

# Bachelorarbeit

Hannah Sophie Oelkers

Evaluation des Einflusses von Ladestationen für das  
Depot-Laden von elektrischem Schwerlastverkehr auf die  
Netzstabilität anhand von Benchmark-Netzmodellen

Hannah Sophie Oelkers

Evaluation des Einflusses von Ladestationen für das  
Depot-Laden von elektrischem Schwerlastverkehr  
auf die Netzstabilität anhand von  
Benchmark-Netzmodellen

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung  
im Studiengang *Bachelor of Science Elektro- und Informationstechnik*  
am Department Informations- und Elektrotechnik  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr. Kolja Eger  
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers

Eingereicht am: 30. August 2024

**Hannah Sophie Oelkers**

**Thema der Arbeit**

Evaluation des Einflusses von Ladestationen für das Depot-Laden von elektrischem Schwerlastverkehr auf die Netzstabilität anhand von Benchmark-Netzmodellen

**Stichworte**

Netzmodelle, Elektromobilität, Simbench, Schwerlastverkehr, Spannungsstabilität, Lastflussanalyse

**Kurzzusammenfassung**

In der vorliegenden Arbeit kommen verschiedene Benchmark-Netzmodelle zum Einsatz, um die Auswirkungen der zusätzlichen Last auf das elektrische Versorgungsnetz zu bewerten. Im Fokus stehen dabei statische Aspekte der Netzstabilität sowie die Auslastung der Leitungen und die Spannungsschwankungen an Netzknoten. Mittels Zeitreihenanalysen, die Faktoren wie Jahreszeit und zukünftige Ausbauszenarien der Netze berücksichtigen wird identifiziert, welche Netzabschnitte in welchen Szenarien und zu welchen Jahreszeiten vermehrt Probleme aufweisen, ohne konkrete Empfehlungen zum Netzausbau zu geben.

**Hannah Sophie Oelkers**

**Title of Thesis**

Evaluation of the impact of electric vehicle supply equipment for heavy load vehicles on the power grid stability based on generic Benchmark-grids

**Keywords**

electrical network models, electric vehicles, Simbench, heavy load vehicles, voltage stability, powerflow analysis

**Abstract**

Various benchmark network models are used to assess the impact of the additional load on the electrical grid. The focus is on static aspects of grid stability, line capacity utilization, and voltage fluctuations at network nodes. Time series analyses, considering factors like seasonality and future grid expansion scenarios, identify which network sections face more issues in specific scenarios and seasons, without providing specific recommendations for grid expansion.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>vii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>ix</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>x</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung und Motivation . . . . .	1
1.2 Zielsetzung . . . . .	2
1.3 Struktur der Arbeit . . . . .	2
<b>2 Grundlagen</b>	<b>3</b>
2.1 Elektromobilität . . . . .	3
2.1.1 Elektrischer Lastverkehr . . . . .	4
2.1.2 Ladestationen . . . . .	5
2.1.3 Depot-Laden . . . . .	6
2.2 Netzmodelle . . . . .	7
2.2.1 Spannungsebenen . . . . .	7
2.2.2 Erneuerbare Energien . . . . .	9
2.2.3 Netzstabilität . . . . .	10
2.2.4 Benchmark-Netzmodelle . . . . .	12
2.3 Lastflussanalyse . . . . .	15
2.3.1 Berechnungsmethoden und Slackknoten . . . . .	15
2.3.2 Lastflussanalyse mit Zeitreihen . . . . .	16
<b>3 Tools und Datengrundlage</b>	<b>18</b>
3.1 Lastzeitreihe . . . . .	18
3.2 Benchmark-Netzmodelle von SimBench . . . . .	20
3.2.1 Urbanisierungsgrad . . . . .	20
3.2.2 Entwicklungsszenarien . . . . .	23

3.3	Lastflussanalyse mit pandapower . . . . .	25
<b>4</b>	<b>Datensynthese</b>	<b>27</b>
4.1	Benchmark-Analyse und Ergebnisstruktur . . . . .	29
4.2	Eingangsparameter und Netzimport . . . . .	31
4.3	Import und Synchronisierung der Zeitreihen . . . . .	31
4.4	Standortwahl . . . . .	32
4.4.1	Ermitteln der Entfernungen . . . . .	33
4.4.2	Lastanschluss . . . . .	34
4.5	Lastflussanalyse . . . . .	34
<b>5</b>	<b>Datenverarbeitung</b>	<b>36</b>
5.1	Leitungsauslastung . . . . .	37
5.1.1	Normierte mittlere maximale Leitungsauslastung . . . . .	38
5.1.2	Normierte mittlere Leitungsauslastung . . . . .	39
5.2	Knotenspannung . . . . .	39
5.2.1	Verletzungen der Spannungsgrenzen . . . . .	40
5.2.2	Normierter Variationskoeffizient . . . . .	41
<b>6</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>44</b>
6.1	Leitungsauslastung . . . . .	44
6.1.1	Normierte mittlere maximale Leitungsauslastung . . . . .	44
6.1.2	Normierte mittlere Leitungsauslastung . . . . .	48
6.2	Knotenspannungen . . . . .	51
6.2.1	Verletzungen der Spannungsgrenzen . . . . .	51
6.2.2	Normierter Variationskoeffizient . . . . .	55
<b>7</b>	<b>Ergebnisdiskussion</b>	<b>58</b>
7.1	Leitungsauslastung . . . . .	58
7.2	Knotenspannung . . . . .	59
7.3	Parameterübergreifende Auswertung . . . . .	61
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>63</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>65</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>67</b>
A.1	Python-Quellcode . . . . .	67

A.2	Ergebnisse . . . . .	67
A.2.1	Mittlere maximale Leitungsauslastungen . . . . .	67
A.2.2	Mittlere Leitungsauslastung . . . . .	71
A.2.3	Variationkoeffizient . . . . .	75
	<b>Glossar</b>	<b>80</b>
	<b>Selbstständigkeitserklärung</b>	<b>81</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Aufbau des deutschen Stromnetzes . . . . .	8
2.2	Klassifizierung der Systemsstabilität . . . . .	11
2.3	Betrachtung der Spannungsgrenzen vom HS-Netz bis zum NS-Abgang . .	12
2.4	Konzept von Benchmarking in Bezug auf Netzmodelle . . . . .	13
3.1	Lastzeitreihe des in <i>BELLE</i> geplanten Depots für 35 Fahrzeuge . . . . .	19
3.2	Topologien der MS-Netze: ländlich (links oben), vorstädtisch (rechts oben), städtisch (links unten) und gewerblich (rechts unten) . . . . .	21
3.3	Tabelle mit netzbeschreibenden Parametern der MS-Netze in <i>SimBench</i> .	22
3.4	Tabelle zur Übersicht der angeschlossenen Niederspannungs-Netztypen . .	22
3.5	Gewerbliches Mittelspannungsnetz im Basisszenario 0 . . . . .	24
3.6	Gewerbliches Mittelspannungsnetz in den Entwicklungsszenarien 1 (links) und 2 (rechts) . . . . .	24
4.1	Prozess der Datensynthese als Flowchart . . . . .	28
4.2	Strukturelle Beschaffenheit eines Ergebnisdatensatzes . . . . .	30
4.3	Ländliches Netz und Parameter von Bus 13 . . . . .	33
6.1	Normierte mittlere maximale Leitungsauslastungen $\hat{\eta}_{L,max}$ je Netzmodell im Szenario 1 . . . . .	45
6.2	Boxplot zur Verteilung der normierten mittleren maximalen $\hat{\eta}_{L,max}$ für alle Netzversionen . . . . .	46
6.3	Darstellung der Verteilung von $\hat{\eta}_{L,max}$ für alle Netzmodelle in Boxplots . .	47
6.4	Normierte mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ je Netzmodell im Szenario 1	48
6.5	Boxplot zur Verteilung der normierten mittleren Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ für alle Netzversionen . . . . .	49
6.6	Darstellung der Verteilung von $\hat{\eta}_{L,mean}$ für alle Netzmodelle in Boxplots .	50
6.7	Anzahl der Grenzüberschreitungen $\text{diff}_{N,V_{pu}}$ für das ländliche Netz in den Szenarien 0 bis 2 . . . . .	54

6.8	Normierte Variationskoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ je Netzmodell im Szenario 1 . . .	55
6.9	Boxplot zur Verteilung der Variationskoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ für alle Netzversionen . . . . .	56
6.10	Darstellung der Verteilung von $\hat{C}V_{V_{pu}}$ für alle Netzmodelle in Boxplots . .	57
A.1	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion rural0 . . .	67
A.2	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion rural2 . . .	68
A.3	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion urban0 . . .	68
A.4	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion urban2 . . .	69
A.5	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion comm0 . . .	69
A.6	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion comm2 . . .	70
A.7	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion semiurb0 .	70
A.8	Mittlere maximale Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,max}$ der Netzversion semiurb2 .	71
A.9	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion rural0 . . . . .	71
A.10	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion rural2 . . . . .	72
A.11	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion urban0 . . . . .	72
A.12	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion urban2 . . . . .	73
A.13	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion comm0 . . . . .	73
A.14	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion comm2 . . . . .	74
A.15	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion semiurb0 . . . . .	74
A.16	Mittlere Leitungsauslastung $\hat{\eta}_{L,mean}$ der Netzversion semiurb2 . . . . .	75
A.17	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion rural0 . . . . .	75
A.18	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion rural2 . . . . .	76
A.19	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion urban0 . . . . .	76
A.20	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion urban2 . . . . .	77
A.21	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion comm0 . . . . .	77
A.22	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion comm2 . . . . .	78
A.23	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion semiurb0 . . . . .	78
A.24	Variationkoeffizienten $\hat{C}V_{V_{pu}}$ der Netzversion semiurb2 . . . . .	79

# Tabellenverzeichnis

3.1	Bezeichner der betrachteten Netzversionen . . . . .	25
4.1	Vorliegende Datensätze mit Lastflussergebnissen als Ziel der Datensynthese	29
4.2	Ermittelte Zeitschritte für die Wochen der Jahreszeitenanalyse . . . . .	32
5.1	Ergebnisstruktur als Ziel der Datenverarbeitung . . . . .	36
5.2	Auszug der Leitungsauslastungen in % Ländliches Netz, Szenario 1, Früh- ling, Anschlussknoten $k = 13$ . . . . .	37
5.3	Auszug der Leitungsauslastungen in % Ländliches Netz, Szenario 1, Früh- ling, Benchmark . . . . .	37
5.4	Auszug der Knotenspannungen in <i>p.u.</i> , Ländliches Netz, Szenario 1, Früh- ling, Anschlussknoten $k = 13$ . . . . .	40
5.5	Auszug der Knotenspannungen in %, Ländliches Netz, Szenario 1, Früh- ling, Benchmark . . . . .	40
6.1	Parameter zu den Knotenspannungen der Benchmark-Analysen . . . . .	52
6.2	Fortsetzung: Parameter zu den Knotenspannungen der Benchmark-Analysen	53

# Abkürzungen

**AC-Laden** Laden mit Wechselstrom (engl. Alternating Current).

**DC-Laden** Laden mit Gleichstrom (engl. Direct Current).

**DEA** Dezentrale Erzeugeranlagen.

**E-LKW** elektrische Lastkraftwagen.

**EE** Erneuerbare Energien.

**EV** Electric Vehicle (Elektrofahrzeug).

**EVSE** Electric Vehicle Supply Equipment (Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge).

**HöS** Höchstspannung.

**HS** Hochspannung.

**MS** Mittelspannung.

**NS** Niederspannung.

**PV** Photovoltaik.

# 1 Einleitung

Der elektrische Schwerlastverkehr gewinnt angesichts der Bemühungen zur Reduzierung von  $CO_2$ -Emissionen zunehmend an Bedeutung. Mit dem wachsenden Einsatz von elektrischen Lastkraftwagen steigt jedoch auch die Nachfrage nach geeignetem Electric Vehicle Supply Equipment (Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) (EVSE).

Diese Entwicklung stellt neue Herausforderungen für die Stabilität und Effizienz der Stromnetze dar, insbesondere wenn viele elektrische Lastkraftwagen (E-LKW) gleichzeitig in Depots geladen werden. Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Arbeit den Einfluss von Ladestationen für das Depot-Laden auf die Netzstabilität für ein konkret geplantes Ladepot.

## 1.1 Problemstellung und Motivation

Die Integration von EVSE für elektrischen Schwerlastverkehr in bestehende Stromnetze wirft eine Vielzahl technischer Herausforderungen auf. Potenziell hohe zusätzliche Lasten während des Ladevorgangs können zu Überlastungen, Spannungsschwankungen und anderen Problemen im Netz führen. Diese Auswirkungen sind insbesondere in Zeiten hoher Netzbelastung kritisch und könnten die Netzstabilität gefährden.

Die Motivation für diese Arbeit ergibt sich aus der Notwendigkeit, die Auswirkungen solcher Ladeinfrastrukturen auf das Stromnetz besser zu verstehen und potenzielle Engpässe zu identifizieren. Dabei wird die zu untersuchende Depot-Zeitreihe im Rahmen des Forschungsprojektes *BELLE* bereitgestellt, das sich mit der Entwicklung und Analyse von EVSE für den elektrischen Schwerlastverkehr befasst. Angesichts der prognostizierten Zunahme von E-LKW ist es unerlässlich, die möglichen Konsequenzen für das Netz frühzeitig zu erkennen und geeignete Maßnahmen zu entwickeln, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

## 1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieser Arbeit ist es, den Einfluss von EVSE für das Depot-Laden von elektrischem Schwerlastverkehr auf die Netzstabilität zu evaluieren. Dabei sollen statische Aspekte der Netzstabilität, die Leitungsauslastung sowie Spannungsschwankungen an Netzknoten untersucht werden. Mithilfe von Zeitreihenanalysen werden Netzmodelle analysiert, die unterschiedliche Jahreszeiten und zukünftige Ausbauszenarien berücksichtigen.

Durch die Analyse sollen Netzmodelle identifiziert werden, die in spezifischen Szenarien und zu bestimmten Jahreszeiten anfällig für Probleme sind, sobald ein Depot für E-LKW angeschlossen wird. Auf dieser Basis können mögliche Herausforderungen im Netzbetrieb besser verstanden werden, ohne jedoch konkrete Empfehlungen für den Netzausbau zu geben.

## 1.3 Struktur der Arbeit

Zunächst werden im 2. Kapitel Grundlagen zur Elektromobilität, zu elektrischen Netzen und zur Lastflussanalyse erläutert. Anschließend werden in Kapitel 3 die verwendeten Tools und die Datengrundlage der Arbeit vorgestellt, inklusive der Lastreihe des Depots und der zu betrachtenden Benchmark-Netzmodelle.

Im 4. Kapitel wird beschrieben, wie anhand der Lastflussanalyse die Datensynthese stattfindet. Die Verarbeitung der Ergebnisse der Lastflussanalyse wird im 5. Kapitel dargestellt, bevor im 6. Kapitel die Ergebnisse der einzelnen Szenarien und Netze präsentiert werden.

Im 7. Kapitel, der Ergebnisdiskussion und Auswertung werden die Ergebnisse der Netze verglichen und ausgewertet. Das letzte und 8. Kapitel beinhaltet eine Zusammenfassung und einen Ausblick auf weitere Forschungsfragen.

## 2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die theoretischen und methodischen Grundlagen dargelegt, die für die vorliegende Arbeit von zentraler Bedeutung sind. Es enthält Abschnitte zur Elektromobilität, zu den Grundlagen elektrischer Netzwerke und zur Lastflussanalyse. Diese Grundlagen bilden das Fundament für die Datensynthese, -verarbeitung und die Auswertung der Ergebnisse.

### 2.1 Elektromobilität

Nach einer Begriffsdefinition und den Vor- und Nachteilen der Elektromobilität folgen Grundlagen zu den Arten von Ladevorrichtungen für elektrische Fahrzeuge. Daraufhin wird spezifischer auf den elektrischen Lastverkehr und das Laden am Depot eingegangen.

Unter dem Begriff Elektromobilität wird im alltäglichen Gebrauch häufig vor allem die Nutzung von privaten Elektroautos verstanden. Dabei gehören auch Elektro-Bikes, Elektro-Motorräder, Elektro-Busse und Elektro-LKW zu den elektrisch betriebenen Transportmitteln und damit zur Elektromobilität. Ein Electric Vehicle (Elektrofahrzeug) (EV) wird ganz oder teilweise elektrisch angetrieben, kann Energie aus dem Stromnetz beziehen und führt einen Energiespeicher mit sich. [1]

Elektromobilität hat als Teil der Energiewende großes Potenzial, die Abhängigkeit von Erdöl zu reduzieren. In Kombination mit erneuerbaren Energien kann global der CO<sub>2</sub>-Ausstoß und regional die Schadstoffbelastung in Ballungszentren reduziert werden. Durch die Möglichkeit beim Bremsen Energie rückzugewinnen, auch Rekuperation genannt, kann eine höhere Energieeffizienz als bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor erreicht werden. Nachteilige Faktoren sind bisher die Reichweite und höhere Anschaffungskosten, die aufgrund der Batterie aufgewendet werden müssen. Während des Betriebs sind die

Kosten für den bezogenen Strom pro Kilometer aktuell niedriger als für den Preis von Kraftstoffen pro Kilometer bei Fahrzeugen mit Verbrennermotor. [2]

### 2.1.1 Elektrischer Lastverkehr

Mit dem im Titel dieser Arbeit verwendete Begriff des Schwerlastverkehrs sollen jegliche Fahrzeuge des Güterverkehrs einbegriffen werden, welche ein Gesamtgewicht von mehr 3,5 t haben. Im Folgenden wird der Begriff dafür Lastverkehr synonym verwendet. Auf die spezifischeren Bezeichnungen und Gewichtgruppen wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen.

Der Bedarf an EVSE für Lastfahrzeuge wird voraussichtlich zunehmen, denn Elektromobilität im Bus- und Lastverkehr spielt eine immer wichtigere Rolle im Übergang zu nachhaltiger Mobilität. Laut Umweltbundesamt machen der Bus- und der Lastverkehr zusammen mit 28,8 % einen großen Anteil am gesamten Energieverbrauch im Verkehr aus. Seit 1995 sanken dank Effizienzsteigerung die Emissionen von CO<sub>2</sub> im Lastverkehr pro Kilometer um 8,4 %, durch einen Anstieg im Straßengüterverkehr liegen die gesamten direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen heute um 21 % höher.[3] Die Elektrifizierung des Lastverkehrs kann demnach einen nicht unerheblichen Beitrag zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten, bringt aber Herausforderungen mit sich, die sich von der Elektrifizierung von Personenkraftwagen unterscheiden.

E-LKW erfordern spezifisches EVSE, welche aufgrund ihrer hohen Ladeleistungen und der Notwendigkeit geplanter Ladezeiten hohe Anforderungen an die Netzstabilität stellen. Beispielsweise können Bus-Flotten, die nachts oder während festgelegter Zeitfenster geladen werden, erhebliche Lastspitzen erzeugen, die das Netz stark belasten. Diese Unterschiede zum privaten Verkehr machen eine detaillierte Analyse notwendig.

Ein Vorteil ergibt sich dadurch, dass die Ladezeiten- und Leistungen im gewerblichen Umfeld in einigen Bereichen gut planbar sind. Gleichzeitiges Laden von mehreren Fahrzeugen in einem Depot kann eine größere Flexibilität in der Gestaltung von dynamischen Ladeprozessen bedeuten. Ein Parameter, der das beschreibt, ist der Gleichzeitigkeitsfaktor, der abbildet, wie viele elektrische Verbraucher, in diesem Fall E-LKW, in einem Stromkreis gleichzeitig mit voller Leistung betrieben werden. Auf diese Möglichkeiten wird in Abschnitt 2.1.3 genauer eingegangen.

### 2.1.2 Ladestationen

Für die Bezeichnung von EVSE für elektrische Fahrzeuge gibt es unterschiedliche Begrifflichkeiten.

Ein Ladepunkt stellt eine Schnittstelle für die Übertragung von elektrischer Energie auf ein Elektrofahrzeug dar. Es kann sich dabei um mobile oder feste und um netzgebundene oder netzunabhängige Schnittstellen handeln, an der genau ein Fahrzeug angeschlossen werden kann. Man unterscheidet basierend auf der Leistung eines Ladepunktes in Schnellladepunkte und Normalladepunkte. Sobald eine Leistung von mehr als  $22\text{ kW}$  für die Übertragung von Strom an das Elektrofahrzeug zur Verfügung steht, handelt es sich um einen Schnellladepunkt, alle Ladepunkte bis höchstens  $22\text{ kW}$  Ladeleistung sind Normalladepunkte.

Die Begriffe Ladestation und Ladesäule werden häufig synonym verwendet und bezeichnen eine physische Anlage, welche einen oder mehrere Ladepunkte bereitstellt. An einer Ladestation können mehrere Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden, je ein Fahrzeug pro Ladepunkt. Die Leistung an allen einzelnen Ladepunkten einer Ladestation ist dabei begrenzt auf die Ladeleistung der gesamten Ladestation.

Es werden verschiedene Ladesysteme und -strategien angewandt, um elektrisch betriebene Fahrzeuge zu laden. Das kabelgebundene Laden an einer Station und das kabellose Laden durch elektromagnetische Felder (Induktion) erfordern eine Fahrpause der Dauer des Ladeprozesses. Das Laden an einer Oberleitung hingegen ermöglicht das Laden während der Fahrt. Entsprechende Teststrecken insbesondere für den elektrisch betriebenen LKW wurden bereits erfolgreich erprobt. Außerdem stellt ein Batteriewechselsystem eine Möglichkeit dar, das Fahrzeug durch den Austausch der Fahrzeugbatterie zu laden. Dies setzt neben standardisierten Batterien voraus, dass ein Batterietausch baulich schnell möglich ist. [4]

Das Laden von Lastfahrzeugen erfolgt in den meisten Fällen kabelgebunden in Form von zwei Hauptmethoden: das Laden mit Wechselstrom (engl. Alternating Current) (AC-Laden) und das Laden mit Gleichstrom (engl. Direct Current) (DC-Laden). Beim AC-Laden wird der Strom vom Netz mit Wechselspannung übertragen und erst im Fahrzeug in Gleichstrom umgewandelt, um die Batterie zu laden. Diese Methode eignet sich besonders für das Laden über Nacht oder während längerer Pausen, da die Ladeleistung in der Regel niedriger ist.

Das DC-Laden hingegen ermöglicht eine deutlich schnellere Energieübertragung, da der Strom direkt als Gleichstrom zur Batterie des Fahrzeugs fließt. Dies ist besonders vorteilhaft für E-LKW, die auf kurzen Stopps eine hohe Reichweite benötigen. Schnellladestationen für E-LKW bieten daher in der Regel DC-Lademöglichkeiten, um die Betriebszeiten zu minimieren. Vorrangig das DC-Laden spielt eine wichtige Rolle bei der Elektrifizierung des Güterverkehrs, wobei die Wahl der Lademethode stark vom Einsatzprofil und den Betriebsanforderungen der E-LKW abhängt.

### 2.1.3 Depot-Laden

Beim Depot-Laden werden die Batterien von elektrischen Nutzfahrzeugen im firmeneigenen Depot oder auf dem Betriebshof geladen. Dies ermöglicht, die Fahrzeuge über Nacht und in Pausen zu laden. Ein Vorteil eines eigenen Depots können durch Nutzung flexibler Stromtarife oder den Gebrauch von vor Ort erzeugter erneuerbarer Energie niedrigere Betriebskosten sein. Neben der Einsparung an Energiekosten sind Umweltfreundlichkeit und eine hohe Planbarkeit der Flotte Vorzüge des Depot-Ladens.

Bei der Planung und Gestaltung von Lade-Depots an Betriebsstandorten stehen Unternehmen vor verschiedenen Herausforderungen. Die Standortwahl ist entscheidend und die Berücksichtigung der Kriterien Erreichbarkeit, Platz für Ladestationen und die Strominfrastruktur ist unerlässlich. Zudem sollten Fragen zum Flottenbedarf, der Energiequelle und der verwendeten Ladeinfrastruktur rechtzeitig beantwortet sein. Darunter fällt auch die Entscheidung für ein intelligentes Lademanagementsystem, welches für die optimale Nutzung der Ladeinfrastruktur sorgt. Die effiziente Verteilung der Ladevorgänge der einzelnen Fahrzeuge unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazität ermöglicht die Vermeidung von Spannungsschwankungen und Stromausfällen. [5] Auf konkrete Varianten von dynamischen Regelungen und netzdienlichem Laden für das Laden im Depot soll hier nicht genauer eingegangen werden, denn bei der zu untersuchenden Lastzeitreihe, die in dieser Arbeit als Last auf das Netz geschaltet wird, handelt es sich um eine unregelmäßige Zeitreihe des Leistungsbedarfs eines Depots mit mehreren Fahrzeugen. Die Beschaffenheit der Zeitreihe wird im Abschnitt 3.1 näher beschrieben.

## 2.2 Netzmodelle

Ein Netzmodell stellt ein Modell eines elektrischen Energiesystems dar. Elektrische Energiesysteme bestehen aus allen Komponenten, welche zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erforderlich sind. Dazu gehören Schaltanlagen, Transformatoren, Leitungen, Erzeugungsanlagen, Energiespeicher und Verbraucher. Schaltanlagen bündeln mehrere Betriebsmittel und bilden damit die Knoten eines elektrischen Netzes. Öffentliche Energiesysteme werden je nach Region als Drehstromnetz mit einer Frequenz von  $50\text{ Hz}$  oder  $60\text{ Hz}$  betrieben. Diese Netze sind in verschiedene Spannungsebenen aufgeteilt, welche jeweils über Transformatoren gekoppelt sind.[6]

In Deutschland sind dies folgende Ebenen:

- Höchstspannung (HöS):  $220\text{ kV}$  oder  $380\text{ kV}$
- Hochspannung (HS):  $110\text{ kV}$
- Mittelspannung (MS):  $6\text{ kV}$  bis  $30\text{ kV}$
- Niederspannung (NS):  $230\text{ V}$  oder  $400\text{ V}$

Die Abbildung 2.1 zeigt eine Übersicht der Netzstruktur des deutschen Stromnetzes inklusive der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher auf den einzelnen Spannungsebenen. Im Folgenden werde ich auf jede Spannungsebene eingehen und die Netzstabilität, den Einfluss von Erneuerbaren Energien, sowie das Prinzip von Benchmark-Netzmodellen thematisieren.

### 2.2.1 Spannungsebenen

In Netzen der HöS-Ebene werden Großkraftwerke angeschlossen und der überregionale Energietransport realisiert. Sie stellen reine Transportnetze dar, Verbraucher werden hier nicht angeschlossen. [8] Die Ausführung der Übertragungswege in parallelen Leitungen bietet eine sehr hohe Sicherheit und intensive Wartung und Automatisierung führen zu hoher Verfügbarkeit dieser Netze. Die Hochspannungsnetze mit Spannungen von  $60\text{ kV}$  bis  $110\text{ kV}$  werden aus den HöS-Transportnetzen gespeist und verteilen die Energie an regionale Zentren. An HS-Netze werden neben kleineren Kraftwerken und Windparks auch große Energieverbraucher angeschlossen. Ebenfalls findet die Verteilung

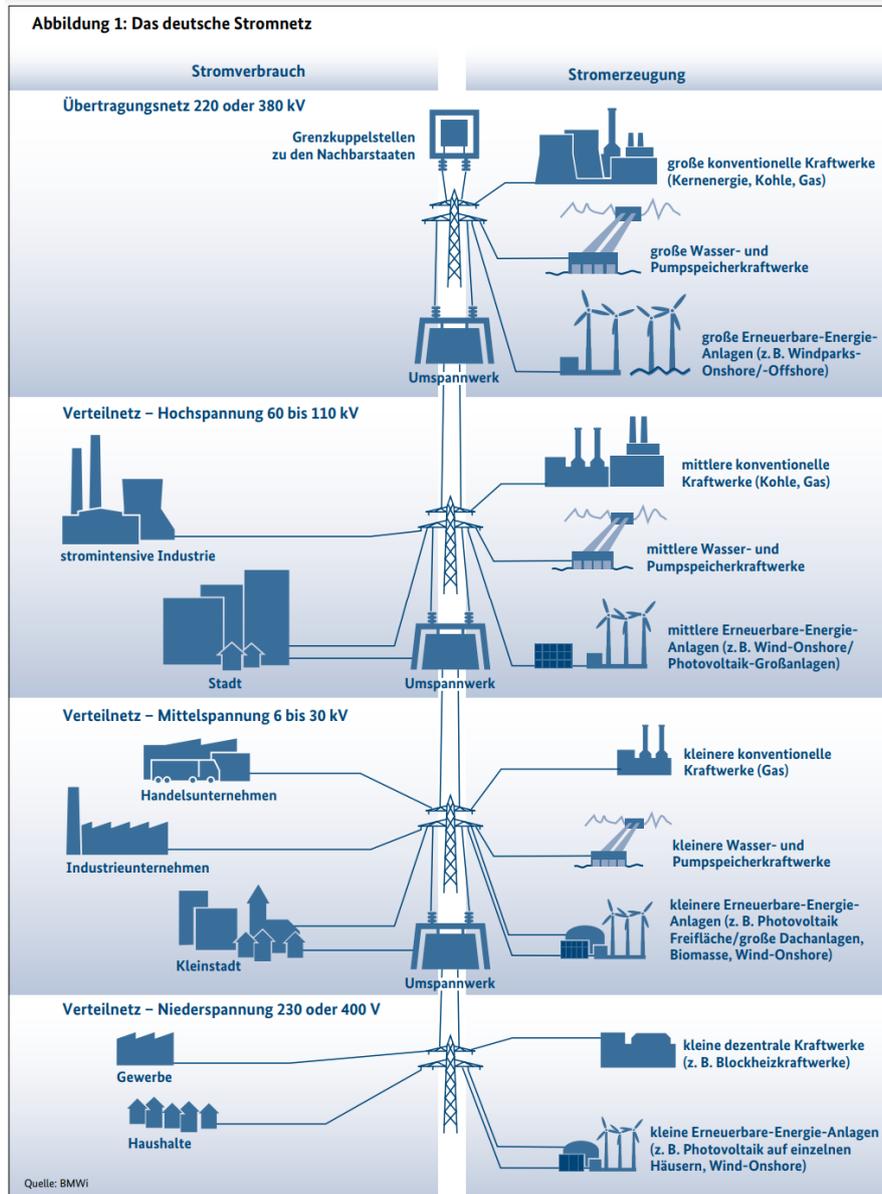


Abbildung 2.1: Aufbau des deutschen Stromnetzes  
Quelle: [7]

an die Mittelspannungsnetze statt. Realisiert wird die Verteilung in ländlichen Regionen als Freileitungen, während in Ballungszentren Hochspannungskabel zur Anwendung kommen.[9]

Die Mittelspannungsnetze verteilen die über das Hochspannungsnetz eingespeiste Energie über Netzstationen an Niederspannungsverbraucher. Dabei hängt die verwendete Nennspannung wie auch das Übertragungsmittel von der genaueren Beschaffenheit der Netze ab. Während in ländlichen Gebieten die Verteilung bei 20 kV über Freileitungen stattfindet, sind in städtischen Regionen Kabel und eine Nennspannung von 10 kV zu finden. Kleinere Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen und Kraftwerke speisen als Stromerzeuger auf der MS-Ebene in das Netz ein. Als Verbraucher werden Industrie- und Handelsunternehmen an das MS-Netz angeschlossen. Zur weiteren Verteilung werden über Netzstationen die Niederspannungsnetze aus dem Mittelspannungsnetz gespeist. [10]

Niederspannungsnetze machen mit über einer Million Kilometer Leitungslänge den größten Anteil des deutschen Stromnetzes aus. Im NS-Netz findet die Endverteilung der elektrischen Energie statt. Sowohl Haushalte als auch Gewerbe beziehen letztendlich über das Niederspannungsnetz ihre Energie und auch auf dieser NS-Ebene wird Energie eingespeist, beispielsweise durch kleiner Photovoltaik (PV)-Anlagen. Unter anderem speisen kleine dezentrale Kraftwerke und EE-Anlagen die erzeugte elektrische Energie auf dieser Ebene ein.[8] Diese dezentrale Energieerzeugung gewinnt durch den Ausbau der EE an Bedeutung und stellt Netzbetreiber vor neue Herausforderungen, wie in Abschnitt 2.2.2 näher beschrieben.

### 2.2.2 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (EE) wie Windkraft, Solarenergie und Biomasse haben erhebliche Auswirkungen auf das Stromnetz, die sowohl Herausforderungen als auch Chancen bieten. Ein zentraler Aspekt ist die Intermittenz, also die zeitliche Schwankung in der Verfügbarkeit von Energiequellen wie Wind und Sonne, dieser Energiequellen. Solaranlagen und Windkraftwerke erzeugen nur dann Strom, wenn Wetterbedingungen günstig sind, was die Netzstabilität beeinträchtigen kann. Das Netz muss stets ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage halten, was durch die fluktuierende Erzeugung erschwert wird. Fortgeschrittene Netzmanagementsysteme sind notwendig, um diese Schwankungen zu bewältigen und die Energieflüsse effizient zu regulieren.

Ein weiterer wichtiger Einfluss ist die Dezentralität der Energieerzeugung durch EE. Während traditionell große Kraftwerke zentralen Strom erzeugten, kommen zunehmend kleinere, dezentrale Anlagen zum Einsatz. Diese dezentrale Struktur kann das Übertragungsnetz entlasten, erfordert jedoch Anpassungen in der Netzplanung, um lokale Überlastungen zu vermeiden.

Zudem spielen Speichertechnologien eine Schlüsselrolle bei der Integration erneuerbarer Energien. Batterien und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen es, überschüssige Energie zu speichern und bei Bedarf freizusetzen um die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Weiterentwicklung und Kostensenkung dieser Technologien sind entscheidend für die erfolgreiche Nutzung erneuerbarer Energien. Zusätzlich fördern EE die Entwicklung intelligenter Netze (Smart Grids), die moderne Kommunikationstechnologien nutzen, um den Energiefluss in Echtzeit zu steuern. Dies verbessert die Netzstabilität und ermöglicht eine bessere Integration dezentraler erneuerbarer Energien.

Insgesamt stellen EE das Stromnetz vor Herausforderungen, bieten jedoch auch Chancen für Innovation und nachhaltige Energieversorgung. Durch technologische Fortschritte und intelligente Netzmanagementstrategien kann die Energiewende erfolgreich gestaltet werden.

### 2.2.3 Netzstabilität

Ein elektrisches Netz als Energiesystem wird als stabil bezeichnet, wenn das System nach einer Störung innerhalb einer endlichen Zeitspanne wieder in einen stationären Zustand übergeht. Der neue Zustand darf vom Ausgangszustand vor der Störung abweichen, aber keine Betriebsgrenzen verletzen. Für die Analyse der Stabilität eines Stromnetzes ist es demnach notwendig zu definieren, innerhalb welcher Grenzen ein Energiesystem als stabil angesehen werden kann und welche Kriterien dafür herangezogen werden können. Die drei Stabilitätskategorien Winkelstabilität, Frequenzstabilität und Spannungsstabilität können entsprechend Abbildung 2.2 unterschieden werden.

Die Winkelstabilität eines Netzes bezieht sich darauf, Synchronität zwischen Generatoren aufrechtzuerhalten. Die Auswirkung eines Depots auf die Frequenzstabilität kann durch eine geeignete Regelung der verwendeten Wechselrichter beeinflusst werden. Durch das veränderte Verhältnis zwischen Erzeugung und Bedarf kann die Frequenzstabilität durchaus beeinträchtigt werden. Falls die Frequenzstabilität durch plötzliche Laständerungen

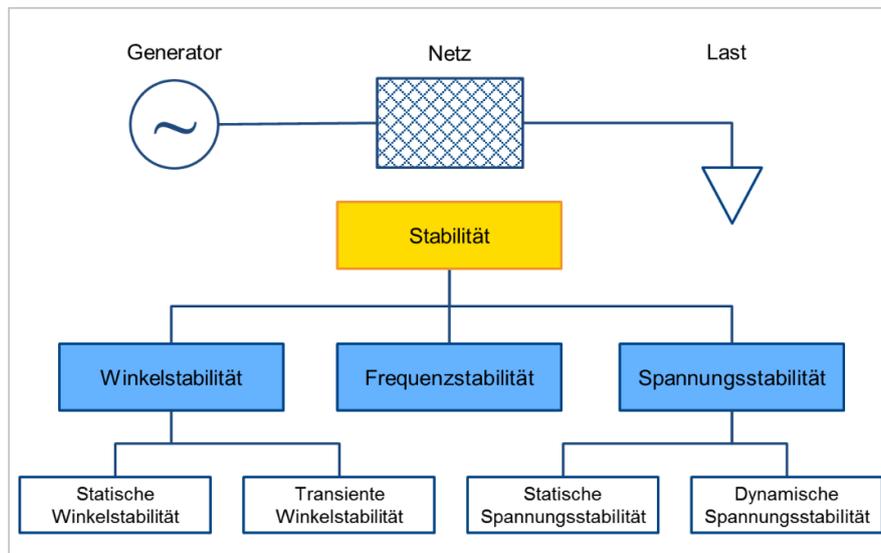


Abbildung 2.2: Klassifizierung der Systemsstabilität  
Quelle:[11]

beeinflusst wird, hat ebendiese Laständerung ebenfalls Auswirkungen auf die Spannungsstabilität. Für alle Kategorien der Netzstabilität gilt, dass sie miteinander gekoppelt sind und somit in der Praxis gemeinsam auftreten.[12]

Von den abgebildeten Stabilitätsarten wird in dieser Arbeit deshalb die statische Spannungsstabilität betrachtet. Die Spannungsstabilität eines Netzes beschreibt die Fähigkeit, die Spannungen an allen Netzknoten in einem akzeptablen Rahmen zu halten. Da es sich bei dem zu untersuchenden Störeinfluss um eine Zeitreihe mit Zeitintervallen von 15 Minuten handelt, wird eine Betrachtung der dynamischen Spannungsstabilität nicht vorgenommen.

Als Kriterium für die Spannungsstabilität lassen sich Spannungsgrenzen betrachten. Sobald die Spannung an einem Knoten stark von der Nennspannung abweicht, kann dies negative Folgen für Betriebsmittel haben. Solange sich die Knotenspannungen innerhalb der festgelegten Grenzen bewegt, ist die Spannungsstabilität des Netzes gewährleistet. Da die Netzebenen wie in 2.2.1 erläutert miteinander agieren und einander beeinflussen, ist eine netzübergreifende Betrachtung des Spannungsniveaus sinnvoll. Gehen wir davon aus, dass ein Mittelspannungsnetz betrachtet werden soll, dann hängt auch die Spannungsstabilität auf der NS-Ebene von dem Spannungsniveau am entsprechenden MS/NS-Transformator ab. Sowohl für das dem MS-Netz vorgelagert HS-Netz und die angeschlossenen Netze auf NS-Ebene muss davon ausgegangen werden, dass die Spannungsgrenzen

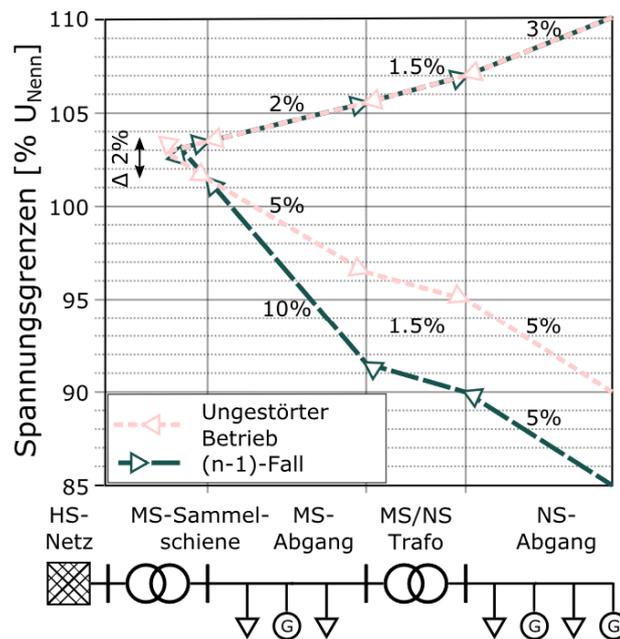


Abbildung 2.3: Betrachtung der Spannungsgrenzen vom HS-Netz bis zum NS-Abgang  
Quelle: [13, S.115]

ausgelastet werden. In Abbildung 2.3 ist diese Kaskadierung der Spannungsgrenzen dargestellt. Für die Untersuchung der Netzknoten des Mittelspannungsnetzes sind dann die Grenzen am MS-Abgang relevant, welche hier im ungestörten Betriebsfall nach unten bei  $0,965 * U_{Nenn}$  und nach oben bei  $1,055 * U_{Nenn}$  liegen. [13, S.69]

## 2.2.4 Benchmark-Netzmodelle

Der Begriff Benchmark beschreibt einen Vergleichsstandard, welcher die vergleichende Analyse von Ergebnissen oder Prozessen mit festen Referenzwerten oder Referenzprozessen ermöglicht. Dieser Standard kann sich auf jede Art von Modellen oder Prozessen beziehen, häufig findet man Benchmarking im Bereich der Betriebswirtschaft. Für Analysen, die aus Berechnungen mit Netzmodellen beruhen, ist für die Vergleichbarkeit ein gemeinsames Netzmodell erforderlich, das als gemeinsame Referenz dient. Dadurch können objektiv Unterschiede festgestellt werden und es ist eine Reproduzierbarkeit gegeben.[14]

In Abbildung 2.4 ist das Prinzip Benchmark-Netzmodelle verdeutlicht. Es werden keine elektrischen Netze verglichen, sondern ein System als Benchmark definiert, welches

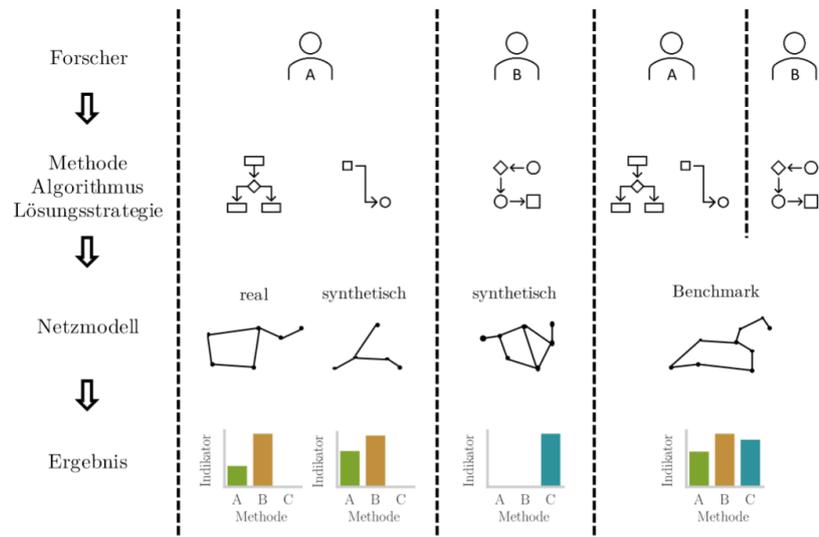


Abbildung 2.4: Konzept von Benchmarking in Bezug auf Netzmodelle  
Quelle: [14, S.24]

den Vergleich von Konzepten, Methoden oder konkreten Anwendungsfällen in Bezug auf technische Fragestellungen erlaubt.

Bezogen auf die Abbildung 2.4 wird als Methode eine Lastflussanalyse angewendet. Die erste Anwendung der Methode findet ohne Anpassungen statt und bedient sich alleine der Parameter, die das Benchmark-Modell beinhaltet. Diese Ergebnisse werden im Verlauf der Arbeit als Benchmark-Ergebnisse oder verkürzt als Benchmark bezeichnet. Im zweiten Schritt wird die gleiche Methode verwendet, diesmal mit einer Anpassung der Eingangsgrößen. Dabei werden weder die Topologie noch die Parameter des Netzes verändert, hingegen werden die Lastwerte, die als Eingangsparameter der Lastflussanalyse dienen, um einen Lastwert erweitert. Mittels Verwendung derselben Methode und desselben Netzmodells können die Veränderungen, die bei der zweiten Berechnung im Vergleich zur ersten auftreten, auf den Einfluss der zusätzlichen Last zurückgeführt werden.

Bestehenden Stromnetzmodelle, die als Benchmark genutzt werden können, simulieren das technisch-physikalische Verhalten von Stromnetzen. Informationen zur Netztopologie, elektrische Kenndaten zu Stromnetzkomponenten wie Erzeugungsanlagen, Verbrauchern, Erzeugern und Leitungen sind als Bestandteile der Stromnetzmodelle notwendig, um Analysen wie Lastflussberechnungen durchführen zu können. Die Modelle können sich in Bezug auf die Topologie und die aufgeführten Kenndaten stark unterscheiden. Es liegen zu unterschiedlichen Netzebenen, Netzfrequenzen, Topologien, Urbanisierun-

gen, Netzausbaustufen und vielem mehr Netzmodelle vor. Die Wahl der die Netzmodelle von SimBench für diese Arbeit wir in Kapitel 3 begründet und die Modelle näher vorgestellt.

## 2.3 Lastflussanalyse

Die Lastflussanalyse ist ein entscheidendes Instrument zur Bewertung der Stabilität und Effizienz eines Elektroenergiesystems im stationären Zustand. Sie basiert auf der Grundannahme, dass im stationären Betrieb eines Netzwerks ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung und Blindleistung herrscht. In diesem Zustand sind sämtliche Netzgrößen wie Spannungen und Ströme in einem stabilen Arbeitspunkt oder „eingeschwungenen Zustand“ und unterliegen keiner dynamischen Veränderung. Das Hauptziel der Lastflussanalyse besteht darin, zu überprüfen, ob in diesen stationären Zuständen Grenzwertverletzungen auftreten, die den sicheren Betrieb des Systems gefährden könnten.

### 2.3.1 Berechnungsmethoden und Slackknoten

Für die Berechnung dieser Größen werden größtenteils zwei Verfahren, die Stromiteration und das Newton-Raphson-Verfahren verwendet. Beim Verfahren der Stromiteration, auch bekannt als Gauss-Seidel-Methode, sind die Knotenströme bekannt oder sie werden durch abgeschätzte Knotenspannungen und gegebene Knotenleistungen ermittelt. Auf Basis dieser Startbedingungen wird in einem ersten Rechenschritt mittels Lösung linearer Gleichungssysteme verbesserte Knotenspannungen ermittelt. Im zweiten Schritt werden die im ersten Durchgang errechneten Knotenspannungen als Grundlage genommen und die Berechnung wiederholt. Weitere Schritte folgen und die Knotenspannungen und Lastströme werden genauer. Das Newton-Raphson-Verfahren verwendet zur Ermittlung der Knotenspannungen die bekannten Leistungen und deren ersten Ableitungen, was gegebene Knotenleistungen voraussetzt. Da beim Anwendungsfall in dieser Arbeit die Knotenleistungen vorliegen, wird für die Datensynthese zur Beurteilung der Stabilität des jeweiligen Netzes das Newton-Raphson-Verfahren genutzt.[6]

In der beiden Methoden der Lastflussanalyse spielt der Slackknoten (oder Bezugspunkt) eine zentrale Rolle. Der Slackknoten ist ein spezifizierter Knoten im Netzwerk, der als Referenz für die Berechnung der Spannung und der Phasenwinkel dient. Er wird verwendet, um das System vollständig zu bestimmen, da er die unveränderlichen Werte für Spannung und Phasenwinkel festlegt und somit als Bezugspunkt für die Berechnungen dient.

Der Slackknoten nimmt typischerweise die gesamte Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung auf, die im Netz nicht durch andere Knoten kompensiert werden kann. Dies bedeutet, dass der Slackknoten in der Lage ist, notwendige Energie bereitzustellen oder abzunehmen, um die Leistungsbilanz des Systems zu gewährleisten. In der Praxis wird oft ein Knoten gewählt, der eine stabile Spannung und einen geringen Einfluss auf die Berechnungen hat, um die Systemstabilität und Genauigkeit der Analyse zu optimieren.

### 2.3.2 Lastflussanalyse mit Zeitreihen

In der Lastflussanalyse sind Zeitreihen von zentraler Bedeutung, um die dynamischen Aspekte der Netzstabilität und -leistung über längere Zeiträume hinweg zu bewerten. Diese Zeitreihen repräsentieren Daten, die in regelmäßigen Abständen aufgezeichnet werden, um Veränderungen in den Netzparametern wie Spannungen, Stromstärken und Leitungsauslastungen zu überwachen.

Zeitreihen helfen dabei, die zeitlichen Variationen im Netzbetrieb zu erfassen, die durch unterschiedliche Lastprofile, wechselnde Erzeugungsbedingungen oder externe Störungen verursacht werden. Durch die Analyse dieser Zeitreihen können Netzbetreiber Trends und Muster identifizieren, die für die Netzplanung und das Management entscheidend sind.[13]

Mathematisch wird bei der Analyse über einen längeren Zeitraum hinweg für jeden Zeitschritt eine eigenständige Lastflussanalyse durchgeführt. Es wird jeweils der stationäre Zustand berechnet, der auftritt, wenn die in den Zeitreihen enthaltenen Werte für Lasten und Erzeuger als Ausgangszustand genutzt werden. Die Ergebnisse eines jeden berechneten Zeitschritts können auf derselben Zeitachse als Ergebniszeitreihe ausgewertet werden.

Eine typische Ergebniszeitreihe könnte die Spannung an einem bestimmten Knotenpunkt im Netz über einen Zeitraum von Wochen oder Monaten darstellen. Andere Ergebniszeitreihen könnten die Belastung von Leitungen oder Transformatoren zeigen, um Spitzenlasten und mögliche Überlastungen zu erkennen. Diese Daten sind auch nützlich, um die Auswirkungen von Änderungen im Netz, wie etwa den Anschluss neuer Erzeugungseinheiten oder Verbrauchseinheiten, zu bewerten. Im Gegensatz zu häufig verwendeten Szenarien, die Extremsituationen des Netzes abbilden sollen, kann die Analyse

mit Zeitreihen ein differenzierteres Ergebnis über den Zustand des Netzes liefern. Insbesondere durch die Zunahme an Erneuerbaren Energien gewinnt die Zeitkomponente an Bedeutung, da wetter- und saisonbedingte Schwankungen sich auf das Netz auswirken.

## 3 Tools und Datengrundlage

In diesem Abschnitt werden die spezifischen Tools und die Datengrundlage beschrieben, die zur Durchführung der Analyse des Einflusses von Ladestationen auf die Netzstabilität in dieser Arbeit verwendet werden. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit werden zwei Hauptwerkzeuge verwendet: Simbench für die Benchmark-Netzmodelle und pandapower für die Lastflussanalyse. Die in Simbench integrierten generischen Zeitreihen bilden neben der Lastzeitreihe des zu untersuchenden Depots die Datengrundlage für die Lastflussanalyse.

### 3.1 Lastzeitreihe

Die Zeitreihe der Ladeleistung des zu betrachtenden Depots wird im Rahmen des Forschungsprojektes *BELLE* vorgegeben, welches sich mit Ladeinfrastruktur und Lastmanagement im Rahmen von Betriebshofelektrifizierungen befasst. An dem zu untersuchenden Depot sollen 35 identische Fahrzeuge geladen werden. Der in Abbildung 3.1 dargestellte Verlauf bildet bereits den kumulierten Verbrauch von 35 Fahrzeugen für den Fall ab, dass alle Fahrzeuge zur selben Zeit eintreffen und mit voll verfügbarer Leistung laden. In der Praxis werden hier aufgrund leicht versetzter Ankunft- und Abfahrtszeiten wahrscheinlich Abweichungen auftreten. Die Gleichzeitigkeit würde durch solche Abweichungen verbessert, sodass mit der Ankunft von allen Fahrzeugen zur selben Zeit die höchstmöglichen Lastbedarfe für den Fuhrpark von 35 Fahrzeugen simuliert werden.

Bei den zu ladenden Fahrzeugen handelt es sich um Müllfahrzeuge. Im Gegensatz zu Fernlastverkehr werden kürzere Strecken zurückgelegt, die Energie für den Betrieb der Technik an Bord kommt zum Energieverbrauch beim Fahren hinzu. Die Fahrzeuge werden im Schichtbetrieb eingesetzt, sodass sich zwei Ladephasen täglich ergeben. Sowohl bei Logistik als auch im Bereich der Reinigungsfahrzeuge oder Busse werden die EVs

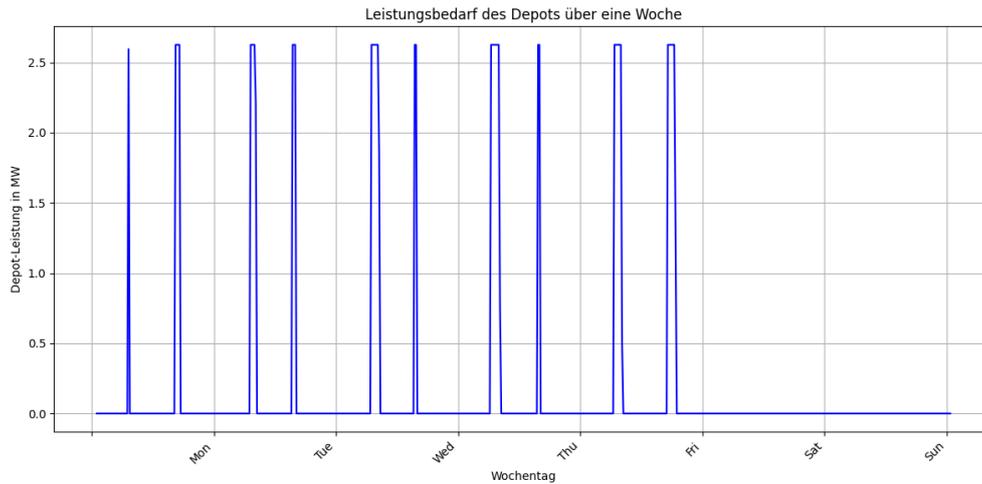


Abbildung 3.1: Lastzeitreihe des in *BELLE* geplanten Depots für 35 Fahrzeuge

ein- bis dreimal täglich geladen, eine allgemeine Übertragbarkeit der Ergebnisse ist angesichts abweichender Energie- und Leistungsbedarfe, saisonaler Einflüsse und verschiedener Gleichzeitigkeitsfaktoren nur eingeschränkt möglich.

Das Depot zum Laden der Müllfahrzeuge soll das parallele Laden aller Fahrzeuge ermöglichen. Es handelt sich dabei um DC-Hochleistungsladestationen für EVs, die für Schnellladung konzipiert sind. Diese Ladestationen gehören zur Kategorie der DC-Schnellladesysteme und bieten eine erhebliche Ladeleistung, die es ermöglicht, Elektrofahrzeuge schnell aufzuladen. Für  $n = 35$  Fahrzeuge sind 18 Ladestationen mit jeweils zwei Ladepunkten und einer Ladeleistung von  $150 \text{ kW}$  in Planung. Jedes Fahrzeug kann demnach mit  $P_{EV} = 75 \text{ kW}$  geladen werden. Dies ergibt bei Anschluss aller Fahrzeuge eine Gesamtleistung des Depots  $P_{ges}$  von:

$$P_{ges} = n * P_{EV} = 35 * 75 \text{ kW} = 2,625 \text{ MW}. \quad (3.1)$$

Die zur Verfügung gestellte Zeitreihe unterliegt keiner Regelung. Alle Fahrzeuge werden geladen, sobald sie angeschlossen sind und die einzige Leistungsbegrenzung stellt die Leistungsbegrenzung der Ladepunkte an den Ladestationen dar. Für die Verfügbarkeit und Ladegeschwindigkeit der Fahrzeuge ist die unregelmäßige Ladung aus Verbrauchersicht optimal. Eine integrierte dynamische Regelung eines solchen Depots kann sinnvoll sein und Netzbelastungen reduzieren, wird für die Untersuchung im Rahmen dieser Bachelorarbeit jedoch nicht weiter betrachtet.

Für die Nutzung der Fahrzeuge ist keine saisonale oder wetterabhängige Änderung zu erwarten, sodass die vorliegende Lastzeitreihe unabhängig der Jahreszeit angewandt werden kann. Die Funktionsbeeinträchtigung der Batterien durch Kälte kann zu einem leicht erhöhten Energiebedarf im Winter führen, der in dieser Arbeit als nicht nennenswert vernachlässigt werden soll.

## 3.2 Benchmark-Netzmodelle von SimBench

Für die Durchführung der Netzanalysen werden die Benchmark-Netzmodelle von *SimBench* verwendet.

*SimBench* ist eine offene Datenbank und Sammlung von Netzmodellen, die speziell für die Simulation und Analyse von elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetzen entwickelt wurde. Die Verwendung von Simbench ermöglicht es, die Netzstabilität und -sicherheit auf Basis allgemein akzeptierter und standardisierter Netzmodelle zu bewerten.

*SimBench* bietet eine Reihe von Netzmodellen in unterschiedlichen Größen und Komplexitätsstufen, die gut dokumentiert sind. Der Leistungsbedarf des geplanten Depots von  $P_{ges} = 2.625 \text{ MW}$  (siehe 3.1) erfordert den Netzanschluss im Verteilnetz auf Mittelspannungsebene. In den folgenden Abschnitten werden die Mittelspannungsnetze und die dazugehörigen Zeitreihen von *SimBench* vorgestellt.

### 3.2.1 Urbanisierungsgrad

Es werden vier Mittelspannungsnetze zur Verfügung gestellt, welche sich im Grad der Urbanisierung unterscheiden. In Abbildung 3.2 sind die Topologien der Netzmodelle abgebildet.

Die Netze sind dabei aus Platzgründen nicht im selben Maßstab abgebildet. Wie aus der Tabelle in Abbildung 3.3 zu entnehmen ist, variieren die Leitungslängen stark. Während die minimale Abgangslänge im ländlichen Netzmodell bei  $7,3 \text{ km}$  liegt, ist im städtischen Netz das maximum bereits bei  $4,7 \text{ km}$  erreicht. Das ländliche Netzmodell ist als offen betriebenes Ringnetz modelliert, das kleinstädtische Netzmodell als Ringnetz mit Vermaschungen modelliert. Im städtischen Netzmodell ist eine Schwerpunktstation und im gewerblichen Netz eine Gegenpunktstation implementiert. Beide Stationen dienen der Netzstabilisation. Eine Gegenpunktstation legt den Fokus dabei auf den Ausgleich von

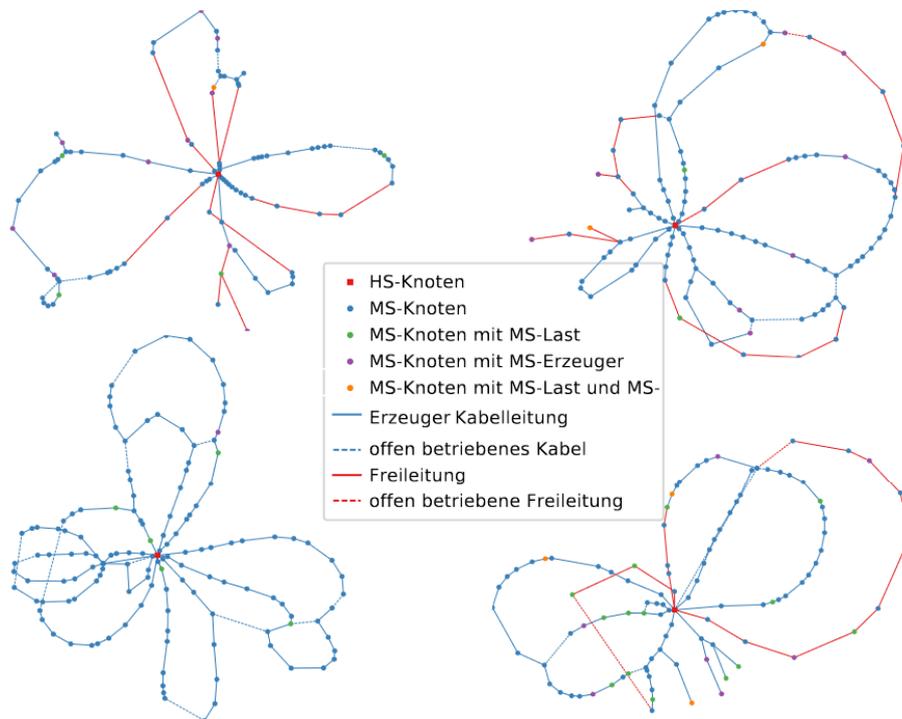


Abbildung 3.2: Topologien der MS-Netze: ländlich (links oben), vorstädtisch (rechts oben), städtisch (links unten) und gewerblich (rechts unten)  
Quelle: [13, S.63]

Spannungs- und Phasendifferenzen. Schwerpunktstationen steuern die Umwandlung und Verteilung von Energie über verschiedene Spannungsebenen und bilden damit zentrale Umspannstationen.

Abgesehen von der Topologie und den Abgangslängen, sind in Hinblick auf die Netzparameter die Nennspannung, die Knotenanzahl, die Erzeuger- und Lastensumme, sowie die angeschlossenen Typen von Dezentrale Erzeugeranlagen (DEA) zu betrachten.

Bis auf das städtische Netz (10 kV), liegt die Nennspannung bei 20 kV. Die Knotenanzahl schwankt von 97 im ländlichen Netz bis 144 Knoten im städtischen Netzmodell. Für die Erzeugersummen gilt, das ländliche Netz ausgenommen, dass diese niedriger sind, als die jeweilige Lastensumme. Um die Unterschiede des kleinstädtischen und des gewerblichen Netzes zu verdeutlichen, die sich nach den Parametern in Abbildung 3.3 kaum unterscheiden, werden die angeschlossenen Lasten näher betrachtet (siehe 3.4).

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

Abbildung 3.3: Tabelle mit netzbeschreibenden Parametern der MS-Netze in *SimBench*  
Quelle: [13, S.64]

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

Abbildung 3.4: Tabelle zur Übersicht der angeschlossenen Niederspannungs-Netztypen  
Quelle: [13, S.65]

An die meisten Netzknoten der MS-Netze sind NS-Netze angeschlossen. Die Niederspannungsnetze wurden ebenfalls durch *SimBench* modelliert und gehören zu den in Abbildung 3.4 aufgelisteten Kategorien. In der Berechnung der MS-Netze werden die NS-Netze als entsprechende Lasten eingebunden. Für das kleinstädtische und das gewerbliche Netz ist hier neben der voneinander abweichenden Zusammensetzung aus ländlichen, vorstädtischen und städtischen NS-Netzen vor allem die unterschiedliche Gesamtzahl an NS-Netzen ablesbar, die angeschlossen ist. Während die Knotenanzahl mit 117 (vorstädtisch) und 107 (gewerblich) nahe beieinander liegt, sind an das vorstädtische Netz mit 110 Netzen deutlich mehr NS-Netze angeschlossen als an das gewerbliche MS-Netz, welches 79 Netze auf Niederspannungsebene speist. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Netzen liegt demnach darin, dass im gewerblichen Netz eine höhere Anzahl an Direktverbrauchern auf MS-Ebene, beispielweise Industrieverbraucher, angeschlossen ist. Diese Zeitreihen für diese Verbraucher wurden ebenfalls von *SimBench* modelliert und in der späteren Analyse berücksichtigt.

Ein Blick auf die Lasten- und Erzeugersummen in Abbildung 3.3 lässt erkennen, dass die Lastensummen, ausgenommen das ländliche Netzmodell, höher sind als die Erzeugersummen. Im ländlichen Netz wird mehr Energie erzeugt, als verbraucht wird. Die angeschlossenen DEA Typen in Abbildung 3.3 beziehen sich nicht auf die in der Niederspannungsebene installierten DEAs, welche das Netzverhalten jedoch mit beeinflussen und in den Lasten, die angeschlossene NS-Netze repräsentieren, berücksichtigt sind. Die vier vorgestellten Mittelspannungsnetze liegen jeweils für drei Entwicklungsszenarien vor, die im nächsten Abschnitt erläutert werden.

#### 3.2.2 Entwicklungsszenarien

Die *SimBench*-Datenbank beinhaltet für jedes Mittelspannungsnetz weitere Versionen, die zukünftige Entwicklungen abbilden sollen.

Das Basisszenario (Szenario 0) dient als Grundlage oder Status Quo. Die Datensätze von *SimBench* sind für das Basisszenario auf das Jahr 2016, das erste Entwicklungsszenario (Szenario 1) auf das Jahr 2024 und das zweite Entwicklungsszenario (Szenario 2) auf 2034 datiert. Am Beispiel des gewerblichen Netzes werden in den Abbildungen 3.5 und 3.6 die Veränderungen dargestellt, die für die Entwicklungsszenarien modelliert wurden.

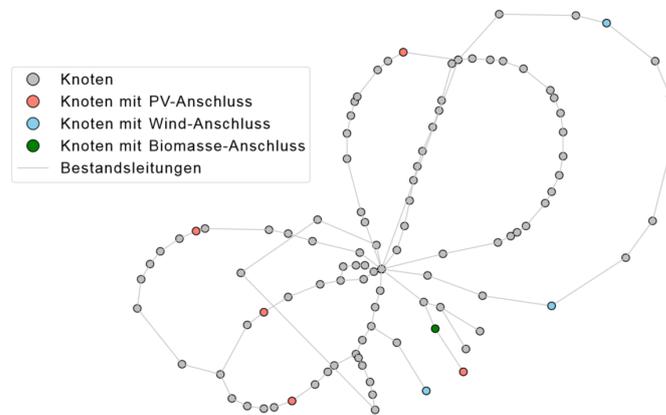


Abbildung 3.5: Gewerbliches Mittelspannungsnetz im Basisszenario 0  
Quelle: [13, S.88]:

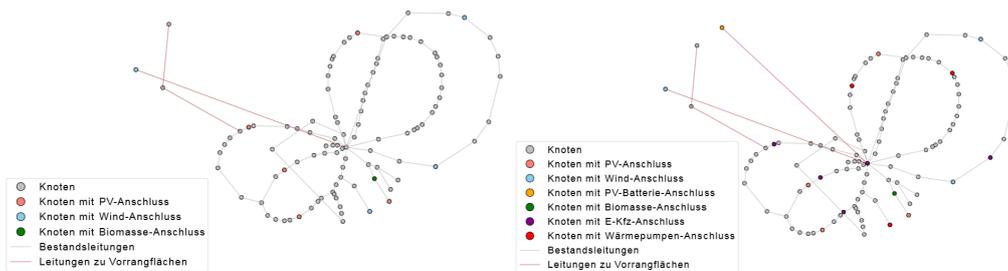


Abbildung 3.6: Gewerbliches Mittelspannungsnetz in den Entwicklungsszenarien 1 (links)  
und 2 (rechts)

Quelle: [13, S.88]

Zunächst ist zu erkennen, dass mit den Entwicklungsszenarien neue Knoten und Leitungen hinzugefügt werden. Dabei handelt es sich um Leitungen zu sogenannten Vorrangflächen für Wind- und PV-Anlagen. Erst im Vergleich von Szenario 1 zu Szenario 1 erweitert sich die Art der Erzeuger um eine PV-Batterie-Anlage und auch neue Verbraucher sind in Form von Wärmepumpen und EVSE berücksichtigt.

Die Modellierung der Zukunftsszenarien in den Niederspannungsnetzen beeinflusst durch den Anschluss an das jeweilige MS-Netz die Gegebenheiten auf der MS-Ebene zusätzlich. Auf die genauen Anpassungen der NS-Netze soll hier nicht weiter eingegangen werden. Die Tendenz, dass sowohl die Erzeugung durch PV und Wind als auch die Anzahl neuer Verbraucher, wie Wärmepumpen und die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, zunehmen soll, ist an dieser Stelle ausreichend.

In Kombination mit den unter Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Urbanisierungsgraden ergeben sich 12 Netzmodelle, welche in unten stehender Tabelle 3.1 zusammengefasst werden. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden diese Bezeichner zur Beschreibung der Netze verwendet.

	Städtisch	Kleinstädtisch	Ländlich	Gewerblich
Szenario 0	urban0	semiurb0	rural0	comm0
Szenario 1	urban1	semiurb1	rural1	comm1
Szenario 2	urban2	semiurb2	rural2	comm2

Tabelle 3.1: Bezeichner der betrachteten Netzversionen

Im Folgenden wird der Begriff Netzversionen verwendet, um die Netzmodelle in Kombination mit den Szenarien zu benennen. Wenn von Netzmodellen die Rede ist, sind die Modelle „Städtisch“, „Ländlich“ und andere gemeint.

### 3.3 Lastflussanalyse mit pandapower

Für die Durchführung der Lastflussanalyse wird das Python-basierte Open-Source-Tool *pandapower* verwendet. *pandapower* ist ein leistungsstarkes Werkzeug zur Modellierung und Analyse von elektrischen Netzwerken und basiert auf einer Kombination der Python-Packages *pandas* und *PYPOWER*. Die Entwicklung von *pandapower* in Kooperation der

Universität Kassel und dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik statt. Es bietet umfassende Funktionen zur Durchführung von Lastflussanalysen, die zur Bewertung der Auswirkungen der Installation von Ladestationen auf die Netzstabilität erforderlich sind.

Die Merkmale von *pandapower*, die für den Anwendungsfall dieser Arbeit zuträglich sind, umfassen:

- **Netzimport von *SimBench*:** Die Benchmark-Netze von *SimBench* können unter Python als Bibliothek importiert und mittels einer Schnittstelle zu *pandapower* importiert werden.
- **Open-Source:** Das Tool und die Dokumentation ist frei zugänglich und eine Vielzahl von Funktionen zur Durchführung von Lastflussanalysen, einschließlich der Berechnung von Spannungsabfällen, Leitungsbelastungen und Knotenspannungen im Netz. So gut wie jeder Netzparameter kann ausgegeben und die Daten zur Auswertung weiterverarbeitet werden.
- **Integration von Lasten und Erzeugern:** *pandapower* unterstützt die Integration von verschiedenen Lasten und Erzeugern. Dies ist besonders wichtig für die Bewertung der Auswirkungen von Depot-Ladestationen auf die Netzstabilität.
- **Visualisierung und Ergebnisse:** Das Tool bietet umfassende Möglichkeiten zur Visualisierung der Analyseergebnisse, was die Interpretation und Präsentation der Ergebnisse erleichtert. Die Kombination mit anderen Python-Bibliotheken zur Visualisierung, wie zum Beispiel *seaborn* oder *matplotlib*, bietet viel Flexibilität hinsichtlich der Ergebnisdarstellung.
- **Zeitreihenintegration:** Die Lastzeitreihe, welche im Dateiformat JSON vorliegt, kann in der Python-Umgebung auf Vollständigkeit getestet und problemlos importiert werden. Eine modulare Anpassung um weitere oder geänderte Zeitreihen ist möglich.

Durch die Kombination der Benchmark-Netzmodelle von *SimBench* mit der leistungsstarken Lastflussanalyse von *pandapower* werden Tools zur Untersuchung des Einflusses von Ladestationen auf die Netzstabilität verwendet, die gut ineinandergreifen.

## 4 Datensynthese

Der Vergleich der Netze in Hinblick auf ihre Spannungsstabilität erfordert zunächst die Generierung von Daten zum Zustand der Knotenspannungen und der Leitungsauslastung. Wie unter 3.3 beschrieben, wird dazu eine Lastflussanalyse durchgeführt. Zuvor müssen die Netzdaten geladen und die Lastreihe importiert und synchronisiert werden. In folgenden Unterkapiteln wird auf die einzelnen Schritte zur Datensynthese näher eingegangen.

In Abbildung 4.1 ist der Prozess als Flowchart dargestellt. Die in pink gezeigten Parallelogramme symbolisieren Daten, die blauen Vierecke bilden einen Prozess ab. Lila sind Elemente gekennzeichnet, die Eingangsvariablen oder Datenimporte repräsentieren, die dem Prozess als Datengrundlage dienen. Der Prozess wird für jedes der zum späteren Vergleich zu analysierenden Netze unabhängig voneinander durchgeführt. Zum Ende der Datensynthese stehen pro Netz ein Benchmark-Lastflussergebnis und ein Datensatz mit Lastflussergebnissen, der so viele Ergebnisse enthält, wie das Netz Knoten.

Für die weiteren Ausführungen werden der Verständlichkeit halber die Begriffe Knoten, Netzknoten, Slackknoten und Anschlussknoten wie folgt definiert. Der Begriff Anschlussknoten wird im Folgenden verwendet, um denjenigen Knoten im Netz zu benennen, an welchem das Depot für die Analyse angeschlossen ist. Einen Knoten im Netz, welcher in Bezug auf seine Spannung analysiert wird, aber keine gesonderte Funktion erfüllt, wird als Knoten oder synonym als Netzknoten bezeichnet. Der Slackknoten, dessen Funktion unter 2.3 erläutert wurde, wird in allen Analysen der Knoten sein, der den Übergang zur höheren Netzspannungsebene, der Hochspannungsebene herstellt.

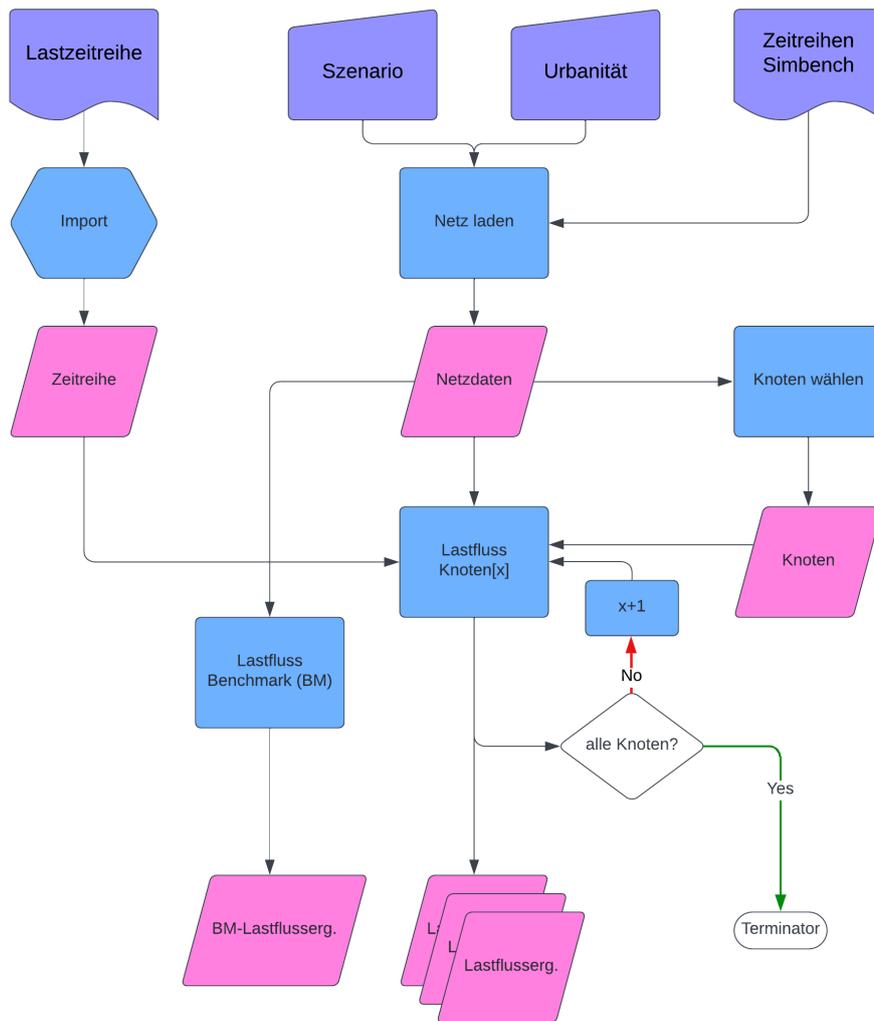


Abbildung 4.1: Prozess der Datensynthese als Flowchart

## 4.1 Benchmark-Analyse und Ergebnisstruktur

Wie unter 2.2.4 erläutert, wird eine Benchmark-Analyse und mehrere Analysen derselben Netzversion unter Einfluss der Lastzeitreihe durchgeführt. Der in Abbildung 4.1 abgebildete Prozess findet demnach für jede Netzversion in 3.1 statt. Als Ergebnisse der Datensynthese liegen für jedes der 12 Mittelspannungsnetze folgende Datensätze vor:

Ergebnisdatensatz	rural0	rural1	...	comm2
Benchmark	rural0_BM	rural1_BM	...	comm2_BM
Anschlussknoten 0	rural0_k0	rural1_k0	...	comm2_k0
Anschlussknoten 1	rural0_k1	rural1_k1	...	comm2_k1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Anschlussknoten n	NaN	NaN	...	comm2_kn

Tabelle 4.1: Vorliegende Datensätze mit Lastflussergebnissen als Ziel der Datensynthese

Das „NaN“ in der letzten Zeile von Tabelle 4.1 symbolisiert, dass kein Datensatz enthalten ist. Die Nummerierung der Anschlussknoten findet für jede Netzversion erneut statt, sodass die Tabelle 4.1 irreführend sein kann. In der Netzversion comm2 liegen mehr Anschlussknoten vor als in den Netzversionen rural0 und rural1. Die Darstellung soll lediglich verdeutlichen, welche Datenstruktur als Ziel des Prozesses der Datensynthese im Rahmen dieser Arbeit vorliegt.

Die Benchmark-Analyse liefert Vergleichswerte für das Netz mit jeweiliger Urbanisierung im jeweiligen Entwicklungsszenario, die als Referenz für den Vergleich zu den Ergebnissen unter Berücksichtigung der Lastzeitreihe dient. Anhand der Benchmark-Analyse lässt sich die Beschaffenheit der Ergebnisstruktur erläutern. In Abbildung 4.2 ist diese grafisch dargestellt. Sowohl für die Benchmark-Analyse als auch für die Analysen unter zusätzlicher Last bestehen die Ergebnisse der Lastflussanalyse aus einem Datensatz mit Knotenspannungen und einem mit Werten zur Leitungsauslastung.

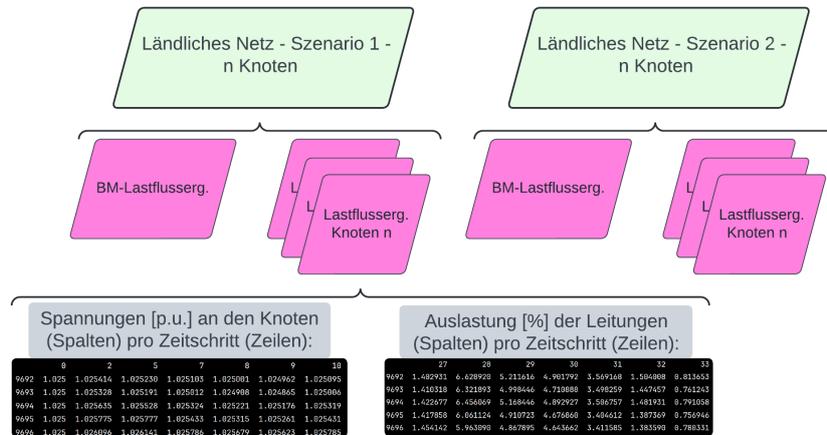


Abbildung 4.2: Strukturelle Beschaffenheit eines Ergebnisdatensatzes

Die Knotenspannungen werden in per-unit angegeben. Zur Ermittlung des Wertes werden die Spannungen  $\mathbf{U}$  an den Knoten immer auf die Nennspannung  $U_{Nenn}$  der Netzebene bezogen.[15]

$$U_{pu} = \frac{\mathbf{U}}{U_{Nenn}} \quad (4.1)$$

Damit kann die Berechnung des Systems und die Ergebnisauswertung erheblich vereinfacht werden. Der per-unit-Wert gibt direkt erkennbar auch die Abweichung von der Nennspannung an. Liegt der Wert beispielweise bei 1.05  $p.u.$ , kann direkt eine Abweichung um 5 % von der Nennspannung abgelesen werden.

Die Leitungsauslastung ist prozentual angegeben. Eine Auslastung von 100 % entspricht der thermischen Grenzleistung der Leitung. Die thermische Grenzleistung bezeichnet die Leistung, die zum Erreichen der maximal zulässigen Beharrungstemperatur führt.

Bei der Benchmark-Analyse werden die beiden Datensätze in Abbildung 4.2 generiert und gespeichert. In den folgenden Schritten werden analog zu diesen Benchmark-Ergebnissen die Analysen mit Depot-Last durchgeführt. Jede einzelne Analyse mit der Depot-Last an einem konkreten Anschlussknoten wird nach den Beschreibungen in Kapitel 5 mit dem Benchmark-Datensatz verglichen.

## 4.2 Eingangsparameter und Netzimport

Als Grundlage für die Eingangsparameter dienen die im *SimBench*-Datensatz enthaltenen Unterscheidungen (siehe Abschnitt 3.2) zur Urbanität und zu Zukunftsszenarien.

Das Basisszenario und die Zukunftsszenarien werden mittels eines Parameters, der entsprechend die Werte 0, 1 und 2 annehmen kann, gekennzeichnet. Die Urbanität wird durch eine Variable angezeigt, die je nach Netzmodell die Bezeichner „urban“, „rural“, „comm“ oder „semiurb“ enthält.

Beim Import der Netzdaten werden die Bezeichner verwendet, um den richtigen Datensatz zu identifizieren. Der Schritt „Netz laden“ wird durch eine Funktion implementiert, welche unter Berücksichtigung der Eingangsvariablen Urbanität und Szenario die Daten des entsprechenden Netzes importiert. Die dazugehörigen Zeitreihen aller Lasten und Erzeuger werden ebenfalls importiert. Diese werden den Knoten des geladenen Netzes an den vorgesehenen Standorten zugeordnet. Damit enthält der Datensatz des Netzes nicht mehr nur konstante Werte für Verbraucher und Erzeuger, sondern an jedem Knoten des Netzes Werte für Zeitschritte über den Zeitraum eines Jahres (je nach Szenario 2016, 2024 oder 2034). Diese gesammelten Netzdaten liegen zur Lastflussanalyse bereit, beinhalten bisher jedoch keine Werte des Depots, dessen Einfluss untersucht werden soll. Der Import der Zeitreihe des Depots wird im nächsten Abschnitt erläutert.

## 4.3 Import und Synchronisierung der Zeitreihen

Sowohl die generischen Zeitreihen von *SimBench*, als auch die Lastreihe des Depots bilden zeitabhängige Werte ab. Für die Analyse der Zeitreihen in einem gemeinsamen System sind die Ergebnisse nur aussagekräftig, wenn die Zeitreihen synchron sind. Die Werte des Depots müssen zur gleichen Uhrzeit und am gleichen Wochentag von der Analyse berücksichtigt werden. Die Zeitreihen von *SimBench* im Szenario 0 bilden das Jahr 2016 ab und die Analyseschritte für vier ausgewählte Wochen in vier Jahreszeiten lassen sich aus dem Datensatz entnehmen. Die entsprechenden Zeitschritte der Analyse werden nicht in Form von Zeitstempeln interpretiert sondern starten bei dem zur Verfügung gestellten Datensatz mit Zeitschritt 0 am 01.01.2016 um 00:00 Uhr.

Für die Wochen wurden folgende Zeitschritte ermittelt. Eine Woche startet immer montags um 00:00:00 Uhr und endet mit dem Zeitstempel am Sonntag um 23:45:00 Uhr.

Jahreszeit	Startzeitpunkt	Endzeitpunkt	Analysezeitschritte
Frühling	11.04.2016, 00:00:00	17.04.2016, 23:45:00	9692–10363
Sommer	11.07.2016, 00:00:00	17.07.2016, 23:45:00	18428–19099
Herbst	10.10.2016, 00:00:00	16.10.2016, 23:45:00	27164–27835
Winter	11.01.2016, 00:00:00	17.01.2016, 23:45:00	960–1631

Tabelle 4.2: Ermittelte Zeitschritte für die Wochen der Jahreszeitenanalyse

Die Lastzeitreihe muss entsprechend so implementiert werden, dass der erste Zeitschritt für den Montag 00:00:00 Uhr auf dem ersten Zeitschritt der ausgewählten Wochen liegt. Aufgrund der Zeitverschiebung, die in den Zeitreihen des *SimBench*-Datensatzes berücksichtigt ist, muss diese eventuell beachtet werden. Die Zeitumstellungen fanden im Jahr 2016 am 27. März und am 30. Oktober statt. Da die Umstellungen in keinem der Zeiträume (siehe Tabelle 4.2) stattfinden, ist keine weitere Maßnahme notwendig.

Zunächst wird eine Zeitreihe generiert, welche der Länge der *SimBench*-Zeitreihen entspricht. Die generierte leere Zeitreihe wird nun gezielt an den Zeitschritten mit den Daten der Lastreihe (siehe Abschnitt 3.1) gefüllt. Auch eine Anwendung auf jede Woche wäre denkbar, aufgrund erhöhten Rechenaufwandes wird sich hier auf die ausgewählten vier Wochen beschränkt. Im nächsten Schritt (Abschnitt 4.4) muss diese Zeitreihe der Depot-Daten mit dem Netzmodell verknüpft werden. Die darauf folgende Lastflussanalyse nutzt dann sowohl die *SimBench*-Zeitreihen, als auch die Depot-Zeitreihe, um jeden Zeitschritt zu berechnen.

## 4.4 Standortwahl

Der Standort des Depots ist ein relevanter Faktor in der Beeinflussung des Netzes. Um ein umfangreiches Abbild des gesamten Netzes und eine bessere Vergleichbarkeit zu schaffen, werden alle MS-Knoten jeweils einmal als Anschlusspunkt genutzt. Als Beispiel wird das ländliche Netz im Zukunftsszenario 0 betrachtet, in Abbildung 4.3 ist die Netztopologie dargestellt. Es sind alle Knoten zu erkennen, wobei durch Anwählen eines Knotens als Beispiel weitere Informationen angezeigt werden. Neben des Spannungslevels und den

angeschlossenen Lasten und Erzeugern wird ein Index und ein Name des Knotens sichtbar. Anhand dieser Informationen lässt sich jeder Knoten im Netz eindeutig identifizieren und aufrufen. Dieser Prozess ist in den Abschnitten 4.4.1 und 4.4.2 näher erläutert.

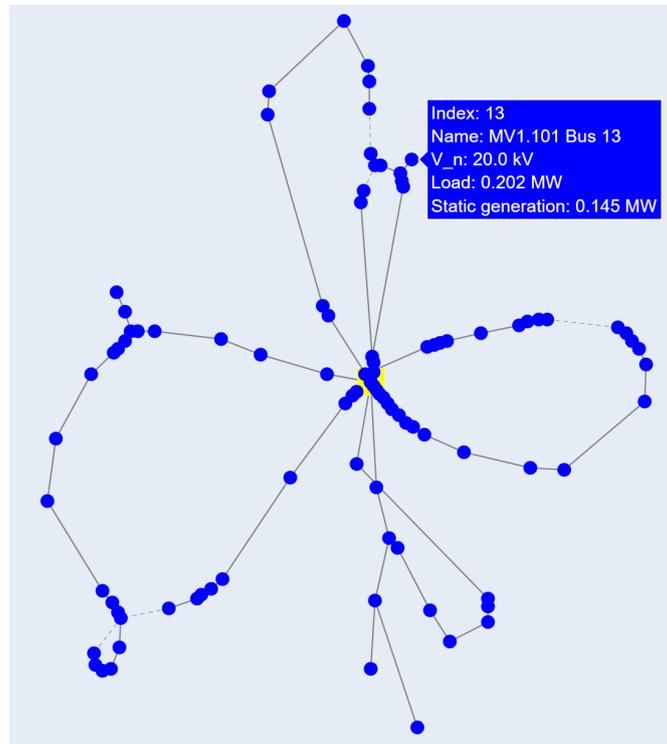


Abbildung 4.3: Ländliches Netz und Parameter von Bus 13

### 4.4.1 Ermitteln der Entfernungen

Die Knoten werden zunächst als Liste gespeichert, welche die Informationen enthält, die in Abbildung 4.3 für den Knoten mit Index 13 zu sehen sind. Zudem werden diejenigen Knoten aus der Liste entfernt, die nicht als Mittelspannungsknoten gekennzeichnet sind. Das betrifft vor allem den Anschlussknoten ans Hochspannungsnetz, der in Abbildung 4.3 gelb hinterlegt in der Mitte erkennbar ist. Hier wird die Depot-Last nicht angeschlossen, der Knoten gilt als Referenzknoten für den nächsten Schritt der Entfernungsberechnung und als Slackknoten für die folgende Lastflussanalyse.

Für jeden in der Liste verbliebenen Knoten, der für den Anschluss infrage kommt, wird die Entfernung zum als Referenzknoten identifizierten Hochspannungsknoten ermittelt.

Zur Berechnung der Entfernung können zum einen die geografischen Daten und zum anderen die Längen der Leitungsstrecken zwischen zwei Knoten herangezogen werden. Zu erwarten ist, dass die Entfernung nach Leitungslängen die relevantere Größe darstellt, wenn es darum geht, den Einfluss einer angeschlossenen Last auf das Netz zu untersuchen. Eine in *pandapower* integrierte Funktion wird zur Berechnung genutzt und die ermittelte Entfernung wird in einer Liste mit den Knotenindizes gespeichert. Daraufhin wird diese Liste nach der Entfernung zum Slackknoten sortiert, sodass sich eine Reihenfolge der Knoten ergibt. Die Last des Depots wird dieser Reihenfolge nach an die Knoten angeschlossen und jeweils eine Lastflussanalyse durchgeführt.

### 4.4.2 Lastanschluss

Der Knoten, der an der Reihe ist, ist in dem Benchmark-Modell bereits mit einer Last und einem Erzeuger verbunden. Sobald Anpassungen an dem Bus vorgenommen werden, kann dies die Parameter der entsprechenden Lasten und Erzeuger beeinflussen. Der Ansatz, das Lastobjekt an dem jeweiligen Knoten anzupassen, führte dazu, dass bereits angeschlossenen Lasten und Erzeuger durch die Depot-Last ersetzt wurden. Dies würde den Einfluss des Busdepots insofern verfälschen, als dann die Auswirkungen auf das Netz auch davon beeinflusst würden, welche Lasten und Verbraucher zuvor am Knoten angeschlossen waren. Zudem ist zu erwähnen, dass die Anzahl der Knoten nicht vom Benchmark abweichen sollte. Die Option, einen neuen Knoten in das Netz einzubinden, an dem die Depot-Last angeschlossen wird, würde die folgenden Schritte erschweren.

Aufgrund dieser Schwierigkeiten wurde eine neue Last erstellt. Dazu wurde die Anzahl der bisher im Netz vorhandenen Lasten  $n$  ermittelt und ein zusätzliches Lastobjekt mit dem Index  $n + 1$  erstellt. Die Parameter des Lastobjektes werden als Mittelspannungslast so konfiguriert, dass die Wirkleistung  $p_{mw} = 0$  und die Blindleistung  $q_{mvar} = 0$  sind und deshalb bei der Benchmark-Lastflussanalyse keine Rolle spielen. Im folgenden Unterkapitel 2.3 wird beschrieben, wie diese Parameter im Verlauf angepasst und mit den Werten der Depot-Zeitreihe gefüllt werden.

## 4.5 Lastflussanalyse

An jedem ermittelten Netzknoten wird die Last entsprechend Kapitel 4.4.2 angeschlossen und eine Lastflussanalyse an den Zeitschritten aus Tabelle 4.2 durchgeführt. Die Daten

der importierten und synchronisierten Zeitreihe werden mithilfe einer in *pandapower* integrierten Funktion realisiert. Es wird eine Art Controller namens „ConstControl“ implementiert und mit den Lastdaten der Zeitreihe gespeist. Aufgrund der erfolgten Synchronisierung werden die Lastwerte an den entsprechenden Zeitschritten auf das Lastobjekt (siehe Kapitel 4.4.2) angewendet. Für die Analyse wird das Newton-Raphson-Verfahren (siehe Abschnitt 2.3.1) angewandt.

Analog zu den Ergebnissen der Benchmark-Analyse liegen für jeden Anschlussknoten der Netzversion die Ergebnisse der Lastflussanalyse nach der Struktur in Abbildung 4.2 eingebettet in den jeweiligen Datensatz in Tabelle 4.1 vor. Relevant ist hierbei, dass die Zeitschritte der Analyse übereinstimmen müssen. Die Ergebnisse im Vergleich zur Benchmark-Analyse sind nur aussagekräftig, solange sich die Zeitschritte auf denselben Zeitpunkt beziehen.

Der Vollständigkeit halber ist zu erwähnen, dass sowohl in Tabelle 4.1 als auch in Tabelle 3.1 für jede erwähnte Netzversion vier Analysen (Frühling, Sommer, Herbst, Winter nach Tabelle 4.2) durchgeführt werden und entsprechende Datensätze vorhanden sind, welche aus Gründen der Übersichtlichkeit bis hierher außer Acht gelassen wurden.

Das nächste Kapitel beschäftigt sich mit der Verarbeitung der Ergebnisdatensätze, die die Lastflussanalyse der 48 Netzversionen ergeben hat.

## 5 Datenverarbeitung

Die Ergebnisse der Lastflussanalyse sollen so analysiert werden, dass die resultierenden Parameter oder Darstellungen einen Vergleich der Netze zulassen.

Jeder Wert der folgenden Berechnungen fasst genau ein Netzmodell in einem Szenario zu einer Jahreszeit an einem Anschlussknoten zusammen. Die Werte für die unterschiedlichen Anschlussknoten werden anschließend in einem Vektor gespeichert. Aufgrund der unterschiedlichen Beschaffenheit der Netze schwankt die Anzahl der Anschlussknoten, was dazu führt, dass die Vektoren nicht dieselbe Länge haben. In der Tabelle 5.1 ist die Ergebnisstruktur, die als Ziel dieses Kapitels gefüllt werden soll, abgebildet.

Netzversion	Leitungsauslastungen $\hat{\eta}_{L\_mean}$ -Vektor	...	Knotenspannungen $\hat{C}\hat{V}$ -Vektor
Rural_Sz0_Fruehling	$\hat{\eta}_{L\_mean,r0f}$	...	$\hat{C}\hat{V}_{r0f}$
Rural_Sz0_Sommer	$\hat{\eta}_{L\_mean,r0s}$	...	$\hat{C}\hat{V}_{r0s}$
⋮	⋮	⋮	⋮
Comm_Sz2_Winter	$\hat{\eta}_{L\_mean,c2w}$	...	$\hat{C}\hat{V}_{c2w}$

Tabelle 5.1: Ergebnisstruktur als Ziel der Datenverarbeitung

Dieses Kapitel beschreibt im folgenden, wie die einzelnen Werte errechnet werden. Anhand des ländlichen Netzes, Zukunftsszenario 1 im Frühling mit der Last am Anschlussknoten  $k = 13$  werden die Schritte der Datenverarbeitung erläutert. Das Netz besteht aus  $n = 99$  Leitungen und wurde über  $m = 672$  Zeitschritte berechnet. Da die Lastflussanalyse Daten zur Leitungsauslastung und zu den Knotenspannungen liefert, wird diese Kapitel entsprechend unterteilt.

## 5.1 Leitungsauslastung

In untenstehender Tabelle 5.2 wird die Ergebnisstruktur anhand des Beispiels dargestellt. Für jeden Zeitschritt ist für jede im Netz vorhandene Leitung die Auslastung  $\eta_L$  in % errechnet worden. Dieser Ergebnisdatensatz liegt für jeden Anschlussknoten und für die entsprechende Benchmark-Analyse vor.

timestep	line 27	line 28	line 29	line 30
9692	1.402	6.629	5.212	4.901
9693	1.410	6.321	4.710	4.710
9694	1.422	6.456	5.168	4.892
9695	1.454	5.963	4.910	4.676

Tabelle 5.2: Auszug der Leitungsauslastungen in % Ländliches Netz, Szenario 1, Frühling, Anschlussknoten  $k = 13$

timestep	line 27	line 28	line 29	line 30
9692	1.386	6.241	5.058	4.861
9693	1.390	6.015	4.544	4.690
9694	1.401	6.291	5.020	4.842
9695	1.429	5.865	4.660	4.643

Tabelle 5.3: Auszug der Leitungsauslastungen in % Ländliches Netz, Szenario 1, Frühling, Benchmark

Sei  $i$  der Zeitschritt,  $j$  der Leitungsindex und  $\eta_{ij}$  die Leitungsauslastung, dann ist die Matrix  $\eta_{\mathbf{L}}$ , welche die Werte der Leitungsauslastung beinhaltet, definiert als:

$$\eta_{\mathbf{L}} = \begin{Bmatrix} \eta_{11} & \eta_{12} & \dots & \eta_{1n} \\ \eta_{21} & \eta_{22} & \dots & \eta_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \eta_{m1} & \eta_{m2} & \dots & \eta_{mn} \end{Bmatrix}. \quad (5.1)$$

Die Matrix der Leitungsauslastungen  $\eta_{\mathbf{L}}$  (siehe 5.1) ist der Größe  $m \times n$ , wobei  $m$  der Anzahl der Zeitschritte und  $n$  die Anzahl der Leitungen, im Fall des ländlichen Netzes im Szenario 1  $n = 99$ , entspricht.

### 5.1.1 Normierte mittlere maximale Leitungsauslastung

Als erster Parameter bezüglich der Leitungsauslastung soll die maximale Leitungsauslastung ermittelt werden, die im Netz über den untersuchten Zeitraum hinweg an jeder Leitung vorkommt.

Aus den Werten jeder Zeile in  $\eta_{\mathbf{L}}$  wird das jeweilige Maximum ermittelt.

$$\eta_{L,max_j} = \max\{a_{ij} \mid i = 1, 2, \dots, m\}. \quad (5.2)$$

Der Durchschnitt dieser maximalen Auslastungen ergibt sich durch:

$$\bar{\eta}_{L,max} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \eta_{L,max_j}. \quad (5.3)$$

Analog zu dem Vorgehen in Gleichung 5.1 und Gleichung 5.2 wird für die Benchmark-Analyse des ländlichen Netzes im Szenario 1 das Maximum  $\bar{\eta}_{L,max,BM_j}$  über den Zeitraum an jedem Knoten  $j$  ermitteln. Für die Vergleichbarkeit der Netze wird mit:

$$\hat{\eta}_{L,max} = \frac{\bar{\eta}_{L,max}}{\bar{\eta}_{L,max,BM}} \quad (5.4)$$

die mittlere maximale Leitungsauslastung auf den Benchmark-Wert normiert. Die maximale Leitungsauslastung muss dabei bei der Analyse mit Last und der Benchmark-Analyse nicht zum selben Zeitpunkt auftreten. Der Wert gibt lediglich Aufschluss darüber, ob und wie stark sich unter Anwendung der Depot-Last der schlechteste Wert an den Leitungen verschiebt. Ebenfalls ist denkbar, dass sich durch die zusätzliche Last die Leistungsbelastung senken lässt. Dies würde durch einen Wert von  $\hat{\eta}_{L,max} < 1$  angezeigt werden. Für diesen Anschlussknoten wird der Wert in dem Vektor  $\hat{\eta}_{\mathbf{L},\mathbf{max},\mathbf{u0f}}$  für den Knoten mit Index 13 gespeichert und die Analyse der anderen Anschlussknoten folgt nach demselben Vorgehen. Die Berechnungen finden entsprechend der Lastflussanalyse

in der Reihenfolge der Knoten nach Entfernung zum Slackknoten statt. In dem Vektor  $\hat{\eta}_{L,\max,\mathbf{uOf}}$  mit den normierten mittleren maximalen Leitungsauslastungen sind diese Parameter mit der Entfernung in Kilometern als neuen Index gespeichert.

### 5.1.2 Normierte mittlere Leitungsauslastung

Als Datengrundlage dient weiterhin die Matrix der Leitungsauslastungen  $\eta_L$  aus 5.1. Die durchschnittliche Auslastung der Leitungen wird dann mit:

$$mean_{\eta_L} = \frac{1}{m \cdot n} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \eta_{ij} \quad (5.5)$$

errechnet. Die Daten des Benchmarks werden nach derselben Berechnung (siehe 5.5) zusammengefasst zu  $mean_{\eta_{L\_BM}}$ . Die Normierung:

$$\hat{\eta}_{L,mean} = \frac{mean_{\eta_L}}{mean_{\eta_{L\_BM}}} \quad (5.6)$$

auf das Benchmark-Ergebnis lässt im weiteren Verlauf den Vergleich der verschiedenen Netze und Szenarien zu. Der Wert gibt die relative Abweichung zum Benchmark an, sodass zum Beispiel  $\hat{\eta}_{L,mean} = 1,2$  bedeuten würde, dass sich die durchschnittliche Leitungslast im Vergleich zum Benchmark um 20 % erhöht hat.

Auch für die normierte durchschnittliche Leitungsauslastung folgt die Speicherung in einem Vektor, der für jeden Anschlussknoten einen Wert enthält, für das betrachtete Beispiel entsprechend der Knotenanzahl 99 Werte.

## 5.2 Knotenspannung

Die Ergebnisse der Knotenspannungen werden ebenfalls anhand des ländlichen Netzes im Szenario 1 im Frühling für den Anschlussknoten 13 erläutert.

timestep	bus 35	bus 36	bus 37
9913	1.0184	1.0183	1.0183
9914	1.0177	1.0179	1.0179
9915	1.0178	1.0176	1.0176
9916	1.0178	1.0176	1.0176

Tabelle 5.4: Auszug der Knotenspannungen in *p.u.*, Ländliches Netz, Szenario 1, Frühling, Anschlussknoten  $k = 13$

timestep	bus 35	bus 36	bus 37
9913	1.0261	1.0260	1.0260
9914	1.0257	1.0256	1.0256
9915	1.0254	1.0253	1.0252
9916	1.0254	1.0253	1.0253

Tabelle 5.5: Auszug der Knotenspannungen in %, Ländliches Netz, Szenario 1, Frühling, Benchmark

Sei  $i$  der Zeitschritt,  $j$  der Knotenindex und  $V_{pu,ij}$  die Knotenspannung *p.u.*, dann ist die Matrix  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}$  mit den Knotenspannungen definiert als:

$$\mathbf{V}_{\mathbf{pu}} = \begin{pmatrix} V_{pu,11} & V_{pu,12} & \dots & V_{pu,1n} \\ V_{pu,21} & V_{pu,22} & \dots & V_{pu,2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{pu,m1} & V_{pu,m2} & \dots & V_{pu,mn} \end{pmatrix} \quad (5.7)$$

Die Matrix der Leitungsauslastungen  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}$  (siehe 5.7) ist der Größe  $m \times n$ .  $m$  entspricht der Anzahl der Zeitschritte und  $n$  der Anzahl der Knoten des jeweiligen Netzes. Die Matrix  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu, BM}}$  beschreibt die Ergebnisse der Benchmark-Analyse analog zu Gleichung 5.7.

### 5.2.1 Verletzungen der Spannungsgrenzen

Die Spannungswerte werden hinsichtlich der unter 2.2.3 beschriebenen Spannungsgrenzen untersucht.

Die Ergebnismatrizen  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}$  und  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu},\mathbf{BM}}$  dienen als Datengrundlage. Es wird zudem  $L$  als die Mindestgrenze und  $U$  als die Höchstgrenze definiert. Die folgenden beiden Funktionsdefinitionen zur Ermittlung der Werte, welche unter der Mindestgrenze  $L$  oder über die Höchstgrenze  $U$  werden auf die beiden Ergebnismatrizen angewandt.

$$I_L(x) = \begin{cases} 1 & \text{wenn } x < L \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{mit } L = 0,965 \text{ p.u.} \quad (5.8)$$

$$I_U(x) = \begin{cases} 1 & \text{wenn } x > U \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{mit } U = 1,055 \text{ p.u.} \quad (5.9)$$

Die Anzahl der Grenzverletzungen in der Matrix  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}$  ist dann durch:

$$N_{\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n I_L(V_{pu,ij}) + \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n I_U(V_{pu,ij}) \quad (5.10)$$

gegeben. Für die Matrix der Benchmark-Ergebnisse  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu},\mathbf{BM}}$  gilt entsprechend:

$$N_{\mathbf{V}_{\mathbf{pu},\mathbf{BM}}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n I_L(V_{pu,BM,ij}) + \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n I_U(V_{pu,BM,ij}). \quad (5.11)$$

Die Differenz aus den Grenverletzungen der Analyse mit der Lastzeitreihe und den Grenzverletzungen im Benchmark wird mit:

$$\text{diff}_{N,V_{pu}} = N_{\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}} - N_{\mathbf{V}_{\mathbf{pu},\mathbf{BM}}} \quad (5.12)$$

berechnet und gibt an, ob und wie viele Grenzverletzungen mehr oder weniger unter dem Einfluss der Depot-Last auftreten.

### 5.2.2 Normierter Variationskoeffizient

Der Variationskoeffizient  $CV$  ist ein Maß für die relative Streuung eines Datensatzes und wird berechnet als das Verhältnis der Standardabweichung  $\sigma_{V_{pu}}$  zum Mittelwert  $\eta_{V_{pu}}$ .

Für jede Spalte  $j$  der Matrix  $\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}$  werden deshalb zunächst der Mittelwert  $\eta_{V_{pu_j}}$  und die Standardabweichungen  $\sigma_{V_{pu_j}}$  aller Netzknoten ermittelt.

$$\eta_{V_{pu_j}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m V_{pu_{ij}} \quad (5.13)$$

$$\sigma_{V_{pu_j}} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (V_{pu_{ij}} - \eta_{V_{pu_j}})^2} \quad (5.14)$$

Diese Standardabweichungen der einzelnen Netzknoten  $\sigma_{V_{pu_j}}$  sollen zusammengefasst werden. Dazu wird die gewichtete Varianz  $\sigma_{V_{pu}}^2$  berechnet durch:

$$\sigma_{V_{pu}}^2 = \frac{1}{n} \left[ \sum_{j=1}^n (\sigma_{V_{pu_j}}^2 + \eta_{V_{pu_j}}^2) - \frac{1}{n} \left( \sum_{j=1}^n \eta_{V_{pu_j}} \right)^2 \right] \quad (5.15)$$

und gibt die Streuungen als einen Gesamtwert für alle Knoten an. Da für die Ermittlung von  $CV$  die Standardabweichung  $\sigma_{V_{pu}}$  und ein zusammengefasster Mittelwert  $\eta_{V_{pu}}$  benötigt werden, folgt die Berechnung mit:

$$\sigma_{V_{pu}} = \sqrt{\sigma_{V_{pu}}^2} \quad (5.16)$$

und:

$$\eta_{V_{pu}} = \frac{1}{m \times n} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n V_{pu,ij}. \quad (5.17)$$

Der Mittelwert kann hier ungewichtet betrachtet werden, da alle Spalten die gleiche Anzahl an Elementen enthält. Die Zusammenfassung der zuvor in Gleichung 5.13 errechneten Mittelwerte in jeder Spalte würde den gleichen Wert ergeben.

Der Variationskoeffizient  $CV_{V_{pu}}$ , welcher die Spannungsschwankungen an allen Knoten als relativen Wert zusammenfasst, ergibt sich mit:

$$CV_{V_{pu}} = \frac{\sigma_{V_{pu}}}{\eta_{V_{pu}}}. \quad (5.18)$$

Die erfolgten Berechnungen werden analog auch für den Benchmark vorgenommen, so dass sich zum Vergleich der Variationskoeffizient des Benchmarks  $CV_{V_{pu},BM}$  ergibt. Um vorherige Schwankungen in den Spannungen des Netzes für die Vergleichbarkeit der Netze auszuklammern, wird mit:

$$\hat{C}V_{V_{pu}} = \frac{CV_{V_{pu}}}{CV_{V_{pu},BM}} \quad (5.19)$$

eine Normierung auf den Variationskoeffizienten des Benchmarks  $CV_{V_{pu},BM}$  vorgenommen. Wenn im folgenden Kapitel 6 die Parameter ausgeschrieben erwähnt werden, ist immer der normierte Wert gemeint.

## 6 Ergebnisse

Dieses Kapitel dient dazu die Ergebnisse darzustellen, um diese im Kapitel 7 diskutieren und auswerten zu können. Die Ergebnisse werden nach den Parametern aus dem vorigen Kapitel 5 gegliedert aufgeführt. In den Abbildungen werden die unter Abschnitt 3.2 eingeführten Bezeichnungen für die Netze verwendet. In den Darstellungen werden die Jahreszeiten farblich markiert. Die Farbpalette bleibt dabei über alle Ergebnisparameter und Netze dieselbe, um die Übersichtlichkeit zu verbessern und Vergleiche zu erleichtern. Dasselbe gilt für die Zeichen, mit denen die Datenpunkte dargestellt sind, mit Ausnahme für die Darstellung der Spannungsgrenzen in Abbildung 6.7.

### 6.1 Leitungsauslastung

Um die Parameter in Abhängigkeit von der Entfernung der Anschlussknoten zum Slackknoten darzustellen, werden für das Szenario 1 die Ergebnisse der Netzmodelle abgebildet. Die Ergebnisse in dieser Form für alle Netze werden im Anhang A.2 beigefügt. Für den Vergleich aller Netzversionen auf einen Blick werden Boxplots genutzt. Boxplots der Netzmodelle in veränderter Anordnung ermöglichen den Szenarienvergleich.

#### 6.1.1 Normierte mittlere maximale Leitungsauslastung

Für das Zukunftsszenario 1 sind in Abbildung 6.1 die mittleren maximalen Leitungsauslastungen  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzmodelle für jede Jahreszeit und jeden untersuchten Netzknoten aufgetragen. Die Regressionsgeraden in den Abbildungen zeigen den Trend der Datenverteilung. Geordnet sind die Anschlussknoten dabei nach der Entfernung des Anschlussknotens zum Slackknoten. Während die y-Achsen für den vereinfachten Vergleich einheitlich dimensioniert sind, ist bei den x-Achsen zu beachten, dass sich die Entfernungen der Netzknoten unterscheiden.

## 6 Ergebnisse

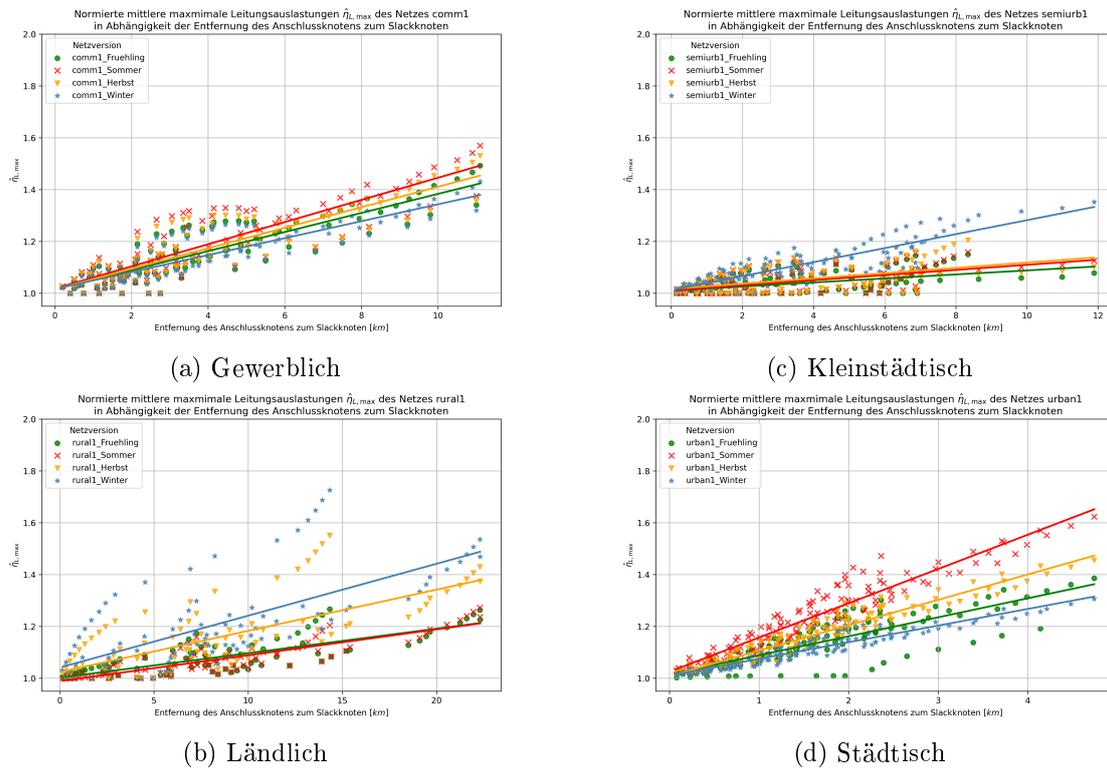


Abbildung 6.1: Normierte mittlere maximale Leitungsauslastungen  $\hat{\eta}_{L,max}$  je Netzmodell im Szenario 1

Im Anhang A.2.1 finden sich analoge Darstellungen zu den anderen Zukunftsszenarien. Die Verteilung der mittleren maximalen Leitungsauslastungen kann in Abbildung 6.2 für alle untersuchten Netzmodelle entnommen werden.

Für einen besseren Vergleich der Szenarien 0 bis 2 sind die Ergebnisse als Boxplots in den Abbildungen 6.3a bis 6.3d in veränderter Sortierung dargestellt.

Verteilung der normierten mittleren maximalen Leitungsauslastungen  $\hat{\eta}_{L,max}$  in Abhängigkeit der Netzversion

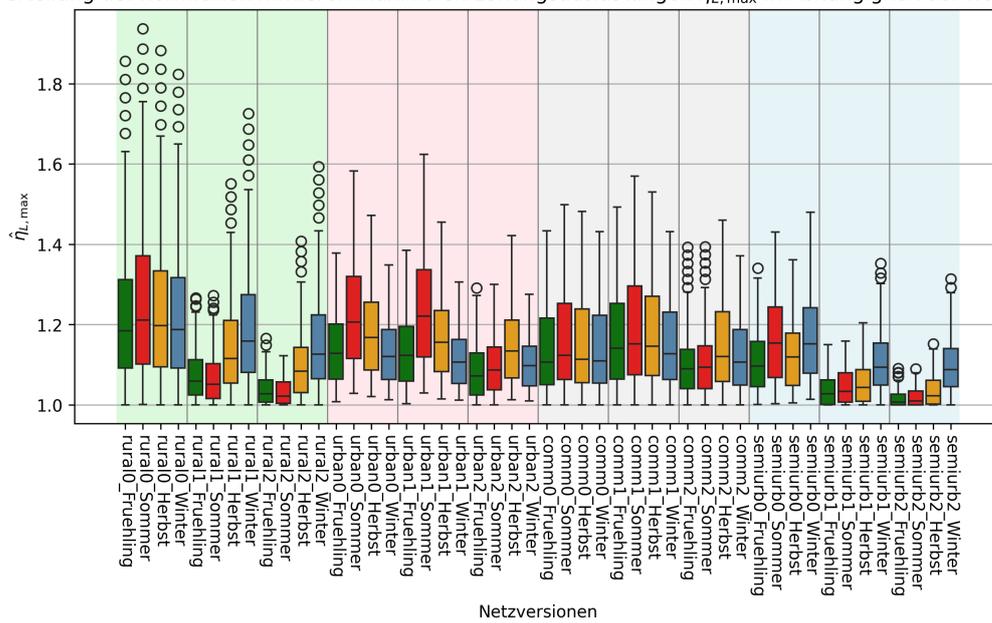
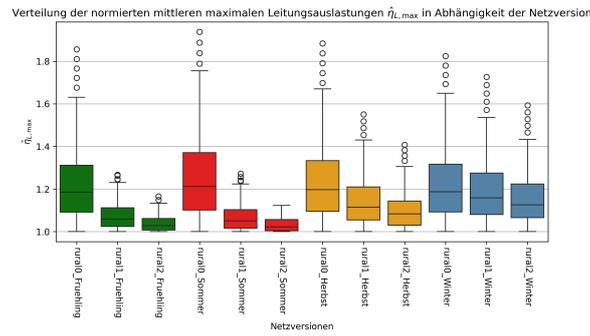
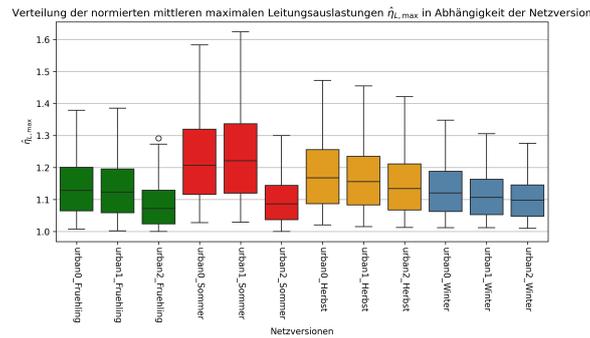


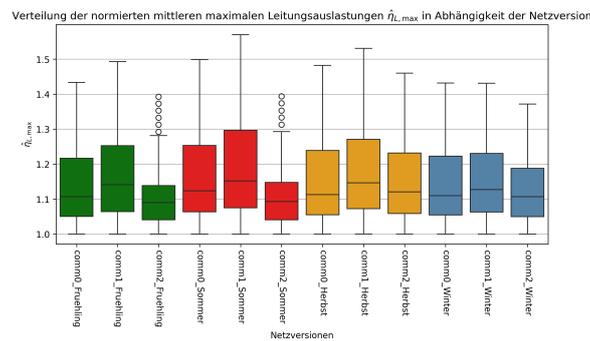
Abbildung 6.2: Boxplot zur Verteilung der normierten mittleren maximalen  $\hat{\eta}_{L,max}$  für alle Netzversionen



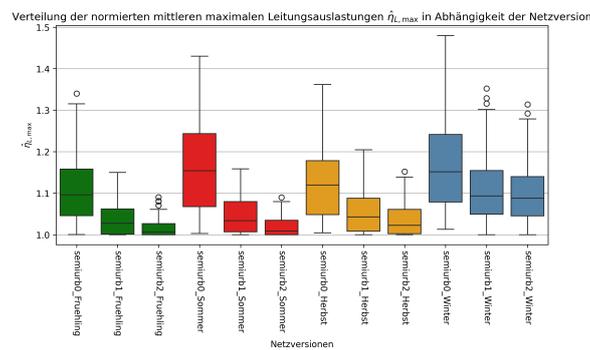
(a) Ländlich



(b) Städtisch



(c) Gewerblich



(d) Kleinstädtisch

Abbildung 6.3: Darstellung der Verteilung von  $\hat{\eta}_{L,max}$  für alle Netzmodelle in Boxplots

### 6.1.2 Normierte mittlere Leitungsauslastung

Bei den Ergebnissen für die normierte mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  wird vorgegangen wie unter Abschnitt 6.1.1. Es wird eine Darstellung für den Vergleich der Netze und der Jahreszeiten erstellt, welche für das Szenario 1 wie folgt aussieht (Abbildung 6.4).

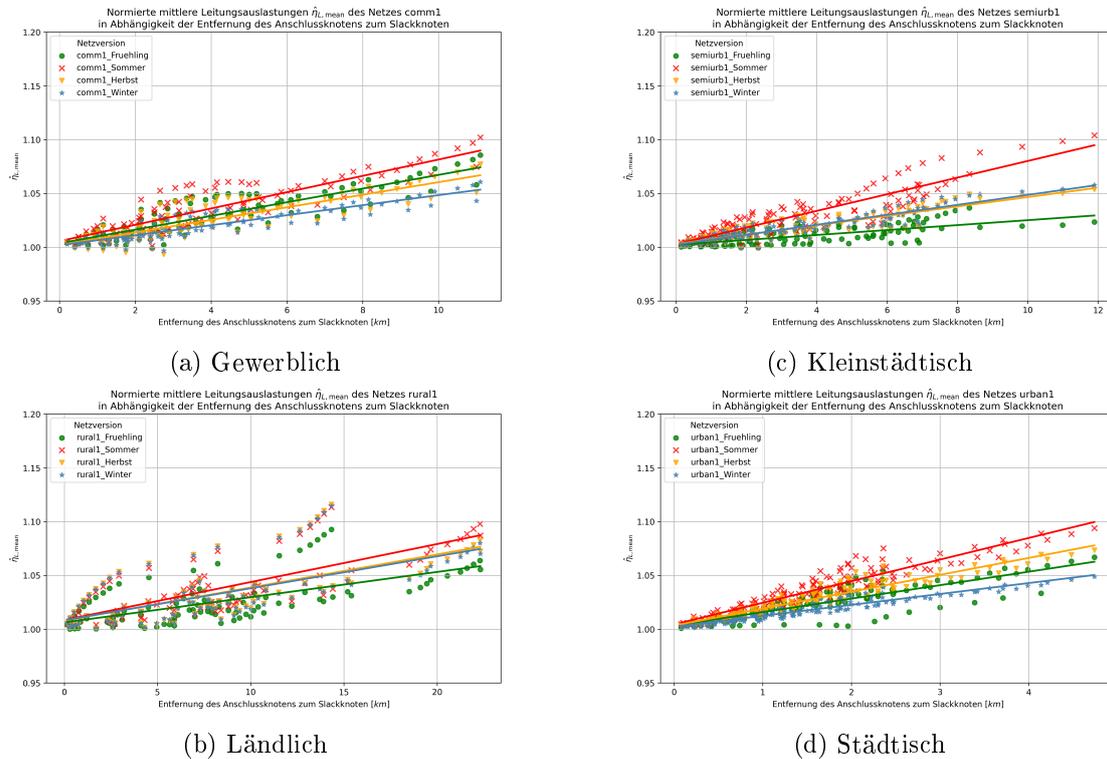


Abbildung 6.4: Normierte mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  je Netzmodell im Szenario 1

Die anderen beiden Zukunftsszenarien sind im Anhang A.2.2 beigefügt. Die Verteilung der Ergebnisse für die normierte mittlere Leitungsauslastung ist in Abbildung 6.5 als Boxplot zu sehen.

Die Boxplots für die Verteilung der mittleren Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der einzelnen Netzmodelle werden in Abbildung 6.6 dargestellt.

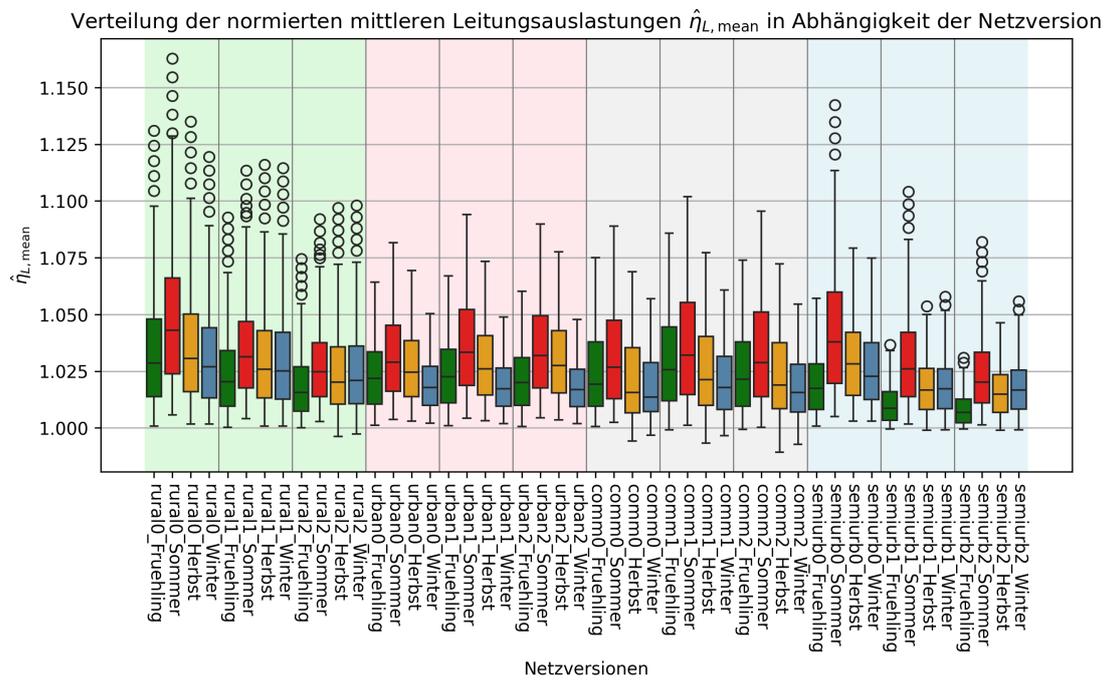
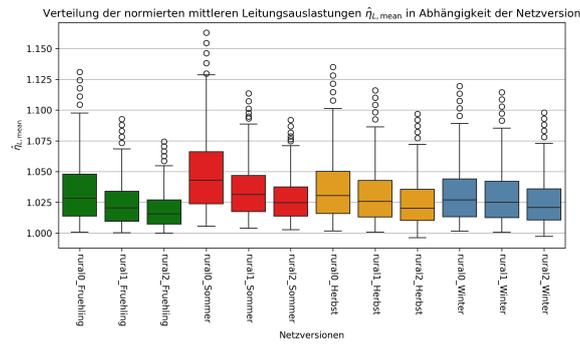
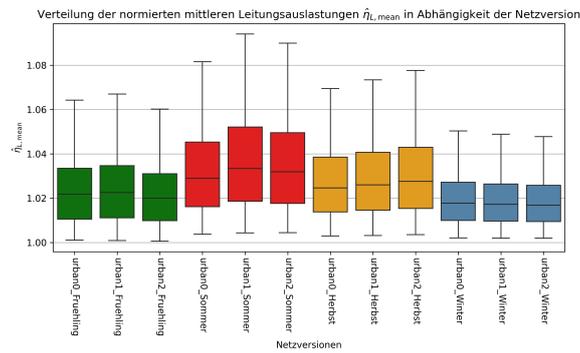


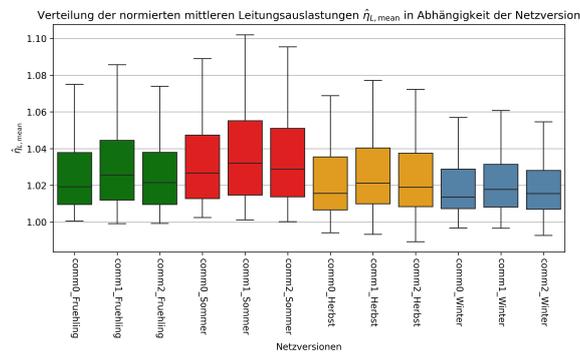
Abbildung 6.5: Boxplot zur Verteilung der normierten mittleren Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  für alle Netzversionen



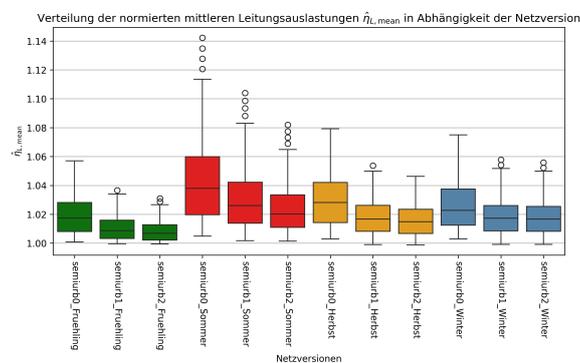
(a) Ländlich



(b) Städtisch



(c) Gewerblich



(d) Kleinstädtisch

Abbildung 6.6: Darstellung der Verteilung von  $\hat{\eta}_{L,mean}$  für alle Netzmodelle in Boxplots

## 6.2 Knotenspannungen

Die Ergebnisse, welche durch die Analyse der Knotenspannungen, wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, ermittelt wurden, werden in diesem Abschnitt dargestellt. Den Überschreitungen der Spannungsgrenzen folgt der Variationskoeffizient woraufhin die Ergebnisse der Berechnung des Spannungsdurchschnitts aufgeführt werden.

In den Tabellen 6.1 und 6.2 sind die Ergebnisse der Benchmark-Analyse für mehrere Parameter angegeben. Neben dem durchschnittlichen Spannungsniveau der Benchmark-Analyse  $\eta_{V_{pu},BM}$  (siehe 5.13) sind für jedes Netzmodell der Variationskoeffizient  $CV_{V_{pu},BM}$  (siehe 5.19) und die Anzahl an Grenzüberschreitungen  $N_{V_{pu},BM}$  (siehe 5.11) aufgeführt. Bei den Grenzüberschreitungen in 6.1 und 6.2 handelt es sich ausschließlich um Überschreitungen der oberen Spannungsgrenze.

### 6.2.1 Verletzungen der Spannungsgrenzen

Eine abweichende Anzahl von Spannungsgrenzverletzungen vom Benchmark  $\text{diff}_{N,V_{pu}}$  treten nur in dem ländlichen Netz auf, sodass sich hier auf die Darstellung dieses Netzes fokussiert wird. In Abbildung 6.7 werden die Ergebnisse für das ländliche Netz für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

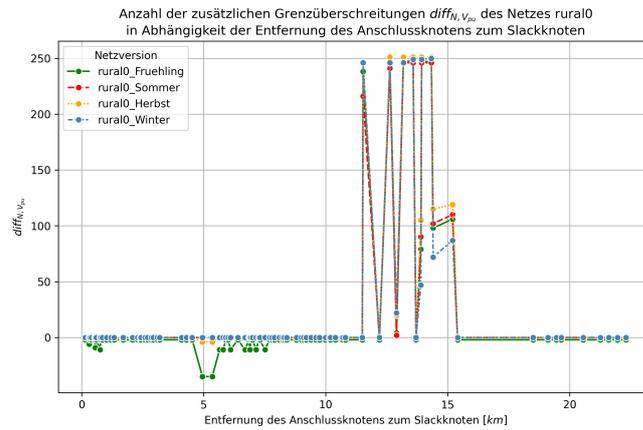
Die Ergebnisse zu den Verletzungen der Spannungsgrenzen bilden nicht die gesamten Grenzverletzungen im ländlichen Netz ab. Es handelt sich um die Differenz zum entsprechenden Benchmark-Datensatz, wie unter Abschnitt 5.2.1 beschrieben. Negative Werte bedeuten, es treten eine geringere Anzahl an Grenzverletzungen auf als in der zugehörigen Benchmark-Analyse. Bei der Ermittlung von  $\text{diff}_{N,V_{pu}}$  ist keine Aussage dazu enthalten, ob die Grenzwertverletzungen an der unteren oder der obereren Spannungsgrenze auftreten und ob die Grenzüberschreitungen des Benchmarks noch vorhanden sind. Es geht ausschließlich um die Quantität im Vergleich zum Benchmark, nicht um die Qualität der Grenzwertverletzungen.

Netzversion	Jahreszeit	$\eta_{V_{pu,BM}}$ [p.u.]	$CV_{V_{pu,BM}}$ [%]	$N_{V_{pu,BM}}$
rural0	Frühling	1.0280 p.u.	0.4947 %	379
	Sommer	1.0260 p.u.	0.3695 %	0
	Herbst	1.0276 p.u.	0.3951 %	75
	Winter	1.0272 p.u.	0.4655 %	63
rural1	Frühling	1.0305 p.u.	0.6851 %	571
	Sommer	1.0283 p.u.	0.5063 %	129
	Herbst	1.0294 p.u.	0.4950 %	76
	Winter	1.0283 p.u.	0.5257 %	63
rural2	Frühling	1.0381 p.u.	0.8927 %	2015
	Sommer	1.0296 p.u.	0.6330 %	849
	Herbst	1.0301 p.u.	0.6533 %	810
	Winter	1.0283 p.u.	0.6535 %	566
urban0	Frühling	1.0381 p.u.	0.1896 %	0
	Sommer	1.0379 p.u.	0.1743 %	0
	Herbst	1.0379 p.u.	0.1737 %	0
	Winter	1.0374 p.u.	0.2016 %	0
urban1	Frühling	1.0382 p.u.	0.1863 %	0
	Sommer	1.0380 p.u.	0.1667 %	0
	Herbst	1.0378 p.u.	0.1732 %	0
	Winter	1.0371 p.u.	0.2104 %	0
urban2	Frühling	1.0385 p.u.	0.1860 %	0
	Sommer	1.0383 p.u.	0.1592 %	0
	Herbst	1.0377 p.u.	0.1845 %	0
	Winter	1.0367 p.u.	0.2367 %	0

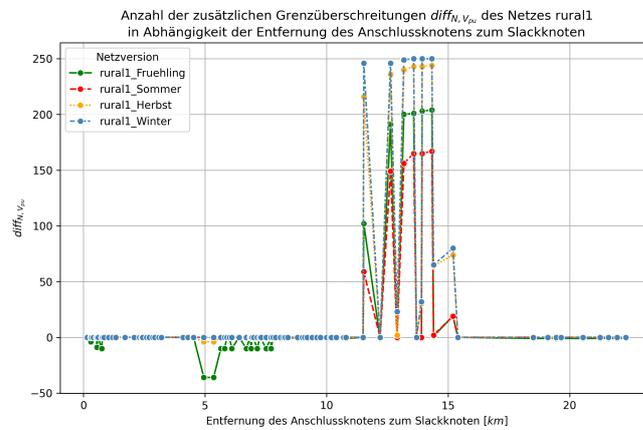
Tabelle 6.1: Parameter zu den Knotenspannungen der Benchmark-Analysen

Netzversion	Jahreszeit	$\eta_{V_{pu,BM}}$ [p.u.]	$CV_{V_{pu,BM}}$ [%]	$N_{\mathbf{V}_{pu,BM}}$
comm0	Frühling	1.0243 p.u.	0.4664 %	58
	Sommer	1.0236 p.u.	0.3646 %	6
	Herbst	1.0244 p.u.	0.4273 %	5
	Winter	1.0245 p.u.	0.4594 %	0
comm1	Frühling	1.0243 p.u.	0.2446 %	0
	Sommer	1.0238 p.u.	0.2271 %	0
	Herbst	1.0241 p.u.	0.2215 %	0
	Winter	1.0237 p.u.	0.2772 %	0
comm2	Frühling	1.0250 p.u.	0.2566 %	0
	Sommer	1.0246 p.u.	0.2159 %	0
	Herbst	1.0245 p.u.	0.2383 %	0
	Winter	1.0237 p.u.	0.3095 %	0
semiurb0	Frühling	1.0258 p.u.	0.3988 %	4
	Sommer	1.0245 p.u.	0.2385 %	0
	Herbst	1.0254 p.u.	0.2966 %	0
	Winter	1.0246 p.u.	0.3209 %	0
semiurb1	Frühling	1.0269 p.u.	0.4578 %	4
	Sommer	1.0259 p.u.	0.2737 %	0
	Herbst	1.0264 p.u.	0.3405 %	0
	Winter	1.0252 p.u.	0.3578 %	0
semiurb2	Frühling	1.0272 p.u.	0.5035 %	117
	Sommer	1.0264 p.u.	0.3124 %	42
	Herbst	1.0264 p.u.	0.3731 %	30
	Winter	1.0247 p.u.	0.3833 %	0

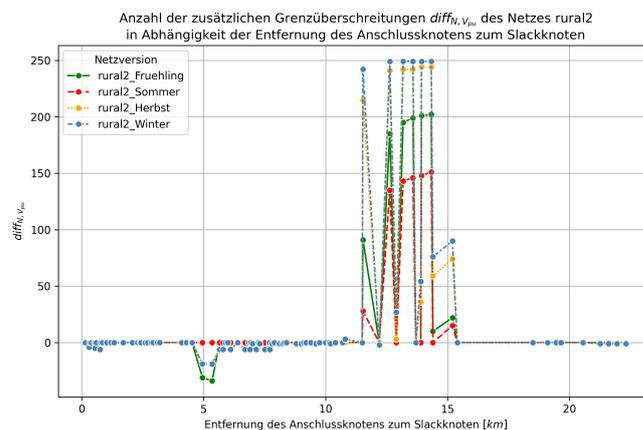
Tabelle 6.2: Fortsetzung: Parameter zu den Knotenspannungen der Benchmark-Analysen



(a) Szenario 0



(b) Szenario 1



(c) Szenario 2

Abbildung 6.7: Anzahl der Grenzüberschreitungen  $diff_{N,V_{pu}}$  für das ländliche Netz in den Szenarien 0 bis 2

## 6.2.2 Normierter Variationskoeffizient

Die Darstellungsformen werden für den normierten Variationskoeffizienten analog zu den Parametern der Leitungsauslastungen gewählt. Die vertikalen Achsen in Abbildung 6.8 sind vereinheitlicht, bei den horizontalen Achsen, die die Entfernung der Anschlussknoten anzeigen, weichen voneinander ab.

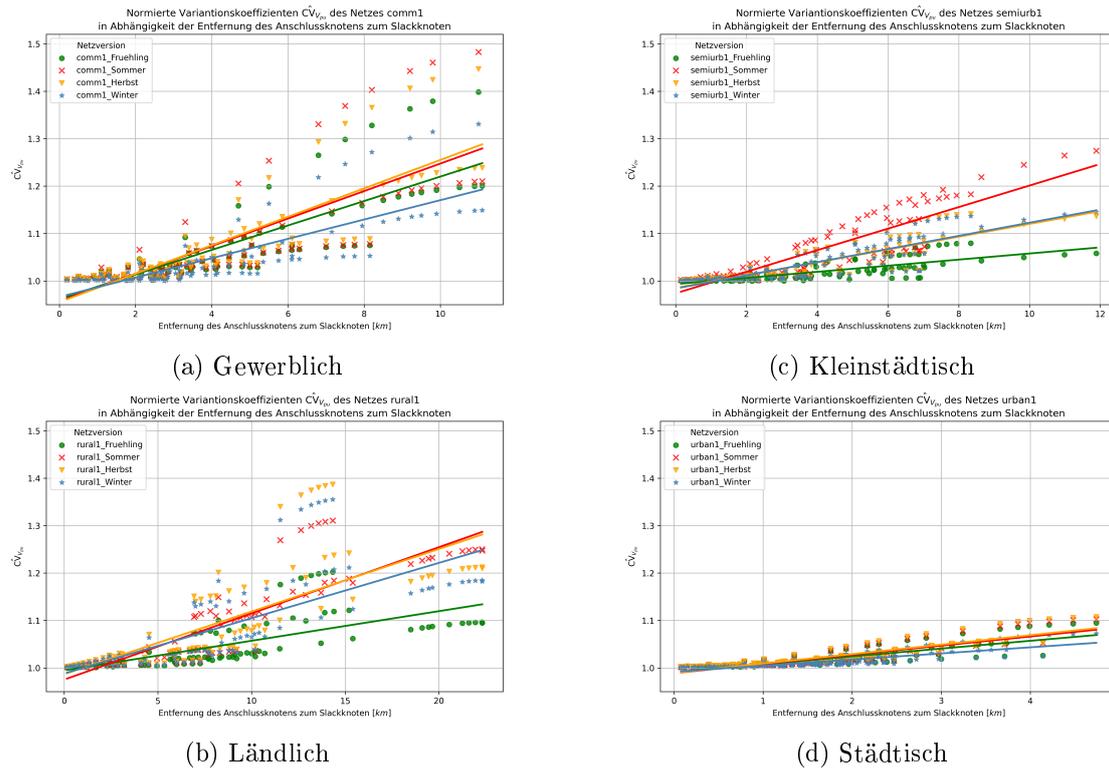


Abbildung 6.8: Normierte Variationskoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  je Netzmodell im Szenario 1

Die Verteilung der normierten Variationskoeffizienten aller Netzvarianten sind Abbildung 6.9 zu entnehmen.

Aufgrund der starken Unterschiede, die die Erkennbarkeit der Ergebnisse für das städtische Netzmodell beeinträchtigen, werden die Ergebnisse anhand des städtischen Netzes näher betrachtet.

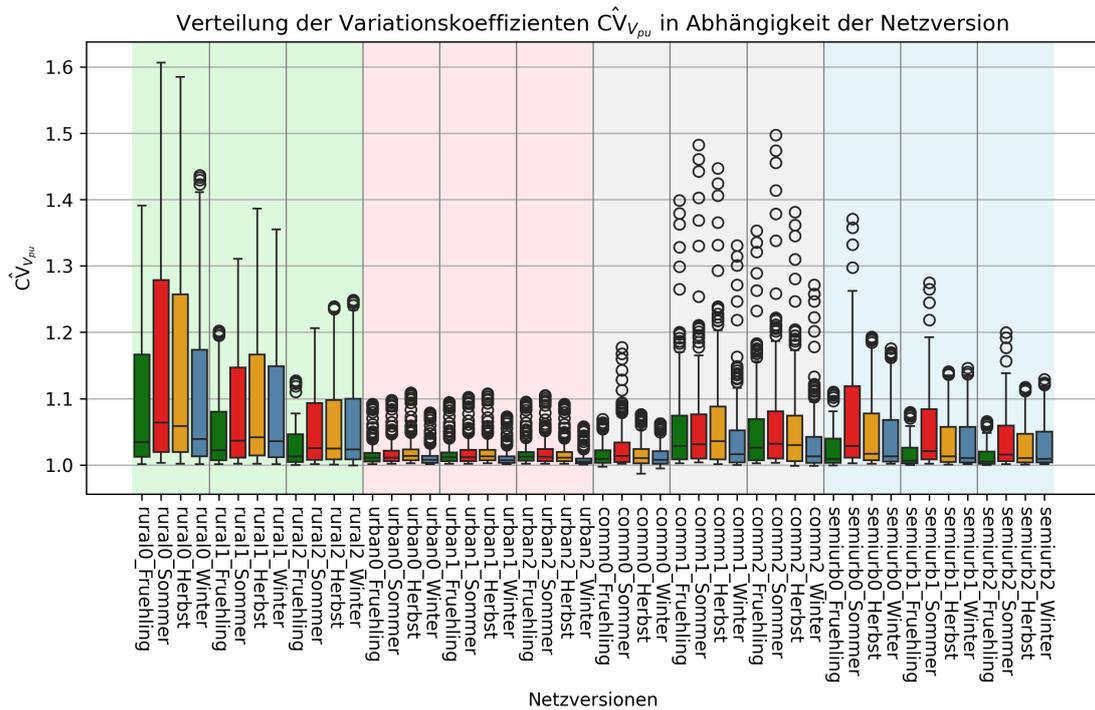
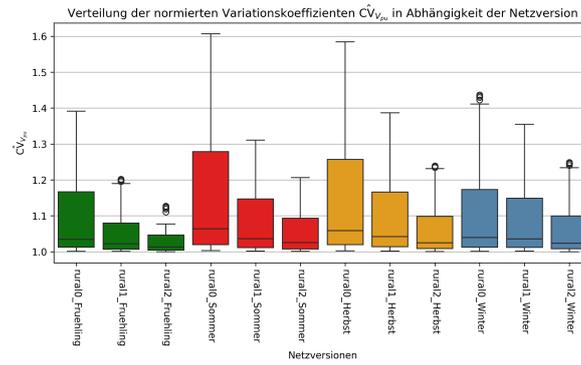
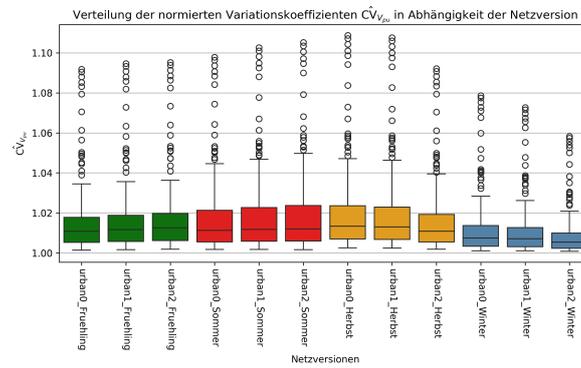


Abbildung 6.9: Boxplot zur Verteilung der Variationskoeffizienten  $\hat{C}V_{pu}$  für alle Netzversionen

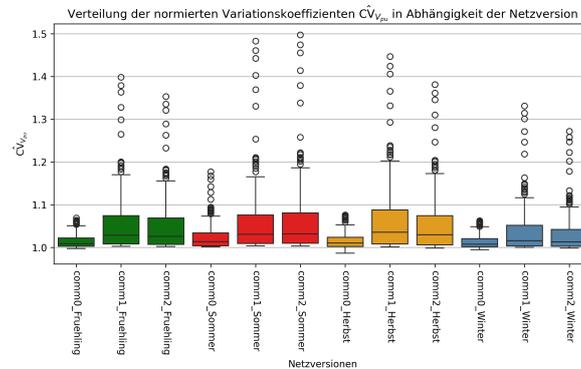
Die folgenden Boxplots 6.10 stellen die Verteilung der Variationskoeffizienten  $\hat{C}V_{pu}$  für jedes Netzmodell dar. Die veränderte Anordnung im Vergleich zu Abbildung 6.9 ermöglicht einen besseren Vergleich der Szenarien 0 bis 2.



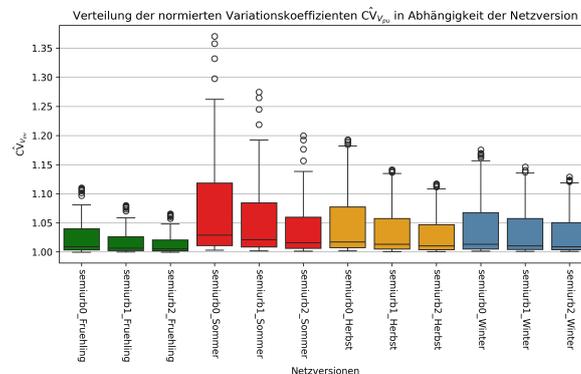
(a) Ländlich



(b) Städtisch



(c) Gewerblich



(d) Kleinstädtisch

Abbildung 6.10: Darstellung der Verteilung von  $\hat{C}V_{pu}$  für alle Netzmodelle in Boxplots

## 7 Ergebnisdiskussion

Zunächst werden die im vorigen Kapitel 6 dargestellten Ergebnisse diskutiert und ausgewertet. Dafür wird die Strukturierung nach den ausgewerteten Parameterkategorien Leitungsauslastung und Knotenspannung beibehalten. Daraufhin folgt eine zusammenfassende Auswertung mit allen Parametern.

### 7.1 Leitungsauslastung

In keinem der untersuchten Netze treten Grenzüberschreitungen an Leitungen auf, weder in den Benchmark-Analysen, noch in den Lastflussanalysen mit zusätzlicher Last durch den simulierten Depotanschluss. Die Leitungen in jedem betrachteten Netz wären demnach ausreichend dimensioniert, sodass unter der zusätzlichen Last durch das Depot eine Auslastung von über 100% nicht auftritt.

In Bezug auf die mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  ist zunächst die klare Tendenz festzustellen, dass diese stärker vom Benchmark abweicht, je weiter der Anschlussknoten für das Depot im jeweiligen Netz vom Slackknoten entfernt ist (siehe Abbildung 6.1). Vor allem für das ländliche Netz in 6.1b sind starke Abweichungen von der Regressionsgeraden erkennbar, die auf einen Abgang hinweisen, bei dem stärkere Auswirkungen auftreten.

In Abbildung 6.3 lässt sich ablesen, dass die größten Abweichungen der mittleren maximalen Leitungsauslastung im Vergleich zur Benchmark-Analyse für das ländliche Netz im Szenario 0 auftreten. Die mittlere maximale Leitungsauslastung ermittelt den Durchschnitt der maximalen Auslastungen, die an jeder einzelnen Leitung über den Messzeitraum auftreten. Das heißt, im ländlichen Netz im Sommer sind die maximalen Auslastungen der Leitungen im Schnitt durch den simulierten Anschluss des Depots bis zu 80% höher als ohne Depot. Über alle Jahreszeiten hinweg nimmt die Erhöhung der mittleren maximalen Leitungsauslastungen mit den Entwicklungsszenarien 1 und 2 ab. Dies trifft

auch für das kleinstädtische und bis auf den Sommer für das städtische Netzmodell zu. Im gewerblichen Netzmodell (siehe Abbildung 6.3c) steigen die mittleren maximalen Leitungsauslastungen in jeder Jahreszeit im Szenario 1 zunächst an, und fallen im Szenario 2 wieder ab.

Die mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  weist ebenfalls für das ländliche Netz im Szenario 0 die höchsten Werte auf. Wie bereits bei der mittleren maximalen Leitungsauslastung handelt es sich bei den Maximalwerten hier um Ausreißer, wobei auch die Mediane für das ländliche Netz am höchsten sind. Die Schwankungen der Ergebnisse zwischen den Netzmodellen sind geringer als für die mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$ . Im Verlauf der Szenarien 0 bis 2 ist für das ländliche und das kleinstädtische Netzmodell eine Abnahme zu sehen, während für das gewerbliche und das städtische Netz kein genereller Trend erkennbar ist. Erwähnenswert ist außerdem, dass für einzelne Anschlussknoten im gewerblichen, aber auch im ländlichen und kleinstädtischen Netzmodell, eine Verringerung der mittleren Leitungsauslastung auftritt.

Mit beiden Kennwerten für die Leitungsauslastungen ist für alle Netzmodelle ein starker Unterschied in der Abweichung zum Benchmark erkennbar. Obwohl der höhere Anstieg der mittleren maximalen Leitungsauslastungen zunächst intuitiv scheint, ist dieser Wert genauso auf die Werte der Benchmark-Analyse normiert. Das lässt darauf schließen, dass durch die Last in Form des Depots auf vielen Leitungen neue Höchstwerte erreicht werden. Diese Auswirkungen ließen sich vermutlich durch kleinere Gleichzeitigkeitsfaktoren des Depots reduzieren. Da für die Auslastung von Leitungen das Maximum auf der jeweiligen Leitung durchaus relevant ist, muss festgehalten werden, dass sich die maximalen Auslastungen bis auf eine Ausnahme (semiurb0 im Frühling) im Median für das Szenario 0 um mindestens 10% erhöhen, selbst wenn es dabei in keinem Netz zu einer Auslastung von 100% kommt. Für die mittlere Leitungsauslastung liegt die höchste Abweichung vom Benchmark bei gut 16% (rural0 im Sommer).

## 7.2 Knotenspannung

Zusätzliche Grenzüberschreitungen der Knotenspannungen (siehe 2.2.3) im Vergleich zum Benchmark treten nur im ländlichen Netz auf. Die Abbildungen 6.7a, 6.7b und 6.7c zeigen die Ergebnisse für  $\text{diff}_{N,V_{pu}}$  des ländlichen Netzmodells für die Szenarien 0 bis 2 in Abhängigkeit der Entfernung der Anschlussknoten zum Slackknoten. Im Gegensatz zu

den Ergebnissen der Leitungsauslastungen ist hier nicht ein bestimmter Abgang zu erkennen, der überlastet ist. Für einige Anschlussknoten ist vor allem im Frühling eine Reduzierung der Grenzüberschreitungen zu erkennen. Da im Benchmark des ländlichen Netzes die obere Spannungsgrenze überschritten wurde, konnte durch den Anschluss des Depots das Spannungsniveau gesenkt werden, sodass weniger Grenzüberschreitungen der oberen Spannungsgrenze auftreten. Allerdings führt die Senkung des Spannungsniveaus zu Grenzverletzungen der unteren Grenze. Da die Anzahl der Unterschreitungen sich mit der Anzahl der Überschreitungen ausgleichen (siehe Gleichungen 5.10, 5.11 und 5.12), geben die Abbildungen 6.7a, 6.7b und 6.7c keinen Aufschluss über die Art der Grenzüberschreitungen.

Sicher ist lediglich, dass das Spannungsniveau durch die Last gesenkt wurde und deshalb mindestens die ablesbare Anzahl an Grenzüberschreitungen auftritt. In Szenario 0 sind leichte Abweichungen zwischen den Jahreszeiten zu erkennen. Diese nehmen mit den Szenarien 1 und 2 zu. Für den Winter sind nur sehr geringfügige Verbesserungen zu erkennen, die darin bestehen, dass für ein paar Anschlussknoten eine Verringerung der Grenzüberschreitungen in Szenario 2 auftritt. Im Herbst, Frühling und Sommer sind in dieser Reihenfolge stärkere Auswirkungen der Zukunftsszenarien zu erkennen. Die Anzahl der maximalen zusätzlichen Grenzwertverletzungen im Sommer kann von Szenario 0 bis 2 um von  $\text{diff}_{N,V_{pu}} \approx 245$  auf  $\text{diff}_{N,V_{pu}} \approx 150$  reduziert werden. Die Zunahme an EE, hier vermutlich PV-Anlagen, kann außer im Winter den negativen Einflüssen durch den Depot-Anschluss entgegenwirken.

Der Parameter der Standardabweichung beziehungsweise der Variationskoeffizient  $\hat{C}V_{V_{pu}}$ , welcher die Standardabweichung relativ zum Mittelwert angibt, ist in den Abbildungen in 6.2.2 auf den Variationskoeffizienten des jeweiligen Benchmarks normiert. Die Werte für  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  zeigen also an, wie viel stärker die einzelnen Knotenspannungen im Vergleich zum Benchmark schwanken. Eine Aussage dazu, wie stark die Spannungen in den Netzen schwanken, kann alleine auf Grundlage der Abbildungen hier nicht getroffen werden. In Kombination mit den Werten aus Tabelle 6.1 und Tabelle 6.2 werden die Größen etwas greifbarer.

Für das ländliche Netz ist wie bereits für die Leitungsauslastungen der Trend eindeutig, dass die durch das Depot verursachten Spannungsschwankungen mit den Zukunftsszenarien abnehmen (siehe Abbildung 6.10a). Der normierte Variationskoeffizient  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  ist im ländlichen Netz im Vergleich der anderen Netzmodelle am höchsten. Dazu kommt, dass bereits im Benchmark  $CV_{V_{pu},BM}$  für das ländliche Netzmodell am höchsten ist. Die oh-

nehin im Vergleich zu den anderen Netzmodellen relativ hohen Schwankungen verstärken sich durch die Last des Depots auf das bis zu 1,6-fache. Im städtischen Netz findet sich ein anderes Bild, denn hier steigt der ohnehin niedrige Variationskoeffizient um maximal 11% an. Während im Winter und Herbst normierte Variationskoeffizient  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  mit den Szenarien 0-2 leicht abnimmt, steigt er für den Frühling und den Sommer an. Das kleinstädtische Netzmodell zeigt ein ähnliches Verhalten wie das Ländliche, jedoch etwas weniger ausgeprägt. Der Maximalwert liegt bei  $\hat{C}V_{V_{pu}} \approx 1,37$  und tritt im Sommer auf. Im Gegensatz zu dem ländlichen und dem kleinstädtischen Netzmodell steigt der normierte Variationskoeffizient  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  im gewerblichen Netzmodell für alle Jahreszeiten mit den Szenarien an.

Für alle Netze sind die Werte im Szenarienvergleich von  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  und  $CV_{V_{pu},BM}$  gegenläufig. Wird jeweils ein Netzmodell zu einer Jahreszeit betrachtet, ist der normierte Variationskoeffizient höher, je niedriger der Variationskoeffizient im Benchmark war.

### 7.3 Parameterübergreifende Auswertung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sich die Werte für die mittleren maximalen Leitungsauslastungen an allen untersuchten Anschlussknoten erhöhen. Die mittleren Leitungsauslastungen erhöhen sich, bis auf einige Ausnahmen im gewerblichen und ländlichen Netz, es treten keine zusätzlichen Leitungsauslastungen von über 100% auf. Die Auswirkungen auf das Netz steigen für alle Varianten mit der Entfernung des Anschlussknotens zum Slackknoten, der Standort spielt entsprechende eine große Rolle dahingehend, wie stark die Netzauslastung und Netzstabilität beeinflusst werden. Auffallend ist bei der Auswertung aller Parameter das ländliche Netzmodell. Gleichzeitig findet bei Betrachtung der Szenarien 0 bis 2 vom Basisszenario über die Zukunftsszenarien im ländlichen Netz die deutlichste Verbesserung statt. Dieselbe Entwicklung ist für das kleinstädtische Netzmodell zu beobachten. Das kann mit dem Ausbau von Wind- und Solarenergie erklärt werden, der in ländlichen Gebieten für die Zukunftsszenarien weiter zunimmt, während im städtischen Netzmodell auf Mittelspannungsebene auch in den Zukunftsszenarien keine Wind- oder PV-Anlagen angeschlossen sind. In den untergeordneten Niederspannungsnetzen findet zwar ein Ausbau von PV statt, jedoch nicht in derselben Größenordnung.

Die Unterschiede der Auswirkungen des geplanten Depots können zudem in der Topologie der Netzmodelle begründet sein. Offen betriebene Ringnetze mit Abgangslängen bis

zu 22,3 km, wie sie im ländlichen Netz zu finden sind, können die hohe Last nicht so gut kompensieren wie ein Netz mit mehr Vermaschungen. Ist eine Last an einen langen Abgang angeschlossen, welcher 20 Versorgungspunkte eines Netzes bedient, das aus 97 Knoten besteht, fallen die einzelnen Knotenspannungen an dem Abgang im Mittelwert für das Netz stark ins Gewicht. An einem Abgang hingegen mit beispielweise 7 Versorgungspunkten in einem Netz mit insgesamt 144 Knoten, sind die Auswirkungen auf das gesamte Netz gesehen gering. Eine Betrachtung der lokal betroffenen Knoten ist deshalb für die Beurteilung der Auswirkungen eines Depot für Lastverkehr notwendig. In der Analyse der Benchmark-Netzmodelle von *SimBench* hinsichtlich der Grenzüberschreitungen kann optimistisch gezeigt werden, dass keine Leitungsüberlastungen auftreten. Zusätzliche Grenzwertverletzungen für die Knotenspannungen treten lediglich in einem Bereich des ländlichen Netzes auf.

An einzelnen Anschlussknoten konnten positive Auswirkungen auf die durchschnittliche Netzauslastung identifiziert werden. Die reduzierten Spannungsgrenzverletzungen sind hier weniger ausschlaggebend, da wahrscheinlich ist, dass im ländlichen Netzmodell leichte Grenzüberschreitungen der oberen Spannungsgrenze im Benchmark aufgetreten sind.

Optimierungsmöglichkeiten bestehen sicherlich in Bezug auf die Zeitreihe an sich, indem der Gleichzeitigkeitsfaktor reduziert wird, beispielweise durch eine versetzte Ankunft der Fahrzeuge. Ein dynamisches Lademanagement, das sich der Netzbelastung anpasst, ist genauso denkbar, wie die Verlängerung der Ladezeit insgesamt und somit die Verringerung der Maximalleistung. Wenn vorhersehbar ist, dass die Fahrzeuge länger stehen als sie laden, kann eine Steuerung dahingehend implementiert werden.

Auf Netzseite scheinen der Ausbau der Erneuerbaren Energien in ländlichen Gebieten einen positiven Einfluss zu haben. Für das gewerbliche Netzmodell trifft dies hinsichtlich der Leitungsauslastungen je nach Standort zu, hier sind sogar Senkungen möglich. Der normierte Varianzkoeffizient und damit die Schwankungen der Spannungen nimmt als relativer Wert zum Benchmark tendenziell zu, der Varianzkoeffizient im Benchmark im Laufe der Zukunftsszenarien nimmt jedoch ab. Die Spannungsschwankungen sind demnach nicht als zwangsläufig kritisch zu bewerten.

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Die Analyse von vier Benchmark-Netzmodellen mit verschiedenen Netztopologien konnte für jeweils drei Szenarien über den Zeitraum von einer exemplarischen Woche in jeder Jahreszeit unter Belastung durch ein geplantes Depot zum Laden von Lastverkehr durchgeführt werden.

In keinem der untersuchten Netzmodelle traten dabei Grenzüberschreitungen der Leitungen auf, selbst unter der zusätzlichen Last durch den simulierten Depotanschluss. Dies zeigt, dass die Leitungen in den betrachteten Netzmodellen ausreichend dimensioniert sind. Allerdings wurde eine klare Erhöhung der mittleren maximalen Leitungsauslastung festgestellt, insbesondere in ländlichen Netzmodellen, wo die Werte bis zu 80 % höher lagen als im Benchmark. Auch die mittlere Leitungsauslastung stieg bis auf wenige Ausnahmen an. Die Untersuchung zeigte in Bezug auf die Knotenspannungen, dass zusätzliche Grenzüberschreitungen der Knotenspannungen hauptsächlich im ländlichen Netz auftreten. Während die zusätzliche Last durch das Depot in einigen Fällen dazu führte, dass das Spannungsniveau gesenkt und somit Grenzüberschreitungen der oberen Spannungsgrenze reduziert wurden, führte dies gleichzeitig zu Grenzüberschreitungen der unteren Spannungsgrenze. Die Auswirkungen des Depotanschlusses variieren stark in Abhängigkeit von der Entfernung des Anschlussknotens zum Slackknoten. Netze mit offenen Ringnetzen und langen Abgängen, wie sie in ländlichen Gebieten vorkommen, sind besonders anfällig für Spannungsschwankungen und höhere Leitungsauslastungen.

Die Einführung von Ladestationen für den elektrischen Schwerlastverkehr kann in ländlichen Netzmodellen die Netzstabilität signifikant beeinflussen kann. Der Einfluss ist dabei weniger in urbanen Netzen zu beobachten, was auf deren robustere Topologie zurückzuführen ist. Der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere in ländlichen Gebieten, wirkt sich positiv auf die Netzstabilität aus, indem er die Auswirkungen zusätzlicher Lasten abmildert.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse ergeben sich mehrere Ansätze für zukünftige Forschungsarbeiten und praktische Anwendungen. Die Standortabhängigkeit der Netzstabilität bei der Integration von Ladestationen sollte in zukünftigen Planungen mit hoher Relevanz berücksichtigt werden. Dabei ist es essenziell, Netzmodelle gezielt zu untersuchen und entsprechende Maßnahmen zur Netzverstärkung oder Lastverteilung zu entwickeln. Die Netzbeschaffenheiten an dem geplanten Standort können unabhängig von der Urbanität sehr individuell sein. Wie in der Analyse zu erkennen, gibt es zum Beispiel auch im ländlichen Netz viele Anschlussknoten mit geringen Auswirkungen.

Die Anpassung und Erweiterung des Lademanagements könnte interessante Ergebnisse dahingehend liefern, ob die Auswirkungen auf die Netze durch geringere Gleichzeitigkeitsfaktoren oder eine zeitliche Verschiebung reduziert werden können und wie stark diese Effekte wären. Das Analysemodell kann um einen Feedbackloop erweitert werden, der die Ergebnisse nutzt, um das Lademanagement des Depots so zu optimieren, dass sich die Abweichungen reduzieren. Zukünftige Untersuchungen könnten sich außerdem darauf konzentrieren, wie erneuerbare Energien und Ladestationen optimal miteinander kombiniert werden können, um die Netzstabilität zu erhöhen.

Die vorliegenden Ergebnisse leisten somit einen Beitrag zum Verständnis der Herausforderungen und Möglichkeiten, die mit der Integration von Ladestationen für elektrischen Schwerlastverkehr in bestehende Stromnetze einhergehen. Da diese Arbeit eher eine Metaanalyse der untersuchten Mittelspannungsnetze darstellt, bleiben viele qualitative Fragen offen. Eine Untersuchung der genauen Beschaffenheiten an den identifizierten ausreißenden Anschlussknoten kann diese wahrscheinlich weiterführend beantworten.

# Literaturverzeichnis

- [1] infineon Technologies. Elektromobilität: Definition, Funktion, Vorteile - Infineon Technologies. <https://www.infineon.com/cms/de/discoveries/elektromobilitaet/>, July 2021.
- [2] Lina Bruns, Benjamin Dittwald, and Fritz Meiners. NQDM\_Leitfaden-f-r-qualitativ-hochwertige-Daten-und-Metadaten\_2019.pdf. [https://cdn0.scrvt.com/fokus/e472f1bf447f370f/32c99a36d8b3/NQDM\\_Leitfaden-f-r-qualitativ-hochwertige-Daten-und-Metadaten\\_2019.pdf](https://cdn0.scrvt.com/fokus/e472f1bf447f370f/32c99a36d8b3/NQDM_Leitfaden-f-r-qualitativ-hochwertige-Daten-und-Metadaten_2019.pdf), 2019.
- [3] Umweltbundesamt. Emissionen des verkehrs, umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#verkehr-belastet-luft-und-klima-minderungsziele-der-bundesregierung>, March 2024.
- [4] Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen, editor. *Elektromobilität: Systembedingungen, Einsatzbedingungen und Systemintegration: FGSV-Bericht*. Number 006,13 in FGSV. Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen e.V, Köln, stand: juli 2018 edition, 2018.
- [5] Marie Hermsdorf. Depotladen: E-Mobilität mit intelligentem Lademanagement. <https://www.iodynamics.de/blog/depotladen-effiziente-elektromobilitaet-fuer-unternehmen-mit-intelligentem-lademanagement/>, October 2023.
- [6] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2022.
- [7] BMWI. Das deutsche Stromnetz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Berlin. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=1), February 2012.
- [8] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, and Detlef Schulz. *3 Aufbau von Energieversorgungsnetzen*, pages 76–105. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2013.

- [9] Dejan Grabovickic. Bewertung der Lastfluss- und Ausfallsanalyse eines elektrischen Netzes anhand von zwei Simulationsumgebungen. 2020.
- [10] Lutz Hofmann. *Grundlagen, Systemaufbau Und Methoden*. De Gruyter, April 2019.
- [11] Projektträger Jülich. Systemstabilität. [https://enargus.de/pub/bscw.cgi/d12537-2/\\*/\\*/\\*Systemstabilit%c3%a4t?op=Wiki.getwiki&search=Frequenzstabilit%c3%a4t](https://enargus.de/pub/bscw.cgi/d12537-2/*/*/*Systemstabilit%c3%a4t?op=Wiki.getwiki&search=Frequenzstabilit%c3%a4t).
- [12] Katrin Schmietendorf. *Synchronisation Und Spannungsstabilität in Einem Netzwerk von Synchronmaschinen*. Diplomarbeit, Technische Universität Münster, Münster, 2012.
- [13] Steffen Meinecke, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz, Annika Klettke, Lars-Peter Lauven, Christian Rehtanz, Albert Moser, and Martin Braun. SimBench -A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis. *Energies*, 13(12):3290, June 2020.
- [14] Džanan Sarajlić. *Modellierung und Klassifizierung von elektrischen Energiesystemen zum Benchmarking von statischen Netzanalysen*. PhD thesis, Technischen Universität Dortmund, Dortmund, October 2023.
- [15] Stefan Polster and Herwig Renner. Berechnung elektrischer Energienetze, 2017.

# A Anhang

## A.1 Python-Quellcode

Dieser Teil des Anhangs zur Arbeit befindet sich auf CD und kann beim Erstgutachter eingesehen werden.

## A.2 Ergebnisse

### A.2.1 Mittlere maximale Leitungsauslastungen

Abbildung A.1: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion rural0

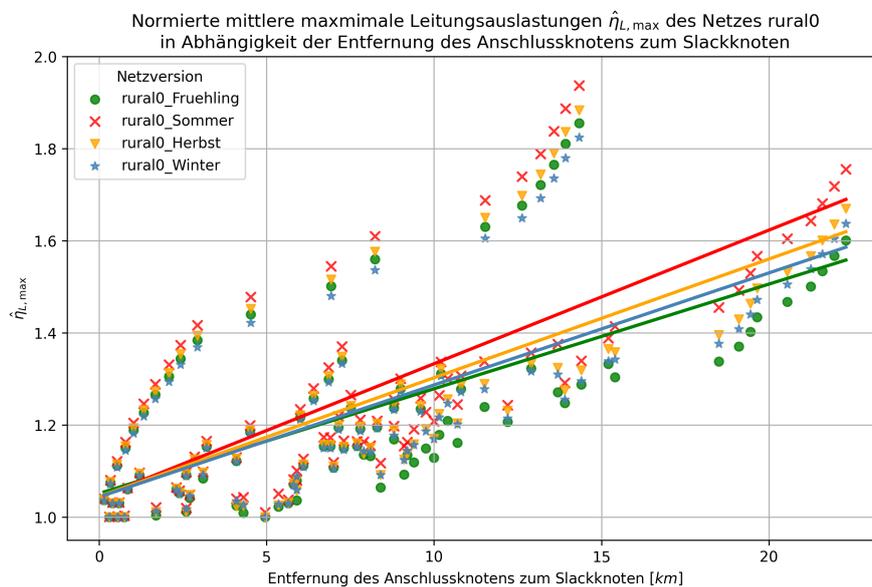


Abbildung A.2: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion rural2

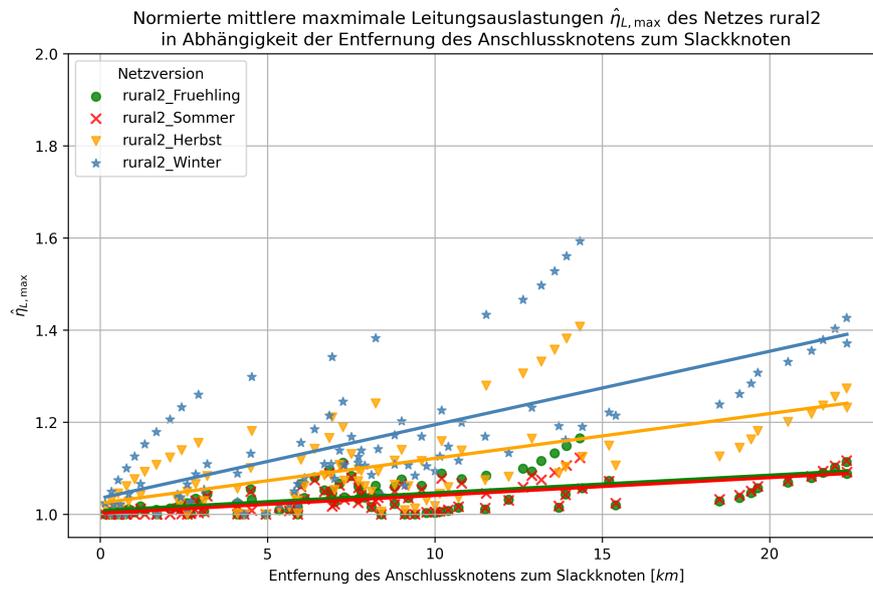


Abbildung A.3: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion urban0

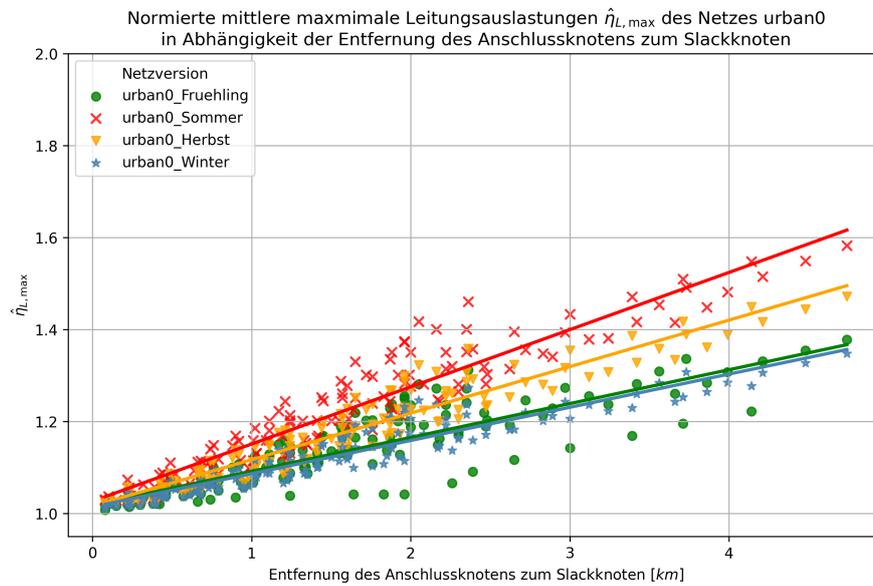


Abbildung A.4: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion urban2

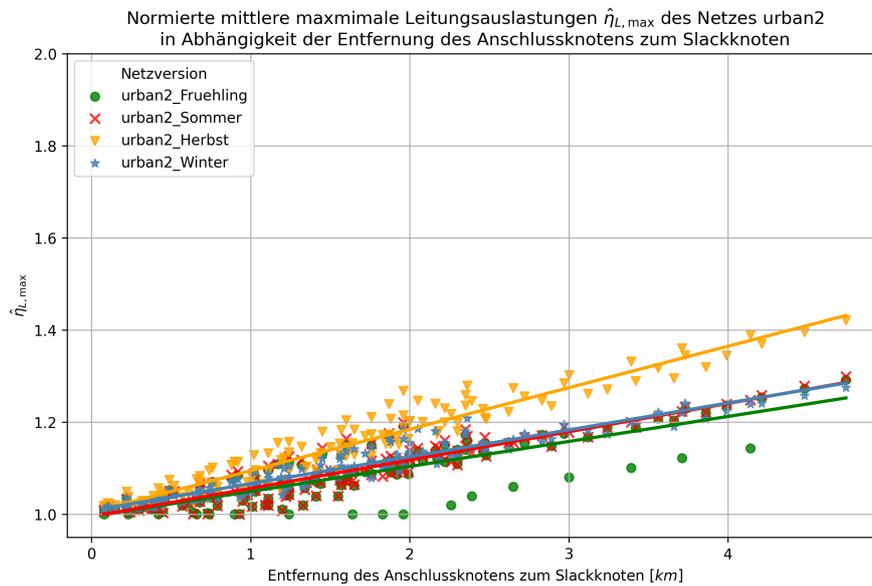


Abbildung A.5: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion comm0

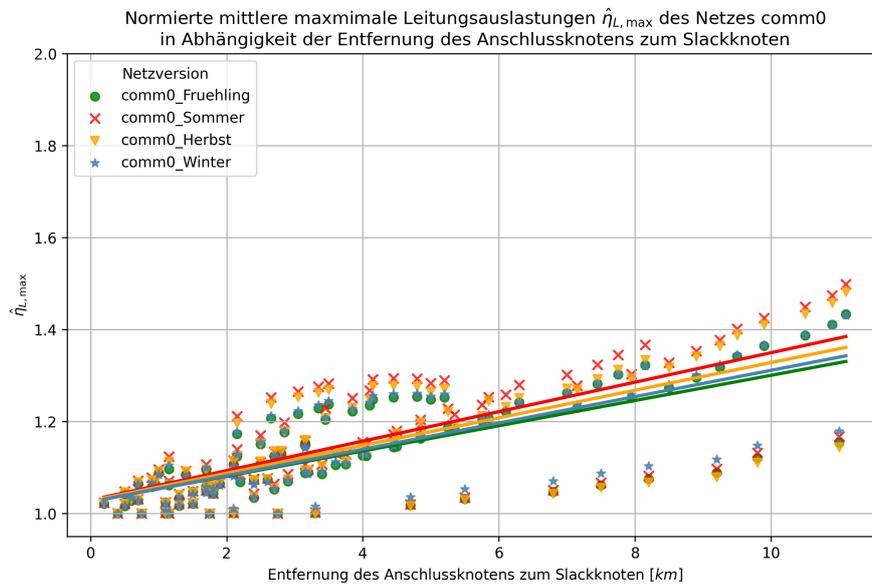


Abbildung A.6: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion comm2

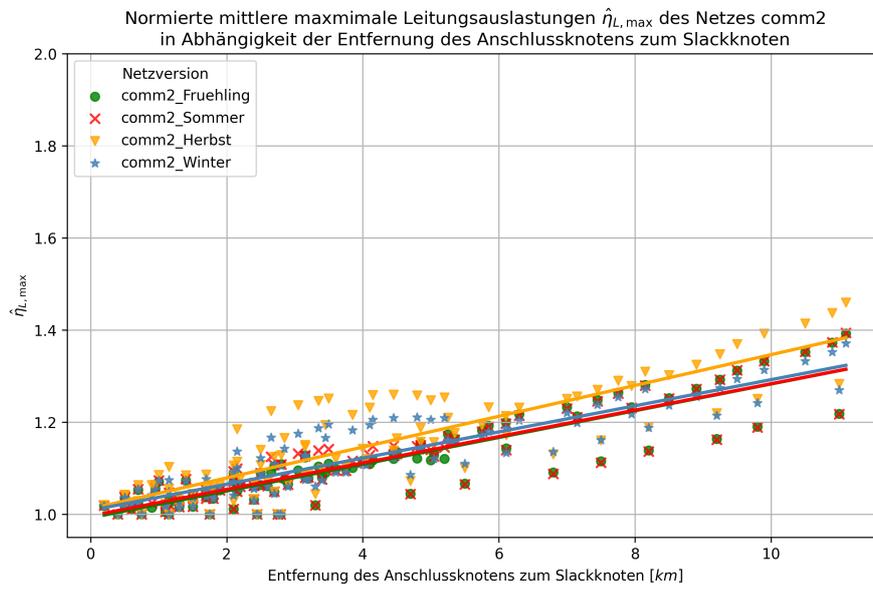


Abbildung A.7: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion semiurb0

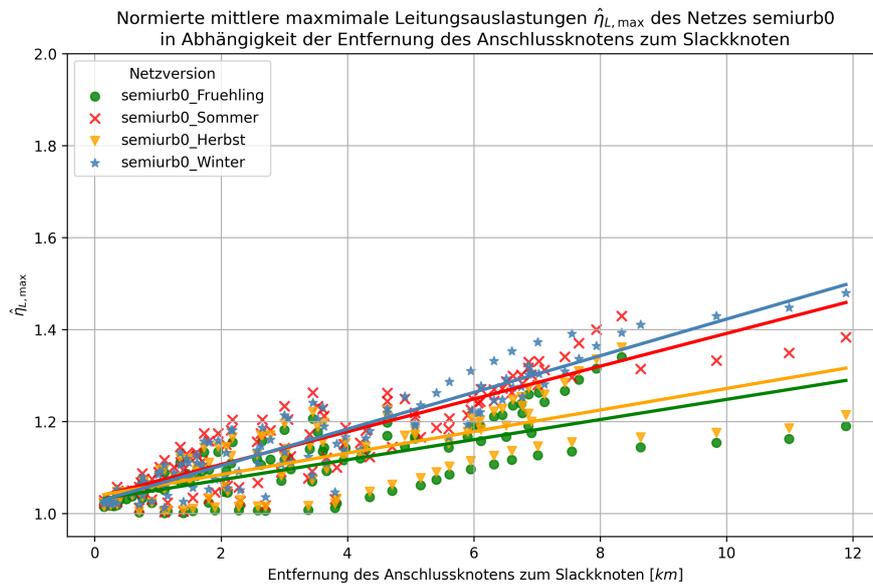
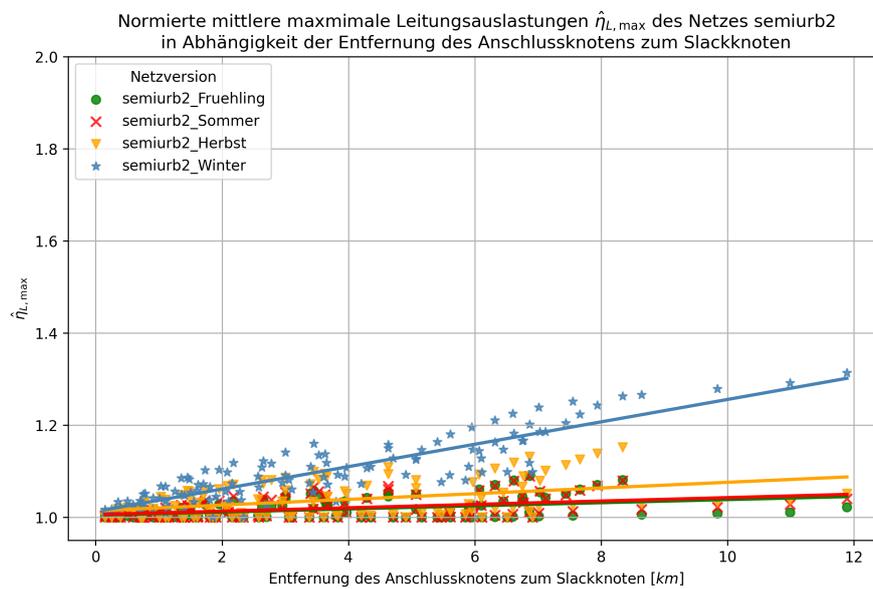


Abbildung A.8: Mittlere maximale Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,max}$  der Netzversion semiurb2



### A.2.2 Mittlere Leitungsauslastung

Abbildung A.9: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion rural0

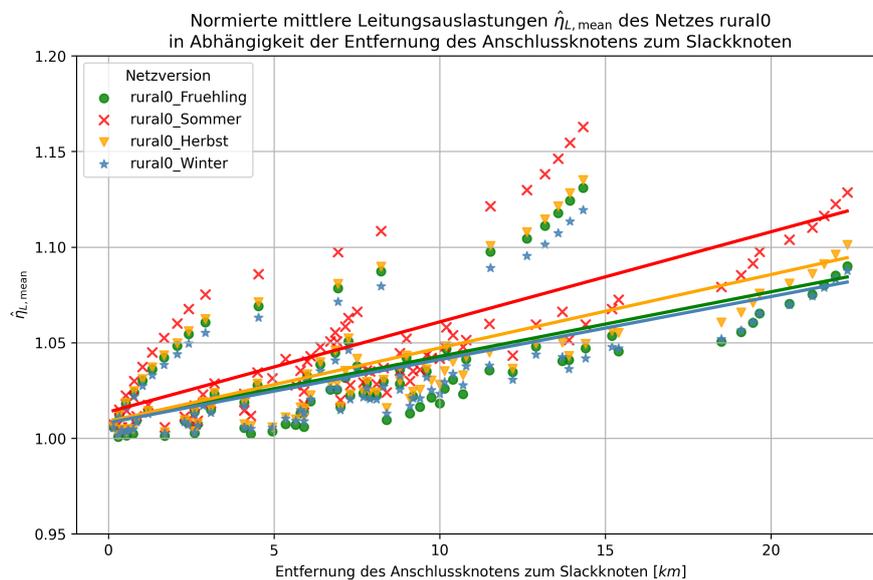


Abbildung A.10: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion rural2

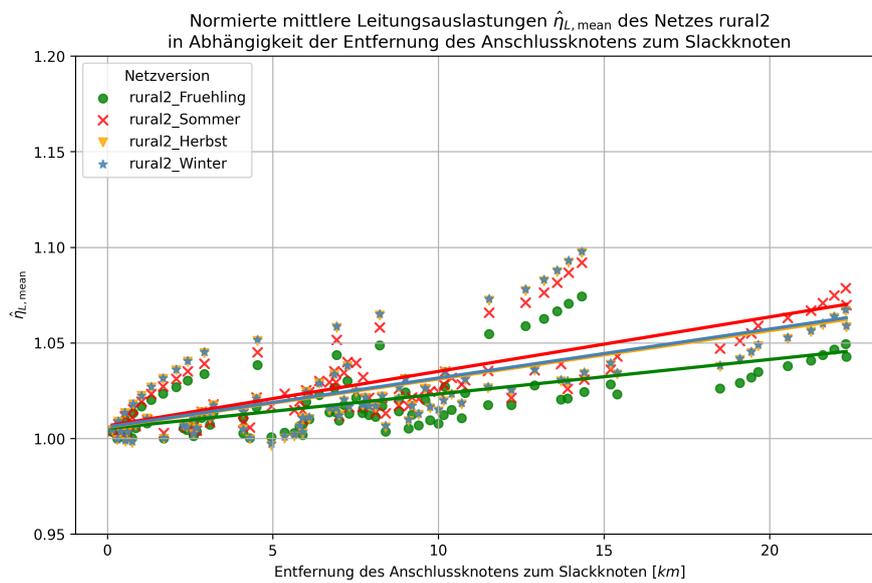


Abbildung A.11: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion urban0

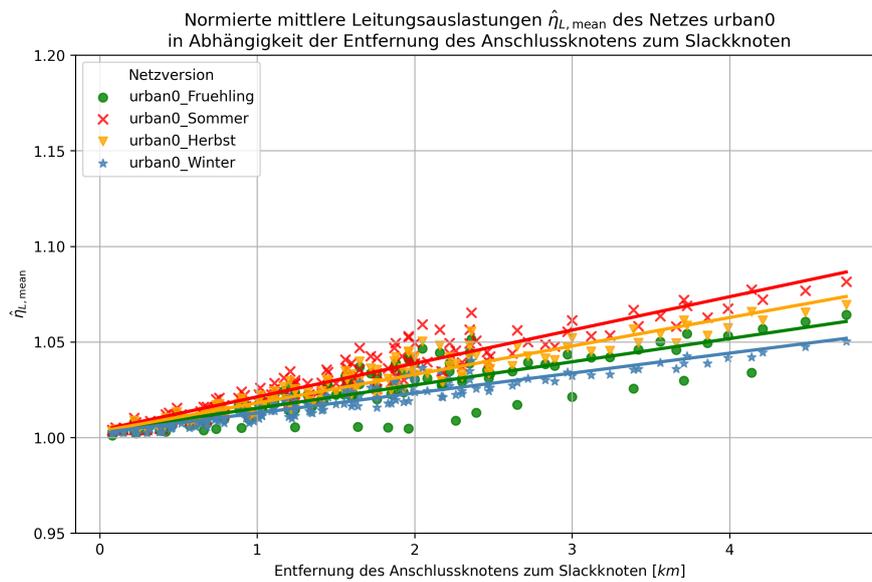


Abbildung A.12: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion urban2

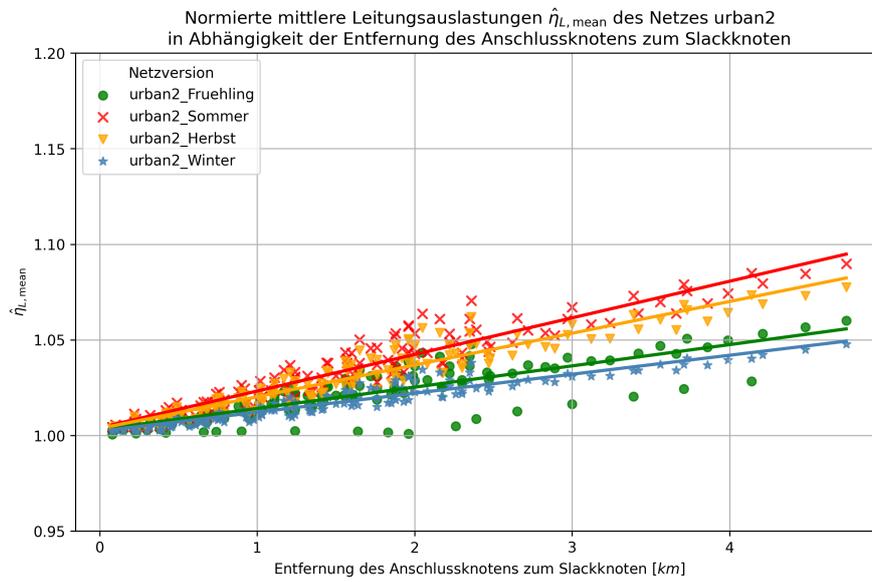


Abbildung A.13: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion comm0

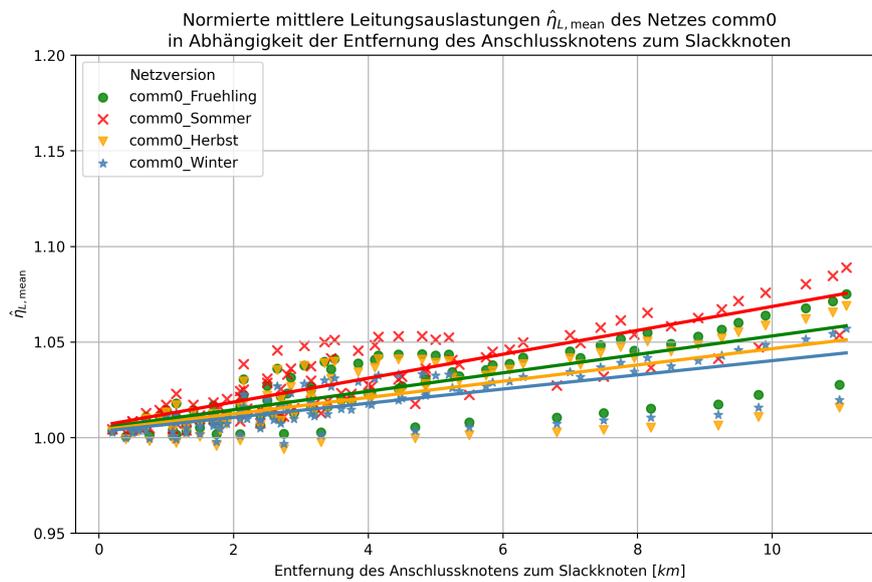


Abbildung A.14: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion comm2

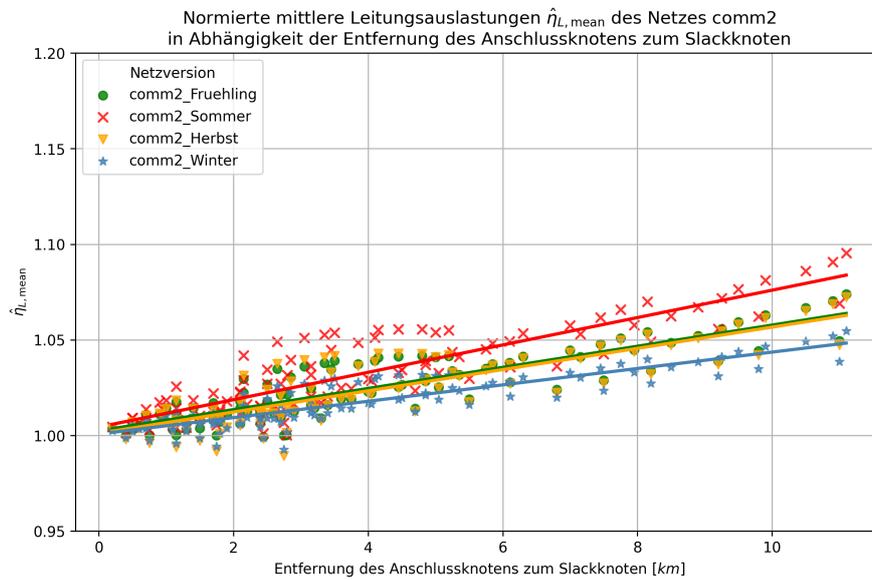


Abbildung A.15: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion semiurb0

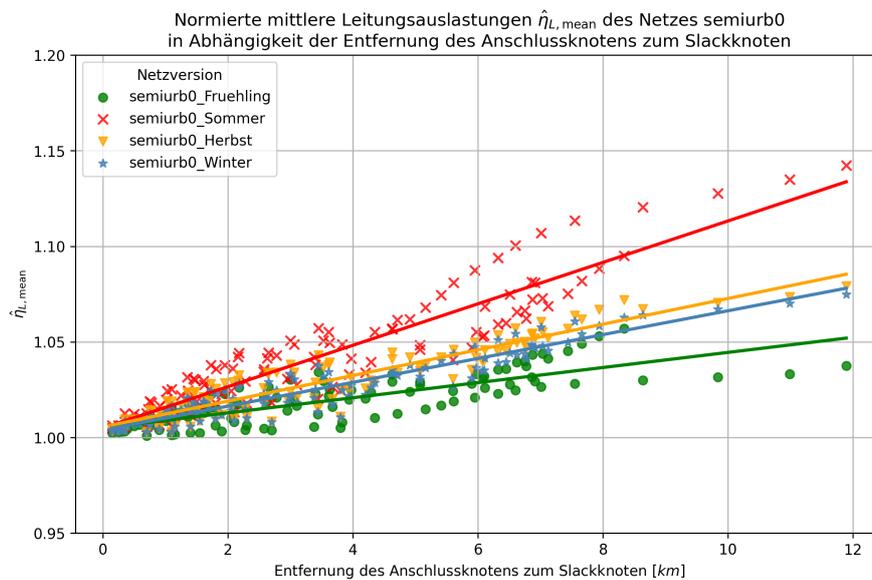
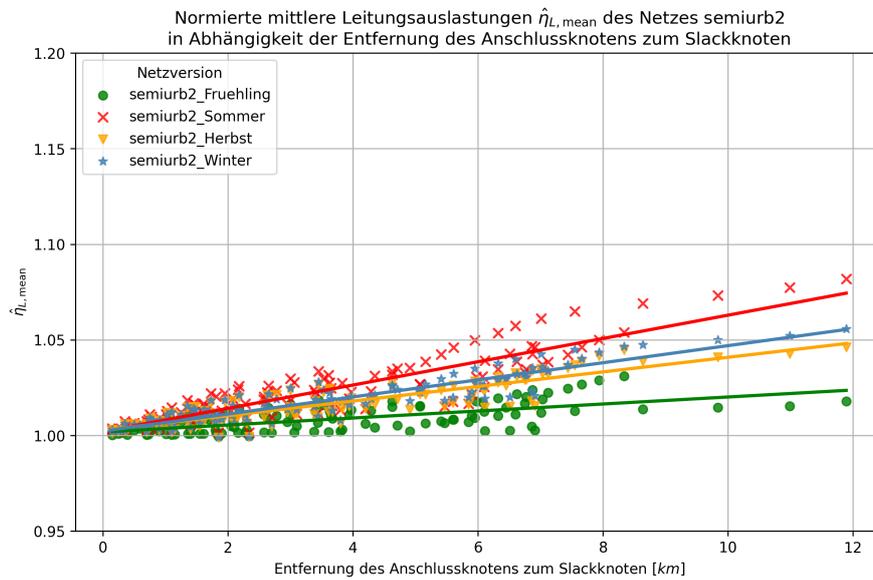


Abbildung A.16: Mittlere Leitungsauslastung  $\hat{\eta}_{L,mean}$  der Netzversion semiurb2



### A.2.3 Variationkoeffizient

Abbildung A.17: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion rural0

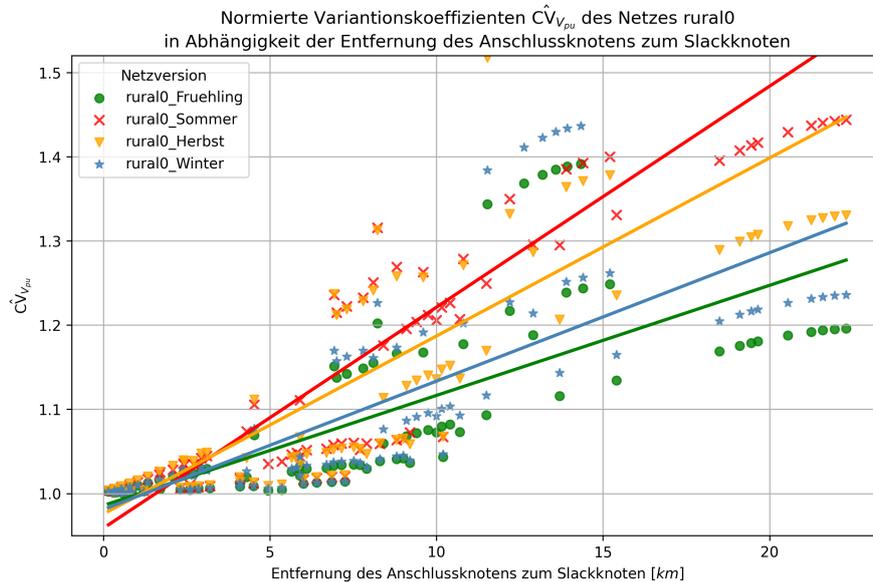


Abbildung A.18: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion rural2

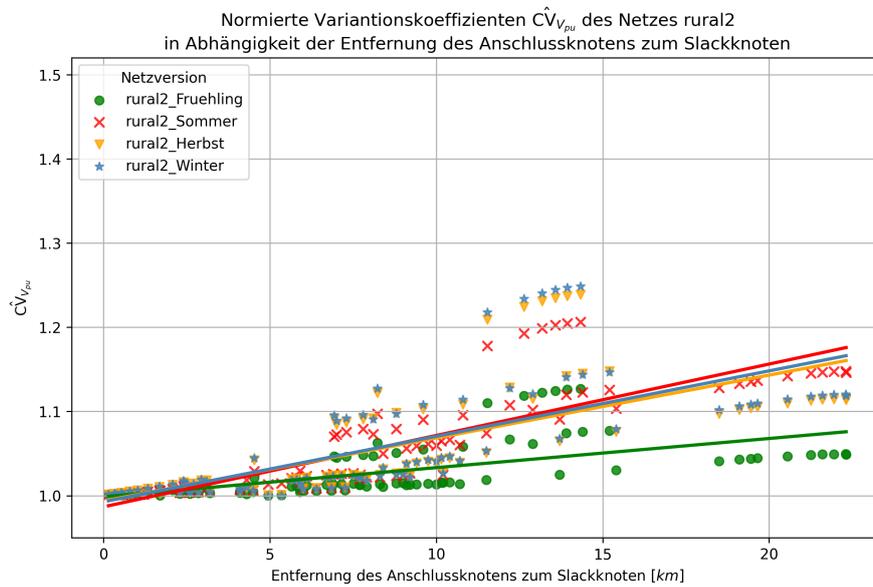


Abbildung A.19: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion urban0

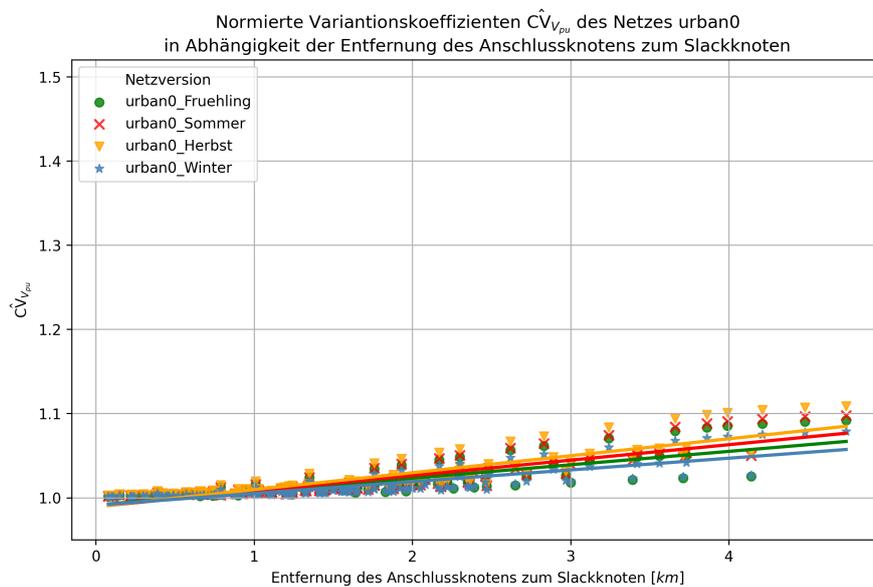


Abbildung A.20: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion urban2

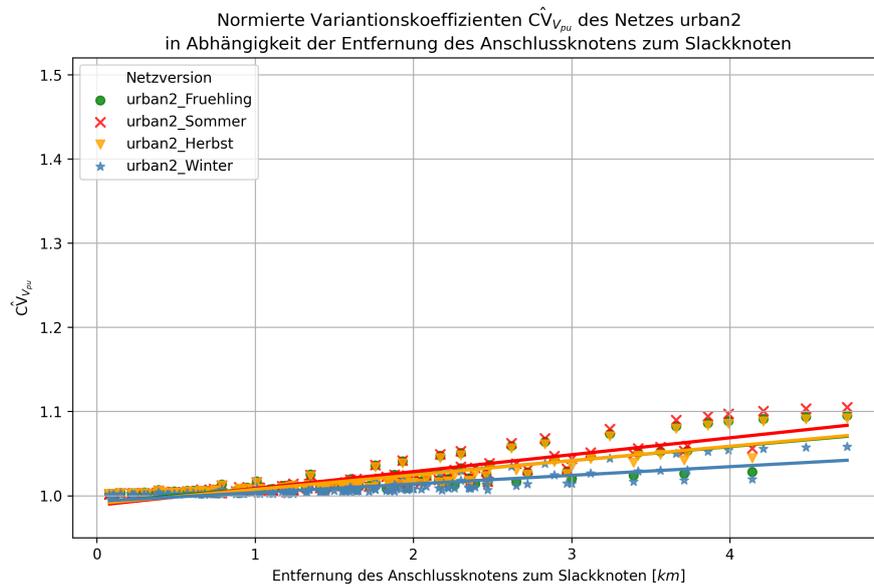


Abbildung A.21: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion comm0

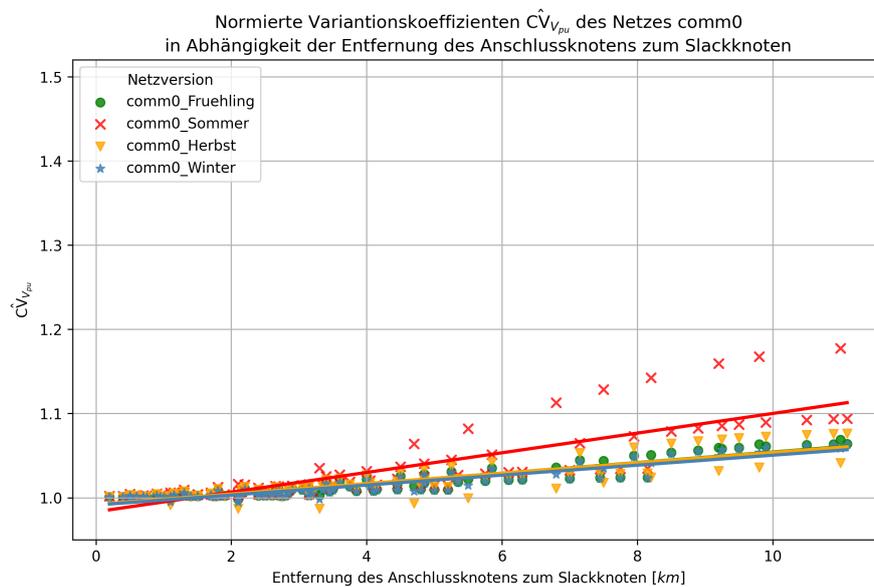


Abbildung A.22: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion comm2

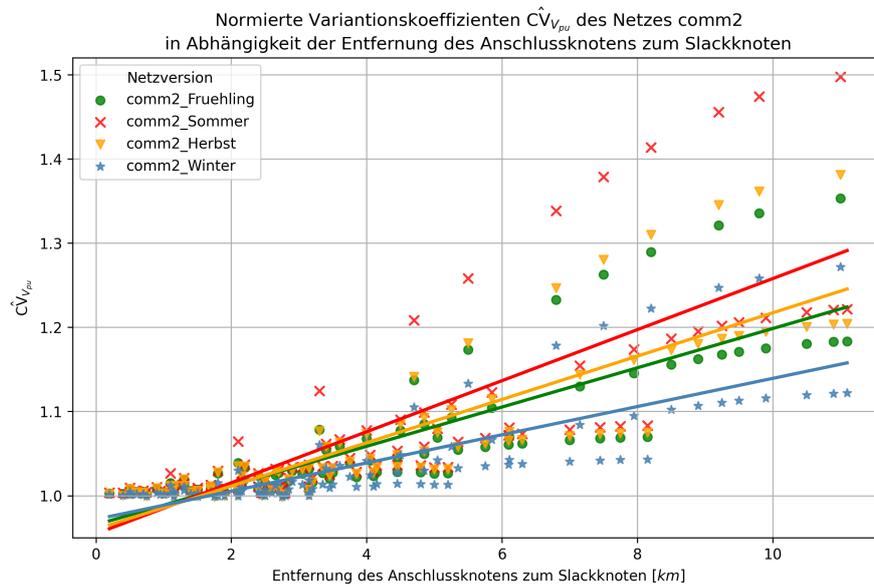


Abbildung A.23: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion semiurb0

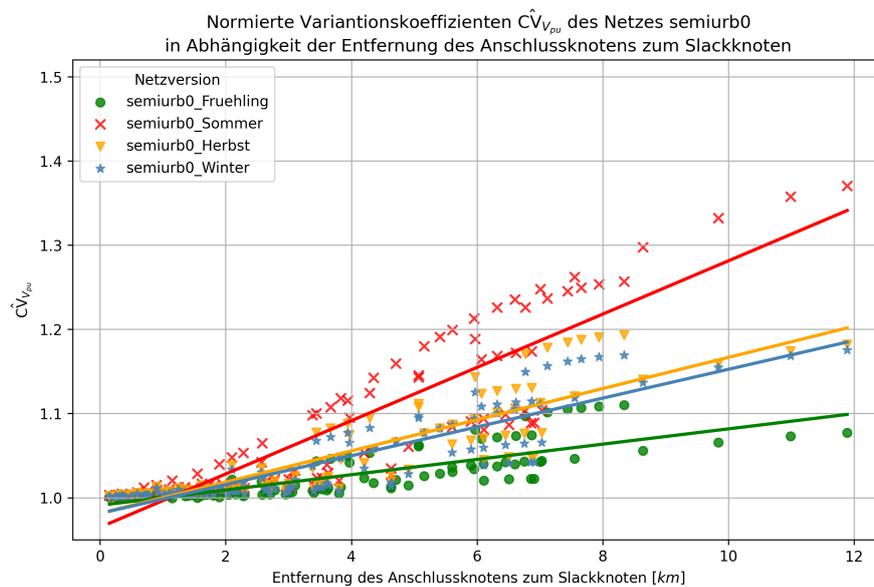
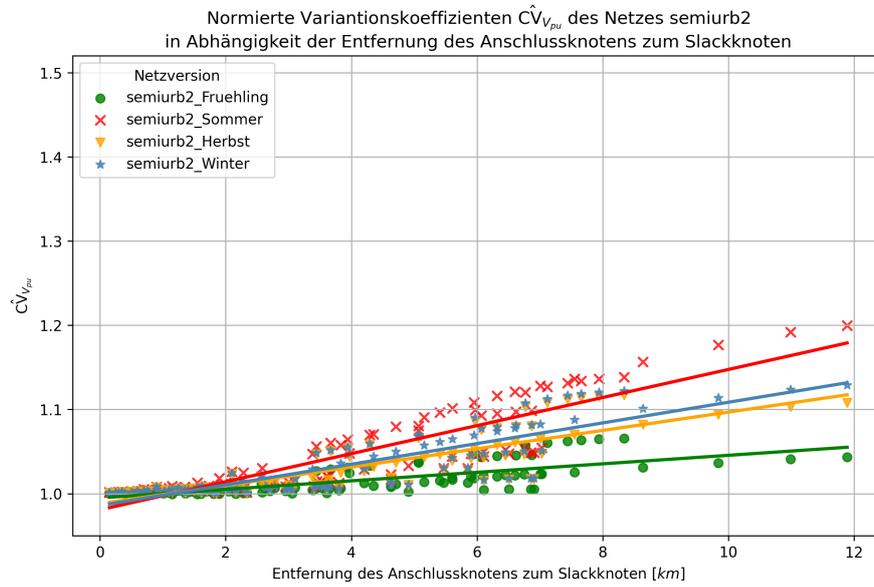


Abbildung A.24: Variationkoeffizienten  $\hat{C}V_{V_{pu}}$  der Netzversion semiurb2



# Glossar

**BELLE** *BELLE* ist ein Forschungsprojekt, das sich mit der Betriebshofelektrifizierung und dazugehöriger Ladeinfrastruktur und deren Lastmanagement beschäftigt.

**SimBench** SimBench ist eine offene Datenbank und Sammlung von Netzmodellen, die speziell für die Simulation und Analyse von elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetzen entwickelt wurde.

**pandapower** pandapower ist ein Software-Tool in Python zur Netzsimulation von elektrischen Netzen.

**Abgang** Ein Abgang ist ein Stromkreis, der von einer Schaltanlage oder einem Verteilerschrank ausgeht und elektrische Energie zu einem spezifischen Verbraucher oder einer Gruppe von Verbrauchern transportiert.

**JSON** JSON steht für JavaScript Object Notation und ist ein offenes Standarddatenformat zum Speichern und Übertragen von Daten.

**pandas** Pandas ist eine Bibliothek in Python mit intuitiv benutzbaren und leistungsstarken Datenstrukturen.

**PYPOWER** PYPOWER ist eine Bibliothek in Python, die Funktionen zum Lösen von Lastflussanalysen bereitstellt.

**Slackknoten** Der Slackknoten ist ein spezifizierter Knoten im Netzwerk, der als Referenz für die Berechnung der Spannung und der Phasenwinkel dient.

## **Erklärung zur selbständigen Bearbeitung**

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

---

Ort

Datum

Unterschrift im Original