

**Niederspannungsnetze im erneuerbaren und
sektorengekoppelten Energiesystem:
Herausforderungen und Lösungen unter Einbeziehung
von stationären Batteriespeichern, Wärmepumpen und
Elektrofahrzeugen**

vorgelegt von

Ricardo Reibsch

ORCID: 0000-0003-0367-7239

an der Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik

der Technischen Universität Berlin

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Ronald Plath

Gutachterin: Prof. Dr.-Ing. Julia Kowal

Gutachterin: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Gutachter: Dr.-Ing. Philipp Blechinger

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jochen Bühler

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 17. Mai 2024

Berlin 2024

„Der Wechsel zu erneuerbaren Energien hat eine zivilisationsgeschichtliche Bedeutung. Deshalb müssen wir wissen, wie wir ihn beschleunigen können. Knapp sind nicht die erneuerbaren Energien, knapp ist die Zeit.“

HERMANN SCHEER

Kurzfassung

Um die Klimakatastrophe zu begrenzen, ist eine grundlegende Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien und Sektorenkopplung erforderlich. Dieser Transformationsprozess findet verstärkt in Niederspannungsnetzen statt. Der steigende Anteil von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen stellt neue Herausforderungen an die Belastung der Netzbetriebsmittel. Die zunehmende Belastung für Transformatoren und Leitungen wird verursacht durch den höheren elektrischen Energiebedarf sektorenkoppelnder Verbraucher und die Einspeisung von Photovoltaikanlagen.

In dieser Forschungsarbeit wird ein lastflussbasiertes Energiesystemmodell genutzt, um fünf repräsentative Niederspannungsnetze eines erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystems zu analysieren, deren technische Herausforderungen zu identifizieren und Lösungen zu bewerten. Diese Lösungen umfassen den Einsatz von Batteriespeichersystemen und einen flexiblen Betrieb von sektorengekoppelten Verbrauchern. Zusätzlich werden die entstehenden Kosten und Erlöse unterschiedlicher Geschäftsmodelle für Haushalte, Netzbetreiber:innen und Communityspeicherbetreiber:innen untersucht. Des Weiteren wurden in einem Expert:innen-Workshop verschiedene Einflussfaktoren bewertet, die den Ausbau von Batteriespeichersystemen in Deutschland beeinflussen können.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Netzüberlastungen bei einer unkoordinierten Betriebsweise von sektorenkoppelnden Verbrauchern und besonders bei dezentraler Photovoltaik-Einspeisung entstehen. Effektive Lösungen bieten Batteriespeichersysteme und einen koordinierten Betrieb dieser Verbraucher, um die Belastung für Transformatoren und Leitungen zu reduzieren. In wirtschaftlicher Hinsicht können Batteriespeicher und flexible Verbraucheroptionen daher vorteilhafter sein als der Netzausbau auf Niederspannungsebene.

Diese Arbeit hebt hervor, dass Batteriespeichersysteme und flexible Verbraucher eine bedeutende Rolle bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende in Niederspannungsnetzen spielen. Darüber hinaus hilft Digitalisierung, kritische Netzzustände zu erfassen und darauf zu reagieren. Lokale Strommärkte und die Bereitstellung von Flexibilität eröffnen neue Erlöswege für Heimspeicherbetreiber:innen und ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb. Eine gezielte Förderung und ein angepasster regulatorischer Rahmen sind jedoch notwendig, um dieses Potenzial vollständig zu heben.

Abstract

In order to mitigate the climate catastrophe, a fundamental transformation of the energy system towards renewable energies and sector coupling is required. This transformation process is increasingly taking place in low-voltage grids. The higher share of electric vehicles, heat pumps and photovoltaic systems poses new challenges for the load on grid equipment. The increasing load on transformers and lines is caused by the higher electrical energy demand of sector-coupling consumers and the feed-in of photovoltaic systems.

This research uses a load flow-based energy system model to analyze five representative low-voltage grids of a renewable and sector-coupled energy system, identify their technical challenges and evaluate solutions. These solutions include using battery storage systems and flexible operation of sector-coupled consumers. In addition, the resulting costs and revenues of different business models for households, grid operators and community storage operators are examined. Furthermore, an expert workshop was conducted to evaluate various factors that could influence the expansion of battery storage systems in Germany.

The results show that grid overloads can occur if sector-coupling consumers, particularly decentralized photovoltaic feed-in, are uncoordinated. Battery storage systems offer effective solutions and coordinated operation of these consumers to reduce the load on transformers and lines. From an economic perspective, battery storage and flexible consumer options are more advantageous than grid expansion at the low-voltage level.

This work highlights that battery storage systems and flexible loads play a significant role in successfully implementing the energy transition in low-voltage grids. In addition, digitalization helps to respond to grid congestion. Local electricity markets and the provision of flexibility open up new revenue streams for home storage operators and enable cost-effective operation. However, an adapted regulatory framework is necessary to exploit this potential fully.

Danksagung

Diese Arbeit wurde durch die Unterstützung zahlreicher Personen und Institutionen ermöglicht. Für diese vielfältige Hilfe möchte ich mich an dieser Stelle herzlich bedanken.

Ein großer Dank gebührt zunächst Prof. Dr. Julia Kowal und Dr. Philipp Blechinger für ihre hervorragende Betreuung und Unterstützung während meiner Dissertation. Ihre fachliche Expertise, ihre Anleitung und ihr Engagement haben einen maßgeblichen Beitrag zu meiner akademischen Entwicklung geleistet. Dank ihrer Unterstützung konnte ich meine Forschungsideen entwickeln und bekam die notwendige Hilfe, sie sowohl fachlich als auch methodisch zu bearbeiten.

Ein besonderer Dank gilt ebenso der Reiner Lemoine Stiftung, die meine Dissertation finanziell ermöglicht hat. Ohne diese finanzielle Unterstützung wäre meine Forschungsarbeit nicht umsetzbar gewesen. Ich schätze das entgegengebrachte Vertrauen in meine Forschungsarbeit zutiefst.

Des Weiteren möchte ich dem Graduiertenkolleg „Energiesystemwende“ meinen Dank aussprechen. Der fachliche und persönliche Austausch und die inspirierende Atmosphäre innerhalb des Kollegs haben meinen wissenschaftlichen Horizont erweitert und die Herausforderungen auf meinem Weg erleichtert. Die herausragende Arbeit im Graduiertenkolleg wäre ohne die unterstützende Hand des Reiner Lemoine Instituts nicht möglich gewesen. Der vielfältige fachliche Austausch, der großartige Instituts-Spirit und die inspirierenden Menschen bildeten einen herausragenden Rahmen für meine Forschung.

Zudem möchte ich meiner Familie meinen tiefsten Dank aussprechen. Ihr unerschütterlicher Rückhalt und ihr Verständnis haben mir die notwendige Stabilität gegeben, um meinen Lebensweg zu gehen und diesen Erfolg zu ermöglichen.

Es ist großartig, solch wunderbare Menschen an meiner Seite zu wissen.
Vielen Dank!

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	xiii
Tabellenverzeichnis	xvi
Abkürzungsverzeichnis	xviii
Glossar	xix
Szenarienglossar	xx
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Stand der Forschung	3
1.3 Forschungslücken und Forschungsfragen	5
1.4 Aufbau der Arbeit	7
1.5 Arbeiten im Rahmen dieser Promotion	8
2 Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengesetzten Energie-	9
system	
2.1 Niederspannungsnetze im zellularen Energiesystem	10
2.2 Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland	11
2.2.1 Betriebsmittel und Grenzwerte in Niederspannungsnetzen	12
2.2.2 Beeinflussung der Strom- und Spannungsverhältnisse in Nieder-	
spannungsnetzen	14
2.3 Sektorenkoppelnde Verbraucher und Erzeugungsanlagen auf Nieder-	
spannungsebene	20
2.3.1 Elektromobilität	21
2.3.2 Wärmepumpen	21
2.3.3 Photovoltaikanlagen	22
2.3.4 Batteriespeichersysteme	22
2.3.5 Einbindung steuerbarer Lasten in Verteilnetze	23
3 Modellierung, Inputdaten und Forschungsgegenstand	24
3.1 Modellierung und Inputdaten	24
3.1.1 Modelleigenschaften	24
3.1.2 Modellstruktur	25
3.1.3 Inputdaten und zeitlicher Rahmen	27

3.2	Untersuchte Niederspannungsnetze	29
3.2.1	Systemabgrenzung	29
3.2.2	Simbench-Netze	31
3.2.3	Methodik Netzausbau	33
4	Szenarien	37
4.1	Szenarien 1-4: technische Herausforderungen	37
4.2	Szenarien 5-7: technische Lösungen	38
4.3	Szenarien: Wirtschaftlichkeit	40
4.4	Bewertungskriterien	41
4.4.1	Technische Bewertungskriterien	41
4.4.2	Ökonomische Bewertungskriterien	43
5	Herausforderungen für Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem	45
5.1	Konventionell (Szenario 1)	45
5.1.1	Berechnung Haushaltslast und Profile	45
5.1.2	Veranschaulichung	46
5.2	Vollelektrifiziert (Szenario 2)	47
5.2.1	Mobilitätsbedarf und Elektrofahrzeuge	47
5.2.2	Wärmeversorgung und Wärmepumpen	49
5.2.3	Veranschaulichung	55
5.3	Maximaler Photovoltaikausbau (Szenario 3)	57
5.3.1	Generierung der AC-Leistungsprofile	57
5.3.2	Annahmen zu Photovoltaik-Anlagen	57
5.3.3	Blindleistungscharakteristik Q(U)-Regelung	59
5.3.4	Veranschaulichung	60
5.4	Vollelektrifiziert und maximaler Photovoltaikausbau (Szenario 4)	61
5.5	Vergleich der Szenarien 1-4	64
5.6	Diskussion	67
5.7	Zusammenfassung	68
6	Lösungsansätze für Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem	70
6.1	Stationäre Batteriespeichersysteme (Szenario 5)	70
6.1.1	Technologien	71
6.1.2	Betriebsweise	72
6.1.3	Positionierung	76
6.1.4	Dimensionierung	78
6.1.5	Ergebnisse der Batteriespeicherszenarien	86
6.2	Flexible Verbraucher (Szenario 6)	91
6.2.1	Wärmespeicher	91
6.2.2	Betriebsweisen	93
6.2.3	Ergebnisse der flexiblen Verbraucher Szenarien	93

6.3	Batteriespeichersysteme und flexible Verbraucher (Szenario 7)	97
6.4	Vergleich der Szenarien 4-7	99
6.5	Diskussion	102
6.6	Zusammenfassung	104
7	Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher in Niederspannungsnetzen	106
7.1	Übersicht aktueller Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher	106
7.1.1	Batteriespeicher im aktuellen Strommarktdesign	106
7.1.2	Anwendungsfälle und multi-use Betrieb	108
7.1.3	Stand der Forschung	110
7.2	Analyse ausgewählter Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher	114
7.2.1	Ausgewählte Betreiber:innenmodelle	114
7.2.2	Preisbildung am lokalen Energiemarkt	116
7.2.3	Energiekosten und -erlöse	118
7.2.4	Investitions- und Betriebskosten	119
7.2.5	Netzentgelte	120
7.2.6	Bewertungskriterium: annualisierte Kosten und Erlöse	122
7.3	Ergebnisse der Netzverstärkungsmaßnahmen	123
7.4	Ergebnisse ausgewählter Betreiber:innenmodelle	124
7.5	Diskussion	130
7.6	Zusammenfassung	132
8	Einflussfaktoren für den Ausbau stationärer Batteriespeichersysteme	133
8.1	Stand der Forschung	134
8.2	Workshop: Transdisziplinäres Gruppendelphi	138
8.2.1	Transdisziplinarität	138
8.2.2	Gruppendelphi	139
8.3	Ergebnisse	143
8.4	Methodische Reflexion	151
8.5	Zusammenfassung	152
9	Fazit	154
A	Anhang	I
A.1	Berechnung der Heizlast nach DIN EN 12831	I
A.2	Position der Communityspeicher in Netzsträngen	III
A.3	Investitionskosten für Netzverstärkungsmaßnahmen	IV
A.4	Pie-Chart der Energieflüsse in den Szenarien	VI
A.5	Workshop zum Thema Einflussfaktoren	VII
	Literaturverzeichnis	IX

Abbildungsverzeichnis

1.1	Niederspannungsnetz im konventionellen Energiesystem und im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem	2
2.1	Vereinfachte Darstellung eines Netzstrangs	16
2.2	Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung	19
2.3	Zeigerdiagramme der Spannungen und Ströme des vereinfachten Ersatzschaltbilds einer Leitung für unterschiedliche Belastungen	20
3.1	Vereinfachtes Schema des Modells <i>EnergyCellLV</i>	26
3.2	Knotenspannung in einem Beispielnetz bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen	28
3.3	Radiale Struktur eines beispielhaften Niederspannungsnetzes mit Untersuchungsrahmen	30
3.4	Beispielhaftes Niederspannungsnetz mit überlasteten Netzkomponenten und Netzausbaumaßnahmen	34
5.1	Kumulierte Haushaltslasten im „Landnetz 2“	47
5.2	Verteilung des witterungsbereinigten Heizwärmebedarfs des Gebäudebestands in Deutschland	50
5.3	Verbrauchsprofile im vollelektrifizierten Zustand im „Landnetz 2“	56
5.4	Annahmen zur Belegung der Dachflächen bei Satteldächern mit Photovoltaik (PV)-Anlagen	58
5.5	$Q(U)$ -Kennlinie	59
5.6	Haushaltslast und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“	60
5.7	Erzeugte und verbrauchte elektrische Energie in den fünf untersuchten Niederspannungsnetzen in allen vier Wochen	61
5.8	Erzeugte und verbrauchte elektrische Energie im „Landnetz 2“ für jede Woche	62
5.9	Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“	63
5.10	Mittlere Leitungs- und Transformatorbelastung für Szenario 1-4	64
5.11	Abregelungsbedarf der Last und PV-Energie für Szenario 1-4	65
5.12	Autarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsquote für Szenario 1-4	66
5.13	Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“	66
6.1	Positionierungen von Batteriespeicher im beispielhaften Niederspannungsnetz	77

6.2	Bestimmung der notwendigen Leistung P_{BSS} und Kapazität E_{BSS} der Batteriespeichersysteme	80
6.3	Schematische Darstellung der 1-Tages-Periode der Residuallast	83
6.4	Spektrum der Periodendauer der Residuallast des gesamten Jahres	83
6.5	Nettokapazitäten der Batteriespeicher mit unterschiedlichen Dimensionierungsmethoden in den untersuchten Netzen	84
6.6	Mittlere Leitungs- und Transformatorbelastung für Szenarien 4 und 5	87
6.7	Abregelungsbedarf der Last und PV-Energie für Szenarien 4 und 5	88
6.8	Autarkiegrad und PV-Einverbrauchsquote für Szenarien 4 und 5	89
6.9	Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“	90
6.10	Mittlere Leitungs- und Transformatorbelastung für Szenarien 4 und 6	94
6.11	Abregelungsbedarf der Last und PV-Energie für Szenarien 4 und 6	95
6.12	Autarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsquote für Szenarien 4 und 6	96
6.13	Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“	96
6.14	Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“	98
6.15	Mittlere Leitungs- und Transformatorbelastung für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise	100
6.16	Abregelungsbedarf der Last und PV-Energie für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise	100
6.17	Autarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsquote für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise	101
6.18	Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“	102
7.1	Betreiber:innenmodell Heimspeicher	115
7.2	Betreiber:innenmodell Communityspeicher	116
7.3	Preisentwicklung am lokalen Energiemarkt für einen Beispieltag in der Frühlingswoche im Szenario 4w und 7w-H	118
7.4	Verbrauchte und erzeugte elektrische Energiemengen im Szenario 4w, 7w-H, und 7w-C in allen Netzen	125
7.5	Kosten und Erlöse der Haushalte für die wirtschaftlichen Szenarien	126
7.6	Kosten und Erlöse der Netzbetreiber:in und der Betreiber:in des Communityspeichers für die wirtschaftlichen Szenarien	127
7.7	Differenz der annualisierten Kosten und Erlöse zum Referenzszenario 4w	128
7.8	Differenz der annualisierten Kosten und Erlöse zum Referenzszenario 4w aufgeteilt nach den untersuchten Netzen	129
8.1	Einflussfaktoren der 1. Abfragerunde sortiert nach dem Mittelwert der Antworten	144
8.2	Einflussfaktoren der 1. Abfragerunde sortiert nach der Standardabweichung der Antworten	145
8.3	Mittelwert der vier diskutierten Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde	145
8.4	Standardabweichung der vier diskutierten Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde	146

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

A.1	Positionierung und Kapazität der Communityspeicher in den Netzsträngen der untersuchten Netze	III
A.2	Verbrauchte und erzeugte elektrische Energiemengen in allen Lösungsszenarien	VI
A.3	Einflussfaktoren der Miroboard-Abfrage gruppiert von den Teilnehmenden	VIII
A.4	Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde sortiert nach dem Mittelwert der 1. Abfragerunde	VIII

Tabellenverzeichnis

2.1	Möglichkeiten zur Beeinflussung der Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen	15
3.1	Übersicht der simulierten Zeiträume	29
3.2	Übersicht der Netzparameter (nach [146])	32
3.3	Typen und Kosten der verwendeten Transformatoren	36
3.4	Typen und Kosten der verwendeten Leitungen	36
4.1	Überblick über die untersuchten Szenarien der technischen Herausforderungen und Lösungen	40
4.2	Überblick über die untersuchten Szenarien zur Wirtschaftlichkeit	41
5.1	Übersicht über Gebäudeeffizienzklassen und dem zugehörigen Endenergiebedarf	50
5.2	Übersicht verschiedener Betriebsweisen von Wärmepumpen	53
5.3	Charakteristische Parameter des Referenzgebäudes und der Wärmepumpen	55
5.4	Nutzbare Dachfläche pro Haushalt und installierte PV-Anlagenleistung .	58
6.1	Wirkungsgrade der Batteriespeichersysteme	72
6.2	Übersicht der Betriebsweisen der Batteriespeichersysteme	73
6.3	Leistung und Kapazität der Batteriespeichersysteme ausgelegt nach der 1-Tages-Periode (Tagesspeicher) und 365-Tages-Periode (saisonaler Speicher)	84
6.4	Charakteristische Parameter der Wärmespeicher	92
7.1	Annahmen zur Kosten- und Erlösstruktur von Energiemengen	119
7.2	Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten von Batterie- und Wärmespeicher und Netzverstärkungskosten	120
7.3	Übersicht der Investitionskosten für Netzverstärkungsmaßnahmen in der Niederspannungsebene in Szenario 4w-n	124
8.1	Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 1)	135
8.2	Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 2)	136
8.3	Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 3)	137
8.4	Einflussfaktoren, die im Workshop ermittelt, gruppiert und zusammengefasst wurden	142
A.1	Berechnung der Transmissionswärmeverluste nach DIN EN 12831 mit Gebäudewerte aus [72]	II

TABELLENVERZEICHNIS

A.2	Übersicht zur Verstärkung der Netze durch Transformatoren	IV
A.3	Übersicht der zusätzlichen Leitung durch Strangauftrennung. Die Leitungen werden von der Niederspannungsseite des Transformators mit dem jeweiligen Bus verbunden.	V
A.4	Moderationsplan des Workshops	VII

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundsförderung für effiziente Gebäude
BSS	Batteriespeichersystem
COP	Coefficient of Performance
EV	Electric vehicle / Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HP	Heatpump / Wärmepumpe
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
PV	Photovoltaik
SFH	Single family house / Einfamilienhaus
SG	Smart Grid
SOC	State of charge / Batteriefüllstand
TES	Thermal energy storage / thermischer Energiespeicher

Glossar

Batteriespeicher

Unter Batteriespeicher wird ein physikalisches Gerät verstanden, das elektrische Energie aufnimmt und zu einem späteren Zeitpunkt abgibt. Es kann sich dabei um einen einzelnen Batterieblock oder mehrere Batterien handeln.

Batteriespeichersystem

Das Batteriespeichersystem bezieht sich auf das Gesamtkonzept, bestehend aus Batteriespeicher und den erforderlichen Komponenten, um den Batteriespeicher zu laden, zu entladen und zu überwachen. Dazu zählen unter anderem Wechselrichter, Batteriemanagementsystem, Ladegerät und Sensoren.

Communityspeicher

Unter Communityspeicher wird in dieser Arbeit ein Batteriespeichersystem verstanden, das von einer Gemeinschaft genutzt wird.

Elektroauto

In dieser Arbeit wird der Begriff Elektroauto verwendet und beschreibt ein Personenkraftwagen, der mit einem Batteriespeichersystem und einem Elektromotor betrieben wird.

Flexibilität

Flexibilität ist die Fähigkeit eines Energiesystems auf Änderungen des Energieverbrauchs, der Energieerzeugung oder der Netzkonfiguration zu reagieren [111]. Dazu gehören Lastflexibilität, wie Lastverschiebung, Erzeugungsflexibilität, wie Abregelung oder Erhöhung der Einspeisung, Speicherflexibilität und örtliche Flexibilität, die durch das Netz bereitgestellt wird [111]. In dieser Arbeit wird Flexibilität enger gefasst: Flexibilität wird durch die Lastverschiebung der sektorenkoppelnden Verbraucher oder Batteriespeicher bereitgestellt, wenn eine Überlastung der Netzbetriebsmittel vorliegt.

Heimspeicher

Unter Heimspeicher wird in dieser Arbeit ein Batteriespeichersystem verstanden, das im privaten Haushalt installiert ist.

Netzverknüpfungspunkt

Unter Netzverknüpfungspunkt wird in dieser Arbeit der Punkt im Netz verstanden, an dem ein Austausch von elektrischer Energie zwischen Erzeugungsanlagen oder Verbraucher mit dem öffentlichen Stromnetz stattfindet.

Szenarienglossar

Überblick über die untersuchten Szenarien der technischen Herausforderungen und Lösungen in Kapitel 5 und 6

Szenario	kHH	WP und EA	PV	BSS	Anmerkung
1	x	-	-	-	
2	x	unko.	-	-	
3	x	-	x	-	
4	x	unko.	x	-	
5d-H	x	unko.	x	direkt	Heimspeicher
5p-H	x	unko.	x	präventiv	Heimspeicher
5pk-H	x	unko.	x	präv.-kur.	Heimspeicher
5pk-C-T	x	unko.	x	präv.-kur.	Communityspeicher
5pk-C-S	x	unko.	x	präv.-kur.	Communityspeicher
6d	x	direkt	x	-	
6p	x	präventiv	x	-	
6pk	x	präv.-kur.	x	-	
7pk	x	präv.-kur.	x	präv.-kur.	Heimspeicher

x im Szenario vorhanden

unko.: unkoordiniert

- nicht im Szenario vorhanden

präv.-kur.: präventiv-kurativ

kHH: konventionelle Haushaltslast, WP: Wärmepumpe, EA: Elektroauto,

PV: Photovoltaik, BSS: Batteriespeichersystem

Überblick über die untersuchten Szenarien zur Wirtschaftlichkeit in Kapitel 7

Szenario	Basis-szenario	Netz-ausbau	WP und EA	BSS	Anmerkung
4w	4	-	unko.	-	Referenzszenario
4w-n	4	x	unko.	-	
5w-H	5pk-H	-	unko.	präv.-kur.	Heimspeicher
6w	6pk	-	präv.-kur.	-	
7w-H	7pk	-	präv.-kur.	präv.-kur.	Heimspeicher
7w-C	7pk	-	präv.-kur.	präv.-kur.	Communityspeicher am ONT

x im Szenario vorhanden

unko.: unkoordiniert

* nur Transformatorverstärkung

- nicht im Szenario vorhanden

präv.-kur.: präventiv-kurativ

WP: Wärmepumpe EA: Elektroauto BSS: Batteriespeichersystem

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im Angesicht der bedrohlichen Auswirkungen der Klimakatastrophe steht die Menschheit vor einer ihrer größten Herausforderungen: der dringenden Notwendigkeit einer grundlegenden Transformation des Energiesystems innerhalb weniger Jahrzehnte [213, 119]. Das Zeitfenster für wirksames Handeln schwindet dabei kontinuierlich. In Deutschland sehen die Klimaschutzziele der Bundesregierung im Bundes-Klimaschutzgesetz die Klimaneutralität bis 2045 vor. Ein Etappenziel ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis spätestens 2030 um 65 % (§3 KSG). In unterschiedlichen Studien wird zwar betont, dass die aktuellen politischen Maßnahmen ambitioniert sind, allerdings nicht ausreichen, um unterhalb der 1,5-Grad-Grenze zu bleiben [107]. Beispielsweise werden die geplanten Ausbauraten für PV als zu gering angesehen, um den notwendigen Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung zu leisten [176]. Daher ist ein ambitionierter und zügiger Ausbau Erneuerbarer Energien dringend erforderlich.

Ein starker Ausbau Erneuerbarer Energien wird das Energiesystem stark beeinflussen. Beispielsweise waren im Jahr 2023 ca. 80 GW PV-Leistung in Deutschland installiert [47]. Das technische PV-Potential in Deutschland wird auf ca. 5.500 GW geschätzt [236]. Für ein erneuerbares Energiesystem ist eine installierte PV-Leistung von 260 bis 700 GW notwendig, abhängig von Energieimporten und dem Verhältnis installierter Windleistung zu PV-Leistung [106, 171, 203, 174, 210]. Dagegen sehen die Ziele der aktuellen Bundesregierung einen Ausbau von 215 GW bis 2030 vor [38]. Dieser deutliche Ausbau von PV verändert die Energieversorgungsstrukturen erheblich hin zu einer dezentralen Energieversorgung mit Fokus auf regionaler und lokaler Eigenversorgung.

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ist ein weiterer wichtiger Schritt zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrsbereichs die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und der Mobilität. Durch diesen fortschreitenden Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos wächst die Nachfrage elektrischer Energie und gewinnt der Stromsektor zunehmend an Bedeutung. Die Übertragungsnetzbetreiber und die aktuelle Bundesregierung gehen von ca. 16,4 Mio. Wärmepumpen bis 2045 bzw. 2050 [104, 195] (Stand 2022 ca. 1,8 Mio. [45]) und über 35 Mio. Elektroautos im Jahr 2045 aus [104] (Stand 2022 ca. 1 Mio. vollelektrische Fahrzeuge und mehr als 800.000 Plug-in-Hybride [89]).

Sowohl ein rascher Ausbau Erneuerbarer Energien als auch die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrsbereichs stellen neue Herausforderungen an das Energiesystem.

Für eine erfolgreiche Transformation muss das gesamte Energiesystem vollständig auf Erneuerbare Energien ausgerichtet werden [191]. Diese grundlegende Systemtransformation umfasst die gesamte technische Infrastruktur, wie Netze und Speicher, als auch Energiemärkte und deren regulatorische Vorgaben.

Ein wichtiger Teil der Energieinfrastruktur sind elektrische Energienetze. Sie nehmen eine bedeutende Rolle im Transformationsprozess ein. Insbesondere in den Verteilnetzen werden dezentrale Erneuerbare Energien und sektorenkoppelnde Verbrauchseinrichtungen installiert, was zukünftig stärkere Herausforderungen an den Betrieb von Verteilnetzen stellt. Bereits vor über 10 Jahren wurde darauf hingewiesen, dass Netzengpässe in Übertragungs- und Verteilnetzen als Haupthindernis auf dem Weg zu 100 % Erneuerbare Energien angesehen werden können [114]. Heute ist diese Erkenntnis nach wie vor relevant. So musste beispielsweise im ersten Quartal 2023 mehr als 5 % (11,4 TWh) der Erneuerbaren Energieerzeugung abgeregelt werden, um Netzengpässe zu vermeiden [43]. Im Jahr 2022 entfielen ca. 30 % des Abregelungsbedarfs allein auf kritische Netzsituationen in den Verteilnetzen [64]. Somit stellen Verteilnetze bereits heute einen begrenzenden Faktor für die Nutzung Erneuerbarer Energien dar [28].

In besonderem Maße sind davon Niederspannungsnetze betroffen (siehe Abbildung 1.1). Als unterste Spannungsebene im elektrischen Energienetz ist der Großteil an Aufdach-PV und sektorenkoppelnder Verbraucher in den Niederspannungsnetzen installiert. Die Einspeisung großer Mengen photovoltaischer Energie und der zunehmende elektrische Energiebedarf sektorenkoppelnder Verbraucher kann zur Überlastung von Betriebsmitteln, wie Leitungen und Transformatoren führen. Überlastungen von Netzbetriebsmitteln können zu Unterbrechungen in der Energieversorgung führen und damit die Versorgungssicherheit gefährden. Werden keine Gegenmaßnahmen ergriffen, könnte sich der Ausbau von Erneuerbaren Energien, Wärmepumpen und Elektroautos hinauszögern und eine schnelle Transformation des Energiesystems gefährden.

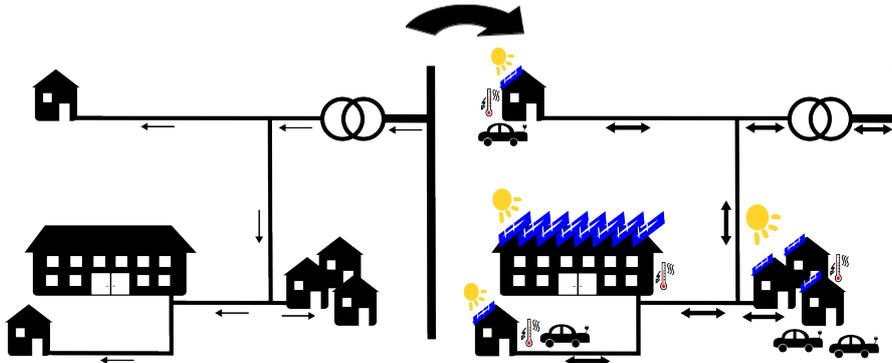


Abb. 1.1: Niederspannungsnetz im konventionellen Energiesystem (links) und im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem (rechts). Niederspannungsnetze sind stark von der Transformation des Energiesystems betroffen.

Um zu verhindern, dass Niederspannungsnetze zum Engpass für den Ausbau Erneuerbarer Energien werden, sind technische, wirtschaftliche und sozialverträgliche Lösungen erforderlich. Der konventionelle Ansatz zur Bewältigung von Überlastungen in elektrischen

Netzen heißt NOVA-Prinzip und besteht darin, zunächst auf Netzoptimierung, dann auf Netzverstärkung und schließlich auf Netzausbau zurückzugreifen [1]. In dieser Arbeit wird der Einsatz von dezentralen Batteriespeichersystemen und der Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektroautos analysiert, um Niederspannungsnetze zu entlasten. Mit zunehmender Sektorenkopplung ergeben sich nicht nur Herausforderungen, sondern auch Potentiale für Flexibilität und Synergien [15]. Insbesondere mit dezentralen Batteriespeichern können Verbrauch und Erzeugung entkoppelt, ein unnötiger Transport der elektrischen Energie ins vorgelagerte Netz unterbunden und Netzengpasssituationen vermieden werden. Somit sollten Speicheroptionen und Technologien der Sektorkopplung zwingend in die zukünftige Netzplanung einbezogen werden [15].

1.2 Stand der Forschung

Die zunehmende Anzahl dezentraler PV-Heimspeichersysteme und sektorenkoppelnder Verbraucher stellen nicht nur zusätzliche Herausforderungen für Niederspannungsnetze dar, sie können ebenfalls zur Entlastung der Netze beitragen. Allerdings werden Heimspeichersysteme momentan hauptsächlich zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von PV-Anlagen eingesetzt [93, 101, 148, 90, 124]. Eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote führt zu einem geringeren Austausch elektrischer Energie mit dem Netz.

Eine reine Orientierung auf den Eigenverbrauch bringt allerdings Nachteile mit sich. Schill et al. (2017) führten eine Modellanalyse durch, um die Gesamtkosten des Betriebs dezentraler Speicher zu untersuchen. Sie kommen zum Ergebnis, dass die Fokussierung auf eine höhere Eigenverbrauchsquote dazu führen kann, dass Dachflächen weniger ausgenutzt und Anreize für Effizienzmaßnahmen reduziert werden [192]. In weiteren Studien wurde festgestellt, dass darüber hinaus die ausschließliche Nutzung des Speichers zur Eigenverbrauchserhöhung zu einer nicht optimalen Ausnutzung der Speicherkapazität und damit zu einer geringeren Profitabilität des Speichersystems aus Systemperspektive führen [101, 93, 136, 235]. Wiesenthal et al. (2021) simulierten verschiedene Anwendungsfälle für Speichersysteme und kamen zur Schlussfolgerung, dass mehr als 30 % der Batteriespeicherkapazität für zusätzliche Anwendungszwecke genutzt werden kann [235]. Mehrere Studien kommen ebenfalls zum Ergebnis, dass mehrere Anwendungszwecke zu einer effizienteren Ausnutzung und damit zu einer gesteigerten Profitabilität des Speichersystems führen [80, 78, 71, 136, 235].

Ein möglicher Anwendungszweck für Speichersysteme ist es, Verteilnetze zu entlasten und damit zum Ausbau Erneuerbarer Energien und sektorenkoppelnder Verbraucher beizutragen. Ying (2011) untersuchte den Einsatz von dezentralen Speichern in vorstädtischen Niederspannungsnetzen. Er ermittelte, dass bei einer PV-Durchdringung von 100 % Netzengpässe zu erwarten sind, wenn die installierte PV-Leistung pro Wohneinheit mehr als 2 bis 3 kW beträgt. Mittels dezentraler Batteriespeicher können Spannungsbandverletzungen vermieden und durch PV verursachte Leistungsgradienten reduziert werden [242]. Müller et al. (2020) simulierten unterschiedliche Speicher- und Lade-

konzepte zur Behebung von Netzengpässen anhand eines realen Ortsnetzes. Sie kommen zum Schluss, dass sich mittels Batteriespeichersysteme im besten Fall die Hälfte aller Überlastungssituationen des Ortsnetztransformators vermeiden lassen [157]. Daher profitieren Niederspannungsnetze von der Installation von Batteriespeichersystemen.

Die optimale Positionierung und Speicherkapazität hängen allerdings stark von der Netztopologie, den Erzeugungsanlagen und dem Anwendungsziel ab. Fortenbacher (2017) betrachtet verschiedene modellprädiktive Regelungsstrategien für dezentrale Batteriespeicher. Er kommt zum Ergebnis, dass verteilte Batteriespeicher ökonomisch vorteilhafter sind als ein zentraler Communityspeicher, da sie einen großen Beitrag dazu leisten, die Abregelung von PV-Leistung zu verringern [94]. Dieser vorteilhafte Nutzen dezentraler Batteriespeicher und der höhere Beitrag zur Netzentlastung wurden in weiteren Studien bestätigt [156, 157].

Dennoch können Communityspeicher effektiv Netzüberlastungen entgegenwirken. Westering et al. (2019) simulierten anhand eines Netzwerkmodells den Beitrag von Communityspeicher zur Netzentlastung. Sie kommen zum Ergebnis, dass Communityspeicher in der Lage sind, den Leistungsfluss durch das Netz zu einem hohen Grad zu beeinflussen, was zu einer guten Ausnutzung der Speicherkapazität führt [214].

Sektorenkoppelnde Verbraucher sind ebenfalls in der Lage, Flexibilität bereitzustellen und sich der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien anzupassen. Wärmepumpen, die mit einem Wärmespeicher ausgestattet sind, können überschüssige PV-Energie aufnehmen und ihren elektrischen Energiebezug reduzieren, in Zeiten eines hohen elektrischen Energiebedarfs im Netz. Mobile Batteriespeichersysteme in Elektroautos können Flexibilität bereitstellen, indem sie Bedarfsspitzen in Zeiten hoher erneuerbarer Energieerzeugung verschieben.

Der Einfluss von Elektroautos auf Niederspannungsnetze wurde in verschiedene Studien untersucht. Nobis (2015) untersuchte Elektroautos in Kombination mit PV-Heimspeichersystemen. Er kommt in seiner Dissertation zum Ergebnis, dass Elektroautos in Kombination mit PV-Heimspeichersysteme nur einen geringen Einfluss auf Niederspannungsnetze besitzen. Allerdings nahm er eine relativ geringe PV-Ausbaurate an [161]. Demgegenüber kommen Stute et al. (2019) mittels Netzsimulation zu dem Schluss, dass bereits bei geringer Elektrodurchdringung ohne weitere Gegenmaßnahmen ein Ausbau der Netze notwendig ist [122].

Besonders in ländlichen Gebieten mit einer hohen Durchdringung von Elektroautos können Netzüberlastungen auftreten, wobei die Ladestrategie dabei einen großen Einfluss spielt [99]. Gemassmer et al. (2021) simulierten den Einfluss unterschiedlicher Ladestrategien von Elektroautos auf die Belastung von Niederspannungsnetzen. Sie kommen zum Schluss, dass eine reine marktorientierte Ladestrategie aus Netzsicht nicht zu empfehlen ist, wobei das Laden mit einer reduzierten Ladeleistung eine starke netzentlastende Wirkung zeigt [99]. Heider et al. (2022) untersuchten den Einfluss verschiedener Ladestrategien auf die Belastung der Mittel- und Niederspannungsebene und führten Netzmodellanalysen durch. Das Ergebnis ist, dass flexible Ladestrategien den Abregelungsbedarf der Last und der Erzeugung nur bis zu einem bestimmten Punkt vermeiden

können [110]. Dennoch kann eine signifikante Reduktion der Netzausbaukosten erreicht werden [189, 110].

Zusätzlich können PV-Heimspeichersysteme einen nennenswerten Beitrag zur Integration der Elektromobilität in Niederspannungsnetze liefern. Engel et al. (2019) simulierte die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungsraten von Elektroautos auf die Belastung in Niederspannungsnetzen. Sie kommen zum Ergebnis, dass selbst der momentane regulatorische Rahmen (Stand 2019) in Deutschland es zulässt, dass mit intelligenter Betriebsweise von PV-Heimspeichersystemen ca. ein Drittel mehr Elektroautos in den Niederspannungsnetzen integriert werden können [79].

Power-to-heat Technologien bieten das höchste Potential zur Lastverschiebung unter den Demand-side Management Technologien [112]. Wärmepumpen sind eine vielversprechende Möglichkeit, fossil-frei Wärme in Niederspannungsnetzen bereitzustellen. Vanhoudt et al. (2014) untersuchten das Potential einer flexiblen Betriebsweise von Wärmepumpen, um Lastspitzen zu reduzieren und den Eigenverbrauch zu erhöhen. Sie kommen zum Schluss, dass Spannungsbandunterschreitungen in Zeiten von hohem elektrischem Energiebedarf und Abregelung von erneuerbarer Energieerzeugung mit einer flexiblen Betriebsweise der Wärmepumpen deutlich reduziert werden können, was zu geringeren Netzausbaukosten führt [215]. Überdies ist eine flexible Betriebsstrategie geeignet, Lastspitzen zu verschieben und den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen und damit netzentlastend zu wirken [204].

In Verbindung mit einem Wärmespeicher sind Wärmepumpen eine kosteneffiziente Flexibilitätsoption [77, 56]. Pena-Bello et al. (2021) entwickelten ein open-source Modell, um PV-gekoppelte Wärmepumpensysteme in Einfamilienhäusern zu untersuchen. Sie kommen zum Ergebnis, dass mit einem Wärmespeicher die Netzbezugskosten um bis zu 26 % gesenkt werden können [167]. Hierbei kann sogar die thermische Trägheit der Gebäudemasse als Wärmespeicher dienen. Kensby et al. (2014) haben in Feldversuchen gezeigt, dass Massivhäuser in der Lage sind, Wärmebedarfsspitzen erheblich zu glätten, ohne den Komfort der Innenräume zu gefährden [130].

1.3 Forschungslücken und Forschungsfragen

Der aktuelle Stand der Forschung verdeutlicht ein erhebliches Forschungsinteresse im Bereich Niederspannungsnetze und dem Beitrag von Batteriespeichersystemen im erneuerbaren Energiesystem. Dennoch existieren Forschungsaspekte, die bisher unzureichend beachtet wurden und somit eine bestehende Forschungslücke darstellen. Das vorrangige Ziel dieser Arbeit besteht darin, einen Beitrag zur Schließung dieser Forschungslücke zu leisten.

In verschiedenen Studien wurde der Beitrag von Batteriespeichersystemen in Verteilnetze entweder nur unter Berücksichtigung von Elektroautos [161, 122, 99, 79, 242, 154, 186] oder nur Wärmepumpen [204, 77, 215, 56, 167] untersucht. Studien darüber, wie eine flexible Betriebsweise von Elektroautos und Wärmepumpen miteinander in Verteilnetzen

interagieren, welche Herausforderungen daraus entstehen und welchen Beitrag stationäre Batteriespeichersysteme leisten können, sind unterrepräsentiert. Diese Arbeit trägt zum Schließen dieser Forschungslücke bei, indem PV, Batteriespeichersysteme, Elektroautos und Wärmepumpen mit Wärmespeicher in hochgradig erneuerbaren und sektorengekoppelten Niederspannungsnetzen gemeinsam untersucht werden.

Des Weiteren fokussieren verschiedene Studien auf einen relativ moderaten Ausbau von PV und Sektorenkopplung, der sich beispielsweise an die moderaten Ausbauziele vergangener Bundesregierungen für 2030 bis 2035 orientieren [161, 61, 242, 167, 244]. Diese Arbeit orientiert sich an der maximal verfügbaren Dachfläche für PV-Anlagen und einem starken Ausbau von Wärmepumpen und Elektroautos, welcher zum Erfüllen der Klimaziele beiträgt [203, 174].

Weitere Studien, die den Einfluss von PV, Batteriespeicher, Elektroautos und Wärmepumpen auf Niederspannungsnetze analysierten, betrachteten ausschließlich städtische Netzgebiete [26] oder konzentrierten sich auf Communityspeicher [136, 214]. Diese Forschungsperspektive wird erweitert, indem in dieser Arbeit ländliche und sub-urbane Niederspannungsnetze betrachtet werden, die ein höheres Dachflächenpotential für PV aufweisen und einen vergleichsweise hohen Lastfluss im Verhältnis zur Kapazität der Netzkomponenten besitzen. Darüber hinaus werden Heimspeichersysteme und verschiedene Positionierungen von Communityspeichern miteinander verglichen.

Des Weiteren untersuchten viele Studien den Einfluss eines Haushalts am Netzverknüpfungspunkt durch Bestimmung der Last- und Erzeugungsspitzen und den Rückflüssen ins Niederspannungsnetz [56, 215, 167, 221]. In dieser Arbeit werden Lastflussberechnungen für das gesamte Niederspannungsnetz durchgeführt, basierend auf Netzsimulationen mit einminütiger Auflösung.

Aus dem beschriebenen Forschungsbedarf werden folgende Forschungsfragen abgeleitet, die in dieser Arbeit beantwortet werden:

1. Technische Herausforderungen: Welche Belastungen entstehen in Niederspannungsnetzen durch sektorenkoppelnde Verbraucher und dezentrale PV-Anlagen?
2. Technische Lösungen: In welchem Maße können diese Belastungen reduziert werden durch Heimspeicher, Communityspeicher und einer flexiblen Betriebsweise der sektorenkoppelnden Verbraucher?
3. Wirtschaftliche Machbarkeit: Welche Kosten und Erlöse entstehen in den Lösungsszenarien für die einzelnen Akteure (Verbraucher:innen, Netzbetreiber:innen und Communityspeicherbetreiber:innen), unter besonderer Berücksichtigung eines lokalen Energiemarktes und der Bereitstellung von Flexibilität für das Niederspannungsnetz?
4. Einflussfaktoren: Welche Faktoren beeinflussen in welchem Maße den Ausbau von Batteriespeichersystemen in Deutschland?

1.4 Aufbau der Arbeit

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf Niederspannungsnetzen, die in Kapitel 2 genauer vorgestellt werden. Hierbei wird zunächst die Rolle von Niederspannungsnetzen im zellularen Energiesystem beleuchtet. Anschließend werden Grundsätze von Niederspannungsnetzen in Deutschland erläutert, gefolgt von einem Überblick, welche sektorenkoppelnden Verbraucher und Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen vorzufinden sind. In Kapitel 3 wird die Modellierung der Niederspannungsnetze mit den Inputparametern vorgestellt. Ferner werden die Niederspannungsnetze dargestellt, die in dieser Arbeit untersucht werden. Anschließend werden in Kapitel 4 die technischen und wirtschaftlichen Szenarien präsentiert.

Kapitel 5 widmet sich der ersten Forschungsfrage. Um diese zu beantworten, werden technische Herausforderungen identifiziert, die bei einem umfassenden Ausbau dezentraler PV-Anlagen und dem vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos in Niederspannungsnetzen auftreten können. Lösungsansätze für diese Herausforderungen werden in Kapitel 6 analysiert. Diese Lösungen umfassen den Einsatz von stationären Batteriespeichersystemen und einer flexiblen Betriebsweise von Elektroautos und von Wärmepumpen in Verbindung mit einem Wärmespeicher. Damit wird die zweite Forschungsfrage behandelt.

Die ersten beiden Forschungsfragen nach den technischen Herausforderungen und Lösungen werden mittels einer Szenarioanalyse beantwortet. Dabei werden die Szenarien mit einem lastflussbasierten Energiesystemmodell simuliert. Lastflussberechnungen bieten eine geeignete Methode, um elektrotechnische Zustände im Niederspannungsnetz präzise zu bestimmen und somit die einzelnen Szenarien zu bewerten.

In Kapitel 7 werden die technischen Lösungsszenarien in Hinblick auf ihre Kosten und Erlöse untersucht. Dabei werden für jedes Szenario die annualisierten Kosten und Erlöse für Haushalte, Netzbetreiber:innen und Communityspeicherbetreiber:innen ermittelt und miteinander verglichen.

Kapitel 8 setzt sich mit der vierten Forschungsfrage auseinander, die die Einflussfaktoren für den Batteriespeicherausbau in Deutschland betrifft. Zur Beantwortung dieser Frage wurde ein transdisziplinärer Workshop mit Expert:innen aus dem Batteriespeicherbereich durchgeführt, begleitet von Umfragen zu Art und Gewichtung dieser Einflussfaktoren. Die Befragung verschiedener Expert:innen ermöglicht es, unterschiedliche Perspektiven und ein umfassendes Verständnis für die Einflussfaktoren auf den Batteriespeicherausbau zu gewinnen. Das Workshopformat ermöglichte es den Teilnehmenden zu diskutieren und Konsens oder Dissens sichtbar werden zu lassen.

In Kapitel 9 werden die Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

1.5 Arbeiten im Rahmen dieser Promotion

Im Rahmen dieser Promotionsarbeit entstanden verschiedene Publikationen. In diesen Publikationen wurden Ergebnisse dieser Arbeit bereits veröffentlicht. Grafiken in dieser Arbeit, die diesen Publikationen entnommen oder in abgewandelter Form verwendet werden, sind gekennzeichnet.

Die Analyse der technischen Herausforderungen und Lösungen zu Heimspeichersystemen und flexiblen Verbrauchern in den Kapiteln 5 und 6 findet sich wieder in

Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, and Julia Kowal. The importance of battery storage systems in reducing grid issues in sector-coupled and renewable low-voltage grids. *Journal of Energy Storage*, 2023.

Ausgewählte technische Szenarien und deren wirtschaftliche Analyse der Kapitel 6 und 7 wurden veröffentlicht in

Ricardo Reibsch. Der Beitrag von Batteriespeichern in Niederspannungsnetzen im Erneuerbaren und sektorengkoppelten Energiesystem. In *ETG-Kongress 2023, Die Energiewende beschleunigen, 25. – 26.05.2023 in Kassel*. VDE Verlag GmbH, 2023. ISBN 978-3-8007-6108-1.

Die technische Analyse von Heim- und Communityspeicher in Kapitel 6.1 ist publiziert in

Tabea Katerbau, Ricardo Reibsch, and Julia Kowal. Analysis of Operating and Positioning Strategies of Home and Community Storage Systems in Low Voltage Grids in a Sector-Coupled and Renewable Energy System. *Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022)*, 2023.

Im Rahmen dieser Promotion wurden darüber hinaus drei Masterarbeiten betreut.

- Leonard Voges (2021): „Analyse von Betriebsmodellen für Batteriespeichersysteme in Niederspannungsnetzen und Bewertung für ein zukünftiges Energiesystem nach dem zellularen Ansatz“
- Tabea Katerbau (2022): „Analyse und Modellierung von Niederspannungsnetzen im regenerativen und sektorengkoppelten Energiesystem unter Berücksichtigung verschiedener Positionierungen und Betriebsstrategien von Batteriespeichersystemen“
- Paul Oeser (2023): „Untersuchung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen mit thermischen Kurzzeitspeichern in der Energiezelle“

2 Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengkoppelten Energiesystem

Niederspannungsnetze stellen die unterste Spannungsebene im deutschen Stromsystem dar. In ihnen sind die meisten Endkunden angeschlossen, darunter Haushalte, Gewerbe und kleine Industriebetriebe. Mit Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzen gehören sie zu den Verteilnetzen. Niederspannungsnetze umfassen deutschlandweit die höchste Zahl an Leitungskilometern mit ca. 1.150.000 km, wobei es auf Mittelspannungsebene ca. 505.000 km und auf Hochspannungsebene ca. 66.000 km sind [92]. Der Anteil an Erdverkabelung nimmt in den unteren Spannungsebenen zu. Niederspannungsnetze weisen mit ca. 87 % den größten Anteil an Erdverkabelung auf, verglichen mit anderen Netzebenen [92].

Niederspannungsnetze leiten elektrische Energie aus dem Mittelspannungsnetz an die angeschlossenen Endkunden weiter. Daher wurden Netzkomponenten, wie Transformatoren oder Leitungen, bisher auf die Last der einzelnen Endverbraucher ausgelegt. Da der Grad an Messequipment in den unteren Spannungsebenen abnimmt, sind Netzzustände besonders in der Niederspannungsebene nur selten bekannt. Daher werden Niederspannungsnetze mit einer vergleichsweise großen Reserve ausgelegt.

Die Transformation des Energiesystems verändert Niederspannungsnetze in großem Maße. Die zunehmende Anzahl dezentraler PV-Anlagen sorgt dafür, dass Niederspannungsnetze nicht nur Strom zu den Endkunden weiterleiten, sondern auch lokal erzeugten Strom aufnehmen und sogar in höhere Netzebenen einspeisen. Darüber hinaus führt die zunehmende Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmebereichs zu einer größeren Anzahl sektorengkoppelter Verbraucher im Stromsystem. Ein großer Teil von Elektroautos und Wärmepumpen wird zukünftig in Niederspannungsnetzen angeschlossen sein. Diese sektorengkoppelnden Verbraucher sorgen für zusätzliche Stromflüsse und eine zunehmende Belastung der Niederspannungsnetze. Verteilnetzbetreiber rechnen daher zukünftig mit einer Zunahme von Engpässen und Grenzwertverletzungen, vorwiegend in Mittel- und Niederspannungsnetzen [44]. Verteilnetze sind bisher nicht in der Lage, mit den zukünftigen Herausforderungen umzugehen. Sie benötigen sowohl beim Netzausbau Weiterentwicklungen als auch in den Bereichen Digitalisierung, Flexibilitätsbereitstellung, Automatisierung und dem regulatorischen Rahmen, um sich den neuen Herausforderungen zu stellen [250].

Bis 2031 werden Kosten für Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung auf Verteilnetzebene von 27,61 Mrd.€ erwartet [44]. Davon entfallen ca. 10 Mrd.€ auf die Niederspannungsebene und den Übergang Niederspannung/Mittelspannungsebene [44]. Andere Untersuchungen gehen von notwendigen Netzausbaukosten von 0,9 Mrd.€ bis 7,7 Mrd.€ aus [229]. In städtischen oder industriestarken Regionen sind Netzbelastungen hauptsächlich durch zusätzliche Verbrauchsleistung gekennzeichnet, wohingegen in ländlichen Regionen es stark davon abhängt, durch welche Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen die Region geprägt ist [44]. In ländlichen Regionen mit hoher Einspeisung und vergleichsweise geringem Verbrauch werden vor allem einspeisegetriebene Netzbelastungen erwartet. Der Beitrag von Flexibilitätsoptionen zu einem stabilen Netzbetrieb wird zunehmend wichtiger. Durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen könnten Netzausbaukosten deutlich reduziert werden [229].

2.1 Niederspannungsnetze im zellularen Energiesystem

Die Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien und starker Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität erfordert eine Transformation auf den unteren Netzebenen. Eine Möglichkeit dieser Transformation gerecht zu werden ist der Ansatz des „Zellularen Energiesystems“ [217]. Kern des Zellularen Energiesystems ist die Energiezelle. Eine Energiezelle ist räumlich abgegrenzt und kann dabei ein Wohnhaus, Industriebetrieb, Quartier, Dorf, Stadt bis zum Bundesland oder Land sein. Jede Energiezelle arbeitet nach dem *Subsidiaritätsprinzip*, das besagt, dass Energieerzeugung und Energieverbrauch zunächst in der Zelle selbst ausgeglichen werden. Der Energieausgleich innerhalb der Zelle kann dabei durch Speicherung, Energiewandlung (Sektorenkopplung) oder angebotsabhängigen Verbrauch sichergestellt werden. Ist die Zelle nicht in der Lage, Erzeugung und Verbrauch lokal auszugleichen, wird sie nach dem *Solidaritätsprinzip* unterstützt, indem mit Nachbarzellen oder der übergeordneten Zellebene kooperiert und Energie ausgetauscht wird. Genauso trägt jede Energiezelle dazu bei, das Gesamtsystem zu stützen, wenn es von den höheren Zellebenen angefordert wird.

Der VDE definiert eine Energiezelle wie folgt [217]:

Eine Energiezelle besteht aus der Infrastruktur für verschiedene Energieformen, in der durch ein Energiezellenmanagement in möglicher Koordination mit Nachbarzellen der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über alle vorhandenen Energieformen organisiert wird.

Als *Infrastruktur* der Energiezelle werden alle Komponenten angesehen, die der Erzeugung, Speicherung, Übertragung und dem Verbrauch dienen. Der Energiezelle umfasst dabei *verschiedene Energieformen*, wie Strom, Gas, Fern- und Nahwärme sowie Mobilität. In dieser Arbeit wird nur der Austausch von Strom über Leitungen und Transformatoren sowie die Umwandlung von Strom in Wärme und zu Mobilitätszwecke berücksichtigt. Wärme- und Gasnetze werden nicht abgebildet. In allen hier betrachteten

Niederspannungsnetzen wird davon ausgegangen, dass der Wärme- und Mobilitätsbedarf auf Haushaltsebene ausschließlich durch Strombezug gedeckt wird und Wärme- oder Gasnetze in den betrachteten Netzgebieten nicht vorhanden sind. Dennoch kann es für die umfassende Planung einer Energiezelle relevant sein, Wärme- und Gasnetz einzubeziehen. Unter *Energiezellenmanagement* wird die gesamte Leittechnik inklusive Kommunikationstechnik verstanden, die zur Erfassung, Übermittlung, Verarbeitung und Auswertung der Daten und zur Steuerung der Komponenten relevant sind.

Das Zellulare Energiesystem kann die Robustheit und Resilienz des Energiesystems steigern. Sie können sich im Fehlerfall vom Verbundnetz trennen und in den Inselbetrieb wechseln. Der Inselbetrieb ist allerdings nur der Notmodus. Prämisse ist die Kopplung und Stützung des Verbundsystems. Eine Energiezelle ist dabei eine autonom agierende und selbstständige Einheit, die mit anderen Energiezellen in Verbindung steht und das Verbundsystem formt.

Eine zellulare Struktur des Energiesystems reduziert die Komplexität der Systemführung: Nicht das Gesamtsystem wird optimiert, sondern jede Energiezelle für sich, die wiederum durch festgelegte Regeln mit Nachbarzellen interagieren und so den „Gesamtorganismus“ Energiesystem bilden.

Das zellulare Energiesystem ist eine vielversprechende Möglichkeit, ein dezentrales Energiesystem zu organisieren. Daher wird in dieser Arbeit untersucht, wie sich Niederspannungsnetze als eigenständige Energiezelle verhalten. Die kleinste Energiezelleneinheit ist dabei ein Haushalt, der mit der übergeordneten Energiezelle, dem Niederspannungsnetz, interagiert. Im Niederspannungsnetz selbst wird Energieerzeugung und Energieverbrauch ausgeglichen. Wenn dieser Ausgleich nicht gelingt, findet ein Austausch des Niederspannungsnetzes mit der höheren Zellebene, dem Mittelspannungsnetz, statt.

2.2 Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland

In Deutschland werden Niederspannungsnetze mit einer Frequenz von 50 Hz bei 400/230 V betrieben. Sie sind in Deutschland meistens als TN-C-S Netze¹ ausgeführt, was einen guten Kompromiss zwischen Installationsaufwand und Personensicherheit darstellt. Die Topologie von Niederspannungsnetzen kann in zwei Gruppen eingeteilt werden.

1. Radiale Netze / Strahlennetze sind Netze, bei denen vom NS/MS Transformator Netzstränge sternförmig zu den Endverbraucher:innen führen. Jede:r Endverbraucher:in ist dabei über genau einen Strompfad mit dem Transformator verbun-

¹TN-C-S ist eine Abkürzung für „terre neutre combiné séparé“ und steht für separate kombinierte neutrale Erde. Ab dem Hausanschluss müssen Neutralleiter (N) und Schutzleiter (PE) konsequent getrennt geführt werden.

den. Vorteile dieser Netztopologie sind geringer Aufwand, weniger Leitungslänge, Übersichtlichkeit und geringere Kosten. Allerdings ist diese Netzstruktur nicht (n-1)-sicher. Das heißt, ein Ausfall eines Betriebsmittels kann zur Versorgungsunterbrechung bei Endverbraucher:innen führen. Im Gegensatz zu höheren Netzebenen ist in der Niederspannung keine (n-1)-Sicherheit gefordert. Radiale Netze sind vielfach auf Niederspannungsebene anzutreffen, hauptsächlich in ländlichen Netzen.

2. Vermaschte Netze sind Netze, bei denen Endverbraucher:innen über mehr als einen Strompfad versorgt werden können. Zwar wird für diese Netzstruktur mehr Leitungslänge und ein höherer Installationsaufwand benötigt. Allerdings findet in diesen Netzen ein besserer Leistungsausgleich statt und sie erfüllen das (n-1)-Kriterium. Eine spezielle Form von vermaschten Netzen sind Ringnetze, bei denen alle Endverbraucher:innen in einem Ring zusammen geschaltet sind. Der Ring kann dabei offen betrieben werden, was einer radialen Netzstruktur entspricht, oder bei Bedarf geschlossen werden. Vor allem städtische Netze weisen im Gegensatz zu ländlichen Netzen kürzere Leitungslängen auf und sind häufig als vermaschte Netze ausgeführt.

In dieser Arbeit werden nur ländliche und vorstädtische Niederspannungsnetze betrachtet. Daher weisen alle untersuchten Netze eine radiale Netzstruktur auf.

2.2.1 Betriebsmittel und Grenzwerte in Niederspannungsnetzen

Leitungen In Niederspannungsnetzen ist der Anteil Erdverkabelung mit ca. 87 % deutlich höher als der von Freileitungen [92]. Bei Freileitungen lassen sich aufgrund von Gewichtsbeschränkungen nur begrenzte Leitungsquerschnitte realisieren. Darüber hinaus besteht eine größere Berührungsfahr und Störanfälligkeit durch Wettereinflüsse. Die untersuchten Netze in dieser Arbeit sind vollständig erdverkabelt. Typische Leiterquerschnitte sind 95 mm^2 , 150 mm^2 , 185 mm^2 und 240 mm^2 . Richtlinien zur Verlegung finden sich in DIN VDE 0276-603 [68].

Ausschlaggebend für die maximale Übertragungsleistung der Kabel ist der maximale thermische Grenzstrom der Kabel. Dieser ist abhängig von der Umgebungstemperatur, der Wärmeabführung des Erdreichs, den Verlegebedingungen sowie der Kabelhäufung [66]. All diese Faktoren in der Modellierung abzubilden, ist nicht handhabbar. Es werden einheitliche thermische Grenzströme für jeden Kabeltyp verwendet, da die Umgebungstemperatur, Wärmeabführung und Verlegungsbedingungen in Deutschland sehr ähnlich sind und Doppelkabel nur in kurzen Streckenabschnitten bei Netzverstärkungsmaßnahmen auftreten. Bei Doppelkabeln kann darüber hinaus der Absenkung des zulässigen Grenzstromes mit entsprechend breiten Kabelgräben und ausreichendem Abstand entgegengewirkt werden. Der thermische Grenzstrom kann den jeweiligen Datenblättern entnommen werden. Übersteigt der Stromfluss den thermischen Grenzstrom, tritt eine Überlastung auf. Die thermischen Grenzströme, der in der Modellierung dieser Arbeit untersuchten Kabel, sind in Tab. 3.4 dargestellt.

Ortsnetztransformator Ortsnetztransformatoren sind Teil der Ortsnetzstation. Sie übersetzen das Spannungsniveau der Mittelspannungsebene auf die Niederspannungsebene. Die Standard-Bauform sind ölgefüllte Transformatoren. Das Mineralöl dient dabei sowohl der Isolation als auch der Kühlung. Die zulässige Übertragungsleistung ist begrenzt durch die maximale thermische Erwärmung des Öls. Die Übertragungsleistung sollte daher auf die Nennscheinleistung des Transformators beschränkt werden, um eine Überhitzung des Öls zu vermeiden. Eine dauerhafte Überhitzung des Öls kann zur schnelleren Alterung oder Beschädigung des Ortsnetztransformators führen. Es gibt allerdings Studien [60, 6], die zeigen, dass ein sicherer Betrieb unter bestimmten Bedingungen auch über der Nennscheinleistung möglich ist. In dieser Arbeit wird jedoch die Nennscheinleistung als maximal zulässige Übertragungsleistung des Ortsnetztransformators angesetzt. Übertragungsleistungen oberhalb der Nennscheinleistung werden als Überlastung angesehen, sowohl im Rückspeise- als auch im Lastfall.

Die in dieser Arbeit untersuchten Niederspannungsnetze besitzen einen Ortsnetztransformator. Nur im Fall eines Netzausbaus können mehrere parallel geschaltete Transformatoren eingesetzt werden, um die Übertragungsleistung gleichmäßig zu verteilen. Alle betrachteten Transformatoren besitzen ein festes Übertragungsverhältnis. Der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren ermöglicht, das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz vom Spannungsniveau des Mittelspannungsnetzes zu entkoppeln, wodurch das volle Spannungsband in der Niederspannung ausgenutzt werden kann. Allerdings werden regelbare Ortsnetztransformatoren nicht von allen Verteilnetzbetreibern angewendet, da sie für Leitungsprobleme keine Lösung darstellen und häufig als Zwischenlösung für die aktuell auftretenden Spannungsprobleme sind [11]. Regelbare Ortsnetztransformatoren werden laut einer Umfrage [11] nur vereinzelt eingesetzt.

Spannungsband Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, Endkund:innen am Netzverknüpfungspunkt eine bestimmte Spannungsqualität bereitzustellen. Dazu zählt laut DIN EN 50160 [65] für 95 % der zehnmütigen Mittelwerte der Spannung eines Wochenintervalls eine Abweichung von maximal $\pm 10\%$ der Nennspannung einzuhalten. Wird dieses Spannungsband unter- oder überschritten, können Geräte von Endkund:innen ausfallen oder beschädigt werden. Bei einer Nennspannung von 230/400 V (Leiter-Erde / Leiter-Leiter) entspricht das einem Spannungsband von 207-253 V bzw. 360-440 V. In der elektrischen Energietechnik wird häufig das Per-Unit-System verwendet. 1 pu entspricht auf der Niederspannungsebene einer Nennspannung von 230/400 V. Somit liegt das einzuhaltende Spannungsband bei 0,9 pu bis 1,1 pu.

In dieser Arbeit wird ausschließlich die Niederspannungsebene und die MS/NS-Umspannebene betrachtet. Da die MS- und NS-Ebene in der Regel starr miteinander gekoppelt sind, hängt die Spannung am MS/NS-Transformator von den elektrischen Verhältnissen in der Mittelspannung ab. Daher wird das Spannungsband von $\pm 10\%$ auf die gesamte MS und NS-Ebene bezogen. In Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie [60] wird das Spannungsband wie folgt aufgeteilt:

- Im maximalen Last- oder Einspeisefall wird eine Spannungsänderung von $\pm 4\%$ in der Mittelspannungsebene angenommen.
- Für den MS/NS-Transformator und die NS-Ebene steht in diesem Fall ein zulässiges Spannungsband von $\pm 6\%$ zur Verfügung.

Spannungsbandänderungen treten durch Wirkleistungseinspeisung und -entnahme im Stromnetz auf. Die Wirkleistungseinspeisung verursacht dabei eine Spannungserhöhung und eine Wirkleistungsentnahme eine Spannungsverringering am Hausanschluss. Dieser Effekt tritt bei längeren Netzsträngen und geringeren Leitungsquerschnitten stärker auf.

Eine Möglichkeit, die Spannung am Hausanschluss zu beeinflussen, ist die Blindleistungseinspeisung. So müssen etwa Photovoltaikanlagen nach VDE AR 4105 [67] Blindleistung einspeisen, um einer Spannungserhöhung entgegenzuwirken. Die Verfahren zur Blindleistungseinspeisung werden in Kapitel 2.2.2 ausgeführt. Im Folgenden wird veranschaulicht, wie eine Blindleistungseinspeisung auf die Spannung am Hausanschluss wirkt.

Abb. 2.1 zeigt ein vereinfachtes Niederspannungsnetz mit Ortsnetztransformator, von dem ein Netzstrang abgeht. Am Ende des Netzstrangs befindet sich ein Haushalt mit einer Photovoltaikanlage. Bei Netzbezug verursacht der Leiterstrom einen Spannungsabfall über der Leitung. Dadurch verringert sich die Spannung am Hausanschluss (graue Linie). Kehrt sich durch Wirkleistungseinspeisung die Stromrichtung um, verursacht das einen entgegengesetzten Spannungsabfall über der Leitung. Das führt zu einer höheren Spannung am Hausanschluss (gelbe Linie). Durch zusätzliche Einspeisung von induktiver Blindleistung kann die Spannung am Hausanschluss verringert werden (orangene Linie).

2.2.2 Beeinflussung der Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen zu beeinflussen. Ziel dabei ist immer eine thermische Überlastung der Betriebsmittel zu vermeiden und die Einhaltung des Spannungsbands sicherzustellen. In Tab. 2.1 ist eine Auswahl an Maßnahmen gezeigt, um dieses Ziel zu erreichen.

Änderung der Netzimpedanz

Eine Möglichkeit ist es, die Impedanz der Leitungen und Transformatoren und damit die Netzimpedanz zu ändern. Häufig sind Transformatoren der erste Engpass, der in der Niederspannungsebene auftritt [11]. Typisches Vorgehen ist dann, den bestehenden Transformator gegen einen leistungsstärkeren Transformator zu ersetzen oder einen weiteren Transformator parallel zu schalten. Dieses Vorgehen erhöht nicht nur die übertragbare

Tab. 2.1: Möglichkeiten zur Beeinflussung der Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen (in Anlehnung an [11, 108, 131])

Maßnahme	<i>Spannungsband einhalten</i>	<i>Betriebsmittel entlasten</i>	<i>In dieser Arbeit untersucht</i>	
Änderung der Netzimpedanz				
Transformatortausch	x	x	x	siehe Kap. 3.2.3
Aufteilung von Ortsnetzen	x	x		
Strangauftrennung/Parallelverlegung	x	x	x	siehe Kap. 3.2.3
Ersatz von Leitungen Querschnittserhöhung	x	x		
Änderung der Spannung				
Einzelstrangregler	x			
Regelbarer Ortsnetztransformator	x			
Änderung der Wirkleistung				
Einspeisemanagement	x	x	x	siehe Kap. 4.4.1
Verbrauchsanpassung	x	x	x	siehe Kap. 6.3
Netzdienlicher Speicherbetrieb	x	x	x	siehe Kap. 6.1
Änderung der Blindleistung				
Erzeugungsanlagen	x		x	siehe Kap. 5.3
Wechselrichterbasierte Verbraucher	x			
Netzdienlicher Speicherbetrieb	x			

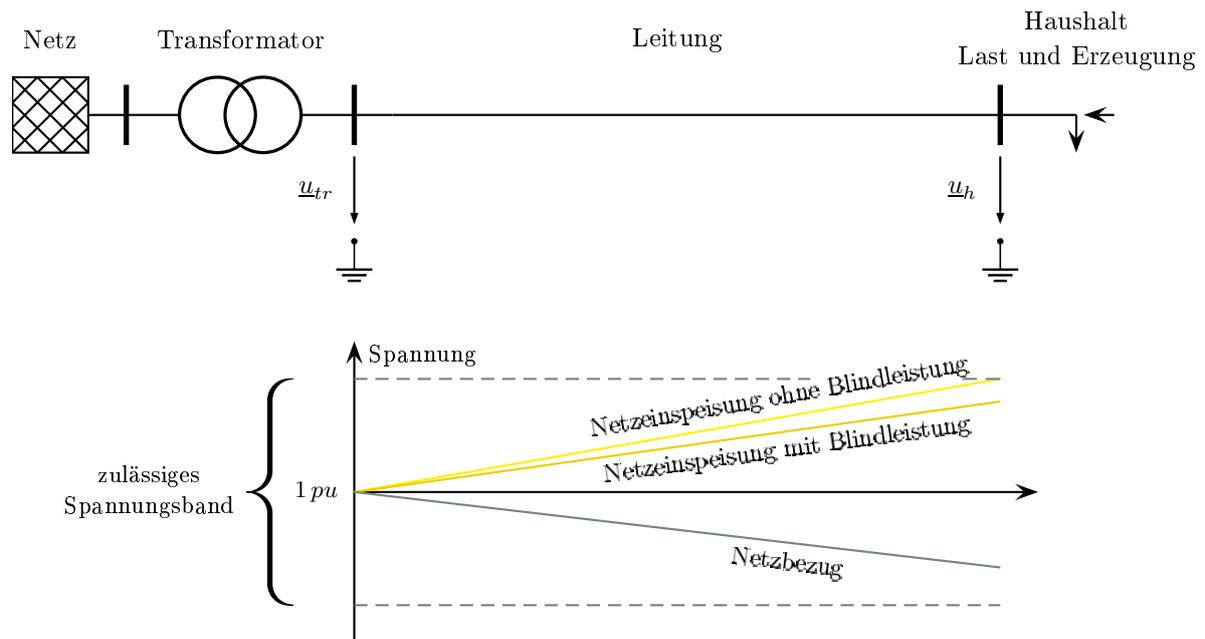


Abb. 2.1: Vereinfachte Darstellung eines Netzstrangs mit einem Haushalt als Verbraucher und Einspeiser am Strangende (oben). Veränderung der Spannung am Hausanschluss bei Einspeisung und Bezug. Durch Blindleistungseinspeisung kann die Spannung am Hausanschluss beeinflusst werden. (unten)

Leistung, sondern unterstützt auch die Spannungshaltung, da die geringere Transformatorimpedanz, einen geringeren Spannungsabfall hervorruft. In manchen Fällen kann es sinnvoll sein, das Ortsnetz aufzutrennen und zwei separate Ortsnetze zu schaffen. Diese Maßnahme wird als aufwändiger betrachtet und setzt den räumlichen Platz und die Nähe zur Mittelspannungsebene voraus [11]. Spannungsbandprobleme oder Leitungsüberlastungen können durch den Tausch des Kabels behoben werden. Dieses Vorgehen wird oft angewendet, wenn die Lebensdauer des Kabels dem Ende zugeht [11]. Ansonsten ist auch eine Parallelverlegung eines zweiten Kabels möglich, wobei die unterschiedlichen Restlaufzeiten der Kabel ein häufiges Aufgraben nötig macht. Üblich ist auch eine Auftrennung des betroffenen Netzstrangs [60]. Wie diese Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen in dieser Arbeit angewendet werden, ist in Kap. 3.2.3 beschrieben.

Änderung der Spannung

Darüber hinaus lässt sich die Spannung auch direkt beeinflussen. Eine Möglichkeit ist der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren. Im Gegensatz zu konventionellen Ortsnetztransformatoren mit festem Übersetzungsverhältnis können regelbaren Ortsnetztransformatoren ihr Übersetzungsverhältnis stufenweise anpassen. Durch Anheben oder Absenken der Spannung auf der NS-Seite des Transformators können zusätzliche Spannungsbandreserven geschaffen werden. Allerdings beeinflusst der regelbare Orts-

netztransformator die Spannung für alle Netzstränge gleichermaßen. Das ist dann nachteilig, wenn Netzstränge sehr unterschiedlich von Spannungsanhebung oder -absenkung betroffen sind. Hier bieten Einzelstrangregler die Möglichkeit, die Spannung gezielt in besonders betroffenen Netzsträngen anzupassen. Beide Varianten der direkten Spannungsbeeinflussung werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Änderung der Wirkleistung

Eine weitere Möglichkeit, Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen zu beeinflussen, ist die Anpassung der Wirkleistung. Für Photovoltaikanlagen bedeutet das eine Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung. Momentan ist der Einbau eines Rundsteuerempfängers für PV-Anlagen ab 25 kW gefordert (§9 Absatz 1 EEG). Durch diesen Rundsteuerempfänger wird dem Verteilnetzbetreiber ermöglicht, die Leistung der PV-Anlage auf 60, 30 oder 0 % zu reduzieren. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die eingespeiste Leistung am Netzverknüpfungspunkt des Haushalts stufenlos abgeregelt werden kann, um Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen zu vermeiden.

Die Einbindung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wird zunehmend vom gesetzgeberischen Seite vorangebracht und innerhalb der Fachverbände diskutiert. So regelt beispielsweise §14a EnWG, dass Betreiber:innen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Verteilnetzbetreiber:innen die Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen vertraglich vereinbaren. Im Gegenzug profitieren Betreiber:innen dieser Anlagen von einer prozentualen Reduzierung des Arbeitspreises oder einer pauschalen Netzentgeltreduzierung mit optional zeitlich variablen Netzentgelten.

In dieser Arbeit wird zwischen beabsichtigter und unbeabsichtigter Wirkleistungsanpassung durch Verbrauchseinrichtungen unterschieden. Bei der beabsichtigten Wirkleistungsanpassung reduziert eine flexible Fahrweise von Wärmepumpen oder Elektroautos (Demand-Side-Management) die Wirkleistungsentnahme und damit Verbrauchsspitzen und verschiebt diese in Zeiten höherer PV-Erzeugung. Bei der unbeabsichtigten Wirkleistungsbeeinflussung auf Verbrauchsseite ist die Abregelung von Verbrauch notwendig, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Diese tritt dann ein, wenn alle Möglichkeiten zur beabsichtigten Verbrauchsanpassung ausgeschöpft sind und keine weiteren Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen. Verbraucher werden dann abgeregelt oder vom Stromnetz getrennt, um eine Überlastung der Netzbetriebsmittel zu vermeiden. In der Praxis sind Niederspannungsnetze mit einer großzügigen Reserve geplant und Lastabschaltungen treten nur selten auf. Durch zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos könnten lastbedingte Engpässe auf Niederspannungsebene zunehmen. In dieser Arbeit wird die unbeabsichtigte Wirkleistungsbeeinflussung als letzte Option herangezogen, um Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden. Die beabsichtigte Wirkleistungsanpassung durch Verbraucher ist in Kap. 6.3 beschrieben.

Batteriespeichersysteme auf Haushaltsebene sind in der Lage, durch Wirkleistungsaufnahme bei PV-Überschuss und Wirkleistungsabgabe bei Lastüberschuss, die Leistung am Netzverknüpfungspunkt zu verringern und damit zu einer Entlastung der Netzbetriebsmittel beizutragen. Die in dieser Arbeit untersuchten Betriebsweisen sind in Kap. 6.1 beschrieben.

Änderung der Blindleistung

Eine Möglichkeit, die Spannungsverhältnisse im Netz indirekt zu beeinflussen, ist die Einspeisung von Blindleistung. Im Gegensatz zur Wirkleistungseinspeisung, die die Spannung im Netz hebt, senkt Blindleistungseinspeisung die Spannung. PV-Anlagen sind laut VDE AR 4105 [67] dazu verpflichtet, Blindleistung bereitzustellen, um Spannungsbandüberhöhungen entgegenzuwirken. Dabei wird zwischen drei Verfahren unterschieden.

1. Konstantem Verschiebefaktor $\cos(\phi)$: Blindleistung wird anhand der Wirkleistung mit konstantem $\cos(\phi)$ eingespeist. Vom Netzbetreiber kann ein $\cos(\phi)$ von $0,9_{\text{untererregt}}$ bis $0,9_{\text{übererregt}}$ vorgegeben werden.
2. Verschiebungsfaktor abhängig von der Wirkleistung $\cos(\phi)(P)$: Anhand der aktuellen Wirkleistungseinspeisung wird der Verschiebungsfaktor bestimmt
3. Blindleistungseinspeisung abhängig von Spannung $Q(U)$: Blindleistung wird abhängig von der Spannung am Netzanschlusspunkt eingestellt.

Blindleistungseinspeisung trägt zur Einhaltung des Spannungsbands bei, führt allerdings zu höheren Stromflüssen im Netz. Dadurch werden Leitungen und Transformatoren stärker belastet. Deshalb ist es vorteilhaft eine Methode zur Blindleistungseinspeisung zu wählen, die ausschließlich die für die Spannungsabsenkung notwendige Blindleistung, einspeist. Daher wird in dieser Arbeit für die Einspeisung durch PV-Anlagen die $Q(U)$ -Regelung verwendet (siehe Kap. 5.3). Die Blindleistungsbereitstellung durch wechselrichterbetriebene Verbraucher, zu denen neuere Wärmepumpen und Elektroautos gehören, und Speichersysteme, wird in dieser Arbeit allerdings nicht berücksichtigt.

Wie durch die Einspeisung von Blindleistung die Spannung im Netz beeinflusst werden kann, ist in den Abb. 2.2 und 2.3 dargestellt. In Abb. 2.2 ist das vereinfachte Ersatzschaltbild einer Leitung gezeigt. Der Kapazitätsbelag C und Ableitungsbelag G sind zugunsten der Anschaulichkeit vernachlässigt.

Die Spannungsverhältnisse an der Leitung stellen sich wie folgt dar:

$$\underline{u}_{tr} = \underline{u}_h + \underline{u}_R + \underline{u}_{\omega L} \quad (2.1)$$

Hierbei ist

$$\underline{u}_R = R \underline{i} \quad (2.2)$$

$$\underline{u}_{\omega L} = j\omega L \underline{i} \quad (2.3)$$

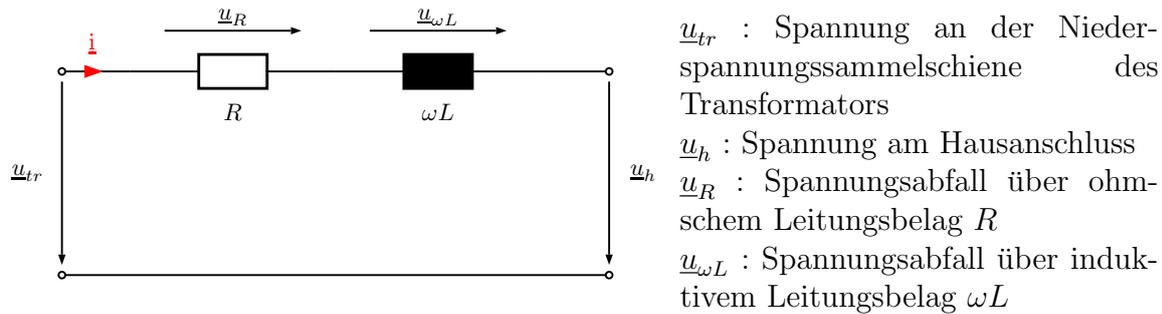


Abb. 2.2: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung
 \underline{i} : Leiterstrom

Der Spannungsabfall über dem Widerstandsbelag der Leitung \underline{u}_R ist in Phase mit dem Leiterstrom \underline{i} , wobei der Spannungsabfall über der Leitungsinduktivität $\underline{u}_{\omega L}$ um 90° phasenverschoben gegenüber dem Leiterstrom \underline{i} ist.

Mithilfe dieser elektrotechnischen Betrachtung wird deutlich, welchen Einfluss die Einspeisung und der Bezug von Blindleistung für die Spannungsverhältnisse im Netz hat. Hierbei können folgende drei Fälle unterschieden werden.

Lastfall Im Lastfall (Abb. 2.3 links) besitzt der Leiterstrom \underline{i} einen positiven Realteil (ohmscher Anteil) und positiven Imaginärteil (induktiver Anteil). Der Leiterstrom \underline{i} verursacht einen Spannungsabfall über der Leitung. Dadurch findet eine Spannungsabsenkung ($|\underline{u}_{tr}| > |\underline{u}_h|$) am Hausanschluss statt.

Einspeisefall - Wirkleistung Wird ausschließlich Wirkleistung ($\cos(\phi) = 1$) am Hausanschluss eingespeist (Abb. 2.3 Mitte), dreht sich die Stromrichtung um. Der Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz kehrt sich ebenfalls um, wodurch es zu einer Spannungsanhebung $|\underline{u}_{tr}| < |\underline{u}_h|$ am Hausanschluss kommt. Der Betrag der Spannung am Transformator $|\underline{u}_{tr}|$ ist in jedem Zeigerdiagramm konstant. Allerdings hat sich im Vergleich zum Lastfall der Betrag der Spannung am Hausanschluss $|\underline{u}_h|$ vergrößert.

Einspeisefall - Wirk- und Blindleistung Wird neben der Wirkleistung auch Blindleistung ($\cos(\phi) < 1$ untererregt) eingespeist (Abb. 2.3 rechts), sinkt die Spannung am Hausanschluss $|\underline{u}_h|$ wieder. Nach wie vor ist $|\underline{u}_{tr}| < |\underline{u}_h|$. Allerdings ist die Spannung am Hausanschluss $|\underline{u}_h|$ jetzt geringer als bei reiner Wirkleistungseinspeisung.

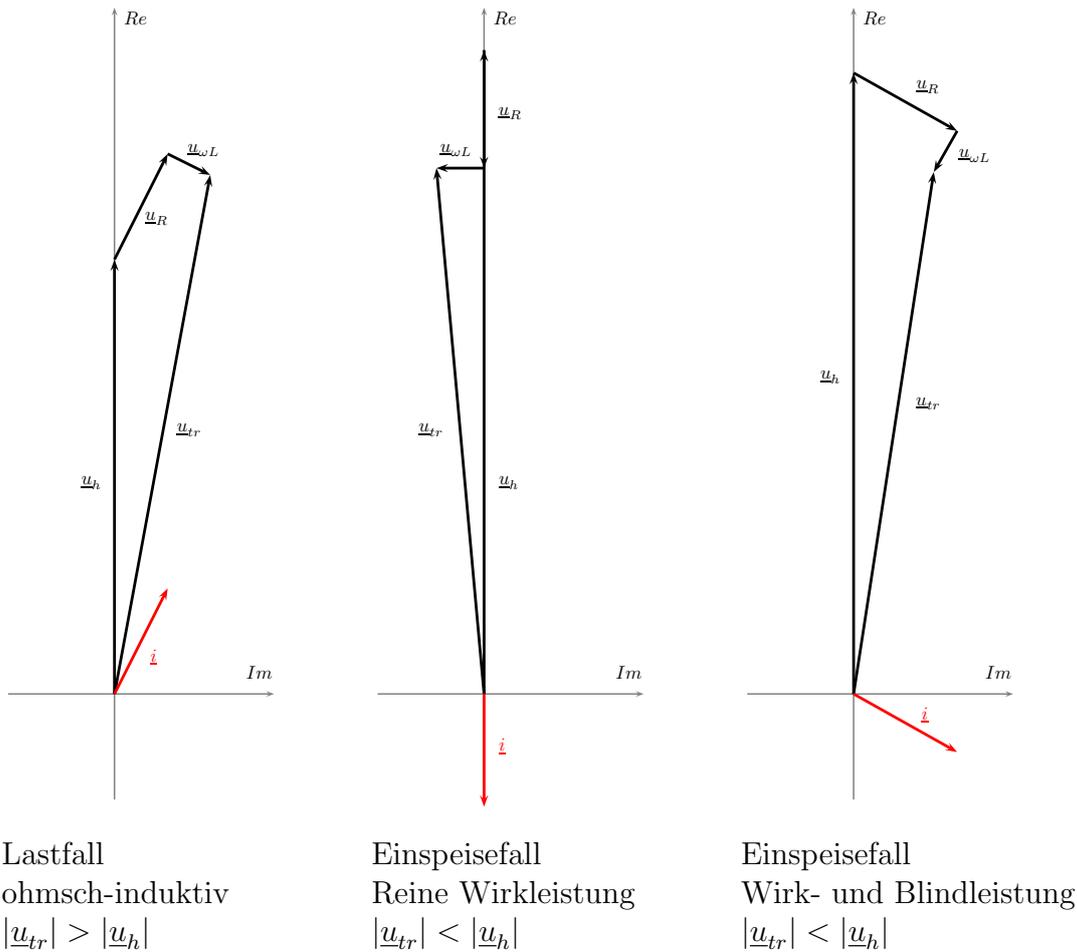


Abb. 2.3: Zeigerdiagramme der Spannungen und Ströme des vereinfachten Ersatzschaltbilds einer Leitung für unterschiedliche Belastungen

2.3 Sektorenkoppelnde Verbraucher und Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die Betriebsmittel und elektrotechnischen Verhältnisse in Niederspannungsnetzen vorgestellt wurden, wird im folgenden Abschnitt darauf eingegangen, in welchem Umfang Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungsanlagen und Batteriespeichersysteme zukünftig vorwiegend in Niederspannungsnetzen vorzufinden sind.

Der Wärme- und Verkehrsbereich auf Niederspannungsebene lässt sich nur dekarbonisieren, wenn weite Teile elektrifiziert werden [173]. Auf Haushaltsebene wird angenommen, dass vor allem Wärmepumpen eine bedeutende Rolle einnehmen werden und die bisherige fossile Wärmeerzeugung aus Erdgas, Erdöl und Kohle maßgeblich ersetzen [195]. Vor allem in ländlich geprägten Regionen, in denen Nah- oder Fernwärmenetze nicht verfügbar oder aus wirtschaftlichen Gründen nicht geeignet sind, bieten Wärmepumpen

einen wichtigen Baustein zur Transformation des Wärmebereichs. Für den Individualverkehr privater Haushalte sind batteriebetriebene Elektroautos eine Alternative zur bisher vorherrschenden Verbrennertechnologie. Im Bereich der Erzeugungstechnologien sind es auf Niederspannungsebene hauptsächlich Dach- und Fassaden-Photovoltaik-Anlagen.

2.3.1 Elektromobilität

Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors können in drei Kategorien eingeteilt werden: *Verkehrsvermeidung*, *Verkehrsverlagerung* auf klimafreundliche Mobilitätsträger und *Technologieverbesserung* durch den Wechsel zu klimafreundlichen Treibstoffen und Antrieben [116, 7]. Diese Arbeit untersucht ausschließlich den Einfluss des elektrifizierten Pkw-basierten Individualverkehrs auf die Auslastung der Niederspannungsnetze. Es wird davon ausgegangen, dass sich hauptsächlich batterieelektrische Fahrzeuge im Pkw-basierten Individualverkehr durchsetzen [100]. Daher werden ausschließlich batterieelektrische Fahrzeuge in dieser Arbeit berücksichtigt.

Die aktuelle Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, dass bis 2030 mindestens 15 Mio. vollelektrische Fahrzeuge zum Pkw-Bestand in Deutschland gehören [200]. Im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023 gehen die Übertragungsnetzbetreiber von über 30 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2037 und über 35 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2045 aus [104]. Im Jahr 2022 waren ca. 1 Million vollelektrische Fahrzeuge und mehr als 800.000 Plug-in-Hybride mit einer Gesamtspeicherkapazität von ca. 65 GWh registriert [89].

2.3.2 Wärmepumpen

Bei der Wärmeversorgung privater Haushalte dominieren aktuell (2023) fossile Energien den Energiemix [212]. Um den Wärmebereich zu dekarbonisieren, kann ein großer Teil des Wärmebereichs elektrifiziert werden. Zukünftig werden vor allem Wärmepumpen und Wärmenetze als wichtigste Säulen dieser Transformation gesehen [173, 195]. Zwar wird erwartet, dass die direkte Wärmeengewinnung aus Biomasse, Geothermie und Solarthermie zunehmen wird, allerdings werden diese aufgrund geringer technischer oder wirtschaftlicher Potentiale einen vergleichsweise geringen Beitrag leisten [195].

Wärmepumpen und Wärmenetze ergänzen sich mit Blick auf die regionale Verteilung [195]. In dichter besiedelten Gebieten mit enger Bebauung bietet sich die Versorgung über Wärmenetze an, die mit wachsendem Anteil überwiegend aus Großwärmepumpen versorgt werden. Aber auch Biomasse, Geothermie, Solarthermie und Abwärme aus Industrieprozessen können die Wärmeversorgung durch Wärmenetze ergänzen. In stärker ländlich geprägten Regionen wird davon ausgegangen, dass Gas- und Ölheizungen überwiegend durch Wärmepumpen ersetzt werden.

Die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [195], die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegeben wurden, sowie der Netzentwicklungsplan (Version 2023) [104] der Übertragungsnetzbetreiber gehen von einem starken Anstieg der Ausbauzahlen für Wärmepumpen aus. So wird erwartet, dass bis 2045 bzw. 2050 ca. 16,4 Mio. Wärmepumpen installiert sind. 2022 waren ca. 1,8 Mio. Wärmepumpen installiert [45]. Im Neubaubereich sind Wärmepumpen bereits jetzt die am meisten eingebaute Heizungstechnologie (54 % in 2021 [45]).

2.3.3 Photovoltaikanlagen

Photovoltaik wird als eine wichtige Säule des erneuerbaren Energiesystems in Deutschland angesehen [38]. Im Jahr 2023 waren ca. 80 GW PV-Leistung installiert [47], wodurch mehr als 10 % des elektrischen Energiebedarfs in Deutschland gedeckt wurden. Verschiedene Untersuchungen schätzen die für ein vollständig erneuerbares Energiesystem benötigte, installierte PV-Leistung auf 260 bis 700 GW [106, 171, 203, 174, 210]. Die weite Spanne der Leistungsangaben beruht auf unterschiedlichen Annahmen zu notwendigen Energieimporten und zum Verhältnis von installierter Windkraftleistung zu PV-Leistung.

Um den Ausbau der Photovoltaik weiter zu beschleunigen, wird ab 2026 eine jährliche Ausbaurate von 22 GW in Deutschland angestrebt (im Jahr 2022 waren es 7,3 GW) [38]. Damit soll bis 2030 eine installierte PV-Leistung von 215 GW erreicht werden [38].

PV-Anlagen können vielerorts eingesetzt werden. So beträgt das technische Potential für gebäudeintegrierte PV (Dach- und Fassadenflächen) allein bereits ca. 1.000 GW, wovon bisher weniger als 10 % der Dachflächen und weniger als 0,1 % der Fassadenflächen genutzt werden [238, 76].

Weitere Potentialflächen gibt es unter anderem in der Landwirtschaft als Agri-PV in Dauerkulturen und Ackerflächen (ca. 1.700 GW), Dauergrünland (ca. 1.200 GW), Umwandlung von Maisanbauflächen, die zur Energiegewinnung genutzt werden (ca. 600 GW), schwimmende PV-Anlagen (Floating-PV ca. 44 GW) und Parkplatzüberdachung (ca. 59 GW) [238].

Das technische Potential für PV-Anlagen übersteigt die Ziele der aktuellen Bundesregierung und die notwendige installierte PV-Anlagenleistung für ein erneuerbares Energiesystem um ein Vielfaches.

2.3.4 Batteriespeichersysteme

Batteriespeicher gelten zusammen mit Erneuerbaren Energien als eine Schlüsselkomponente für das Gelingen der Energiewende [120, 239]. Insbesondere das Segment der Heimspeicher (< 30 kWh Batteriespeicherkapazität [205]) verzeichnete

in den vergangenen Jahren ein deutliches Wachstum (52% in 2022 [89]). Bis Ende 2022 waren schätzungsweise 650.000 Heimspeicher in Deutschland installiert, der Großteil in Verbindung mit einer PV-Anlage. Die Hauptanwendung von Heimspeichern ist es, den PV-Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen [93, 101, 148, 90, 124]. Eine höhere PV-Eigenverbrauchsquote verringert den Austausch elektrischer Energie mit dem Netz, wodurch eine höhere Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann.

Allerdings sollte die PV-Eigenverbrauchsquote bei der Errichtung einer PV-Anlage nicht das einzige Kriterium sein, denn: Wird die PV-Eigenverbrauchsquote in den Mittelpunkt der Anlagenplanung gestellt, führt das oftmals zu einer geringeren Ausnutzung des Dachflächenpotentials und verringert Anreize zum effizienten Umgang mit elektrischer Energie [192]. Zusätzlich wird bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung der Batteriespeicher nicht optimal ausgenutzt, was zu einer geringeren Profitabilität führen kann [101, 93, 136, 235].

Stationäre Batteriespeicher können nicht nur für die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs genutzt werden, sondern auch zusätzliche Dienstleistungen bereitstellen, um das elektrische Netz und das Energiesystem zu stützen. Diese Betriebsweise wird *multi-use* genannt. Die Nutzung eines stationären Batteriespeichers für multi-use Anwendungen führt zu einer effizienteren Nutzung und verbesserten Profitabilität von Batteriespeichersystemen [80, 78, 71, 136, 235].

2.3.5 Einbindung steuerbarer Lasten in Verteilnetze

§14a EnWG sieht die Einbindung steuerbarer Lasten in Verteilnetze vor. Als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gelten Wärmepumpen, Ladepunkte für nicht öffentliche Elektroautos, aber auch Anlagen zur Kälteerzeugung und Batteriespeichersysteme.

Netzbetreiber und Anlagenbetreiber können Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung der steuerbaren Verbraucher treffen. Damit sind Verteilnetzbetreiber in der Lage bei strom- oder spannungsbedingter Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzes die Bezugsleistung dieser Anlagen bis auf 4,2 kW pro Netzverknüpfungspunkt des Haushalts zu reduzieren. Der Anlagenbetreiber profitiert im Gegenzug durch eine Netzentgeltreduktion, variable Netzentgelte oder einer Reduktion des Arbeitspreises. Netzbetreiber bewerten die Anwendung des §14a EnWG, neben der Verstärkung und Optimierung bestehender Infrastruktur in den Niederspannungsnetzen, als wichtigste Maßnahme, um zukünftig Engpässe zu vermeiden [44].

3 Modellierung, Inputdaten und Forschungsgegenstand

In diesem Kapitel wird das Vorgehen bei der Modellierung aufgezeigt, die verwendeten Inputdaten beschrieben und die untersuchten Niederspannungsnetze vorgestellt.

3.1 Modellierung und Inputdaten

Die Untersuchungen dieser Arbeit werden mit dem selbst entwickelten Energiesystemmodell *EnergyCellLV* durchgeführt. Dieses Modell ist im Rahmen dieser Promotion mit Unterstützung zweier Masterarbeiten entstanden. In diesem Abschnitt wird ein Überblick zum Aufbau, der Funktionsweise und den Annahmen des Modells gegeben.

3.1.1 Modelleigenschaften

Um zukünftige Herausforderungen und Lösungsansätze für Niederspannungsnetze zu untersuchen, ist es nicht ausreichend, ausschließlich die erzeugten, gespeicherten und verbrauchten Energiemengen zu betrachten. Viel mehr muss berücksichtigt werden, zu welchem Zeitpunkt welche Energiemengen eingespeist, verteilt und entnommen werden und welche Belastung das für die Komponenten des Niederspannungsnetzes bedeuten. Kern des *EnergyCellLV*-Modells ist eine zeitreihenbasierte Lastflussberechnung. Eine Lastflussberechnung ist ein numerisches Verfahren, um elektrische Versorgungsnetze zu analysieren. Mithilfe dieses Verfahrens werden für eine spezifische Lastsituation im Netz, die Spannungen der Netzknoten, die Leistungsflüsse durch Netzkomponenten und die Wirk- und Blindleistungsverluste berechnet. Die Lastflussberechnungen werden mit der Simulationsumgebung *pandapower* [207] durchgeführt. *pandapower* ist ein Open-Source-Tool zur Analyse von elektrischen Netzen. Es stellt den Import von Niederspannungsnetzdaten bereit, besitzt Standardkomponenten der Niederspannung und ermöglicht eine schnelle und einfache Analyse von Niederspannungsnetzen. *pandapower* ist daher geeignet, die Lastflussberechnungen im *EnergyCellLV*-Modell durchzuführen.

Im *EnergyCellLV*-Modell werden Entscheidungen regelbasiert getroffen. Das heißt, dass auf Grundlage der verfügbaren Informationen in der Energiezelle, wie aktuelle Erzeugung und Verbrauch, Speicherstände oder Zustände der Netzkomponenten, anhand eines Sets

an Regeln entschieden wird, wie die einzelnen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen betrieben werden. Ein Set an Regeln wird als Betriebsweise bezeichnet und bezieht sich auf die *direkte*, *präventive* und *präventiv-kurative* Strategie des jeweiligen Szenarios (siehe Abschnitt 4).

3.1.2 Modellstruktur

Das *EnergyCellLV*-Modell ist in Python verfasst und verfolgt einen objektorientierten Ansatz. Die einzelnen Komponenten der Energiezelle werden in Klassen beschrieben. Der Aufbau des Modells ist in Abb. 3.1 gezeigt. Im Folgenden werden die Modellkomponenten beschrieben. Diese Beschreibung ist stark vereinfacht und hat zum Ziel ein grobes Verständnis der Modellierung zu gewinnen, um die Ergebnisse besser einordnen zu können. Es ist keine Anleitung, um das Modell zu nutzen.

Die Nutzer:innen legen über das *EnergyCellLV Interface* fest, welches Szenario (siehe Abschnitt 4), Netz (siehe Abschnitt 3.2.2) und welche Zeitreihe (siehe Abschnitt 3.1.3) simuliert wird. Zusätzlich werden Anlagenparameter vorgegeben, wie beispielsweise Wirkungsgrad, Schwellen für Ladezustände oder Startwerte für Speicherfüllstände.

Diese Informationen werden an den *InputDataHandler* übergeben. Er bereitet die entsprechenden Zeitreihen der Erzeugung und Lasten auf. Im Klassenobjekt *Grid* wird das Netz initialisiert. Jeder Anlagentyp (Photovoltaik, Wärmepumpe, Wärmespeicher, Elektroauto, Batteriespeichersystem) besitzt eine eigene *Creator*-Klasse, die das Netz mit den jeweiligen Anlagen bestückt.

Ist das Netz von *Grid* und den *Creatorn* vorbereitet, wird es an die Instanz *PowerFlow* übergeben. Diese Instanz organisiert den Durchlauf der Zeitreihe und führt Lastflussberechnungen durch. Unterstützt wird *PowerFlow* vom *EnergyManager*. Der *EnergyManager* koordiniert den Betrieb der Anlagen im Netz untereinander. Die einzelnen *Controller* steuern die jeweiligen Anlagen.

Sobald der Durchlauf der Zeitreihe abgeschlossen ist, werden die Ergebnisse vom *OutputDataHandler* aufgearbeitet und abgelegt. Mithilfe der *Evaluation* Klasse können die Ergebnisse ausgewertet und grafisch dargestellt werden.

Das Modul *Economics* greift auf die technischen Ergebnisse zurück und analysiert die Wirtschaftlichkeit. Inputdaten zu Kosten und Erlöse können von den Nutzer:innen separat festgelegt werden. *Economics* verfügt über eine eigene Bibliothek zum Auswerten und grafischen Aufbereiten der Daten.

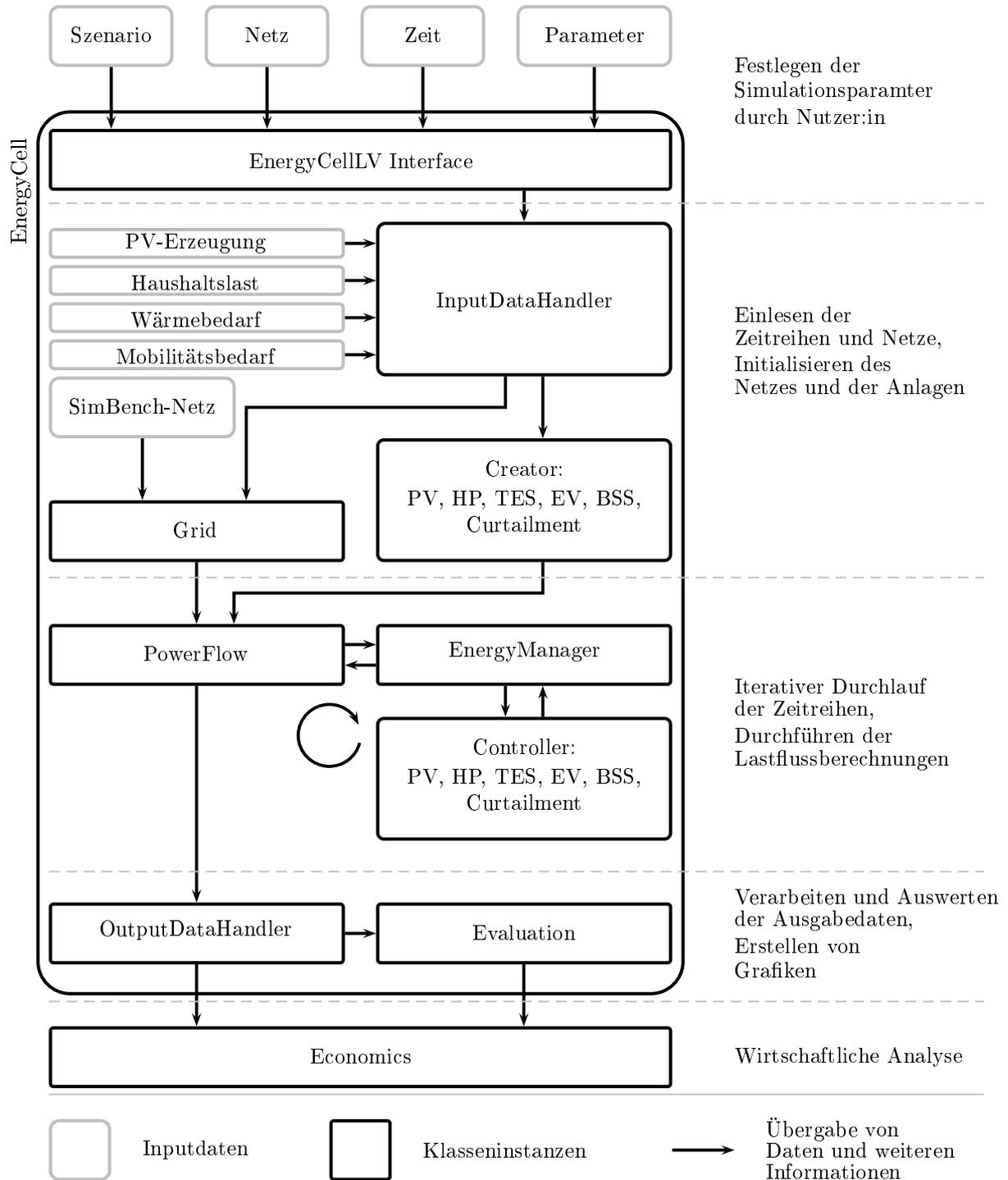


Abb. 3.1: Vereinfachtes Schema des Modells *EnergyCellLV*

3.1.3 Inputdaten und zeitlicher Rahmen

Im Modell kann die zeitliche Auflösung und die Zeitperiode gewählt werden. Der gesamte Datensatz umfasst ein volles Kalenderjahr mit einer Auflösung von einer Minute. Die Datenreihen basieren auf frei verfügbaren und öffentlich zugänglichen Daten. Diese Daten sind reale Messwerte oder sind aus realen Messwerten synthetisiert. Folgende Datenreihen werden im Modell verwendet:

- Die Haushaltslastdaten [208] stammen aus zwei verschiedenen Messkampagnen und wurden von der HTW Berlin aufgearbeitet und zusammengefasst. Sie umfassen 74 Haushaltslastprofile, phasengenau nach Wirk- und Blindleistung aufgeteilt (näher ausgeführt im Abschnitt 5.1).
- Die Mobilitätsprofile werden mit *SimBEV* [181] erzeugt und basieren auf dem Datensatz *Mobilität in Deutschland 2017* [117]. Die Mobilitätsprofile umfassen Standzeiten, zurückgelegte Strecken, Ladezustände der Fahrzeugbatterien und Wegzwecke (näher ausgeführt im Abschnitt 5.2.1).
- Die Wetterdaten [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 223, 224, 225, 226, 227] stammen aus dem Jahr 2017 vom Meteorologischen Observatorium Lindenberg des Deutschen Wetterdienstes in Brandenburg. Mit den Einstrahlungs- und Außentemperaturdaten werden die Photovoltaikerzeugungszeitreihen bestimmt (näher ausgeführt im Abschnitt 5.3). Darüber hinaus werden mit den Außentemperaturdaten die Heizwärmebedarfe der Haushalte ermittelt (näher ausgeführt im Abschnitt 5.2.2).

Zeitliche Auflösung Die Simulationen können mit einer zeitlichen Auflösung von bis zu einer Minute durchgeführt werden. Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wird eine zeitliche Auflösung von einer Minute gewählt. Dadurch ist es möglich, den Einfluss zu erfassen, den eine minütliche Änderung der Last und Erzeugung auf den Zustand der Niederspannungsnetze ausüben. Eine höhere zeitliche Auflösung erhöht jedoch den Rechenaufwand und verlängert die Laufzeiten der Simulationen. Eine geringere zeitliche Auflösung würde allerdings Spitzenwerte glätten und zu einer geringeren Streuung der Werte führen.

Die zeitliche Auflösung beeinflusst die Qualität der Ergebnisse. Abbildung 3.2 zeigt den Verlauf einer Knotenspannung in einem Beispielnetz für Auflösungen von einer Minute bis zu einer Stunde. An den Punkten (1) und (2) treten starke Erzeugungswechsel auf. Das führt zu Spannungserhöhungen an diesem Knoten. Die Erhöhung ist umso deutlicher, je höher die zeitliche Auflösung ist. So wird beispielsweise am Punkt (1) eine Spannungserhöhung von über 1,1 pu nur bis zu einer Auflösung von 15 min erfasst. Am Punkt (2) wird diese Spannungserhöhung lediglich bei einer Auflösung von einer Minute detektiert. Treten keine großen Last- oder Erzeugungswechsel auf, wie am Punkt (3), variieren die Spannungen vergleichsweise wenig. Eine Auflösung von einer Minute wird gewählt, um die Auswirkungen von Last- oder Erzeugungswechsel im Minutenbereich auf den Zustand der Niederspannungsnetze zu erfassen.

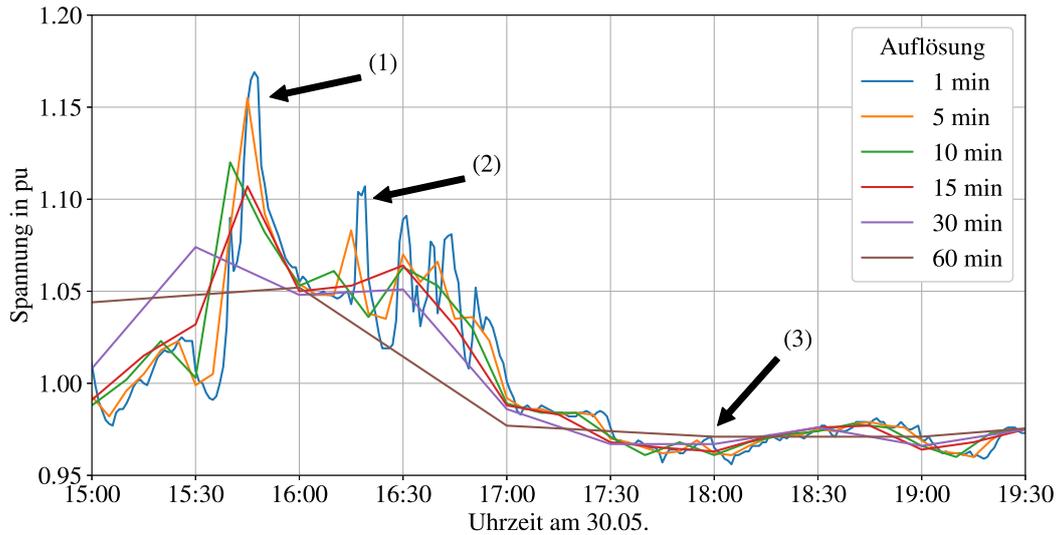


Abb. 3.2: Knotenspannung in einem Beispielnetz bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen. Spannungsspitzen bei hohen Erzeugungs- und Lastgradienten werden durch eine geringere zeitliche Auflösung heraus gemittelt.

Zeitlicher Umfang Aus dem Kalenderjahr werden vier Wochen für die Simulation ausgewählt. Diese stehen repräsentativ für das gesamte Jahr. Im Folgenden werden die Wochenbezeichnungen¹ eingeführt und die Auswahl dargestellt:

- Winterwoche: Es wird die Woche ausgewählt, in der der größte Verbrauchsüberschuss auftritt. Das ist typischerweise eine Winterwoche, da hier die Erzeugung aus Photovoltaik am geringsten und der Verbrauch durch Wärmepumpen, Elektroautos und die konventionelle Haushaltslast am größten ist.
- Sommerwoche: Diese Woche besitzt den größten Erzeugungsüberschuss des Jahres. Das ist typischerweise eine Sommerwoche, in der hohe solare Einstrahlungen auftreten.
- Frühling- und Herbstwoche: In diesen Wochen gleichen sich Erzeugung und Verbrauch bilanziell nahezu aus.

Bei der Wahl der Wochen wird nicht berücksichtigt, mit welchem Wochentag sie beginnt. Jede Woche beinhaltet alle Wochentage. Daher wird davon ausgegangen, dass der Wochenbeginn nicht mit dem kalendarischen Wochenbeginn übereinstimmen muss. Ausschlaggebend für die Wahl sind die siebentägigen Gleitwerte der Verbrauchs- und Erzeugungsenergie. In Tabelle 3.1 sind Beginn und Ende der jeweiligen Wochen dargestellt.

¹Die Wochenbezeichnungen stellen keine astronomische oder meteorologische Klassifizierung dar. Für eine meteorologische Einteilung der Jahreszeiten beginnt die gewählte Sommerwoche bereits in den letzten Frühlingstagen. Nach einer astronomischen Einteilung befindet sich die gewählte Frühlingsswoche im Winter. Dennoch wird diese Wochenbezeichnung gewählt, um sich in dieser Arbeit einfacher darauf beziehen zu können.

Tab. 3.1: Übersicht der simulierten Zeiträume

Wochenbezeichnung	Beginn	Ende
Winter	03.01. 00:00 Uhr	10.01. 00:00 Uhr
Frühling	05.03. 00:00 Uhr	12.03. 00:00 Uhr
Sommer	27.05. 00:00 Uhr	03.06. 00:00 Uhr
Herbst	20.10. 00:00 Uhr	27.10. 00:00 Uhr

3.2 Untersuchte Niederspannungsnetze

Im Folgenden werden die untersuchten Niederspannungsnetze vorgestellt. In Abschnitt 3.2.1 wird gezeigt, wie die Systemabgrenzung vorgenommen wird. Welche unterschiedlichen Charakteristika die Niederspannungsnetze besitzen, wird in Abschnitt 3.2.2 dargestellt. In Abschnitt 3.2.3 wird anschließend darauf eingegangen, wie im Fall des Netzausbaus vorgegangen wird.

3.2.1 Systemabgrenzung

Fünf Niederspannungsnetze stellen den Forschungsgegenstand dieser Arbeit dar. Jedes Niederspannungsnetz besitzt eine radiale Netztopologie. Abb. 3.3 zeigt beispielhaft die Struktur eines radialen Netzes. Die untersuchten Netze erstrecken sich von der Mittelspannungsseite des NS/MS-Transformators über den NS/MS-Transformator und das gesamte NS-Netz inklusive Haushalte mit Verbrauchseinrichtungen, PV-Anlage und Batteriespeicher. Jeder Haushalt ist über einen Niederspannungsstrang mit der Niederspannungssammelschiene des NS/MS-Transformators elektrisch verbunden.

Jedes Niederspannungsnetz wird mit einem hohen Grad an sektorengkoppelten Verbrauchern untersucht. Das bedeutet, dass neben dem konventionellen Strombedarf, der Wärme- und Mobilitätsbedarf elektrifiziert sind. Des Weiteren wird von einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeugung ausgegangen. Auf Niederspannungsebene kommt dabei vorwiegend PV infrage. Solarthermische Anlagen werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Auf Wohnhausdächern steht sie in Flächenkonkurrenz zu PV-Anlagen [237] und eine PV-Anlage in Kombination mit einer Wärmepumpe kann eine kostengünstige Alternative darstellen [9]. Zudem ist die Wärmeversorgung mittels solarthermischer Anlage auf eine zusätzliche Wärmeerzeugungsanlage angewiesen, um eine vollständige Wärmedeckung zu gewährleisten.

Je nach untersuchtem Szenario (siehe Kapitel 4), besitzt jeder Haushalt:

1. eine elektrische Haushaltslast, die alle konventionellen Haushaltsgeräte umfasst 5.1,
2. einen thermischen Warmwasser- und Heizbedarf, der ausschließlich über eine Wärmepumpe und einen Wärmespeicher gedeckt wird 5.2.2,

3. einen Mobilitätsbedarf, der über ein Elektroauto abgebildet wird 5.2.1,
4. eine PV-Anlage 5.3 und
5. einen Batteriespeicher 6.1.

In den Szenarien mit Communityspeicher gibt es keine Heimspeicher in den Haushalten. Stattdessen existieren Batteriespeicher an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators oder innerhalb von Netzsträngen.

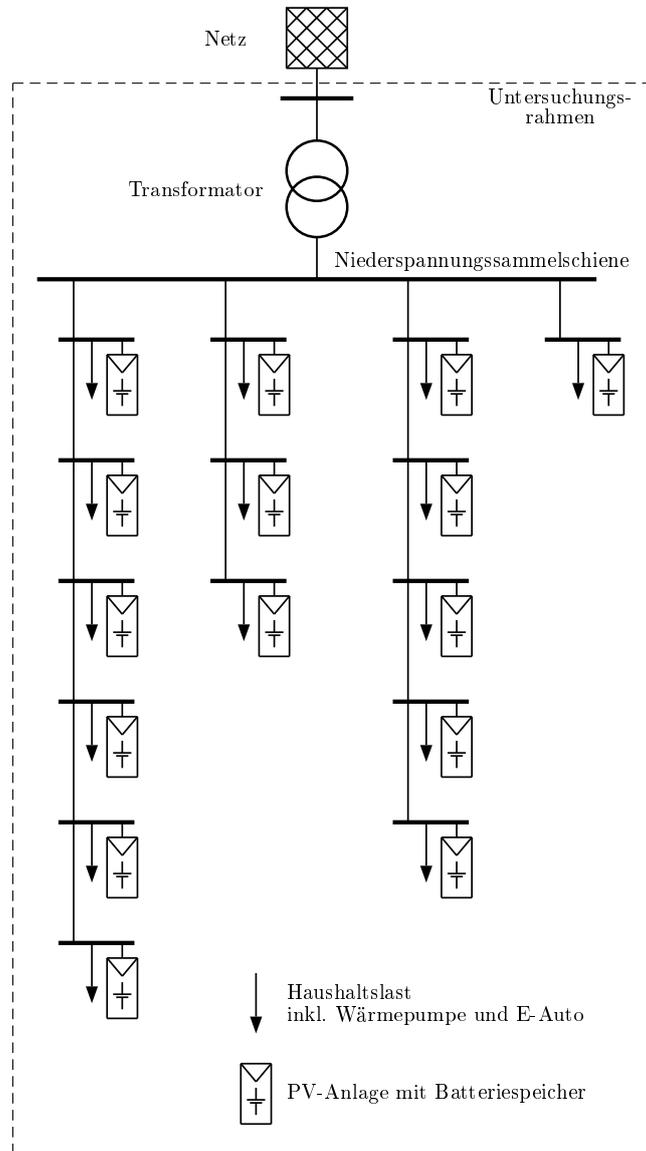


Abb. 3.3: Radiale Struktur eines beispielhaften Niederspannungsnetzes mit Untersuchungsrahmen

3.2.2 Simbench-Netze

Die fünf untersuchten Niederspannungsnetze stammen aus dem Simbench-Datensatz [147]. Ziel der Simbench-Niederspannungsnetze ist es, möglichst realistische und geografisch spezifische Niederspannungsnetzdaten bereitzustellen. Niederspannungsnetze sind in Deutschland historisch gewachsen und können je nach Versorgungsaufgabe und Planungsgrundsätzen der einzelnen Verteilnetzbetreiber:innen variieren. Aus den ca. 500.000 Niederspannungsnetzen in Deutschland sind eine überschaubare Anzahl repräsentativer Netze abgeleitet: die Simbench-Netze. Die Herausforderung bestand für die Projektbearbeiter:innen darin, dass Daten zur Verlegung von Niederspannungskabeln öffentlich kaum verfügbar sind, da Niederspannungsnetze einen hohen Anteil Erdverkabelung aufweisen. Daher können, anders als in der Höchst- und Hochspannungsebene [97], Netzdaten nicht in OpenStreetMap eingepflegt werden.

Um realistische Niederspannungsnetzdaten zu erhalten, wurden im Simbench-Projekt zunächst Netzmodelle klassifiziert und anschließend die Netze ausgewählt, die für die jeweilige Netzklasse repräsentativ sind. Die Klassifizierung der Netzmodelle wurde nach Bevölkerungsdichte, Gemeindefläche und Anteil der Versorgungsfläche an der Gesamtfläche durchgeführt. Dadurch wurden drei ländliche, zwei suburbane und eine urbane Niederspannungsnetzklasse bestimmt. Die ländlichen Netzklassen weisen eine geringe Bevölkerungsdichte sowie einen geringen Anteil der Versorgungsfläche an der Gesamtfläche auf. Je höher die Bevölkerungsdichte und der Anteil der Versorgungsfläche an der Gesamtfläche, desto eher erfolgte die Zuordnung zur suburbanen oder urbanen Netzklasse. Die Netze wurden derart erzeugt, dass sie sich möglichst nahe am Mittelpunkt der jeweiligen Netzklasse befinden. Die Netze wurden anhand von gängigen Planungs- und Betriebsgrundsätzen geplant und mittels Standardbetriebsmitteln parametrisiert. Die genaue Methodik ist in der Dokumentation beschrieben [146].

In dieser Arbeit wird sich auf die drei ländlichen und zwei suburbanen Netze konzentriert. Aufgrund der Struktur der Hausanschlüsse sind diese vorwiegend durch Ein- und Zweifamilienhäuser charakterisiert. Das urbane Netz hingegen ist geprägt von Mehrfamilienhäusern. Annahmen zum Dachflächenpotential für PV, Wärmebedarf, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und das Vorhandensein eines Batteriespeichers können zwischen Siedlungsgebieten mit Ein- und Zweifamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern, als auch innerhalb von Mehrfamilienhaussiedlungen stark variieren. Daher ist das urbane Niederspannungsnetz in dieser Arbeit nicht berücksichtigt und der Fokus dieser Arbeit wird auf ländliche und suburbane Siedlungsgebiete gelegt.

Die untersuchten Netze unterscheiden sich in der Anzahl der Kabelstränge, Anzahl der angeschlossenen Haushalte, Leitungstypen, Leitungslängen und der Transformatorgröße. Die ländlichen Netze weisen eine verhältnismäßig kleinere Transformatorleistung bezogen auf die Anzahl der Haushalte im Netz auf, als suburbane Netze. Die Transformatorleistungen in den ländlichen Netzen variieren von 160 kVA bis 400 kVA, wohingegen sie im

Tab. 3.2: Übersicht der Netzparameter (nach [146])

	Ländlich 1	Ländlich 2	Ländlich 3	Suburban 1	Suburban 2
Anzahl Stränge	4	4	9	3	6
Anzahl Knoten	13	96	128	43	110
Transformerleistung	160 kVA	250 kVA	400 kVA	400 kVA	630 kVA
Leitungstyp	NAYY 4x150SE 0.6/1 kV	NAYY 4x150SE 0.6/1 kV	NAYY 4x150SE 0.6/1 kV	NAYY 4x150SE 0.6/1 kV	NAYY 4x240SE 0.6/1 kV
Gesamte Leitungslänge	0,56 km	1,47 km	2,35 km	0,746 km	1,79 km
Anzahl der Haushalte	13	99	118	41	104

suburbanen Netz 1 und 2 jeweils 400 kVA bis 630 kVA beträgt¹. Die größte Leitungslänge besitzt das ländliche Netz 3 mit 2,35 km und die geringste Leitungslänge das ländliche Netz 1 mit 0,56 km. Die Anzahl der Hausanschlüsse reicht von 13 im ländlichen Netz 1 bis zu 118 im ländlichen Netz 3. Alle Netze besitzen den gleichen Erdkabeltyp mit einem Kabelquerschnitt von 150 mm², bis auf das suburbane Netz 2, in welchem die Erdkabel einen Querschnitt von 240 mm² aufweisen. Die Spezifikationen der einzelnen Netze können der Tab. 3.2 entnommen werden.

¹Die Nennleistung der Ortsnetztransformatoren ist in ländlichen Netzen geringer, da die Netzinfrastruktur historisch bedingt auf geringere Verbrauchslasten ausgelegt wurde [2].

3.2.3 Methodik Netzausbau

In Abschnitt 2.2.1 wurden die drei möglichen Grenzwertverletzungen Transformatorbelastung, Leitungsbelastung und Spannungsbandabweichung beschrieben. Diese Grenzwerte lassen sich durch verschiedene Maßnahmen zur Beeinflussung der Strom- und Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen einhalten und wurden in Abschnitt 2.2.2 dargelegt. In diesem Abschnitt wird das Vorgehen zum Netzausbau in dieser Arbeit beschrieben.

Abb. 3.4 links zeigt beispielhaft ein Niederspannungsnetz mit möglichen Überlastungsfällen. Eine Transformatorüberlastung tritt auf, sobald die übertragene Scheinleistung, die Nennleistung des Transformators übersteigt. Das kann sowohl im Einspeisefall, als auch im Lastfall auftreten. Leitungsüberlastungen treten auf, sobald der maximal zulässige Leiterstrom überschritten wird. Kommt es zu Leitungsüberlastungen in radialen Niederspannungsnetzen, treten diese bei homogener Verteilung der Erzeugung und Last am Stranganfang auf, in der Nähe der Niederspannungssammelschiene. Dieser Leitungsabschnitt überträgt sowohl die Einspeiseleistung als auch die Verbrauchslast für alle Haushalte im Netzstrang und sind daher besonders betroffen. Spannungsbandverletzungen treten häufig am Ende eines Netzstrangs auf. Vor allem in langen Netzsträngen mit geringeren Kabelquerschnitten können Spannungsüberhöhungen durch Einspeisung hoher Wirkleistung oder Spannungsunterschreitungen durch hohe Verbraucherlast auftreten.

In Abb. 3.4 rechts sind die Netzausbaumaßnahmen dargestellt, die in dieser Arbeit angewendet werden:

1. **Erhöhung der Übertragungsleistung:** Tausch eines Transformators durch einen leistungsstärkeren Transformator oder Parallelschaltung eines weiteren Transformators. Eine Aufteilung des Ortsnetzes wird nicht betrachtet, da eine Entscheidung hierfür häufig stark von lokalen Bedingungen, wie Flächenverfügbarkeit oder Entfernung zum MS-Netz, beeinflusst wird [11].
2. **Aufteilung der Belastung auf zusätzliche Leitungen:** Bei Leitungsüberlastungen findet eine Strangauftrennung statt. Es wird ein Teil des Strangs abgetrennt und mit einer neuen parallel verlegten Leitung zum Transformator geführt. Die Strangauftrennung erfolgt vorzugsweise in der Mitte des Strangs, um eine gleichmäßige Aufteilung der Leistungsflüsse zu erreichen [60]. Sind mehrere Auftrennungen innerhalb eines Stranges nötig, werden auch hier die Haushalte gleichmäßig auf die neuen Stränge verteilt. Ein Tausch der Kabel wird nicht durchgeführt, da dies nur für Kabel empfohlen wird, deren Betriebsdauer erreicht wird [11].
3. **Erhöhung des Leiterquerschnitts:** Tritt eine Spannungsbandverletzung auf, wird ebenfalls eine Strangauftrennung durchgeführt. Um eine gleichmäßige Aufteilung zu erreichen, wird aufgrund der höheren Leitungsimpedanz des längeren Kabels die Auftrennung des Strangs im Verhältnis $2/3$ zu $1/3$ durchgeführt [60].

Der Querschnitt des Kabels wird so gewählt, dass keine weiteren Spannungsbandverletzungen auftreten.

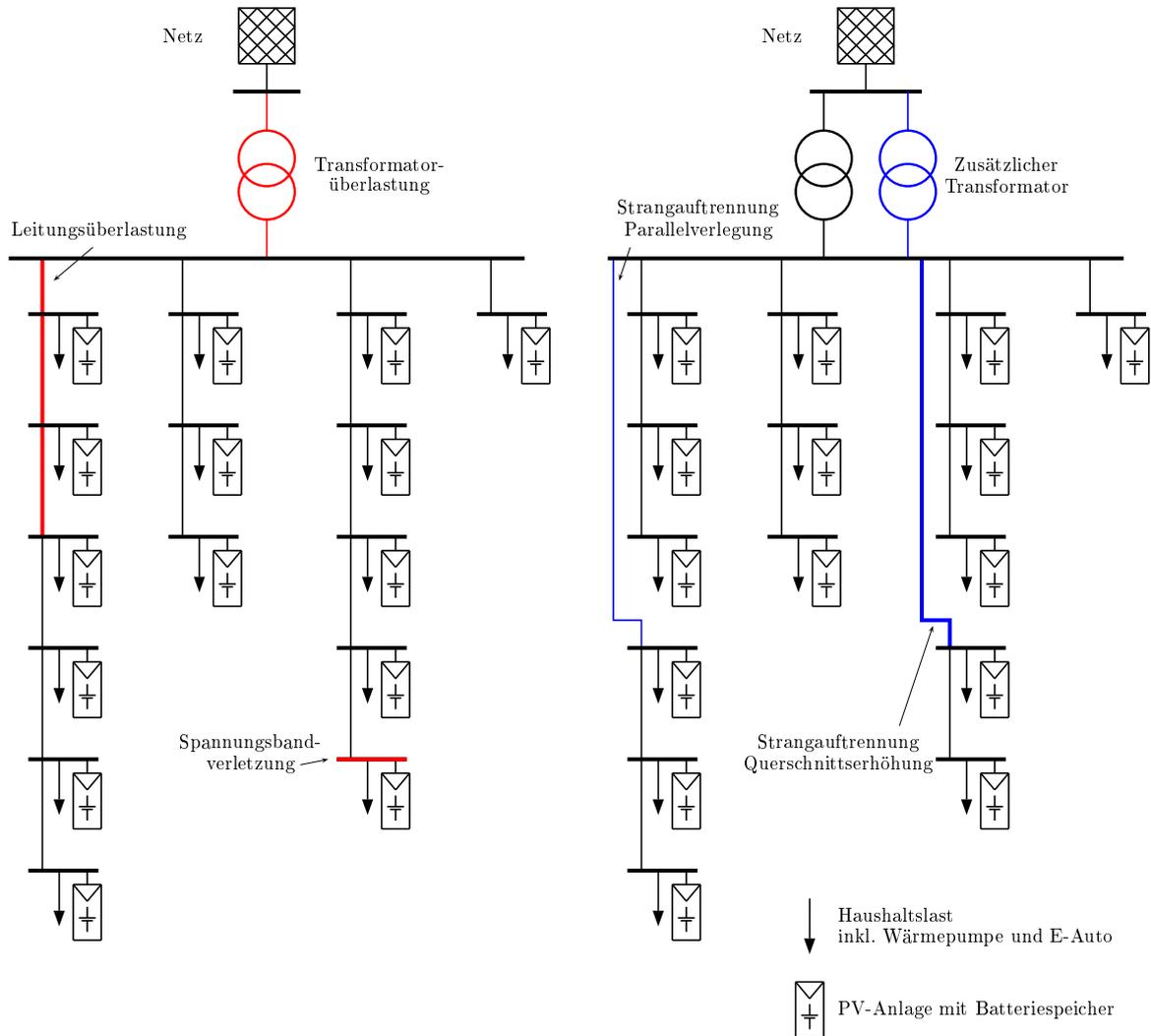


Abb. 3.4: Beispielhaftes Niederspannungsnetz mit überlasteten Netzkomponenten (rot) (links) und Netzausbaumaßnahmen (blau), um einen Betrieb innerhalb der Grenzwerte sicherzustellen (rechts)

Vorgehen bei der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen

Der Netzausbau wird derart ausgeführt, dass keine Grenzwertverletzungen auftreten. In der Konsequenz können zu jedem Zeitpunkt des untersuchten Zeitrahmens die maximale Einspeiseleistung als auch die maximale Verbrauchsleistung vollständig übertragen werden. Für Transformatorüberlastungen, Leitungsüberlastungen und die Abweichung vom Spannungsband wird jeweils der Zeitpunkt der größten Grenzwertverletzung im Einspeisefall und Lastfall ermittelt. Für jeden dieser sechs Fälle (für Einspeise- und Last-

fall jeweils Transformatorüberlastung, Leitungsüberlastung, Spannungsbandverletzung) werden die oben genannten Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, bis keine Grenzwertverletzungen mehr auftreten.

Der Netzausbau in dieser Arbeit sieht keine Netzreserven vor. Niederspannungsnetze werden gewöhnlich mit einer größeren Leistungsreserve der Netzkomponenten geplant. Diese Reserve ist nötig, da Niederspannungsnetze mit vergleichsweise wenig Messequipment ausgestattet [44] sind und kritische Netzzustände unerkannt bleiben könnten. In dieser Arbeit werden alle Netzkomponenten für den maximalen Einspeise- und Lastfall ausgelegt. Das bedeutet, dass auch eine geringe Erhöhung der Einspeiseleistung oder der Verbrauchslast, über die in dieser Arbeit untersuchten Szenarien hinaus, zur Überlastung von Netzkomponenten führen kann.

Die Maßnahmen zum Netzausbau auf Niederspannungsebene werden in folgender Reihenfolge durchgeführt:

1. Zunächst werden alle **Transformatorüberlastungen** beseitigt: Hierfür wird zunächst der bestehende Transformator durch einen Transformator höherer Leistung getauscht. Treten weiterhin Transformatorüberlastungen auf, wird die Transformatorleistung weiter erhöht. Wird durch dieses Vorgehen die Maximalgröße des Transformators erreicht, ohne dass die Überlastung zu beseitigen, wird ein zusätzlicher Transformator parallel geschaltet und ggf. die Leistungsklasse wiederum erhöht. Dieses Vorgehen wird so lange fortgesetzt, bis keine Transformatorüberlastung mehr vorliegt. Die Verwendung eines leistungsstärkeren oder eines parallel geschalteten Transformators verringert zusätzlich die Netzimpedanz und wirkt sich somit positiv auf das Spannungsband aus.
2. Beseitigung der **Leitungsüberlastungen**: In diesem Schritt werden alle Stränge, die von Leitungsüberlastungen betroffen sind, wie oben beschrieben durch Strangaufftrennung und Verlegung eines parallelen Netzstrangs behoben. Der betroffene Netzstrang wird dabei in etwa gleich große Segmente aufgeteilt. Zunächst werden die Leitungsquerschnitte verwendet, die im jeweiligen Netzstrang vorherrschend sind. In den ländlichen Netzen 1-3 und dem suburbanen Netz 1 sind es 150 mm^2 und im suburbanen Netz 2 besitzen die Kabel einen Querschnitt von 240 mm^2 . Sollte ein neues Kabel eine Leitungsüberlastung aufweisen, obwohl alle restlichen Strangkabel den Grenzwert einhalten, wird der Querschnitt des neuen Kabels so lange erhöht, bis keine Leitungsüberlastung mehr auftritt. Dies ist lediglich im ländlichen Netz 2 im Strang 1 der Fall.
3. Beseitigung der **Spannungsbandverletzungen**: Die Behebung der Transformator- und Leitungsüberlastung sind bereits Maßnahmen, die auch der Einhaltung des Spannungsbandes dienen. Sollten nach der Behebung der Transformator- und Leitungsüberlastung noch Spannungsbandverletzungen auftreten, wird zunächst der Querschnitt der neuen Kabel erhöht. In den untersuchten Netzen konnten dadurch alle Spannungsbandverletzungen behoben werden. Daher waren zusätzliche Strangaufftrennungen nicht nötig.

Die berücksichtigten Transformator- und Leitungstypen sind in den Tab. 3.3 und 3.4 aufgelistet. Die spezifischen elektrischen Eigenschaften der Netzkomponenten können den pandapower readthedocs [96] entnommen werden. Die elektrischen Parameter der Kabel basieren auf Datenblättern [134] handelsüblicher Niederspannungskabel. Die Kosten für den Leitungsausbau unterscheiden sich nach Siedlungstyp. So können für ländliche Regionen aufgrund des höheren Anteils unbefestigter Oberfläche geringere Kosten angesetzt werden [177]. Die Betriebskosten aller Netzkomponenten werden auf 2%/a der Investitionskosten angesetzt [30].

Die Ergebnisse des Netzausbauszenarios sind in Kap. 7.3 beschrieben.

Tab. 3.3: Typen und Kosten der verwendeten Transformatoren. Kosten sind aus der Verteilnetzstudie Hessen [30] abgeleitet.

Typ	Leistung	Investitionskosten	
		Transformator	Ortsnetzstation
0.16 MVA 20/0.4 kV	160 kVA	-*	-
0.25 MVA 20/0.4 kV	250 kVA	7.000 €	25.000 €
0.4 MVA 20/0.4 kV	400 kVA	9.000 €	25.000 €
0.63 MVA 20/0.4 kV	630 kVA	12.000 €	25.000 €

* Für diesen Transformatorstyp werden keine Kosten angegeben, da er nicht Teil des Netzausbaus ist.

Tab. 3.4: Typen und Kosten der verwendeten Leitungen. Kosten sind aus der Verteilnetzstudie Baden-Württemberg [177] abgeleitet.

Typ	Querschnitt	Strombelastbarkeit
NAYY 4x150SE 0.6/1kV	150 mm ²	270 A
NAYY 4x185SE 0.6/1kV	185 mm ²	313 A
NAYY 4x240SE 0.6/1kV	240 mm ²	364 A
Siedlungstyp	Kosten	
ländlich	80.000 €/km	
suburban	100.000 €/km	

4 Szenarien

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die untersuchten Szenarien gegeben. Dabei wird auf die Besonderheiten der technischen und wirtschaftlichen Szenarien eingegangen und die Bewertungsgrößen vorgestellt.

Die untersuchten Szenarien beschreiben Eigenschaften des Zielsystems, eines zukünftigen Energiesystems auf Ebene der Niederspannungsnetze. Ein bestimmtes Zieljahr oder der Weg zu diesem Energiesystem und die Maßnahmen und Schritte, die dafür erforderlich sind, werden nicht betrachtet. Stattdessen werden technische und wirtschaftliche Herausforderungen dieses Zielsystems identifiziert und Lösungen erarbeitet, diese Herausforderungen zu bewältigen.

In der technischen Analyse werden sieben Szenarien betrachtet. Die Szenarien 1 bis 4 widmen sich der Frage nach den zukünftigen Herausforderungen, die durch eine hohe Zahl unkoordinierter sektorenkoppelnder Verbraucher und einer großen Anzahl an Photovoltaikanlagen auf Niederspannungsebene entstehen können. Die Szenarien 5 bis 7 fokussieren den Einsatz von Batteriespeichersystemen und eine koordinierte Fahrweise von sektorenkoppelnden Verbrauchern, um einen Beitrag zur Lösung dieser Herausforderungen zu leisten. Im Folgenden wird ein Überblick über die Szenarien gegeben. Das detaillierte Vorgehen mit Annahmen wird in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt. In Tab. 4.1 sind die betrachteten Szenarien zusammengefasst.

4.1 Szenarien 1-4: technische Herausforderungen

Herausforderungen für Niederspannungsnetze mit hohem Anteil sektorenkoppelnder Verbraucher und Photovoltaikanlagen können durch thermische Überlastung von Betriebsmitteln oder Spannungsbandverletzungen entstehen. Mit der Untersuchung der folgenden vier Szenarien wird analysiert, in welchem Maß Netzengpässe entstehen und inwiefern Wärmepumpen, Elektroautos und Photovoltaikanlagen jeweils dafür verantwortlich sind. Darüber hinaus wird untersucht, welche Netzstrukturen besonders betroffen sind, welche Unterschiede in den Tages- und Jahreszeiten auftreten und inwiefern unkoordinierte sektorenkoppelnde Verbraucher und elektrische Energieerzeugung aus Photovoltaikanlagen zu gegenseitigen Ausgleichseffekten führen.

Szenario 1: Konventionell Dieses Szenario berücksichtigt ausschließlich die konventionelle Haushaltslast und eine vollständige Versorgung aus dem Mittelspannungsnetz. Sektorenkoppelnde Verbraucher und Erneuerbare Energien sind in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Dieses Szenario repräsentiert den Status, unter dem heutige Niederspannungsnetze ausgelegt wurden.

Szenario 2: Vollelektrifiziert In diesem Szenario werden für jeden Haushalt eine Wärmepumpe und ein Elektroauto berücksichtigt. Die Betriebsweise dieser Verbraucher ist *unkoordiniert*: Der jeweilige elektrische Energiebedarf wird unabhängig von der Netz-situation und anderer Verbraucher vollständig aus dem Netz bezogen. Wärmepumpen werden als teillastfähig angesehen und beziehen nur die elektrische Energie, die sie zur Deckung des Wärmebedarfs benötigen. Elektroautos laden mit der maximalen verfügbaren Leistung, sobald eine Fahrt beendet wird und sie mit der Ladeeinrichtung im Haushalt verbunden werden.

Szenario 3: Maximaler Photovoltaikausbau In diesem Szenario besitzt jeder Haushalt eine Photovoltaikanlage. Die Photovoltaikanlage ist nach der maximal nutzbaren Dachfläche dimensioniert. Die nutzbare Dachfläche variiert dabei nach Siedlungstyp. Haushalte in ländliche Regionen besitzen tendenziell ein größeres Dachflächenpotential, als dichter besiedelte Regionen. Darüber hinaus ist die nutzbare Dachfläche abhängig von der Dachorientierung. In den betrachteten Netzgebieten wird von Satteldächern ausgegangen. Für überwiegend südlich ausgerichtete Dächer wird nur die Südseite des Dachs als nutzbare Fläche betrachtet. Für Ost-West ausgerichtete Dächer werden beide Dachseiten als nutzbare Fläche angesehen. Wärmepumpen und Elektroautos werden in diesem Szenario nicht betrachtet.

Szenario 4: Maximaler Photovoltaikausbau und vollelektrifiziert Dieses Szenario untersucht die Vollelektrifizierung des Szenarios 2 und den maximalen Photovoltaikausbau des Szenarios 3.

4.2 Szenarien 5-7: technische Lösungen

Unterschiedliche Gegenmaßnahmen können getroffen werden, um die Überlastung von Netzkomponenten zu vermeiden. Diese Gegenmaßnahmen sind in Abschnitt 2.2.2 beschrieben. In dieser Arbeit werden Batteriespeicher und eine flexible Fahrweise sektorenkoppelnder Verbraucher untersucht als neue Maßnahmen zur Netzentlastung. In der wirtschaftlichen Analyse werden diese Maßnahmen mit dem konventionellen Ansatz des Netzausbaus verglichen. Alle Lösungsszenarien basieren auf Szenario 4 und umfassen den maximalen Photovoltaikausbau und die Vollelektrifizierung des Wärme- und motorisierten Individual-Mobilitätsbedarfs.

Szenario 5: Einsatz von Batteriespeicher In diesem Szenario werden Batteriespeichersysteme eingesetzt, um zusätzlich zur Eigenverbrauchserhöhung auch Flexibilität zur Entlastung der Niederspannungsnetze bereitzustellen. Es wird zwischen verschiedenen Positionierungen und Betriebsweisen der Batteriespeichersysteme unterschieden. Zum einen werden Batteriespeichersysteme auf Haushaltsebene untersucht. Angenommen wird, dass jeder Haushalt über ein Batteriespeichersystem verfügt. Zum anderen wird betrachtet, wie sich Communityspeicher auf Netzbelastungen auswirken. Ein Communityspeicher ist ein zentrales Batteriespeichersystem, das entweder am Ortsnetztransformator oder in einem kritischen Netzstrang im Niederspannungsnetz installiert ist. Des Weiteren werden drei verschiedene Betriebsweisen untersucht. Zunächst wird das *direkte* eigenverbrauchsorientierte Laden betrachtet, welches in der Praxis die meisten Heimspeichersysteme anwenden. Anschließend wird eine Fahrweise betrachtet, die mit reduzierter Ladeleistung lädt und entlädt. Diese Strategie wird als *präventives* Laden bezeichnet, da sie eine gleichmäßige und damit netzschonendere Ladung und Entladung des Speichers zum Ziel hat. Die dritte untersuchte Ladestrategie ist die *präventiv-kurative* Strategie und basiert auf der präventiven Ladestrategie. Zusätzlich wird auf Überlastungen des Ortsnetztransformators reagiert. Dies setzt die Installation von Messequipment am Transformator und eine digitale Infrastruktur zur Übertragung und Verarbeitung in den Haushalten voraus. In den Unterszenarien mit Communityspeicher werden ausschließlich die präventiv-kurative Ladestrategie angewendet, da davon ausgegangen wird, dass der Betrieb eines Communityspeichers zur Eigenverbrauchserhöhung für die Haushalte eine digitale Infrastruktur voraussetzt und diese dann zur Verringerung von Netzüberlastungen eingesetzt wird. Das genaue Vorgehen bei der Positionierung ist in Abschnitt 6.1.3 und der Betriebsweisen in Abschnitt 6.1.2 beschrieben. Die Unterszenarien sind wie folgt aufgebaut:

4 Referenzszenario ohne Batteriespeicher

5d-H direktes Laden, Heimspeicher

5p-H präventives Laden, Heimspeicher

5pk-H präventiv-kuratives Laden, Heimspeicher

5pk-C-T präventiv-kuratives Laden, Communityspeicher, am Ortsnetz-Transformator

5pk-C-S präventiv-kuratives Laden, Communityspeicher, in Netz-Strängen

Szenario 6: Flexible Verbraucher In diesem Szenario sind die Wärmepumpen und Elektroautos in der Lage, ihre Bezugsleistung anzupassen. Wärmepumpen erreichen dies über das Laden und Entladen eines Wärmespeichers. Dieser sorgt für eine zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung vom Heiz- und Warmwasserbedarf. In Haushalten sind sensible Warmwasser-Pufferspeicher, die am häufigsten anzutreffenden Wärmespeicher. Zusätzlich werden die Gebäudemassen als thermische Speicher berücksichtigt.

Elektroautos passen ihre Ladeleistung an. Sie werden mit einer geringeren Ladeleistung geladen, um eine zeitliche Verschiebung des elektrischen Energiebezugs zu erreichen. Die

Tab. 4.1: Überblick über die untersuchten Szenarien der technischen Herausforderungen und Lösungen

Szenario	kHH	WP und EA	PV	BSS	Anmerkung
1	x	-	-	-	
2	x	unko.	-	-	
3	x	-	x	-	
4	x	unko.	x	-	
5d-H	x	unko.	x	direkt	Heimspeicher
5p-H	x	unko.	x	präventiv	Heimspeicher
5pk-H	x	unko.	x	präv.-kur.	Heimspeicher
5pk-C-T	x	unko.	x	präv.-kur.	Communityspeicher
5pk-C-S	x	unko.	x	präv.-kur.	Communityspeicher
6d	x	direkt	x	-	
6p	x	präventiv	x	-	
6pk	x	präv.-kur.	x	-	
7pk	x	präv.-kur.	x	präv.-kur.	Heimspeicher

x im Szenario vorhanden

unko.: unkoordiniert

- nicht im Szenario vorhanden

präv.-kur.: präventiv-kurativ

kHH: konventionelle Haushaltslast, WP: Wärmepumpe, EA: Elektroauto,

PV: Photovoltaik, BSS: Batteriespeichersystem

Netzentlastungen durch die Ladestrategien des direkten, präventiven und präventiv-kurativen Ladens werden für Wärmepumpen und Elektroautos untersucht. Bidirektionales Laden der Elektroautos wird nicht berücksichtigt. Die Bereitstellung von Flexibilität durch Wärmepumpen und Elektroautos ist, im Gegensatz zum Batteriespeicher, eingeschränkt, da der primäre Anwendungszweck, also die Bereitstellung von Wärme und Mobilität, zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein muss. Daher werden, anders als im Szenario 5 für die Batteriespeichersysteme, zusätzliche Randbedingungen definiert. Diese sind in Abschnitt 6.2 näher beschrieben.

Szenario 7: Batteriespeicher und flexible Verbraucher Dieses Szenario vereint den Einsatz von Batteriespeichersystemen mit der flexiblen Fahrweise der sektorenkoppelnden Verbrauchern, Wärmepumpen und Elektroautos.

4.3 Szenarien: Wirtschaftlichkeit

Für die wirtschaftliche Analyse werden Szenarien aus der technischen Analyse ausgewählt und auf ihre Kosten- und Erlösstruktur hin untersucht. Tab. 4.2 gibt eine Übersicht über die Szenarien der wirtschaftlichen Analyse. In der Spalte „Basisszenario“

sind die Szenarien der technischen Analyse genannt, auf denen jeweils das wirtschaftliche Szenario basiert.

Szenario 4 ist das Referenzszenario. In diesem Szenario ist die einzige Maßnahme zur Netzengpassbewältigung die Abregelung von Erzeugungsleistung und Verbrauchsleistung. Diese Abregelung stellt allerdings keine bereitgestellte Flexibilität dar, sondern ist eine Notfallmaßnahme des Netzbetreibers, um einen sicheren Netzbetrieb aufrechtzuerhalten.

Für die Szenarien mit Batteriespeichersystem und flexiblen Verbrauchern 5 - 7 wird die präventiv-kurative Betriebsstrategie in der wirtschaftlichen Analyse verwendet. Aus den technischen Szenarien 4 und 7 werden für die wirtschaftliche Analyse jeweils zwei Netzausbauszenarien (4n-w und 7n-w) abgeleitet. Die Methodik zum Netzausbau im Szenario 4n-w ist in Abschnitt 3.2.3 beschrieben. Im Szenario 7n-w wird der Ortsnetztransformator jedes untersuchten Netzes durch einen Transformator höherer Leistungsklasse ersetzt. Die untersuchten Geschäftsmodelle und Annahmen zu Kosten und Erlösen sind in Abschnitt 7.2 dargelegt.

Tab. 4.2: Überblick über die untersuchten Szenarien zur Wirtschaftlichkeit

Szenario	Basis-szenario	Netzausbau	WP und EA	BSS	Anmerkung
4w	4	-	unko.	-	Referenzszenario
4w-n	4	x	unko.	-	
5w-H	5pk-H	-	unko.	präv.-kur.	Heimspeicher
6w	6pk	-	präv.-kur.	-	
7w-H	7pk	-	präv.-kur.	präv.-kur.	Heimspeicher
7w-C	7pk	-	präv.-kur.	präv.-kur.	Communityspeicher am ONT

x im Szenario vorhanden

unko.: unkoordiniert

* nur Transformatorverstärkung

- nicht im Szenario vorhanden

präv.-kur.: präventiv-kurativ

WP: Wärmepumpe EA: Elektroauto BSS: Batteriespeichersystem

4.4 Bewertungskriterien

4.4.1 Technische Bewertungskriterien

Es existieren verschiedene technische Bewertungskriterien, die zur Beurteilung der Szenarien verwendet werden. Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen bilden die zugrundeliegenden elektrotechnischen Bewertungskriterien. Anhand diesen elektrotechnischen Bewertungskriterien wird der Abregelungsbedarf ermittelt. Darüber stellen der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote gängige Bewertungsgrößen dar,

um den Grad der lokalen Energieversorgung zu bestimmen. Im Folgenden werden diese Bewertungsgrößen vorgestellt.

Betriebsmittelüberlastung und Spannungsbandverletzung Die Szenarien der technischen Analyse werden anhand verschiedener Kriterien bewertet. Die Überlastung von Netzkomponenten wird anhand von drei Parametern bestimmt. Auf diese Netzkomponenten und deren Parameter zur Bestimmung der Netzbelastung wird in Abschnitt 2.2.1 näher eingegangen. An dieser Stelle werden sie kurz benannt:

1. Transformatorüberlastung: Übersteigt die übertragene Scheinleistung, die Nennscheinleistung des Transformators im Einspeise- oder Lastfall, tritt eine Überlastung auf.
2. Leitungsüberlastungen: Ist die Stromstärke über einer Leitung höher als die Strombelastbarkeit der Leitung, tritt eine Leitungsüberlastung auf.
3. Spannungsbandverletzung: Weicht die Spannung an einem Netzpunkt um mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung ab, liegt eine Spannungsbandverletzung vor.

Die Betriebsmittelüberlastung als Bewertungskriterium zu nutzen hat den Vorteil, dass es sich dabei um die primäre Größe für die Bewertung der Netzüberlastung handelt. Sie beinhaltet sowohl Höhe der Überlastung als auch Zeitpunkt, Dauer und Ort. Werden andere Bewertungsgrößen, wie Netzausbaukosten oder Abregelungsbedarf aus der Betriebsmittelüberlastung abgeleitet, gehen Informationen verloren. Da sie direkt das Ergebnis der Lastflussberechnung ist und keinen weiteren Annahmen oder Berechnungen unterliegt, besitzt die Bewertung nach Betriebsmittelüberlastung die geringste Verzerrung im Hinblick auf weitere Interpretation.

Zwar lässt sich mithilfe der Betriebsmittelüberlastung das Problem quantifizieren, allerdings sind dafür verschiedene Größen notwendig: zu welchem Zeitpunkt an welchem Ort welche Komponente in welchem Maß überlastet ist. Das erschwert es, Szenarien untereinander zu vergleichen und eindeutige Aussagen zu treffen.

Abregelungsbedarf Er ist eine abgeleitete Größe aus den Betriebsmittelüberlastungen. Der Abregelungsbedarf wird ermittelt, indem die Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung derart abgeregelt werden, bis keine Betriebsmittelüberlastung mehr auftreten. Der Vorteil dieser Bewertungsgröße ist, dass die Vielzahl an Größen für die Betriebsmittelüberlastungen auf zwei Größen reduziert werden: der Abregelungsbedarf der Erzeugung und Verbrauchsenergie. Damit wird eine Vergleichbarkeit der Szenarien untereinander erleichtert. Gleichzeitig kann der Abregelungsbedarf als Maß für den zeitlichen Flexibilitätsbedarf und damit als zeitlich zu verschiebende Energiemengen angesehen werden. Im Gegensatz zum Bewertungskriterium der Netzausbaukosten, ist der Abregelungsbedarf ein wenig verbreitetes Kriterium, um Netzüberlastung zu bewerten. Allerdings beruht der Abregelungsbedarf ausschließlich auf physikalischen Größen und ist damit unabhängig von Kosten und damit keinen wirtschaftlichen Entwicklungen und Schwankungen unterworfen.

Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote Der Autarkiegrad und die Photovoltaik-Eigenverbrauchsquote beschreiben, wie gut Erzeugung und Verbrauch lokal aufeinander abgestimmt sind. Mit steigendem Autarkiegrad und Photovoltaik-Eigenverbrauchsquote steigt der Grad der Vor-Ort-Versorgung.

Der Autarkiegrad beschreibt, welcher Anteil des elektrischen Verbrauchs durch lokale PV-Erzeugung gedeckt werden kann. Dem gegenüber gibt die PV-Eigenverbrauchsquote an, welcher Anteil der elektrischen Erzeugung lokal verbraucht wird.

Momentan wird die Eigenverbrauchsquote als Kriterium für die Auslegung von Photovoltaikanlagen herangezogen. Ziel ist es eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen, da die Einsparungen durch die selbst verbrauchte PV-Energie höher sind, als die Netzeinspeisung [93, 101, 148, 91, 124]. Eine hohe Eigenverbrauchsquote führt zu einer geringeren Einspeisung und damit einem geringeren Energieaustausch mit dem Netz. Allerdings werden durch die Fokussierung auf die Eigenverbrauchsquote Dachflächenpotenziale nicht optimal ausgenutzt und geringer dimensionierte Photovoltaikanlagen errichtet [24, 192]. Daher sollte die Eigenverbrauchsquote nicht das einzige Kriterium zur Bewertung sein.

4.4.2 Ökonomische Bewertungskriterien

Ökonomische Bewertungsgrößen bestimmen oftmals die Entscheidung für eine Investition. Häufig werden Netzausbaukosten genutzt, um Belastungen auf die Netzinfrastruktur darzustellen und verschiedene Szenarien miteinander zu vergleichen [60, 251, 156, 103]. Sie sind als Bewertungsgröße anerkannt und anschaulich. Dem gegenüber steht, dass sie lediglich ein Kostenpunkt in der Betrachtung der Kosten für das Gesamtsystem darstellen. Der Fokus auf dem Vergleich von Netzausbaukosten vernachlässigt die Kosten von Batteriespeichersystemen und der Flexibilisierung der Verbraucher, als auch Kosten und Erlöse, die durch Bezug und Einspeisung von Energiemengen entstehen. Demnach sind Netzausbaukosten eine Größe, die für Verteilnetzbetreiber relevant ist, aber für private Haushalte oder Betreiber:innen eines Communityspeichers nicht genügen.

Annualisierte Kosten und Erlöse Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Szenarien in Hinblick auf das Gesamtsystem Niederspannungsnetz zu beurteilen, werden die annualisierten Kosten und Erlöse als Bewertungskriterium herangezogen. Die Berechnung dieser Größen erfolgt mittels der Annuitätenmethode. Sie ermöglicht es, Investitionen unterschiedlicher Nutzungsdauer und laufende Kosten und Erlöse miteinander zu vergleichen. In dieser Arbeit sind folgende annualisierte Kosten und Erlöse berücksichtigt:

- Investitions- und Betriebskosten von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersysteme, Wärmespeicher und Netzausbaumaßnahmen,

- Kosten und Erlöse für elektrische Energie, die mit dem übergeordneten Netz ausgetauscht, im lokalen Strommarkt des Niederspannungsnetzes gehandelt und als Flexibilität bereitgestellt wird,
- Netzentgelte, die Netzausbaukosten und Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung beinhalten.

Die Annuitätenmethode und die Annahmen zu Kosten und Erlösen sind in Abschnitt 7.2 näher beschrieben.

5 Herausforderungen für Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengesetzten Energiesystem

In diesem Kapitel wird gezeigt, welche Herausforderungen für Niederspannungsnetze entstehen bei einem hohen Grad an dezentralen Photovoltaikanlagen und zusätzlichen sektorenkoppelnden Verbrauchern, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Damit widmet sich dieses Kapitel der ersten Forschungsfrage (siehe Abschnitt 1.3).

Im Folgenden werden vier Szenarien (siehe 4.1) untersucht. Das Szenario 1 „Konventionell“ in Abschnitt 5.1 betrachtet die konventionelle Last der Haushalte. Im Szenario 2 „Vollelektrifiziert“ in Abschnitt 5.2 wird der Einfluss einer unkoordinierten Fahrweise von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen auf Niederspannungsnetze untersucht. Szenario 3 „Maximaler Photovoltaikausbau“ in Abschnitt 5.3 untersucht die Auswirkungen der maximalen Ausnutzung der nutzbaren Dachflächen mit Photovoltaik auf die Niederspannungsnetze. Szenario 4 „Vollelektrifiziert und maximaler Photovoltaikausbau“ in Abschnitt 5.4 kombiniert die Szenarien 2 und 3.

5.1 Konventionell (Szenario 1)

Dieses Szenario berücksichtigt ausschließlich die konventionelle Haushaltslast. Die konventionelle Haushaltslast umfasst den elektrischen Energiebedarf von Haushaltsgeräten unter anderem für Beleuchtung, Prozesswärme (wie Waschmaschine, Geschirrspüler) und Informations- und Kommunikationstechnik. Der Verbrauch durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ist in der konventionellen Haushaltslast nicht abgedeckt.

5.1.1 Berechnung Haushaltslast und Profile

In Deutschland betrug der elektrische Energiebedarf aller privaten Haushalte 2020 ca. 129 TWh [202]. Für die kommenden Jahrzehnte wird in verschiedenen Studien von einer Verringerung der konventionellen Haushaltslast von ca. 10 % [1] bis 30 % [31] ausgegangen. Der geringere Energiebedarf wird vor allem durch gesteigerte Effizienz der

Haushaltsgeräte begründet. Demgegenüber existieren Faktoren, die einer Verringerung des elektrischen Energiebedarfs entgegenwirken. Dazu zählt der Rebound-Effekt [194], die Zunahmen an Informations- und Kommunikationsgeräten und höherer Klimatisierungsbedarf [31], wobei die Auswirkung der Klimatisierung auf den zukünftigen elektrischen Energiebedarf teilweise als sehr unsicher bewertet wird [31]. Für die folgenden Untersuchungen wird aufgrund der Unsicherheit von einer gleichbleibenden elektrischen Haushaltslast ausgegangen.

In dieser Arbeit werden für die Haushaltslast frei verfügbare Haushaltslastprofile verwendet [208]. Diese Profile basieren auf realen Messdaten aus verschiedenen Messkampagnen und wurden anschließend synthetisch aufbereitet. Sie umfassen die Wirk- und Blindleistung pro Phase jedes Haushaltes. Die Verbräuche teilen sich annähernd gleichmäßig auf alle drei Phasen auf. Sie werden in der Modellierung und Lastflussberechnung zusammengefasst, da die Lastflüsse für symmetrische Lastverhältnisse durchgeführt werden und das Schiefastverhalten in dieser Arbeit nicht betrachtet wird.

Insgesamt umfasst der Datensatz 74 Haushaltslastprofile in einminütiger Auflösung. Der jährliche elektrische Energiebedarf liegt zwischen 1,4 MWh und 8,6 MWh mit einem Mittelwert von 4,7 MWh. Damit liegt der mittlere Verbrauch leicht unter dem Durchschnittsverbrauch von ca. 5 MWh von Haushalten mit 3 oder mehr Personen in Deutschland im Jahr 2020 [202] und ist für die folgenden Untersuchungen valide. Bei der Verteilung der Haushaltslastprofile auf die Haushalte in den Niederspannungsnetzen wird darauf geachtet, dass es zu keiner starken Konzentration von einem über- oder unterdurchschnittlichem Verbrauch in einem Teilgebiet oder Netzstrang kommt. Dafür werden alle 74 Haushaltslastprofile ihres jährlichen Verbrauchs nach in drei Gruppen einteilt. Jedem Haushalt wird ein Haushaltslastprofil zugewiesen, wobei darauf geachtet wird, dass alle drei Gruppen gleichermaßen in den Netzsträngen vertreten sind.

5.1.2 Veranschaulichung

Abb. 5.1 zeigt die kumulierte Haushaltslast beispielhaft für das „Landnetz 2“ im Winter. „Landnetz 2“ weist im Vergleich zu den anderen untersuchten Netzen die geringste Transformatorleistung im Verhältnis zur Anzahl der Haushalte auf. Darüber hinaus ist in der Winterwoche der Haushaltsverbrauch am größten. Dennoch befindet sich die maximale Lastspitze mit ca. 150 kW deutlich unter der Nennleistung des Transformators mit 250 kW. Das verdeutlicht die Leistungsreserve, mit der Komponenten in Niederspannungsnetzen ausgelegt werden.

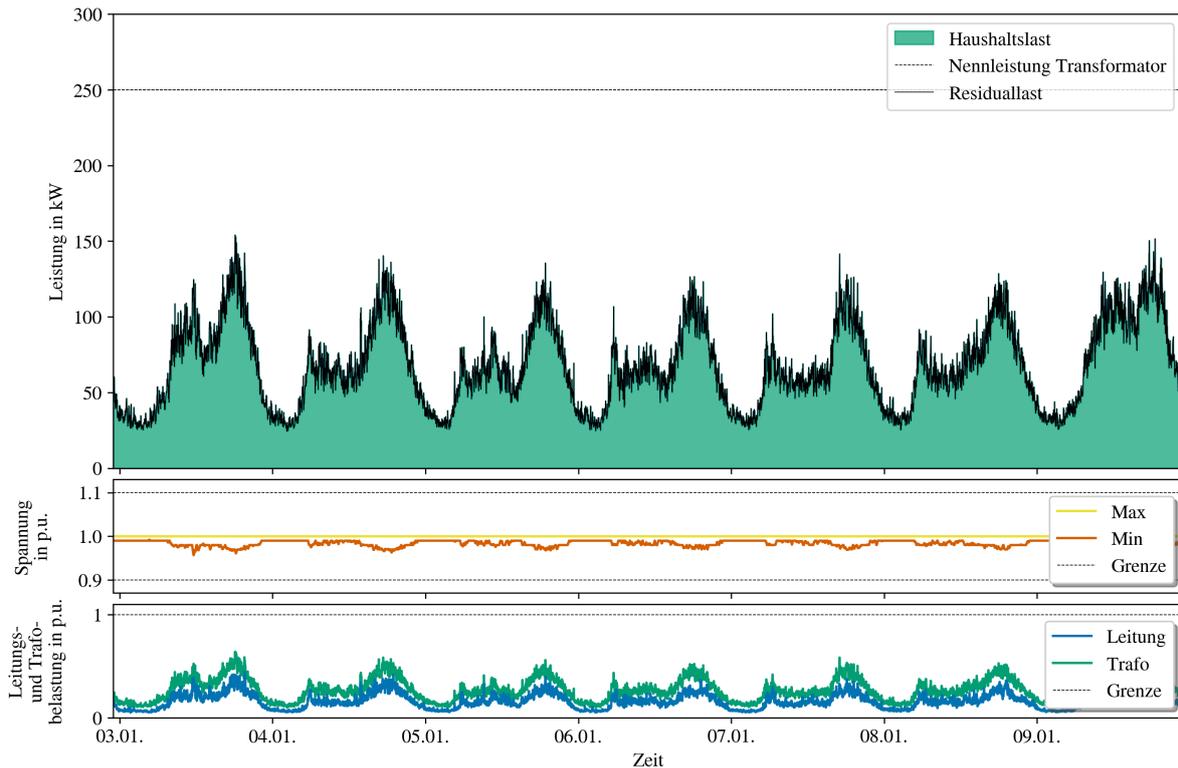


Abb. 5.1: Kumulierte Haushaltslasten im „Landnetz 2“ in der Winterwoche im Szenario 1 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile). Die maximale Lastspitze (ca. 150 kW) liegt deutlich unter der Nennleistung des Transformators (250 kW ohne Blindleistungsbezug).

5.2 Vollelektrifiziert (Szenario 2)

Dieser Abschnitt beschreibt die Annahmen für die Elektrifizierung des Verkehrsbereichs und des Wärmebereichs in Niederspannungsnetzen. In diesem Szenario werden Elektroautos und Wärmepumpen als unkoordinierte Verbrauchseinrichtungen angesehen. Das heißt, dass jedes Elektroauto mit maximaler Ladeleistung lädt, sobald es mit dem heimischen Ladepunkt verbunden ist und jede Wärmepumpe die elektrische Leistung bezieht, die zur Deckung des momentanen Wärmebedarfs nötig ist. Eine koordinierte und flexible Fahrweise wird in den Szenarien 6 und 7 in den Abschnitten 6.2 und 6.3 betrachtet.

5.2.1 Mobilitätsbedarf und Elektrofahrzeuge

In dieser Arbeit wird angenommen, dass jeder Haushalt in den betrachteten Niederspannungsnetzen über ein batterieelektrisches Fahrzeug und eine eigene Ladestation verfügt.

Diese Annahme ist plausibel, da beim Kraftfahrt-Bundesamt 48,8 Million Pkws [139] registriert sind bei ca. 40 Million Haushalten in Deutschland [202].

Gängige Ladeleistungen beim Laden im Haushalt sind 3,7 kW (einphasig) sowie 11 und 22 kW (dreiphasig). In Deutschland lag die durchschnittliche AC-Ladeleistung im Juli 2022 bei 8,7 kW [109]. Es wird erwartet, dass sich zukünftig eine Ladeleistung von 11 kW bei heimischem Laden durchsetzen wird [6]. Zum einen sind Ladeeinrichtungen mit einer Leistung von mehr als 12 kVA durch den Netzbetreiber zustimmungspflichtig und könnten im Zweifelsfall abgelehnt werden [12]. Zum anderen kann eine Ertüchtigung der Hauselektrik bei Bestandsgebäuden notwendig sein, um höhere Ladeleistungen zu übertragen [83]. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Ladeeinrichtung jedes Haushalts dreiphasiges Laden mit 11 kW ermöglicht. Dreiphasiges Laden mit 11 kW ist für die meisten Fahrten ausreichend. Wird über Nacht geladen, können Reichweiten von ca. 400 km erzielt werden¹.

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass alle Elektroautos ausschließlich zu Hause geladen werden. Diese Annahme stellt den Fall der maximalen Belastung für das Niederspannungsnetz dar. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Elektroautos nach der Ankunft unverzüglich mit der Ladestation verbunden werden und bis zum nächsten Fahrtantritt die elektrische Verbindung besteht. Der Wirkungsgrad der Ladeeinrichtung und der Fahrzeugbatterie wird insgesamt mit 90 % angenommen [121].

Ladezeitreihen

Die elektrischen Ladezeitreihen der einzelnen Elektroautos basieren auf dem Mobilitätsverhalten der jeweiligen Elektroauto-Nutzer:innen. Die Mobilitätsprofile, welche Fahrt- und Standzeiten, Weglängen und Mobilitätszwecke beinhalten, werden mit SimBEV [181] generiert. SimBEV ist ein Akronym für „Simulation of Battery Electric Vehicles“. SimBEV nutzt die Ergebnisse der Umfrage „Mobilität in Deutschland“ (MiD 2017) [117]. Jedes Mobilitätsprofil besitzt Informationen über die Ankunfts- und Abfahrtszeit, die Standzeit am jeweiligen Zielort und den elektrischen Energiebedarf für die jeweilige Fahrt. Jedes Elektroauto besitzt ein individuelles Mobilitätsprofil. Die Mobilitätsprofile unterscheiden sich je nach Region. SimBEV unterscheidet nach der RegioStaR7-Klassifikation [33]. In dieser Arbeit werden ländliche Netze der Kategorie „Kleinstädtisch, dörflichem Raum“ in „Ländlichen Regionen“ zugeordnet, während suburbane Netze der Kategorie „Kleinstädtisch, dörflichem Raum“ in „Stadtregionen“ zugeordnet werden.

Aus den Mobilitätsprofilen werden im *EnergyCellLV*-Modell die elektrischen Ladezeitreihen erzeugt. In diesem Szenario wird bei Ankunft mit maximaler Ladeleistung geladen,

¹Wird überschlägig davon ausgegangen, dass von den 11 kW Ladeleistung nach Abzug der Lade- und Batterieverluste noch 9 kW Netto-Ladeleistung verbleiben, können über Nacht bei 8 Stunden Ladedauer und einem Verbrauch von 18 kWh je 100 km eine Reichweite von 400 km erzielt werden.

bis ein SOC von 100 % erreicht ist. Jedes Elektroauto bezieht ausschließlich Wirkleistung. Generell sind wechselrichterbasierte Ladeeinrichtung in der Lage Blindleistung aufzunehmen oder abzugeben, in dieser Arbeit wird ein Leistungsfaktor von $\cos \phi = 1$ zugrunde gelegt.

Es werden drei Fahrzeugklassen mit verschiedenen Batteriegrößen (nutzbare Speicherkapazität) in dieser Arbeit verwendet: 30 kWh (Mini), 65 kWh (Medium) und 90 kWh (Luxury) [181]. Im *EnergyCellLV*-Modell werden die Fahrzeugklassen räumlich gleichmäßig in jedem Netz verteilt.

5.2.2 Wärmeversorgung und Wärmepumpen

In diesem Abschnitt werden Annahmen zum Gebäudebestand, des Heiz- und Warmwasserbedarfs und der Wärmepumpen vorgestellt.

Gebäudebestand und Sanierungsquote

In privaten Haushalten macht der Wärmebedarf den größten Teil des gesamten Endenergiebedarfs aus. Allein der Heizwärmebedarf entspricht ca. 2/3 des Endenergiebedarfs. Weitere ca. 15 % werden für Trinkwassererwärmung genutzt [212].

Vor diesem Hintergrund besitzt der energetische Zustand des Gebäudebestands und die angestrebte Sanierungsrate eine besondere Rolle. Tab. 5.1 zeigt Gebäudeeffizienzklassen nach §86 GEG 2023 und deren zugehörigen Endenergiebedarf für Neubauten und Bestandsgebäude. Diese Werte dienen zur Einordnung des in dieser Arbeit verwendeten Heizwärmebedarfs. Der Farbcode gibt den energetischen Zustand des Gebäudes wieder und dient der leichteren Verständlichkeit und Orientierung für Hauseigentümer:innen.

Neubauten werden nach Anforderungen des GEG 2023 mit Effizienzklassen im Bereich A und B errichtet [4]. Für die Effizienzklasse A+ ist ein Endenergiebedarf von unter $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ vorgeschrieben. Mit der Versorgung durch Wärmepumpen entspricht das einem maximalen Heizwärmebedarf von ca. $90 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ ¹.

Allerdings haben diese hohen Effizienzklassen einen vergleichsweise geringen Anteil am gesamten Gebäudebestand. Zumeist sind unsanierte oder teilsanierte Bestandsgebäude mit niedriger Effizienzklasse anzutreffen. Abb. 5.2 zeigt die Verteilung des witterungsbereinigten Heizwärmebedarfs des Gebäudebestands in Deutschland. Lediglich ca. 12 % des Gebäudebestands weisen einen Heizwärmebedarf von $\leq 60 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ auf. Der Durchschnitt liegt bei $127 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$.

In dieser Arbeit wird das SFH45 Referenzgebäude [72] der IEA genutzt. Es besitzt einen Heizwärmebedarf von $45 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ und eine Wohnfläche von 140 m^2 . Damit besitzt

¹Mit einem Endenergiebedarf von $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ und einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 3 ergibt sich ein Heizwärmebedarf von $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \cdot 3 = 90 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$

Tab. 5.1: Übersicht über Gebäudeeffizienzklassen und dem zugehörigen Endenergiebedarf (nach Anlage 10 zu §86 GEG 2023 und [62])

Endenergiebedarf in kWh/(m ² a)	Beschreibung	Farbcode
≤ 30	Passivhaus / GEG2023	A+
≤ 50	Neubau EnEV 2014 / nach EnEV 2014 saniertes Gebäude	A
≤ 75	Neubau EnEV 2002 und 2009	B
≤ 100	Teilsaniertes Gebäude ab WSchVO 1995	C
≤ 130	Durchschnittlicher Wohngebäudebestand	D
≤ 160	Teilsaniertes / unsaniertes Gebäude vor der WSchVO 1995	E
≤ 200	Teilsaniertes / unsaniertes Gebäude	F
≤ 250	Teilsaniertes / unsaniertes Gebäude vor der WSchVO 1984	G
> 250	Unsaniertes Gebäude vor der ersten WSchVO 1978	H

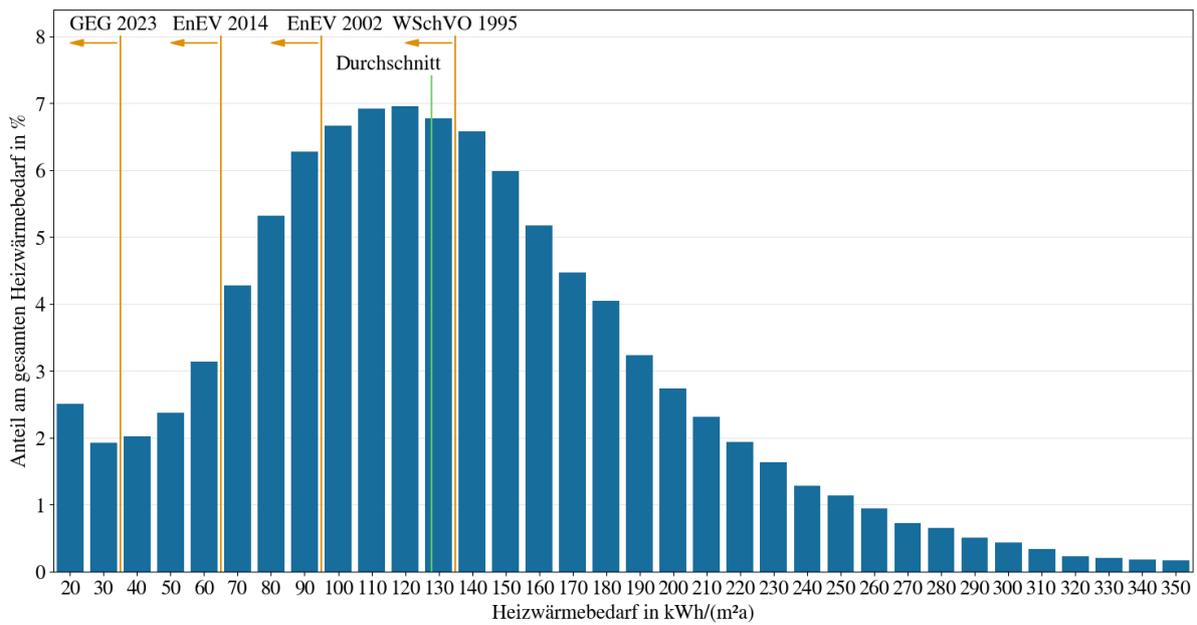


Abb. 5.2: Verteilung des witterungsbereinigten Heizwärmebedarfs des Gebäudebestandes in Deutschland (nach [52]). Die gesetzlichen Vorgaben beziehen sich auf den Endenergiebedarf. Dieser hängt von der eingesetzten Heizungstechnologie ab. In dieser Grafik wurde eine Heizungstechnologie angenommen, bei der der Endenergiebedarf ungefähr dem Heizwärmebedarf entspricht. Das ist beispielsweise für Gasheizungen der Fall.

das Referenzgebäude mit Wärmepumpe zur Wärmeversorgung einen Endenergiebedarf von $\leq 30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ und entspricht dem aktuellen GEG 2023 und dem Passivhausstandard.

Wärmebedarf

Der Heizwärmebedarf des SFH45 Referenzgebäudes ergibt sich aus dem spezifischen Heizwärmebedarf von $45 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ und einer Wohnfläche von 140 m^2 zu 6.300 kWh/a . Für einen Haushalt mit vier Personen und einem durchschnittlichen Warmwasserbedarf von $1,8 \text{ kWh}/(\text{Person d})$ [175] ergibt sich ein jährlicher Warmwasserbedarf von 2.628 kWh/a pro Haushalt. Der gesamte Wärmebedarf für Heizwärme und Trinkwarmwasser summiert sich zu 8.928 kWh/a pro Haushalt.

Wärmelastprofile

Die Wärmelastprofile werden in zwei Schritten generiert. Zunächst wird der jährliche Wärmebedarf auf die einzelnen Tage des Jahres aufgeteilt. Dabei wird die Methode des BDEW zur „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ genutzt [14]. Die Verteilung des Wärmebedarfs über den Tag wird anschließend in Abhängigkeit der Außentemperatur [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 223, 224, 225, 226, 227] und der Nutzung von Tagesprofilen [26, 25] erzeugt. Das Ergebnis sind minütlich aufgelöste Wärmebedarfsprofile für das gesamte Jahr.

Wärmepumpe

In dieser Arbeit werden ausschließlich Wärmepumpen betrachtet, die mit elektrischer Energie betrieben werden. Sie werden aktuell überwiegend eingesetzt [45]. Daher ist im Folgenden der Begriff Wärmepumpe synonym mit Elektro-Wärmepumpe [219] zu verstehen. Diese Wärmepumpen erzeugen Wärme aus elektrischer Energie. Allerdings nutzen sie dabei Umgebungswärme aus der Luft, dem Wasser oder dem Erdreich. Dadurch sind sie in der Lage ein Vielfaches an Wärme zu erzeugen, als sie an elektrischer Energie aufnehmen.

Arten von Wärmepumpen Wärmepumpen werden anhand der genutzten Umgebungswärme in drei Arten eingeteilt:

- **Luft/Wasser-Wärmepumpen** nutzen die Wärmeenergie der Umgebungsluft. Dadurch erfordern sie die geringsten baulichen Maßnahmen. Allerdings ist ihre Effizienz von den Außenlufttemperaturen abhängig. Gerade bei niedrigen Außentemperaturen, wenn der Heizwärmebedarf steigt, verschlechtert sich die Effizienz der Wärmepumpe.

- **Sole/Wasser-Wärmepumpen** nutzen die Wärme des Erdreichs. Die Erdwärme kann dabei oberflächennah durch Erdkollektoren oder durch Tiefenbohrungen mittels Erdsonden aufgenommen werden. Der bauliche und behördliche Aufwand ist größer als bei Luft/Wasser-Wärmepumpen. Im Vergleich zu Luft/Wasser-Wärmepumpen besitzen diese Wärmepumpen allerdings eine höhere Effizienz, aufgrund geringerer Temperaturschwankungen und im Winter höherer Temperaturen im Erdreich als in der Außenluft.
- **Wasser/Wasser-Wärmepumpen** nutzen die Wärme des Grundwassers. Zusätzlich zum baulichen und behördlichen Aufwand ist der Aspekt des Wasserschutzes wichtig. Von der Effizienz her entsprechen sie Sole/Wasser-Wärmepumpen.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass jeder Haushalt im betrachteten Niederspannungsnetz mit einer Wärmepumpe ausgestattet ist, die im monovalenten Betrieb arbeitet. Das heißt, dass jede Wärmepumpe für die vollständige Deckung des Wärmebedarfs verantwortlich ist. Bivalente Systeme hingegen werden in der Praxis eingesetzt, um die Wärmepumpe mit einem Durchlauferhitzer, einem Heizstab, einer Solarthermieanlage oder einer Gastherme zu kombinieren.

Aktuell besitzen Luft/Wasser-Wärmepumpen den größten Marktanteil, sowohl beim Absatz (ca. 87%) als auch im Feldbestand (ca. 55%) [45]. Die zweithäufigste Wärmepumpentechnologie im Feldbestand sind Sole/Wasser-Wärmepumpen mit ca. 23% [45]. In dieser Arbeit werden ausschließlich Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen, als die am meisten verbreitetsten Wärmepumpenarten verwendet. Sie werden zu gleichen Teilen in den untersuchten Netzen berücksichtigt. Die Anteile der jeweiligen Wärmepumpentechnologien können sich zukünftig unterschiedlich entwickeln. So werden beispielsweise Sole/Wasser-Wärmepumpen nach dem BEG der BAFA mit einem zusätzlichen Bonus gefördert, um dieses Marktsegment zu stärken [32].

Betriebsweisen von Wärmepumpen Die Betriebsweise einer Wärmepumpe muss die Versorgung des Haushalts mit Wärme sicherstellen. Darüber hinaus können weitere Ziele verfolgt werden, wie die Nutzung von PV-Energie oder die Netzdienlichkeit. Tab. 5.2 zeigt unterschiedliche Betriebsweisen von Wärmepumpen.

- **Bedarfsgeführt:** Die bedarfsgeführte Betriebsweise ist vergleichsweise einfach und sehr weitverbreitet. Ihr einziges Ziel ist es, den momentanen Heizwärmebedarf und den Warmwasserbedarf zu decken.
- **EVU-Sperre:** Wärmepumpen zählen laut §14a EnWG zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, sofern sie über einen separaten Zähler und die technische Möglichkeit zur vollständigen Unterbrechung verfügen. Die Dauer des Sperrbetriebs wird in einem bestimmten Rahmen von den Verteilnetzbetreibern selbst festgelegt. Wärmepumpen und Wärmespeicher müssen größer dimensioniert werden, um die Sperrzeiten zu überbrücken. Dafür erhalten Betreiber:innen von Wärmepumpen ein reduziertes Netzentgelt.

Tab. 5.2: Übersicht verschiedener Betriebsweisen von Wärmepumpen

Betriebsweise	Normal- betrieb	Sperr- betrieb	Einschalt- empfehlung	Einschalt- zwang	in Szenario siehe Tab. 4.1
Bedarfsgeführt	x				2, 4
EVU-Sperre*	x	x			-
PV-Signal	x		x**		6d, 6p
SG-Ready*	x	x	x	x	6pk***, 7pk***

* Energieversorgungsunternehmen (EVU), Smart Grid (SG)

** nur lokale Einschaltempfehlung, durch Smart Meter oder PV-Wechselrichter

*** Betriebsweise ist an SG-Ready angelehnt. Näheres in Abschnitt 6.2

- **PV-Signal:** In Kombination mit einer PV-Anlage können Wärmepumpen überschüssige Energie aus der PV-Anlage nutzen und damit die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage steigern. Der Smart Meter oder der Wechselrichter der PV-Anlage können der Wärmepumpe eine Einschaltempfehlung geben. Dafür muss die Wärmepumpe über den notwendigen Steuerkontakt verfügen.
- **SG-Ready:** Zukünftig ist es das Ziel, die SG-Ready Schnittstelle zu etablieren [46]. Durch diese Schnittstelle wird es unter anderem dem Verteilnetzbetreiber ermöglicht, die Wärmepumpe anzusprechen, um die Wärmepumpe netzdienlich zu fahren. Die SG-Ready Schnittstelle kann darüber hinaus auch für das lokale Lastmanagement zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage genutzt werden. SG-Ready umfasst dabei die Betriebsmodi Sperrbetrieb, Normalbetrieb, Einschaltempfehlung und Einschaltzwang [46].

Berechnung des COP Das Verhältnis aus abgegebenem Wärmestrom P_{th} und aufgenommener elektrischer Leistung P_{el} für den Verdichter, der Regelung und zusätzlicher Hilfsantriebe wird als Coefficient of Performance (COP) bezeichnet (siehe Gleichung 5.1). Der COP einer Wärmepumpe wird unter definierten Betriebsbedingungen gemessen [219]. Mithilfe des COP können unterschiedliche Wärmepumpen unter Normbedingungen miteinander verglichen werden.

$$COP = \frac{P_{th}}{P_{el}} \quad (5.1)$$

Für die Planung und den Betrieb von Wärmepumpen ist es vorteilhafter, den Betriebszeitraum eines gesamten Jahres zu betrachten. Hierfür wird die Jahresarbeitszahl verwendet. Sie ist ein Maß für die Effizienz unter realen Bedingungen und berechnet sich aus dem Verhältnis der abgegebenen Nutzwärme zur eingesetzten elektrischen Energie über

das gesamte Jahr [219]. Neben dem COP und der Jahresarbeitszahl sind die maximale Wärmeleistung und die elektrische Leistungsaufnahme weitere wichtige Kenngrößen einer Wärmepumpe.

Der COP ist in dieser Arbeit von der Temperaturdifferenz (ΔT) zwischen Primärquelle (Luft oder Erdreich) und der Senktemperatur abhängig. Für Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen wird für die Berechnung des COP folgende Gleichung verwendet [201]:

$$COP_{Luft} = 6,81 - 0,121\Delta T + 0,000630\Delta T^2 \quad (5.2)$$

$$COP_{Erde} = 8,77 - 0,150\Delta T + 0,000734\Delta T^2 \quad (5.3)$$

Die Primärquellentemperatur der Luft/Wasser-Wärmepumpe basiert auf den Messdaten der Luft-Außentemperaturen [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 223, 224, 225, 226, 227]. Die Primärquellentemperatur der Sole/Wasser-Wärmepumpe ist aufgrund des Erdreichs nahezu konstant. Sie wird mit 8°C angenommen [84].

Das untersuchte Referenzgebäude SFH45 verwendet ein Flächenheizsystem. Daher kann von niedrigeren Vorlauftemperaturen ausgegangen werden. Als Vorlauftemperatur wird für das gesamte Jahr 45°C angenommen. Dies stellt eine Vereinfachung dar, da die monatlichen Durchschnittswerte der Senktemperatur saisonal schwanken. Im Winter wird eine geringere durchschnittliche Senktemperatur verlangt, da der Wärmebedarf für Raumwärme deutlich überwiegt. Im Sommer tritt der Wärmebedarf vorwiegend durch Trinkwarmwasser auf. Trinkwarmwasser sollte aufgrund gesundheitlicher Aspekte nach DIN EN 806 mit ca. 60°C bereitgestellt werden [69]. Daher ist in der Heizperiode mit einer Verbesserung und außerhalb der Heizperiode mit einer Verschlechterung des COP zu rechnen [201].

Auslegung der Wärmepumpe nach der Heizlast Für die Auslegung der thermischen Leistung der Wärmepumpe ist die Heizlast des Gebäudes maßgebend. Für den monovalenten Betrieb entspricht nach DIN EN 15450 die maximale thermische Ausgangsleistung der Wärmepumpe der Heizlast des Gebäudes [162]. Das gilt allerdings nicht für eine flexible Fahrweise, wie beispielsweise bei der Beachtung der EVU-Sperre oder dem Einsatz im SG-Betrieb. Für diese Betriebsweisen wird eine höhere thermische Wärmepumpenleistung benötigt.

Die Heizlast setzt sich aus der Gebäudeheizlast und der thermischen Leistung für Trinkwarmwasser zusammen. Die Gebäudeheizlast wird auf Grundlage der Gebäudekennzahlen des SFH45 Gebäudes [72, Abschnitt 3] nach dem vereinfachten Verfahren für die Berechnung der Norm-Heizlast nach DIN EN 12831-1 [70, Abschnitt 8] bestimmt. Die genaue Berechnung ist im Anhang A.1 dargelegt. Die Gebäudeheizlast ergibt sich für das Referenzgebäude SFH45 zu ca. 5 kW. Die thermische Leistung für Trinkwarmwasser wird nach DIN EN 4645 mit 1 kW für einen 4 Personenhaushalt abgeschätzt [218]. Damit ergibt sich die gesamte Heizlast des SFH45 Gebäudes zu 6 kW.

Tab. 5.3: Charakteristische Parameter des Referenzgebäudes und der Wärmepumpen

Spezifikation	Wert
Referenzgebäude	SFH45
Grundfläche	140 m ²
Heizwärmebedarf	6.300 kWh/a
Trinkwarmwasserbedarf	2.628 kWh/a
Gesamtwärmebedarf	8.928 kWh/a
Thermische Nennleistung der Wärmepumpe	12 kW
Leistungsfaktor der Wärmepumpe $\cos \phi$	1

Zur Flexibilisierung der Wärmepumpenlast sollten von der Wärmepumpe eine höhere Wärmeleistung als die maximale Heizlast abgefragt werden können. Dies kann auftreten, wenn gleichzeitig eine hohe Heizlast gedeckt werden muss und aufgrund von PV-Überschuss oder niedriger Strombezugspreise der Wärmespeicher befüllt wird. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Wärmepumpe in der Lage ist, den Wärmebedarf im Auslegungsfall in der Hälfte des Auslegungstages zu erzeugen. Damit ergibt sich eine Verdopplung der notwendigen thermischen Leistung der Wärmepumpe auf 12 kW.

Die Flexibilisierung der Wärmepumpe und der Einsatz eines Wärmespeichers sind in Kapitel 6.3 beschrieben. In diesem Abschnitt werden die Wärmepumpen ausschließlich bedarfsorientiert betrieben.

Darüber hinaus besitzen moderne Wärmepumpen einen Umrichter, der es erlaubt, die Wärmepumpe in Teillast zu betreiben, womit sie in ihrer Wärmeleistung frei regelbar ist [220]. In dieser Arbeit werden teillastfähige Wärmepumpen betrachtet. Die Wärmepumpen sind aufgrund ihrer Umrichter in der Lage, die Blindleistungsaufnahme einzustellen. In dieser Arbeit wird ein Leistungsfaktor der Wärmepumpen von $\cos \phi = 1$ angenommen.

Tabelle 5.3 zeigt die verwendeten Parameter des Referenzgebäudes und der Wärmepumpe.

5.2.3 Veranschaulichung

Abb. 5.3 zeigt die Verbrauchsprofile im vollelektrifizierten Zustand beispielhaft für das „Landnetz 2“ im Winter. In der Winterwoche ist der kumulierte Verbrauch aufgrund des höheren Haushaltsverbrauchs und des hohen Wärmebedarfs am größten. Die maximale Lastspitze mit ca. 350 kW übersteigt die Nennleistung des Transformators deutlich. Vor allem in den Abendstunden jedes Tages ist eine Lastabregelung notwendig, um das Netz in einem sicheren Zustand zu halten. Diese Lastspitzen entstehen durch eine höhere Gleichzeitigkeit des Ladens von Elektroautos und des höheren Wärmebedarfs aufgrund

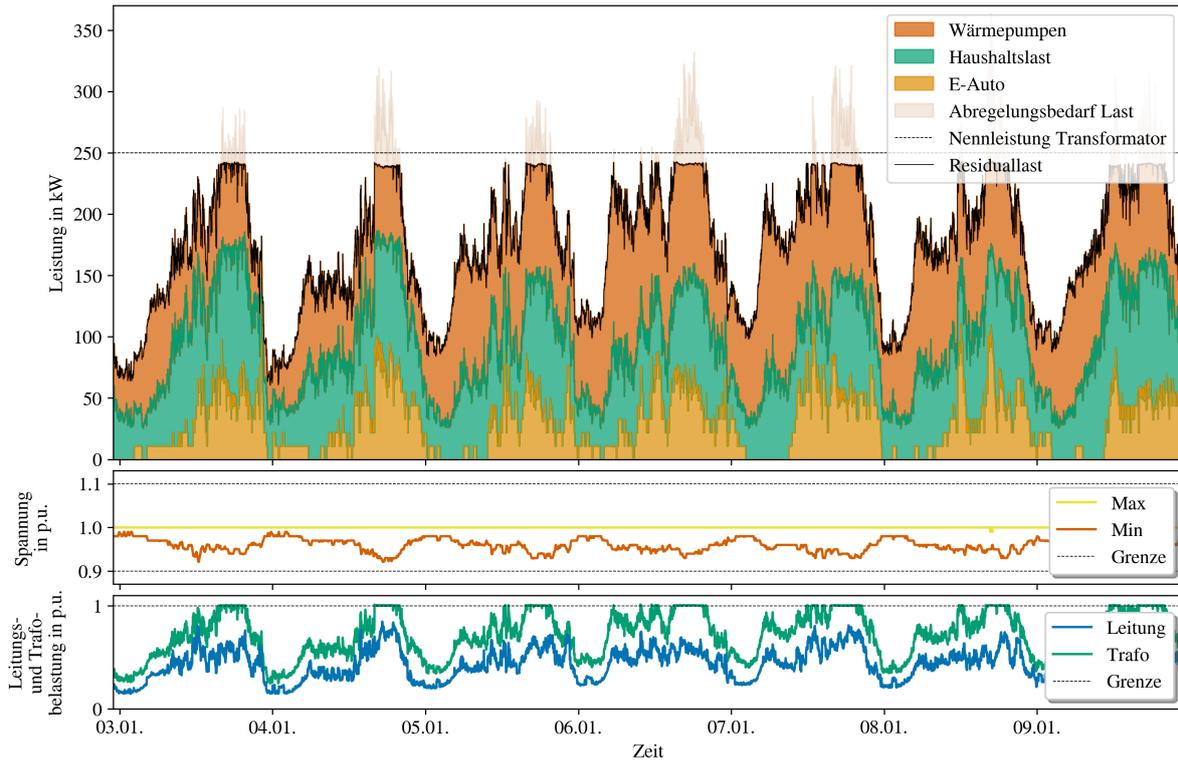


Abb. 5.3: Verbrauchsprofile im vollelektrifizierten Zustand im „Landnetz 2“ in der Winterwoche im Szenario 2 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile). Die Nennleistung des Transformators (250 kW ohne Blindleistungsbezug) würde ohne Abregelung täglich überschritten.

der absinkenden Außentemperaturen am Abend. Morgens kommt es nur an manchen Tagen zu vergleichsweise geringen Abregelungen.

Der maximale Wirkleistungsbezug aller Haushalte aus dem übergeordneten Netz (schwarze Residuallastlinie) liegt während des Abregelns des Verbrauchs ca. 10 kW unter der Nennleistung des Transformators. Der Hauptanteil dieses Unterschieds ist auf die Leitungsverluste im Niederspannungsnetz zurückzuführen, die in dieser Grafik nicht gezeigt sind. Sie sind umso größer, je größer die übertragene Wirkleistung ist. Ein geringerer Anteil ist dem zusätzlichen Blindleistungsbedarf der Haushalte zuzurechnen. Dieser Blindleistungsbedarf reduziert die maximal übertragbare Wirkleistung des Transformators.

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass der Abregelungsbedarf von Verbrauchsanlagen in diesem Fall unbeabsichtigt geschieht (siehe Abschnitt 2.2.2). Verbrauchsanlagen werden abgeregelt, um eine Überlastung von Betriebsmitteln des Netzes zu vermeiden. Dadurch kann es zu Komforteinbußen kommen: Eine Fahrt mit dem Elektroauto kann nicht angetreten werden oder die Innentemperatur des Gebäudes kann nicht im Komfortband

gehalten werden. Im Gegensatz zur geplanten und beabsichtigten Flexibilisierung des Verbrauchs ist diese Abregelung eine gezielte Abschaltung durch den Netzbetreiber und entspricht damit einem Stromausfall.

5.3 Maximaler Photovoltaikausbau (Szenario 3)

In dieser Arbeit wird angenommen, dass jeder Haushalt über eine eigene Dach-PV-Anlage verfügt. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die maximal nutzbare Dachfläche für die Belegung mit PV-Modulen verwendet wird. Diese Annahme stellt die obere Grenze für die installierte PV-Anlagenleistung im Netzgebiet dar.

5.3.1 Generierung der AC-Leistungsprofile

Die AC-Leistungsprofile der PV-Anlagen basieren auf realen Wettermessdaten [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 223, 224, 225, 226, 227]. Aus diesen Wetterdaten werden die Zeitreihen der diffusen Einstrahlung auf die horizontale Ebene, der globalen Einstrahlung auf die horizontale Ebene und der Außentemperatur verwendet. Mithilfe von *pvl*ib [115] wird die Einstrahlung auf die horizontale Ebene auf die Einstrahlung auf die geneigte Ebene (Modul-Ebene) umgerechnet. Diese Umrechnung wird für unterschiedliche PV-Modulausrichtungen durchgeführt. Anschließend werden mit dem Modell für PV-Module und Wechselrichter aus *pvl*ib, den Einstrahlungsdaten und der Außentemperatur die Zeitreihen der elektrischen AC-Leistung der PV-Anlagen generiert.

5.3.2 Annahmen zu Photovoltaik-Anlagen

Die maximale Leistung einer Dach-PV-Anlage kann über die nutzbare Dachfläche bestimmt werden. Die nutzbare Dachfläche ergibt sich aus der gesamten Dachfläche abzüglich der Flächen für Dachaufbauten, wie Kamine, Antennen oder Dachfenster, Abständen zu Lüftungsschächten und dem Umstand, dass nur eine ganzzahlige Anzahl von PV-Modulen installiert werden kann. Die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit vom Siedlungstyp wurde für Deutschland von Lödl et al. (2010) [143] bestimmt. Tabelle 5.4 zeigt die nutzbaren Dachflächen für ländliche und suburbane Siedlungstypen. Für die PV-Anlagenleistung wird eine flächenspezifische Leistung von 200 W/m^2 angenommen. Dieser Wert entspricht handelsüblichen PV-Modulen. Die maximale PV-Anlagenleistung wird ermittelt, indem die nutzbare Dachfläche mit der flächenspezifischen Leistung multipliziert wird. Die PV-Anlagenleistungen können der Tabelle 5.4 entnommen werden.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass alle Gebäude ein Satteldach besitzen. Die Ausrichtung der Dachflächen orientiert sich an der Dachflächenverteilung in Deutschland [55]. Diese statistische Verteilung wird für das gesamte Netzgebiet angenommen. Für Dachflächen, die zwischen $140\text{-}220^\circ$ ausgerichtet sind, wird ausschließlich die

Tab. 5.4: Nutzbare Dachfläche pro Haushalt und installierte PV-Anlagenleistung

	nutzbare Dachfläche	PV-Leistung Süd-Ausrichtung	PV-Leistung Ost-West-Ausrichtung
Ländlich	183 m ²	18,3 kW	36,6 kW
Suburban	116 m ²	11,6 kW	23,2 kW

Südseite des Daches mit PV-Modulen belegt. Bei Dächern, die eine Ausrichtung von 50-130° bzw. 230-310° aufweisen, wird die Ost- und Westseite belegt. Dadurch ergibt sich für Ost-West ausgerichtete PV-Anlagen eine doppelte Anlagenleistung. Abbildung 5.4 veranschaulicht diese Annahme.

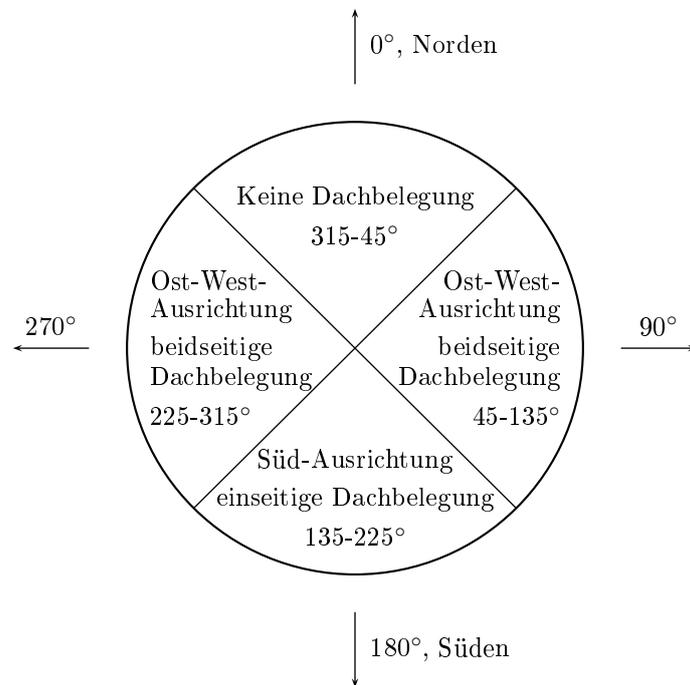


Abb. 5.4: Annahmen zur Belegung der Dachflächen bei Satteldächern mit PV-Anlagen. Südlich ausgerichtete Dächer weisen nur eine belegte Dachseite auf. Ost-West-ausgerichtete Dächer weisen eine Belegung beider Dachhälften auf.

Alle PV-Anlagen werden als Eigenverbrauchsanlagen mit Überschusseinspeisung betrieben. Das heißt, dass die PV-Energie zunächst im Haushalt selbst verbraucht wird. Treten PV-Überschüsse auf, werden diese in das Netz eingespeist. Darüber hinaus, wird im Kapitel 7 der Handel von elektrischer Energie im lokalen Strommarkt betrachtet.

5.3.3 Blindleistungscharakteristik $Q(U)$ -Regelung

Netzgekoppelte PV-Anlagen sind verpflichtet, laut VDE AR 4105 [67] Blindleistung bereitzustellen, um Spannungsüberhöhungen am Netzverknüpfungspunkt zu vermeiden. Der elektrotechnische Zusammenhang zwischen der Blindleistungseinspeisung und den Spannungsverhältnissen im Netz, sowie die drei zulässigen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung, wurden bereits in Abschnitt 2.2.2 erläutert.

In dieser Arbeit wird die $Q(U)$ -Regelung für die Blindleistungsbereitstellung aller PV-Anlagen angewendet. Der Vorteil dieser Regelung ist, dass sie nur dann Blindleistung einspeist, wenn es zu Spannungsabweichungen kommt [34]. Damit wird die Einspeisung von Blindleistung reduziert und Leitungen und Transformatoren weniger belastet. Dadurch steht mehr Übertragungskapazität für Wirkleistung bereit und die Alterung der Betriebsmittel wird verlangsamt.

Die $Q(U)$ -Kennlinie ist in Abbildung 5.5 gezeigt. Zwischen 0,97 pu und 1,03 pu wird keine Blindleistung eingespeist. Über 1,07 pu findet die maximale Blindleistungseinspeisung und unterhalb von 0,93 pu die maximale negative Blindleistungseinspeisung statt. In den Zwischenbereichen ist eine lineare Erhöhung der Blindleistung vorgesehen. Die maximale Blindleistung Q_{max} berechnet sich nach Gleichung 5.4, wobei P die momentane Wirkleistungseinspeisung ist und $\tan \phi$ vom Leistungsfaktor $\cos \phi$ hergeleitet wird. Für PV-Anlagen mit einer Bemessungsscheinleistung $S > 4,6$ kVA ist ein Einstellbereich von $\cos \phi = 0,9$ untererregt bis $\cos \phi = 0,9$ übererregt einzustellen [67].

$$Q_{max} = P \tan \phi \quad (5.4)$$

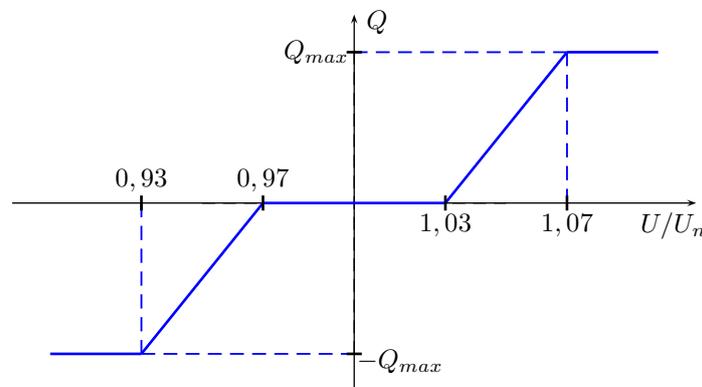


Abb. 5.5: $Q(U)$ -Kennlinie nach [67]

Um die Blindleistungseinspeisung jeder PV-Anlage im Netz zu berechnen, wird die Spannung jedes Netzverknüpfungspunkts benötigt. Diese Spannungen sind allerdings das Ergebnis der Lastflussberechnung, die die Blindleistungen als Eingangsgröße benötigt. Daher werden die Spannungswerte des vorhergehenden Zeitschritts verwendet,

um die Blindleistungseinspeisung des aktuellen Zeitschritts zu berechnen. Die Spannungsänderungen zwischen benachbarten Zeitschritten sind aufgrund der minütlichen Auflösung gering, wodurch dieser Ansatz plausibel ist.

5.3.4 Veranschaulichung

Die Einspeisung von Energie aus PV-Anlagen kann an einstrahlungsstarken Tagen selbst im Winter zur Überlastung des Ortsnetztransformators führen. Abbildung 5.6 zeigt beispielhaft die Winterwoche im „Landnetz 2“. Erzeugungsspitzen können an wenigen Tagen im Winter bis über 1.000 kW erreichen und die Bemessungsscheinleistung des Transformators um ein Vielfaches übersteigen. An bewölkten Tagen mit geringer Einstrahlung treten keine Überlastungen auf. In den anderen Jahreszeiten treten Überlastungen stärker auf. „Landnetz 2“ ist davon besonders betroffen. Hier wirkt sich die Kombination aus großem Dachflächenpotential für PV und vergleichsweise geringer Bemessungsscheinleistung des Transformators besonders stark auf die Überlastung der Netzkomponenten aus.

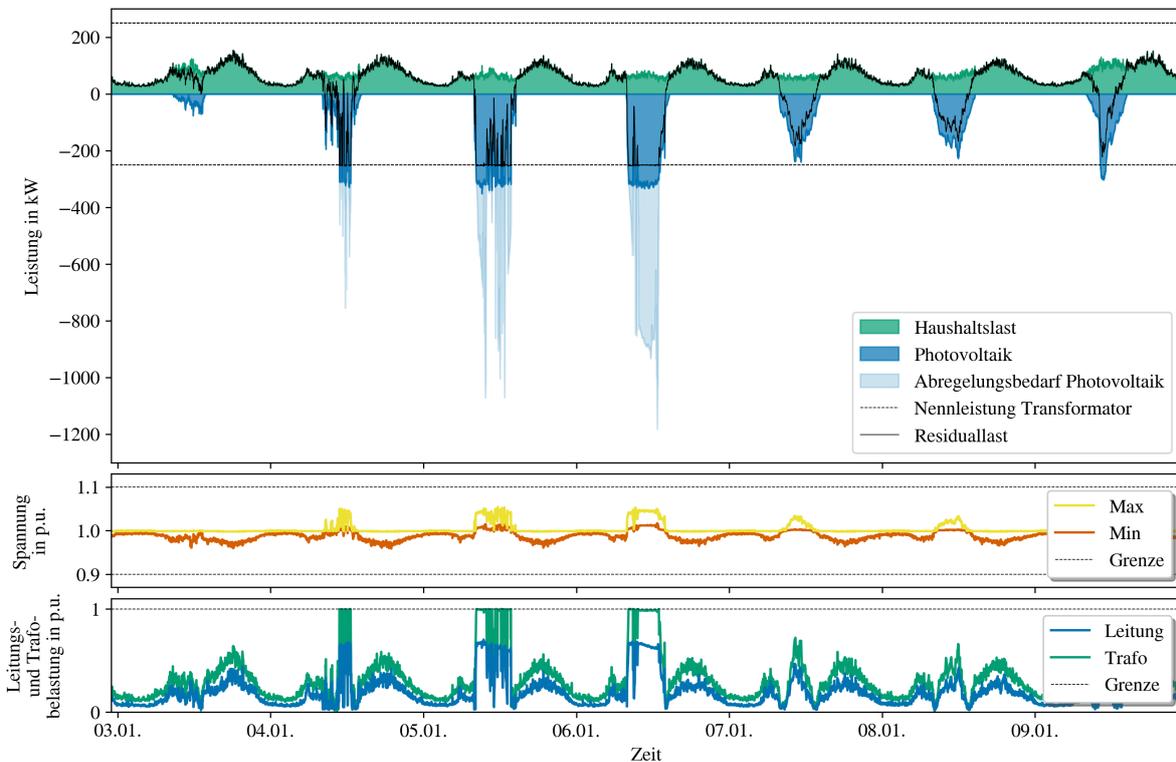


Abb. 5.6: Haushaltslast und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche im Szenario 3 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile). Die Nennleistung des Transformators (250 kW ohne Blindleistungsbezug) würde ohne Abregelung durch Einspeisespitzen überschritten.

5.4 Vollelektrifiziert und maximaler Photovoltaikausbau (Szenario 4)

In diesem Szenario wird die Kombination aus sektorenkoppelnden Verbrauchern aus Szenario 2 aus Abschnitt 5.2 und dem maximalen Ausbau von Dach-PV-Anlagen aus Szenario 3 aus Abschnitt 5.3 untersucht. Dieses Szenario stellt für die folgenden Lösungsszenarien (Kapitel 6) das Referenzszenario dar.

Das Potential für die Erzeugung photovoltaischer Energie ist in allen betrachteten Netzen größer, als der Verbrauch der konventionellen Haushaltslast, Wärmepumpenlast und Elektroautolast zusammen (siehe Abbildung 5.7). Im „Landnetz 2“ und „Landnetz 3“ ist das PV-Potential fast zweimal größer als der Verbrauch. Zwar besitzen diese Netze ein großes Dachflächenpotential für die Nutzung von PV, allerdings muss aufgrund der zeitlichen Verschiebung zum Verbrauch ein Teil des Verbrauchs aus dem Mittelspannungsnetz gedeckt werden. Des Weiteren wird ein großer Teil der PV-Überschüsse nicht in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Diese Überschüsse müssen abgeregelt werden, um die Überlastungen von Netzkomponenten zu vermeiden.

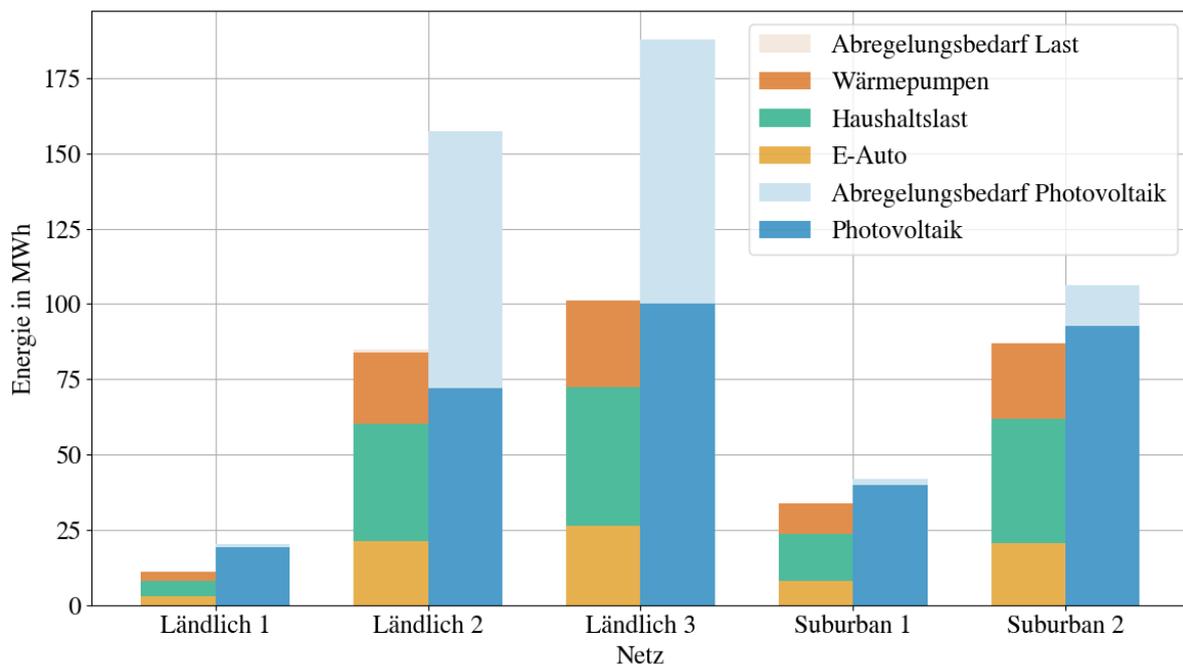


Abb. 5.7: Erzeugte und verbrauchte elektrische Energie in den fünf untersuchten Niederspannungsnetzen in allen vier Wochen

Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie verhalten sich über das Jahr azyklisch (siehe Abbildung 5.8). Während die Erzeugung photovoltaischer Energie in der Sommerwoche, die Erzeugung in den anderen drei Wochen deutlich übersteigt, ist aufgrund

eines höheren Heizbedarfs und einer höheren Haushaltslast in der Winterwoche der Verbrauch elektrischer Energie am größten. In der Sommerwoche müssen aufgrund des geringeren Verbrauchs und fehlender Übertragungskapazitäten mehr als 2/3 der erzeugten photovoltaischen Energie abgeregelt werden. Zu Abregelung kommt es ebenfalls in den anderen drei Wochen, selbst an einstrahlungsstarken Wintertagen. Allerdings sind diese Abregelungen vergleichsweise gering.

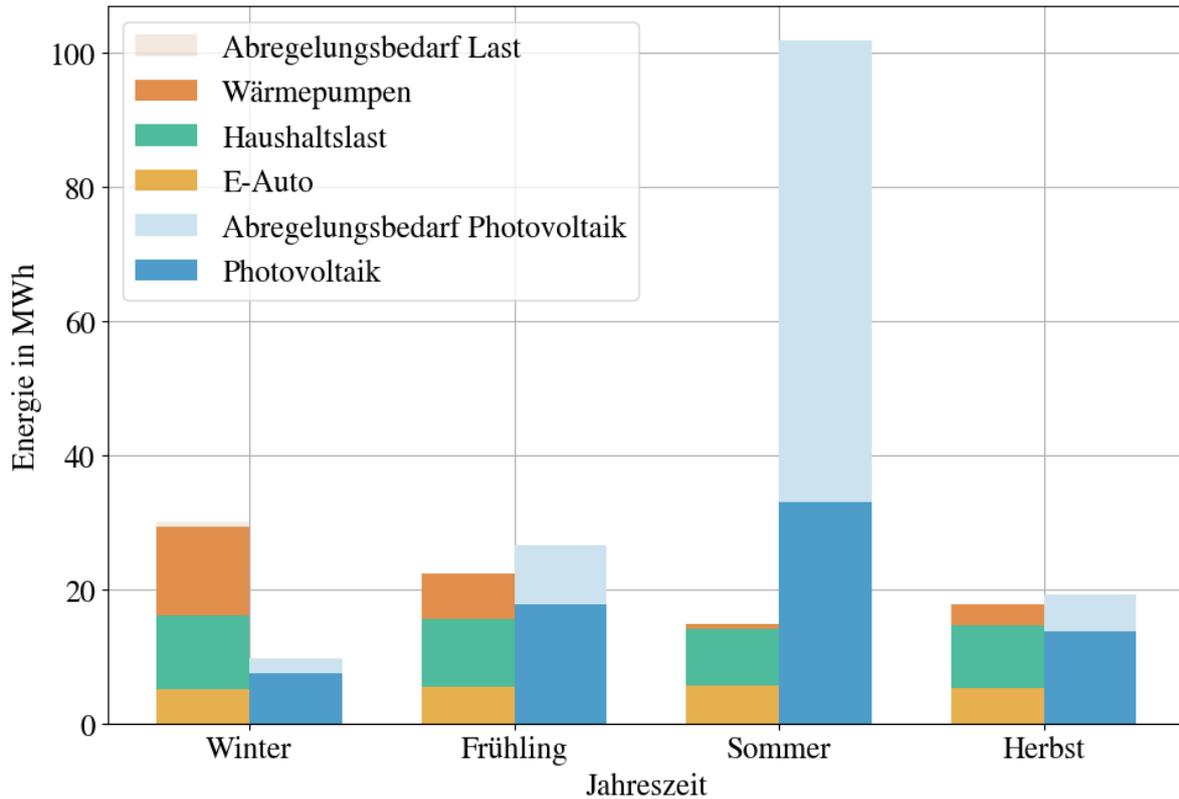


Abb. 5.8: Erzeugte und verbrauchte elektrische Energie im „Landnetz 2“ für jede Woche

Abbildung 5.9 zeigt beispielhaft die Winterwoche im „Landnetz 2“. Zu erkennen ist die zeitliche Verschiebung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen. Während Verbrauchsspitzen überwiegend morgens und abends auftreten, wird der Großteil photovoltaischer Energie mittags erzeugt. Dadurch kommt es an einstrahlungsstarken Tagen mittags zur Abregelung photovoltaischer Energie, während abends Lastspitzen abgeregelt werden müssen.

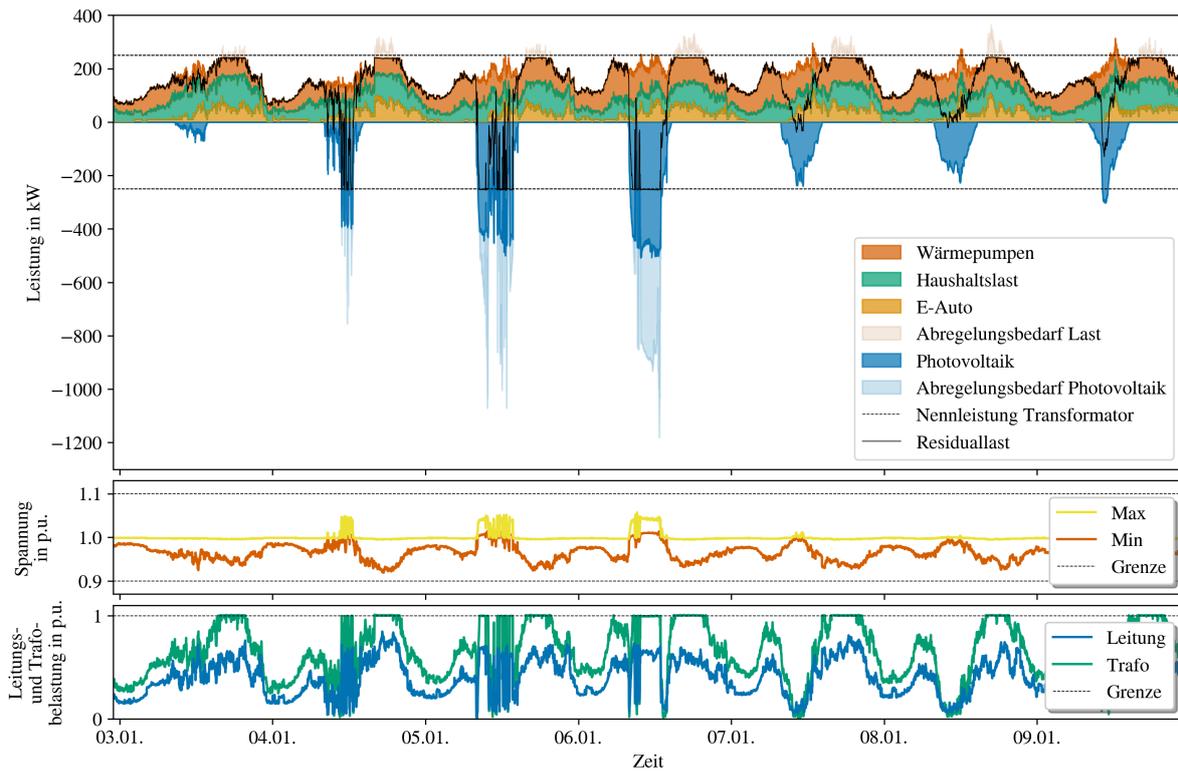


Abb. 5.9: Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche im Szenario 4 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile). Die Nennleistung des Transformators (250 kW ohne Blindleistungsbezug) wird durch Einspeisespitzen und Lastspitzen überschritten.

5.5 Vergleich der Szenarien 1-4

Ein hoher Anteil sektorenkoppelter Verbraucher und PV-Anlagen können Niederspannungsnetze herausfordern. Vier Szenarien wurden simuliert, um die Belastung der Betriebsmittel, den Abregelungsbedarf und in den PV-Szenarien den Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote zu bestimmen.

Die mittlere Belastung von Leitungen und Transformatoren nimmt mit sektorenkoppelnden Verbrauchern um den Faktor zwei bis vier zu (siehe Abbildung 5.10). Insbesondere in den ländlichen Netzen 2 und 3 steigt die durchschnittliche Transformatorbelastung auf 50 % und höher. Diese beiden Netze sind aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Nennleistung des Transformators und großen Anzahl an Haushalten besonders stark betroffen. Die Leitungsbelastungen nehmen in allen Netzen etwa um den gleichen Faktor zu. Die mittlere Betriebsmittelbelastung ist zwar kein Indikator für Spitzenwerte, jedoch zeigt sie, dass ein deutlich höherer Transportbedarf für elektrische Energie besteht und Betriebsmittel dadurch stärker belastet werden. Eine höhere Betriebsmittelbelastung führt ebenfalls zu einer schnelleren Alterung der Betriebsmittel.

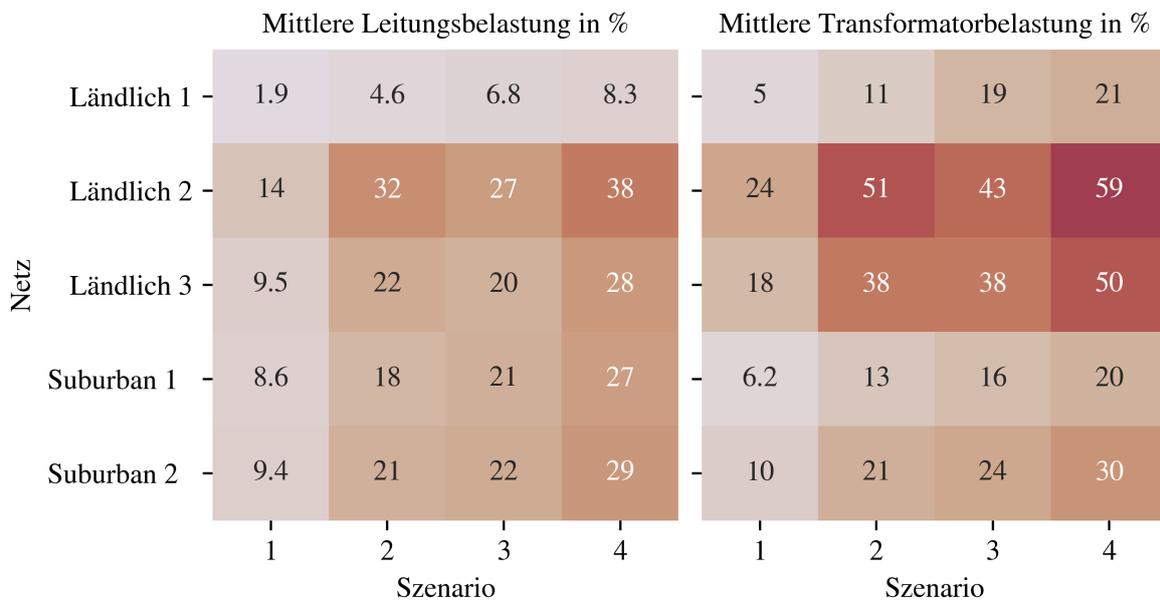


Abb. 5.10: Mittlere Leitungs- (links) und Transformatorbelastung (rechts) für Szenario 1-4. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [179].

Die unkoordinierte Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos führt im ländlichen Netz 2 zu einem Abregelungsbedarf des Verbrauchs von 1,1 % in Szenario 2 (siehe Abbildung 5.11 links). Dieser Abregelungsbedarf entsteht überwiegend in der Winterwoche durch die Überlastung des Transformators. Ohne weitere Gegenmaßnahmen ist dieser Abregelungsbedarf unvermeidbar. In Szenario 4 wird der Abregelungsbedarf durch PV auf 0,98 % reduziert. Obwohl die installierte PV-Anlagenleistung ver-

gleichsweise hoch ist, fällt die Reduktion gering aus. Das zeitlich versetzte Auftreten von Lastspitzen (morgens und abends) und Erzeugungsspitzen (mittags) führt nur zu geringen Ausgleichseffekten. Zwar ist der Abregelungsbedarf der Last vergleichsweise gering, allerdings geht dieser mit Komforteinbußen einher und ist für die Haushalte mit einem Stromausfall vergleichbar.

Die Abregelung von PV-Energie ist in allen Netzen notwendig (Siehe Abbildung 5.11 rechts). Allerdings ist die Höhe des Abregelungsbedarfs sehr unterschiedlich verteilt. In den ländlichen Netzen 2 und 3 muss in Szenario 3 über die Hälfte der PV-Energie abgeregelt werden, um eine Überlastung der Betriebsmittel zu vermeiden. In den anderen drei Netzen ist der Anteil dagegen geringer mit 5 bis 15%. Der hohe Abregelungsbedarf in den ländlichen Netzen 2 und 3 tritt zum Großteil in der Sommerwoche auf. Ländliche Netze besitzen ein höheres Dachflächenpotential pro Haushalt im Vergleich zu suburbanen Netzen. Darüber hinaus ist die Nennleistung des Transformators in den untersuchten Netzen in den ländlichen Netzen geringer als in den suburbanen Netzen. Im ländlichen Netz 1 ist der Abregelungsbedarf vergleichsweise gering aufgrund der geringen Anzahl an Haushalten. In Szenario 4 wird der Abregelungsbedarf an PV-Energie zwar verringert, allerdings jeweils nur um vergleichsweise wenige Prozentpunkte (1 bis 5 Prozentpunkte). Die zusätzlichen sektorenkoppelnden Verbraucher können die Überlastung durch PV-Erzeugungsspitzen nur in geringem Umfang reduzieren.

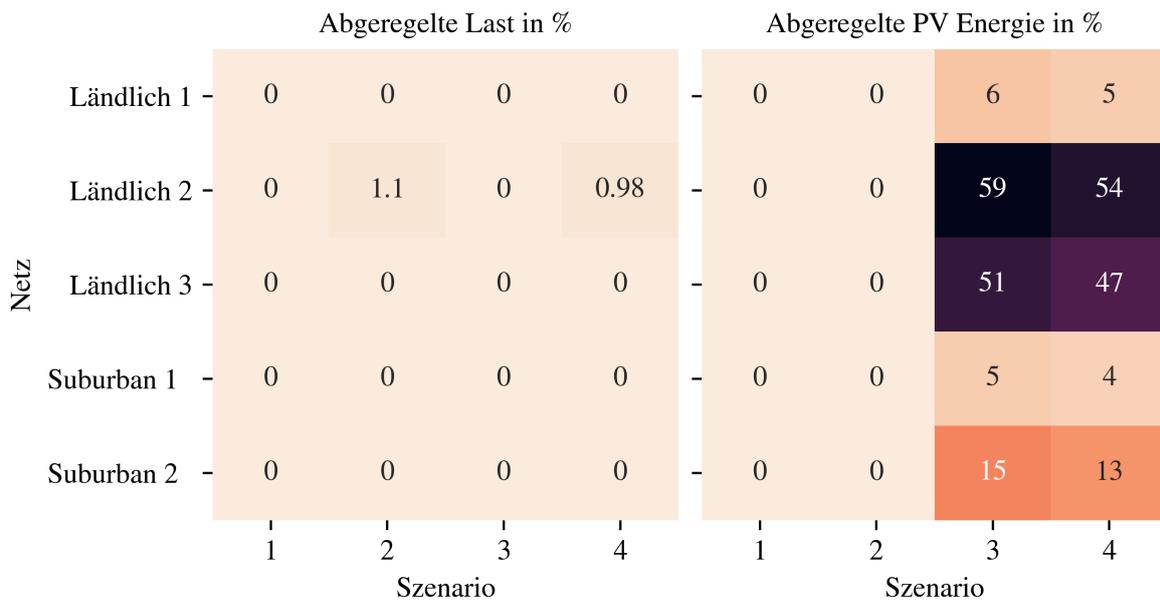


Abb. 5.11: Abregelungsbedarf der Last (links) und PV-Energie (rechts) für Szenario 1-4. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [179].

Netz	Autarkiegrad in %				Eigenverbrauch in %			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Ländlich 1	0	0	42	34	0	0	12	20
Ländlich 2	0	0	40	34	0	0	11	19
Ländlich 3	0	0	40	34	0	0	11	19
Suburban 1	0	0	39	31	0	0	16	26
Suburban 2	0	0	39	31	0	0	16	27

Abb. 5.12: Autarkiegrad (links) und Eigenverbrauchsquote (rechts) für Szenario 1-4

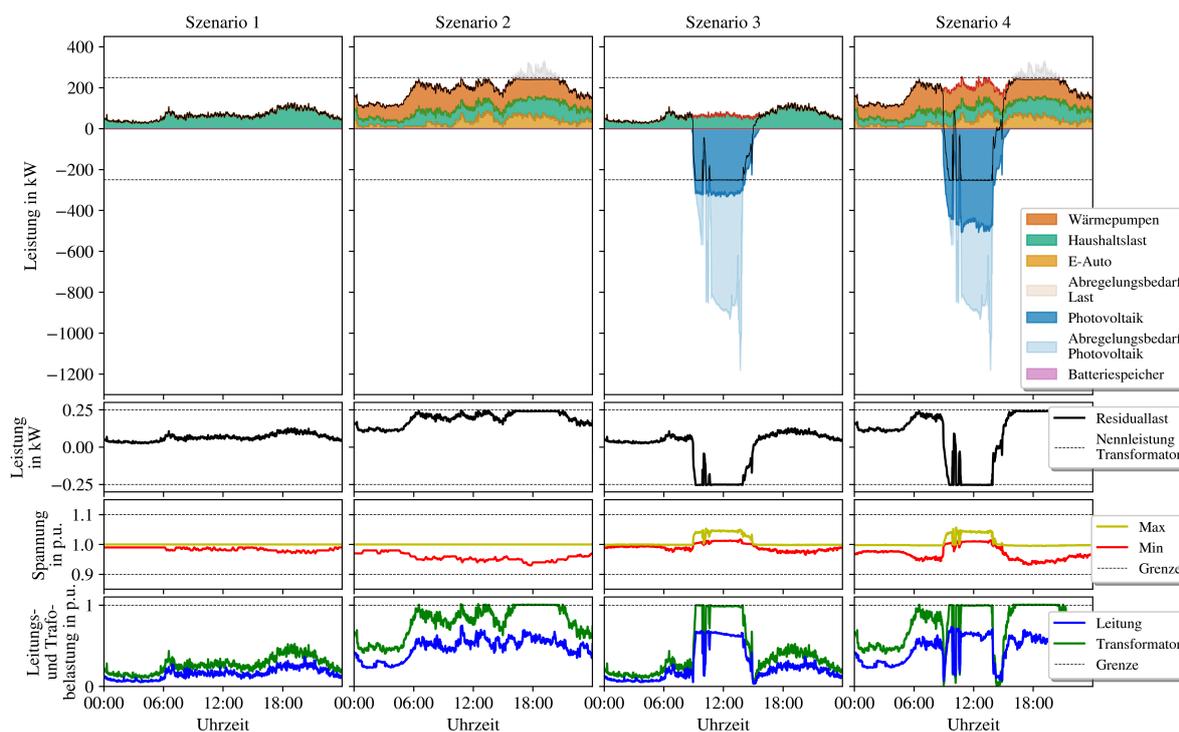


Abb. 5.13: Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ an einem ausgewählten Wintertag im Szenario 1-4 (erste Zeile), Residuallast im Netz (zweite Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (dritte Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (vierte Zeile)

Der Autarkiegrad der Haushalte ist in allen Netze mit 39 bis 42 % in Szenario 3 und 31 bis 34 % in Szenario 4 ähnlich hoch (Siehe Abbildung 5.12 links). Der Autarkiegrad nimmt in Szenario 4 ab, da der Verbrauch durch sektorenkoppelnde Verbraucher steigt.

Der Anteil an PV-Energie, der in Haushalten selbst verbraucht wird, ist bei ländlichen Netzen etwas geringer als bei suburbanen Netzen (ca. 5 bis 8 Prozentpunkte). Die höhere PV-Anlagenleistung in ländlichen Netzen führt zu einer höheren Einspeisung von PV-Energie und damit zu einer geringeren Eigenverbrauchsquote.

Abbildung 5.13 zeigt den Verlauf des Verbrauchs und der PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ an einem Beispieltag in der Winterwoche. Es treten Transformatorüberlastungen sowohl durch PV-Energieüberschüsse als auch Lastspitzen am Abend auf.

5.6 Diskussion

In dieser Arbeit wird die maximale nutzbare Dachfläche für die Erzeugung von PV-Energie angenommen. Die installierte PV-Leistung beträgt in Abhängigkeit des Siedlungstyps und der Dachausrichtung 11,6 bis 36,6 kW. Diese Annahme stellt einen Maximalwert dar. Die zukünftige installierte PV-Anlagenleistung könnte geringer ausfallen. In anderen Studien wurden geringere PV-Anlagenleistungen angenommen [242, 167, 244, 161].

Des Weiteren wird von einem Gebäudebestand mit hoher Sanierungsquote beziehungsweise Neubaustandards in den betrachteten Netzgebieten ausgegangen. Damit könnte der Heizwärmebedarf unterschätzt werden. In anderen Studien wurde ein geringer Gebäudestandard angenommen [167, 77]. Ein niedriger Gebäudestandard führt nicht nur zu höherem Heizwärmebedarf, sondern würde zu höherem elektrischen Energiebedarf führen und sich damit stärker auf die Netzbelastung im Winter und den Übergangszeiten auswirken.

Für Elektroautos wird ein gleichmäßiger, von den Jahreszeiten unabhängiger elektrischer Energiebedarf angenommen. Untersuchungen zeigen, dass aufgrund des Wärmebedarfs während der Fahrt im Winter von einem höheren elektrischen Energiebedarf ausgegangen werden kann [230]. Dieser zusätzliche elektrische Energiebedarf könnte zu einer zusätzlichen Belastung der Niederspannungsnetze im Winter führen.

Der konventionelle Verbrauch im Haushalt wird als konstant angenommen. Eine Zunahme des elektrischen Energiebedarfs würde eine zusätzliche Belastung für das Niederspannungsnetz bedeuten. Allerdings ist es relevant, zu welchem Zeitpunkt diese zusätzliche Last auftritt. Im Gegensatz zum Wärmebedarf und dem elektrischen Energiebedarf von Elektroautos, die ein azyklisches Verhalten mit der Erzeugung von PV-Energie darstellen, würde demgegenüber der Einsatz von Klimaanlage den elektrischen Energiebedarf im Sommer erhöhen. Da die PV-Energieerzeugung und der Einsatz von Klimaanlage oftmals synchron stattfinden, könnte der elektrische Energiebedarf von Klimaanlage

PV-Erzeugungsspitzen reduzieren und zu einer Entlastung der Netzbetriebsmittel beitragen. Der Einsatz von Klimaanlage ist in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, könnte allerdings aufgrund der zunehmenden Erderhitzung und der damit einhergehenden Zunahme an Hitzetagen zukünftig relevanter werden [59].

Sowohl die Annahmen zur installierten PV-Anlagenleistung, den Ladeprofilen der Elektroautos als auch zu den Gebäudestandards werden als realistisch bewertet. Sie stellen ein mögliches zukünftiges Szenario für Niederspannungsnetze dar.

Die Ergebnisse zeigen, dass Netzüberlastungen hauptsächlich durch PV-Energieeinspeisung hervorgerufen werden. Ein Einfluss von Wärmepumpen und Elektroautos hingegen ist geringer. Dieser Aspekt deckt sich auch mit anderen Studien [103]. Vor allem ländliche Netze mit hoher Anzahl an Wohngebäuden und geringer Bemessungsscheinleistung des Transformators sind am häufigsten betroffen, da sie eine hohe installierte PV-Leistung pro Haushalt aufweisen. Andere Untersuchungen kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass besonders ländliche Netze einen hohen Ausbaubedarf besitzen [103].

Es stellt sich heraus, dass vor allem der Transformator am stärksten und häufigsten von kritischen Überlastungen betroffen ist. Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen [156, 11]. Spannungsbandverletzungen werden durch die Blindleistungseinspeisung der PV-Anlagen weitestgehend vermieden. Allerdings führt der zusätzliche Übertragungsbedarf von Blindleistung zu einer höheren Belastung des Transformators und der Leitungen in langen Strängen.

Transformatorüberlastungen könnten durch den Austausch eines leistungsstärkeren Transformators behoben werden. Der Austausch des Transformators stellt eine moderate Maßnahme zur Netzverstärkung dar.

5.7 Zusammenfassung

Die Untersuchungen in diesem Kapitel sind von der ersten Forschungsfrage (siehe Abschnitt 1.3) geleitet: „Welche Belastungen entstehen in Niederspannungsnetzen durch sektorenkoppelnde Verbraucher und dezentrale Photovoltaikanlagen?“. Die Beantwortung dieser Frage hilft dabei, zukünftige Herausforderungen an Niederspannungsnetze besser zu verstehen und angepasste Lösungen zu entwickeln.

Die Analyse zeigt, dass Niederspannungsnetze in Wohngebieten aufgrund des hohen Dachflächenpotentials in der Lage sind ca. doppelt so viel PV-Energie zu erzeugen, als im Niederspannungsnetz verbraucht wird. Allerdings verteilt sich PV-Erzeugung und Verbrauch sowohl am Tag als auch über das Jahr hinweg unterschiedlich. In der Sommerwoche kann bis zu sechsmal mehr PV-Energie erzeugt werden, als elektrische Energie verbraucht wird. Demgegenüber wird in der Winterwoche ca. viermal mehr elektrische Energie verbraucht als erzeugt werden kann.

Gegenüber den jahreszeitlichen Schwankungen gibt es auch zeitliche Unterschiede von PV-Erzeugungsspitzen und Verbrauchsspitzen innerhalb eines Tages. Während Verbrauchsspitzen überwiegend morgens und abends auftreten, tritt die maximale Erzeugungsleistung von PV um die Mittagszeit auf. Verbrauchsspitzen entstehen durch die Überlagerung von Wärmepumpenlast und der Ladung von Elektroautos. Diese Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen können zur Überlastung der Betriebsmittel führen.

Ohne Gegenmaßnahmen ist eine Abregelung von Verbrauchsenergie und PV-Energie im sektorengkoppelten und erneuerbaren Energiesystem notwendig, um Betriebsmittel der Niederspannung nicht zu überlasten. Die Abregelung von PV-Energie ist dabei deutlich größer. In allen betrachteten Netzen muss zwischen 5 bis 60 % der PV-Energie abgeregelt werden. In einem Netz ist eine Lastabregelung von ca. 1 % des jährlichen elektrischen Energiebedarfs notwendig. Jedoch ist eine Lastabregelung als kritischer zu bewerten, da sie einem Stromausfall entspricht und Komforteinbußen zur Folge hat.

Wenngleich es nicht zu Netzüberlastungen kommt, erhöht sich die Betriebsmittelbelastung durch PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroautos deutlich. Bei der mittleren Leitungsbelastung ist eine Verdreifachung zu beobachten. Hierbei sind besonders Leitungen am Stranganfang in der Nähe des Transformators betroffen. Die mittlere Transformatorbelastung verzeichnet eine Verdrei- bis Vervierfachung. In den beiden ländlichen Netzen mit großer Ausdehnung steigt sie auf 50 % und 59 %. Diese Transformatoren sind die Betriebsmittel, die besonders stark von Belastungen betroffen sind.

Durch Elektrifizierung und dezentrale PV-Anlagen sehen sich Niederspannungsnetze ernsthaften Herausforderungen in Bezug auf Betriebsmittelbelastungen und einem störungsfreien Betrieb gegenübergestellt. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, sollten Gegenmaßnahmen getroffen werden. Neben der Verstärkung und dem Ausbau der Niederspannungsnetze könnte der Einsatz von Flexibilitätsoptionen, wie stationäre Batteriespeicher, mobile Batteriespeicher in Elektroautos oder Wärmespeicher, zu einem sicheren Betrieb von Niederspannungsnetzen beitragen. Sie sind in der Lage, Last- und Erzeugungsspitzen im Netz zu glätten und damit Betriebsmittelüberlastungen zu senken. Verschiedene dieser Lösungsansätze werden im folgenden Kapitel 6 untersucht und bewertet.

6 Lösungsansätze für Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem

Die Ergebnisse des Kapitels 5 zeigen, dass es im sektorengekoppelten und erneuerbaren Energiesystem ohne Gegenmaßnahmen zur Überlastung von Betriebsmitteln in Niederspannungsnetzen kommt. Batteriespeichersysteme und der koordinierte flexible Einsatz von sektorengekoppelnden Verbrauchern könnten vielversprechend sein, um dieser Herausforderung zu begegnen. Daher wird in diesem Kapitel die zweite Forschungsfrage (siehe Abschnitt 1.3) analysiert, indem Lösungen untersucht werden, die einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Im Fokus der Untersuchung stehen stationäre Batteriespeicher als Heim- und Communityspeicher in Abschnitt 6.1. Dabei wird auf die Dimensionierung der Batteriespeicher eingegangen und verschiedene Betriebsweisen und bei den Communityspeichern auch die Positionierung im Niederspannungsnetz untersucht. In Abschnitt 6.2 werden Wärmespeicher und die mobilen Batteriespeicher der Elektroautos eingesetzt, um Flexibilität bereitzustellen und Niederspannungsnetze zu entlasten. Die Kombination von stationären Batteriespeichern und einer Flexibilisierung des Verbrauchs wird in Abschnitt 6.3 untersucht.

6.1 Stationäre Batteriespeichersysteme (Szenario 5)

In diesem Abschnitt wird der Beitrag stationärer Batteriespeichersysteme zur Entlastung der Niederspannungsnetze untersucht. Hierfür werden zunächst die Annahmen zur Technologie (Abschnitt 6.1.1), der Betriebsweise (Abschnitt 6.1.2), der Positionierung von Communityspeichern (Abschnitt 6.1.3) und der Dimensionierung (Abschnitt 6.1.4) vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse (Abschnitt 6.1.5) präsentiert.

6.1.1 Technologien

Stationäre Batteriespeicher können nach ihrer Speicherkapazität in drei Größen eingeteilt werden¹ [205, 89]:

- **Heimspeichersysteme** besitzen eine Kapazität < 30 kWh,
- **Industriespeichersysteme** zwischen 30 kWh und 1.000 kWh und
- **Großspeichersysteme** besitzen eine Kapazität > 1.000 kWh.

Heimspeichersysteme besitzen in dieser Arbeit eine Speicherkapazität von < 30 kWh. Communityspeicher fallen in dieser Arbeit in den Bereich der *Industriespeichersysteme* und dem unteren Bereich der *Großspeichersysteme*. Die Dimensionierung ist in Abschnitt 6.1.4 beschrieben.

AC- und DC-gekoppelte Systeme

Heimspeichersysteme in Verbindung mit PV-Anlagen können als AC- oder DC-gekoppeltes System installiert werden. Beim AC-gekoppelten System besitzt der Batteriespeicher und die PV-Anlage einen eigenen Wechselrichter und sind unabhängig voneinander auf der Wechselspannungsseite (AC-Seite) verbunden.

In DC-gekoppelten Systemen ist der Batteriespeicher mit der Gleichstromseite der PV-Anlage verbunden. Beide Systeme teilen sich einen Wechselrichter. Dieser muss entsprechend größer ausgelegt werden, um die Batterieleistung als auch die PV-Leistung umwandeln zu können. Vorteil eines DC-gekoppelten Systems sind die geringeren Umwandlungsverluste beim Ein- und Ausspeichern von PV-Energie. Allerdings sind die Unterschiede zum AC-gekoppelten System gering, da Wechselrichter an sich bereits einen hohen Wirkungsgrad besitzen.

Demgegenüber bietet sich ein AC-gekoppeltes System an, wenn es um die Nachrüstung einer bestehenden PV-Anlagen geht. In dieser Arbeit werden AC-gekoppelte Systeme verwendet, da der unterschiedliche Einfluss der Systeme auf die Netzbelastung als vernachlässigbar angesehen wird.

Batteriechemie und Wirkungsgrad

Im Heimspeichersegment dominiert die Lithium-Ionen-Technologie den Markt (98 % [89]). Damit haben sie Blei-Säure-Batterien aus diesem Segment fast vollständig verdrängt, aufgrund höherer Lebensdauern und starker Kostendegradation [205]. Andere Technologien, wie Redox-Flow- oder Salzwasserbatterien stellen eine Nische dar. Im Bereich der Industrie- und Großspeichersysteme sind Lithium-Ionen ebenfalls mit Abstand

¹In der Literatur finden sich auch andere Klassifizierungen. Diese Arbeit orientiert sich an der angegebenen Klassifizierung.

am weitesten verbreitet. Allerdings besitzen Blei-Säure-Batterien einen nennenswerten Anteil von ca. 3 % [89]. In dieser Arbeit wird die Lithium-Ionen-Technologie für Heim- und Communityspeicher verwendet.

Der Wirkungsgrad der Batteriespeichersysteme in dieser Arbeit wird, wie in Tabelle 6.1 gezeigt, angenommen. Diese Werte basieren auf den Mittelwerten der untersuchten Batteriespeichersysteme der Stromspeicherinspektionsstudie der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin [163].

Der Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems η_{BSS} für ein AC-gekoppeltes System ergibt sich aus den Teilwirkungsgraden:

$$\eta_{BSS} = \eta_{AC2Bat} \cdot \eta_{Batterie} \cdot \eta_{Bat2AC} \quad (6.1)$$

η_{AC2Bat} ist der Umwandlungswirkungsgrad beim Einspeichern von der AC-Seite zur DC-Batterieseite. η_{Bat2AC} ist der Umwandlungswirkungsgrad beim Ausspeichern von der DC-Batterieseite zur AC-Seite. $\eta_{Batterie}$ ist der Wirkungsgrad der Batterie und wird für das Ein- und Ausspeichern als gleich groß angenommen. Für das Ein- und Ausspeichern berechnen sich die Wirkungsgrade wie folgt:

$$\eta_{einspeichern} = \eta_{AC2Bat} \cdot \sqrt{\eta_{Batterie}} \quad (6.2)$$

$$\eta_{ausspeichern} = \eta_{Bat2AC} \cdot \sqrt{\eta_{Batterie}} \quad (6.3)$$

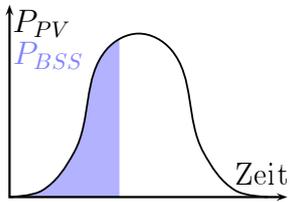
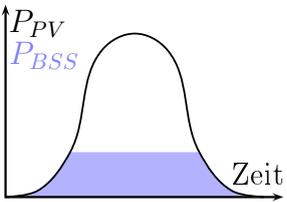
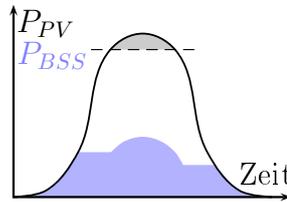
Tab. 6.1: Wirkungsgrade der Batteriespeichersysteme angelehnt an die Stromspeicherinspektionsstudie der HTW Berlin [163]

Wirkungsgrad	Formelzeichen	Wert
Umwandlung bei Einspeicherung	η_{AC2Bat}	95,3 %
Umwandlung bei Ausspeicherung	η_{Bat2AC}	95,5 %
Speicherwirkungsgrad	$\eta_{Batterie}$	95,9 %

6.1.2 Betriebsweise

Unter einer Betriebsweise für Batteriespeichersysteme wird in dieser Arbeit die Art des Lade- und Entladeverhaltens mit einer bestimmten Zielsetzung und unter bestimmten Regeln verstanden. Zielsetzungen können sein, den PV-Eigenverbrauch zu steigern, PV-Erzeugungsspitzen zu kappen oder Netzüberlastungen zu verringern. In der Literatur werden unterschiedliche Betriebsweisen vorgestellt [232, 152, 23, 245, 244]. Die Bezeichnungen und Eigenschaften der Betriebsweisen können dabei variieren. In dieser Arbeit werden drei Betriebsweisen untersucht und miteinander verglichen. Tabelle 6.2 stellt diese drei Betriebsweisen dar.

Tab. 6.2: Übersicht der Betriebsweisen der Batteriespeichersysteme

	Direkt	Präventiv	Präventiv-kurativ
			
Eigenverbrauch	+	+	+
Netzdienlichkeit		+	++
IKT vernetzt			+

P_{PV} : PV-Leistung, P_{BSS} : Batteriesystem-Leistung

IKT: Informations- und Telekommunikationstechnik

Direktes Laden/Entladen

Im Heimspeicherbereich ist das direkte Laden die dominante Betriebsweise für Heimspeicher. Sobald PV-Überschüsse im Haushalt auftreten, lädt der Batteriespeicher und ist bestrebt möglichst viel überschüssige PV-Energie aufzunehmen. Übersteigt der Haushaltsbedarf an elektrischer Energie die Erzeugung aus PV, wird der Batteriespeicher entladen und deckt möglichst viel des Bedarfs im Haushalt. Diese Betriebsweise sorgt für einen möglichst hohen PV-Eigenverbrauch. Allerdings wird der Zustand des Niederspannungsnetzes in dieser Betriebsweise nicht berücksichtigt. Beim direkten Laden kann der Batteriespeicher bereits während des Vormittags vollständig geladen sein. Dadurch werden PV-Leistungsspitzen um die Mittagszeit vollständig ins Netz eingespeist [248, 211], was zu einer hohen Belastung für die Betriebsmittel führen kann.

Unter bestimmten Voraussetzungen ist eine Einspeisebegrenzung vorgeschrieben, wie in Abschnitt 2.2.2 ausgeführt. Diese kann starr sein und einem Absolutwert entsprechen oder dynamisch angepasst werden. Um dieser Einspeisebegrenzung nachzukommen, sind Batteriemanagementsysteme in der Lage, diese überschüssige Energie aufzunehmen. Diese Variante stellt eine Erweiterung des direkten Ladens dar.

Diese Betriebsweise ohne Einspeisebegrenzung wird im Szenario 5d-H verwendet (siehe Tabelle 4.1).

Präventives Laden/Entladen

Diese Betriebsweise hat zum Ziel, Einspeisespitzen zu begrenzen und damit das Netz zu entlasten. Diese Begrenzung wird erreicht, indem der Batteriespeicher mit reduzierter

Leistung lädt und eine vorzeitige Vollladung vermieden wird. Die reduzierte Ladeleistung $P_{bss,i}(t)$ jedes Batteriespeichersystems i hängt dabei von der maximalen Batteriespeicherkapazität $E_{bss,i,max}$, dem Füllstand zu jedem Zeitschritt $E_{bss,i}(t)$ und der verbleibenden Zeit $t_{sunset} - \Delta t - t$, bis zu der der Batteriespeicher vollständig geladen sein soll, ab (siehe Gleichung 6.4) [156].

$$P_{bss,i}(t) = \frac{E_{bss,i,max} - E_{bss,i}(t)}{(t_{sunset} - \Delta t) - t} \quad (6.4)$$

An Tagen mit einstrahlungsarmen Nachmittagen kann es dazu kommen, dass die Batteriespeicher deutlich geringere Ladezustände erreichen, als es möglich wäre. Um dennoch eine adäquate Batteriespeicherbeladung zu erreichen und den Eigenverbrauch zu erhöhen, wird die Zeitkonstante Δt eingeführt. Sie ist von der Jahreszeit abhängig und sorgt dafür, dass Batteriespeicher bereits vor Sonnenuntergang t_{sunset} vollständig geladen sein können. Als Zeitkonstante werden 12,5 % der Tageslänge gewählt (siehe Gleichung 6.5).

$$\Delta t = 0,125 (t_{sunset} - t_{sunrise}) \quad (6.5)$$

Je mehr der Speicherfüllstand wächst, desto geringer ist die Ladeleistung, um freie Kapazität vorzuhalten. Je näher der Sonnenuntergang kommt, desto höher ist die Ladeleistung, um den Batteriespeicher bis Sonnenuntergang vollzuladen. Im Idealfall gleichen sich diese beiden Effekte aus und der Batteriespeicher wird mit einer konstanten Leistung geladen.

Während des Entladevorgangs wird die Entladeleistung nach Gleichung 6.6 berechnet, wobei $t_{sunrise} - t$ die Zeitspanne bis zum nächsten Sonnenaufgang $t_{sunrise}$ darstellt.

$$P_{bss,i}(t) = -\frac{E_{bss,i}(t)}{t_{sunrise} - t} \quad (6.6)$$

Diese Betriebsweise berücksichtigt nicht den aktuellen Netzzustand, wirkt jedoch durch eine reduzierte Lade- und Entladeleistung präventiv Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen am Netzverknüpfungspunkt entgegen. In der Praxis ist damit zu rechnen, dass der Batteriespeicher bis Tagesende nicht vollständig geladen ist, obwohl ausreichend überschüssige PV-Energie zur Verfügung steht. Damit stellt diese Betriebsweise einen Kompromiss dar zwischen einer netzdienlichen Fahrweise (der Batteriespeicher sollte nicht frühzeitig voll / leer sein) und der Orientierung am PV-Eigenverbrauch (der Batteriespeicher sollte abends möglichst voll / morgens möglichst leer sein).

Diese Betriebsweise wird im Szenario 5p-H verwendet (siehe Tabelle 4.1).

Präventiv-kuratives Laden/Entladen

Diese Betriebsweise basiert auf der präventiven Betriebsweise. Zusätzlich zum präventiven Verhalten reagieren die Batteriespeicher kurativ auf Netzüberlastungen. Um auf Netzüberlastungen reagieren zu können, ist eine ausreichende Sensorik der Niederspannungsnetze notwendig, um Transformatorbelastung, Leitungsbelastung und Spannungszustände im Netz erfassen zu können. Darüber hinaus müssen diese Signale verarbeitet und als Steuersignale den Haushalten zur Verfügung gestellt werden. Diese digitale Infrastruktur ist im Großteil der Niederspannungsnetze nicht Stand der Technik [44]. Es wird erwartet, dass Transformatoren zu den relevanten Betriebsmitteln auf der Niederspannungsebene gehören, deren Zustand erfasst werden sollte [158]. Daher wird für das kurative Verhalten der Batteriespeichersysteme die Belastung des Transformators herangezogen.

Im Fall einer Transformatorüberlastung werden die Batteriespeichersysteme so geladen, dass der Leistungsfluss über den Transformator \underline{S}_{res} auf seine Bemessungsscheinleistung $S_{Trafo,N}$ begrenzt wird. Hierbei gilt:

$$|\underline{S}_{res}| \leq S_{Trafo,N} \quad (6.7)$$

Batteriespeichersysteme reagieren auf eine Transformatorüberlastung, indem sie Wirkleistung aufnehmen oder abgeben. Die maximale Wirkleistung $P_{Trafo,max}$, die über den Transformator fließen darf, ohne eine Überlastung auszulösen, berechnet sich nach Gleichung 6.8.

$$P_{Trafo,max} = \sqrt{S_{Trafo,N}^2 - Q_{res}^2} \quad (6.8)$$

Gleichung 6.8 gilt, wenn $S_{Trafo,N}^2 \geq Q_{res}^2$. Hierbei ist Q_{res} die Blindleistung über dem Transformator. Sie berechnet sich aus der Scheinleistung \underline{S}_{res} und Wirkleistung P_{res} der Residuallast nach Gleichung 6.9.

$$Q_{res} = \sqrt{|\underline{S}_{res}|^2 - P_{res}^2} \quad (6.9)$$

P_{res} , Q_{res} und \underline{S}_{res} sind die Wirk-, Blind- und Scheinleistung der Residuallast über dem Transformator ohne kurativem Eingriff. Mit Gleichung 6.8 und 6.9 lässt sich $P_{Trafo,max}$ nach Gleichung 6.10 berechnen.

$$P_{Trafo,max} = \sqrt{S_{Trafo,N}^2 - |\underline{S}_{res}|^2 + P_{res}^2} \quad (6.10)$$

Die Summe der Wirkleistung aller Batteriespeichersysteme $\sum P_{bss,i}$, um eine Transformatorüberlastung zu vermeiden, berechnet sich nach Gleichung 6.11.

$$\sum P_{bss,i} = P_{res} - P_{Trafo,max} \quad (6.11)$$

$\sum P_{bss,i}$ wird auf alle Batteriespeichersysteme im Niederspannungsnetz abhängig von ihrem Füllstand aufgeteilt. Batteriespeichersysteme, die in der Lage sind, mehr zur Behebung der Überlastung beizutragen, wird eine höhere Lade-/Entladeleistung zugewiesen. Communityspeicher werden in dieser Arbeit ausschließlich mit der präventiv-kurativen Betriebsweise untersucht. Da für den Einsatz von Communityspeicher und privaten PV-Anlagen ohnehin eine digitale Infrastruktur notwendig ist, wird davon ausgegangen, dass diese Infrastruktur für die Signalweitergabe an Heimspeichersysteme genutzt wird. Diese Betriebsweise wird in den Szenarien 5pk-H, 5pk-C-T, 5pk-C-S und 7pk verwendet (siehe Tabelle 4.1).

6.1.3 Positionierung

In diesem Abschnitt werden verschiedene Positionierungen von stationären Batteriespeichern in Niederspannungsnetzen vorgestellt. Bei der Untersuchung der Positionierungsweise geht es in diesem Kapitel um die Frage, wie der Standort eines Batteriespeichers auf die Belastungen im Niederspannungsnetz wirkt. Dabei wird ausschließlich der Einfluss von Wirkleistungseinspeisung oder Wirkleistungsentnahme untersucht, aber nicht der von Blindleistung. Nach VDE ARN 4105 sind Batteriespeichersysteme jedoch verpflichtet, am Blindleistungsmanagement teilzunehmen [67].

In der Praxis spielen Aspekte, wie die Verfügbarkeit des Platzes oder der Ressourceneinsatz für Communityspeicher im Vergleich zu Heimspeichern, eine Rolle. Wirtschaftliche Aspekte zum Einsatz von Heimspeicher oder Communityspeicher werden in Kapitel 7 diskutiert.

Im Folgenden wird zwischen drei Positionierungsweisen unterschieden: Heimspeicher, Communityspeicher am Ortsnetztransformator und Communityspeicher in den Netzsträngen (siehe Abbildung 6.1).

Heimspeicher

Heimspeicher werden behind-the-meter, also auf der Verbraucherseite des Stromzählers des jeweiligen Haushalts, installiert. Wie in Abschnitt 6.1.1 beschrieben ist, sind Batteriespeichersysteme in dieser Arbeit als AC-gekoppelte Systeme in Verbindung mit einer PV-Anlage ausgelegt. Es wird angenommen, dass jeder Haushalt im Netz einen Heimspeicher besitzt. Damit ist die im Netz vorhandene Batteriespeicherkapazität gleichmäßig über das Netzgebiet verteilt.

Werden Heimspeicher zur kurativen Behebung von Netzbelastungen eingesetzt, wirkt sich der Standort des Batteriespeichers im Netz unterschiedlich aus. Spannungsbandabweichungen sind beispielsweise in der Regel am Strangende am größten. Daher beeinflusst die Einspeisung oder Entnahme von Wirkleistung von Heimspeichern am Strangende das Spannungsband stärker als Heimspeicher am Stranganfang.

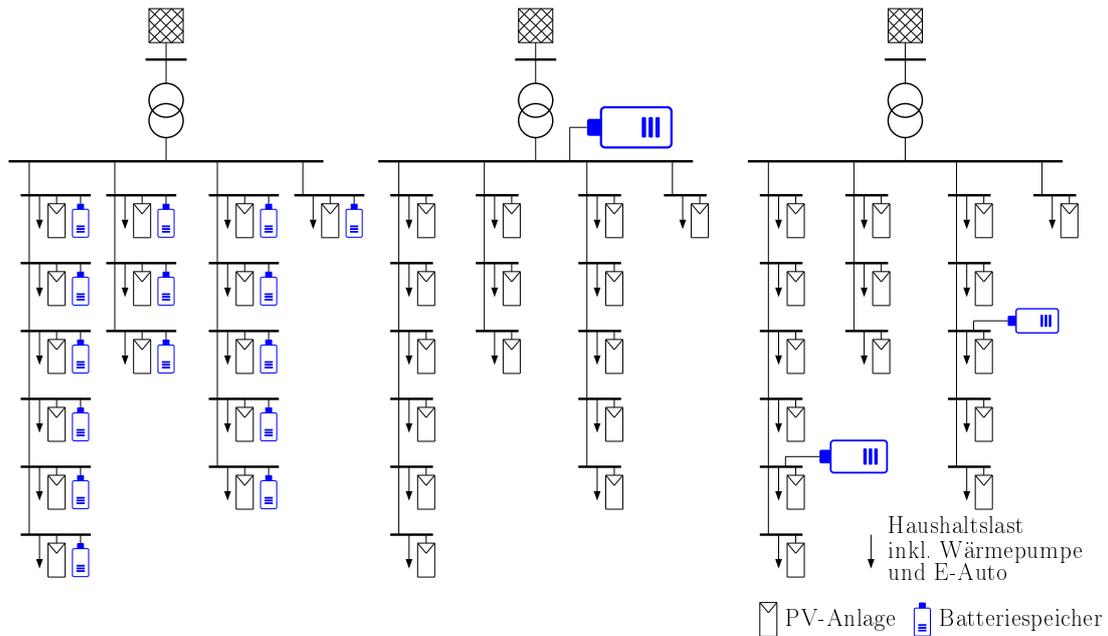


Abb. 6.1: Positionierungen von Batteriespeicher im beispielhaften Niederspannungsnetz: Heimspeicher in jedem Haushalt (links), Communityspeicher an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators (Mitte) und Communityspeicher in den Netzsträngen (rechts).

Communityspeicher am Ortsnetztransformator

In diesem Fall befindet sich der Communityspeicher in der unmittelbaren Nähe des Ortsnetztransformators. Diese Positionierung ist für die Entlastung des Transformators vorteilhaft, da sich keine Strangabschnitte zwischen Batteriespeicher und Transformator befinden, die zum Kapazitätsengpass werden können. Allerdings ist diese Positionierung nicht in der Lage Leitungsüberlastungen zu reduzieren und wirkt nur schwach auf Spannungsabweichungen.

Communityspeicher in den Netzsträngen

Die Motivation Communityspeicher innerhalb von Netzsträngen zu platzieren ist es, den Stromfluss über den Leitungen und die Spannungsabweichungen innerhalb des Strangs zu kontrollieren. Daher werden Communityspeicher derart in den Netzsträngen positioniert, dass sie Leistungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen möglichst gut reduzieren können. In jedem betroffenen Strang wird ein Communityspeicher platziert. In Strängen, die nicht betroffen sind, werden keine Communityspeicher installiert. Im „ländlichen Netz 1“ treten im Szenario 4 keine Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandabweichungen auf. Alle Überlastungen sind in diesem Netz auf Transformatorüberlastungen zurückzuführen. Daher wäre ein Communityspeicher nicht notwendig,

um Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen zu beheben. Um dennoch eine Position zu wählen, wird in diesem Netz ein Communityspeicher am Ende des längsten Netzstrangs positioniert, da dort die größten Spannungsabweichungen zu erwarten sind.

Die Positionierung in den betroffenen Netzsträngen erfolgt anhand der maximalen Leitungsüberlastung und Spannungsbandverletzung. Leitungsüberlastungen können nur dann vom Batteriespeichersystem reduziert werden, wenn sich die betreffenden Leitungen zwischen dem Ortsnetztransformator und dem Batteriespeichersystem befinden. Spannungsbandverletzungen werden effizienter entgegengewirkt, je größer die gemeinsame Leitungslänge zwischen Transformator und Spannungsbandverletzung sowie Transformator und Communityspeicher ist. Beispielsweise ist für Netzstränge, bei denen die größte Spannungsbandverletzung am Strangende auftritt, die effizienteste Position ebenfalls das Strangende. Die Leistung des Communityspeichers, die aufgebracht werden muss, um die Spannungsbandverletzung zu eliminieren, ist dort am geringsten.

Für die Auswahl der Position des Communityspeichers in jedem Netzstrang wird wie folgt vorgegangen:

1. Ermittlung der Leitungen mit Überlastung und Netzknoten mit Spannungsbandverletzungen im Szenario 4 für die Sommer- und Winterwoche.
2. Ermittlung des Netzknotens, hinter dem Richtung Strangende keine Leitungsüberlastungen mehr auftreten.
3. Ermittlung des Netzknotens im Strang mit der größten Spannungsbandverletzung.
4. Auswahl des Netzknotens für die Positionierung des Communityspeichers
 - nach 2., wenn eine Leitungsüberlastung im Strang vorliegt und
 - nach 3., wenn keine Leitungsüberlastung, aber eine Spannungsbandverletzung im Strang vorliegt.

Werden mehrere Communityspeicher in einem Netz positioniert, wird die Kapazität anhand der Haushalte im Netzstrang ermittelt. Je mehr Haushalte sich im Netzstrang befinden, desto größer ist die Speicherkapazität. Die Summe der Speicherkapazität innerhalb eines Netzes ist in allen Speicherszenarien gleich groß.

Im Anhang A.2 in Abbildung A.1 ist die Positionierung der Communityspeicher in den Netzsträngen und die zugeordneten Speicherkapazitäten gezeigt.

6.1.4 Dimensionierung

Ziel der Dimensionierung von Batteriespeichersystemen ist es, eine geeignete Größe für die Kapazität des Batteriespeichers und die Leistung des Batteriespeichers und des

Wechselrichters zu ermitteln. Eine geeignete Größe hängt von der Dimensionierungsmethode und dem Dimensionierungsziel ab [153]. Meistens besteht das Dimensionierungsziel darin, eine kosteneffektive Lösung für bestimmte Anwendungsfälle zu finden. Im Bereich der PV-Heimspeichersysteme haben sich einfache Abschätzungen anhand der installierten PV-Leistung etabliert [157, 79, 187, 196, 244]. Es existieren darüber hinaus Methoden, um Communityspeichersysteme auszulegen, mit dem Ziel PV-Energie optimal zeitlich zu verschieben [164], Niederspannungsnetze gezielt zu entlasten [214, 95] oder die installierte PV-Leistung und den Verbrauch aufeinander anzupassen [182].

In der Praxis liegen typische Kapazitäten von Heimspeichern in der Regel zwischen 5 bis 11 kWh. Ein Heimspeichersystem in Deutschland besitzt im Mittel eine nutzbare Speicherkapazität von 8,4 kWh, wobei es in den letzten Jahren einen Trend zu größeren Speicherkapazitäten gibt [163]. Allerdings ist die Größe des Heimspeichers auch abhängig von den elektrischen Endverbrauchern im Haushalt. So besitzen Haushalte mit Wärmepumpe und Elektroauto im Durchschnitt eine um 3 kWh größere Speicherkapazität als Haushalte ohne Wärmepumpe und Elektroauto [91]. Die Zunahmen von sektorenkoppelnden Verbrauchern in Haushalten ist neben sinkenden Investitionskosten ein Treiber für die Installation größerer Batteriespeicherkapazitäten [233].

Im Folgenden werden fünf Dimensionierungsmethoden vorgestellt, durchgeführt und miteinander verglichen:

1. Transformatorüberlastung vermeiden
2. Leitungsüberlastung vermeiden
3. Spannungsbandverletzung vermeiden
4. Eigenverbrauchsorientiert
5. Dämpfung der 1-Tages-Periode

Die ersten drei Methoden (1-3) haben zum Ziel, Batteriespeichergrößen derart zu bestimmen, dass Netzüberlastungen vollständig vermieden werden. Hierfür wird angenommen, (a) dass Batteriespeicher immer ausreichend geladen sind, um Lastüberschüsse zu decken und ausreichend entladen sind, um PV-Überschüsse aufzunehmen, (b) Batteriespeicher ausschließlich für die Entlastung von Netzkomponenten eingesetzt werden und (c) Wirkungsgrad und Verluste des Batteriespeichersystems vernachlässigt werden. Die letzten beiden Methoden (4 und 5) zielen darauf ab, eine Speichergröße zu wählen, die eine optimale Ausnutzung der Speicherkapazität und damit eine gute Wirtschaftlichkeit verspricht. Die Dimensionierung bezieht sich, sofern nicht anderes beschrieben, auf Heim- und Communityspeicher.

Dimensionierungsmethode: 1. Transformatorüberlastung vermeiden

Bei dieser Methode wird die Gesamtkapazität aller Batteriespeichersysteme im Netz derart bestimmt, dass keine Transformatorüberlastungen auftreten. Die Batteriespei-

chersysteme müssen sowohl von der Kapazität als auch von der Leistung her in der Lage sein, die Energiemenge aufzunehmen, die während eines Tages zur Transformatorüberlastung führt. Abbildung 6.2 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Die Leistung aller Batteriespeichersysteme P_{BSS} berechnet sich nach Gleichung 6.12. Dabei gilt zu jedem Zeitpunkt, dass der Betrag der Scheinleistung \underline{S}_{Trafo} , die über den Transformator übertragen wird, die Bemessungsscheinleistung $S_{Trafo,N}$ des Transformators nicht übersteigt (Gleichung 6.13). Die notwendige Batteriespeicherkapazität E_{BSS} berechnet sich aus dem Integral zwischen Residuallast P_{res} und maximaler Wirkleistung über dem Transformator $P_{Trafo,max}$. $P_{Trafo,max}$ ist von der Blindleistung über dem Transformator Q_{res} abhängig und berechnet sich nach Gleichung 6.8. Die Position der Speichersysteme im Niederspannungsnetz zur Behebung von Transformatorüberlastungen ist hierbei beliebig, solange Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen vernachlässigt werden.

$$P_{BSS} = \max\{P_{res} - P_{Trafo,max}\} \quad (6.12)$$

$$|\underline{S}_{Trafo}| \leq S_{Trafo,N} \quad (6.13)$$

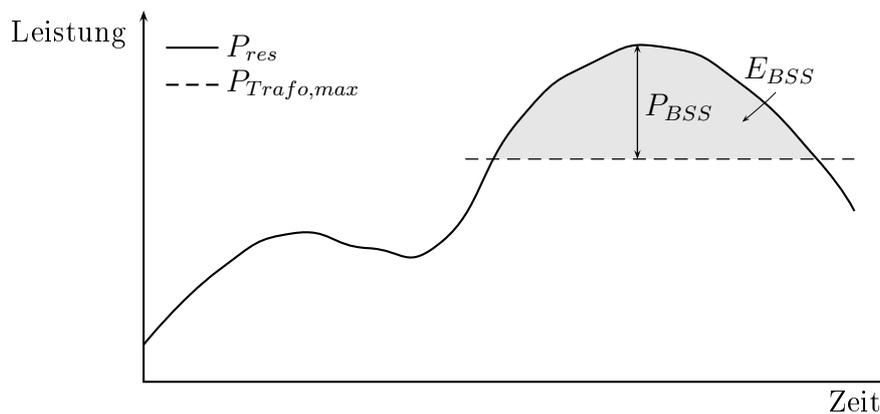


Abb. 6.2: Schematische Darstellung der Residuallast zur Veranschaulichung der Bestimmung der notwendigen Leistung P_{BSS} und Kapazität E_{BSS} der Batteriespeichersysteme. $P_{Trafo,max}$ wird mit Gleichung 6.8 bestimmt.

Dimensionierungsmethode: 2. Leitungsüberlastung vermeiden

Diese Methode hat zum Ziel, Leitungsüberlastungen vollständig zu vermeiden. Für jeden Strang, der von Leitungsüberlastungen betroffen ist, muss das Speichersystem in der Lage sein, die Leitungsüberlastung zu vermeiden. Die Kapazität und Leistung der Batteriespeichersysteme muss strangengenau bestimmt werden. Die Positionierung der Communityspeicher muss hinter der Leitungsüberlastung erfolgen, sodass sich die Leitungsüberlastung zwischen dem Transformator und dem Communityspeicher befindet. Bei homogener Verteilung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sind die größten

Überlastungen am Stranganfang, in der Nähe des Transformators zu erwarten. Zu jedem Zeitpunkt gilt für alle Leitungen, dass die Stromstärke $I_{Leitung}$ die Bemessungsstromstärke der Leitung $I_{Leitung,N}$ nicht übersteigt (Gleichung 6.14).

$$I_{Leitung} \leq I_{Leitung,N} \quad (6.14)$$

Die notwendige Leistung der Batteriespeichersysteme P_{BSS} berechnet sich nach Gleichung 6.15 (nach [214]). Hierbei ist U_N die Nennspannung und ΔI die Differenz zwischen maximaler Stromstärke über der Leitung und dem Nennstrom der Leitung.

$$P_{BSS} = U_N \cdot \Delta I \quad (6.15)$$

Die notwendige Batteriespeicherkapazität E_{BSS} berechnet sich aus dem Integral der Leistung, die notwendig ist, um die Leitungsüberlastung zu beheben, über der Zeit, in der diese Leistungsüberlastung auftritt.

Dimensionierungsmethode: 3. Spannungsbandverletzung vermeiden

Mit dieser Methode wird die Kapazität und Leistung der Batteriespeichersysteme so gewählt, dass keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Die Dimensionierung erfolgt dabei ebenfalls stranggenau. Die Positionierung ist dabei abhängig von der Stranglänge. Je größer die geteilte Leitungslänge zwischen Transformator und Batteriespeichersystem ist, desto geringer ist die notwendige Batteriespeicherleistung, um die Spannungsbandverletzung zu beheben. Zu jedem Zeitpunkt gilt für alle Netzknoten, dass die Spannung U_{Knoten} das Spannungsband zwischen $U_{min} = 0,9 \text{ pu}$ und $U_{max} = 1,1 \text{ pu}$ nicht verletzt (Gleichung 6.16).

$$U_{min} \leq U_{Knoten} \leq U_{max} \quad (6.16)$$

Die notwendige Leistung der Batteriespeichersysteme P_{BSS} berechnet sich nach Gleichung 6.17 (nach [214]). Hierbei ist ΔU die maximale Abweichung vom zulässigen Spannungsband und l die gemeinsame Leitungslänge zwischen dem Transformator zum Knoten mit maximaler Spannungsbandabweichung und dem Transformator zum Knoten des Communityspeichers. α ist ein leitungsabhängiger Faktor: $\alpha = U_N/|z|'$, wobei U_N die Nennspannung ist und $|z|'$ den längenspezifischen Widerstands- und Induktivitätsbelag der Leitung in Ω/m beschreibt.

$$P_{BSS} = \alpha \frac{\Delta U}{l} \quad (6.17)$$

Die notwendige Batteriespeicherkapazität E_{BSS} berechnet sich aus dem Integral der Leistung, die notwendig ist, um die Spannungsbandverletzung zu beheben, über der Zeit, in der diese Spannungsbandverletzung auftritt.

Dimensionierungsmethode: 4. Eigenverbrauchsorientiert

Diese Dimensionierung orientiert sich am Eigenverbrauch von PV-Energie und ist in der Praxis am meisten verbreitet. Eine einfache Variante dieser Methode beruht auf der installierten Leistung der PV-Anlage. Als Richtwert wird oftmals 1 kWh Speicherkapazität pro installiertem kW PV-Leistung angegeben [232, 79]. Der Mittelwert der untersuchten Batteriespeichersysteme der Speicherinspektionsstudie liegt bei ca. 0,8 kW/kWh [234]. Allerdings stellen solche Richtwerte nur eine grobe Abschätzung dar und können in der Praxis zur Überdimensionierung der Batteriespeicherkapazität führen [233]. Daher wird empfohlen, neben der installierten PV-Leistung auch den elektrischen Energieverbrauch in der Auslegung einzubeziehen [163].

Für den Vergleich der verschiedenen Dimensionierungsmethoden wird die vereinfachte Annahme 0,75 kWh Speicherkapazität pro installiertem kW PV-Leistung angenommen, um eine Überdimensionierung zu vermeiden. Die Leistung des Batteriespeichersystems wird mit 0,75 kW pro installierter kWh Batteriespeicherkapazität bestimmt.

Dimensionierungsmethode: 5. Dämpfung der 1-Tages-Periode

Ziel dieser Dimensionierungsmethode ist es, Kapazität und Leistung des Batteriespeichersystems auf die Schwankungen von PV-Erzeugung und Verbrauch während eines Tages auszulegen. Dadurch wird eine hohe Ausnutzung der Batteriespeicherkapazität und damit eine gute Wirtschaftlichkeit erwartet. Die Idee ist, die Residuallast des Jahres vom Zeitbereich in den Frequenzbereich zu transformieren. Die Residuallast-Zeitreihe wird dabei in eine Summe von Kosinus-Funktion zerlegt. Dieses Frequenzspektrum wird mit der Fast Fourier Transformation berechnet. Diese Methode wurde bereits für Batteriespeichersysteme in Inselnetzen [241] und für Wärmespeicher [169] angewendet.

Die Kapazität und Leistung des Batteriespeichersystems wird für eine bestimmte Kosinus-Funktion ausgelegt. Der Lade- und Entladevorgang folgt dabei genau der Kosinus-Funktion und glättet sie vollständig. Dieses Prinzip ist schematisch in Abbildung 6.3 gezeigt.

Die notwendige Leistung P_{BSS} entspricht dem Spitzenwert der Kosinus-Funktion. Die Kapazität des Batteriespeichersystems E_{BSS} entspricht bei Vernachlässigung der Verluste der zu speichernden Energiemenge. Diese Energiemenge ist gleich dem Flächeninhalt unter einer Halbwelle. E_{BSS} wird analytisch durch Integration über eine halbe Periode berechnet.

$$E_{BSS} = \int_{t=-\frac{1}{4f}}^{\frac{1}{4f}} P_{BSS} \cdot \cos(2\pi ft) dt = \frac{P_{BSS}}{\pi f} = \frac{P_{BSS}}{\pi} T \quad (6.18)$$

Hierbei ist f die Frequenz und $T = 1/f$ die Periodendauer einer Kosinus-Funktion. Für die 1-Tages-Periode ist $T = 24$ h.

Das Frequenzspektrum der Residuallast für das „ländliche Netz 2“ im Szenario 4 ist in

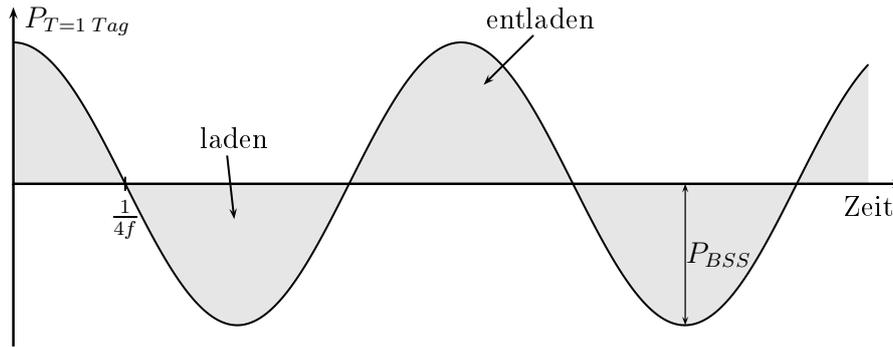


Abb. 6.3: Schematische Darstellung der 1-Tages-Periode der Residuallast. Die notwendige Leistung P_{BSS} und Kapazität E_{BSS} werden über die Amplitude und den Flächeninhalt einer Halbwelle nach Gleichung 6.18 berechnet.

Abbildung 6.4 zeigt. Die 1-Tagesperiode ist dabei deutlich zu erkennen. Die Dimensionierung der Kapazität und Leistung wird mittels Gleichung 6.18 und dem Wert der 1-Tages-Periode bestimmt.

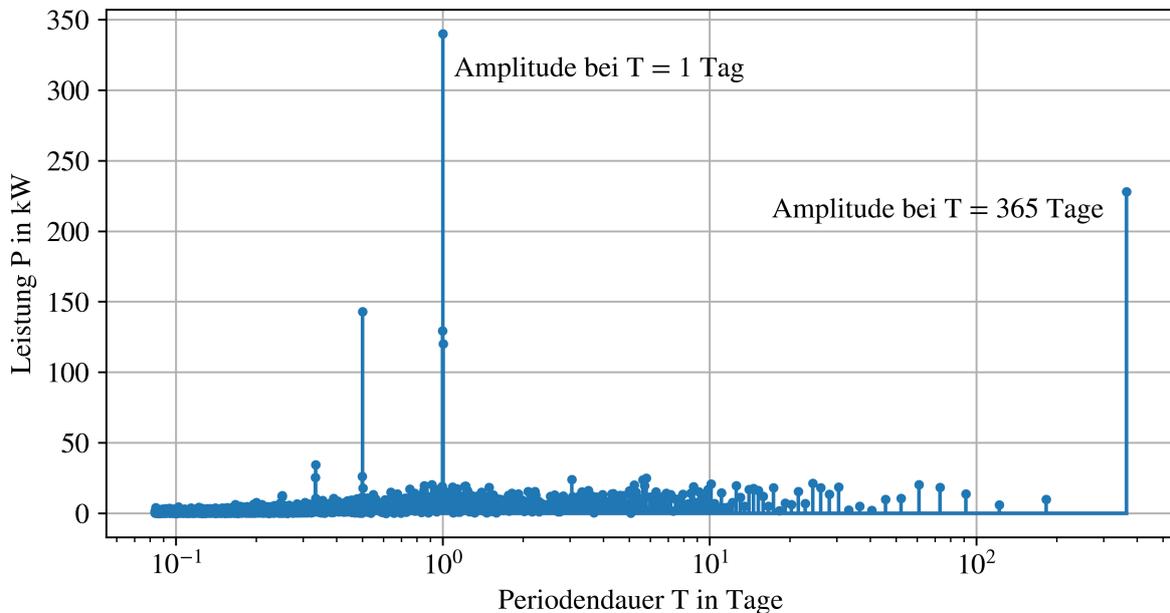


Abb. 6.4: Spektrum der Periodendauer der Residuallast des gesamten Jahres des „ländlichen Netz 2“ im Szenario 4

Ebenfalls sticht die Jahresperiode (365 Tage) deutlich hervor. Sie kann der Dimensionierung eines saisonalen Speichers dienen. Die notwendige Leistung eines saisonalen Speichers wäre geringer als die eines Speichers für die 1-Tages-Periode. Demgegenüber würde sich aufgrund der hohen Periodendauer durch Gleichung 6.18 eine deutlich höhere zu speichernde Energiemenge ergeben. In Tabelle 6.3 werden die Größenunterschiede anhand von Werten verdeutlicht.

Tab. 6.3: Leistung und Kapazität der Batteriespeichersysteme ausgelegt nach der 1-Tages-Periode (Tagesspeicher) und 365-Tages-Periode (saisonalen Speicher)

	ausgelegt nach	Leistung P_{BSS}	Kapazität E_{BSS}
Tagesspeicher	1-Tages-Periode	348 kW	2,66 MWh
saisonalen Speicher	365-Tages-Periode	230 kW	641,33 MWh

Vergleich der Dimensionierungsmethoden

Die Dimensionierungsmethoden werden im Folgenden anhand der Kapazität der Batteriespeichersysteme miteinander verglichen. Die Kapazität ist im Gegensatz zur Leistung bei Batteriespeichern der relevantere Faktor für die Kosten. Daher werden statt der Leistungen die Kapazitäten miteinander verglichen. Abbildung 6.5 zeigt die notwendige Kapazität pro Haushalt für alle fünf Netze der fünf Dimensionierungsmethoden.

Die Dimensionierung durch Überlastung der Netzkomponenten und Spannungsbandverletzungen ist nahezu vollständig auf die PV-Einspeisung zurückzuführen. Netzüberlastungen durch Verbrauch treten nur im „ländlichen Netz 2“ auf, welche vorwiegend durch die Überlastung des Transformators bedingt sind.

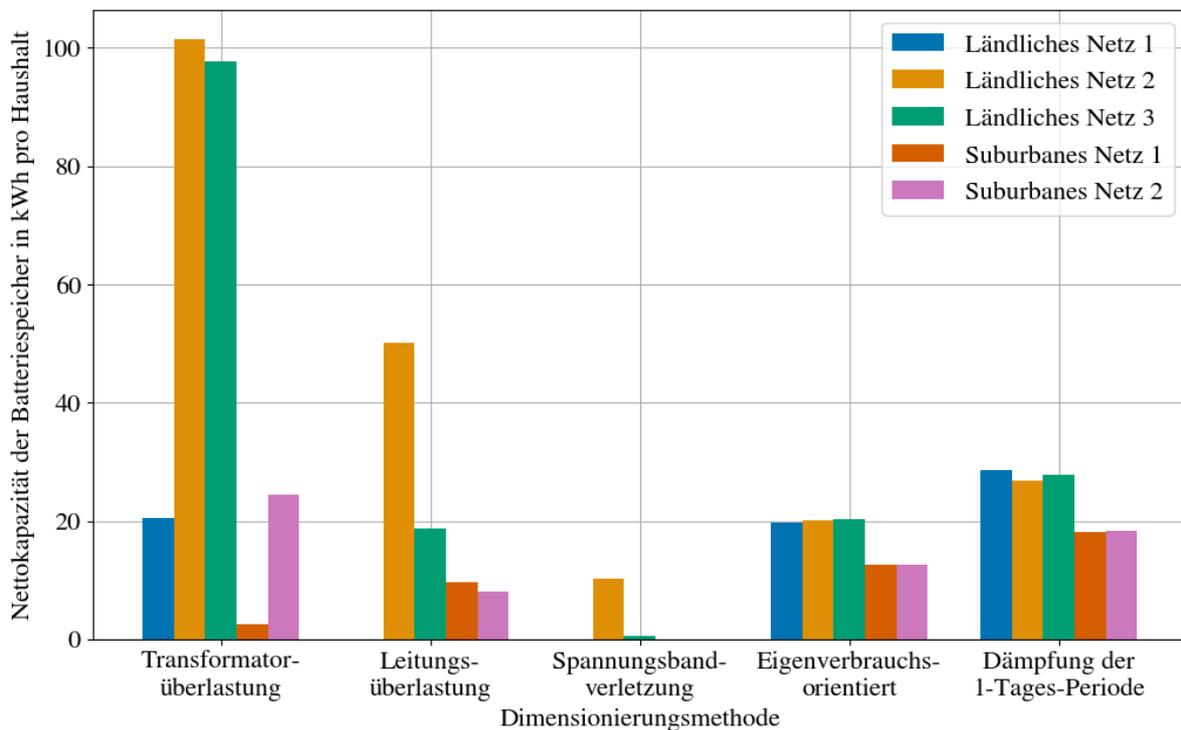


Abb. 6.5: Nettokapazitäten der Batteriespeicher mit unterschiedlichen Dimensionierungsmethoden in den untersuchten Netzen

Die ersten drei Methoden, die die Behebung der Netzüberlastungen berücksichtigen, führen zu sehr unterschiedlichen Kapazitäten unter den Netzen. Insbesondere für die Behebung der Transformatorüberlastung in den „ländlichen Netzen 2 und 3“ sind ca. 100 kWh Batteriespeicherkapazität pro Haushalt erforderlich. Dieser Wert liegt deutlich über den üblichen Kapazitäten installierter Heimspeicher. Demgegenüber sind in den drei anderen Netzen deutlich geringere Kapazitäten notwendig, da in diesen Netzen die Transformator-Bemessungsscheinleistung pro Haushalt größer und in den beiden suburbanen Netzen die installierte PV-Leistung pro Haushalt geringer ist.

Die notwendige Kapazität pro Haushalt fällt für die Behebung von Leistungsüberlastungen geringer aus als bei der Transformatorüberlastung und ist im „ländlichen Netz 1“ nicht vorhanden. Für die Behebung von Spannungsbandverletzungen sind ausschließlich in den „ländlichen Netzen 2 und 3“ Batteriespeicher notwendig, wobei sie im „ländlichen Netzen 3“ mit <1 kWh pro Haushalt sehr gering ausfällt.

Die letzten beiden Methoden führen zu Batteriespeichergrößen, die unter den Netzen nur geringe Unterschiede aufweisen. Batteriespeicherkapazitäten für suburbane Netze fallen ca. $1/3$ geringer aus als in ländlichen Netzen, was auf die größere PV-Anlagenleistung in ländlichen Netzen und damit höheren Schwankungen in der Residuallast zurückzuführen ist. Wird mit dem Faktor $0,75$ kWh Batteriespeicherkapazität pro installiertem kW PV-Anlagenleistung dimensioniert, ergeben sich für alle Netze um ca. $1/4$ geringere Kapazitäten, als bei der Dimensionierung nach der Dämpfung der 1-Tages-Periode. Diese Batteriespeicherkapazitäten sind ca. doppelt so groß wie Batteriespeicherkapazitäten, die in Deutschland im Mittel als Heimspeicher in Haushalten mit Wärmepumpe und Elektroauto installiert werden [91]. Allerdings gibt es einen anhaltenden Trend zu höheren Batteriespeicherkapazitäten [163], der durch sinkende Batteriespeicherpreise weiter verstärkt werden könnte [88].

Zusammenfassung der Dimensionierung

Der Vergleich der Dimensionierungsmethoden hat gezeigt, dass zur Behebung von Netzüberlastungen und insbesondere Transformatorüberlastungen in manchen Netzen enorme Batteriespeicherkapazitäten pro Haushalt notwendig sind. Diese Kapazitäten ergeben sich außerdem unter der Voraussetzung, dass Verluste vernachlässigt werden und die Batteriespeicher beim Ausspeichern jederzeit ausreichend aufgeladen sind und beim Einspeichern über ausreichend freie Kapazität verfügen. Netzüberlastungen ausschließlich mittels Batteriespeichersysteme zu beheben, ist daher nicht sinnvoll. Allerdings ist die ermittelte Batteriespeicherkapazität nach Dimensionierung der PV-Anlagengröße (Methode 4) und Residuallast (Methode 5) in den meisten Fällen größer oder etwa gleich groß den ermittelten Kapazitäten zur Netzentlastung. Unter diesem Aspekt wird eine Reduzierung der Netzbelastungen durch Batteriespeichersysteme erwartet. Wie groß dieser Effekt ist, wird im folgenden Abschnitt 6.1.5 dargestellt.

Die Batteriespeicher werden für die folgenden Untersuchungen mit 0,75 kWh Batteriespeicherkapazität pro installiertem kW PV-Anlagenleistung und 0,75 kW Batteriespeicherleistung pro kWh Batteriespeicherkapazität dimensioniert. In jedem Netz ist die gesamte Batteriespeicherkapazität konstant, unabhängig davon, ob es sich um ein Heimspeicher- oder Communityspeicherszenario handelt. Diese Annahme stellt eine Vergleichbarkeit der Szenarien mit Heimspeichern und Communityspeichern sicher.

6.1.5 Ergebnisse der Batteriespeicherszenarien

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Batteriespeicherszenarien vorgestellt. Folgende Szenarien werden miteinander verglichen:

4 Referenzszenario ohne Batteriespeicher

5d-H direktes Laden, Heimspeicher

5p-H präventives Laden, Heimspeicher

5pk-H präventiv-kuratives Laden, Heimspeicher

5pk-C-T präventiv-kuratives Laden, Communityspeicher, am Ortsnetz-Transformator

5pk-C-S präventiv-kuratives Laden, Communityspeicher, in Netz-Strängen

In allen Speicherszenarien sinkt die mittlere Transformatorbelastung im Vergleich zu Szenario 4 (siehe Abbildung 6.6 rechts). Die „ländlichen Netze 2 und 3“ sind weiterhin von den höchsten Transformatorbelastungen betroffen, aufgrund vergleichsweise geringerer Transformatorbemessungsleistungen und einer hohen installierten PV-Leistung der Haushalte. Das „ländliche Netz 2“ weist zudem die höchste Leitungsbelastung in allen Szenarien auf.

In den Heimspeicherszenarien sinkt die Leitungsbelastung in allen Netzen verglichen mit Szenario 4 (Siehe Abbildung 6.6 links). Allerdings liegt die Leitungsbelastung in den ländlichen Netzen im Szenario 5pk-C-T (Communityspeicher am Transformator) über der Leitungsbelastung im Szenario 4 und sinkt im Szenario 5pk-C-S (Communityspeicher in den Netzsträngen) nicht so stark wie in den Heimspeicherszenarien. Der Grund ist, dass mit Batteriespeicher der Abregelungsbedarf von PV-Energie geringer ist (siehe Abbildung 6.7 rechts), wodurch mehr PV-Energie zur Verfügung steht. Bei Heimspeichern wird ein großer Teil dieser PV-Energie in den Haushalten selbst gespeichert und genutzt. Diese PV-Energie muss nicht übertragen werden und belastet die Leitungen nicht zusätzlich. Mit Communityspeicher wird diese PV-Energie über die Leitungen im Niederspannungsnetz übertragen, eingespeichert und bei Bedarf wieder ausgespeichert. Dadurch kommt es zu höheren Leitungsbelastungen. Communityspeicher in den Netzsträngen führen dabei zu einer geringeren Leitungsbelastung als Communityspeicher am Transformator, da die mittlere Leitungslänge von jedem Haushalt im Strang zum Communityspeicher geringer ist.

Verallgemeinert kann gesagt werden: Je verteilter die Positionierung von Batteriespeichern im Niederspannungsnetz erfolgt, desto geringer ist die Leitungsbelastung im Netz.

Diese Verallgemeinerung wird für eine homogene Verteilung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Netz getroffen. Bei einer Konzentration der Anlagenleistung im Netz, wie es beispielsweise bei einem landwirtschaftlichen Betrieb mit einer PV-Anlage auf einer großen Dachfläche oder für eine Großwärmepumpe mit Nahwärmenetz der Fall ist, kann sich die Positionierung anders auf die Leitungsbelastung auswirken. Darüber hinaus liegt die mittlere Leitungsbelastung bei Communityspeichern am Transformator in ländlichen Netzen bei maximal 3 Prozentpunkte über der in Szenario 4. Diese Erhöhung ist gering im Vergleich zur Erhöhung von Szenario 1 zu 4, bei der eine Verdopplung bis Vervierfachung der mittleren Leitungsbelastung auftritt.

Netz	Mittlere Leitungsbelastung in %						Mittlere Transformatorbelastung in %					
	4	5d-H	5p-H	5pk-H	5pk-C-T	5pk-C-S	4	5d-H	5p-H	5pk-H	5pk-C-T	5pk-C-S
Ländlich 1	8.3	5.8	6.7	6.8	8.5	8.9	21	15	17	16	16	16
Ländlich 2	38	24	28	28	41	32	59	38	44	40	42	40
Ländlich 3	28	19	22	22	31	24	50	32	37	34	34	34
Suburban 1	27	20	22	21	27	23	20	14	16	15	15	15
Suburban 2	29	21	23	23	29	25	30	22	24	23	23	23

Abb. 6.6: Mittlere Leitungs- (links) und Transformatorbelastung (rechts) für Szenarien 4 und 5

Die Unterschiede bei verschiedenen Betriebsweisen von Heimspeichern sind gering (maximal 6 Prozentpunkte bei Transformatorbelastung und maximal 4 Prozentpunkte bei Leitungsbelastung). Jedoch führt die direkte Betriebsweise (Szenario 5d-H) bei der mittleren Transformator- und Leitungsbelastung zur größten Reduktion. Dieser Effekt lässt sich wie folgt begründen. Gegenüber dem Szenario 5pk-H sind die Abregelungsverluste von PV-Energie höher (siehe Abbildung 6.7 rechts), wodurch weniger PV-Energie ins Netz eingespeist wird und die Betriebsmittelbelastung geringer ausfällt. Gegenüber dem Szenario 5p-H ist im Szenario 5d-H die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad höher (siehe Abbildung 6.8), wodurch mehr PV-Energie lokal genutzt, weniger PV-Energie eingespeist wird und damit Leitungen geringer belastet werden.

Heimspeicher und Communityspeicher sind bei präventiv-kurativer Betriebsweise in der Lage, Lastabregelungen vollständig zu vermeiden (siehe Abbildung 6.7 links). Werden

Batteriespeicher nicht eingesetzt, um auf Überlastungen kurativ zu reagieren wie in 5p-H und 5d-H, ist eine Lastabregelung nach wie vor notwendig.

Überschüssige PV-Energie ist auch mit Batteriespeicher der Hauptgrund für Abregelungen. Allerdings lässt sich der Abregelungsbedarf mit Batteriespeicher im Vergleich zu Szenario 4 verringern. Diese Verringerung ist in den von Abregelung am stärksten betroffenen „ländlichen Netzen 2 und 3“ am größten. Es wird eine Reduzierung um 13 beziehungsweise 8 Prozentpunkte erreicht. Vor allem in der Sommerwoche tritt nach wie vor der Großteil der Abregelungsverluste auf. Um diese stärker zu kompensieren, müsste die Batteriespeicherkapazität deutlich größer dimensioniert werden, wie in Abbildung 6.5 gezeigt. Für diese Netze könnte eine Dimensionierungsmethode, die zu größeren Batteriespeicherkapazitäten führt, sinnvoll sein, um die Netzbelastung weiter zu reduzieren. Allerdings ist zu erwarten, dass bei steigender Batteriespeicherkapazität ab einem gewissen Punkt der Nutzen abnimmt und eine Sättigung eintritt. Dieser Punkt könnte dann erreicht sein, wenn die Batteriespeicher nicht mehr in der Lage sind, sich vollständig zu entladen und dadurch die PV-Überschüsse des nächsten Tages nicht aufnehmen können.

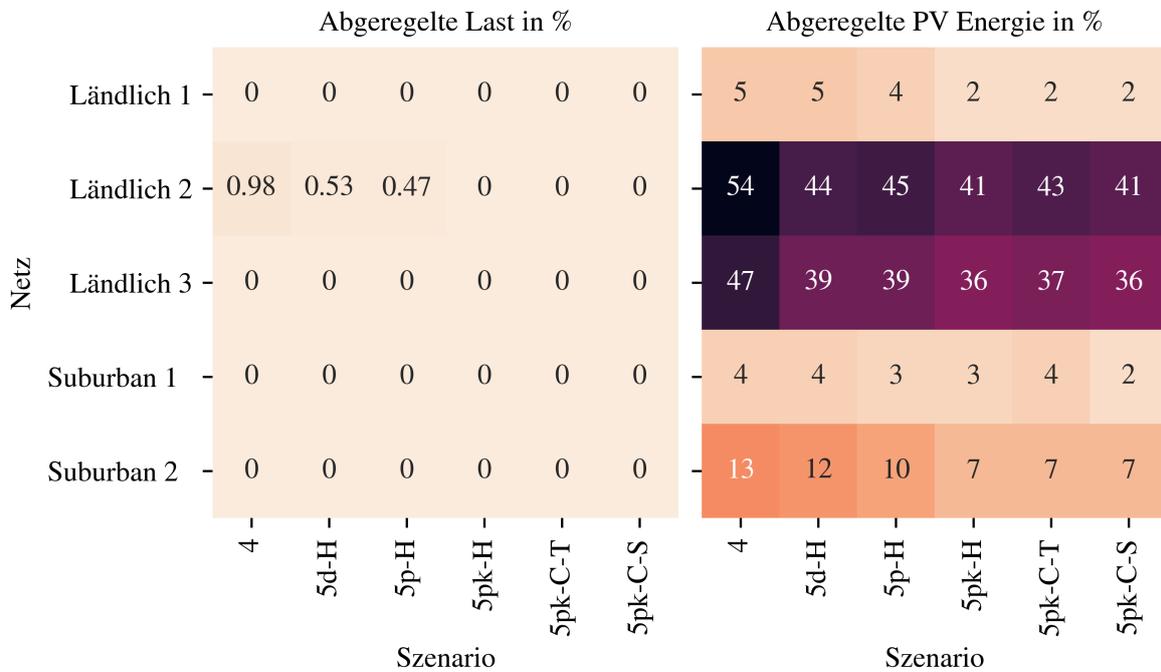


Abb. 6.7: Abregelungsbedarf der Last (links) und PV-Energie (rechts) für Szenarien 4 und 5. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [129].

Im Szenario 5d-H laden sich Batteriespeicher bis Sonnenuntergang unter Umständen nicht vollständig auf. Dieser Effekt ist zu erwarten, da die präventiven Betriebsweisen einen Kompromiss zwischen hoher Eigenverbrauchsquote und netzdienlicher Betriebsweise darstellen. Die direkte Betriebsweise hat ausschließlich eine hohe Eigenverbrauchsquote und einen hohen Autarkiegrad zum Ziel, wodurch Batteriespeicher häufiger

vollständig geladen werden. Dennoch sind diese Unterschiede zwischen den Betriebsweisen vergleichsweise gering. Der Nachteil einer geringeren Eigenverbrauchsquote gegenüber einer direkten Betriebsweise wird für private Haushalte als gering bewertet, da der Unterschied zur präventiven Betriebsweise maximal 4 Prozentpunkte und zur präventiv-kurativen Betriebsweise maximal 1 Prozentpunkt beträgt. Eine netzdienliche Betriebsweise der Batteriespeicher und eine hohe Eigenverbrauchsquote sind daher miteinander vereinbar.

Der Autarkiegrad lässt sich deutlich steigern. Besonders in ländlichen Netzen findet fast eine Verdopplung statt. Das heißt, dass sich der elektrische Energiebezug aus dem Mittelspannungsnetz nahezu halbiert im Vergleich zu Szenario 4 und damit zur Entlastung der Mittelspannungsebene beigetragen wird. Zudem ist der Autarkiegrad in ländlichen Netzen um ca. 13 Prozentpunkte höher als in den suburbanen Netzen. Die Eigenverbrauchsquote ist in ländlichen Netzen um ca. 7 Prozentpunkte geringer als in den suburbanen Netzen. Beide Effekte sind auf die höheren installierten PV-Leistungen in ländlichen Netzen zurückzuführen. Ein höherer PV-Energieertrag deckt zwar einen größeren Anteil an Last, allerdings werden ebenfalls größere PV-Überschüsse erzeugt, die eingespeist oder abgeregelt werden müssen. Generell lässt sich die Eigenverbrauchsquote ebenfalls steigern und wird in ländlichen Netzen fast verdoppelt. Allerdings wird auch mit Batteriespeichern der Großteil der erzeugten PV-Energie eingespeist oder abgeregelt.

Netz	Autarkiegrad in %						Eigenverbrauch in %					
	4	5d-H	5p-H	5pk-H	5pk-C-T	5pk-C-S	4	5d-H	5p-H	5pk-H	5pk-C-T	5pk-C-S
Ländlich 1	34	62	54	60	60	60	20	38	34	37	37	37
Ländlich 2	34	63	56	64	61	64	19	37	33	37	36	37
Ländlich 3	34	63	56	63	63	63	19	37	33	37	37	37
Suburban 1	31	51	46	50	50	50	26	44	41	44	44	44
Suburban 2	31	50	46	50	50	50	27	45	41	44	45	44

Abb. 6.8: Autarkiegrad (links) und PV-Einverbrauchsquote (rechts) für Szenarien 4 und 5. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [129].

Abbildung 6.9 zeigt beispielhaft den Verbrauch, die PV-Erzeugung und die Batteriespeicherladung in der Winterwoche im „Landnetz 2“. Es ist zu erkennen, wie an Ta-

gen mit hoher PV-Erzeugung (05.01. und 06.01.) Batteriespeicher geladen werden, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Eine Abregelung von PV-Energie ist an diesen Tagen nicht notwendig. In den darauffolgenden Nächten ist zu sehen, wie die Batteriespeicher mit der präventiven Betriebsweise entladen werden. Diese Fahrweise sorgt aufgrund der reduzierten Entladeleistung für eine gleichmäßige Absenkung der Residuallast über die ganze Nacht und hält damit Kapazitätsreserven über Nacht vor, um morgens Lastspitzen zu senken.

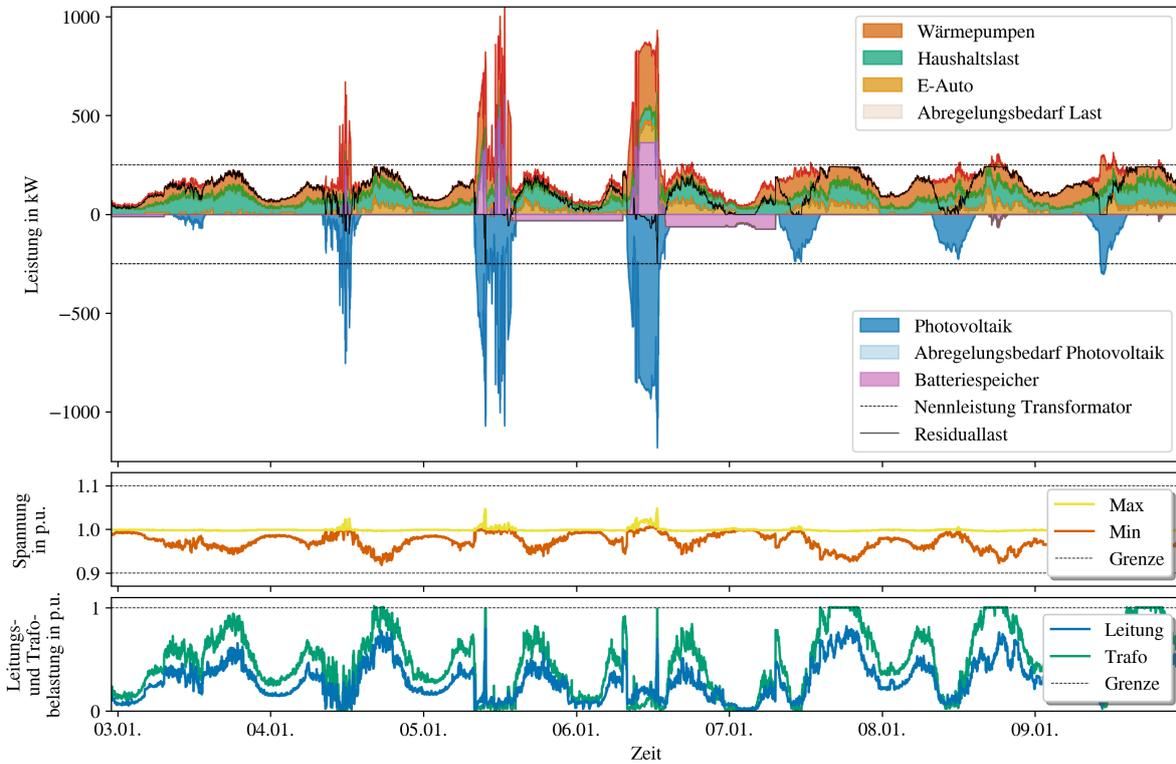


Abb. 6.9: Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche mit der präventiv-kurativen Betriebsweise von Heimspeichern im Szenario 5 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die präventiv-kurative Strategie die besten Ergebnisse liefert in Bezug auf Netzentlastungen, einer hohen Eigenverbrauchsquote und einem hohen Autarkiegrad. Im Gegensatz zur direkten Betriebsweise verringert sich die Eigenverbrauchsquote minimal und stellt für private Haushalte daher keinen Nachteil dar. Darüber hinaus wird Lastabregelung vollständig vermieden. Unterschiede zwischen Heimspeicher und der Positionierung von Communityspeichern sind aus Sicht der Netzbelastung und in Hinblick auf die Eigenverbrauchsquote marginal.

6.2 Flexible Verbraucher (Szenario 6)

In diesem Abschnitt wird der Einfluss einer flexiblen Fahrweise von Wärmepumpen und Elektroautos auf den Zustand in den Niederspannungsnetzen untersucht. Die Flexibilisierung der Wärmepumpenlast wird durch einen sensiblen Wärmespeicher und die Nutzung der Gebäudemasse als Wärmespeicher erzielt. Die Auslegung dieser Wärmespeicher erfolgt in Abschnitt 6.2.1. Die Betriebsweise des Wärmepumpen-Wärmespeicher-Systems und des Elektroautos entspricht weitestgehend den Betriebsweisen der Batteriespeichersysteme in Abschnitt 6.1.2. Anpassungen der Betriebsweise sind in Abschnitt 6.2.2 beschrieben.

6.2.1 Wärmespeicher

Sensibler Wärmespeicher

Sensible Wärmespeicher nutzen Temperaturunterschiede eines Mediums, um Wärme zu speichern. In Haushalten sind es überwiegend Warmwasserspeicher, wobei in der Regel für Brauchwarmwasser und Heizwarmwasser zwei getrennte Wärmespeicher vorhanden sind, sofern überhaupt ein Wärmespeicher für Heizwarmwasser vorgesehen ist. In dieser Untersuchung wird ein gemeinsamer Warmwasserspeicher für Trink- und Heizwarmwasser angenommen. Diese Annahme ist für die Untersuchung ausreichend genau, da lediglich ca. 10% der Wärme für Trinkwarmwasser verwendet werden. Eine Flexibilisierung lässt sich demnach hauptsächlich durch die Verschiebung des Heizwärmebedarfs erreichen. Darüber hinaus unterscheiden die verwendeten BDEW-Wärmelastprofile [14] (siehe Abschnitt 5.2.2) nicht zwischen Trinkwarmwasserbedarf und Heizwärmebedarf. Es wird angenommen, dass jeder Haushalt über einen eigenen Warmwasserspeicher verfügt, der für die Flexibilisierung des Wärmebedarfs vorgesehen ist.

Wärmespeicher dienen mehreren unterschiedlichen Zwecken. Beispielsweise sieht die VDI 4645 [218] ein Mindestvolumen für Wärmespeicher mit Wärmepumpe von $201/\text{kW}^1$ vor, um das Abtauen der Außeneinheit bei Luft-Wasser-Wärmepumpen zu ermöglichen und die Lebensdauer der Wärmepumpe zu verbessern. Damit Stoßzeiten abgepuffert und Sperrzeiten des Verteilnetzbetreibers überbrückt werden, sieht die VDI 4645 ein Speichervolumen von 30 bis $401/(\text{kW h})^2$ vor.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass jeder Wärmespeicher ein Speichervolumen von 2 m^3 besitzt. Diese Größe entspricht einer speicherbaren thermischen Energiemenge E_{TES} von $32,5\text{ kWh}$ nach Gleichung 6.19.

$$E_{TES} = c m \Delta T = 1,16\text{ Wh}/(\text{kg K}) \cdot 2.000\text{ kg} \cdot 14\text{ K} = 32,5\text{ kWh} \quad (6.19)$$

¹kW bezieht sich auf die installierte thermische Leistung der Wärmepumpe.

²h bezieht sich auf eine Stunde Sperrdauer des Verteilnetzbetreibers.

Tab. 6.4: Charakteristische Parameter der Wärmespeicher

Spezifikation	Wert
Speichervolumen	2 m ³
Temperaturdifferenz zwischen Auslegungs- und Rücklauf­temperatur	14 K
Nennkapazität des Wärmespeichers	32,5 kWh
Thermische Masse des Gebäudes bei ±0,5 K Innentemperaturabweichung	14 kWh

Hierbei ist $c = 1,16 \text{ Wh}/(\text{kg K})$ die spezifische Wärmekapazität für Wasser, $m = 2.000 \text{ kg}$ die Masse des Speichermediums Wasser und $\Delta T = 14 \text{ K}$ die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf des Heizkreises.

Es wird von einer Innenaufstellung ausgegangen, um Transmissionsverluste zu verringern. Die Transmissionswärmeverluste entstehen aufgrund der Wärmeabgabe durch die Speicherhülle. Die Transmissionswärmeverluste variieren nach der Temperatur des Speichermediums und der Umgebung. In dieser Arbeit werden sie mit einem Durchschnittswert von 4%/d angenommen [209].

Die Wärmemenge ΔQ_{TES} , die jedem Wärmespeicher entnommen und zugeführt wird, lässt sich nach Gleichung 6.20 berechnen [167]. Diese Bilanzgleichung gilt für jeden Haushalt. Ein Austausch von Wärmemengen beispielsweise über ein Nahwärmenetz ist nicht vorgesehen.

$$\Delta Q_{TES} = Q_{WP} - Q_{Bedarf} - Q_{Verluste} \quad (6.20)$$

Hierbei ist Q_{WP} die erzeugte Wärmemenge der Wärmepumpe und wird abhängig von der Betriebsweise (siehe Abschnitt 6.2.2) und dem aktuellen Wärmebedarf (Berechnung in Abschnitt 5.2.2) berechnet. Q_{Bedarf} ist der aktuelle Wärmebedarf jedes Haushaltes. $Q_{Verluste}$ sind die Transmissionswärmeverluste jedes Wärmespeichers.

Gebäudemasse als Wärmespeicher

Die Gebäudemasse besitzt aufgrund ihrer thermischen Trägheit ebenfalls die Möglichkeit Wärme zu speichern. Flächenheizungen sind aktuell bereits in der Lage, Sperrzeiten zu überbrücken, ohne dass ein zusätzlicher Wärmespeicher notwendig ist. In dieser Arbeit wird für die Heizperiode (Herbst-, Winter- und Frühlingswoche) die thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse einbezogen. Untersuchungen [130] haben gezeigt, dass Massivgebäude in der Lage sind $0,1 \text{ kWh}/\text{m}^2$ zu speichern. Die Temperaturabweichungen lagen für Innentemperaturen im Komfortband von $\pm 0,5 \text{ K}$. Für das Referenzgebäude SFH45 mit einer Wohnfläche von 140 m^2 ergibt sich eine Wärmespeicherkapazität von 14 kWh . Diese Annahmen beruhen auf Gebäude mit einer massiven Gebäudehülle. Für Gebäude auf Basis von Trockenbau oder Holzrahmenbau kann die Wärmespeicherkapazität geringer ausfallen.

Tabelle 6.4 zeigt die verwendeten Parameter der Wärmespeicher.

6.2.2 Betriebsweisen

Die Betriebsweisen für Wärmepumpe/Wärmespeicher und Elektroautos entsprechen den Betriebsweisen *direkt*, *präventiv*, *präventiv-kurativ* für Batteriespeichersysteme aus Abschnitt 6.1.2. Allerdings müssen diese Betriebsweisen angepasst werden. Während der elektrische Energiebedarf bei ungenügender Batteriespeicherladung aus dem Netz gedeckt werden kann, müssen der Wärmebedarf und der Mobilitätsbedarf ausschließlich über Wärmepumpen/Wärmespeicher und Elektroautos gedeckt werden. Der Wärmespeicher und der mobile Batteriespeicher des Elektroautos müssen daher zu jedem Zeitpunkt ausreichend geladen sein. Deswegen werden folgende Anpassungen der Betriebsweisen vorgenommen, um einen Komfortverlust zu vermeiden:

- Jedes Elektroauto wird nach Fahrtende mit der Ladestation verbunden und mit maximaler Leistung auf 80 % geladen. Damit wird sichergestellt, dass jede Fahrt angetreten werden kann. In den verwendeten Mobilitätsprofilen gibt es keine Fahrt, bei der mehr als 80 % der mobilen Speicherkapazität benötigt wird. Diese Annahme wird von anderen Untersuchungen unterstützt [186].
- Der Batteriespeicherfüllstand der Elektroautos ab 80 % wird für überschüssige PV-Energie vorgehalten für alle drei Betriebsweisen.
- Der Batteriespeicherfüllstand der Elektroautos ab 90 % ist in der präventiv-kurativen Betriebsweise für die Entlastung des Transformators reserviert, sobald durch die eingespeiste PV-Leistung am Transformator die Nennleistung des Transformators überschritten wird.
- Elektroautos sind mobile Batteriespeicher und nicht immer Vor-Ort verfügbar. Daher ist eine präventive Betriebsweise nicht sinnvoll. Stattdessen werden Elektroautos in der präventiven und präventiv-kurativen Betriebsweise mit überschüssiger PV-Energie geladen, wie in der direkten Betriebsweise.
- Die Wärmepumpe lädt den Wärmespeicher, wie in den Betriebsweisen beschrieben. Allerdings hängt die Ladebegrenzung von der Jahreszeit ab. In der Sommerwoche werden 50 % jedes Wärmespeichers bei direkter oder präventiver Betriebsweise nicht geladen. Diese 50 % werden bei der Entlastung des Transformators während zu hoher PV-Erzeugung genutzt. In der Winterwoche werden bei direkter und präventiver Betriebsweise 10 % der thermischen Speicherkapazität jedes Wärmespeichers nicht entladen. Diese ist für die Transformatorentlastung durch zu hohen Verbrauch reserviert.

6.2.3 Ergebnisse der flexiblen Verbraucher Szenarien

Eine flexible Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos führt zu geringeren Belastungen der Leitungen und Transformatoren (siehe Abbildung 6.10), verringert Abregelungsverluste der Last und PV-Energie (siehe Abbildung 6.11) und erhöht den Autarkie-

grad und die Eigenverbrauchsquote (siehe Abbildung 6.12) in allen Netzen und Szenarien gegenüber Szenario 4. Die mittlere Leitungsbelastung wird um bis zu 8 Prozentpunkte und die mittlere Transformatorbelastung um bis zu 12 Prozentpunkte gesenkt im Vergleich zu Szenario 4 (beides im „ländlichen Netz 2“). Die Betriebsweisen untereinander weisen keine deutlichen Abweichungen auf (max. 2 Prozentpunkte).

Netz	Mittlere Leitungsbelastung in %				Mittlere Transformatorbelastung in %			
	4	6d	6p	6pk	4	6d	6p	6pk
Ländlich 1	8.3	7	7.1	7.3	21	18	18	18
Ländlich 2	38	30	31	31	59	47	49	49
Ländlich 3	28	23	24	24	50	40	41	41
Suburban 1	27	21	22	22	20	16	16	16
Suburban 2	29	23	24	24	30	24	25	25

Abb. 6.10: Mittlere Leitungs- (links) und Transformatorbelastung (rechts) für Szenarien 4 und 6

Die Lastabregelung im „ländlichen Netz 2“ lässt sich nur mit der präventiv-kurativen Betriebsweise vollständig vermeiden. Mit der präventiven Betriebsweise ist die Lastabregelung leicht höher als mit der direkten Betriebsweise. Dieser Effekt tritt auf, da das Entladen der Wärmespeicher mit reduzierter Wärmeentnahme stattfindet, um während der Wärmebedarfsspitzen am Morgen ausreichend geladen zu sein. Dadurch werden Wärmebedarfsspitzen am Abend weniger durch den Wärmespeicher gedeckt und stärker durch die Wärmepumpen, was zu einer höheren elektrischen Last im Netz führt. Allerdings ist dieser Effekt äußerst gering bei 0,05 Prozentpunkte. Bei einem elektrischen Energiebedarf von 84.860 kWh im „ländlichen Netz 2“ in allen vier Wochen zusammen entspricht das einem Unterschied von 42 kWh.

Die Abregelung von PV-Energie wird durch alle Betriebsweisen reduziert. Insbesondere in den „ländlichen Netzen 2 und 3“, in denen in Szenario 4 hohe Abregelungsverluste auftreten, kann die abgeregelter PV-Energie um bis zu 7 Prozentpunkte reduziert werden. Die Unterschiede zwischen den Betriebsweisen sind gering (maximal 2 Prozentpunkte), allerdings erreicht die präventiv-kurative Betriebsweise in allen Netzen die stärkste Reduktion um bis zu 7 Prozentpunkte im „ländlichen Netz 2“. Der Autarkiegrad kann um 14 bis 17 Prozentpunkte und die PV-Eigenverbrauchsquote um 7 bis 11 Prozentpunkte

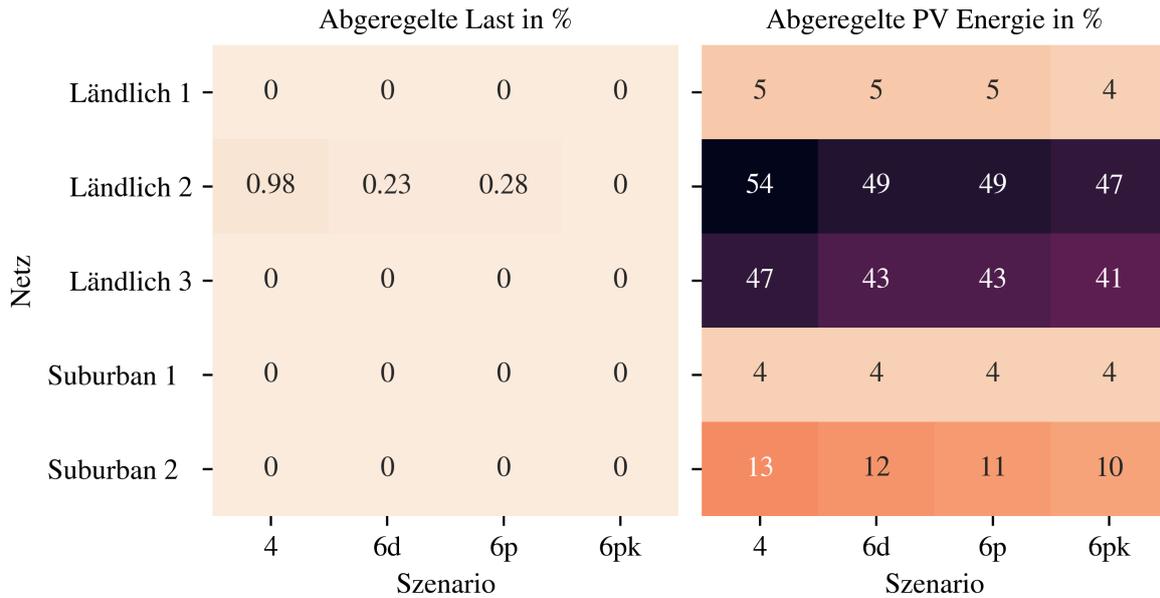


Abb. 6.11: Abregelungsbedarf der Last (links) und PV-Energie (rechts) für Szenarien 4 und 6

gesteigert werden. Es gibt ebenfalls keine deutlichen Unterschiede zwischen den Betriebsweisen, wobei Szenario 6d in den meisten Fällen um 1 bis 2 Prozentpunkte besser abschneidet. Szenario 6d hat im Gegensatz zu den anderen Betriebsweisen ausschließlich eine hohe Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad zum Ziel. Damit zeigt sich, dass mit einer netzdienlichen Betriebsweise eine nur sehr geringe Reduzierung der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrads mit sich bringt. Das Ziel einer netzdienlichen Fahrweise und eine hohe Eigenverbrauchsquote schließen sich nicht aus.

Abbildung 6.13 zeigt beispielhaft den angepassten Verbrauch und die PV-Erzeugung in der Winterwoche im „Landnetz 2“. Zu Zeiten hoher PV-Erzeugung (tagsüber am 05.01. und 06.01.) werden Elektroautos und Wärmespeicher stärker geladen. Abends ist der Einsatz der Wärmepumpen deutlich reduziert, da die Wärme aus den Wärmespeichern entnommen wird. Die Abregelung von PV-Energie ist an diesen Tagen gering im Vergleich zu Szenario 4.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die direkte, präventive und präventiv-kurative Betriebsweise untereinander keine großen Unterschiede aufweisen. Im Gegensatz zu Szenario 4 in denen die Wärmepumpen und Elektroautos ausschließlich bedarfsorientiert betrieben werden, ergeben sich deutlich Verbesserungen. Nur mit einer präventiv-kurativen Betriebsweise wird Lastabregelung vollständig vermieden. Mit einer Flexibilisierung der Wärmepumpen und Elektroautos wird eine Verbesserung der Netzbelastung und Erhöhung der lokal erzeugten und genutzten PV-Energie erreicht.

Netz	Autarkiegrad in %				Eigenverbrauch in %			
	4	6d	6p	6pk	4	6d	6p	6pk
Ländlich 1	34	50	48	48	20	28	27	27
Ländlich 2	34	51	49	51	19	27	26	28
Ländlich 3	34	51	49	51	19	27	26	27
Suburban 1	31	46	44	44	26	37	35	35
Suburban 2	31	45	43	44	27	37	36	36

Abb. 6.12: Autarkiegrad und PV-Eigenverbrauchsquote für Szenarien 4 und 6

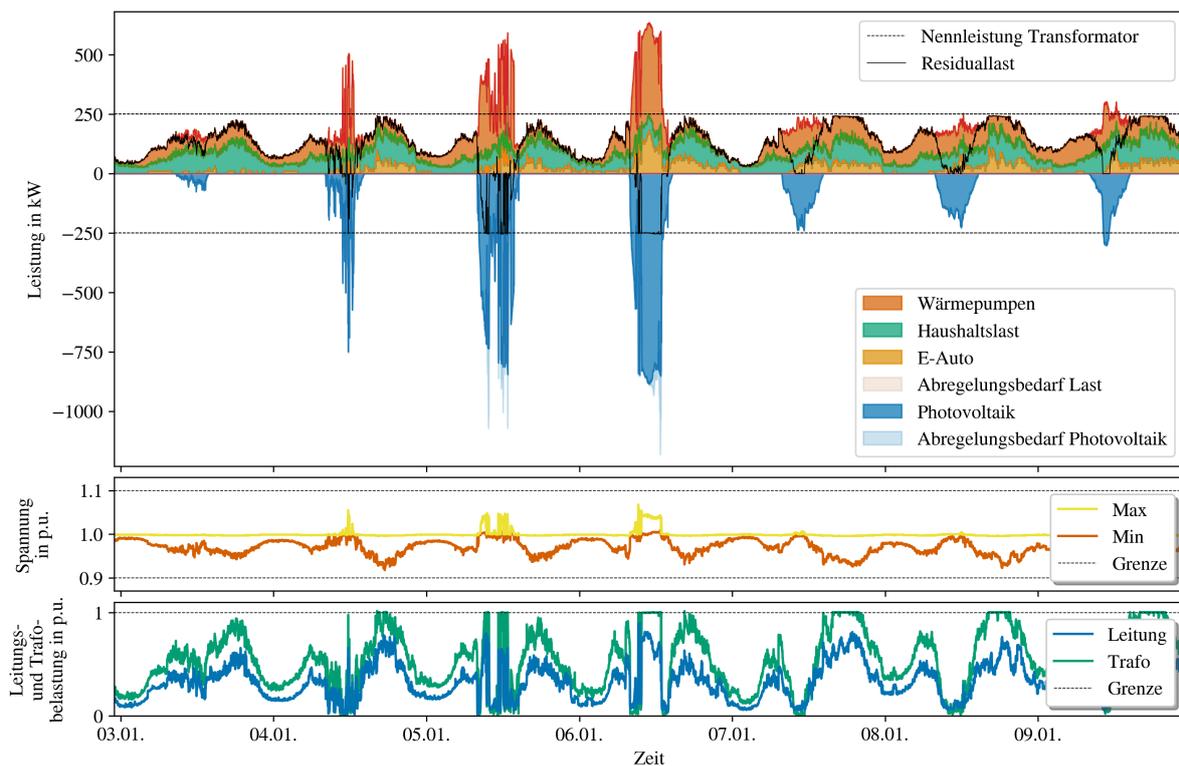


Abb. 6.13: Verbrauch und PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche mit der präventiv-kurativen Betriebsweise der Wärmepumpen und Elektroautos im Szenario 6 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile).

6.3 Batteriespeichersysteme und flexible Verbraucher (Szenario 7)

In diesem Abschnitt wird das Zusammenwirken von Batteriespeichersystemen und flexiblen Verbrauchern untersucht. In den beiden vorangegangenen Abschnitten, die sich jeweils nur mit Batteriespeichersystemen 6.1 oder nur mit flexiblen Verbrauchern 6.2 befassen, wurde gezeigt, dass eine präventiv-kurative Betriebsweise die besten Ergebnisse in Bezug auf Netzbelastungen liefert. Dabei können dennoch hohe Eigenverbrauchsquoten und hohe Autarkiegrade beibehalten werden. Daher wird in diesem Szenario ausschließlich die präventiv-kurative Betriebsweise für das Zusammenspiel von Batteriespeichersystemen und flexiblen Verbrauchern untersucht.

Das Zusammenspiel der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ist durch das regelbasierte Verhalten von Batteriespeichersystemen, Wärmepumpen und Elektroautos gekennzeichnet. Im Folgenden wird beschrieben, wie in der präventiv-kurativen Betriebsweise die Flexibilitätsoptionen bei PV-Energieüberschüssen und Transformatorüberlastungen durch PV-Erzeugung oder Last reagieren.

Bei PV-Energieüberschüssen wird präventiv geladen. Zunächst werden alle im Netzgebiet an einem Ladepunkt angeschlossenen Elektroautos geladen. Dies geschieht so lange, bis deren mobile Batterie auf 90 % geladen ist. Treten weiterhin PV-Energieüberschüsse auf, werden die Wärmespeicher über die Wärmepumpen beladen. Existieren weiterhin PV-Energieüberschüsse im Netz, werden die Batteriespeichersysteme geladen. Sollten weiterhin PV-Energieüberschüsse auftreten, die nicht zu einer Transformatorüberlastung führen, werden diese in das übergeordnete Netz eingespeist, auch wenn mobile und stationäre Batteriespeicher und Wärmespeicher noch freie Kapazitäten besitzen und die maximale Leistung der mobilen und stationären Batteriespeichersysteme und der Wärmepumpe nicht erreicht ist. Das Vorgehen entspricht der präventiven Betriebsweise, die zum Ziel hat, freie Kapazität für einen späteren Zeitpunkt bei Transformatorüberlastung vorzuhalten. Die präventive Betriebsweise zielt gleichermaßen auf einen hohen Speicherstand bei Sonnenuntergang ab.

Treten weiterhin PV-Energieüberschüsse auf, die zu Transformatorüberlastungen führen, werden die vorgehaltenen Kapazitäten zur kurativen Bewältigung der Transformatorüberlastung eingesetzt. Zunächst werden alle im Netzgebiet an einem Ladepunkt angeschlossenen Elektroautos geladen. Reicht deren Kapazität oder Ladeleistung nicht aus, wird zusätzlich die Leistung der Wärmepumpen erhöht und die Wärmespeicher befüllt. Tritt weiterhin eine Transformatorüberlastung auf, werden ebenfalls die stationären Batteriespeichersysteme zur Behebung der Überlastung eingesetzt. Erst wenn alle Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft sind, erfolgt die Abregelung von PV-Energie.

Bei einer Transformatorüberlastung durch Last, werden keine Ladevorgänge für Elektroautos durchgeführt, deren Speicherstand über 80 % liegt. Elektroautos mit einem geringeren Speicherstand werden dennoch geladen, um den nächsten Fahrtantritt zu garantieren. Bei Transformatorüberlastung durch Last, wird darüber hinaus die Leistung aller

Wärmepumpen reduziert, solange der Wärmebedarf aus den Wärmespeichern gedeckt werden kann. Können Transformatorüberlastungen dadurch nicht behoben werden, wird die Ausspeicherleistung der stationären Batteriespeichersysteme erhöht. Erst wenn diese Maßnahme nicht ausreicht, wird Last abgeregelt. Jedoch wurde in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt, dass es bei einer kurativen Betriebsweise sowohl von stationären Batteriespeichersystemen als auch flexiblen Verbrauchern nicht zu einer Lastabregelung kommt.

Abbildung 6.14 zeigt den Verlauf des Verbrauchs, der PV-Erzeugung und der Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche mit der präventiv-kurativen Betriebsweise. Sowohl Transformatorüberlastungen durch PV-Energie als auch Last können in dieser Winterwoche vollständig vermieden werden. Es ist zu erkennen, wie bei PV-Energieüberschüsse die Ladeleistung der Batteriespeichersysteme und der Wärmepumpe erhöht wird. Darüber hinaus sorgt die Entladung der stationären Batteriespeicher und der Wärmespeicher während der Nacht dafür, dass die Residuallast am Transformator gesenkt wird.

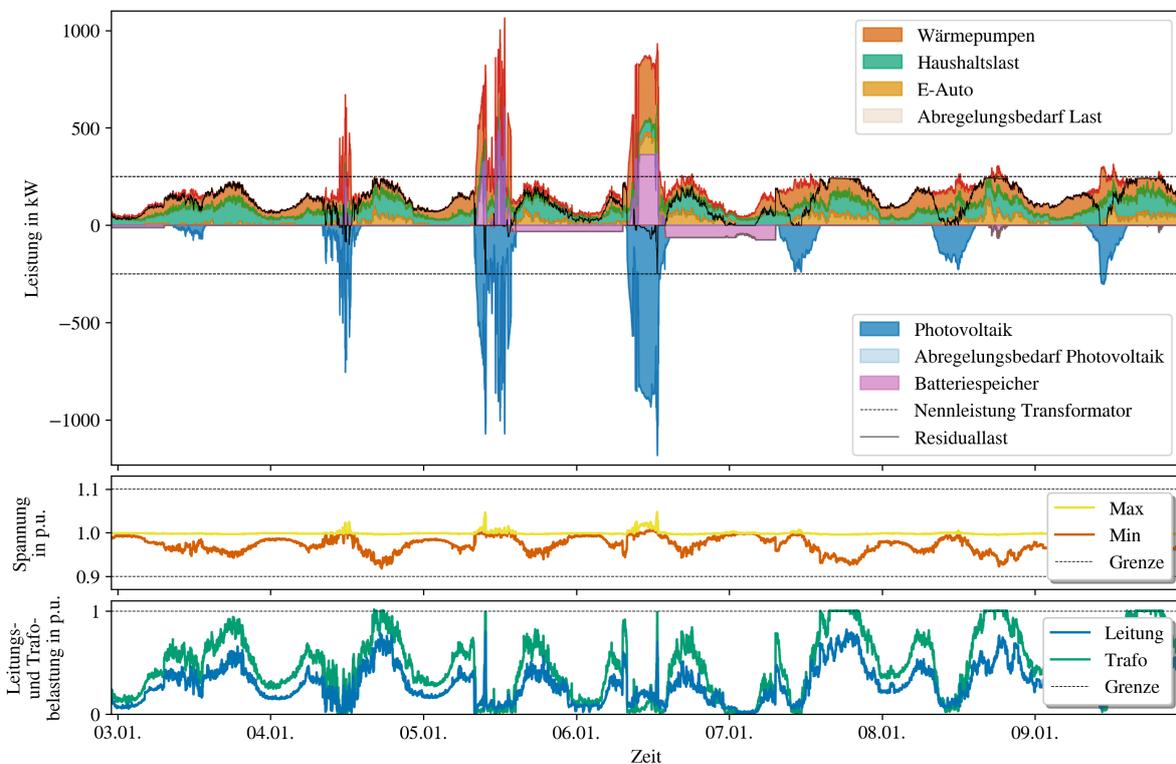


Abb. 6.14: Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“ in der Winterwoche mit der präventiv-kurativen Betriebsweise der Wärmepumpen/Wärmespeicher, Elektroautos und Batteriespeicher im Szenario 7 (erste Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (zweite Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (dritte Zeile).

6.4 Vergleich der Szenarien 4-7

In den Abschnitten 6.1 und 6.2 wurde der Einfluss unterschiedlicher Positionierung von stationären Batteriespeichern und verschiedenen Betriebsweisen auf Niederspannungsnetze analysiert. Der Unterschied zwischen Heimspeicher und Communityspeicher auf die Netzbelastung und lokale Nutzung von PV-Energie hat sich als gering herausgestellt. Daher werden im folgenden Vergleich nur Heimspeicher berücksichtigt. Des Weiteren führt eine präventiv-kurative Betriebsweise zum geringsten Abregelungsbedarf und zur größten Entlastung der Betriebsmittel. Aus technischer Sicht ist eine präventiv-kurative Betriebsweise zu empfehlen, weshalb im folgenden Vergleich die Szenarien mit dieser Betriebsweise verglichen werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl stationäre Batteriespeichersysteme (Szenario 5pk-H) als auch eine koordinierte Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos (Szenario 6pk) in der Lage sind, Netzbelastungen deutlich zu reduzieren. Batteriespeichersysteme erzielen eine etwas geringere mittleren Belastung der Leitungen und Transformatoren als die Flexibilisierung der Wärmepumpen und Elektroautos (siehe Abbildung 6.15). Der Unterschied beträgt in den meisten Fällen weniger als 3 Prozentpunkte. Nur in den „ländlichen Netzen 2 und 3“, die ohnehin von einer hohen mittleren Transformatorbelastung betroffen sind, ist der Unterschied mit 9 und 7 Prozentpunkte größer. Das Zusammenspiel von Batteriespeichersystemen und einer Flexibilisierung der Wärmepumpen und Elektroautos führt im Szenario 7pk zur geringsten mittleren Belastung für Leitungen und Transformatoren. Im Vergleich zu Szenario 4 lässt sich die mittlere Leitungsbelastung um bis zu 14 Prozentpunkte und die mittlere Transformatorbelastung um bis zu 25 Prozentpunkte reduzieren (beide im „ländlichen Netz 2“). Lastbedingte Abregelungen werden sowohl mit stationären Batteriespeichersystemen (Szenario 5pk-H) als auch mit einer koordinierten Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos vollständig vermieden (siehe Abbildung 6.16). Die Abregelung von PV-Energie wird deutlich reduziert, wobei der Einsatz von Batteriespeichersystemen (Szenario 5pk-H) einen deutlich stärkeren Einfluss besitzt als Wärmepumpen und Elektroautos im Szenario 6pk mit bis zu 6 Prozentpunkte. Der kooperative Einsatz von Batteriespeichersystemen, Wärmepumpen und Elektroautos (Szenario 7pk) führt zu den geringsten Abregelungsverlusten von PV-Energie, wobei der Unterschied mit maximal 1 Prozentpunkt gegenüber Batteriespeichersystemen (Szenario 5pk-H) nur sehr gering ausfällt. Diese Verbesserung fällt gering aus, da die vorteilhaften Effekte von Batteriespeichersystemen und der koordinierten Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos sich zum Teil gegenseitig aufheben.

Mittels stationären Batteriespeichersystemen (Szenario 5pk-H) wird im Gegensatz zur koordinierten Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos (Szenario 6pk) eine deutliche Verbesserung des Autarkiegrads (bis zu 13 Prozentpunkte) und eine höhere Eigenverbrauchsquote (bis zu 10 Prozentpunkte) erreicht (siehe Abbildung 6.17). Der höchste Autarkiegrad und die höchste Eigenverbrauchsquote wird in allen Netzen im Szenario 7pk erreicht. Im Vergleich zu Szenario 4 ist in den ländlichen Netzen eine Ver-

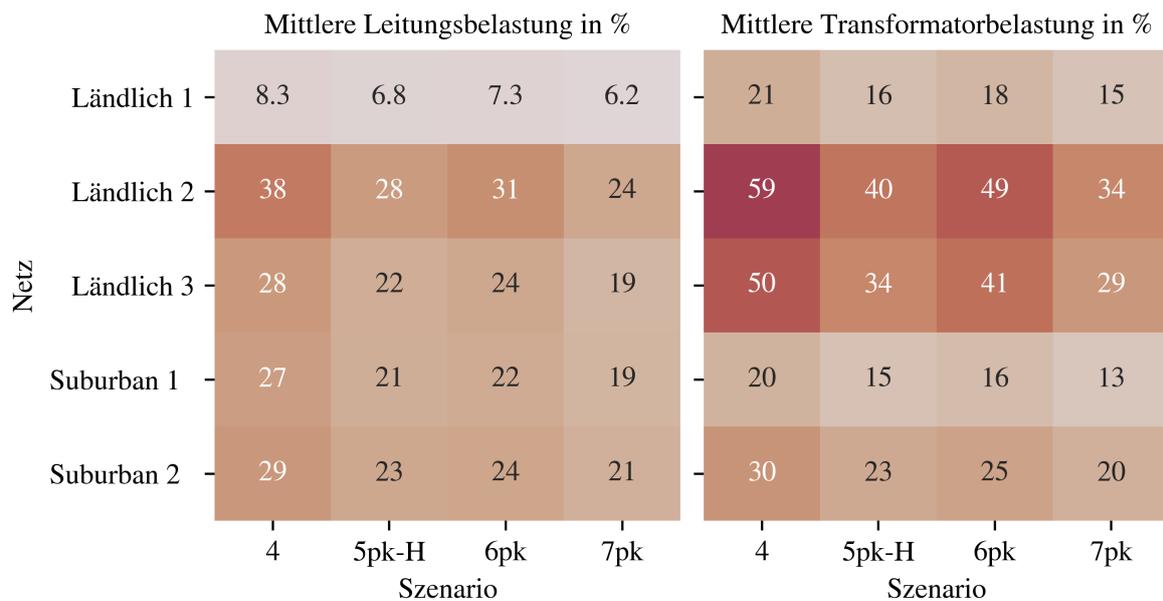


Abb. 6.15: Mittlere Leitungs- (links) und Transformatorbelastung (rechts) für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [179].

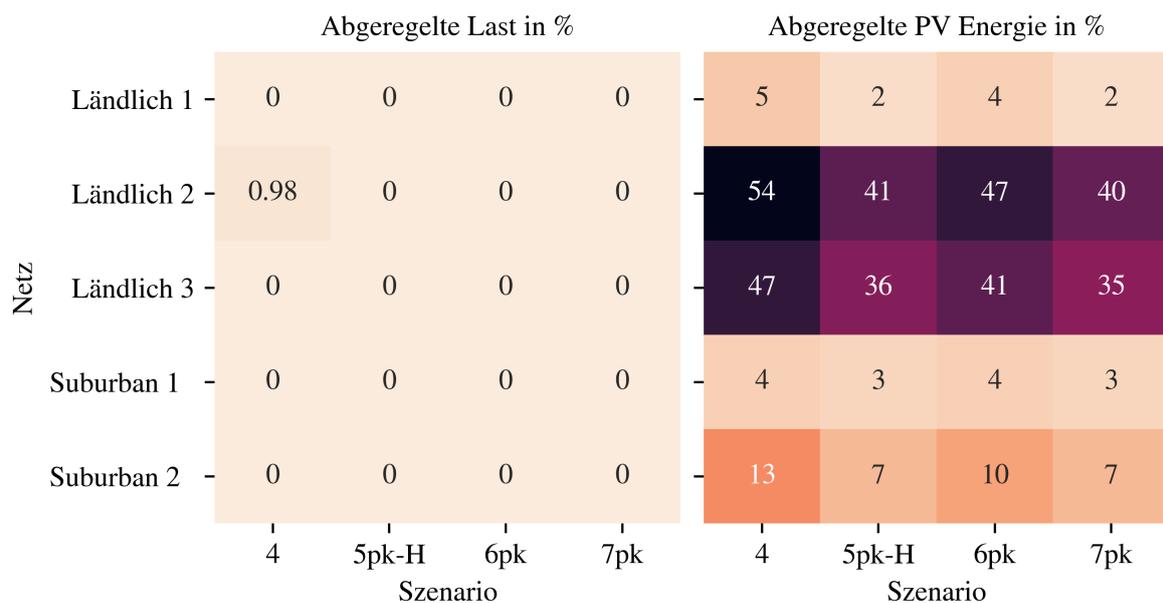


Abb. 6.16: Abregelungsbedarf der Last (links) und PV-Energie (rechts) für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [179].

dopplung des Autarkiegrads zu beobachten. Damit wird lediglich halb so viel elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz bezogen, was zu einer Entlastung der höheren Netzebenen beiträgt. Die PV-Eigenverbrauchsquote lässt sich in den ländlichen Netzen ebenfalls verdoppeln, wodurch deutlich weniger PV-Energie eingespeist wird und damit zur Entlastung des Transformators und der höheren Netzebenen beiträgt.

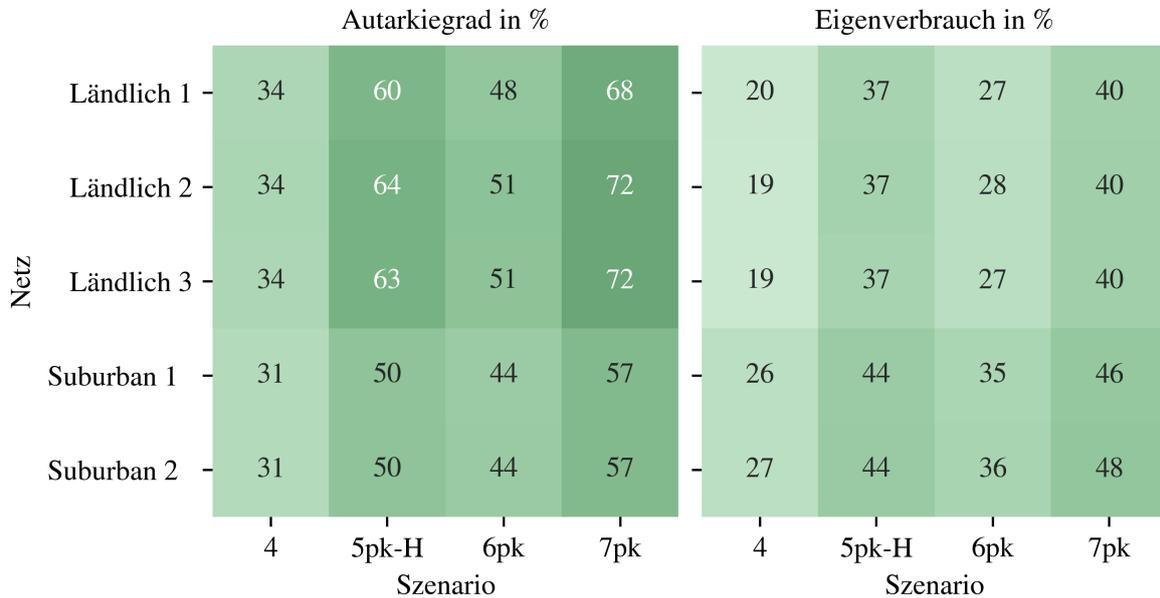


Abb. 6.17: Autarkiegrad (links) und PV-Eigenverbrauchsquote (rechts) für Szenarien 4 bis 7 bei präventiv-kurativer Betriebsweise. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [179].

Abbildung 6.18 zeigt den Verlauf des Verbrauchs und der PV-Erzeugung im „Landnetz 2“ an einem Beispieltag in der Winterwoche. Durch den Einsatz von Batteriespeichersysteme und einer flexiblen Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos können Lastabregelung vollständig und PV-Abregelung weitestgehend vermieden werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein Zusammenspiel von Batteriespeichersystemen und dem koordinierten Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos die größte Entlastung für Niederspannungsnetze bewirkt und zu einer deutlichen Erhöhung des Autarkiegrads und der Eigenverbrauchsquote beiträgt. Das setzt eine digitale Vernetzung und ein intelligentes Energiemanagementsystem voraus, um sowohl auftretende Netzengpässe zu detektieren, als auch den Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen zu koordinieren. Unter technischen Gesichtspunkten ist dieser Einsatz sinnvoll, um die Integration von dezentralen PV-Anlagen und sektorenkoppelnden Verbrauchern in Niederspannungsnetze zu beschleunigen.

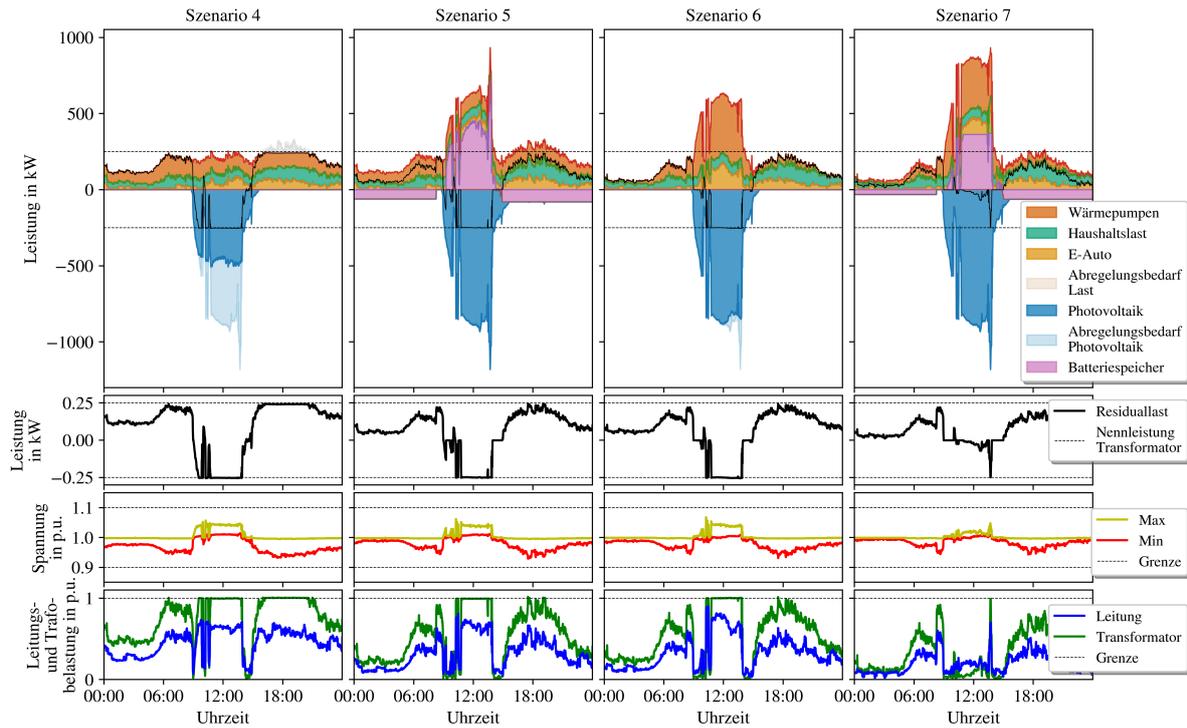


Abb. 6.18: Verbrauch, PV-Erzeugung und Batteriespeicherladung im „Landnetz 2“ an einem ausgewählten Wintertag im Szenario 4-7 (erste Zeile), Residuallast im Netz (zweite Zeile), maximale und minimale Spannung im Netz (dritte Zeile), maximale Leitungs- und Transformatorbelastung (vierte Zeile)

6.5 Diskussion

Eine Betriebsweise der Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos, die ausschließlich auf eine Erhöhung des Eigenverbrauchs abzielt, reduziert Netzüberlastungen, die durch Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen entstehen, nur bedingt. Nur durch eine präventiv-kurative Betriebsweise können lastbedingte Abregelungen vollständig und PV-bedingte Abregelungen teilweise vermieden werden. Damit ist eine digitale Infrastruktur notwendig, die in der Lage ist, Netzbelastungen zu erfassen, auszuwerten und den Einsatz der Batteriespeichersysteme, Wärmepumpen und Elektroautos aufeinander abzustimmen. Insbesondere der Transformator sollte eines der ersten Betriebsmittel sein, dass mit entsprechender Sensorik ausgestattet wird, da dies vergleichsweise einfach umzusetzen ist und er die häufigsten Überlastungen aufweist. Damit kommt der Digitalisierung der Verteilnetze eine bedeutende Rolle bei der Transformation des Energiesystems in den Verteilnetzen zu.

Elektroautos liefern nur eine begrenzte Flexibilität in Wohngebieten. Während des Tages sind lediglich ca. 20% der Elektroautos vor Ort an ihren Ladepunkten angeschlossen. Die Aufnahme von überschüssiger PV-Energie ist damit limitiert. Eine geringe Aufent-

haltswahrscheinlichkeit von maximal 30 % an Werktagen wurde in der Literatur bereits ermittelt [186]. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sich das verringerte Flexibilitätspotential in Wohngebieten in andere Netzgebiete räumlich verlagert und dort zur Verfügung steht. Ein weiterer Aspekt ist, dass jedes Elektroauto bei Fahrtantritt einen ausreichend hohen Ladezustand garantieren muss, um die nächste Fahrt durchführen zu können. Dadurch wird die zur Verfügung stehende Flexibilität weiter reduziert. Allerdings kann das Laden in anderen Netzgebieten zu einem geringeren Ladebedarf der Elektroautos im Niederspannungsnetz des Wohngebietes in den Abendstunden führen und damit zur Netzentlastung beitragen.

In dieser Arbeit wird ausschließlich das unidirektionale Laden von Elektroautos untersucht. Beim bidirektionalen Laden von Elektroautos (Vehicle-to-Grid oder Vehicle-to-Home) könnte mehr Flexibilität zur Verfügung stehen. Werden 20 % der Batteriespeicherkapazität nicht nur für flexibles unidirektionales Laden eingesetzt, so wie in dieser Arbeit angenommen, sondern für bidirektionales Laden, entspricht das einer nutzbaren Kapazität von 6 bis 18 kWh pro Elektroauto (basierend auf den Annahmen zu den Fahrzeugklassen in dieser Arbeit in Abschnitt 5.2.1). Diese Kapazität entspricht der Größenordnung der Heimspeichersysteme.

Die Ergebnisse zeigen, dass Batteriespeicher und Wärmespeicher in der Frühlingswoche und Herbstwoche am besten ausgenutzt werden. In diesen Wochen ist die Erzeugung und der Verbrauch elektrischer Energie etwa gleich groß, lediglich zeitlich verschoben. In der Sommerwoche weisen Batterie- und Wärmespeicher durchgehend hohe Ladezustände auf. Sie sind nicht in der Lage sich nachts vollständig zu entladen und besitzen am Folgetag nur eine begrenzte Aufnahmekapazität für überschüssige PV-Energie. Demgegenüber besitzen Batterie- und Wärmespeicher in der Winterwoche durchgehend geringe Ladezustände. Eine vollständige Aufladung findet nur selten an sehr ertragreichen Tagen statt. Diese saisonalen Unterschiede in der Ausnutzung der Speicher wurden ebenfalls in anderen Studien diskutiert [136, 235]. In [136] wurden bei ausschließlich eigenverbrauchsorientiertem Betrieb zeitweise ca. 80 % der Speicherkapazität nicht genutzt. Um eine bessere Ausnutzung der Batterie- und Wärmespeicher zu erreichen, sollten neue Anwendungsfelder etabliert werden. Damit könnten Batterie- und Wärmespeicher besonders in den Sommer- und Winterwochen besser ausgenutzt werden. Zusätzliche Anwendungsfelder, wie die Teilnahme an lokalen Energiemärkten oder die Flexibilitätsbereitstellung, kann für zusätzliche Einnahmen der Betreiber:innen sorgen [235].

Die Auslegung der Batterie- und Wärmespeicher basiert auf Richtwerten für bestimmte Anwendungen. Neue Anwendungsfelder benötigen neue Auslegungsrichtlinien. Die Auslegung von Heimspeichersystemen orientiert sich oftmals an der Optimierung der PV-Eigenverbrauchsquote. Wärmespeicher für Wärmepumpen im Heimbereich werden unter anderem anhand der Sperrzeiten des Netzbetreibers ausgelegt. Werden Batterie- und Wärmespeicher im Heimbereich zukünftig für weitere Anwendungsfelder eingesetzt, könnten die bisherigen Auslegungsrichtlinien unbrauchbar werden. Hier müssen neue Auslegungsmethoden und Richtwerte entwickelt werden, um eine optimale Speicherdimensionierung für zusätzliche Anwendungsfelder zu erzielen.

Es wurde gezeigt, dass Batteriespeichersysteme und der koordinierte Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos die Residuallast glätten und damit einen zeitlichen Ausgleich von PV-Erzeugungsspitzen und Verbrauchsspitzen ermöglichen. Allerdings existieren enorme saisonale Unterschiede von Erzeugung und Verbrauch. Um die großen PV-Energieüberschüsse im verbrauchstarken Winter zu nutzen, sind Langzeitspeicher notwendig. Des Weiteren könnte der zusätzliche Kältebedarf im Sommer dazu führen, dass PV-Erzeugungsspitzen im Sommer reduziert werden, da der Kühlbedarf oftmals mit hoher PV-Erzeugung übereinstimmt.

6.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird die zweite Forschungsfrage (siehe Abschnitt 1.3) untersucht: „In welchem Maße können Netzbelastungen reduziert werden durch Heimspeicher, Communityspeicher und einer flexiblen Betriebsweise der sektorenkoppelnden Verbrauchern?“. Diese Forschungsfrage baut auf den Erkenntnissen nach den technischen Herausforderungen des vorangegangenen Kapitels 5 auf, indem Lösungsstrategien erarbeitet und miteinander verglichen werden.

Die beiden Einzelmaßnahmen, der Einsatz von Batteriespeichersystemen (Szenario 5) oder eine koordinierte Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos (Szenario 6), vermeiden lastbedingte Abregelung vollständig. Die Abregelung von PV-Energie kann durch beide Maßnahmen deutlich reduziert werden, wobei Batteriespeichersysteme etwas bessere Ergebnisse liefern. Dennoch sind beide Maßnahmen geeignet, um die Leitungs- und Transformatorbelastung erheblich zu reduzieren.

Die Kombination aus Batteriespeichersystemen und einer koordinierten Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos (Szenario 7) führt zu den größten Verbesserungen. In allen Netzen kann die mittlere Leitungsbelastung auf unter 25 % (im Vergleich zu Szenario 4 mit bis zu 38 %) und die mittlere Transformatorbelastung auf unter 35 % (im Vergleich zu Szenario 4 mit bis zu 59 %) reduziert werden. Die Abregelungsverluste von PV-Energie konnten in den suburbanen Netzen und im „ländlichen Netz 1“ etwa halbiert werden. In den „ländlichen Netzen 2 und 3“ treten zwar nach wie vor die größten Abregelungsverluste von 35 bis 40 % auf, allerdings konnte die Abregelung um 12 bis 14 Prozentpunkte deutlich reduziert werden.

Der Autarkiegrad und die PV-Eigenverbrauchsquote werden durch diese Maßnahmen verdoppelt, was höhere Netzebenen entlastet und eine lokale Versorgung stärkt. Werden Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos neben der PV-Eigenverbrauchserhöhung auch netzdienlich eingesetzt, verringert sich der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote lediglich um maximal 2 Prozentpunkte. Ein wirtschaftlicher Nachteil für Heimspeicherbetreiber:innen ist daher nicht zu erwarten. Durch die zusätzliche Vermarktung von Flexibilität könnten zusätzliche Einkommensquellen die Wirtschaftlichkeit sogar steigern.

Aus den Untersuchungen geht hervor, dass der Einsatz von Batteriespeichersystemen und eine koordinierte Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos eine technisch sinnvolle Lösung darstellt, um Netzbelastungen zu reduzieren, über den konventionellen Ansatz des Netzausbaus und der Netzverstärkung hinaus. Der Transformator ist in den untersuchten Netzen häufig am stärksten von Überlastungen betroffen. Ein Austausch des Transformators stellt oftmals eine relativ einfache Maßnahme zur Netzverstärkung dar, im Gegensatz zum Austausch von Leitungen, die im Erdreich verlegt sind. Damit könnte ein Transformatortausch in Kombination mit dem Einsatz von Batteriespeichersystemen und der koordinierten Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos eine vielversprechende Möglichkeit bieten, die technischen Herausforderungen auf dem Weg einer dezentralen Energiewende in Niederspannungsnetzen zu überwinden. Gleichzeitig müssen lokale Strommärkte etabliert und die Bereitstellung von Flexibilität ermöglicht werden, um das technische Potential von Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektroautos zu entwickeln. Die Digitalisierung der Niederspannungsnetze ist dabei besonders wichtig, um Netzüberlastungen zu detektieren und entsprechende Netzentlastungsmaßnahmen zu koordinieren.

Es konnte gezeigt werden, dass es technisch sinnvoll ist Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos einzusetzen, um lokale Netzengpässe zu reduzieren. Die Frage, wie ökonomisch sinnvoll dies ist, wird im nächsten Kapitel 7 anhand neuer Geschäftsmodelle für Batteriespeichersysteme und einer netzdienlichen Betriebsweise von Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektroautos untersucht.

7 Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher in Niederspannungsnetzen

In diesem Kapitel wird die dritte Forschungsfrage (siehe Abschnitt 1.3) untersucht. Sie widmet sich der Frage nach der Wirtschaftlichkeit von Heim- und Communityspeichern und der Bereitstellung von Flexibilität durch Wärmepumpen und Elektroautos. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern die Bereitstellung von Flexibilität eine Alternative oder Ergänzung zur konventionellen Netzverstärkung ist.

Zunächst wird in Abschnitt 7.1 ein Überblick über Betreiber:innenmodelle und die Rolle von Batteriespeichern im aktuellen Strommarktdesign gegeben. In Abschnitt 7.2 werden ausgewählte Betreiber:innenmodelle vorgestellt und analysiert. In Abschnitt 7.3 werden die Maßnahmen zur Netzverstärkung gezeigt. Die Ergebnisse werden in Abschnitt 7.4 dargestellt, in Abschnitt 7.5 diskutiert und in Abschnitt 7.6 zusammengefasst.

7.1 Übersicht aktueller Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher

7.1.1 Batteriespeicher im aktuellen Strommarktdesign

Der Ausbau von Batteriespeichersystemen wird unter anderem vom aktuellen Design des Strommarktes beeinflusst, welches wiederum durch die regulatorischen Vorgaben des Gesetzgebers gestaltet wird. Das Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, für bezahlbare Strompreise sorgen und eine umwelt- und klimafreundliche Energieversorgung fördern [27]. Darüber hinaus sieht sich der Strommarkt den Herausforderungen des zügigen Ausbaus Erneuerbarer Energien und der Zunahme an sektorenkoppelnden Verbrauchseinrichtungen gegenübergestellt. Die momentane Ausgestaltung des Strommarkts führt daher zu Debatten, um Markthemmnisse bei Erneuerbaren Energien abzubauen und Flexibilitätspotentiale zu heben [49, 183]. Aufgaben des Strommarktdesigns muss es daher sein, den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzubringen, Anreize zu schaffen, um Flexibilität ins Stromsystem zu integrieren und eine betriebswirtschaftliche Grundlage für Erneuerbare Energien, Speichertechnologien und

anderen Flexibilitätsoptionen zu schaffen [49]. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat hierfür eine Dialogplattform „Klimaneutrales Stromsystem“ gegründet, um ein neues Strommarktdesign zu erarbeiten [39]. Die folgenden Ausführungen zum Strommarktdesign beziehen sich auf den aktuellen Stand (Oktober 2023) und sind regulatorischen Änderungen unterworfen.

Definition von Energiespeichieranlagen

Die Bundesregierung hat 2022 eine Definition für Energiespeichieranlagen gesetzlich verankert. Demnach ist eine Energiespeichieranlage nach §3 Nr. 15d. EnWG eine

Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt, als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt.

Batteriespeichersysteme zählen zu den Energiespeichieranlagen. Damit verfolgt die Bundesregierung ihr Ziel aus dem Koalitionsvertrag, Energiespeicher als eigenständige Säule im Energiesystem zu etablieren [200].

Auf europäischer Ebene wurden den Mitgliedsstaaten Leitlinien zum Ausbau von Speichertechnologien gegeben. Die EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED II) [58] von 2018 und die Reform des EU-Strommarktdesigns [82] sollen daraufhin wirken, Hürden beim Ausbau von Speichertechnologien abzubauen. Dazu zählt unter anderem die Doppelbelastung von Energiespeichieranlagen mit Umlagen und Abgaben. Bisher werden Batteriespeichersysteme als Verbrauchseinrichtung und Erzeugungsanlage behandelt. Die Folge ist, dass Umlagen und Abgaben sowohl beim Einspeichern als auch beim Ausspeichern elektrischer Energie erhoben werden und sind im Vergleich zu Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen benachteiligt [205]. Mit der Definition der Energiespeichieranlagen ist ein erster Schritt getan, um die Doppelrolle von Batteriespeichersystemen im deutschen Recht zu beseitigen. Allerdings kann sie nur dann ihre Wirkung entfalten, wenn sie in andere Gesetzestexte eingepflegt und konsequent umgesetzt wird [48]. So sind beispielsweise verschiedene Paragraphen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG), Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) und in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) davon betroffen.

Entflechtung von marktlichen Tätigkeiten und dem Netzbetrieb

Energiespeicher können verschiedenen Aufgaben dienen. Neben nutzer- oder marktbezogenen Aufgaben sind sie in der Lage zur Sicherung eines ordentlichen Netzbetriebs beizutragen. Allerdings ist der Betrieb eines Energiespeichers durch Netzbetreiber nur unter

ganz besonderen Bedingungen gestattet. Denn in Deutschland ist der Betrieb der Verteilnetze von anderen Tätigkeiten der Energieversorgung nach §§6 EnWG getrennt. Ziel ist dabei, durch „Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebs [...] Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern und Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu schaffen“ [41]. Daher sind „informativische, buchhalterische, rechtliche und operationelle, Entflechtungsmaßnahmen vor[geschrieben]“ [41].

Verteilnetzbetreibern ist es demnach untersagt, „[...] Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben“ (§7 Abs. 1 Satz 2 EnWG). Der Betrieb einer Energiespeicheranlage durch einen Verteilnetzbetreiber ist nur dann zulässig, wenn die Energiespeicheranlage eindeutig dem Netzbetrieb zuzuordnen ist und es sich somit bei der Energiespeicheranlage um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt, die den Netzbetrieb sicherstellt [57]. Sobald Strommengen mittels Energiespeicheranlage vermarktet werden, entsteht ein Interessenkonflikt im Sinne der Entflechtung. In der Praxis wirkt sich diese Regulierung so stark aus, dass nahezu keine Energiespeicheranlagen von Verteilnetzbetreibern betrieben werden.

Allerdings sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, sich in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren Systemdienstleistungen, wie Dienstleistungen zur Spannungsregelung, zur lokalen Netzstabilität, zur Kurzschlussstrombereitstellung, zur dynamischen Blindstromstützung oder zur Schwarzstartfähigkeit, nach §12h EnWG zu beschaffen. Darüber hinaus sind sie berechtigt, sich Flexibilitätsdienstleistungen nach §14c EnWG ebenfalls in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu organisieren. Daher wird ihnen ermöglicht, die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb von Energiespeicheranlagen auszuschreiben, um ihren Verpflichtungen nach §11 Abs. 1 Satz 1 EnWG nachzukommen.

7.1.2 Anwendungsfälle und multi-use Betrieb

Anwendungsfälle von stationären Batteriespeichersystemen können in drei Kategorien unterteilt werden: nutzer-, markt- und netzbezogene Anwendungen. Im Folgenden wird eine Auswahl an Anwendungsfällen vorgestellt.

Nutzerbezogene Anwendungen haben zum Ziel, Energiekosten zu verringern oder die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Zu den nutzerbezogenen Anwendungen zählen:

- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Ziel ist es, einen hohen Anteil lokal erzeugter Erneuerbarer Energie zu nutzen und die Netzeinspeisung zu minimieren. Die Anwendung ist im Heimspeicherbereich die häufigste Anwendung [205, 89].
- **Lastspitzenkappung:** Diese Anwendung ist im Gewerbe- und Industriebereich zu finden, in denen neben dem Energiepreis ebenfalls ein Leistungspreis bezahlt

wird. Der Leistungspreis richtet sich dabei nach der maximal bezogenen Durchschnittsleistung eines 15-minütigen Intervalls am Netzanschlusspunkt. Diese Leistungsspitzen mithilfe von Batteriespeicher zu kappen, führt zu geringen Kosten des Unternehmens [140, 206, 205].

- **Ersatzstrom/Notstrom:** Batteriespeicher werden eingesetzt, um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherzustellen. Der Batteriespeicher bildet im Fall eines Stromausfalls ein eigenes Netz und gewährleistet somit die Versorgung. Diese Anwendung ist zunehmend im Heimspeichersegment zu finden, wobei der primäre Zweck des Batteriespeichers die Eigenverbrauchsoptimierung ist [205].

Marktbezogene Anwendungen haben zum Ziel, Preisdifferenzen an Energiemärkten auszunutzen, um damit Erlöse zu generieren. Zu den marktbezogenen Anwendungen zählen:

- **Time-of-Use Arbitrage Handel:** Heimspeicher werden hierbei über eine Direktvermarktungsschnittstelle aggregiert, um die entsprechenden Mindestleistungen am Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) bereitstellen zu können [132]. Verschiedene Direktvermarkter bieten diese Möglichkeit an [75, 159].
- **Lokaler Energiemarkt:** Batteriespeicher werden eingesetzt, um einen Handel von elektrischen Energiemengen auf lokaler Ebene zu unterstützen. Ein netztopologischer Zusammenhang der Marktteilnehmer kann zu einer Entlastung der höheren Netzebene beitragen. Der Etablierung lokaler Strommärkte in Deutschland stehen momentan regulatorische Hindernisse im aktuellen Strommarktdesign entgegen [63]. Dennoch sind lokale Strommärkte Untersuchungsgegenstand verschiedener Forschungsprojekte [180, 98].

Netzbezogene Anwendungen haben einen sicheren Netzbetrieb innerhalb der geforderten Netzparameter zum Ziel. Zu den netzbezogenen Anwendungen zählen:

- **Betriebsführung:** Batteriespeichersysteme mit einer Leistung ≥ 100 kW sowie Batteriespeichersysteme, die durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sind, sind nach §§13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet, an Maßnahmen zum Netzengpassmanagement teilzunehmen. Diese Redispatchmaßnahme erlaubt dem Netzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen in die Einspeisung von Erzeugungs- und Speicheranlagen einzugreifen. Eine weitere Maßnahme des Engpassmanagements sind Netzbooster. Sie sollen den Bedarf an Redispatchmaßnahmen verringern. Der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber sieht zukünftig den Einsatz von Netzboostern an kritischen Netzknoten vor [104].
- **Frequenzhaltung:** Großbatteriespeicher wurden von 2016 bis 2019 hauptsächlich für die Bereitstellung von Primärregelenergie installiert [91, 90]. Durch Preisverfall am Regelenergiemarkt sind Großspeicherbatterien in diesem Marktsegment allerdings nicht mehr wirtschaftlich [89].

- **Versorgungswiederaufbau/Schwarzstartfähigkeit:** Schwarzstartfähige Kraftwerke sind in der Lage beim vollständigen Ausfall des Stromnetzes hochzufahren und sich am Wiederaufbau der Stromversorgung zu beteiligen. Was bisher ausschließlich vor allem fossilen Kraftwerke und Wasserkraftwerken vorbehalten war, kann zunehmend auch durch Batteriespeichersysteme gewährleistet werden. Erste Versorgungsbetriebe haben bereits Großbatteriespeicher zu diesem Zweck in Betrieb genommen [247, 228].

Batteriespeichersysteme sind in der Lage, eine große Bandbreite an Anwendungen zu bedienen [80]. Die oben angeführten Anwendungen sind dabei nur eine Auswahl. Batteriespeichersysteme werden zunehmend nicht nur für einen Anwendungsfall genutzt, sondern erfüllen mehrere Zwecke. Diese Betriebsweise wird als *multi-use* bezeichnet. Damit lässt sich die Batteriespeicherkapazität besser ausnutzen und eine bessere Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen erreichen [101, 93, 136, 235]. Typische *multi-use* Anwendungen sind beispielsweise im Heimspeicherbereich die Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit einer Notstromversorgung. Einige Anbieter aggregieren Heimspeicher, um neben der Eigenverbrauchsoptimierung zusätzlich Netzdienstleistung, wie Primärregelenergie, bereitzustellen [199]. Im Gewerbe- und Industriespeicherbereich ist eine *multi-use* Anwendung die Kappung von Lastspitzen und die Bereitstellung von Regelenergie [80].

7.1.3 Stand der Forschung

Lokale Energiemärkte

Der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen und die Entwicklung von Informations- und Kommunikationstechnik eröffnen die Möglichkeit, Energie auf lokaler Ebene auszutauschen. Das führt zu einer stärkeren Integration Erneuerbarer Energien [151, 133], dem besseren Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf lokaler Ebene [149], ermöglicht Flexibilität bereitzustellen [133] und führt dazu, dass Energiekonsumenten eine aktivere Rolle einnehmen, statt passive Energiekunden zu sein [133].

Die Möglichkeit Energiemengen lokal zu erzeugen und zu handeln ebnet den Weg für lokale Energiemärkte. Eine Definition eines lokalen Energiemarkts bieten Weinhardt et al. (2019) [231]. Lokale Energiemärkte sind demnach

[...] market platforms for trading locally generated (renewable) energy among residential agents within a geographic and social community. Supply security is ensured through connections to a superimposed electricity system (e. g. superimposed grid or adjacent [local energy markets]).

Lokale Energiemärkte sind nach dieser Definition geografisch abgegrenzt. In dieser Arbeit beschränkt sich der lokale Energiemarkt auf das jeweilige Niederspannungsnetz. Des Weiteren wird ein lokaler Energiemarkt nicht als autarkes Energiesystem verstanden, sondern ermöglicht den Austausch mit dem übergeordneten Netz oder den benachbarten

lokalen Energiemärkten. Darüber hinaus bezieht sich diese Definition auf den Austausch von elektrischer Energie über eine Netzinfrastruktur. In dieser Arbeit umfasst der lokale Energiemarkt ebenfalls nur den leitungsgebundenen Austausch elektrischer Energie. Allerdings ließe sich diese Definition auf den lokalen Handel mit Wärme, Wasserstoff oder anderen Gasen erweitern.

Lokale Energiemärkte unterscheiden sich unter anderem in den Punkten Design des Energiemarktes, Rolle der Marktakteure, Optimierungsziel und Gebotsstrategien [149, 133, 10, 51]. Khorasany et al. (2018) [133] unterscheiden drei Kategorien von Energiemarktdesigns: (1) einem reinen Peer-to-Peer Markt, in dem die Marktteilnehmer:innen direkt miteinander handeln, (2) einem Energiemarkt, auf dem ein:e Mediator:in die Käufer:innen und Anbieter:innen zusammenbringt und (3) eine Kombination aus den ersten beiden Varianten. Capper et al. (2022) [51] hingegen unterscheiden sechs archetypische Marktdesigns. Die Rollen der Marktakteure werden dabei durch das Energiemarktdesign bestimmt. Über die Vielzahl an Rollen geben Khorasany et al. (2018) [133] einen Überblick. In jedem Fall gibt es Käufer:innen, die die Energie konsumieren, wie Haushalte oder Unternehmen und Anbieter:innen von Energie, wie Betreiber:innen von Anlagen zur elektrischen Energieerzeugung. Akteure auf dem lokalen Energiemarkt sind in der Lage, die Rolle der Käufer:innen und Anbieter:innen zu wechseln, wie beispielsweise Haushalte mit einer Photovoltaikanlage.

Die ersten lokalen Energiemärkte entstanden vor ca. 10 Jahren. Vandebron ist seit 2014 eine Energiehandelsplattform in den Niederlanden und gilt als eine der ersten online Peer-to-Peer Handelsplattformen [243, 246]. Eines der ersten populär gewordenen lokalen Energiemarkt-Projekte startete 2016 in Brooklyn. Im Brooklyn Microgrid wird der Peer-to-Peer Austausch mit einem blockchainbasierten Energiemarkt hergestellt [150]. Seitdem hat die Umsetzung von lokalen Energiemärkten rapide zugenommen [231]. Einen Überblick über existierende Peer-to-Peer-Netzwerke bieten Zhang et al. (2017) [246]. Neun lokale Energiemärkte in der DACH-Region¹ werden von Weinhardt et al. (2019) [231] vorgestellt.

Der Einfluss von Batteriespeichersystemen auf lokale Energiemärkte wurde in verschiedenen Studien untersucht. In den Untersuchungen von Lüth et al. (2018) [144] wurden Heimspeichersysteme und Communityspeichersysteme in einem Peer-to-Peer Energiemarkt untersucht. Sie zeigen, dass mit dem Handel am lokalen Energiemarkt und der Bereitstellung von Flexibilität bis zu 31 % der Energiekosten der Community eingespart werden können. Die Einsparungen werden zu etwa gleichen Teilen auf den Handel im lokalen Energiemarkt und der Flexibilitätsbereitstellung zurückgeführt [144]. Zang et al. (2021) [243] untersuchten einen Algorithmus zum Handeln mit einem Communityspeicher am lokalen Energiemarkt. Sie kamen zum Ergebnis, dass der Einsatz eines Communityspeichers zu höheren finanziellen Erträgen der Community führt und die Kosten für die zusätzliche Abnutzung des Communityspeichers geringer sind als die generierten Gewinne [243]. Die Rolle von Batteriespeichersystemen in lokalen Energiemärkten wurde darüber hinaus in weiteren Studien untersucht [145, 155, 3].

¹Die DACH-Region umfasst die Länder Deutschland (D), Österreich (A) und Schweiz (CH)

Die Einbeziehung von Netzrestriktionen in das Design des lokalen Energiemarkts ist in der Forschung bisher unterrepräsentiert [51, 73]. Es existieren einzelne Untersuchungen, die anhand von Beispielnetzen den Einfluss eines lokalen Energiemarktes auf Netzbelastungen untersuchen [86, 85, 8]. Allerdings benennen Capper et al. (2022) [51] den Zusammenhang von lokalen Energiemärkten und Netzrestriktionen als Forschungslücke. In dieser Arbeit wird diese Forschungslücke adressiert, indem die handelbaren elektrischen Energiemengen durch Netzrestriktionen begrenzt werden.

Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen

Der Preis für Batteriespeichersysteme ist in den vergangenen Jahren rückläufig [89]. Große Teile der aktuellen Forschung gehen davon aus, dass durch weitere Preisdegradation Batteriespeichersysteme zukünftig wirtschaftlich sein werden. Kaschub (2017) ermittelt einen Systempreis von 300 €/kWh für Heimspeicher im Jahr 2030 und geht davon aus, dass keine weitere Preisreduktion zu erwarten ist, wenn es nicht zu disruptiven Technologieentwicklungen kommt [127]. In allen dort untersuchten Szenarien, mit und ohne Elektroautos und unter verschiedenen Ladestrategien, schneiden Batteriespeichersysteme wirtschaftlich positiv ab.

In einer weiteren Studie von Kaschub et al. (2016) [128] werden Batteriespeichersysteme im Heimbereich untersucht. Dabei wurde ein positiver Kapitalwert von 500 €/kWh für Heimspeicher ermittelt [128]. Es wurde von einer Steigerung des Haushaltsstrompreises von 2% ausgegangen. Linssen et al. (2015) [142] ermittelten einen Break-even-Punkt für PV-Heimspeichersysteme von 900 €/kWh im Vergleich zu PV-Systemen ohne Batteriespeicher. In dieser Untersuchung wurde eine Strompreissteigerung von 2,5% berücksichtigt. Fluri (2019) [93] kommt zu dem Ergebnis, dass für Batteriespeichersysteme auch ohne EEG-Vergütung wirtschaftliche Geschäftsmodelle existieren, wenn der Systempreis für Batteriespeicher unter 640 €/kWh sinkt.

Es wird erwartet, dass PV-Heimspeichersysteme zukünftig Projektrenditen von 10-12% im Jahr 2030 und 12-14% in 2035 erzielen [170]. Anwendungen mit Wärmepumpen erreichen leicht höhere Projektrenditen um ca. 1-2 Prozentpunkte.

Englberger (2021) [81] stellt fest, dass trotz fallender Batteriespeicherpreise die Investitionskosten nach wie vor eine große Hürde für die Anschaffung eines Batteriespeichersystems darstellen. Multi-use Anwendungen können die Profitabilität von Batteriespeichersystemen erhöhen, indem sie neue Erlöswege erschließen und den Nutzungsgrad von Batteriespeichersystemen erhöhen. Er zeigt, dass die Profitabilität durch multi-use Anwendungen um ein Vielfaches gesteigert werden kann, im Gegensatz zu single-use Anwendungen [81].

Erlösmöglichkeiten für Batteriespeicher werden oftmals nur anhand einzelner Anwendungsfälle bewertet, wobei dann die Schlussfolgerung ist, dass der Einsatz von Batteriespeichersystemen sich wirtschaftlich nicht lohnt [135]. Klausen et al. (2016) [135] untersuchten hierfür eine kombinierte Nutzung von Arbitrage und Bereitstellung von

Sekundärregelleistung. Sie kommen zum Ergebnis, dass diese Kombination nicht wirtschaftlich darstellbar ist, unter anderem wegen der Präqualifizierungsmaßnahmen für den Sekundärregelleistungsmarkt. Unter anderen Marktbedingungen und anderen Kombinationen von Anwendungsfällen können Batteriespeichersysteme wirtschaftlich sinnvoll sein [135].

Multi-use Anwendungen können insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Communityspeichern steigern in Fällen, in denen eine reine Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb der Community nicht wirtschaftlich ist [136, 235]. Die Kombination von Eigenverbrauchsoptimierung mit anderen Anwendungen zeigt dabei, dass die Eigenverbrauchsquote nicht negativ beeinflusst wird [136].

Die Nutzung von Batteriespeichersystemen zum Handel am lokalen Energiemarkt wirkt sich positiv auf die Effektivität des lokalen Energiemarkts aus. Englberger (2021) [81] zeigt, dass zwischen 10-35% des elektrischen Energiebedarfs mit Batteriespeichersystemen am lokalen Energiemarkt gehandelt werden können. Eine stärkere Degradation der Batteriespeichersysteme konnte beim Einsatz am lokalen Energiemarkt nicht ermittelt werden [81]. Einen Überblick über Studien von lokalen Energiemärkten bietet Abschnitt 7.2.2.

Weitere Studien zeigen, dass Communityspeichersysteme in der Wirtschaftlichkeit häufig besser abschneiden als Heimspeichersysteme. Communityspeicher erreichen oft geringere Speicherkosten pro installierter Kilowattstunde Speicherkapazität [164], aufgrund ihrer geringeren Investitionskosten gegenüber Heimspeichern. Communityspeicher sind darüber hinaus in der Lage einen höheren Autarkiegrad der Community zu erreichen. Knöfel et al. (2021) [136] ermittelten eine Zunahme des Autarkiegrads um bis zu vier Prozentpunkte. Diese Erhöhung führen sie darauf zurück, dass Lastprofile besser ausgeglichen werden und der Eigenverbrauch der Community gesteigert wird.

In Quartierskonzepten ist ebenfalls ein wirtschaftlicher Betrieb von Communityspeichern möglich. Für eine Wohnungsbau-Genossenschaft wurde die Wirtschaftlichkeit eines Communityspeichers in Kombination mit einer PV-Anlage und einem Blockheizkraftwerk nachgewiesen bei Speicherkosten von 750 €/kWh [93].

Einen Überblick über Anwendungsfälle von Communityspeicher mit dem Fokus auf Endnutzeranwendungen bietet Para et al. (2017) [166]. In dieser Studie werden techno-ökonomische, umweltrelevante und soziale Aspekte bewertet. Techno-ökonomisch profitieren Communityspeicher gegenüber Heimspeichern durch höhere Eigenverbrauchsquoten und Skaleneffekte bei den Investitionskosten. Darüber hinaus eröffnen Communityspeicher Möglichkeiten der Partizipation und resultieren in einem gesteigerten Bewusstsein für den eigenen Energiebedarf [164].

7.2 Analyse ausgewählter Betreiber:innenmodelle für Batteriespeicher

In diesem Abschnitt werden die ausgewählten Betreiber:innenmodelle vorgestellt. Es wird ein Betreiber:innenmodell für Heimspeicher und ein Betreiber:innenmodell für Communityspeicher untersucht (Abschnitt 7.2.1). Im Folgenden werden die Annahmen zum lokalen Energiemarkt (Abschnitt 7.2.2), zu den Energiekosten und -erlösen (Abschnitt 7.2.3), den Investitions- und Betriebskosten (Abschnitt 7.2.4), der Netzentgeltstruktur (Abschnitt 7.2.5) und den Bewertungskriterien (Abschnitt 7.2.6) vorgestellt.

7.2.1 Ausgewählte Betreiber:innenmodelle

Betreiber:innenmodell: Heimspeicher

Für Heimspeicherbetreiber:innen werden fünf verschiedene Erlösmöglichkeiten betrachtet (siehe Abbildung 7.1).

1. **Eigenverbrauch:** Durch den Eigenverbrauch von PV-Energie im eigenen Haushalt wird der Netzbezug elektrischer Energie reduziert. Dadurch werden Einsparungen der Netzbezugskosten generiert. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten wird Eigenverbrauch priorisiert, da die Einsparung der Netzbezugskosten die höchsten Erlöse verspricht. Der Eigenverbrauch zählt zusammen mit der Überschusseinspeisung zu den nutzerbezogenen Anwendungen.
2. **Lokaler Energiemarkt:** Es existiert ein lokaler Energiemarkt. Dieser ist auf das Niederspannungsnetz begrenzt. Durch den Handel von elektrischen Energiemengen innerhalb des Niederspannungsnetzes kann überschüssige PV-Energie gehandelt werden. Es stellen sich Marktpreise zwischen dem Netzbezugspreis und dem Marktpreis für Einspeisung ein (siehe Abschnitt 7.2.2). Ist der Eigenverbrauch im Haushalt nicht möglich, wird der Handel innerhalb der Community bevorzugt. Der Handel am lokalen Energiemarkt zählt zu den marktorientierten Anwendungen.
3. **Einspeisung/Bezug Mittelspannung:** Energiemengen, die nicht mehr durch Eigenverbrauch gedeckt oder dem Handel innerhalb der Community ausgeglichen werden können, werden in das übergeordnete Mittelspannungsnetz eingespeist beziehungsweise aus diesem bezogen. In diesem Fall sind die geringsten Erlöse durch Einspeisung und höchsten Kosten durch Netzbezug zu erwarten. Die Einspeisung ins Mittelspannungsnetz entspricht der Überschusseinspeisung bei Eigenverbrauch und zählt somit zu den nutzerbezogenen Anwendungen.
4. **Bewirtschaftung von Netzeingängen durch Lastverschiebung:** Treten Netzeingänge im Niederspannungsnetz auf, wird durch die Batteriespeichersysteme und flexiblen Verbraucher in den Haushalten Flexibilität bereitgestellt. Flexibilität

heißt, dass Energiemengen entweder innerhalb eines Haushaltes oder innerhalb des Niederspannungsnetzes zeitlich verschoben werden, um eine Entlastung der Netzbetriebsmittel zu erreichen. Lastverschiebungen zur Netzengpassbewirtschaftung zählt zu den netzbezogenen Anwendungen.

5. **Bewirtschaftung von Netzengpässen durch Abregelung:** Reicht die Flexibilität durch Batteriespeicher und Verbrauchsverschiebung nicht aus, um die Netzengpässe zu bewältigen, wird als letztes Mittel PV-Erzeugung oder Verbrauch abgeregelt. Für die abgeregelteten PV-Energiemengen wird eine geringe Kompensation gezahlt. Die Verbrauchsabregelung wird nicht kompensiert. Abregelung zur Netzengpassbewirtschaftung zählt ebenfalls zu den netzbezogenen Anwendungen.

Die Kosten- und Erlösstruktur wird derart gewählt, dass eine Hierarchisierung erfolgt. Treten keine Netzengpässe auf, wird zunächst durch Eigenverbrauch auf Haushaltsebene Verbrauch und Erzeugung angepasst. Existieren anschließend weitere Überschüsse, werden diese innerhalb des lokalen Strommarkts gehandelt, wodurch Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Niederspannungsnetzes aufeinander abgestimmt werden. Erst wenn der Handel innerhalb der Community ausgeschöpft ist, werden elektrische Energiemengen mit dem übergeordneten Mittelspannungsnetz ausgetauscht. Netzengpässe werden zunächst durch Flexibilität aus Batteriespeichersystemen und flexiblen Verbrauchern behoben, bevor eine Abregelung erfolgt. Die angenommenen Kosten und Erlöse der Energiemengen werden in Abschnitt 7.2.4 dargestellt.

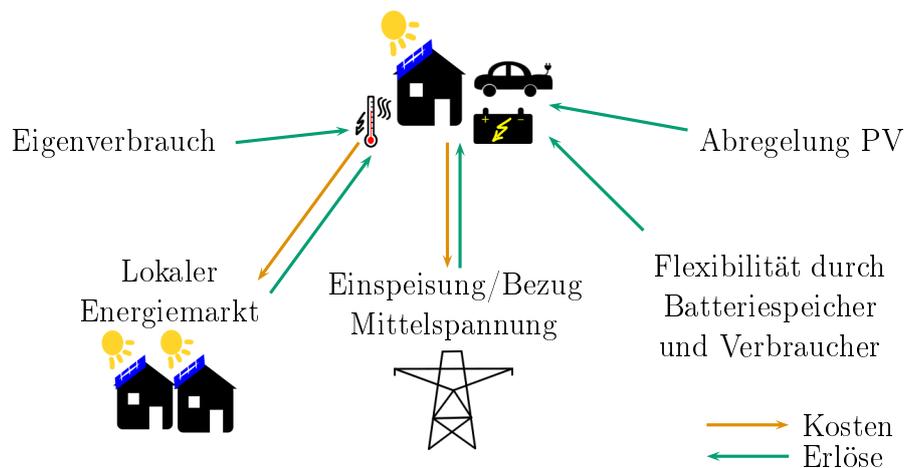


Abb. 7.1: Betreiber:innenmodell Heimspeicher

Betreiber:innenmodelle: Communityspeicher

Aus Sicht der Communityspeicherbetreiber:in existieren zwei Erlösmöglichkeiten (siehe Abbildung 7.2). Zum einen durch Arbitrage-Handel am lokalen Energiemarkt. Zum anderen wird bei Netzengpässen Flexibilität bereitgestellt. Die Kosten entsprechen der

Kosten- und Erlösstruktur in Abschnitt 7.2.4. Der Communityspeicher kann von externen Investoren, Energiegenossenschaften oder einer lokalen Energiegemeinschaft betrieben werden. Der Betrieb des Communityspeichers durch den Verteilnetzbetreiber ist ebenfalls möglich. Allerdings müssten dafür die Richtlinien zur Entflechtung von Markt und Netzbetrieb angepasst werden.

Für Haushalte gilt die gleiche Kosten- und Erlösstruktur wie in Abbildung 7.1 gezeigt. Der einzige Unterschied ist, dass in den Haushalten kein Heimspeicher vorhanden ist.

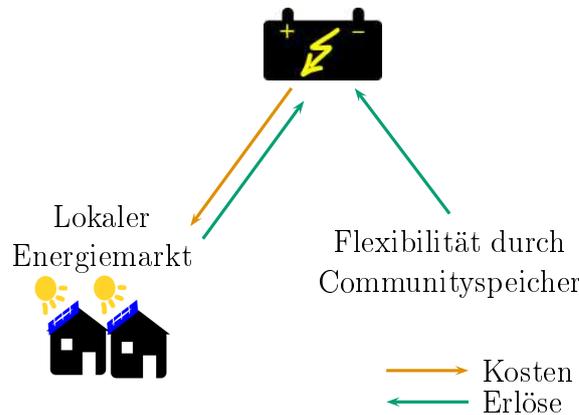


Abb. 7.2: Betreiber:innenmodell Communityspeicher

7.2.2 Preisbildung am lokalen Energiemarkt

In dieser Arbeit beschränkt sich der lokale Energiemarkt auf den Austausch leitungsgebundener elektrischer Energie im Niederspannungsnetz. Eine grundlegende Annahme, damit Anbieter:innen und Käufer:innen elektrischer Energie am lokalen Energiemarkt teilnehmen, ist, dass die Anbieter:innen einen höheren Erlös als den Marktpreis erzielen und dass Käufer:innen niedrigere Energiekosten im Vergleich zum Netzbezug erreichen. Der Preis am lokalen Energiemarkt p_t stellt sich somit zwischen der unteren Grenze des Marktpreises für die Einspeisung p_u und der oberen Grenze der Energiekosten bei Netzbezug p_o ein (Gleichung 7.1).

$$p_u \leq p_t \leq p_o \quad (7.1)$$

Die folgenden Annahmen basieren auf den Methoden zur Preisbildung von Dyngne et al. (2022) [73] und Cali und Çakir (2019) [50].

Die grundlegende Idee ist, dass das Verhältnis von angebotener PV-Energie und angefragtem Energiebedarf den Marktpreis bestimmt. Die angebotene PV-Energie $E_{PV,i,t}$ ist dabei die PV-Energie, die nach dem Eigenverbrauch im Haushalt i zum Zeitpunkt t überschüssig zur Verfügung steht. Der angefragte Energiebedarf $E_{Verbrauch,i,t}$ ist demgegenüber der Energiebedarf, der durch eigene PV-Energie nicht gedeckt werden kann. Das Angebots-Bedarfs-Verhältnis r_t zum Zeitpunkt t ergibt sich dann nach Gleichung 7.2

aus dem Quotienten der Summe der angebotenen PV-Energie $E_{PV,i,t}$ über alle Haushalte und der Summe des angefragten Energiebedarfs $E_{Verbrauch,i,t}$ über alle Haushalte.

$$r_t = \frac{\sum_i E_{PV,i,t}}{\sum_i E_{Verbrauch,i,t}} \quad (7.2)$$

Die Preisbildung erfolgt direkt aus dem Angebots-Bedarfs-Verhältnis r_t . Ist $r_t = 0$ gibt es keine überschüssige PV-Energie. Der elektrische Energiebedarf muss vollständig aus dem übergeordneten Netz bezogen werden. Bei sehr geringen PV-Überschüssen strebt der Marktpreis gegen die obere Preisgrenze p_o (Gleichung 7.3).

$$\lim_{r_t \rightarrow 0^+} p_t = p_o \quad (7.3)$$

Kann der lokal angefragte elektrische Energiebedarf fast vollständig durch überschüssige PV-Energie gedeckt werden, strebt r_t gegen 1. Der lokale Marktpreis strebt dann gegen die untere Preisgrenze p_u (Gleichung 7.4).

$$\lim_{r_t \rightarrow 1^-} p_t = p_u \quad (7.4)$$

Überschreitet die überschüssige PV-Energie den nachgefragten Energiebedarf $r_t > 1$, stellt sich ein lokaler Marktpreis ein, der der unteren Preisgrenze entspricht $p_t = p_u$. Der lokale Marktpreis wird in Abhängigkeit des Angebots-Bedarfs-Verhältnisses mittels Gleichung 7.5 berechnet.

$$p_t = \begin{cases} r_t \cdot p_u + (1 - r_t) \cdot p_o, & \text{für } r_t < 1 \\ p_u, & \text{für } r_t \geq 1 \end{cases} \quad (7.5)$$

Abbildung 7.3 zeigt die Entwicklung des Preises am lokalen Energiemarkt an einem Beispieltag in der Frühlingswoche. Abgebildet sind die Preise für Szenario 4w und 7w-H. Im Szenario 4w (ohne Batteriespeicher und flexible Verbraucher) bewegt sich der Preis in Zeiten geringer oder keiner PV-Energieerzeugung (abends, nachts und morgens) an der oberen Preisgrenze, während er tagsüber, wenn die PV-Energieerzeugung den elektrischen Energiebedarf überschreitet, auf die untere Preisgrenze fällt.

Szenario 7w-H beinhaltet die koordinierte Betriebsweise von Batteriespeichersystemen und flexiblen Verbrauchern. In der Nacht bewegt sich der Preis an der unteren Preisgrenze, da Batteriespeichersysteme im Niederspannungsnetz den elektrischen Energiebedarf vollständig decken. Erst kurz vor 6 Uhr springt der Preis auf seine obere Preisgrenze. Aufgrund der koordinierten Betriebsweise sind alle Batteriespeicher nahezu entladen. Die Batteriespeichersysteme sind nicht mehr in der Lage den elektrischen Energiebedarf vollständig zu decken und eine elektrische Energieerzeugung aus PV findet bisher nicht in ausreichendem Maße statt.

In den Morgen- und Abendstunden ist der Preis im Szenario 7w-H unterhalb des Preises

in Szenario 4w. Die zeitliche Verschiebung des Energiebedarfs durch Wärmepumpen und Elektroautos verringert die Energienachfrage morgens und abends und führt damit zu einem geringeren Preis. Tagsüber, bei hoher PV-Energieerzeugung, befindet sich der Preis in Szenario 7w-H ebenfalls an der unteren Preisgrenze.

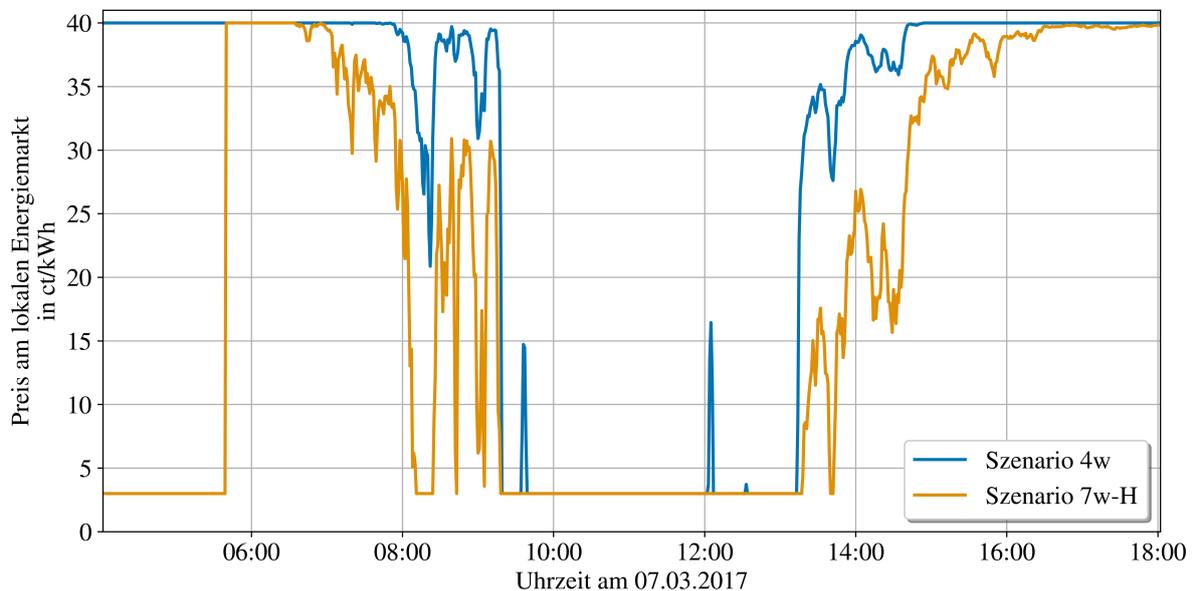


Abb. 7.3: Preisentwicklung am lokalen Energiemarkt für einen Beispieltag in der Frühlingswoche im Szenario 4w und 7w-H

7.2.3 Energiekosten und -erlöse

Annahmen zur Kosten- und Erlösstruktur von Energiemengen sind in Tabelle 7.1 gezeigt. Eingespeiste Reststrommengen werden mit dem Marktpreis am Großhandel vergütet. Da in dieser Untersuchung das Zielbild einer zukünftigen erneuerbaren Energieversorgung untersucht wird, wird davon ausgegangen, dass keine Vergütung nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) stattfindet. Die bezogenen Reststrommengen richten sich nach den aktuellen Bezugspreisen für private Haushalte und werden als statisch angenommen. Der Preis für gehandelte Energiemengen am lokalen Strommarkt ist von den eingespeisten und verbrauchten Energiemengen im Niederspannungsnetz abhängig und kann zwischen Marktpreis und Bezugspreis schwanken. Die genaue Berechnung ist in Abschnitt 7.2.2 dargestellt. Die Bereitstellung von Flexibilität wird mit einem Bonus vergütet. Die zeitliche Verschiebung innerhalb eines Haushalts hat Vorrang vor der zeitlichen Verschiebung innerhalb des Niederspannungsnetzes. Dieser Bonus ist unabhängig von der Flexibilitätstechnologie, um weder Batteriespeicher noch flexible Verbraucher zu bevorzugen. Die Kompensation für abgeregelte PV-Energie ist am niedrigsten, um Anreize für die Nutzung überschüssiger PV-Energie zu setzen.

Tab. 7.1: Annahmen zur Kosten- und Erlösstruktur von Energiemengen

Art	Beschreibung	Kosten /Erlöse	Anmerkung
Eingespeiste Reststrommengen	Marktpreis	3 ct/kWh	Eigene Annahme
Bezogene Reststrommengen	Bezugspreis	40 ct/kWh	nach [13]
Gehandelte Strommengen im Niederspannungsnetz	Dynamische Preisbildung	3-40 ct/kWh	Berechnung nach [73]
Bonus für Flexibilität die zeitlich verschoben wird	im NS-Netz im Haushalt	10 ct/kWh 3 ct/kWh	Eigene Annahme Eigene Annahme
Kompensation für abgeregelte Energiemengen	Verbrauch Erzeugung	0 ct/kWh 1 ct/kWh	Eigene Annahme Eigene Annahme

7.2.4 Investitions- und Betriebskosten

Eine Übersicht der Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten zeigt Tabelle 7.2. Im Zuge technologischer Weiterentwicklung und Skaleneffekte sind Endkundenpreise für Batteriespeichersysteme in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesunken. Allein von 2020 zu 2021 sind Batteriespeicherpreise um ca. 8 % gefallen [88]. Für Heimspeichersysteme lagen die durchschnittlichen Endkundenpreise im Jahr 2022 bei ca. 1.400 €/kWh für Systeme <5 kWh, bei ca. 1.000 €/kWh für Systeme von 5 bis 10 kWh und bei ca. 870 €/kWh für Systeme von 10 bis 30 kWh [88]. Zukünftig wird eine weitere Kostenreduktion erwartet [193, 53, 216, 118]. Die Untersuchungen in dieser Arbeit werden mit prognostizierten Batteriespeicherkosten für 2030 durchgeführt. Für Communityspeicher fallen die Speicherkosten geringer aus als für Heimspeichersysteme. Darüber hinaus ist zukünftig eine gesteigerte Lebensdauer der Batteriespeichersysteme zu erwarten [118].

Die Investitionskosten für Wärmespeicher sind von handelsüblichen Wärmespeichern für den Heimbereich abgeleitet. Diese Wärmespeicher sind technologisch ausgereift. Daher wird zukünftig keine nennenswerte Kostenreduktion erwartet [113].

Die Investitionskosten der Netzkomponenten wurden bereits in Abschnitt 3.2.3 ausführlich dargestellt.

Die Betriebskosten für alle Betriebsmittel werden mit 2%/a abgeschätzt. Der Eigenkapitalzinssatz von 5%/a für alle Betriebsmittel orientiert sich an dem für Elektrizitätsnetzbetreiber regulatorisch festgelegten Eigenkapitalzinssatz der Bundesnetzagentur [40].

Tab. 7.2: Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten von Batterie- und Wärmespeicher und Netzverstärkungskosten

Kostenart	Beschreibung	Kosten	Anmerkung
Batterie- speicher (Prognose)	Heimspeicher	500 €/kWh	nach [193, 118]
	Communityspeicher	300 €/kWh	nach [53, 118]
	Lebensdauer	20 Jahre	nach [118]
Wärme- speicher	Wärmespeicher	150 €/kWh	nach [125, 102]
	Lebensdauer	20 Jahre	Eigene Annahme
Netz- komponenten	Leitungen	80.000-100.000 €/km	nach [30]
	Transformator inkl. ONS	32.000-37.000 €	nach [177]
	Lebensdauer	30 Jahre	nach [2]
Die genaue Aufschlüsselung der Kosten ist in Abschnitt 3.2.3 dargestellt.			
Betriebskosten für alle Betriebsmittel		2 %/a	nach [53, 216]
Eigenkapitalzinssatz für alle Betriebsmittel		5 %/a	nach [40]

7.2.5 Netzentgelte

Netzentgelte sind ein Kostenbestandteil der Bezugskosten für elektrische Energie. Sie werden von den Netzbetreibern erhoben für die Netznutzung und Netzdurchleitung. Die Erhebung der Netzentgelte ist in §§20 EnWG und der StromNEV geregelt. Netzentgelte werden für die entnommene Energiemenge in €/MWh und der maximalen entnommenen Leistung in €/MW erhoben. Für Haushalte in der Niederspannung entfällt der Leistungspreis. Diese zahlen meist einen zusätzlichen Grundpreis.

Die Bundesnetzagentur sieht mit dem §14a EnWG die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten ab dem 01.01.2024 vor [42]. Die Netzentgelte, die in dieser Arbeit für die Niederspannungsebene erhoben werden, werden als statisch betrachtet. Netzentgelte werden unabhängig von der Übertragungsdistanz erhoben. Die Ermittlung der Netzentgelte wird durch die Regulierungsbehörden überprüft. Netzbetreiber können Kosten für Betrieb, Unterhaltung, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen für Netze geltend machen. Zusätzlich wird ein festgelegter Gewinn zugestanden, der Eigenkapitalzinssatz [40].

In dieser Arbeit werden zusätzliche Netzentgelte für den Betrieb des Niederspannungsnetzes veranschlagt. Sie werden auf die verbrauchten elektrischen Energiemengen umgelegt. Diese Netzentgelte werden erhoben, um

1. den Bonus für die Bereitstellung von Flexibilität durch Batteriespeichersysteme und flexible Verbraucher auszuzahlen,
2. die Kompensation für abgeregelte PV-Energiemengen zu zahlen,

3. Netzverstärkungsmaßnahmen zu refinanzieren und
4. eine Eigenkapitalverzinsung sicherzustellen.

Die Netzentgelte für Netzverstärkungsmaßnahmen (3.) und deren Eigenkapitalverzinsung (4.) treten nur in Szenario 4w-n auf. Dafür treten in diesem Szenario keine Bonuszahlungen für die Flexibilitätsbereitstellung (1.) oder die Kompensation für abgeregelte Energiemengen (2.) auf.

In dieser Arbeit werden zwei verschiedene Netzentgelte bei Netzverstärkungsmaßnahmen erhoben:

1. Lokal gehandelte Strommengen werden mit einem reduzierten Netzentgelt belastet. In diese lokalen Netzentgelte sind nur die Kosten für den Leitungsausbau innerhalb des Niederspannungsnetzes berücksichtigt. Kosten für Transformatorverstärkung fließen nicht ein, wodurch ein Anreiz für die lokale Verwendung elektrischer Energie geschaffen wird.
2. Energiemengen, die aus der Mittelspannungsebene bezogen werden, werden mit Kosten für Transformatorverstärkung und Leitungsausbaukosten belegt. Kosten für die Transformatorverstärkung werden vollständig auf diese Netzentgelte umgelegt.

Die Leitungsausbaukosten $C_{Leitung}$ werden anteilig nach dem Verhältnis a der lokal gehandelten Energiemengen zu den aus dem übergeordneten Netz bezogenen Energiemengen aufgeteilt. Dieses Verhältnis berechnet sich nach Gleichung 7.6, wobei E_{MV} die gesamte aus dem Mittelspannungsnetz bezogene Energiemenge und E_{LV} die im Niederspannungsnetz gehandelte Energie ist.

$$a = \frac{E_{MV}}{E_{LV} + E_{MV}} \quad (7.6)$$

Die Netzentgelte für die im Niederspannungsnetz gehandelten Energiemengen c_{LV} für Netzverstärkungsmaßnahmen berechnen sich nach Gleichung 7.7, wobei $C_{Leitung}$ die Leitungsausbaukosten sind.

$$c_{LV} = \frac{(1 - a)C_{Leitung}}{E_{LV}} \quad (7.7)$$

Die Netzentgelte für die aus der Mittelspannungsebene bezogenen Energiemengen c_{MV} für Netzverstärkungsmaßnahmen berechnen sich nach Gleichung 7.8, wobei C_{Trafo} die Transformatorausbaukosten C_{Trafo} sind.

$$c_{MV} = \frac{aC_{Leitung} + C_{Trafo}}{E_{MV}} \quad (7.8)$$

7.2.6 Bewertungskriterium: annualisierte Kosten und Erlöse

Die Wirtschaftlichkeit wird mithilfe der Annuitätenmethode bestimmt. Mit ihrer Hilfe lassen sich Investitionen unterschiedlicher Nutzungsdauer miteinander vergleichen. Dabei werden Kosten und Erlöse über die gesamte Nutzungsdauer aufgeteilt, wodurch sich ein jährlicher Zahlungsfluss ergibt. Ist dieser Zahlungsfluss und damit die Annuität positiv oder Null, so ist die Investition aus Anlageperspektive positiv zu bewerten. Das investierte Kapital inklusive des Eigenkapitalzinssatzes fließt vollständig zurück. Ist der Zahlungsfluss negativ, ist die Wirtschaftlichkeit der Investition nicht gegeben.

Die annualisierten Kosten und Erlöse setzen sich aus drei Bestandteilen zusammen:

1. Annualisierten Investitionskosten der Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Wärmespeicher und Netzkomponenten
2. Betriebskosten der Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Wärmespeicher und Netzkomponenten
3. Kosten und Erlöse aus Bezug, Einspeisung und Handel mit elektrischer Energie

Annualisierte Investitionskosten

Die Annuität a_{inv} für die Investitionskosten C_0 berechnet sich nach Gleichung 7.9.

$$a_{inv} = C_0 \cdot anf_{n,i} \quad (7.9)$$

Hierbei sind C_0 die Investitionskosten der jeweiligen Technologie, $anf_{n,i}$ der Annuitätenfaktor, i der Eigenkapitalzinssatz und n Nutzungsdauer der jeweiligen Technologie. Der Annuitätenfaktor $anf_{n,i}$ wird nach Gleichung 7.10 ermittelt.

$$anf_{n,i} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (7.10)$$

Beispielrechnung Für einen Heimspeicher mit Investitionskosten von $C_0 = 500 \text{ €/kWh}$, einem Eigenkapitalzinssatz $i = 5\%$ und einer Nutzungsdauer $n = 20$ Jahre ergibt sich ein Annuitätenfaktor $anf_{n,i}$ nach Gleichung 7.11.

$$anf_{n=20,i=0,05} = \frac{(1+0,05)^{20} \cdot 0,05}{(1+0,05)^{20} - 1} \approx 0,08 \quad (7.11)$$

Die Annuität a_{inv} der Investitionskosten des Batteriespeichersystems berechnet sich nach Gleichung 7.12.

$$a_{inv} = C_0 \cdot anf_{n=20,i=0,05} = 500 \text{ €/kWh} \cdot 0,08 = 40 \text{ €/kWh} \quad (7.12)$$

Um die Investitionskosten dieses Batteriespeichersystems bei einer Eigenkapitalverzinsung von 5 % über eine Nutzungsdauer von 20 Jahre zu decken, ist eine Annuität von 40 €/kWh erforderlich.

Betriebskosten

Die Betriebskosten für Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersysteme, Wärmespeicher und Netzkomponenten werden mit 2 % pro Jahr angenommen. Für das Batteriespeichersystem aus dem oben angeführten Beispiel ergeben sich die jährlichen Betriebskosten nach Gleichung 7.13.

$$C_{OPEX} = C_0 \cdot \frac{2\%/a}{100\%} = 500 \text{ €/kWh} \cdot \frac{2\%/a}{100\%} = 10 \text{ €/(kWh a)} \quad (7.13)$$

Energiekosten und Energieerlöse

Die auf die Kilowattstunde bezogenen Kosten und Erlöse der jeweiligen Energiemengen wurden in Tabelle 7.1 dargestellt. Diese Kosten und Erlöse werden mit den jeweiligen lokal gehandelten Energiemengen, den eingespeisten und bezogenen Energiemengen, den abgeregelten Energiemengen und den für Flexibilität bereitgestellten Energiemengen für jeden Haushalt multipliziert.

Da in der technischen Analyse vier repräsentative Beispielwochen untersucht wurden, werden die ermittelten Energiemengen auf das Jahr hochgerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich Eigenverbrauchsquoten, gehandelte Energiemengen und mit dem Mittelspannungsnetz ausgetauschte Energiemengen der vier untersuchten Wochen nicht maßgeblich von denen eines Jahres unterscheiden.

Die gesamten annualisierten Kosten und Erlöse ergeben sich aus der Summe der annualisierten Investitionskosten, den jährlichen Betriebskosten und den Kosten und Erlösen aus erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie.

7.3 Ergebnisse der Netzverstärkungsmaßnahmen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Netzverstärkungsmaßnahmen dargestellt. Das Vorgehen zu Netzverstärkungsmaßnahmen wurde in Abschnitt 3.2.3 beschrieben. Netzverstärkungsmaßnahmen umfassen die Strangaufftrennung und Verlegung neuer Leitung mit gleichem oder höherem Querschnitt und die Installation von Transformatoren mit höherer Nennleistung. Tabelle 7.3 zeigt die notwendigen Investitionskosten für Leitungen und Transformatoren in den untersuchten Netzen. Eine ausführliche Auflistung der Kosten ist im Anhang A.3 vorhanden.

Tab. 7.3: Übersicht der Investitionskosten für Netzverstärkungsmaßnahmen in der Niederspannungsebene in Szenario 4w-n

Netz	Investitions- kosten Leitungen in €	Investitions- kosten Transformator in €	Gesamte Investitions- kosten in €	Kosten bezogen auf Anzahl der Haushalte in €
Ländliches Netz 1	0	32.000	32.000	2.461
Ländliches Netz 2	111.037	111.000	222.037	2.242
Ländliches Netz 3	118.061	111.000	229.061	1.941
Suburbanes Netz 1	9.493	37.000	46.493	1.134
Suburbanes Netz 2	51.988	74.000	125.988	1.211

In allen untersuchten Netzen, bis auf das „ländliche Netz 1“, ist ein Leitungsausbau notwendig. Die höchsten Leitungsausbaukosten weisen die „ländlichen Netze 2 und 3“ auf. Zwar sind die längenbezogenen Ausbaukosten pro Kilometer in den ländlichen Netzen geringer als in den suburbanen Netzen, jedoch sind die Leitungslängen deutlich größer. In allen Netzen werden Transformatorverstärkungsmaßnahmen durchgeführt. Da die größte Transformatornennleistung auf 630 kVA begrenzt ist, werden in den Netzen bis zu drei Transformatoren parallel geschaltet, um die nötige Übertragungsleistung sicherzustellen.

Die Gesamtinvestitionskosten sind in den „ländlichen Netzen 2 und 3“ am größten. Sie verfügen über eine hohe Anzahl an Haushalten und vergleichsweise hohe PV-Anlagenleistungen. Allerdings sind bezogen auf die Anzahl der Haushalte im jeweiligen Netz die Kosten im „ländlichen Netz 1“ am größten. Zwar ist in diesem Netz kein Leitungsausbau notwendig und die Investitionskosten für die Transformatorverstärkung sind am geringsten, allerdings besitzt dieses Netz die geringste Anzahl an Haushalten.

7.4 Ergebnisse ausgewählter Betreiber:innenmodelle

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse vorgestellt. Das Szenario 4w gilt als Referenzszenario und wird mit den Lösungsszenarien verglichen. Die Lösungsszenarien unterscheiden sich nach Netzverstärkungsmaßnahmen (4w-n), nur Heimspeichersysteme (5w-H), nur flexible Verbraucher (6w), flexible Verbraucher und Heimspeicher (7w-H) und flexible Verbraucher und Communityspeicher am Ortsnetztransformator (7w-C). Die Wirtschaftlichkeit der Szenarien wird aus Sicht der Haushalte, des Netzbetreibers und im Fall von Szenario 7w-C der Betreiber:in des Communityspeichers bewertet.

In Abbildung 7.4 ist die Verteilung der verbrauchten und erzeugten elektrischen Energiemengen für die Szenarien 4w, 7w-H und 7w-C für das gesamte Jahr aller fünf untersuchten Netze dargestellt. Die Verteilung der verbrauchten und erzeugten elektrischen Energiemengen für alle Lösungsszenarien befinden sich im Anhang A.4.

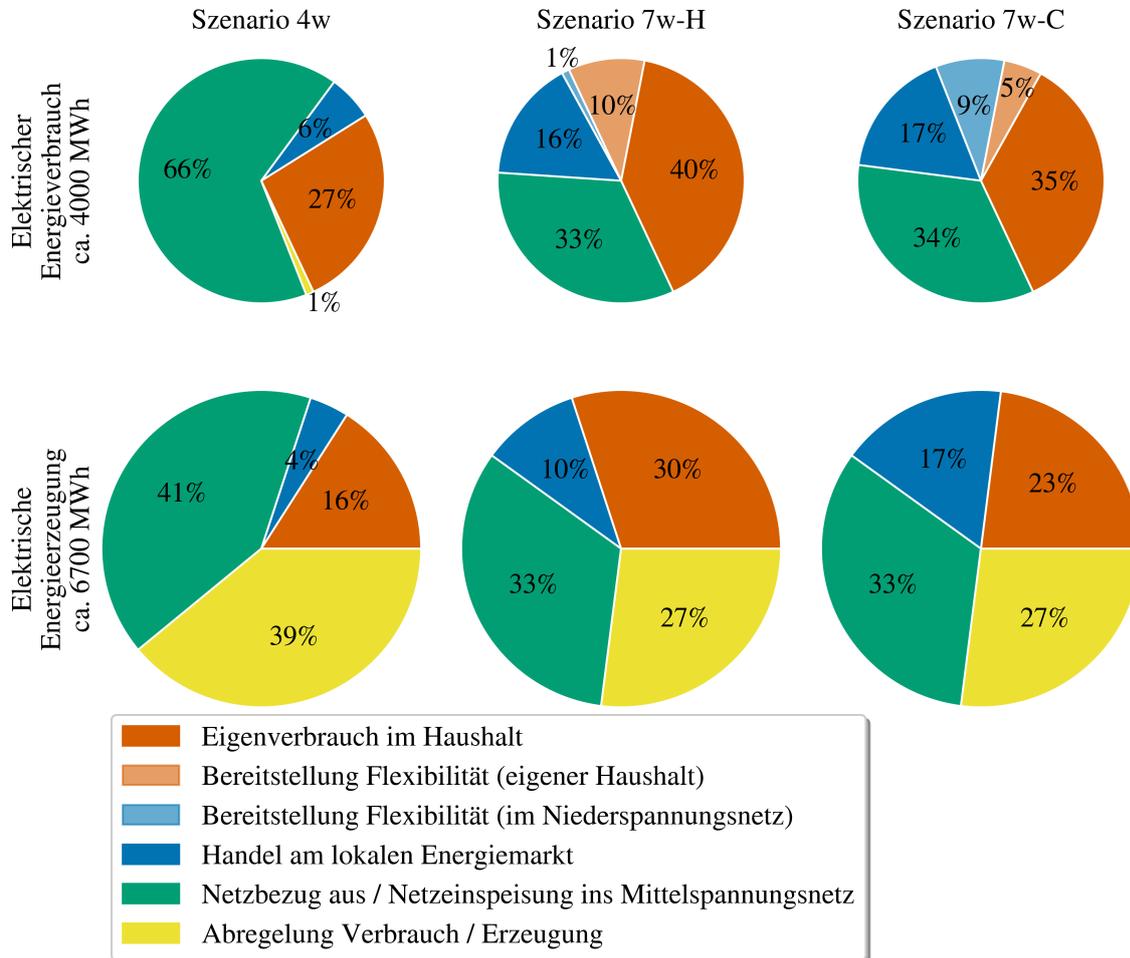


Abb. 7.4: Verbrauchte und erzeugte elektrische Energiemengen im Szenario 4w (links), 7w-H (mitte) und 7w-C (rechts) in allen Netzen. Diese Grafik wurde bereits in ähnlicher Form veröffentlicht in [178].

Mehr als 1,5-mal soviel elektrische Energie wird innerhalb der Niederspannungsnetze erzeugt als verbraucht. Allerdings weisen Erzeugung und Verbrauch saisonale und tageszeitliche Unterschiede auf, wie in Kapitel 5 ausgeführt. Vor allem die Überschüsse im Sommer können nicht vollständig vor Ort genutzt oder eingespeist werden, weswegen in Szenario 4w erhebliche Abregelungen ca. 39% notwendig sind. Trotz der hohen PV-Überschüsse in Szenario 4w sind die Niederspannungsnetze darauf angewiesen, 66% ihres elektrischen Energiebedarfs aus dem übergeordneten Netz zu beziehen.

In Szenario 7w-H lässt sich durch den Einsatz von Heimspeicher und flexiblen

Verbrauchseinrichtungen der Abregelungsbedarf der PV-Energie um um ca. ein Drittel reduzieren und der Energiebezug aus dem übergeordneten Netz halbieren. Der elektrische Energiebedarf lässt sich in Szenario 7w-H durchschnittlich zu 50 % durch die eigene PV-Anlage decken. Weitere 17 % können über den Handel am lokalen Energiemarkt gedeckt werden. 11 % dieses elektrischen Energiebedarfs wird als Flexibilität bereitgestellt. Diese Flexibilität wird entweder auf Haushaltsebene bereitgestellt, indem durch Heimspeicher, Wärmespeicher oder dem mobilen Batteriespeicher des Elektroautos PV-Erzeugungsspitzen innerhalb des Haushaltes zeitlich verschoben werden oder auf Niederspannungsebene, indem ein Haushalt die überschüssige PV-Energie eines anderen Haushalts aufnimmt, um eine Überlastung der Netzbetriebsmittel zu vermeiden.

Der Einsatz eines Communityspeichers (Szenario 7w-C) führt zu ähnlich hohem PV-Abregelungsbedarf, Netzbezug und Netzeinspeisung, wie der Einsatz von Heimspeichern im Szenario 7w-H. Allerdings erhöht sich durch die Communityspeicher der Handel am lokalen Energiemarkt. Der Handel elektrisch erzeugter Energie steigt um ca. 7 Prozentpunkte, was einer zusätzlichen Verbrauchsdeckung von 9 Prozentpunkte durch den lokalen Energiemarkt entspricht. Die Bereitstellung von Flexibilität erhöht sich durch den Communityspeicher leicht um ca. 3 Prozentpunkte.

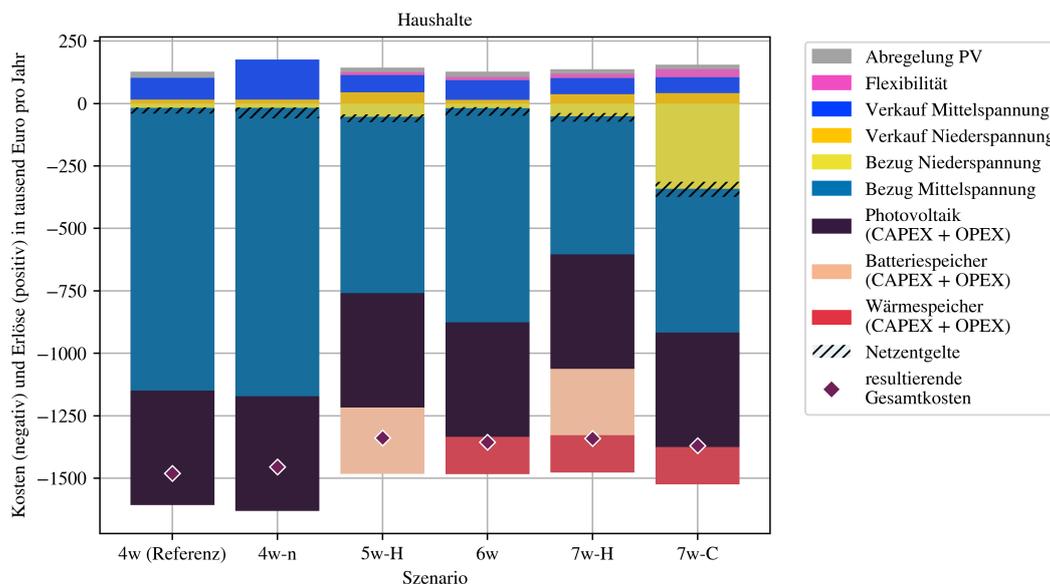


Abb. 7.5: Kosten (negativ) und Erlöse (positiv) der Haushalte für die wirtschaftlichen Szenarien

Abbildung 7.5 zeigt die Kosten und Erlöse pro Jahr aller Haushalte in allen untersuchten Netzen. In den Szenarien 4w und 4w-n sind die Kosten am höchsten und setzen sich aus den Netzbezugskosten und den Investitions- und Betriebskosten der Photovoltaikanlagen zusammen. In den Lösungsszenarien 5w-H, 6w, 7w-H und 7w-C fallen die jährlichen Kosten geringer aus. Insbesondere die Netzbezugskosten können durch einen geringeren Bezug elektrischer Energie aus dem übergeordneten Netz deutlich reduziert

werden. Allerdings fallen dafür zusätzliche Investitions- und Betriebskosten für Batteriespeichersysteme und Wärmespeicher an. Im Szenario 7w-C mit Communityspeicher sind die Energiekosten für lokal gehandelter Energiemengen deutlich höher, da größere Energiemengen durch den Einsatz des Communityspeichers gehandelt werden.

Die Erlöse sind im Szenario 4w-n am größten, da aufgrund der Netzverstärkungsmaßnahmen die gesamte überschüssige PV-Energie in das übergeordnete Netz eingespeist wird. Allerdings weist dieses Szenario deutlich höhere Netzentgelte auf als Szenario 4w. Die gesamten Erlöse aller Szenarien liegen deutlich unterhalb der Kosten.

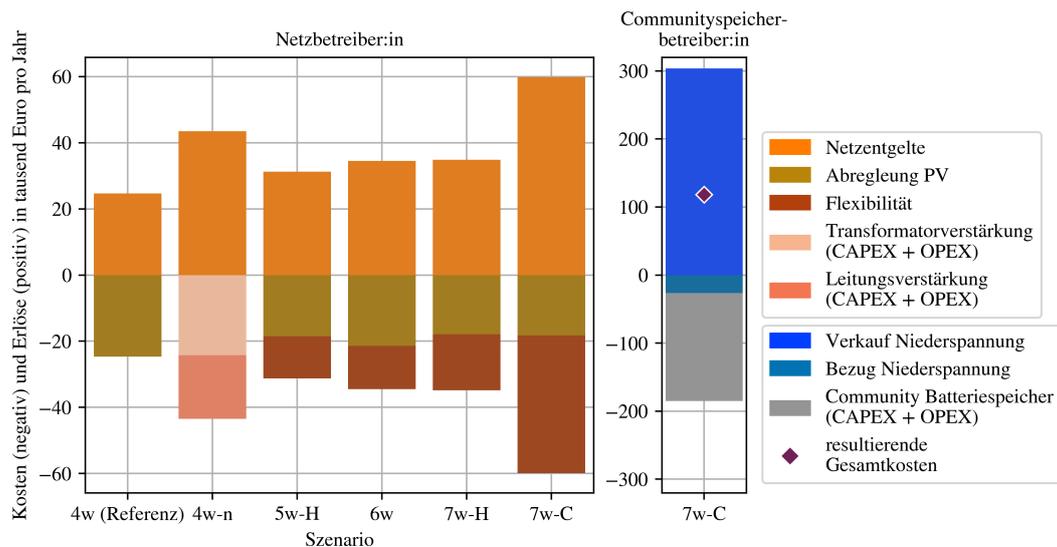


Abb. 7.6: Kosten (negativ) und Erlöse (positiv) der Netzbetreiber:in (links) und der Betreiber:in des Communityspeichers (rechts) für die wirtschaftlichen Szenarien

Für die Betreiber:innen des Netzes und des Communityspeichers sind die Kosten und Erlöse in Abbildung 7.6 dargestellt. Aufgrund des regulierten Netzbetriebs werden die Kosten des Netzbetriebs auf die Netzentgelte umgelegt. Durch das Umlegen der Kosten auf die Netzentgelte entsteht für die Betreiber:innen der Netze kein zusätzliches Risiko in den Szenarien. Die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung ist in den Kosten enthalten.

Für die Betreiber:innen des Communityspeichers zeigt sich, dass die Erlöse aus dem Verkauf der eingespeicherten elektrischen Energie am lokalen Energiemarkt die Kosten für den Einkauf der Energie und die Investitions- und Betriebskosten des Communityspeichers übersteigen. Obwohl die Betreiber:innen des Communityspeichers mehr Energie einkaufen müssen, um die Speicherverluste auszugleichen, als sie verkaufen, erzielen sie höhere Einnahmen. Diese höheren Einnahmen werden durch den Unterschied zwischen niedrigem Einkaufspreis (bei hoher PV-Energieerzeugung und niedrigem Verbrauch) und

hohem Verkaufspreis (bei niedriger PV-Energieerzeugung und hohem Verbrauch) erzielt.

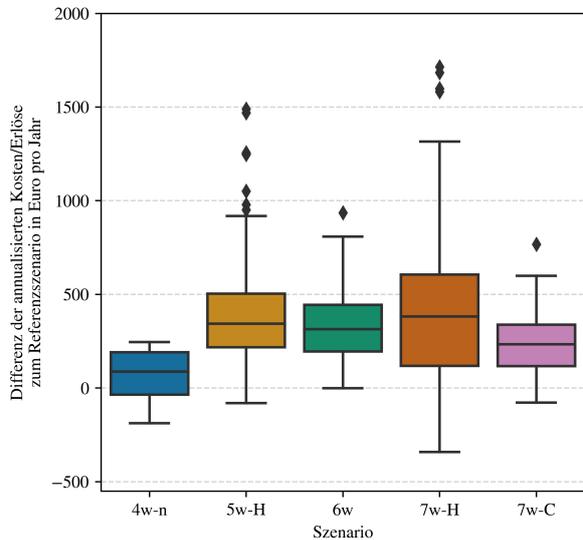


Abb. 7.7: Differenz der annualisierten Kosten (negativ) und Erlöse (positiv) zum Referenzszenario 4w. Ein Balken beinhaltet alle Haushalte aller untersuchter Netze.

Minderheit an Haushalten (<25%), die im Vergleich zum Szenario 4w schlechter abschneiden. Diese Haushalte besitzen, im Fall der Heimspeicherszenarien, einen vergleichsweise großen Batteriespeicher bei verhältnismäßig geringem Energieverbrauch. Nur im Szenario 6w profitieren alle Haushalte gegenüber dem Szenario 4w.

Das Szenario 7w-H weist die größte Varianz auf im Vergleich zu anderen Szenarien. Die Auslegung der Größe der Batteriespeichersysteme und Wärmespeicher auf die installierte PV-Anlagenleistung und den Energieverbrauch ist dabei relevant. Die vergleichsweise hohen Investitionskosten müssen durch eine gute Ausnutzung der Speichersysteme kompensiert werden. Eine gute Ausnutzung ist durch eine angepasste Dimensionierung zu erreichen.

Der Einsatz eines Communityspeichers (Szenario 7w-C) führt zu einem geringeren Median der Erlöse als bei Heimspeicher (Szenario 7w-H). Allerdings ist Spannweite der Kosten und Erlöse beim Communityspeicher deutlich geringer. Damit führen Communityspeicher zu einem ökonomischen Dämpfungseffekt.

In Abbildung 7.7 ist die Differenz der annualisierten Kosten und Erlöse zum Referenzszenario 4w für die untersuchten Szenarien gezeigt. Jeder der Balken enthält alle Haushalte aller fünf Netze. Alle Lösungsszenarien erreichen im Median eine Verbesserung der Kosten und Erlöse gegenüber dem Referenzszenario, wobei im Netzverstärkungsszenario 4w-n die Verbesserung am geringsten ist. Allerdings profitieren nicht alle Haushalte. Im Netzverstärkungsszenario 4w-n schneiden mehr als 25% der Haushalte schlechter ab, als im Szenario 4w. Diese Haushalte zahlen zwar höhere Netzentgelte für die zusätzlichen Netzverstärkungsmaßnahmen. Allerdings profitieren sie nicht im gleichen Maße davon, da sie über vergleichsweise geringe PV-Anlagenleistungen verfügen und damit nur geringfügig mehr elektrische Energie ins übergeordnete Netz einspeisen können.

In allen Szenarien mit Batteriespeichern (5w-H, 7w-H und 7w-C) gibt es eine

Die Art des Niederspannungsnetzes beeinflusst die Kosten und Erlöse der Haushalte. Abbildung 7.8 zeigt die Differenz der annualisierten Kosten und Erlöse für alle fünf untersuchten Netze. Es sind deutliche Unterschiede zwischen den „ländlichen Netzen 2 und 3“ und den anderen drei Netzen zu erkennen. Alle Haushalte im „ländlichen Netzen 2 und 3“ profitieren von den Netzverstärkungsmaßnahmen in Szenario 4w-n. Diese beiden Netze weisen eine vergleichsweise geringe Transformatorleistung bei einer hohen Anzahl an Haushalten mit hoher PV-Anlagenleistung auf. Da in Szenario 4w die PV-Abregelungsverluste sehr hoch sind (zum Teil über 50%), werden im Szenario 4w-n diese Abregelungsverluste vermieden und große Mengen an PV-Energie eingespeist. Die daraus generierten Erlöse kompensieren die höheren Netzentgelte. In den anderen drei Netzen schneiden nahezu alle Haushalte schlechter ab, da die in Szenario 4w abgeregelten PV-Energiemengen vergleichsweise gering sind und der Erlös der zusätzlichen Einspeisung die Netzverstärkungsmaßnahmen für die Mehrzahl der Haushalte nicht ausgleicht.

Der Großteil der Haushalte erzielt in den Szenarien 5w-H, 6w, 7w-H und 7w-C eine bessere Wirtschaftlichkeit als im Referenzszenario 4w. In den „ländlichen Netzen 2 und 3“ ist die Varianz höher als in den übrigen Netzen. Besonders das Heimspeicherszenario 7w-H weist in diesen zwei Netzen die größte Varianz auf.

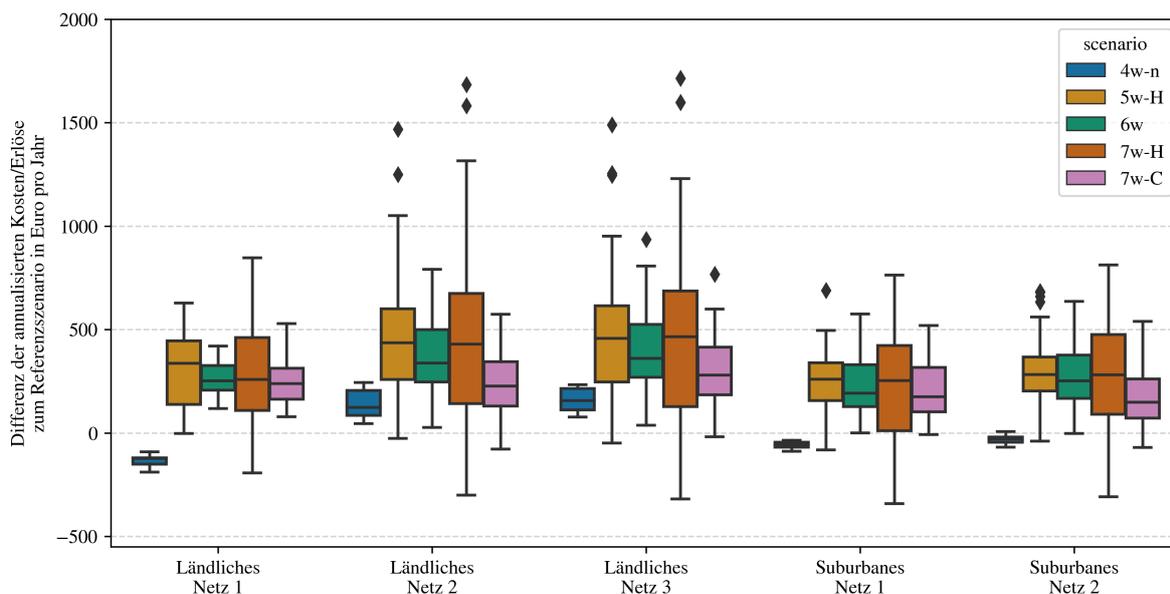


Abb. 7.8: Differenz der annualisierten Kosten (negativ) und Erlöse (positiv) zum Referenzszenario 4w aufgeteilt nach den untersuchten Netzen

7.5 Diskussion

In diesem Kapitel wurde der Einsatz von Heim- und Communityspeicher in Niederspannungsnetzen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten analysiert. Dabei wurden die Batteriespeichersysteme in unterschiedlichen Anwendungsfällen eingesetzt. Neben der Eigenverbrauchsoptimierung wurden sie für den Handel im lokalen Energiemarkt und zur Bereitstellung von Flexibilität verwendet. Die Betriebsweise der Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos erfolgt dabei regelbasiert, wie in den vorangegangenen Kapiteln 5 und 6 beschrieben. Diese Betriebsweise stellt keinen kostenoptimierten Betrieb dar, sondern richtet sich nach den technischen Gegebenheiten der Energieerzeugung und des Energiebedarfs im Niederspannungsnetz. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz von Batteriespeichersystemen und einer flexiblen Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten für Haushalte und Betreiber:innen des Niederspannungsnetzes oder eines Communityspeichers sinnvoll ist.

Zwei Einflussfaktoren sind für die Wirtschaftlichkeit relevant: die Investitionskosten für Batteriespeichersysteme und die Vermeidung von Energiekosten durch Netzbezug. In dieser Arbeit werden prognostizierte Batteriespeicherkosten von 500 €/kWh für Heimspeicher angenommen. Die vermiedenen Netzbezugskosten, sowie die zusätzlichen Erlöse durch den Handel am lokalen Energiemarkt und die Erlöse durch die Bereitstellung von Flexibilität kompensieren die Investitions- und Betriebskosten für die meisten Haushalte. Dadurch ist für einen Großteil der Haushalte die Anschaffung eines Batteriespeichersystems wirtschaftlich sinnvoll. Das deckt sich mit anderen Studien, wonach ein wirtschaftlicher Betrieb bei Investitionskosten unter 900 €/kWh [142] oder 640 €/kWh [93] erreicht wird. Die Reduktion der Investitionskosten auf 500 €/kWh ist eine vergleichsweise moderate Annahme. Andere Studien ermitteln eine stärkere Reduktion der Systempreise für Heimspeichersysteme von 280-400 USD [193] oder 300 €/kWh [127]. Mit aktuellen Batteriespeicherpreisen (für 2023) ist diese Wirtschaftlichkeit nicht zu erreichen. Sinkende Batteriespeicherpreise sind somit ein wichtiger Treiber für den dezentralen Ausbau von Batteriespeichersystemen.

Der zweite bedeutende Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit sind vermiedene Energiekosten durch Netzbezug. Mit Batteriespeichersystemen und einer flexiblen Fahrweise von Wärmepumpen und Elektroautos kann der Netzbezug von elektrischer Energie halbiert werden. Diese Reduktion stellt eine große Einsparung dar, da Netzbezugskosten einen großen Anteil der gesamten Energiekosten ausmachen. Preissteigerungen der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Andere Studien gehen von Steigerungen des Energiebezugspreises von 2-2,5%/a [142, 128] aus. Höhere Preise für den Netzbezug erhöhen den wirtschaftlichen Anreiz, die aus dem Netz bezogene Energie zu reduzieren, was für die Anschaffung eines Batteriespeichersystems oder der Flexibilisierung des elektrischen Energiebedarfs spricht. In dieser Arbeit werden ausschließlich statische Netzbezugspreise verwendet. Die Einführung variabler Netzbezugspreise kann zu weiteren Kostenersparnissen für Haushalte führen [249].

Durch die Einspeisung von elektrischer Energie ins Mittelspannungsnetz, die Bereitstellung von Flexibilität und den Handel am lokalen Energiemarkt werden zusätzliche Erlöse generiert. Allerdings sind diese deutlich geringer als die Einsparungen durch verringerten Netzbezug. Mit Batteriespeichersystemen werden mit Heimspeicher ca. 17 % und mit Communityspeicher ca. 26 % des Energiebedarfs am lokalen Energiemarkt gehandelt. Gehandelte Energiemengen von 10-35 % wurden in einer weiteren Studie [81] ermittelt und decken sich somit mit den Ergebnissen.

Das Szenario 7w-C zeigt eine sehr hohe Gewinnmarge für die Betreiber:innen des Communityspeichers. Dieses Szenario stellt einen Extremfall dar, da zwar die gesamten nutzbaren Dachflächen mit PV-Anlagen belegt sind und damit eine sehr große Menge PV-Energie erzeugt wird, allerdings keiner der Haushalte einen eigenen stationären Batteriespeicher besitzt. Die Profitabilität des Communityspeichers würde sich verringern, wenn eine geringere PV-Anlagenleistung installiert wäre und damit weniger PV-Energie lokal gehandelt werden kann oder bei einer höheren Durchdringung von Heimspeichersystemen.

Communityspeicher gelten oftmals als vorteilhaft, da sie zu einer besseren Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität führen und damit ein höherer Autarkiegrad erreicht werden kann als bei Heimspeichersystemen (4 % [136]). Diese Aussage kann in dieser Arbeit nicht bestätigt werden. Durch die kommunikationstechnische Verbindung der Haushalte und dem lokalen Energiemarkt werden Überschüsse zunächst in der Nachbarschaft gespeichert oder verbraucht, bevor sie ins überlagerte Netz eingespeist werden. Durch dieses vernetzte Energiemanagement innerhalb des Niederspannungsnetzes erreichen Heimspeichersysteme und Communityspeichersysteme einen ähnlichen Autarkiegrad des Niederspannungsnetzes und damit eine ähnliche Ausnutzung.

Eine geringe Anzahl von Haushalten profitiert nicht vom Einsatz der Batteriespeichersysteme und der flexiblen Fahrweise von Wärmepumpen und Elektroautos. Diese Haushalte besitzen vergleichsweise hohe Batteriespeicherkapazitäten bei verhältnismäßig geringem Energiebedarf. In dieser Arbeit wurde die Batteriespeicherkapazität anhand der installierten PV-Anlagenleistung dimensioniert. Diese Methode ergibt lediglich einen Richtwert. Es wird empfohlen, zusätzlich zu der installierten PV-Leistung auch den elektrischen Energieverbrauch in der Auslegung heranzuziehen, was die Gefahr einer Überdimensionierung der Batteriespeicherkapazität verringert [163]. Die Zunahme von Wärmepumpen und Elektroautos führen allerdings momentan schon zu höheren installierten Batteriespeicherkapazitäten [90]. Darüber hinaus können neue Geschäftsmodelle wie die Bereitstellung von Flexibilität und dem Handel am lokalen Energiemarkt die Dimensionierung von Batteriespeichersystemen beeinflussen.

Gleichzeitig sollte der regulatorische Rahmen so gesteckt sein, dass der Einsatz von Batteriespeichersystemen angereizt wird. Batteriespeicherbetreiber:innen, die Flexibilität für das Netz bereitstellen und durch ihren Batteriespeicher zur Preisreduktion am lokalen Energiemarkt teilnehmen, sollten keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden.

7.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde die dritte Forschungsfrage analysiert, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen als Alternative zum konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen befasst. Es zeigt sich, dass eine Netzverstärkung, die auf die maximalen Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen im Jahr ausgelegt ist, zu sehr hohen Investitionskosten führt. In einem Teil der Netze sind Haushalte aufgrund der höheren Netzentgelte wirtschaftlich schlechter gestellt als ohne Netzverstärkung, trotz der hohen Abregelungsverlusten von PV-Energie.

Der Einsatz von Batteriespeichersystemen und eine flexible Fahrweise von Wärmepumpen und Elektroautos reduzieren die Energiekosten für den Großteil der Haushalte deutlich. Investitions- und Betriebskosten von Batteriespeichersystemen und Wärmespeichern werden durch vermiedene Netzbezugskosten, Erlöse durch Flexibilitätsbereitstellung und Erlöse durch verringerte Energiepreise am lokalen Energiemarkt für die Mehrzahl der Haushalte kompensiert. Betreiber:innen von Netzen und Communityspeicher profitieren ebenfalls von neuen Geschäftsmodellen.

Eine geringe Anzahl von Haushalten erleidet mit Batteriespeichersysteme einen wirtschaftlichen Nachteil. Angepasste Dimensionierungsrichtlinien für Batteriespeichersysteme und ein regulatorischer Rahmen, der die Anschaffung von Batteriespeichersystemen unterstützt, können der Schlüssel sein, den Ausbau von Batteriespeicher auf lokaler Ebene voranzubringen.

Batteriespeichersysteme und eine flexible Betriebsweise von Wärmepumpen und Elektroautos stellen eine wirtschaftliche Ergänzung zum konventionellen Netzausbau dar. Sie können die Abregelung von PV-Energie nicht vollständig vermeiden. Darüber hinaus sollte die Planung elektrischer Energienetze nicht die vollständige Vermeidung der Abregelung von PV-Energie zum Ziel setzen. Eine geringe Abregelung zu akzeptieren, kann Netzausbaukosten reduzieren und sich wirtschaftlich positiv auswirken.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist der Ausbau von Batteriespeichersystemen auf lokaler Ebene sinnvoll. Die Erschließung neuer Geschäftsmodelle und die Digitalisierung zur Umsetzung dieser Geschäftsmodelle sind dabei ein Schlüssel, die Energiewende auf lokaler Ebene erfolgreich umzusetzen und Menschen daran wirtschaftlich teilhaben zu lassen.

8 Einflussfaktoren für den Ausbau stationärer Batteriespeichersysteme

Batteriespeichersysteme liefern unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkt einen relevanten Mehrwert in Niederspannungsnetzen. Das ist das Ergebnis der Kapitel 5 bis 7. Ohne Gegenmaßnahme sind Niederspannungsnetze zukünftig starken Belastungen durch eine steigende Anzahl an Photovoltaikanlagen, Elektroautos und Wärmepumpen ausgesetzt. Diese Belastungen können zur Überlastung von Leitungen und Transformatoren und zu Spannungsbandverletzungen führen und den sicheren Betrieb der Niederspannungsnetze gefährden. Batteriespeichersysteme sind in der Lage, diesen Überlastungen entgegenzuwirken. Sie reduzieren Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen, indem sie Flexibilität bereitstellen. Darüber hinaus stärken sie die Versorgung vor Ort und steigern den lokalen Handel erneuerbarer Energie. Durch neue Erlöswege, wie der Flexibilitätsbereitstellung oder dem lokalen Energiehandel, wird die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersysteme erhöht. Ein großer Teil der Heimspeicherbetreiber:innen profitiert von der Anschaffung. Für Betreiber:innen eines Communityspeichers ist der Einsatz im lokalen Energiemarkt und die Bereitstellung von Flexibilität wirtschaftlich attraktiv.

In Deutschland verzeichnen Batteriespeichersysteme ein exponentielles Marktwachstum. Die Anzahl von installierten Heimspeichersystemen hat sich allein innerhalb von zwei Jahren (2021 und 2022) mehr als verdoppelt [89]. Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023 sieht im Jahr 2037 eine fünfzigmal höhere installierte PV-Batteriespeicherleistung vor im Vergleich zum Jahr 2021 [104].

Die zunehmende Anzahl stationärer Batteriespeichersysteme der vergangenen Jahre garantiert allerdings nicht per se einen starken Ausbau in der Zukunft. Ein Beispiel hierfür ist der Ausbau von Photovoltaik in Deutschland, der bis 2012 ein hohes Wachstum verzeichnete. Durch eine starke politische Reglementierung der PV-Ausbauzahlen schrumpfte die jährliche installierte Leistung innerhalb von zwei Jahren (2012-2014) auf ein Viertel [168] und die Zahl der Beschäftigten in der PV-Branche in Deutschland sank auf ein Drittel [36].

Um weiterhin hohe Ausbauraten für Batteriespeichersysteme sicherzustellen, ist es daher wichtig, die Einflussfaktoren auf den Batteriespeicherausbau zu kennen und deren Wirkungsweise besser zu verstehen. In diesem Kapitel wird die Forschungsfrage nach den Einflussfaktoren untersucht: „Welche Faktoren beeinflussen in welchem Maße den Ausbau von Batteriespeichersystemen in Deutschland?“. Mittels einer Literaturrecherche und eines Expert:innen-Workshops werden Einflussfaktoren identifiziert, die auf den

Ausbau von Batteriespeichersystemen einwirken. Die Einflussfaktoren beziehen sich dabei ausschließlich auf stationäre Batteriespeichersysteme, die in der Niederspannungsebene installiert werden können. Dazu zählen Heimspeichersysteme und Communityspeicher¹.

Abschnitt 8.1 gibt einen Überblick über Einflussfaktoren, die in der Literatur behandelt werden. In Abschnitt 8.2 wird der theoretische Hintergrund und das Vorgehen des Expert:innen-Workshops beschrieben. Die Ergebnisse des Workshops werden in Abschnitt 8.3 ausgewertet, in Abschnitt 8.4 erfolgt eine methodische Reflexion und in Abschnitt 8.5 werden die Ergebnisse zusammengefasst.

8.1 Stand der Forschung

In diesem Abschnitt wird der Stand der Forschung zu Einflussfaktoren auf den Ausbau stationärer Batteriespeicher dargestellt. Die angeführte Literatur wird eine Einordnung der Workshopergebnisse ermöglichen. Tabelle 8.1 zeigt eine Übersicht von Studien, die den Einfluss verschiedener Faktoren auf den Ausbau von Batteriespeichern analysieren.

Aus diesen Studien lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

1. Das Spektrum an Einflussfaktoren ist vielfältig:
 - sozial und kulturell: wie die Motivation für die Anschaffung und die Akzeptanz für Heim- und Communityspeicher
 - wirtschaftlich: wie Investitionskosten und Investitionsrisiko
 - technologisch: wie technologische Reife bei Alterungsmechanismen
 - regulatorisch: Definition, Belastungen durch Umlagen und Abgaben
 - Verfügbarkeit: Materialien und Lieferketten
2. Einflussfaktoren können von anderen Einflussfaktoren abhängen und sind nicht isoliert voneinander zu betrachten. Beispielsweise können Störungen in den Lieferketten kritischer Materialien zu Engpässen in der Versorgung und damit zu steigenden Batteriespeicherpreisen führen.

¹Diese Einschränkung wurde vorgenommen, da für mobile Batteriespeicher in Elektroautos, Großbatteriespeicher oder andere Speichertechnologien unterschiedliche Einflussfaktoren existieren, die unterschiedlich stark bewertet werden können. Darüber hinaus liegt der Fokus der vorangegangenen Kapitel auf stationären Batteriespeichern in der Niederspannungsebene.

Tab. 8.1: Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 1)

Literatur	Beschreibung der Einflussfaktoren
Figgenger et al. (2018) [87]	nennen Versorgungssicherheit, Beitrag zur Energiewende und Absicherung gegenüber steigenden Strompreisen die Hauptmotivation für die Anschaffung eines Heimspeichers.
Hoffmann et al. (2018) [74]	untersuchen die Akzeptanz von Speicherdienstleistung für Communityspeicher. Sie kommen zum Ergebnis, dass die Akzeptanz für Energiespeicher generell hoch ist, jedoch können die Einbindung der Bewohner:innen in die konkrete Ausgestaltung die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit und die Identifikation mit Speichern positiv beeinflussen und die Akzeptanz und Motivation stärken. Darüber hinaus werden als Hauptmotive für einen Communityspeicher der finanzielle Vorteil, der Beitrag zur Energiewende und der Gemeinschaftsaspekt genannt.
Sanchez et al. (2022) [188]	führen Analysen zum Einfluss von Energiespeichern auf ökonomische und soziale Effekte in verschiedenen Regionen in Spanien durch. Sie kommen zu dem Schluss, dass neben ökonomischen Faktoren ebenfalls soziale Faktoren in die Planung und Investitionsentscheidung von Energiesystemen einbezogen werden sollten.
Sibilla et al. (2023) [197]	betonen die Relevanz sozialer Aspekte , um den Energiespeicherausbau zu skalieren. Daher plädieren sie dafür, soziale Aspekte beim Ausbau der Energiespeicherinfrastruktur stärker zu berücksichtigen. Besonderer Fokus sollte auf der Wahrnehmung, Beteiligung und Zusammenarbeit der Bürger:innen liegen.
Aretz et al. (2017) [5]	führen eine Prosumer-Potentialstudie für Nordrhein-Westfalen durch und beschreiben das Investitionsrisiko durch lange Amortisationszeiten, die nahe der Nutzungsdauer liegen können, als Hemmnis für Heimspeicher. Sie gehen darauf ein, dass eine netz- und systemdienliche Betriebsweise neue Geschäftsmodelle ermöglicht und das Investitionsrisiko dadurch gesenkt werden kann.
BMWi (2022) [35]	Die vom BMWi in Auftrag gegebene Studie kommt zu dem Schluss, dass die Entwicklung der Kosten von Energiespeichern maßgeblich von der Marktgröße und den Skaleneffekten in der Produktion abhängen. Sie gehen von einer weiteren Kostendegradation aus. Durch verbesserte kommunikationstechnische Anbindung können neue Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle erschlossen werden.

Tab. 8.2: Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 2)

Collath et al. (2022) [54]	liefern einen Literaturüberblick über Alterungsmechanismen bei Batteriespeichersystemen. Alterung wird als ein wichtiger Aspekt für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen beschrieben.
Jowitt et al. (2020) [126]	untersuchen die zukünftige Verfügbarkeit von nicht erneuerbaren Metallressourcen und den Einfluss von Umwelt-, Sozial- und Governance-Konflikten auf die Metallproduktion. Sie kommen zum Schluss, dass vor allem Umwelt-, Sozial- und Governance-Faktoren ein Risiko für die Verfügbarkeit darstellen und weniger die verfügbaren Vorkommen an sich.
Rodby (2022) [184]	beschreibt Kosten und Materialien als große Hürden beim Ausbau von Speichern in den USA. Ein wesentlicher Faktor sind kleine und konzentrierte Lieferketten von kritischen Materialien, die zu hohen Kosten führen.
Salima et al. (2019) [185]	bieten eine Literaturübersicht zum End-of-Life-Management von PV-Komponenten und Batteriespeichersystemen. Verschiedene ökonomische, soziale, umweltrelevante und infrastrukturelle Treiber und Hürden werden dargestellt. Ein geeignetes End-of-Life-Management wird als wichtig angesehen, um negative Umwelteinflüsse zu reduzieren und den Bedarf an Materialien zu verringern.
Koese et al. (2022) [137]	führen eine soziale Lebenszyklusbewertung von Lithium-Ionen-Batterien und Vanadium-Redox-Flow Batterien für Deutschland und China durch. Sie ermitteln, dass das größte soziale Risiko im Lebenszyklus einer Batterie in der Rohstoffgewinnung liegt, wobei dies in Deutschland vorwiegend die Instandhaltung und Wartung betrifft.
Schauf et al. (2023) [190]	untersuchen die Dynamik von Endkundenpreisen für Batteriespeichersysteme. Sie kommen zum Ergebnis, dass insbesondere für das Marktsegment kleiner Batteriespeicher ein höherer Wettbewerb unter den Installationsfirmen zu geringeren Endkundenpreisen führen. Dieser Wettbewerb würde ebenfalls zu einer größeren Marktdurchdringung führen.

Tab. 8.3: Übersicht über Einflussfaktoren in der Literatur (Teil 3)

Para et al. (2022) [165]	führen eine rechtliche und techno-ökonomische Analyse des regulatorischen Rahmens der EU durch. Als Schlüsselfaktoren für den regulatorischen Rahmen nennen sie 1. eine Definition von Speicher , 2. den Besitz und Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber:innen, 3. Erhöhung der Wirtschaftlichkeit durch multi-use Anwendungen (Benefit stacking) und 4. eine Ausbreitung von behind-the-meter Anwendungen durch den Wegfall von Doppelbelastung von Speichern und sinkenden Investitionskosten .
Wrede (2022) [240]	plädiert, um das Potenzial von Stromspeichern zu heben, für eine eigenständige Rolle von Speichern im Energierecht , den Wegfall der Doppelbelastung von Speichern , Befreiung von Netznutzungsentgelten und Baukostenzuschüssen , sowie die Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips für Energiespeicher im Erneuerbaren-Energien-Gesetz.
Gährs et al. (2020) [105]	untersuchen Anforderungen von Stakeholdern und den regulatorischen Rahmen für Communityspeicher in Deutschland. Sie kommen zum Schluss, dass der Ausbau von Communityspeichern dann gelingt, wenn ein multi-use Betrieb durchgeführt wird, um die Nutzung des Speichers zu erhöhen. Darüber hinaus führen sie an, dass eine der größten Hürden für Communityspeicher, neben einer sehr komplexen Regulatorik , eine fehlende rechtliche Definition ist.
SolarPower Europe (2020) [198]	nennen in ihrem Marktausblick für Heimspeicher die Investitionskosten als wichtigen Einflussfaktor. Darüber hinaus wird ein Wachstum des Heimspeichermarktes in Ländern beobachtet, die einen positiven Förderrahmen für PV-Systeme im Heimbereich besitzen. Als weiteren Treiber wird beispielhaft die Tarifstruktur in UK angeführt. Die Einführung eines time-of-use Tarifsystems hat zum Wachsen des Heimspeichermarktes geführt.

Bisherige Studien haben entweder einzelne Einflussfaktoren auf den Ausbau von Batteriespeichern untersucht oder nur eine begrenzte Anzahl davon berücksichtigt. Es konnten keine Forschungsarbeiten gefunden werden, die eine umfassende Übersicht und einen Vergleich verschiedener Einflussfaktoren bieten. Diese Forschungslücke wird adressiert, indem Einflussfaktoren in einem Expert:innen-Workshop identifiziert und bewertet werden.

8.2 Workshop: Transdisziplinäres Gruppendelphi

In diesem Abschnitt werden der Workshopcharakter und das Vorgehen während des Workshops dargestellt. Der durchgeführte Workshop orientiert sich an der Methode des Gruppendelphi, einem dialogorientiertem Verfahren, das Bewertungen und Urteile von Expert:innen ermittelt. Beschrieben wird das Verfahren in Abschnitt 8.2.2. Das Gruppendelphi wurde gewählt, da diese Methode außeruniversitäre Akteur:innen einbezieht und damit unterschiedliches Wissen und Erfahrungen zur Lösungsfindung heranzieht. Dieser transdisziplinäre Charakter war bei der Ausarbeitung dieser Forschungsarbeit wichtig und wird in Abschnitt 8.2.1 näher beleuchtet.

Unter Expert:innen werden in dieser Arbeit Personen verstanden, die ein spezifisches Wissen, Erfahrung oder Kompetenz in einem bestimmten Bereich oder einer Disziplin besitzen. Diese Personen können eine formale Ausbildung oder eine berufliche Qualifikation besitzen. Expert:innen können darüber hinaus auch bestimmte Erfahrungen in einem Bereich erworben haben, eine Betroffenheit für ein bestimmtes Problem aufweisen oder sich durch ihr Engagement in diesem Bereich ausweisen.

8.2.1 Transdisziplinarität

In der transdisziplinären Forschung werden außeruniversitäre Akteur:innen in den Forschungsprozess einbezogen. Unterschiedliches Wissen wird dadurch bestmöglich integriert, Werte und Interessen aufeinander abgestimmt und die Eigenverantwortung für die Lösung von Problemen gestärkt [141]. Es soll sichergestellt werden, dass das essenzielle Wissen zur Problemlösung vorhanden ist und durch die gemeinsamen Anstrengungen zwischen akademischen und nicht-akademischen Stakeholdern die Legitimität der Lösungen gestärkt werden [141].

Im Gegensatz zur interdisziplinären Forschung, in der mindestens zwei Disziplinen an einem gemeinsamen Ziel arbeiten und die disziplinären Sichtweisen zusammenführen, orientiert sich die transdisziplinäre Forschung an Akteursgruppen [160]. Die Gemeinsamkeit von inter- und transdisziplinärer Forschung liegt darin, dass die Forschungskollaboration verschiedener Disziplinen und Akteursgruppen im Mittelpunkt steht, um nachhaltige Lösungen zu generieren [141, 29].

Transdisziplinäre Forschung sollte folgende drei Aspekte berücksichtigen [141, 123]:

1. Sie sollte sich auf relevante gesellschaftliche Probleme fokussieren.
2. Zwischen Forschenden unterschiedlicher Disziplinen und Akteur:innen außerhalb der Wissenschaft, sollte sie gegenseitige Lernprozesse ermöglichen.
3. Das generierte Wissen sollte lösungsorientiert, sozialverträglich und übertragbar in die Wissenschaft und Praxis sein.

Für die transdisziplinäre Forschung existiert kein vorgefertigtes Set an Methoden. Dennoch spielen „dialogische Methoden“ eine wichtige Rolle. Diese „dialogischen Methoden“ nutzen verschiedene Dialogtechniken, um beispielsweise eine Gruppendiskussion zu gestalten [160]. Die Methodenwahl sollten dabei stets auf das Ziel abgestimmt sein [160].

8.2.2 Gruppendelphi

Das Gruppendelphi ist ein dialogorientiertes Verfahren, welches unter anderem in der Prognose- und Zukunftsforschung eingesetzt wird, um politische Maßnahmen zu entwickeln, Prioritäten zu setzen, Politik:innen zu beraten und die Folgen von Technikentwicklung abzuschätzen [222]. Das Gruppendelphi ist eine Modifikation der klassischen Delphi-Methode, die in den 50er- und 60er-Jahren des 20. Jh. entwickelt wurde. Im Gruppendelphi werden Expert:innen im Rahmen eines Workshops eingeladen, um in einem iterativen Prozess Expert:innenurteile zu ermitteln. Dabei ist das Ziel, Konsens und Dissens in den Urteilen herauszuarbeiten und zu begründen [222]. Die Expert:innenurteile werden mittels eines Fragebogens oder einer Abfragemethode ermittelt und die Ergebnisse wieder zurückgespielt, diskutiert und erneut eine Abfrage durchgeführt [222].

Der Vorteil des Gruppendelphis ist, dass direktes und unmittelbares Feedback gegeben und Dissens aufgrund des diskursiven Verfahrens begründet wird. Darüber hinaus kann durch Interaktion und Feedback die Fehleranfälligkeit durch unterschiedlich interpretierte Fragen und damit einer anderen Beurteilung verringert werden. Allerdings kennen sich die Teilnehmer:innen in der Regel vorher nicht und müssen erst in einen produktiven Prozess kommen und eine gemeinsame Diskussionskultur entwickeln [160]. Darüber hinaus könnten sich starke Meinungen stärker durchsetzen, wodurch abweichende Meinungen zurückhaltender oder nicht mehr formuliert werden, um nicht weniger kompetent zu wirken [222]. Darüber hinaus können sich Teilnehmende in eine Verteidigungshaltung gedrängt fühlen, wenn sie unter Druck geraten [222].

Eine Möglichkeit der Abfrage ist eine Ratingskala zu verwenden [222]. In dieser Arbeit wird die Ratingskala in ganzen Schritten von 1 bis 10 verwendet. In der Frage, wie stark ein Faktor den Batteriespeicherausbau beeinflusst, steht 1 für „gar nicht“ und 10 für „äußerst stark“. Darüber hinaus gab es die Möglichkeit, keine Bewertung für einen Faktor abzugeben. Für die Auswertung wird der Mittelwert und die Standardabweichung verwendet [222]. Die Gruppengröße sollte 16-25 Personen nicht überschreiten [222]. An diesem Workshop nahmen 14 Personen teil.

Vorgehen

Typischerweise werden für die Durchführung eines Gruppendelphis ein bis drei Tage vorgesehen [222, 160]. Das Gruppendelphi in diesem Workshop ist eine verkürzte Variante auf zwei Stunden. Für die meisten Teilnehmenden wäre ein höherer Zeitaufwand nicht möglich. Um eine hohe Teilnehmer:innenzahl zu gewährleisten, wurde der Zeitrahmen verkürzt. Durch die Beschränkung auf zwei Abfragerunden, dem Einsatz digitaler Werkzeuge, wie Mentimeter¹ und Miroboard², für die Abfragen und Auswertungen, und der Reduzierung der Diskussion auf vier Einflussfaktoren, ist es möglich den Workshop zeitlich zu kürzen.

Das Vorgehen im Workshop orientiert sich an den Schritten, die in der Literatur beschrieben sind [222, 160]:

1. Zunächst wurde den Teilnehmenden das Ziel und das Format des Workshops erklärt. Es erfolgte eine kurze Vorstellungsrunde, sodass alle Teilnehmenden einmal das Wort hatten. Anschließend wurde eine Umfrage zum Hintergrund jeder Person durchgeführt.
2. Identifikation der Einflussfaktoren: Zunächst wurden die Einflussfaktoren herausgearbeitet. Dafür wurde ein Miroboard verwendet. Ein Miroboard ist eine digitale Pinnwand, die es den Teilnehmenden ermöglicht, selbstständig ihre Einflussfaktoren aufzuschreiben. Die Teilnehmenden gruppieren die Einflussfaktoren selbst und bildeten Überschriften für jede Gruppe.
3. Die identifizierten Einflussfaktoren wurden anschließend von den im Konferenzraum anwesenden Personen zusammengefasst und zur Abfrage in ein Mentimeter eingepflegt. Eine Mentimeter-Abfrage erlaubt es den Teilnehmenden digital Bewertungen durchzuführen.
4. In der ersten Abfragerunde wurden die Einflussfaktoren bewertet, inwiefern sie den Batteriespeicherausbau beeinflussen.
5. Im nächsten Schritt wurden die Workshopteilnehmenden in vier Kleingruppen aufgeteilt und vier ausgewählte Einflussfaktoren diskutiert. Es wurden Einflussfaktoren ausgewählt, die eine hohe Standardabweichung aufweisen und damit einen großen Dissens. Die Auswahl wurde mit den Teilnehmenden abgestimmt. Ziel der Diskussion war es, einen Konsens über die Bewertung der Einflussfaktoren herzustellen. Allerdings waren auch abweichende Voten möglich. War kein Konsens möglich, sollte dies begründet werden.
6. Anschließend wurde eine zweite Abfragerunde durchgeführt. In dieser Abfragerunde, wie auch in der Kleingruppendiskussion, sahen die Teilnehmenden die Abfrageergebnisse der ersten Abfragerunde.

¹<https://www.mentimeter.com/>

²<https://miro.com/de/>

Der ausführliche Moderationsplan befindet sich im Anhang A.5 in Tabelle A.4. Der Workshop fand am 06.06.2023 von 14 bis 16 Uhr online, sowie im Konferenzraum des Reiner Lemoine Instituts in Berlin Adlershof statt. Zwei Teilnehmende des Workshops und zwei Personen der Workshopleitung (Moderation und Protokoll) waren vor Ort und die restlichen Personen nahmen online teil.

Insgesamt wurden 27 Personen eingeladen. Dabei wurde aus der Reiner Lemoine Stiftung¹ und dem Reiner Lemoine Institut² und deren Umfeld Personen angesprochen. Darüber hinaus wurden über den Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES)³ Mitglieder des Verbands eingeladen. Bei den Einladungen wurde auf eine ausgewogene Mischung von Teilnehmer:innen aus der Wissenschaft, von Unternehmen und Verbänden/NGOs geachtet. 14 Personen nahmen am Workshop teil und haben folgenden Hintergrund:

- zwei Personen von Verbänden
- eine Person aus dem NGO Bereich
- eine Person einer Energiegenossenschaft
- zwei Professor:innen von Universitäten
- vier Personen von außeruniversitären Forschungseinrichtungen
- drei Personen von Unternehmen der Batteriespeicherbranche
- eine Person eines Energieversorgungsunternehmens

Tabelle 8.4 zeigt die Einflussfaktoren, die im Workshop identifiziert wurden, sortiert nach Gruppen. Diese Auflistung ist bereits eine Zusammenfassung der Nennungen. Ein Screenshot des Miroboards mit allen Nennungen ist im Anhang A.5 in Abbildung A.3 dargestellt.

Ähnliche und gleiche Antworten wurden zusammengefasst, sodass pro Gruppe zwei bis fünf Einflussfaktoren abgefragt werden können. Die Gruppe „Politischer und regulatorischer Rahmen“ wurde in zwei Gruppen unterteilt. Einmal den regulatorischen Rahmen, der sich direkt auf Batteriespeicher bezieht und einmal den regulatorischen Rahmen, der nicht direkt Batteriespeicher behandelt, aber Auswirkungen auf den Ausbau von Batteriespeicher hat. Die Gruppen „soziale Faktoren“ und „Motivation“ wurden zur Gruppe „Soziale und kulturelle Aspekte“ zusammengefasst. Die Einflussfaktoren der Gruppe „Netz/EE-Ausbau“ wurden in andere Gruppen integriert, in denen ähnliche Einflussfaktoren genannt wurden.

In der 1. und 2. Abfragerunde wurden folgenden Fragen gestellt. Die Einflussfaktoren jeder Gruppe aus Tabelle 8.4 wurden auf einer Skala von 1 (gar nicht) bis 10 (äußerst stark) bewertet.

¹<https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/>

²<https://www.reiner-lemoine-institut.de/>

³<https://www.bves.de/>

Tab. 8.4: Einflussfaktoren, die im Workshop ermittelt, gruppiert und zusammengefasst wurden

Gruppe	Einflussfaktor
Finanzierung	Kosten und wirtschaftlicher Betrieb Fördermöglichkeiten und Anreize Investitionsrisiko / -sicherheit Gestehungskosten Erneuerbarer Energien
Soziale und kulturelle Aspekte	Motivation Akzeptanz Image
Regulatorischer Rahmen (direkt)	Netzentgelte, Steuern, Umlagen, Abgaben Stromspeicherdefinition Multi-use Konzepte Energiespeicherstrategie
Regulatorischer Rahmen (indirekt)	Fehlender Rahmen für neue Geschäftsmodelle Energiegemeinschaften Lokale Strommärkte Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb Zugang zu Energiemärkten
Arbeit und Fachkräfte	Beratungsqualität Kapazität von Handwerkern
Verfügbarkeit	Rohstoffen und Materialien Chips, Zellen, Batterien
Technologische Entwicklung	Intelligente Steuerung / Laden Andere/alternative Flexibilitätsoptionen Technologische Reife (z.B. Verschleiß, Lebensdauer)

1. „Wie sehr beeinflusst die **Finanzierung** den Batteriespeicherausbau?“
2. „Wie sehr beeinflussen **soziale und kulturelle Aspekte** den Batteriespeicherausbau?“
3. „Wie sehr beeinflusst der **regulatorische Rahmen** den Batteriespeicherausbau? (**direkt**)“
4. „Wie sehr beeinflusst der **regulatorische Rahmen** den Batteriespeicherausbau? (**indirekt**)“
5. „Wie sehr beeinflusst **Arbeit/Fachkräfte** den Batteriespeicherausbau?“
6. „Wie sehr beeinflusst **Verfügbarkeit** den Batteriespeicherausbau?“
7. „Wie sehr beeinflusst **technologische Entwicklung** den Batteriespeicherausbau?“

8.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Bewertung der Einflussfaktoren vorgestellt. Abbildung 8.1 zeigt die Einflussfaktoren der 1. Abfragerunde, sortiert nach dem Mittelwert der Antworten.

Der Einfluss jedes Einflussfaktors auf den Ausbau von Batteriespeichern wird im Mittelwert mit über fünf von zehn bewertet. Damit wird jedem Einflussfaktor eine hohe Wirksamkeit zugesprochen, wobei zwischen maximalem und minimalem Mittelwert fast vier Bewertungspunkte Unterschied zu erkennen sind. „Kosten und wirtschaftlicher Betrieb“ wird als der Faktor angesehen, der den höchsten Einfluss besitzt (8,9 Bewertungspunkte). An zweiter und dritter Position wird die „Verfügbarkeit von Chips, Zellen, Batterien“ und die „Verfügbarkeit von Rohstoffen und Materialien“ angesehen (jeweils 8 Bewertungspunkte).

Den Einflussfaktoren „Kosten und wirtschaftlicher Betrieb“, „Motivation“ und „Netzentgelte, Steuern, Umlagen, Abgaben“ wird ein hoher Einfluss zugesprochen. Zudem weisen diese Faktoren die geringste Standardabweichung aller Einflussfaktoren auf (siehe Abbildung 8.2). Die Standardabweichung kann als ein Maß für die Einigkeit unter den Teilnehmenden angesehen werden. Je größer die Standardabweichung, desto größer der Dissens. Eine geringe Standardabweichung deutet auf einen größeren Konsens hin. Das heißt, in diesen drei Faktoren besteht eine große Einigkeit, dass diese einen großen Einfluss auf den Ausbau von Batteriespeichersysteme haben.

Vier Einflussfaktoren wurden im Workshop ausgewählt und in Kleingruppen diskutiert. Es wurden Einflussfaktoren mit hoher Standardabweichung gewählt, da dort ein hoher Dissens liegt. Die gewählten Einflussfaktoren sollten verschiedenen Gruppen angehören.

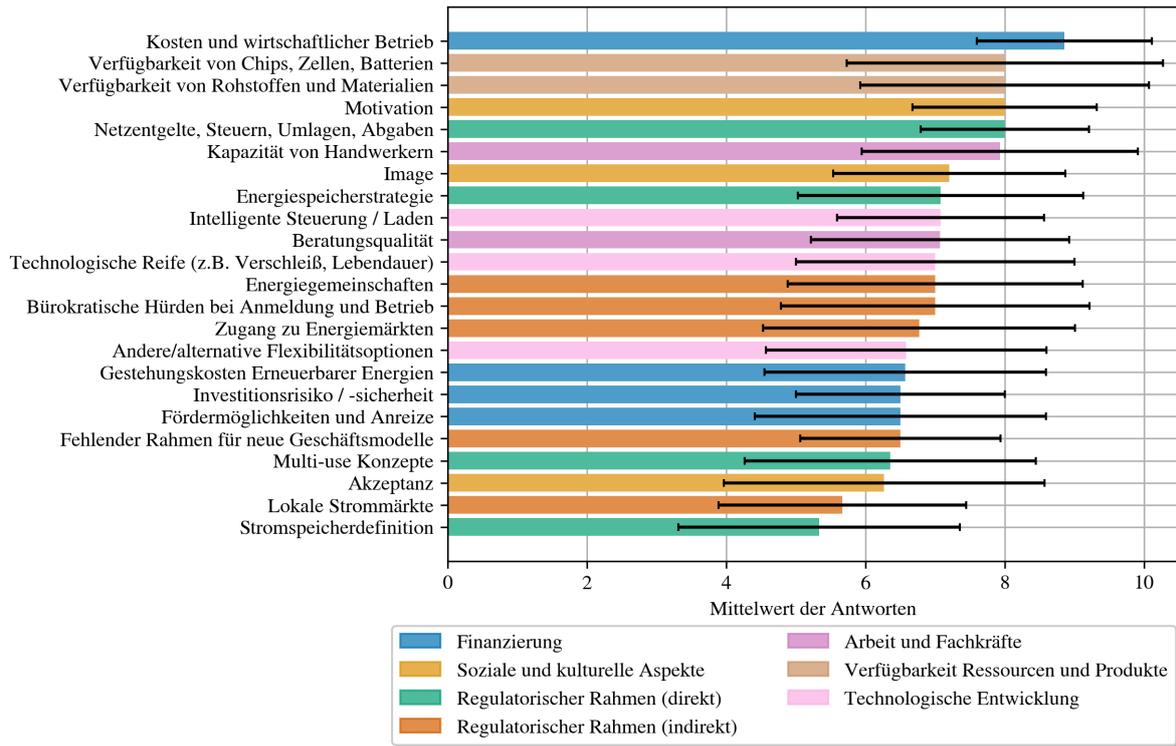


Abb. 8.1: Einflussfaktoren der 1. Abfragerunde, sortiert nach dem Mittelwert der Antworten. Der schwarze Balken kennzeichnet die Standardabweichung.

Die vier ausgewählten Einflussfaktoren befinden sich unter den neun Einflussfaktoren mit der höchsten Standardabweichung und lauten:

1. Akzeptanz
2. Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb
3. Fördermöglichkeiten und Anreize
4. Energiespeicherstrategie

Der Mittelwert und die Standardabweichung der 1. und 2. Abfrage der vier Einflussfaktoren sind in den Abbildungen 8.3 und 8.4 gezeigt.

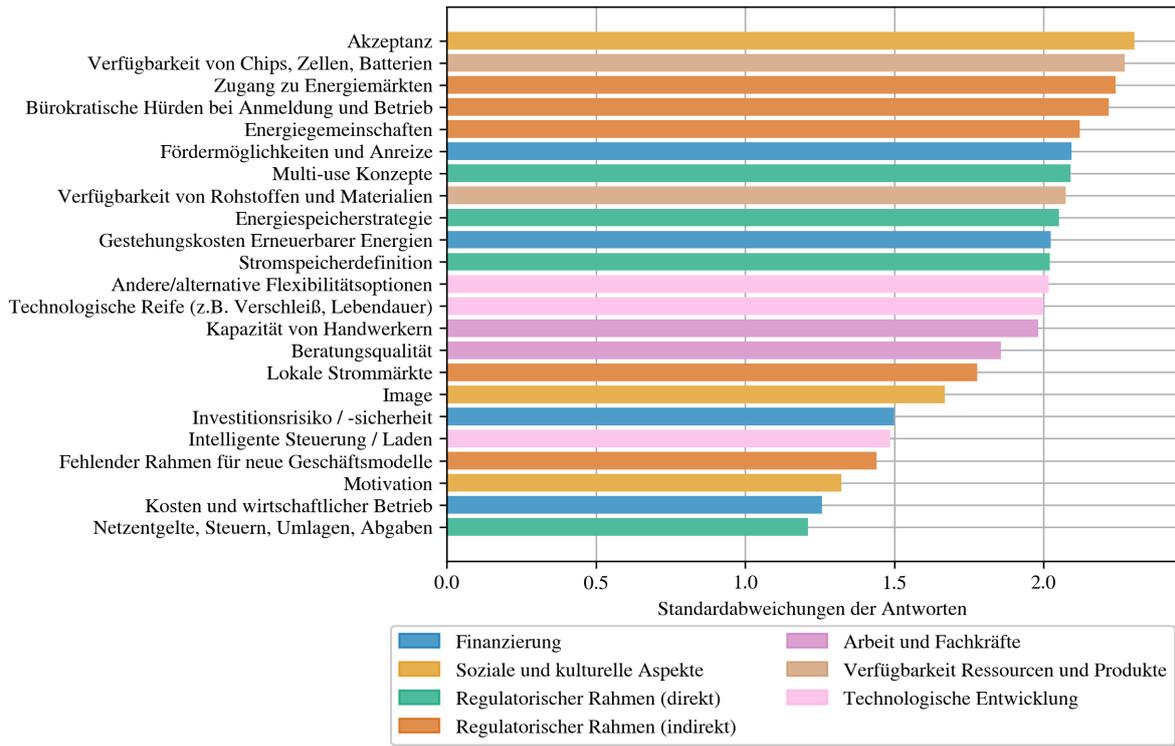


Abb. 8.2: Einflussfaktoren der 1. Abfragerunde sortiert nach der Standardabweichung der Antworten

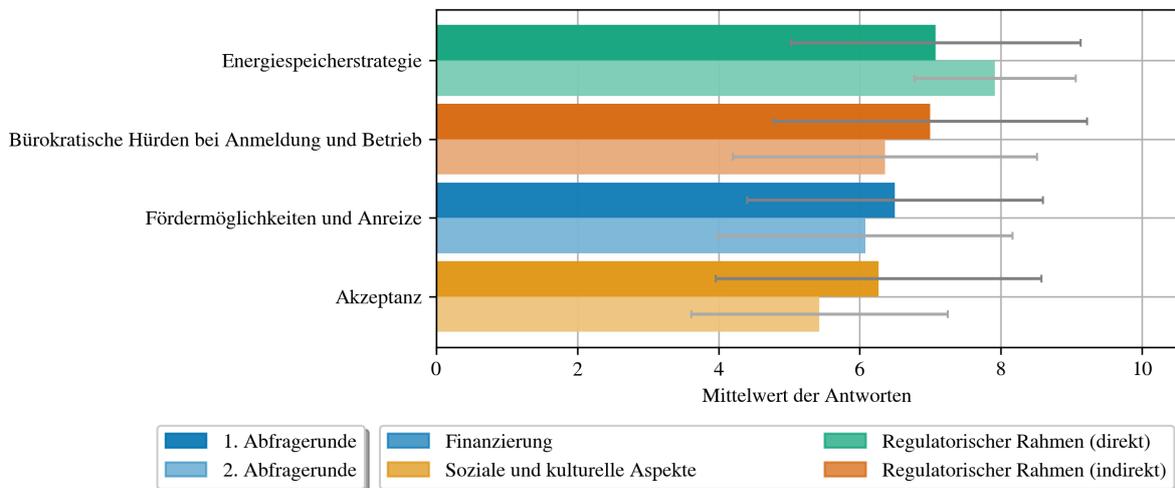


Abb. 8.3: Mittelwert der vier diskutierten Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde sortiert nach dem Mittelwert der Antworten der 1. Abfragerunde. Die grauen Balken kennzeichnen die Standardabweichung.

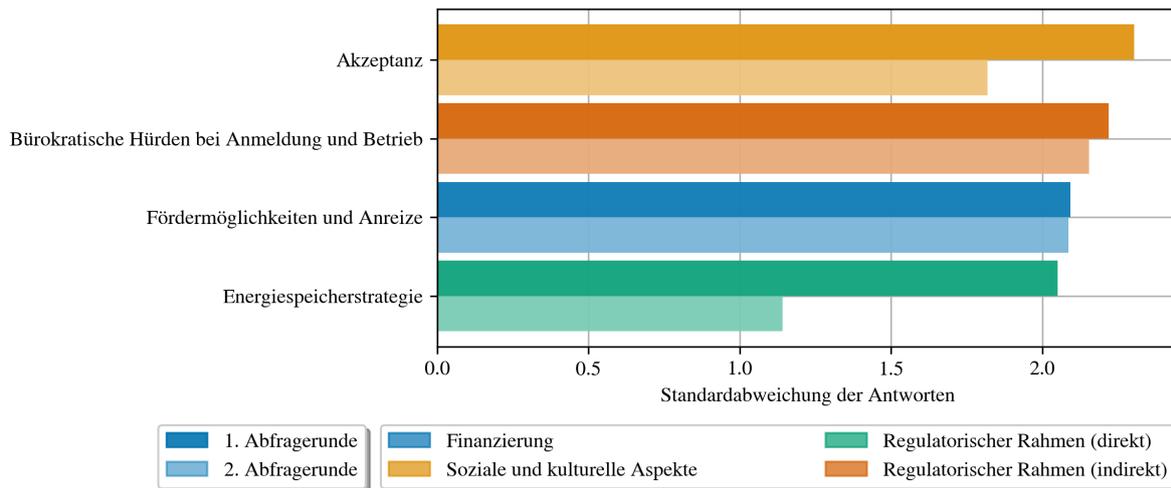


Abb. 8.4: Standardabweichung der vier diskutierten Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde sortiert nach der Standardabweichung der Antworten der 1. Abfragerunde.

Akzeptanz

Akzeptanz weist in der 1. Abfragerunde unter allen Einflussfaktoren den dritt-geringsten Mittelwert (6,3 Bewertungspunkte) des Einflusses auf den Batteriespeicherausbau auf. Allerdings besitzt Akzeptanz die größte Standardabweichung, was auf einen großen Dissens schließen lässt. Bei der Frage „Wie sehr beeinflussen soziale und kulturelle Aspekte den Batteriespeicherausbau?“ unter dem Aspekt Akzeptanz wurde das gesamte Bewertungsspektrum genutzt. Die geringste Bewertung wurde mit 1 Bewertungspunkt („gar nicht“) und die höchste Bewertung mit den maximalen Bewertungspunkten 10 („äußerst stark“) angegeben.

In der Gruppe 1 argumentierte eine Person, dass Akzeptanz essenziell sei, um politischen Rückhalt zu haben. Eine weitere Person bekräftigte, dass Akzeptanz sehr wichtig für die Umsetzung ist. Allerdings wurde auch betont, dass bei Einzelprojekten die Akzeptanz weniger wichtig ist, da es sich dabei um wenig sichtbare Technologien handelt, im Vergleich zu beispielsweise Windkraftanlagen.

In der Gruppe 2 wurde von einer Person die Rolle von Akzeptanz als gering angesehen. Es wurde argumentiert, dass wenn die Wirtschaftlichkeit gegeben ist, das Speicherprojekt umgesetzt wird. Insgesamt wurde in dieser Gruppe kein starker Dissens zwischen den Teilnehmer:innen festgestellt.

In der Gruppe 3 wurde bemerkt, dass die Akzeptanz für Batteriespeicher generell kein Problem ist, hauptsächlich für Heimspeicher. Für größere Netzspeicher war unklar, ob es zu Akzeptanzproblemen kommen könnte. Gruppe 4 hat diesen Aspekt nicht diskutiert.

Eine hohe Akzeptanz für Heimspeicher wird durch die Literatur bestätigt [74, 138]. Darüber hinaus führen Hoffmann et al. [74] aus, dass die Einbindung der Anwoh-

ner:innen, die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit und das Gemeinschaftsgefühl wichtige Motive für die Akzeptanz von Communityspeicher darstellen. Sibilla et al. [197] betonen, dass es wichtig ist, soziale Bedenken in die Planung und Errichtung einzubeziehen, um eine hohe Akzeptanz aufrechtzuerhalten.

In der 2. Abfragerunde sank der Mittelwert der Bewertung der Akzeptanz als Einflussfaktor um ca. 0,7 Bewertungspunkte. Die geringere Standardabweichung als in der 1. Abfragerunde und der geringere Unterschied zwischen minimalem Bewertungspunkt von 3 und dem maximalen Bewertungspunkt von 9 deuten auf eine Annäherung der Beurteilung hin. In den Kleingruppendiskussionen wurde mehrfach festgestellt, dass der Dissens sehr gering oder nicht vorhanden ist.

Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb

„Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb“ befindet sich in der 1. Abfrage-
runde an der Stelle 13 von 23 der Einflussfaktoren in Bezug auf den Mittelwert von 7
Bewertungspunkten. Allerdings ist eine relativ hohe Standardabweichung zu beobachten.
Die minimale Bewertung mit 4 Bewertungspunkten wurde von 4 Personen angegeben,
wobei von weiteren 4 Personen Bewertungen von 9 und 10 abgegeben wurden. Der Ein-
fluss dieses Faktors wurde damit als sehr unterschiedlich bewertet.

Die Gruppe 1 bewertete „Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb“ als sehr
bedeutenden Einflussfaktor (8-9 Bewertungspunkte). Bürokratische Hürden störten und
würden die Umsetzung von Speicherprojekten zu aufwändig machen.

In der Gruppe 2 wurden angemerkt, dass bürokratische Hürden momentan sehr hoch sei-
en. Selbst mit deutscher Muttersprache sei es schwierig, die Anträge zu verstehen. Eine
weitere Person berichtet, dass sie im privaten Bereich lange auf ihren Förderungsbescheid
warten muss. Sie betont aber auch, dass bürokratische Hürden zwar Speicherprojekte
verzögern, aber nicht verhindern, dass ein Speicher angeschafft wird. Eine weitere Person
bewertet den Einfluss bürokratischer Hürden als gering. Für manche Speicherprojekte
besitzt die Bürokratie einen starken Einfluss, insgesamt seinen aber die Kosten deutlich
wichtiger. In dieser Gruppe gab es den Dissens zwischen zwei Aspekten. Zum einen ha-
ben bürokratische Hürden nur einen geringen Einfluss, mit dem Argument, „Menschen
legen sich trotzdem Speicher zu, wenn sie es wollen“. Zum anderen wurde es als große
Hürde und damit als starken Einflussfaktor bewertet, wenn Prozesse langwierig und
kompliziert sind. Insgesamt bewertete die Gruppe diesen Dissens allerdings als gering.

In der Gruppe 3 wurde unterschieden zwischen Heimspeicher und Communityspeicher.
Für Heimspeicher sei die bürokratischen Hürden bei der Anmeldung nicht hoch. Al-
lerdings sei es während des Betriebs komplex, den Speicher in der Steuererklärung
zu berücksichtigen. Für Communityspeicher seinen die bürokratischen Hürden größer.
Gruppe 4 hat diesen Aspekt nicht diskutiert.

Um welche Art von bürokratischen Hürden es sich handelt, wurde in den Kleingruppen
nicht näher erläutert. In der Praxis sind Aspekt wie baurechtliche Genehmigungen, Netz-

anschlussbestimmungen, Umweltauflagen, Beantragung von Fördermitteln oder steuerliche und rechtliche Bestimmungen für die Errichtung eines Batteriespeichers relevant. Wrede [240] plädiert beispielsweise für die Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips nach dem §3 Erneuerbaren-Energien-Gesetz, um das Potenzial für einen Speicherausbau zu heben. Dieses Prinzip besagt, dass die Einspeicherung geringer Mengen von Netzstrom für die gesamte Abrechnungsperiode eines Jahres erneuerbarer Strom in „Graustrom“ verwandelt. Dadurch entstünden Nachteile für neue Speicherkonzepte und bei der finanziellen Förderung.

In der 2. Abfragerunde sank der Mittelwert der Bewertung des Einflusses um ca. 0,7 Bewertungspunkte. Allerdings blieb die Standardabweichung nahezu gleich. In der 2. Abfragerunde lag das Minimum der Bewertung bei 3 und das Maximum bei 9. Zwar bewertete Gruppe 2, dass innerhalb ihrer Gruppe der Dissens gering ist, allerdings ist unter allen Teilnehmer:innen der Dissens in der 2. Abfragerunde nach wie vor hoch. Eine Übereinstimmung darüber, wie hoch die bürokratischen Hürden zu bewerten sind und wie sehr sie den Ausbau von Batteriespeicher beeinflussen, konnte nicht erreicht werden.

Fördermöglichkeiten und Anreize

„Fördermöglichkeiten und Anreize“ weist einen Mittelwert von 6,5 Bewertungspunkten in der 1. Abfragerunde auf. Die minimale und maximale Bewertung liegt bei 2 und 10 Bewertungspunkten. Die Standardabweichung befindet sich an der Stelle 7 von allen 23 Einflussfaktoren.

In der Gruppe 1 wurden „Fördermöglichkeiten und Anreize“ eine große Bedeutung für den Batteriespeicherausbau zugeschrieben. Der Dissens bestand darin, dass auf Förderung und Anreize verzichtet werden kann, sobald Batteriespeicher ohne diese Förderung und Anreize wirtschaftlich betrieben werden. Da momentan ein wirtschaftlicher Betrieb ohne Förderung schwer zu realisieren sei, seien Förderung und Anreize nach wie vor notwendig. Eine Person merkte an, dass aufgrund der hohen Leitzinsen die Finanzierung von Speicherprojekten schwierig ist und es daher Anreize bräuchte. Die Mehrwertsteuerentlastung funktionierte als Förderinstrument für Heimspeicher hervorragend. Speicher im Gewerbe bräuchten allerdings mehr Förderung.

In der Gruppe 2 wurde argumentiert, dass die aktuelle Förderung keine großen Anreize für die Anschaffung eines Batteriespeichers bietet. Allerdings sei es ein zusätzlicher Bonus für alle, die sich einen Batteriespeicher anschaffen wollen und ihn sich auch ohne Förderung leisten können. Eine weitere Person meinte, dass gezielter in multi-use Konzepte gefördert werden sollte, um einen größeren Einfluss hervorzurufen. Generell sah die Gruppe nur einen geringen Dissens während ihrer Diskussion.

In der Gruppe 3 wurde angemerkt, dass die Förderung für Batteriespeicher meistens schnell vergriffen ist. Es wird angenommen, dass diese Förderung nur einen begrenzten

Ausbaueffekt hat, da die Mehrheit der Menschen, die sich für den Kauf eines Batteriespeichers entscheiden, dies auch ohne finanzielle Unterstützung tun würde.

In der Gruppe 4 wurden verschiedene Aspekte von „Fördermöglichkeiten und Anreize“ diskutiert. So wurden von PV-Mieterstromprojekten berichtet, bei denen die Förderung zu gering ist und es keine Relevanz hat, ob es für Speicher eine Förderung gibt. Die Autarkie und der Eigenverbrauch durch den Speicher seien hierbei nebensächlich. Der Zugang zu Märkten und die damit höheren Anreize an Märkten teilzunehmen, seien wichtiger als Fördermechanismen. Darüber hinaus sei das Thema Netzdienlichkeit durch Batteriespeicher bisher zu wenig mitgedacht worden, da der Fokus bisher vorwiegend auf die PV-Eigenverbrauchsoptimierung lag, was kein optimales Anreizsystem ist. Eine weitere Person merkte dazu an, dass Netzdienstleistungen stärker berücksichtigt werden sollten und die Bereitstellung von Netzdienstleistungen technisch einfach umzusetzen sei. Hier bräuchte es lediglich die geeignete Software. Darüber hinaus wurde diskutiert, ob es sinnvoll sei, dass jeder Haushalt einen eigenen Heimspeicher besitzt, aufgrund des höheren Ressourcenbedarfs im Vergleich zu Communityspeichern. Es wurde hervorgehoben, dass Heimspeicher auch einen Demokratisierungseffekt besitzen und die Beteiligung an der Energiewende heben.

Im Vergleich zur 1. Abfragerunde sank der Mittelwert der Bewertung um ca. 0,7 Bewertungspunkte. Die Standardabweichung hat sich nahezu nicht geändert und auch die minimalen und maximalen Bewertungen weisen keine Änderung auf.

Energiespeicherstrategie

Die „Energiespeicherstrategie“ weist unter den vier ausgewählten Einflussfaktoren den höchsten Mittelwert, allerdings die geringste Standardabweichung auf. Damit wird ihr unter den vier Einflussfaktoren der größte Einfluss zugesprochen, wobei der Dissens am geringsten ist. Allerdings sind die Unterschiede zu den anderen drei Einflussfaktoren gering. Dennoch gehört der Faktor „Energiespeicherstrategie“ zur oberen Hälfte aller betrachteten Einflussfaktoren mit der höchsten Standardabweichung.

In der Gruppe 1 wurde darüber diskutiert, was unter einer Energiespeicherstrategie verstanden werden kann. Es wurde ein Vergleich mit der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung gezogen. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung [37] stellt Ziele und Ambitionen des Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland dar, zeigt Handlungsfelder und Zukunftsmärkte auf und benennt Maßnahmen zur Förderung der Erzeugung und Anwendungsfelder zur Nutzung von Wasserstoff. Ein Gruppenmitglied betonte, dass eine ähnliche Strategie für Batteriespeicher dem Ausbau helfen würde. Allerdings wurde angemerkt, auf die Begriffswahl zu achten. Demnach sollte eine „Energiespeicherstrategie“ nicht zu einer Sichtweise von „Batteriespeicher gegen Wasserstoff“ führen. Eine bessere Begriffswahl sei „Batteriespeicherstrategie“ oder das Thema Wasserstoff ebenfalls unter dem Begriff „Energiespeicher“ zusammenzufassen. Es bestand ein Konsens in der Gruppe, dass eine „Energiespeicherstrategie“ den

Ausbau von Batteriespeichersystemen voranbringen würde.

Allen Mitgliedern der Gruppe 2 war unklar, was unter einer Energiespeicherstrategie verstanden werden kann. Es wurde vermutet, dass aus dieser Unklarheit heraus der Dissens stammt. Als ein wichtiger Bestandteil einer „Energiespeicherstrategie“ wurden Abgaben und Umlagen benannt, wobei diese Problematik bereits zu einem Großteil durch die aktuelle Gesetzgebung behoben sei. Weitere Aspekte einer „Energiespeicherstrategie“ wurden nicht benannt oder diskutiert. Dafür fehlte eine klare Bedeutung, was eine „Energiespeicherstrategie“ umfasst.

In der Gruppe 3 wurde angemerkt, dass bereits bis zum Sommer 2023 eine „Energiespeicherstrategie“ im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erarbeitet werden sollte. Allerdings war unklar, was diese „Energiespeicherstrategie“ beinhaltet. Bis zum Workshop war in der Gruppe nur diese Ankündigung bekannt. Eine „Energiespeicherstrategie“ oder ein Entwurf dazu lag nicht vor. Allerdings wurde in der Gruppe betont, dass eine „Energiespeicherstrategie“ äußerst wichtig sei. Energiespeicher spielen an sehr vielen Stellen im Energiesystem eine wichtige Rolle, allerdings gibt es keine Koordination, die den Ausbau der Energiespeicher aufeinander abstimmt und miteinander synchronisiert. Insbesondere die Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Wasserstoff sei sehr wichtig. Die Gruppe war sich einig, dass eine „Energiespeicherstrategie“ den Ausbau voranbringt und notwendig ist. Allerdings waren sich die Gruppenmitglieder uneinig, ob feste Ausbauzahlen für Batteriespeicher vereinbart werden sollten. Eine Person argumentierte, dass Ausbauzahlen eines übergeordneten Ziels kompliziert seien und nicht die gewünschten Ergebnisse erzielen würden. In Teilbereichen mögen fokussierte Ausbauzahlen sinnvoll sein, in der Gesamtheit werden sie als nicht zweckdienlich angesehen. Demgegenüber betonte eine andere Person, dass eine grobe Zielrichtung für den Energiespeicherausbau allen Akteur:innen im Energiesystem ermöglicht, sich auf die wachsende Anzahl an Energiespeicher im Stromnetz einzustellen. Als Beispiel wurde benannt, dass weniger Gaskraftwerke gebaut werden könnten, wenn es klare Ausbauziele gibt, die eine höhere Flexibilitätsbereitstellung durch Batteriespeicher vorsehen. In der Gruppe 4 wurde das Thema „Energiespeicherstrategie“ nicht diskutiert.

In diesem Aspekt konnte ein großer Teil des Dissens verringert werden. Die „Energiespeicherstrategie“ weist in der 1. Abfragerunde eine hohe Standardabweichung und damit einen hohen Dissens auf. Im Gegensatz zu den anderen drei diskutierten Einflussfaktoren wurde in der zweiten Abfragerunde die Standardabweichung halbiert. Damit konnte der Dissens deutlich reduziert werden. Darüber hinaus ist eine „Energiespeicherstrategie“ der einzige der vier Aspekte, deren Mittelwert sich von der ersten zur zweiten Abfragerunde vergrößert hat. Die Diskussionen zur „Energiespeicherstrategie“ führten dazu, dass diesem Aspekt eine größere Bedeutung beigemessen wurde.

Der Dissens entsteht durch die unklare Bedeutung, was sich hinter dem Begriff „Energiespeicherstrategie“ verbirgt. Der Begriff war in zwei Gruppen unbekannt. In einer Gruppe waren Teilnehmer mit dem Begriff aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vertraut, jedoch war ihnen kein konkretes Konzept dazu bekannt.

Es gab Übereinstimmung darin, dass eine „Energiespeicherstrategie“ den Ausbau voranbringen würde. Diese „Energiespeicherstrategie“ könnte nach dem Vorbild der Nationalen Wasserstoffstrategie formuliert sein. Verglichen mit der Nationalen Wasserstoffstrategie, kam den stationären Batteriespeichern bisher wenig Aufmerksamkeit vonseiten politischer Entscheidungsträger:innen zu. Wie wichtig Batteriespeichersysteme aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind, wurde in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt. Eine „Energiespeicherstrategie“ würde den Ausbau von Batteriespeichern fördern. So spricht sich der PV Think-Tank [172] für die Erarbeitung einer „Energiespeicherstrategie“ als energiepolitische Maßnahme aus, den Ausbau von Batteriespeichern voranzubringen.

8.4 Methodische Reflexion

Das hybride Workshopformat ist geeignet zur Beantwortung der Forschungsfrage. Die Mischung aus Online-Teilnahme und Teilnahme in Präsenz hat gut funktioniert. Die Einbindung des Miroboards hat die Teilnahme im Workshop erhöht. Alle konnten daran mitarbeiten und partizipieren. Das Mentimeter erwies sich ebenfalls als geeignet. Viele Fragen konnten in angemessener Zeit beantwortet werden. Die Visualisierung der Abfrageergebnisse über das Mentimeter ermöglichte eine schnelle Auswertung der Ergebnisse. Allerdings verfügt Mentimeter nicht über die Möglichkeit, die Standardabweichung zu berechnen, sondern nur die unterschiedlichen Antworten grob darzustellen. Daher wurde die Auswahl der vier zu diskutierenden Einflussfaktoren anhand hoher augenscheinlicher Abweichungen durchgeführt, aber basiert nicht auf einer quantitativen Auswertung. Der technische Aufwand dieses hybriden Formats ist allerdings hoch. Die Moderation muss in der Lage sein, den Onlineraum mit Chat und den Präsenzraum im Blick zu haben, geteilte Bildschirme und den Beamer im Konferenzraum zu verwalten und gleichzeitig das Miroboard und das Mentimeter zu koordinieren. Während des Workshops war es sehr hilfreich, dass die Moderation durch eine Person unterstützt wurde, die technisch assistierte.

Der zeitliche Umfang des Workshops war mit zwei Stunden für ein Gruppendelphi sehr kurz bemessen. Allerdings war zu befürchten, dass nur wenige Personen für einen ganztägigen Workshop verfügbar sind. Dieser Nachteil trat bereits in anderen Gruppendelphis auf [222]. Daher wurde sich in der Diskussionsphase auf vier ausgewählte Einflussfaktoren beschränkt. Durch die Diskussion in den Kleingruppen wurde Dissens ausgeräumt, Konsens erreicht oder sich darauf geeinigt, dass kein Konsens erreicht wird (Konsens über Dissens). Nachteilig ist, dass keine Zeit eingeplant wurde, um die Kleingruppenergebnisse in die gesamte Gruppe zurückzuspiegeln.

Ein unterschiedliches oder unklares Verständnis von Begriffen führte zu Dissens, konnte allerdings zum Teil geklärt werden. Die Sammlung der Einflussfaktoren war sehr umfangreich. Daher konnten nicht alle Begriffe ausführlich erläutert werden. Ein unklares

Verständnis führte daraufhin zu Dissens, wie beim Aspekt der „Energiespeicherstrategie“. Dieser Dissens konnte für die vier ausgewählten Einflussfaktoren in den Kleingruppen ausgeräumt werden. Alle anderen Einflussfaktoren konnten nicht in dieser Tiefe diskutiert werden, wodurch Abweichungen in den beiden Abfragerunden durch unterschiedliches Verständnis entstanden sein könnten. Einflussfaktoren wie „Image“ oder „Motivation“ lassen Interpretationen offen, was genau damit gemeint sein könnte. Ein gemeinsames Verständnis darüber zu erlangen, hätte mehr Zeit in Anspruch genommen. Somit sind unterschiedliche Antworten nicht immer Ausdruck von gegensätzlichen Ansichten, sondern sind zum Teil auf ein unterschiedliches Verständnis zurückzuführen.

Insgesamt eignet sich das Workshopformat, um Einflussfaktoren abzufragen und zu bewerten. Insbesondere das Miroboard und das Mentimeter sind dabei sehr nützliche Werkzeuge. Das Gruppendelphi hat auswertbare Ergebnisse geliefert und eine konstruktive Diskussion ermöglicht. Allerdings sollte dafür mehr Zeit eingeplant werden, insbesondere um ein gemeinsames Verständnis von genannten Einflussfaktoren zu erlangen und die Ergebnisse der Kleingruppen in die Großgruppe zurück zu spiegeln.

8.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde die vierte Forschungsfrage analysiert: „Welche Faktoren beeinflussen in welchem Maße den Ausbau von Batteriespeichersystemen in Deutschland?“. Die Kenntnis darüber, welche Faktoren den Ausbau von Batteriespeichern beschleunigt oder bremsen, ist ein wichtiger Schlüssel, um ein besseres Verständnis zu erlangen. Dadurch können Entscheidungsträger:innen in der Politik und der Wirtschaft unterstützt werden, geeignete Maßnahmen einzuleiten.

Um die oben genannte Forschungsfrage zu beantworten, wurde in einem Workshop mit Expert:innen aus Unternehmen, Verbänden und der Wissenschaft Einflussfaktoren identifiziert, diskutiert und bewertet. Vier Einflussfaktoren wurden ausgewählt und in Kleingruppen verstärkt diskutiert. Es wurde ein Gruppendelphi durchgeführt, welches durch digitale Medien, wie dem Miroboard und Mentimeter, unterstützt wurde.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau von Batteriespeichern nicht von einzelnen isolierten Faktoren abhängt, sondern eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Aspekte relevant sind. Hierbei spielen eine Rolle: wirtschaftliche Aspekte, wie Kosten und Fördermöglichkeiten, soziale und kulturelle Faktoren, wie Akzeptanz und Motivation, technologische Aspekte, wie Alterung und Reife, der regulatorische Rahmen, der sowohl direkt Batteriespeicher adressiert, als auch indirekt Einfluss ausübt. Aber auch die Verfügbarkeit von Fachkräften, Rohstoffen und fertigen Produkten wurden benannt. Alle 23 genannten Einflussfaktoren wurden im Mittel mit einer Relevanz für den Batteriespeicherausbau von größer 5 von 10 Punkten bewertet, wodurch allen Faktoren eine hohe Bedeutung beigegeben wurde.

Wenn auch alle Faktoren eine hohe Relevanz zugesprochen wurden, existieren doch Unterschiede in der Bewertung der Relevanz, als auch darin, wie einig sich die Workshop-teilnehmer:innen in der Bedeutung der Faktoren sind. Daher wurden mit den Workshop-teilnehmer:innen gemeinsam vier Einflussfaktoren ausgewählt, die eine hohe Abweichung der Bewertung aufweisen und in Kleingruppen diskutiert.

Folgende Erkenntnisse werden aus den Ergebnissen des Workshops abgeleitet:

1. Batteriespeicher besitzen momentan eine hohe Akzeptanz. Dennoch sollte das Thema nicht unterschätzt werden. Akzeptanz bietet einen wichtigen Rückhalt für politische Maßnahmen.
2. Bürokratische Hürden bei Anmeldung und Betrieb sind ein wichtiger Aspekt, da sie die Errichtung von Batteriespeichern verzögern oder sogar verhindern können. Allerdings können diese Hürden unterschiedlich sein und sind im Einzelfall separat zu bewerten.
3. Der wirtschaftliche Betrieb von Batteriespeichern ist ein wichtiger Schlüssel für deren Verbreitung. In Bereichen, in denen Fördermöglichkeiten und Anreize einen wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeicher sicherstellen, sind diese von großer Bedeutung.
4. Eine Energiespeicherstrategie ist notwendig, um den Ausbau von Batteriespeichern voranzubringen. Vorbild kann die Nationale Wasserstoffstrategie sein.

Die Bewertung von Einflussfaktoren auf den Ausbau von Batteriespeichersystemen ist ein vielschichtiges Thema. Sie ist relevant, um ein besseres Verständnis zu erlangen und unterstützt dabei, gezielte Maßnahmen einzuleiten, um die Energiewende voranzubringen. Aufgrund der Vielschichtigkeit des Themas ist es erforderlich, in der Bewertung und Analyse von Einflussfaktoren sowohl unterschiedliche Disziplinen einzubeziehen, als auch Expert:innen aus unterschiedlichen Bereichen und Sektoren zusammenzubringen. Dieses unterschiedliche Wissen und die verschiedenen Erfahrungen können zur erfolgreichen Transformation eines erneuerbaren Energiesystems beitragen. Die Erkenntnisse dieser Arbeit sind ein Schritt in diese Richtung und liefern einen wichtigen Beitrag, um die Entscheidungsfindung zum Batteriespeicherausbau zu unterstützen.

9 Fazit

In dieser Arbeit wurden Herausforderungen und Lösungsansätze für Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorenkoppelnden Energiesystem untersucht. Dieses Energiesystem beinhaltet die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrsbereichs durch den Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos in privaten Haushalten, und eine intensive Nutzung von Dachflächen für PV-Anlagen. Mittels eines lastflussbasierten Energiesystemmodells wurde der Einfluss auf fünf repräsentative Niederspannungsnetze analysiert. Dabei wurden die auftretenden technischen Herausforderungen für dieses Energiesystem identifiziert. Darüber hinaus wurden verschiedene Lösungen analysiert, die auf den Einsatz von Batteriespeichersysteme und einer flexiblen Betriebsweise von sektorenkoppelnden Verbrauchern basieren.

Zudem wurden die entstehenden Kosten und Erlöse für Haushalte, Netzbetreiber:innen und Communityspeicherbetreiber:innen ermittelt und dargestellt, wie Geschäftsmodelle in einem angepassten regulatorischen Rahmen gestaltet werden können. Des Weiteren wurde gezeigt, welche vielfältigen Einflussfaktoren in Deutschland den Ausbau von Batteriespeichersystemen entweder fördern oder bremsen können.

Zunächst wurde die erste Forschungsfrage untersucht, die sich mit den Herausforderungen für Niederspannungsnetze befasst, die durch eine unkoordinierte Betriebsweise von sektorenkoppelnden Verbrauchern und dezentraler PV-Einspeisung entstehen. Dabei wurde festgestellt, dass insbesondere die Einspeisung durch PV-Anlagen zu Netzüberlastungen in den untersuchten Niederspannungsnetzen führt. Um diese Überlastungen zu vermeiden, müssen je nach Netztyp 5 bis 60 % der jährlich erzeugten PV-Energie abgeregelt werden. Lastabregelung entsprechen einem Stromausfall und traten hingegen nur im „ländlichen Netz 2“ auf. Die Abregelung belief sich auf ca. 1 % des jährlichen elektrischen Energiebedarfs, um das Netz innerhalb der vorgegebenen Parameter zu betreiben. Obwohl Überlastungssituationen durch Wärmepumpen und Elektroautos selten auftraten, erhöht sich die Belastung der Leitungen und Transformatoren um das Doppelte bis Dreifache in den untersuchten Netzen. Der Transformator zeigt sich dabei häufig als das schwächste Betriebsmittel, dessen mittlere Belastung je nach Netztyp bei 20 % bis 60 % liegt. Die Untersuchungen verdeutlichen, dass Niederspannungsnetze durch die Elektrifizierung und den dezentralen Ausbau von PV-Anlagen größeren Herausforderungen hinsichtlich der Einhaltung des Spannungsbandes, der Belastung der Leitungen und insbesondere der Belastung des Transformators ausgesetzt sind.

In der zweiten Forschungsfrage wurde der Einfluss von Batteriespeichersystemen und einer flexiblen sowie koordinierten Betriebsweise von sektorenkoppelnden Verbrauchern untersucht. Es zeigt sich, dass beide Maßnahmen geeignet sind, um Lastabregelungen vollständig zu vermeiden. Die Abregelung von PV-Energie sowie die mittlere Belastung der Leitungen und des Transformators können jeweils um ein Viertel bis ein Drittel reduziert werden. Batteriespeichersysteme haben einen etwas besseren Einfluss auf kritische Netzsituationen im Vergleich zu sektorenkoppelnde Verbrauchern. Dennoch ist jede dieser Maßnahmen geeignet, um einen signifikanten Beitrag zur Integration von dezentralen PV-Anlagen und sektorenkoppelnden Verbrauchern in Niederspannungsnetze zu leisten. Der gleichzeitige Einsatz beider Maßnahmen erzielt die vorteilhaftesten Ergebnisse. Die mittlere Leitungsbelastung kann auf unter 25 % und die mittlere Transformatorbelastung auf unter 35 % in allen Netztypen reduziert werden. Darüber hinaus können Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten durch die Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen verdoppelt werden, was zu einer deutlichen Entlastung der übergeordneten Spannungsebenen beiträgt.

Die dritte Forschungsfrage widmete sich den Kosten und Erlösen für den Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchern zur Bereitstellung von Flexibilität und zum Handel am lokalen Energiemarkt. Für den Großteil der Haushalte erweist sich ein Batteriespeicher oder eine flexible Fahrweise der Verbraucher als wirtschaftlich vorteilhaftere Option im Vergleich zum Netzausbau auf Niederspannungsebene. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei hauptsächlich von den Investitionskosten und den Bezugskosten für elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz ab. Neue Geschäftsmodelle wie die Bereitstellung von Flexibilität und der Handel am lokalen Energiemarkt eröffnen zusätzliche Erlöswege und stellen eine gute Ergänzung zur Eigenverbrauchserhöhung dar. Allerdings existieren regulatorische Beschränkungen, die einen vollumfänglichen Einsatz dieser Ansätze bisher nicht zulassen.

Zur Beantwortung der vierten Forschungsfrage wurden Einflussfaktoren auf den Ausbau dezentraler stationärer Batteriespeichersysteme in einem Expert:innen-Workshop identifiziert und nach ihrer Relevanz gewichtet. Es zeigt sich, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren existieren, die den Ausbau von Batteriespeichern beeinflussen. Dazu gehören technologische, wirtschaftliche, sozial-kulturelle sowie regulatorische und politische Faktoren. Insgesamt wurden 23 Faktoren identifiziert.

Die Akzeptanz spielt eine wichtige Rolle, da sie Rückhalt für politische Maßnahmen schafft, obwohl sie momentan als sehr hoch bewertet wird. Bürokratische Hürden sind ein weiterer wichtiger Aspekt, wobei die Art dieser Hürden je nach Anwendungsfeld und der Akteur:innen-Struktur unterschiedlich ausfällt. Fördermöglichkeiten werden als entscheidend angesehen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Eine klare Energiespeicherstrategie wird ebenfalls als sinnvoll erachtet, da sie Planungssicherheit bietet.

Die Analyse der Einflussfaktoren trägt dazu bei, ein besseres Verständnis für die Dynamik des Ausbaus von Batteriespeichersystemen zu entwickeln. Dieses Verständnis ist von großer Relevanz für wirtschaftliche und politische Entscheidungsträger:innen, um den Ausbau von Batteriespeichersystemen weiter voranzutreiben.

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurden Niederspannungsnetze untersucht. In zukünftiger Forschungsarbeit könnte der Forschungsgegenstand auf die übergeordneten Netzebenen erweitert werden, um das Zusammenspiel mehrerer Netzgebiete zu untersuchen. Darüber hinaus sollte in weiterführenden Arbeiten ein stärkerer Blick auf die optimale Dimensionierung von Batteriespeichern und Wärmespeichern gelegt werden, um eine kostenoptimierte Auslegung sicherzustellen. Zusätzlich spielt der Zustand des Gebäudebestands eine entscheidende Rolle für den Wärmebedarf. Zukünftige Untersuchungen sollten darauf abzielen, wie sich ein schlechterer Gebäudezustand auf die höhere Wärmepumpenlast und damit die Netzbelastung auswirkt. Neben dezentralen Wärmepumpen sollte der Einsatz von zentralen Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmenetzen näher betrachtet werden. Im Bereich der Elektrofahrzeuge spielen Konzepte wie Vehicle-to-Grid oder Vehicle-to-Home eine bedeutende Rolle. Weitere Forschungsarbeiten könnten den Einfluss dieser Betriebsweisen auf die Belastung der Niederspannungsnetze genauer untersuchen. Während in dieser Arbeit der Einfluss von Kurzzeitspeichern analysiert wurde, sollte in weiteren Forschungsvorhaben der Einsatz von Langzeitspeichern, wie Wasserstoffelektrolyse, und deren optimales Zusammenwirken mit Batteriespeichern untersucht werden. Darüber hinaus wurden in dieser Arbeit zwei Geschäftsmodelle für Heim- und Communityspeicher untersucht. Weitere interessante Forschungsthemen könnten sich aus der Untersuchung zusätzlicher Anwendungsfälle im multi-use-Betrieb ergeben.

Der Einsatz von Batteriespeichersystemen und die Flexibilisierung von Verbrauchseinrichtungen sind entscheidende Bausteine, um den Transformationsprozess des Energiesystems in den Niederspannungsnetzen vor Ort erfolgreich zu gestalten. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht konnten keine Hindernisse identifiziert werden, die einem Ausbau dieser Flexibilitätsoptionen auf Niederspannungsebene entgegenstehen. Sie haben das Potenzial, zur Entlastung der Netze beizutragen und den dezentralen Ausbau von Photovoltaikanlagen zu ermöglichen. Hierfür ist jedoch ein regulatorischer Rahmen erforderlich, der diese Potenziale erkennt und gezielt fördert. Batteriespeicher stellen einen bedeutenden Pfeiler für ein erneuerbares und sektorengkoppeltes Energiesystem dar.

A Anhang

A.1 Berechnung der Heizlast nach DIN EN 12831

Die Heizlast setzt sich aus den Komponenten der Gebäudeheizlast und der Warmwasserheizlast für Trinkwasser zusammen. Die Normheizlast wird aus den Norm-Transmissionswärmeverlusten und Norm-Lüftungsverlusten bestimmt (Gleichung A.1).

$$\Phi_{HL} = \Phi_T + \Phi_V \quad (\text{A.1})$$

Hierbei ist Φ_{HL} die Normheizlast des Gebäudes, Φ_T die Norm-Transmissionswärmeverluste und Φ_V die Norm-Lüftungsverluste. Zusätzliche Einträge von Wärmeleistung, wie beispielsweise durch elektrische Geräte oder Personen, wurden nicht berücksichtigt.

Die Norm-Transmissionswärmeverluste werden wie folgt berechnet:

$$\Phi_T = \sum_k \Phi_{T,k} = \sum_k (A_k \cdot U_k \cdot f_{x,k}) \cdot (\Theta_{innen} - \Theta_{außen}) \quad (\text{A.2})$$

Hierbei sind:

- $\Phi_{T,k}$ die Transmissionswärmeverluste des Gebäudeteils in W,
- A_k die Fläche des Gebäudeteils in m^2 ,
- U_k der Wärmedurchgangskoeffizient in $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$,
- $f_{x,k}$ der Temperaturanpassungsfaktor,
- Θ_{innen} die Norm-Innentemperatur in K und
- $\Theta_{außen}$ die Norm-Außentemperatur in K und

Mit den Referenzwerten für das SFH45 Gebäude ergeben sich die Transmissionswärmeverluste in Tabelle A.1. $f_{x,k}$ wurde nach DIN EN 12831 1 angenommen. Die Berechnungen werden für eine Norm-Außentemperatur von -13°C durchgeführt. Die Norm-Innentemperatur wird für das gesamte Gebäude vereinfachend mit 21°C angenommen.

Tab. A.1: Berechnung der Transmissionswärmeverluste nach DIN EN 12831 mit Gebäudewerte aus [72]

Fläche	Anzahl der Flächen	Flächeninhalt in m ²	Wärmedurchgangskoeffizient in W/(m ² K)	Transmissionswärmeverluste in kW
A	1	58,8	0,197	0,394
B	1	28,4	0,197	0,19
C	2	54,3	0,286	1,056
D	2	65,1	0,286	1,266
E	1	83,8	0,173	0,493
			SUMME:	3,399 kW

Die Norm-Lüftungswärmeverluste werden wie folgt berechnet:

$$\Phi_T = V \cdot n \cdot \rho_a \cdot c_{p,a} \cdot (\Theta_{innen} - \Theta_{außen}) \quad (\text{A.3})$$

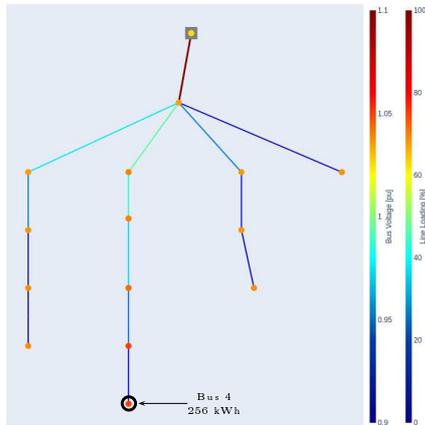
Hierbei sind:

- V das Innenvolumen (Luftvolumen) des Gebäudes in m³,
- n die Luftwechselrate des Gebäudes in h⁻¹,
- $\rho_a \cdot c_{p,a}$ die Stoffkonstante der Luft Wh/(m³K),
- Θ_{innen} die Norm-Innentemperatur in K und
- $\Theta_{außen}$ die Norm-Außentemperatur in K und

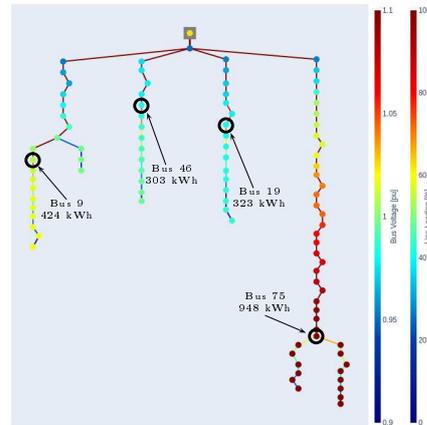
Mit den Referenzvolumen von 389,45 m³ für das SFH45 Gebäude [72], einer Luftwechselrate von 0,35 h⁻¹ [70], einer Stoffkonstante für Luft von 0,34 Wh/(m³K) und den oben genannten Norm-Außen- und Innentemperaturen ergibt sich Lüftungswärmeverluste von 1,575 kW.

Damit ergibt sich die Gebäudeheizlast aus der Summe der Transmissionswärmeverluste und der Lüftungswärmeverluste zu 4,974 kW.

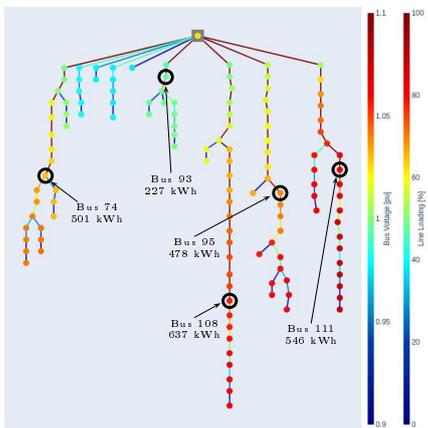
A.2 Position der Communityspeicher in Netzsträngen



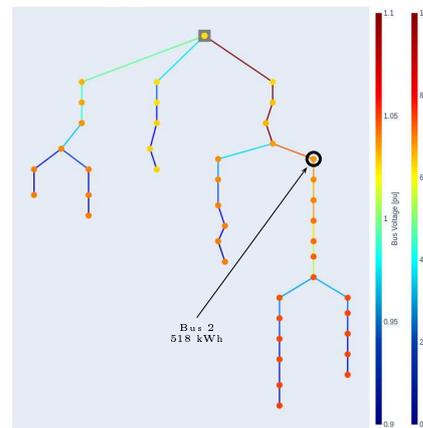
(a) Ländliches Netz 1



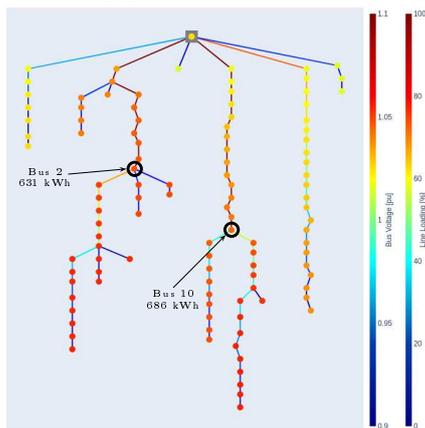
(b) Ländliches Netz 2



(c) Ländliches Netz 3



(d) Suburbanes Netz 1



(e) Suburbanes Netz 2

In allen Netzen ist die Situation für den 01.06.2017 um 12:00 Uhr exemplarisch für das Referenzszenario 4 gezeigt. Die Transformator- und Leitungsbelastungen, sowie die Spannungsniveaus sind farblich gekennzeichnet.

Abb. A.1: Positionierung und Kapazität der Communityspeicher in den Netzsträngen der untersuchten Netze

A.3 Investitionskosten für Netzverstärkungsmaßnahmen

Tab. A.2: Übersicht zur Verstärkung der Netze durch Transformatoren

Netz	Anzahl	Transformatortyp	Nennleistung pro Transformator in kVA	Kosten in €
Ländliches Netz 1	1	0.25 MVA 20/0.4 kV	630	32.000
Ländliches Netz 2	3	0.63 MVA 20/0.4 kV	630	111.000
Ländliches Netz 3	3	0.63 MVA 20/0.4 kV	630	111.000
Suburbanes Netz 1	1	0.63 MVA 20/0.4 kV	630	37.000
Suburbanes Netz 2	2	0.63 MVA 20/0.4 kV	630	74.000

Tab. A.3: Übersicht der zusätzlichen Leitung durch Strangauftrennung. Die Leitungen werden von der Niederspannungsseite des Transformators mit dem jeweiligen Bus verbunden.

Bus	Leitungstyp	Leitungslänge in m	Kosten in €
Ländliches Netz 1			
kein Leitungsausbau erforderlich			
Ländliches Netz 2			
74	NAYY 4x240SE 0.6/1kV	156	12.443
4	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	146	11.691
19	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	114	9.142
42	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	417	33.363
20	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	284	22.686
82	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	175	13.964
41	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	97	7.748
Ländliches Netz 3			
74	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	155	12.375
5	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	52	4.192
39	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	76	6.099
108	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	227	18.189
125	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	127	10.155
95	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	207	16.596
102	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	107	8.597
111	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	286	22.912
48	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	237	18.946
Suburbanes Netz 1			
22	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	95	9.493
Suburbanes Netz 2			
79	NAYY 4x185SE 0.6/1kV	193	19.265
56	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	191	19.134
80	NAYY 4x150SE 0.6/1kV	136	13.589

A.4 Pie-Chart der Energieflüsse in den Szenarien

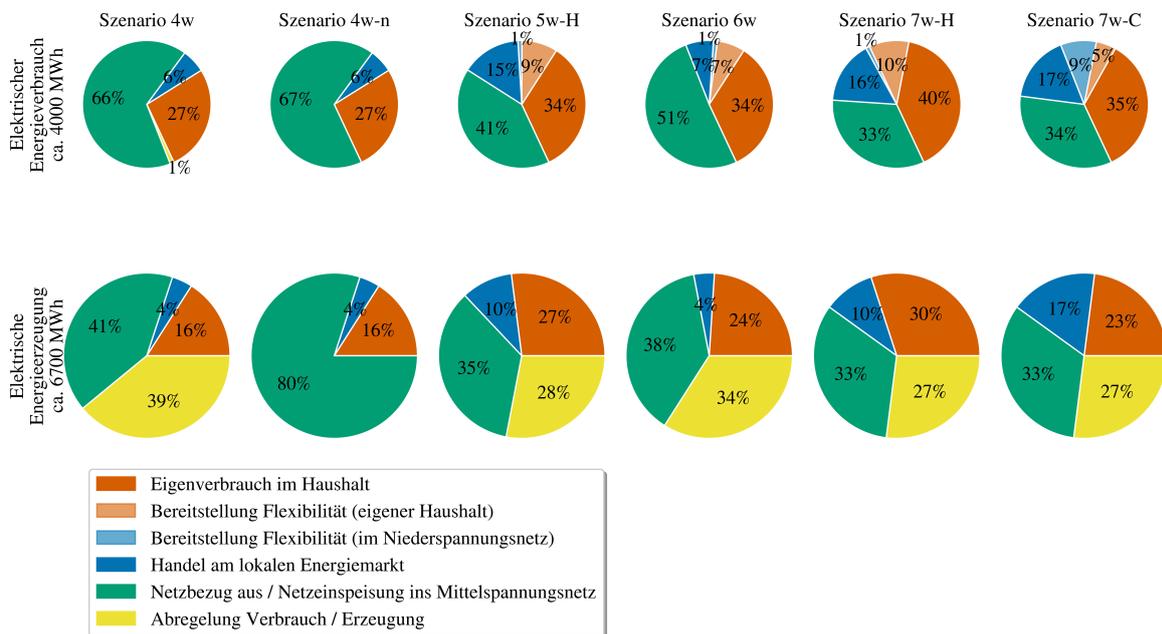


Abb. A.2: Verbrauchte und erzeugte elektrische Energiemengen in allen Lösungsszenarien

A.5 Workshop zum Thema Einflussfaktoren

Tab. A.4: Moderationsplan des Workshops

Zeit	Inhalt	Methode	Dauer
14:00	Begrüßung, Vorstellung, Ablauf und Ziel, Umfrage zum Hintergrund jeder Person	Mentimeter	10 min
14:15	Identifizierung der Einflussfaktoren und Gruppierung	Miroboard	25 min
14:40	Pause für Teilnehmende, Übertragen der Einflussfaktoren in Mentimeter-Abfrage		15 min
14:55	1. Abfragerunde durchführen, auswerten und vorstellen	1. Mentimeter blind ausfüllen, 2. gemeinsam Ergebnisse durchgehen und präsentieren	20 min
15:15	Vier Einflussfaktoren diskutieren und Dissens und Konsens herausarbeiten und begründen	Kleingruppendiskussion	20 min
14:35	2. Abfragerunde durchführen, auswerten und vorstellen	1. Mentimeter blind ausfüllen, 2. gemeinsam Ergebnisse durchgehen und präsentieren	20 min
15:55	Verabschiedung		5 min

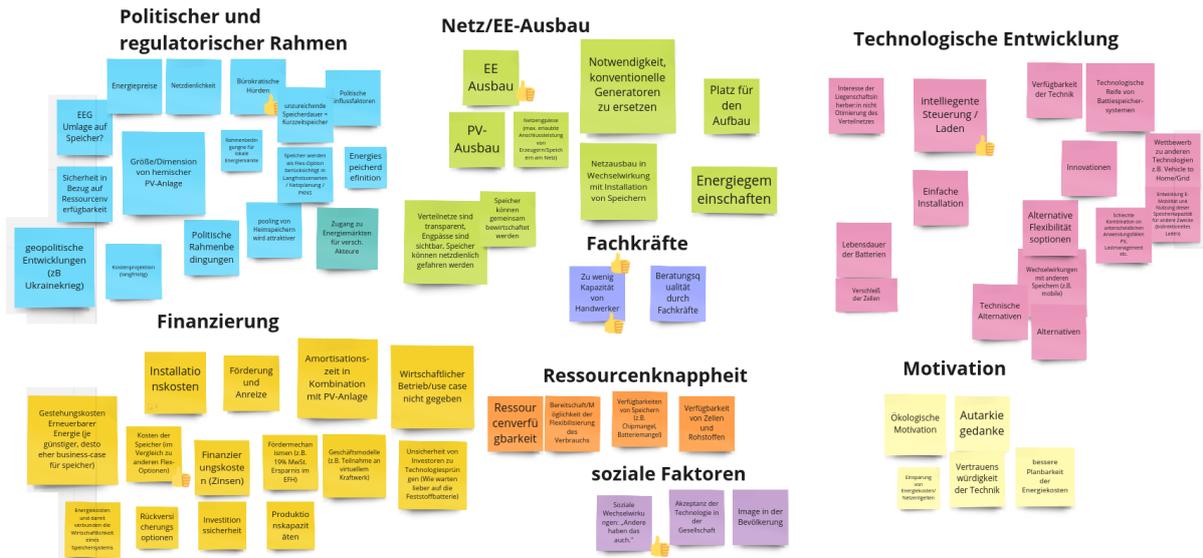


Abb. A.3: Einflussfaktoren der Miroboard-Abfrage gruppiert von den Teilnehmenden

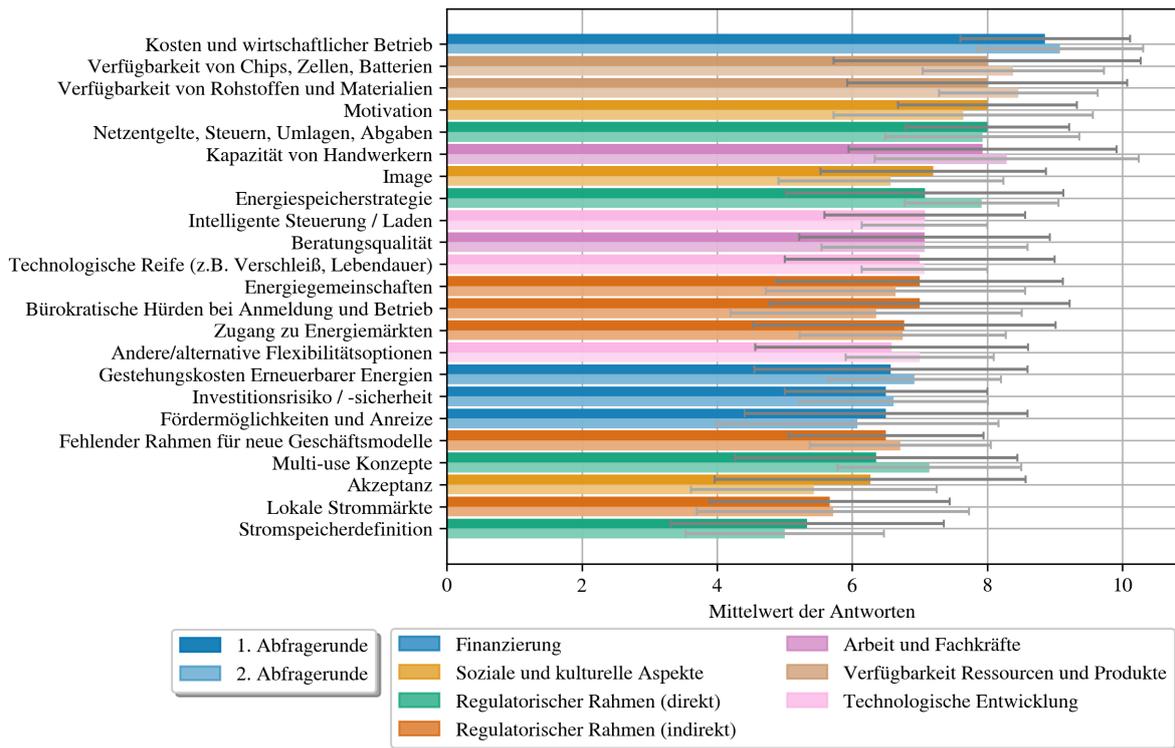


Abb. A.4: Einflussfaktoren der 1. und 2. Abfragerunde sortiert nach dem Mittelwert der 1. Abfragerunde

Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Technical report, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [2] Thomas Ackermann, Sanem Untsch, Matthias Koch, and Hermann Rothfuchs. Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Technical report, Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V., Bird und Bird LLP, Auftraggeber: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), 2014.
- [3] Amjad Anvari-Moghaddam, Ashkan Rahimi-Kian, Maryam S. Mirian, and Josep M. Guerrero. A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system. *Applied Energy*, 2017.
- [4] Arbeitskreis Nachhaltigkeit und Energieeffizienz im Hochbau. GEG 2020 und Änderungen GEG 2023, Gebäudeenergiegesetz Leitfaden für Bauherren und Anwender. Technical report, Bayerische Ingenieurekammer-Bau, 2022.
- [5] Astrid Aretz, Jan Knoefel, and Swantje Gährs. Prosumer-Potenziale in NRW 2030 - Studie für die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen. Technical report, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2017.
- [6] Maximilian Arnold. *Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren*. PhD thesis, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Kaiserslautern, 2019.
- [7] Marlin Arnz. The demand-side mitigation gap in German passenger transport. Technical report, Workgroup for Infrastructure Policy, Technical University Berlin, Berlin, Germany, 2022.
- [8] Poria Astero, Bong Jun Choi, Hao Liang, and Lennart Söder. Transactive Demand Side Management Programs in Smart Grids with High Penetration of EVs. *energies*, 2017.
- [9] Osama Ayadi and Sameer Al-Dahidi. Comparison of solar thermal and solar electric space heating and cooling systems for buildings in different climatic regions. *Solar Energy*, 2019.
- [10] Pio Baake, Sebastian Schwenen, and Christian von Hirschhausen. Local power markets. *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Discussion Papers)*, 2020.

- [11] Benjamin Bayer, Adela Marian, Patrick Matschoss, and Heiko Thomas. Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze. Technical report, Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), 2017.
- [12] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, 2011.
- [13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, 2023. Letzter Zugriff: 18:08.2023.
- [14] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V., and GEODE - Groupement Europeen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie, EWIV. BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Technical report, BDEW, 2021.
- [15] Becker Büttner Held Consulting AG. Verteilnetzbetreiber 2030 Aufgaben, Herausforderungen, Strategien 2018. Technical report, Becker Büttner Held Consulting AG, 2018.
- [16] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-01). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.883232>, 01 2017.
- [17] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-02). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905985>, 02 2019.
- [18] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-03). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905986>, 03 2019.
- [19] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-04). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905987>, 04 2019.
- [20] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-05). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905990>, 05 2019.
- [21] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-06). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905991>, 06 2019.
- [22] Klaus Behrens. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-07). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905992>, 07 2019.

- [23] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig. Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen. In *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 4.-6. März 2015 2015.
- [24] Joseph Bergner and Volker Quaschnig. Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer. Technical report, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2019.
- [25] Sascha Birk. Sectorcoupling-Loadshapegenerator. <https://github.com/Pyosch/Sectorcoupling-Loadshapegenerator>, 2019. last visit April 26, 2022.
- [26] Sascha Birk, Christian Brosig, and Eberhard Waffenschmidt. Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz. *15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz*, 2018.
- [27] BMWi. Ein Strommarkt für die Energiewende Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015.
- [28] Marian Bons, Jonas Knapp, Karoline Steinbacher, Marco Greve, Klaus Joachim Grigoleit, Stefan Kippelt, and Karsten Burges. Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene. Technical report, Umweltbundesamt, 2020.
- [29] Patric Brandt, Anna Ernst, Fabienne Gralla, Christopher Luederitz, Daniel Lang, Jens Newig, Florian Reinert, David Abson, and Henrik Wehrden. A review of transdisciplinary research in sustainability science. *Ecological Economics*, 2013.
- [30] Martin Braun, Ilja Krybus, Holger Becker, Roman Bolgaryn, Johannes Dasenbrock, Philip Gauglitz, Daniel Horst, Carsten Pape, Alexander Scheidler, and Jan Ulfers. Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034. Technical report, BearingPoint GmbH, Fraunhofer IEE, Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, 2018.
- [31] Heike Brugger and Tim Mandel. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul GHD und Geräte. Technical report, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, 2021.
- [32] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Energie - Bundesförderung für effiziente Gebäude - Sanierung Wohngebäude. https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Sanierung_Wohngebaeude/Anlagen_zur_Waermeerzeugung/anlagen_zur_waermeerzeugung_node.html, 2023. Letzter Zugriff: 05.07.2023.

- [33] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. RegioStaR - Regionalstatistische Raumtypologie für die Mobilitäts- und Verkehrsfor-schung. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html>, 2021. Letzter Zugriff: 2022/01/25.
- [34] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016.
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Batteriespeicher in Netzen. Technical report, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und In-novationsforschung ISI / Fraunhofer Institut für Energieinfrastrukturen und Geo-thermie IEG, Stiftung Umweltenergierecht, 2022.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihe-der-beschaeftigungszahlen-seit-2000.htm>, 2011. Letzter Zugriff: 27.10.2023.
- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Technical report, BMWK, 2023.
- [38] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Photovoltaik-Strategie Handlungsfelder und Maßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Klima-schutz (BMWK), 2023.
- [39] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Platt-form Klimaneutrales Stromsystem – im Dialog für ein neues Marktdesign. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html>, 2023. Letzter Zugriff: 16.08.2023.
- [40] Bundesnetzagentur. Beschlüsse hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach §7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_74_EK_Zins/BK4_Beschl_EK_Zins.html, 2021. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [41] Bundesnetzagentur (BNetzA). Entflechtung. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Entflechtung/start.html>, 2023. Letzter Zugriff: 22.08.2023.
- [42] Bundesnetzagentur (BNetzA). Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A_Eckpunktepapier_zweite_Kons.pdf?__blob=publicationFile&v=2, 2023. Letzter Zugriff: 30.10.2023.

- [43] Bundesnetzagentur (BNetzA). Marktbeobachtung, Monitoring Elektrizität/Gas, Netzengpassmanagement Erstes Quartal 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ1in2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1, 2023. Letzter Zugriff 27.11.2023.
- [44] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. Technical report, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [45] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen. Technical report, Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., 2023.
- [46] Bundesverband Wärmepumpen e.V. (bwp). SG Ready-Label. <https://www.waermepumpe.de/normen-technik/sg-ready/>. Letzter Zugriff: 04.07.2023.
- [47] Bruno Burger. Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2023. https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2023.pdf, 2024. Letzter Zugriff: 09.01.2024.
- [48] BVES – Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. Von der Speicherdefinition zur Speicherstrategie. Positionspapier, BVES, https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/07/BVES_Speicherstrategie_20230620.pdf, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [49] Diana Böttger, Holger Becker, Alexander Dreher, Helen Ganal, David Geiger, Norman Gerhardt, Yannic Harms, Carsten Pape, Maximilian Pfennig, Richard Schmitz, Andrea Schön, Sebastian Stock, Jan Ulffers, Nicolas Fuchs, Christoph Kost, Jessica Thomsen, Dörte Fouquet, Andreas Große, Wieland Lehnert, Wolfram Axthelm, and Matthias Stark. Neues Strommarktdesign. Technical report, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 2021.
- [50] Umit Cali and Ozan Cakir. Energy Policy Instruments for Distributed Ledger Technology Empowered Peer-to-Peer Local Energy Markets. *IEEE Access*, vol. 7, pp. 82888-82900, 2019.
- [51] Timothy Capper, Anna Gorbacheva, Mustafa A. Mustafa, Mohamed Bahloul, Jan Marc Schwidtal, Ruzanna Chitchyan, Merlinda Andoni, Valentin Robu, Mehdi Montakhabi, Ian J. Scott, Christina Francis, Tanaka Mbavarira, Juan Manuel Espana, and Lynne Kiesling. Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.

- [52] co2online. Verteilung des witterungsbereinigten Verbrauches (Alle Bundesländer, 2002-2021), <https://www.wohnbaeude.info/daten/#/heizen/bundesweit;main=allgemein>, letzter Zugriff: 03.07.2023. <https://www.wohnbaeude.info/daten/#/heizen/bundesweit;main=allgemein>, 2023. Letzter Zugriff: 03.07.2023.
- [53] Wesley Cole, A. Will Frazier, and Chad Augustine. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. *National Renewable Energy Laboratory*, pages 2021 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79236., 2021.
- [54] Nils Collath, Benedikt Tepe, Stefan Englberger, Andreas Jossen, and Holger Hesse. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review. *Journal of Energy Storage*, 2022.
- [55] Roger Corradini. *Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit*. PhD thesis, Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, 2013.
- [56] Jochen L. Cremer, Marco Pau, Ferdinanda Ponci, and Antonello Monti. Optimal Scheduling of Heat Pumps for Power Peak Shaving and Customers Thermal Comfort. *Conference: 6th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, 2017.
- [57] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union. RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, 2019. Letzter Zugriff: 22.08.2023.
- [58] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union. RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>, 2022. Letzter Zugriff: 16.08.2023.
- [59] Lucas Davis, Paul Gertler, Stephen Jarvis, and Catherine Wolfram. Air conditioning and global inequality. *Global Environmental Change*, 2021.
- [60] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technical report, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2012.
- [61] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Dena-NETZFLEXSTUDIE Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Technical report, Dena, 2017.

- [62] Deutsche Energie-Agentur GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Passivhaus Institut. Handbuch für Energieberater, Anleitung mit Tipps und Tricks zur Umsetzung. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), <https://www.gih.de/wp-content/uploads/2017/05/iSFP-Handbuch-Energieberater.pdf>, 2017.
- [63] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) . Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende. Technical report, Deutsche Energie-Agentur (dena), 2022.
- [64] Deutscher Bundestag. auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ralph Lenkert, Dr. Gesine Löttsch, Klaus Ernst, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. – Drucksache 20/8445 – Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung und Anpassung des Strommarktdesigns. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/090/2009016.pdf>, 2023. Letzter Zugriff 27.11.2023.
- [65] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010, 2011.
- [66] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Starkstromkabel. DIN VDE 0276-1000 VDE 0276-1000:1995-06, 1995.
- [67] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-AR-N 4105:2018-11, 2018.
- [68] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Verteilerkabel mit Nennspannung 0,6/1kV. DIN VDE 0276-603 VDE 0276-603:2018-04, 2018.
- [69] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen – Teil 2: Planung; Deutsche Fassung EN 806-2:2005. Technical report, DIN Deutsches Institut für Normung e.V, 2005.
- [70] DIN-Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik sowie deren Sicherheit (NHRS) DIN-Normenausschuss Bauwesen (NABau). Energetische Bewertung von Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Teil 1: Raumheizlast, Modul M3-3; Deutsche Fassung EN 12831-1:2017. Technical report, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2017.
- [71] Siyuan Dong, Enrique Kremers, Maria Brucoli, Rachael Rothman, and Solomon Brown. Improving the Feasibility of Household and Community Energy Storage: A Techno-Enviro-Economic Study for the UK. *White Rose Research Online*, 2020.

- [72] Ralf Dott, Michel Haller, Jörn Ruschenburg, Fabian Ochs, and Jacques Bony. The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load, A technical report of subtask C Report C1 Part B. Technical report, International Energy Agency, 2013.
- [73] Marthe Fogstad Dynge, Ugur Halden, Gro Klæboe, and Umit Cali. LCOE-Based Pricing for DLT-Enabled Local Energy Trading Platforms. *Frontiers in Energy Research* 10:901009, 2022.
- [74] M. Ortmanns E. Hoffmann, F. Mohaupt. Akzeptanz von Speicherdienstleistungen und weiteren Energiedienstleistungen Stand der Forschung aus sozialwissenschaftlicher Perspektive. Technical report, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2018.
- [75] e2m - energy to market. Fleximum Batteries – Zentrale Bausteine der Energiewelt von Morgen. <https://www.e2m.energy/de/speicher.html>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [76] Jan-Bleicke Eggers, Martin Behnisch, Johannes Eisenlohr, Hanna Poglitsch, Windy-Fook Phung, Markus Münzinger, Claudio Ferrara, and Tilmann Kuhn. PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland. In *35. PV-Symposium 01./02. September 2020*, pages 837–856, 2020.
- [77] C. Elberg, C. Frings, S. Jeddi, and A. Sitzmann. Flexibilitätspotenzial von Haushalten zur netzdienlichen Reduktion von Nachfragespitzen. Kurzstudie, Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018.
- [78] Mahmoud Elkazaz, Mark Sumner, Eldar Naghiyev, Zhihao Hua, and David Thomas. Techno-Economic Sizing of a community battery to provide community energy billing and additional ancillary services. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2021.
- [79] Bernd Engel and Jonas Wussow. Können PV-Speichersysteme die Netzintegration der Elektromobilität unterstützen. Kurzstudie, Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, 2019.
- [80] Stefan Englberger, Andreas Jossen, and Holger Hesse. Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications. *Cell Reports Physical Science*, 2020.
- [81] Stefan Paul Englberger. *Optimized energy management for battery energy storage via multi-use and multi-storage operation*. PhD thesis, TUM School of Engineering and Design, 2021.
- [82] Europäische Kommission. Electricity Market Reform for consumers and annex. https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex_de, 2023. Letzter Zugriff: 16.08.2023.

- [83] Fachausschuss Elektro- und Informationstechnische Gebäudeinfrastruktur (EIG) der HEA – Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V., Berlin. Elektromobilität – Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden. Technical report, GED Gesellschaft für Energiedienstleistung GmbH & Co. KG, 2017.
- [84] Fachausschuss Oberflächennahe Geothermie des Bundesverbandes Geothermie. Erdwärme Tipps für Hausbesitzer und Bauherren (Oberflächennahe Geothermie). Technical report, Bundesverband Geothermie, 2019. Letzter Zugriff: 09.08.2023.
- [85] M. Nazif Faqiry, Lawryn Edmonds, Hongyu Wu, and Anil Pahwa. Distribution locational marginal price-based transactive day-ahead market with variable renewable generation. *Applied Energy*, 2020.
- [86] M. Nazif Faqiry, Lawryn Edmonds, Haifeng Zhang, Amin Khodaei, and Hongyu Wu. Transactive-Market-Based Operation of Distributed Electrical Energy Storage with Grid Constraints. *energies*, 2017.
- [87] Jan Figgenger, David Haberschusz, Kai-Philipp Kairies, Oliver Wessels, Benedikt Tepe, and Dirk Uwe Sauer. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. *Jahresbericht 2018, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen*, 2018.
- [88] Jan Figgenger, Christopher Hecht, David Haberschusz, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel, and Dirk Uwe Sauer. The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2022). *arXiv*, 2022.
- [89] Jan Figgenger, Christopher Hecht, David Haberschusz, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel, and Dirk Uwe Sauer. The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). *Preprint*, 2023.
- [90] Jan Figgenger, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, David Haberschusz, Oliver Wessels, Martin Robinius, Detlef Stolten, and Dirk Uwe Sauer. The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. *Journal of Energy Storage*, 2021.
- [91] Jan Figgenger, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, Jochen Haberschusz, Oliver Wessels, Georg Angenendt, Martin Robinius, Detlef Stolten, and Dirk Uwe Sauer. The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. *Journal of Energy Storage*, 2020.
- [92] Jakob Flechtner and Sebastian Bolay. Faktenpapier Ausbau der Stromnetze, Grundlagen, Planungen, Alternativen. Technical report, DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin, Brüssel, 2015.
- [93] Verena Fluri. *Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher*. PhD thesis, Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften Department Energie- und Umweltmanagement der Universität Flensburg, 2019.

- [94] Philipp Fortenbacher. *On the Integration of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids*. PhD thesis, ETH Zurich, 2017.
- [95] Philipp Fortenbacher, Martin Zellner, and Göran Andersson. Optimal Sizing and Placement of Distributed Storage in Low Voltage Networks. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016.
- [96] Fraunhofer IEE und University of Kassel. Standard Type Libraries - Basic Standard Types, Revision 703b92fc. https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.11.1/std_types/basic.html, 2023. Letzter Zugriff: 22.02.2023.
- [97] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Energy-Charts - Karten - Infrastruktur und Metadaten. <https://energy-charts.info/map/map.htm?l=de&c=DE&country=DE&zoom=11&lat=52.21&lng=14.474&lines=1110000>. Letzter Zugriff: 14.02.2023.
- [98] Jan Gasten, Joachim Klaus, Wilhelm Cramer, Arvid Amthor, Stefan Jessenberger, Michael Metzger, Sebastian Schreck, Johannes Hilpert, Markus Kahles, Maximilian Wimmer, Daniela Fietze, Jana Nysten, and Julian Senders. Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte. Technical report, pebbles-Konsortium, Stiftung Umweltenergierecht, 2021.
- [99] Jakob Gemassmer, Carolin Daam, and Ricardo Reibsch. Challenges in grid integration of electric vehicles in urban and rural areas. *World Electric Vehicle Journal*, 2021.
- [100] Till Gnann, Daniel Speth, Patrick Plötz, Martin Wietschel, and Michael Krail. Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge – Rückblick und Ausblick bis 2030. Technical report, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2022.
- [101] Kathrin Graulich, Dierk Bauknecht, Christoph Heinemann, Inga Hilbert, Moritz Vogel, Dieter Seifried, and Sebastian Albert-Seifried. Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen. Technical report, Öko-Institut e.V., Büro Ö-quadrat GmbH, 2018.
- [102] Greenhouse Media GmbH . Pufferspeicher-Technik, Auslegung und Kosten. <https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/pufferspeicher>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [103] Ruchi Gupta, Alejandro Pena-Bello, Kai Ninoand Roduner Cattia Streicher, Yams hid Farhat, David Thöni, Martin Kumar Patel, and David Parra. Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating. *Applied Energy*, 2021.
- [104] Volker Gustedt, Birte Greve, Christian Brehm, and Claudia Halici. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Technical report, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2023.

- [105] Swantje Gährs and Jan Knoefel. Stakeholder demands and regulatory framework for community energy storage with a focus on Germany. *Energy Policy*, 2020.
- [106] Leonard Göke, Claudia Kemfert, Mario Kendzioriski, and Christian von Hirschhausen. 100 Prozent erneuerbare Energien für Deutschland: Koordinierte Ausbauplanung notwendig. Technical report, DIW, 2021. DOI: https://doi.org/10.18723/diw_wb:2021291.
- [107] Lars Handrich. Ein Koalitionsvertrag für ein klimaneutrales Deutschland? Eine Bewertung hinsichtlich der Erreichung der Ziele des Bundesklimaschutzgesetzes und der Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland. Technical report, DIW-ECON, Das Consulting-Unternehmen des DIW Berlin, 2021.
- [108] Sebastian Harnisch, Philipp Steffens, Hans Henning Thies, Julian Monscheidt, Linda Münch, Carsten Böse, and Ben Gemsjäger. Planungs und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze, Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. Technical report, Bergische Universität Wuppertal Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik und Siemens AG Energy Management Division, Digital Grid, Power Technologies International, 2016.
- [109] C. Hecht, K.G. Spreuer, J. Figgenger, and D.U. Sauer. Market Review and Technical Properties of Electric Vehicles in Germany. *Vehicles*, 4:903–916, 2022.
- [110] Anya Heider, Kilian Helfenbein, Birgit Schachler, Tim Röpcke, and Gabriela Hug. On the Integration of Electric Vehicles into German Distribution Grids through Smart Charging. In *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2022. DOI: 10.1109/SEST53650.2022.
- [111] Anya Heider, Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, Avia Linke, and Gabriela Hug. Flexibility options and their representation in open energy modelling tools. *Energy Strategy Reviews*, 2021.
- [112] Wilko Heitkoetter, Bruno U. Schyska, Danielle Schmidt, Wided Medjroubi, Thomas Vogt, and Carsten Agert. Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. *Advances in Applied Energy*, 2020.
- [113] Hans-Martin Henning and Andreas Palzer. Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2015.
- [114] R. Hollinger, B. Wille-Hausmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, and N. Kreifels. Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013.

- [115] William Holmgren, Clifford Hansen, and Mark Mikofski. pvlb python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884, 2018.
- [116] IEA. A Tale of Renewed Cities A policy guide on how to transform cities by improving energy efficiency in urban transport systems. Technical report, International Energy Agency, 2013.
- [117] Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH. Mobilität in Deutschland (MiD) 2017. <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/index.html>, 2019. last viewed: 2022/01/25.
- [118] IRENA. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [119] IRENA. Global Energy Transformation: A roadmap to 2050. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi., 2018.
- [120] IRENA. Innovation landscape brief: Utility-scale batteries. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [121] IRENA. Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [122] M. Klobasa J. Stute, M. Kühnbach. Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern - Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte. 11. internationale energiewirtschaftstagung an der tu wien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2019.
- [123] Thomas Jahn, Matthias Bergmann, and Florian Keil. Transdisciplinarity: Between mainstreaming and marginalization. *Ecological Economics*, 2012.
- [124] Corentin Jankowiak, Aggelos Zacharopoulos, Caterina Brandoni, Patrick Keatley, Paul MacArtain, and Neil Hewitt. The Role of Domestic Integrated Battery Energy Storage Systems for Electricity Network Performance Enhancement. *energies*, 2019.
- [125] Jens Piasecki, RENEWA GmbH. Wärmespeicher - für Heizungen oder Solarthermie. <https://www.energieheld.de/heizung/waermespeicher#warmepumpe>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [126] Simon M. Jowitt, Gavin M. Mudd, and John F. H. Thompson. Future availability of non-renewable metal resources and the influence of environmental, social, and governance conflicts on metal production. *Communications Earth & Environment* 1, 13, 2020.
- [127] Thomas Kaschub. *Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung*. PhD thesis, KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), 2017.

- [128] Thomas Kaschub, Patrick Jochem, and Wolf Fichtner. Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility. *Energy Policy*, 2016.
- [129] Tabea Katerbau, Ricardo Reibsch, and Julia Kowal. Analysis of Operating and Positioning Strategies of Home and Community Storage Systems in Low Voltage Grids in a Sector-Coupled and Renewable Energy System. *Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022)*, 2023.
- [130] Johan Kensby, Anders Trüschel, and Jan-Olaf Dalenbäck. Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems – Results from a pilot test. *Applied Energy*, 2014.
- [131] Georg Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. PhD thesis, Technische Universität München Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2011.
- [132] Timo Kern, Michael Hinterstocker, and Serafin von Roon. Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt. *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2019*, 2019.
- [133] Mohsen Khorasany, Yateendra Mishra, and Gerard Ledwich. Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018.
- [134] Klaus Faber AG. Starkstromkabel NAYY-J/-O. https://shop.faberkabel.de/out/downloads/uploads/DE/dbl_nayy.pdf, 2023. Letzter Zugriff: 22.02.2023.
- [135] Mira Klausen, Matthias Resch, and Jochen Bühler. Analysis of a Potential Single and Combined Business Model for Stationary Battery Storage Systems. In *10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016*, 2016.
- [136] Jan Knoefel and Benjamin Herrmann. Technisch-ökonomische Bewertung von Quartierspeichern - Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und der regionalökonomischen Effekte von Quartierspeichern. Technical report, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2021.
- [137] Maarten Koese, Carlos F. Blanco, and Martina G. Vert, Vicente B. and Vijver. A social life cycle assessment of vanadium redox flow and lithium-ion batteries for energy storage. *Journal of Industrial Ecology*, 2022.
- [138] W. Konrad, E. Hoffmann, E. Pissarskoi, D. Scheer, and A. Trefzer. Das Smart Grid im Privathaushalt. Zur Digitalisierung des Energiesystems aus Verbrauchersicht. Technical report, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und DIALOGIK, 2017.
- [139] Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand - Zahlen zum 1. Januar 2023 im Überblick, 2023.
- [140] D. Kucevic, L. Semmelmann, N. Collath, A. Jossen, and H Hesse. Peak Shaving with Battery Energy Storage Systems in Distribution Grids: A Novel Approach to Reduce Local and Global Peak Loads. *MDPI electricity*, 2021.

- [141] Daniel Lang, Arnim Wiek, Matthias Bergmann, Michael Stauffacher, Pim Martens, Peter Moll, Mark Swilling, and Christopher Thomas. Transdisciplinary research in sustainability science: practice, principles, and challenges. *Sustainability science: bridging the gap between science and society*, 2012.
- [142] Jochen Linssen, Peter Stenzel, and Johannes Flear. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. *Applied Energy*, 2015.
- [143] Martin Lödl, Georg Kerber, Prof. Dr. Rolf Witzmann, Dr. Clemens Hoffmann, and Dr. Michael Metzger. Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. Technical report, TU München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2010. 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria.
- [144] Alexandra Lüth, Jan Martin Zepter, Granado Pedro Crespo del, and Ruud Egging. Local electricity market designs for peer-to-peer trading: The role of battery flexibility. *Applied Energy*, 2018.
- [145] Chathurika Mediwaththe, Edward R. Stephens, David Smith, and Anirban Mahanti. Competitive Energy Trading Framework for Demand-Side Management in Neighborhood Area Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015.
- [146] Steffen Meinecke, Simon Drauz, Dr. Nils Bornhorst, Dr. Christian Spalthoff, Dr. Lars-Peter Lauven, Dennis Cronbach, Jan-Hendrik Menke, Kneiske Dr. Tanja, Annika Klettke, Džanan Sarajlić, Julian Sprey, Chris Kittl, Dr. Tobias van Leeuwen, Prof. Dr.-Ing Christian Rehtanz, Prof. Dr.-Ing Albert Moser, and Prof. Dr.-Ing Martin Braun. SimBench - Dokumentation, Dokumentationsversion DE-1.0.1, Elektrische Benchmarknetzmodelle. Technical report, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze - Universität Kassel, Fraunhofer IEE, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft - RWTH Aachen, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft - Technische Universität Dortmund, 2020.
- [147] Steffen Meinecke, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz, Annika Klettke, Lars-Peter Lauven, Christian Rehtanz, Albert Moser, and Martin Braun. SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis. *Energies*, 13(12):3290, June 2020.
- [148] Kira Meisenzahl and Eberhard Waffenschmidt. District Battery for Optimized Use of Photovoltaic Energy. *Atlantis Highlights in Engineering, volume 6, 14th International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020)*, 2021.
- [149] Esther Mengelkamp, Samrat Bose, Enrique Kremers, Jan Eberbach, Bastian Hoffmann, and Christof Weinhardt. Increasing the efficiency of local energy markets through residential demand response. *Energy Informatics*, 2018.

- [150] Esther Mengelkamp, Johannes Gärttner, Kerstin Rock, Scott Kessler, Lawrence Orsini, and Christof Weinhardt. Designing microgrid energy markets A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 2017.
- [151] Esther Mengelkamp, Philipp Staudt, Johannes Gärttner, and Christof Weinhardt. Trading on Local Energy Markets: A Comparison of Market Designs and Bidding Strategies. *IEEE*, DOI: 10.1109/EEM.2017.7981938, 2017.
- [152] Michael Sterner. *Energiespeicher, Bedarf - Technologien - Integration*, volume 2. Ingo Stadler, 2017.
- [153] Iman Naziri Moghaddam. *Optimal Sizing and Operation of Energy Storage Systems to Mitigate Intermittency of Renewable Energy Resources*. PhD thesis, The University of North Carolina at Charlotte, 2018.
- [154] Ahmed A. Raouf Mohamed, Robert J. Best, Xueqin Liu, and D. John Morrow. Residential Battery Energy Storage Sizing and Profitability in the Presence of PV and EV. *Powertech Congress 2021*, 2021.
- [155] Mahdi Motalleb and Reza Ghorbani. Non-cooperative game-theoretic model of demand response aggregator competition for selling stored energy in storage devices. *Applied Energy*, 2017.
- [156] Marcus Müller, Lorenz Viernstein, Cong Nam Truong, Andreas Eiting, Holger C. Hesse, Rolf Witzmann, and Andreas Jossen. Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. *Journal of Energy Storage*, 2017.
- [157] Tobias Müller, Michael Becker, Alexander Hobert, Björn Uhlemeyer, Markus Zdrallek, Christian Knoll, and Ekkehard Boden. Vergleichsanalyse unterschiedlicher Speicher- und Ladekonzepte von dezentralen Batteriespeichersystemen zur Behebung von Netzengpässen an Szenarien eines realen Ortsnetzes. Technical report, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, 2020.
- [158] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität, and RE-xpertise. Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus. Technical report, Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [159] nextkraftwerk. Batterien optimiert vermarkten, So wird Ihr Speicher zur Einnahmequelle. <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/batteriespeicher>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [160] Marlen Niederberger. *Methoden der Experten- und Stakeholdereinbindung in der sozialwissenschaftlichen Forschung*. Sandra Wassermann, 2015.

- [161] P. Nobis. *Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen*. PhD thesis, Technische Universität München, 2015.
- [162] Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik (NHRS) im DIN. Heizungsanlagen in Gebäuden – Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen; Deutsche Fassung EN 15450:2007. Technical report, DIN Deutsches Institut für Normung e.V, 2007.
- [163] Nico Orth, Johannes Weniger, Lucas Meissner, Isabel Lawaczeck, and Volker Quaschnig. *Stromspeicher-Inspektion 2022*. Technical report, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2022.
- [164] David Parra, David Gillott, Stuart A. Norman, and Gavin S. Walker. Optimum community energy storage system for PV energy time-shift. *Applied Energy*, 2015.
- [165] David Parra and Romain Mauger. A new dawn for energy storage: An interdisciplinary legal and techno-economic analysis of the new EU legal framework. *Energy Policy*, 2022.
- [166] David Parra, Maciej Swierczynskib, Daniel I. Stroe, Stuart.A. Norman, Andreas Abdon, Jörg Worlitschek, Travis O’Doherty, Lucelia Rodrigues, Mark Gillotte, Xiaojin Zhang, Christian Bauer, and Martin K. Patel. An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [167] Alejandro Pena-Bello, Philipp Schuetz, Matthias Berger, Jörg Worlitschek, Martin Patel, and David Parra. Decarbonizing heat with PV-coupled heat pumps supported by electricity and heat storage: Impacts and trade-offs for prosumers and the grid. *Energy Conversion and Management*, 2021.
- [168] Dominik Peper, Sven Längle, Melissa Muhr, Tobias Reuther, and Christoph Kost. *Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen - Auswertung des Marktstammdatenregisters*. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2022.
- [169] Sebastian Pinnau and Cornelia Breitkopf. Determination of Thermal Energy Storage (TES) characteristics by Fourier analysis of heat load profiles. *Energy Conversion and Management*, 2015.
- [170] Prognos. *Eigenversorgung aus Solaranlagen - Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Technical report, Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, 2016.
- [171] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Technical report, im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.

- [172] PV Think Tank. Deutschland braucht eine Speicherstrategie. Technical report, PV Think Tank, Letzter Zugriff: 23.10.2023 2023.
- [173] V. Quaschnig. Sektorenkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Technical report, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2016.
- [174] V. Quaschnig, J. Weniger, J. Bergner, and T. Tjaden. Sektorkopplung durch die Energiewende: Warum wir weit mehr als 200 GW Photovoltaik für die deutsche Energiewende brauchen. 32. symposium photovoltaische solarenergie, kloster banz, bad staffelstein, HTW Berlin, 2017.
- [175] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation*. Hanser Verlag München, 2013.
- [176] Volker Quaschnig, Nico Orth, Johannes Weniger, Joseph Bergner, Bernhard Siegel, and Michaela Zoll. Solarstromausbau für den Klimaschutz - Wie viel Photovoltaik ist in Deutschland zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens erforderlich? Technical report, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2021.
- [177] Christian Rehtanz, Marco Greve, Ulf Häger, Zita Hagemann, Stefan Kippelt, Chris Kittl, Marie-Louise Kloubert, Oliver Pohl, Florian Rewald, and Christian Wagner. Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Technical report, ef.Ruhr GmbH (Hrsg.), Technische Universität Dortmund ie3 – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, 2017.
- [178] Ricardo Reibsch. Der Beitrag von Batteriespeichern in Niederspannungsnetzen im Erneuerbaren und sektorengkoppelten Energiesystem. In *ETG-Kongress 2023, Die Energiewende beschleunigen, 25. – 26.05.2023 in Kassel*. VDE Verlag GmbH, 2023. ISBN 978-3-8007-6108-1.
- [179] Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, and Julia Kowal. The importance of battery storage systems in reducing grid issues in sector-coupled and renewable low-voltage grids. *Journal of Energy Storage*, 2023.
- [180] Reiner Lemoine Institut. BEST: Blockchainbasiertes dezentrales Energiemarktdesign und Managementstruktur. <https://best-strommarkt.de/>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [181] Reiner Lemoine Institut gGmbH. SimBEV. <https://github.com/rl-institut/simbev>, 2021. accessed 03.05.2022.
- [182] Reiner Lemoine Institut gGmbH et al. SmartPowerFlow - Optimierung der Netzerweiterung versusEnergiespeicher auf der Verteilnetzebene infolgezunehmender regenerativer Leistungslüsse. Technical report, Reiner Lemoine Institut, 2017.

- [183] Reiner Lemoine Stiftung. Leitplanken für die Gestaltung des Klimaneutralen Stromsystems, Erkenntnisse aus einer Expert*innen-Umfrage. Technical report, RLS-Graduiertenkolleg, 2022.
- [184] Kara E. Rodby. Battery deployment in the U.S. faces non-technical barriers. *MIT Science Policy Review*, 2022.
- [185] Hengky K. Salima, Rodney A. Stewart, Oz Sahina, and Michael Dudley. Drivers, barriers and enablers to end-of-life management of solar photovoltaic and battery energy storage systems: a systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, 2019.
- [186] Florian Samweber and Philipp Nobis. Sun2Car@GAP Endbericht. *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)*, 2014.
- [187] Florian Tobias Samweber. *Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze*. PhD thesis, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München, 2018.
- [188] Antonio Sanchez, Qi Zhang, Mariano Martín, and Pastora Vega. Towards a new renewable power system using energy storage: An economic and social analysis. *Energy Conversion and Management*, 2022.
- [189] B. Schachler, A. Heider, T. Röpke, F. Reinke, and C. Bakker. Assessing the impacts of market-oriented electric vehicle charging on german distribution grids. In *5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021)*, volume 2021, pages 128–136, 2021.
- [190] Magnus Schauf and Sebastian Schwenen. System price dynamics for battery storage. *Energy Policy*, 2023.
- [191] Herrman Scheer. *Der energEthische Imperativ - 100% jetzt: Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist*. Antje Kunstmann Verlag, 2010.
- [192] Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Friedrich Kunz, and Claudia Kemfert. Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich. Technical report, DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., 2017.
- [193] O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir, and I. Staffell. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2017.
- [194] Elsa Semmling, Anja Peters, Hans Marth, Walter Kahlenborn, and Peter de Haan. Rebound-Effekte: Wie können sie effektiv begrenzt werden? Technical report, Umweltbundesamt, 2016.

- [195] Frank Sensfuß, Benjamin Lux, Christiane Bernath, Christoph Kiefer, Benjamin Pfluger, Christoph Kleinschmitt, Katja Franke, Gerda Deac, Heike Brugger, Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Andrea Herbst, Manz Pia, Marius Neuwirth, Martin Wietschel, Till Gnann, Daniel Speth, Michael Krail, Peter Mellwig, Sebastian Blöhmer, Bernd Tersteegen, Christoph Maurer, Alexander Ladermann, Tom Dröscher, Sebastian Willemsen, Joachim Müller-Kirchenbauer, Johannes Giehl, Melissa Hilaire, Sarah Schöngart, Ashlen Kurre, Jeremias Hollnagel, and Flora von Mikulicz-Radecki. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. im Auftrag vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2021.
- [196] Felix Rafael Segundo Sevilla, David Parra, Nicolas Wyrsh, Martin Patel, Florian Kienzle, and Petr Korba. Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration. Technical report, Journal of Energy Storage, 2018.
- [197] Maurizio Sibilla and Esra Kurul. Towards Social Understanding of Energy Storage Systems - A Perspective. *energies*, 2023. 16, 6868.
- [198] SolarPower Europe. European Market Outlook for Residential Battery Storage 2020-2024. Technical report, SolarPower Europe, <https://resource-platform.eu/wp-content/uploads/files/statements/2820-SPE-EU-Residential-Market-Outlook-07-mr.pdf>, 2020.
- [199] sonnen GmbH. Netzdienstleistungen mit Batteriespeichern. <https://sonnen.de/wissen/netzdienstleistungen-mit-batteriespeichern/>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [200] Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). Koalitionsvertrag: Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>, 2021. accessed 03.03.2022.
- [201] Iain Staffell, Dan Brett, Nigel Brandon, and Adam Hawkes. A review of domestic heat pumps. *Energy and Environmental Science*, 2012.
- [202] Statistisches Bundesamt. Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html>, 2023. Letzter Zugriff: 28.03.2023.

- [203] Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl, Andreas Bett, and Hans-Martin Henning. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2020.
- [204] S. Tenbohlen, M. Brunner, M. Schmidt, and T. Henzler. Be- und Entlastung elektrischer Verteilnetze durch Wärmepumpen bei der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden. Technical report, Zentrum für Energieforschung Stuttgart, 2015.
- [205] Benedikt Tepe, Nils Collath, Holger Hesse, and Urban Rosenthal, Markus und Windelen. Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg. (2021) Heft*, 2021.
- [206] Tesvolt AG. Peak shaving. <https://www.tesvolt.com/en/applications/peak-shaving.html>, 2023. Letzter Zugriff: 18.08.2023.
- [207] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun. pandapower - An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6510–6521, Nov 2018.
- [208] Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Johannes Weniger, and Volker Quaschnig. Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Datensatz, lizenz: Cc-by-nc-4.0, heruntergeladen am 03.03.2020, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW)Berlin, 2015.
- [209] Felipe Toro, Eberhard Jochem, and Oliver Lösch. Bewertung der thermischen Energiespeicher (Latentwärmespeicher) als eine Komponente industrieller Abwärmenutzung FuE-Bedarf, Marktpotentiale, Hemmnisse und Empfehlungen - ein Statuspapier -. Technical report, Technische Universität Darmstadt, Karlsruher Institut für Technologie, IREES GmbH, ETA-Solutions GmbH, 2021.
- [210] T. Traber, F. S. Hegner, and H.-J. Fell. An Economically Viable 100% Renewable Energy System for All Energy Sectors of Germany in 2030. *Energies*, 14, 5230, 2021.
- [211] Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, Takamitsu Itou, Kiyoyuki Kitamura, Katsumi Akanuma, Masaharu Yokota, Hiroyuki Sugihara, and Atsushi Morimoto. Advanced analysis of grid-connected PV systems performance and effect of batteries. Technical report, Electrical Engineering in Japan 164 (2008), S. 21–33. issn: 1520-6416, 2008.
- [212] Umweltbundesamt (UBA), Fachgebiet V 1.4, und BMW. Energieeffizienz in Zahlen - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2021. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi), 2021.

- [213] United Nations. Theme Report in Energy Transition - towards the achievement of SDG7 and net-zero emissions. Technical report, United Nations, International Renewable Energy Agency (IRENA), United Nations Environment Program (UNEP), United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (UN ESCAP), 2021.
- [214] Werner van Westering and Hans Hellendoorn. Low voltage power grid congestion reduction using a community battery: Design principles, control and experimental validation. *Electrical Power and Energy Systems*, 2020.
- [215] D. Vanhoudt, D. Geysen, B. Claessens, F. Leemans, L. Jespers, and J. Van Bael. An actively controlled residential heat pump: Potential on peak shaving and maximization of self-consumption of renewable energy. *Renewable Energy*, 2014.
- [216] Eero Vartiainen, Gaëtan Masson, Christian Breyer, David Moser, and Eduardo Roman Medina. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics*, 2019.
- [217] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. Technical report, VDE, Frankfurt am Main, 2019.
- [218] VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (GEU). VDI 4645, Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern Planung, Errichtung, Betrieb. Technical report, Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2018.
- [219] Verein deutscher Ingenieure e.V. (VDI). VDI 4645, Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern Planung, Errichtung, Betrieb. Technical report, VDI, 2018.
- [220] Viessmann Deutschland GmbH. Planungshandbuch Wärmepumpen. Technical report, Viessmann Werke, Allendorf (Eder), 2011.
- [221] Jan von Appen and Martin Braun. Sizing and improved grid integration of residential PV systems with heat pumps and battery storage systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2019.
- [222] VS Verlag für Sozialwissenschaften, editor. *Das Gruppendelphi - Konzept und Fragebogenkonstruktion*. Ortwin Renn, 2009.
- [223] Stefan Wacker. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-08). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.905993>, 08 2019.
- [224] Stefan Wacker. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-09). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.908867>, 09 2019.

- [225] Stefan Wacker. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-10). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.908875>, 10 2019.
- [226] Stefan Wacker. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-11). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.908876>, 11 2019.
- [227] Stefan Wacker. Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2017-12). Meteorologisches Observatorium Potsdam. PANGAEA, <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.908880>, 12 2019.
- [228] Eberhard Waffenschmidt, Silvan Rummeny, Frank Günther, and Paul Robert Stankat. Islanding operation of a community power grid with renewable energy sources and a large battery. Technical report, Technische Hochschule Köln, Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH, SMA Solar Technology AG, 2020.
- [229] Johannes Wagner, Nils Namockel, and Konstantin Gruber. Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung. Technical report, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), 2021.
- [230] Jiang-bo Wanga, Kai Liua, Toshiyuki Yamamoto, and Takayuki Morikawac. Improving estimation accuracy for electric vehicle energyconsumption considering the effects of ambient temperature. In *The 8th International Conference on Applied Energy – ICAE2016*, 2016.
- [231] Christof Weinhardt, Esther Mengelkamp, Wilhelm Cramer, Sarah Hambridge, Alexander Hobert, Enrique Kremers, Wolfgang Otter, Pierre Pinson, Verena Tiefenbeck, and Michel Zade. How far along are Local Energy Markets in the DACH+ Region? A Comparative Market Engineering Approach. *Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '19)*, Phoenix, AZ, USA. ACM, New York, NY, USA, June 25–28 2019.
- [232] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschnig. Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Technical report, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2015.
- [233] Johannes Weniger, Nico Orth, Isabel Lawaczeck, Lucas Meissner, and Volker Quaschnig. Stromspeicher-Inspektion 2021. Technical report, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2021.
- [234] Johannes Weniger, Nico Orth, Lucas Meissner, Cheyenne Schlüter, and Jonas Meyne. Stromspeicher-inspektion 2023. Technical report, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2023.

- [235] Jan Wiesenthal and Frieder Schnabel. Multi-use of Community Energy Storage - Energy Services and their Compatibility with Increasing Self-consumption as Primary Service with a Focus on Germany. *Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference 2021 (IRES 2021)*, 2021.
- [236] Harry Wirth. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Technical report, Fraunhofer ISE, 2021. version of May 15, 2021.
- [237] Harry Wirth. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2022.
- [238] Harry Wirth. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2023.
- [239] Martin Wolter, Ivana Mladenovic, Christian Klabunde, Christian Reinhold, Corinna Knepper, Götz Lipphardt, Harald Stengl, Jessica Stephan, Josef Bayer, Martin Kleimaier, Matthias Hable, Matthias Leuthold, Matthias Hadlak, Oliver Koch, Sigrid Plötz, Thilo Engelmann, Thomas Benz, Thomas Micka, Uwe Jansen, Uwe Welteke-Fabricsius, Werner Neumann, Wolfgang Fritz, and Wolfram Wellßow. Flexibilisierung des Energiesystems. Technical report, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., VDE Studie, Offenbach am Main, Oktober 2023.
- [240] Gunnar Wrede. Energiewende ermöglichen - drei Schritte, um das Potential von Stromspeichern zu heben. Technical report, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2022.
- [241] Jun Xiao, Linqun Bai, Fangxing Li, Haishen Liang, and Chengshan Wang. Sizing of Energy Storage and Diesel Generators in an Isolated Microgrid Using Discrete Fourier Transform (DFT). Technical report, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 5, NO. 3, JULY 2014, 2014.
- [242] Shaoqing Ying. *Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen*. PhD thesis, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, 2011.
- [243] H. Zang and J. Kim. Reinforcement Learning based Peer-to-Peer Energy Trade Management Using Community Energy Storage in Local Energy Market. *Energies*, pages 14, 4131, 2021.
- [244] Alexander Zeh. *Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz*. PhD thesis, Technische Universität München, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, 2017.
- [245] Alexander Zeh and Rolf Witzmann. Operational strategies for battery storage systems in low-voltage distribution grids to limit the feed-in power of roof-mounted solar power systems. *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013*, 2014.

- [246] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu, Chao Long, and Meng Cheng. Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. *The 8th International Conference on Applied Energy – ICAE2016*, 2017.
- [247] Yanqi Zhao, Tongtong Zhang, Li Sun, Xiaowei Zhao, Lige Tong, Li Wang, Jianning Ding, and Yulong Ding. Energy storage for black start services: A review. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, 2022.
- [248] Hou Sheng Zhou, Rob Passey, Anna Bruce, and Alistair B. Sproul. Impact of residential battery energy storage systems on the peak reverse power flows from distributed photovoltaic systems. Technical report, *Journal of Energy Storage*, 2022.
- [249] Valerie Ziemsky, Florian Biedenbach, and Alexander Matzner. Systemintegration von Elektrofahrzeugen – Stromlieferverträge mit nicht-statischen Tarifen. Technical report, *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.*, 2022.
- [250] ZVEI e. V. Verband der Elektro- und Digitalindustrie. Intelligent, leistungsstark, flexibel: Stromnetze der Zukunft - Der Weg zum Klimaneutralitätsnetz – Was kommt nach 2030? Technical report, *PricewaterhouseCoopers GmbH WPG*, 2023.
- [251] Baris Özalay, Henning Schuster, Jan Kellermann, Jens Priebe, and Albert Moser. Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen. Technical report, *E-Bridge Consulting GmbH, RWTH Aachen*, 2019.