

FAKULTÄT FÜR
BAUINGENIEURWESEN, BAUPHYSIK UND WIRTSCHAFT

BACHELORSTUDIENGANG INFRASTRUKTURMANAGEMENT

BACHELORARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

BACHELOR OF ENGINEERING (B.ENG.)

Auswirkungen des Ausbaus von Photovoltaik
und Wärmepumpen sowie des steigenden An-
teils der Elektromobilität in verschiedenen Quar-
tiersarchetypen auf die Verteilnetze

Vorgelegt von Jakob Kuhnle

Matrikelnummer 1002130

Betreuer/in Prof. Dr. Bastian Schröter

Zweitbetreuer/in Prof. Dr. Dr. Andrej Pustisek

Abgabedatum 20.06.2024

Abstract

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit den Auswirkungen des Ausbaus von Photovoltaik und Wärmepumpen sowie des steigenden Anteils der Elektromobilität in verschiedenen Quartiersarchetypen auf die Verteilnetze. Sie soll aufzeigen, ob der aktuelle Ausbaustand der Verteilnetze ausreichend auf die zukünftigen Herausforderungen vorbereitet ist und ob es Unterschiede zwischen verschiedenen Quartiersarchetypen gibt.

Um die aktuelle sowie zukünftige Belastung des Verteilnetzes berechnen zu können, wurden für die Berechnungen der Lastgänge der PV-Anlagen sowie der Wärmepumpen die Software SimStadt verwendet. Für die Berechnung der durch ladende Elektroautos entstehenden Belastung auf das Netz wurde, ein sich noch im Forschungsprojekt SektorSim³ in Entwicklung befindliches Python-Skript verwendet. Innerhalb des Forschungsprojektes SektorSim³ in der auch die vorliegende Arbeit entstanden ist, wurden Kennzahlen entwickelt um die Hochläufe der verschiedenen Technologien für die Betrachtungsjahre 2023, 2035 und 2045 abbilden zu können. Diese flossen ebenso in die Berechnung ein. Die Berechnung wurde in drei verschiedenen Szenarien durchgeführt. Diese unterscheiden sich in der Art der Berücksichtigung der Elektromobilität.

Die Ergebnisse der Simulation haben gezeigt, dass in keinem Szenario die Kapazität des Verteilnetzes, für den prognostizierten Ausbau ausreicht. Unterschieden hat sich je nach Quartier und Szenario der Zeitpunkt, in dem die Kapazitätsgrenze überschritten wurde. Ebenso hat sich gezeigt, dass ein Quartiersspeicher und bidirektionales Laden von Elektroautos ohne sinnvolle Steuerung nur einen sehr geringen Beitrag leisten kann, um die Belastung auf das Verteilnetz zu reduzieren.

Daraus lässt sich schließen, dass ein schneller Ausbau der Verteilnetze unabdingbar ist. Ebenso sollten in Zukunft die Möglichkeiten einer sinnvollen Steuerung von Verbrauchern, Speichern und Energieerzeugern genauer betrachtet und eingesetzt werden.

Inhaltsverzeichnis

ABSTRACT	II
INHALTSVERZEICHNIS	III
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	II
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	III
TABELLENVERZEICHNIS.....	V
HINWEIS	VI
1 EINLEITUNG	1
2 THEORETISCHE GRUNDLAGEN.....	3
2.1 Aufbau des deutschen Stromnetzes	3
2.2 Zukünftige Herausforderungen für das Stromnetz.....	6
2.2.1 Erneuerbare Stromerzeugung bis 2045.....	6
2.2.2 Erneuerbare Wärmeerzeugung mithilfe von Wärmepumpen bis 2045.....	7
2.2.3 Absatz von Battery Electric Vehicle bis 2045	8
2.2.4 Regelleistung und Redispatch	9
2.3 Anpassungen der Netze auf Quartiersebene	11
2.3.1 PV-Anlagen	11
2.3.2 Wärmepumpen.....	12
2.3.3 Elektromobilität.....	13
2.4 Kurzer Einblick in die Technologien	13
2.4.1 PV-Anlagen	13
2.4.2 Wärmepumpen.....	13
2.4.3 Elektromobilität.....	14
3 METHODIK.....	15
3.1 Quartiersarchetypen – „Im Buchwald“ und „Hospitalhof“	15
3.1.1 Quartier „Im Buchwald“	15
3.1.2 Quartier „Hospitalhof“	17
3.2 Grenzen der Arbeit, Annahmen und Szenarien.....	20

3.3	Genutzte Werkzeuge	21
3.3.1	SimStadt.....	21
3.3.2	Park- und Ladesimulation	21
3.3.3	Hochlaufkurven	21
3.3.4	Ermittlung der Transformatorkapazität	23
3.4	Datenermittlung	24
3.4.1	Lastprofil.....	24
3.4.2	PV-Potenzial	26
3.4.3	Wärmebedarf	28
3.4.4	Park- und Ladesimulation	28
3.4.5	Ermittlung der Transformatorkapazität	31
3.4.6	Zusammenführung der Rohdaten und Hochläufe.....	31
3.4.7	Speichersimulation.....	32
4	ERGEBNISSE	34
4.1	Wann reicht die Kapazität des aktuellen Verteilnetzes nicht mehr aus?	34
4.1.1	Quartier „Im Buchwald“	34
4.1.2	Quartier „Hospitalhof“	36
4.2	Kann ein Quartiersspeicher das nachgelagerte Netz entlasten?	38
4.2.1	Quartier „Im Buchwald“	38
4.2.2	Quartier „Hospitalhof“	39
4.3	Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es zwischen den Quartieren?	40
4.4	Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es innerhalb eines Jahres zwischen den Technologien?	40
5	DISKUSSION.....	42
5.1	Datengrundlage	42
5.2	Berechnung.....	42
6	FAZIT UND AUSBLICK.....	44
	QUELLENVERZEICHNIS.....	VIII
	ANHÄNGE	XII

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselspannung
BEV	Battery Electric Vehicle
DC	Gleichspannung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
Hz	Hertz
JAZ	Jahresarbeitszahl
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
kV	Kilovolt
m	Meter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh/a	Megawattstunde pro Jahr
PV	Photovoltaik
RG	Regionale Gruppen
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über die Spannungsebenen im deutschen Stromnetz.....	3
Abbildung 2: Die vier deutschen Regelzonen und deren Betreiber.....	4
Abbildung 3: Bruttostromverbrauch nach erneuerbarer Erzeugung im Jahr 2023 in [%]	6
Abbildung 4: Erneuerbare Erzeugung nach Energieträgern in den Jahren 2023, 2037 und 2045.....	7
Abbildung 5: Wärmepumpenabsatz von 2011 bis 2045 (ab 2023 Prognose)	8
Abbildung 6: Entwicklung Neuzulassungen und Bestand Personenkraftwagen.....	9
Abbildung 7: Exemplarisches Produktionskurve einer PV-Anlage im Winter und im Sommer	11
Abbildung 8: Erzeugte Wärme, elektrische Last und COP einer Luft-Wärmepumpenanlage in einem Einfamilienhaus Baujahr vor 1979.....	12
Abbildung 9: Vereinfachtes Funktionsprinzip einer Wärmepumpe.....	14
Abbildung 10: Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Im Buchwald“, blau hinterlegt das Untersuchungsgebiet	16
Abbildung 11: Quartier / Netzinsel Stuttgart „Im Buchwald“	16
Abbildung 12: 3D-Modell der Gebäude im Quartier „Im Buchwald“	17
Abbildung 13: Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Hospitalhof“, Blau hinterlegt das Untersuchungsgebiet	18
Abbildung 14: Quartier / Netzinsel Stuttgart „Hospitalhof“	18
Abbildung 15: 3D-Modell der Gebäude im Quartier "im Buchwald"	19
Abbildung 16: Hochlaufkennzahlen Quartiersarchetyp 1.....	22
Abbildung 17: Hochlaufkennzahlen Quartiersarchetyp 5.....	22
Abbildung 18: Lastprofil in kW für das Quartier „Im Buchwald“	24
Abbildung 19: Lastprofil in kW für das Quartier „Hospitalhof“	25
Abbildung 20: Erzeugungslastgang der PV-Anlagen im Quartier „Im Buchwald“	27
Abbildung 21: Erzeugungslastgang der PV-Anlagen im Quartier "Hospitalhof"	27
Abbildung 22: Maximale Spitzenlast der Jahre mit maximaler Transformatorleistung im Quartier „Im Buchwald“ [kW]	35
Abbildung 23: Strombezug aus Mittelspannung pro Jahr im Quartier „Im Buchwald“ ..	36
Abbildung 24: Maximale Spitzenlast der Jahre mit maximaler Transformatorleistung im Quartier „Hospitalhof“ [kW].....	37
Abbildung 25: Strom Bezug aus Mittelspannung pro Jahr im Quartier „Hospitalhof“ ...	38
Abbildung 26: Kennzahlen Hochläufe	XIII
Abbildung 27: Durchschnittliche solare Einstrahlung im Quartier „Im Buchwald“	XIX

Abbildung 28: Von SimStadt mit PV-Anlagen belegte Dächer im Quartier „Im Buchwald“	XIX
Abbildung 29: Durchschnittliche Solare Einstrahlung im Quartier „Hospitalhof“	XX
Abbildung 30: Von SimStadt mit PV-Anlagen belegte Dächer im Quartier „Hospitalhof“	XX
Abbildung 31: Belegungskurve Quartiersarchetyp 1 über zwei Tage	XXI
Abbildung 32: Belegungskurve Quartiersarchetyp 5 über zwei Tage	XXI
Abbildung 33: Ladeleistung im Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1	XXII
Abbildung 34: Entladeleistung im Quartier „Im Buchwald“ Szenario 3	XXII
Abbildung 35: Ladeleistung im Quartier „Hospitalhof“ Szenario 1	XXIII
Abbildung 36: Entladeleistung im Quartier „Hospitalhof“ Szenario 3	XXIII
Abbildung 37: Lastgang Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1 [kW]	XXIV
Abbildung 38: Lastgang am 14.07. Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1 [kW]	XXIV
Abbildung 39: Lastgang Quartier "Im Buchwald" Szenario 2 [kW]	XXV
Abbildung 40: Lastgang am 14.07. Quartier "Im Buchwald" Szenario 2 [kW]	XXV
Abbildung 41: Lastgang Quartier "Im Buchwald" Szenario 3 [kW]	XXVI
Abbildung 42: Lastgang am 14.07. Quartier "Im Buchwald" Szenario 3 [kW]	XXVI
Abbildung 43: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 1 [kW]	XXVII
Abbildung 44: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 1 [kW]	XXVII
Abbildung 45: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 2 [kW]	XXVIII
Abbildung 46: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 2 [kW]	XXVIII
Abbildung 47: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 3 [kW]	XXIX
Abbildung 48: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 3 [kW]	XXIX
Abbildung 49: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2023 nach Szenarien [kW]	XXX
Abbildung 50: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2035 nach Szenarien [kW]	XXX
Abbildung 51: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2045 nach Szenarien [kW]	XXXI
Abbildung 52: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2023 nach Szenarien [kW]	XXXI
Abbildung 53: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2035 nach Szenarien [kW]	XXXII
Abbildung 54: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2045 nach Szenarien [kW]	XXXII
Abbildung 55: Elektrische Leistung Wärmepumpe „Im Buchwald“ [kWh]	XXXIII
Abbildung 56: Elektrische Leistung Wärmepumpe „Hospitalhof“ [kWh]	XXXIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen Quartier "Im Buchwald"	17
Tabelle 2: Kennzahlen Quartier "Im Buchwald"	19
Tabelle 3: Berechnungseingaben in SimStadt für die Berechnung des PV-Potenzials der Quartiere.....	26
Tabelle 4: Berechnungseingaben für das Park- und Ladesimulationstool	28
Tabelle 5: Anzahl Fahrzeuge und Skalierungsfaktoren	29
Tabelle 6: Beispiel einer Zeile der Bilanz aus dem Jahr 2023 im Quartier „Hospitalhof“	31
Tabelle 7: Beispiel Ausschnitt der Bilanz aus dem Jahr 2045 im Quartier „Im Buchwald“	33
Tabelle 8: Zeitpunkte der ersten Überlastung des Transformators im Quartier „Im Buchwald“	34
Tabelle 9: Zeitpunkt der ersten Überlastung des Transformators im Quartier „Hospitalhof“	36
Tabelle 10: Beispielhafter Auszug der Berechnungen aus SimStadt, für das Quartier „im Buchwald“	XIV

Hinweis

Für Teile der vorliegenden Arbeit wurden zwei verschiedene Large Language Models benutzt. Dies waren ChatGPT von OpenAI und perplexity.ai. Die genaue Verwendung kann dem am Ende der Arbeit angehängten Dokument „KOGNITION“ entnommen werden. Trotz der Verwendung dieser Tools, bleibt die Verantwortung für die Inhalte beim Autor.

1 Einleitung

Um die von der Bundesregierung gesteckte Zielmarke, im Jahr 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist eine rasante Kursänderung in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr notwendig [1]. Dies sieht man auch daran, dass im Jahr 2023 die Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude zusammen immerhin 444 Millionen Tonnen CO² ausgestoßen haben und damit für rund 74 % der Emissionen in Deutschland verantwortlich waren [2].

Um die eben genannten Ziele zu erreichen, ist in den nächsten Jahren ein Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auch von Photovoltaik-Anlagen (PV) nötig. Dies stellt eine große Herausforderung für das Verteilnetz, allen voran für das Niederspannungsnetz dar. Denn in der Vergangenheit wurden Kraftwerke in der Regel auf der Höchst- beziehungsweise der Hochspannungsebene in das Stromnetz eingebunden. Nun dezentralisiert sich die Energieerzeugung vermehrt in der Mittel- und Niederspannungsebene. Gleichzeitig ist es unabdingbar, dass Netze nicht überlasten. Ebenso stellen große Verbraucher wie Wärmepumpen und der Ausbau von Ladepunkten für die Elektromobilität eine zusätzliche Belastung für die Netze dar. [3]

Ziel dieser Arbeit ist es zu beleuchten, wie groß die Belastung auf die Niederspannungsverteilstnetze in den Jahren 2035 und 2045 ist. Sowie die Frage ob die Kapazität, die die Netze in ihrer aktuellen Form aufweisen ausreichend ist, wenn die Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden. Des Weiteren soll analysiert werden, ob ein Speicher innerhalb des Quartiers das nachgelagerte Netz entlasten kann. Ebenso sollen die Unterschiede zwischen den Quartieren, sowie zwischen den Technologien genauer betrachtet werden. Daraus wurden die vier folgenden Forschungsfragen entwickelt:

1. Wann reicht die Kapazität des Verteilnetzes nicht mehr aus?
2. Kann ein Quartiersspeicher das nachgelagerte Netz entlasten?
3. Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es zwischen den Quartieren?
4. Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es innerhalb eines Jahres zwischen den Technologien?

Diese Arbeit ist im Rahmen des Forschungsprojektes SektorSim³ der Hochschule für Technik Stuttgart entstanden, welches sich mit den folgenden Forschungsfragen beschäftigt:

- „1. Wie wirkt sich die Weiterentwicklung von Elektromobilität unter Berücksichtigung baulicher und sozioökonomischer Faktoren auf den stündlichen Stromverbrauch [aus]?
2. Wie wirkt sich die Weiterentwicklung von Wärmepumpen, Aufdach-PV und Stromspeichern unter Berücksichtigung baulicher und sozioökonomischer Faktoren auf das stündliche Nettostromdargebot von archetypischen Quartierstypen aus und welche Geschäftsmodelle oder Ausbaupläne ergeben sich damit für z.B. lokale Energieversorger?
3. Welches stündliche Stromsaldo ergibt sich in archetypischen Quartierstypen – und welche Auswirkungen hat dies auf die Planung lokaler (Strom-)Verteilnetze?
4. Wie können die unter 1. -3. genannten Aspekte frühzeitig in der kommunalen Stadtplanung berücksichtigt werden?“ [4, S. 1]

SektorSim³ soll dabei nicht nur berücksichtigen, dass diese Entwicklungen unterschiedlich in den verschiedenen Quartiersarchetypen ablaufen werden, sondern auch die verschiedenen Sektoren Wärme / Kälte, Mobilität und Strom zusammen betrachten. Diese Betrachtung soll bis in das Jahr 2045 reichen und Hochläufe der verschiedenen Technologien wie Elektromobilität, Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen und Aufdach-PV berücksichtigen [4, S. 3]. Mit den gewonnenen Ergebnissen soll ein auf jedes beliebige Quartier in Deutschland anwendbares Tool erstellt werden, um planerische Grundlagen schaffen zu können. [5] In SektorSim³ wurden für die Betrachtung der Quartiere sieben verschiedene Quartiersarchetypen definiert, um eine differenzierte Betrachtung der individuellen Gegebenheiten der Quartiere zu ermöglichen. [6]

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel erfolgt eine Einführung in den Aufbau des deutschen Stromnetzes und die in Zukunft daraufzukommenden Herausforderungen. Ebenso wird kurz erläutert, wie die Verteilnetze in den Quartieren mit den Herausforderungen die durch den Ausbau von PV-Anlagen, dem weiter wachsenden Anteil an Wärmepumpen und der immer größeren Zahl an Elektroautos belastet werden.

2.1 Aufbau des deutschen Stromnetzes

Das deutsche Stromnetz ist in verschiedene Spannungsebenen aufgeteilt, welche nachfolgend beschrieben werden. Grundsätzlich lässt sich das Stromnetz in zwei Kategorien unterscheiden, einerseits das Übertragungsnetz und andererseits das Verteilnetz. Zusätzlich wird das Netz in vier Spannungsebenen unterteilt, an welche sowohl Verbraucher als auch Erzeuger angeschlossen werden. Abbildung 1 zeigt einen Überblick über die vier Spannungsebenen. [7]

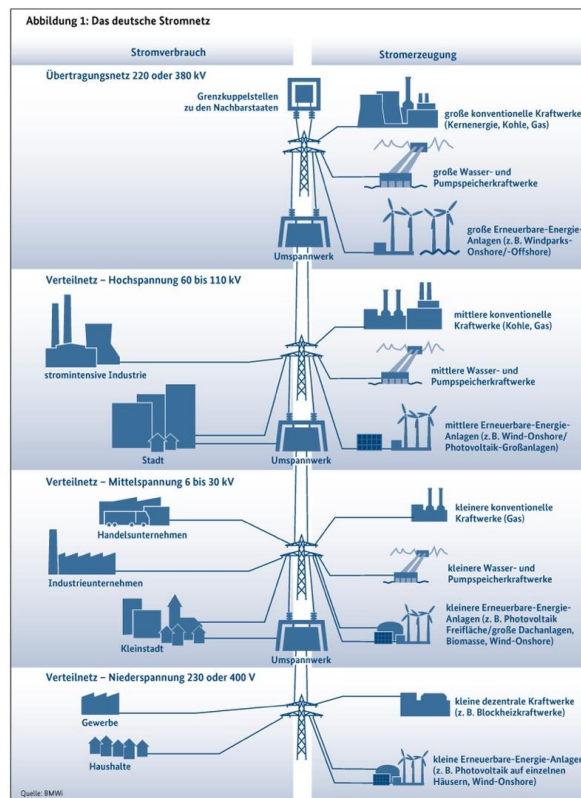


Abbildung 1: Überblick über die Spannungsebenen im deutschen Stromnetz

Quelle: [7]

Das Übertragungsnetz besteht aus der Höchstspannungsnetzebene mit Spannungen von 220 kV und 380 kV und ist für große Leistungen und weite Entfernungen geeignet. Das Verteilnetz umfasst die restlichen drei Spannungsebenen: das Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz. Das Hochspannungsnetz wird mit 60 kV bis 110 kV betrieben und verteilt Energie zu regionalen Verbrauchsschwerpunkten. Das

Mittelspannungsnetz wird im städtischen Bereich mit 10 kV und im ländlichen Bereich mit 20 kV - 30 kV betrieben und verteilt Energie bis zu kleinen bis mittleren Industriebetrieben und sogenannten Ortsnetzstationen. Mit Ortsnetzstationen wird die Mittelspannung in Niederspannung (230 V beziehungsweise 400 V) transformiert, um Haushalte und Gewerbebetriebe zu versorgen. Um die Energie zwischen den verschiedenen Netzebenen austauschen zu können befinden sich Transformatoren beziehungsweise Umspannwerke oder Trafostationen an den Verknüpfungspunkten der verschiedenen Spannungsebenen [8, S. 352ff]

Um große Energiemengen über lange Strecken verlustarm zu übertragen, wird die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) eingesetzt. Dabei wird Wechselstrom (AC), der im Regelfall im deutschen Stromnetz eingesetzt wird, in Gleichstrom (DC) umgewandelt, über Kabel oder Freileitungen transportiert und am Ende wieder zurück in AC gewandelt. Dies ist beispielsweise bei der Übertragung von Windstrom aus Norddeutschland nach Süddeutschland der Fall. HGÜs sind oft Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im Vergleich zu den in der Regel vermaschten Hochspannungsnetzen, welche Drehstromnetze sind. [9, S. 343], [10]

In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die jeweils in einer Regelzone die Verantwortung für das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch tragen: TenneT, 50Hertz, TransnetBW und Amprion. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist, versorgt TransnetBW das Bundesland Baden-Württemberg, Amprion West-Deutschland, TenneT einen großen Teil Deutschlands von Süd- bis Norddeutschlands. Jede Regelzone ist über Kuppelstellen mit den angrenzenden Regelzonen verbunden und bilden über die Landesgrenzen hinaus zusammen mit anderen europäischen ÜNBs das europäische Verbundnetz. [11]

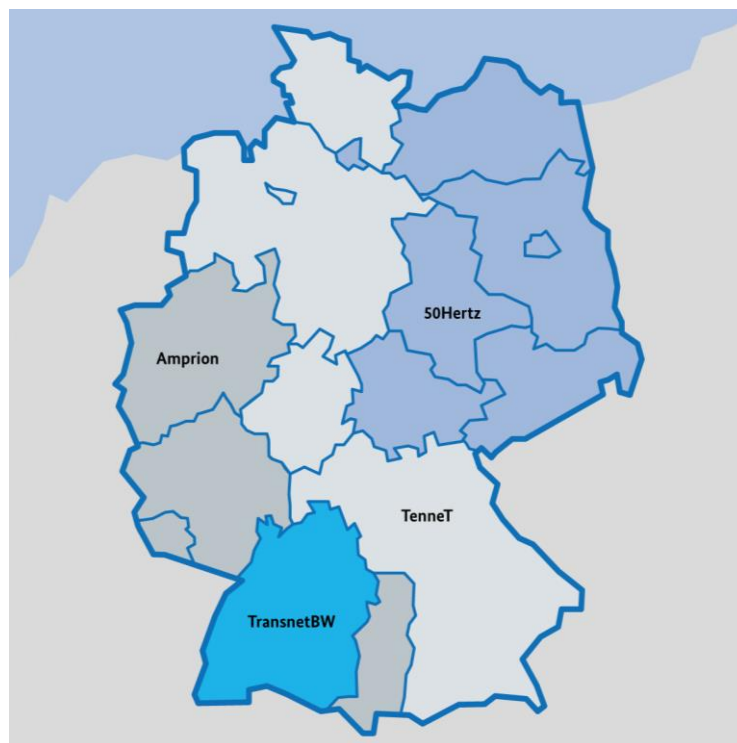


Abbildung 2: Die vier deutschen Regelzonen und deren Betreiber

Quelle: [11]

Die Netzbetreiber haben folgenden gesetzlichen Auftrag gemäß §11 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz:

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist; dabei sind die Erfordernisse im Verkehrs-, Wärme-, Industrie- und Strombereich zu beachten, die sich ergeben, um Treibhausgasneutralität zu ermöglichen[...]“ [12]

Dies verpflichtet die Netzbetreiber dafür Sorge zu tragen, dass ein Ausbau der Netze so erfolgen muss, dass die Elektrizitätsnetze in Deutschland den Ausbau der erneuerbaren Energien oder die Elektrifizierung des Mobilitäts- oder Wärmesektors aufnehmen können.

Es gibt in Deutschland deutlich mehr Betreiber von Verteilnetzen als Übertragungsnetzbetreiber. Im Jahr 2023 waren in Deutschland 866 Verteilnetzbetreiber (VNB) registriert, die für die Netzebenen von Hochspannung bis Niederspannung zuständig sind. [13, S. 4]

Die Komponenten eines Stromnetzes umfassen Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltanlagen und Blindleistungskompensatoren [8, S. 366].

Freileitungen sind kostengünstig und für alle Spannungsebenen geeignet, insbesondere für Spannungsebenen größer 20 kV sind Freileitungen aus diesem Grund weit verbreitet. Sie bestehen aus Gittermasten, Leiterseilen und Isolatoren und können bis zu vier Stromkreise unterschiedlicher Spannungsebenen tragen. [8, S. 370f] Kabel, die in der Regel im Erdreich verlegt werden, sind deutlich teurer als Freileitungen und werden daher hauptsächlich in Siedlungsgebieten eingesetzt. Sie haben im Vergleich zu Freileitungen bei gleichem Querschnitt eine geringere Übertragungsleistung und eine deutlich höhere Blindleistung [8, S. 371].

Transformatoren transformieren die Spannung zwischen verschiedenen Spannungsebenen. Im Stromnetz gibt es vor allem Netzkupplungstransformatoren, die zwei Netze mit unterschiedlicher Spannung verbinden, beispielsweise 110 kV zu 10 kV oder 220 kV zu 110 kV. Ebenso sind Verteiltransformatoren, die Mittelspannung in Niederspannung umwandeln und so Privathaushalte oder Gewerbebetriebe versorgen, oft im Elektrizitätsnetz zu finden. [9, S. 291] In Siedlungsgebieten werden Umspannstationen, genauer Ortsnetzstationen, eingesetzt, um von Mittelspannung auf Niederspannung umzuspannen. Diese Stationen enthalten Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen sowie Verteiltransformatoren, um verbrauchsnahe für Straßenzüge, Quartiere und Gewerbe zu transformieren. [14, S. 652] Schaltanlagen und Sammelschienen bilden die Netzknoten mit Abzweigen zu Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Kuppelstellen zu anderen Netzen. Sie ermöglichen das Trennen und Verbinden verschiedener Netze und sind im Störfall wichtig, um betroffene Komponenten abzutrennen [14, S. 601f].

2.2 Zukünftige Herausforderungen für das Stromnetz

Auf die Elektrizitätsnetze kommen in Zukunft neue Belastungen zu aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des steigenden Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge bzw. Battery Electric Vehicle kurz BEV. Somit steigt insgesamt der Strombedarf und es tritt in Zukunft eine zeitweise Veränderung der Lastrichtung auf, die in der Vergangenheit einer Richtung folgte: Von der oberen Spannungsebene zur unteren Spannungsebene. In der Vergangenheit haben die wenigen großen Stromerzeugungseinheiten auf Höchstspannungsebene ihren Strom eingespeist, welcher über das Übertragungsnetz zu den Verbrauchern im Verteilnetz transportiert wurde. Durch den Ausbau einer wachsenden Zahl an kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen, zum Beispiel PV-Anlagen, die auf der Nieder- oder Mittelspannungsebene Energie in das Verteilnetz einspeisen, wird ein Ausbau der Netze notwendig, um den Strom von den dezentralen Erzeugern in einem Verteilnetz zu den dezentralen Verbrauchern in einem anderen zu transportieren. Für diese Belastungen ist unser Stromnetz nicht ausreichend vorbereitet. Des Weiteren ist eine intelligente Steuerung der Verbraucher und Erzeuger notwendig, um diese für das gesamte Elektrizitätsnetz sinnvoll zu steuern und um Lastspitzen, die sowohl bei der Erzeugung als auch beim Verbrauch auftreten, netzdienlich abfedern zu können. [15]

2.2.1 Erneuerbare Stromerzeugung bis 2045

Die Notwendigkeit für den Ausbau der Netze verdeutlichen die folgenden Zahlen, die den rasanten Zubau von dezentraler Erzeugungskapazität aufzeigen. Im Jahr 2023 wurde der Bruttostromverbrauch in Deutschland, wie auch in Abbildung 3 zu sehen ist, aus 48,2 % fossilen Energieträgern und Kernenergie erzeugt und zu 51,8 % aus erneuerbaren Energien. Den größten Anteil an den erneuerbaren Erzeugungsarten hatte Wind Onshore mit 43 % (circa 117,1 TWh) gefolgt von PV mit 23 % (circa 62,6 TWh), Biomasse mit 18 % (circa 49,0 TWh), Wind Offshore mit 9 % (circa 24,5 TWh) und Wasserkraft mit 7 % (circa 19,1 TWh). [16]

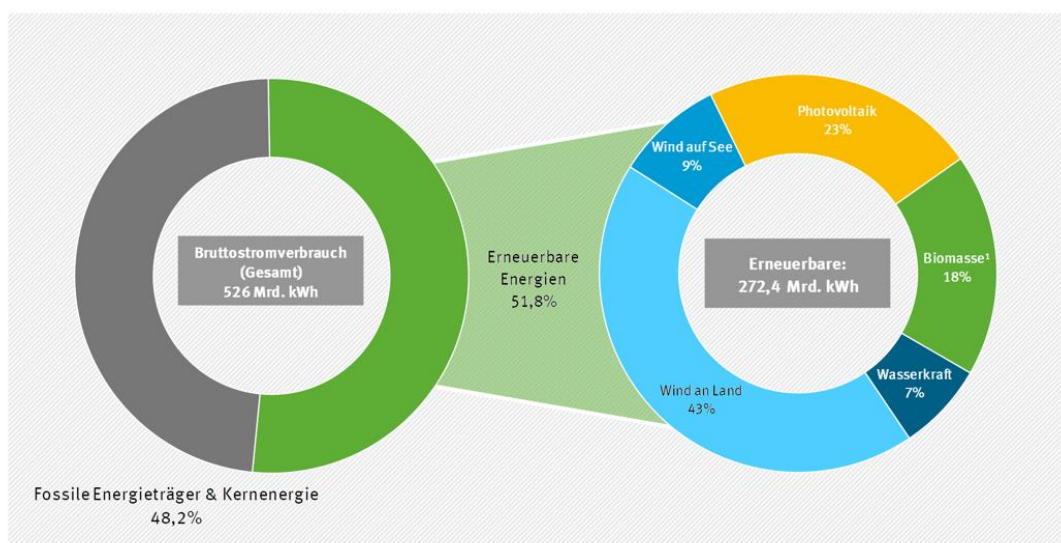


Abbildung 3: Bruttostromverbrauch nach erneuerbarer Erzeugung im Jahr 2023 in [%]

Quelle: [16]

Im Klimaschutzgesetz des Bundes wird gefordert, dass Deutschland im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität erreicht. [17] Um dies bis zum Jahr 2045 zu erreichen, ist ein konsequenter Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig. Im Netzentwicklungsplan für das Jahr 2037 prognostizieren die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in verschiedenen Szenarien einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zum Jahr 2023. Die folgende Abbildung stellt die steigende Erzeugung nach Energieträgern da. Sie basiert auf den realen Zahlen des Umweltbundesamtes für das Jahr 2023 [16] und der Prognose des Netzentwicklungsplan im Szenario B für die Jahre 2037 und 2045 [18, S. 85ff]. Das Szenario B beschreibt eine Zukunft in der verstärkt direkt elektrifiziert wird und dies mit einer hohen Effizienz auf der Nachfrageseite geschieht. [18, S. 24]

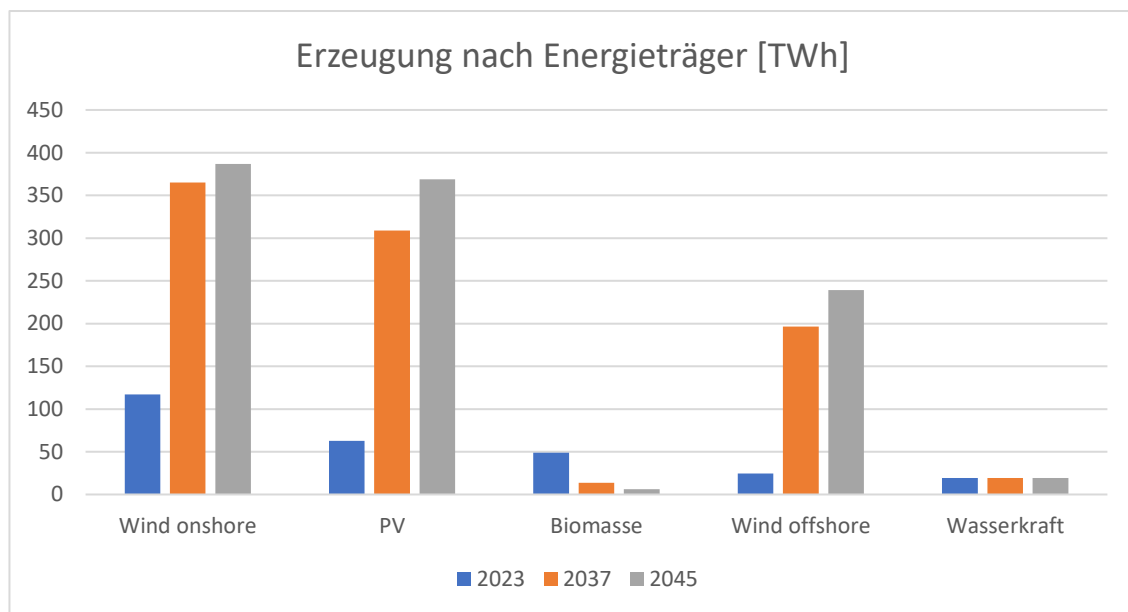


Abbildung 4: Erneuerbare Erzeugung nach Energieträgern in den Jahren 2023, 2037 und 2045

Quelle: 2023: [16], 2037 und 2045: [18, S. 85ff]

Vor allem bei Wind Onshore und PV erwarten die Übertragungsnetzbetreiber einen starken Ausbau. So erhöht sich die erzeugte Strommenge bis 2045 bei Wind Onshore um circa 270 TWh und bei PV um 306 TWh [18, S. 85ff]. Diesen Ausbau der dezentralen Erzeugungskapazitäten muss das Übertragungs- und Verteilnetz bis zum Jahr 2037 beziehungsweise bis zum Jahr 2045 aufnehmen können, um Treibhausgasneutralität erreichen zu können.

2.2.2 Erneuerbare Wärmeerzeugung mithilfe von Wärmepumpen bis 2045

Um die Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen, ist es nicht ausreichend die Elektrizitätserzeugung auf erneuerbare Energien umzustellen. Es müssen weitere Sektoren elektrifiziert werden, darunter auch die Wärmeerzeugung. Eine Möglichkeit erneuerbar Wärme zu erzeugen, stellt die Wärmepumpe dar. [19] Der Bundesverband Wärmepumpe hat eine Marktprognose erstellt und zeigt eine Steigerung des Absatzes von Wärmepumpen von circa 200.000 Stück im Jahr 2022 auf über 950.000 Stück im Jahr 2030. In Abbildung 5 ist ebenfalls zu sehen, dass das Jahr 2030 einen Wendepunkt darstellt.

Laut der Prognose des Bundesverbandes sinkt der Absatz an verkauften Wärmepumpen ab dem Jahr 2030 leicht, da zu diesem Zeitpunkt der Markt gesättigt sein wird. [20, S. 15]

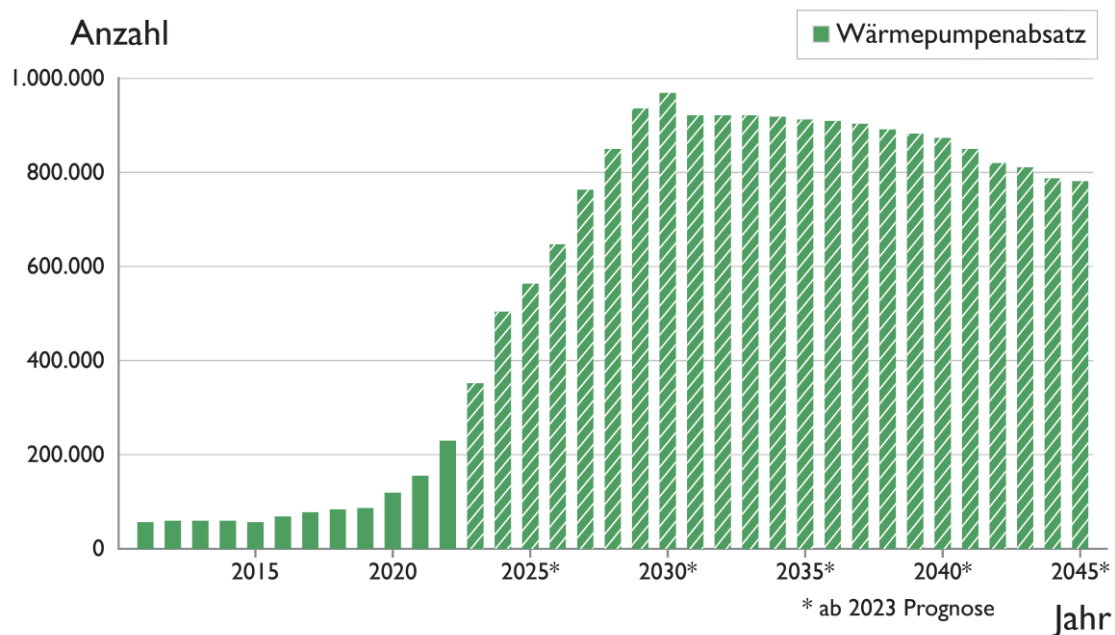


Abbildung 5: Wärmepumpenabsatz von 2011 bis 2045 (ab 2023 Prognose)

Quelle: [20, S. 15]

2.2.3 Absatz von Battery Electric Vehicle bis 2045

Auch der Absatz von BEVs wird sich aufgrund des Verkaufsverbots durch die Europäischen Union für Fahrzeuge, die nicht emissionsfrei sind, stark erhöhen [21]. In der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ hat die Prognos AG zusammen mit dem Öko-Institut und dem Wuppertal Institut eine Prognose erstellt, wie sich der Anteil der BEV an den Neuzulassungen und am gesamten Fahrzeugpool entwickelt. So ist in Abbildung 6 zu sehen, dass ab dem Jahr 2032 der Anteil der Neuzulassungen, die nicht der Klasse BEV angehören, keine Relevanz mehr besitzt. Ab dem Jahr 2045 ist auch in absoluten Zahlen der Großteil der Fahrzeuge in der Fahrzeugflotte der Klasse BEV zuzuordnen. [22, S. 74]

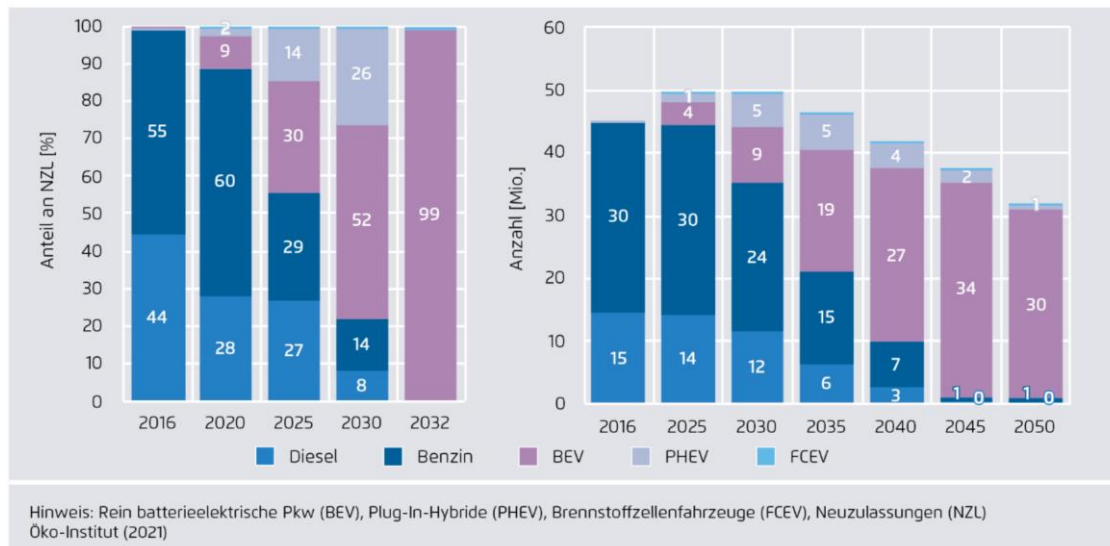


Abbildung 6: Entwicklung Neuzulassungen und Bestand Personenkraftwagen

Quelle: [22, S. 74]

2.2.4 Regelleistung und Redispatch

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern, wie zum Beispiel Gas oder Wasserstoff, lässt sich Strom, zumindest in der Größenordnung, die das deutsche Stromnetz benötigt, nicht speichern. Dies bedeutet, dass zu jedem Augenblick ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch herrschen muss. Ein Indikator für dieses Gleichgewicht ist die Netzfrequenz. In Deutschland liegt diese bei 50 Hertz (Hz), die Verantwortung für das Halten des Gleichgewichts liegt bei den vier Übertragungsnetzbetreibern. Zulässig sind Abweichungen der Frequenz von $\pm 0,05$ Hz. Um dies zu gewährleisten, werden innerhalb des Netzes verschiedene Arten von Regelleistung vorgehalten. [23, S. 76]

Die *Primärregelleistung* muss innerhalb von 15 bis 30 Sekunden für die Dauer von bis zu 15 Minuten zur Verfügung stehen. Hauptsächlich wird sie von großen Atom- oder Kohlekraftwerken zur Verfügung gestellt. Diese halten zwischen 3 % und 5 % ihrer Kapazität zurück, um diese im Störfall in das Netz einspeisen zu können. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen in Zukunft eine alternative Quelle für Primärregelleistung finden, da immer mehr der Atom- und Kohlekraftwerke in Europa vom Netz genommen werden. [8, S. 377].

Die *Sekundärregelleistung* übernimmt in der Regel innerhalb von 30 Sekunden die Last von der Primärregelleistung und muss das Netz bis zu einer Stunde stützen können. Bereitgestellt wird sie von Kraftwerken, die zu diesem Zeitpunkt in Teillast arbeiten. [8, S. 377]

Die *Tertiärregelleistung* übernimmt spätestens nach 15 Minuten die Last von der Sekundärregelleistung. Bereitgestellt wird sie von Pumpspeicher- oder Gasturbinenkraftwerken. [8, S. 377]

Zusammenfassend stellt die Regelleistung bei unvorhergesehenen Ereignissen, wie einer plötzlichen ungeplanten Veränderung der Nachfrage oder Erzeugung, eine stabile

Stromversorgung sicher. Außerdem ist anzumerken, dass Regelleistung nicht nur als Erzeugungsleistung bereitgestellt wird, sondern auch als Verbrauchsleistung. [24]

Durch den Wandel in der Kraftwerkslandschaft können sogenannte Virtuelle Kraftwerke ebenso Regelleistung bereitstellen. Dies sogar mit einer höheren Verfügbarkeit, da diese nicht aus einer einzigen Anlage bestehen, sondern aus vielen kleinen Anlagen. So besteht ein virtuelles Kraftwerk aus einem Pool aus verschiedenen kleineren Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Zum Beispiel PV-Anlagen, Speichern und Verbrauchern, darunter Wärmepumpen. Diese werden digital zusammengeschaltet und ferngesteuert und können so auch Regelenergie bereitstellen. [25, S. 223f] Ebenso denkbar ist, dass bidirektional ladende BEVs (siehe Kapitel 2.4.3) Regelenergie bereitstellen. Diese können, wenn Sie fernsteuerbar sind, sowohl Energie in das Netz abgeben als auch bei einem Überangebot Energie entnehmen. Genauso können Power-to-X Anlagen wie Elektrolyseure oder Wärmepumpen zu Zeiten, in denen es ein Überangebot an Strom gibt, diesen netzdienlich nutzen. [23, S. 289]

Eine weitere Möglichkeit, um ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu minimieren, stellt ein variabler Strompreis dar. Diesen können Verbraucher in Verbindung mit einer intelligenten Messeinrichtung nutzen. Durch den monetären Anreiz Geld zu sparen, kann ein Teil der Energienutzung auf Zeiten mit einem Überangebot von Strom und in Folge dessen einem geringen Preis verschoben werden. Gesteigert wird dieser Effekt, wenn ein Home Energy Management System eingesetzt wird und dieses große Verbraucher wie Wärmepumpen, Heimpladepunkte für BEVs, Waschmaschinen, und ähnliche Geräte automatisch steuert. [26]

Der Redispatch beziehungsweise Redispatch 2.0 stellt eine Möglichkeit des Netzbetreibers dar bei vorhersehbaren Netzengpässen durch Abschalten von Erzeugungs- oder Nachfragekapazität diesen vorzubeugen. Der Redispatch wird nötig, wenn die von den Kraftwerksbetreibern bei den Netzbetreibern angemeldete Leistung zu Netzengpässen führen würde. Aus den Fahrplänen der Kraftwerksbetreiber wird die Netzauslastung berechnet. Bei drohenden Engpässen können die Netzbetreiber Redispatch-Maßnahmen anordnen. Dies bedeutet, dass Kraftwerke, die vor dem Engpass liegen gedrosselt werden und Anlagen dahinter ihre Einspeisung erhöhen. Ursprünglich wurden nur fossile Kraftwerke über 10 MW für den Redispatch herangezogen. Mit dem Redispatch 2.0 werden nun alle Anlagen ab 100 kW inklusive der erneuerbaren Energien miteinbezogen. Die Kraftwerksbetreiber werden für die entstandenen Kosten entschädigt, da der Redispatch für sie kostenneutral sein soll. Neu beim Redispatch 2.0 ist ebenfalls das nicht nur Übertragungsnetzbetreiber beteiligt werden, sondern auch die Verteilnetzbetreiber. [27, S. 6f]

2.3 Anpassungen der Netze auf Quartiersebene

In den vorherigen Kapiteln wurde die Anpassung des gesamten Elektrizitätsnetzes in Deutschland betrachtet. Dieses Unterkapitel soll nun explizit die nötigen Anpassungen und die anstehenden Veränderungen innerhalb eines Quartiers betrachten.

In Zukunft werden durch die Energiewende vor allem drei Einflussfaktoren das Niederspannungsverteilnetz belasten: Der Ausbau von PV-Anlagen, die Wärmewende mit dem damit verbundenen Ausbau von Wärmepumpen und die Verkehrswende mit dem Umstieg auf die Elektromobilität dem damit verbundenen Ausbau der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur. [3]

2.3.1 PV-Anlagen

Der Ausbau von PV-Anlagen hin zu einer starken Durchdringung innerhalb des Niederspannungsnetz stellt das Netz nicht nur vor die Herausforderung der Überlastung aufgrund von zu geringer Übertragungsleistung in das vorgelagerte Netz oder zu wenig Abnehmer innerhalb dieses. Ein weiteres Problem ist die nicht ausreichende Möglichkeit die Spannung innerhalb des Niederspannungsnetz zu regeln. Aufgrund dessen, dass in der Vergangenheit lediglich in den Niederspannungsnetzen ein Verbrauch von Energie stattgefunden hat, sind die Ortsnetzstationen, die die Mittelspannung zu Niederspannung umspannen, nicht mit Spannungsreglern ausgestattet, um die durch die steigende Einspeiseleistung ansteigende Netzspannung zu senken. Dies führt zu einem Erfordernis langfristig regelbare Ortsnetzstationen einzubauen. [28, S. 172f]

Durch die Grundsätzliche Eigenschaft von PV-Anlagen Sonnenenergie zur Stromproduktion zu nutzen, unterliegt die Produktion einer jährlichen wie auch einem täglichen schwankendem Niveau. Zu sehen in Abbildung 7 ist, dass im Sommer sowohl eine über den Tag länger gezogene Stromproduktion stattfindet als auch eine höhere Lastspitze auftritt.

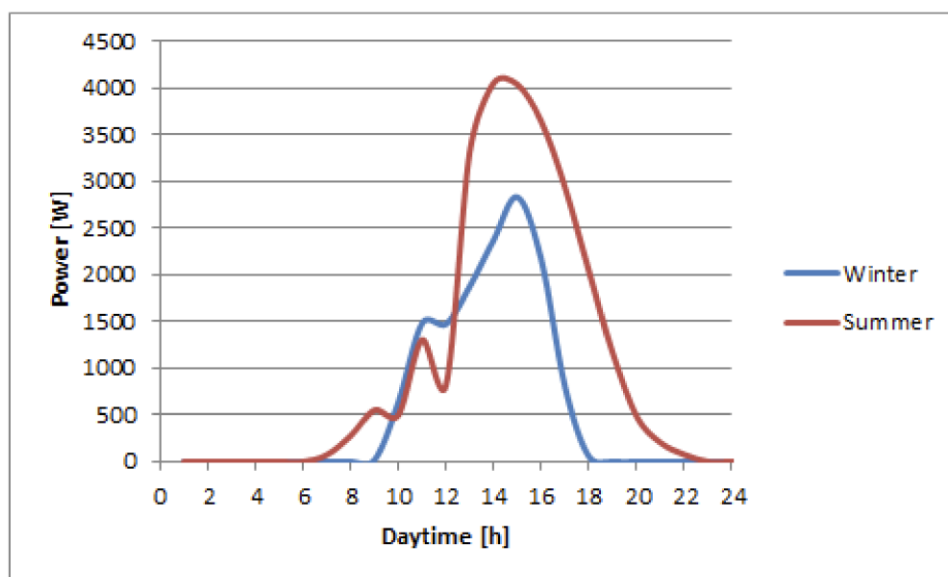


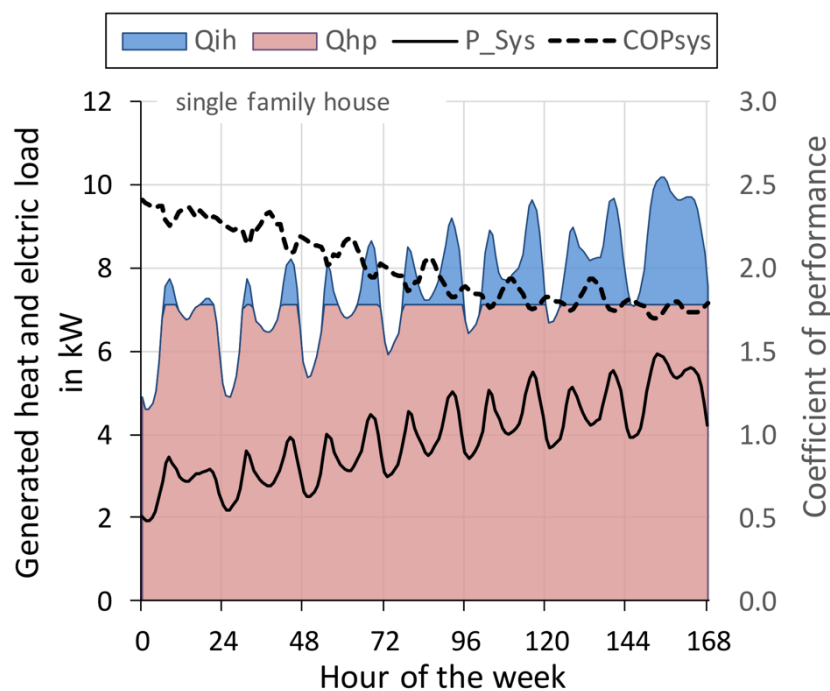
Abbildung 7: Exemplarisches Produktionskurve einer PV-Anlage im Winter und im Sommer

Quelle: [29, S. 4]

Durch den immer weiter verstärkten Ausbau von Aufdach-PV-Anlagen verändern sich immer mehr Stromkonsumenten zu sogenannten Prosumern. Der Begriff des Prosumer leitet sich von Producer (also Produzent) und Consumer (also Konsument) her. Durch die eigene PV-Anlage können Prosumer, zumindest zeitweise, mehr Strom produzieren als sie selbst verbrauchen können. Ebenso gibt es aber auch Zeiten, in denen sie nicht genug Strom produzieren können, zum Beispiel nachts oder an bewölkten Tagen und Strom aus dem Netz benötigen, um ihren Bedarf decken zu können. Dies betrifft nicht nur Privathaushalte. Auch Gewerbebetriebe und die Industrie können mit ihren eigenen Erzeugungsanlagen einen Stromüberschuss erzeugen. Dieser Wandel hat allerdings nicht die Auswirkung auf die Niederspannungsverteilnetze, dass diese mit einer geringeren Kapazität ausgelegt sein können, da die Erzeugung der Prosumer nicht dauerhaft, sondern lediglich schwankend verfügbar ist. [23, S. 284ff]

2.3.2 Wärmepumpen

Auch die Wärmewende belastet zusätzlich das Verteilnetz. Wie in Abbildung 8 zu sehen, ist hier schwarz die benötigte Last einer Wärmepumpe in einem Einfamilienhaus, mit Baujahr vor 1979, in der Woche mit dem größten Heizbedarf in kW aufgezeigt. [30, S. 8]



(a)

Abbildung 8: Erzeugte Wärme, elektrische Last und COP einer Luft-Wärmepumpenanlage in einem Einfamilienhaus Baujahr vor 1979

Quelle: [30, S. 8]

So führen Wärmepumpen zu einer Erhöhung der Spitzen- und Grundlast im Niederspannungsnetz des Quartiers. Im Gegensatz zu PV-Anlagen führen Wärmepumpen zu einer Spannungsabsenkung durch die große benötigte Leistung. [31]

2.3.3 Elektromobilität

Der dritte große Einflussfaktor auf das Niederspannungsverteilnetz stellt in Zukunft das Laden von BEVs dar. Wie PV-Anlagen und Wärmepumpen führt auch das Laden von BEVs zu einer Steigerung der Spitzenlast im Quartier. Genauso wie bei Wärmepumpen ist auch ein Spannungsabfall durch die große benötigte Leistung zu beobachten. [32]

So ist zusammenfassend zu sagen das in Zukunft ein Ausbau der Niederspannungsnetze und deren Komponenten in vielen Teilen Deutschland unabdingbar ist. Denn die zukünftigen Belastungen wurden damals beim Bau der Netze nicht berücksichtigt. [33, S. 4]

2.4 Kurzer Einblick in die Technologien

Um die Basis für nachfolgende Kapitel zu schaffen, werden in diesem Kapitel die technologischen Grundzüge von PV-Anlagen, Wärmepumpen und der Elektromobilität erläutert. Insbesondere für das spätere Verständnis essenzielle, nicht allgemein hin bekannte Besonderheiten werden dargestellt.

2.4.1 PV-Anlagen

PV-Anlagen wandeln Sonnenlicht in elektrische Energie um. Sie bestehen unter anderem aus dem Halbleitermaterial Silizium und produzieren Gleichstrom. Dieser Gleichstrom muss, um in das Netz eingespeist werden zu können noch mithilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt werden. Die Leistung von PV-Anlagen wird in Kilowattpeak (kWp) angegeben und beschreibt die Leistung aller verbauten PV-Zellen unter genormten bzw. optimalen Bedingungen. Diese wird in der Regel im realen Betrieb nicht vollständig erreicht. [8, S. 241]

2.4.2 Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen elektrische Energie, um einen Wärmefluss, entgegen der natürlichen Richtung, von kalt nach Warm zu transportieren. Als Ausgangsquelle für die Wärme kann die Außenluft, Grundwasser oder eine Erdwärmesonde dienen. [34, S. 43ff]

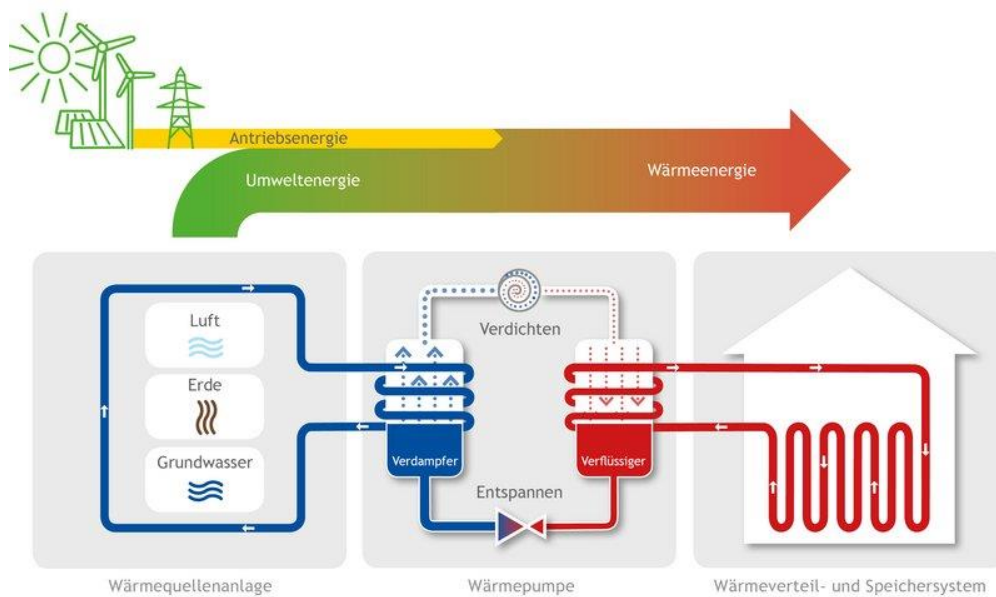


Abbildung 9: Vereinfachtes Funktionsprinzip einer Wärmepumpe

Quelle: [35]

Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, kommt nur ein kleiner Teil aus dem Stromnetz. Der Großteil der von der Wärmepumpe abgegebenen Teil der Energie wird aus der Umwelt entzogen. Hauptbestandteil der Wärmepumpe ist ein Kältemittelkreislauf an dem zwei Wärmetauscher angeschlossen sind. Einer jeweils auf der heißen und kalten Seite des Kreislaufs. Ebenso befindet sich ein Verdichter und eine Drossel im Kreislauf. Das Kältemittel wird im Verdampfer mithilfe der Umweltwärme verdampft. Im Verdichter wird das Kältemittel auf ein höheres Temperaturniveau angehoben. Daraufhin wird das Kältemittel im Verflüssiger wieder kondensiert und gibt die Wärme an den Heizkreislauf ab. Durch die Drossel wird der Druck des Kältemittels wieder abgebaut und im Anschluss beginnt der Kreislauf erneut. [35] [34, S. 43ff]

Die *Jahresarbeitszahl* (JAZ) beschreibt das über das Jahr gemittelte Verhältnis zwischen eingesetzter Energie und an den Heizkreislauf abgegebener Energie und ist eine dimensionslose Größe. Ein üblicher Wert für eine Wärmepumpe, die mit Umgebungsluft arbeitet, ist 2,5. [34, S. 54]

2.4.3 Elektromobilität

Batterie elektrische Fahrzeuge nutzen für den Antrieb im Gegensatz zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren elektrische Energie, die in einer Batterie gespeichert wird. Aufladen ist sowohl an einfachen Haushaltssteckdosen, privaten Wallboxen als auch öffentlichen Ladepunkten möglich.

Immer mehr Fahrzeuge sind in der Lage nicht nur elektrische Energie aus dem Netz zu beziehen, sondern diese auch wieder in das Netz einzuspeisen. Dies nennt sich *bidirektionales Laden*. So kann das Auto, wenn es an der eigenen Wallbox eingesteckt ist, für das Haus als Speicher genutzt werden, oder netzdienlich das Netz unterstützen. Dies setzt allerdings sowohl ein Fahrzeug voraus das bidirektionales Laden unterstützt, als auch eine kompatible Wallbox. [36]

3 Methodik

In diesem Kapitel wird die Methodik beschrieben, mithilfe derer die bearbeiteten Quartiere analysiert wurden. Zu Beginn werden die genutzten Werkzeuge und Annahmen erläutert. Zum Ende hin wird die Berechnung beschrieben, die zur Simulation der Quartiere notwendig waren.

3.1 Quartiersarchetypen – „Im Buchwald“ und „Hospitalhof“

Für die vorliegende Arbeit wurden aus den sieben Quartiersarchetypen zwei Quartiersarchetypen beispielhaft ausgewählt, um anhand von diesen Analysen zu erstellen. Ausgewählt wurden Stuttgart „Hospitalhof“ und Stuttgart „Im Buchwald“ aus dem Grund, dass diese Quartiersarchetypen sich stark unterscheiden. So ist in „Im Buchwald“ lediglich die Nutzungsart „Wohnen“ vorhanden. Es liegt am Rand von Stuttgart und ist deutlich schlechter an den ÖPNV angebunden als die Stuttgarter Innenstadt bzw. das Quartier „Hospitalhof“. Des Weiteren unterscheiden sich die beiden Quartiere in ihrer Gebäudestruktur.

3.1.1 Quartier „Im Buchwald“

Das Quartier „Im Buchwald“ liegt jeweils zu Teilen in den Stuttgarter Stadtteilen Gablenberg und Gaisburg. Die zu untersuchenden Gebäude liegen jedoch fast gänzlich im Stadtteil Gablenberg. Sowohl Gablenberg als auch Gaisburg sind Teil des Bezirks Stuttgart Ost. [37] Der Stadtteil Gablenberg zählte im April 2024 insgesamt 10.586 Einwohner [38].

Das Quartier „Im Buchwald“ ist im Forschungsprojekt SektorSim³ als Typ 1-Quartier eingestuft worden, das heißt dort befinden sich vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser. In diesem Quartiersarchetyp herrscht die Nutzungsart Wohnen vor. [6] In Abbildung 10 ist ein Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Im Buchwald“ zu sehen. Blau hinterlegt ist das Untersuchungsgebiet. Aus Luftbildern lässt sich erkennen, dass das Quartier vorherrschend von Ein-, Zwei- und kleineren Mehrfamilienhäusern geprägt wird, welche als Reihen- oder Solitärbauten ausgeführt sind.



Abbildung 10: Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Im Buchwald“, blau hinterlegt das Untersuchungsgebiet

Quelle: [39]

Abbildung 11 zeigt das Quartier „Im Buchwald“, in Orange, so wie es im Projekt Sektor-Sim³ auf Grundlage von Netzdaten des zuständigen VNB Stuttgart Netze definiert wurde, um eine Netzeinsel zu bilden. Also ein abgeschlossenes Gebiet, dessen Verteilnetz als eine Einheit angesehen werden kann.

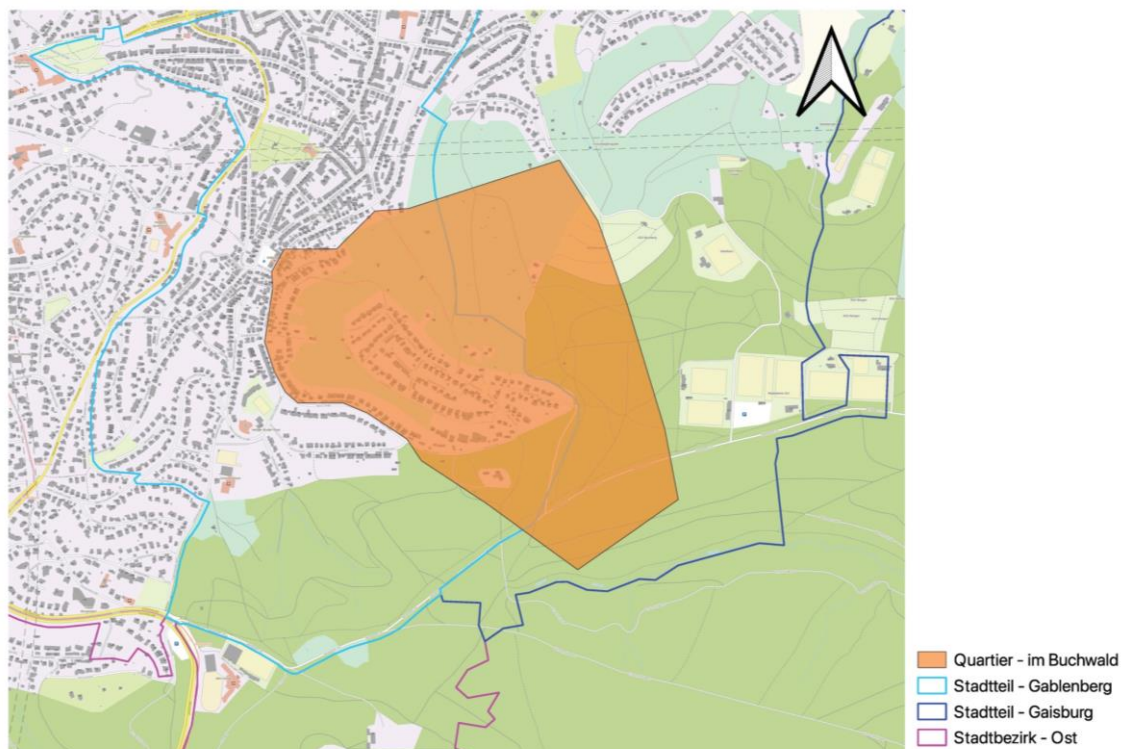


Abbildung 11: Quartier / Netzeinsel Stuttgart „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6] [40] [41]

Abbildung 12 zeigt ein 3D-Modell der Gebäude des Quartiers „Im Buchwald“, die in der Simulation in den nachfolgenden Kapiteln analysiert werden.



Abbildung 12: 3D-Modell der Gebäude im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: City-GML Modell

Mithilfe von dem in SimStadt integrierten Load Profile Generation Workflows (siehe Kapitel 3.4.1) wurden aus den City-GML Daten Kennzahlen für das Quartier berechnet. Diese werden für die in den nächsten Kapiteln folgenden Berechnungen verwendet. In Tabelle 1 werden die Anzahl der Bewohner und Haushalte sowie die beheizte Fläche dargestellt.

Tabelle 1: Kennzahlen Quartier "Im Buchwald"

Quelle: Eigene Berechnung mithilfe von SimStadt

Einwohner	Haushalte	Beheizte Fläche
1287	663	84.967 m ²

3.1.2 Quartier „Hospitalhof“

Das Quartier Stuttgart „Hospitalhof“ liegt im Stadtteil Neue Vorstadt, welcher Teil des Bezirks Mitte ist [37]. Der Stadtteil Mitte zählte im April 2024 insgesamt 1.181 Einwohner und liegt im Zentrum der Landeshauptstadt [38].

Das Quartier „Hospitalhof“ ist im Forschungsprojekt SektorSim³ als Typ 5 Wohn-/ Geschäfts-/ Bürozentrum eingestuft worden. In diesem Quartiersarchetyp finden die Nutzungsarten Wohnen, Dienstleistungen und Büro statt [6]. In Abbildung 13 ist ein Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Hospitalhof“ zu sehen. Blau hinterlegt ist das Untersuchungsgebiet. Auf dem Luftbild lässt sich erkennen, dass in diesem Quartier eine Blockbebauung vorherrschend ist. In dieser findet häufig in den unteren Geschossen eine Nutzung als Büro-, Verkaufs-, oder Gastronomiefläche statt. In den oberen Stockwerken findet Wohnen statt.



Abbildung 13: Beispielhafter Ausschnitt aus dem Quartier „Hospitalhof“, Blau hinterlegt das Untersuchungsgebiet

Quelle: [39]

Abbildung 14 zeigt das Quartier „Hospitalhof“ in Orange, so wie es im Projekt SektorSim³ auf Grundlage von Netzdaten der Stuttgart Netze definiert wurde, um eine Netzzinsel zu bilden.

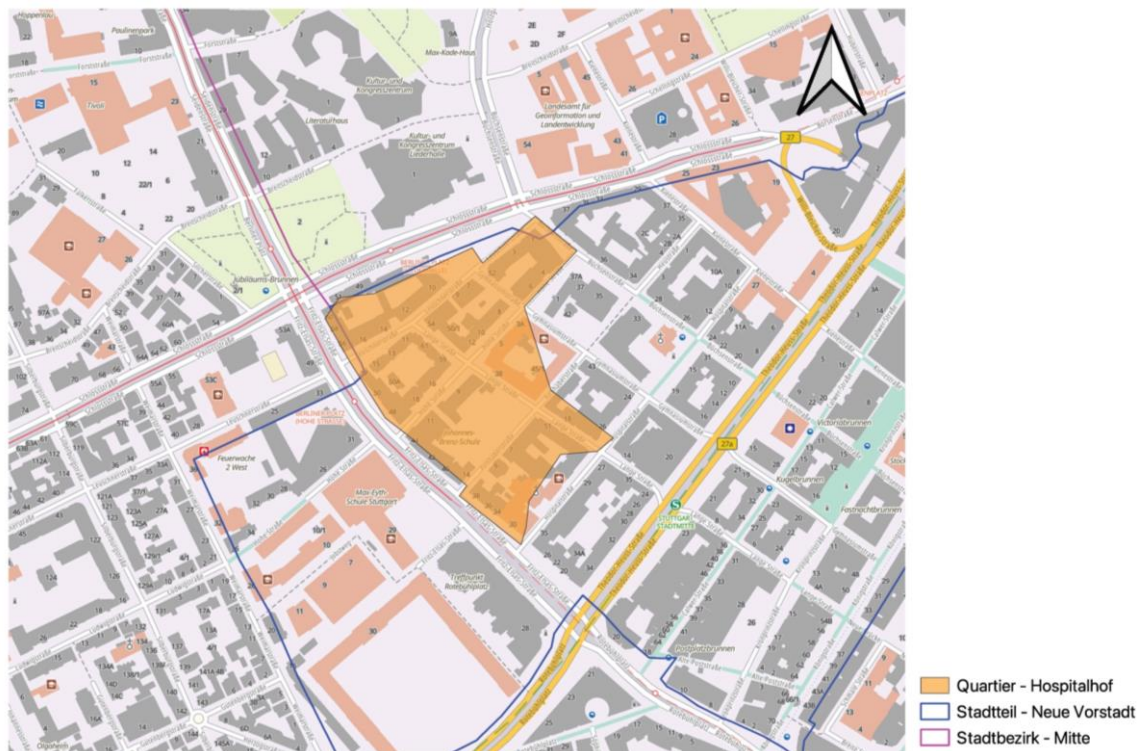


Abbildung 14: Quartier / Netzzinsel Stuttgart „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6] [40] [41]

Abbildung 15 zeigt ein 3D-Modell der Gebäude des Quartiers „Hospitalhof“, die in der Simulation in den nachfolgenden Kapiteln analysiert werden.

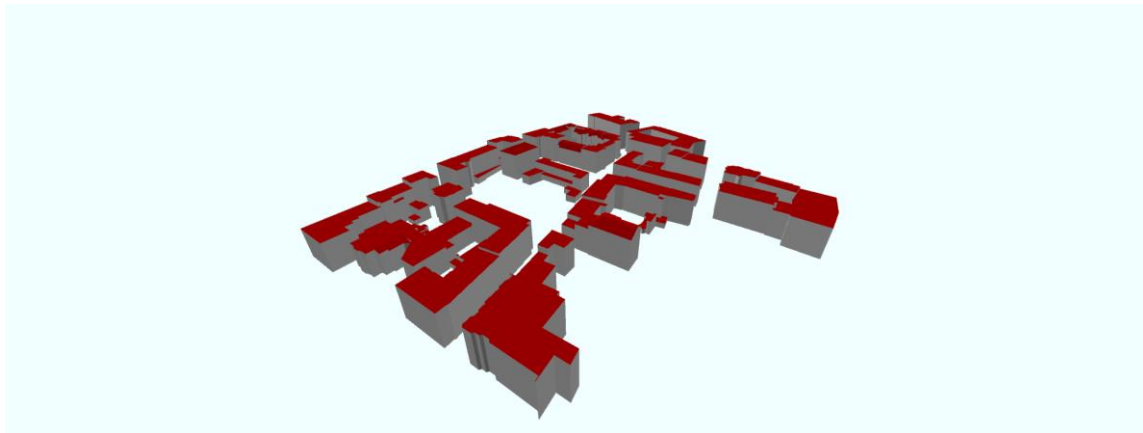


Abbildung 15: 3D-Modell der Gebäude im Quartier "im Buchwald"

Quelle: City-GML Modell

Mithilfe von dem in SimStadt integrierten Load Profile Generation Workflows wurden aus den City-GML Daten Kennzahlen für das Quartier berechnet. In Tabelle 2 werden die Anzahl der Bewohner, Haushalte und Beheizte Fläche dargestellt.

Tabelle 2: Kennzahlen Quartier "Im Buchwald"

Quelle: Eigene Berechnung mithilfe von SimStadt

Einwohner	Haushalte	Beheizte Fläche
793	496	50.981 m ²

Bei den in Tabelle 2 genannten Einwohner- und Haushaltszahlen ist davon auszugehen, dass diese deutlich zu hoch gegriffen sind. Dies begründet sich darin, dass der Load Profile Generation Workflow, nur bedingt abhängig von der Nutzung die Anzahl der Bewohner errechnet. In Quartier „Hospitalhof“ ist nicht nur die Nutzung Wohnen vorherrschend, daher verzerren sich diese Zahlen. Eine genauere Berechnung war im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht möglich.

3.2 Grenzen der Arbeit, Annahmen und Szenarien

Die vorliegende Bachelorarbeit bearbeitet ausschließlich technischen Aspekte der zukünftigen Herausforderungen für das Quartiersnetz. Eine wirtschaftliche Betrachtung der Herausforderungen geschieht nicht. Um eine Veränderung der Einflussfaktoren über die fortschreitende Zeit sichtbar zu machen, wird als Basisjahr das Jahr 2023 gewählt. Dies wurde aus dem Grund so festgelegt, da das Jahr 2024 ein Schaltjahr ist und somit die 24 zusätzlichen Stunden die Berechnungen nicht vergleichbar machen würden. Die Betrachtungsjahre 2035 und 2045 wurden durch das Forschungsprojekt vorgegeben.

Für die Simulation des potenziellen PV-Lastgangs wurden prinzipiell die Standardeinstellungen von SimStadt genutzt. Durch die Herabsetzung der solaren Mindesteinstrahlung pro m^2 von $1100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ auf $1000 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und der Absenkung der Mindestdachflächengröße von 40 m^2 auf 20 m^2 soll ein möglichst optimistischer Ausbau angenommen werden, um die maximalen Auswirkungen auf das Netz betrachten zu können. Des Weiteren wurde eine Berechnungsmethode gewählt, die die Verschattung der PV-Flächen durch andere Gebäude miteinberechnet.

Um den verschiedenen Möglichkeiten des bidirektionalen Ladens von BEVs gerecht werden zu können wurden verschiedene Betrachtungsszenarien eingeführt.

Szenario 1 betrachtet das Laden der BEVs im Quartier ohne, dass Fahrzeuge in das Quartiersnetz entladen. In diesem Szenario wird somit das Bidirektionale Laden ausgeklammert. Fahrzeuge laden in diesem Szenario primär am Wohnort ihrer Besitzer.

Szenario 2 betrachtet das Quartiersnetz ohne, dass Fahrzeuge laden oder entladen. In diesem Szenario werden ausschließlich die Einflüsse des Ausbaus von PV-Anlagen und Wärmepumpen betrachtet.

Szenario 3 betrachtet das Entladen der BEVs in den Abendzeiten. In diesem Szenario laden keine Fahrzeuge innerhalb des Quartiers. Die Fahrzeuge laden außerhalb des Quartiers, zum Beispiel beim Arbeitgeber oder an öffentlichen Ladesäulen. Abends zwischen 18 Uhr und 23 Uhr entladen die BEVs einen Teil ihrer Batteriekapazität wieder in das Quartierstromnetz. Für das Quartier Hospitalhof wurde dieses Szenario angepasst. Da in diesem Quartier nicht nur gewohnt wird, sondern auch Publikumsverkehr stattfindet, dessen Quelle außerhalb des Quartiers liegt, ist davon auszugehen, dass tagsüber geladen wird. Um dies zu berücksichtigen, wird zwischen 18 Uhr und 23 Uhr in das Quartiersnetz entladen, zu den restlichen Stunden des Tages findet ein Aufladen der Fahrzeuge statt.

3.3 Genutzte Werkzeuge

In diesem Unterkapitel werden die für die vorliegende Arbeit genutzten Werkzeuge und ihre Funktionsweise vorgestellt. Abschließend werden die genutzten Hochläufe dargestellt.

3.3.1 SimStadt

Die Software SimStadt ist im gleichnamigen Forschungsprojekt an der Hochschule für Technik Stuttgart im Jahr 2015 entstanden, dessen Ziel es war auf Basis von 3D-Gebäudedaten Bedarfs- oder Potentialanalysen durchführen zu können [42, S. 7]. Seit der Ursprünglichen Version wurde die Software stetig erweitert und dient nun als Basis für die Berechnungen in der vorliegenden Arbeit.

In dieser Arbeit wurden aus SimStadt die Workflows Load Profile Generation und Photovoltaic Potential Analysis genutzt. Des Weiteren wurde für die Simulation des Wärmebedarfs ein sich noch nicht in der öffentlichen Version befindlicher Workflow benutzt.

In SimStadt beschreibt ein Workflow eine Abfolge von verschiedenen vorher definierten Workflowsteps. Diese werden nacheinander durchgeführt und sind jeweils einzeln für Teile der Simulation zuständig. Beispielhaft kann hier der Workflowstep Geometric Preprocessor genannt werden. Dieser wird in verschiedenen Workflows eingesetzt, um die Geometrie der CityGML Datei zu analysieren.

SimStadt nutzt als Basis für Simulationen 3D-Gebäudedaten. Diese werden im Format CityGML und dem Detailgrad LoD2 benötigt, in diesem wird für jedes Gebäude eine standardisierte Dachform mitgeliefert.

3.3.2 Park- und Ladesimulation

Für die Berechnung des Lastprofils für das Laden beziehungsweise Entladen von BEVs befindet sich im Forschungsprojekt SektorSim³ ein Tool in Weiterentwicklung, das im Forschungsprojekt Smart E Park der Hochschule für Technik entstanden ist. Dieses wurde ursprünglich dafür eingesetzt, um ein Parkhaus zu simulieren [43]. Aktuell wird das Tool weiterentwickelt, um das Park- und Ladeverhalten in Quartieren simulieren zu können. In dieser Arbeit wurden die ersten Entwürfe neuer Belegungskurven genutzt, um die Simulationen durchzuführen, diese Kurven zeigen auf wie groß der Anteil der Parkplätze ist, der durch Fahrzeuge belegt ist. Diese sind in Anhang 4 zu finden.

3.3.3 Hochlaufkurven

Um in den nachfolgenden Kapiteln die verschiedenen Betrachtungsjahre simulieren zu können sind Annahmen nötig, wie der Elektrifizierungsgrad der verschiedenen Sektoren über die Jahre voranschreitet. Diese Annahmen wurden in verschiedenen Bachelor- und Projektarbeiten innerhalb des Forschungsprojekts erarbeitet und somit für das Projekt einheitlich festgelegt. In der vorliegenden Arbeit werden diese Hochlaufzahlen genutzt, um die nötigen Berechnungen durchzuführen.

In Abbildung 16 und 17 ist zusehen, wie sich die Hochläufe im Verlauf der Jahre entwickeln. So steigen alle Kurven bis in das Jahr 2035 stark an. Die Kurve der Wärmepumpen stagniert allerdings ab dem Jahr 2035. In Anhang 1 sind die Hochlaufzahlen tabellarisch aufgelistet. In der vorliegenden Arbeit werden lediglich die Quartiersarchetypen

des Typ 1 und Typ 5 betrachtet. Aus diesem Grund werden auch lediglich diese nachfolgend dargestellt.

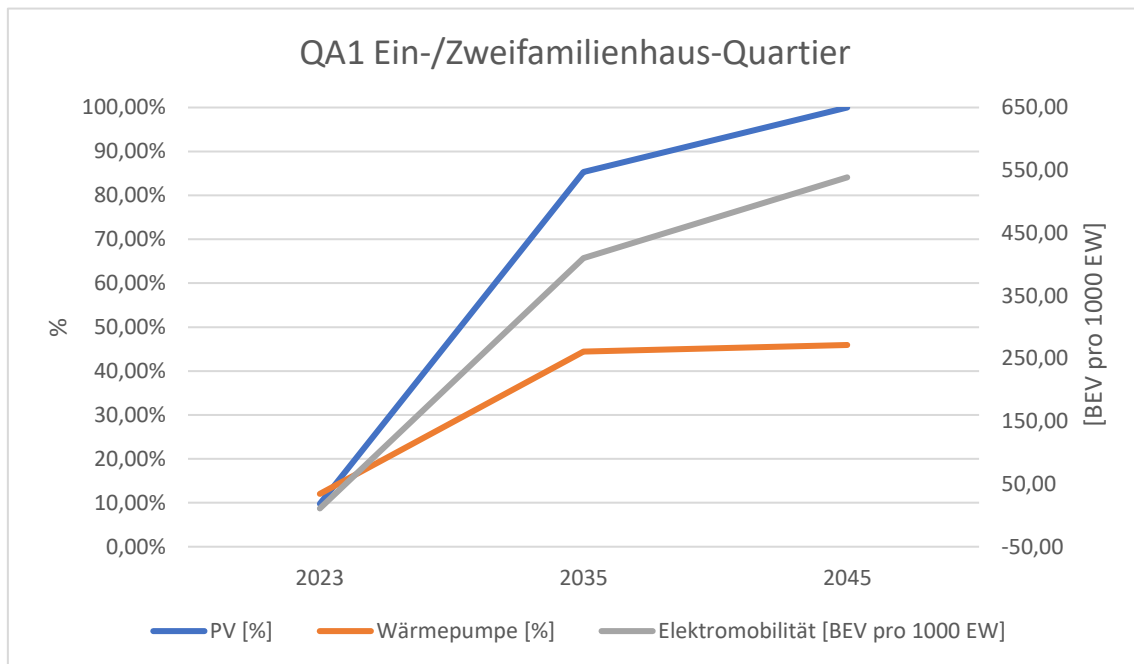


Abbildung 16: Hochlaufkennzahlen Quartiersarchetyp 1

Quelle: Anhang 1 - Forschungsprojekt SektorSim³

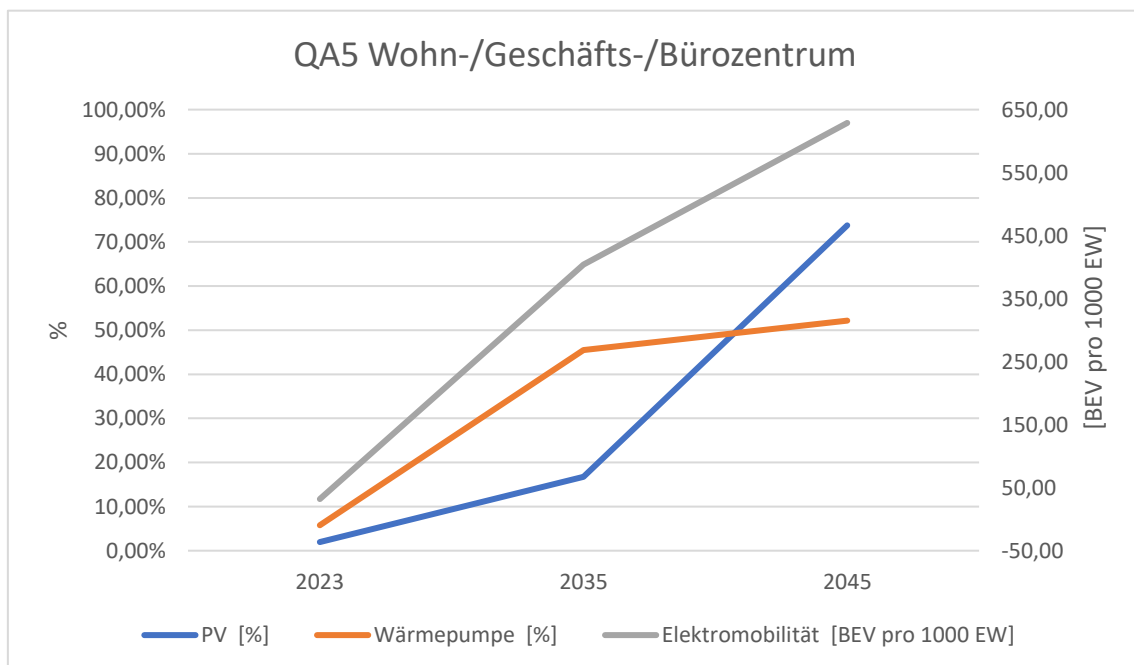


Abbildung 17: Hochlaufkennzahlen Quartiersarchetyp 5

Quelle: Anhang 1 - Forschungsprojekt SektorSim³

3.3.4 Ermittlung der Transformatorkapazität

Leider war es nicht möglich innerhalb des Bearbeitungszeitraums der vorliegenden Arbeit reale Netzdaten der genannten Quartiere der Stuttgart Netze zu erhalten. Aus diesem Grund müssen hier vereinfachende Annahmen getroffen werden, um eine Netzanalyse vornehmen zu können. Dem Autor ist bewusst, dass die folgende Berechnung Schwächen aufweist. Insbesondere das Quartier „Hospitalhof“ kann mit dieser Methode nur schlecht abgeschätzt werden. Die Berechnung ist notwendig, um die Methodik der Bachelorarbeit entwickeln zu können. Im späteren Verlauf des Forschungsprojekt soll eine Kooperationsvereinbarung mit Stuttgart Netze geschlossen werden, so können die realen Netzdaten in das Forschungsprojekt einfließen. Zur Weiterverwendung der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit im Forschungsprojekt SektorSim³ müssen diese unbedingt mit den realen Netzdaten neu berechnet werden.

Zur Berechnung der Transformatorkapazität wird die durchschnittliche Anschlussleistung eines Haushaltes, ein Lastgleichzeitigkeitsfaktor sowie der Anzahl der Haushalte im Quartier benötigt. Werden diese Werte miteinander multipliziert, ergibt sich eine Abschätzung der für das gesamte Quartier benötigten Transformatorkapazität.

Die Anschlussleistung eines Haushalts ist von vielen Parametern, wie der Größe der Wohnung, das Baujahr des Gebäudes und ob Strom zum Heizen des Haushalts verwendet wird, abhängig. Die Anschlussleistung eines Haushalts in einem Mehrfamilienhaus kann zwischen 5 kW und 15 kW schwanken. [44] Aufgrund der nicht ausreichenden Datenlage wird für die vorliegende Arbeit ein Wert von $A = 15 \text{ kW}$ für alle Haushalte gewählt. Unabhängig davon ob der Haushalt in einem Ein- oder Mehrfamilienhaus liegt.

Auch der Lastgleichzeitigkeitsfaktor ist abhängig vom Grad der Elektrifizierung. Also, ob elektrisch gekocht, geheizt oder Warmwasser bereitet wird. Für die folgende Berechnung wird davon ausgegangen das elektrisch gekocht wird, allerdings weder geheizt noch die Warmwasser Bereitung Strom als Energieträger nutzen. Daher wird ein Lastgleichzeitigkeitsfaktor von $L = 0,15$ angenommen. [45, S. 34]

Die Anzahl der im Quartier vorhandenen Haushalte ergibt sich aus der Berechnung mit dem Load Profile Generation Workflow aus SimStadt (siehe Kapitel 3.4.1).

So ergibt sich folgende Formel für die Transformatorleistung:

$$P = A * L * H$$

Mit: A = Anschlussleistung

L = Lastgleichzeitigkeitsfaktor

H = Haushalte

P = Transformatorleistung

3.4 Datenermittlung

In diesem Kapitel wird die Ermittlung der für die Analyse benötigten Daten aufgezeigt. Ebenso werden die Ergebnisse der Rohdatenbeschaffen dargestellt. Die in den folgenden Unterkapiteln ermittelten Daten können Anhang 2 entnommen werden.

3.4.1 Lastprofil

Mithilfe des in SimStadt integrierten Load Profile Generation Workflows wurde ein Lastprofil erzeugt. Dieses Lastprofil soll den gesamten Stromverbrauch des Quartieres abdecken der nicht durch Wärmeerzeugung mithilfe von Wärmepumpen, Laden von BEVs oder der PV-Strom Erzeugung verursacht wird. Also den Stromverbrauch der nachfolgend nicht in einer eigenen Berechnung betrachtet wird. Aus diesem Grund ist das Lastprofil für alle Szenarien und Betrachtungsjahre konstant. Auf Basis der LOD2 CityGML Datei der beiden Quartiere und der Wahl der zeitlichen Auflösung in „Stündlich“, wurden für die Quartiere ein jährliches Lastprofil erstellt.

So kam für das Quartier „Im Buchwald“ die folgende in Abbildung 18 zu sehende Lastkurve zustande. Zu erkennen ist eine Zunahme in den Wintermonaten durch einen erhöhten Stromverbrauch.

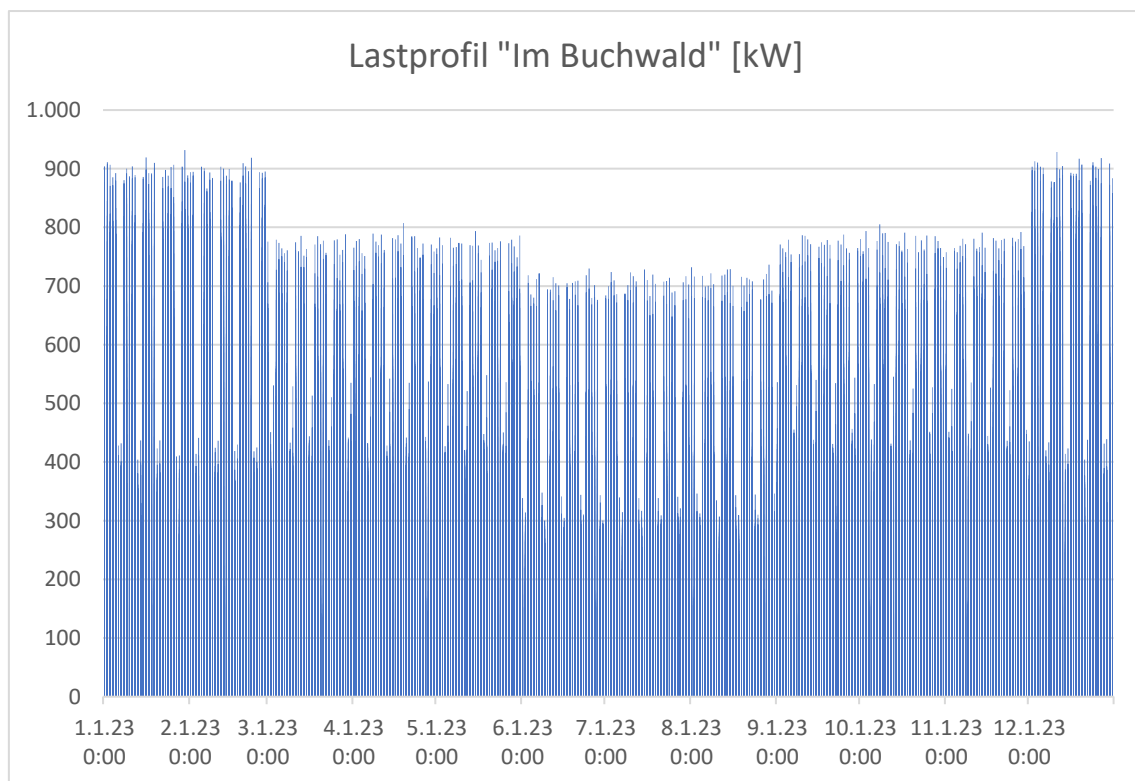


Abbildung 18: Lastprofil in kW für das Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung

Für das Quartier „Hospitalhof“ kam die in Abbildung 19 zu sehende Lastkurve zustande. Auch hier ist eine Zunahme in den Wintermonaten durch einen erhöhten Stromverbrauch zu erkennen.

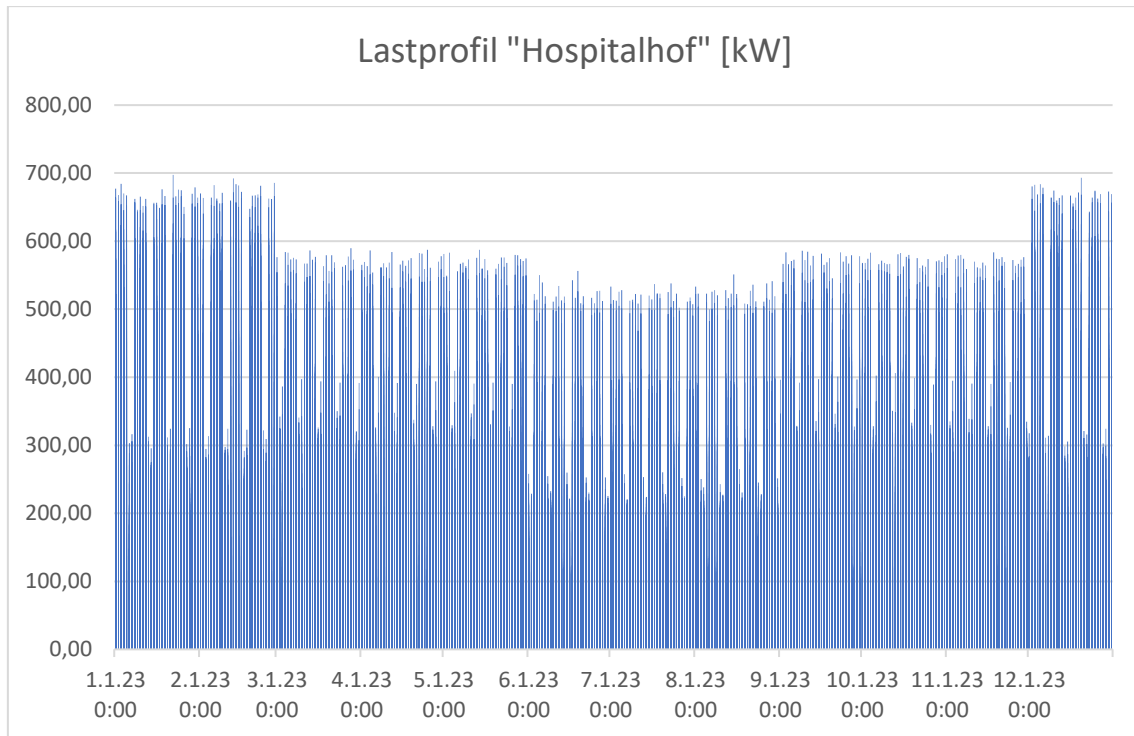


Abbildung 19: Lastprofil in kW für das Quartier „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Darstellung

3.4.2 PV-Potenzial

Das PV-Potenzial innerhalb der Quartiere wurde ebenfalls mithilfe von SimStadt errechnet. Hierfür wurde der Photovoltaic Potential Analysis Workflow benutzt. Für die Berechnung wurden die in Tabelle 3 zu sehenden Parameter (definiert in Kapitel 3.2) und das LoD2 CityGML Modell der Quartiere genutzt.

Tabelle 3: Berechnungseingaben in SimStadt für die Berechnung des PV-Potenzials der Quartiere

Weather Processor:

Weather data source	PVGIS_Database
---------------------	----------------

Irradiance Processor:

Radiation Model	SRA_Perez_with_tiling
-----------------	-----------------------

Tile Overlap	100
--------------	-----

Tile Side Length	400
------------------	-----

Photovoltaic Potential

Included surfaces	Tilted- & flat roofs
-------------------	----------------------

Minimum surface Area	20 m ²
----------------------	-------------------

Minimum roof insolation	1000 kWh/(m ² *a)
-------------------------	------------------------------

Module area to flat roof area	30 %
-------------------------------	------

Module area to tilted roof area	40 %
---------------------------------	------

Module efficiency	15 %
-------------------	------

Performance Ratio	85 %
-------------------	------

Module azimuth on flat roof	180 °
-----------------------------	-------

Module tilt on flat roof	25 °
--------------------------	------

In Anhang 3 ist für die jeweiligen Quartiere die durchschnittliche solare Einstrahlung zu sehen, die SimStadt für die Berechnungen zugrunde legt. So ist hier deutlich zu sehen, dass die in Richtung Norden ausgerichteten Dächer eine geringere solare Einstrahlung aufweisen. Ebenso ist gut zu erkennen, dass im Quartier „Im Buchwald“ ein geringer Anteil an Flachdächern verbaut ist. Dagegen ist im Quartier „Hospitalhof“ ein höherer Anteil an Flachdächern festzustellen. Erkennbar an der homogenen solaren Einstrahlung.

Ebenfalls ist in Anhang 3 zu sehen auf welchen Dächern SimStadt PV-Anlagen positioniert hat. Hier ist das Quartier „Hospitalhof“ hervorzuheben. Dort ist zu sehen, dass nahezu die vollständige Dachfläche belegt wird. Eine grüne Kennzeichnung bedeutet, dass die Dachfläche wird mit PV-Modulen belegt. Eine rote Kennzeichnung bedeutet hingegen, dass die oben definierten Kriterien nicht erfüllt werden.

Auf Abbildung 20 und 21 ist der Erzeugungslastgang, bei einer vollen Belegung der Potenzialflächen mit PV-Anlagen für jeweils das gesamte Quartier zu sehen. Hier lässt sich im Sommer eine höhere Produktion in beiden Quartieren ablesen. Ebenso zeigt sich, dass im Quartier „Im Buchwald“ sich eine größere PV-Spitzenleistung einstellt.

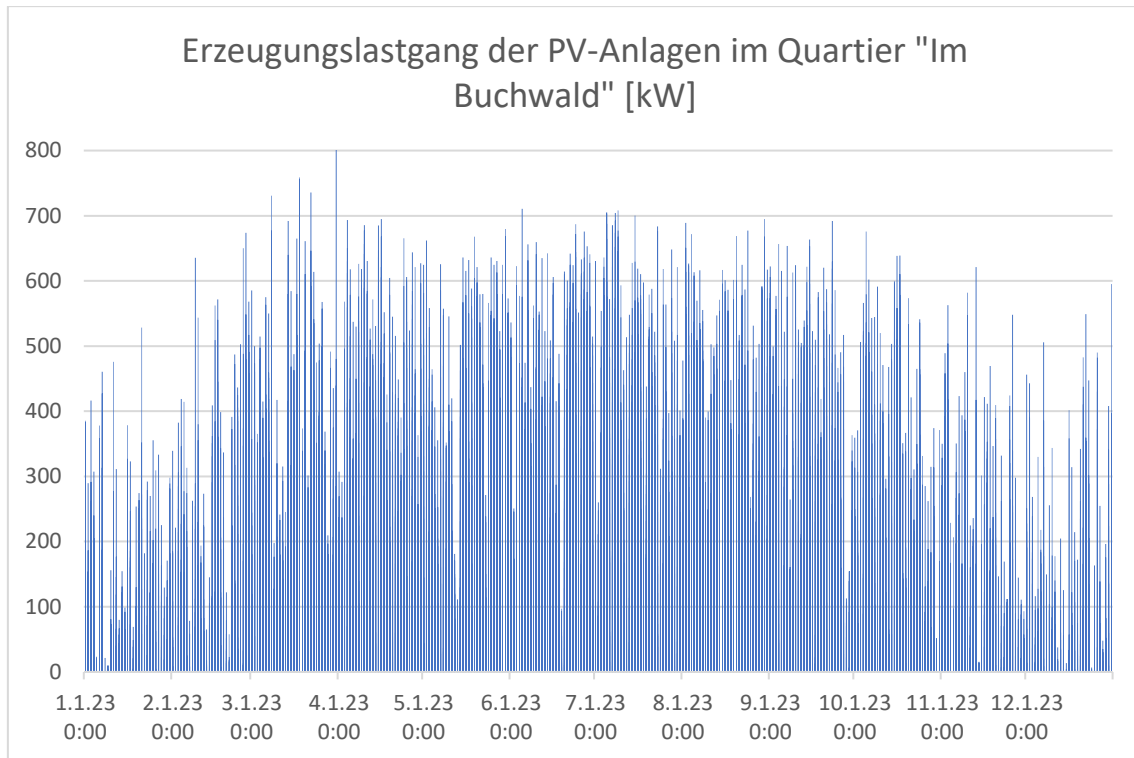


Abbildung 20: Erzeugungslastgang der PV-Anlagen im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung

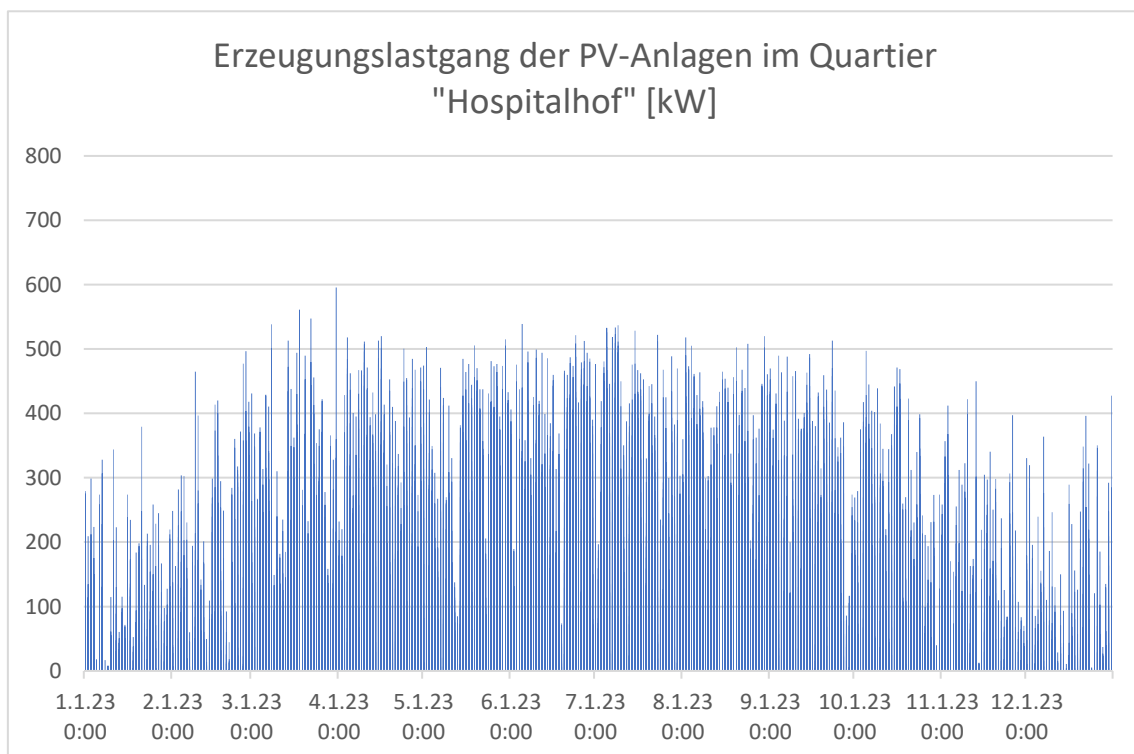


Abbildung 21: Erzeugungslastgang der PV-Anlagen im Quartier "Hospitalhof"

Quelle: Eigene Darstellung

3.4.3 Wärmebedarf

Um den stündlichen Strombedarf für Wärmepumpen zu berechnen, die den Wärmebedarf des Quartiers decken, ist für SimStadt ein Tool in Entwicklung. Dieses konnte bereits vorab für die Berechnung in der vorliegenden Arbeit verwendet werden. Das Tool berechnet auf Basis von LoD2 CityGML Daten ein stündliches elektrisches Lastprofil der Wärmepumpen für jedes einzelne Gebäude. Mit der Prämisse, dass der Wärmebedarf jedes einzelnen Gebäudes mit einer Wärmepumpe gedeckt wird. Mithilfe eines Python-Skriptes wurden die einzelnen Gebäude aufsummiert.

Der grafisch dargestellte Lastgang des für die Wärmeerzeugung benötigten Stroms kann Anhang 8 entnommen werden.

3.4.4 Park- und Ladesimulation

Für das Park- und Ladesimulations-Tool werden nur wenige Angaben benötigt. So muss der Untersuchungszeitraum, die zeitliche Auflösung und die Anzahl der Parkplätze beziehungsweise in diesem Fall der Fahrzeuge eingegeben werden. Aus diesen Daten und Belegungskurven, die im Tool hinterlegt sind, wird die Ladeleistung in 15 Minuten Schritten errechnet. Da in dieser Arbeit in Stundenschritten gerechnet wird, wurden die Output-Daten des Tools mithilfe eines Python-Skriptes in stündliche Werte umgerechnet. Die in Tabelle 4 folgenden Daten wurden für die Berechnungen verwendet:

Tabelle 4: Berechnungseingaben für das Park- und Ladesimulationstool

Untersuchungszeitraum	01.01.2023 – 31.12.2023
Zeitliche Auflösung	15 Minuten
Anzahl Fahrzeuge V_B	10

Die Berechnung der in Tabelle 5 dargestellten Fahrzeuge ergibt sich aus den in Anhang 1 erwähnten Hochlaufzahlen in BEV pro 1000 Einwohner. Mithilfe von Excel und der folgenden Formel wurde daraus die Anzahl der Fahrzeuge für das jeweilige Untersuchungsgebiet pro Betrachtungsjahr ermittelt. Die Anzahl der Bewohner wurde aus dem SimStadt Load Profile Generation Workflow entnommen.

$$F_{\text{Quartier}} = \frac{B}{1000} * F_{\text{Hochlauf}}$$

Mit: B = Bewohner

F_{Hochlauf} = BEV pro 1000 Einwohner

F_{Quartier} = BEV Fahrzeuge im Quartier

Die in dem Tool hinterlegten Belegungskurven können dem Anhang 4 entnommen werden. Da sich das Tool aktuell noch in Entwicklung befindet, konnte, um plausible Daten generieren zu können, die Berechnung nicht direkt mit der korrekten Anzahl an Fahrzeugen durchgeführt werden. Plausible Daten konnten nur mit einer kleinen Anzahl an

Fahrzeugen erzeugt werden. Aus diesem Grund wurde für jedes der beiden Quartiere eine Berechnung mit 10 Fahrzeugen durchgeführt und diese dann im Verhältnis der tatsächlichen Fahrzeuge mit einem Skalierungsfaktor multipliziert. Die Berechnung des Skalierungsfaktors ist der folgenden Formel zu entnehmen:

$$F_S = \frac{V_B}{F_{Quartier}}$$

Mit:

F_S = Skalierungsfaktor

V_B = BEV Fahrzeuge berechnet im Tool

$F_{Quartier}$ = BEV Fahrzeuge im Quartier

Die Anzahl der Fahrzeuge und die Skalierungsfaktoren können Tabelle 5 entnommen werden.

Tabelle 5: Anzahl Fahrzeuge und Skalierungsfaktoren

Quelle: Eigene Berechnung

	Anzahl Fahrzeuge	Skalierungsfaktor
<u>Quartier „Im Buchwald“</u>		
2023	14	1,4
2035	528	52,8
2045	693	69,3
<u>Quartier „Hospitalhof“</u>		
2023	25	2,5
2035	320	32,0
2045	499	49,9

Da das Tool nicht in der Lage ist bidirektionales Laden zu simulieren, wurde dies händisch in Excel durchgeführt.

Als Ausgangspunkt dient die für Szenario 1 errechnete Ladekurve. Aus dieser wurde mithilfe von Excel die Ladeleistung isoliert, die zwischen 18 Uhr und 23 Uhr liegt. Um aus der oben isolierten Ladeleistung eine Entladeleistung zu errechnen, sind zwei weitere Schritte notwendig. Zuerst muss ein Umrechnungsfaktor berechnet werden, der es ermöglicht, dass pro Fahrzeug eine festgelegte Energiemenge pro Tag entladen wird und dies im Verhältnis der für Szenario 1 errechneten Lastkurve. Mit den folgenden zwei Formeln wird der Umrechnungsfaktor errechnet. In dieser Arbeit wird von einer Entladung pro Auto und Tag von 2,5 kWh ausgegangen.

$$S_E = d * S_t$$

$$F_u = \frac{S_L}{S_E}$$

Mit:

S_E = Jährliche Summe der Entladung pro Fahrzeug

d = Tage pro Jahr

S_t = Entladung pro Fahrzeug und Tag

F_u = Umrechnungsfaktor Entladeleistung

S_L = Jährliche Summe der Ladung pro Fahrzeug

Im Anschluss wird mit der folgenden Formel die Entladeleistung gebildet. Für die weiteren Berechnungen wird die Ladeleistung der BEVs positiv dargestellt und die Entladeleistung der Quartiere negativ.

$$E = F_u * L_{18 \text{ Uhr} - 23 \text{ Uhr}} * (-1)$$

Mit:

E = Entladeleistung

$L_{18 \text{ Uhr} - 23 \text{ Uhr}}$ = Ladeleistung je Stunde der betrachteten Stunden von 18 Uhr bis 23 Uhr

Da wie in Kapitel 3.2 beschrieben, im Quartier „Hospitalhof“ in Szenario 3 zusätzlich auch ein Laden außerhalb des Zeitraums 18 Uhr – 23 Uhr stattfindet unterscheidet sich die Berechnung wie in der folgenden Formel zu sehen ist.

$$E_H = (F_u * L_{18 \text{ Uhr} - 23 \text{ Uhr}} * (-1)) + L_{0 \text{ Uhr} - 17 \text{ Uhr}}$$

Mit:

E_H = Entladeleistung im Quartier „Hospitalhof“

$L_{0 \text{ Uhr} - 17 \text{ Uhr}}$ = Ladeleistung je Stunde der betrachteten Stunden von 0 Uhr – 17 Uhr

In Anhang 5 ist die Ladeleistung aus Szenario 1 und 3 der betrachteten Quartiere zu sehen. Anhand von diesen ist deutlich zu erkennen, wie die Ladeleistung in den Betrachtungsjahren deutlich zunimmt. Auch die Entladung in Szenario 3 ist deutlich zu erkennen.

3.4.5 Ermittlung der Transformatorkapazität

Wie in Kapitel 3.3.4 beschrieben, wird die Transformatorkapazität mithilfe des Lastgleichzeitigkeitsfaktor von 0,15, der durchschnittlichen Haushaltsanschlussleistung von 15 kW und der Anzahl der Haushalte aus dem SimStadt Load Profile Generation Workflow ermittelt.

Für das Quartier „Im Buchwald“ mit 663 Haushalten wird so eine Transformatorkapazität von 1.492 kW ermittelt. Für die weiteren Berechnungen wird der Wert auf die nächstgrößere Transformatorgröße aufgerundet, da Transformatoren nicht in jeder beliebigen Bemessungsleistung produziert werden. In diesem Fall 1.500 kW. [46]

Für das Quartier „Hospitalhof“ mit 496 Haushalten wird so eine Transformatorkapazität von 1.116 kW ermittelt. In diesem Fall handelt es sich um einen 1.200 kW Transformator. [46]

3.4.6 Zusammenführung der Rohdaten und Hochläufe

Um die Hochläufe der PV-Erzeugung und der Einführung von Wärmepumpen näherungsweise berücksichtigen zu können, werden die in Anhang 1 zu findenden Hochlaufkennzahlen mit den einzelnen stündlichen Werten aus den SimStadt Workflows multipliziert. Für die Erstellung einer gesamten Quartiersbilanz, wurde für jede Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres die vier Datenpunkte Lastprofil, Wärmebedarf, Laden der BEV und PV-Erzeugung wie folgt in Excel aufsummiert:

$$B = E_{PV} - L - W - C$$

Mit:

B = Bilanz

E_{PV} = Erzeugung PV

L = Lastprofil

W = Wärmebedarf

C = Laden / Entladen der BEV

In Tabelle 6 ist beispielhaft eine Zeile aus dem Jahr 2023 im Quartier „Hospitalhof“ zu sehen. Die dort zu sehende Bilanz wurde mit der zuvor beschriebenen Berechnungsweise errechnet.

Tabelle 6: Beispiel einer Zeile der Bilanz aus dem Jahr 2023 im Quartier „Hospitalhof“

Zeit	PV Erzeugung	Lastprofil	Wärmebedarf	Laden der BEV (Szenario 1)	Bilanz
01.07.2023 13:00 Uhr	12,67 kW	310,82 kW	4,48 kW	0,00 kW	-302,64 kW

Diese Berechnung wurde nicht nur für jeden Stunde eines Jahres, sondern auch jeweils einzeln für die 3 Betrachtungsjahre 2023, 2035 und 2045 sowie für die verschiedenen Szenarien ausgeführt.

3.4.7 Speichersimulation

Um die Technische Sinnhaftigkeit eines Quartiersspeichers bewerten zu können, wurde eine überschlägige Berechnung in Excel vorgenommen. Die Simulation basiert auf zwei zusätzlichen Spalten mit den folgenden zwei Excelberechnungsformeln:

Speicherfüllstand:

$$S = \text{MAX}(0; \text{MIN}(K; S_{pre} + B))$$

Mit: S = Speicherfüllstand

K = Speicherkapazität

S_{pre} = Speicherfüllstand der vorherigen Stunde

B = Bilanz

Der Teil $\text{MAX}(0; \dots)$ stellt sicher, dass der Speicherfüllstand nicht kleiner 0 wird.

Der Teil $\text{MIN}(K; \dots)$ stellt sicher, dass der Füllstand nicht größer als die dem Speicher zugewiesene Kapazität wird.

Der Teil $S_{pre} + B$ addiert den Speicherfüllstand der letzten Stunde mit dem bilanziellen Überschuss oder Verlust des Quartiers auf.

Bilanz mit Speicher:

$$B_{\text{Speicher}} = \text{WENN}(S_{pre} + B > K; (S_{pre} + B) - K; \text{WENN}(S_{pre} + B < 0; S_{pre} + B; 0))$$

Mit: K = Speicherkapazität

S_{pre} = Speicherfüllstand der vorherigen Stunde

B = Bilanz

B_{Speicher} = Bilanz mit Speicher

Der Teil $\text{WENN}(S_{pre} + B > K; (S_{pre} + B) - K; \dots)$ sorgt dafür, dass wenn die maximale Speicherkapazität erreicht ist, der überschüssige Strom in das Netz eingespeist wird.

Der Teil $\dots \text{WENN}(S_{pre} + B < 0; S_{pre} + B; \dots)$ sorgt dafür, dass wenn nicht ausreichend Energie im Speicher vorhanden ist, die fehlende Energie aus dem Netz bezogen wird.

Der Teil $\dots; 0))$ definiert den Zustand, wenn keine Ein- oder Ausspeisung aus dem Speicher notwendig ist.

Tabelle 7 stellt einen Ausschnitt eines Tages aus dem Jahr 2045 im Quartier „Im Buchwald“ dar, um die Funktionsweise des Speichers zu demonstrieren. Es ist gut sichtbar, dass der Speicher ein- und ausspeichert sowie seine maximale und minimale Speicherkapazität berücksichtigt. In diesem Beispiel wurde eine Speicherkapazität von 1.000 kWh gewählt. In rot ist zu sehen, wann die Bilanz negativ ist, orange wann keine Ein- oder Ausspeisung in das übergeordnete Netz notwendig ist, in grün dargestellt die Zeitpunkte mit einer Einspeisung.

Tabelle 7: Beispiel Ausschnitt der Bilanz aus dem Jahr 2045 im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Berechnung

Zeit	Lasptprofil [kW]	PV Erzeugung [kW]	Wärmebedarf [kW]	Laden der BEV [kW]	Bilanz	Speicherstand	Bilanz mit Speicher
30.06.45 08:00	220,15	194,25	23,72	528,28	-577,90	0,00	-577,90
30.06.45 09:00	270,38	307,30	22,62	98,79	-84,49	0,00	-84,49
30.06.45 10:00	261,82	386,15	21,65	0,00	102,68	102,68	0,00
30.06.45 11:00	275,39	443,29	20,90	0,00	147,00	249,68	0,00
30.06.45 12:00	295,70	514,47	20,63	0,00	198,14	447,82	0,00
30.06.45 13:00	226,93	485,81	20,45	0,00	238,43	686,25	0,00
30.06.45 14:00	237,62	503,27	20,19	0,00	245,47	931,72	0,00
30.06.45 15:00	260,71	410,93	20,29	0,00	129,93	1000,00	61,65
30.06.45 16:00	239,87	353,41	20,29	396,21	-302,96	697,04	0,00
30.06.45 17:00	230,59	202,82	20,81	512,51	-561,09	135,94	0,00
30.06.45 18:00	280,09	110,77	21,25	163,79	-354,36	0,00	-218,42
30.06.45 19:00	294,52	60,60	21,65	0,00	-255,57	0,00	-255,57
30.06.45 20:00	269,36	1,27	22,03	0,00	-290,11	0,00	-290,11

Für die Simulation wurde für das Quartier „Im Buchwald“ eine Speicherkapazität von 1.000 kWh und für das Quartier „Hospitalhof“ eine Speicherkapazität von 800 kWh gewählt. Diese Größen sind in den Augen des Autors realistische Größen für diese Quartiere. Eine genauere Analyse der Größe des Batteriespeichers war im Bearbeitungszeitraum der vorliegenden Arbeit nicht möglich.

In Anhang 6 können die Ergebnisse der Simulation entnommen werden. Ebenso ist dort ein Ausschnitt eines Lastgangs eines Beispieltages im Sommer zu sehen.

4 Ergebnisse

Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse aus den Berechnungen vorgestellt. Gegliedert wurden sie nach den vier folgenden Fragestellungen:

- Wann reicht die Kapazität des aktuellen Verteilnetzes nicht mehr aus?
- Kann ein Quartiersspeicher das nachgelagerte Netz entlasten?
- Welche Unterschiede gibt es zwischen den Quartieren?
- Welche Unterschiede gibt es innerhalb eines Jahres und welche zwischen den verschiedenen Technologien?

4.1 Wann reicht die Kapazität des aktuellen Verteilnetzes nicht mehr aus?

Um diese Frage beantworten zu können, wurden die Ergebnisse zwischen den drei Betrachtungsjahren linear interpoliert. So wurde für jedes Szenario und Quartier das Jahr ermittelt in dem die Übertragungskapazität der Ortsnetzstation vom Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz nicht mehr ausreicht. Die jährliche Lastspitze ist in allen Szenarien und in beiden Quartieren immer in Lastrichtung aus dem Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz aufgetreten. Die Lastspitze in die entgegengesetzte Richtung ist in beiden Quartieren bedeutend geringer. Dies kann auch den Lastgängen in Anhang 7 entnommen werden. Ebenso zeigt sich, dass zwischen den verschiedenen Szenarien deutliche Unterschiede erkennbar sind.

Im Gegensatz zur linearen Berechnungsmethode, kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau von PV-Anlagen und Wärmepumpen sowie die Anschaffung von BEVs in der Realität nicht linear stattfindet. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass die im folgenden dargestellten Zeitpunkte der Überlastung verfrüht sind.

4.1.1 Quartier „Im Buchwald“

Im Quartier „Im Buchwald“ zeigt sich, dass sehr schnell ein Handlungsbedarf entsteht, um eine Überlastung des Transformators zu verhindern. So ist der folgenden Tabelle jeweils das erste Jahr je Szenario, in dem aus den simulierten Daten eine Überlastung des Transformators entsteht, zu entnehmen.

Tabelle 8: Zeitpunkte der ersten Überlastung des Transformators im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Berechnung

Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
2024	2029	2029

Die Zeitpunkte lassen sich ebenso in Abbildung 22 grafisch dargestellt. Hier ist zu sehen, dass die Transformatorleistung (in Gelb dargestellt) nur geringfügig unter der im Jahr 2023 benötigten Leistung liegt. Die Daten in dieser Abbildung sind mit einem negativen Vorzeichen versehen. Dies liegt darin begründet, dass in den Berechnungen dieser Arbeit immer negative Vorzeichen verwendet werden, wenn ein Bezug aus dem

Mittelspannungsnetz stattfindet. Des Weiteren zeigt die Abbildung, dass in Szenario 1 ein deutlich stärkerer Anstieg der Spitzenleistung bis in das Jahr 2035 als von 2035 bis 2045. Szenario 2 und 3 zeigen keinen relevanten Unterschied. Daraus lässt sich ableiten, dass die Einspeisung von BEVs, zumindest in dem Rahmen wie dies in der vorliegenden Arbeit simuliert wurde, keinen Einfluss auf die Spitzenlast hat. Es ist jedoch davon auszugehen, dass, wenn das Einspeisen durch eine intelligente Steuerung auf Quartiersebene gesteuert wird, die mit der Prämisse arbeitet, mögliche Lastspitzen durch ein zielgenaues Entladen der Akkus der BEVs abzufedern, durchaus ein Effekt erzielt werden kann.

Bezogen auf die Spitzenlast, entsteht in Szenario 1 im Jahr 2045 eine Mehrbelastung auf die Übertragungskapazität vom Mittelspannungs- in das Niederspannungsnetz um den Faktor 2,9. In Szenario 2 und 3 um den Faktor 1,3.

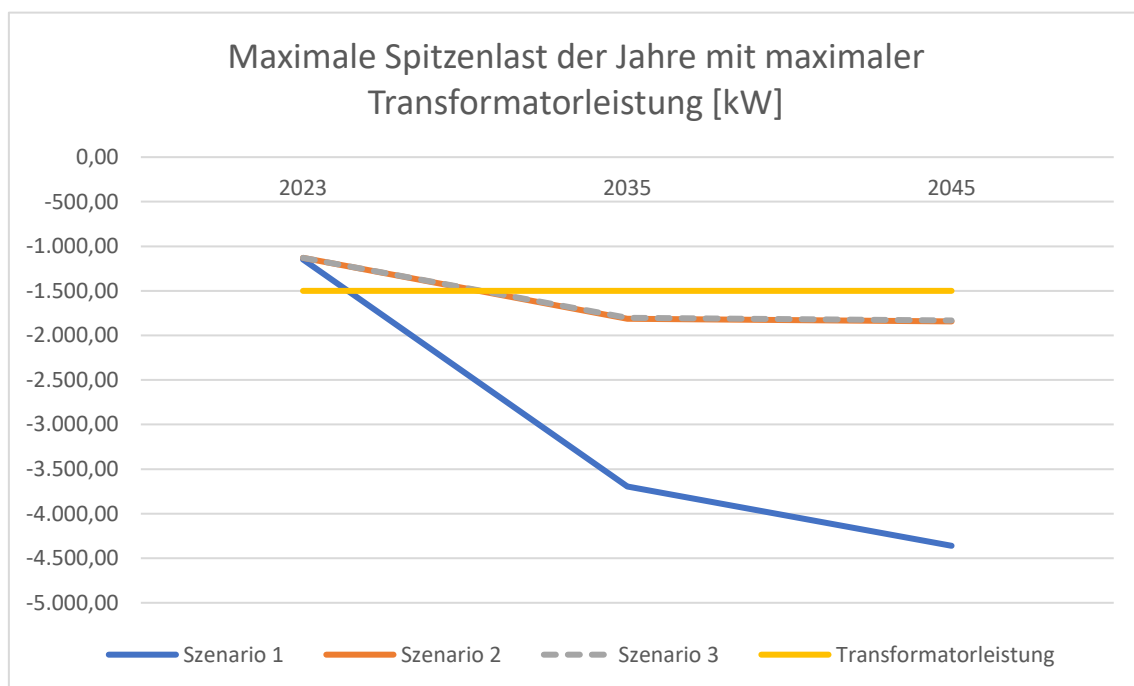


Abbildung 22: Maximale Spitzenlast der Jahre mit maximaler Transformatorleistung im Quartier „Im Buchwald“ [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

Allerdings ist neben der Spitzenlast noch ein weiterer Aspekt zu betrachten, um die Kapazität des Netzes zu beurteilen. Nämlich die maximale jährliche Übertragungsleistung. Diese ist das Produkt der maximalen Transformatorleistung und der Anzahl der Stunden eines Jahres. So liegt diese im Quartier „Im Buchwald“ bei 10.512 MWh/a. Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist wird in keinem Jahr sowie Szenario diese Kapazität überschritten. Dies bedeutet im Umkehrschluss, würde man den Strom nicht zu dem Zeitpunkt aus dem Netz beziehen, in dem er verbraucht wird, sondern könnte die Energie gleichmäßig über das Jahr beziehen oder der Zeitpunkt des Verbrauches (über ein Jahr) flexibilisiert werden, wäre die Transformatorleistung ausreichend. Dies ist allerdings nur in einem beschränkten Umfang möglich. So könnte die Spitzenleistung weiter reduziert werden durch eine intelligente Steuerung der großen Verbraucher im Quartier, wie

Wärmepumpen oder Wallboxen. Diese können ohne, dass es für den Nutzer spürbare Auswirkungen hat ihren Verbrauch zeitlich flexibilisieren, um das Netz punktuell zu entlasten. Dies ist allerdings nur in einem Bereich von wenigen Minuten bis Stunden möglich. Eine vollständige Flexibilisierung der Last ist nicht realistisch.

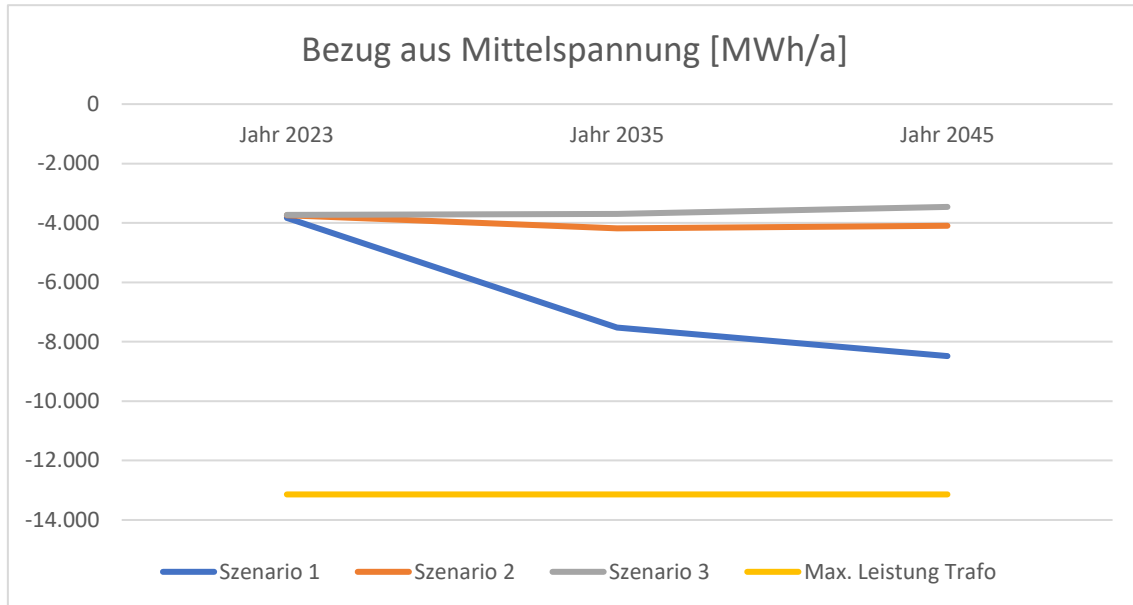


Abbildung 23: Strombezug aus Mittelspannung pro Jahr im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung

4.1.2 Quartier „Hospitalhof“

Im Quartier „Hospitalhof“ zeigt sich, dass schnell ein Handlungsbedarf entsteht, um eine Überlastung des Transformators zu verhindern. Allerdings nicht so kurzfristig wie im Quartier „Im Buchwald“. So ist der folgenden Tabelle das erste Jahr des jeweiligen Szenarios, in dem aus den simulierten Daten eine Überlastung des Transformators entsteht, zu entnehmen.

Tabelle 9: Zeitpunkt der ersten Überlastung des Transformators im Quartier „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Berechnung

Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
2026	2028	2026

Auch die in Tabelle 9 dargestellten Zeitpunkte werden in Abbildung 24 dargestellt. So ist dort zusehen, dass auch hier die Transformatorleistung nur geringfügig unterhalb der im Jahr 2023 benötigten Leistung liegt. Auch im Quartier „Hospitalhof“ ist erkennbar, dass ein stärkerer Anstieg der Spitzenleistung in den Jahren von 2023 bis 2035 stattfindet, als in den Jahren 2035 bis 2045. Des Weiteren ist zu sehen das zwischen Szenario 1 und 3 kein relevanter Unterschied besteht. Dies zeigt, dass, bezogen auf die Spitzenlast, die Fahrzeuge, die in Szenario 3 für das Quartier „Hospitalhof“ tagsüber laden,

ausschlaggebend für die Spitzenlast sind. Würden die Fahrzeuge, die abends im Quartier laden oder entladen die Spitzenlast erzeugen, wäre es wie im Quartier „Im Buchwald“, dass Szenario 2 und 3 nahezu identisch wären. Auch hier zeigt sich, dass das bidirektionale Laden keinen Einfluss auf die Spitzenlast hat. Jedoch ist auch in diesem Quartier davon auszugehen, dass durch eine intelligente Steuerung eine Reduktion der Spitzenlast entstehen kann.

Bezogen auf die Spitzenlast, entsteht in Szenario 1 und 3 im Jahr 2045 eine Mehrbelastung auf die Übertragungskapazität vom Mittelspannungs- in das Niederspannungsnetz um den Faktor 2,4. In Szenario 2 um den Faktor 1,5.

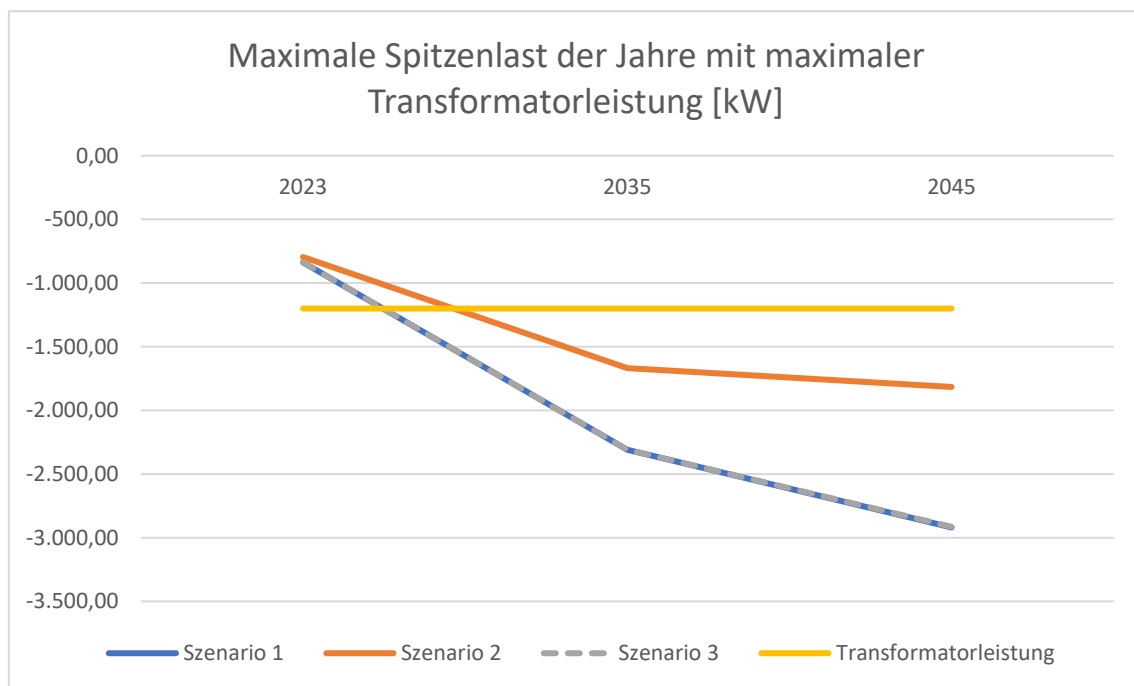


Abbildung 24: Maximale Spitzenlast der Jahre mit maximaler Transformatorleistung im Quartier „Hospitalhof“ [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

Wie auch im Quartier „Im Buchwald“ zeigt die Auswertung der maximalen jährlichen Übertragungsleistung, dass diese auch im Quartier „Hospitalhof“ in keinem Jahr und Szenario überschritten wird. Die maximale jährliche Übertragungsleistung liegt in diesem Quartier bei 10.512 MWh/a. Als Besonderheit ist hier festzustellen, dass in Szenario 2 von 2035 bis 2045 eine Reduktion der bezogenen Strommenge auftritt. Dies liegt darin begründet, dass in den betrachteten zehn Jahren der Anteil an PV-Anlagen auf den Gebäuden von ca. 17 % auf rund 74 % ansteigt. Da in diesem Szenario keine BEVs laden und der Anteil von Wärmepumpen „nur“ um rund 7 % ansteigt, wird der Effekt des stark steigenden Anteils an PV-Anlagen verstärkt. Die eben besprochenen Analysen werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

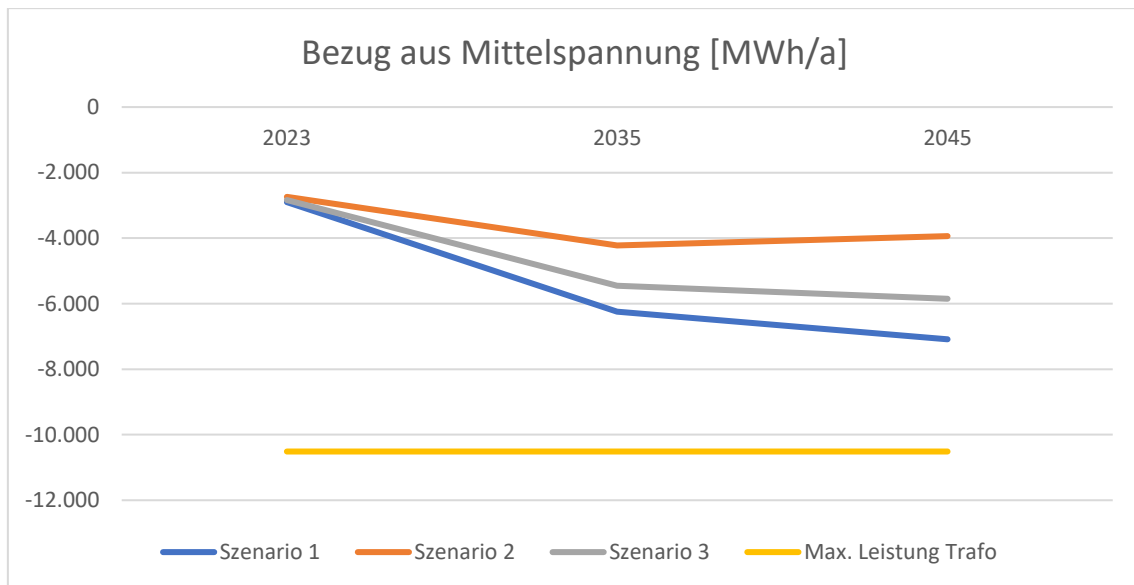


Abbildung 25: Strom Bezug aus Mittelspannung pro Jahr im Quartier „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Kann ein Quartiersspeicher das nachgelagerte Netz entlasten?

In der vorliegenden Arbeit wurden die simulierten Speicher als Quartiersspeicher ausgeführt. Dies bedeutet, dass die Speicher erst geladen werden, wenn im Quartier ein bilanzieller Stromüberschuss vorherrscht. Dies ist also tendenziell im Sommer der Fall, da PV-Anlagen im Sommer deutlich mehr Strom produzieren. Die Speicher sind jedoch nicht durch eine intelligente Steuerung versehen, um Netzengpässe zu verhindern, beziehungsweise um den Lastgang des Quartiers zu optimieren.

4.2.1 Quartier „Im Buchwald“

Die Simulation hat ergeben, dass im Jahr 2023 in keinem Szenario eine Befüllung des Speichers stattfindet. Somit sind hier keine Entlastungseffekte feststellbar.

Im Jahr 2035 in Szenario 1 wird der Speicher vor allem in den Sommermonaten genutzt. Von der maximal jährlich zu Verfügung stehenden Kapazität wird nur 0,29 % genutzt. Im weiteren Verlauf wird dies auch als Auslastungsgrad des Speichers bezeichnet.

In Szenario 2 wird Ende Juni das erste Mal der Speicher auf einen Füllstand von 100 % geladen und es findet erstmals eine Einspeisung in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz statt. In Szenario 2 wird somit im Jahr 2035 ein Auslastungsgrad von 1,79 % erreicht.

In Szenario 3 zeigt sich, dass das Entladen der BEVs ohne intelligente Steuerung zur Folge haben kann, dass eine Beladung des Quartierspeichers stattfindet. Dies lässt sich auch an dem höheren Auslastungsgrad von 3,92 % erkennen. Die Beladung durch die BEVs findet vor allem in den Wintermonaten statt. Eine Entladung der BEVs über den aktuellen Bedarf innerhalb des Quartiers ist natürlich nicht sinnvoll, da durch die Übertragung von Strom aus dem Speicher der BEVs in den Quartierspeicher unnötige Verluste entstehen.

Im Jahr 2045 stellt sich die Situation sehr ähnlich zu der im Jahr 2035 dar. Lediglich mit wie dies zu erwarten ist, höheren Speicherauslastungsgraden: In Szenario 1 mit 0,54 %, in Szenario 2 mit 2,95 % und in Szenario 3 mit 7,19 %.

Abschließend lässt sich sagen das in der für diese Arbeit durchgeführten Simulation ein Quartiersspeicher in keinem Fall die Spitzenlast, in Lastrichtung aus dem Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz, reduzieren konnte. Auch eine größere Speicherkapazität würde an diesem Ergebnis nichts ändern. Dies liegt daran, dass die großen Lastspitzen im Winter auftreten, zu Zeiten, in denen die PV-Anlagen verhältnismäßig wenig produzieren. Der Quartiersspeicher konnte allerdings die Summe der Bezüge aus dem übergeordneten Netz, wenn auch nur gering, reduzieren. Aufgrund des geringen Speicherauslastungsgrades und der Tatsache das keine Spitzenlastreduzierung stattfand, ist ein Speicher, zumindest ohne Intelligente Steuerung, aus technischer Sicht für das Quartier „Im Buchwald“ nicht sinnvoll.

In Anhang 7 sind Abbildungen zu finden in denen nach Jahren und Szenarien sortiert die Speicherfüllstände aufgezeigt werden.

4.2.2 Quartier „Hospitalhof“

Auch im Quartier „Hospitalhof“ ist keine Befüllung des Speichers im Jahr 2023 in keinem Szenario zu verzeichnen.

Im Jahr 2035 zeigt sich in Szenario 1 und 2 ebenfalls keine Befüllung. Dies ist damit zu begründen das ein geringer Ausbaugrad von PV-Anlagen als im Vergleichsjahr im Quartier „Im Buchwald“ dazu führt, dass weniger PV-Strom erzeugt wird. Lediglich in Szenario 3 ist eine Speichernutzung erkennbar. Diese basiert allerdings ähnlich wie im Quartier „Im Buchwald“ im Jahr 2035 in Szenario 3, darauf dass die BEVs über den Bedarf des Quartiers hinweg entladen werden. Dies sollte durch eine intelligente Steuerung in der Realität vermieden werde.

Im Jahr 2045 zeigt sich in allen Szenarien eine Nutzung des Speichers. In Szenario 1 entsteht ein Auslastungsgrad von sehr geringen 0,45 %, in Szenario 2 von 2,35 % und in Szenario 3 von 2,30 %. Aus diesen Daten lässt sich erschließen, dass nun durch den stärkeren PV-Ausbau nicht mehr die BEVs für die Einspeicherung in den Speicher verantwortlich sind, sondern die PV-Anlagen.

Für das Quartier „Hospitalhof“ lässt sich festhalten, dass ein Quartiersspeicher, einen noch geringeren Nutzen als im Quartier „Im Buchwald“ hat. Der Speicher hat auch im „Hospitalhof“ aus denselben Gründen wie im Quartier „Im Buchwald“ keine Wirkung auf die Reduzierung der Spitzenlast. Eine Reduzierung der Summe der Bezüge stellt sich auch in diesem Quartier ein, allerdings noch geringer als im Vergleichsquartier „Im Buchwald“. So lässt sich hier dasselbe Fazit treffen, dass ein Speicher, zumindest ohne intelligente Steuerung, aus technischer Sicht für das Quartier „Hospitalhof“ nicht notwendig ist.

In Anhang 7 sind Abbildungen zu finden in denen nach Jahren und Szenarien sortiert die Speicherfüllstände aufgezeigt werden.

4.3 Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es zwischen den Quartieren?

Auf den ersten Blick fallen zwischen den beiden Quartieren keine nennenswerten Unterschiede auf. Beide Quartiere zeigen im Winter einen deutlich höheren Strombezug, der sich vor allem durch den Mehrbedarf an Wärme und der geringer Erzeugungsleistung der PV-Anlagen erklären lässt. Beide Quartiere zeigen ein nennenswertes Potenzial für PV-Anlagen auf, welches jedoch im Vergleich zum Verbrauch der Quartiere auch im Sommer nicht zu einer, selbst über wenige Tage andauernden Autarkie führt.

Unterschiede lassen sich insbesondere, durch die verschiedene Nutzung (die auch in Szenario 3 berücksichtigt wird) sowie den verschiedenen Hochlaufkurve der Technologien erkennen. So zeigt sich deutlich ein erhöhter Stromverbrauch durch das untertägige Laden von BEVs durch externe Besucher des Quartiers „Hospitalhof“. Denn wie in Kapitel 3.2 beschrieben, werden im Gegensatz zum Quartier „Im Buchwald“ im Quartier „Hospitalhof“ auch zwischen 0 Uhr und 17 Uhr weiterhin BEVs geladen. Lediglich sollen die BEVs von den dort wohnenden Menschen bei der Entladung berücksichtigt werden. Verstärkt wird der Effekt noch durch den höheren Anteil an Elektroautos. Auch der geringere Anteil an mit PV-Anlagen belegten Dächern führt, im Verhältnis zu den Einwohnern, zu einer größeren Bezugssumme. Auch wenn das technische Potenzial für PV-Anlagen beider Quartiere nahezu identisch ist. Ebenso unterscheiden sich die Quartiere selbstverständlich in den absoluten Werten des Wärmebedarfs, der PV-Erzeugung, der Ladeleistung und somit auch der Bilanz.

4.4 Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es innerhalb eines Jahres zwischen den Technologien?

Zwischen den Technologien oder Einflussfaktoren auf das Verteilnetz gibt verschiedene erwähnenswerte Unterschiede.

Das in Kapitel 3.4.1 ermittelte Lastprofil erzeugt für beide Quartiere eine Lastkurve über das Jahr betrachtet, die vom Winter aus gesehen in den Frühling um 15 % abfällt und vom Frühling zum Sommer hin um weitere 20 %. Genauso wieder zurück in den Herbst um 20 % ansteigt, wie auch in den Winter wieder um 15 % ansteigt.

Das Lastprofil der PV-Anlagen (Kapitel 3.4.2) zeigt, bis auf einige Ausreißer, eine Kurve, die ihren Höhepunkt in beiden Quartieren im Sommer erreicht. Im Gegensatz zum Lastprofil fällt die PV-Erzeugung allerdings täglich, nach dem keine Sonneneinstrahlung mehr stattfindet, auch wieder auf einen Wert von 0 ab.

Das Lastprofil der Wärmepumpen, ermittelt in Kapitel 3.4.2, zeigt auf, dass während der Wintermonate mit dem höchsten Bezug zu rechnen ist. Dieser fällt im Frühling dann auf eine Grundlast ab, die über den ganzen Sommer bestehen bleibt. Diese Grundlast wird durch den Warmwasserbedarf generiert.

Bei dem Lastprofil, das durch das Laden der BEVs zustande kommt, ermittelt in Kapitel 3.4.4, zeigt sich kein saisonaler Zusammenhang über das Jahr. Das Profil fluktuiert über den Tag und das Jahr gleichmäßig.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Lastgänge der verschiedenen Technologien kumuliert zu einer deutlichen Mehrbelastung im Winter führt. Durch die geringere PV-Erzeugung und den deutlichen Mehrbedarf der Wärmepumpen sowie des im Winter

allgemein höheren Stromverbrauchs steigt der Strombedarf in den Wintermonaten deutlich an.

Den einzelnen Kapiteln, in denen die Lastprofile erzeugt werden, können die Profile der einzelnen Technologien, nach Quartieren aufgeteilt entnommen werden.

5 Diskussion

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit werden im folgenden Kapitel kritisch hinterfragt. Insbesondere zwei Punkte bedürfen einer kritischen Betrachtung: Die Datengrundlage sowie die Berechnungsmethodik.

5.1 Datengrundlage

Für die in dieser Arbeit durchgeführte Abschätzung, wie lange das Verteilnetz der zukünftigen Belastung standhält, war es nötig die Kapazität des beziehungsweise des Transformators zu kennen. Zu Beginn war geplant diese Daten vom Verteilnetzbetreiber Stuttgart Netze zu erhalten, um mit den realen Daten rechnen zu können. Leider ist es dem Autor in der Bearbeitungszeit nicht gelungen darüber Auskunft zu erhalten. Im weiteren Verlauf des Forschungsprojektes SektorSim³ soll dies allerdings noch geschehen. Dies hat dazu geführt, dass die Daten abgeschätzt werden mussten. Aufgrund der Vielzahl von Variablen, die die reale Kapazität des Verteilnetzes beeinflussen, musste eine grobe Abschätzung anhand der Anzahl der Haushalte, einer durchschnittlichen Haushaltsanschlussleistung sowie einem Gleichzeitigkeitsfaktor durchgeführt werden. Dies führt jedoch zu einem sehr großen Spektrum an möglichen Ergebnissen. Der Autor hat sich für ein plausibel erscheinendes Ergebnis entschieden. Dies wird allerdings mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht der Realität entsprechen. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse, die sich auf die Transformatorleistung beziehen mit großer Vorsicht zu betrachten. Insbesondere die Berechnung des Zeitpunktes, an dem die Kapazität des Transformators nicht mehr ausreicht, um den Bedarf zu decken erscheint, vor allem im Quartier „Im Buchwald“ für verfrüht.

Ein weiterer Schwachpunkt der Arbeit bezieht sich auf das Phyton-Tool, mit dem die Lade- beziehungsweise Entladeleistung berechnet wurde. Dieses Tool kommt wie bereits erwähnt aus einem Forschungsprojekt, um ein Parkhaus zu simulieren. Aus diesem Grund werden im aktuellen Zustand des Tools nicht Fahrzeuge, sondern Parkplätze simuliert. Dies und die Tatsache, dass die Implementierung des bidirektionalen Ladens über eine Abschätzung statisch zu festgelegten Uhrzeiten implementiert wurde, führt dazu, dass die Ergebnisse für eine erste Abschätzung ausreichend sind, allerdings im Verlauf des Forschungsprojektes noch nachgeschärft werden müssen. Insbesondere die Berücksichtigung des bidirektionalen Ladens sollte neu gedacht werden und das Entladeverhalten so gesteuert werden, dass nicht zu Zeiten, in denen kein Bedarf herrscht, eine Entladung der Batterien stattfindet.

5.2 Berechnung

Die Simulation des Speichers erfolgte in der vorliegenden Arbeit lediglich als ein Quartierspeicher, der den überschüssigen PV-Strom bis zu seiner eigenen Kapazitätsgrenze aufnimmt und bei Bedarf wieder abgibt. Sinnvoll wäre hier allerdings, um das Ziel zu erreichen möglichst viele Lastspitzen abzufedern, den Speicher mit einer Steuerung zu versehen, die dafür sorgt, dass sich der Speicher im Winter zu Zeiten lädt, in denen im Quartier der Bedarf geringer ist, um Strom abgeben zu können, wenn eine Lastspitze entsteht.

Des Weiteren ist die Berechnung lediglich in einer stündlichen Auflösung durchgeführt worden. Begründet ist dies durch das Faktum, dass SimStadt keine kleinere zeitliche

Auflösung erzeugen kann. Daraus resultiert jedoch ein Problem: Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, ist es in Stromnetzen eine Notwendigkeit zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. So müssen auch die Komponenten des Netzes zu jedem Zeitpunkt die übertragene Leistung aufnehmen können. Da jedoch eine Stunde aus sehr vielen Zeitpunkten besteht, ist davon auszugehen, dass innerhalb der Stunden deutlich höhere sowie niedrigere Werte auftreten. Diese erhöhen die benötigte Transformatorleistung.

Für die Errechnung des kritischen Zeitpunktes, an dem die zur Verfügung stehende Transformatorleistung nicht mehr ausreicht, um den Bedarf des Quartiers zu decken, wird lineare Interpolation verwendet. Dies impliziert ein lineares Wachstum. Davon kann jedoch, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, nicht ausgegangen werden. Eine genauere Berechnung war jedoch aus Zeitgründen und im Mangel an genaueren Daten über den Hochlauf der verschiedenen Technologien nicht möglich.

Ein weiterer Punkt, in dem die Simulation voraussichtlich nicht der Realität entspricht, ist das Fehlen einer übergeordneten optimierenden Steuerung. So schreibt das Energiewirtschaftsgesetz in § 14a vor, dass ein Herunterregeln auf ein Mindestmaß an Leistung von großen Verbrauchern wie Wärmepumpen und Wallboxen möglich sein muss. Vorerst soll dies nur in Notfällen geschehen. [12] Es ist allerdings denkbar, dass in Zukunft eine solche Steuerung der großen Verbraucher schon stattfindet, bevor ein Netzengpass auftritt. Dies könnte auch einen großen Einfluss auf die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit haben. Allerdings war es im Rahmen der Bachelorarbeit nicht möglich, solch eine Steuerungslogik zu erarbeiten und in die Simulation zu integrieren.

6 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse der Arbeit lassen sich dahingehend zusammenfassen, dass ein Ausbau der Verteilnetze unabdingbar ist. So zeigen die Ergebnisse der Arbeit, dass in keinem Quartier und in keinem Szenario der aktuelle Ausbaustand der Verteilnetze ausreicht, um die zukünftigen Lasten aufnehmen zu können. Daraus lässt sich schließen, dass, wenn der Ausbau der verschiedenen Technologien tatsächlich so schnell wie prognostiziert von statten geht, die Verteilnetzbetreiber möglichst schnell mit dem Ausbau ihrer Netze beginnen beziehungsweise diesen mit Nachdruck vorantreiben müssen. Insbesondere in Ein- und Zweifamilienhausquartieren, in denen mit einer höheren Durchdringung von Wärmepumpen zu rechnen ist, ist ein Verteilnetz notwendig, dass diese Belastungen aufnehmen kann.

Die Ergebnisse der Arbeit sollten, insofern sie im Forschungsprojekt weiterverwendet werden sollen, unbedingt mit den Daten der Stuttgart Netze und der aktualisierten Park- und Ladesimulation überarbeitet werden. Abgesehen davon können die Ergebnisse der Arbeit als solide erste Abschätzung genutzt werden, um das Verteilnetz eines Quartiers zu betrachten.

Die Arbeit hat ebenso bei der Speicherverwendung große Potenziale aufgedeckt. Hier sollte der Fokus darauf liegen thermische wie auch elektrische Speicher daraufhin zu untersuchen, wie stark die Auswirkungen auf die Spitzenbelastung des Verteilnetzes reduziert werden kann. Ebenso relevant ist die Betrachtung einer Steuerung, die je nach Zielsetzung die einzelnen Verbraucher beziehungsweise die Erzeuger innerhalb des Quartiers steuern kann. So können verschiedene Ziele der Steuerung, durchaus unterschiedliche Ergebnisse liefern. Mögliche Ziele wären die Reduzierung der Spitzenlast im Quartier oder die Optimierung, um möglichst viel des im Netz zur Verfügung stehenden erneuerbaren Stroms zu nutzen.

Quellenverzeichnis

- [1] „Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045 | Bundesregierung“, Die Bundesregierung informiert | Startseite. Zugriffen: 26. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>
- [2] Statista, „CO₂-Emissionen nach Sektoren in Deutschland 2023“, Statista. Zugriffen: 26. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/312450/umfrage/treibhausgasemissionen-in-deutschland-nach-quellgruppe/>
- [3] E.ON, „Bedeutung des Verteilnetzes“. Zugriffen: 26. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eon.com/de/energienetze/bedeutung-des-verteilnetzes.html>
- [4] HFT Stuttgart, „Vorhabenbeschreibung: SektorSim³ - Mobilitäts-, Energie- und Wärmewende im Quartier“. 24. März 2023.
- [5] HFT Stuttgart, „SektorSim³“. Zugriffen: 19. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hft-stuttgart.de/forschung/projekte/aktuell/sektorsim3>
- [6] HFT Stuttgart, „SektorSim³ Quartiersdaten und Definitionen · GitLab“, GitLab. Zugriffen: 21. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://gitlab.rz.hft-stuttgart.de/sektorsim/sektorsim-quartiersdaten-und-definitionen>
- [7] BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Das deutsche Stromnetz“.
- [8] P. Konstantin und M. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, 5., Aktualisierte Auflage. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2023.
- [9] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, 7. Auflage. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2022.
- [10] TransnetBW, „Ultranet - Projektporträt“, Strom | Netz | Sicherheit. Zugriffen: 27. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet/projektportraet>
- [11] Bundesnetzagentur, „SMARD | Übertragungsnetzbetreiber“. Zugriffen: 28. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/205184>
- [12] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. 2024.
- [13] Statista, „Stromnetzbetreiber Deutschland“. 2023.
- [14] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 4., Vollst. überarb. und erw. Aufl. in SpringerLink. Berlin, Heidelberg: Springer, 2015.

- [15] BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Ein Stromnetz für die Energiewende“. Zugriffen: 27. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>
- [16] Umweltbundesamt, „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Umweltbundesamt. Zugriffen: 20. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>
- [17] *Klimaschutzgesetz (KSG)*. 2019.
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“. 27. Juli 2023.
- [19] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), „BEE-Wärmeszenario 2045“, BEE-EV.DE. Zugriffen: 20. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-waermeszenario-2045>
- [20] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., „Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen“. 30. Januar 2023.
- [21] Europäisches Parlament, „EU-Verkaufsverbot für neue Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2035 – Was bedeutet das?“, Themen | Europäisches Parlament. Zugriffen: 20. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20221019STO44572/verkaufsverbot-fur-neue-benzin-und-dieselfahrzeuge-ab-2035-was-bedeutet-das>
- [22] Prognos AG, Öko-Institut e. V., und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, „Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“. Juni 2021.
- [23] T. Wawer, *Elektrizitätswirtschaft: eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Gabler, 2022.
- [24] Next Kraftwerke GmbH, „Was unterscheidet die Sekundärreserve von Primär- oder Minutenreserve und wie wird die SRL vergütet? Lesen Sie hier mehr inkl. stets aktualisierter SRL-Preise.“ Zugriffen: 25. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve>
- [25] „PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft - 2017 - Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Ba.pdf“.
- [26] J. Stute und M. Klobasa, „How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? - Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements“, *Energy Policy*, Bd. 189, S. 114062, Juni 2024, doi: 10.1016/j.enpol.2024.114062.
- [27] M. Wettingfeld, P. Martin, und F. Collmer, „Redispatch im deutschen Stromsystem - Hintergründe, Kostenverteilung, Emissionen“. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) e.V. Zugriffen: 25. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://foes.de/publikationen/2023/2023_09_FOES_Redispatch.pdf

- [28] B. Valov, *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*, 2. Auflage. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Verlag, 2022.
- [29] R. Velik, „The Influence of Battery Storage Size on Photovoltaics Energy Self-Consumption for Grid-Connected Residential Buildings“, *Int. J. Adv. Renew. Energy Res.*, Bd. 2, Okt. 2013.
- [30] J. Conrad und S. Greif, „Modelling Load Profiles of Heat Pumps“, *Energies*, Bd. 12, Nr. 4, Art. Nr. 4, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12040766.
- [31] M. Akmal, B. Fox, J. D. Morrow, und T. Littler, „Impact of heat pump load on distribution networks“, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Bd. 8, Nr. 12, S. 2065–2073, Dez. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0056.
- [32] Netze BW GmbH, „Netzlabor e-mobility Allee Abschlussbericht“. Zugegriffen: 27. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/b27c1dfebde5cb4d48bbae4244d8e401/netzlabor-e-mobility-allee-abschlussbericht.pdf>
- [33] Bundesnetzagentur, „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022“, Juli 2023.
- [34] C. Stan, *Klimagerechte Energieszenarien der Zukunft: Mobilität, Heizung, Industrie - mehr als nur Elektroautos, luftsaugende Wärmepumpen und Windräderstrom*. in *SDG - Forschung, Konzepte, Lösungsansätze zur Nachhaltigkeit*. Berlin: Springer Vieweg, 2024.
- [35] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., „Funktion & Wärmequellen“. Zugegriffen: 7. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/>
- [36] B. Wille-Hausmann, A. Groß, und M. Antretter, „Leitfaden »Bidirektionales Laden« Status, Trends und Potenziale“.
- [37] Landeshauptstadt Stuttgart, „Stuttgarter Stadtplan“, Landeshauptstadt Stuttgart. Zugegriffen: 19. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stuttgart.de/leben/bauen/geoportal/stuttgart-maps.php>
- [38] Landeshauptstadt Stuttgart, „Stuttgart in Zahlen“, Landeshauptstadt Stuttgart. Zugegriffen: 19. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stuttgart.de/service/statistik-und-wahlen/stuttgart-in-zahlen.php>
- [39] Google Earth, „Google Earth Pro Ausschnitt“.
- [40] Landeshauptstadt Stuttgart, „Kleinräumige Gliederung - OpenData@Stuttgart“. Zugegriffen: 28. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://opendata.stuttgart.de/dataset/kleinraumige-gliederung>
- [41] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, „Open Data - basemap.de“. Zugegriffen: 28. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lgl-bw.de/Produkte/Open-Data/index.html>
- [42] U. Eicker u. a., „SimStadt - Energiesimulation von Stadtquartieren : Schlussbericht“, Stuttgart, 2016. doi: 10.2314/GBV:873316509.

- [43] „Uckelmann et al. - 2022 - Forschungsbericht Smart_E_Park SmartGrid E-Parkhaus.pdf“.
- [44] TME Germany GmbH, „Anschlussleistung und wie man sie ermittelt“. Zugegriffen: 30. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tme.eu/de/news/library-articles/page/44750/anschlussleistung-und-wie-man-sie-ermittelt/>
- [45] M. Arnold, „Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren“, 2018.
- [46] Netze BW GmbH, „Zusatzinformationen zu Verlustklassen“. Zugegriffen: 30. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4P9lxW1gOtSSj7AhjOTD1o/416974dd9de2546a85281ceb477340d2/Zusatzinformationen_zu_Verlustklassen.pdf

Anhänge

ANHANG 1: KENNZAHLEN HOCHLÄUFE	XIII
ANHANG 2: ERGEBNISSE UND BERECHNUNGEN.....	XIV
ANHANG 3: ERGEBNISSE PV-POTENZIAL.....	XIX
ANHANG 4: BELEGUNGSKURVEN PARK- UND LADESIMULATION	XXI
ANHANG 5: ERGEBNISSE PARK- UND LADESIMULATION	XXII
ANHANG 6: LASTGÄNGE DER QUARTIERE TÄGLICH / JÄHRLICH	XXIV
ANHANG 7: SPEICHERFÜLLSTÄNDE	XXX
ANHANG 8: LASTGANG WÄRMEPUMPE.....	XXXIII

Anhang 1: Kennzahlen Hochläufe

Vorläufige Kennzahlen für die Simulation

Stand 18.04.2024

Für 2023

Nr.	Quartiersarchetypen	PV [Anteil Gebäude mit PV-Anlage]	WP [Anteil Gebäude mit WP]	E-Mob [BEV pro 1000 EW]	Sanierungsrate [1] [Anteil der sanierten Bestandsgebäude]
QA1	Ein-/ZweifamilienhausQuartier	9.77%	12.03%	10.9794	40%
QA2	Mehrgeschossiger Wohnungsbau	9.47%	5.79%	10.6201	40%
QA3	Innenstadt Wohnen	4.81%	6.24%	15.3099	40%
QA4	Großer Wohnungsbau	4.34%	4.73%	12.0804	40%
QA5	Wohn- Geschäfts-/Bürozentrum	1.96%	5.77%	31.9611	40%
QA6	Stadtnahe Gewerbe	66.45%	8.51%	10.2793	40%
QA7	Industrie- und Gewerbeparks	38.56%	4.33%	6.2102	40%

Für 2035

Nr.	Quartiersarchetypen	PV [Anteil Gebäude mit PV-Anlage]	WP [Anteil Gebäude mit WP]	E-Mob [BEV pro 1000 EW]	Sanierungsrate [1] [Anteil der sanierten Bestandsgebäude]
QA1	Ein-/ZweifamilienhausQuartier	85.35%	44.45%	410.0718	61%
QA2	Mehrgeschossiger Wohnungsbau	83.48%	46.28%	391.6706	61%
QA3	Innenstadt Wohnen	42.16%	46.60%	312.3298	61%
QA4	Großer Wohnungsbau	40.28%	44.65%	390.4678	61%
QA5	Wohn- Geschäfts-/Bürozentrum	16.78%	45.49%	403.8324	61%
QA6	Stadtnahe Gewerbe	100%	45.31%	392.1094	61%
QA7	Industrie- und Gewerbeparks	100%	40.86%	453.4645	61%

Für 2045

Nr.	Quartiersarchetypen	PV [Anteil Gebäude mit PV-Anlage]	WP [Anteil Gebäude mit WP]	E-Mob [BEV pro 1000 EW]	Sanierungsrate [1] [Anteil der sanierten Bestandsgebäude]
QA1	Ein-/ZweifamilienhausQuartier	100%	45.93%	538.6840	72%
QA2	Mehrgeschossiger Wohnungsbau	100%	52.64%	514.7834	72%
QA3	Innenstadt Wohnen	100%	53.25%	449.2710	72%
QA4	Großer Wohnungsbau	100%	49.71%	522.8631	72%
QA5	Wohn- Geschäfts-/Bürozentrum	73.76%	52.16%	628.8811	72%
QA6	Stadtnahe Gewerbe	100%	52.37%	513.8815	72%
QA7	Industrie- und Gewerbeparks	100%	45.48%	555.3199	72%

[1] Luderer, G., Kost, C., Sörgel, D. (Eds.) (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich, (Ariadne-Report), Potsdam : Potsdam Institute for Climate Impact Research, 359 p. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>

Abbildung 26: Kennzahlen Hochläufe

Quelle: Forschungsprojekt SektorSim³

Anhang 2: Ergebnisse und Berechnungen

Nachfolgend werden beispielsweise die ersten sieben Tage der Rohdaten für das Quartier „Im Buchwald“ aus SimStadt angehängt. Die vollständigen Rohdaten, wie auch die Excel-Datei, mit der die für die vorliegenden Arbeit notwendigen Rechnungen durchgeführt wurden, können unter dem folgenden GitLab Link heruntergeladen werden. Dies ist allerdings nur für Mitarbeiter des Forschungsprojekts SektorSim³ möglich.

https://gitlab.rz.hft-stuttgart.de/sektorsim/sektorsim-quartierssimulation/-/tree/main/Wissenschaftliche%20Studienarbeit?ref_type=heads

Tabelle 10: Beispielhafter Auszug der Berechnungen aus SimStadt, für das Quartier „im Buchwald“

Quelle: Eigene Berechnung mit SimStadt

	PV_potential	load_profile	heatpump_electricity	balance
01.01.22 00:00	0	0,188039	1,005578311	-1,193617311
01.01.22 01:00	0	0,181598	1,026176089	-1,207774089
01.01.22 02:00	0	0,157724	1,042608406	-1,200332406
01.01.22 03:00	0	0,153872	1,099474686	-1,253346686
01.01.22 04:00	0	0,14684	1,013717886	-1,160557886
01.01.22 05:00	0	0,191878	0,999314367	-1,191192367
01.01.22 06:00	0	0,326669	1,000891619	-1,327560619
01.01.22 07:00	0	0,430585	1,18294666	-1,61353166
01.01.22 08:00	0	0,511096	1,106185539	-1,617281539
01.01.22 09:00	0,15354	0,697551	1,034881015	-1,578892015
01.01.22 10:00	0,14084	0,654832	0,956504593	-1,470496593
01.01.22 11:00	0,38561	0,842898	0,823527663	-1,280815663
01.01.22 12:00	0,32368	0,808757	0,704051871	-1,189128871
01.01.22 13:00	0,3833	0,599716	0,617525197	-0,833941197
01.01.22 14:00	0,13578	0,612629	0,557885837	-1,034734837
01.01.22 15:00	0,1917	0,696919	0,587289907	-1,092508907
01.01.22 16:00	0,09608	0,765289	0,632284235	-1,301493235
01.01.22 17:00	0	0,903608	0,649976319	-1,553584319
01.01.22 18:00	0	0,876189	0,691410444	-1,567599444
01.01.22 19:00	0	0,809273	0,662151444	-1,471424444
01.01.22 20:00	0	0,614656	0,690826129	-1,305482129
01.01.22 21:00	0	0,524559	0,72873742	-1,25329642
01.01.22 22:00	0	0,361604	0,700491151	-1,062095151
01.01.22 23:00	0	0,232156	0,770017664	-1,002173664
02.01.22 00:00	0	0,18569	0,636945081	-0,822635081
02.01.22 01:00	0	0,181068	0,629749361	-0,810817361
02.01.22 02:00	0	0,152932	0,702683312	-0,855615312
02.01.22 03:00	0	0,151202	0,743865437	-0,895067437
02.01.22 04:00	0	0,150713	0,781035261	-0,931748261
02.01.22 05:00	0	0,197864	0,833544839	-1,031408839

Anhang 2: Ergebnisse und Berechnungen

02.01.22 06:00	0	0,325862	0,920038502	-1,245900502
02.01.22 07:00	0	0,43103	1,185454892	-1,616484892
02.01.22 08:00	0	0,522377	1,178675804	-1,701052804
02.01.22 09:00	0,00689	0,695514	1,12207937	-1,81070337
02.01.22 10:00	0	0,631686	1,135591711	-1,767277711
02.01.22 11:00	0,15405	0,819661	1,084852708	-1,750463708
02.01.22 12:00	0,04777	0,804051	1,066843656	-1,823124656
02.01.22 13:00	0,28949	0,606004	1,029976851	-1,346490851
02.01.22 14:00	0,18625	0,614635	1,036388306	-1,464773306
02.01.22 15:00	0	0,677893	1,0864921	-1,7643851
02.01.22 16:00	0	0,776246	1,127752596	-1,903998596
02.01.22 17:00	0	0,906951	1,212547962	-2,119498962
02.01.22 18:00	0	0,911116	1,33304226	-2,24415826
02.01.22 19:00	0	0,844739	1,377802941	-2,222541941
02.01.22 20:00	0	0,616203	1,427666849	-2,043869849
02.01.22 21:00	0	0,526133	1,550979509	-2,077112509
02.01.22 22:00	0	0,360435	1,662360815	-2,022795815
02.01.22 23:00	0	0,224094	1,674410806	-1,898504806
03.01.22 00:00	0	0,185419	1,461519028	-1,646938028
03.01.22 01:00	0	0,17949	1,4181848	-1,5976748
03.01.22 02:00	0	0,157115	1,362368126	-1,519483126
03.01.22 03:00	0	0,157436	1,329092993	-1,486528993
03.01.22 04:00	0	0,151909	1,306715943	-1,458624943
03.01.22 05:00	0	0,195741	1,364706835	-1,560447835
03.01.22 06:00	0	0,321326	1,419836071	-1,741162071
03.01.22 07:00	0	0,430134	1,595143016	-2,025277016
03.01.22 08:00	0	0,504281	1,63209636	-2,13637736
03.01.22 09:00	0,00072	0,705661	1,485077776	-2,190018776
03.01.22 10:00	0	0,637959	1,354817295	-1,992776295
03.01.22 11:00	0,18112	0,822823	1,30214891	-1,94385191
03.01.22 12:00	0,29158	0,79137	1,277004241	-1,776794241
03.01.22 13:00	0,41637	0,618773	1,177608619	-1,380011619
03.01.22 14:00	0,2617	0,60035	1,193385812	-1,532035812
03.01.22 15:00	0,07108	0,691469	1,17281205	-1,79320105
03.01.22 16:00	0,00034	0,750206	1,180741988	-1,930607988
03.01.22 17:00	0	0,906744	1,298298725	-2,205042725
03.01.22 18:00	0	0,870667	1,303232009	-2,173899009
03.01.22 19:00	0	0,810203	1,336155254	-2,146358254
03.01.22 20:00	0	0,615038	1,39645029	-2,01148829
03.01.22 21:00	0	0,514349	1,425871225	-1,940220225
03.01.22 22:00	0	0,360207	1,458284943	-1,818491943
03.01.22 23:00	0	0,226042	1,442881371	-1,668923371

Anhang 2: Ergebnisse und Berechnungen

04.01.22 00:00	0	0,179655	1,149074613	-1,328729613
04.01.22 01:00	0	0,179036	1,174006959	-1,353042959
04.01.22 02:00	0	0,153524	1,205092869	-1,358616869
04.01.22 03:00	0	0,151916	1,238988128	-1,390904128
04.01.22 04:00	0	0,147677	1,232026815	-1,379703815
04.01.22 05:00	0	0,193933	1,254024403	-1,447957403
04.01.22 06:00	0	0,329415	1,331480552	-1,660895552
04.01.22 07:00	0	0,446533	1,569178542	-2,015711542
04.01.22 08:00	0	0,532061	1,572398343	-2,104459343
04.01.22 09:00	0,0073	0,69534	1,49582877	-2,18386877
04.01.22 10:00	0,05746	0,633325	1,341792265	-1,917657265
04.01.22 11:00	0,30725	0,811214	1,252511876	-1,756475876
04.01.22 12:00	0,23985	0,800948	1,110653054	-1,671751054
04.01.22 13:00	0,20513	0,587083	1,024769437	-1,406722437
04.01.22 14:00	0,1219	0,628754	0,985883128	-1,492737128
04.01.22 15:00	0,00693	0,696962	1,040049313	-1,730081313
04.01.22 16:00	0,15824	0,771152	1,115839324	-1,728751324
04.01.22 17:00	0	0,885269	1,110685726	-1,995954726
04.01.22 18:00	0	0,871439	1,061172027	-1,932611027
04.01.22 19:00	0	0,794105	1,081565609	-1,875670609
04.01.22 20:00	0	0,594164	1,094642766	-1,688806766
04.01.22 21:00	0	0,521774	1,122309216	-1,644083216
04.01.22 22:00	0	0,363323	1,164122994	-1,527445994
04.01.22 23:00	0	0,223492	1,253782609	-1,477274609
05.01.22 00:00	0	0,187092	1,051869152	-1,238961152
05.01.22 01:00	0	0,183481	1,007671277	-1,191152277
05.01.22 02:00	0	0,156362	1,075740862	-1,232102862
05.01.22 03:00	0	0,153108	1,115519557	-1,268627557
05.01.22 04:00	0	0,147121	1,154121853	-1,301242853
05.01.22 05:00	0	0,189717	1,096078466	-1,285795466
05.01.22 06:00	0	0,314935	1,110087275	-1,425022275
05.01.22 07:00	0	0,422652	1,383779471	-1,806431471
05.01.22 08:00	0	0,515502	1,323537221	-1,839039221
05.01.22 09:00	0	0,694083	1,270802248	-1,964885248
05.01.22 10:00	0,0136	0,632804	1,249519743	-1,868723743
05.01.22 11:00	0,00985	0,812546	1,313117707	-2,115813707
05.01.22 12:00	0,01174	0,788831	1,248699793	-2,025790793
05.01.22 13:00	0,02326	0,576025	1,252338877	-1,805103877
05.01.22 14:00	0,02212	0,608842	1,266972197	-1,853694197
05.01.22 15:00	0,0016	0,715409	1,338529652	-2,052338652
05.01.22 16:00	0	0,789306	1,311154044	-2,100460044
05.01.22 17:00	0	0,879038	1,333569268	-2,212607268

Anhang 2: Ergebnisse und Berechnungen

05.01.22 18:00	0	0,892268	1,324559034	-2,216827034
05.01.22 19:00	0	0,832745	1,314242581	-2,146987581
05.01.22 20:00	0	0,63189	1,384460452	-2,016350452
05.01.22 21:00	0	0,518648	1,415254454	-1,933902454
05.01.22 22:00	0	0,360527	1,438032306	-1,798559306
05.01.22 23:00	0	0,217556	1,533523431	-1,751079431
06.01.22 00:00	0	0,200737	1,26895457	-1,46969157
06.01.22 01:00	0	0,16598	1,268111033	-1,434091033
06.01.22 02:00	0	0,178655	1,295006974	-1,473661974
06.01.22 03:00	0	0,175103	1,307764003	-1,482867003
06.01.22 04:00	0	0,159529	1,313009656	-1,472538656
06.01.22 05:00	0	0,142643	1,303685916	-1,446328916
06.01.22 06:00	0	0,172091	1,299227575	-1,471318575
06.01.22 07:00	0	0,298196	1,578028235	-1,876224235
06.01.22 08:00	0	0,42801	1,454925986	-1,882935986
06.01.22 09:00	0,00015	0,399778	1,363744082	-1,763372082
06.01.22 10:00	0,2012	0,388108	1,21203688	-1,39894488
06.01.22 11:00	0,30433	0,411023	1,03832889	-1,14502189
06.01.22 12:00	0,37832	0,358555	0,944683188	-0,924918188
06.01.22 13:00	0,35913	0,250436	0,869863158	-0,761169158
06.01.22 14:00	0,21653	0,289758	0,768935192	-0,842163192
06.01.22 15:00	0,1953	0,285344	0,844972779	-0,935016779
06.01.22 16:00	0,10601	0,274956	0,875032802	-1,043978802
06.01.22 17:00	0	0,312433	0,97081653	-1,28324953
06.01.22 18:00	0	0,385794	1,074160618	-1,459954618
06.01.22 19:00	0	0,341281	1,051529997	-1,392810997
06.01.22 20:00	0	0,301945	1,067828202	-1,369773202
06.01.22 21:00	0	0,262431	1,10347616	-1,36590716
06.01.22 22:00	0	0,237961	1,136772165	-1,374733165
06.01.22 23:00	0	0,204701	1,092910607	-1,297611607
07.01.22 00:00	0	0,203109	0,863448839	-1,066557839
07.01.22 01:00	0	0,177429	0,88800849	-1,06543749
07.01.22 02:00	0	0,164876	0,980975669	-1,145851669
07.01.22 03:00	0	0,162162	0,950524492	-1,112686492
07.01.22 04:00	0	0,150567	0,99648169	-1,14704869
07.01.22 05:00	0	0,146171	1,018225304	-1,164396304
07.01.22 06:00	0	0,155181	1,041386945	-1,196567945
07.01.22 07:00	0	0,22452	1,347370417	-1,571890417
07.01.22 08:00	0	0,324521	1,448767135	-1,773288135
07.01.22 09:00	0,02953	0,334675	1,385004853	-1,690149853
07.01.22 10:00	0,11627	0,309111	1,298263525	-1,491104525
07.01.22 11:00	0,13255	0,245245	1,208429161	-1,321124161

Anhang 2: Ergebnisse und Berechnungen

07.01.22 12:00	0,31346	0,288835	1,117425158	-1,092800158
07.01.22 13:00	0,42715	0,289886	0,999891134	-0,862627134
07.01.22 14:00	0,46079	0,285958	0,979114618	-0,804282618
07.01.22 15:00	0,18736	0,243367	1,023930097	-1,079937097
07.01.22 16:00	0,04031	0,258821	1,042153361	-1,260664361
07.01.22 17:00	0	0,275742	1,187190827	-1,462932827
07.01.22 18:00	0	0,400934	1,23816597	-1,63909997
07.01.22 19:00	0	0,432108	1,308661934	-1,740769934
07.01.22 20:00	0	0,374465	1,397609153	-1,772074153
07.01.22 21:00	0	0,394299	1,504026955	-1,898325955
07.01.22 22:00	0	0,334323	1,545655868	-1,879978868
07.01.22 23:00	0	0,227694	1,567761444	-1,795455444

Anhang 3: Ergebnisse PV-Potenzial

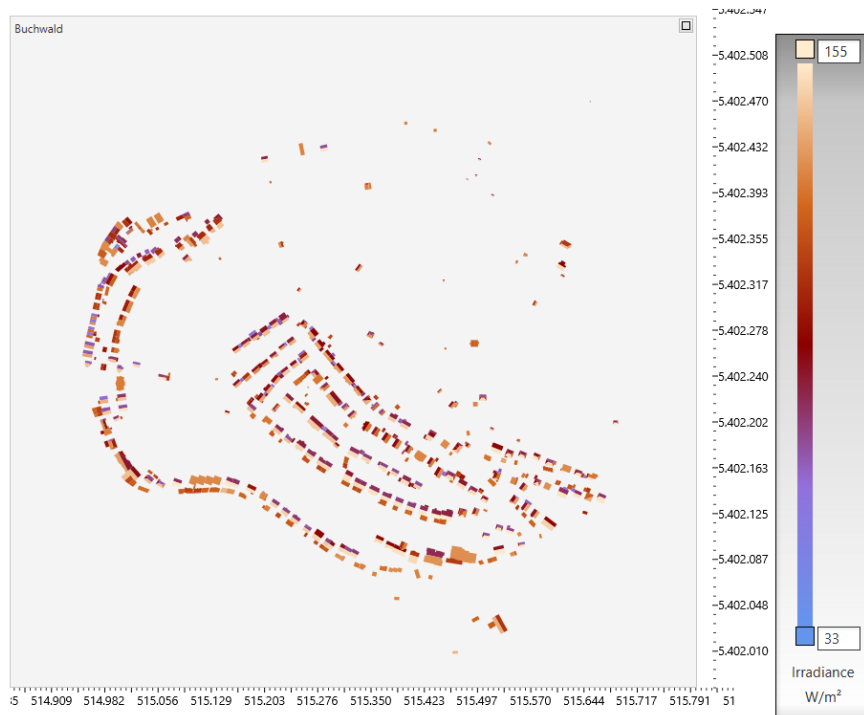


Abbildung 27: Durchschnittliche solare Einstrahlung im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung, mit SimStadt generiert

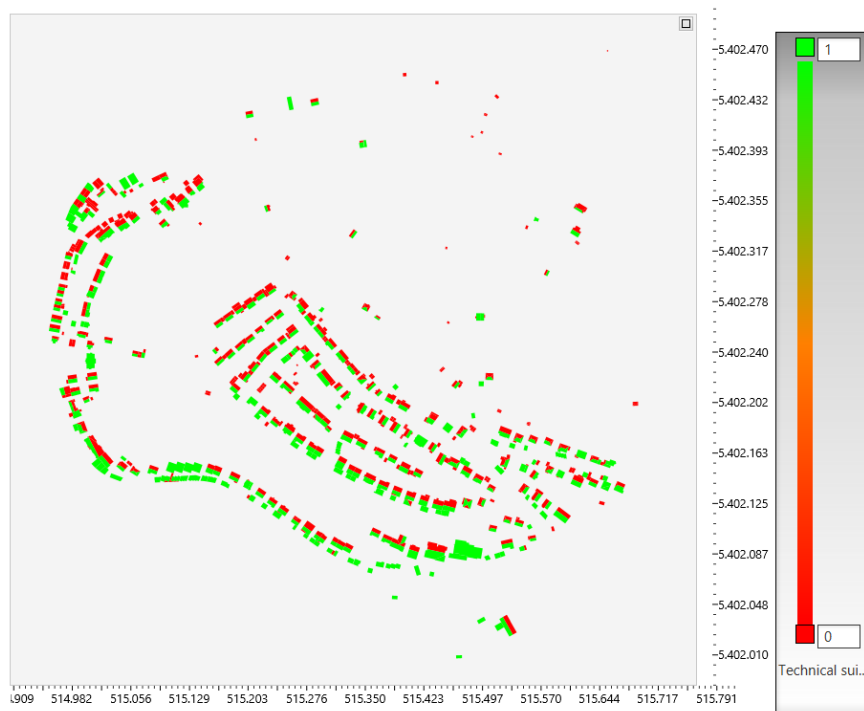


Abbildung 28: Von SimStadt mit PV-Anlagen belegte Dächer im Quartier „Im Buchwald“

Quelle: Eigene Darstellung, mit SimStadt generiert

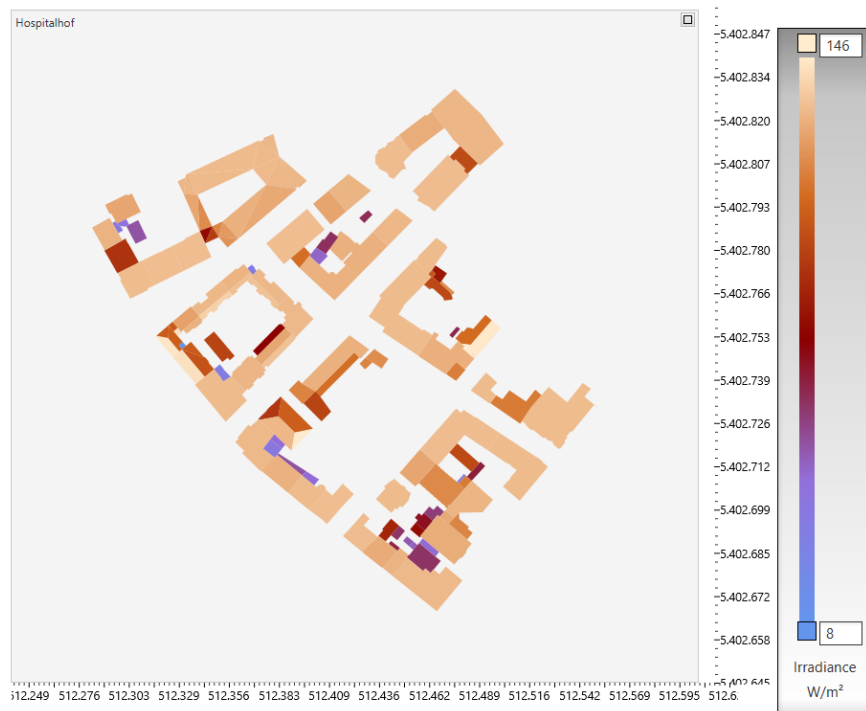


Abbildung 29: Durchschnittliche Solare Einstrahlung im Quartier „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Darstellung, mit SimStadt generiert

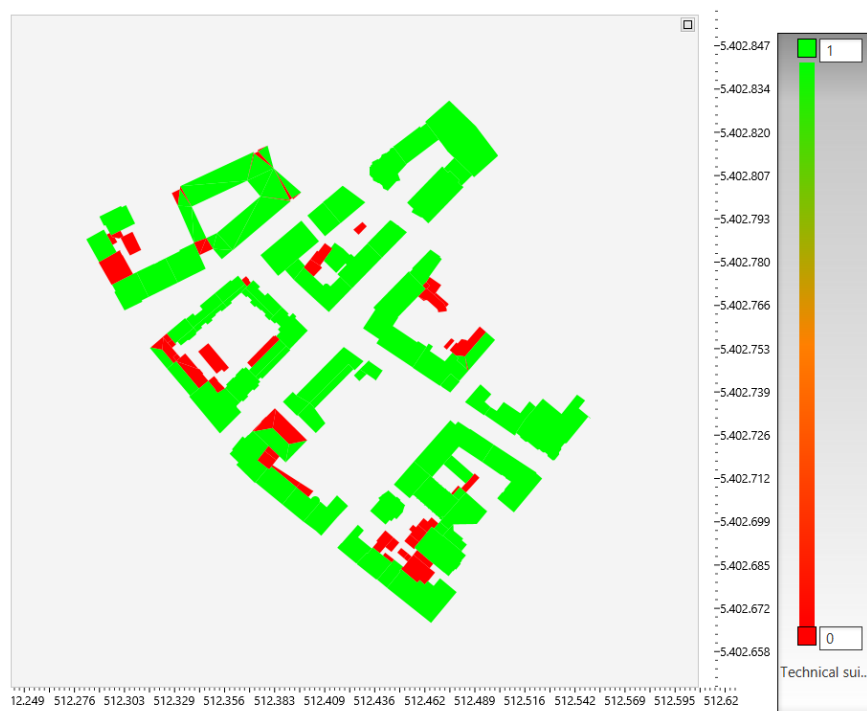


Abbildung 30: Von SimStadt mit PV-Anlagen belegte Dächer im Quartier „Hospitalhof“

Quelle: Eigene Darstellung, mit SimStadt generiert

Anhang 4: Belegungskurven Park- und Ladesimulation

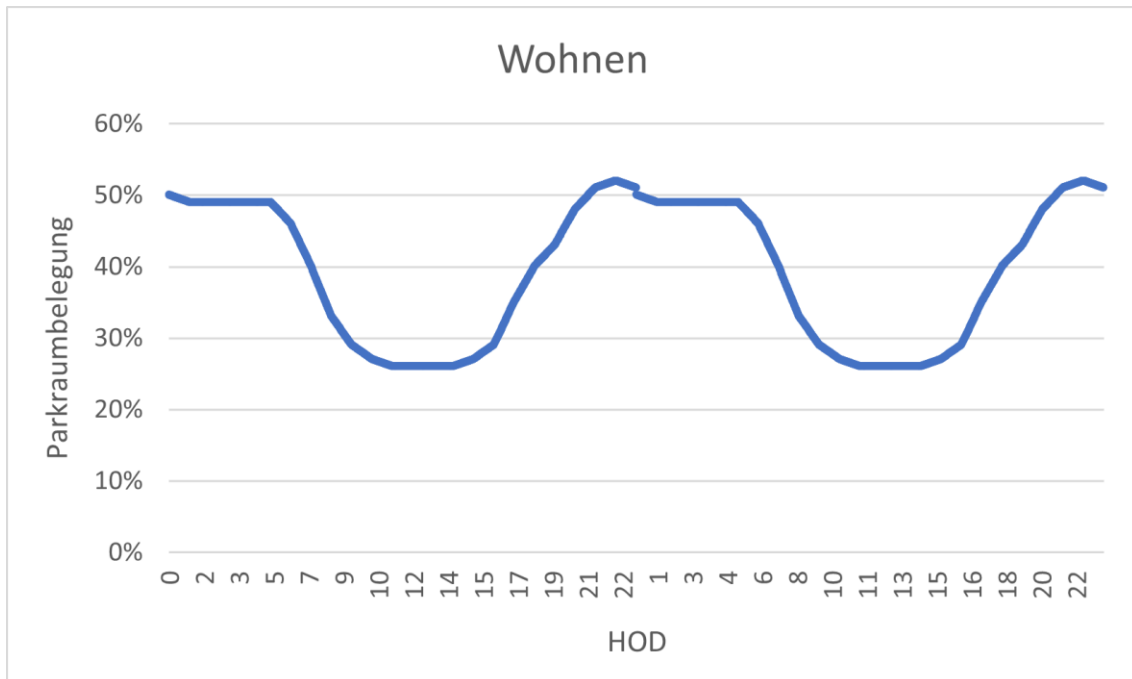


Abbildung 31: Belegungskurve Quartiersarchetyp 1 über zwei Tage

Quelle: Forschungsprojekt SektorSim³

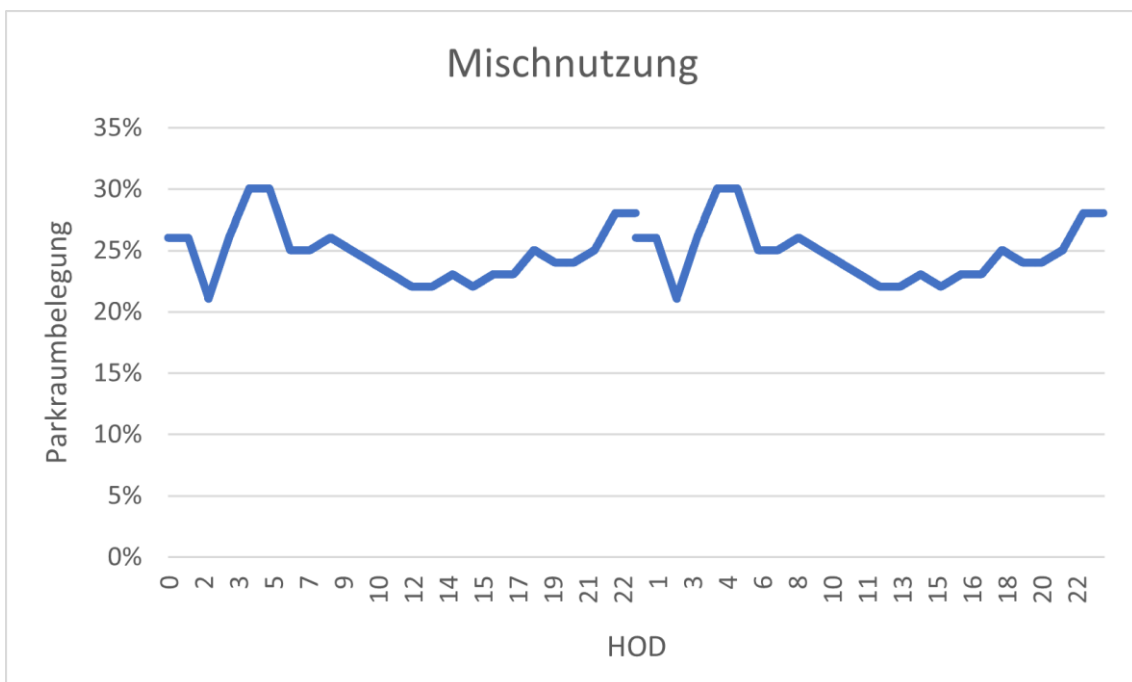


Abbildung 32: Belegungskurve Quartiersarchetyp 5 über zwei Tage

Quelle: Forschungsprojekt SektorSim³

Anhang 5: Ergebnisse Park- und Ladesimulation

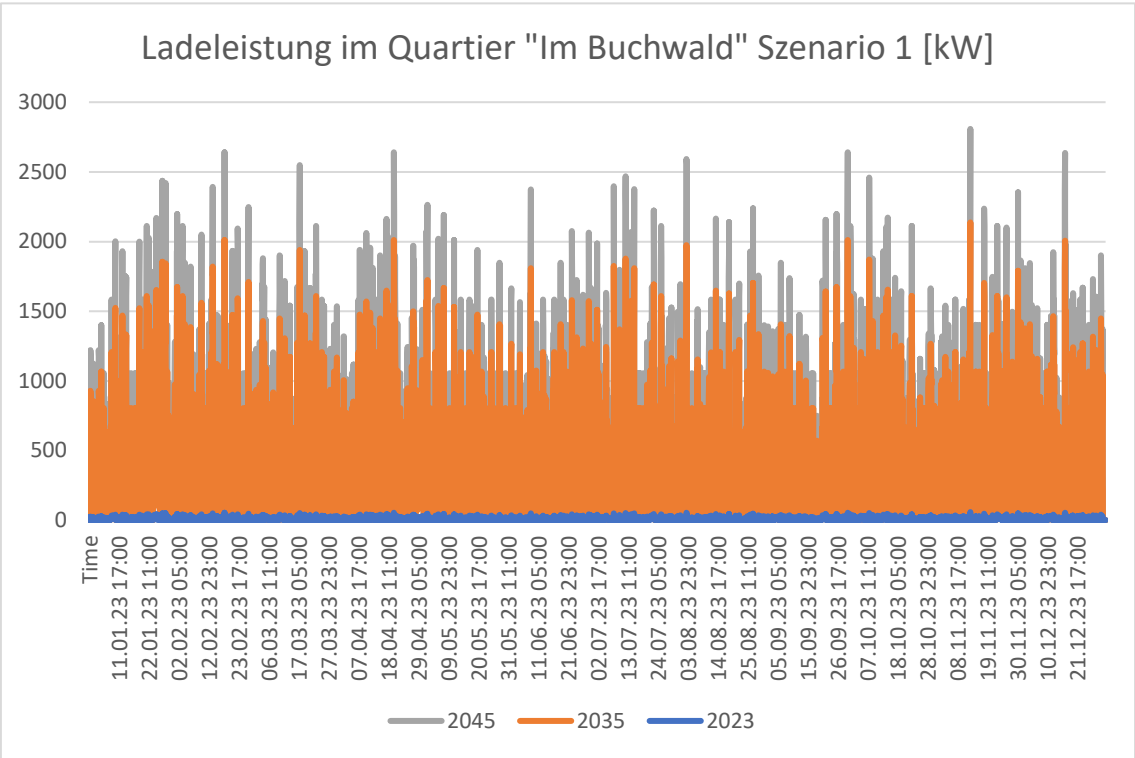


Abbildung 33: Ladeleistung im Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1

Quelle: Eigene Darstellung

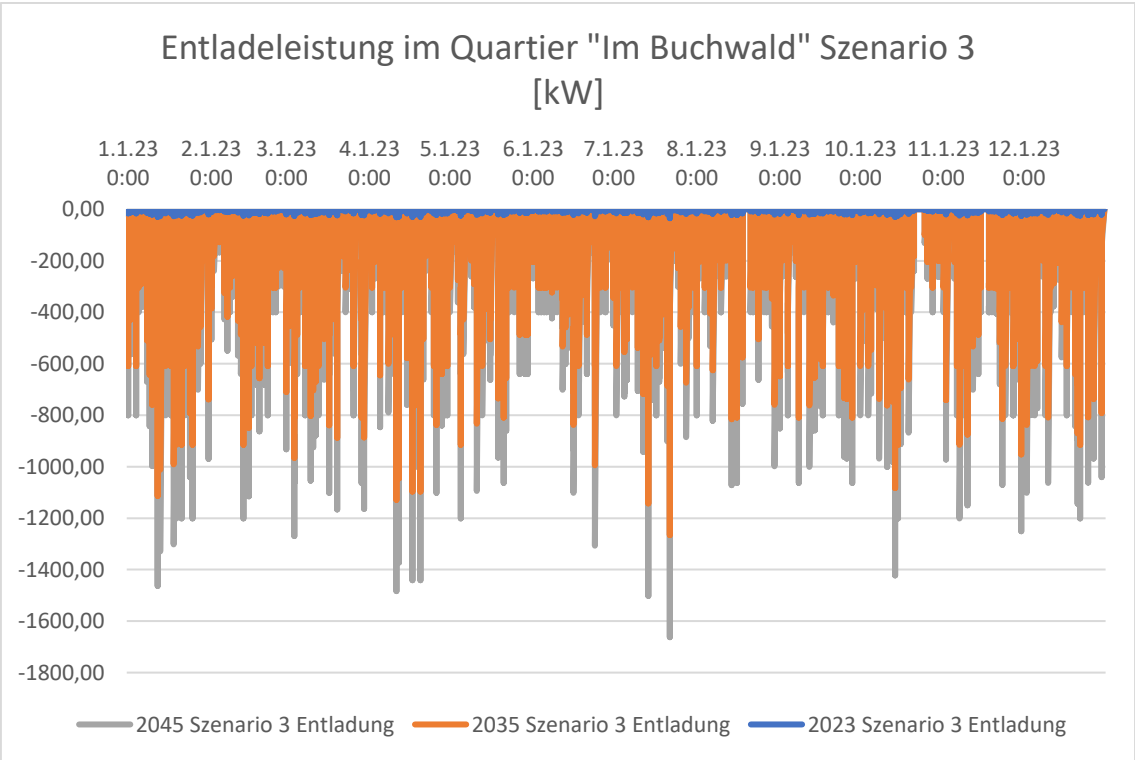


Abbildung 34: Entladeleistung im Quartier „Im Buchwald“ Szenario 3

Quelle: Eigene Darstellung

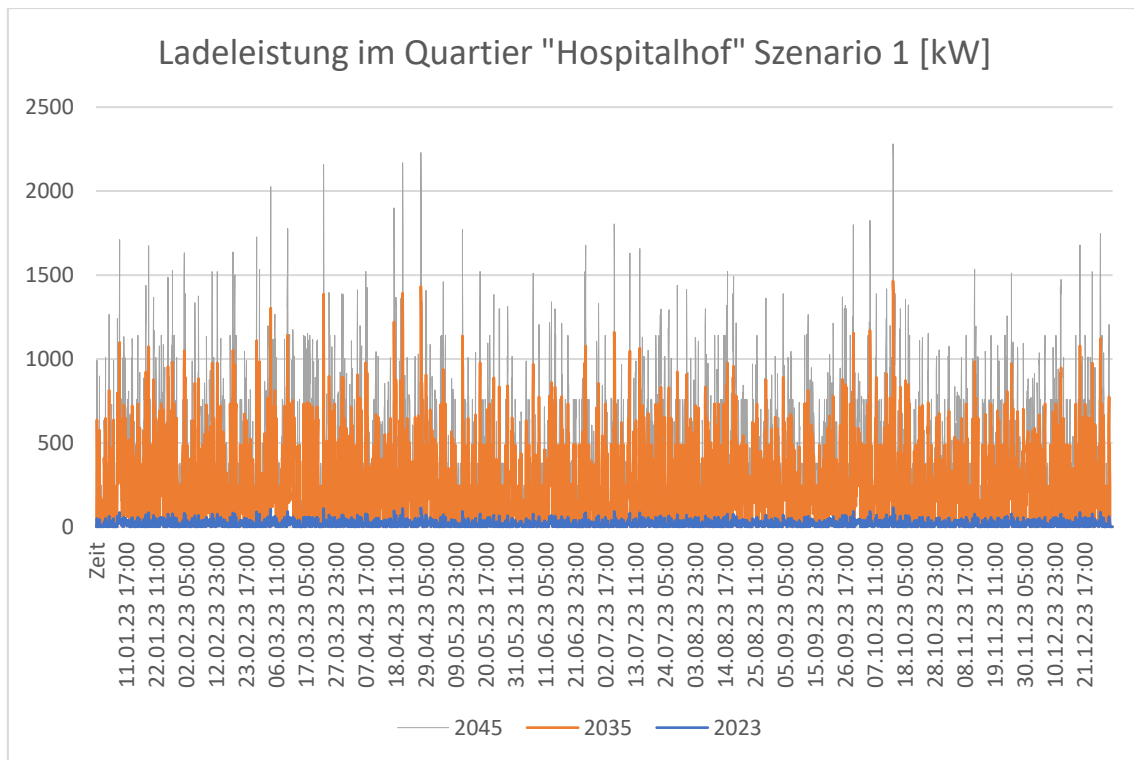


Abbildung 35: Ladeleistung im Quartier „Hospitalhof“ Szenario 1

Quelle: Eigene Darstellung

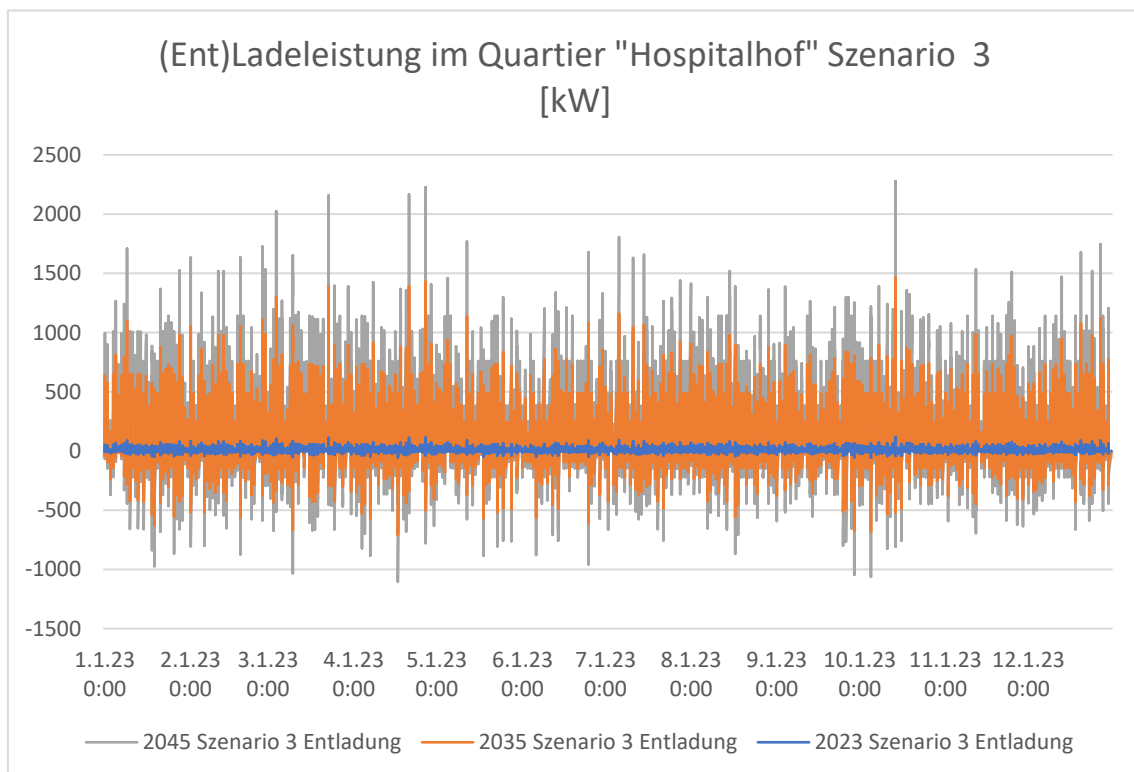


Abbildung 36: Entladeleistung im Quartier „Hospitalhof“ Szenario 3

Quelle: Eigene Darstellung

Anhang 6: Lastgänge der Quartiere täglich / jährlich

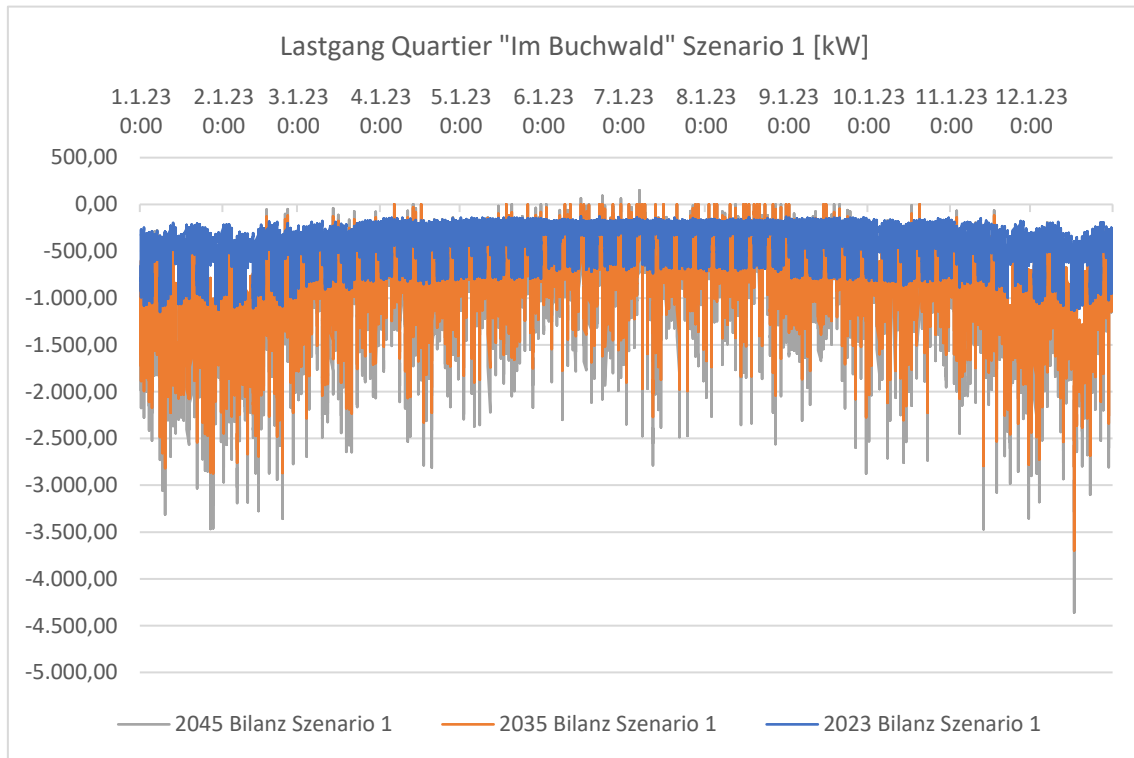


Abbildung 37: Lastgang Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

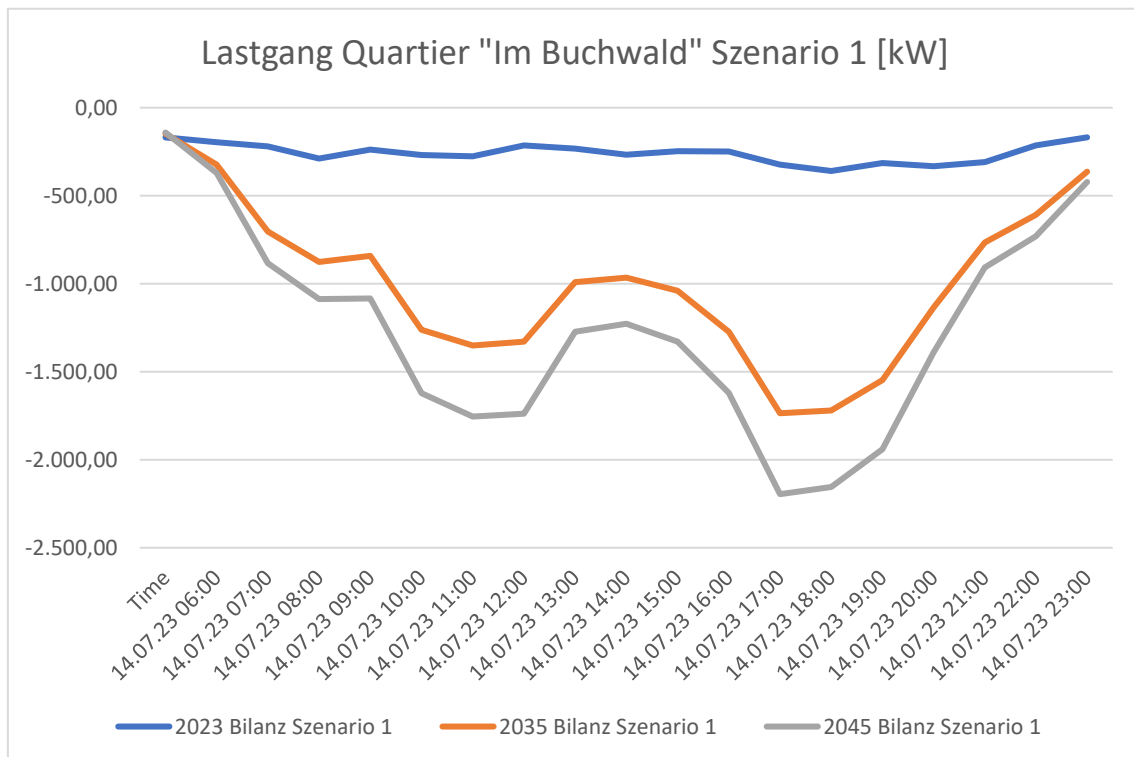


Abbildung 38: Lastgang am 14.07. Quartier „Im Buchwald“ Szenario 1 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

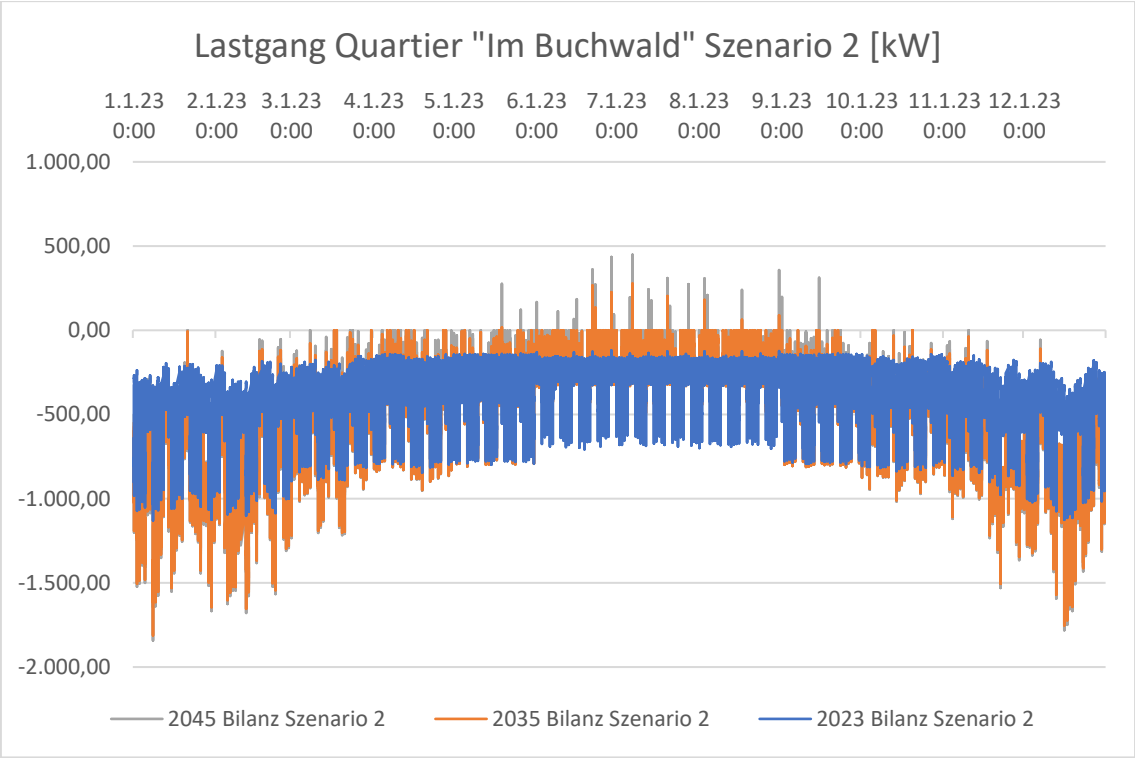


Abbildung 39: Lastgang Quartier "Im Buchwald" Szenario 2 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

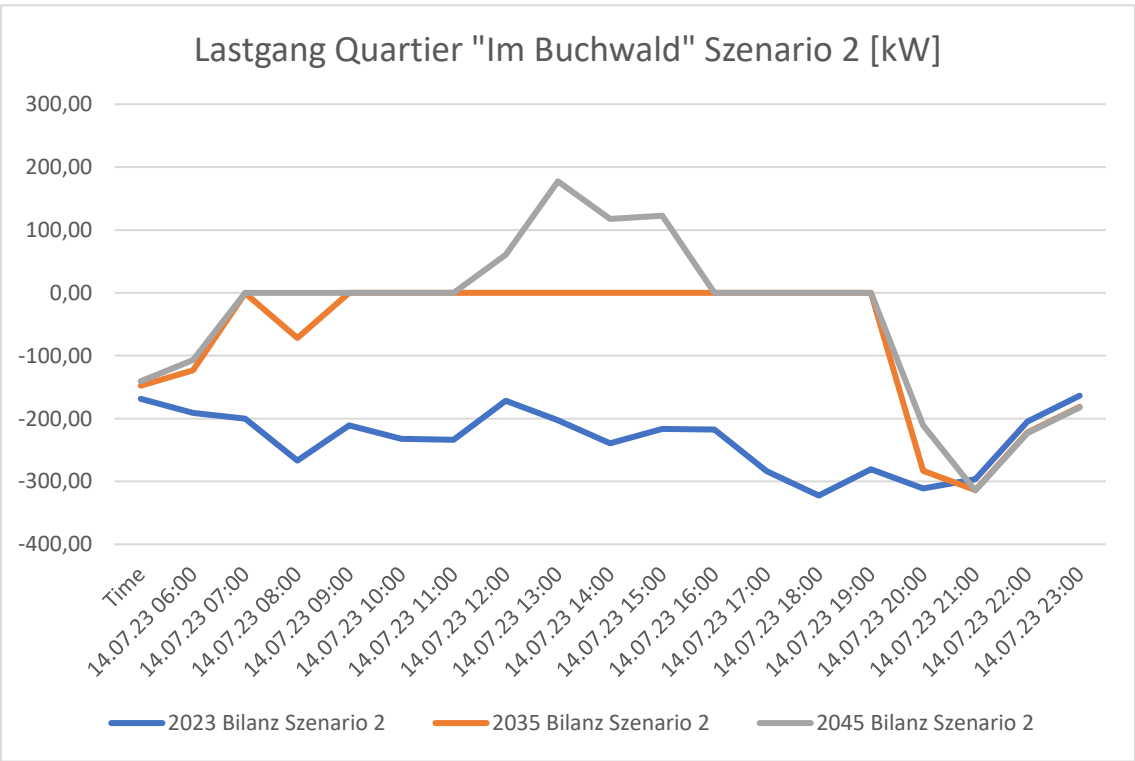


Abbildung 40: Lastgang am 14.07. Quartier "Im Buchwald" Szenario 2 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

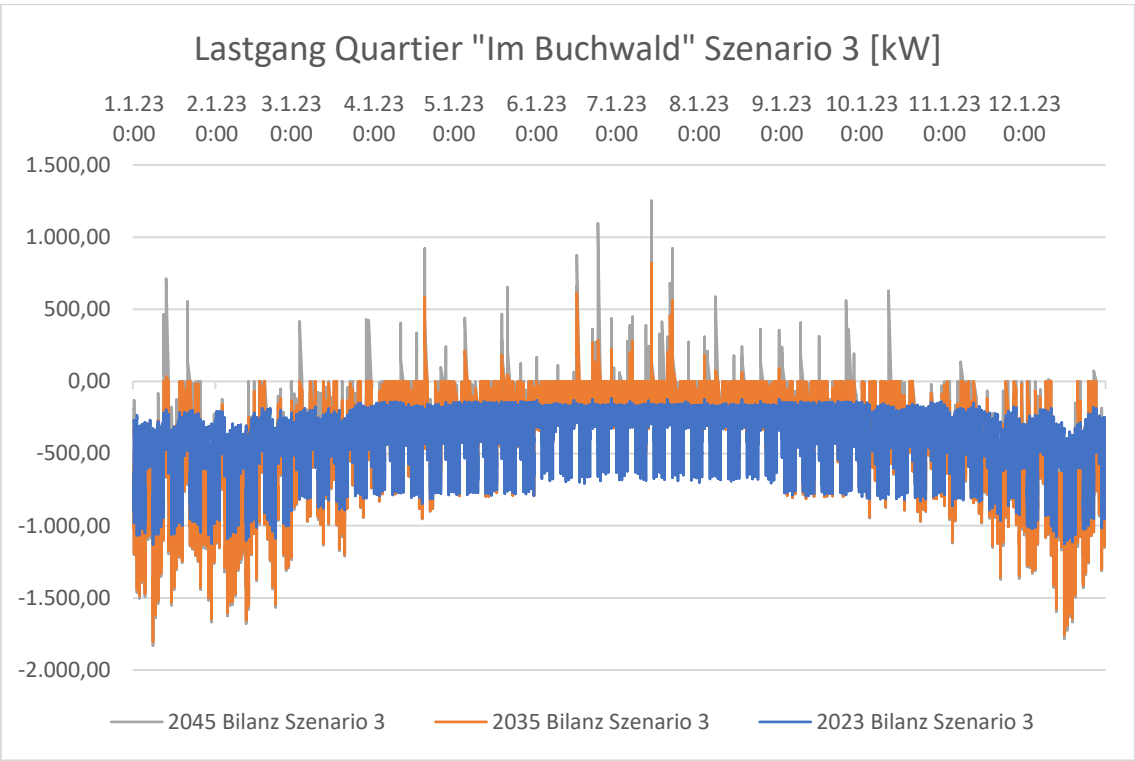


Abbildung 41: Lastgang Quartier "Im Buchwald" Szenario 3 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

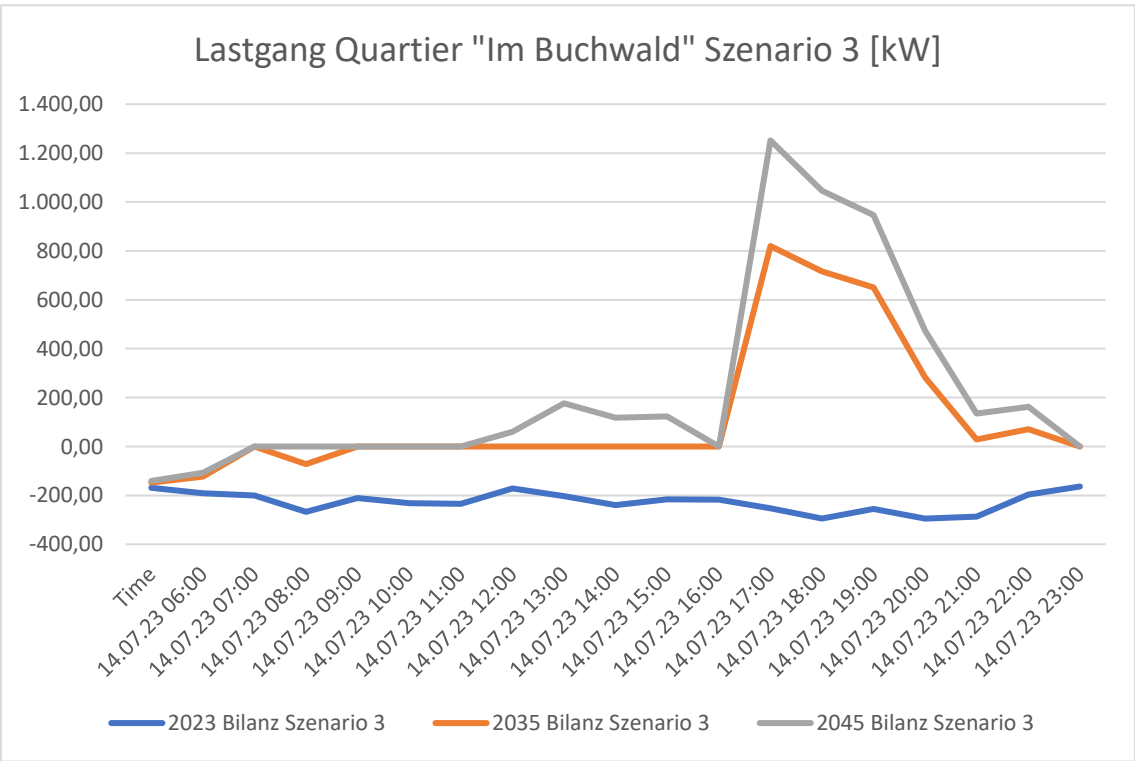


Abbildung 42: Lastgang am 14.07. Quartier "Im Buchwald" Szenario 3 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

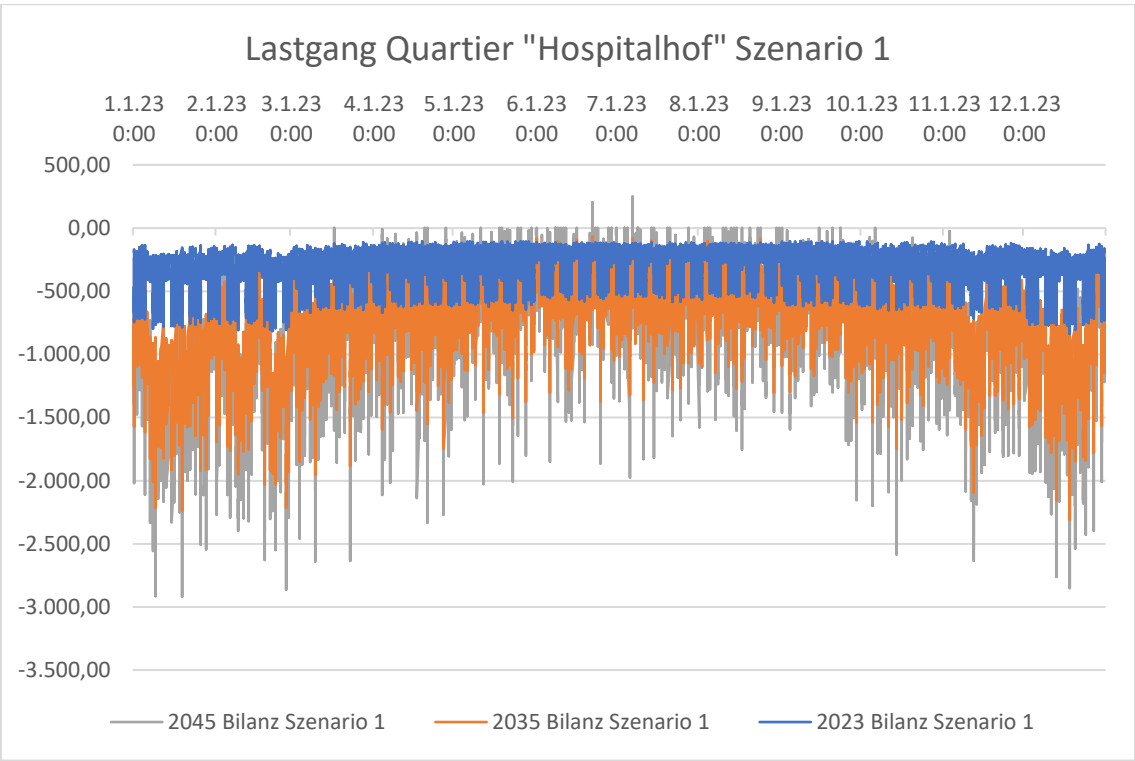


Abbildung 43: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 1 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

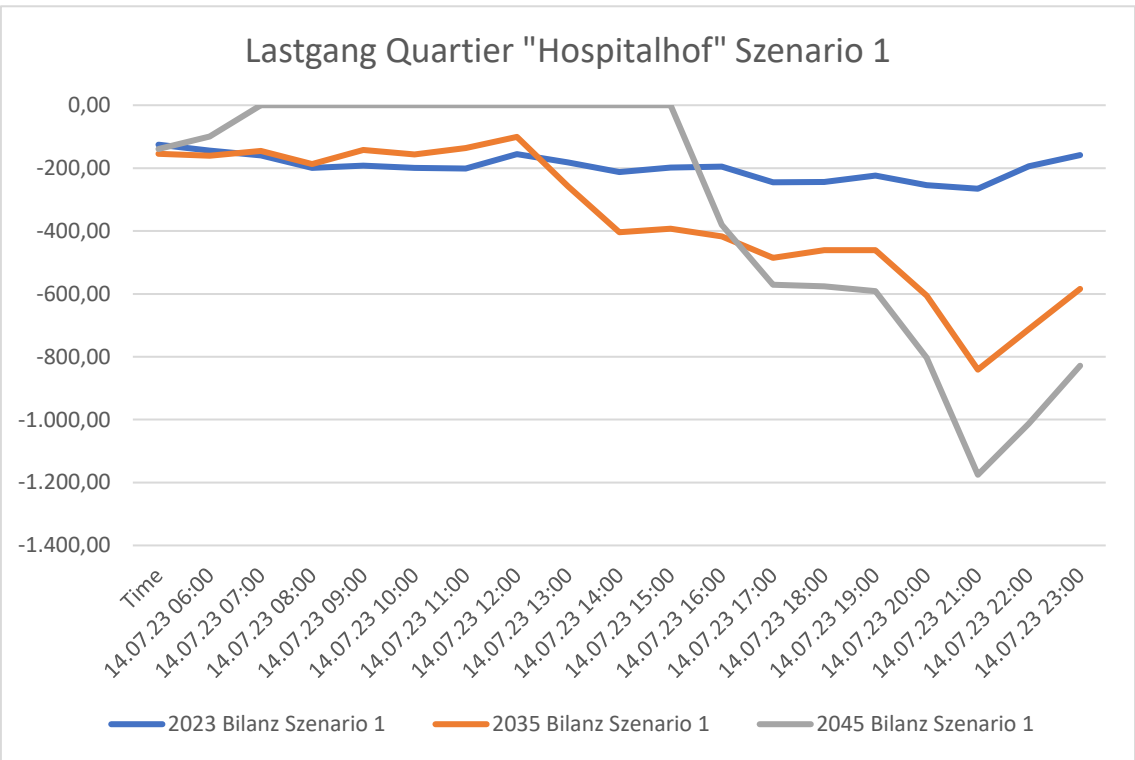


Abbildung 44: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 1 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

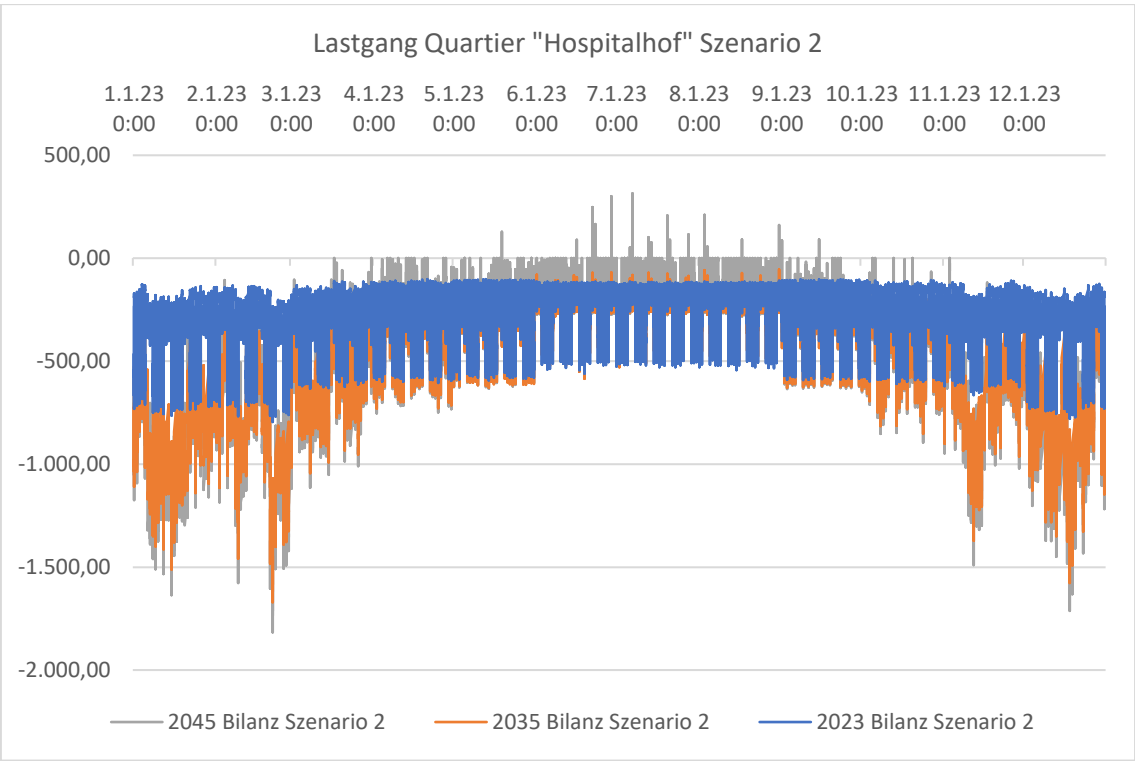


Abbildung 45: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 2 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

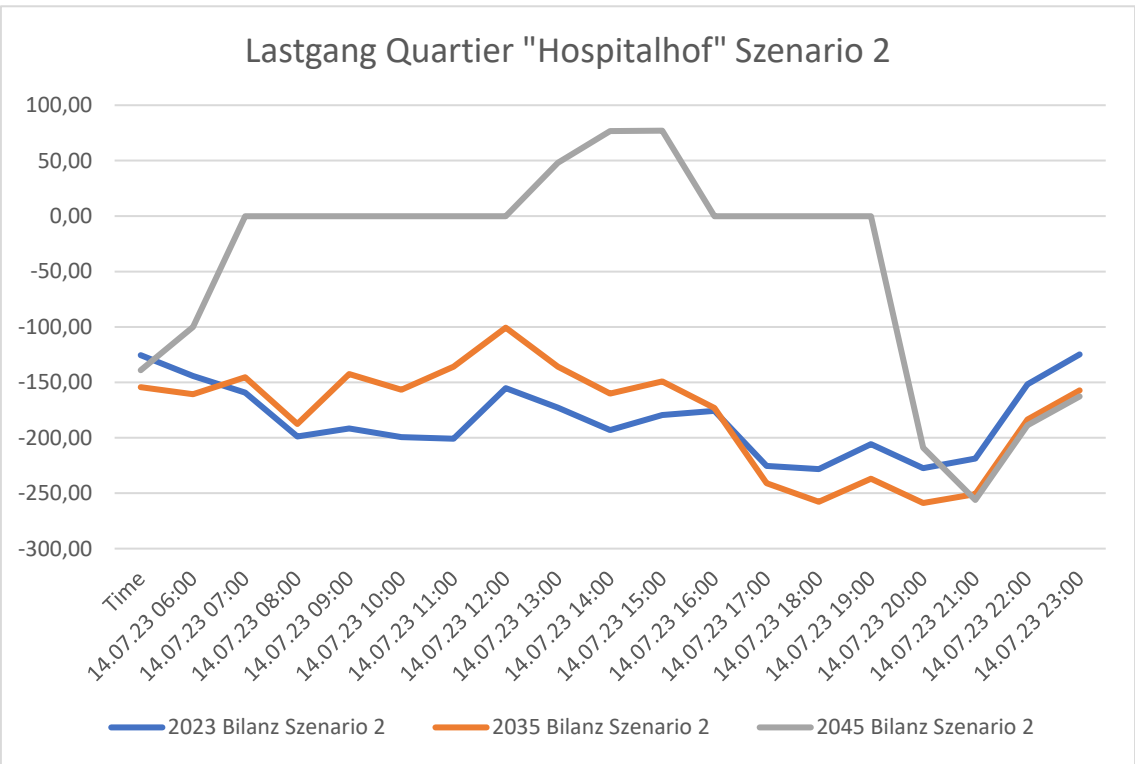


Abbildung 46: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 2 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

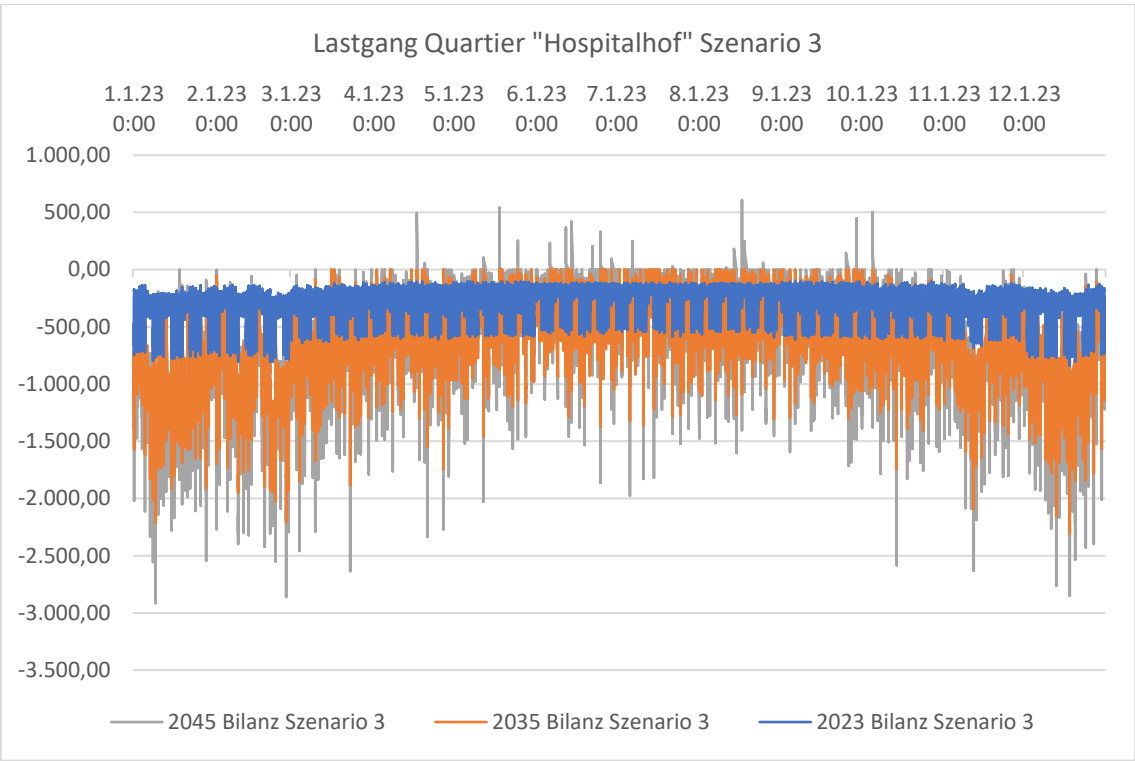


Abbildung 47: Lastgang Quartier "Hospitalhof" Szenario 3 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

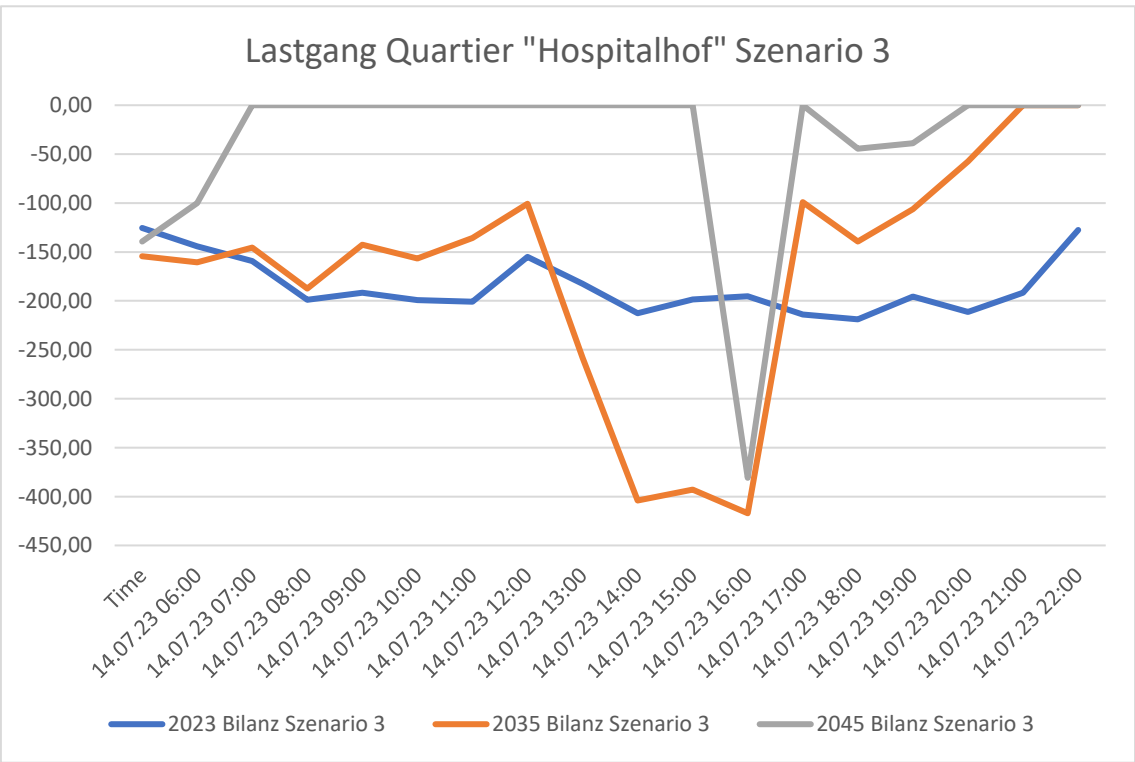


Abbildung 48: Lastgang am 14.07. Quartier "Hospitalhof" Szenario 3 [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

Anhang 7: Speicherfüllstände

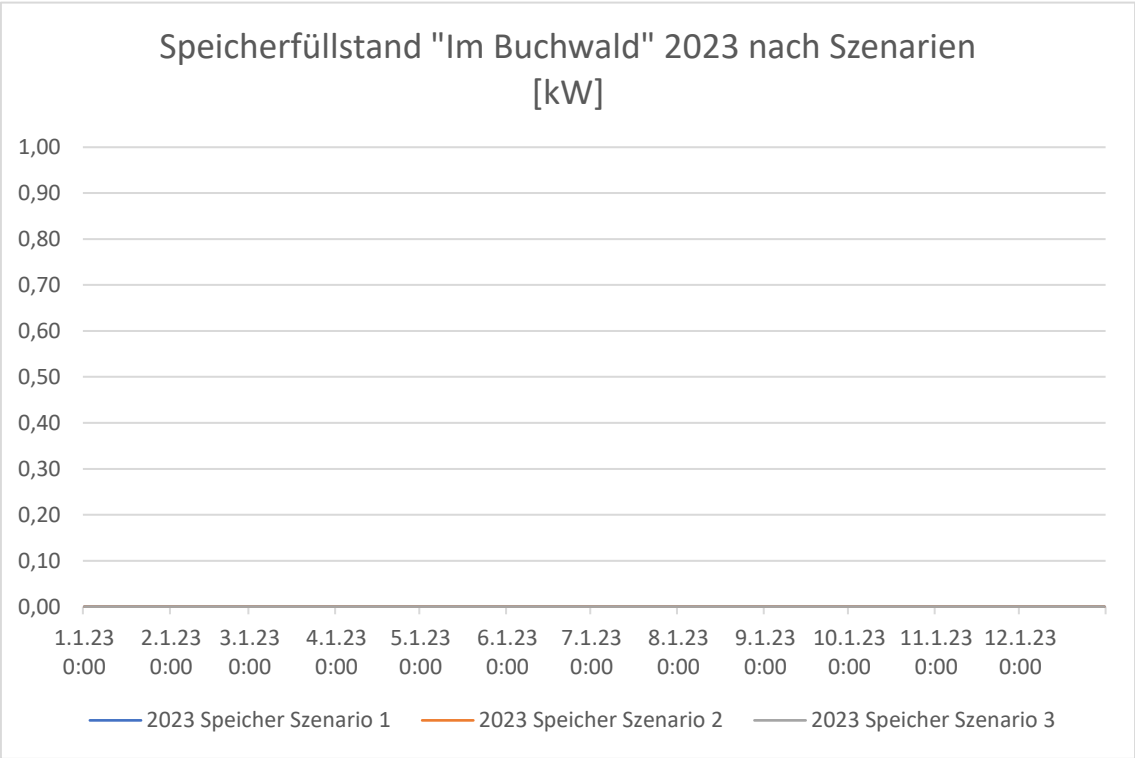


Abbildung 49: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2023 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

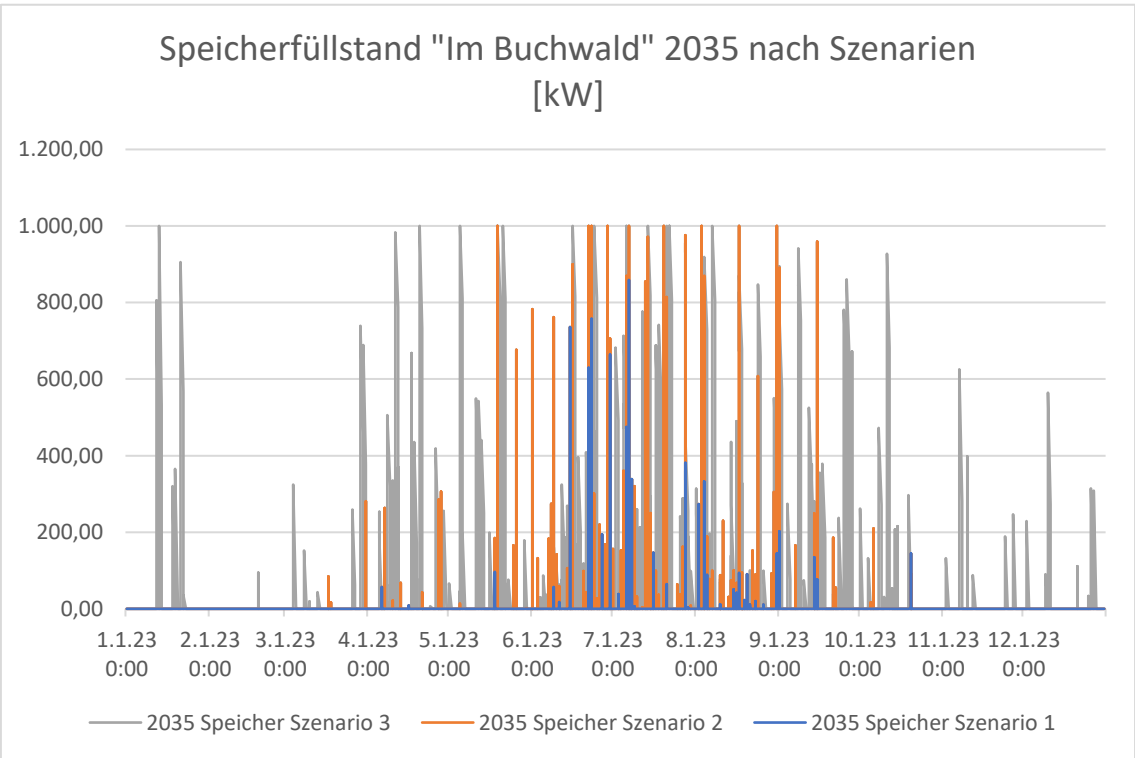


Abbildung 50: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2035 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

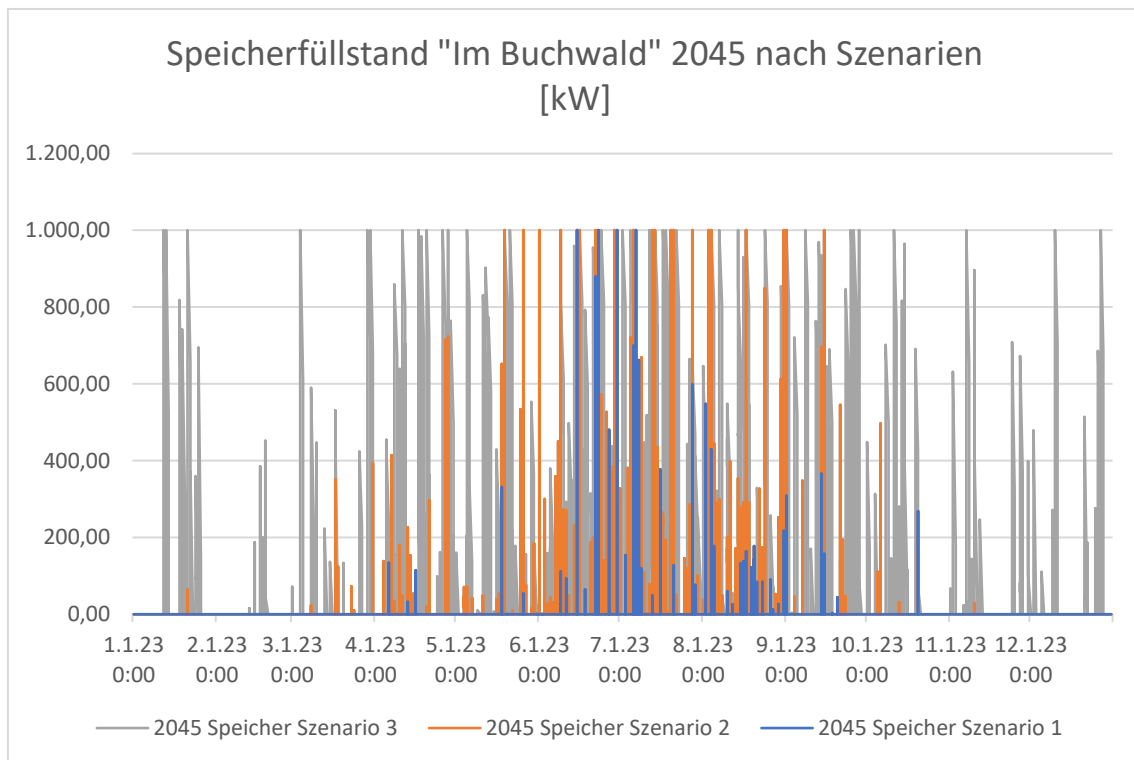


Abbildung 51: Speicherfüllstand "Im Buchwald" 2045 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

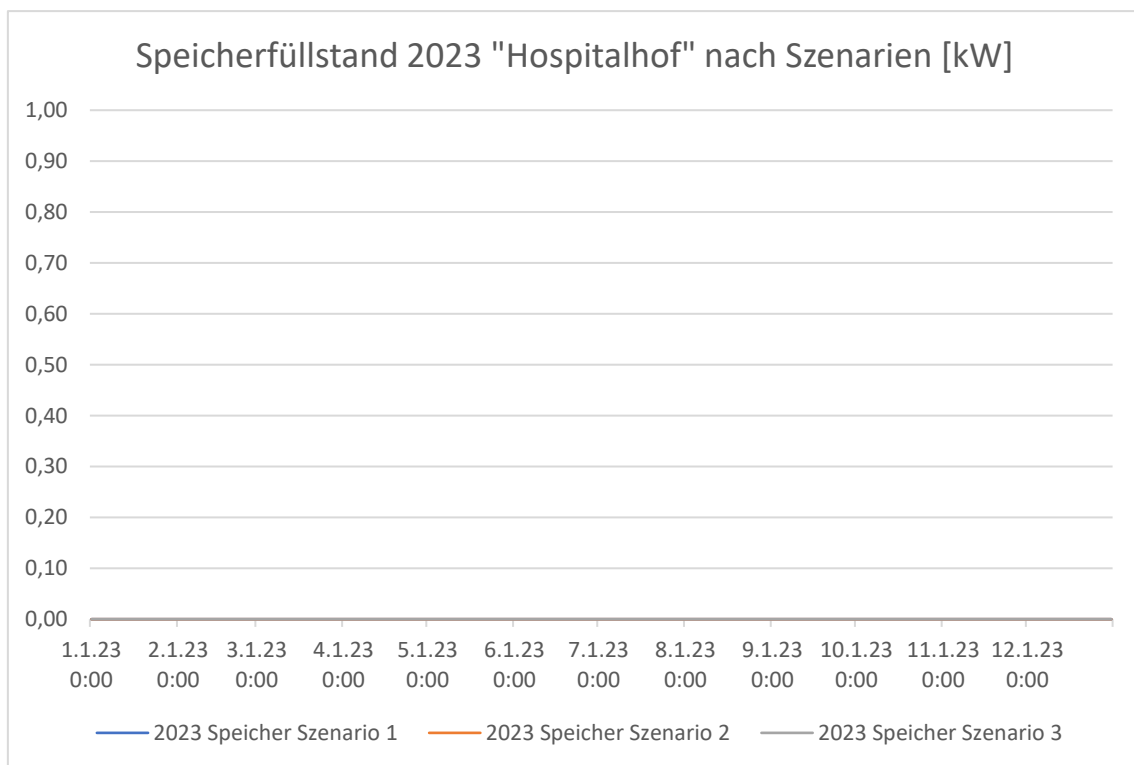


Abbildung 52: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2023 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

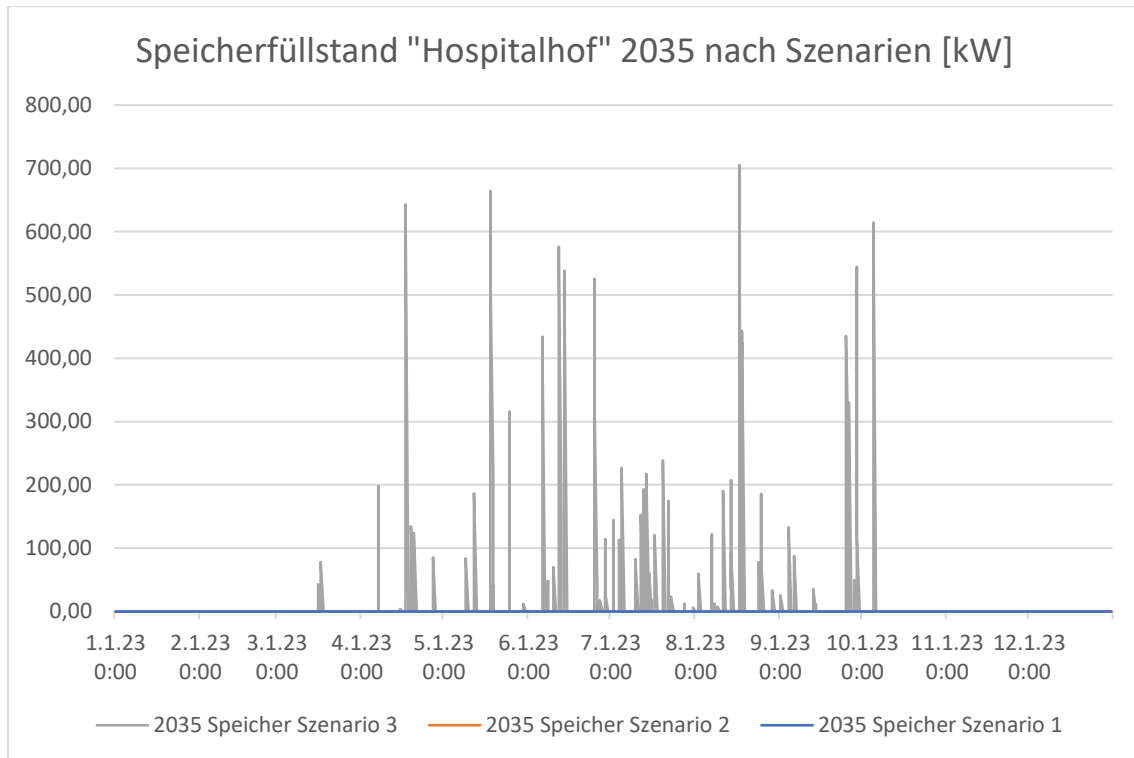


Abbildung 53: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2035 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

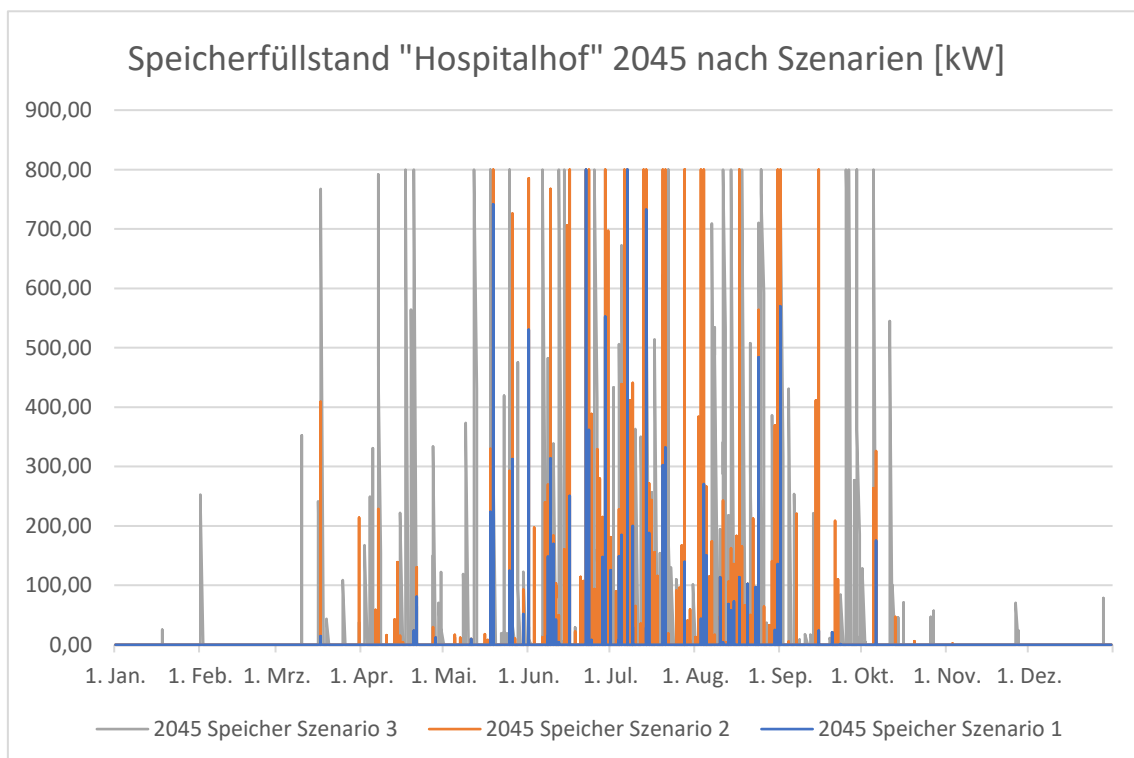


Abbildung 54: Speicherfüllstand "Hospitalhof" 2045 nach Szenarien [kW]

Quelle: Eigene Darstellung

Anhang 8: Lastgang Wärmepumpe

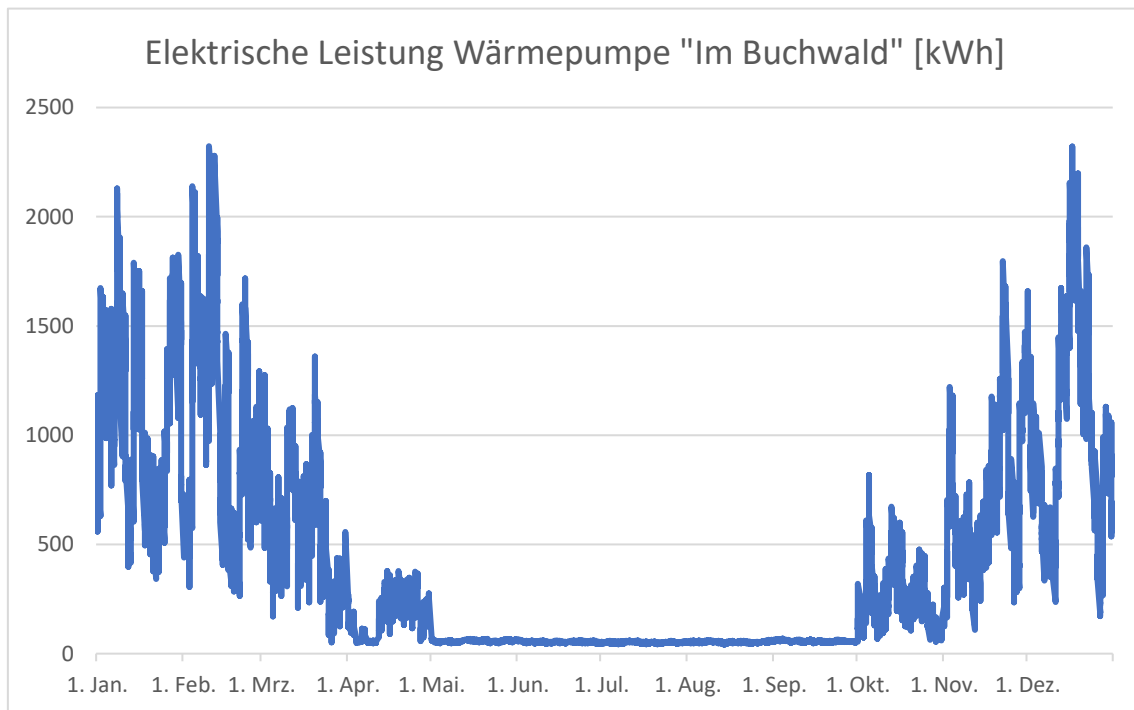


Abbildung 55: Elektrische Leistung Wärmepumpe „Im Buchwald“ [kWh]

Quelle: Eigene Darstellung

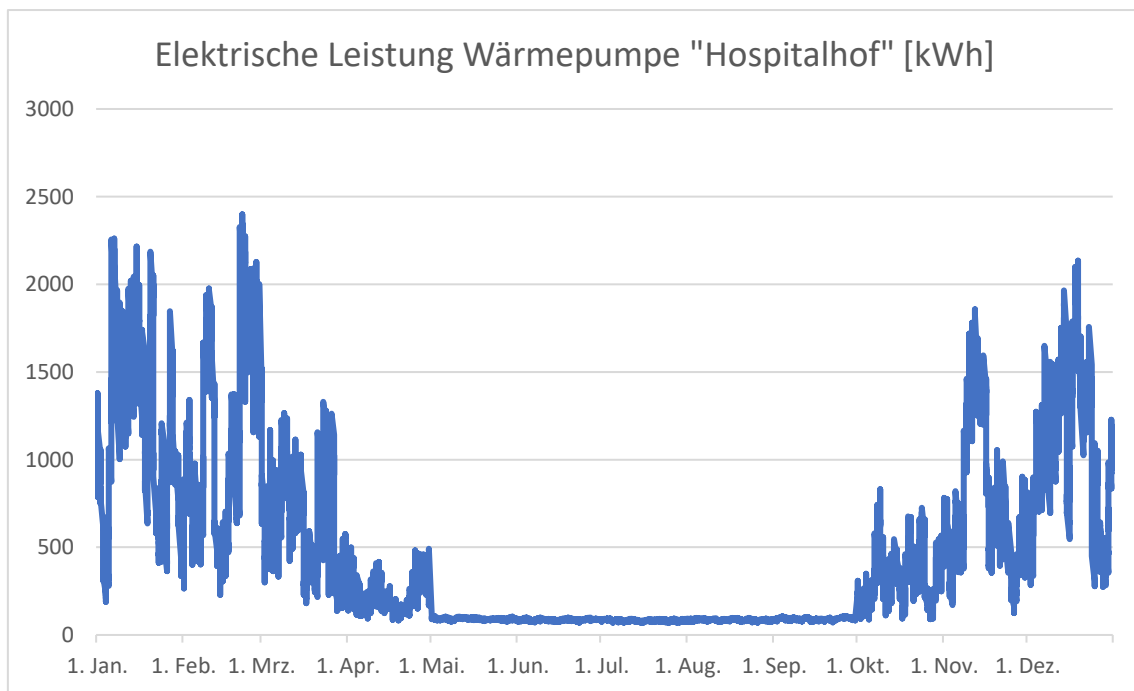


Abbildung 56: Elektrische Leistung Wärmepumpe „Hospitalhof“ [kWh]

Quelle: Eigene Darstellung

Erklärung nach Studien- und Prüfungsordnung, § 27, Abs. 1

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe.

Außer den in der Arbeit genannten Hilfsmitteln und Unterlagen habe ich keine weiteren Hilfsmittel in Anspruch genommen. Der Quellennachweis ist vollständig.

Stuttgart, 20.06.2024

Ort, Datum

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'J' followed by a series of horizontal and diagonal strokes.

Jakob Kuhnle

Unterschrift

KOGNITION: Erklärung zur Nutzung von **generativen KI-Tools** in Hochschulprüfungen

Die Erklärung soll für Seminar-, Haus-, Bachelor- und Masterarbeiten verwendet werden, um die Nutzung von generativen KI-Tools und die eigene wissenschaftliche Leistung zu erläutern.

Titel der Arbeit: Auswirkungen des Ausbaus von Photovoltaik und Wärmepumpen sowie des steigenden Anteils der Elektromobilität in verschiedenen Quartiersarchetypen auf die Verteilnetze

Abgabedatum: 20.06.2024

1. Verantwortungsvoller Umgang mit KI-Tools

Bestätigen Sie die folgenden Aussagen.

Aussagen zum verantwortungsvollen Umgang mit KI-Tools	Bestätigung: Ja
Ich bin/wir sind über die Möglichkeiten und Grenzen der von mir/uns verwendeten generativen KI-Tools informiert.	☒
Ich/wir habe(n) mich/uns vergewissert, dass die von den KI-Tools gelieferten Ergebnisse korrekt sind, oder dass ich/wir sie korrigiert habe(n).	☒
Ich/wir erkenne(n) an, dass die Verantwortung für die Arbeit bei dem/den Autor(en) liegt, nicht bei den KI-Tools oder einer anderen Person.	☒

2. Detaillierte Tätigkeiten, für die KI-Tools genutzt wurden

Geben Sie an, welches KI-Tool Sie in welchem Umfang für welche Tätigkeit genutzt haben.

Aktivität	Beschreibung	Verwendete KI-Tools (falls zutreffend) ¹	Beschreibung der Nutzung der KI-Tools (Art der Nutzung, betroffene Abschnitte der Arbeit, etc.)
Ideenfindung & Konzeptualisierung	– Entwicklung von Ideen, Forschungszielen, Zielsetzungen und Forschungsfragen – Identifikation und Definierung relevanter Konzepte		

¹ Nennen Sie die Namen der verwendeten KI-Tools, z.B. ChatGPT, DeepL Write, Microsoft 365 Copilot, Neuroflash, Grammarly, DeepL Translator, Google Translate, Perplexity, Elicit, Explainpaper, ResearchRabbit, GitHub Copilot.

Literatur-recherche und -analyse	– Suche nach relevanter Literatur – Überprüfung von potenziell relevanter Literatur – Zusammenfassungen von relevanter Literatur	Perplexity.ai + ChatGPT	Suche nach relevanter Literatur und teilweise Zusammenfassung von relevanter Literatur, In Kapitel 2 Theoretische Grundlagen
Methodik	– Suche nach einer geeigneten Methodik – Entwicklung und Anpassung der Methodik an die Forschungsfrage(n)		
Coding	– Erstellen und dokumentieren von Code, Algorithmen, Software – Testen und debuggen von bestehendem Code, Algorithmen, Software – Verständnis von bestehendem Code, Algorithmen, Software		
Datenerhebung und -analyse	– Erhebung von Primär- oder Sekundärdaten – Qualitative Datenanalyse (einschließlich Zusammenfassungen und Coding) – Quantitative Datenanalyse (einschließlich statistische Auswertung) – Mathematische, computergestützte oder andere formale Techniken zur Modellierung, Simulation und Analyse	ChatGPT	Unterstützung bei der Simulation des Quartiersspeichers
Interpretation und Validierung	– Interpretation der Ergebnisse – Ableitung von Implikationen für Forschung und Praxis – Überprüfung der allgemeinen Replikation/Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und anderer Forschungsergebnisse		

Strukturierung und Planung des Textes	– Gliederung der Arbeit – Gliederung von Abschnitten der Arbeit (z.B. Stichpunktliste pro Abschnitt)		
Generierung des Textes	– Generierung von Text zu verschiedenen Themen in verschiedenen Abschnitten der Arbeit (einschließlich Titel und Zusammenfassungen)		
Übersetzen von Text	– Übersetzung der von den Autor:innen verfassten Texte – Übersetzung der von anderen geschriebenen Texten		
Überprüfung & Editierung des Textes	– Kritische Überprüfung, Feedback oder Überarbeitung des Inhalts, der Organisation oder der Grammatik der Arbeit – Korrekturlesen – Umformulierung oder Paraphrasierung von Text – Kürzung/Erweiterung des Textes		
Präsentation	– Strukturierung einer Präsentation über die Arbeit – Füllen einer Präsentation über die Arbeit mit Inhalt		
Quellenverwaltung	– Erstellen der Referenzliste – Formatierung der Referenzen		
Weitere Aktivitäten			

Gibt es sonst noch etwas, das Sie bezüglich der Nutzung von KI-Tools angeben wollen, welches Ihre eigenständige, definierbare Leistung bei der Erstellung dieser Arbeit hervorheben oder einschränken würde?

3. Unterschrift(en) des / der Autor:in / Autor:innen

	Autor:in Nachname, Vorname(n)	Matrikulations- nummer	Datum	Unterschrift
1	Kuhnle, Jakob	1002130	20.06.24	
2				
3				
4				
5				

Hintergrund zu dieser Erklärung: Bewertungen an Universitäten müssen es ermöglichen, die Leistung der Studierenden zu ermitteln. Zu diesem Zweck muss die Leistung der Studierenden, die in einer Arbeit enthalten ist, von der Leistung anderer unterschieden werden. Es ist auch notwendig, die verwendeten KI-Tools zu verstehen. Solange die generative KI in der Hochschullehre noch relativ neu ist, muss ihr Einsatz im Detail erklärt werden. Dies dient der Bewertung der Leistung und gibt den Studierenden die Sicherheit, dass ihre Arbeit nicht im Nachhinein vor dem Hintergrund anderer Normen neu bewertet wird.

Quellen: Die Inhalte in Abschnitt 3 basieren zum Teil auf der CRediT Contributor Role Taxonomy von Allen et al. (2019) und den ChatGPT-Richtlinien von Gimpel et al. (2023a, 2023b).

Weiterführende Literatur: Gimpel et al. (2023a) bietet einen Überblick über generative KI in der Hochschullehre. Gimpel et al. (2023b) bietet eine Schritt-für-Schritt-Anleitung für den Einstieg in ChatGPT.

Quellen:

Allen, L., O'Connell, A., & Kiermer, V. (2019). How can we ensure visibility and diversity in research contributions? How the Contributor Role Taxonomy (CRediT) is helping the shift from authorship to contributorship. *Learned Publishing*, 32(1), 71-74

Gimpel, H., Hall, K., Decker, S., Eymann, T., Lämmermann, L., Mädche, A., Röglinger, M., Ruiner, C., Schoch, M., Schoop, M., Urbach, N., Vandirk, S. (2023a). Unlocking the Power of Generative AI Models and Systems such as GPT-4 and ChatGPT for Higher Education: A Guide for Students and Lecturers. University of Hohenheim, March 20, 2023.

Gimpel, H., Jung, C., Utz, L., Wöhl, M. (2023b). Von Null auf ChatGPT: Eine Schritt-für-Schritt-Anleitung, um sich mit der künstlichen Intelligenz vertraut zu machen. Universität Hohenheim, 21. April 2023. https://digital.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/digital/Von_Null_auf_ChatGPT_-_Anleitung.pdf

Weitere Nutzung:

Dieses Material ist unter der Creative Commons Attribution ShareAlike 4.0 (CC BY-SA) Lizenz lizenziert und darf in jedem Format oder Medium für jeden Zweck, einschließlich kommerzieller Zwecke, bearbeitet, vervielfältigt und verbreitet werden, vorausgesetzt, die Autoren werden genannt und das Material wird unter denselben Bedingungen neu veröffentlicht.

Rechtlicher Hinweis: <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/en/legalcode>



Empfohlene Quellenangabe: Gimpel, H., Dilger, P., Lämmermann, L., Urbach, N. (2023). KOGNITION: Erklärung zur Nutzung von generativen KI-Tools in Hochschulprüfungen. Forschungsinstitut für Informationsmanagement, Mai 22, 2023.