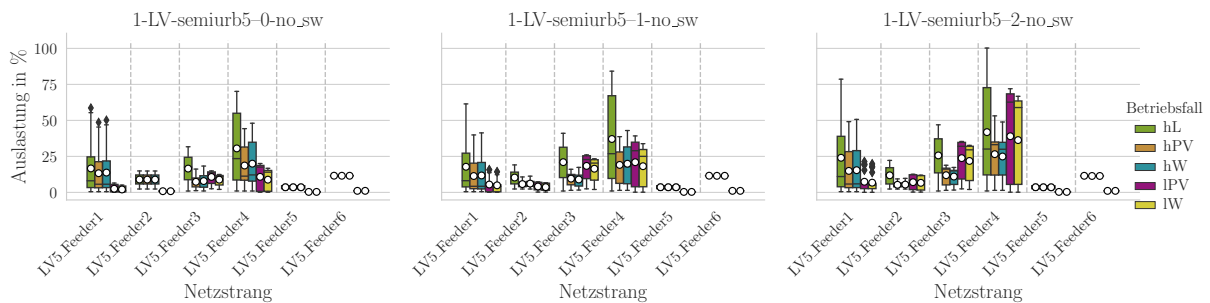


Abbildung B.101: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster semiurb5 aus dem SimBench-NS-Datensatz

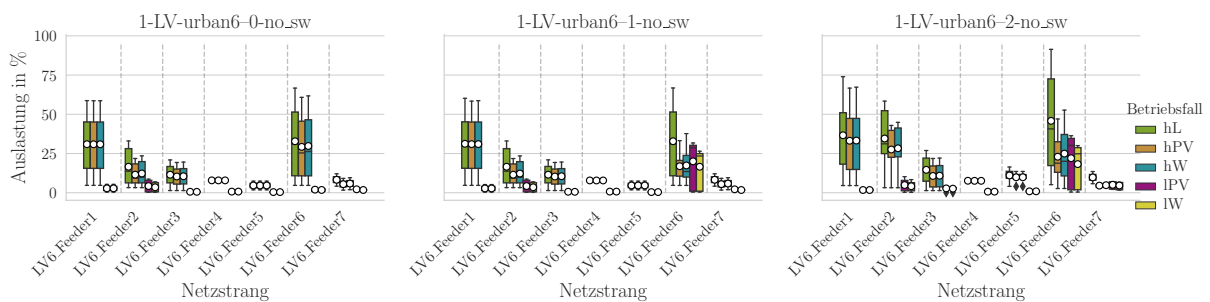


Abbildung B.102: Auslastung der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster urban6 aus dem SimBench-NS-Datensatz

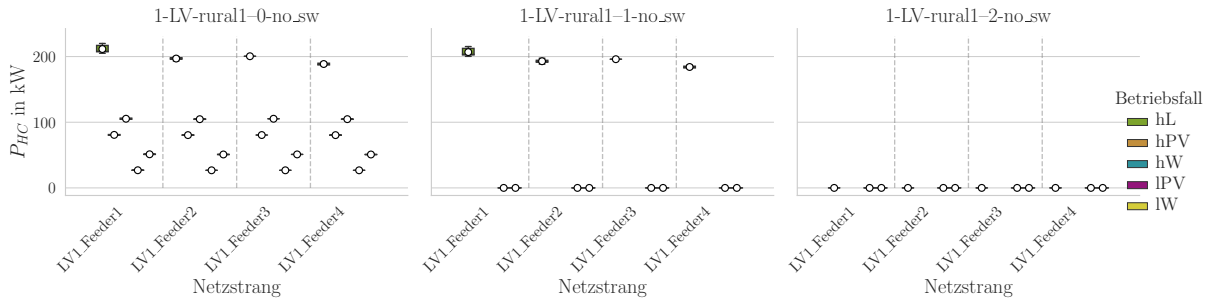


Abbildung B.103: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural1 aus dem SimBench-NS-Datensatz

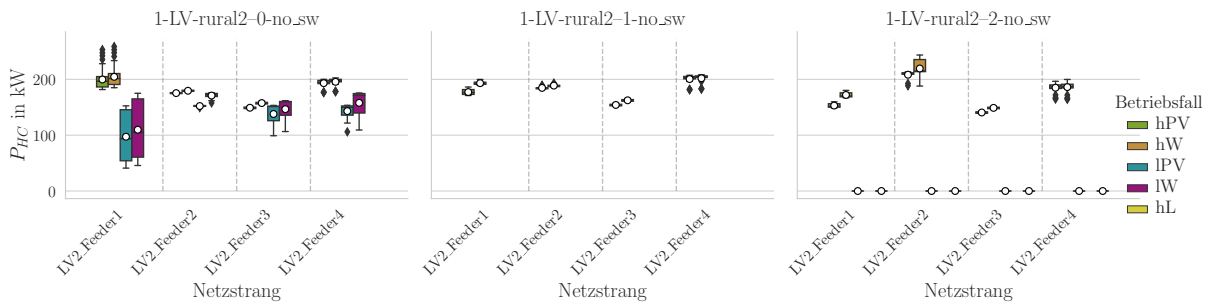


Abbildung B.104: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural2 aus dem SimBench-NS-Datensatz

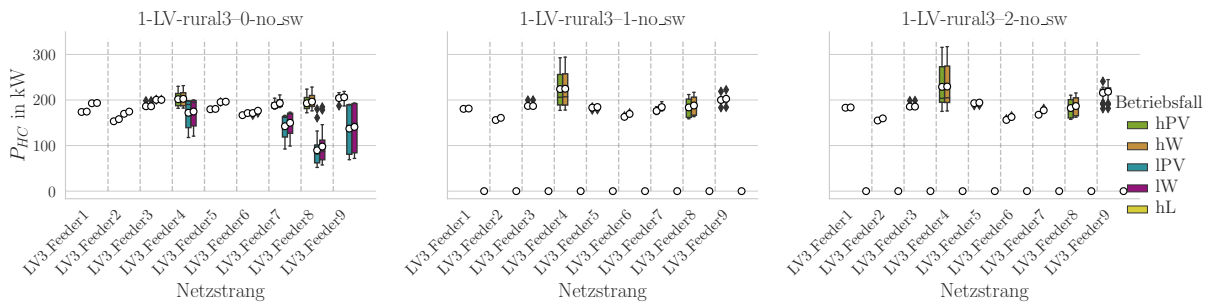


Abbildung B.105: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster rural3 aus dem SimBench-NS-Datensatz

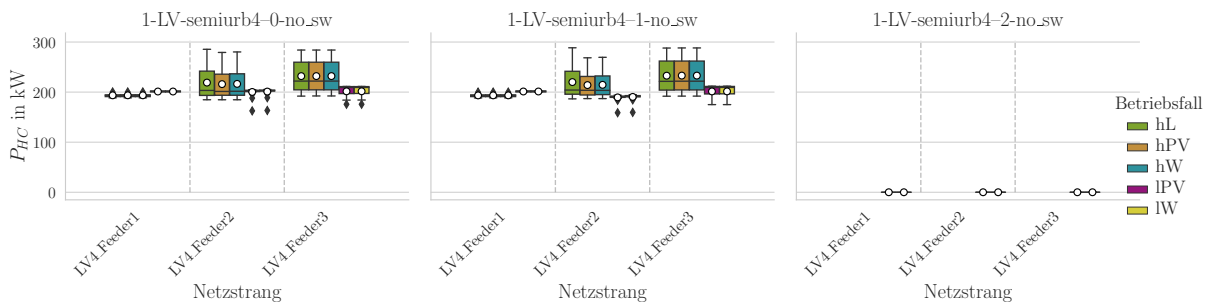


Abbildung B.106: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster semiurb4 aus dem SimBench-NS-Datensatz

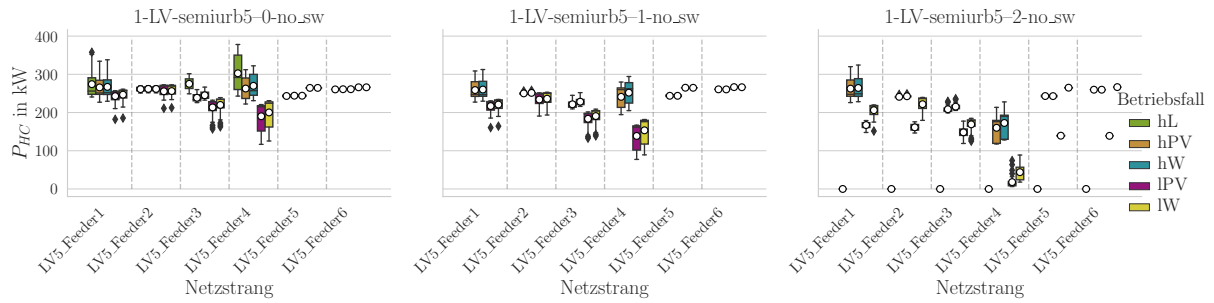


Abbildung B.107: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster semiurb5 aus dem SimBench-NS-Datensatz

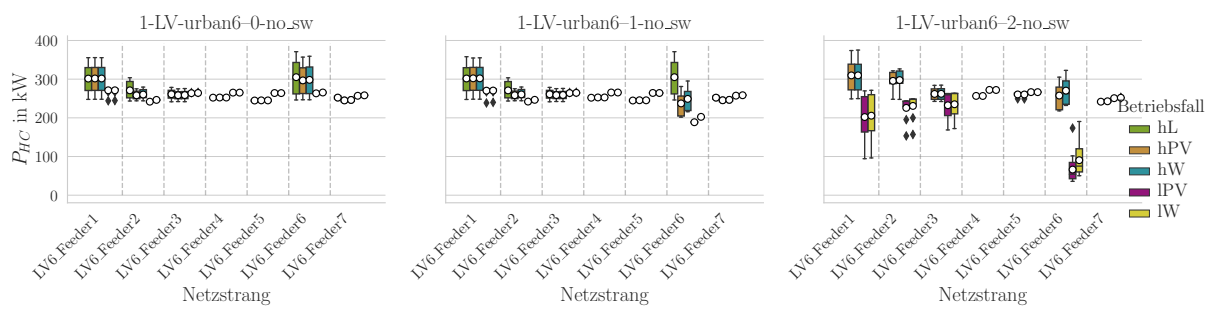


Abbildung B.108: Aufnahmekapazität der Leitungsstränge als Boxplot für Cluster urban6 aus dem SimBench-NS-Datensatz