

**High-Power-Charging:
Integrationsstrategien für
Niederspannungsnetze**

Tim Matthias Schwarz

Masterarbeit

Oktober 2021

Masterarbeit für Herrn Tim Schwarz

High-Power-Charging: Integrationsstrategien für Niederspannungsnetze

Ladestandorte für Elektroautos können aktuell in zwei Arten unterteilt werden: Einerseits Zwischenstopp-Standorte, die sich durch eine kurze Verweildauer auszeichnen und der Nachladung mit hohen Leistungen dienen – diese sind aktuell typischerweise an Autobahnen sowie viel befahrenen Durchgangsstraßen lokalisiert – und andererseits Zielstandorte, die längere Standzeiten aufzeigen. Während für den ersten Standorttyp High-Power-Charging-Systeme (HPC-Systeme) mit hohen Ladeleistungen zum Einsatz kommen sollen, reicht für den zweiten Standort eine Ladetechnologie im Bereich der Normalladung aus. Jedoch vernachlässigen beide Ladestandorttypen Nutzer, die ihre Elektrofahrzeuge nicht an Zielstandorten laden können, aber dennoch überwiegend in innerstädtischen Gebieten mobil sind. Um die Versorgungslücke zwischen den beiden definierten Ladestandorten zu schließen, gilt es zu prüfen, inwieweit HPC-Systeme auch an anderen Standorten, beispielsweise im städtischen Raum, in das Niederspannungsnetz integriert werden können. Dabei sind insbesondere HPC Systeme interessant, die das Stromnetz durch die zusätzliche Anwendung eines Batteriespeichers nur gering belasten und die Zwischenspeicherung von erneuerbaren Energien ermöglichen.

Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der Integrationsmöglichkeiten von HPC-Systemen in Niederspannungsnetze. Dazu soll zunächst eine Recherche zu HPC-Systemen sowie zu Ladestrategien insbesondere für Systeme mit Batteriespeicher durchgeführt werden. Im nächsten Schritt sollen – basierend auf dem SimBench-Datensatz – ausgewählte Niederspannungsnetze in MatPower modelliert werden. Für diese Netzmodelle ist eine Potentialanalyse hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit von Elektrofahrzeugen durchzuführen. Anschließend sollen verschiedene Standorte für HPC-Systeme in den Netzmodellen ausgewählt und auf unterschiedliche Integrationsstrategien hin untersucht werden. Dabei soll insbesondere die Kapazität des Batteriespeichers betrachtet und das mögliche Ausgleichspotential von ausgewählten dezentralen Erzeugungsanlagen identifiziert werden. Basierend auf der vorangegangenen Analyse sollen die Integrationsstrategien für unterschiedliche Versorgungsaufgaben klassifiziert und abschließend validiert werden.

Zur Strukturierung der Arbeit werden folgende Schritte vorgeschlagen:

- Recherche zu HPC-Systemen und netzdienlichem Laden
- Modellierung von SimBench Niederspannungsnetzen in MatPower
- Durchführung einer Potentialanalyse hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit von Elektrofahrzeugen
- Simulationstechnische Untersuchung der Integrationsmöglichkeiten von HPC Systemen
- Klassifizierung und Validierung der Integrationsstrategien

Im Anschluss an diese Arbeit ist in einem Vortrag über die Ergebnisse zu berichten.

Tag der Ausgabe:	19.04.2021
Tag der Abgabe:	04.10.2021
Zuständig:	Mara Holt Jonas von Haebler

Kurzfassung

High Power Charging kann einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung einer leistungsfähigen öffentlichen Ladeinfrastruktur leisten. Gegenwärtig ist High Power Charging überwiegend an Verkehrsachsen – angeschlossen an die Mittelspannungsebene – vorzufinden. Im Niederspannungsnetz hingegen ist der Betrieb von High Power Charging aufgrund geringer Netzkapazitäten jedoch herausfordernd. Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Ausfertigung einer Strategie zur Integration von High Power Charging in das Niederspannungsnetz. Zu diesem Zweck wird ein urbanes Verteilnetz in MatPower modelliert. High Power Charging-Infrastruktur und ein Batteriespeicher werden mittels Zeitreihen und dynamischer Modelle simuliert. Durch Lastflussrechnungen werden die Potentiale und Netzauswirkungen von High Power Charging im Niederspannungsnetz identifiziert. Anschließend wird ein Batteriespeicher zur Bereitstellung von Energie an die High Power Charging Infrastruktur dimensioniert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass High Power Charging grundsätzlich in das Niederspannungsnetz integriert werden kann, dabei an transformatorfernen Standorten jedoch ein Batteriespeicher installiert werden sollte. Weiterhin wird dessen Eignung zum Ausgleich von dezentraler Erzeugung geprüft. Das Ausgleichspotential für dezentrale Erzeugung variiert mit den Anwendungsfällen von High Power Charging und der Jahreszeit. Photovoltaik kann wiederum Deckung der HPC-Nachfrage effektiv unterstützen.

Abstract

High Power Charging can make a significant contribution to the provision of efficient public charging infrastructure. Currently, High Power Charging is mainly found on transport axes - connected to the medium voltage level. In the low-voltage grid, however, the operation of High Power Charging is challenging due to low grid capacities. The aim of this work is therefore to develop a strategy for the integration of high power charging into the low voltage grid. For this purpose, an urban distribution network is modelled in MatPower. High Power Charging infrastructure and a battery storage system are simulated using time series and dynamic models. Load flow calculations are used to identify the potentials and grid effects of high power charging in the low-voltage grid. Subsequently, a battery storage system is dimensioned to provide energy to the high power charging infrastructure. The simulation results show that high power charging can in principle be integrated into the low-voltage grid, but that a battery storage system should be installed at locations remote from the transformer. Furthermore, its suitability for balancing decentralised generation is examined. The balancing potential for decentralised generation varies with the applications of high power charging and the time of year. Photovoltaics can in turn effectively support HPC demand response.

Danksagung

Mit Fertigstellung dieser Masterarbeit endet auch mein Studium. Ich möchte diese Gelegenheit nutzen, um Danke zu sagen.

Zuerst danke ich Herrn Professor Rehtanz für die Gelegenheit, am Smart Grid Technology Lab des ie3 zu arbeiten, zu forschen sowie meine Bachelorarbeit und letztlich meine Masterarbeit zu verfassen. In dieser Zeit habe ich unglaublich viel gelernt.

Außerdem möchte ich Mara Holt und Jonas von Haebler meinen Dank dafür aussprechen, dass sie meine Masterarbeit so hervorragend betreut haben. Wenn es darauf ankam, standen mir Mara und Jonas immer mit ihrem fachlichen und methodischen Rat zur Seite. Ihr habt damit das Gelingen meiner Masterarbeit garantiert.

Besonders möchte ich meinen Eltern und meiner Familie danken, die mir mein Studium überhaupt ermöglicht und mich während meiner gesamten Studienzeit bedingungslos unterstützt haben.

Zuletzt möchte ich mich bei meinen Freunden bedanken, durch die ich eine großartige und abwechslungsreiche Zeit als Student habe genießen können.

Dortmund, den 1. Oktober 2021

Tim Schwarz

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung in Themenbereich, Forschungsziele und Arbeitsstruktur	1
2	Grundlagen zu High Power Charging in Niederspannungsnetzen.....	4
2.1	Ausgangslage der Elektromobilität.....	4
2.1.1	Definitionen	4
2.1.2	Bestandsentwicklung.....	5
2.1.3	Energieverbrauch.....	6
2.1.4	Mobilitätsverhalten	7
2.1.5	Ladeinfrastrukturkonzepte.....	8
2.2	Grundlagen zu High Power Charging.....	9
2.2.1	Definition	9
2.2.2	Bestandsentwicklung.....	11
2.2.3	Anwendungsmerkmale.....	12
2.2.4	Technische Merkmale.....	13
2.2.5	Regulatorik.....	15
2.2.6	Netzverträglichkeit.....	16
2.3	Merkmale von Niederspannungsnetzen	16
2.3.1	Topologien.....	17
2.3.2	Dimensionierung	18
2.3.3	Spannungsqualität	19
2.3.4	Netzbetriebsmittel	22
2.3.5	Lasten	24
2.3.6	Dezentrale Erzeuger.....	26
2.4	Überblick über Batteriespeicher	28
2.4.1	Konstruktionsmerkmale.....	28
2.4.2	Ladestrategien	30
2.4.3	Einsatzspektrum.....	31
3	Methodik zur Analyse von High Power Charging und Batteriespeichern.....	33
3.1	Spezifizierung der Analyseziele.....	34
3.1.1	Primärziele	34
3.1.2	Sekundärziel.....	35
3.2	Konzeption eines High Power Charging Szenarios.....	35
3.2.1	Szenariorahmen	35
3.2.2	Anwendungsfälle	36
3.3	Netzmodell mit High Power Charging Infrastruktur und Batteriespeichersystem.....	37
3.3.1	Netzmodell	37
3.3.2	Zeitreihen High Power Charging.....	41
3.3.3	Batteriespeichersmodell.....	43

3.4	Kennwerte zur Messung von Netzauswirkungen und Batteriespeichereffekt.....	46
3.4.1	Netzauswirkungen	47
3.4.2	Batteriespeicherwirksamkeit.....	48
3.5	Identifikation der Potentiale für High Power Charging im Niederspannungsnetz.....	49
3.5.1	Betriebsmittelprüfung.....	50
3.5.2	Referenzanalyse	50
3.5.3	Punktlastanalyse.....	51
3.6	Bestimmung der Netzauswirkungen von High Power Charging.....	53
3.6.1	Analysedimensionen	53
3.6.2	Parametrisierung.....	54
3.7	Quantifizierung der Auswirkungen des Batteriespeichers	54
3.7.1	Speicherbedarfsanalyse	54
3.7.2	Analysedimensionen	55
3.7.3	Batteriespeichersimulationen.....	55
3.8	Identifikation der Ausgleichspotentiale für Photovoltaikerzeugung.....	56
3.8.1	Analysedimensionen	56
3.8.2	Modellmodifikationen	58
4	Ergebnisse der Simulation von High Power Charging und Batteriespeicher	59
4.1	Netzpotentiale für High Power Charging	59
4.1.1	Betriebsmittelkapazitäten	59
4.1.2	Betriebsmittelauslastung	60
4.1.3	Spannungsänderungen.....	63
4.1.4	Zusammenfassung.....	64
4.2	Netzauswirkungen von High Power Charging.....	65
4.2.1	Nachfrageprofil.....	65
4.2.2	Betriebsmittelauslastung	67
4.2.3	Spannungsänderungen.....	70
4.2.4	Zusammenfassung.....	72
4.3	Auswirkungen des Batteriespeichers.....	72
4.3.1	Energiespeicherbedarf	72
4.3.2	Lademanagementeinsatz.....	74
4.3.3	Betriebsmittelüberlastungen.....	76
4.3.4	Spannungsbandverletzungen	78
4.3.5	Zusammenfassung.....	80
4.4	Ausgleichspotentiale für Photovoltaik.....	80
4.4.1	Ausgleichspotentiale	80
4.4.2	Lademanagementeinsatz.....	84
4.4.3	Zusammenfassung.....	85

5	Strategie zur Integration von High Power Charging in das Niederspannungsnetz ...	87
5.1	Einflussfaktoren der Integration von High Power Charging	88
5.1.1	High Power Charging	88
5.1.2	Niederspannungsnetz.....	89
5.1.3	Netzanschlussvorgaben	90
5.2	Ziel- und Randbedingungen für die Integration.....	92
5.2.1	Zielbedingung.....	92
5.2.2	Randbedingungen	92
5.3	Konfiguration des Batteriespeichers	93
5.3.1	Energiespeicherbedarf	93
5.3.2	Dimensionierung	94
5.4	Validierung der Batteriespeicherkonfiguration.....	97
6	Fazit, Reflexion und Forschungsausblick.....	98
6.1	Zusammenfassung der Forschungsergebnisse.....	98
6.2	Bewertung der Forschungsergebnisse	99
6.3	Forschungsausblick.....	100
7	Anhang.....	101
8	Literaturverzeichnis	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Anhang A: Abbildungsverzeichnis		113
Anhang B: Tabellenverzeichnis.....		117
Anhang C: Datenblätter		119

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current, Wechselstrom
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	Battery Electric Vehicle
BSS	Batteriespeichersystem
BTM	Behind-the-Meter
CC	Constant Current
CCS	Combined Charging System
CV	Constant Voltage
DC	Direct Current, Gleichstrom
DoD	Depth of Discharge
EV	Elektrofahrzeuge
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FTM	Front-the-Meter
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HPC	High Power Charging
IQR	Interquartilsabstand
KiD 2010	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
Lkw	Lastkraftwagen
MiD 2017	Mobilität in Deutschland 2017
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
REEV	Range Extended Electric Vehicle
SoC	State of Charge
TAR	Technische Anschlussregeln

Symbolverzeichnis

Römische Symbole

C	Speicherkapazität
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
E_{BSS}	Gespeicherte Energie BSS
$E_{\text{BSS_frei}}$	Freie Speicherkapazität BSS
$E_{\text{BSS_Kapazität}}$	Energiespeicherkapazität BSS
$E_{\text{BSS_plus}}$	Geladene Energie BSS
$E_{\text{BSS_PV}}$	Für PV-Erzeugung reservierte BSS-Kapazität
E_{gedr}	Durch Lademanagement gedrosselte Energiemenge
E_{HPC}	Nachgefragte HPC-Energie
E_{Lade}	Pkw-spezifischer Energiebedarf
$E_{\text{PV_BSS}}$	In das BSS eingespeiste PV-Energie
$E_{\text{PV_Gen}}$	Erzeugte PV-Energie
f_i	Umrechnungsfaktor
g	Gleichzeitigkeitsfaktor
I	Entladestrom
I_b	Laststrom
I_{max}	Maximaler Ladestrom
I_{min}	Minimaler Ladestrom
I_N	Nennstrom
I_r	Bemessungsstrom
I_z	Zulässiger Betriebsstrom
k	Konstruktionsfaktor
m	Anzahl Verbraucher
n	Anzahl Wohneinheiten
n_{HPC}	Anzahl Zeitschritte mit HPC-Nachfrage
n_{SBV}	Anzahl Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen
n_{sim}	Anzahl simulierter Zeitschritte
$n_{\text{ÜL}}$	Anzahl Zeitschritte mit Überlastungen
P	Wirkleistung
P_A	Anschlusswert
P_{BSS}	Ladeleistung BSS
$P_{\text{BSS_möglich}}$	Mögliche Ladeleistung BSS
P_{HPC}	Last HPC
P_{Lade}	Ladeleistung Ladestation
P_{max}	Maximale Ladeleistung
$P_{\text{PV_max_Eins}}$	Maximale Netzeinspeiseleistung durch PV

$P_{PV_max_Gen}$	Maximale Erzeugungsleistung durch PV
P_r	Bemessungswirkleistung
P_{System}	Systemleistung
Q	Blindleistung
Q_{BSS}	Quotient BSS
q_{gedr}	Anteil gedrosselter Energiemenge
q_L	Anteil Ladezeitpunkte mit Überlastungen
q_{PV_EV}	Anteil PV-Eigenverbrauch
$q_{PV_Peak_S}$	Anteil abfangener PV-Leistung
q_{SBV}	Anteil Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen
SoC_{BSS}	SoC BSS
SoC_{BSS_neu}	Neuer SoC BSS
$\tan(\varphi)$	Leistungsfaktor
t_{Lade}	Dauer Ladevorgang
U	Spannung
U_{max}	Maximale Ladespannung
U_{min}	Minimale Ladespannung
U_{N_max}	Maximale Netzspannung
U_{N_min}	Minimale Netzspannung
U_{nN}	Genormte Netzspannung
U_{r1T}	Bemessungsspannung Oberspannungsseite
U_{r2T}	Bemessungsspannung Unterspannungsseite
\ddot{u}_r	Übersetzungsverhältnis

Griechische Symbole

φ	Phasenverschiebungswinkel
ϑ_b	Betriebstemperatur
η_{BSS}	Wirkungsgrad BSS
δ	Verlustwinkel

1 Einführung in Themenbereich, Forschungsziele und Arbeitsstruktur

Im Juli 2021 waren in Deutschland eine Million Elektrofahrzeuge (EV) zugelassen [1]. Bis 2030 soll sich der Bestand verzehnfachen [2]. Insgesamt greifen heterogenere Bevölkerungsschichten auf Elektromobilität zurück, wodurch neue Anforderungen an die Ladeinfrastruktur gestellt werden. In Zukunft ist daher die Bereitstellung leistungsfähiger öffentlicher Ladeinfrastruktur für breite Nutzerschichten wesentlich, damit Elektromobilität flächendeckend akzeptiert wird. Ein vielversprechendes Konzept dafür ist High Power Charging (HPC), das Ladeleistungen ab 150 kW umfasst. Momentan wird HPC-Infrastruktur vorwiegend an Verkehrsachsen betrieben. Allerdings ist HPC auch in urbanen Siedlungsräumen denkbar, wodurch EV-Nutzer ohne Zugriff auf private Ladeinfrastruktur ihre Ladebedarfe decken können [3]. In Wohnquartieren ist typischerweise ein Anschluss an das Niederspannungsnetz möglich, wobei zur Vermeidung von Überlastungen lediglich geringe Anschlussleistungen für HPC bereitstehen.

Gegenwärtig existieren in der Forschung und am Markt Konzepte zur Integration von HPC in das Niederspannungsnetz mittels Batteriespeicher [4]. In [5] wurde die Dimensionierung von Energiespeichern zur Versorgung von Schnellladeinfrastruktur mit einer Maximallast von 220 kW bei begrenzter Netzanschlussleistung und unter Berücksichtigung einer Zielverfügbarkeit von 95 % untersucht. In einem erprobten Ansatz soll ein Batteriespeicher einerseits die Erzeugungsspitzen dezentraler Erzeuger ausgleichen und andererseits Energie für Ladeinfrastruktur bereitstellen [6]. Marktreif sind zwei Systemlösungen, welche Ladeleistungen von maximal 250 kW beziehungsweise 320 kW ermöglichen und dazu jeweils einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 193,5 kWh respektive 140 kWh integrieren. Diese Systeme sind für einen Anschluss an das Niederspannungsnetz ausgelegt [7, 8].

Der Beitrag dieser Arbeit zu diesem Forschungsfeld ist die Ausarbeitung einer Strategie zur Integration von HPC in Niederspannungsnetze; die Arbeit gliedert sich in vier Teilziele:

1. Zunächst sollen die technischen Potentiale für den Einsatz von HPC im urbanen Niederspannungsnetz identifiziert werden.
2. Außerdem sollen die Auswirkungen von HPC auf Niederspannungsnetze quantifiziert werden.
3. Weiterhin soll geprüft werden, wie ein Batteriespeicher die Netzauswirkungen von HPC kompensieren kann und wie dieser Speicher dafür ausgelegt sein muss.
4. Zusätzlich sollen die Ausgleichspotentiale des Batteriespeichers für lokale Photovoltaikerzeugung bestimmt werden.

Nach der Einleitung in das Forschungsfeld im ersten Kapitel werden die relevanten Aspekte von Elektromobilität, HPC, dem Niederspannungsnetz und Batteriespeichertechnik zur Schaffung einer einheitlichen Wissens- und Definitionsbasis in Kapitel 2 zusammengefasst.

Daraufhin wird in Kapitel 3 ein Szenario mit zwei Anwendungsfällen für HPC im Niederspannungsnetz konzipiert, wodurch der Analysebereich eingegrenzt und die Nutzungsfälle von HPC spezifiziert werden. Damit Szenario und Anwendungsfälle untersucht werden können, wird ein städtisches Niederspannungsnetz auf Basis eines Referenznetzes einschließlich zeitreihenbasierter Verbraucher und Erzeuger modelliert. Darin wird die HPC-Infrastruktur durch simulationsbasierte Lastzeitreihen abgebildet; die Implementierung des Batteriespeichers erfolgt durch ein eigenständiges Logikmodell. Nachfolgend werden iterativ Lastflussrechnungen mit Varianten des Netzmodells durchgeführt, wodurch der jeweilige Netzzustand beurteilt werden kann. Dabei werden insbesondere Betriebsmittelauslastung und -kapazitäten sowie Spannungsänderungen untersucht. Zuerst werden – ohne HPC-Ladestation und Batteriespeicher – die Potentiale des Netzes für HPC identifiziert. Im Anschluss werden die HPC-Zeitreihen in die Simulation eingeschlossen, um die Netzauswirkungen durch HPC an unterschiedlichen Positionen im Netz zu quantifizieren. Anschließend wird das Modell des Batteriespeichers implementiert, damit die ausgleichende Wirkung des Batteriespeichers in Hinblick auf HPC beurteilt werden kann. Damit die Ausgleichspotentiale des Batteriespeichers für Photovoltaikerzeugung bestimmt werden können, wird das Batteriespeichermodell um Ladestrategien für Photovoltaik ergänzt und simulativ geprüft. Die Auswertungen der Simulationen werden dabei jeweils in Kapitel 4 dokumentiert.

Anschließend werden die Simulationsergebnisse in Kapitel 5 interpretiert und daraus die Integrationsstrategie für HPC im Niederspannungsnetz abgeleitet. Darin wird ein Batteriespeicher für einen exemplarischen HPC-Anwendungsfall dimensioniert und validiert. Dabei werden – neben den dominierenden technischen Aspekten – auch wirtschaftliche und prozessuale Facetten zur Auslegung eines Batteriespeichers betrachtet.

Abschließend werden im sechsten und letzten Kapitel die Forschungsergebnisse zusammengefasst und kritisch beurteilt. Dazu werden Potentiale für weitere Arbeiten identifiziert und Anknüpfungspunkte für das Forschungsfeld aufgezeigt.

Die gesamte Arbeitsstruktur wird in Abbildung 1 schematisiert.

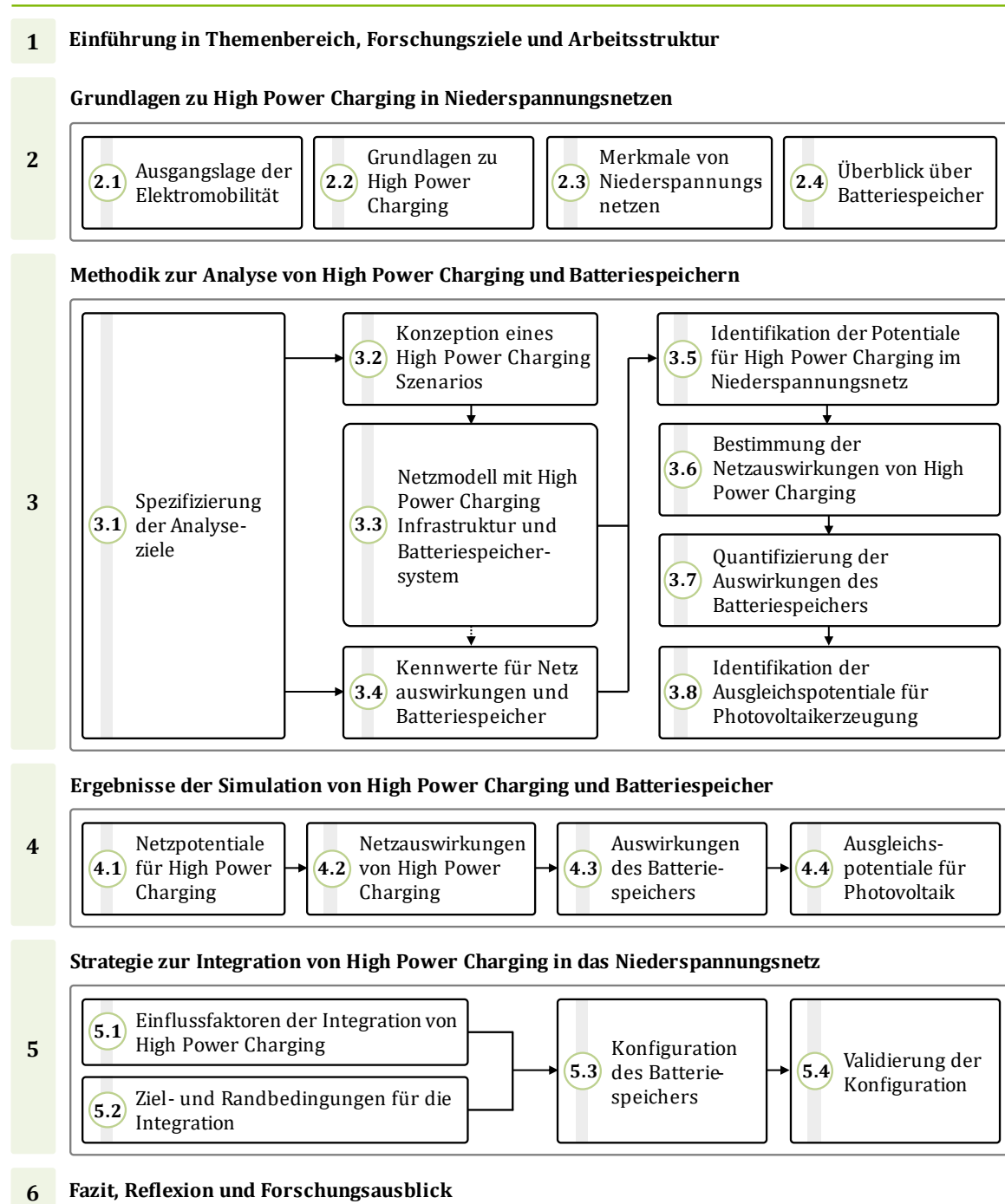


Abbildung 1: Schematisierung der Arbeitsstruktur und Einordnung der Beziehungen zwischen den Kapiteln und Abschnitten

2 Grundlagen zu High Power Charging in Niederspannungsnetzen

In den Grundlagen wird relevantes und aktuelles Wissen zu HPC in Niederspannungsnetzen zusammengefasst. Damit wird eine einheitliche Informations- und Verständnisbasis geschaffen. Die Grundlagen umfassen Hintergründe und Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität (Abschnitt 2.1) sowie zu HPC (Abschnitt 2.2). Abschnitt 2.3 erläutert die technischen Merkmale von Niederspannungsnetzen. Die Eigenschaften von Batteriespeichern und deren Einsatzspektrum werden in Abschnitt 2.4 eingeführt.

2.1 Ausgangslage der Elektromobilität

Die Merkmale der Elektromobilität und die Bestandsentwicklung von EV sind wesentlich für die Bedarfsdefinition von HPC-Ladeinfrastruktur. Ebenso sind belastbare Erkenntnisse bereits heute wichtig, um die Planung der Ladeinfrastruktur den Bedürfnissen der mobilen Bevölkerung anzupassen. Nachfolgend wird daher zunächst Elektromobilität definiert und Antriebskonzepte werden voneinander abgegrenzt, um anschließend Bestandsentwicklung, Energieverbrauch und das Mobilitätsverhalten von EV-Nutzern zu untersuchen.

2.1.1 Definitionen

Grundsätzlich umfasst Elektromobilität den Personen- und Güterverkehr, der durch Fahrzeuge, die mit elektrischer Energie angetrieben werden, erbracht wird [9]. Die Norm DIN EN 62196 definiert EV dabei als „jedes Fahrzeug, das von einem Elektromotor angetrieben wird, der seinen Strom von einer wiederaufladbaren Speicherbatterie oder anderen tragbaren Energiespeichern bezieht“ und verweist deren technische Auslegung: „hauptsächlich für die Benutzung auf öffentlichen Straßen, Landstraßen und Fernverkehrsstraßen“ [10]. Hierbei sind strenggenommen auch elektrisch angetriebene Busse, Lastkraftwagen (Lkw) und vergleichbare Fahrzeugmuster inbegriffen. In dieser Arbeit wird auf die Mobilitätsdienstleistungen eingegangen, die durch elektrisch angetriebene Personenkraftwagen (Pkw) im Straßenverkehr erbracht wird.

Abhängig vom Antriebskonzept von EV fluktuieren der zu deckende fahrzeugindividuelle und globale Verbrauch elektrischer Energie durch die Elektromobilität. Die Konzepte zur technischen Umsetzung von Elektromobilität unterscheiden sich in der Kombination von elektrischen und nicht-elektrischen Antriebsmaschinen sowie Energiespeichern. EV werden in der Ladesäulenverordnung als „reines Batterieelektrofahrzeug oder ein von außen aufladbares Hybridelektrofahrzeug“ definiert [11]. Die verbreiteten Konzepte für EV können wie folgt eingeordnet werden:

- **Reine Batterieelektrofahrzeuge** (Battery Electric Vehicle, BEV) werden ausschließlich von elektrischen Maschinen angetrieben und alle Energiespeicher sind elektrisch wiederaufladbar [11].
- **Aufladbare Hybridfahrzeuge** (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV) werden in Ladestützenverordnung als Fahrzeug definiert, dass über zwei oder mehr Typen von Energiewandlern verfügt. Davon ist mindestens einer eine elektrische Antriebsmaschine. Zudem muss mindestens ein Energiespeicher des Fahrzeugs von einer externen Energiequelle elektrisch wieder aufladbar sein. [11]
- **EV mit Reichweitenverlängerung** (Range Extended Electric Vehicle, REEV) laden die Fahrzeugbatterie durch einen zusätzlichen Verbrenner oder eine Brennstoffzelle bei Bedarf mobil [9].
- **Brennstoffzellenfahrzeuge** (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV) werden elektrisch angetrieben, allerdings stammt die Energie aus dem Umwandlungsprozess aus gespeichertem Wasserstoff [12, pp. 106-108].

Zudem bestehen Abstufungen von Hybridfahrzeugen (Hybrid Electric Vehicle, HEV), wie beispielsweise das Mildhybridkonzept, bei dem die elektrische Antriebsleistung zwischen 5 kW und 20 kW angesetzt wird [12, p. 3].

2.1.2 Bestandsentwicklung

Abbildung 2 zeigt Entwicklung und Prognose des BEV- und PHEV-Bestandes in Deutschland.

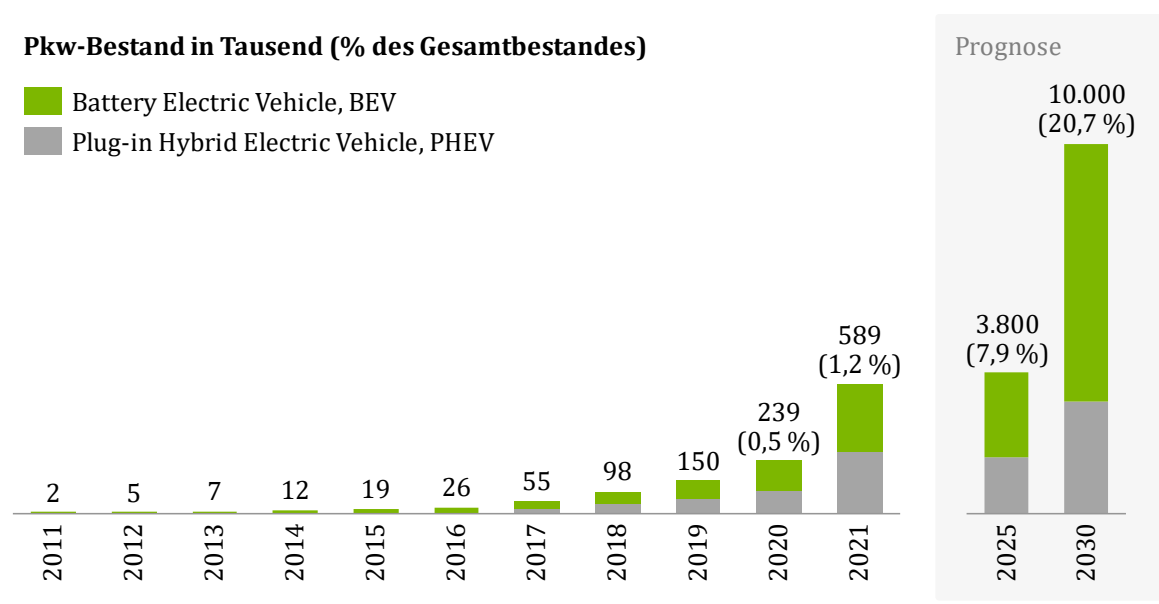


Abbildung 2: Historische Entwicklung und Prognose des Bestandes von BEV und PHEV bis 2030 in Deutschland, nach [2, 13, 14]

Der EV-Bestand (BEV + PHEV) hat sich in Deutschland zwischen dem Jahr 2011 und 2020 zunächst langsam entwickelt, sich zuletzt jedoch zum 1. Januar 2021 auf 589.000 Pkw mehr

als verdoppelt. Damit sind BEV und PHEV derzeit für etwa 1,2 % des Pkw-Bestandes verantwortlich [13, 14]. Für die zukünftige Entwicklung der Zulassungen sowie des Bestandes von BEV und PHEV besteht ein breiter Prognosekorridor. Für das Jahr 2025 wird ein Bestand von 5,4 Millionen EV erwartet, wobei sich BEV und PHEV etwa gleichmäßig verteilen [15]. Szenarioabhängig werden für das Jahr 2030 zwischen 6,35 und 14,8 Millionen EV im Pkw-Bestand prognostiziert [16]. Die Bundesregierung rechnet im 2019 aufgesetzten und 2022 novellierten Klimaschutzprogramm mit 7 bis 10 Millionen EV [17, 18]. Weitere Prognosen nennen für das Jahr 2030 11,5 Millionen BEV und PHEV, die aktuellen Veröffentlichungen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität prognostizieren 10 Millionen EV [2, 19]. Der VDA geht wiederum von 10,5 Millionen EV aus, wovon 7,2 auf BEV entfallen [15, 16].

Starken Einfluss auf die Entwicklung haben in Zukunft stets die technischen und ökonomischen Anreizmaßnahmen, die durch den Staat sowie die Automobilindustrie und deren nachgelagerte Unternehmen implementiert werden [20].

2.1.3 Energieverbrauch

Der Energieverbrauch von EV hängt wesentlich vom Fahrverhalten und den Umweltbedingungen ab. Hohe Beschleunigungsanteile, Fahrtstrecken mit einem unterschiedlichen Höhenprofil sowie eine kalte Witterung können den Energieverbrauch merklich erhöhen. BEV wenden die in der Batterie gespeicherte Energie im Durchschnitt zu 30 % – 40 % für den Vortrieb, zu 20 % – 25 % für das Bremsen und Beschleunigen, zu 15 % - 25 % für Nebenverbraucher, zu 10 % - 20 % für Verluste in den Elektromotoren und der Elektronik sowie für 5 % - 10 % für mechanische Verluste im Antriebsstrang auf [21, p. 105]. Die Battery-to-Wheel Effizienz von BEV ist damit etwa doppelt so hoch wie bei Pkw mit einem Verbrennungsmotor [21, pp. 104-105]. Zwischen 10 % und 15 % der Energie können durch Rekuperation in den Batteriespeicher zurückgespeist werden, wobei das maximale Energiesparpotential durch Rekuperation bei 30 % liegt [9, p. 130]. Zusätzlich entstehen beim Laden der Fahrzeugbatterie Ladeverluste, die etwa 10 % der geladenen Energiemenge ausmachen [22]. Zusätzlich zu Fahrverhalten und Umweltbedingungen hat das Ladeverhalten bei PHEV einen starken Einfluss auf den erzielten (elektrischen) Energieverbrauch [23].

Die im „Ecotest“ des ADAC gemessenen realen Verbräuche von BEV liegen fast immer über den Herstellerangaben [24]. Abhängig vom Fahrzeugsegment liegt der reale Verbrauch von 29 unterschiedlichen BEV zwischen 16,3 kWh und 29,2 kWh pro 100 Kilometer, der Median bei 20,3 kWh je 100 Kilometer [22]. Die realen Verbräuche weichen damit substantziell von den Herstellerangaben ab.

2.1.4 Mobilitätsverhalten

Der Ladeenergiebedarf von EV und deren Ladeverhalten sowie die resultierende Nutzung von HPC-Infrastruktur werden maßgeblich durch das Mobilitätsverhalten beeinflusst. Das Mobilitätsverhalten von Pkw wird durch Mobilitätspanels wie „Mobilität in Deutschland 2017“ (MiD 2017) oder „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“ (KiD 2010) regelmäßig untersucht [25, 26].

Wesentliche Einflussfaktoren auf Ladeenergiebedarf und Ladeverhalten sind die Mobilitätsquote, die Tagesfahrleistung, die Ankunftszeit sowie die Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur. Die Mobilitätsquote gibt den Anteil der Pkw an, die am Stichtag der Befragung mobil waren und fluktuiert zwischen den Wochentagen; im Jahr 2017 wurden zwischen Montag und Freitag 66,6 % der Privat-Pkw bewegt, am Wochenende lediglich 47,4 % [26].

Die Tagesfahrleistung wird durch Wochentage, Witterung, die Jahreszeit sowie den Wegezweck und das Antriebskonzept bedingt. Abbildung 3 zeigt die Verteilung der Fahrleistungen mobiler Pkw pro Tag.

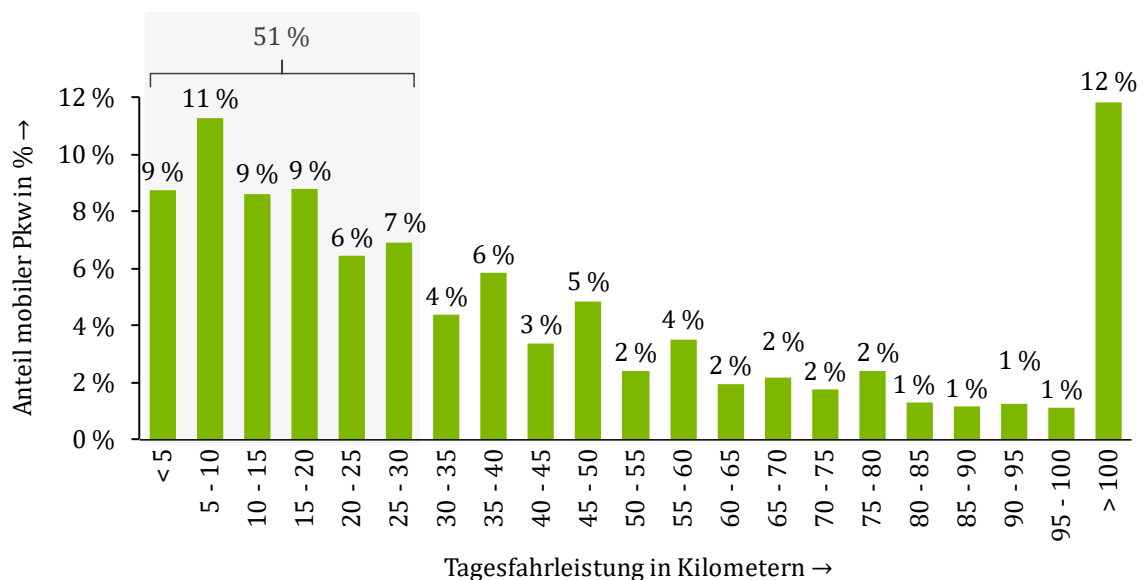


Abbildung 3: Tagesfahrleistung mobiler Pkw im Jahr 2017, Mo. - Fr. [26]

Die Tagesfahrleistung mobiler Pkw lag 2017 bei durchschnittlich 50,6 Kilometer pro Tag [26]. Die Studie KiD 2010 ermittelte einen durchschnittlichen Wert von 51,7 Kilometern pro Tag [25]. Insgesamt legt die Hälfte der mobilen Pkw pro Tag nicht mehr als 30 Kilometer zurück und sieben von zehn Fahrzeugen weniger als 50 Kilometer. BEV ordnen sich mit 40,5 Kilometer pro Tag etwa 20 % unterhalb des Durchschnitts ein [26]. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Unterschiede mit weiterer Verbreitung und höherer wahrgenommener Praxistauglichkeit (u. a. Ladedauer, Reichweite) von BEV nivellieren.

Die Ankunftszeit gibt an, wann ein Pkw einen Weg beendet und geparkt wird. Wesentlichen Einfluss auf die Ankunftszeit hat der Wochentag sowie der Wegezweck, der den Grund für das Bewegen eines Pkw angibt. Typischerweise gibt es eine Häufung von Fahrzeugankünften am Morgen (Pendelverkehr) und Vormittag (Einkauf, Erledigungen) sowie am Nachmittag und frühen Abend (Heimfahrt) [26].

Die Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur bestimmt, inwieweit ein Pkw auf öffentliche Ladeinfrastruktur oder Ladepunkte beim Arbeitgeber angewiesen ist. Die prognostizierte Wahrscheinlichkeit für ein Laden im Straßenraum ist ohne einen eigenen Stellplatz fünffach höher als bei Verfügbarkeit eigener Ladeinfrastruktur. Ebenso liegt die Ladewahrscheinlichkeit an HPC-Hubs innerorts ohne eigenen Stellplatz doppelt so hoch (56 %) wie bei EV, die auf einem eigenen Stellplatz laden können (27 %). [16]

Aus der durchschnittlichen Tagesfahrleistung von Pkw, der Spannweite des Energieverbrauchs von BEV und den Ladeverlusten (10 %) ergibt sich ein durchschnittlicher täglicher Energiebedarf zwischen 9,1 kWh und 16,3 kWh je mobilen Fahrzeug. Zu berücksichtigen ist, dass der Ladeenergiebedarf in Abhängigkeit der oben genannten Einflussfaktoren fluktuiert.

2.1.5 Ladeinfrastrukturkonzepte

Die Deckung des Energiebedarfes von EV erfolgt über verschiedene Ladekonzepte. Die unterschiedlichen Ladekonzepte grenzen sich primär durch sozioökonomische sowie technische Merkmale voneinander ab.

Sozioökonomisch bedeutend ist die Einteilung der Ladekonzepte in zwei grundsätzlichen Standortkategorien: privates Laden und öffentliches Laden [16]. Privates Laden findet auf privatem Raum mit einem limitierten Zugang statt, beispielweise in Garagen und auf Parkplätzen von Wohneigentum oder auf dem Firmengelände. Privates Laden ist derzeit für 85 % der Ladevorgänge verantwortlich, wobei dieser Anteil mittelfristig auf 60 % bis 70 % absinken soll [27]. Dem privaten Laden steht das öffentliche Laden gegenüber. Hier werden die Ladevorgänge auf öffentlich zugänglichem Grund (teilweise in privatem Besitz) durchgeführt [28]. Dazu gehört unter anderem das Laden im Straßenraum, in Parkhäusern, an Raststätten sowie öffentlichen Parkplätzen.

Die technischen Distinktionsmerkmale von Ladeinfrastruktur betreffen die Form des Stromes, die Übertragungsart der Energie, die Ladebetriebsart sowie die Leistung. Laden ist per Gleichstrom (DC) oder Wechselstrom (AC) möglich. Dafür wird die Fahrzeugbatterie entweder leitungsgebunden oder induktiv (nur AC) mit elektrischer Energie geladen. Üblich ist hierbei das leitungsgebundene Laden, da hier gegenwärtig einfacher und mit geringen Verlusten Energie übertragen werden kann [29]. Dennoch gibt es einige Hersteller, die induktive Ladestationen

anbieten [30]. Außerdem existieren, neben dem Laden per induktiver oder konduktiver Verbindung, Konzepte für den Austausch von Batterien, welcher jedoch vorwiegend bei Nutzfahrzeugen oder leichten Fahrzeugtypen (etwa Motorrollern) zum Einsatz kommen [9, p. 105]. Konduktive Ladesysteme können zudem einem der vier Ladebetriebsmodi gemäß DIN EN IEC 61851-1 zugeordnet werden [31]. Praktisch relevant sind im öffentlichen Laden insbesondere Ladebetriebsart 3 (Laden an ortsfesten Ladestationen, Wechselstrom) sowie Ladebetriebsart 4 (Laden an ortsfesten Ladestationen, Gleichstrom). Hinsichtlich der Ladeleistung gilt generell: Je höher die Ladeleistung (P_{Lade}) der Ladestation, desto kürzer der Ladevorgang (t_{Lade}), in dem der Pkw-spezifische Energiebedarf (E_{Lade}) gedeckt wird, da an [9, p. 93] angelehnt idealisiert gilt:

$$t_{\text{Lade}} = \frac{E_{\text{Lade}}}{P_{\text{Lade}}} \quad [2.1]$$

Praktisch haben der Ladezustand der Batterie und die fahrzeugseitig mögliche Ladeleistung einschränkende Wirkung auf den Ladevorgang. Gegenwärtig ist eine Vielzahl unterschiedlicher Ladeleistungen bei Ladestationen verbreitet. Diese Arbeit konzentriert sich auf öffentliches Laden mit Ladebetriebsart 4 und dabei insbesondere HPC.

2.2 Grundlagen zu High Power Charging

HPC-Systeme bilden die gegenwärtig leistungsstärkste Klasse von Ladeinfrastruktur für Pkw. Das intuitive Abgrenzungsmerkmal gegenüber herkömmlicher Ladeinfrastruktur ist dabei die wesentlich höhere Ladeleistung, die in kürzeren und praxistauglicheren Ladezeiten resultiert.

Für ein einheitliches Verständnis von HPC-Ladeinfrastruktur werden diese Systeme zunächst definiert und abgegrenzt und anschließend die Bestandsentwicklung sowie Verbreitung untersucht. Danach wird die Anwendung von HPC-Systemen analysiert, um daraufhin Technik, Netzanschluss, relevante Normen und Regulatorik zu betrachten. Abgeschlossen wird dieses Kapitel mit einem Überblick über den netzdienlichen Einsatz von HPC-Ladeinfrastruktur.

2.2.1 Definition

Für HPC besteht gegenwärtig (2021) keine einheitliche Definition. Typischerweise werden Ladesysteme auf Basis ihrer Ladeleistung klassifiziert. Abbildung 4 ordnet ausgewählte Ladeleistungen in Ladeleistungsbereiche ein.

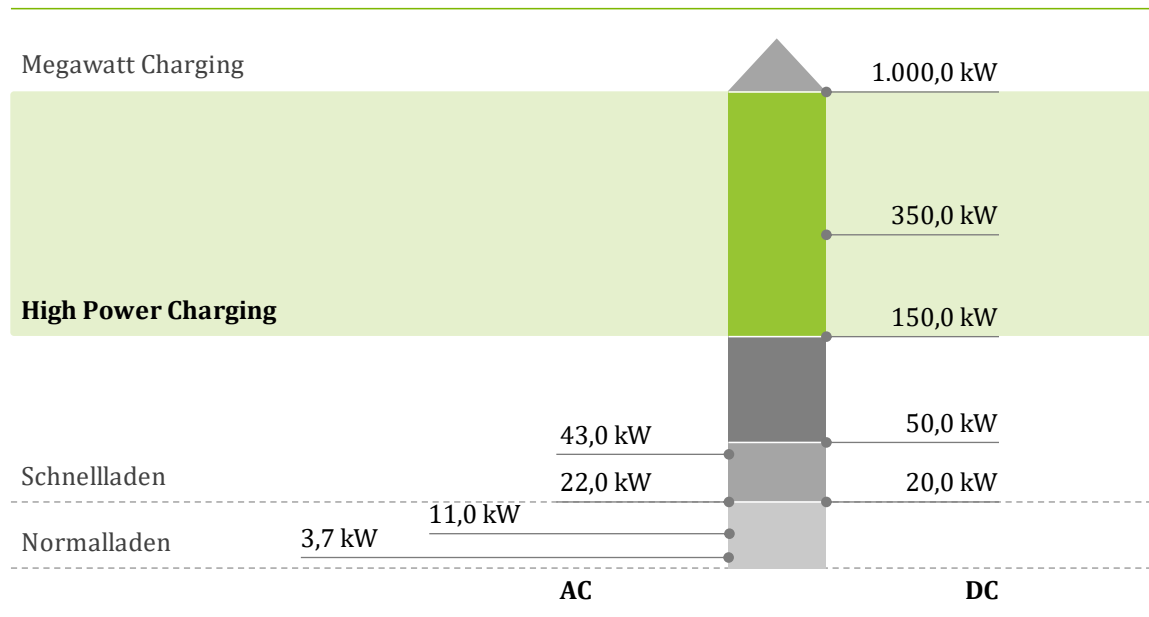


Abbildung 4: Auswahl Ladeleistungen und Leistungsbereiche, angelehnt an [32]

Für HPC ist die Quellsituation bezüglich der Leistungsuntergrenze nicht eindeutig: In [29] wird Laden mit einer Ladeleistung von mehr als 150 kW als Hochleistungsladen eingeordnet. Ebenso wird Laden mit mehr als 150 kW Leistung in [32] als HPC kategorisiert. Demgegenüber wird in [21, p. 292] lediglich von schnellem Laden gesprochen, wobei diesem Ladeleistungen zwischen 50 kW und 350 kW zugeordnet werden. In der Ladesäulenverordnung wird Laden mit mehr als 22 kW als Schnellladen definiert [11].

Auf Systemebene sind in Deutschland drei wesentliche Ladestandards für HPC verbreitet: Das Combined Charging System (CCS), CHAdeMO und Tesla Supercharger. Die dem CCS zugrundeliegende Norm DIN EN 62196-3 ermöglicht Ladeleistungen von bis zu 500 kW, die durch die Ladestationen einiger Anbieter bereits erbracht werden können [33, 34]. Üblich sind im Jahr 2021 Leistungen von 350 kW [35]. Der japanische Standard CHAdeMO ermöglicht in der Version 2.0 den Betrieb von Ladestationen mit einer Leistung von bis zu 400 kW [36]. Der 2020 vorgestellte Nachfolger CHAdeMO 3.0 (Chaoji) bietet die Grundlage für Ladeleistungen von bis zu 900 kW [37, 38]. Ladestationen von Tesla können in der Variante V2 bis zu 150 kW und in der Variante V3 mit bis zu 250 kW Ladeleistung betrieben werden [39, 40].

Bei praktischer Nutzung der Ladeleistung sind, neben der Ladeinfrastruktur, die EV zu berücksichtigen. Im Jahr 2021 stellen diese hinsichtlich der Ladeleistung den begrenzenden Faktor beim Ladevorgang dar. Derzeit bieten lediglich Oberklassefahrzeuge und einige Mittelklassefahrzeuge die Voraussetzung für Laden mit mindestens 150 kW [41, 42]. Es ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 Ladeleistungen im HPC-Bereich weitestgehend in das Mittelklassesegment diffundieren [16].

Für diese Arbeit wird HPC mit einer Ladeleistung von mindestens 150 kW definiert. Als obere Leistungsgrenze von HPC kann 1 MW betrachtet werden. Hier beginnt die – gegenwärtig in der Entwicklung befindliche – Leistungsregion des Megawatt Charging Systems [43].

2.2.2 Bestandsentwicklung

Im Mai 2021 sind in Deutschland 42.993 öffentliche Ladepunkte als in Betrieb gemeldet. Diese teilen sich auf 36.894 Normalladepunkte (86 %) und 6.099 Schnellladepunkte auf (14 %). Von den Schnellladepunkten entfallen wiederum 1.361 auf HPC-Ladepunkte. Damit entsprechen HPC-Ladepunkte einem Anteil von 3,2 % der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur. Abbildung 5 zeigt historische Entwicklung von HPC-Bestand und Inbetriebnahmen; außerdem werden Prognosewerte für das Jahr 2030 eingeordnet. [44]

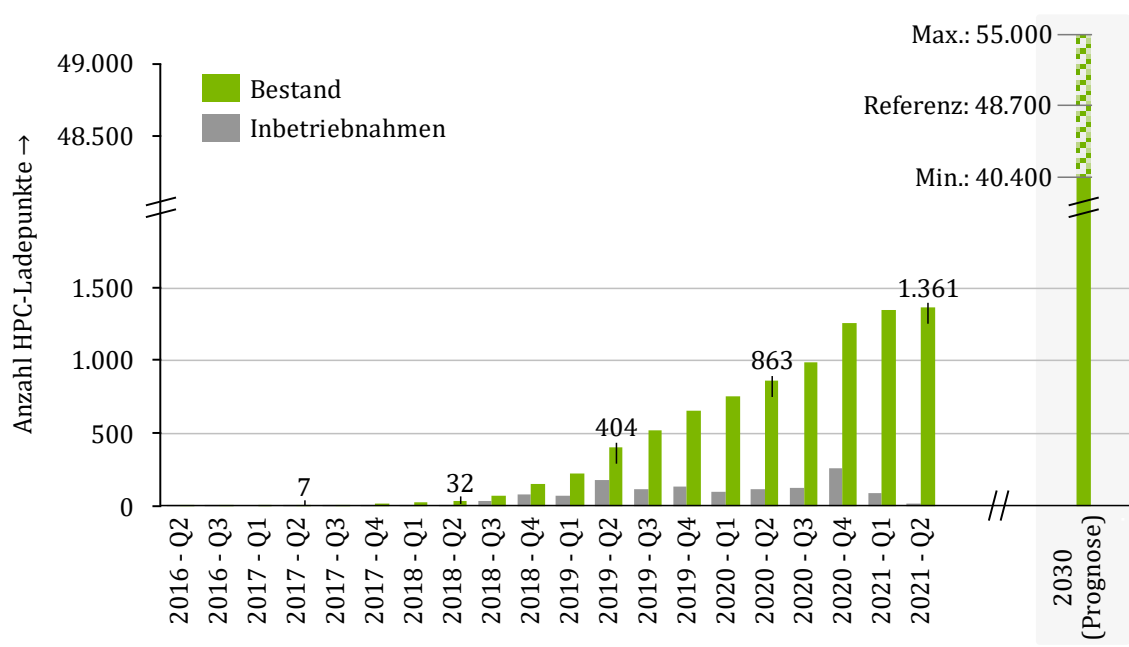


Abbildung 5: Entwicklung und Prognose des Ausbaustatus von HPC-Ladepunkten [16, 45]

Die ersten HPC-Ladepunkte wurden in Deutschland im April 2016 in Betrieb genommen. Ab dem zweiten Quartal 2018 wuchs die Anzahl der Inbetriebnahmen stärker an [44]. Innerhalb des kommenden Jahrzehnts ist davon auszugehen, dass die Anzahl der HPC-Ladepunkte als Teil der öffentlichen Ladeinfrastruktur weiter stark anwächst. Für das Jahr 2030 wird in der Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ in einem Referenzszenario ein Bedarf von 48.700 öffentlichen HPC-Ladepunkten prognostiziert [16]. Die Prognosen des Ladeinfrastrukturbedarf fluktuieren dabei substantziell mit der Anzahl der zugelassenen EV, der durchschnittlichen Auslastung der Ladeinfrastruktur sowie der Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur [16].

2.2.3 Anwendungsmerkmale

Der Einsatz von HPC-Technologie kann in Anwendungsfälle und -orte sowie die konkrete Anwendung durch die Nutzer unterteilt werden.

Anwendungsfälle: Zukünftig ist die örtliche Verbreitung von HPC-fähiger Ladeinfrastruktur in drei Standortgruppen zu klassifizieren: Zum einen innerörtliche Lade-Hubs, zum anderen Lade-Hubs an stark frequentierten Verkehrsachsen. Weiterhin werden sich Mischformen, wie HPC-Ladepunkte auf Firmen- und Einzelhandelsparkplätzen oder in Logistikparks, herausbilden. Insgesamt wird die HPC-Infrastruktur nur einen kleinen Anteil der gesamten öffentlichen Ladeinfrastruktur bilden (ca. 7 – 9 %) [16].

Die Nutzung innerörtlicher HPC-Hubs ist besonders für Nutzer von EV attraktiv, die über keinen eigenen Stellplatz mit Ladepunkt verfügen oder aber das Laden im Straßenraum zu unkomfortabel ist. Hierfür stellt die HPC-Ladeinfrastruktur innerorts das Pendant zur Tankstelle dar, da hier binnen kurzer Zeit der Ladebedarf gedeckt werden kann. Tatsächlich installieren Tankstellenketten, darunter Shell, aktuell eine eigene HPC-Infrastruktur innerhalb ihres Tankstellennetzes [46]. Insgesamt werden in Deutschland im Jahr 2030 etwa 9.800 GWh elektrische Energie an öffentlichen Ladepunkten verladen werden, wovon 1.582 GWh auf innerörtliche HPC-Hubs entfallen (16,1 %) [16].

HPC-Hubs an Verkehrsachsen sind an Raststätten und Rasthöfen von Autobahnen zu lokalisieren. Diese Hubs decken vorwiegend den Ladebedarf von EV, die weite Fahrtetappen zurücklegen. Diese Mobilitätsprofile erfordern ein schnelles Nachladen der Fahrzeugbatterien, um eine zügige Weiterfahrt zu ermöglichen. Hierdurch entsteht ein HPC-Systembedarf, der sich jedoch nicht ausschließlich auf Pkw beschränkt, sondern auch Lkw miteinbezieht [16, 47]. Gegenwärtig errichtet Ionity ein HPC-Ladenetzwerk, das bis Ende 2021 etwa 400 Stationen an europäischen Verkehrsachsen, insbesondere Autobahnen, umfassen soll und sich primär an den Pkw-Verkehr richtet [48]. Komplementär dazu skizziert die Studie „Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-Lkw“ eine vergleichbare Ladeinfrastruktur für Lkw mit Ladeleistungen von 350 kW und 720 kW [47].

Neben den HPC-Hubs innerorts sowie an Achsen entsteht zunehmend eine örtliche Mischform der HPC-Ladeinfrastruktur bei Gewerbeimmobilien, auf Parkplätzen des Einzelhandels oder bei Restaurantketten [49, 50]. Insgesamt sollen HPC-Hubs im Jahr 2030 etwa 50 % bis 60 % der verfügbaren HPC-Ladepunkte abbilden [16].

Nutzungscharakteristika: Die Nutzungsmerkmale der HPC-Infrastruktur unterscheiden sich vom Ladeverhalten an Ladeinfrastruktur mit weniger als 150 kW Leistung. Einerseits ist die Dauer eines Ladevorgangs mit 150 kW oder 350 kW Ladeleistung wesentlich geringer als

bei einer Ladeleistung von 11 kW, 22 kW oder 50 kW. Andererseits ist die erwartete Auslastung der HPC-Ladeinfrastruktur substanziell höher als die von Normalladepunkten: Während im Jahr 2030 bei einem privaten Ladepunkt (11 kW) durchschnittlich 5,2 kWh je Tag und bei einem Arbeitgeberladepunkt 9,3 kWh je Tag geladen werden, sind dies bei einer HPC-Ladepunkt (150 kW) 172,5 kWh je Tag. Damit die hohe Auslastung bei innerörtlicher HPC-Ladeinfrastruktur sichergestellt werden kann, wird eine zeitliche Beschränkung der Standdauer an HPC-Ladepunkten notwendig sein. Die Tageshöchstwerte der Auslastung von HPC-Hubs werden in den Nachmittagsstunden zu lokalisieren sein, wobei der entsprechende Wochenhöchstwert an Sonntagnachmittagen erreicht sein wird. [16]

2.2.4 Technische Merkmale

Die Technik von HPC umfasst den Aufbau eines HPC-Hubs und der Ladestationen, das Leistungskennfeld sowie bestehende Normen.

Aufbau von HPC-Hubs: HPC-Hubs bestehen typischerweise aus einem oder mehreren Ladestationen mit jeweils einem oder mehreren Ladepunkten. Dabei sind HPC-Systeme über einen Transformator und ein Gleichrichtersystem an das Verteilnetz angeschlossen [51]. Das Transformator-Gleichrichter-System kann in verschiedenen Ausführungen vorliegen, wobei zwischen galvanisch getrennten und galvanisch verbundenen Systemen unterschieden werden kann [52]. Einige Hersteller bieten dabei auch HPC-Systemlösungen an, die einen Pufferspeicher als zusätzliche Komponente integrieren [7, 8, 53]. Wesentliche Elemente der HPC-Systeme sind Ladekabel, Ladesteckvorrichtung, die Zugangssteuerung, die Kommunikation von Ladepunkt und Fahrzeug während eines Ladevorgangs sowie Vorkehrungen zur Gewährleistung der Sicherheit.

An einem HPC-Ladepunkt sind – abhängig von der Anzahl der unterschiedlichen Steckertypen – ein oder mehrere Ladekabel angeschlossen. Dabei sind die Ladekabel, entsprechend Ladebetriebsart 4 (Mode 4) nach Systemnorm EN IEC 61851-1:2019, fest mit der Ladestation verbunden [31]. Die Ladekabel sind, bedingt durch Ladestrom und Ladeleistung, passiv oder aktiv gekühlt. Insbesondere bei sehr hohen Ladeleistungen wird auf aktive Wärmemanagementtechnik zurückgegriffen. [54]

Das Kabel eines HPC-Ladepunktes endet in einer Ladesteckvorrichtung (Ladestecker). Die Anforderungen an Ladestecker, im Speziellen für Mode 4 DC-Ladeeinrichtungen, sind in der Norm DIN EN 62196-3:2015 definiert [33]. Vor dem Start eines Ladevorgangs wird der Ladestecker eines HPC-Ladepunktes durch das EV verriegelt, um einen manipulationsfreien Ladevorgang zu gewährleisten [52]. Typische Ausführungen des Steckers sind Stecker des Typs CCS oder CHAdeMO.

Der Ablauf eines Ladevorgangs und der Energieversorgung an einem HPC-Ladepunkt ist in der Norm DIN EN 61851-23 beschrieben [52]. Während eines Ladevorgangs kommunizieren Ladestation und EV kontinuierlich miteinander. Dabei werden unter anderem Informationen zum Energiebedarf und der geplanten Dauer des Ladevorgangs ausgetauscht. Zudem stellt das EV Informationen zu dessen maximalen Grenzwerten für Ausgangsstrom und Ausgangsspannung bereit. [54]. Die Norm DIN EN 61851-24:2014 präzisiert die Kommunikation zwischen Ladeinfrastruktur und EV und umfasst dabei technische Protokolle und Verbindungsanforderungen, die auf der Norm ISO 15118 basieren [55].

Abbildung 6 schematisiert das Leistungskennfeld einer ausgewählten HPC-Ladestation.

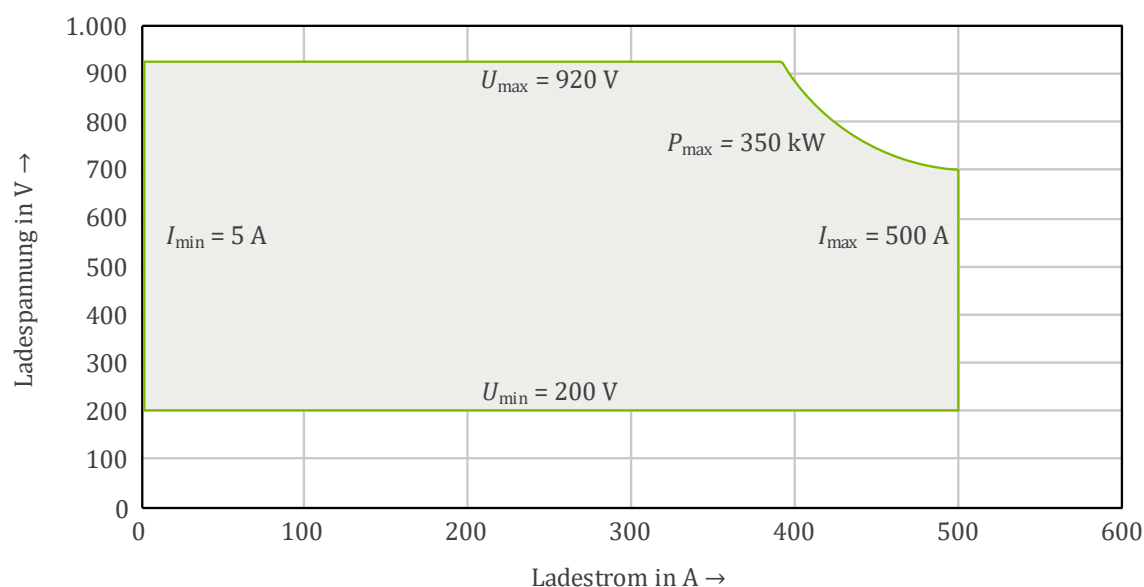


Abbildung 6: Leistungskennfeld einer Tritium PK350 HPC-Ladestation (CCS Type 2 Ladestecker) [56], angelehnt an [21, p. 299].

Die Ladeleistung ist, abhängig vom Ladestandard und fahrzeugseitigen Parametern, durch Strom und Spannung definiert. Beim Standard CCS 2.0 liegen die Systemgrenzen bei $I_{\max} = 500$ Ampere und $U_{\max} = 920$ Volt, wobei die Leistung P_{\max} thermisch auf 350 kW limitiert wird [21, p. 299].

Netzanschluss: Der Netzanschluss eines HPC-Hubs erfolgt typischerweise über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz. In dieser Arbeit wird explizit die Anschlussmöglichkeit und -dimensionierung im Niederspannungsnetz untersucht.

Normative Anforderungen: Weitere Anforderungen an HPC-Systeme und deren Komponenten sind in den Normen und Regelungen detailliert beschrieben. Diese Normen werden kontinuierlich weiterentwickelt und sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung anzuwenden. Tabelle 1 gibt einen Überblick über relevante Normen.

Bereich/ Komponente	Norm/ Regel
Konduktive Ladesysteme (Allgemeine Anforderungen)	DIN EN IEC 61851-1
Konduktive Ladesysteme, insb. Gleichstromladeinfrastruktur (Sicherheit, Ladevorgang)	DIN EN 61851-23
Kommunikation	DIN EN 61851-24 ISO 15118
Ladesteckvorrichtungen (Allgemeine Anforderungen)	DIN EN 62196-1
Ladesteckvorrichtungen, Gleichstromladeinfrastruktur	DIN EN 62196-3
Ladekabeln für EV bis 1.500 Volt Gleichstrom	IEC 62893-1
Technische Anschlussregeln (TAR) für Nieder- und Mittelspannungsnetz	VDE-AR-N 4100 VDE-AR-N 4110
Vorgaben zu Spannungsänderungen und Frequenz	DIN EN 50160

Tabelle 1: Übersicht über Normen für HPC-Systeme

2.2.5 Regulatorik

Die Regulierung von HPC bezieht sich in erster Linie auf die Interoperabilität, die Verbrauchsmessung und das Netzes, in dem HPC-Ladestationen angeschlossen werden.

In Deutschland wird, gemäß der Ladesäulenverordnung, ausschließlich öffentliche HPC-Ladeinfrastruktur zugelassen, die mit dem Steckertyp CSS (DIN EN 62196-3) ausgerüstet ist. Dazu kann eine HPC-Ladestation – neben dem CCS-Ladestecker – ebenso mit anderen Ladesteckertypen ausgerüstet sein [11]. Dadurch soll die Interoperabilität der Ladeinfrastruktur sichergestellt werden. Auch in der kommenden Novelle der Ladesäulenverordnung wird dies fortgesetzt [57].

Gemäß der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) muss der Anschluss eines HPC-Systems dem Netzbetreiber gemeldet werden, da die Systemleistung größer als 12 kVA ist [54]. Dieser muss über den Anschluss anschließend entscheiden [58].

Entsprechend der Ladesäulenverordnung müssen öffentliche Ladepunkte der Bundesnetzagentur innerhalb von vier Wochen nach Inbetriebnahme sowie kurzzeitig nach Außerbetriebnahme gemeldet werden. Bei Zustimmung der Betreiber werden die Ladepunkte zudem im sogenannten Ladesäulenregister veröffentlicht. Weiterhin regelt die Ladesäulenverordnung, dass ein Bezahlen an Ladepunkten mit gängigen Zahlungsmitteln möglich ist. [11]

Die Energiemenge, die von HPC-Ladepunkten an EV übertragen wird, muss gemäß Mess- und Eichgesetz kilowattstundengenau gemessen werden, wobei die Vertragsausgestaltung (z. B. Lade-Flatrates) den Betreibern überlassen wird. Zudem müssen die Nutzerdaten datenschutzkonform verarbeitet werden. [59]

2.2.6 Netzverträglichkeit

Grundsätzlich muss HPC netzverträglich gestaltet sein, kann dabei jedoch auch netzdienlich wirken. Netzverträglich ist HPC-Infrastruktur dann, „wenn sie den Anforderungen der Netzbetreiber an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in ihren Netzen entspricht“ [60].

Weiterhin ist die Steuerbarkeit von Ladeeinrichtungen laut dem Studienprojekt „Grid for Vehicles“ entscheidend für die erfolgreiche Integration von Elektromobilität und der zugehörigen Ladeinfrastruktur. Generell existieren zwei Ansätze für die Steuerung von Ladeinfrastruktur: Einerseits das marktdienliche Laden, das durch Preissignale gesteuert wird, andererseits das netzverträgliche respektive netzdienliche Laden, das die Überlastung von Netzbetriebsmitteln sowie Engpässe verhindern und die Einhaltung der Qualitätskriterien der Stromversorgung sicherstellen soll. [61]

Generell können HPC-Systeme als Teil der Ladeinfrastruktur auf unterschiedliche Weise netzverträglich oder netzdienlich wirken. Der Optionshorizont – wesentlich bestehend aus der Steuerung der Ladeleistung, der Verschiebung von Ladevorgängen sowie dem Bereitstellen und Aufnehmen von Wirk- und Blindleistung – wird dabei durch die Ladeleistung, das Ladeverhalten der Nutzer, die Bereitstellung von Pufferspeichern sowie den ladenden EV aufgespannt. Hierbei gilt grundsätzlich, dass Nutzer dem Lademanagement gegenüber positiv eingestellt sind, jedoch möglichst unbehelligt bleiben wollen. [61]

Insgesamt bestehen im Bereich der Untersuchung von Netzauswirkungen durch HPC-Systeme (mit Batteriespeicher) noch Forschungsbedarfe, da sich bisherige Studien und Analysen vorwiegend auf Ladeinfrastruktur mit geringeren Leistungswerten konzentrieren [61].

2.3 Merkmale von Niederspannungsnetzen

Niederspannungsnetze bilden die unterste Netzhierarchieebene im deutschen Stromnetz. Die Nennspannung beträgt in Niederspannungsnetzen 400 V, wobei es über Netzstationen aus einem übergeordneten Mittelspannungsnetz gespeist wird [62, pp. 565-567]. Insgesamt sind in Deutschland derzeit 1,35 Millionen Kilometer Niederspannungsnetz installiert, was im Jahr 2019 circa 66,7 % der Gesamtlänge des installierten Stromnetzes entsprach [63].

Nachfolgend werden die wesentlichen netzseitigen Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen hinsichtlich der Netzauswirkungen behandelt: Netztopologie, die Auslegung und Dimensionierung der Niederspannungsnetze, die Merkmale der Spannungsqualität sowie die relevanten Netzelemente, worunter Leitungen, Lasten und dezentrale Erzeuger fallen.

2.3.1 Topologien

Die Topologie von Niederspannungsnetzen ist im Wesentlichen von der Lastdichte abhängig. Dazu werden bei der Netzkonzeption Aspekte der Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Instandhaltung und Spannungsqualität berücksichtigt. Ebenso haben geografische Gegebenheiten einen Einfluss auf die Netztopologie. Zudem sind Niederspannungsnetze und deren Topologie oftmals historisch gewachsen. In Niederspannungsnetzen sind – in Reihenfolge steigender Lastdichte – die Topologien der Strahlennetze, der Ringnetze, sowie der und mehrfach gespeiste Maschennetze verbreitet. In ebendieser Reihenfolge steigen auch der Aufwand der Wiederinbetriebnahme sowie die Anforderungen an das Bedienpersonal. Daneben existieren Misch- und Sonderformen. Es sei erwähnt, dass Industrienetze in ihrer Topologie ähnlich aufgebaut sind, hier aber nicht weiter relevant sind. [62, pp. 545-550]

Typischerweise sind Niederspannungsnetze für Einzelverbraucher bis etwa 300 kW ausgelegt [64, p. 84]. Die drei üblichen Netztopologien – Strahlennetze, Ringnetze und Maschennetze – sind in Abbildung 7 schematisiert und werden nachfolgend detailliert.

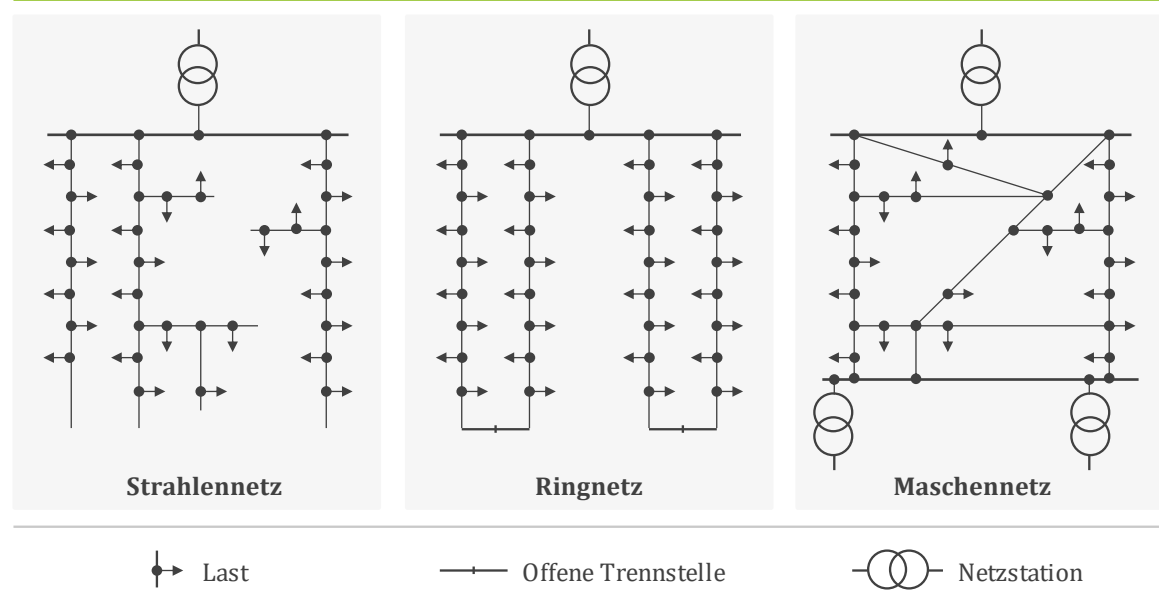


Abbildung 7: Typische Topologien Niederspannungsnetze, angelehnt an [64]

Strahlennetze stellen die einfachste und übersichtlichste Netztopologie dar. Die Versorgungsleitungen („Stiche“) laufen strahlenförmig von dem Punkt der Einspeisung weg. Strahlennetze werden in Bereichen mit geringer Lastdichte angewandt, beispielsweise in ländlichen Gegenden, in urbanen Bereichen jedoch kaum. Vorteilhaft sind, durch die simple Struktur, die geringen Anforderungen an den Netzschutz sowie eine einfache Fehlersuche. Zudem sind Installation und Betrieb von Strahlennetzen kostengünstig. Dem entgegen stehen Spannungsabfälle und Leistungsverluste bei sehr langen Stichen, die durch das Einschalten großer Lasten verstärkt werden können. Zudem ist die Versorgungssicherheit von Strahlennetzen

gering. Jedoch kann diese durch die Installation von Verbindungsleitungen zu Nachbarnetzen oder der Erweiterung der Stiche zu Ringnetzen gesteigert werden. [62, p. 547]

Ringnetze folgen dem Prinzip der zweiseitigen Versorgung. Grundsätzlich sind in Ringnetzen die Enden zweier Stiche („Halbringe“) miteinander verbunden, wobei die Verbindung im Normalbetrieb durch einen geöffneten Schalter getrennt ist. Bei einem Kurzschluss in einem der Halbringe wird der Schalter geschlossen und der betroffene Halbring durch den ungestörten Strahl weiter versorgt. Damit steigt die Versorgungssicherheit gegenüber Strahlennetzen bei moderaten Mehrkosten maßgeblich an. Wenn der Vermaschungsgrad eines Ringnetzes ansteigt, steigen Eigen- und Versorgungssicherheit. Die Installation von Ringnetzen bietet sich in Niederspannungsstraßennetzen besonders an. [62, p. 548]

Maschennetze bieten durch ihre Topologie das höchste Maß an Versorgungssicherheit. Knoten und Zweige werden hier mindestens aus zwei verschiedenen Richtungen mit Energie versorgt. Durch Sicherungen an allen Zweigen und Abgängen können Kurzschlüsse auf einen kleinen Bereich limitiert werden. Kleinere Maschennetze werden über einen Trafo im Zentrum (einseitige Speisung), größere Maschennetze aus mehreren Trafos gespeist. Bei Letzteren werden einsträngige oder mehrsträngige Varianten differenziert. Maschennetze werden besonders in Räumen mit einer hohen Lastdichte (ab circa 5 MVA/ km²) und zahlreichen Verbrauchern mit unterschiedlichen Lastprofilen eingesetzt. Vorteile der Maschennetze sind eine gute Spannungsqualität und Versorgungssicherheit, nachteilig sind hohe Investitionskosten, ein höherer Wartungsaufwand und die schwierige Wiederinbetriebnahme nach einem Netzzusammenbruch. Seit den 1970er Jahren wird daher die Planung größerer Maschennetze vermieden. Maschennetze mit einem geringen Maschengrad gelten als vermaschte Netze. [62, pp. 549-550]

In Bereichen mit einer sehr hohen Lastdichte (30 bis 50 MVA/ km²) kommen Anschluss- oder Stummelnetze, kurze Strahlennetze, zum Einsatz [64, p. 84].

2.3.2 Dimensionierung

Die Belastbarkeit von Niederspannungsnetzen durch HPC-Ladeinfrastruktur ist stark von der Auslegung und Dimensionierung dieser Netze abhängig. Abhängig von der Netzebene und der Planungsmethode liegen unterschiedliche Planungskriterien für elektrische Netze vor.

Konventionelle Netzplanung: Niederspannungsnetze werden typischerweise auf Basis der Netzbelastung durch die angeschlossenen Verbraucher dimensioniert. Zumeist werden Anzahl und Art der Verbraucher aus dem lokalen Bebauungsplan abgeleitet. Für die typischen Verbraucherarten, etwa Haushalte, liegen Richtwerte und Lastprofile vor. Mittels Gleichzeitigkeitsfaktor wird die relevante Netzlast ermittelt. Weiterhin sind Netzstrukturen und Netz-

schutz bei der Auslegung von Niederspannungsnetzen relevant. Hierfür wird das Versorgungsgebiet in Teilnetze untergliedert, deren Größe sich oftmals an der Lastkapazität von 630 kVA Transformatorstationen orientiert. Diese Stationen sollten möglichst nah am Lastzentrum platziert werden. Weiterhin muss die thermische Dauerbelastung berücksichtigt werden. [64, pp. 509-512]

Für den Laststrom I_b und den thermisch zulässigen Betriebsstrom I_z gilt bei der Auslegung daher:

$$I_b \leq I_z \quad [2.2]$$

Wenn neue Lasten in einem bestehenden Niederspannungsnetz installiert werden, hat dies Konsequenzen für die bisherige Netzauslegung. Geringe Lasterhöhungen können durch eine Verstärkung der Netzstationen abgefangen werden. Zur Kompensation höherer Lastanstiege hingegen müssen oftmals zusätzlich neue Kabel verlegt werden. Zudem sollten leistungsinensitive Verbraucher, wie HPC-Ladeinfrastruktur, nahe des ursprünglich geplanten Lastzentrums installiert werden. [64, pp. 370-371]

Zeitreihenbasierte Netzplanung: Alternativ zur konventionellen Netzplanung können Netzbetriebsmittel auf Basis von Jahreszeitreihen dimensioniert werden. Für alle Erzeuger und Lasten werden repräsentative Zeitreihen hinterlegt. Dies ermöglicht eine realitätsnahe Ermittlung der Netzsituation respektive von abweichenden Szenarien. [65]

Vorteilhaft ist dabei, dass eine Aussage über die Häufigkeit und Dauer von Lastsituationen und Spannungsänderungen getroffen werden kann. Insbesondere zeitliche Zusammenhänge und Abhängigkeiten können abgebildet werden. Durch entsprechende Simulationen kann eine Aussage über die Auswirkungen simulativer Netzelemente – wie Ladeinfrastruktur, Batteriespeicher oder dezentrale Erzeuger – getroffen werden. [66]

Herausfordernd sind hingegen die Generierung der repräsentativen Zeitreihen, lange Rechenzeiten und große Datenmengen, die es auszuwerten gilt [65].

2.3.3 Spannungsqualität

HPC-Ladeinfrastruktur hat durch die hohen abrufbaren Leistungen das Potential, die Versorgungs- und insbesondere die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz spürbar zu beeinflussen. Spannungsqualität bedeutet das Einhalten der Nennspannung bei ihren Abnehmern [62]. Spannungsänderungen sind in einem bestimmten Umfang tolerierbar; dabei werden Spannungsänderungen im Rahmen der Spannungshaltung reguliert. Nachfolgend werden langsame und schnelle Spannungsänderungen detailliert und Maßnahmen der Spannungshaltung vorgestellt.

Langsame Spannungsänderungen: Als lokale Größe kann der Spannungsbetrag im gleichen Netz oder Strang zur gleichen Zeit unterschiedliche Werte annehmen. Dies ist auf die Netzbetriebsmittel zurückzuführen. Generell senken Verbraucher die Spannung, wohingegen Erzeuger die Spannung anheben. Abbildung 8 illustriert den Zusammenhang von Spannungsgrenzen und daraus resultierenden Bändern, innerhalb derer sich der Spannungsbetrag bewegen kann.

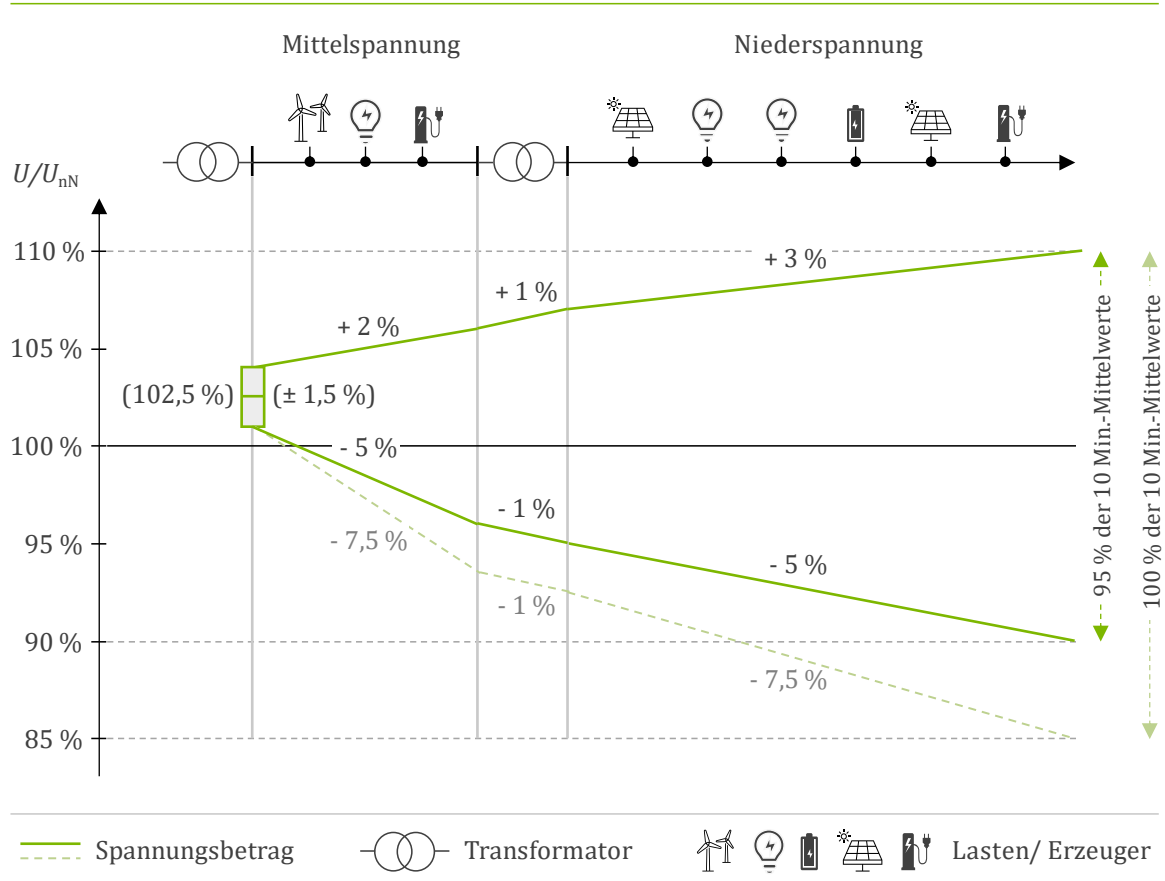


Abbildung 8: Darstellung der Spannungsgrenzen und Spannungsänderungen eines typischen Mittel- und Niederspannungsnetzes nach DIN EN 50160; angelehnt an [67]

Im Dreileiternetz muss die genormte Netznominalspannung $U_{nN} = 400 \text{ V}$ betragen. Bezogen auf langsame Spannungsänderungen muss sich die tatsächliche Spannung innerhalb eines zulässigen Spannungsbandes $[U_{N_min}, U_{N_max}]$ um U_{nN} bewegen: [64, p. 370]

$$U_{N_min} \leq U_{nN} \leq U_{N_max} \quad [2.3]$$

Konkret sind die Spannungsbänder dabei in der DIN EN 50160 bezogen auf den Zeitraum einer Woche wie folgt definiert [68]:

$$\{U_{nN} \mid 90 \% U_{nN} \leq U_{nN} \leq 110 \% U_{nN}\} \quad \text{für 95 \% der 10 Minuten-Mittelwerte}$$

$$\{U_{nN} \mid 85 \% U_{nN} \leq U_{nN} \leq 110 \% U_{nN}\} \quad \text{für 100 \% der 10 Minuten-Mittelwerte}$$

Da Transformatoren zwischen Mittel- und Niederspannungsebene üblicherweise über keine oder nur wenig umfangreiche Spannungsregelungen, etwa Stufenschalter, verfügen, gilt dieses Spannungsband über beide Netzebenen hinweg. Historisch ist das verfügbare Spannungsband in der Regel unsymmetrisch aufgeteilt und leicht nach oben verschoben. Praktisch darf die Spannung des Niederspannungsnetzes daher bei 95 % der 10 Minuten-Mittelwerte um bis zu 5 % absinken; in 100 % der 10 Minuten-Mittelwerte um bis zu 7,5 %. Ein Anstieg ist praktisch um nicht mehr als 3 % erlaubt. [67]

Herausfordernd ist hierbei, dass die meisten bestehenden Verteilnetze in den letzten Jahren sukzessive mit dezentralen Erzeugern durchsetzt wurden. In Niederspannungsnetzen ist hierbei insbesondere die Energieerzeugung durch Photovoltaik (PV) relevant. Weiterhin wird durch die Ladeinfrastruktur ein neuer leistungsstarker Verbrauchertyp in den Verteilnetzen installiert. [69, p. 31]

Schnelle Spannungsänderungen: Richtlinien zur schnellen Spannungsänderungen werden in der DIN EN 50160 vorgegeben und in den TAR 4100 sowie der DIN EN IEC 61000-3-11 konkretisiert. Grundsätzlich werden schnelle Spannungsänderungen durch Laständerungen, Schalthandlungen oder Netzfehler verursacht. Eine schnelle Spannungsänderung ist als Änderung der Spannung innerhalb von $\pm 10\%$ um die Nennspannung bei einer Änderungsrate von mehr als 0,5 % pro Sekunde gegenüber dem stationären Zustand definiert. In der Regel sind schnelle Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz nicht größer als $5\% U_{NN}$. [68]

In dieser Arbeit werden vorwiegend langsame Spannungsänderungen betrachtet.

Spannungshaltung: Die Knotenspannung innerhalb vorgeschriebener Grenzen zu halten, liegt in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Spannungshaltung. Die Aufgaben der Spannungshaltung können in statische Spannungshaltung und dynamische Netzstützung untergliedert werden, wobei erstere hier fokussiert wird. [70]

Die statische Spannungshaltung stellt sicher, dass sich die Spannung im Normalbetrieb eines Netzes innerhalb zulässiger Grenzen bewegt. Die Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen wird bereits in der Netzplanung berücksichtigt, etwa durch die Dimensionierung ausreichend starker Leitungen. Eine technische Option zur Spannungshaltung bildet die Installation regelbarer Ortsnetztransformatoren oder von Einzelstrangreglern [67]. Ein wirksames Instrument zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen ist das Blindleistungsmanagement durch Wechselrichter von dezentraler Erzeugern. Dies kann durch die Anpassung des festen Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi)$ oder mittels Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie Q(P) erfolgen. Ebenso kann die sogenannte Q(U)-Regelung wirksam unterstützen [71]. Wei-

terhin bieten Batteriespeicher die Möglichkeit, Erzeugungsspitzen zu kompensieren. Die Auswahl der Maßnahmen zur Spannungshaltung sollte auf Basis der Netztopologie und der Versorgungssituation erfolgen. Eine Kombination der genannten Maßnahmen ist möglich [72].

2.3.4 Netzbetriebsmittel

Wesentliche Elemente des Niederspannungsnetzes bilden Leistungstransformatoren und Leitungen als Netzbetriebsmittel. Diese sind für die Übertragung und Verteilung der Energie an Lasten und von den dezentralen Erzeugern verantwortlich.

Leistungstransformatoren: Die Aufgabe von Leistungstransformatoren ist das Umformen von Spannung in der Art, in der die elektrische Leistung günstig transportiert und verteilt werden kann [64, p. 123]. Prinzipiell wird bei einem Transformator auf der Primärseite durch die Wechselfrequenz ein wechselnder magnetischer Fluss induziert. Dieser Fluss induziert schließlich auf der Sekundärseite des Transformators eine Wechselfrequenzspannung [73, pp. 466-469].

Leistungstransformatoren werden in einer Vielzahl technischer Varianten umgesetzt. Grundsätzlich verfügen Transformatoren über mindestens zwei Windungen eines elektrischen Kreises, die sogenannten Wicklungen. Diese Wicklungen (Oberspannungswicklungen und Unterspannungswicklungen) sind über einen Eisenkern magnetisch gekoppelt. Verbreitet sind dabei Zwei- und Dreiwicklungsausführungen. Transformatoren können ein oder dreiphasig konstruiert werden. Die Bemessungsübersetzung \ddot{u}_r ergibt sich aus den Bemessungsspannungen der Oberspannungsseite (U_{r1T}) und Unterspannungsseite (U_{r2T}), wobei etwaige Phasenverschiebungen nicht erfasst sind:

$$\ddot{u}_r = \frac{U_{r1T}}{U_{r2T}} \quad [2.4]$$

Das Übersetzungsverhältnis kann bei einigen Transformatoren über einen manuellen oder geregelten Stufenschalter beeinflusst werden. Hierdurch kann über die entsprechende Wahl des Wicklungsabgriffes an der Oberspannungsseite die Spannung maßgebend beeinflusst werden. Möglich ist ein Stellbereich von $\pm 22\%$ der Bemessungsübersetzung; wobei bei großen Stellbereichen typischerweise bis zu ± 13 Übersetzungsschritte konzipiert. [64, pp. 123-165]

Oftmals sind die Stufenschalter bei Transformatoren zwischen Mittel- und Niederspannungsebene nicht unter Last einstellbar, sondern weisen feste Stufen auf, beispielsweise $\pm 2,5\%$ [74, p. 229].

Die Leistungsverluste eines Transformators im Bereich der Mittel- und Niederspannung sind gering, der Wirkungsgrad beträgt etwa 99% [62, p. 409]. Die dennoch durch Wicklungen und

Eisenkern erzeugte Verlustwärme wird über das Öl bei Öltransformatoren oder einen Luftstrom bei Gießharztransformatoren abgeführt [64, pp. 123-169]. Technisch ist bei luftgekühlten Transformatoren die temporär mögliche Überlast geringer als bei ölgekühlten Bauarten [75, p. 132].

Transformatoren, die im Verteilnetz eingesetzt werden, weisen einen Leistungsbereich von 100 kVA bis 2 MVA auf. Die Bemessungsleistungen sind dabei durch die DIN EN 60076-1 normiert. [75, p. 158]

Zusätzliche Details zu Parametern, Prüfungen und Toleranzen von Leistungstransformatoren sind in der Norm DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1): 2012-03 vorgegeben [76].

Leitungen: Leitungen sind Betriebsmittel zum Transport und zur Verteilung elektrischer Energie. Freileitungen und Erdkabel bilden hierbei die wichtigsten Typen. Hier sind insbesondere Erdkabel relevant, da Ortsnetze aus Sicherheit und Ästhetik durchweg verkabelt werden. Der Kabelanteil am Niederspannungsnetz betrug 2011 etwa 89 %. Gegenüber Freileitungen zeichnen sich Kabel durch eine geringere Ausfallrate aus, wohingegen die Installation von Kabeln kostenintensiver und die Reparatur aufwendiger ist und länger dauert. Kabel werden in Niederspannungsnetzen unterhalb der Frostgrenze in 0,8 Meter Tiefe verlegt. Ein wichtiger Parameter von Kabeln ist der Verlustfaktor $\tan(\delta)$. Dieser wird durch die Erwärmung des Kabels merklich erhöht, wodurch die dielektrischen Verluste ansteigen, wodurch die Temperatur nochmals steigt. Hierdurch wird die Lebensdauer des Kabels verkürzt. Um dem vorzubeugen, darf die bauartabhängige Betriebstemperatur ϑ_b (typischerweise 70° C – 90° C) nicht überschritten werden. Wesentlichen Einfluss auf die Kabeltemperatur hat der Betriebsstrom. Für jeden Kabeltyp liegt daher ein zulässiger Betriebsstrom I_z vor. In der DIN VDE 0276 sind Bemessungsströme I_b für den üblichen Netzbetrieb von Normkabeln angegeben. Weichen die tatsächlichen lokalen Bedingungen weit ab, wird aus dem Bemessungsstrom und Umrechnungsfaktoren f_i der Betriebsstrom ermittelt. Für zwei Einflussfaktoren gilt der Zusammenhang:

$$I_z = f_1 \cdot f_2 \cdot I_r \quad [2.5]$$

Abhängig von den Umweltbedingungen können die zulässigen Ströme I_z größer oder kleiner als der Bemessungsstrom I_r ausfallen. Neben den Betriebsströmen sind weiterhin die Parameter Widerstandsbelag, Reaktanzbelag und Suszeptanzbelag relevant. Diese Werte sind generell in den technischen Datenblättern der Kabeltypen dokumentiert. Bedingt durch den Leitungswiderstand und die Kabellänge sinkt die Spannung entlang eines Kabels ab. [64, pp. 243-254]

Für die Kabeltypen NAYY 4x150SE 0.6/1kV und NAYY 4x240SE 0.6/1kV sind die Kennwerte beispielhaft in Tabelle 2 gezeigt.

Typbezeichnung	Resistanz (Ω/km)	Reaktanz (Ω/km)	Suszeptanz ($\mu\text{S}/\text{km}$)	Nennstrom (A)
NAYY 4x150SE 0.6/1kV	0,201	0,804	260,752	270
NAYY 4x240SE 0.6/1kV	0,127	0,080	273,319	357

Tabelle 2: Elektrische Parameter von Leitungstypen im Niederspannungsnetz, nach [65]

2.3.5 Lasten

Als Last kann zusätzliche HPC-Ladeinfrastruktur nicht nur die Anschlussleistung eines Betrachtungsgebiets im Niederspannungsnetzes erhöhen, sondern beeinflusst auch Wirk- und Blindleistungsverhalten. Im kritischen Fall können Netzengpässe entstehen.

Generell werden hier ruhende Verbraucher sowie zu Mischlasten zusammengefasste Verbraucher betrachtet. Das Netz wird dabei maximal mit der Summe der Bemessungswirkleistungen der jeweilig angeschlossenen Verbraucher P_r belastet werden. Diese Gesamtleistung, Anschlusswert P_A beträgt bei m Verbrauchern: [64, p. 258]

$$P_A = \sum_{i=1}^m P_{ri} \quad [2.6]$$

Dabei ist der Betrag der tatsächlichen Maximallast geringer, da nicht alle Lasten gleichzeitig die Anschlussleistung P_A nutzen. Dieser Zusammenhang wird mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g bezeichnet. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren variieren zwischen unterschiedlichen Verbrauchertypen. Für ein Stadtviertel mit n Wohneinheiten beträgt die Leistung P dann: [64, p. 258]

$$P = n \cdot g \cdot P_A \quad [2.7]$$

Lasten im Niederspannungsnetz sind zunehmend heterogener. Zusätzliche große Lasten wie Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen resultieren in einer stärkeren Belastung der Netze und können strombedingte Netzengpässe erzeugen. Durch diese leistungsstarken Verbraucher gewinnen Engpass- und Lastflussmanagement im Niederspannungsnetz an Bedeutung. [77]

Relevante Lasten in den Niederspannungsnetzen sind im Kontext dieser Arbeit Haushalts- und Gewerbelasten, Ladeinfrastruktur sowie Batteriespeicher. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) stellt einheitliche Standardlastprofile für Haushalte

und Gewerbe bereit; diese werden in Abbildung 9 dargestellt. Deren mittlere Viertelstundenwerte können als durchschnittliches Profil für den entsprechenden Verbraucher bei einem normierten Jahresverbrauch von 1.000 kWh angesehen werden. [78]

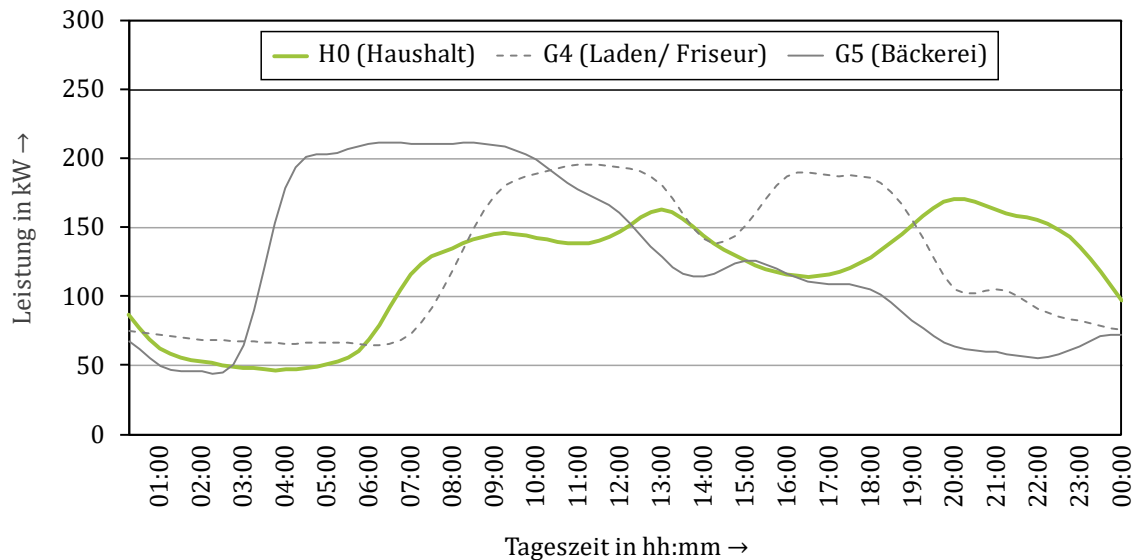


Abbildung 9: BDEW-Standardlastprofile (Sommer, werktags), nach [78, 79]

Haushalte und Gewerbe sind wesentliche Verbraucher in Niederspannungsnetzen. Innerhalb der Lasttypen bestehen Unterschiede zwischen Jahreszeiten und Wochentagen. Generell sind diese Lastprofile nicht für Verbraucher mit Sonderanwendungen wie Nachtspeicher gültig. Diese Sonderfälle treten durch die Installation von Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Batteriespeicher vermehrt auf. [78]

Ladeinfrastruktur bildet in Niederspannungsnetzen eine zusätzliche Last. Grundsätzlich ist die Last durch EV wesentlich von den Mobilitätsmerkmalen der Nutzer und den Leistungskennwerten der Ladeinfrastruktur abhängig. Dadurch fluktuieren die Lastgänge von Ladeinfrastruktur deutlich. Der BDEW stellt keine expliziten Lastprofile für Ladevorgänge von Elektroautos bereit. Einige lokale Energieversorgungsunternehmen, wie die Mainzer Netze GmbH, greifen auf Lastprofile für Ladeinfrastruktur zurück [80]. Abbildung 10 stellt das Lastprofil, dass die Mainzer Netze GmbH für die Netzplanung anwendet den Ankunfts wahrscheinlichkeiten zweier typischer Pkw-Nutzergruppen gegenüber, die im urbanen Raum vorzufinden sind.

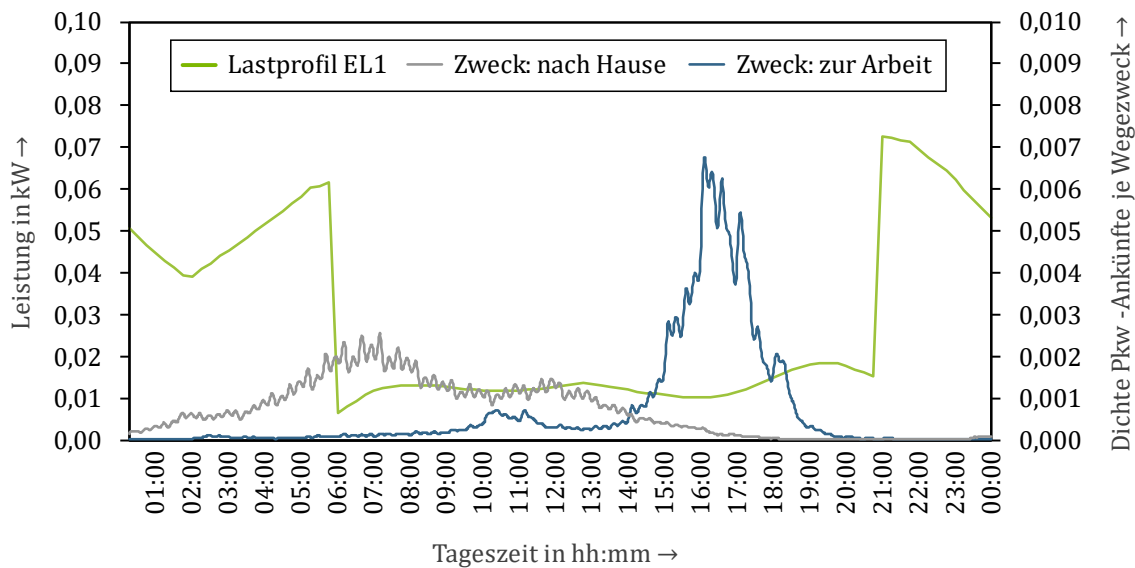


Abbildung 10: Vergleich der Verläufe von Lastprofil EL1 und der Dichte der Pkw-Ankünfte nach Wegezweck, werktags [26, 80]

Hierbei wird deutlich, dass das Lastprofil „EL1“ stark von den Ankunftswahrscheinlichkeiten der beiden Vergleichsgruppen „Weg zur Arbeit“ und „Weg nach Hause“ abweicht. Damit häufen sich die Ladelasten dieser Gruppen wahrscheinlich am Nachmittag, was zu einer fehlerhaften Lastprognose führen kann.

Batteriespeicher bilden die dritte relevante Verbrauchergruppe. Details zu den Funktionsmerkmalen von Batteriespeichern sind Abschnitt 2.4 zu entnehmen. Abhängig von den Ladebedarfen kann die Ladelast zeitlich und in ihrer Höhe variiert werden. Für Batteriespeicher gibt es keine typischen Lastprofile. Technisch können Batteriespeicher auch eine Erzeugerrolle annehmen.

2.3.6 Dezentrale Erzeuger

Zunehmend verlagern sich die Erzeugerkapazitäten in die Verteilnetze, wodurch 95 % der erneuerbaren Erzeugerleistung in Verteilnetzen installiert sind, was zur Folge hat, dass diese Netze zusätzlich belastet werden [81]. An Niederspannungsnetzen werden hierbei insbesondere PV-Anlagen und zunehmend Batteriespeicher angeschlossen. Historisch sind Niederspannungsnetze auf eine zentrale Einspeisung ausgelegt. Einerseits ergibt sich hierdurch in Niederspannungsnetzen eine Herausforderung durch die Vermeidung lokaler Netzüberlastung, andererseits können dezentrale Erzeuger Lastspitzen abfangen [69, pp. 169-173]. Grundlegend gelten für das Zusammenspiel dezentraler Erzeugungseinheiten die gleichen Zusammenhänge zu Gleichzeitigkeitsfaktoren, Wirk- und Blindleistung wie bei Lasten. Die technischen Anforderungen an dezentrale Erzeuger sind in der VDE-Anwendungsregel 4105

definiert [71]. Die Spannung, die von PV-Anlagen und Batteriespeichern in das angeschlossene Niederspannungsnetz eingespeist wird, darf nicht mehr als 3 % über der Netzspannung liegen. Zudem müssen Wechselrichter netzunterstützende Funktionen bereitstellen. Weiterhin regelt auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz die Regelung verteilter Erzeuger durch Energieversorgungsunternehmen [82].

PV-Anlagen haben im Jahr 2020 50,6 TWh Strom erzeugt und damit zu 9,2 % zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland beigetragen. Diese Energie stammt aus einer installierten Nennleistung von 54 GW. Entsprechend der Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 müssen bis 2030 jährlich durchschnittlich 5 GW Kapazität im Saldo neu installiert werden. Die meisten der zwei Millionen PV-Anlagen sind in Niederspannungsnetzen installiert. [83, pp. 5-6]

Die Erzeugungsleistung von PV-Anlagen ist von der Nähe zum Äquator und der Jahreszeit sowie spezifischen technischen Anlagenmerkmalen (u. a. Wirkungsgrad, Temperatur) abhängig und wird für je einen Winter- und Sommertag des Jahres 2016 in Abbildung 11 dargestellt.

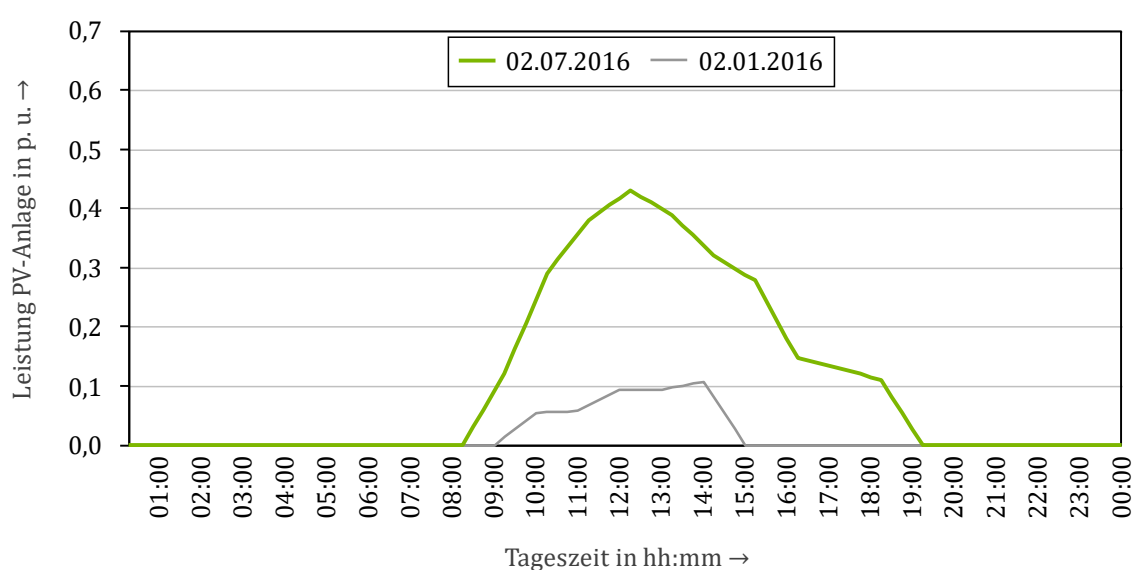


Abbildung 11: Erzeugungsprofil in 15 Minuten-Schritten einer Photovoltaikanlage mit Westausrichtung aus dem SimBench Referenzdatensatz [65]

Generell gilt: Je südlicher eine Anlage in Deutschland positioniert ist, desto höher ist das solare Dargebot; zudem generiert eine PV-Anlage im Sommer mehr Energie als im Winter [83]. Im Sommer liegt die maximale Erzeugerleistung einer exemplarischen PV-Anlage mit Westausrichtung etwa vierfach so hoch wie im Winter [65].

Die Durchsetzung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Erzeugern birgt hinsichtlich der Netzstabilität Herausforderungen und Chancen. Grundsätzlich kommt die dezentrale so-

wie flächige Verteilung von PV-Anlagen der Aufnahme und Verteilung der elektrischen Energie durch das Stromnetz entgegen. Zudem können PV-Anlagen am Tag Lastspitzen in Niederspannungsnetzen abfangen. Weiterhin kann der Wechselrichter von PV-Anlagen das Blindleistungsmanagement im Niederspannungsnetz unterstützen [72]. Andererseits fluktuiert das solare Dargebot und die synchronisierte Erzeugung resultiert in hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren [69, pp. 111-116]. Daher kann die Erzeugung von PV-Anlagen durch den Netzbetreiber bei 70 % der Nennleistung abgeregelt werden [82].

2.4 Überblick über Batteriespeicher

Energiespeicher können im Niederspannungsnetz die Aufnahmefähigkeit von Lastspitzen erhöhen. Davon profitieren insbesondere leistungsstarke Verbraucher, darunter HPC-Ladepunkte. Diese können somit einfacher in ein Niederspannungsnetz implementiert werden. Grundsätzlich umfasst ein Energiespeicherzyklus dabei drei Prozesse: das Einspeichern (Laden), das Speichern (Halten) und das Ausspeichern (Entladen). Für die Umsetzung des Speicherzyklus kann zwischen verschiedenen Konzepten ausgewählt werden. Die gegenwärtig effizienteste Form der kurzfristigen Stromspeicherung wird dabei durch elektrochemische Konzepte erzielt. Im Einsatzgebiet der mobilen und stationären Speichereinheit dominieren Lithium-Ionen-Batterien (LIB) den Markt. Diese erfüllen derzeit die Anforderungen hinsichtlich Robustheit, Verfügbarkeit, Gewicht und Wirtschaftlichkeit am besten. Relevant sind hier die technischen Merkmale der Lithiumbatterien und deren Dimensionierung in Abhängigkeit des Einsatzspektrums. [84, p. 26]

2.4.1 Konstruktionsmerkmale

Abhängig von der Wahl der Elektroden gibt es unterschiedliche Konzepte für die Konstruktion von Lithium-Ionen-Batteriezellen. Der Aufbau folgt generell dem Prinzip der meisten elektrochemischen Speicher: Zwischen einer positiven Elektrode (Kathode, z. B. LiCoO_2) und einer negativen Elektrode (Anode, z. B. Graphit) befindet sich ein flüssiger oder gelförmiger Elektrolyt. Durch die Variation der Elektrodenmaterialien können die Parameter Lebensdauer, Sicherheit, Energie- und Leistungsdichte justiert werden. Die Elektroden selbst sind durch eine Separatormembran voneinander getrennt, damit ein direkter Materialkontakt sowie der resultierende Kurzschluss vermieden wird. Durch den Separator findet die Bewegung der Lithiumionen statt. Wird der äußere Stromkreis geschlossen, wandern die Ionen durch den Elektrolyten und die Elektronen durch den äußeren Stromkreis, wobei diese Arbeit verrichten. Lithium-Ionen-Zellen sind luftdicht ausgeführt. [85, pp. 281-299]

Die Nennspannung von LIB liegt – abhängig von der Zellchemie – zwischen 3,2 und 3,9 Volt und wird zum sicheren Betrieb der Lithium-Ionen-Zellen auf ein bestimmtes Spannungsband beschränkt. Die Nennkapazität kann durch einen CCCV-Ladezyklus (auch IU-Ladeverfahren)

mit einer nachfolgenden CC-Entladung bestimmt werden. Dieses Verfahren wird üblicherweise für das Laden von LIB angewandt. Abbildung 12 schematisiert einen CCCV-Ladezyklus.

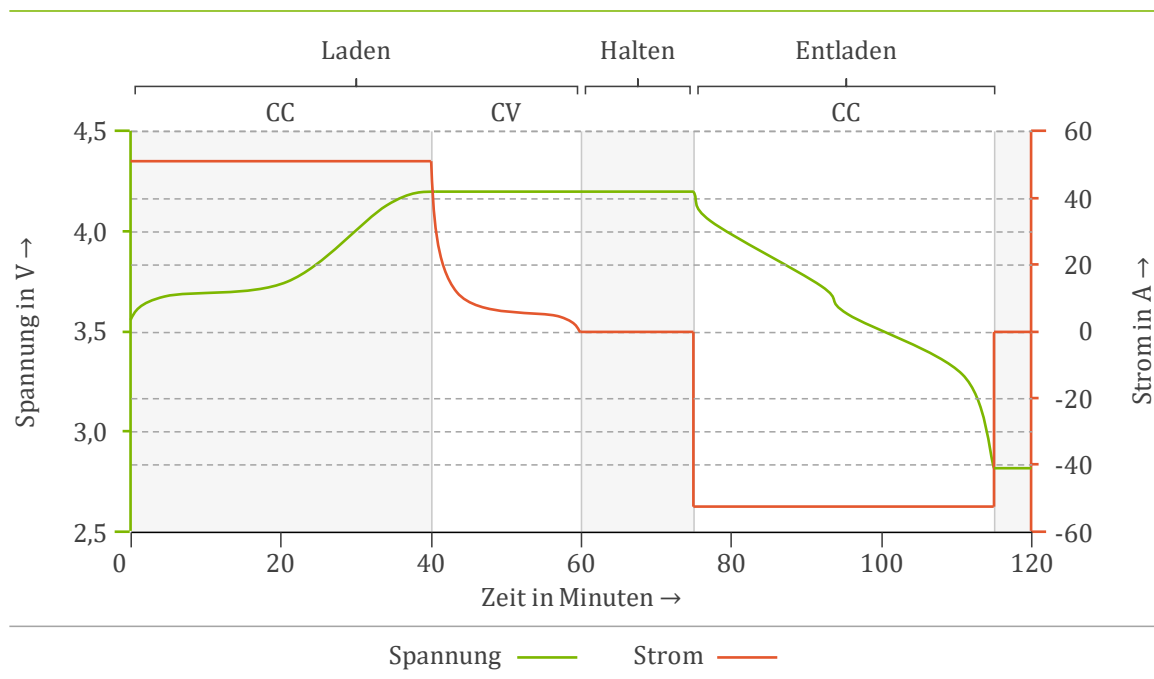


Abbildung 12: Schematischer Lade- und Entladezyklus (CCCV) einer Lithiumbatterie, angelehnt an [84]

Das Aufladen setzt sich aus der Konstantstromladung (Constant Current, CC) und der Konstantspannungsladung (Constant Voltage, CV) zusammen. Die Ladung beginnt hierfür mit einem konstanten Ladestrom, wobei die Zellspannung mit kontinuierlichem Ladezustand ansteigt. Sobald die typische Spannung (Ladeschlussspannung) des Systems erreicht ist, wird die Zellspannung auf dem Niveau der Ladeschlussspannung gehalten, wobei der Ladestrom allmählich absinkt. Wird ein vorgegebener Stromwert erreicht, wird der Ladevorgang beendet. Anschließend wird die Zelle mit einem konstanten Strom (CC) entladen, wobei die Spannung der Zelle absinkt. Wird dann ein bestimmter Spannungswert unterschritten, ist die Entladung beendet. [85, pp. 299-300]

Die nutzbare Speicherkapazität von LIB ergibt sich aus mehreren Faktoren: Zunächst aus der installierten Kapazität sowie der Entladetiefe (Depth of Discharge, DoD) der Batteriezellen. Die Entladetiefe von LIB wird zur Steigerung der Lebensdauer limitiert. Ein DoD-Wert liegt bei LIB daher bauartbedingt bei etwa 80 %, woraus ein typischer Nutzungsbereich zwischen 15 % und 95 % des komplementären State of Charge (SoC) resultiert [86]. Praktisch entscheidet damit die Entladetiefe, wie viel der gespeicherten Energie nutzbar ist [87]. Weiterhin hängt die praktisch verfügbare Speicherkapazität C wesentlich von dem Entladestrom I sowie der Nennkapazität C_N und dem Nennstrom I_N ab. Generell gilt: Je höher der Entladestrom,

desto weniger elektrische Energie kann aus einer LIB entnommen werden. Die Peukert-Gleichung illustriert diesen Zusammenhang:

$$C = C_N \cdot \left(\frac{I_N}{I}\right)^{k-1} \quad [2.8]$$

Dabei wird k von konstruktionsbedingte Parametern sowie der Temperatur bedingt und liegt bei LIB zwischen 1,1 und 1,4 [88]. Die Lade- und Entladerate (C-Rate) wird zur Angabe der maximal zulässigen Lade- und Entladeströme von LIB herangezogen. Eine höhere C-Rate entspricht dabei einem höheren Entladestrom. Hochleistungszellen können höhere Entladeströme (12C bis 15C) händeln und stellen daher eine höhere Kapazität bereit als herkömmliche Lithiumzellen (5C bis 8C), bei denen die Zellspannung bei hohen Entladeströmen schneller absinkt. [85, pp. 299-303]

Weitere maßgebliche Leistungskennwerte von LIB sind Wirkungsgrad, Leistungsdichte und Energiedichte. Ersterer wird durch den Ladewirkungsgrad und den Spannungswirkungsgrad bedingt und liegt bei über 90 % [87, p. 235]. Weiterhin sind bei der Ermittlung des Wirkungsgrads die Umwandlungsverluste durch Wechsel- und Gleichrichter sowie weiterer Leistungselektronik zu berücksichtigen: Für stationäre PV-Speicher wurden im Jahr 2018 – systemabhängig – in für einen Lade- und Entladezyklus Systemwirkungsgrade zwischen 75 % und 95 % genannt [89]. In anderer Literatur wird ein Effizienzbereich von 77 % bis 90 % für PV-Heimspeicher auf dem Prüfstand ermittelt [90]. Die Leistungsdichte von Lithiumbatterien beträgt etwa 1,5 kW/kg [87]. Die Energiedichte ist in der Praxis insbesondere bei mobilen Anwendungen relevant und liegt derzeit typenabhängig zwischen 110 Ah/kg ($\text{Li}_x\text{Mn}_2\text{O}_4$) und 190 Ah/kg ($\text{LiNi}_{1-a-b}\text{MnCo}_b\text{O}_2$) [85, p. 285]

Die Einflussfaktoren auf die Lebensdauer von LIB werden in kalendarische Alterung (Umgebungstemperatur, Selbstentladung) sowie Zyklfestigkeit (C-Rate, Temperatur, DoD) differenziert und hierbei auch als Stressfaktoren bezeichnet [85, p. 301]. Zu berücksichtigen ist dabei, dass das praktische Lebensende nicht dann erreicht ist, wenn die Batterie irreparable Fehler aufweist, sondern die nutzbare Kapazität nicht mehr für den Anwendungsfall ausreicht [86].

2.4.2 Ladestrategien

Die Ladestrategie gibt vor, wie ein Batteriespeicher elektrische Energie aufnimmt und abgibt. Nachfolgend werden zwei praxisgerechte Ladestrategien zur Kombination von Batteriespeichern mit HPC-Infrastruktur sowie zum Ausgleich dezentraler Erzeugung vorgestellt.

Direktes Laden: Der Batteriespeicher wird dann geladen, wenn genügend Energie bereitgestellt werden kann. Werden HPC und Batteriespeicher als ein System betrieben, wird der Batteriespeicher immer dann geladen, wenn HPC weniger Leistung als die Anschlussleistung des Systems anfordert. Nachteilhaft kann dabei wirken, dass steile Lastgradienten auftreten, sobald der Speicher vollständig geladen ist [91, p. 713]. Dieser Effekt kann durch Netzanschlussleistung und Lademanagement verringert werden.

Peak Shaving: Stromspeicher können zur Reduktion von Einspeisespitzen dezentraler Erzeuger sowie von Nachfragespitzen lokaler Verbraucher genutzt werden [92]. Überschreitet die Einspeiseleistung einer PV-Anlage eine definierte Schwelle, wird die darüber hinaus gehende Energie durch den Batteriespeicher aufgenommen.

Weitere Ladestrategien sind beispielweise das verzögerte Laden, prognosebasiertes Laden, Optimierung des Eigenverbrauchs und Spitzenglättung. Batteriespeicher können zudem für die Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt werden [92]. Weiterhin gibt es das Laden nach Netzvorgaben [93, pp. 247-248].

Grundsätzlich sind Kombinationen von Ladestrategien und Mehrfachnutzungen des Stromspeichers möglich.

2.4.3 Einsatzspektrum

Batteriesysteme eignen sich durch ihre Charakteristika gleichermaßen für den Einsatz bei stationären und mobilen Anwendungen, wobei in dieser Arbeit der stationäre Einsatz fokussiert wird. Vom Einsatzzweck abhängig werden Batteriesysteme unterschiedlich ausgelegt und dimensioniert. Während bei stationären Batteriespeichern eine hohe zyklische Lebensdauer nachgefragt wird, steht bei der Anwendung in EV eine hohe Energiedichte im Vordergrund [94].

Vorteile des Einsatzes von Batteriespeichern in Systemen im Niederspannungsnetz sind beispielsweise kurze Installations- und Inbetriebnahmezeiten, Skalierbarkeit und Automatisierbarkeit. Herausfordernd können regulatorische Rahmenbedingungen wirken, die Koordination zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern oder den netzdienliche Einsatz erfordern. [92]

Batteriespeicher im stationären Einsatz können zentral und dezentral sowie in verschiedenen Größenklassen hinsichtlich der Speicherkapazität betrieben werden. Insbesondere im Niederspannungsnetz und bei kleineren Dimensionierungen sind Lithiumbatteriespeicher, zumal hier der Zubau dezentraler Erzeuger verbreitet ist, eine wirtschaftliche Option [95]. Die Anwendungsgebiete werden dabei in Behind-the-Meter (BTM) und Front-the-Meter (FTM) bezüglich der Position im Elektrizitätsnetz klassifiziert. BTM-Anwendungen umfassen

beispielsweise die Erhöhung des PV-Eigenverbrauch, können jedoch auch beim Peak-Shaving von Ladeinfrastruktur zum Einsatz kommen. FTM-Konzepte werden für die Bereitstellung von Regel- und Blindleistung, der Netzoptimierung vor dem Ausbau (NOVA-Prinzip) und Schwarzstartfähigkeit installiert. [94]

Wird ein Stromspeicher in ein HPC-System integriert, weitet sich der Optionsraum für netzverträgliche und netzdienliche Ladesteuerung erheblich. Lokale Netze müssen nun nicht weiter die (vollständige) Leistung für die Ladevorgänge der EV bereitstellen. Der Batteriespeicher kann dabei grundsätzlich in Niedriglastphasen geladen werden, aber auch bei lokalen Einspeisepeaks gezielt Energie aufnehmen [9]. Zudem kann ein System aus HPC und Batteriespeicher das lokale Engpass- und Blindleistungsmanagement unterstützen und die Einhaltung der Spannungsqualität fördern [96]. Die qualitativen Flexibilitätspotentiale der HPC-Stromspeicher-Systeme werden durch die technische Ausstattung (z. B. Blindleistungsregelung) beeinflusst, die quantitativen Potentiale hängen wesentlich von der Dimensionierung des Pufferspeichers ab. Zusätzliche Marktanreize für HPC-Systeme mit Batteriespeichern können hierbei durch die Verbindung mit netzdienlichen Stromtarifen geschaffen werden [21, pp. 345-348]. Die Dimensionierung der Speicherbatterien für HPC-Systeme orientiert sich nutzungsseitig an der zeitlichen Verteilung und dem Umfang der Ladebedarfe sowie netzseitig an der verfügbaren Leistung, die zum Laden des Speichers und des EV benötigt wird. Marktreife HPC-Systeme mit Batteriespeichern werden von E.ON und ads-tec explizit für Niederspannungsnetze angeboten. Diese ermöglichen maximale Ladeleistungen von 250 kW und 320 kW je Ladepunkt. Die Speicherkapazität liegt bei 140 kWh und 193,5 kWh [7, 8].

3 Methodik zur Analyse von High Power Charging und Batteriespeichern

Nachdem im vorherigen Kapitel ein einheitliches Verständnis für die relevanten Grundlagen und Begriffe geschaffen wurde, wird nachfolgend das methodische Vorgehen beschrieben. Ziel dieser Methodik ist die Generierung einer Datenbasis, aus der die Strategie für die Integration von HPC im Niederspannungsnetz abgeleitet werden kann. Abbildung 13 schematisiert die Vorbereitung und Durchführung des Analyseprozesses.

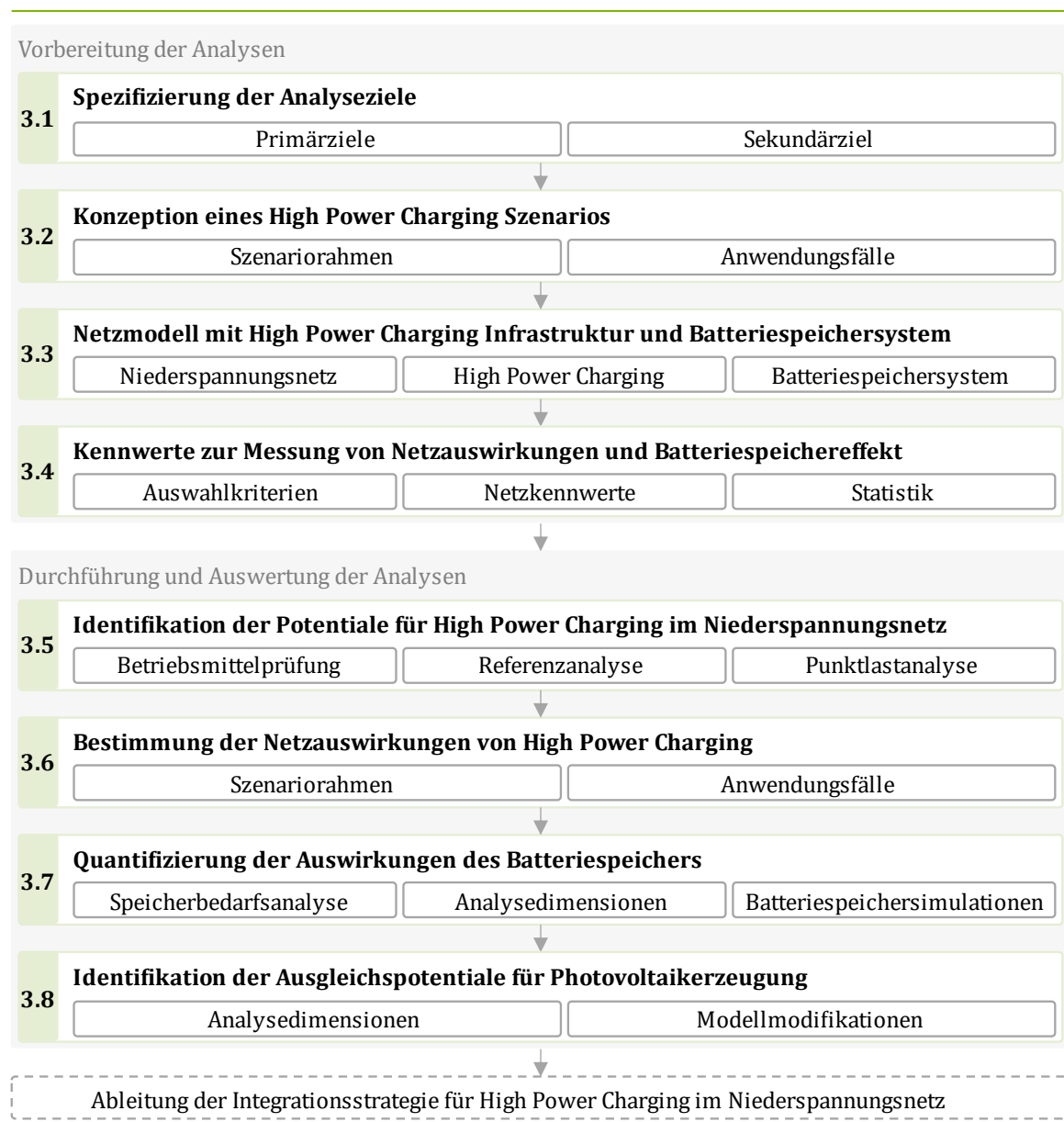


Abbildung 13: Methodik zur Analyse von HPC-Potentialen und -Netzauswirkungen, der Dimensionierung eines Batteriespeichers und der Identifikation von Ausgleichspotentialen für dezentrale Erzeugung

Vorbereitend werden hierfür zunächst die Analyseziele spezifiziert und priorisiert. Anschließend erfolgen die Konzeption und Simulation eines Szenarios, in dem die HPC-Infrastruktur installiert und betrieben wird. Den letzten Abschnitt der Vorbereitung bildet die Definition von Kennwerten, mit denen der Zustand des Netzes und die Auswirkungen eines Batteriespeichers indiziert werden können.

Anschließend werden eine vierstufige Analyse und Auswertung durchgeführt: Zunächst werden die Potentiale des urbanen Niederspannungsnetzes ermittelt. Der nächste Analyseschritt ist die Identifikation der Netzauswirkungen durch den Betrieb von HPC-Infrastruktur. Daraufhin erfolgt die Dimensionierung des Batteriespeichers unter Berücksichtigung relevanter Randbedingungen. Zuletzt werden die qualitativen und quantitativen Ausgleichspotentiale für dezentrale Erzeugungsspitzen, die durch den Batteriespeicher erbracht werden können, identifiziert.

3.1 Spezifizierung der Analyseziele

Übergeordnetes Ziel dieser Arbeit ist die Identifikation und Validierung einer Strategie zur Integration von HPC-Infrastruktur in Niederspannungsnetze. Für die Analyse wird dieses übergeordnete Ziel in drei Primärziele und ein Sekundärziel aufgeteilt.

3.1.1 Primärziele

Erstens ist die Identifikation der im Niederspannungsnetz vorhandenen Potentiale für die Integration von HPC-Infrastruktur relevant. Hierdurch soll einschätzbar sein, welchen bestehenden Restriktionen HPC auf dieser Netzebene ausgesetzt ist. Weiterhin sollen vorhandene Spielräume und freie Kapazitäten für HPC hinsichtlich der Lokalisierung im Netz sowie der Betriebsmittel ermittelt werden. Zudem sollen durch die Beurteilung des Status quo Referenzwerte für nachfolgende Analysen geschaffen werden.

Zweitens sollen die Netzauswirkungen, die durch den Betrieb von HPC-Infrastruktur auf der Niederspannungsebene erzeugt werden, identifiziert werden. Hierdurch wird die Grundlage für eine Einschätzung hinsichtlich der Bedarfe von Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau geschaffen, die dann auftreten, wenn HPC ohne einen Batteriespeicher installiert würde. Weiterhin generiert dieser Schritt eine Vergleichsbasis für die Dämpfung der HPC-Netzauswirkungen durch einen Batteriespeicher.

Drittens soll der Batteriespeicher für die HPC-Infrastruktur dimensioniert werden. Abhängig ist die Dimensionierung von der Netzanschlussleistung, die dem System aus Batteriespeicher und HPC zugestanden wird, den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben, der Position des

Systems im Netz, der Einhaltung technischer Vorgaben und Normen sowie dem Nutzenversprechen gegenüber den HPC-Nutzern. Die Dimensionierung bezieht sich auf die Nettokapazität des Batteriespeichers.

3.1.2 Sekundärziel

Aus den Analysen, die für die Dimensionierung des Batteriespeichers notwendig sind, ergibt sich die Gelegenheit, das mögliche Ausgleichspotential des Batteriespeichers für ausgewählte dezentrale Erzeugungsanlagen zu identifizieren. Dabei soll quantifiziert werden, inwieweit der Eigenverbrauch von Energie, die in der Niederspannungsebene generiert wird, gesteigert werden kann. Zudem sollen die Potentiale für Peak Shaving ermittelt werden.

3.2 Konzeption eines High Power Charging Szenarios

Für die Analyse von Netzpotentialen und Netzauswirkungen im Niederspannungsnetz durch HPC sowie der Dimensionierung eines Batteriespeichers wird ein Szenariorahmen, der die Rahmenbedingungen des zu analysierenden Systems umreißt, definiert. Darin werden zwei Anwendungsfälle, die die Nutzung von HPC-Infrastruktur konkretisieren, spezifiziert. Grundsätzlich gilt, dass späteren Ergebnisse und Aussagen sich in erster Linie auf das ausgewählte Szenario und dessen Use Cases beziehen, in einigen Teilen aber auch verallgemeinerbar sind.

3.2.1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen wird zur Eingrenzung der grundlegenden Analysebereiche definiert. Hierfür wird zunächst ein einzelnes Szenario ausgewählt, das eine angemessene Realisierungswahrscheinlichkeit besitzt. Dieses kann für diese Untersuchung durch eine zeitliche und eine geografische Komponente beschrieben sowie durch Rahmenbedingungen eingegrenzt werden. Parameter des Szenariorahmens sind das Sockeljahr sowie das räumliche Untersuchungsgebiet.

Sockeljahr: Zeitlich wird das Untersuchungsszenario auf das Jahr 2030 bezogen. Die Auswahl dieses Bezugspunkt ergibt sich daraus, dass für dieses Jahr ein breite Prognoselage hinsichtlich der Bestandsentwicklung in der Elektromobilität vorliegt (siehe [2, 16, 19]). Dabei ist anzunehmen, dass Prognosen für das Jahr 2030 eine höhere Präzision gegenüber späteren Zeitpunkten, wie etwa 2035 oder 2040, ermöglichen. Außerdem ist es wahrscheinlich, dass die Belastung des Niederspannungsnetzes durch HPC-Ladevorgänge im Jahr 2030 höher als zu vorangegangenen Zeitpunkten ist. Weiterhin werden politische Ziele und Beschlüsse zu Elektromobilität und Ladeinfrastruktur derzeit (August 2021) oftmals auf diesen Zeitpunkt bezogen (siehe [17, 97]). Anzumerken ist, dass der gegenwärtige Netzentwicklungsplan und dessen Szenarien sich bereits auf das Jahr 2035 beziehen [98]. Die Auswahl des Sockeljahrs

wirkt sich auf die Anzahl der Akteure im System, den technologischen Fortschritt sowie den Ausbaustand des Niederspannungsnetzes aus.

Räumliches Untersuchungsgebiet: Als geografische Komponente des Szenarios wird das Dortmunder Kreuzviertel gewählt. Abbildung 14 kartografiert das Dortmunder Kreuzviertel und ordnet es räumlich ein.

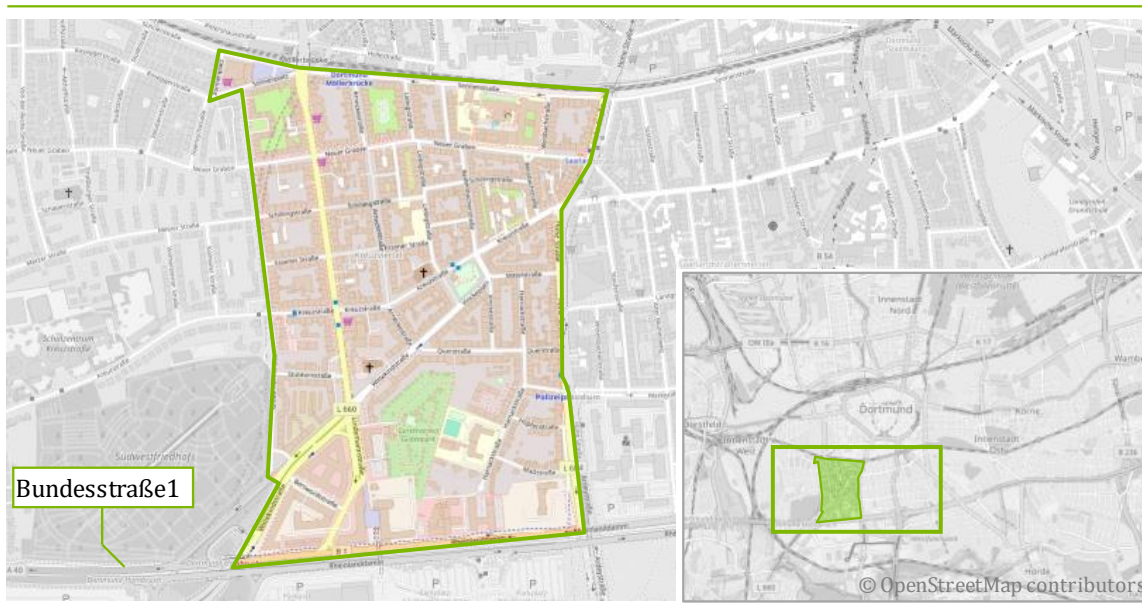


Abbildung 14: Geografische Einordnung des Dortmunder Kreuzviertels [99]

Das Kreuzviertel bietet eine repräsentative lokale Struktur, da es einerseits ein urbanes Niederspannungsnetz aufweist und andererseits unterschiedliche Mobilitätsgruppen einbezieht. Dadurch eignet es sich zur Simulation von HPC-Anwendungsfällen und gleichzeitig zur Analyse der HPC-Netzauswirkungen. Das urbane Quartier Kreuzviertel ist südwestlich der Dortmunder Innenstadt lokalisiert. Das Stadtviertel hat eine Fläche von circa 0,67 km², in der im Jahr 2014 etwa 8.500 Einwohner sowie rund 3.600 Pkw gemeldet waren [100]. Das Kreuzviertel ist ein typisches Wohnquartier mit lokal ansässiger Gastronomie. Im Südwesten des Kreuzviertels überwiegen gewerbliche Standorte; dort ist auch die Bundesstraße 1 angeschlossen ist, die verkehrsbeeinflussendes Potential birgt.

3.2.2 Anwendungsfälle

In den Szenariorahmen werden Anwendungsfälle für die Nutzung von HPC eingebettet. Dadurch wird das Verhalten der Akteure (EV mit Nutzer) in dem System konkretisiert. Es werden dabei zwei typische Anwendungsfälle für urbane HPC-Infrastruktur definiert:

1. **HPC im Wohnquartier:** Ein HPC-Hub in einem Wohnquartier setzt sich aus vier Ladepunkten zusammen. Diese Ladeinfrastruktur wird vorwiegend durch Anwohner genutzt, die über keinen eigenen Ladepunkt verfügen. Daneben können auch weitere

Personen, die Erledigungen nahe des Hubs durchführen, auf den Quartiers-Hub zurückgreifen.

2. **HPC auf Kundenparkplatz:** Der HPC-Hub, der auf einem Kundenparkplatz eines größeren Verbrauchermarktes oder Einkaufszentrums platziert wird, wird aus vier Ladepunkten konfiguriert. Die Nutzergruppen dieser HPC-Infrastruktur bestehen ausschließlich aus Personen, die einkaufen und währenddessen ihr EV aufladen möchten.

Grundsätzlich ist es den Nutzern von EV im Rahmen des Szenarios möglich, ihre Fahrzeuge auch anders als mittels HPC zu laden.

3.3 Netzmodell mit High Power Charging Infrastruktur und Batteriespeichersystem

Die Analyse der Netzauswirkungen durch HPC-Infrastruktur und Batteriespeicher erfordert eine hinreichend präzise Nachbildung der Komponenten des Systems aus Niederspannungsnetz, Ladeinfrastruktur und deren Nutzern sowie dem Batteriespeicher. Nachstehend wird die Modellierung des Systems im Rahmen des Szenarios, unter Berücksichtigung der Use Cases, detailliert.

3.3.1 Netzmodell

Das urbane Niederspannungsnetz muss für die nachfolgenden Analyseschritte modelliert werden, wobei darin alle relevanten Netzbetriebsmittel sowie die HPC-Infrastruktur und der Pufferspeicher berücksichtigt werden. Die Anforderungen an die Simulation des Niederspannungsnetzes, die Merkmale eines Benchmarkdatensatzes sowie die Modellierung für die nachfolgenden Lastflussrechnungen sind in Abbildung 15 dargestellt und nachfolgend präzisiert.

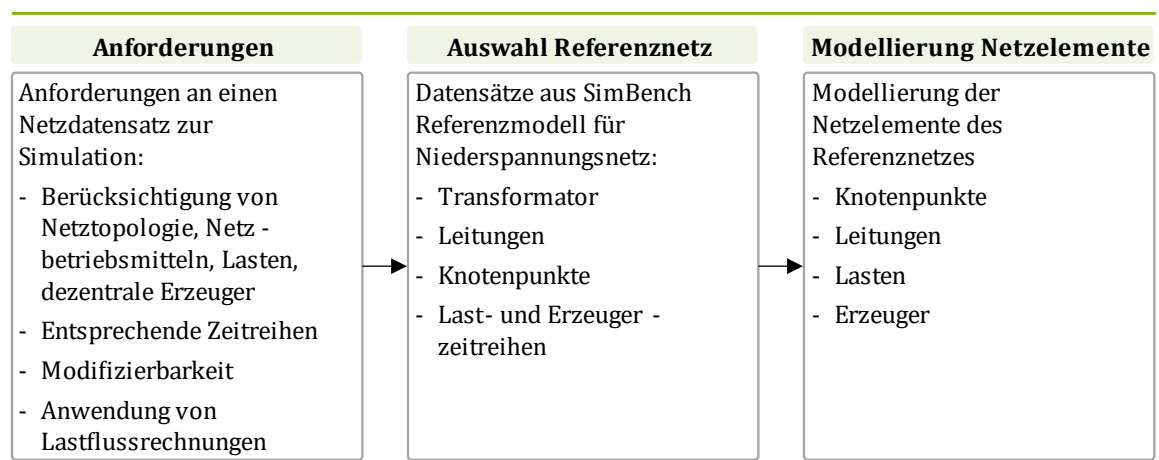


Abbildung 15: Methodik zur Identifikation eines Benchmarkdatensatzes und Parametrisierung des Modells eines urbanen Niederspannungsnetzes für Lastflussrechnungen

Anforderungen: Ziel der Simulation eines urbanen Niederspannungsnetzes ist die hinreichend präzise und dabei praktisch nutzbare Abbildung eines typischen Niederspannungsnetzes. Anhand dieser Zielformulierung ergeben sich Anforderungen hinsichtlich Vollständigkeit der relevanten Netzmerkmale, der Repräsentativität von gewonnenen Erkenntnissen, der Modifizierbarkeit entsprechend den Arbeitsbedürfnissen sowie der Nachvollziehbarkeit der Simulation. Letztlich erfolgt die Auswahl eines Referenznetzes entlang folgender Merkmale:

- Netztopologie: Der genutzte Datensatz muss die Topologie eines typischen urbanen Niederspannungsnetzes abbilden. Dabei sollen verschiedene Stranglängen und Ausgestaltungen berücksichtigt sein, anhand derer ein HPC-System getestet und der Batteriespeicher dimensioniert werden kann.
- Netzbetriebsmittel: Die relevanten Netzbetriebsmittel – Transformator zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz sowie die Leitungen – müssen im Referenzdatensatz spezifiziert sein.
- Lasten: Das Referenznetz soll die typischen Verbraucher – Haushalts- und Gewerbelasten – umfassen. Idealerweise ist das Referenznetz außerdem mit ‚neuen‘ Lasttypen – darunter Ladestationen mit unterschiedlicher Ladeleistung, dezentralen Speichern und Wärmepumpen – durchsetzt, da die Zielsimulation den Netzzustand im Jahr 2030 abbildet.
- Dezentrale Erzeuger: Innerhalb des Referenznetzes sollen verbreitete dezentrale Erzeuger, insbesondere PV-Anlagen, installiert sein. Damit kann die Kompensationsfähigkeit des Batteriespeichers hinsichtlich der PV-Einspeisung geprüft werden.
- Zeitreihen: Für alle installierten Lasten und dezentralen Erzeuger müssen Zeitreihen über einen längeren Zeitraum – idealerweise für ein Jahr – vorliegen, damit unterschiedliche Wochenzeiträume und Jahreszeiten analysiert werden können. Dabei muss die Auflösung der Zeitschritte granular genug sein, um Veränderungen des Netzzustandes abzubilden.
- Modifizierbarkeit: Die Referenzdaten müssen modifizierbar sein, um eine wechselnde Positionierung eines HPC-Systems darzustellen oder die Durchführung einer Punktlastanalyse zu ermöglichen.
- Lastflussberechnung: Das Referenznetz und dessen zugehöriger Datensatz soll in ein Programm zur Lastflussberechnung übertragbar sein. Hierdurch erfolgt, dass der Referenzdatensatz möglichst vollständig hinsichtlich der notwendigen Parameter für eine Lastflussberechnung sein muss.

Auswahl eines Referenznetzes: Basierend auf den Kriterien wird als Referenznetz ein Benchmarknetzmodell aus dem SimBench-Projekt ausgewählt. Der gewählte Netzdatensatz, „LV urban 6: Klasse ‚städtisch‘“ in der Variante für das Jahr 2034, bildet ein Netz ab, das mit dem Dortmunder Kreuzviertel vergleichbar ist. Abbildung 16 zeigt die Topologie des Netzes

und die wesentlichen modellbeschreibenden Netzparameter. Die Methodik zur Generierung der Benchmarkdatensätze durch das SimBench-Projekt wird in dessen Dokumentation [65] detailliert.

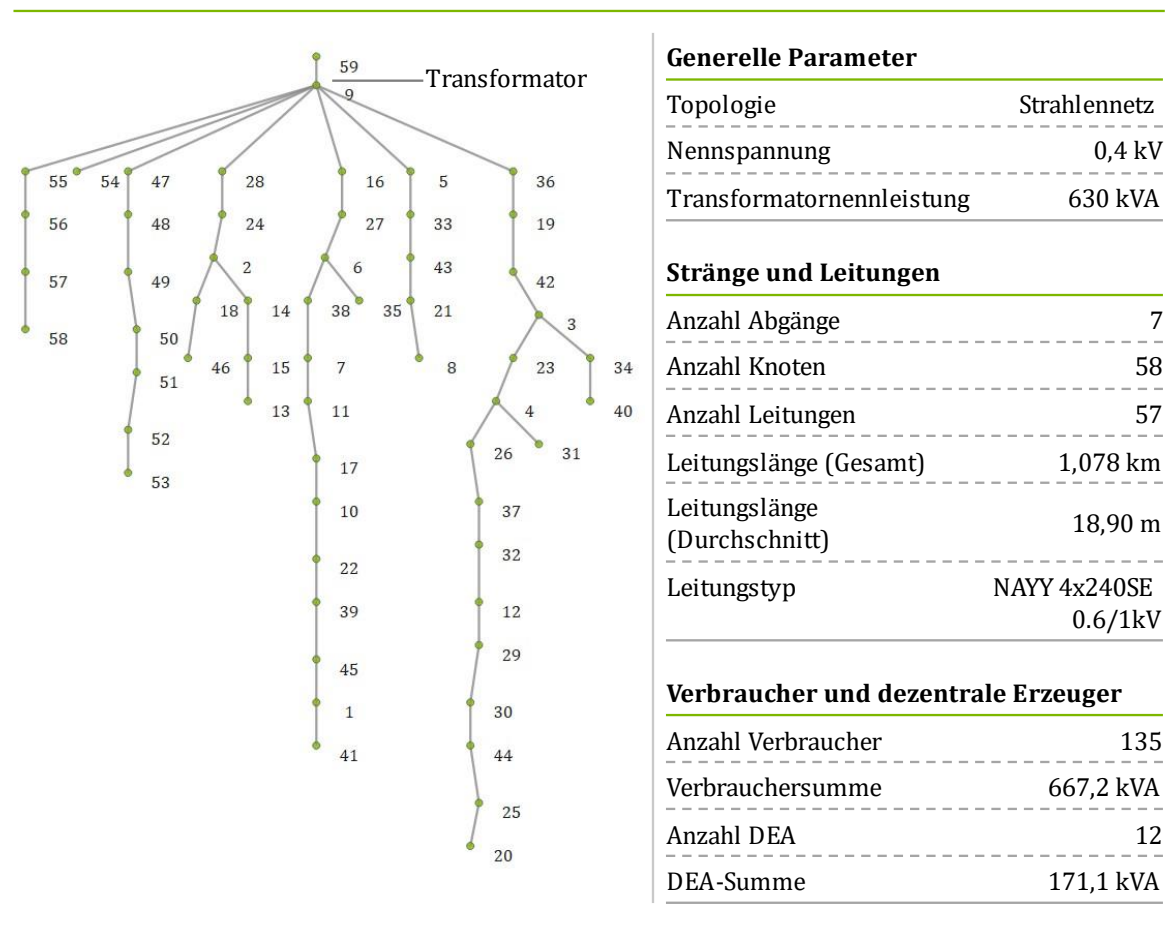


Abbildung 16: Topologie und Parameter SimBench Referenznetz: „LV urban 6: Klasse ‚städtisch‘“, nach [65]

Das Referenznetz ist über einen Transformator mit einer Nennleistung von 630 kVA an das Mittelspannungsnetz angeknüpft. Insgesamt umfasst das Netz sieben Abgänge mit 57 Leitungen. Dabei gibt es sowohl kurze als auch lange Stränge, an die typische Verbraucher- und Erzeugerprofile angeschlossen sind. Dabei sind in der Variante für das Jahr 2034 PV-Anlagen sowie Ladeinfrastruktur berücksichtigt. Zudem umfasst der Benchmarkdatensatz sieben Batteriespeicher für PV-Anlagen. Die Summe der 135 Verbraucher (ohne PV-Speicher) beträgt etwa 667,2 kVA, die 12 installierten dezentralen Erzeuger (PV-Anlagen) speisen in Summe maximal 171,1 kVA in das Referenznetz ein. [65]

Modellierung der Netzstrukturelemente: Die Informationen des ausgewählten Referenznetzes aus dem SimBench-Datensatz werden zur Lastflussberechnung in das Programm MatPower übertragen. Die Funktionsweise von MatPower kann in dessen Dokumentation nachvollzogen werden [101]. Aus dem SimBench-Datensatz werden Parameter und Zeitreihen für

den Transformator, die Leitungen, die Verbraucher sowie die dezentralen Erzeuger übernommen. Schaltanlagen werden nicht berücksichtigt. Dadurch wurden die Netzelemente wie folgt modelliert:

- Leitungen: Für die Modellierungen der verlegten Leitungen wird immer der Typ NAYY 4x240SE 0.6/1kV zugrunde gelegt; dieser Typ kann dabei als kurzschlussfest angesehen werden [64]. Die Übertragungsleistung der Leitungen wird auf Basis des zulässigen thermischen Dauerstroms berechnet und lag bei 247,34 kVA. Leitungen werden jeweils über Knotenpunkte miteinander verknüpft.
- Transformator: Der Transformator wird als Leitung modelliert und entsprechend parametrisiert. Relevante Leitungskennwerte sind dadurch nicht beeinflusst. Die Unterspannungsseite des Transformators wird als Bilanzknoten für die Lastflussrechnungen definiert. Die Bemessungsleistungen des Transformators beträgt in den Simulationen 630 kVA.
- Lasten: Die Verbraucher, die der Benchmarkdatensatz enthält, werden an den jeweilig zugeordneten Netzverknüpfungspunkten lokalisiert. An einem Knotenpunkt können mehrere Lasten lokalisiert sein. Die unterschiedlichen Lastprofile sind ebenso vermerkt. Die zugrundeliegenden Zeitreihen der Lastprofile umfassen dabei das gesamte Jahr 2016 und sind in 15-Minuten-Schritten aufgelöst. Im Rahmen der Lastflussrechnungen werden aktuellen Werte jedes Zeitpunktes für Blind- und Wirklast zu den Knoten allokiert. Die Nennleistungen der Lasten umfassen dabei eine Spanne zwischen 2,15 kVA und 53,11 kVA.
- Dezentrale Erzeuger: Die Modellierung der dezentralen Erzeuger erfolgt analog zur Implementierung der Lasten, jedoch als Generator. Die dezentralen Erzeuger sind jeweils PV-Anlagen mit dem gleichen Leistungsprofil, aber unterschiedlichen Nennleistungen. Der modellierte Nennleistungsbereich der PV-Anlagen erstreckt sich zwischen 4,2 kW und 78,7 kW.
- Speicher: Der Benchmark-Datensatz umfasst sieben Speicher, die explizit als PV-Speicher ausgelegt sind. Diese Speicher sind ebenso wie Lasten modelliert; dabei jedoch als negative Last implementiert, um die Einspeiseleistung abzubilden. Die Nenneinspeiseleistung der Speicher liegt zwischen 2,8 kW und 13,7 kW.

Im Rahmen der Netzanalysen erfolgen Modifikationen des Referenznetzes, auf die an gegebener Stelle eingegangen wird. Die vollständige Parametrisierung des Referenznetzes in dessen Basiskonfiguration in MatPower ist im Anhang in Tabelle 9 und Tabelle 10 aufgelistet. Die Funktionsweise der Netzmodellierung wird durch Lastflussrechnungen und anschließende Auswertungen validiert.

3.3.2 Zeitreihen High Power Charging

SimBench stellt keine Zeitreihen für HPC bereit. Die Modellierung der HPC-Infrastruktur erfolgt daher durch synthetische Zeitreihen. Diese wurden durch eine Mobilitäts- und Ladesimulation generiert.

Parametrisierung: Die Eingabeparameter dieser Simulation basierten dabei auf dem Szenarioahmen und den Anwendungsfällen. Hierfür werden sowohl globale Parameter definiert, die für beide Use Cases Anwendung finden, als auch spezifische Parameter, die zwischen den Use Cases variieren. Die Parameter werden aus der Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ und dem „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher“ entlehnt sowie um eigene Annahmen ergänzt [16, 102].

Globale Parameter bilden den überwiegenden Teil der Use Cases, quantifizieren und qualifizieren die Merkmale der Akteure im System sowie die Merkmale der Ladeinfrastruktur:

- EV-Typen: Es werden alle Typen von EV berücksichtigt, die ihre Batteriespeicher an öffentlicher HPC-Ladeinfrastruktur aufladen können. Darunter fallen BEV und PHEV, die die Voraussetzungen für das Laden mit Ladebetriebsart 4 erfüllen [54].
- Merkmale Fahrzeugsegmente: Die EV im System werden in fünf Fahrzeugsegmente klassifiziert. Zwischen den Fahrzeugsegmenten variieren die maximale Ladeleistung, der Energieverbrauch, der Anteil am Gesamtbestand sowie die Batteriekapazität.
- Nutzungsschwelle HPC: Es wird angenommen, dass EV erst ab Unterschreitung eines SoC von 60 % geladen werden.
- Leistung Ladeinfrastruktur: Die Leistungsmerkmale der Ladeinfrastruktur betreffen die Ladeleistung sowie die Anzahl der Ladepunkte. Je Anwendungsfall kommt ein HPC-System mit vier Ladepunkten zum Einsatz. Insgesamt kann das HPC-System bis zu 300 kW Ladeleistung abgeben, die beliebig zwischen den Ladepunkten verteilt übertragen werden können. Dabei stellt ein Ladepunkt bis zu 150 kW bereit.
- Dauer Ladevorgang: Die Aufenthaltszeit der EV an einem Zielort determiniert, ob und wie lange ein Ladevorgang durchgeführt wird. Es wird angenommen, dass Fahrzeuge, die HPC-Infrastruktur nutzen, sich zwischen 6 Minuten und 30 Minuten am Ladepunkt aufhalten.

Spezifische Parameter sind mobilitätsbedingt und beziehen sich auf die Nutzungszeit und -wahrscheinlichkeit der HPC-Ladeinfrastruktur.

- Zuordnung der Nutzergruppen: Der wesentliche Unterschied in der Nutzung der Ladeinfrastruktur wird als Ergebnis unterschiedlicher Mobilitätszwecke erwartet. Die

Wege Zwecke – etwa zur Erreichung des Wohnortes, des Arbeitsplatzes oder zur Begleitung von Personen – resultieren in verschiedenen Fahrdistanzen und Geschwindigkeiten sowie unterschiedliche Ankunfts- und Aufenthaltszeiten. Hierdurch werden der Ladebedarf sowie der örtliche und zeitliche Punkt der Erfüllung dieses Bedarfes determiniert. Auf Basis der Studie Mobilität in Deutschland 2017 werden den HPC-Use Cases die Wege Zwecke zugeordnet. Akteure des Anwendungsfalls ‚HPC im Wohnquartier‘ sind EV-Nutzer mit dem Wege Zweck „nach Hause“. Dementgegen sind die Nutzer der Ladeinfrastruktur auf Kundenparkplätzen diejenigen, die dem Wege Zweck „Einkauf“ zuzuordnen sind.

- Konfiguration der Zugänglichkeit: Der zeitliche Zugang der Ladeinfrastruktur ist auf Grundlage der Spezifität der Anwendungsfälle konfiguriert. Für den Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ werden keine Beschränkungen vorgenommen. Im Rahmen des Anwendungsfalls ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ beschränkt sich der Zugang zur Ladeinfrastruktur auf den Zeitraum zwischen 06:00 Uhr und 22:00 Uhr. Ladevorgänge sind in beiden Anwendungsfällen an allen Wochentagen möglich.
- Anzahl EV: Die Anzahl der EV im System basiert auf dem prognostizierten Anteil der EV am Pkw-Bestand Deutschlands, der gemeldeten Pkw im Kreuzviertel sowie externen Pkw. In dieser Arbeit werden für das Jahr 2030 etwa 10 Millionen EV (BEV und PHEV) angenommen (vgl. 2.1.2). Dies entspricht 20,7 % des Pkw-Bestandes, sofern der Bestand des 01.01.2021 fortgeschrieben wird. Bezogen auf 3.600 im Kreuzviertel gemeldeten Pkw ergibt dies etwa 750 EV. Dazu kommen weitere externe Fahrzeuge, darunter Pendler und Einkaufende, sodass die Anzahl der EV, die für den Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ in Frage kommen, mit 1.007 angenommen wird. Für den Anwendungsfall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ werden 1.739 EV bemessen. Dieser Schätzung liegt die Annahme ein musterhaftes Einkaufszentrums mit insgesamt 4.000 Quadratmetern Ladenfläche zugrunde, das täglich von 4.000 Kunden frequentiert wird. Grundsätzlich sind die Schätzungen hinsichtlich der EV-Anzahl mit großen Unsicherheiten behaftet.

Die Parameter sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 im Anhang tabelliert.

Anschließend werden die Parameter in ein Mobilitätsmodell übergeben, das im Rahmen des Bundesforschungsprojektes „Umweltfreundliches, Kundenfreundliches und Flächendeckendes High Power Charging“, gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Förderkennzeichen: 03EMF0205) entwickelt wird. Dieses Modell generiert mit einem, an [103] angelehnten, Markov-Prozess synthetische Fahrprofile. Aus den Fahrprofilen werden daraufhin – unter Berücksichtigung von SoC, Standort und möglicher Ladeleistung – Ladeprofile generiert und die HPC-Ladepfade abgeleitet. Die hierbei erzeugten Zeitreihen bilden die Ladevorgänge eines HPC-Systems über ein Jahr hinweg ab, aufgelöst in

15 Minuten-Schritten. Die Lastzeitreihen werden hinsichtlich Plausibilität geprüft und validiert, sodass die Leistungsgrenzen der HPC-Infrastruktur sowie etwaige Zugangsbeschränkungen eingehalten werden. Anschließend werden die Zeitreihen normiert und in die Simulation des Niederspannungsnetzes überführt.

3.3.3 Batteriespeichermodell

Damit ein Batteriespeicher für den Einsatz an einem HPC-System angemessen dimensioniert werden kann, muss dieser zunächst hinreichend präzise modelliert werden. Das Batteriespeichersystem (BSS) und dessen Betriebsverhalten werden daher durch eigenständige Logiken abgebildet, da weder der SimBench-Datensatz noch die Simulationssoftware entsprechende Speichermechanismen abbilden. In Abbildung 17 werden die Beziehungen zwischen elektrischem Netz, HPC-Ladesäule und BSS vereinfacht dargestellt.

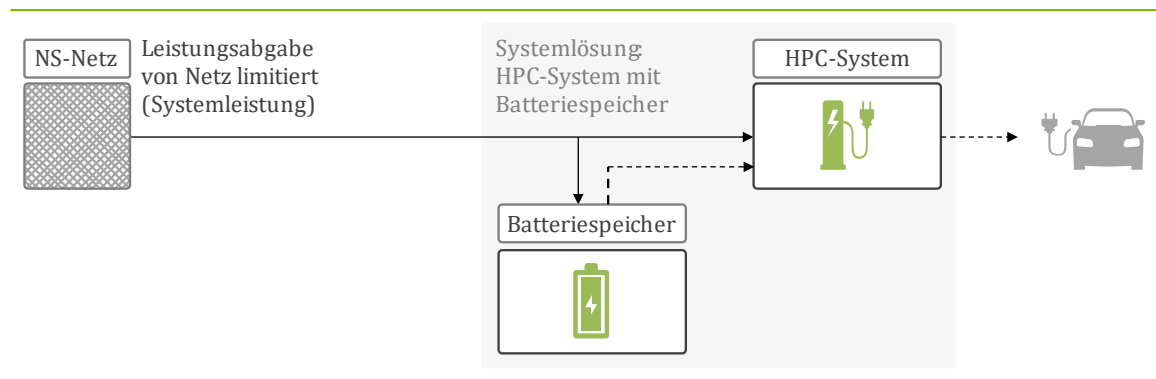


Abbildung 17: Schematisierung der Beziehungen von elektrischem Netz, Batteriespeicher und HPC-Ladestation.

Die Anforderungen an die Modellierung des BSS ergeben sich aus nachstehenden Betriebslogiken:

- Zunächst wird für die Systemlösung aus BSS und HPC-Ladestation ein Leistungslimit hinsichtlich der verfügbaren Netzkapazität definiert. Dieses Leistungslimit darf im Betrieb des Systems nicht überschritten werden und wird nachfolgend als ‚Systemleistung‘ bezeichnet.
- Das BSS soll dann aus dem Netz geladen werden, wenn der SoC, auf Basis der Nettokapazität, geringer als 100 % ist und die durch das HPC-System generierte Last kleiner der Systemleistung oder null ist. Die Ladestrategie entspricht dem direkten Laden.
- Ladevorgänge der HPC-Ladeinfrastruktur sollen bis zu einer Leistung in Höhe der Systemleistung direkt durch das Netz gespeist werden. Darüber hinaus reichende Ladeleistungen werden durch das BSS bereitgestellt, sofern das BSS ausreichend elektrische Energie gespeichert hat. Das Entladen des Batteriespeichers ist damit an das Peak Shaving der Nachfragespitzen angelehnt.

- Wenn die Speicherkapazität des BSS erschöpft ist, aber dennoch HPC-Ladeleistung oberhalb der Systemleistung nachgefragt wird, sollte die HPC-Leistung durch ein Lademanagement auf das Niveau der Systemleistung gesteuert werden.

Die Implementierung des BSS erfolgt in Matlab als Teilelement der Lastflusssimulationen. Dabei berücksichtigt die Konfiguration des programmierten BSS die wesentlichen Eigenschaften eines realen BSS:

- Der SoC sowie die Nettokapazität des BSS werden zur Ermittlung der verfügbaren Energie zu Grunde gelegt. Weiterhin bestimmt der SoC die mögliche Ladeleistung des Batteriespeichers.
- Die Leistung des Batteriespeichers wurde auf die Systemleistung der Konfiguration von BSS und HPC-Ladesäule limitiert. Die Entladeleistung wiederum wird nicht begrenzt und entspricht praktisch der Differenz von HPC-Last und der Systemleistung.
- Die Systemleistung wird auch dann nachgefragt, wenn Betriebsmittel überlastet werden können.
- Der Wirkungsgrad des Batteriespeichers über den Prozess Laden-Speichern-Entladen – einschließlich der Leistungselektronik – wird mit 90 % angenommen.
- Die Lade- und Entladestrategie des Batteriespeichers ist an die HPC-Last gekoppelt: Sobald die HPC-Last größer als die Systemleistung ist, muss die zusätzlich benötigte Energie durch den Batteriespeicher bereitgestellt werden. Hierdurch wird praktisch eine Variante des Peak Shavings umgesetzt. Ist die Last der HPC-Infrastruktur wiederum geringer als die Systemleistung, lädt der Batteriespeicher sich selbst auf.

Konträr werden andere Merkmale eines Batteriespeichers nicht berücksichtigt. Die folgenden Merkmale haben entweder einen geringen Einfluss oder sind zu komplex für eine Modellbildung:

- Leistungs- und kapazitätsmindernde Einflüsse, die aus dem Lebenszyklus sowie Alterungsprozessen resultieren.
- Der Einfluss von Umgebungstemperaturen, Jahreszeiten, Luftfeuchtigkeit oder anderen äußeren Umwelteinflüssen, die die Leistungsfähigkeit beeinflussen.
- Ausfälle, Wartungs- und Servicearbeiten sowie resultierende Betriebseinschränkungen des BSS.
- Es wird keine Rückspeisemöglichkeit des BSS in das Netz implementiert. Ebenso werden Lastprognosen bei der Realisierung der Ladestrategien außer Acht gelassen.
- Es wird kein Lastmanagement berücksichtigt, dass einschreitet, wenn eine hohe Systemleistung des BSS zu Überlastungen bei Netzbetriebsmittel führen kann.

Der Algorithmus und die Logiken, die den Batteriespeicher in Matlab abbilden, sind in drei Abschnitte strukturiert. Dabei ist der Ablauf des Algorithmus in Abbildung 18 visualisiert.

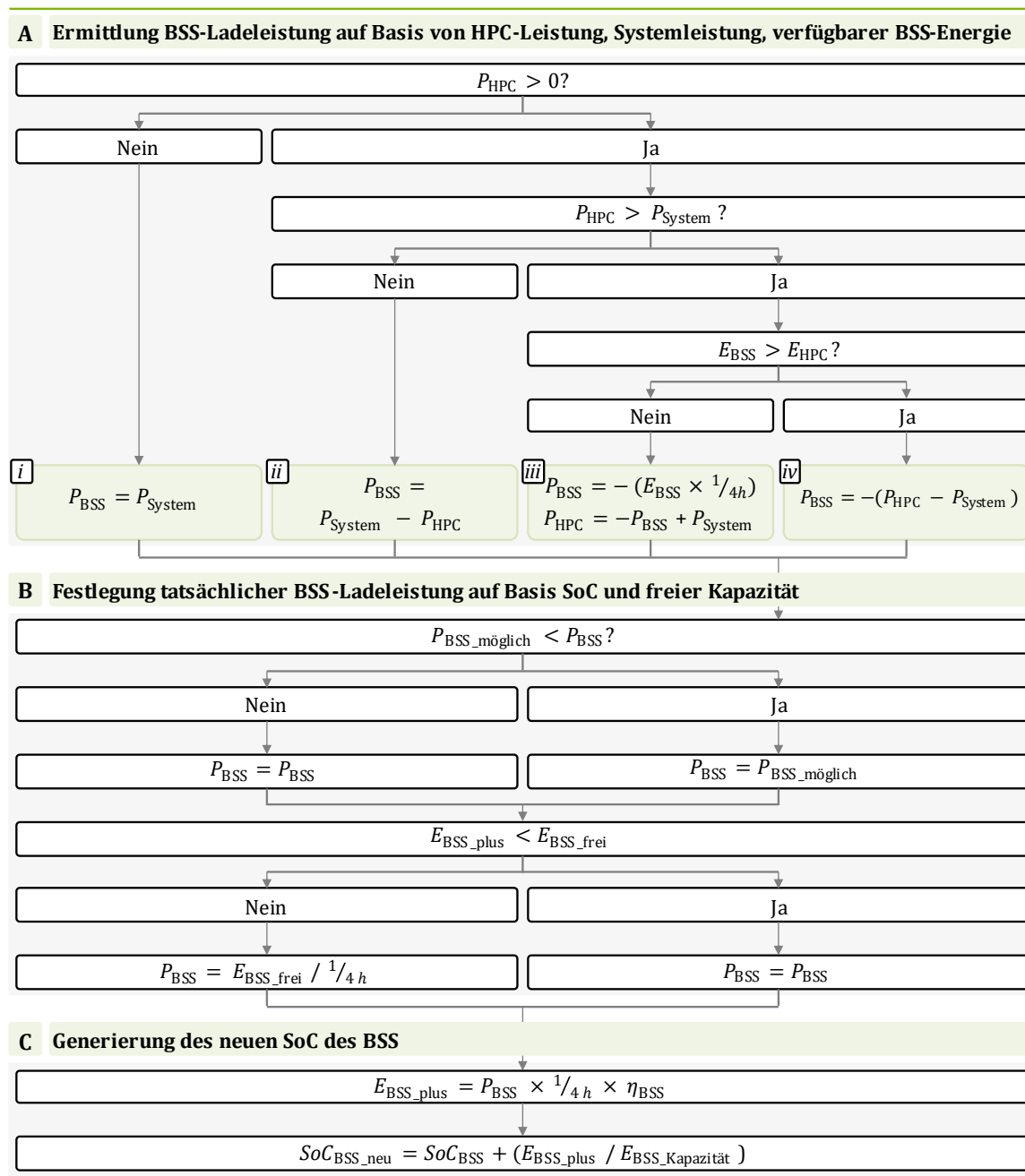


Abbildung 18: Ablauf des Algorithmus und der zugrunde liegenden Logiken des Batteriespeichers für das HPC-Systems

Teil A: Zunächst wird die Ladeleistung des BSS P_{BSS} ermittelt und daraufhin vier Fälle differenziert. Hierfür werden HPC-Last P_{HPC} und Systemleistung P_{System} einbezogen. Bei nicht aktiver HPC-Last entspricht die BSS-Ladeleistung der Systemleistung (i). Liegt die Last des aktiven HPC-Systems unterhalb der Systemleistung, wird die Ladeleistung des BSS als Differenz von HPC-Last und Systemleistung ermittelt (ii). Für den Fall, dass die HPC-Last oberhalb der Systemleistung liegt, wird geprüft, ob der Batteriespeicher ausreichend Energie E_{BSS} vorhält,

um die Leistungsdifferenz zwischen Systemleistung und HPC-Last zu decken. Ist nicht genug Energie vorhanden, wird das BSS vollständig entladen und die HPC-Last gedrosselt (*iii*). Hält das BSS ausreichend Energie bereit, wird P_{BSS} als negative Differenz von HPC-Last und Systemleistung berechnet (*iv*). Ist P_{BSS} am Ende des ersten Schrittes positiv, wird der Batteriespeicher geladen, andersherum bedeutet ein negativer P_{BSS} ein Entladen des Batteriespeichers.

Teil B: Im zweiten Schritt wird die tatsächliche Ladeleistung des BSS ermittelt. Aus dem ersten Teil wird P_{BSS} übergeben. Zunächst wird die technisch mögliche Ladeleistung $P_{\text{BSS_möglich}}$ auf Basis des aktuellen Ladestandes SoC_{BSS} ermittelt. Für den Fall, dass $P_{\text{BSS_möglich}}$ kleiner als P_{BSS} ist, wird P_{BSS} auf den Wert von $P_{\text{BSS_möglich}}$ reduziert; andernfalls wird die bisherige Ladeleistung übernommen. Daraufhin wird geprüft, ob die zusätzliche Energie $E_{\text{BSS_plus}}$ die verfügbare offene Speicherkapazität $E_{\text{BSS_frei}}$ überschreitet. Ist $E_{\text{BSS_frei}}$ kleiner als $E_{\text{BSS_plus}}$, wird P_{BSS} so weit gedrosselt, dass $E_{\text{BSS_frei}}$ nicht überschritten wird.

Teil C: Zuletzt wird der SoC des Batteriespeichers aktualisiert. Hierbei wird zunächst der Wirkungsgrad η_{BSS} des gesamten BSS als Faktor einbezogen. Danach wird der neue SoC des Batteriespeichers berechnet und dokumentiert.

Als Output übergibt die Modellierung des Systems für den jeweiligen 15-Minuten-Schritt die Ladeleistung des Batteriespeichers, die auf die Last am entsprechenden Knotenpunkt aufaddiert wird. Außerdem wird der neue SoC dokumentiert und die HPC-Last aktualisiert, sofern diese gedrosselt wurde.

3.4 Kennwerte zur Messung von Netzauswirkungen und Batteriespeichereffekt

Die Beurteilung der Netzpotentiale für HPC, der Netzauswirkungen durch HPC-Systeme sowie die Dimensionierung des BSS erfolgt auf Basis ausgewählter Kennwerte und statistischer Mittel. Grundsätzlich sollen die Kennwerte den Netzzustand hinreichend erfassen sowie Veränderungen dieses Netzzustandes durch die Hinzunahme von HPC-Infrastruktur oder Batteriespeicher indizieren und vergleichbar machen. Weiterhin sollen die Kennzahlen die Wirksamkeit des Batteriespeichers hinsichtlich der Erfüllung der HPC-Nachfrage und des PV-Ausgleichspotentials quantifizierbar machen. An die Kennwerte werden daher folgende Anforderungen gestellt:

- Quantifizierbarkeit: Die Kennwerte sollten in großer Zahl vergleichbar und verarbeitbar sein. Zudem sollen statistische Mittel auf die Indikatoren anwendbar sein.
- Sensitivität: Die Kennwerte sollten messbar auf Veränderungen im Niederspannungsnetz reagieren, damit unterschiedliche Szenarien verglichen werden können.

- Generierbarkeit: Die Kennwerte sollen mit einem verhältnismäßigen Aufwand durch die zu Verfügung stehenden Tools erzeugt und verarbeitet werden können.

Die Simulationsergebnisse werden entsprechend den Anforderungen anhand fünf technischer Kennwerte untersucht: Zur Analyse der Netzauswirkungen werden Betriebsmittelauslastung und Spannungsbetrag herangezogen. Die Wirksamkeit des Batteriespeichers wird auf Grundlage der Lademanagementbedarfe sowie Peak Shaving und Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung beurteilt. Andere Kennwerte werden aufgrund mangelnder Relevanz oder fehlender Simulierbarkeit nicht untersucht. Dazu gehören etwa Versorgungssicherheit, Spannungswinkel, Gleichzeitigkeitsfaktoren, Oberschwingungen, Netzfrequenz, Blindleistung oder Flicker.

Die Aussagekraft der technischen Kennwerte wird durch die Anwendung statistischer Mittel gesteigert. Dabei unterstützt die Auswahl der statistischen Werkzeuge die Einordnung und den Vergleich der Simulationsergebnisse. Dafür werden Mittelwerte, Maximal- und Minimalwerte sowie Quantile herangezogen. Maximalwerte werden insbesondere ausgewählt, um die maximale Auslastung und eine mögliche Überlastung der Betriebsmittel zu prüfen sowie deren minimale freie Kapazitäten abzuleiten. Neben den Maximalwerten werden Minimalwerte zur Analyse der Einhaltung der Spannungsgrenzen genutzt. Bei den Quantilen wird vorwiegend das 95 %-Quantil angewandt, das auch in der DIN EN 50160 breite Anwendung als Qualitätskriterium findet. Die Berechnung des Quantils erfolgt entsprechend [104].

3.4.1 Netzauswirkungen

Die Netzkennwerte ermöglichen eine fundierte Einschätzung der jeweiligen Netzsituation. Zudem werden die Netzzustandsindikatoren auch in vergleichbaren Analysefällen (siehe [67]) genutzt und in technischen Anschlussregeln sowie Normen verwendet [68, 71, 105].

Betriebsmittelauslastung: Durch die Überwachung der Auslastung der Betriebsmittel kann sehr direkt erfasst werden, wie viel HPC-bedingte Last durch Transformatoren und Erdkabel aufgenommen wird. Hergeleitet sind die Auslastungsgrenzen für Leitungen über den Bemessungsstrom, der für den Dauerbetrieb der Leitungen möglich ist, ohne dass diese beeinträchtigt werden. Daraus ergibt sich eine Leitungskapazität von 247,3 kVA. Für den Transformator wird die angegebene Nennleistung (630 kVA) als Obergrenze für die Auslastung bemessen.

Für die Bewertung der Auswirkungen von HPC-System und Batteriespeicher auf die Betriebsmittelauslastung werden die 15 Minuten-Schritte, bei denen Betriebsmittelüberlastungen auftreten ($n_{\text{ÜL}}$), auf die 15 Minuten-Schritte, in denen eine HPC-Nachfrage besteht (n_{HPC}), bezogen. Daraus ergibt sich der Anteil der Ladezeitpunkte mit einer oder mehr Überlastungen $q_{\text{ÜL}}$. Formal ist dieser Zusammenhang folgender:

$$q_{\text{ÜL}} = \frac{\sum n_{\text{ÜL}}}{\sum n_{\text{HPC}}} \quad [3.1]$$

Spannungsbetrag: Der Spannungsbetrag bildet den zweiten Indikator für die Untersuchung der Netzsituation. Dieser ist Ergebnis der Lastflussrechnungen und findet in Normen und Anschlussregeln Berücksichtigung. Grundlegende Richtlinien für das Niederspannungsnetz werden durch die DIN EN 50160 spezifiziert [68]. Hiernach darf der 10-Minuten-Mittelwert der Versorgungsspannung zu 95 % nicht weiter als 10 % vom Nennwert abweichen; wobei 5 % der 10-Minuten-Mittelwerte auch zwischen -10 % und -15 % liegen dürfen; jeweils bezogen auf den Zeitraum einer Woche. In dieser Arbeit werden, auf Grundlage der verfügbaren Zeitreihen, 15-Minuten-Werte anstatt der 10-Minuten-Mittelwerte genutzt sowie der insgesamt betrachtete Zeitraum anstatt einer Woche einbezogen. Zudem dürfen Batteriespeicher die Spannung an ihrem Anschlusspunkt nicht weiter als 3 % anheben [71]. Hier steht für Spannungsänderungen eine Schwankungsweite von $\pm 5\%$ der Nennspannung für 95 % der Werte sowie von -7,5 % bis +5 % für 100 % der Werte zur Verfügung [67]. Weiterhin kann durch das Monitoring des Spannungsbetrages indirekt die Einhaltung der Vorgaben hinsichtlich schneller Spannungsänderungen überprüft werden.

Für die Beurteilung der Netzauswirkungen von HPC-System und Batteriespeicher werden die 15-Minuten-Schritte, bei denen der Spannungsbetrag mindestens an einen Netzknoten den Betrag von 0,95 p. u. unterschreitet (n_{SBV}), auf die Anzahl aller Zeitschritte der jeweiligen Simulationssequenz bezogen (n_{sim}). Resultat ist der Anteil der Zeitschritte, bei denen Spannungsbandverletzungen auftreten (q_{SBV}). Formel [3.2] verdeutlicht diese Beziehung:

$$q_{\text{SBV}} = \frac{\sum n_{\text{SBV}}}{\sum n_{\text{sim}}} \quad [3.2]$$

3.4.2 Batteriespeicherwirksamkeit

Wird ein Batteriespeicher in den Simulationen implementiert, werden die Netzkennwerte um die Betrachtung des Lademanagementeinsatzes ergänzt. Weiterhin werden für die Identifikation der Ausgleichspotentiale des Batteriespeichers für PV-Erzeugung die Effekte des Peak Shavings sowie der Anteil des Eigenverbrauchs ermittelt.

Lademanagementeinsatz: Der Einsatz von Lademanagement ist dann erforderlich, wenn das BSS die Leistung, die das HPC-System nachfragt, nicht vollständig erbringen kann. Zur Beurteilung der Effektivität der Konfigurationsoptionen des Batteriespeichers wird die Energiemenge, die im Zeitraum der Simulationssequenz durch Lademanagement gedrosselt wird (E_{gedr}), der insgesamt nachgefragten HPC-Energie (E_{HPC}) gegenübergestellt. Hieraus ergibt

sich der Anteil der gedrosselten HPC-Energie q_{gedr} . Die Berechnung wird durch Formel [3.3] illustriert:

$$q_{\text{gedr}} = \frac{E_{\text{gedr}}}{E_{\text{HPC}}} \quad [3.3]$$

Peak Shaving der PV-Erzeugung: Die Ausgleichsmöglichkeiten des Batteriespeichers hinsichtlich des Peak Shavings werden auf Basis der reduzierenden Wirkung des Batteriespeichers bewertet. Hierfür wird die maximal in das Netz eingespeiste PV-Leistung $P_{\text{PV}_{\text{max_Eins}}}$ auf die maximal generierte PV-Leistung $P_{\text{PV}_{\text{max_Gen}}}$ eines Simulationszeitraums bezogen. Ergebnis ist die Wirksamkeit der Peak Shaving-Ladestrategie; dargestellt durch $q_{\text{PV}_{\text{Peak_S}}}$; dargestellt wird der Zusammenhang nachfolgend:

$$q_{\text{PV}_{\text{Peak_S}}} = 1 - \frac{P_{\text{PV}_{\text{max_Eins}}}}{P_{\text{PV}_{\text{max_Gen}}}} \quad [3.4]$$

Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung: Der Eigenverbrauchsanteil bildet den zweiten Kennwert, anhand dessen die Ausgleichsmöglichkeiten des Batteriespeichers für PV-Erzeugung beurteilt werden. Der Anteil des Eigenverbrauchs $q_{\text{PV}_{\text{EV}}}$ berechnet sich für eine Simulationsperiode aus dem Verhältnis der PV-Energie, die in das BSS eingespeist wird ($E_{\text{PV}_{\text{BSS}}}$), und der insgesamt generierten PV-Energie $E_{\text{PV}_{\text{Gen}}}$. Formel [3.5] beschreibt diese Berechnung:

$$q_{\text{PV}_{\text{EV}}} = \frac{E_{\text{PV}_{\text{BSS}}}}{E_{\text{PV}_{\text{Gen}}}} \quad [3.5]$$

3.5 Identifikation der Potentiale für High Power Charging im Niederspannungsnetz

Der erste Schritt zur späteren Ableitung von Handlungsimplicationen und -optionen ist die Bestimmung der tatsächlich genutzten Netz- und Betriebsmittelkapazitäten sowie die Einhaltung der Spannungsgrenzen. Daraus werden reziprok die freien Kapazitäten und somit die Potentiale für HPC-Infrastruktur ermittelt. Einerseits ist der Anspruch der Analysemethodik, den technisch möglichen und alltäglichen Optionsraum des Niederspannungsnetzes praxisgerecht zu ermitteln, andererseits sollen ebenso diametrale Extremszenarien abgebildet werden.

Dafür werden zunächst die technischen Spezifikationen der Betriebsmittel mit den Anforderungen eines HPC-Systems abgeglichen. Anschließend werden die maximale Auslastung und die Spannungsänderungen des Niederspannungsnetzes im normalen Betrieb untersucht. Da-

raufhin wird eine mehrstufige Punktlastanalyse durchgeführt. Die Simulationen beruhen dabei immer auf einer Lastflussrechnung des (modifizierten) SimBench LV6 Netzes, wodurch eine zeitreihenbasierte Netzanalyse möglich ist.

3.5.1 Betriebsmittelprüfung

Die anfängliche Untersuchung der Betriebsmittel prüft, wie viel Kapazität auf planerischer Ebene bereitsteht. Hierbei stehen die Kapazitäten der für sich einzeln untersuchten Betriebsmittel im Vordergrund. Die Analyse der Betriebsmittelspezifikationen nimmt dabei die Funktion eines Früherkennungssystems für Engpässe ein. Untersucht werden hierfür der Transformator zwischen dem Nieder- und Mittelspannungsnetz sowie die verlegten Erdkabel. Weitere Betriebsmittel, etwa Schutzschalter, sind zunächst als nachrangig eingestuft und werden nicht weiter betrachtet. Die Parameter der Transformatoren und Erdkabel werden aus der Dokumentation der SimBench Referenznetze entnommen. Anschließend werden die technischen Anforderungen eines HPC-Systems aufgenommen und den spezifizierten Kapazitäten gegenübergestellt.

Kennwertseitig werden die Scheinleistung respektive die maximal dauerhaft übertragbaren Ströme der Betriebsmittel sowie die Systemspannung untersucht. Weitere Parameter, beispielsweise die Länge der verlegten Leitungen, die sind indirekt innerhalb der Lastflussberechnungen berücksichtigt, werden nicht gesondert analysiert.

3.5.2 Referenzanalyse

Nachdem die Spezifikationen der einzelnen Betriebsmittel für sich betrachtet sind, soll deren Zusammenwirken im alltäglichen Betrieb untersucht werden. Durch die Analyse des bisherigen Netzzustandes kann einerseits eine Aussage zur bisherigen Auslastung der Netzbetriebsmittel erzielt sowie weiterhin ein Vergleichsszenario für die nachfolgenden Analysen generiert werden. Zudem werden Informationen über tages- und jahreszeitenabhängige Lastprofile sowie bestehende Lastspitzen gewonnen. Eine weitere Synergie besteht in der Validierung der Netzmodellierung.

Für die Analyse des Status quo wird für den Zeitraum des Jahres 2016 in 15-Minuten-Schritten wiederholt eine Lastflussberechnung ausgeführt. Die Lastflussberechnung wird hierbei mit der Software MatPower durchgeführt [101, 106]. Die Ausgabedaten umfassen die Auslastung und freien Kapazitäten aller Leitungen und des Transformators sowie die Spannungsbeiträge an den Knotenpunkten.

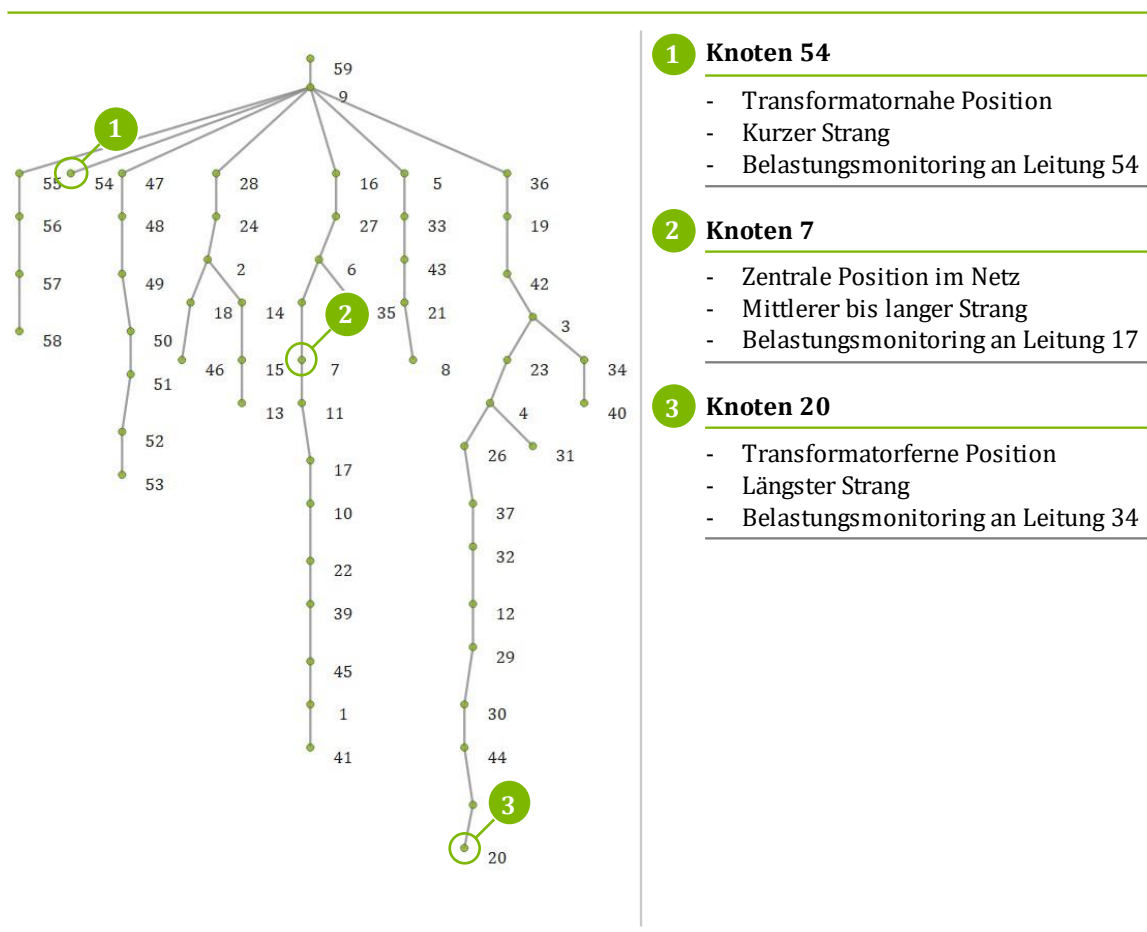
3.5.3 Punktlastanalyse

Nach Analyse der Referenznetzsituation werden Lastflusssimulationen mit Punktlasten durchgeführt. Durch die Einbettung der Punktlasten sollen primär Erkenntnisse über die Auswirkung von Lasten im Leistungsbereich von HPC-Systemen auf den Spannungsbetrag gewonnen werden. Zudem werden auch die Einflüsse der Punktlasten auf die Betriebsmittelauslastung geprüft. Dabei wird das Vorgehen der Punktlastanalyse an [67] und die Vorgaben der DIN EN 50160 angelehnt. Abbildung 19 schematisiert die Dimensionen der Analysen zur Ermittlung von Spannungsänderungen und Überlastungen.

Jahreszeit	Gesamtes Jahr (Referenzanalyse) Frühling (Punktlastanalyse)		
Netzposition Punktlasten	Transformatornah	Netzzentral	Transformatorfern
Nennleistung Punktlasten	150 kW	240 kW	

Abbildung 19: Dimensionen der Referenzanalyse und Punktlastanalyse zur Bestimmung der Potentiale für HPC im Niederspannungsnetz

Im Rahmen der Punktlastanalyse werden die Positionen der Punktlasten im Netz sowie die Leistung der Punktlasten variiert. Der Lastbetrag der Punktlasten wird in der ersten Stufe mit 150 kW sowie in der zweiten Stufe mit 240 kW definiert. Die Last mit einer Nachfrage von 150 kW ist als Untergrenze des HPC-Leistungsbereich gewählt. Die Last mit einer Leistung von 240 kW soll eine 100 %-Auslastung der Erdkabel entsprechend ihren thermischen Grenzen simulieren. Die Netzpositionen der Lasten sind in Abbildung 20 dargestellt.

**1 Knoten 54**

- Transformatornahe Position
- Kurzer Strang
- Belastungsmonitoring an Leitung 54

2 Knoten 7

- Zentrale Position im Netz
- Mittlerer bis langer Strang
- Belastungsmonitoring an Leitung 17

3 Knoten 20

- Transformatorferne Position
- Längster Strang
- Belastungsmonitoring an Leitung 34

Abbildung 20: Positionierung (transformatornah: 1, netzzentral: 2, transformatorfern: 3) der Punktlasten im Referenznetz.

Die Positionierung der Punktlasten erfolgt auf den Erkenntnissen der Referenznetzanalyse und dem Ziel, Extremwerte zu generieren. Dafür werden die Punktlasten an drei verschiedenen Positionen des Benchmarknetzes implementiert:

- Knoten 54: Diese transformatornahe Position ist ausgewählt, um die Auswirkungen einer netzgünstigen Positionierung („Best Case“) einer großen Last auf das Niederspannungsnetz zu analysieren. Die Spannungsbeträge werden dabei direkt an Knoten 54 überprüft, die Betriebsmittelbelastung wird an Leitung 54 überwacht.
- Knoten 7: Die Positionierung der Punktlast in einer zentralen Netzposition wird zur Abbildung des „Likely Case“ vorgenommen. Hierbei erfolgt die Messung der Spannungsbeträge an Knoten 7. Zur Einschätzung der Betriebsmittelbelastung wird die Auslastung von Leitung 17 zugrunde gelegt; diese bildet die Verknüpfung des Punktlaststranges mit dem Transformator.
- Knoten 20: Diese Position soll den „Worst Case“ im Rahmen der Punktlastanalyse darstellen. Hier nimmt der Spannungsbetrag während der Referenzanalyse den globalen Minimalwert (0,979 p. u.) an. Außerdem bildet dieser Knotenpunkt das Ende des

längstens Stranges des Benchmarknetzes. Die Auswirkungen der Punktlast hinsichtlich der Betriebsmittelbelastung werden an Leitung 34 nachvollzogen.

Die Lastflusssimulationen mit den Punktlasten werden über einen Zeitraum von 6.501 15 Minuten-Schritten zwischen dem 27. Februar und 5. Mai 2016 durchgeführt. Die Punktlasten sind hierbei als kontinuierliche Last modelliert, die das Netz zu jedem Zeitpunkt mit 150 kW oder 240 kW belasten. Die Wirk- und Blindleistungsbeträge sämtlicher anderer Lasten und Erzeuger sind genullt. Durch die Lastflusssimulationen werden insgesamt sechs Datensätze zu den Belastungen der Betriebsmittel sowie zu den Spannungsbeträgen gewonnen.

3.6 Bestimmung der Netzauswirkungen von High Power Charging

Das Analyse der Netzauswirkungen von HPC im Niederspannungsnetz wird einerseits durchgeführt, um die zusätzliche Netzbelastung von HPC im normalen Netzbetriebszustand zu erfassen und andererseits, um Referenzwerte für die nachfolgende Dimensionierung des Batteriespeichers zu generieren. Hierfür werden zunächst die Analysedimensionen definiert sowie anschließend die notwendigen Parameter für die Simulationen konfiguriert.

3.6.1 Analysedimensionen

Für die Analyse der Netzauswirkungen durch HPC werden die Analysedimensionen – Jahreszeit, Netzposition des HPC-Systems und Use Case – so gewählt, dass ein weiterer Analysebereich abgedeckt wurde. Abbildung 21 gibt einen Überblick über diese Dimensionen.

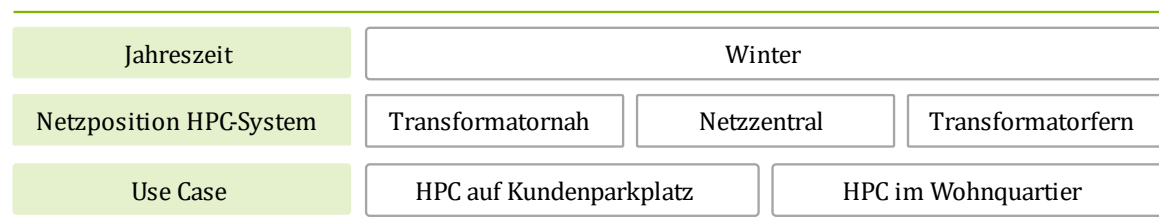


Abbildung 21: Dimensionen der Simulation zur Ermittlung der Netzauswirkungen von HPC im Niederspannungsnetz

Die Auswahl der Jahreszeit Winter basiert auf den Erkenntnissen der Lastflusssimulationen und des Status quo. Hier wird die höchste Auslastung der Leitungen und umgekehrt die geringsten freien Netzkapazitäten verzeichnet. Durch die Betrachtung sehr unterschiedlicher HPC-Standorte sollen Entwicklungen zwischen Best Case und Worst Case simuliert werden. Gegenüber der Potentialanalyse werden anstatt der Punktlasten die HPC-Lastkurven entsprechend der Use Cases implementiert.

3.6.2 Parametrisierung

Vorbereitend zu den Simulationen werden die Analysedimensionen parametrisiert und in das Referenznetzmodell eingebettet. Hieraus gehen insgesamt sechs unterschiedliche Konfigurationen hervor.

Die Jahreszeit Winter wird durch die Auswahl des Monats Januar abgebildet. Hierfür erfolgt die Simulation des Netzes sowie des HPC-Systems über die ersten 3.000 15 Minuten-Schritte. Diese Schrittzahl ist ausreichend groß, um eine angemessene Anzahl an HPC-Vorgängen abzubilden und einflussreiche Extremwerte zu nivellieren. Für die Positionen der HPC-Infrastruktur im Niederspannungsnetz werden die Knotenpunkte 54 (transformatornah), 7 (netz-zentral) und 20 (transformatorfern) ausgewählt (siehe Abbildung 20). Die Positionen entsprechen damit denen der Punktlasten aus der Potentialanalyse. Aus den Positionen des HPC-Systems ergeben sich die Betriebsmittel, die hinsichtlich ihrer Auslastung besonders gemonitort werden. Dies sind jeweils die Leitungen, die an der Unterseite des Trafos positioniert und dem Strang mit der Position des HPC-Systems zugeordnet sind. Die Use Cases ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ und ‚HPC im Wohnquartier‘ werden durch die entsprechenden HPC-Lastkurven simuliert. Hierfür wird an den ausgewählten Knotenpunkten die jeweilige normierte Lastkurve implementiert und mit der Nennleistung des HPC-Systems in Höhe von 300 kW für jeden Zeitschritt multipliziert.

Neben den HPC-Lasten werden alle Lasten, PV-Anlagen, Speicher und Transformatoren normal betrieben. Für die sechs Konfigurationen werden dabei nacheinander die Lastflusssimulationen durchgeführt, sodass jeweils nur ein HPC-System simultan betrieben wird.

3.7 Quantifizierung der Auswirkungen des Batteriespeichers

Die iterative Simulation des Batteriespeichers an der HPC-Infrastruktur im Niederspannungsnetz wird durchgeführt, um sicherzustellen, dass für das BSS für jeden HPC-Use Case eine adäquate Leistungs- und Kapazitätskonfiguration bestimmt wird. Zudem soll auch analysiert werden, inwieweit das BSS in der jeweiligen Konfiguration die Netzauswirkungen von HPC abfedert.

3.7.1 Speicherbedarfsanalyse

Die Menge der Energie, die nicht direkt durch das Netz, sondern durch den Batteriespeicher bereitgestellt werden muss, ergibt sich aus den Lastkurven des jeweiligen Use Case sowie der Systemleistung, die dem System aus HPC und BSS allokiert ist. Zur Bestimmung dieser Energiemenge wird die Systemleistung im Intervall von 0 kW bis 300 kW in 5 kW-Schritten gesteigert und berechnet, wie hoch der Anteil der Ladevorgänge und Ladeleistung ist, die die

Systemleistung überschreiten, wodurch das BSS aktiviert wird. Durch diesen Schritt soll indikativ ermittelt werden, ob und in welchem Umfang sich die Energiespeicherbedarfe zwischen den beiden HPC-Anwendungsfällen unterscheiden.

3.7.2 Analysedimensionen

Als Resultat von Lastflusssimulationen soll der Anteil Spannungsbandverletzungen und Überlastungen durch HPC sowie der Anteil der HPC-Energie, der trotz Batteriespeicher durch ein Lademanagement abgeregelt werden muss, bestimmt werden. Hierbei sollen insbesondere Unterschiede der Speichereffekte des BSS in Abhängigkeit von Netzposition und Use Case bestimmt werden, um eine Entscheidungsgrundlage zur Ableitung der Auslegung eines Batteriespeichers zu fundieren. Abbildung 22 zeigt die Dimensionen, die zur Analyse der Speichereffekte des BSS betrachtet werden.

Jahreszeit	Winter		
Netzposition HPC-System	Transformatornah	Netzzentral	Transformatorfern
Use Case	HPC auf Kundenparkplatz		HPC im Wohnquartier
BSS Ladestrategie	Direktes Laden		
BSS Kapazität	40 kWh, 60 kWh ... 300 kWh		20 kWh, 30 kWh ... 100 kWh
Systemleistung	20 kW, 30 kW ... 200 kW		150 kW, 160 kW ... 220 kW

Abbildung 22: Analysedimensionen zur Untersuchung der Speichereffekte des Batteriespeichers

Jahreszeit, Netzposition von HPC-System und BSS sowie die Anwendungsfälle werden hierbei von der Simulation der HPC-Infrastruktur im Niederspannungsnetz übernommen (siehe 3.6). Ergänzt werden die Auswahl einer Ladestrategie sowie das Variieren von Speicherkapazität und Systemleistung des BSS. Als Ladestrategie des Batteriespeichers wird das direkte Laden ausgewählt, womit die initiale Modellierung des Batteriespeichers genutzt wird. Stufenweise angepasst werden dabei die Kapazität und die Systemleistung des Batteriespeichers.

3.7.3 Batteriespeichersimulationen

Im ersten wesentlichen Analyseschritt wird für beide Anwendungsfälle der Batteriespeicher die Kapazität im Intervall von 40 kWh bis 300 kWh in 20 kWh-Schritten variiert. Dabei besteht die Abstufung der Systemleistung zwischen 20 kW und 200 kW aus 10 kW-Schritten. Dadurch werden jeweils 266 unterschiedliche Konfigurationen geprüft. Die fein ausgeprägte

Schrittweise ermöglicht eine detaillierte Analyse bei typischen Leistungswerten. Die Limitierung der Leistungs- und Kapazitätsdimensionen erfolgt auf Basis der Ergebnisse der identifizierten Netzpotentiale sowie der Auslegung vergleichbarer Systeme.

Im zweiten Analyseschritt werden detailliert BSS-Konfigurationen mit einem Leistungsbe- reich zwischen 150 kW und 220 kW für beide Anwendungsfälle simuliert. Diese Systemleis- tungen werden ausgewählt, um beurteilen zu können, wie weit die minimal notwendige Spei- cherkapazität reduziert werden kann, wenn die verfügbaren Netzkapazitäten fast vollständig ausgeschöpft werden. Bei sehr hohen Systemleistungen werden zudem Spannungsbandver- letzungen und Betriebsmittelüberlastungen erwartet, die in diesem Analyseschritt quantifi- ziert werden sollten. Tabelle 3 zeigt die Herleitung der entsprechenden Systemleistungen auf.

Netzposition HPC-System	Zugehörige Leitung	80 % des 95 %-Quantils der freien Kapazität	Systemleistung BSS
Transformatornah	Leitung 54	188,5 kVA	190 kW
Netzzentral	Leitung 17	171,5 kVA	170 kW
Transformatorfern	Leitung 34	166,3 kVA	170 kW

Tabelle 3: Herleitung der Systemleistungen, die 80 % des 95 %-Quantils der freien Kapazität der Leitungen im Status quo entsprechen, die dem HPC-Strang zugehörig sind

Zur Bemessung werden 80 % des 95 %-Quantils der verfügbaren Leitungskapazität aus der Referenzanalyse herangezogen. Die Kapazität wird in einem Intervall zwischen 20 kWh und 100 kWh bemessen. Dadurch werden für jeden Standort und Use Case 72 unterschiedliche Konfigurationen des BSS simuliert.

3.8 Identifikation der Ausgleichspotentiale für Photovoltaikerzeugung

Durch die Installation eines Batteriespeichers in einem Wohnquartier oder auf einem Kun- denparkplatz stehen lokal substanzielle Speicherpotentiale zur Verfügung. Diese können zur Kompensation dezentraler Erzeugung genutzt werden. Zur Quantifizierung dieser Aus- gleichspotentiale und wird am Netzknoten mit HPC und BSS ein PV-System simuliert. Zudem wird der Batteriespeicher so modifiziert, dass dieser die PV-Energie bevorzugt aufnimmt. Nachfolgend sind die Analysedimensionen und -ziele sowie die Modifikationen der Batterie- speicher- und Netzmodellierung detailliert.

3.8.1 Analysedimensionen

Die Analysedimensionen sollen zum einen eine Bewertung des Ausgleichspotentials des Bat- teriespeichers hinsichtlich der PV-Erzeugungsspitzen ermöglichen. Zum anderen sollen die Auswirkungen des PV-Energieausgleichs auf die Energiebereitstellung des Batteriespeichers

an die HPC-Infrastruktur eingeschätzt werden können. Dabei verlagern sich die Analysedimensionen gegenüber den anderen Untersuchungen. In Abbildung 23 werden die Dimensionen zur Quantifizierung der PV-Ausgleichs strukturiert.

Jahreszeit	Winter	Sommer
Netzposition HPC-System	Transformatornah	
Use Case	HPC im Wohnquartier	
BSS Ladestrategie	Direktes Laden von PV-Energie	PV Peak Shaving
BSS Kapazität	40 kWh, 60 kWh ... 200 kWh	20 kWh, 30 kWh ... 230 kWh
Systemleistung	40 kW, 60 kW ... 120 kW	50 kW

Abbildung 23: Dimensionen zur Bestimmung des Ausgleichspotentials lokaler PV-Erzeugung

Da die PV-Erzeugung wesentlich zwischen Jahreszeiten fluktuiert, werden Zeitreihen aus dem Wintermonat Januar und dem Sommermonat Juli betrachtet. Die Auswirkungen auf Spannungsänderungen und Betriebsmittelauslastung sind bei dieser Analyse sekundär, weshalb ausschließlich die transformatornahe Positionierung von BSS, HPC-System und PV-Anlage im Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ betrachtet wird. Für die Untersuchung werden zwei Ladestrategien implementiert: Bei der ersten Strategie wird die erzeugte PV-Energie immer direkt in den Batteriespeicher eingespeist. Ziel dieser Ladestrategie ist ein möglichst hoher PV-Eigenverbrauchsanteil; dieser wird auch in [93, p. 185] als Ziel von Batteriespeichern im Einsatz als PV-Speicher genannt. Die zweite Strategie erlaubt die Einspeisung von PV-Energie nur, wenn ein bestimmtes Leistungslimit des PV-Systems überschritten wurde, wodurch insbesondere Wirkung des Peak Shavings beobachtet werden soll. Ziel der zweiten Strategie ist es, die ins Netz eingespeiste Spitzenleistung abzumildern; der Eigenverbrauch ist hier sekundär. Jede Simulationssequenz betrachtet Konfigurationen des BSS mit Kapazitäten von 40 kWh bis 200 kWh sowie Leistungen zwischen 40 kW und 120 kW. Ergänzend werden Detailanalysen zur Prüfung des PV-Eigenverbrauch und der gedrosselten HPC-Energie in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität durchgeführt; dafür wird die Systemleistung mit 50 kW fix konfiguriert und die Kapazität graduell variiert. Weiterhin schaffen Simulationen von Konfigurationen ohne PV-Anlage einen Benchmark.

3.8.2 Modellmodifikationen

Die Simulation von Niederspannungsnetz und Batteriespeicher wird zur Abbildung der PV-Erzeugung und Ladestrategien modifiziert. Berücksichtigt sind dabei nachstehende Änderungen:

Das PV-System wird mit einer Nennleistung von 50 kW angenommen und ist mit westlicher Ausrichtung installiert, wodurch insbesondere das HPC-Profil aus dem Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ abgedeckt werden soll. Die zugehörige Zeitreihe stammt aus dem SimBench-Datensatz. Die maximal erreichte Leistung beträgt 58,8 %, was 29,5 kW entspricht. Die Einspeiseleistung des PV-Systems ist dabei zu jedem Zeitpunkt bekannt.

Wenn der SoC des BSS unter 100 % liegt, wird die generierte PV-Energie in den Batteriespeicher eingespeist. Bei der Ladestrategie ‚Direktes Laden von PV-Energie‘ wird jegliche Energie, die das PV-System generiert, in den Batteriespeicher eingespeist. PV-Energie, die oberhalb von 30 % der Nennleistung des PV-Systems liegt, wird im Rahmen der Ladestrategie ‚PV Peak Shaving‘, eingespeist.

Im Batteriespeicher werden 20 % der Kapazität für die Energie aus dem PV-System freigehalten. Unterhalb eines SoC von 80 % kann das BSS sowohl aus dem Netz als auch aus dem PV-System mit Energie gespeist werden; oberhalb der SoC-Schwelle von 80 % ausschließlich aus dem PV-System.

4 Ergebnisse der Simulation von High Power Charging und Batteriespeicher

Die Simulationsergebnisse werden nachfolgend aufbereitet und erläutert. Zunächst werden die Potentiale für HPC bestimmt. Anschließend werden die Auswirkungen von HPC auf das Niederspannungsnetz aufbereitet. Im Anschluss wird die ausgleichende Wirkung des Batteriespeichers hinsichtlich der HPC-Belastungen sowie lokaler PV-Erzeugung zusammengefasst. Die Ergebnisse des jeweiligen Abschnitts werden dabei in einem kurzen Fazit aggregiert.

4.1 Netzpotentiale für High Power Charging

Die Ergebnisse der Analyse zur Identifikation von freien Potentialen für HPC umfassen Erkenntnisse über Betriebsmittelspezifikationen, die Betriebsmittelauslastung bei Lastflussrechnungen und Spannungsänderungen.

4.1.1 Betriebsmittelkapazitäten

Der Benchmark der im Referenznetz installierten Betriebsmittel mit den Spezifikationen eines exemplarischen HPC-Systems stellt heraus, dass die Anforderungen des HPC-Systems nicht zwingend durch die vorhandenen Betriebsmittel erfüllt werden können. Als relevanter Parameter ist hierbei insbesondere die zulässige Nennleistung der Betriebsmittel identifiziert. Tabelle 4 stellt die Nennleistungen von Transformator und Erdkabel der maximalen Aufnahmeleistung des HPC-Systems gegenüber.

	Transformator	Erdkabel	HPC-System
Bezeichnung	0.63 MVA 20/0.4 kV Dyn5 ASEA	NAYY 4x240SE 0.6/1kV	Benchmark HPC-System
Nennleistung	630 kVA	247,3 kVA	313 kVA

Tabelle 4: Gegenüberstellung relevanter Spezifikationen der Netzbetriebsmittel mit den Anforderungen eines exemplarischen HPC-Systems

Während der Transformator theoretisch ausreichende Leistungskapazitäten für einen Betrieb des HPC-Systems bereitstellt, limitieren die verlegten Leitungen die Systemleistung, sofern diese vollständig über den Transformator und die Leitungen gespeist würde. Bei Betrieb im Bereich der Nennleistung können die Erdkabel lediglich etwa 79 % der erforderlichen Leistung übertragen. Die Netzspannung des HPC-Systems soll zwischen 360 V und 440 V liegen, was ein Spannungsband von 10 % um die Nennspannung des Niederspannungsnetzes bedingt.

4.1.2 Betriebsmittelauslastung

Die Höhe sowie die örtliche Verteilung der Betriebsmittelauslastung ist abhängig von der Positionierung der Lasten sowie den hinterlegten Zeitreihen. Bei der Referenzanalyse ist an allen Leitungen eine fluktuierende Belastung feststellbar. Bei der Lastflusssimulation mit Punktlasten ist die Leitungsbelastung auf die Stränge, in denen die Punktlasten an einen Knoten angeschlossen sind, sowie auf den Transformator limitiert. Bei der Punktlastanalyse ist – aufgrund der gleichbleibenden Last – auch die Belastung zeitlich homogen. Abbildung 24 illustriert die maximale Auslastung des Netzes bei Lastflusssimulationen mit den durch SimBench bereitgestellten Last- und Erzeugerzeitreihen (i) sowie den Punktlasten an Knoten 20 (ii, iii, siehe 3.5.3).

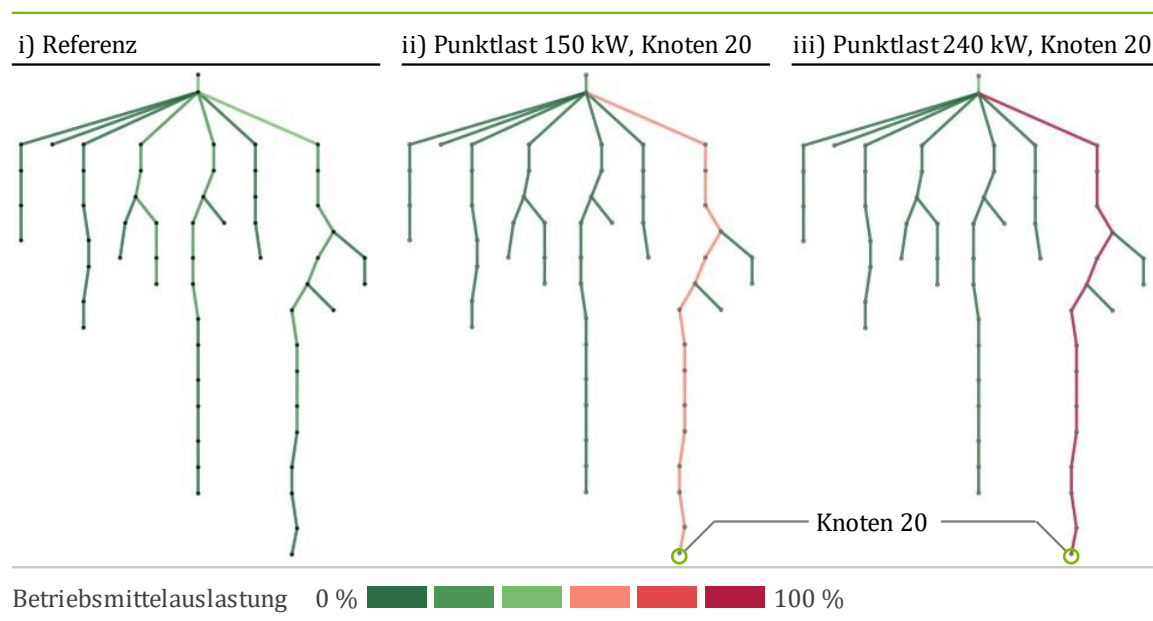


Abbildung 24: Maximale Auslastung der Netzbetriebsmittel bei Lastflusssimulationen (Referenz, Punktlast 150 kW und 240 kW an Knoten 20)

Im Status quo liegt die Betriebsmittelauslastung zu keinem Zeitpunkt über 50 %; bei Implementierung der Punktlasten kann am gesamten betroffenen Strang eine wesentlich höhere Auslastung detektiert werden. Im Detail haben die Lastflusssimulationen im Rahmen der Potentialanalyse folgende Ergebnisse generiert:

Status quo: Die Simulation des Status quo zeigt, dass Leitungen an längeren Strängen häufiger und stärker ausgelastet sind als ihre Pendants an kurzen Strängen. Die maximale Betriebsmittelauslastung, auf Basis der Nennleistung, verzeichnet der Transformator mit 35,8 %. Die alltägliche Auslastung liegt mit 21,1 % (95 %-Quantil) etwa 40 % unterhalb der Lastspitze. Die höchste Leitungsauslastung beträgt 33,5 % an Leitung 34 (95 %-Quantil: 18,1 %). Dieser Wert kann darauf zurückgeführt werden, dass Leitung 34 die erste Leitung des längsten Netzstranges am Trafo bildet, wodurch entsprechend viele Verbraucher über

Leitung 34 versorgt werden. Die geringsten maximalen Auslastungen weisen die Leitungen am Ende der Stränge auf, wobei besonders Leitung 54 hervorstach (Maximalauslastung: 7,34 %), die eine einzelne Gewerbelast mit dem Transformator verbindet. Tagsüber schwankt die Auslastung der Leitungen etwa durch PV-Einspeisung sowie zyklischen Lasten (etwa Gewerbe) stärker als über das Jahr hinweg. Die Auslastung fluktuiert über den Jahresverlauf mäßig: In den Sommermonaten ist die Auslastung des Transformators etwa 6 Prozentpunkte geringer als in den Wintermonaten. Ein ähnliches Verhalten bildet sich an den stärker ausgelasteten Leitungen ab. Abbildung 25 illustriert die freien Kapazitäten des Transformators sowie dreier Leitungen.

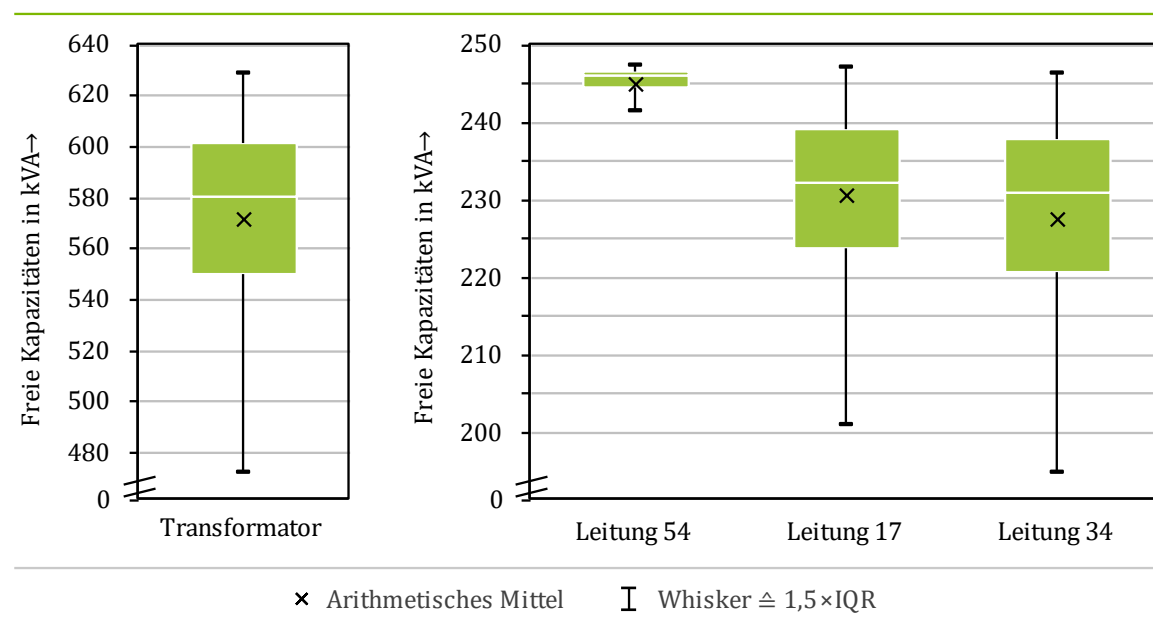


Abbildung 25: Freie Kapazitäten von Netzbetriebsmitteln bei Lastflussrechnung im Status quo (01. Jan - 31. Dez. 2016)

- Die Höhe der freien Kapazitäten ist stark von der Position der Betriebsmittel abhängig. Leitungen am Anfang kurzer Stränge (z. B. Leitung 54) haben höhere freie Kapazitäten (Minimum ca. 92,7 %, 229,2 kVA) als Leitungen am Beginn langer Stränge (z. B. Leitung 34, Minimum ca. 66,5 %, 164,5 kVA)
- Der Transformator zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz hat mindestens eine freie Kapazität von 64 % (404,5 kVA) und in 95 % der Zeit mehr als 78 % (497,0 kVA).

Punktlastanalyse: Die Implementierung von drei Punktlasten mit jeweils zweistufiger Leistungsanpassung ermöglicht an den Betriebsmitteln folgende Beobachtungen hinsichtlich der Netzauswirkungen; diese werden in Abbildung 26 verglichen.

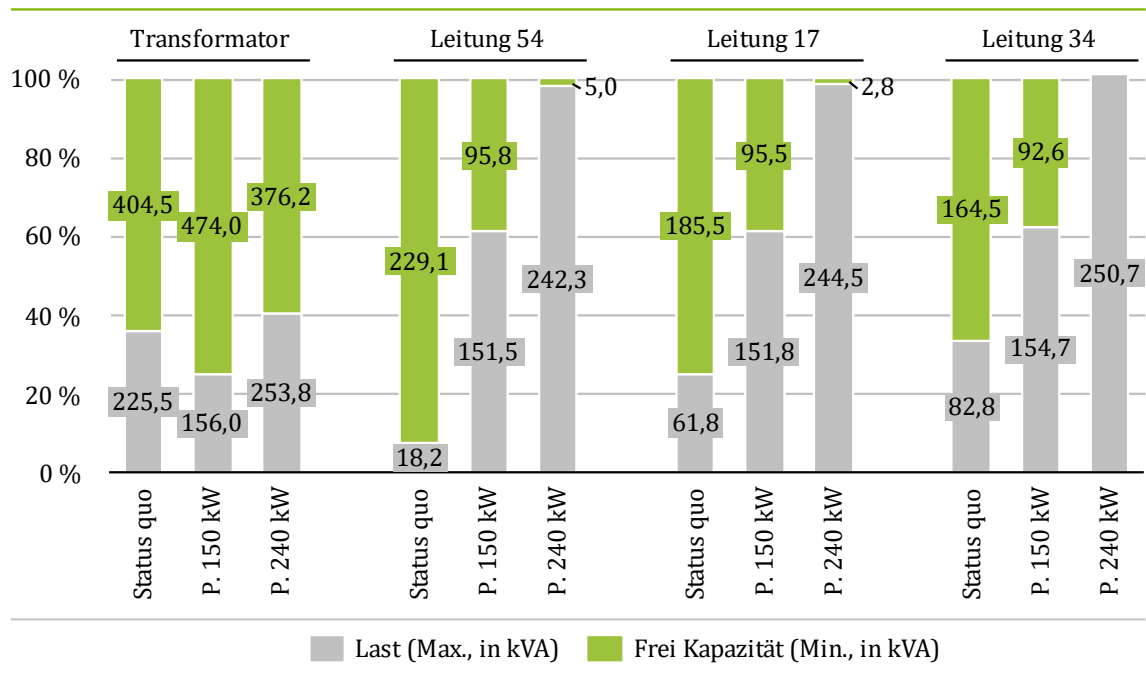


Abbildung 26: Maximale Belastung und minimale freie Kapazität der Betriebsmittel im Status quo sowie bei Anschluss von Punktlasten (P.) von 150 kW und 240 kW

Folgende Beobachtungen sind dabei möglich:

- Transformator: Die maximale Auslastung des Transformators beträgt bei Implementierung der 150 kW Punktlasten nicht mehr als 156 kVA. Damit ist der Transformator geringer ausgelastet als im Status quo. In der zweiten Laststufe, 240 kW, ist der Transformator zu maximal 40,3 % ausgelastet. Damit verblieben über alle Analysestufen hinweg freie TransformatorKapazitäten von mindestens 376,2 kVA.
- Leitung 54: Diese Leitung wurde durch den Anschluss der Punktlasten an Knoten 54 belastet. Hierbei beträgt die Auslastung durch die 150 kW Punktlast 61,3 % beziehungsweise 98,0 % bei Steigerung der Last auf 240 kW. Damit verbleiben 5,0 kVA (2 %) freie Leistungskapazitäten.
- Leitung 17: Durch die mittig im Netz positionierte Last wird die Leitung mit maximal 151,8 kVA (Punktlast 150 kW) respektive 244,5 kVA (Punktlast 240 kW) ausgelastet. Insgesamt kann keine Überlastung der Betriebsmittel in diesem Strang durch die mittige Positionierung der Punktlast festgestellt werden.
- Leitung 34: Hier wird die höchste Belastung aller Leitungen im Rahmen der Punktanalyse verzeichnet; sowohl bei den Lastflussrechnungen mit der 150 kW Last als auch bei Installation mit einer 240 kW Punktlast. Bei letzterer kann zudem eine geringfügige Überlastung dieser Leitung beobachtet werden.

Die Auswertung der Lastflussergebnisse über die Punktlastanalysen hinweg zeigt, dass Leitungen, die am Transformator angebunden sind, stärker belastet werden, je weiter die jeweilige Punktlast von dem Transformator entfernt ist. Dies gipfelt in der Überlastung der Leitung 34 bei Installation der Punktlast mit 240 kW, wohingegen die anderen Leitungen noch freie Kapazitäten haben.

4.1.3 Spannungsänderungen

Die Analyse der langsamen und schnellen Spannungsänderungen im Referenznetz zeigt, dass das Netz im normalen Betriebszustand nicht zu Spannungsverletzungen neigt; durch die Installation von Punktlasten jedoch die Spannungsrichtlinien nicht sicher eingehalten werden können. Abbildung 27 verdeutlicht die Entwicklung der Spannungsbeträge im Status quo sowie bei Installation der Punktlasten.

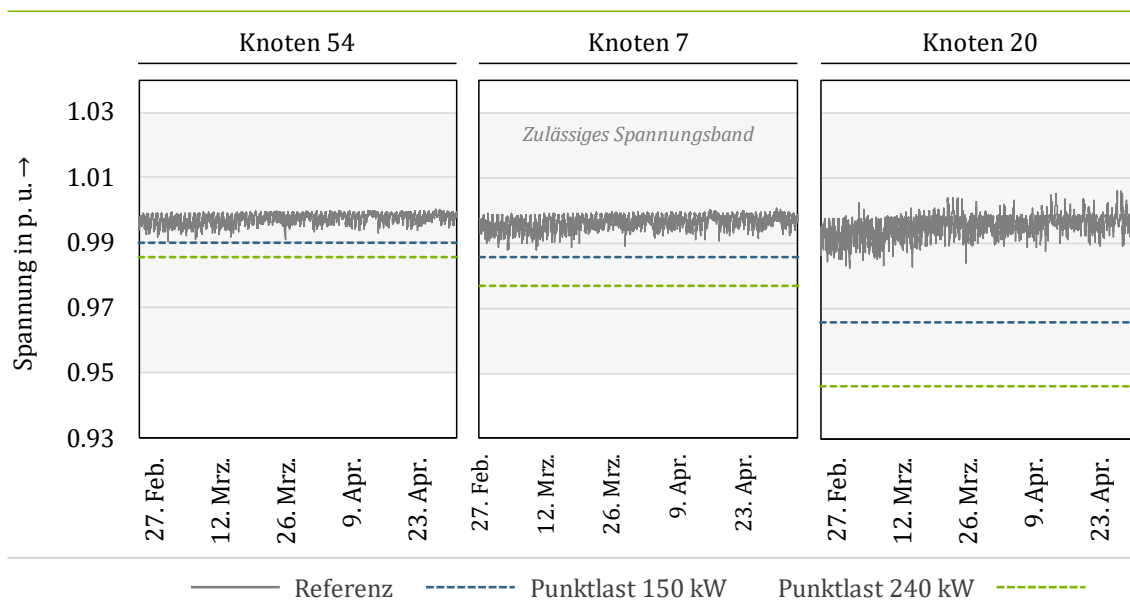


Abbildung 27: Spannungsbetrag bei ausgewählten Knotenpunkten nach Lastflussrechnungen von Status quo sowie mit Punktlasten an Stranganfang, -mitte und ende (150 kW, 240 kW)

Status quo: Im Status quo zeigen die Lastflussrechnungen an keinem der überwachten Knotenpunkte Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzwerte. Weder sinkt die Spannung um mehr als 5 %, noch steigt die Spannung durch einen dezentralen Erzeuger an einem Netzverknüpfungspunkt um mehr als 3 % an. Hierbei fällt auf, dass die Spannungsfluktuationen an Knoten 20 (Endpunkt langer Strang) höher sind als an Knoten 54 (Endpunkt kurzer Strang). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass im Strang von Knoten 54 lediglich eine Gewerbelast und keine dezentralen Erzeuger angeschlossen sind. Im zu Knoten 20 zugehörigen Strang hingegen sind sowohl mehrere dezentrale Erzeuger, aber auch wesentlich mehr sowie unterschiedliche Verbrauchertypen installiert. Die Spannungsbeträge von Knoten 7 (zentrale Netzposition) liegen dazwischen.

Punktlastanalyse: Die Auswertungen ergeben, dass an den Endknoten der kurzen Stränge substantiell geringere Spannungsabfälle zu verzeichnen sind als bei langen Strängen:

- An Knoten 54 beträgt der Spannungsabfall bei einer Installation einer Punktlast mit 150 kW etwa 0,01 p. u. (1 %); bei einer 240 kW-Punktlast 0,015 p. u. (ca. 1,5 %).
- Knoten 7 verzeichnet eine Absenkung von etwa 0,015 p. u. bei einer Punktlast von 150 kW und auf 0,977 p. u. bei einer Last von 240 kW. Damit wird das Spannungsband nicht verletzt.
- Bei Knoten 20 wird ein Spannungsabfall bei einer 150 kW-Punktlast auf 0,965 p. u. (- 3,5 %) sowie auf 0,946 p. u. (- 5,6 %) verzeichnet. Somit wird an Knoten 20 im Fall der 240 kW-Punktlast gegen die praktisch zulässige Spannungsabsenkung von 5 % verstoßen, wobei bis dahin die Residuallast nicht berücksichtigt wird. Bei Hinzunahme der Residuallast wird an Knoten 20 bereits bei einer 150 kW-Punktlast das Spannungsband um mehr als 5 % abgesenkt.

Aus den Lastflussresultaten konnte auf die Höhe schnelle Spannungsänderungen geschlossen werden. Abhängig von der Positionierung der Punktlast kann ein abruptes Starten der Last zu hohen schnellen Spannungsänderungen führen. Damit eine schnelle Spannungsänderungen nicht die Vorgaben der TAR 4100 bricht, muss ein Ladevorgang mit hoher Leistung an einem transformatorfernen Punkt im Netz (Knoten 20) über einige zehn Sekunden hinweg initialisiert werden. An transformatornahen Endknoten kurzer Stränge hingegen werden die Richtlinien zu schnellen Spannungsänderungen eingehalten.

4.1.4 Zusammenfassung

Die Analyse zur Einschätzung der Potentiale bestehender Niederspannungsnetze zur Installation von HPC-Infrastruktur resultiert in nachfolgenden Erkenntnissen:

1. Grundsätzlich wird der Betrieb von HPC-Systemen, mit einer Nennlast von 300 kW oder mehr, ohne Pufferspeicher im Bereich der Nennleistung durch die installierten Netzbetriebsmittel – insbesondere Leitungen – eingeschränkt.
2. Lediglich direkt am Transformator zwischen Mittel- und Niederspannungsebene sind immer ausreichende Kapazitäten für den überlastungsfreien Betrieb von HPC-Infrastruktur vorhanden.
3. Die Lastflussberechnung zeigt, dass Leitungen, ohne Residuallast oder dezentrale Einspeisung, bereits bei einer Last von 240 kW am Rand der thermischen Belastungsgrenze stehen oder darüber hinaus belastet sind.
4. Die Positionierung des HPC-Systems im Netz hat erheblichen Einfluss auf die langsamen Spannungsänderungen: Eine transformatornahe Positionierung reduziert den Spannungsabfall gegenüber einer transformatorfernen Position substantiell.

5. Möglichen schnellen Spannungsänderungen sollte durch eine entsprechende Steuerung im HPC-System oder durch einen Pufferspeicher vorgebeugt werden.

4.2 Netzauswirkungen von High Power Charging

Zur Bestimmung der Netzanforderungen durch HPC werden zunächst die HPC-Zeitreihen hinsichtlich zeitlicher und lastabhängiger Verteilung analysiert. Daraufhin werden die Ergebnisse der Lastflusssimulationen mit einem HPC-System an transformatornaher, netzzentraler sowie transformatorferner Netzposition bezüglich Betriebsmittelauslastung, Spannungsänderungen und etwaiger Grenzwertverletzungen ausgewertet.

4.2.1 Nachfrageprofil

Die Auswirkungen von HPC auf das Niederspannungsnetz werden durch die Höhe der Last sowie den Zeitpunkt der Last bestimmt. Dieses Nachfrageprofil unterscheidet sich zwischen den Anwendungsfällen. Nachfolgend werden daher die zeitliche Verteilung sowie die Höhe und Energiemenge der HPC-Ladevorgänge betrachtet.

Zeitliche Verteilung der Ladevorgänge: Der Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ unterscheidet sich bezüglich der zeitlichen Ausprägung sehr vom Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘. Abbildung 28 vergleicht die Wochenmittelwerte der HPC-Nachfrage beider Anwendungsfälle.

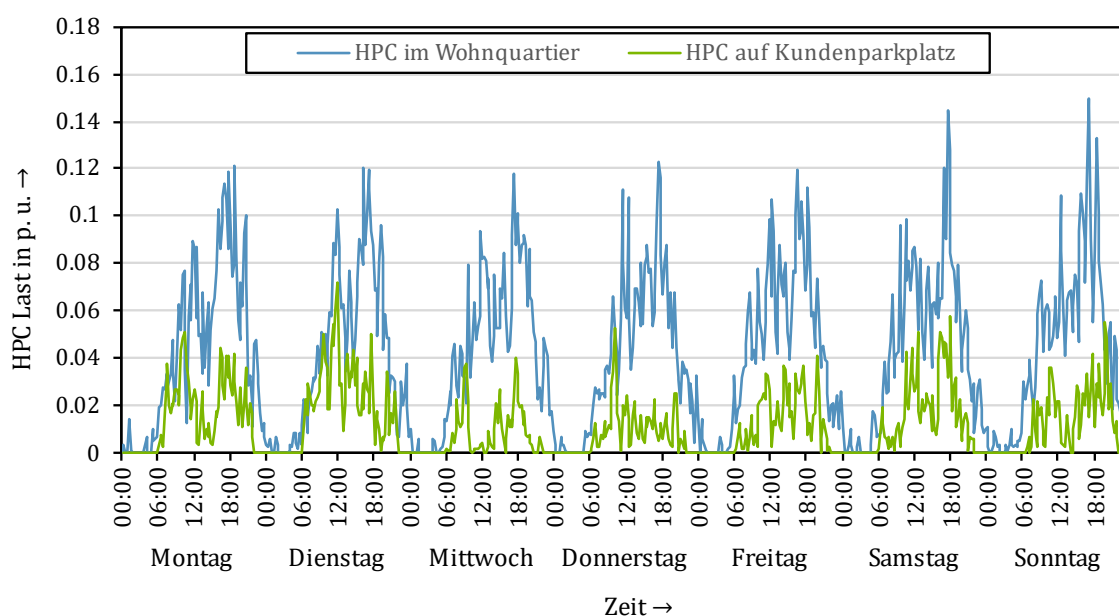


Abbildung 28: Wochenmittelwerte der HPC-Lasten in p. u., beginnend am Montag; Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ und ‚HPC auf Kundenparkplatz‘

Die Wochenmittelwerte zeigen, beim Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ eine deutliche Konzentration der Ladevorgänge auf Vor- und Nachmittage. Insbesondere am Dienstag- und

Mittwochnachmittag werden durchschnittlich die höchsten HPC-Leistungen nachgefragt. Weiterhin finden während der frühen Morgen- und späten Abendstunden Ladevorgänge statt, womit sich das Laden im Wohnquartier von dem anderen Anwendungsfall abgrenzt. Im Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ finden keine Ladevorgänge zwischen 22:00 Uhr und 6:00 Uhr statt, zudem sind die Nachfragewerte donnerstags und freitags zumeist geringer als im Wochenmittel.

Verteilung von Leistung und Energiemenge der Ladevorgänge: Die Zeitreihen unterschieden sich hier substantiell: Während bei der HPC-Infrastruktur im Wohnquartier jährlich 109,23 MWh Energie nachgefragt wird, liegt dieser Wert beim Laden auf dem Kundenparkplatz mit 30,35 MWh weniger als ein Drittel so hoch. Dies spiegelt sich auch in der Energiemenge wider, die im Mittelwert pro Tag pro Ladepunkt angefordert wird: Hier stehen 74,61 kWh aus dem Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ 20,73 kWh aus dem Anwendungsfall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ gegenüber. Das HPC-System ist im Wohnquartier über einen Zeitraum von ein Jahr hinweg bei 6.206 Zeitschritten aktiv, was 17,66 % aller Zeitschritte entspricht. Im Use Case Kundenparkplatz ordnet sich die HPC-Aktivität mit 4,09 % (1.439 aktive 15 Minuten-Schritte) darunter ein. Insgesamt wird bei Ladevorgängen selten eine sehr hohe oder die maximale Leistung angefordert. Abbildung 29 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

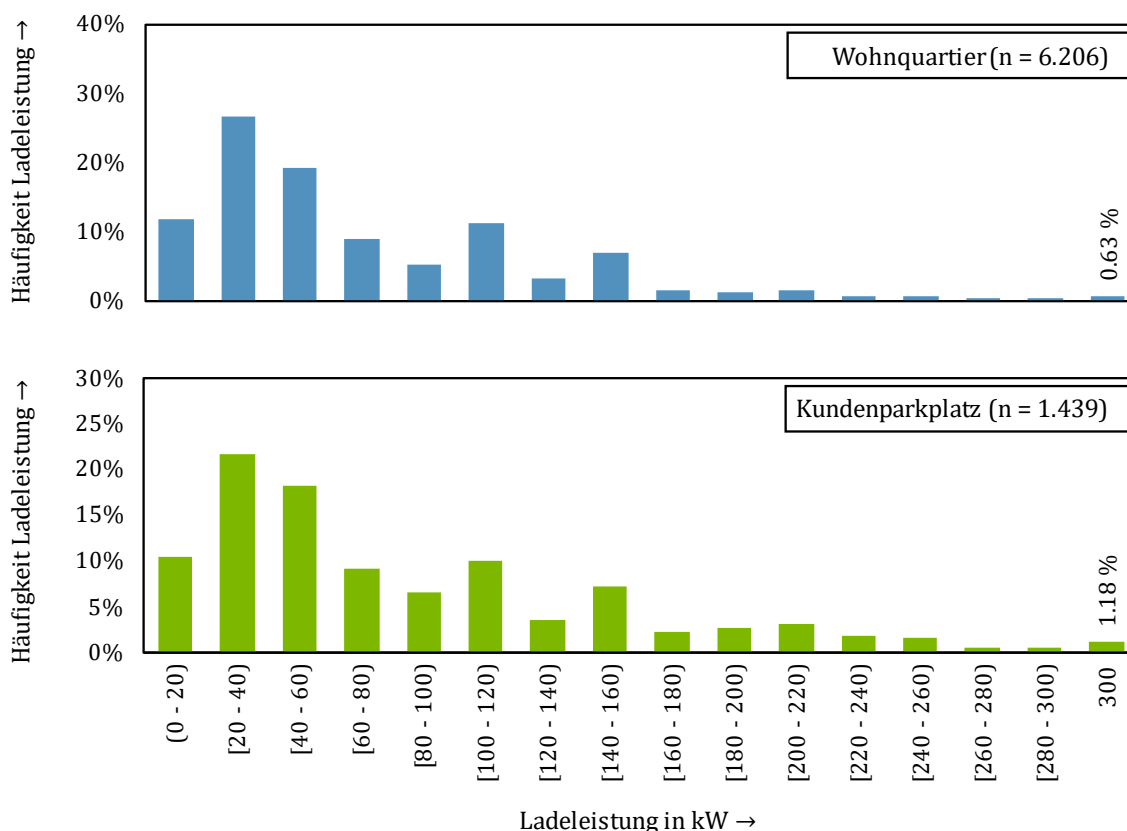


Abbildung 29: Häufigkeit der HPC-Last aller 15-Minuten-Schritte nach Leistung für die Use Cases Kundenparkplatz und Wohnquartier

Auf dem Kundenparkplatz wird bei 1,18 % der Ladevorgänge die Höchstleistung des HPC-Systems von 300 kW nachgefragt. Beim Laden im Wohnquartier fällt dieser Wert mit 0,63 % noch geringer aus. Dementgegen beträgt die nachgefragte Ladeleistung bei ‚HPC im Wohnquartier‘ zu etwa 83 % nicht mehr als 120 kW; beim Laden auf dem Kundenparkplatz werden zu etwa 80 % der Ladezeitpunkte 140 kW oder weniger Leistung nachgefragt.

4.2.2 Betriebsmittelauslastung

Die Spitzenauslastung der Betriebsmittel wird durch die Integration der HPC-Lasten in die Netzsimulation stark erhöht. Dadurch treten Überlastungen der Leitungen des Niederspannungsnetzes auf, was auf HPC-Ladevorgänge mit besonders hoher Last zurückzuführen ist.

Im Detail werden die Belastungsergebnisse der HPC-Lastflusssimulationen nach Anwendungsfall sowie nach Positionierung des HPC-Systems im Netz ausgewertet. Dabei wird bei jeder HPC-Positionierung jeweils die Leitung betrachtet, die die höchste Maximalauslastung verzeichnet. Die entsprechende Leitung ist jeweils jene, die am Strang mit HPC-System an der Unterseite des Transformators installiert ist. Schematisiert werden die Ergebnisse in Abbildung 30, die die fallabhängige Gesamtzahl der Überlastungen und den Anteil der HPC-Ladezeitpunkte mit Überlastung $q_{\text{ÜL}}$ der beiden Anwendungsfälle vergleicht.

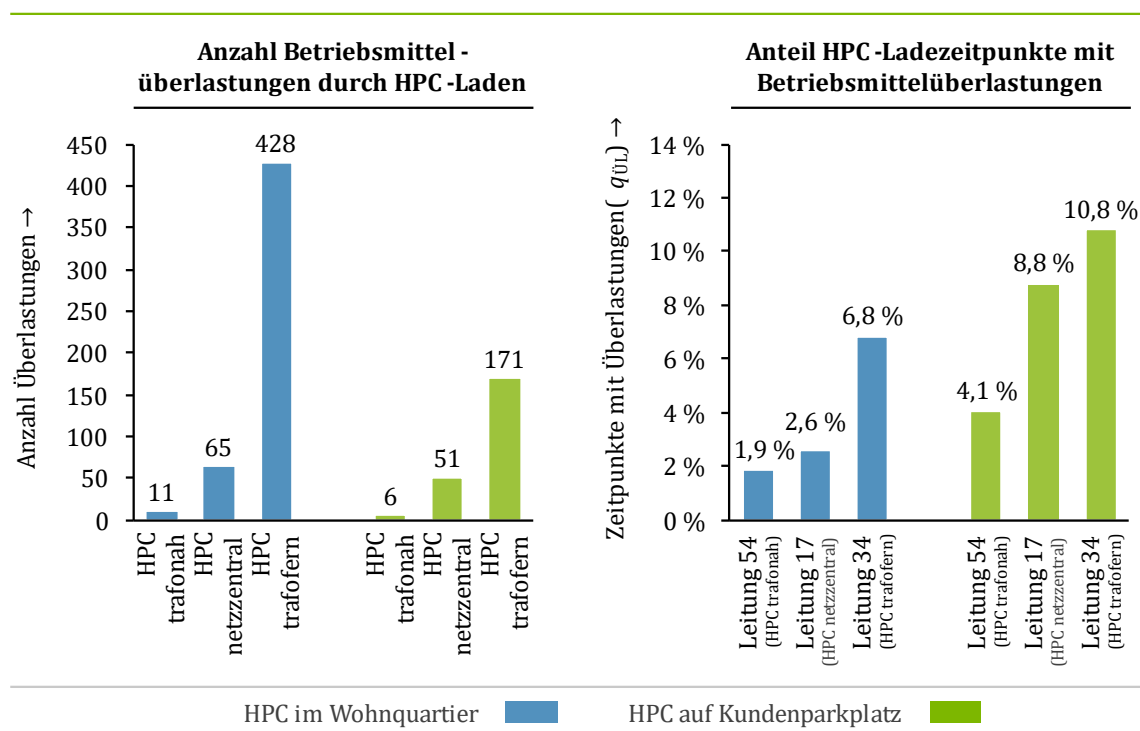


Abbildung 30: Anzahl der Betriebsmittelüberlastungen durch HPC-Ladevorgänge sowie Anteil der HPC-Ladezeitpunkte mit Überlastungen an allen HPC-Ladezeitpunkten (01.01. – 01.02.)

HPC im Wohnquartier: Im Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ zeichnet sich hinsichtlich der Überlastungen folgendes Muster ab: Unabhängig von der Positionierung des HPC-Systems im

Referenznetz treten Überlastungen auf. Hier steigt die Anzahl der überlasteten Betriebsmittel mit zunehmender Entfernung des HPC-Systems vom Leistungstransformator an. Dies kann einerseits darauf zurückgeführt werden, dass mit größerer Distanz mehr einzelne Betriebsmittel belastet und überlastet werden. Bei Positionierung der HPC-Last an transformatorfernen Knoten 20 werden somit bis zu 15 Leitungen simultan überlastet. Andererseits werden drei verschiedene Abgänge mit unterschiedlich ausgeformten Lastprofil verglichen, wobei mit zunehmender Stranglänge die Anzahl der Verbraucher und letztlich die Last sukzessive ansteigt. Hierdurch reduziert sich die Lastschwelle, über die hinaus das HPC-System Überlastungen bedingt. Bezogen auf die Anzahl der HPC-Ladezeitpunkte, jene 15 Minuten-Schritte, in denen am HPC-System Ladeleistung nachgefragt wird, fällt die Anzahl der Überlastungen gering aus. Auch hier steigt der Anteil der Überlastungen mit zunehmender Distanz zwischen HPC-Infrastruktur und Leistungstransformator sowie Stranglänge an. Dabei zeigt sich, dass im Use Case Wohnquartier nicht mehr als 6,85 % der HPC-Ladezeitpunkte zu Überlastungen führe. Hierbei wird an Leitung 34 der höchste Überlastungsanteil gemessen, wohingegen an Leitung 54 und Leitung 17 ein geringerer Anteil der Ladevorgänge zu Betriebsmittelüberlastungen führt.

Abbildung 31 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen anwachsender Leitungslänge und Distanz zwischen HPC-Infrastruktur und Transformator.

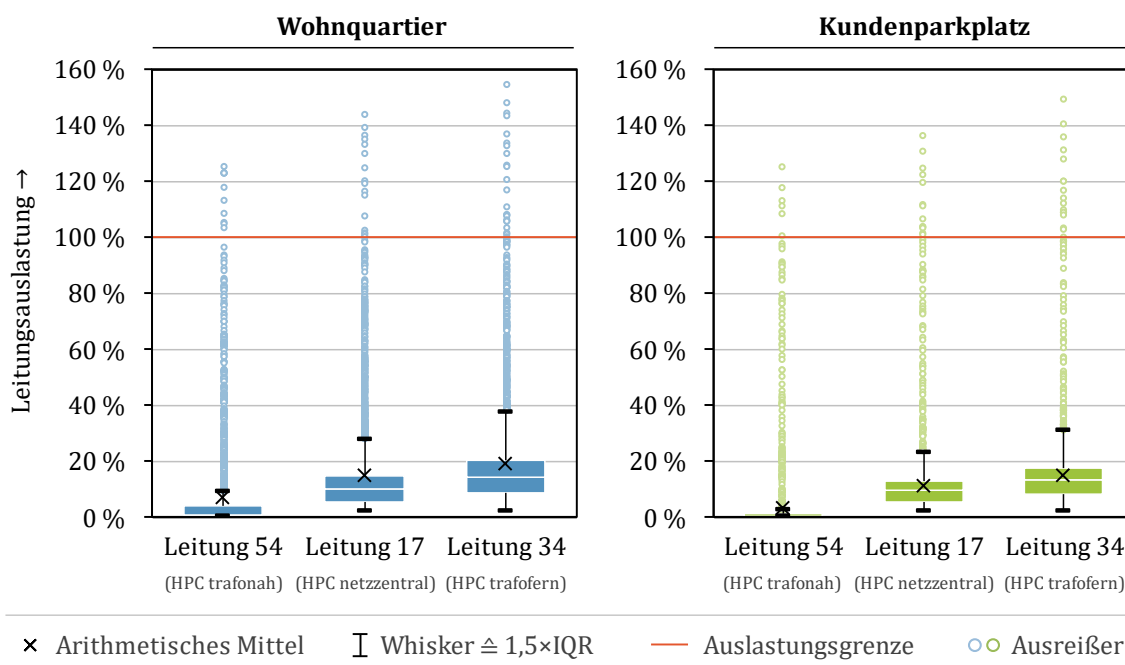


Abbildung 31: Gegenüberstellung der Auslastungswerte der HPC-positionsspezifisch am stärksten ausgelastete Leitungen über alle 15 Minuten-Schritte (01.01. - 01.02.)

Die Auslastung der am stärksten belasteten Leitung liegt häufiger über der thermischen Betriebsgrenze als die der geringer belasteten Leitungen. Ausreißer der Lasten werden zudem

nur dann identifiziert, wenn das HPC-System aktiv ist. Dabei wird ebenso die – über alle Anwendungsfälle und HPC-Positionen hinweg – höchste Maximalauslastung der Leitungen registriert: Leitung 34 verzeichnet eine temporäre Auslastung von bis zu 154,41 %.

Der Transformator wird im Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ niemals mehr als 81,29 % ausgelastet.

HPC auf Kundenparkplatz: Das Auslastungsmuster im Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ ähneln denen des Anwendungsfalles ‚HPC im Wohnquartier‘. Betriebsmittelüberlastungen treten unabhängig von der Positionierung auf, wobei deren Häufigkeit mit zunehmender Transformator-HPC-Distanz ansteigt (vgl. Abbildung 30). Ebenso steigt die Anzahl der Zeitpunkte, in denen das HPC-System Überlastungen der Leitungen an der Unterseite des Transformators verursacht, an (vgl. Abbildung 31). Auch hier werden Ausreißer ausschließlich dann verzeichnet, wenn das HPC-System aktiv ist. Die Maximalauslastungen der betrachteten Leitungen liegen immer geringfügig unterhalb der Spitzenauslastung des Use Cases ‚HPC im Wohnquartier‘; Leitung 34 wird hier bis zu 149,11 % ausgelastet. Dies kann auf die geringere Simultanität der HPC-Spitzenlasten mit den bereits bestehenden Lastspitzen des Referenznetzes im Anwendungsfall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ zurückgeführt werden. Weiterhin liegen beim Vergleich der Use Cases mit transformatorferner HPC-Last die 95 %-Quantilswerte der Leitungsauslastungen des HPC-Stranges beim Fall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ immer mehr als 30 Prozentpunkte niedriger als im Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass das HPC-System auf dem Kundenparkplatz an weniger 15 Minuten-Schritten aktiv ist als das Pendant im Wohnquartier (1.439 vs. 6.206, siehe Abschnitt 3.3.2).

Dementgegen liegt der Anteil der HPC-Lastzeitpunkte, die eine oder mehrere Überlastungen bedingen, substanziell oberhalb des Anteils aus dem Vergleichsanwendungsfall: Die Lastflusssimulationen, bei denen das HPC-System auf dem Kundenparkplatz installiert ist, zeigen in bis zu 10,8 % der 15 Minuten-Schritte, in denen das HPC-System aktiv ist, Überlastungen (vgl. Abbildung 30). Diese Auffälligkeiten können dadurch begründet werden, dass Ladevorgänge an der HPC-Infrastruktur auf dem Kundenparkplatz zwar insgesamt seltener als im Vergleichsfall, jedoch davon häufiger mit hoher oder Maximallast stattfinden.

Die Auslastung des Transformators liegt beim Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ über alle Simulationsschritte hinweg niemals über 78,55 %.

4.2.3 Spannungsänderungen

Die Ergebnisse der Lastflusssimulationen hinsichtlich der Spannungsänderungen werden anwendungsfallspezifisch und nach Standort des HPC-Systems aufbereitet. Die Knotenspannungen werden dabei jeweils an dem Knoten gemessen, an dem die Installation der HPC-Infrastruktur erfolgte.

Insgesamt wird der Spannungsbetrag durch ein aktives HPC-System teilweise stark abgesenkt. Partiiell deszendiert die Knotenspannung dabei unter die Spannungsuntergrenze von 0,95 p. u., was insbesondere durch jene HPC-Ladevorgänge bedingt wird, die eine sehr hohe Ladeleistung anfordern und bei denen zugleich das HPC-System transformatorfern positioniert ist. Abbildung 32 illustriert den Zusammenhang von HPC-Ladevorgängen und der Knotenspannung an einem Knoten, der am Ende des längsten Netzstranges lokalisiert ist.

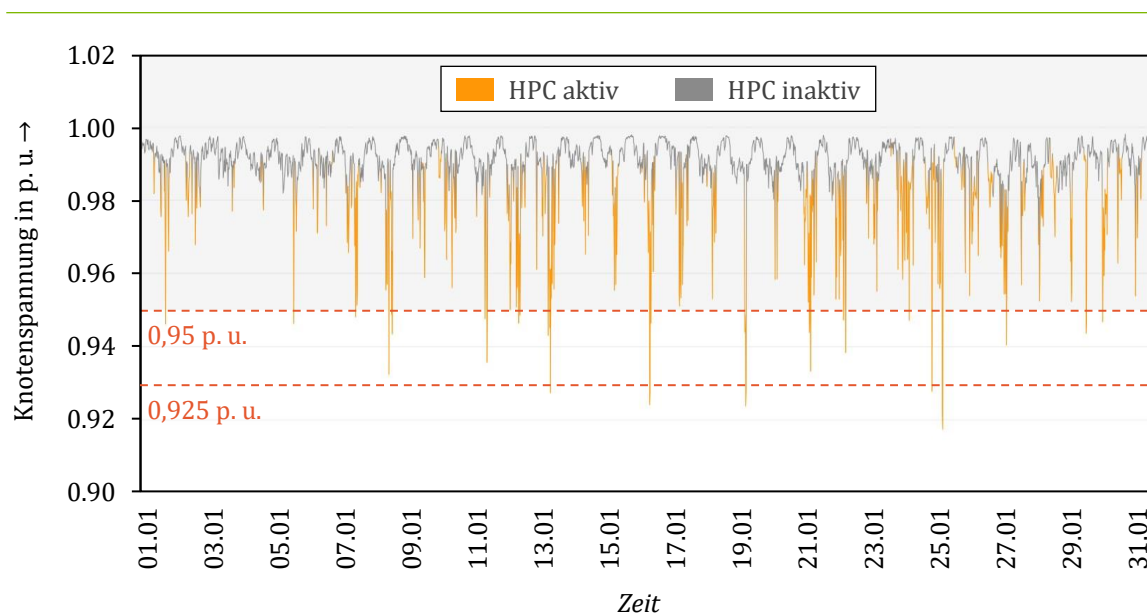


Abbildung 32: Spannungsverlauf an Knoten 20 bei transformatorferner Positionierung des HPC-Systems an Knoten 20 (01.01. – 01.02.)

Insgesamt wird die Spannungsgrenze von 0,95 p. u. zu 98,8 % der Zeitschritte nicht unterschritten, was den Normvorgaben entspricht. Die Grenze von 0,925 p. u. hingegen wird wiederholt verletzt, womit die Normvorgaben der DIN EN 50160 nicht eingehalten werden.

Abbildung 33 vergleicht die den Anteil der Spannungsbandverletzungen aller 15-Minuten Schritte mit denen, bei denen Ladevorgänge am HPC-System stattfinden.

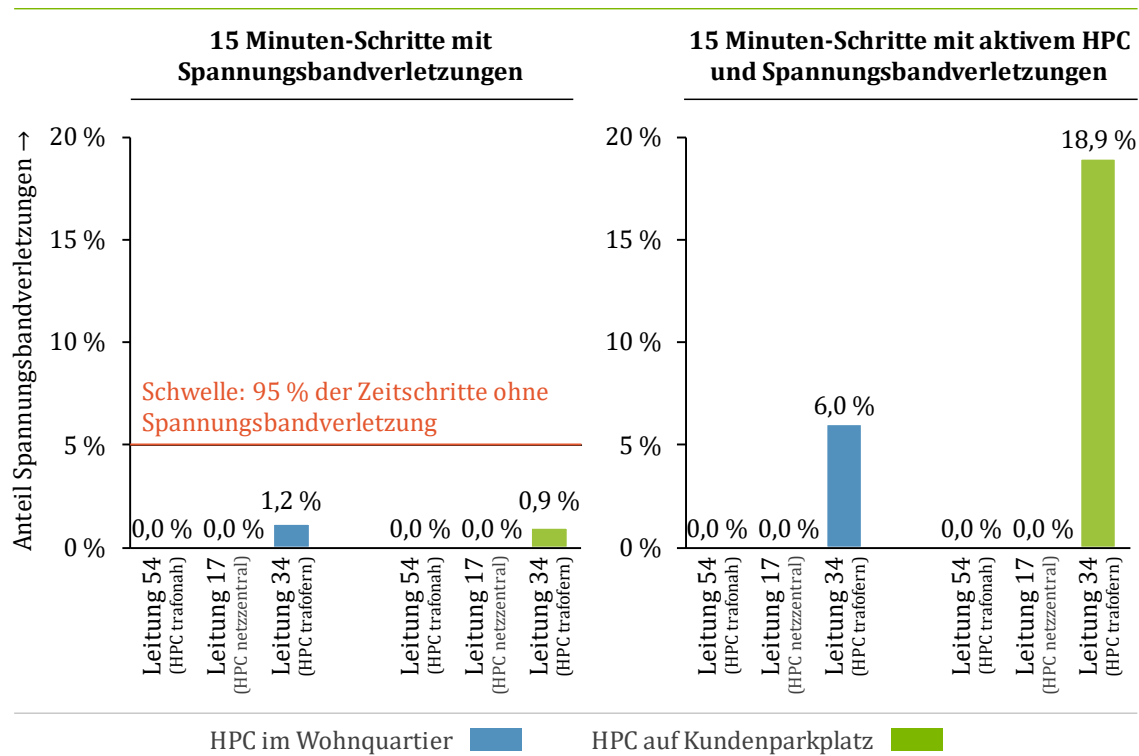


Abbildung 33: Vergleich der Anteile der 15 Minuten-Schritte mit und ohne HPC-Laden, bei denen an Knoten 20 (HPC-Position, transformatorfern) Spannungsbandverletzungen auftreten

HPC im Wohnquartier: Im Rahmen des Use Cases ‚HPC im Wohnquartier‘ prägt sich folgendes Muster bei den Spannungsänderungen aus: Bei geringer Distanz zwischen HPC-System und Transformator fallen negative Spannungsänderungen nur gering auf, nehmen jedoch mit zunehmender räumlicher Entfernung des HPC-Systems zu. Bleiben die Spannungsänderungen bei netzzentraler HPC-Position noch innerhalb der normierten Grenzen, unterschreitet die Spannung bei Positionierung des HPC-Systems am Strangende am gleichen Knoten an 35 Zeitschritten die vorgegebene Spannungsgrenze. Dies entspricht 1,17 % aller 15-Minuten-Schritte respektive 5,99 % der Zeitschritte mit aktiver HPC-Last. An Knoten 20 wird zudem das globale Spannungsminimum mit 0,917 p. u. gemessen.

HPC auf Kundenparkplatz: Die Ergebnisse des Anwendungsfalles ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ zeichnen ein ähnliches Muster wie der Use Case HPC im Wohnviertel, wobei einige Ausprägungen noch deutlicher hervorstechen. Bei geringer und mittlerer Distanz des HPC-Systems zum Transformator wird keine Spannungsbandverletzungen detektiert. Bei Installation des HPC-Systems am Ende des längsten Stranges können bei 28 von 3.000 Zeitschritten (0,93 %) eine Spannungsunterschreitung bemerkt werden. Bezogen auf die Anzahl der HPC-Ladevorgänge liegt dieser Wert bei 18,92 %, was durch die vergleichsweise geringe Anzahl der insgesamt auftretenden Ladezeitpunkte des HPC-Systems begründet werden kann.

4.2.4 Zusammenfassung

Die Simulation eines HPC-Systems im Rahmen von zwei Use Cases mit je drei unterschiedlichen Netzpositionen resultiert anwendungsfallübergreifend in diesen Erkenntnissen:

1. Die Netzauswirkungen durch das HPC-System weisen zwischen den Use Cases analoge Merkmalsausprägungen auf. Unterschiede werden dabei insbesondere durch die unterschiedlichen HPC-Installationsorten deutlich.
2. Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsverletzungen treten mehrfach auf, wobei zu den entsprechenden Zeitpunkten das Netz immer durch das HPC-System belastet wird.
3. Maximal bei einem von zehn Zeitpunkten, in dem das HPC-System aktiv war, werden Betriebsmittel überlastet. Dabei treten Überlastungen nie bei transformatornaher Positionierung der HPC-Infrastruktur auf.
4. Spannungsbandverletzungen treten ausschließlich dann auf, wenn das HPC-System am Strangende des längsten Stranges positioniert ist. Dabei werden die Vorgaben der DIN EN 50160 bezüglich langsamer Spannungsänderungen weitestgehend eingehalten, jedoch wird die Spannungsgrenze von 0,925 p. u. bei sehr hoher HPC-Last unterschritten.
5. Der Leistungstransformator wird zu keinem Zeitpunkt um mehr als 81,29 % belastet.

4.3 Auswirkungen des Batteriespeichers

Zunächst wird der Energiespeicherbedarf in Abhängigkeit von Systemleistung und Anwendungsfall identifiziert. Anschließend wird der Anteil der HPC-Energie quantifiziert, die trotz Batteriespeicher durch ein Lademanagement gedrosselt werden muss. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf Systemleistung und Kapazität. Weiterhin werden Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen quantifiziert.

4.3.1 Energiespeicherbedarf

Die Energiemenge, die der HPC-Infrastruktur nicht direkt aus dem Netz, sondern nach einem Speichervorgang aus dem Batteriespeicher zur Verfügung gestellt wird, ist erstens von dem Anwendungsfall und dessen entsprechenden HPC-Lastkurven sowie zweitens von der Systemleistung abhängig. Der Batteriespeicher muss immer dann Ladeenergie bereitstellen, wenn die definierte Systemleistung überschritten wird. Abbildung 34 zeigt den Zusammenhang zwischen der Systemleistung und dem Anteil der Ladezeitpunkte, bei denen das BSS Energie bereitstellen muss sowie dem Anteil der Ladeenergie, die durch den Batteriespeicher für HPC zur Verfügung gestellt werden muss.

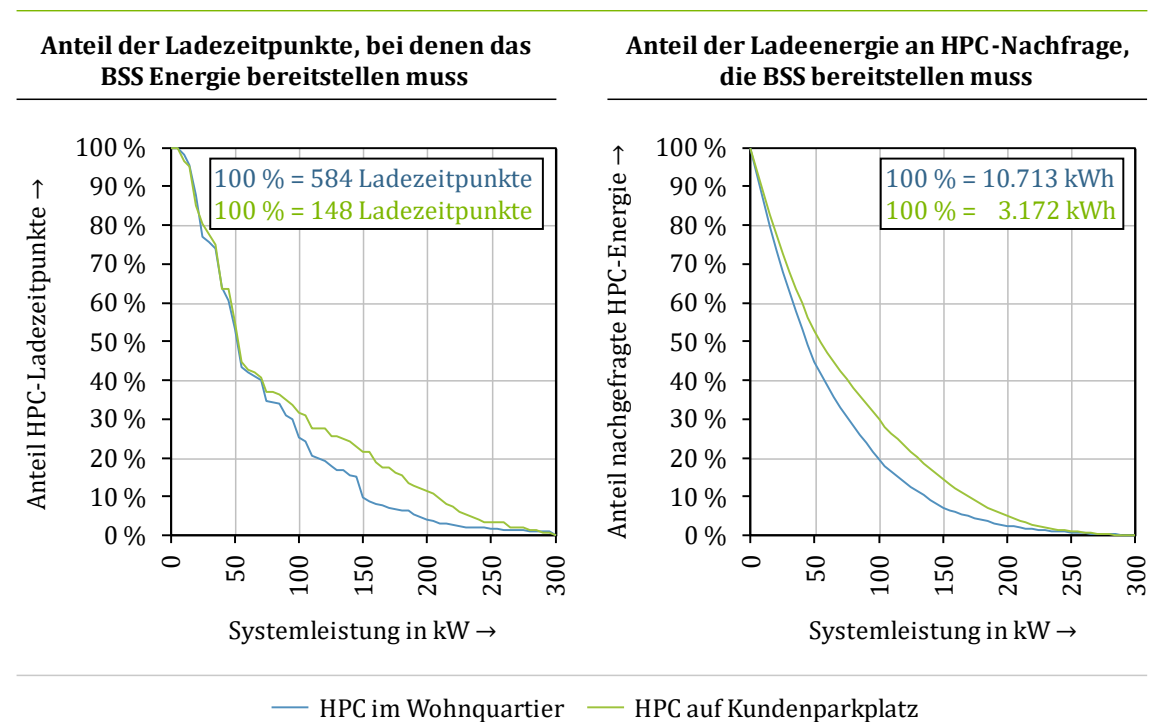


Abbildung 34: Anteil der Ladezeitpunkte und Ladeenergie, die, in Abhängigkeit der Systemleistung, durch den Batteriespeicher kompensiert werden müssen (01.01. – 01.02.)

Es zeigt sich, dass sowohl der Anteil der Ladezeitpunkte wie auch der Ladeenergie, die den Einsatz des BSS erfordern, im Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ bei einer Systemleistung zwischen 25 kW und 250 kW geringer ausfällt als im Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘. So müssen bei einer Systemleistung von 100 kW bei Platzierung des HPC-Systems im Wohnquartier 20 % der notwendigen Ladeenergie durch das BSS bereitgestellt werden, wohingegen sich dieser Wert beim Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ bei 30 % einordnet. Die übrigen Leistungsbereiche (0 – 25 kW, 250 – 300 kW) zeigen hierbei ein ausgeglicheneres Bild. Bei einer Systemleistung von mindestens 300 kW muss der Batteriespeicher keine Ladeenergie beisteuern, da die HPC-Last auf 300 kW limitiert ist.

Auf absoluter Ebene muss der Batteriespeicher für HPC-Infrastruktur im Wohnquartier bei jeder Systemleistungsstufe mehr Energie bereitstellen als für HPC-Systeme auf Kundenparkplätzen: Der Gesamtenergiebedarf fällt im ersten Fall (10.713 kWh) mehr als dreimal so hoch aus wie im zweiten Fall (3.172 kWh). Pro Zeitschritt, an dem am HPC-System Ladeenergie nachgefragt wird, liegt der Bedarf im Use Case ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ mit 21,43 kWh um 17 % über der nachgefragten Energie des Anwendungsfalls ‚HPC im Wohnquartier‘ (18,34 kWh je Zeitschritt mit HPC-Nachfrage). Insgesamt sind die Ladeenergiebedarfe im Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ substanziell höher als auf einem Kundenparkplatz; wobei dort zwar seltener, aber dafür intensiver HPC-Energie nachgefragt wird.

4.3.2 Lademanagementeinsatz

Die Simulationsergebnisse der Kapazitäts- und Leistungskonfigurationen werden hinsichtlich der durch Lademanagement reduzierten HPC-Ladebedarfe beurteilt. Die Menge der HPC-Energie, die abgeregelt werden muss, wird mit steigender Kapazität und Systemleistung reduziert. Quantitativ sind zwischen den Use Cases Unterschiede feststellbar.

HPC im Wohnquartier: Die Anteile (q_{gedr}) der abgeregelt Energiemenge an der Gesamtenergiemenge werden für diesen Use Case in Abbildung 35 dargestellt.

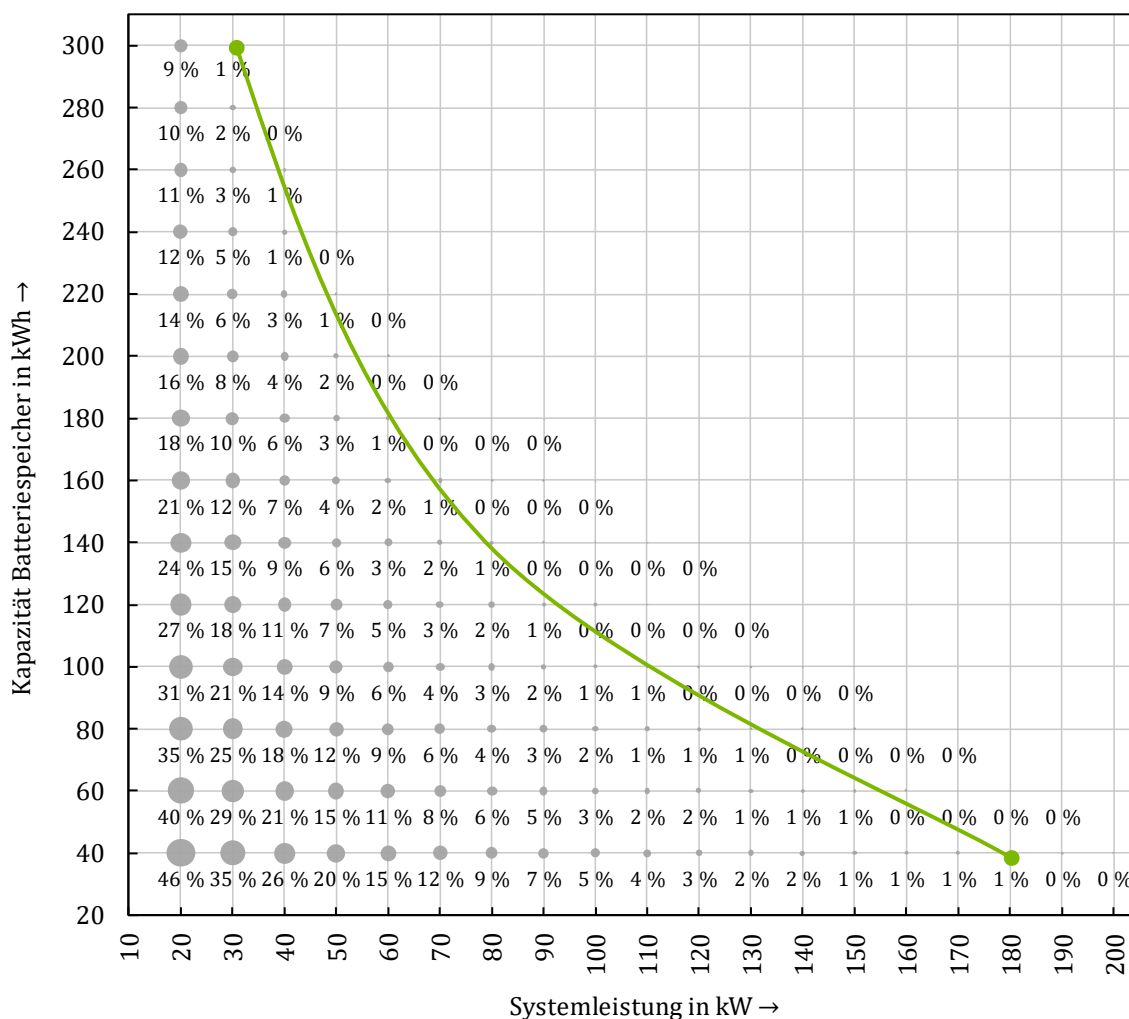


Abbildung 35: Anteil der durch Lademanagement gedrosselten Energiemenge an der gesamt nachgefragten HPC-Energie je BSS-Konfiguration; ‚HPC im Wohnquartier‘ (01.01. – 01.02.)

Maximal müssen 46 % der insgesamt nachgefragten Energie (10,71 MWh) des HPC-Systems bei einer BSS-Konfiguration mit 20 kW Systemleistung und 40 kWh Kapazität durch den Einsatz von Lademanagement reduziert werden. Eine Kurve, die sich zwischen den Konfigurationsoptionen ‚30 kW/ 300 kWh‘ und ‚180 kW/ 40 kWh‘ aufspannt, teilt den Konfigurations-

raum des BSS in zwei Bereiche. Rechts dieser Kurve müssen keine oder nur marginale Lademanagementeingriffe vorgenommen werden. Linksseitig der Kurve spannt sich ein Konfigurationsraum auf, in dem zwischen 1 % und 46,5 % der nachgefragten HPC-Energie abgeregelt werden. Auffällig ist, dass auch bei der maximal simulierten BSS-Kapazität von 300 kWh weiterhin 8,7 % der HPC-Nachfrage gedrosselt werden müssen, sofern die Systemleistung gering bemessen war (20 kW).

Bei Bemessung der Systemleistung auf Basis der freien Leitungskapazität (vgl. Tabelle 3) muss bei einer Leistung von 190 kW und ab einer Speicherkapazität von 60 kWh kein Eingriff des Lastmanagements erfolgen. Bei einer Systemleistung mit 170 kW wird bei einer Kapazität von mindestens 70 kWh keine HPC-Energie gedrosselt.

HPC auf Kundenparkplatz: Für diesen Anwendungsfall sind die Anteile (q_{gedr}) der HPC-Energie, die durch Lademanagementeingriffe gedrosselt werden, in Abbildung 36 aufgezeigt.

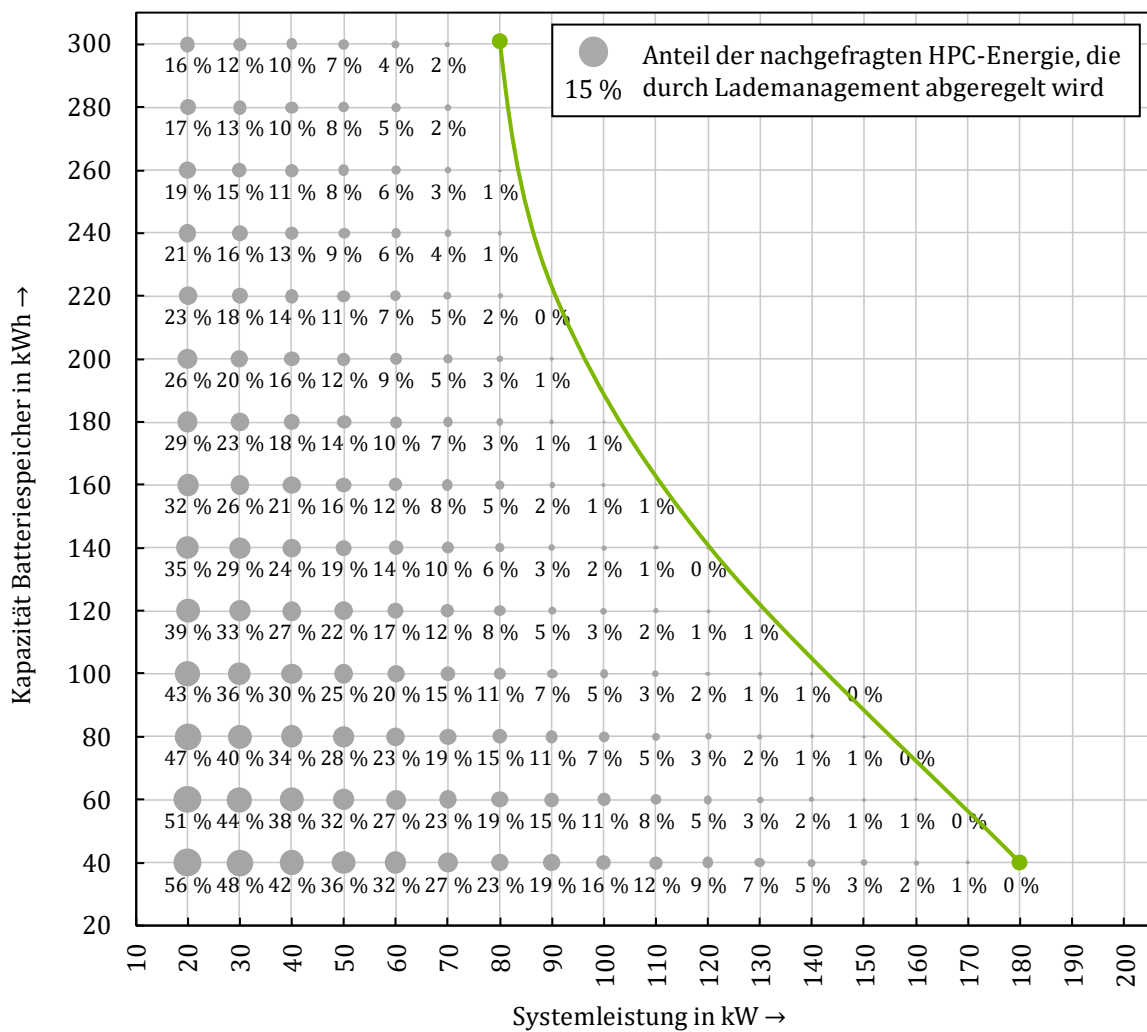


Abbildung 36: Anteil der durch Lademanagement gedrosselten Energiemenge an der gesamt nachgefragten HPC-Energie je BSS-Konfiguration; ,HPC auf Kundenparkplatz' (01.01. - 01.02.)

Die Ausprägungen des Zusammenhangs von konfigurierter Systemleistung und Batteriespeicherkapazität zeigen ein ähnliches Muster wie bei ‚HPC im Wohnquartier‘. Jedoch fällt der maximale Anteil der abgeregelten HPC-Energie bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ mit 56 % signifikant höher aus. Zudem ist der Optionsraum der Konfigurationen, bei denen keine nachgefragte HPC-Energie durch Lademanagement gedrosselt werden muss, wesentlich kleiner als im anderen Anwendungsfall. Insgesamt muss die Systemleistung größer bemessen werden, um Drosselungen der HPC-Leistung zu reduzieren. Erst ab einer Systemleistung von 80 kW in Kombination mit der simulierten Kapazität von 300 kWh sind keine Eingriffe seitens des Lademanagements notwendig.

Wird der Batteriespeicher mit einer Leistung auf Basis der freien Leitungskapazität bemessen, so muss bei transformatornaher Position bei 190 kW Systemleistung der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 40 kWh bemessen sein, um Lademanagementeingriffe zu vermeiden. Bei einer Systemleistung von 170 kW (netzzentral, transformatorfern) wird ab einer Kapazität von 70 kWh keine HPC-Leistung abgeregelt.

4.3.3 Betriebsmittelüberlastungen

Im Wesentlichen wird durch die Kombination des HPC-Systems mit einem Batteriespeicher der erwünschte Effekt der Betriebsmittelentlastung erzielt. Großen Einfluss zeigt dabei die Variation der Systemleistung. Im Detail sind die folgenden Ausprägungen zu beobachten

HPC im Wohnquartier: Der primäre Einflussfaktor bezüglich Überlastungen ist die Systemleistung. Bis zu einer Systemleistung von einschließlich 170 kW treten – unabhängig von Position und Kapazität des BSS – keinerlei Überlastungserscheinungen auf. Ab einer Systemleistung von 180 kW treten zunächst bei transformatorferner Systempositionierung Betriebsmittelüberlastungen auf. Ab einer Leistung von 200 kW werden Leitungen bei netzzentraler Position des Systems überlastet. Bei transformatornaher Netzposition können bei einer Systemleistung von 220 kW keine Überlastungen festgestellt werden. Abbildung 37 zeigt die graduelle Zunahme des Anteils ($q_{\text{ÜL}}$) von HPC-Ladezeitpunkten mit Überlastungen.

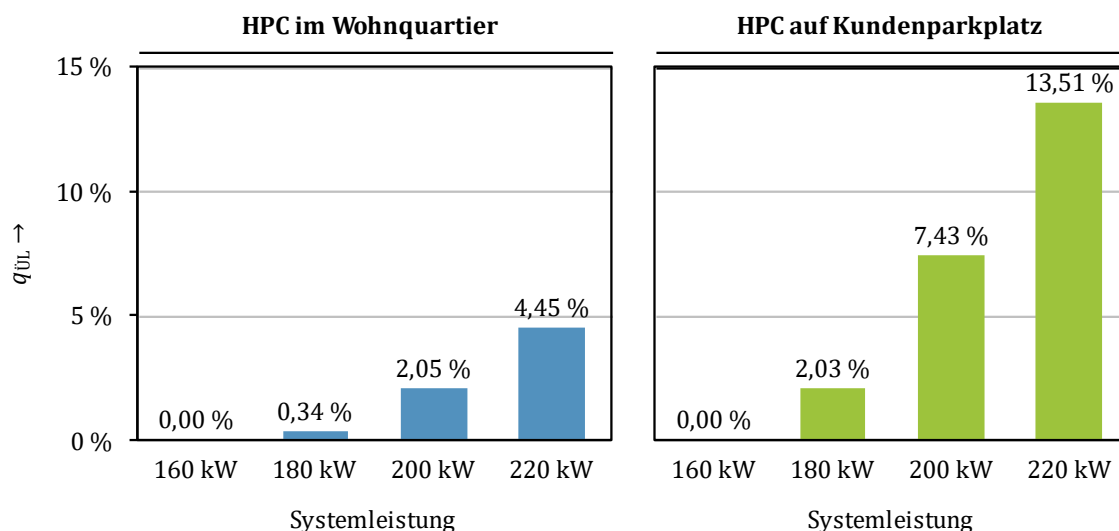


Abbildung 37: HPC-Ladezeitpunkte mit Überlastungen nach Systemleistung; transformatorferne Position (Knoten 20); nach Use Case; Kapazität BSS: 100 kWh (01.01. – 01.02.)

Bei Betrachtung der Simulationsergebnisse eines transformatorfern positionierten Systems aus Batteriespeicher und HPC-Infrastruktur wird deutlich, dass der Anteil der HPC-Ladezeitpunkte, die Überlastungen verursachen, mit steigender Systemleistung zunimmt. Im Leistungsintervall zwischen 20 kW und 170 kW können keine Überlastungen verzeichnet werden. Oberhalb dieser Schwelle steigt der Anteil der HPC-Ladezeitpunkte, die Überlastungen verursachen, auf bis zu 4,45 % im Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ an. Ursache für dieses Verhalten ist, dass die konfigurierte Systemleistung nicht durch ein Lastmanagement gedrosselt wird, wenn Betriebsmittelüberlastungen drohten. Bis zur Schwelle von 170 kW werden keine Überlastungen verzeichnet, da hier die Summe aus bisheriger Residuallast und HPC-/BSS-Systemlast die Auslastungsgrenze nicht übersteigt; oberhalb dieser Schwelle jedoch schon. Dabei ist für Überlastungen in der Majorität das HPC-Laden mit hoher Leistung verantwortlich: Das Laden des Batteriespeichers in der Konfiguration ‚220 kW/ 100 kWh‘ ist lediglich für 1 von 26 Überlastungen ursächlich.

Die Variation der Batteriespeicherkapazität hat nur geringen Einfluss auf das Auftreten von Betriebsmittelüberlastungen. Partiiell hebt ein Batteriespeicher mit 100 kWh Kapazität den Anteil der Überlastungszeitpunkte gegenüber einem kleineren BSS an. Der Transformator wird zu maximal 66,44 % ausgelastet.

HPC auf Kundenparkplatz: Die Merkmale der Betriebsmittelüberlastungen prägen sich im Anwendungsfall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ ähnlich aus wie bei dem Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘. Unterhalb einer Systemleistung von 170 kW können keine Überlastungen verzeichnet werden. Bei einer Leistung von 170 kW treten an transformatorfernen Positionen verein-

zelt Überlastungen auf. Wird das System aus BSS und HPC an zentraler Stelle im Netz positioniert, können ab einer Systemleistung von 200 kW Überlastungen an Betriebsmitteln bemerkt werden. Bei transformatornaher Position werden auch bei einer Bemessung mit 220 kW keine Betriebsmittel überlastet. Bezogen auf Abbildung 37 zeigt sich, dass mit zunehmender Systemleistung – oberhalb von 170 kW Systemleistung – Überlastungen auftreten. Hier macht sich ebenfalls das fehlende, an einer Überlastung orientierten, Lademanagement für hohe Ladeleistungen bemerkbar. Der gemessene Maximalwert liegt hierbei bei 13,51 %, was das Maximum des Use Cases ‚HPC im Wohnquartier‘ um etwa den Faktor 3 übersteigt. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass im Anwendungsfall ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ zwar absolut seltener Überlastungen stattfinden, der Anteil der HPC-Ladezeitpunkte überproportional geringer war.

Die Auswahl der Batteriekapazität hat nur marginalen Einfluss auf die Überlastungen: Durch eine höhere Kapazität steigt der Anteil der HPC-Ladezeitpunkte um maximal 0,67 % an. Der Transformator ist über alle Simulationen hinweg zu maximal 68,05 % ausgelastet.

4.3.4 Spannungsbandverletzungen

Neben der Messung von Betriebsmittelüberlastungen werden die Simulationsergebnisse auf Verletzungen des Spannungsbandes untersucht. Die Einordnung erfolgt primär nach Use Case sowie nach Standort des HPC-BSS-Systems, Systemleistung und Speicherkapazität. Dabei können nachstehende Beobachtungen gemacht werden.

HPC im Wohnquartier: Wesentlichen Einfluss auf Spannungsbandverletzungen haben bei diesem Use Case die Netzposition und die Systemleistung. Bei den Simulationen treten im Systemleistungsintervall von 20 kW bis 220 kW nur vereinzelt Unterschreitungen der Spannungsbetragsgrenze von 0,95 p. u. auf. Bei transformatornaher und netzzentraler Position des HPC-BSS-Systems werden keine Spannungsunterschreitungen detektiert. Bei Positionierung des Systems am Ende des längsten Stiches werden ab einer Systemleistung von 160 kW Spannungsunterschreitungen erkannt. Abbildung 38 zeigt den Anteil der Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen (q_{SBV}), die bei transformatorferner Systemposition auftreten.

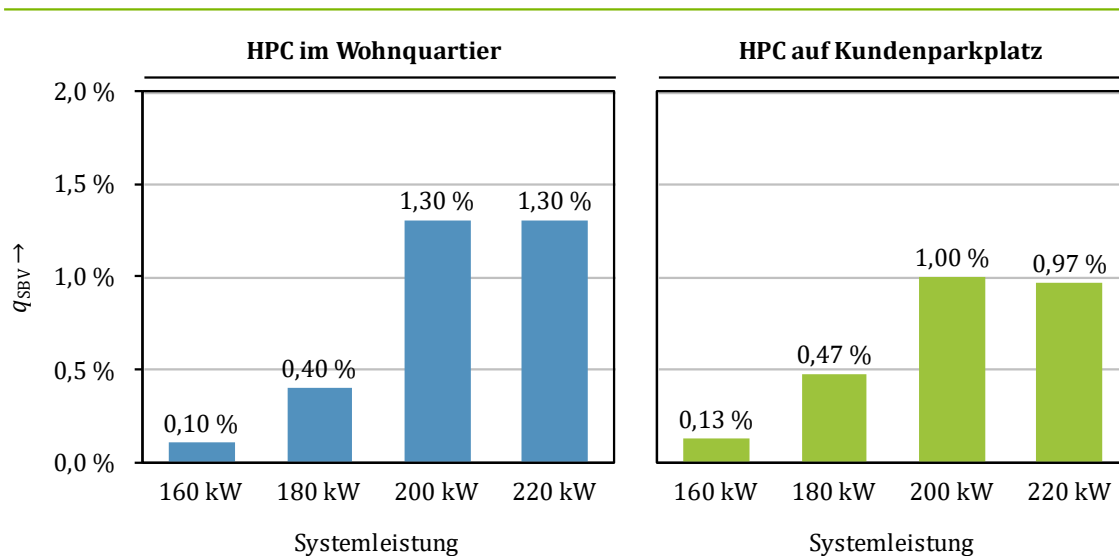


Abbildung 38: Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen nach Systemleistung; transformatorferne Position (Knoten 20); nach Use Case; Kapazität BSS: 100 kWh (01.01. - 01.02.)

Deutlich wird, dass bei höherer Systemleistung die Anzahl der Zeitschritte, bei denen Spannungsbandunterschreitungen verzeichnet werden, ab einer Systemleistung von 160 kW ansteigt, um bei einer Systemleistung zwischen 200 kW und 220 kW auf dem gleichen Niveau zu verharren. Die Unterschreitung des Spannungsbetrages von 0,95 p. u. kann immer auf den aktiven Betrieb des Systems aus BSS und HPC zurückgeführt werden. Hierbei beträgt der Anteil der Zeitschritte, bei denen Spannungsbandverletzungen festgestellt werden, maximal 1,30 %, wobei das globale Minimum bei 0,935 p. u. liegt, was der Vorgabe der DIN EN 50160 entspricht (5 % der Zeitschritte dürfen praktisch zwischen 0,95 p. u. und 0,925 p. u. liegen).

HPC auf Kundenparkplatz: Bei diesem Anwendungsfall sind sehr ähnliche Muster wie beim Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ zu beobachten. Netzposition des HPC-BSS-Systems sowie dessen Systemleistung haben den stärksten Effekt auf die Spannungsänderungen. Bei transformatornaher und zentraler Netzposition wird in einem Systemleistungsbereich von 20 kW bis 220 kW die Spannungsgrenze von 0,95 p. u. nicht unterschritten. An transformatorferner Netzposition zeigen sich ab einer Systemleistung von 150 kW Spannungsbandverletzungen. In dem Leistungsbereich von 160 kW bis 200 kW steigt der Anteil der Zeitschritte, bei dem Spannungsbandverletzungen gemessen werden, von 0,13 % auf 1,00 % an, um bis 220 kW auf ähnlichem Niveau zu bestehen. Die Variation der Kapazität des BSS verändert den Anteil der Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen – bei gleicher Systemleistung - um 0,03 % bis 0,07 %. Das globale Minimum liegt in diesem Use Case bei 0,934 p. u., womit die Normvorgaben eingehalten werden. Jegliche Spannungsbandunterschreitungen haben ihren Ursprung im Betrieb des HPC-BSS-Systems.

4.3.5 Zusammenfassung

Bei Simulation des HPC-Systems mit BSS können, über beide Anwendungsfälle und jeweils drei verschiedene Netzpositionen hinweg, folgende wesentliche Beobachtungen gemacht und Erkenntnisse gewonnen werden:

1. Die Systemleistung übt den primären Einfluss auf Energiespeicherbedarf und den Anteil gedrosselter Ladeenergie aus. Mit steigender Systemleistung sinken der Energiespeicherbedarf und der Anteil gedrosselter HPC-Energie.
2. Bei beiden Use Cases bildet sich eine Kurve aus, über die hinaus keine HPC-Energie abgeregelt werden muss. Um diese Schwelle zu überschreiten, muss der Energiespeicher bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ größer dimensioniert sein als bei ‚HPC im Wohnquartier‘.
3. Überlastungen treten ausschließlich bei einer Systemleistung von über 170 kW auf. Ursächlich ist hierfür die fehlende Begrenzung der Systemleistung durch ein Lastmanagement, welches die Auslastung der Betriebsmittel einbezieht.
4. Der Spannungsbetrag liegt in allen geprüften Simulationen innerhalb der Vorgaben der DIN EN 50160. Spannungsbandverletzungen treten dabei ausschließlich bei transformatorferner Netzposition des HPC-BSS-Systems auf.
5. Wesentlichen Einfluss auf Spannungsbandunterschreitungen hat in erster Linie die Netzposition, gefolgt von der Systemleistung. Use Case und Kapazität effizieren den Spannungsbetrag nur geringfügig.

4.4 Ausgleichspotentiale für Photovoltaik

Für die Bestimmung der Auswirkungen der Ladestrategien zur Kompensation lokaler PV-Erzeugung werden zwei wesentliche Aspekte betrachtet: Zum einen die Ausgleichspotentiale des Batteriespeichers hinsichtlich Peak Shaving sowie zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung. Zum anderen werden die Auswirkungen auf die Lademanagementbedarfe quantifiziert.

4.4.1 Ausgleichspotentiale

Hinsichtlich der Ausgleichspotentiale zeichnet sich kein einheitliches Muster über beide Ladestrategien sowie untersuchten Zeiträume hinweg ab. Im Detail sind beziehentlich Peak Shaving und Eigenverbrauch folgende Beobachtungen möglich:

Wirkung des Peak Shavings: Die Peak Shaving-Wirkung wird hier anhand des Verhältnisses der maximal ins Netz eingespeisten PV-Leistung zur maximal erzeugten PV-Leistung betrachtet. Insgesamt variieren die Peak Shaving-Effekte sehr zwischen den Ladestrategien sowie

den Winter- und Sommermonaten. Die eigenverbrauchsoptimierenden Ladestrategien erzielen geringe Minderungen der maximalen Einspeiseleistung in das Niederspannungsnetz, wobei hierfür hohe Batteriespeicherkapazitäten für die PV-Einspeisung reserviert werden müssen. Mutmaßlich werden die Speicherkapazitäten, die der PV-Energie vorbehalten sind, durch die normale PV-Einspeisung so weit gesättigt, dass die Spitzenerzeugung zum erforderlichen Zeitpunkt nicht kompensiert werden kann, wobei diese Merkmalsausprägung durch eine geringe HPC-Nachfrage unterstützt wird. Die Ladestrategie, die explizit zur Reduktion der maximalen Netzeinspeisung implementiert wird, zeigt im simulierten Sommermonat Juli eine substantielle Wirkung; hingegen ist diese im Monat Januar wirkungsfrei. Dies ist auf die fixe Einspeiseschwelle zurückzuführen: Die PV-Energie wird erst bei Überschreitung von 30 % der Nennleistung (15 kW) durch den Batteriespeicher gepuffert. Diese Schwelle wird im Januar nie überschritten, weshalb in diesem Monat keine Energie in den Batteriespeicher übertragen wird. Abbildung 39 zeigt die Reduktion ($q_{PV_Peak_S}$) der maximalen PV-Netzeinspeisung gegenüber der maximalen PV-Erzeugung für den Zeitraum zwischen dem 01.07. und 01.08.

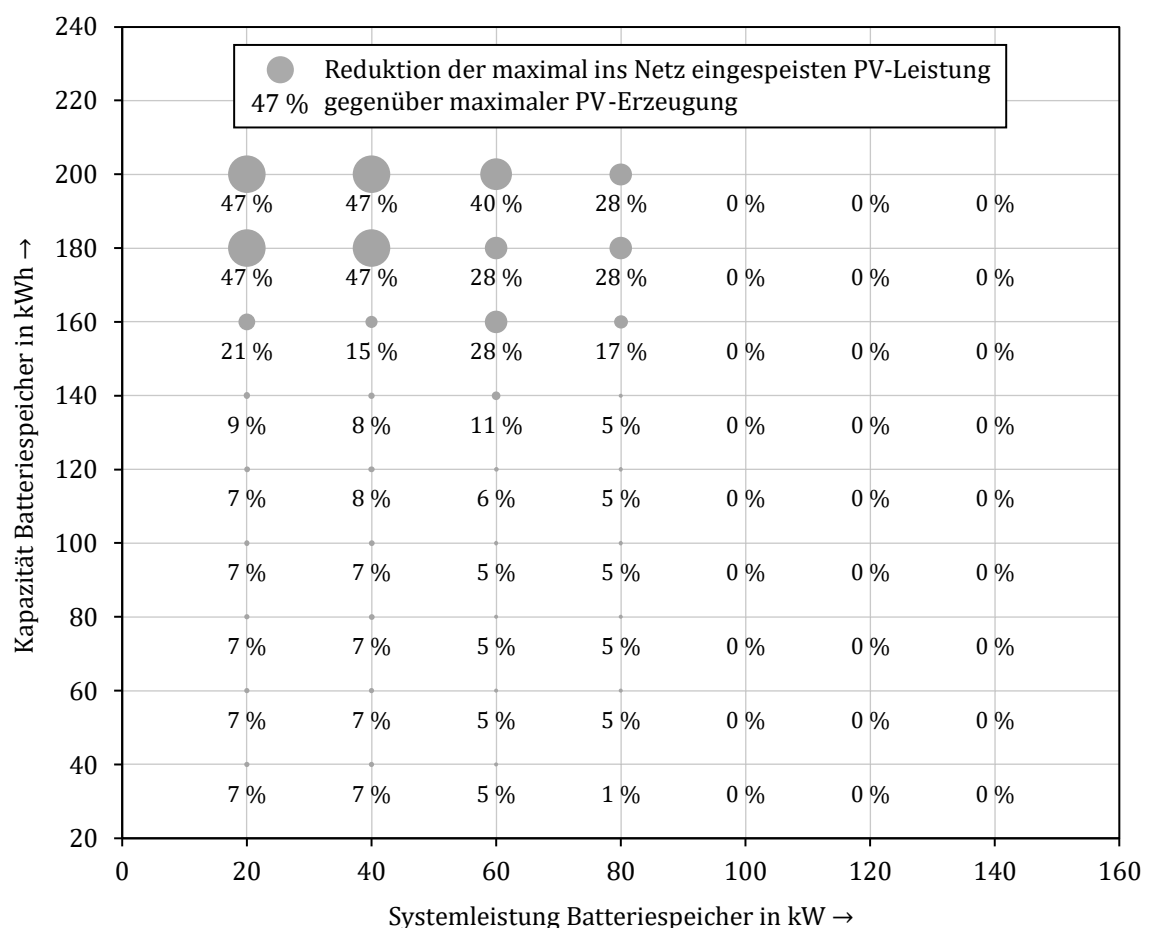


Abbildung 39: Reduktion der max. PV-Netzeinspeisung gegenüber der max. PV-Erzeugung; abhängig von BSS-Systemleistung und Kapazität; Ladestrategie 'Peak Shaving' (01.07. - 01.08.)

Es wird deutlich, dass die Wirkung des Peak Shavings sehr mit Systemleistung und Kapazität des BSS zusammenhängt. Ab einer Systemleistung von 100 kW wird kein Ausgleich der PV-Einspeisung verzeichnet. Unterhalb dieses Leistungswertes wächst der Peak Shaving-Effekt mit der Kapazität des BSS – und damit der für PV reservierten Batteriespeicherkapazität – graduell an. Die PV-Einspeiseleistung in das Netz wird um bis zu 47 % gegenüber der Maximalen Erzeugung auf 15 kW reduziert, was exakt der Leistungsschwelle für das PV-System entspricht. Hier können demnach noch höhere Potentiale für Peak-Shaving verortet sein.

PV-Eigenverbrauch durch HPC: Eigenverbrauch meint die generierte PV-Energie, die direkt in den Batteriespeicher eingespeist wird und damit dem HPC-System zur Verfügung steht. Abbildung 40 vergleicht den Anteil der erzeugten PV-Energie, der direkt in den Batteriespeicher eingespeist wird q_{PV_EV} , zwischen den Strategien und den simulierten Monatszeiträumen.

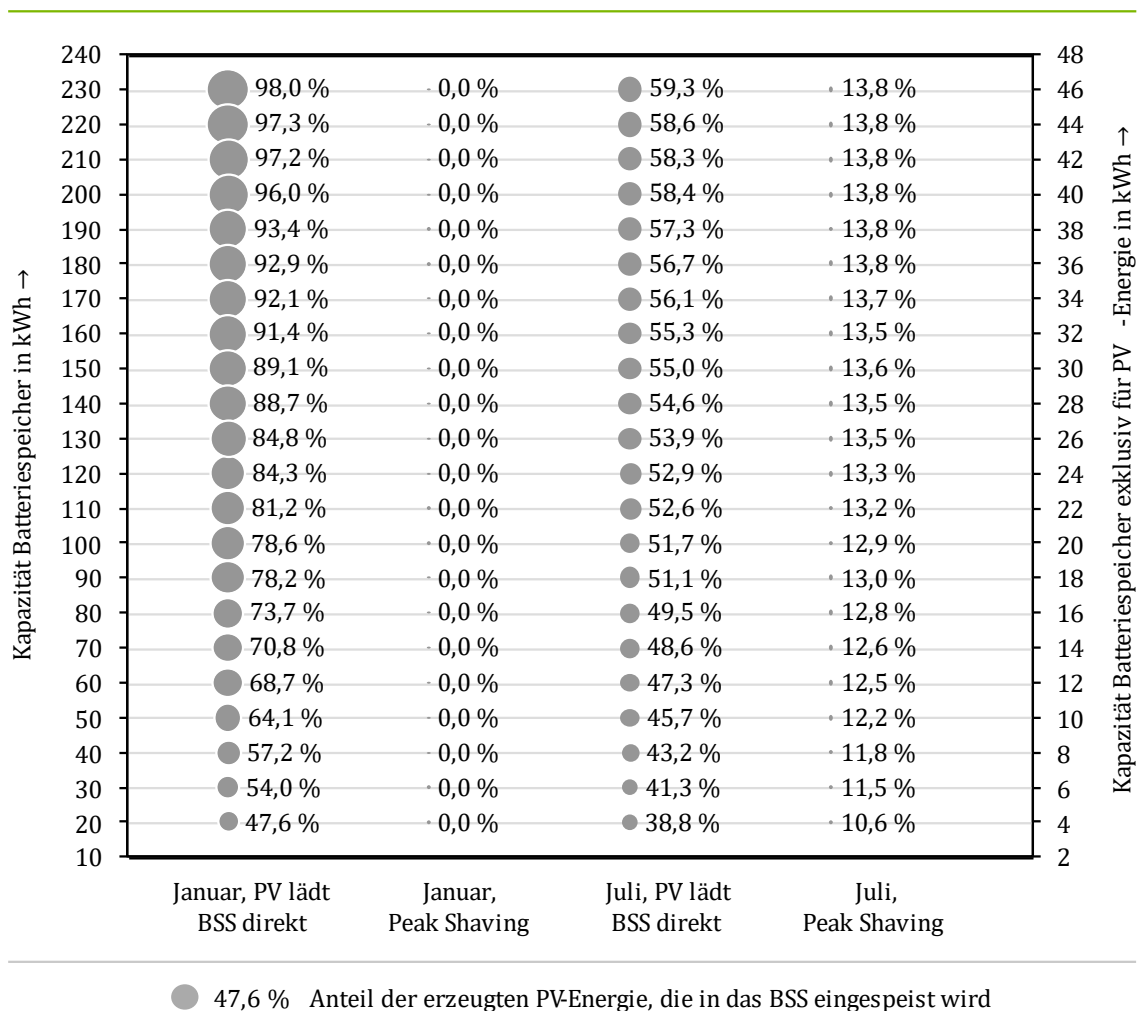


Abbildung 40: Anteil generierter PV-Energie, der in das BSS eingespeist wird abhängig von BSS-Kapazität (total: linke Achse; für PV reserviert: rechte Achse); Systemleistung BSS = 50 kW

Der Anteil des Eigenverbrauchs fluktuiert wesentlich zwischen den Ladestrategien und dem simulierten Monat. Bei den Ladestrategien, die explizit für einen hohen Eigenverbrauch konzipiert sind, zeigt sich das gleiche Wachstumsprofil zwischen den unterschiedlichen Batteriespeicherkapazitäten. Zwischen den Untersuchungszeiträumen bilden sich jedoch substantielle Unterschiede ab: Im Januar liegt der Anteil des Eigenverbrauchs zwischen 47,6 % und 98 %; im Juli hingegen 38,8 % und 59,3 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Batteriespeicherkapazitäten ausreichend dimensioniert sind, um die PV-Erzeugung des Januar (0,754 MWh) aufzunehmen, jedoch zu gering sind, um die fünffache PV-Erzeugungsmenge (3,864 MWh) im Juni zu kompensieren. Verstärkend wirkt, dass die HPC-Nachfrage im Juni etwa 26 % unterhalb der Nachfrage im Januar liegt. Die Ladestrategie, die zum Peak Shaving ausgelegt ist, reduziert den Eigenverbrauchsanteil erheblich. Im Januar liegt dieser durchgehend bei 0 %, was dadurch begründet ist, dass die PV-Anlage im Januar die Peak Shaving-Schwelle von 30 % der Nennleistung nicht überschreitet. Im Juli werden unter Applizierung der Ladestrategie zum Peak Shaving zwischen 10,6 % und 13,8 % der PV-Energie durch das HPC-System verbraucht.

Im Detail sind wesentliche Einflussfaktoren auf den Anteil des Eigenverbrauchs die Kapazität des BSS, die ausschließlich durch das PV-System genutzt wird ($E_{BSS,PV}$) und die Systemleistung des BSS (P_{BSS}). Beide wirken diametral: Nimmt die Kapazität zu, steigt der Eigenverbrauch; steigt die Systemleistung, so sinkt der Eigenverbrauchsanteil. Um die Wirkung dieser Faktoren auf den Eigenverbrauchsanteil greifbar zu machen, wird der Quotient q_{BSS} aus $E_{BSS,PV}$ und P_{BSS} gebildet:

$$q_{BSS} = \frac{E_{BSS,PV}}{P_{BSS}} \quad [4.1]$$

In Abbildung 41 wird der Eigenverbrauchsanteil $q_{PV,EV}$ der erzeugten PV-Energie in Abhängigkeit des Quotienten aus [4.1] für die Monate Januar und Juli dargestellt; die Systemleistung ist mit 50 kW konfiguriert; die Kapazität des Batteriespeichers wird zwischen 20 kWh und 230 kWh variiert, wobei jeweils 20 % der Kapazität für PV-Energie vorbehalten sind.

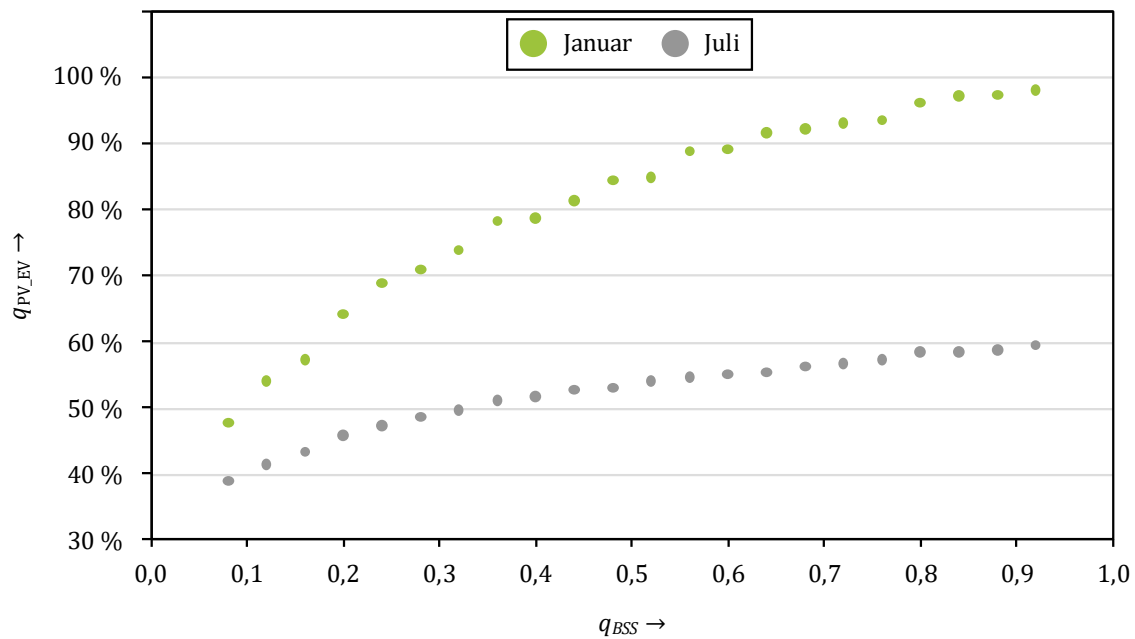


Abbildung 41: Anteil des Eigenverbrauchs von PV-Energie durch das HPC-System abhängig von q_{BSS} ; Strategie ‚Direktes Laden von PV Energie‘; Januar, Juli; Systemleistung = 50 kW

Es wird deutlich, dass mit ansteigendem Quotienten der Eigenverbrauchsanteil zunimmt. Die Zunahme des PV-Eigenverbrauchsanteils fällt im Januar jedoch stärker aus als im Juli. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass mit steigender BSS-Kapazität zwar mehr absolute Kapazität für die PV-Erzeugung bereitsteht, jedoch die erzeugte Energiemenge im Juli zu groß für die bereitgestellten Speicherkapazitäten ist.

4.4.2 Lademanagementeinsatz

Durch die vorbehaltliche Nutzung von 20 % der Speicherkapazität des BSS durch das PV-System steigt der Anteil der nachgefragten HPC-Energie, die durch das Lademanagement abgeregelt wird, bei gleicher Konfiguration des Batteriespeichers meistens an. Abbildung 42 vergleicht den Anteil q_{gedr} der abgeregelten HPC-Energie zwischen den PV-Ladestrategien mit einer Referenzsimulation ohne PV-Anlage, abhängig von der installierten Batteriespeicherkapazität.

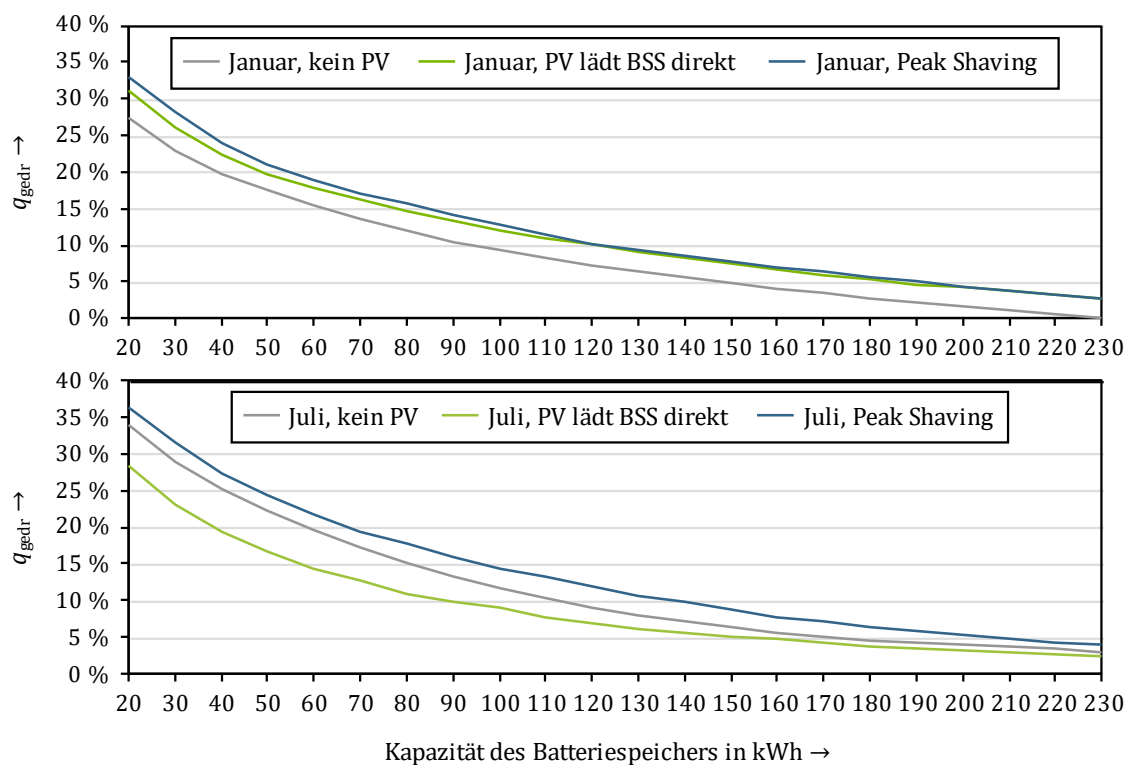


Abbildung 42: Anteil der abgeregelten HPC-Energie der PV-Ladestrategien gegenüber BSS ohne PV-System; abhängig von der BSS-Kapazität; Systemleistung BSS = 50 kW

Für den Zeitraum Januar ist der Anteil des Lademanagements bei Integration einer PV-Anlage zwischen 3 Prozentpunkten und 5 Prozentpunkten höher als bei einem alleinstehenden HPC-BSS-System. Im Juli hingegen senkt ein PV-System, dass die erzeugte Energie direkt in den Batteriespeicher einspeist, den Lademanagementbedarf um bis zu 5 Prozentpunkte. Dieser Effekt nimmt mit zunehmender Speicherkapazität des BSS ab.

Neben den leichten Veränderungen hinsichtlich des Lademanagements sind im analysierten Konfigurationsbereich von Batteriespeicher und PV-Anlage keine Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen zu detektieren.

4.4.3 Zusammenfassung

Die Integration zweier Ladestrategien zum Ausgleich der PV-Erzeugung in die Steuerung des Batteriespeichers erzeugt folgende Kernerkenntnisse:

1. Grundsätzlich unterscheiden sich die Ergebnisse sehr zwischen den Ladestrategien und den Simulationszeiträumen. Eine einzelne Ladestrategie mit fix konfigurierten Parametern funktioniert nicht über beide Betrachtungszeiträume gleichermaßen gut.
2. Die Effektivität der Peak Shaving-Ladestrategie variiert stark mit der Jahreszeit. Eine Einspeiseuntergrenze, die anhand der Nennleistung der PV-Anlage ausgerichtet ist,

ist nicht sensitiv genug. Weiterhin muss das HPC-System die gespeicherte PV-Energie regelmäßig verbrauchen.

3. Der Eigenverbrauch der PV-Anlage durch HPC variiert zwischen den Jahreszeiträumen und der Speicherkapazität. Weiterhin senkt eine höhere Systemleistung den Energiebedarf, der durch den Batteriespeicher gedeckt wird und somit den Eigenverbrauchsanteil.
4. Es ist kein einheitliches Muster hinsichtlich des Lademanagements erkennbar. Tendenziell steigt der Anteil der nachgefragten HPC-Energie um etwa 3 Prozentpunkte an. Die eigenverbrauchsorientierte Strategie senkt den Lademanagementeinsatz im Sommermonat Juli jedoch erheblich.
5. Die Implementierung der Ladestrategien zum Ausgleich von lokaler PV-Erzeugung verursacht keine Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen.

5 Strategie zur Integration von High Power Charging in das Niederspannungsnetz

Auf Basis der Simulationsergebnisse von HPC und BSS wird eine Strategie zur Integration von HPC in das Niederspannungsnetz als technischer Leitfaden konzipiert. Abbildung 43 schematisiert die Komponenten der Integrationsstrategie.

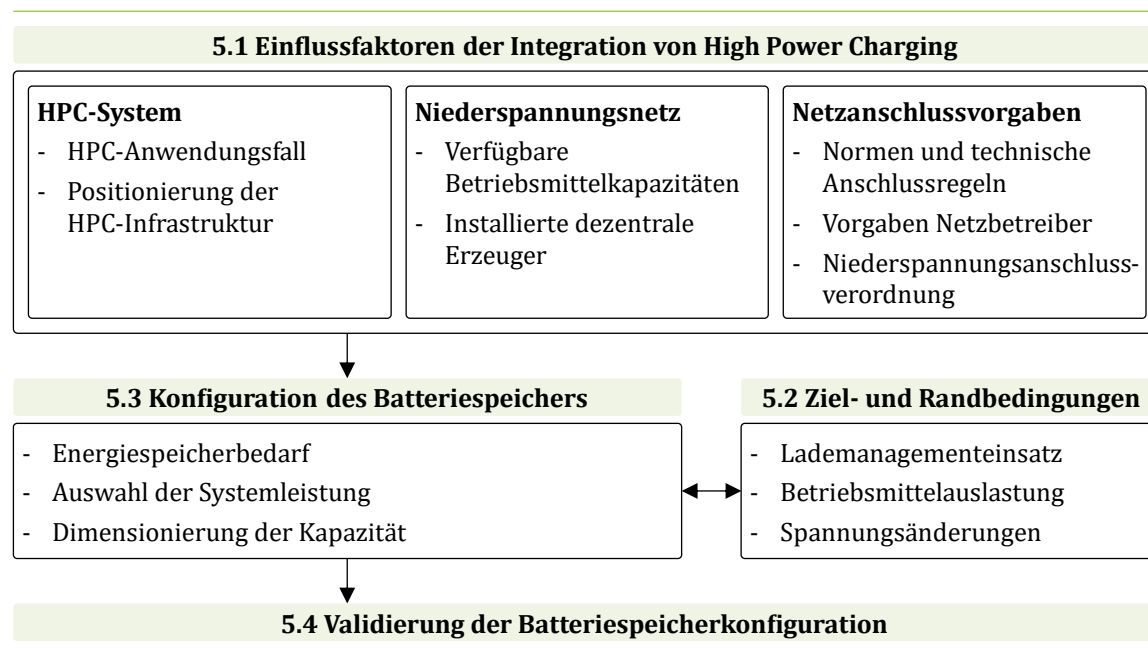


Abbildung 43: Einflussfaktoren und Bedingungen der Konfiguration eines Batteriespeichers zur Integration von High Power Charging in das Niederspannungsnetz

Die Elemente der Strategie sind nachfolgend eingeführt:

Die Einflussfaktoren, die den Anwendungsfall für HPC und die Netzposition des HPC-Systems umfassen. Dazu kommen Aspekte des Netzzustandes, Reglements sowie die mögliche Berücksichtigung dezentraler Erzeuger.

Die Ziel- und Randbedingungen, die durch den Anteil des Lademanagements sowie Betriebsmittelauslastung und Spannungsänderungen bei der Konfiguration des Batteriespeichers nicht verletzt werden dürfen.

Die Konfiguration des Batteriespeichers, die auf Basis der Einflussfaktoren erfolgt sowie die Ziel- und Randbedingungen berücksichtigt. Hierdurch wird der Speicherbedarf identifiziert und der Optionsraum für Konfigurationen eines BSS definiert.

Die Validierung der Konfiguration, die anhand von Simulationen eines Jahreszeitraums erfolgt sowie Spezifikationen von Systemlösungen aus HPC-Infrastruktur und Stromspeichern, die bereits Marktreife erzielt haben, einbezieht.

5.1 Einflussfaktoren der Integration von High Power Charging

Beeinflusst wird die Konfiguration eines Batteriespeichers vorwiegend durch die Positionierung und Anwendungsfall des HPC, dem Niederspannungsnetz sowie technischen Vorgaben.

5.1.1 High Power Charging

Der Anwendungsfall, in dem ein HPC-System betrieben wird sowie die Positionierung des HPC-Systems im Netz haben maßgeblichen Einfluss auf die Integrationsstrategie. Diese beiden Einflussfaktoren werden nachfolgend erläutert. Hierbei werden die Simulationsergebnisse der betroffenen Elemente eingeordnet.

HPC-Anwendungsfall: Der Anwendungsfall, für den die HPC-Infrastruktur primär installiert und betrieben wird, wirkt sich einerseits auf die zeitliche Verteilung und Frequenz der HPC-Ladevorgänge sowie reziprok auf die Lademöglichkeiten des Batteriespeichers aus. Andererseits unterscheidet sich durch den Anwendungsfall die Energiemenge und Leistung, die an dem HPC-System nachgefragt werden sowie der Anteil der Spitzenlastladevorgänge, wovon sich der Gleichzeitigkeitsfaktor ableiten lässt. Im Ganzen bewirkt der Use Case damit einen prägenden Effekt auf den Energiespeicherbedarf und die Belastung der Netzbetriebsmittel.

Die zeitliche Verteilung der Energienachfrage am HPC-System unterscheidet sich bei den analysierten Anwendungsfällen dahingehend, dass die Ladevorgänge bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ auf den Zeitraum von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr limitiert werden. Hierdurch kann das BSS mindestens im Zwischenzeitraum wieder aufladen. Insgesamt werden in diesem Anwendungsfall 1.439 Zeitschritte (4,09 %) mit aktivem HPC-System detektiert. Bei ‚HPC im Wohnquartier‘ sind jederzeit Ladevorgänge möglich, wobei sich das HPC hierbei auf die Nachmittagszeit konzentriert, wenn die meisten EV-Nutzer nach Hause fahren. Die Anzahl der 15 Minuten-Zeitschritte mit HPC-Nachfrage liegt mit 6.206 (17,66 %) mehr als vierfach höher als in dem anderen Use Case. Für die Ladestrategie eines möglichen Batteriespeicher bedeutet dies, dass bei ‚HPC im Wohnquartier‘ keine fixen Aufladezeiträume definiert werden können, sondern das Aufladen kontinuierlich zwischen den HPC-Ladevorgängen erfolgen muss.

Die Energiemenge, die an den HPC-Ladepunkten nachgefragt wird, fluktuiert zwischen den simulierten Use Cases beträchtlich. Bei ‚HPC im Wohnquartier‘ liegt die per annum nachgefragte Energiemenge mit 109,23 MWh mehr als dreimal höher als bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ mit 30,35 MWh. Dies relativiert sich jedoch bei Betrachtung der Energiemenge pro 15 Minuten-Schritt mit aktivem HPC-System. Hierbei wird deutlich, dass bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ die Energie, die im Durchschnitt pro Ladezeitpunkt nachgefragt wurde, mit 21,43 kWh um ein Sechstel über ‚HPC im Wohnquartier‘ (18,34 kWh) liegt. Damit liegt auch der Leistungsbedarf pro Zeitschritt bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ um durchschnittlich ein

Sechstel über der Leistung, die bei ‚HPC im Wohnquartier‘ angefordert wird. Zudem ist der Anteil der Ladevorgänge mit maximaler Leistung (300 kW) an allen Ladevorgängen bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ mit 1,18 % fast doppelt so hoch aus wie bei ‚HPC im Wohnquartier‘ (0,63 %). Ein Batteriespeicher muss im Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ daher absolut mehr Energie bereitstellen als bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘. Allerdings muss ein BSS bei ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ anteilig mehr Ladevorgänge mit maximaler Leistung ausgleichen.

Positionierung der HPC-Infrastruktur: Unter der Position der HPC-Infrastruktur im Niederspannungsnetz wird verstanden, wie groß die räumliche Distanz zwischen HPC-Ladesäule und dem Transformator ist. Dadurch ergeben sich Auswirkungen auf den Spannungsbetrag und mögliche Spannungsbandverletzungen. Zudem variiert das Überlastungspotential mit der Netzposition.

In den Simulationen werden die drei Netzpositionen transformatornah, netzzentral und transformatorfern untersucht. Es ist zu beachten, dass an langen Stichen oftmals mehr Lasten installiert sind, die zu einer geringeren Kapazität für HPC führen und den Spannungsbetrag ebenso senken. Spannungsbandprobleme treten dabei – sowohl bei allein betriebenen HPC-Systemen als auch in Kombination mit einem BSS – ausschließlich bei transformatorferner Netzposition auf. In beiden Systemkonfigurationen wird dabei die Spannungsgrenze von 0,95 p. u. zu weniger als 1,3 % der Zeitschritte unterschritten, womit dieses Kriterium nach DIN EN 50160 immer erfüllt wurden. Einzig bei Betrieb des HPC-Systems ohne BSS an transformatorferner Netzposition ist ein globales Minimum von 0,917 p. u. detektiert, wodurch die praktische Spannungsgrenze von 0,925 p. u. der DIN EN 50160 unterschritten wird. Sofern kein regelbarer Ortsnetztransformator installiert oder andere Maßnahmen zur Hebung des Spannungsbetrages ergriffen werden, ist davon abzu sehen, ein HPC-System dieser Leistungs klasse am Ende eines langen Stranges mit mittlerer oder hoher Residuallast zu installieren. Weiterhin werden Betriebsmittelüberlastungen vermehrt verzeichnet, wenn das HPC-System an einem transformatorfernen Punkt installiert wurde. Dies kann auch darauf zurückgeführt werden, dass an dem untersuchten Strang mehr Lasten installiert sind. Zusätzlich müssen durch die größere Distanz zwischen Transformator und HPC-System höhere Leitungsverluste kompensiert werden, wodurch die Belastung der Leitungen am Beginn eines Stranges zusätzlich gesteigert wird.

5.1.2 Niederspannungsnetz

Auf Seiten des Niederspannungsnetzes bilden vorhandene freie Netzkapazitäten sowie installierte dezentrale Erzeugerkapazitäten die relevanten Einflussfaktoren für die Integration von HPC und die Konfiguration eines Batteriespeichers.

Verfügbare Betriebsmittelkapazitäten: Die freien Betriebsmittelkapazitäten bestimmen maßgeblich die Leistung, die das Netz für HPC und Batteriespeicher bereitstellen kann. Grundsätzlich zeigt sich, dass die Leitungen hierbei den Engpass definieren, wohingegen der Transformator auch mit integriertem HPC zu maximal 81,29 % ausgelastet wird. Die minimale freie Kapazität der Leitungen für HPC und BSS ergibt sich aus der Differenz von Leitungskapazität und der installierten Last je Strang. Die Leitungskapazität ist abhängig vom Kabeltyp und beträgt bei den Simulationen 247,3 kVA (entspricht Typ NAYY 4x240SE 0.6/1kV). Die installierte Last variiert stark mit der am jeweiligen Strang installierten Anzahl der Verbraucher und Erzeuger. Eine höhere kumulierte Last ist typischerweise an langen Strängen mit vielen Verbrauchern zu erwarten. Bei den Analysen wird die maximale Leitungsauslastung an den Leitungen gemessen, die direkt an der Unterspannungsseite des Transformators installiert sind. Die maximale Auslastung liegt im Status quo zwischen 7,34 % an einem kurzen Strang mit nur einer Last und 33,5 % an einem langen Strang mit vielen Lasten. Daraus ergibt sich eine minimal verfügbare freie Kapazität von 164,5 kVA (66,5 %, langer Strang) bis 229,4 kVA (92,7 %, kurzer Strang) für Leitungen. Hierbei ist zu beachten, dass für die Auslegung von HPC und BSS nicht allein die maximale Last, sondern auch das 95 %-Quantil der Lasten berücksichtigt werden muss. Letzteres liegt bis zu 55 % unterhalb der Maximallast. Dies bedeutet, dass in Zeitschritten, in denen keine sehr hohe Residuallast vorliegt, HPC mit einer Leistung von 170 kW bis 200 kW generell immer möglich ist.

Die ermittelten freien Kapazitäten bedeuten, dass ein HPC-System mit einer Spitzenlast von 300 kW immer ein Überlastungspotential innehat, solange die Betriebsmittel nicht verstärkt oder die HPC-Leistung nicht gedrosselt wird.

Dezentrale Erzeuger: Die installierten dezentralen Erzeugerkapazitäten können mit einem Batteriespeicher Synergieeffekte generieren. Im analysierten Benchmarknetz sind PV-Anlagen mit einer Nennleistung von bis zu 78,7 kW installiert. Einerseits kann ein Batteriespeicher genutzt werden, um hohe und sehr hohe Erzeugungswerte der PV-Anlagen zu kompensieren (Peak-Shaving), wodurch der lokale Verbrauch gesteigert und das Nieder- und Mittelspannungsnetz entlastet wird. Andererseits können PV-Anlagen dem HPC-System und Batteriespeicher zusätzliche Leistung zur vorgesehenen Systemleistung bereitstellen. Die Analyse der PV-Ausgleichspotentiale zeigt, dass die Integration der dezentralen Erzeuger sehr stark von der jeweiligen Lastsituation abhängt. Soll das BSS genutzt werden, um PV-Erzeugung zu kompensieren, muss der Batteriespeicher größer dimensioniert werden.

5.1.3 Netzanschlussvorgaben

Die Vorgaben zum Netzanschluss des HPC-Systems mit einem Batteriespeicher ergeben sich aus Normen, den technischen Anschlussregeln des VDE, der NAV sowie den technischen An-

schlussbedingungen des lokalen Netzbetreibers. Zwischen diesen Reglements können Überschneidungen auftreten, teilweise bauen die Vorgaben aufeinander auf. Die Vorgaben haben Einfluss auf die technische Gestaltung der HPC-Infrastruktur sowie auf den Installations- und Inbetriebnahmeprozess. Dabei steigen die Anforderungen an HPC-Infrastruktur und Netzan-schluss mit steigender Netzanschlussleistung an. In den Normen und Regelungen sind Leistungsschwellenwerte definiert, bei deren Überschreitung zusätzliche Vorgaben eingehalten werden müssen. Wesentliche Schwellenwerte für HPC sind dabei:

- Weniger als 12 kVA: Ladeeinrichtungen mit weniger als 12 kVA Leistung müssen Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung einhalten, wobei $\cos \varphi$ bei mindestens 0,90 liegen muss [105].
- 12 kVA: Ab einer Systemleistung von 12 kVA müssen Verbraucheranlagen nicht nur beim Netzbetreiber angemeldet werden, sondern bedürfen auch seiner Zustimmung, wobei über die Zustimmung gemäß NAV innerhalb einer Zweimonatsfrist entschieden werden muss [58]. Weiterhin müssen Ladevorrichtungen ab 12 kVA Leistung durch den Netzbetreiber regelbar ausgelegt sein [105].
- 30 kW: Bei einer Netzanschlussleistung von mehr als 30 kW kann der Netzbetreiber einen Baukostenzuschuss für jedes zusätzliche kW berechnen [58]. Dieser Baukostenzuschuss variiert zwischen den Netzbetreibern und liegt beispielsweise bei den Stadtwerken Frankenthal bei 33 Euro je zusätzlichem kW oberhalb der 30 kW Grenze [107]. Die Dortmunder Netz GmbH berechnet die Hälfte der ansetzbaren Kosten [108].
- 75 A/ 52 kW: Wird ein Anschlussstrom von 75 A (etwa 52 kW) überschritten, ist gemäß der VDE-AR-N 4100 eine individuelle Zertifizierung über Netzurückwirkungen Voraussetzung für einen Betrieb [105].

Sollte die Anlage aus HPC-System und BSS nicht nur Energie beziehen, sondern auch aus dem Batteriespeicher Energie in das Netz eingespeist werden, sind bis 135 kW Rückspeiseleistung die Vorgaben der VDE-AR-N 4105 zu berücksichtigen [71]. Bei höheren Einspeiseleistungen in das Netz gelten die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 [109].

Die oben aufgezählten Schwellenwerte machen grundsätzlich ein Abwägen hinsichtlich der Systemauslegung erforderlich. So kann die Installation eines Batteriespeichers nützlich sein, um die Zustimmung des Netzbetreibers für den Betrieb von HPC-Infrastruktur im Niederspannungsnetz zu erhalten oder den Inbetriebnahmeprozess zu beschleunigen. Weiterhin kann bei einem Batteriespeicher die Kapazität größer dimensioniert werden, um einen Schwellenwert (etwa 75 A) zu unterschreiten und somit eine individuelle Zertifizierung für Netzurückwirkungen zu vermeiden. Andersherum kann die Systemleistung zusätzlich erhöht werden, wenn ohnehin bereits ein Leistungsschwellenwert überschritten wurde.

5.2 Ziel- und Randbedingungen für die Integration

Der Entscheidungsraum darüber, ob ein Batteriespeicher installiert und wie dessen Leistungs- und Kapazitätsdaten ausgelegt werden sollten, wird direkt durch die Zielbedingung und die Randbedingungen definiert.

5.2.1 Zielbedingung

Unter Voraussetzung eines wirtschaftlich und wettbewerbsfähig orientierten Betriebs der HPC-Infrastruktur ist es substanziell, einen möglichst hohen Anteil der nachgefragten HPC-Energiemenge und Ladeleistung bereitzustellen. Nachgefragte HPC-Energie wird dann bereitgestellt, sofern diese nicht durch ein Lademanagement gedrosselt werden muss, um definierte Leistungsgrenzen einzuhalten. Aus dem Anteil der nachgefragten HPC kann zudem der Kundennutzen abgeleitet werden: Wird ein hoher Anteil der nachgefragten Energie nicht oder nur mit geringer Leistung bereitgestellt, kann eine Minderung des Kundennutzens erwartet werden.

Demgegenüber sollte eine ressourcenunfreundliche Überdimensionierung eines Batteriespeichers entgegengewirkt werden. Daher sollte die Konfiguration von HPC und BSS alle typischen Anwendungsfälle ohne Lademanagementeinsatz abdecken, jedoch nicht jeglichen extremen Nachfragefall erfüllen müssen. Als Zielwert wird daher eine Bereitstellungsquote von 95 % bis 98 % bezogen auf die nachgefragte HPC-Energiemenge anvisiert. Das heißt, dass Lademanagement bei 2 % bis 5 % der HPC-Nachfrage zum Einsatz kommen darf.

5.2.2 Randbedingungen

Die Randbedingungen grenzen den Konfigurationsraum des Batteriespeichers durch technische Restriktionen ein. Diese ergeben sich aus den Vorgaben zu Spannungsänderungen und der Betriebsmittelauslastung.

Spannungsänderungen: Die Vorgaben für die Spannungshaltung basieren auf der DIN EN 50160 und werden in das folgende einzuhaltende Spannungsband übertragen:

$$\{U_{nN} \mid 95 \% U_{nN} \leq U_{nN} \leq 105 \% U_{nN}\} \quad \text{für 95 \% der 15 Minuten-Mittelwerte}$$

$$\{U_{nN} \mid 92,5 \% U_{nN} \leq U_{nN} \leq 105 \% U_{nN}\} \quad \text{für 100 \% der 15 Minuten-Mittelwerte}$$

Die Auswertung der Simulationen zeigt, dass die Einhaltung des 95 %-Kriteriums in keiner Konfiguration – mit oder ohne BSS – ein Problem dargestellt. Lediglich bei transformatorferner Positionierung des HPC-Systems ohne Batteriespeicher wird das 92,5 % Spannungslimit bei sehr hoher HPC-Last unterschritten.

Betriebsmittelauslastung: Die thermische Betriebsmittelgrenze für die Dauerbelastung darf nicht überschritten werden. Dies betrifft insbesondere die Leitungen, da am Transformator zu keinem Zeitpunkt in einer Konfiguration Überlastungen verzeichnet werden. Quantitativ bedeutet dies eine Auslastungsgrenze von 100 % für Betriebsmittel.

5.3 Konfiguration des Batteriespeichers

Nach Bestimmung der Einflussfaktoren und Definition der Ziel- und Randbedingungen für die Auslegung eines HPC-Systems, wird nachfolgend der Energiespeicherbedarf ermittelt, um zu bestimmen, ob ein Batteriespeicher notwendig ist. Anschließend wird der Konfigurationsraum für den Batteriespeicher eingegrenzt und zwei mögliche Auslegungsvarianten für das BSS identifiziert. Damit die Konfiguration greifbarer wird, wird das Vorgehen auf den Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ an einem transformatorfernen Standort angewendet; dabei sind die Konfigurationsparameter nicht generell pauschalisierbar.

5.3.1 Energiespeicherbedarf

Aus dem Anwendungsfall für HPC, der verfügbaren Betriebsmittelkapazität sowie unter Abhängigkeit der Systemleistung ergibt sich der Energiespeicherbedarf. Der Energiespeicherbedarf entspricht der Menge der HPC-Energie, die ein Batteriespeicher bereitstellen muss. Mit steigender Systemleistung sinkt der Energiespeicherbedarf. Kann durch die Auswahl der Systemleistung mindestens 95 % der HPC-Energie ohne Batteriespeicher bereitgestellt werden, wird entsprechend der Zielbedingung kein Batteriespeicher benötigt. Abbildung 44 zeigt die Menge der HPC-Energie, die in Abhängigkeit der Systemleistung ohne ein BSS abgeregelt werden muss.

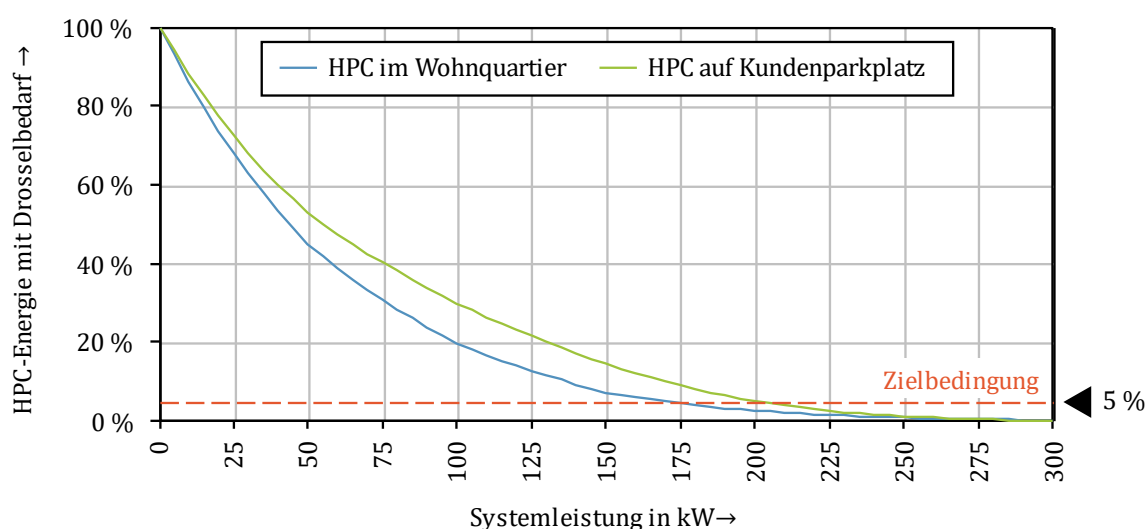


Abbildung 44: Anteil der HPC-Energie, die in Abhängigkeit der Systemleistung gedrosselt werden muss; ‚HPC im Wohnquartier‘ und ‚HPC auf Kundenparkplatz‘; kein BSS

In der Mehrzahl der Fälle ist die Kombination von HPC mit einem Stromspeicher empfehlenswert. Bei Betrachtung des Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ im Referenznetz entfällt die Notwendigkeit eines Batteriespeichers in zwei Fällen:

1. Es steht dauerhaft eine Anschlussleistung von mindestens 170 kW zur Verfügung. Ab diesem Leistungswert beträgt der Anteil der HPC-Energie, die durch Lademanagement abgeregelt wird, 4,9 % oder weniger. Die Ladeleistung des HPC-Systems muss dann auf die Anschlussleistung gedrosselt werden. Die Simulationen zeigen, dass an transformatorfernen Positionen eine Leistung von 170 kW möglich ist, ohne Überlastungen hervorzurufen; bei transformatornahen Standorten sogar bis zu 220 kW. Voraussetzung für eine derartige Dimensionierung ist, das Kabel des Typs NAYY 4x240SE verlegt sind.
2. Die verfügbare Anschlussleistung wird durch die Installation einer zusätzlichen Leitung oder eines Transformators auf die notwendige Leistung gesteigert. Dies ist vorwiegend an Standorten in Transformatornähe praktikabel.

Neben den technischen Aspekten gilt es generell, wirtschaftlich abzuwägen, ob ein BSS umzusetzen ist, oder inwieweit Alternativen kosteneffizienter sind. Dazu spielen auch prozessuale Aspekte eine Rolle: Möglicherweise ist die Integration eines BSS zwar teurer, jedoch schneller umgesetzt und betriebsbereit als die Netzverstärkung oder der Netzausbau. Wird kein BSS installiert, entfällt zudem die Möglichkeit der Mehrfachnutzung als PV-Speicher.

5.3.2 Dimensionierung

Sofern die Integration eines Batteriespeichers als notwendig erachtet wird, beruht die Entscheidung über die Dimensionierung von Systemleistung und Batteriekapazität auf der Einhaltung der Ziel- und Randbedingungen. Dabei grenzen diese Bedingungen den Optionsraum für einen Batteriespeicher ein. Dieser Optionsraum verschiebt sich zwischen den Anwendungsfällen für HPC wesentlich. Abbildung 45 illustriert, wie mögliche Konfigurationen des BSS für ‚HPC im Wohnquartier‘ an einem transformatorfernen Punkt eliminiert respektive empfohlen werden.

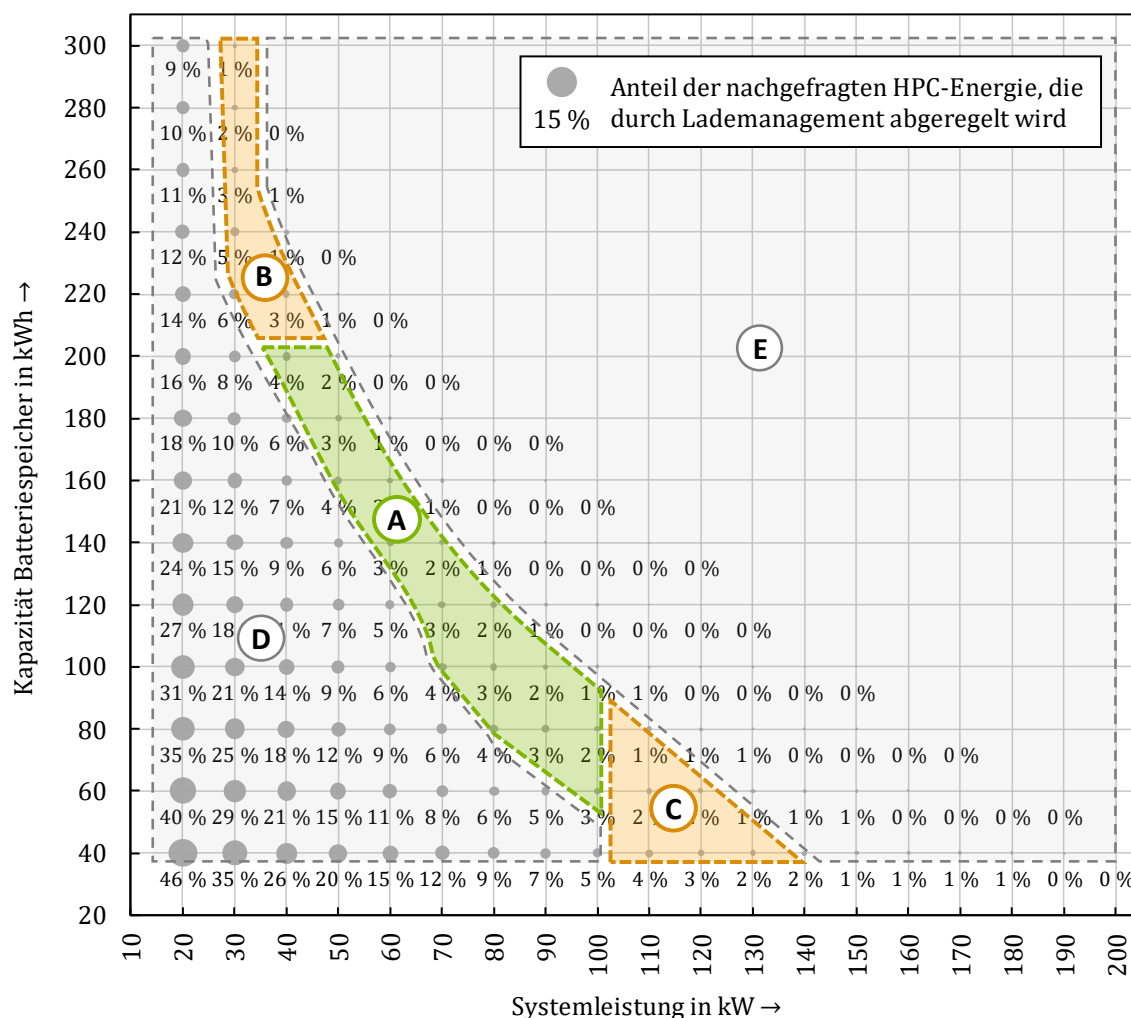


Abbildung 45: Kategorisierung des Optionsraums für die Auslegung des Batteriespeichers durch Ziel- und Randnebenbedingungen, 'HPC im Wohnquartier' (01.01. - 01.02.)

Hierbei können die Ergebnisse zur Analyse der Auswirkungen des HPC mit einem BSS in fünf Bereiche kategorisiert werden:

Konfigurationsbereich A entspricht den Ziel- und Randbedingungen völlig. Einerseits wird hier die nachgefragte HPC-Energie zu einem Anteil von lediglich 2 % bis 5 % durch Lademanagement abgeregelt. Andererseits ist die Kapazität des BSS nicht so üppig dimensioniert, dass globale Extremfälle – beispielsweise atypisch lange Zeiträume mit sehr hoher HPC-Last – gepuffert werden. Weiterhin ist die Systemleistung mit minimal 40 kW nicht so klein gewählt, dass die Kapazität übermäßig groß ausfallen muss, um die Zielbedingungen zu erfüllen und wiederum mit maximal 100 kW so hoch definiert, dass substanzielle Netzkapazitäten nicht durch HPC und BSS blockiert werden. Weiterhin sind in diesem Bereich keine Betriebsmittelüberlastungen oder Verletzungen der Spannungsvorgaben zu erwarten.

Konfigurationsbereich B umfasst die Optionen für eine BSS-Auslegung, die die Zielbedingung zwar hinreichend erfüllen, deren Kapazität jedoch sehr hoch bemessen ist. Diese Varianten sollten nur dann gewählt werden, wenn dem System aus HPC und BSS sehr wenig Anschlussleistung zur Verfügung stehen.

Konfigurationsbereich C beschreibt die Konfigurationen, die zwar die Zielbedingung erfüllen, jedoch eine hohe Systemleistung erfordern. Diese Konfigurationen können dann gewählt werden, wenn das HPC-BSS-System auf eine sehr große Anschlussleistung zurückgreifen kann, beispielsweise an einem niedrig belasteten Strang an transformatornaher Position.

Konfigurationsbereich D umfasst die Konfigurationen, die so ausgelegt sind, dass nicht genügend HPC-Energie bereitgestellt werden kann, um die Zielbedingung zu erfüllen.

Konfigurationsbereich E beinhaltet die Auslegungsvarianten des Batteriespeichers, deren Kapazität und/ oder Systemleistung so hoch bemessen sind, dass zu wenig HPC-Energie gedrosselt werden muss. Das ist ein Indiz für eine Überdimensionierung des BSS. Zudem können Systemleistungen in einem Bereich oberhalb von 180 kW zu Betriebsmittelüberlastungen führen.

Ausgehend von den Konfigurationsbereichen kann eine Auslegung mit den Leistungswerten ‚50 kW/ 160 kWh‘ gut argumentiert werden. Einerseits wird die Zielbedingung der nicht abgeregelten HPC-Energie eingehalten. Andererseits werden keine Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen verursacht, womit die Randbedingungen ebenso erfüllt sind. Weiterhin ist die Systemleistung mit 50 kW so gering, dass keine zusätzliche Zertifizierung hinsichtlich der Netzurückwirkungen erforderlich ist.

Alternativ kann die Konfiguration ‚110 kW/ 40 kWh‘ gewählt werden, um einen möglichst kleinen Batteriespeicher umzusetzen und gleichzeitig die Ziel- und Randbedingungen einzuhalten. Die höhere Systemleistung führt in den Simulationen nicht zu Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen.

Ausgleich von PV-Erzeugung: Für den Fall, dass lokale PV-Erzeugung durch den Batteriespeicher ausgeglichen oder zur Bereitstellung von HPC-Energie genutzt werden soll, sind grundsätzlich einzelfallabhängige Betrachtungen der dezentralen Erzeugungssituation erforderlich. Die Ladestrategie muss hierbei auf die jahreszeitenabhängige PV-Erzeugung, den HPC-Anwendungsfall und die Speicherkapazitäten des Batteriespeichers ausgerichtet und optimiert werden. Beispielsweise ist in den Wintermonaten das Peak Shaving weniger dringlich, wodurch hierbei erzeugte PV-Energie zu großen Teilen direkt in das BSS eingespeist werden kann. In den Monaten mit hohen PV-Einspeisewerten kann anteilige Speicherkapazität

des BSS exklusiv für das Peak Shaving vorbehalten werden; die Simulationen zeigen, dass die PV-Einspeisung den Lademanagementeinsatz im Juli um bis zu 47 % reduzieren konnte.

Langfristig können die Erfahrungswerte aus dem Betrieb von HPC-Infrastruktur, BSS und möglicher PV-Integration genutzt werden, um verlässlichere, nutzungsbasierte Prognosen zu erstellen. Anhand dieser Prognoseleitplanken kann das Lademanagement dynamisiert und die PV-Ladestrategien sensitiver ausgerichtet werden.

5.4 Validierung der Batteriespeicherkonfiguration

Die ermittelten Dimensionierungen können mit Lösungen abgeglichen werden, die am Markt erhältlich sind. Der Konfiguration ‚50 kW/ 160 kWh‘ ähnelt der ‚E.ON Drive Booster‘. Dessen Produktdatenblatt kann eine Systemleistung von bis 43 kW bei einer Kapazität von 193,5 kWh entnommen werden [8]. Die Variante ‚110 kW/40 kWh‘ wird am Markt bisher nicht vergleichbar gespiegelt. Die Systemlösung von ads-tec ist mit einer Anschlussleistung von maximal 110 kW ähnlich ausgelegt, wobei die Kapazität hier bis zu 140 kWh beträgt [7].

Zur Validierung der ausgewählten Konfigurationen des BSS – ‚50 kW/ 160 kWh‘ und ‚110 kW/ 40 kWh‘ – wird je eine Simulationssequenz über ein Jahr durchgeführt. Die Simulation ergibt für die Konfiguration ‚50 kW/ 160 kWh‘, dass der Anteil der abgeregelten HPC-Energie 2,8 % beträgt, womit dieser Wert geringer ist als im Analysezeitraum Januar und die Zielbedingung erfüllt. Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen treten nicht auf. Die Simulation der Variante ‚110 kW/ 40 kWh‘ ergibt, dass 2,2 % der nachgefragten HPC-Energie durch Lademanagement abgeregelt werden. Unterschreitungen der Spannungsschwelle von 0,95 p. u. oder Betriebsmittelüberlastungen sind nicht zu detektieren.

Nebenbei zeigen die geringeren Anteile der gedrosselten HPC-Energie bei der Simulation eines Jahreszeitraums gegenüber dem Zeitraum Januar, dass dieser Zeitraum als Grundlage für eine konservative Dimensionierung mit ausreichenden Pufferkapazitäten genutzt werden kann.

6 Fazit, Reflexion und Forschungsausblick

Nachfolgend werden die Arbeitsergebnisse auf Ebene der vier Analyseziele zusammengefasst. Anschließend werden die Ergebnisse kritisch bewertet und zuletzt Anknüpfungspunkte sowie Potentiale für die weitere Forschung abgeleitet.

6.1 Zusammenfassung der Forschungsergebnisse

Zunächst wurden die technischen Potentiale für den Einsatz von HPC im urbanen Niederspannungsnetz bestimmt. Die Spezifikationen der Betriebsmittel zeigen, dass seitens des Transformators zwischen Mittel- und Niederspannung ausreichend Kapazitäten für HPC bereitstehen, wohingegen die installierten Leitungen einen Engpass für HPC darstellen. Im simulativen Netzbetrieb variieren die freien Leitungskapazitäten wesentlich zwischen kurzen und lastarmen sowie langen und lastreichen Strängen. Kritische Spannungsänderungen treten alleinig an Anschlusspunkten mit einer großen Distanz zum Leistungstransformator auf.

Anschließend wurde geprüft, welche Auswirkungen HPC auf ein urbanes Niederspannungsnetz hat. Unabhängig von der Positionierung des HPC-Systems im Netz werden Überlastungen an Leitungen hervorgerufen; wobei ein großer Teil der Ladevorgänge keine Überlastspitzen verursacht. Der Transformator kann zu jedem Zeitpunkt ausreichende Kapazitäten für HPC bereitstellen. Spannungsprobleme werden ausschließlich bei Positionierung der HPC-Infrastruktur am Ende des längsten Stranges verzeichnet.

Daraufhin folgt die Analyse der Ausgleichspotentiale eines Batteriespeichers für die HPC sowie die Dimensionierung dieses Batteriespeichers. Die Anschlussleistung des BSS kristallisiert sich als wesentlicher Einflussfaktor auf Spannungsänderungen, Überlastungen, Batteriespeicherkapazität und Lademanagementeinsatz heraus. Ab Überschreitung einer anwendungsfallspezifischen Konfiguration aus Kapazität und Anschlussleistung kann der Batteriespeicher Überlastungen und kritische Spannungsänderungen, die durch HPC verursacht werden, kompensieren. Ein unverhältnismäßig hoher Einsatz von Lademanagement ist nur bei schwach- oder kleindimensionierten Speichervarianten erforderlich.

Zusätzlich wurden die Ausgleichspotentiale des Batteriespeichersystems für lokale PV-Erzeugung identifiziert. Es gibt kein eindeutiges Muster hinsichtlich der generellen Anwendbarkeit einer Ladestrategie und den resultierenden Ausgleichspotentialen. In drei von vier Simulationen steigen die Lademanagementbedarfe; in einer weiteren werden diese reduziert werden. Eine adäquate Kalibrierung einer PV-Ladestrategie des BSS hängt sehr von Jahreszeit, HPC-Nachfrage sowie Systemleistung und Kapazität des BSS ab.

Die Ergebnisse der Analysen wurden in eine Strategie zur HPC-Integration eingeordnet. Auf Basis der Einflussfaktoren und Bedingungen wurde hierbei ein BSS exemplarisch für den Anwendungsfall ‚HPC im Wohnquartier‘ konfiguriert. Die aufgestellten Ziel- und Randbedingungen werden von dem HPC-BSS-System eingehalten. Die Validierung der ausgewählten Konfigurationen stellt heraus, dass diese Konfigurationen konservativ bemessen sind.

6.2 Bewertung der Forschungsergebnisse

Die Primärziele dieser Arbeit – Quantifizierung der HPC-Potentiale und der Netzauswirkungen durch HPC sowie ein Konfigurationsraum für den Batteriespeicher – wurden erreicht. Durch den breit gefächerten Analyserraum wurden Best Case, Likely Case und Worst Case untersucht. Die Konsolidierung und Bewertung der Kernergebnisse in einer konzisen HPC-Integrationsstrategie ermöglicht einen schnellen Überblick zur Entscheidungsfindung. Das Sekundärziel – die Identifikation von PV-Ausgleichspotentialen des BSS – ist nicht vollständig erfüllt. Zwar zeigen erste Analysen, dass sowohl PV-Einspeisespitzen kompensiert und Lademanagementeinsatz reduziert werden können. Allerdings gilt dies lediglich für eingeschränkte Szenarien. Generell gilt, dass die Erkenntnisse und insbesondere die Strategie auf Basis von zwei spezifischen HPC-Anwendungsfällen aufgebaut sind. Über die Use Cases hinaus sollte die Strategie daher nicht verallgemeinert werden; kann methodisch jedoch als Vorlage und Leitfaden für eigene Überlegungen genutzt werden.

Bei der Bearbeitung des Forschungsfeldes haben sich Ungenauigkeiten und oftmals die Grenzen der eigenen Arbeit bemerkbar gemacht. Dazu gehören im Wesentlichen Unschärfen in den Annahmen, der Modellierung sowie der Simulation. Grundsätzlich wurden vordergründig technische Aspekte einbezogen, wohingegen wirtschaftliche oder prozessuale Eigenschaften von HPC nachrangig sind. Die HPC-Lastkurven basieren auf einer prognosebasierten Simulation mit Annahmen, die ein großes Abweichungspotential, darunter die Anzahl der Nutzer oder die Nutzungswahrscheinlichkeiten, beherbergen. Die Modellierung des BSS umfasst sehr simple Logiken, wohingegen Umwelteinflüsse oder Alterungseffekte unberücksichtigt bleiben. Zudem ist, abgesehen von den PV-Analysen, ein Ladestrategie untersucht worden. Weiterhin wurde für den Leistungsbezug des BSS weder ein statisches noch ein dynamisches Lastmanagement einbezogen. Außerdem beschränkten sich Simulation und Analyse auf die Netzauswirkungen auf der Niederspannungsebene, wenngleich auch Auswirkungen auf der Mittelspannungsebene messbar sein müssten. Dazu wurde praktisch nur die Wirkleistung von HPC und BSS berücksichtigt. Daneben konzentrierte sich die Analyse der Netzauswirkungen auf Spannungsänderungen und Betriebsmittelauslastung. Auswirkungen auf die Netzfrequenz, Flicker und Oberschwingungen wurden nicht analysiert. Darüber hinaus ermöglicht die Simulation auf Basis des Benchmarknetzes zwar generelle Aussagen, blendet die Details realer, spezifischer Netztopologien jedoch aus.

6.3 Forschungsausblick

Ausgehend von den Unschärfen und Grenzen der Arbeit sowie basierend auf den Erfahrungen und Erkenntnissen ergibt sich nachfolgendes Forschungsdesiderat.

Diese Arbeit hat grundsätzlich Potential zur Verfeinerung sowie zur Erweiterung und Verallgemeinerung. Zum einen sollte die Modellierung des Niederspannungsnetzes auf weitere Referenznetze sowie idealerweise reale Netze ausgedehnt werden, um somit für weitere Netztypen verlässliche Aussagen treffen zu können. Ergänzend sollten dazu zusätzliche Anwendungsfälle durch weitere HPC-Kurven abgebildet werden; beispielsweise ein HPC-Hub auf einem Angestelltenparkplatz oder auf Pendlerparkplätzen. Dazu kann ebenso die Modellierung des Batteriespeichers detailliert werden, wobei weitere Ladestrategien, bidirektionales Laden, Lademanagementkonzepte und Umwelteinflüsse berücksichtigt werden können. Insbesondere die genauere Analyse der PV-Ausgleichsfähigkeiten und die Implementierung sinnvoller Ladestrategien verdient eine nähere Betrachtung. Ebenso sollte die Blindleistung in der Modellierung einbezogen werden. Die Analyse der Netzauswirkungen und Netzpotentiale sollte auf Flicker, Oberschwingungen, Blindleistung und Netzfrequenz ausgedehnt werden. Dazu sollten weitere Maßnahmen zu Kompensation der HPC-Auswirkungen analysiert werden; etwa regelbare Ortsnetztransformatoren. Neben der simulativen Untersuchung von HPC im Niederspannungsnetz würde ein realer Simulationsaufbau aus HPC und Batteriespeicher weitere, praktische Erkenntnisse generieren. Darüber hinaus können die Synergieeffekte des Batteriespeichers hinsichtlich des Blindleistungsmanagements oder dessen Schwarzstartfähigkeit evaluiert werden.

Letztlich sollten den technischen Untersuchungen auch ökonomische Abwägungen zur Seite gestellt werden. Hier können die Kosten für einen Batteriespeicher den Kosten durch Netzverstärkung und Ergänzung eines weiteren Transformators gegenübergestellt werden.

Mittels der aufgezählten Ideen und Ansätze kann die bestehende HPC-Integrationsstrategie zu einem technisch-wirtschaftlichem Leitfaden für HPC im Niederspannungsnetz erweitert werden.

7 Anhang

Parameter	Ausprägung Eigenschaften				
Fahrzeugflotte					
Fahrzeugsegmente	Kompakt- klasse	Mittelklasse	Obere Mit- telklasse	Oberklasse	Oberklasse 350 kW
Anteil	21,37 %	33,05 %	3,89 %	33,37 %	8,32 %
Verbrauch (kWh/100 km)	15,60	18,00	18,00	18,00	20,40
Max. Ladeleistung	50	100	150	150	350
Batteriekapazität (Netto, kWh)	35	55	70	90	120
Ladeverhalten EV-Nutzer					
Laden ab SoC	≤ 60 %				
Ziel-SoC	80 %				
Minimale Standzeit (Min.)	6				
Maximale Standzeit (Min.)	30				
Ladeinfrastruktur					
Anzahl Ladepunkte	4, an einer Ladestation				
Ladeleistung	Summe aller Ladepunkte (max. 300 kW), beliebig aufteilbar bis zu einer Leistung von 150 kW je Ladepunkt				

Tabelle 5: Globale Parameter der Mobilitätssimulation zur Generierung von HPC-Lastkurven

Parameter	„HPC im Wohnquartier“	„HPC auf Kundenparkplatz“
Anzahl EV	1.007	1.739
Wege Zweck EV-Nutzer	Nach Hause	Einkaufen
Zugänglichkeit	Keine Einschränkung	Zeitraum: 06:00 und 22:00 Uhr

Tabelle 6: Spezifische Parameter der Mobilitätssimulation zur Generierung von HPC-Lastkurven entsprechend ihren Anwendungsfällen

Netzbetriebsmittel	Status quo	Punktlast 150 kW	Punktlast 240 kW
Leitung 17	25,0 % (61,8 kVA)	61,4 % (151,8 kVA)	98,9 % (244,5 kVA)
Leitung 34	33,5 %, (82,8 kVA)	62,6 % (154,7 kVA)	101,4 % (250,7 kVA)
Leitung 54	7,3 %, (18,2 kVA)	61,3 % (151,5 kVA)	98,0 % (242,3 kVA)
Transformator	35,8 %, (225,5 kVA)	24,8 % (156,0 kVA)	40,3 % (253,8 kVA)

Tabelle 7: Maximale Auslastung von Netzbetriebsmitteln (Status quo, Punktlasten mit 150 kW, und 240 kW)

Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE; Die Bundesregierung, *Erstmals rollen eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen: Mehr als 50 Prozent dieser Elektrofahrzeuge sind rein batteriebetrieben*. Gemeinsame Pressemitteilung. Berlin, 2021. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210802-erstmals-rollen-eine-million-elektrofahrzeuge-auf-deutschen-strassen.html>
- [2] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, *Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr: AG 1 - Bericht*, 2021. [Online]. Available: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG1_Wege-fuer-mehr-Klimaschutz.pdf (accessed: Aug. 16 2021).
- [3] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Das Deutschlandnetz: Konzept der Ausschreibung von 1000 Schnellladestandorten auf Grundlage des Schnellladegesetzes*, 2021. [Online]. Available: <https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2021/06/Konzept-Ausschreibung-1000-Schnellladestandorte-1.pdf> (accessed: Aug. 29 2021).
- [4] S. Knupfer, J. Noffsinger, and S. Sahdev, *How battery storage can help charge the electric-vehicle market*, 2018. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-battery-storage-can-help-charge-the-electric-vehicle-market> (accessed: Oct. 1 2021).
- [5] K. Jahn and C.-F. Klinck, "The Role of Batteries in High Power Charging Infrastructure," in *Proceedings of the 14th International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020)*, Bonn, Germany, 2021, pp. 127–134. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/349780809_The_Role_of_Batteries_in_High_Power_Charging_Infrastructure
- [6] A. Araujo, D. Araujo, A. Vasconcelos, and W. de Silva Junior, "A Proposal for Technical and Economic Sizing of Energy Storage System and PV for EV Charger Stations with Reduced Impacts on the Distribution Network," Sao Paulo, Genf, Sep. 2021.
- [7] ads-tec Holding GmbH, *StoraXe® High Power Charger: High Power Charging im leistungsbegrenzten Netz*, 2021. [Online]. Available: https://www.ads-tec.de/fileadmin/download/doc/brochure/Broschuere_HPC_DE.pdf (accessed: May 25 2021).
- [8] Charge-ON GmbH, *E.ON Drive Booster: Technische Information*, 2020. [Online]. Available: <https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/Documents/de/e-mobility/ultra-fast-charger/20200206-1057-in150-19407-datenblaetter-emobility-ladestationen-drive-booster-de.pdf> (accessed: May 21 2021).
- [9] A. Karle, *Elektromobilität: Grundlagen und Praxis*, 4th ed. München: Hanser, 2020, Seite(n): 91-108, 130.
- [10] *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker – Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen: Teil 1: Allgemeine Anforderungen*, DIN EN 62196-1 (VDE 0623-5-1): 2015-06, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Jun. 2015. [Online]. Available: <https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav>

#_normenbibliothek_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270600083%27%5D_1622195891055

- [11] *Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile: Ladesäulenverordnung – LSV*, 2017. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html>
- [12] H. Tschöke, *Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, Seite(n): 3; 106-108.
- [13] Kraftfahrt-Bundesamt, *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2021: Pressemitteilung Nr. 8/2021*, 2021. [Online]. Available: https://www.kba.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/pm_08_2021_bestand_01_21.pdf;jsessionid=9A53501237EC4269B65634C0B84ADCE2.live11292?__blob=publicationFile&v=4 (accessed: May 30 2021).
- [14] Kraftfahrt-Bundesamt, *Bestand an Pkw in den Jahren 2011 bis 2020 nach ausgewählten Kraftstoffarten*, 2021. [Online]. Available: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/fz_b_umwelt_archiv/2020/2020_b_umwelt_z.html;jsessionid=1F245708A3D67647258DACF43BF1EC2F.live11294?nn=2595996 (accessed: May 30 2021).
- [15] Autohaus.de, *Prognose: Mehr als elf Millionen Elektroautos und Plug-Ins bis 2030*, 2020. [Online]. Available: <https://www.autohaus.de/nachrichten/autohandel/prognose-mehr-als-elf-millionen-elektroautos-und-plug-ins-bis-2030-2697632#comments> (accessed: May 29 2021).
- [16] A. Windt and O. Arnhold, *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf: Studie im Auftrag des BMVI*, 2020. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf (accessed: May 20 2021).
- [17] Die Bundesregierung, “Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,” Berlin, Oct. 2019. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>
- [18] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, “Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes,” Berlin, Jun. 2021. [Online]. Available: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/302/1930230.pdf>
- [19] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, *Roadmap – Markthochläufe alternativer Antriebe und Kraftstoffe aus technologischer Perspektive: AG 2 - Bericht*, 2021. [Online]. Available: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/04/NPM_AG2_Technologie_Roadmap.pdf (accessed: Aug. 16 2021).

- [20] Deloitte Consulting GmbH, *Elektromobilität in Deutschland: Studie: Marktentwicklung bis 2030 und Handlungsempfehlungen*, 2020. [Online]. Available: <https://www2.deloitte.com/de/de/pages/consumer-industrial-products/articles/elektromobilitaet-in-deutschland.html> (accessed: May 30 2021).
- [21] M. Doppelbauer, *Grundlagen der Elektromobilität: Technik, Praxis, Energie und Umwelt*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020, Seite(n): 104-105; 291-306; 345-348, 529-530.
- [22] J. Wieler, *Stromverbrauch Elektroautos: Aktuelle Modelle im ADAC Test*, 2021. [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> (accessed: Jun. 1 2021).
- [23] ADAC e. V., *Plug-in-Hybrid: Modelle, Verbrauch, Technik, Kosten, Ökobilanz*, 2021. [Online]. Available: phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm%3apath%3a/dede/web/main/products/technology_pages/subcategory_pages/high_power_charging (accessed: Jun. 1 2021).
- [24] ADAC e. V., *ADAC Ecotest Test- und Bewertungskriterien (ab 4/2021)*, 2021. [Online]. Available: <https://www.adac.de/-/media/pdf/tet/ecotest/ecotest-methodik-ab-04-2021.pdf> (accessed: Jun. 1 2021).
- [25] M. Wermuth, *Mobilitätsstudie "Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010" (KiD 2010) - Ergebnisse im Überblick*, 2012. [Online]. Available: https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Anlage/G/kid-2010.pdf?__blob=publicationFile (accessed: Jun. 1 2021).
- [26] C. Nobis and T. Kuhnimhof, *Mobilität in Deutschland - MiD: Ergebnisbericht*, 2019. [Online]. Available: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf (accessed: Jun. 1 2021).
- [27] C. Braacklo, *Position: Empfehlungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bis 2030*, 2019. [Online]. Available: <https://www.vda.de/de/services/Publikationen/positionspapier-ladeinfrastruktur.html> (accessed: Aug. 3 2021).
- [28] F. Jacobi, *Leitfaden für die Errichtung von öffentlichen Ladepunkten der Elektromobilität im Land Mecklenburg-Vorpommern: Informationen für Errichter und Betreiber*, 2019. [Online]. Available: <https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2019/10/LEKA-Leitfaden-LANG-web.pdf> (accessed: May 25 2021).
- [29] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., "Netzintegration Elektromobilität: Leitfaden für flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen," Berlin, 2019. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf>
- [30] S. Grundhoff, *BMW weitet Induktionsladung in den USA aus: Mit einem speziellen Förderprogramm weitet BMW sein Angebot in den USA zum Induktionsladen aus und übernimmt dafür die Installationskosten. Zunächst profitieren jedoch nur Kunden in Kalifornien. Ladeinfrastruktur durch Wireless Charging*, 2019. [Online]. Available: <https://>

- www.automobil-produktion.de/hersteller/bmw-weitet-induktionsladung-in-den-usa-aus-345.html (accessed: Aug. 3 2021).
- [31] *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge: Teil 1: Allgemeine Anforderungen*, DIN EN IEC 61851-1 (VDE 0122-1), Deutsches Institut für Normung, Berlin, Dec. 2019. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270100250%27%5D_1622046874116
- [32] W. Rudschies, *Elektroautos auf der Langstrecke: Wie kann das funktionieren?*, 2020. [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/schnellladen-langstrecke-ladekurven/> (accessed: May 14 2021).
- [33] *Stecker, Steckdosen und Fahrzeugsteckvorrichtungen – Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen: Teil 3: Anforderungen an und Hauptmaße für Stifte und Buchsen für die Austauschbarkeit von Fahrzeugsteckvorrichtungen zum dedizierten Laden mit Gleichstrom und als kombinierte Ausführung zum Laden mit Wechselstrom/Gleichstrom*, DIN EN 62196-3 (VDE 0623-5-3): 2015-05, Deutsches Institut für Normung, Berlin, May. 2015. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270600079%27%5D_1621333802105
- [34] PHOENIX CONTACT Deutschland GmbH, *DC-Ladekabel CCS Typ 2 für High Power Charging – Schnellladen in Europa mit bis zu 500 kW*. [Online]. Available: https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm:path:/dede/web/main/products/subcategory_pages/DC_charging_cables_for_fast_charging_stations_P-29-03-01/a68bc024-c9cb-44b8-a38b-5707cb32727d/a68bc024-c9cb-44b8-a38b-5707cb32727d (accessed: May 18 2021).
- [35] IONITY GmbH, *Die Kraft von 350 Kilowatt*. [Online]. Available: <https://ionity.eu/de/design-und-technik.html> (accessed: May 18 2021).
- [36] CHAdeMO, *Protocol Development: CONSTANTLY EVOLVING WITH THE MARKET*. [Online]. Available: <https://www.chademo.com/activities/protocol-development/> (accessed: May 18 2021).
- [37] T. Blech, *Project Chaoji: the background and challenges of harmonising DC charging standards*, 2020. [Online]. Available: <https://zenodo.org/record/4023281#.YKOEPagezaUl> (accessed: May 18 2021).
- [38] *Chaoji Standard: Faster, Safer, and Compatible to All*, CHAdeMO, Sep. 2020. [Online]. Available: https://www.chademo.com/wp2016/wp-content/uploads/Chaoji202006/Chaoji_Presenataion_EN.pdf
- [39] Tesla, *Introducing V3 Supercharging*, 2019. [Online]. Available: https://www.tesla.com/de_DE/blog/introducing-v3-supercharging (accessed: May 18 2021).
- [40] D. Bönnighausen, *Tesla erhöht Laderate an V2-Superchargern in Europa auf 150 kW*, 2019. [Online]. Available: <https://www.electrive.net/2019/08/29/tesla-erhoeht-laderate-an-v2-superchargern-in-europa-auf-150-kw/> (accessed: May 20 2021).

- [41] W. Rudschies, *Porsche Taycan im Test: So gut ist der Elektro-Sportwagen*, 2020. [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/porsche/porsche-taycan/#:~:text=Dank%20der%20800%2DVolt%2DSpannungslage,zur%20Zeit%20nicht%20mehr%20vertr%C3%A4gt>. (accessed: May 18 2021).
- [42] M. Jendrischik, *Over-the-air: Tesla erhöht Ladeleistung des Model 3: Die Ladeleistung des Tesla Model 3 wird in Europa ab Pfingsten auf 200 und bis Jahresende auf 250 Kilowatt erhöht.*, 2019. [Online]. Available: <https://www.cleantalking.de/over-the-air-tesla-erhoeht-ladeleistung-model-3/> (accessed: May 18 2021).
- [43] CharIN e. V., *Megawatt Charging System (MCS)*, 2020. [Online]. Available: <https://www.charin.global/technology/mcs/> (accessed: May 24 2021).
- [44] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Ladesäulenregister*, 2021. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ladesaeulen/Ladesaeulenkarte_Datenbankauszug.xlsx?__blob=publicationFile&v=5 (accessed: May 20 2021).
- [45] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Zahlen und Daten zur öffentlichen Ladeinfrastruktur*, 2021. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/ZahlenDaten/_node.html (accessed: 20.05.21).
- [46] S. Schaal, *Shell-Manager: „Wir wollen keine Wartezeiten an Ladesäulen“*, 2020 (accessed: May 21 2021).
- [47] P. Plötz, D. Speth, and P. Rose, *Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-Lkw: Kurzstudie im Auftrag des Verbandes der Automobilindustrie (VDA)*, 2020. [Online]. Available: https://www.vda.de/dam/vda/Medien/DE/Themen/Innovation-und-Technik/Elektromobilitaet/Ladeinfrastruktur/Kurzstudie_Ladenetz_Schwerlastverkehr_23102020.pdf (accessed: May 21 2021).
- [48] IONITY, *WIR MACHEN DAS REISEN MIT ELEKTROFAHRZEUGEN ...*, 2021. [Online]. Available: <https://ionity.eu/de> (accessed: May 21 2021).
- [49] McDonald's Deutschland LLC, *Energie tanken für Fahrer und Fahrzeug: McDonald's Deutschland und EWE Go vernetzen Deutschland an über 1.000 neuen Standorten für mehr Elektromobilität*, 2020. [Online]. Available: https://www.mcdonalds.com/de/de-de/GermanyNewsroom/article/e_mobilitaet.html (accessed: May 21 2021).
- [50] H. Willrett, *Einkaufen und E-Auto laden: EnBW und Hahn Gruppe bauen Schnellladeinfrastruktur an Gewerbeimmobilien aus: Hahn Gruppe erhöht die Attraktivität von 100 Handelsimmobilien durch Schnellladeinfrastruktur der EnBW // Neues Gesetz soll Ladeinfrastrukturausbau vorantreiben*, 2021. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/kooperation-mit-hahn-gruppe-fuer-100-hpc-standorte.html> (accessed: May 21 2021).

- [51] P. Chatterjee, *Hohe Leistung für mehr Reichweite: Gleichspannungs-Ladesysteme mit 350 kW*, 2019. [Online]. Available: <https://www.elektroniknet.de/automotive/elektromobilitaet/hohe-leistung-fuer-mehr-reichweite.165977.html> (accessed: May 25 2021).
- [52] *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge: Teil 23: Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge*, DIN EN 61851-23 (VDE 0122-2-3), Deutsches Institut für Normung, Berlin, Nov. 2014. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270100250%27%5D_1622105715616
- [53] ENERCON Gesellschaft mit beschränkter Haftung, *TANKSTELLE DER ZUKUNFT: Kundenfreundlich. Leistungsstark. Zukunftssicher*, 2018. [Online]. Available: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Technologie/EC_E-Ladepark_102018_web.pdf (accessed: May 25 2021).
- [54] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V., *Der Technische Leitfaden Ladefrastruktur Elektromobilität: Version 3*, 2020. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/ca81c83d2549a5e89a4f63bbd29e80c6/technischer-leitfaden-ladefrastruktur-elektromobilitaet---version-3-1-data.pdf> (accessed: May 25 2021).
- [55] *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge: Teil 24: Digitale Kommunikation zwischen einer Gleichstromladestation für Elektrofahrzeuge und dem Elektrofahrzeug zur Steuerung des Gleichstromladevorgangs*, DIN EN 61851-24 (VDE 0122-2-4): 2014-11, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Nov. 2014. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270100295%27%5D_1622108453248
- [56] Tritium, *PK350/350kW Specifications: INNOVATING YOUR FUTURE*, 2021. [Online]. Available: https://tritiumcharging.com/wp-content/uploads/2020/11/TRI105.DTA_002_Veefil-PK350-Specifications.pdf (accessed: May 27 2021).
- [57] *Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile: Ladesäulenverordnung – LSV*, 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/konsolidierter-text-lsv-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [58] *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV) Inhaltsübersicht: NAV*, 2006. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/nav/inhalts_bersicht.html
- [59] The Mobility House AG, *Was Sie zum eichrechtskonformen Laden eines Elektroautos wissen müssen*, 2019. [Online]. Available: https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/e-mobility/eichrechtskonformes-laden.html/ (accessed: May 27 2021).
- [60] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, and F. Bauer, “Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung: Kurzstudie im Auftrag des BEE e. V. und der Hannover Messer,” Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES),

- OTH Regensburg, Regensburg, Mar. 2015. [Online]. Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf
- [61] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph, and P. Pfeifer, "Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität," Aachen, 2018. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1790048/d86a2bb62b27caa2345ff810c4d9c816/metastudie-e-mobilitaet-ganze-studie-download-data.pdf>
- [62] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5th ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, Seite(n): 545-550; 565-571.
- [63] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen and Bundeskartellamt, Eds., "Monitoringbericht 2020: Bericht," Bonn, Mar. 2021. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [64] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9th ed. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, Seite(n): 163, 123 ff, 81-84; 370-371; 243-257; 509-512.
- [65] S. Meinecke *et al.*, *SimBench - Dokumentation: Dokumentationsversion DE-1.0.1*. Elektrische Benchmarknetzmodelle, 2020. [Online]. Available: https://simbench.de/wp-content/uploads/2020/01/simbench_documentation_de_1.0.1.pdf (accessed: Jun. 3 2021).
- [66] J. Kays, A. Seack, and U. Häger, "The potential of using generated time series in the distribution grid planning process," in *CIREN - THE 23rd INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION*, Lyon, 2015. [Online]. Available: http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIREN2015_0140_final.pdf
- [67] S. Harnisch *et al.*, "Planungs und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, 2016.
- [68] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160:2011-02, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Nov. 2020. [Online]. Available: <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-50160/136886057>
- [69] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, Seite(n): 169-173; 31; 111-116.
- [70] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Spannungshaltung: VDE FNN erarbeitet Lösungen, um auch weiterhin einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu ermöglichen.*, 2019. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/spannungshaltung> (accessed: Jun. 10 2021).
- [71] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE-AR-N 4105, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Nov. 2018. [Online].

- Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270100492%27%5D_1623319892226
- [72] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Spannungshaltung: Kurz gefasst*, 2018. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1756580/45afdd934b4ba979ba240d3d6516e5a9/kurz-gefasst-baukasten-spannungshaltung-data.pdf> (accessed: Jun. 10 2021).
- [73] K. Küpfmüller, W. Mathis, and A. Reibiger, *Theoretische Elektrotechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013, Seite(n): 466-469.
- [74] I. Kasikci, *Planung von Elektroanlagen: Theorie, Vorschriften, Praxis*, 3rd ed. Berlin: Springer Vieweg, 2018, Seite(n): 229.
- [75] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015, Seite(n): 131-163; 165-217;.
- [76] *Leistungstransformatoren: Teil 1: Allgemeines, (IEC 60076-1:2011); Deutsche Fassung EN 60076-1:2011*, DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1), Deutsches Institut für Normung, Berlin, Mar. 2021. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270532078%27%5D_1628167609143
- [77] L. Hilger, *VKW-Expertenworkshop an der TH Köln: Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz - Herausforderungen und Lösungsansätze*, 2019. [Online]. Available: <https://www.smart-energy.nrw/de/news/32> (accessed: Jun. 15 2021).
- [78] C. Fünfgeld, Tiedemann, and Remo, *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*, 2000. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf (accessed: Jun. 11 2021).
- [79] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, and B. Schiederdecker, *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, 1999. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf (accessed: Jun. 11 2019).
- [80] Mainzer Netze GmbH, *EL1 - Elektroladesäule (nicht abschaltbar): EL1_2018*, 2018. [Online]. Available: https://www.mainzer-netze.de/no_cache/stromnetze/netzzugang/lastprofile/ (accessed: Jun. 15 2021).
- [81] K. Volk, C. Lakenbring, and L. Rupp, *Gemeinsamer Abschlussbericht zum Verbundvorhaben grid-control – Advanced Decentral Grid Control: Juli 2015 – Dezember 2018*, 2019. [Online]. Available: http://projekt-grid-control.de/wp-content/uploads/2019/06/Abschlussbericht_grid-control_final.pdf (accessed: Jun. 15 2021).
- [82] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG 2021*, 2020. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html#BJNR106610014BJNG000100000

- [83] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, 2021. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (accessed: Jun. 16 2021).
- [84] M. Sterner *et al.*, Eds., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2nd ed. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [85] I. Stadler, Riegel Bernhard, D. Ohms, Cattaneo Eduardo, G. Langer, and M. Herrmann, "Elektrochemische Energiespeicher," in *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, M. Sterner *et al.*, Eds., 2nd ed., Berlin: Springer Vieweg, 2017, pp. 281–303.
- [86] T. Kaschub, "Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung," Dissertation, Institut für Industrielebenslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017. [Online]. Available: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000071259>
- [87] P. Kurzweil and O. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen*, 2nd ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018, Seite(n): 165-263.
- [88] B. Engel *et al.*, "Technik der Batteriespeicher," in *Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*, J. Böttcher and P. Nagel, Eds., Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg, 2018, 142-144;148-172;203-217.
- [89] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer, "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018," Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Aachen, 2018. [Online]. Available: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/07/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- [90] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, and J. Barry, "Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand," Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Bad Staffelstein, Mar. 2017. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/327202464_Li-Ionen_Heimspeichersysteme_Performance_auf_dem_Prufstand
- [91] M. Sterner, I. Stadler, F. Eckert, and M. Thema, "Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren," in *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, M. Sterner *et al.*, Eds., 2nd ed., Berlin: Springer Vieweg, 2017, pp. 685–733.
- [92] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Stromspeicher - Multitool für unser künftiges System*, 2020. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2002498/2fa300c546d3887cf317bc9d89dd300f/fnn-kurzgefasst-speicher-final-geschuetzt-data.pdf> (accessed: Aug. 29 2021).
- [93] J. Böttcher and P. Nagel, Eds., *Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*. Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg, 2018. [Online]. Available: http://www.degruyter.com/search?f_0=isbnissn&q_0=9783110455779&searchTitles=true
- [94] B. Tepe, N. Collath, H. Hesse, M. Rosenthal, and U. Windelen, *Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021*, 2021. [Online].

- Available: https://www.ei.tum.de/fileadmin/tueifei/ees/news_import/Tepe_Colath_et_al._-Stationaere_Batteriespeicher_in_Deutschland-_Aktuelle_Entwicklungen_und_Trends_in_2021.pdf (accessed: Jun. 26 2021).
- [95] D. Fürstenwerth and L. Waldmann, *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Studie, 2014. [Online]. Available: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/stromspeicher-in-der-energiewende/> (accessed: Jun. 17 2021).
- [96] P. R. R. Nobis, "Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen," Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2016.
- [97] Bundeskabinett, *Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung: Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030*, 2019. [Online]. Available: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile (accessed: May 22 2021).
- [98] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*. Netzentwicklungsplan, 2020. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf (accessed: Aug. 2 2021).
- [99] *Kartenausschnitt Dortmunder Kreuzviertel*. Berlin: Open Street Maps, Deutschland. [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.de/karte.html?Schwanenstra%C3%9Fe%2030%2C%2044135%20Dortmund=&zoom=15&lat=51.50269&lon=7.45989&layers=B000&tfSearch=Schwanenstra%C3%9Fe%2030,%2044135%20Dortmund>
- [100] M. Vieten, K. Borsbach, J. Bakenecker-Serné, and S. Schmidt, *Bewohnerparkkonzept Kreuzviertel in Dortmund L155/13: Ergebnisbericht*, 2014 (accessed: Aug. 16 2021).
- [101] R. Zimmermann and C. Murillo-Sánchez, *MATPOWER - User's Manual: Version 7.1*, 1997. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual.pdf> (accessed: Jul. 31 2021).
- [102] M. Tretschok *et al.*, "Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher: Für das Ministerium für Wirtschaft Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen," Dortmund, Jun. 2021. [Online]. Available: https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf
- [103] J. Rohlink, "Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung," Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Dortmund, Dortmund, 2013.
- [104] M. Eid, M. Gollwitzer, M. Schmitt, L. Hohmann, M. Lawes, and T. Wang, *Formelsammlung Statistik und Forschungsmethoden*, 1st ed. Weinheim, Basel: Beltz, 2016. [Online].

Available: http://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783621283540###, Seite(n): 35.

- [105] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., “VDE-AR-N 4100 (VDE-AR-N 4100) Anwendungsregel: 2019-04: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung),” VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Apr. 2019. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270100514%27%5D_1622193101423
- [106] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [107] Stadtwerke Frankenthal, *Preisblatt für Netzanschlüsse Strom, Erdgas und Wasser*, 2019. [Online]. Available: <https://stadtwerke-waldmuenchen.de/wp-content/uploads/2020/06/Preisblatt-Baukostenzuschuss-Strom.pdf> (accessed: Sep. 21 2021).
- [108] Dortmunder Netz GmbH, *ERGÄNZENDE BEDINGUNGEN DER DORTMUNDER NETZ GMBH (DONETZ) ZUR VERORDNUNG ÜBER ALLGEMEINE BEDINGUNGEN FÜR DEN NETZANSCHLUSS UND DESSEN NUTZUNG FÜR DIE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG IN NIEDERSpannung (NAV)*, 2018. [Online]. Available: https://www.do-netz.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/PDF/Strom/Erg_Bed_NAV_01_07_2018_DONETZ.pdf (accessed: Oct. 4 2021).
- [109] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., “VDE-AR-N 4110 (VDE-AR-N 4110) Anwendungsregel: 2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),” VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Nov. 2018. [Online]. Available: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#_normenbibliothek_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270100495%27%5D_1622193226385

Anhang A: Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematisierung der Arbeitsstruktur und Einordnung der Beziehungen zwischen den Kapiteln und Abschnitten.....	3
Abbildung 2:	Historische Entwicklung und Prognose des Bestandes von BEV und PHEV bis 2030 in Deutschland, nach [2, 13, 14].....	5
Abbildung 3:	Tagesfahrleistung mobiler Pkw im Jahr 2017, Mo. - Fr. [26]	7
Abbildung 4:	Auswahl Ladeleistungen und Leistungsbereiche, angelehnt an [32]	10
Abbildung 5:	Entwicklung und Prognose des Ausbaustatus von HPC-Ladepunkten [16, 45].....	11
Abbildung 6:	Leistungskennfeld einer Tritium PK350 HPC-Ladestation (CCS Type 2 Ladestecker) [56], angelehnt an [21, p. 299].....	14
Abbildung 7:	Typische Topologien Niederspannungsnetzwerke, angelehnt an [64].....	17
Abbildung 8:	Darstellung der Spannungsgrenzen und Spannungsänderungen eines typischen Mittel- und Niederspannungsnetzes nach DIN EN 50160; angelehnt an [67].....	20
Abbildung 9:	BDEW-Standardlastprofile (Sommer, werktags), nach [78, 79].....	25
Abbildung 10:	Vergleich der Verläufe von Lastprofil EL1 und der Dichte der Pkw-Ankünfte nach Wegezweck, werktags [26, 80]	26
Abbildung 11:	Erzeugungsprofil in 15 Minuten-Schritten einer Photovoltaikanlage mit Westausrichtung aus dem SimBench Referenzdatensatz [65].....	27
Abbildung 12:	Schematischer Lade- und Entladezyklus (CCCV) einer Lithiumbatterie, angelehnt an [84].....	29
Abbildung 13:	Methodik zur Analyse von HPC-Potentialen und -Netzauswirkungen, der Dimensionierung eines Batteriespeichers und der Identifikation von Ausgleichspotentialen für dezentrale Erzeugung.....	33
Abbildung 14:	Geografische Einordnung des Dortmunder Kreuzviertels [99]	36
Abbildung 15:	Methodik zur Identifikation eines Benchmarkdatensatzes und Parametrisierung des Modells eines urbanen Niederspannungsnetzes für Lastflussrechnungen.....	37
Abbildung 16:	Topologie und Parameter SimBench Referenznetz: „LV urban 6: Klasse „städtisch“, nach [65].....	39
Abbildung 17:	Schematisierung der Beziehungen von elektrischem Netz, Batteriespeicher und HPC-Ladestation.....	43
Abbildung 18:	Ablauf des Algorithmus und der zugrunde liegenden Logiken des Batteriespeichers für das HPC-Systems.....	45
Abbildung 19:	Dimensionen der Referenzanalyse und Punktlastanalyse zur Bestimmung der Potentiale für HPC im Niederspannungsnetz	51
Abbildung 20:	Positionierung (transformatornah: 1, netzzentral: 2, transformatorfern: 3) der Punktlasten im Referenznetz.....	52
Abbildung 21:	Dimensionen der Simulation zur Ermittlung der Netzauswirkungen von HPC im Niederspannungsnetz.....	53

Abbildung 22: Analysedimensionen zur Untersuchung der Speichereffekte des Batteriespeichers.....	55
Abbildung 23: Dimensionen zur Bestimmung des Ausgleichspotentials lokaler PV-Erzeugung.....	57
Abbildung 24: Maximale Auslastung der Netzbetriebsmittel bei Lastflusssimulationen (Referenz, Punktlast 150 kW und 240 kW an Knoten 20)	60
Abbildung 25: Freie Kapazitäten von Netzbetriebsmitteln bei Lastflussrechnung im Status quo (01. Jan - 31. Dez. 2016).....	61
Abbildung 26: Maximale Belastung und minimale freie Kapazität der Betriebsmittel im Status quo sowie bei Anschluss von Punktlasten (P.) von 150 kW und 240 kW.....	62
Abbildung 27: Spannungsbetrag bei ausgewählten Knotenpunkten nach Lastflussrechnungen von Status quo sowie mit Punktlasten an Stranganfang, -mitte und ende (150 kW, 240 kW).....	63
Abbildung 28: Wochenmittelwerte der HPC-Lasten in p. u., beginnend am Montag; Use Case ‚HPC im Wohnquartier‘ und ‚HPC auf Kundenparkplatz‘	65
Abbildung 29: Häufigkeit der HPC-Last aller 15-Minuten-Schritte nach Leistung für die Use Cases Kundenparkplatz und Wohnquartier	66
Abbildung 30: Anzahl der Betriebsmittelüberlastungen durch HPC-Ladevorgänge sowie Anteil der HPC-Ladezeitpunkte mit Überlastungen an allen HPC-Ladezeitpunkten (01.01. – 01.02.)	67
Abbildung 31: Gegenüberstellung der Auslastungswerte der HPC-positionsspezifisch am stärksten ausgelastete Leitungen über alle 15 Minuten-Schritte (01.01. – 01.02.).....	68
Abbildung 32: Spannungsverlauf an Knoten 20 bei transformatorferner Positionierung des HPC-Systems an Knoten 20 (01.01. – 01.02.).....	70
Abbildung 33: Vergleich der Anteile der 15 Minuten-Schritte mit und ohne HPC-Laden, bei denen an Knoten 20 (HPC-Position, transformatorfern) Spannungsbandverletzungen auftreten.....	71
Abbildung 34: Anteil der Ladezeitpunkte und Ladeenergie, die, in Abhängigkeit der Systemleistung, durch den Batteriespeicher kompensiert werden müssen (01.01. – 01.02.)	73
Abbildung 35: Anteil der durch Lademanagement gedrosselten Energiemenge an der gesamt nachgefragten HPC-Energie je BSS-Konfiguration; ‚HPC im Wohnquartier‘ (01.01. – 01.02.).....	74
Abbildung 36: Anteil der durch Lademanagement gedrosselten Energiemenge an der gesamt nachgefragten HPC-Energie je BSS-Konfiguration; ‚HPC auf Kundenparkplatz‘ (01.01. – 01.02.).....	75
Abbildung 37: HPC-Ladezeitpunkte mit Überlastungen nach Systemleistung; transformatorferne Position (Knoten 20); nach Use Case; Kapazität BSS: 100 kWh (01.01. – 01.02.).....	77
Abbildung 38: Zeitschritte mit Spannungsbandverletzungen nach Systemleistung; transformatorferne Position (Knoten 20); nach Use Case; Kapazität BSS: 100 kWh (01.01. – 01.02.).....	79

Abbildung 39: Reduktion der max. PV-Netzeinspeisung gegenüber der max. PV-Erzeugung; abhängig von BSS-Systemleistung und Kapazität; Ladestrategie 'Peak Shaving' (01.07. - 01.08.)	81
Abbildung 40: Anteil generierter PV-Energie, der in das BSS eingeeist wird abhängig von BSS-Kapazität (total: linke Achse; für PV reserviert: rechte Achse); Systemleistung BSS = 50 kW	82
Abbildung 41: Anteil des Eigenverbrauchs von PV-Energie durch das HPC-System abhängig von q_{BSS} ; Strategie ‚Direktes Laden von PV Energie‘; Januar, Juli; Systemleistung = 50 kW	84
Abbildung 42: Anteil der abgeregelten HPC-Energie der PV-Ladestrategien gegenüber BSS ohne PV-System; abhängig von der BSS-Kapazität; Systemleistung BSS = 50 kW	85
Abbildung 43: Einflussfaktoren und Bedingungen der Konfiguration eines Batteriespeichers zur Integration von High Power Charging in das Niederspannungsnetz.....	87
Abbildung 44: Anteil der HPC-Energie, die in Abhängigkeit der Systemleistung gedrosselt werden muss; ‚HPC im Wohnquartier‘ und ‚HPC auf Kundenparkplatz‘; kein BSS.....	93
Abbildung 45: Kategorisierung des Optionsraums für die Auslegung des Batteriespeichers durch Ziel- und Randnebenbedingungen, ‚HPC im Wohnquartier‘ (01.01. – 01.02.).....	95

Anhang B: Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über Normen für HPC-Systeme.....	15
Tabelle 2: Elektrische Parameter von Leitungstypen im Niederspannungsnetz, nach [65]	24
Tabelle 3: Herleitung der Systemleistungen, die 80 % des 95 %-Quantils der freien Kapazität der Leitungen im Status quo entsprechen, die dem HPC-Strang zugehörig sind.....	56
Tabelle 4: Gegenüberstellung relevanter Spezifikationen der Netzbetriebsmittel mit den Anforderungen eines exemplarischen HPC-Systems.....	59
Tabelle 5: Globale Parameter der Mobilitätssimulation zur Generierung von HPC-Lastkurven.....	101
Tabelle 6: Spezifische Parameter der Mobilitätssimulation zur Generierung von HPC-Lastkurven entsprechend ihren Anwendungsfällen.....	101
Tabelle 7: Maximale Auslastung von Netzbetriebsmitteln (Status quo, Punktlasten mit 150 kW, und 240 kW)	101
Tabelle 8: Parametrisierung der Knotenpunkte der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.bus)	119
Tabelle 9: Parametrisierung der Leitungen der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.branch)	120
Tabelle 10: Parametrisierung der Erzeuger der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.gen)	121

Anhang C: Datenblätter

Knoten Bez. SimBench	Knoten # MatPower	Last- profil	Bus type	Nenn- wirklast	Nenn- blindlast	Kon- duktanz	Suszept- tanz	Gebiet	Spannungs- betrag	Spannungs- winkel	Bezugs- spannung	Be- reich	Spannung (Max.)	Spannung (Min.)
Text	int	Text	int	MW	Mvar	S	S	int	p. u.	°	kV	int	p. u.	p. u.
LV6.201 Bus 1	1	HO-L	1	0.0109	0.0044	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 2	2	-	1	0.0000	0.0000	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 3	3	-	1	0.0000	0.0000	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 4	4	-	1	0.0000	0.0000	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 5	5	HO-A	1	0.0040	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 6	6	-	1	0.0000	0.0000	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 7	7	HO-B	1	0.0050	0.0020	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 8	8	HO-L	1	0.0126	0.0050	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 9	9	-	1	0.0000	0.0000	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 11	10	HO-A	1	0.0099	0.0040	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 12	11	G1-B	1	0.0109	0.0043	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 13	12	HO-A	1	0.0090	0.0036	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 14	13	HO-G	1	0.0584	0.0231	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 15	14	HO-L	1	0.0060	0.0024	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 16	15	HO-B	1	-0.0005	0.0024	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 17	16	HO-L	1	0.0109	0.0044	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 18	17	HO-C	1	0.0099	0.0040	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 19	18	G4-A	1	0.0336	0.0133	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 20	19	HO-B	1	0.0040	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 21	20	G6-A	1	0.0109	0.0043	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 22	21	HO-A	1	0.0049	0.0020	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 23	22	HO-C	1	0.0089	0.0036	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 24	23	HO-A	1	0.0100	0.0040	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 25	24	HO-A	1	0.0097	0.0038	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 26	25	HO-B	1	0.0229	0.0091	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 27	26	G1-A	1	0.0109	0.0043	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 28	27	G1-B	1	0.0218	0.0086	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 29	28	HO-L	1	0.0060	0.0024	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 30	29	HO-A	1	0.0110	0.0044	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 31	30	G4-A	1	0.0099	0.0039	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 32	31	HO-B	1	0.0045	0.0044	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 33	32	HO-A	1	0.0229	0.0091	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 34	33	HO-G	1	0.0040	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 35	34	HO-A	1	0.0110	0.0044	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 36	35	HO-G	1	0.0140	0.0056	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 37	36	HO-B	1	0.0040	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 38	37	HO-B	1	0.0268	0.0106	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 39	38	G6-A	1	0.0119	0.0046	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 40	39	HO-C	1	0.0227	0.0091	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 41	40	HO-G	1	0.0149	0.0060	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 42	41	HO-C	1	0.0098	0.0040	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 43	42	HO-C	1	0.0040	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 44	43	HO-A	1	-0.0097	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 45	44	G4-B	1	0.0109	0.0043	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 46	45	HO-L	1	0.0043	0.0050	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 47	46	HO-L	1	0.0070	0.0028	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 48	47	HO-G	1	0.0060	0.0024	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 49	48	HO-B	1	0.0090	0.0036	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 50	49	HO-B	1	0.0107	0.0042	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 51	50	HO-G	1	0.0100	0.0040	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 52	51	HO-B	1	0.0139	0.0056	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 53	52	HO-C	1	-0.0027	0.0024	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 54	53	HO-G	1	0.0030	0.0012	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 55	54	G1-C	1	0.0167	0.0066	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 56	55	HO-L	1	0.0052	0.0032	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 57	56	HO-B	1	-0.0003	0.0016	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 58	57	HO-B	1	0.0149	0.0059	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
LV6.201 Bus 59	58	HO-L	1	0.0089	0.0036	0	0	1	1	0	0.4	1	1.1	0.9
MV2.101 Bus 4	59		3	0.0000	0.0000	0	0	1	1.025	0	20	1	1.055	0.965

Tabelle 8: Parametrisierung der Knotenpunkte der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.bus)

Bezeichnung SimBench	From-Bus To-Bus		Resistanz p. u.	Reaktanz p. u.	Suszeptanz p. u.	Nennbelast- barkeit MVA	Stufung p. u.	Shift °	Status int	Spannungs- winkel (Min.) °	Spannungs- winkel (Max.) °
	MatPower	MatPower									
Text	int	int									
LV6.201 Line 17	9	16	0.0160476	0.0101069	0.0000009	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 11	11	17	0.0116828	0.0073579	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 10	5	33	0.0001713	0.0001079	0.0000000	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 1	3	23	0.0303810	0.0191342	0.0000017	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 7	19	42	0.0001801	0.0001134	0.0000000	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 25	19	36	0.0289122	0.0182091	0.0000016	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 45	12	32	0.0024054	0.0015150	0.0000001	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 26	14	2	0.0196245	0.0123596	0.0000011	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 5	25	44	0.0142674	0.0089857	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 4	29	12	0.0114759	0.0072276	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 18	6	38	0.0019426	0.0012235	0.0000001	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 33	9	28	0.0150081	0.0094522	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 43	37	26	0.0033875	0.0021335	0.0000002	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 37	2	18	0.0191208	0.0120424	0.0000011	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 23	17	10	0.0029443	0.0018543	0.0000002	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 28	27	6	0.0148549	0.0093557	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 22	23	4	0.0082233	0.0051791	0.0000005	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 20	39	45	0.0080545	0.0050728	0.0000004	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 16	45	1	0.0224293	0.0141261	0.0000012	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 3	30	29	0.0029365	0.0018494	0.0000002	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 39	33	43	0.0001707	0.0001075	0.0000000	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 42	34	40	0.0147126	0.0092661	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 2	32	37	0.0120574	0.0075938	0.0000007	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 24	28	24	0.0001484	0.0000935	0.0000000	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 27	7	11	0.0103896	0.0065434	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 35	35	6	0.0141333	0.0089012	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 32	38	7	0.0059331	0.0037367	0.0000003	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 38	3	34	0.0160879	0.0101323	0.0000009	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 30	21	8	0.0181701	0.0114437	0.0000010	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 44	26	4	0.0170379	0.0107306	0.0000009	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 6	44	30	0.0114604	0.0072178	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 40	43	21	0.0109932	0.0069236	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 14	16	27	0.0317935	0.0200237	0.0000018	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 41	42	3	0.0137029	0.0086302	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 19	41	1	0.0615650	0.0387741	0.0000034	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 29	10	22	0.0113053	0.0071201	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 15	24	2	0.0107559	0.0067741	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 12	4	31	0.0409120	0.0257666	0.0000023	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 8	22	39	0.0060386	0.0038031	0.0000003	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 31	20	25	0.0026791	0.0016873	0.0000001	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 9	15	13	0.0291172	0.0183382	0.0000016	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 13	15	14	0.0412098	0.0259542	0.0000023	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 47	18	46	0.0205888	0.0129669	0.0000011	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 48	47	48	0.0134619	0.0084784	0.0000007	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 50	49	50	0.0126700	0.0079797	0.0000007	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 51	50	51	0.0150456	0.0094758	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 49	48	49	0.0174213	0.0109720	0.0000010	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 52	51	52	0.0095025	0.0059847	0.0000005	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 53	52	53	0.0158375	0.0099746	0.0000009	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 46	9	47	0.0174213	0.0109720	0.0000010	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 54	9	54	0.0356344	0.0224428	0.0000020	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 55	55	9	0.0110863	0.0069822	0.0000006	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 56	55	56	0.0126700	0.0079797	0.0000007	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 57	56	57	0.0118781	0.0074809	0.0000007	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 58	57	58	0.0079188	0.0049873	0.0000004	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 34	36	9	0.0234226	0.0147517	0.0000013	0.2473	0	0	1	-360	360
LV6.201 Line 36	9	5	0.0144330	0.0090900	0.0000008	0.2473	0	0	1	-360	360
MV2.101-LV6.201-Trafo 1	59	9	0.0173847	0.0936380	-	0.6300	1.025	-30	1	-360	0

Tabelle 9: Parametrisierung der Leitungen der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.branch)

Gen Bez. SimBench Text	Bus Bez. SimBench Text	Bus # MatPower int	Aktuelle Wirkleistung MW	Aktuelle Blindleistung MVar	Maximale Blindleistung MVar	Minimale Blindleistung MVar	Spannungs- betrag p. u.	Schein- leistung MVA	Gen Status int	Maximale Wirkleistung MW	Minimale Wirkleistung MW
LV6.201 SGen 1	LV6.201 Bus 25	24	0.005	-	0.0052	0	0	0.0052	1	0.0052	0
LV6.201 SGen 2	LV6.201 Bus 8	8	0.008	-	0.0078	0	0	0.0078	1	0.0078	0
LV6.201 SGen 3	LV6.201 Bus 30	29	0.015	-	0.0147	0	0	0.0147	1	0.0147	0
LV6.201 SGen 4	LV6.201 Bus 19	18	0.025	-	0.0252	0	0	0.0252	1	0.0252	0
LV6.201 SGen 5	LV6.201 Bus 52	51	0.004	-	0.0042	0	0	0.0042	1	0.0042	0
LV6.201 SGen 6	LV6.201 Bus 17	16	0.004	-	0.0042	0	0	0.0042	1	0.0042	0
LV6.201 SGen 7	LV6.201 Bus 31	30	0.079	-	0.0787	0	0	0.0787	1	0.0787	0
LV6.201 SGen 8	LV6.201 Bus 38	37	0.007	-	0.0065	0	0	0.0065	1	0.0065	0
LV6.201 SGen 9	LV6.201 Bus 36	35	0.005	-	0.0051	0	0	0.0051	1	0.0051	0
LV6.201 SGen 10	LV6.201 Bus 41	40	0.005	-	0.0051	0	0	0.0051	1	0.0051	0
LV6.201 SGen 11	LV6.201 Bus 24	23	0.010	-	0.0103	0	0	0.0103	1	0.0103	0

Tabelle 10: Parametrisierung der Erzeuger der Netzmodellierung einschließlich Zuordnung der SimBench-Bezeichnung in der Basiskonfiguration (wesentliche Spalten mpc.gen)