

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze

Florian Tobias Samweber

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Josef Kindersberger

Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Die Dissertation wurde am 11.09.2017 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 12.02.2018 angenommen.

Kurzfassung

Die Umstellung der Mobilität von konventionellen Personenkraftwagen auf Elektrofahrzeuge kann - wie auch die Umrüstung von fossil befeuerten Wärmeerzeugern auf elektrische Heizsysteme - zur Herausforderung für Verteilnetzbetreiber werden. Die Abbildung der zu erwartenden Netzbelastung mit Hilfe von Jahreslastgängen, die Identifikation kritischer Netzbelastungen sowie der darauf aufbauende systematische Vergleich sogenannter Netzoptimierender Maßnahmen, sind die Untersuchungsschwerpunkte dieser Arbeit. Mit Hilfe von dreiphasigen Jahressimulationen für verschiedene Verteilungen der Lasten und Erzeuger in typischen Niederspannungsnetzen, wird ein systematischer Vergleich verschiedener technischer, ökologischer und ökonomischer Bewertungsdimensionen durchgeführt und aggregiert.

Abstract

The transition from conventional cars to electric vehicles - as well as the conversion from fossil-fuelled heaters to electric heating systems - can become a challenge for distribution system operators. Focus of this study is the analysis of the expected grid loads, the identification of critical grid loads and the systematic comparison of so-called grid-optimizing measures. A systematic comparison of various technical, ecological and economic evaluation dimensions is carried out and aggregated using three-phase annual simulations for varying distributions of loads and generators in typical low-voltage grids.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Einführung in die Thematik - Neue Aufgaben für Niederspannungsnetze.....	1
1.2	Aktueller Wissensstand	3
1.3	Zielsetzung der Arbeit	5
1.4	Strukturierung der Untersuchung.....	6
2	Bestimmung zukünftiger Netzbelastung durch Elektrifizierung privater Haushalte	9
2.1	Elektrische Energieversorgung privater Haushalte	9
2.1.1	Grundlagen der Elektrifizierung	9
2.1.2	Elektrische Wärmebereitstellung in Wohngebäuden	12
2.1.3	Elektromobilität in privaten Haushalten.....	17
2.2	Auswirkungen der elektrischen Versorgung von Wohngebäuden auf den Lastverlauf 19	
2.2.1	Analyse eines beispielhaften Haushalts	19
2.2.2	Betrachtung exemplarischer Netzgebiete	20
3	Optionen zur Netzoptimierung	25
3.1	Definition Netzoptimierende Maßnahmen.....	25
3.2	Anforderungen an Netzoptimierende Maßnahmen in Niederspannungsnetzen	26
3.3	Netzoptimierende Maßnahmen für Niederspannungsnetze	27
3.3.1	Netzoptimierende Maßnahmen ohne aktive Einflussmöglichkeit auf die Residuallast.....	27
3.3.2	Netzoptimierende Maßnahmen mit aktiver Einflussmöglichkeit auf die Residuallast.....	28
3.3.3	Überblick über alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Netzoptimierenden Maßnahmen	30
4	Umsetzung der Modellierung des systematischen Vergleichs	33
4.1	Niederspannungs-Lastflussberechnungen: Das Simulationsmodell „GridSim“	33
4.1.1	Anforderungen an das Simulationsmodell	33
4.1.2	Umsetzung im Simulationsmodell GridSim	35
4.2	Typnetze als Vergleichsgrundlage.....	39
4.3	Abbildung der elektrischen Last und Erzeugung in den untersuchten Niederspannungs-Typnetzen	42
4.3.1	Modellierung der Haushaltslast	43
4.3.2	Modellierung der elektrischen Wärmebereitstellung	43
4.3.3	Modellierung der Elektromobilität	44

4.3.4	Abbildung der Photovoltaikerzeugung	45
4.4	Dimensionen der Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen.....	45
4.4.1	Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes	45
4.4.2	Einhaltung thermischer Limits	46
4.4.3	Auswirkungen auf die nachgelagerten Leitungsverluste im Netzgebiet	47
4.4.4	Beeinflussung des Eigendeckungsgrades des Netzgebiets.....	47
4.4.5	Auswirkungen auf die Emissionsbilanz des Netzgebiets	48
4.4.6	Wirtschaftliche Bewertung.....	49
4.5	Methodisches Vorgehen zum systematischen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen	51
4.5.1	Grundvoraussetzungen für den Vergleich	51
4.5.2	Ablauf des Vergleichs.....	51
5	Netzauswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung	55
5.1	Identifikation lokaler und überregionaler Unterschiede der Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmebereitstellung.....	55
5.1.1	Netz-Auswirkungen der Elektrifizierung in verschiedenen Regionen	56
5.1.2	Auswirkungen einer regionalen Ungleichverteilung relevanter Komponenten..	60
5.2	Sensitivitätsanalyse zu Netzauswirkungen von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen.....	61
5.2.1	Rahmendaten der simulativen Analyse der Elektrifizierung	62
5.2.2	Auswirkungen auf extreme Spannungen	62
5.2.3	Auswirkungen auf die maximale Residuallast im Netzgebiet	67
5.2.4	Auswirkungen auf weitere Kennwerte	69
5.3	Zusammenfassung der Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung	72
6	Vergleichende Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen.....	75
6.1	Bewertung ausgewählter Netzoptimierender Maßnahmen	75
6.1.1	Elektromobilität zur Netzentlastung	75
6.1.2	Wärmepumpen zur Netzentlastung	79
6.2	Simulativer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen	85
6.2.1	Vergleich der extremen Spannungswerte.....	85
6.2.2	Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes.....	88
6.2.3	Vergleich der maximalen Leitungsauslastung.....	90
6.2.4	Vergleich der Auswirkungen auf die Leitungsverluste im Netzgebiet	92
6.2.5	Vergleich des Eigendeckungsgrades	94
6.2.6	Vergleich der Auswirkungen auf die Emissionsbilanz	96
6.2.7	Fazit des simulativen Vergleichs der Netzoptimierenden Maßnahmen.....	98
6.3	Vergleichende ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen	99

6.3.1	Vorüberlegungen zum ökonomischen Vergleich.....	99
6.3.2	Vergleich der wirtschaftlichen Parameter	100
6.3.3	Weiterführende wirtschaftliche Bewertung.....	101
6.4	Aggregation des Vergleichs der verschiedenen Bewertungsdimensionen	101
6.4.1	Vorgehen zur Aggregation der einzelnen Bewertungsdimensionen.....	102
6.4.2	Exemplarischer aggregierter Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen	104
6.5	Fazit des systematischen Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen	106
7	Diskussion	109
8	Zusammenfassung	113
9	Weiterer Forschungsbedarf	117
10	Anhang	119
10.1	Überblick über Simulationsparameter.....	119
10.2	Überblick über alle untersuchten Typnetze.....	125
10.3	Spannungshistogramm der spannungsgeführten Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen.....	126
10.4	Einfluss eingestellter Spannungsgrenzwerte	127
10.5	Unterschiede in einzelnen Verteilungen	128
10.6	Zusätzliche Auswertung des simulativen Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen 129	
10.7	Punktwertzuweisung für Vergleichsaggregation	133
11	Abkürzungsverzeichnis.....	135
12	Literaturverzeichnis.....	136

1 Einleitung

Auf der UN-Klimakonferenz in Paris wurden im weltweiten Konsens Ende 2015 Klimaziele für die kommenden Jahrzehnte festgelegt und anschließend ratifiziert. Für die Umsetzung ist in Deutschland unter anderem ein dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien vorgesehen. In Ergänzung dazu kann Elektrifizierung als wahrscheinlicher Entwicklungspfad dazu beitragen, das Ziel einer emissionsarmen, nachhaltigen Zukunft zu erreichen.

Wenn der aktuelle Weg hin zu dieser emissionsarmen, in Deutschland kernenergiefreien Zukunft fortgeschritten wird, wird dezentral in allen Haushalten und Gebäuden im Verteilnetz eine Transformation der Energieverwendung stattfinden müssen. Insbesondere hier werden neue Energieversorgungslösungen gebraucht, die unter Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität die Einhaltung der Klimaziele unterstützen. Diese teils neuen Ansätze müssen nicht mehr nur wie in klassischen Verteilnetzen dazu geeignet sein, lokale Leitungs- und Spannungsüberlastungen zu beheben. Vielmehr muss eine zielgerichtete Integration neuer Komponenten zusätzlich der lokalen Akzeptanz, der Ökologie, den Anforderungen des überlagerten Gesamtsystems sowie den finanziellen Interessen der lokalen Netzbetreiber gerecht werden.

Im Rahmen einer ganzheitlichen Netzplanung, die diesen Anforderungen gerecht wird, kann ein transparenter Prozess zu einem schnellen Umbau des Energiesystems beitragen. Dabei sollten mögliche zukünftige Entwicklungen, etwa im Hinblick auf den Ausbau einzelner Komponenten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, mit berücksichtigt werden. Die wichtigsten Akteure sind dabei Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Komponentenhersteller, Umweltvertreter, Politikvertreter, regionale und überregionale Verwaltungen sowie Bürger. /FFE-37 16/ Die Grundlagen eines Ansatzes für die Integration erneuerbarer Energie, welcher all diesen Aspekten gerecht wird, werden im Projekt Merit Order Netz-Ausbau („MONA 2030“), das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird, gemeinsam mit 16 Praxispartnern ausgearbeitet /FFE-46 14/. In Ergänzung dazu wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein wissenschaftlicher Beitrag zum systematischen Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz unter Berücksichtigung einer zunehmenden Elektrifizierung erarbeitet.

1.1 Einführung in die Thematik - Neue Aufgaben für Niederspannungsnetze

Der oben beschriebene Prozess hin zu einem emissionsarmen Energiesystem manifestiert sich für Verteilnetzbetreiber in verschiedenen Entwicklungen und Herausforderungen.

Disruptive Veränderungen im Verteilnetz

Bereits der Ausbau der Photovoltaik(PV) in Deutschland hat gezeigt, welche Dynamik im Rahmen der Energiewende in die klassischen energiewirtschaftlichen Strukturen kommen kann. Innerhalb von 10 Jahren wurden hier 39 GW PV-Leistung installiert. Die

am Netz angeschlossene PV-Leistung stieg damit von 2,3 GW im Jahr 2006 auf 41,3 GW Ende 2016. Im Jahr 2016 betrug die Bruttostromerzeugung aus Photovoltaikanlagen damit 38,2 GWh. /BMWI-04 17/

Die im Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) in §12 „Erweiterung der Netzkapazität“ festgeschriebene Anschlusspflicht für regenerative Erzeugungsanlagen, stellt alle Netzbetreiber vor die Herausforderung, ihre Netze *„unverzüglich [...] entsprechend dem Stand der Technik [zu] optimieren, [zu] verstärken und aus[zub]auen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien [...] sicherzustellen“*, solange dies nicht wirtschaftlich unzumutbar ist. Auf Grund dessen, dass in deutschen Verteilnetzen vor Beginn der aktuellen Energiewende nahezu keine Einspeiser angeschlossen waren, gab es in einem Großteil der Netze ausreichend Puffer, um neue kleine Erzeugungsanlagen ohne aufwändige Netzneustrukturierung in das Stromnetz zu integrieren. Nur vereinzelt mussten und müssen derzeit einzelne Netze optimiert oder verstärkt werden.

Analog zu dem für die Energiewirtschaft disruptiven Ausbau der PV-Energie, könnte in Zukunft auch der Ausbau von elektrischen Wärmereizern und Elektrofahrzeugen zügig umgesetzt werden. Mit den Zielen der Bundesregierung, aber auch mit den Vorstellungen einzelner Städte und insbesondere vieler Bürger, könnte ein rapider Ausbau dieser Komponenten schnell auf die politische Agenda kommen. Neben der globalen Treibhausgasemissionsreduktion kann die lokale Emissionsfreiheit in einigen Netzgebieten als wesentlicher Treiber für diese Elektrifizierung dienen.

Einen ersten Einblick in die Geschwindigkeit, mit der auch der Zubau von elektrischer Last erfolgen kann, geben die Power-to-Heat-Anlagen, welche in den vergangenen Jahren zur Bereitstellung von Regelleistung in Fernwärmenetze integriert wurden. Einzelne Anlagen können innerhalb weniger Monate erdacht, geplant, installiert und in Betrieb genommen werden /FFE-31 15/.

„Das Stromnetz wird es schon richten“

Bei der Festlegung von energiewirtschaftlichen Zielen durch regionale Entscheidungsträger werden selten die Anforderungen der Verteilnetzbetreiber mit berücksichtigt. Sichtbar wird dies beispielsweise an Klimaschutzkonzepten, welche derzeit meist für das Jahr 2030 eine 100 % Deckung des elektrischen Strombedarfs aus regenerativen Energien vorsehen, dabei jedoch nur eine bilanzielle Betrachtung über ein Jahr vornehmen. Die maximale Netzlast wird durch diese Ziele zum Teil erheblich erhöht. Für Netzbetreiber bedeutet dies, dass sie aktiv aktuelle Entwicklungen mitverfolgen müssen. Als adäquate Vorbereitung auf mögliche höhere Netzbelastungen müssen sie stets alle verfügbaren Optionen für ihr Netzgebiet kennen, um rechtzeitig auf neue Entwicklungen reagieren zu können. /FFE-66 15/, /FFE-67 15/

Zunehmender Trend hin zu Eigenverbrauchskonzepten

In Bezug auf die Forcierung von dezentralen Speichern in Form von Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen zeigen Untersuchungen, dass diese nicht in jedem Fall zu einem regionalwirtschaftlichen Optimum führen, da sie ohne wirtschaftliche Anreize nicht zu einer idealen Ausnutzung der Infrastruktur beitragen, sondern im Gegenteil an einigen Stellen deren Ausbau erfordern /IRES-01 15/. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine komplette Entkopplung einzelner Haushalte vom

Stromnetz für diese Haushalte unter anderem auf Grund von hohen Batteriepreisen nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Die Netzauswirkungen der einzelnen Haushalte bleiben damit trotz eines hohen Eigenverbrauchs nahezu unverändert /FFE-22 12/. Für Verteilnetze bedeutet dies, dass sie ihre Netze für eine steigende Rückspeisung in höhere Netzebenen dimensionieren müssen, während die insgesamt zu transportierende Energiemenge aus eigenverbrauchsorientierten Haushalten sinkt. Andererseits könnte der Eigenverbrauch prinzipiell auch zur netzentlastenden Integration von neuen Lasten wie Elektrofahrzeugen beitragen /FFE-48 14/.

Problematik der zunehmenden Elektrifizierung

Eine weitere, konträre Herausforderung für Verteilnetzbetreiber ergibt sich durch eine zunehmende Elektrifizierung verschiedener Verbraucher. Insbesondere die Elektrifizierung der Mobilität (Elektrofahrzeuge) und der Wärmebereitstellung (Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen) führt zu einem Anstieg der Verbrauchslast. Die zusätzliche Last, die sich durch diese neuen Verbraucher ergibt, muss bei der Netzplanung berücksichtigt werden. Insbesondere variable Stromtarife könnten die maximale Netzlast in Zukunft zusätzlich anheben, da sie zu einer hohen Gleichzeitigkeit bei den zeitlich gut verschiebbaren Ladungen von Elektrofahrzeugen und Wärmespeichern führen.

Neue Netzoptimierende Maßnahmen

Derzeit werden neben konventionellem Netzausbau verstärkt regelbare Netzelemente (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren) für die notwendige Netzanpassung verwendet. /FFE-46 14/ Durch technische Fortschritte und damit verbundene Kostenreduktionen kommen zunehmend weitere Netzoptimierende Maßnahmen (vergleiche Definition in Kapitel 3.1) für die Netzplanung in Frage. Gleichzeitig könnte in Zukunft die Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber steigen, so dass diese auch neue, flexiblere Komponenten benötigen könnten.

Notwendigkeit eines Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen

Um darauf vorbereitet zu sein und gleichzeitig die Versorgungsqualität nicht zu gefährden, fehlt derzeit ein Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen, welche vor dem Zeithorizont 2030 umgesetzt werden können. Ein derartiger Vergleich ist jedoch essentielle Grundlage, um bereits jetzt die Standardbetriebsmittel von Verteilnetzbetreibern zu überdenken und gegebenenfalls Planungsgrundsätze zu überarbeiten.

1.2 Aktueller Wissensstand

Die derzeit bestehenden Stromnetze wurden größtenteils für einen fast ausschließlich hierarchischen Leistungsfluss geplant und optimiert. Aus der Idee der zentralen Kraftwerke heraus konnte bisher die jeweils übergeordnete Netzebene als beinahe unerschöpfliche Quelle für Energie angenommen werden. Der aktuell stattfindende Wandel des Energiesystems im Rahmen der Energiewende führt, getrieben durch die Wirtschaftlichkeit der Systeme, für einzelne Akteure zur Installation neuer dezentraler Erzeuger. Zum anderen führt er darauf aufbauend, motiviert durch die Möglichkeit der Dekarbonisierung, zum Ersatz fossil betriebener Verbraucher durch elektrische

Komponenten /FFE-48 14/. Damit einher geht von Seiten der Netzbetreiber, insbesondere im Rahmen der Netzplanung, eine Umstrukturierung des Netzes.

Auswirkungen neuer dezentraler Verbraucher auf Niederspannungsnetze

Das hinzukommen neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeugen führt zu einem notwendigem Netzausbaubedarf im Übertragungs- /IFHT-01 09/ wie auch im Verteilnetz. Bisherige Untersuchungen analysieren einzelne Aspekte der Netzoptimierung bei steigender Last in Verteilnetzen. Insbesondere die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen wurden bereits häufig untersucht. /NOBI-01 16/, /FFE-48 14/ Dahingegen wurde der Aspekt der Lasterhöhung in Verteilnetzen durch die elektrische Wärmebereitstellung bisher nur in geringem Umfang betrachtet.

Auswirkungen dezentraler Erzeuger auf Niederspannungsnetze

Die entstehenden Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze durch den weiteren Zubau dezentraler erneuerbarer Erzeuger wurden bereits in zahlreichen Studien untersucht. Die dena-Verteilnetzstudie geht beispielsweise von einem Netzausbaubedarf im Verteilnetz von 135.000 km bis 2030 aus /DENA-07 12/. In dem Gutachten zur „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020“ im Auftrag des BDEW wird gemäß dem BMU Leitszenario 2020 ein Investitionsbedarf in Höhe von 21-27 Mrd. Euro prognostiziert /BDEW-03 11/. Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze

Die heutigen zumeist seit über 120 Jahren Schritt für Schritt aufgebauten Stromnetze in Deutschland basieren überwiegend auf etablierten Technologien.

In Folge der zunehmenden Alterung dieser Netze steht für viele Verteilnetzbetreiber derzeit die Erneuerung der bestehenden Betriebsmittel, noch vor der Optimierung der Stromnetze für die Integration erneuerbarer Energien, an erster Stelle. /FFE-04 17/ Studienlage zur Bewertungen einzelner Optionen zur Integration zusätzlicher Verbraucher und Erzeuger

Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs wurden von verschiedenen Forschungsgruppen bereits zahlreiche verschiedene Ansätze untersucht, die in Ihrer Gesamtheit nicht dargestellt werden können. Der folgende Überblick gibt lediglich einen Einblick in die verschiedenen untersuchten Konzepte: Kormann et al. untersucht beispielsweise ein mögliches Lastmanagement von Wärmestromanlagen /IFHT-01 15/. Esslinger et al. untersuchen den Nutzen von Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeuger /TUM-06 11/. Lühn et al. untersucht mit einem multikriteriellen Ansatz den Nutzen von regelbaren Ortsnetztransformatoren /LUEH-01 14/. Tabacaru betrachtet den Nutzen von stationären Speichern /Taba-01 15/. Lacey et al untersuchen den Nutzen von Second-Life Batteriespeichern zur Netzstützung /LAC-01 13/.

Vergleich möglicher Technologieoptionen zur Reduktion des konventionellen Netzausbaus

Im Rahmen der Identifikation von Ausbaumaßnahmen wird von den jeweils zuständigen Netzbetreibern das sogenannte NOVA-Prinzip angewendet. Dieses besagt, dass Netzoptimierungsmaßnahmen vor Verstärkungsmaßnahmen und vor Ausbaumaßnahmen eingesetzt werden sollen. Die Frage danach, welche Optimierungsmaßnahmen

dabei in der Praxis eingesetzt werden können, ist Bestandteil zahlreicher Studien. So wird beispielsweise in Bezug auf die Integration neuer Elektrofahrzeuge zwischen Maßnahmen auf Seiten der Fahrzeugbesitzer und Maßnahmen auf Seiten der Netzbetreiber unterschieden /DU-01 13/.

Relevante Studien zur Quantifizierung des Netzausbaubedarfs und zum Vergleich bestehender Optionen zur Netzoptimierung

In der dena-Verteilnetzstudie /DNA-07 12/ werden ähnlich wie in der Studie „Technologieoptionen für den Verteilnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung“ der P3 Energy /IFHT-01 13/, der „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ Studie /EBR-01 14/ sowie in /FENES-01 16/ verschiedene Optimierungsoptionen für die etwa 500.000 Niederspannungsnetze in Deutschland miteinander verglichen. Zusätzlich wird in bestehenden Studien der Netzausbaubedarf für ganz Deutschland quantifiziert und beispielsweise in /EBR-01 14/ mit einem Wert zwischen 23 Mrd. € und 49 Mrd. € bis zum Jahr 2032 für alle Verteilernetze beziffert. Das Projekt MONA 2030 vergleicht Optionen zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ganzheitlich /FFE-46 14/. Eine explizite Berücksichtigung der Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung erfolgte in diesen Studien jedoch nicht.

1.3 Zielsetzung der Arbeit

Die Analyse des aktuellen Wissensstandes zeigt, dass an einigen Stellen eine vertiefende Untersuchung nötig ist, um bei einer konsequenten Fortführung des aktuellen Umbaus der Energieversorgung und der Energieverwendung frühzeitig über passgenaue Lösungsansätze zu verfügen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt ein systematischer Vergleich netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze.

Zentrale Forschungsfragen der Arbeit

Um diesen systematischen Vergleich vorzunehmen, wird insbesondere den folgenden Forschungsfragen nachgegangen:

- Welche Netzbelastung ergibt sich durch die Elektrifizierung von Wärmeerzeugern und Fahrzeugen in Niederspannungsnetzen?
- Welche netzoptimierenden Maßnahmen stehen zur Integration dieser neuen elektrischen Komponenten zur Verfügung?
- Welche Bewertung der einzelnen netzoptimierenden Maßnahmen ergibt sich aus einer ganzheitlichen Perspektive?
- Welche für einen ganzheitlichen Vergleich relevanten Kenngrößen lassen sich aus einem konsistenten Modell ableiten?
- Welche netzoptimierenden Maßnahmen sind zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze besonders geeignet?

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit ist es nicht möglich, alle Aspekte eines ganzheitlichen Vergleichs netzoptimierender Maßnahmen abzudecken. Der Untersuchungsrahmen wird daher im Folgenden eingegrenzt.

Abgrenzung des Untersuchungsrahmens

Für einen ganzheitlichen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen können zahlreiche Kriterien aus verschiedenen Kategorien abgeleitet werden /FFE-46 14/. Dies sind beispielsweise Kriterien, welche die Akzeptanz der Netzoptimierenden Maßnahmen in der Bevölkerung abbilden, Kriterien, welche die Auswirkungen der Maßnahmen auf Flora und Fauna beschreiben, Kriterien, welche den Etabliertheitsgrad der Maßnahme widerspiegeln und Kriterien, welche die Robustheit der Maßnahmen gegenüber externen Extremereignissen abbilden. Insgesamt wurden in /FFE-15 17/ etwa 70 solcher Kriterien identifiziert. Im Rahmen dieser Arbeit soll hingegen der Vergleich der einzelnen Optionen zur Netzentlastung ausschließlich für Faktoren erfolgen, welche durch eine energetische Simulation quantifizierbar werden oder unmittelbar aus dieser abgeleitet werden können.

Am Markt sind einzelne Netzoptimierende Maßnahmen in vielen verschiedenen Ausprägungen und Parametrierungen verfügbar. Die einzelnen Maßnahmen können damit in der Praxis genau auf die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden und auf diese Weise ihre größtmögliche Wirkung erzielen. Da der Fokus dieser Arbeit auf einem ganzheitlichen Vergleich liegt, wird für jede Netzoptimierende Maßnahme lediglich eine Dimensionierung und Parametrierung untersucht. Eine Anpassung an die einzelnen Netzgebiete erfolgt damit nicht.

1.4 Strukturierung der Untersuchung

Das prinzipielle methodische Vorgehen zur Erarbeitung der aufgeworfenen Forschungsfragen im Rahmen dieser Arbeit ist in **Abbildung 1-1** dargestellt.

Im Rahmen der Arbeit wird in Kapitel 2 die zukünftige Netzbelastung von Niederspannungsnetzen durch die Elektrifizierung privater Haushalte hergeleitet. In Abschnitt 2.1 werden anfangs die Motivation sowie der aktuelle Trend hin zu einer Elektrifizierung dargestellt. Anschließend werden sowohl für die elektrische Wärmebereitstellung, als auch für die Elektromobilität relevante Grundlagen erarbeitet. Diese umfassen neben typischen Anschlussleistungen auch typische Verbrauchsgänge und das Potenzial zur zeitlichen Verschiebung dieser Anwendungen. Aufbauend auf diesen Grundlagen wird in Abschnitt 2.2 eine Analyse der Auswirkungen einer solchen Elektrifizierung auf den Lastverlauf einer einzelnen Wohneinheit sowie zweier Wohngebiete durchgeführt.

Einen Überblick über mögliche Optionen zur Netzoptimierung gibt Kapitel 3. Mit der ausführlichen Einführung des Begriffs der Netzoptimierenden Maßnahme werden alle zur Verfügung stehenden Optionen in einen vergleichbaren Ergebnisraum gebracht. Diese lassen sich in Maßnahmen ohne und Maßnahmen mit aktiver Einflussmöglichkeit auf die Residuallast untergliedern. Als Grundlage für den späteren Vergleich der Maßnahmen werden diese hier kurz vorgestellt.

Das Kapitel 4 „Umsetzung der Modellierung des systematischen Vergleichs“ beleuchtet die notwendige Modellierung der betrachteten Netze inklusive aller relevanten Komponenten. Neben dieser umgesetzten Modellierung wird hier auch auf das methodische Vorgehen zur Abbildung der Elektrifizierung, wie auch auf das

methodische Vorgehen zur vergleichenden Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen eingegangen.

Die Analyse der Netzauswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung erfolgt in Kapitel 5. Durch die Simulation der Netzzustände bei Zugrundelegung der erwarteten Elektrifizierung im Rahmen einer deutschlandweiten Analyse in Abschnitt 5.1 können tendenziell kritische Regionen identifiziert werden. Eine Sensitivitätsanalyse kritischer Durchdringungsraten elektrischer Komponenten in Abschnitt 5.2 ermöglicht es, relevante Untersuchungsparameter für den anschließenden Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen zu identifizieren.

In Kapitel 6 erfolgt die vergleichende Bewertung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Neben der Analyse der jeweiligen Netzsituation erfolgt eine vergleichende ökonomische Bewertung. Zusätzlich wird auf weitere für den Vergleich relevante Aspekte wie die Auswirkungen der Netzoptimierenden Maßnahmen auf die Emissionsbilanz der einzelnen Netzgebiete eingegangen.

Eine kritische Diskussion der Arbeit erfolgt in Kapitel 7, bevor die Ergebnisse in Kapitel 8 zusammengefasst werden. In Kapitel 9 wird weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt, welcher sich aus der vorliegenden Arbeit ergibt.

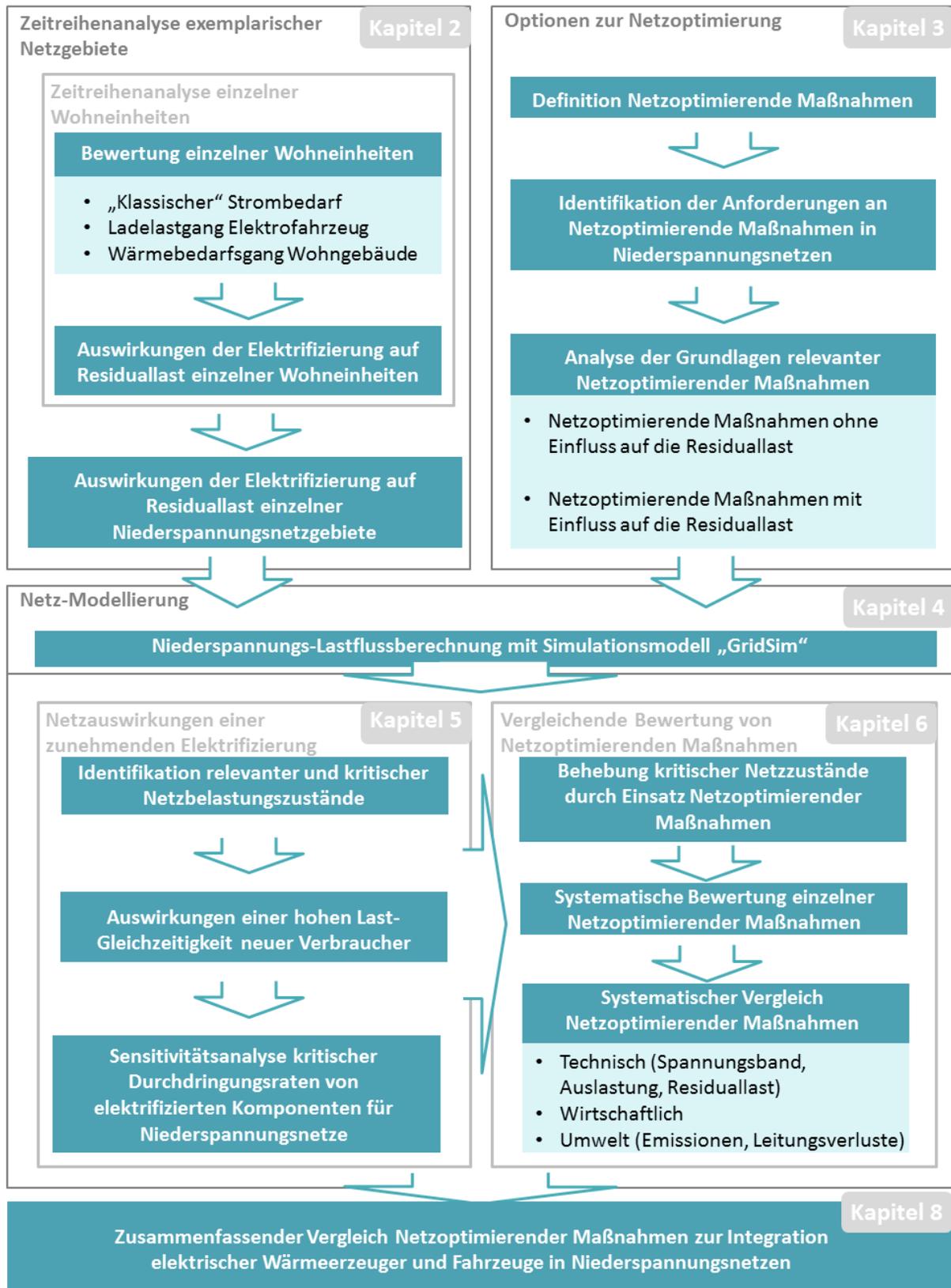


Abbildung 1-1: *Methodisches Vorgehen zum Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze*

2 Bestimmung zukünftiger Netzbelastung durch Elektrifizierung privater Haushalte

Die Lastcharakteristik von Wohngebieten wird durch die Elektrifizierung von Fahrzeugen und Wärmeerzeugern grundlegend verändert. Um das Stromnetz adäquat auslegen zu können, benötigen Netzbetreiber ein fundiertes Wissen über den Verlauf und die Entwicklung der Last. Im folgenden Kapitel wird sie als Grundlage anschließender Analysen für relevante elektrische Verbraucher in elektrifizierten Niederspannungsverteilnetzen hergeleitet und dargestellt.

2.1 Elektrische Energieversorgung privater Haushalte

Zur Ermittlung der Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung und Abgrenzung der Analysen im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden im folgenden Abschnitt Argumente für eine zunehmende Elektrifizierung diskutiert. Aufbauend darauf wird sowohl auf die Elektromobilität, als auch auf die elektrische Wärmebereitstellung im Detail eingegangen, um eine erste Einordnung der sich daraus ergebenden Herausforderung für die Stromnetze zu ermöglichen.

2.1.1 Grundlagen der Elektrifizierung

Der Begriff der Elektrifizierung wird in der Literatur nicht einheitlich verwendet. Häufig wird unter dem Begriff der Neuanschluss von bisher nicht mit dem Stromnetz gekoppelten Verbrauchern durch den Neubau eines Stromnetzes gesehen /EES-01 11/, /FFE-28 17/, /FFE-20 17/. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird mit Elektrifizierung jedoch die Nutzung von Strom für Anwendungen gesehen, welche bisher durch andere Energieträger gespeist wurden. Häufig werden die Begriffe Sektorkopplung und Power-to-X synonym zu dieser Bedeutung des Begriffs verwendet /SAB-01 16/.

In der laufenden Diskussion werden im Wesentlichen Argumente für eine zunehmende Elektrifizierung aus den drei Gruppen der *Dekarbonisierung*, der *Flexibilität* und der *Unabhängigkeit* angeführt. Diese werden im Folgenden kurz erläutert, um Anhaltspunkte für Treiber in der Diskussion um die zukünftige Lastentwicklung zu geben.

Elektrifizierung zur Dekarbonisierung des Energiesystems

Im Jahr 2016 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland 31,7 %. Im Verkehrssektor betrug ihr Anteil 5,1 %, an der Wärmebereitstellung 13,4 %. Im Vergleich zu den Vorjahren ist ausschließlich im Bereich der elektrischen Energieversorgung eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien festzustellen (vergleiche **Abbildung 2-1**). /BMWI-04 17/

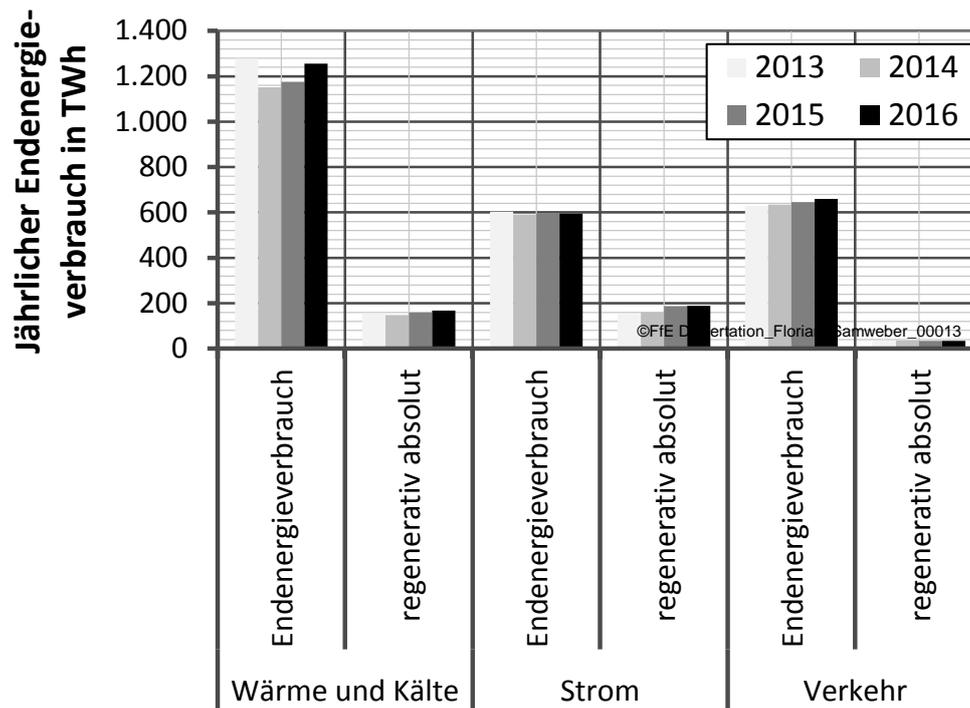


Abbildung 2-1: *Entwicklung der Anteile regenerativer Energien in den einzelnen Sektoren in den Jahren 2013 bis 2016 in Deutschland, Darstellung auf Basis von /BMWI-04 17/*

Um auch in den Sektoren Mobilität und Wärme einen hohen Anteil erneuerbarer Energien zu erreichen, könnte eine weitere Elektrifizierung von politischer Seite vorgegeben werden. Voraussetzung dafür wäre, dass die spezifischen Emissionen der elektrischen Energie in Deutschland weiter sinken und damit die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden.

Um die Auswirkungen der Elektrifizierung im Verteilnetz genauer zu untersuchen, erfolgt im Rahmen dieser Arbeit (siehe Kapitel 4.4.5) eine Betrachtung der Emissionen der aus dem Mittelspannungsnetz bezogenen Energiemenge. Dabei erfolgt für jeden Zeitpunkt eine Analyse des jeweils aktiven Kraftwerkparcs.

Neben der Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems kann die Elektrifizierung in einzelnen Regionen zur Reduktion von lokalen Emissionen eingesetzt werden. Unter dem Stichwort der lokalen Emissionsfreiheit wird vielerorts überlegt, mittelfristig klassische Verbrennungsfahrzeuge durch Elektrofahrzeuge zu ersetzen /ET-15 13/. Auch die Richtlinien zur Wärmebereitstellung werden in diesem Zusammenhang in einigen Städten weiter verschärft, so dass auch hier insbesondere an den Orten, an denen keine Fernwärme verfügbar ist, eine zunehmende Elektrifizierung eine Alternative zu konventionellen Heiztechnologien darstellt /FFE-56 14/.

Elektrifizierung zur Erhöhung der Flexibilität des Energiesystems

Neben einer möglichen Dekarbonisierung spricht die Erhöhung der Flexibilität im Energiesystem durch steuerbare neue Komponenten für eine zunehmende Elektrifizierung. Bereits in den 1970er Jahren wurde mit der Einführung der Nachtspeicheröfen ein flexibler Verbraucher geschaffen, der dabei half, die damals nur

wenig regelbaren Kernkraftwerke kostenoptimal in das Energiesystem zu integrieren /FfE-15 17/.

Mit Power-to-Heat zur Regelenergiebereitstellung erfolgte in den vergangenen Jahren erneut eine Elektrifizierung zum Ausgleich von Erzeugungsüberschuss im europäischen Verbundnetz, und damit gleichzeitig eine gegenüber einer Abregelung erneuerbarer Energien sinnvolle, energetische Nutzung /FFE-31 15/, /MDN-01 17/. Durch die verhältnismäßig geringen Investitions- und Betriebskosten wird Power-to-Heat als aussichtsreiche Zukunftstechnologie gesehen. Insbesondere in Hinblick auf den Speicherbedarf zur Integration erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 ergibt sich potenziell ein großer Zubau /FFE-04 16/, /MDN-01 17/.

Letztendlich kann eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung bei geringen Strommarktpreisen und einer Anpassung der aktuellen Abgabenstruktur auch als günstige Alternative zu konventionellen Rohstoffen gesehen werden. Zusätzliche können durch eine flexible Fahrweise negative oder geringe Börsenstrompreise ausgenutzt werden /FfE-29 14/, /MDN-01 17/.

Elektrifizierung zur Erhöhung der Unabhängigkeit

Als dritte Hauptargumentation für eine Elektrifizierung kann die Erhöhung der energetischen Unabhängigkeit gesehen werden. Hier muss zwischen der Akteurs- und der übergeordneten politischen Ebene unterschieden werden.

Auf Akteursebene könnte die Elektrifizierung, wie im Projekt „Sun2Car“ gezeigt, in einzelnen Haushalten erfolgen, um die Eigendeckung der eigenen PV-Anlage durch ein eigenes Elektrofahrzeug zu erhöhen. Insbesondere wenn durch die Nutzung des im Vergleich zu Netzstrom günstigeren, selbst erzeugten Photovoltaikstroms finanzielle Vorteile für einzelne Haushalte entstehen, wird dieser Vorteil von einzelnen Haushalten genutzt werden. In der Konsequenz führt dies zu einer Erhöhung der Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern. /FFE-48 14/

Auf politischer Ebene wird das Ziel der Unabhängigkeit in Bezug auf die Importabhängigkeit von konventionellen Rohstoffen betrieben. Wenn beispielsweise die Wärmebereitstellung über regenerativ gewonnene elektrische Energie erfolgt, muss dafür im Gegenzug weniger Öl importiert werden /ZSW-03 13/.

Weitere Aspekte zunehmender Elektrifizierung

Neben den oben genannten drei Hauptargumentationsrichtungen (Dekarbonisierung, Flexibilisierung und Unabhängigkeit) können weitere Argumente gefunden werden, welche für eine Elektrifizierung sprechen:

- Bei einem Neuanschluss von Gebäuden kann auf das aufwendige Verlegen von Gas- und Fernwärmeleitungen verzichtet werden. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Isolierung der Gebäude kann auch aus Kostensicht eine Elektrifizierung als günstige Alternative gesehen werden. Einzelne Immobilienbesitzer könnten dies zum Anlass für den Bau voll elektrifizierter Haushalte nehmen. /BWP-01 16/
- Elektrofahrzeuge können den „Fahrspaß“ erhöhen. Die aktuelle Werbung verwendet dies als Differenzierungsmerkmal einzelner Fahrzeuge, wodurch zu einer zunehmenden Elektrifizierung beigetragen wird. /WIT-01 10/, /BC-02 10/

Fazit zur Elektrifizierung und Begriffsverwendung

Unter Elektrifizierung wird im Rahmen dieser Arbeit die Ablösung fester, flüssiger oder gasförmiger Energieträger durch elektrischen Strom verstanden. Im Folgenden wird nur die Elektrifizierung von Komponenten in privaten Haushalten untersucht, welche ohne einen zusätzlichen Netzausbau erschlossen werden können. Dies sind neben Elektrofahrzeugen elektrische Wärmeerzeuger. Nicht untersucht wird damit beispielsweise der Neuanschluss von abseits gelegenen Gebäuden wie Berghütten.

2.1.2 Elektrische Wärmebereitstellung in Wohngebäuden

Die Wärmebereitstellung für Wohngebäude ist auf vielfältige Art und Weise möglich. Dieser Abschnitt stellt die aktuelle Situation der Wärmebereitstellung dar und erläutert darauf aufbauend unterschiedliche Möglichkeiten einer elektrischen Wärmebereitstellung genauer.

Wärmebedarf von Haushalten

Der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme ist zwischen den Jahren 2000 und 2013 von etwa 200 kWh/m²/Jahr auf etwa 150 kWh/m²/Jahr gesunken. Temperaturbereinigt ergab sich damit in Deutschland im Jahr 2013 ein Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser von rund 600 TWh. /DENA-05 15/, /BMWI-04 17/

Aktueller Stand der verwendeten Energieträger für die Wärmebereitstellung

In Wohngebäuden werden in Deutschland derzeit zahlreiche verschiedene Wärmebereitstellungstechnologien eingesetzt. Etwa drei Viertel der nachgefragten Wärme wurde im Jahr 2013 durch fossile Energieträger erzeugt. Dabei wird gemäß /DENA-05 15/ die Hälfte der Wärme aus Gasverbrennung bereitgestellt, ein Viertel aus dem Energieträger Öl. Kohle nimmt mit unter 2 % einen sehr geringen Stellenwert ein. Neben der direkten fossilen Wärmeproduktion in Wohngebäuden wird 8 % des Endwärmeverbrauchs extern erzeugt und mittels Fernwärme in die Gebäude transportiert. Der restliche Wärmeenergiebedarf wird aus erneuerbaren Energien und elektrischer Energie gedeckt. /DENA-05 15/ In privaten Haushalten hat elektrische Energie in Deutschland an der Wärmebereitstellung derzeit einen Anteil von etwa 10 %. /BDH-02 15/

Die Anteile einzelner Wärmebereitstellungstechnologien variieren für die Raumwärme- sowie die Trinkwarmwasserbereitstellung /DENA-05 15/, /FFE-53 14/.

Zeitlicher Verlauf des Wärmebedarfs

Der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs ist sehr heterogen. Während der Trinkwarmwasserbedarf über das Jahr hinweg annähernd konstant bleibt, ist der Raumwärmebedarf stark von der Außentemperatur abhängig. Der tägliche Verlauf des gesamten Wärmebedarfs hängt insbesondere vom Tagesablauf sowie dem Verhalten der Bewohner der einzelnen Gebäude ab.

Die Abhängigkeit des Wärmebedarfs von Außentemperatur und Tageszeit wird beispielsweise bei Betrachtung des Wärmebedarfs eines Fernwärmenetzes deutlich. Dieser ist basierend auf Messdaten aus /FFE-29 14/ in **Abbildung 2-2** exemplarisch dargestellt. Abgesehen von einer nahezu konstanten Grundlast durch Transportverluste

im Wärmenetz ist der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs in Wohngebäuden als analog zum Wärmebedarf des dargestellten Fernwärmenetzes zu betrachten. Die Grundlast durch Transportverluste ist dabei im Winter wie im Sommer annähernd konstant /FFE-29 14/.

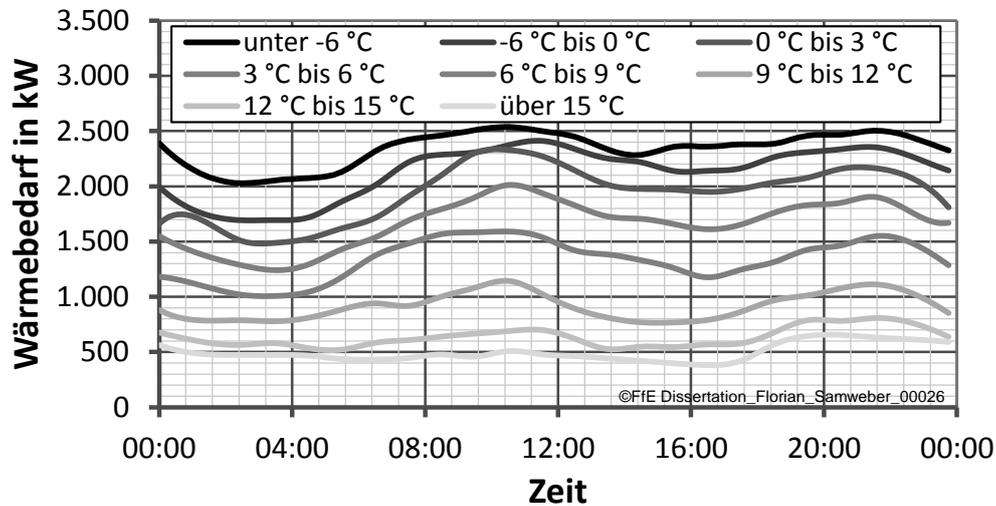


Abbildung 2-2: Wärmebedarf eines kleinen Fernwärmenetzes – Bedarfsabhängigkeit von Tageszeit und Außentemperatur; Darstellung basierend auf /FFE-29 14/

Der in Abbildung 2-2 dargestellte Verlauf des Wärmebedarfs kann für den Fall, dass das gleiche Siedlungsgebiet elektrisch versorgt werden würde, dennoch nicht unmittelbar in einen elektrischen Leistungsgang umgerechnet werden. Grund ist, dass im Fernwärmenetz eine Mittelung über viele individuelle Wärmelastgänge, welche auf individuellem Nutzerverhalten basieren, erfolgt. Die einzelnen Lastgänge werden zudem durch thermische Speicher weiter verzerrt und geglättet. Der elektrische Leistungsbezug, welcher sich bei dieser Elektrifizierung ergibt, hängt vielmehr stark von den verwendeten elektrischen Wärmeerzeugern sowie deren Regelungen ab.

Elektrische Speicherheizungen

Elektrische Speicherheizungen (ESH), oftmals auch Nachtspeicherheizung bzw. Niedertarif-Speicherheizung genannt, sind elektrisch betriebene Wärmeerzeuger, welche prinzipiell zeitlich flexibel meist in Niedertarifzeiten mittels eines elektrischen Widerstandes einen internen Wärmespeicher befüllen. Aus diesem Wärmespeicher heraus können sie anschließend bedarfsgerecht ihre direkte Umgebung erwärmen. Baulich sind verschiedene Varianten verfügbar. Neben Zimmeröfen gibt es Fußboden-Speicherheizungen und Zentralheizungen. /FFE-15 17/ Im Rahmen dieser Arbeit wird bei all diesen elektrischen Speicherheizungen im Gegensatz zu Wärmepumpen eine Jahresarbeitszahl kleiner eins angenommen. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) gibt dabei das Verhältnis von abgegebener Nutzenergie zu aufgewendeter Antriebsenergie wieder. Im Falle der elektrischen Speicherheizungen wird folglich etwas weniger Nutzwärme bereitgestellt, als elektrische Energie aufgewendet wird. Dies entspricht einem elektrischen Nutzungsgrad von nahe 100 %.

Um Grundlastkraftwerke besser auszunutzen und damit deren Nutzungsgrad zu steigern, gab es in den 1960er Jahren zahlreiche Kampagnen, die für die Installation von

elektrischen Speicherheizungen warben. Auf Grund gestiegener Strompreise, einer Angleichung der Niedertarife an den normalen Tarif für Haushaltsstrom und das zwischenzeitlich angekündigte Verbot der elektrischen Speicherheizungen auf Grund der geringen Effizienz, ist die Zahl der elektrischen Speicherheizungen in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen. /ENEX-01 16/

Die Beladung der elektrischen Speicherheizungen erfolgt in der Regel in bestimmten Freigabezeiten, welche durch den Verteilnetzbetreiber mittels eines Rundsteuersignals direkt an die Speicherheizungen übermittelt werden. Die in den vergangenen Jahren weit verbreiteten Nachttarife haben zumeist eine Gültigkeit von 21:00 Uhr bis 6:00 Uhr morgens. /FFE-15 17/ Die Nachttarife für elektrische Wärmeerzeuger profitieren neben im Mittel günstigeren Strommarktpreisen für elektrische Energie insbesondere von vergünstigten Netznutzungsentgelten /BNETZA-05 17/.

Elektrische Trinkwarmwasser Durchlauferhitzer

In Gebäuden mit elektrischen Speicherheizungen erfolgt die Trinkwarmwasserbereitung in der Regel ebenfalls elektrisch. Durchlauferhitzer mit einer Leistung zwischen 9 kW und 27 kW erhitzen das Wasser direkt zum Zeitpunkt der Verwendung /UNIKA-01 05/. Da hier, falls überhaupt, höchstens kleine Speicher von 5 l Speichervolumen zum Einsatz kommen /FFE-15 17/, können durch diese Durchlauferhitzer potenziell hohe Leistungsspitzen für das Verteilnetz entstehen.

Heizsysteme mit Wärmepumpen

Im Gegensatz zu elektrischen Speicherheizungen, welche elektrische Energie über Widerstände in Wärme umsetzen, ist die Jahresarbeitszahl des Umsetzungsprozesses bei Wärmepumpen (WP) deutlich höher. Sie werden in privaten Haushalten für die Erwärmung von Wasser in einem puffernden Warmwasserwärmespeicher eingesetzt. Dieses wird wiederum über Wärmetauscher für die Heiz- und Brauchwarmwasser-Bereitstellung verwendet.

Die bedeutendsten Wärmequellen sind Erdwärme, Grundwasser und Außen- bzw. Abluft. Das Temperaturniveau der Wärmequelle sowie das benötigte Temperaturniveau des Haushalts bestimmen wesentlich den Wirkungsgrad des den Wärmepumpen zugrundeliegenden Carnot-Prozesses /FFE-15 17/. Je nach Wärmepumpentyp, Regelungsart und Anwendungszweck variiert die JAZ zwischen 1,9 und 5,1. Untersuchungen realer Anlagen ergaben eine JAZ von 3,9 für Erdreich- und 2,9 für Luft-Wärmepumpen. /ISE-02 11/

Für die Bereitstellung von Flexibilität aus den Wärmepumpen heraus, ist zwischen statischen und drehzahlgeregelten Wärmepumpen zu unterscheiden. Während drehzahlgeregelte Wärmepumpen ihre thermische Leistungsabgabe – und damit auch ihre elektrische Leistungsaufnahme - regeln können, wird bei statischen Wärmepumpen lediglich die Nennleistung der Wärmepumpe zu- bzw. abgeschaltet /FFE-07 17/. Die flexibel verschiebbare Energiemenge hängt immer von der Größe des verfügbaren Wärmespeichers ab. Durch den in der Regel frei einstellbaren Wechselrichter (WR) bei drehzahlgeregelten Wärmepumpen kann hier zusätzlich die Blindleistung gezielt beeinflusst werden /FFE-15 17/.

Elektrische Zusatzheizungen

Wärmepumpen werden aus Kostengründen so dimensioniert, dass sie eine möglichst hohe Auslastung erzielen. Immer dann, wenn der Wärmebedarf nicht durch die Wärmepumpe bzw. einen Wärmespeicher gedeckt werden kann, kommt in vollelektrischen Systemen eine elektrische Zusatzheizung zum Einsatz. Aus Kostengründen werden hier einfache Widerstandsheizungen verwendet, die beispielsweise in Form eines Heizstabes in den Wärmespeicher integriert werden können. Diese haben einen elektrischen Nutzungsgrad von nahezu 100 % (entspricht einer JAZ von 1). Technologisch sind Heizstäbe dieser Bauart nahezu beliebig skalierbar, so dass sie beispielsweise auch in Fernwärmenetzen zum Einsatz kommen. /FFE-31 15/

Wärmespeicher

Die Motivation, Wärmespeicher in die eigene Heizungsanlage zu integrieren, besteht derzeit überwiegend darin, dadurch die Auslastung der Wärmeerzeuger zu erhöhen und damit die notwendige installierte Leistung dieser Komponenten zu reduzieren. Zusätzlich können durch Wärmespeicher unflexible Wärmeerzeuger wie Solarthermieanlagen integriert werden. In Zukunft könnten Wärmespeicher auch verstärkt für die monetär motivierte Entkopplung von Wärmeproduktion und -bedarf verwendet werden. Dies kann entweder durch Verwendung eigener Erzeugungsanlagen /SAM-02 10/ oder bei volatilen Strompreisen sinnvoll sein.

Neben den derzeit üblichen Warmwasserwärmespeichern mit einem Fassungsvermögen zwischen 700 l und 1.500 l /FfE-15 17/, /SAM-02 10/ könnten in Zukunft auch andere Speichermaterialien, beispielsweise Paraffinwachse, zum Einsatz kommen. Auf diese Weise können diese sogenannten Latentwärmespeicher bei begrenzt verfügbarem Raum größere Mengen thermischer Energie speichern /SAM-01 07/.

Derzeit ist eine Vielzahl unterschiedlicher, standardisierter Wärmespeicher verfügbar. Je größer die Kapazität der Wärmespeicher im Verhältnis zur maximal benötigten Energie ist, desto größer ist auch die Flexibilität, die zur Beladung des Speichers zur Verfügung steht. Einen Überblick über aktuelle Speicherkosten gibt **Abbildung 2-3**. Die Wärmespeicherkapazität in kWh basiert dabei auf einer Abschätzung mit einem angenommenen üblichen Temperaturhub von 40 K innerhalb des Wärmespeichers. Zusätzlich wurde für die Wärmekapazität des Wassers dessen Dichte bei 60 °C für die Abschätzung verwendet. Es zeigt sich, dass für Speicher mit einer Größe ab 1.000 l Fassungsvermögen spezifische Kosten von 20 € je kWh Speicherkapazität angesetzt werden können. /FFE-11 17/

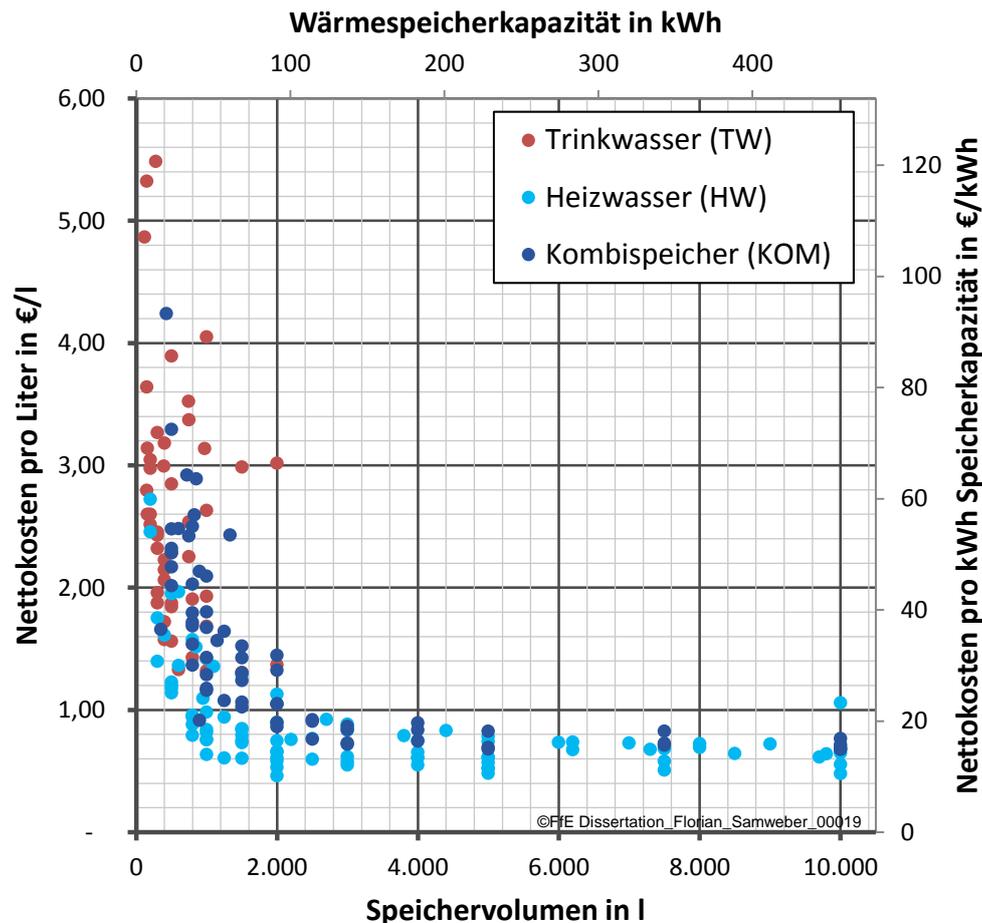


Abbildung 2-3: *Kosten von Wärmespeichern, Darstellung auf Basis von /FFE-11 17/*

Im Verhältnis zu Hausspeichersystemen, welche elektrische Energie etwa zur Eigenverbrauchserhöhung mit durchschnittlichen Kosten von derzeit 2.100 €/kWh /FFE-48 14/ speichern können, sind die spezifischen Kosten für Wärmespeicher sehr gering. Selbst wenn diese Kosten durch neue Batterieproduktionstechniken deutlich sinken würden, werden sie aufgrund der einfachen Bauweise und günstigen Speichermaterialien der Warmwasserwärmespeicher preislich nicht mit diesen konkurrieren können.

Fazit zu einer elektrischen Wärmebereitstellung in Wohngebäuden

Die elektrische Wärmebereitstellung für Trinkwarmwasser und Raumwärme ist prinzipiell mit elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen möglich. Die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen ist dabei deutlich höher. Die elektrische Leistung dieser Systeme hängt insbesondere von der verwendeten Technologie ab.

Insbesondere elektrische Heizsysteme, welche durch einen Wärmespeicher den Zeitpunkt der Wärmeerzeugung vom Zeitpunkt der Wärmeverwendung entkoppeln können, erhöhen die potenzielle Flexibilität des Energiesystems und reduzieren damit bei intelligenter Ansteuerung potenziell den Netzausbaubedarf.

Die Modellierung der elektrischen Wärmebereitstellung im Rahmen dieser Arbeit wird in Kapitel 4.2 im Detail erläutert.

2.1.3 Elektromobilität in privaten Haushalten

Neben der elektrischen Wärmebereitstellung kann im Bereich der Niederspannungsnetze auch die Mobilität elektrifiziert werden. Diese wird im Folgenden analog zur elektrischen Wärmebereitstellung kurz eingeordnet.

Ziele und Motivation

In Deutschland werden von politischer Seite mit der Elektromobilität verschiedene Ziele verfolgt (vergleiche Motivation für Elektrifizierung in Abschnitt 2.1.1). Neben dem Aufbau eines Leitmarktes für Elektromobilität soll diese zur Reduktion der Erdölimporte beitragen. Auf diese Weise soll auch ein Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems geleistet werden. In einigen Städten geht es zusätzlich darum, die lokalen Emissionen zu reduzieren, um damit bestehende Grenzwerte einzuhalten.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf die deutschen Straßen zu bringen. Bis zum Jahr 2030 sollen es sechs Millionen Elektrofahrzeuge sein.

Auf Nutzerseite wird momentan die geringe Reichweite aktueller Modelle als Argument gegen eine Anschaffung von Elektrofahrzeugen gesehen. Positiv kann sich in absehbarer Zukunft die im Vergleich höhere Wirtschaftlichkeit gegenüber fossil betriebenen Fahrzeugen durch diverse Kaufprämien oder geringe kilometerabhängige Kosten, beispielsweise durch Ladung mit eigenem PV-Strom, auswirken. Auch nichtmonetäre Anreize, wie die Möglichkeit, Busspuren zu nutzen oder spezielle Parkplätze in Anspruch zu nehmen, könnten zu einem zügigen Rollout der Elektromobilität beitragen. /FfE-48 14/

Ladeleistungen

Für einphasige Ladung, wie sie an haushaltsüblichen Schukosteckdosen stattfindet, wird von einer maximalen Ladeleistung von 3,3 kW ausgegangen. Sobald beispielsweise in Garagen Wallboxen installiert sind, kann eine dreiphasige Ladung mit 11 kW stattfinden. In Ausnahmefällen sind auch Schnellladungen mit bis zu 22 kW Ladeleistung möglich. Soweit nicht anders vermerkt, wird im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen in Anlehnung an /FfE-15 17/ immer von einem Anteil von 50 % an Elektrofahrzeugen, die einphasig mit 3,3 kW laden und 50 % an Elektrofahrzeugen, die dreiphasig mit 11 kW laden ausgegangen.

Ladecharakteristika

Im Normalfall beginnt der Ladevorgang unmittelbar nach Ankunft des Fahrzeugs am jeweiligen Ladepunkt mit voller hier verfügbarer Ladeleistung. Die für das Netz relevante Netzlast hängt damit im Wesentlichen vom Tagesablauf bzw. den Gewohnheiten der jeweiligen Nutzer ab. Basierend auf der Mobilitätsenerhebung „Mobilität in Deutschland“ /INFAS-01 10/ wurde im Rahmen von /FFE-04 16/ und /FfE-15 17/ der zu erwartende Ladelastgang für das Jahr 2030 erstellt. Es zeigt sich, dass durch einen hohen Anteil an „Heimladern“ die maximale Ladelast abends um kurz nach 18:00 Uhr auftritt. Die minimale Ladelast ist morgens um ca. 5:00 Uhr zu verzeichnen, wenn nahezu alle Fahrzeuge voll aufgeladen sind. Ein Vergleich dieser für ganz Deutschland gemittelten Werte mit realen Messdaten aus dem Feldversuch Sun2Car@GAP, in dem 20 Einfamilienhausbesitzer mit eigener Garage und

Photovoltaikanlage in Garmisch-Partenkirchen für je ein halbes Jahr ein Elektrofahrzeug zur Verfügung gestellt bekommen hatten, zeigt deutliche Abweichungen von dieser Ladecharakteristik (vergleiche **Abbildung 2-4**) /FfE-48 14/. Während die maximale Ladeleistung in etwa gleich anzusetzen ist, zeigte sich hier eine deutlich höhere Last tagsüber zwischen 7 und 13 Uhr. Dieses Verhalten könnte auf die Motivation der Fahrzeugbesitzer zurückzuführen sein, ihren PV-Eigenverbrauch zu erhöhen. In jedem Fall zeigt der Vergleich der beiden mittleren Ladekurven jedoch, dass bei der Prognose der Last von Elektrofahrzeugen einzelne regionale Gegebenheiten bzw. Nutzercharakteristika nicht vollständig vernachlässigt werden können.

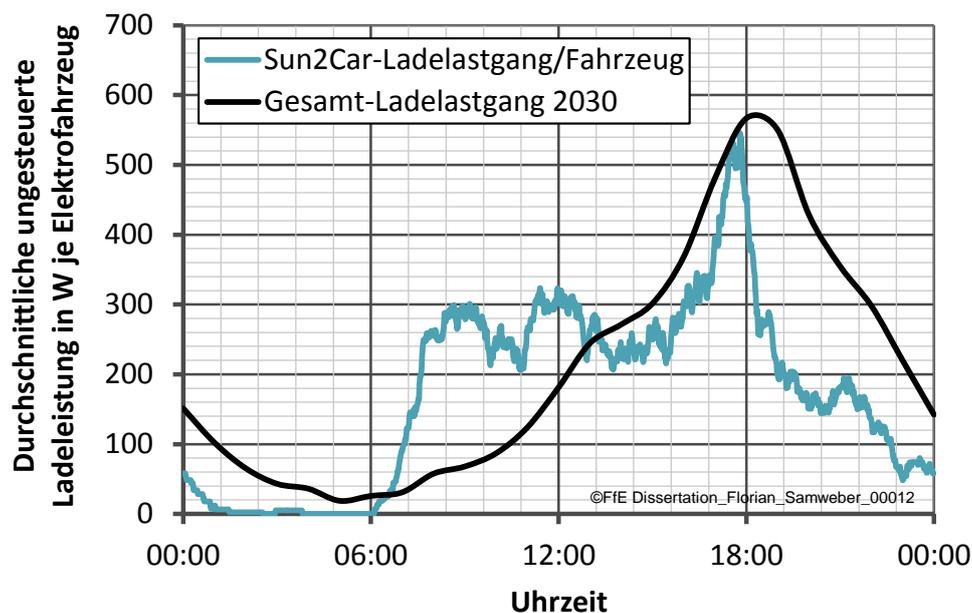


Abbildung 2-4: *Vergleich des durchschnittlichen Ladelastgangs für alle Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 und des spezifischen Ladelastgangs aus dem Feldversuch Sun2Car, Darstellung basierend auf eigenen Berechnungen und Daten aus /FfE-15 17/ sowie /FfE-48 14/*

Batteriekapazitäten

Durch aktuelle Forschungsprojekte und industrielle Massenfertigung ist abzusehen, dass die Preise für Batterien in den kommenden Jahren deutlich sinken werden. Dies führt neben sinkenden Preisen für Elektrofahrzeuge dazu, dass deren Anzahl sowie deren Speicherkapazität in den kommenden Jahren steigen werden. /FfE-15 17/

Neben steigenden Reichweiten haben steigende Speicherkapazitäten auch zur Folge, dass diese im Alltag mehr Freiräume für flexible Ladesteuerungen aufweisen, da die Differenz zwischen der vom Nutzer benötigten Mindestreichweite und der möglichen Maximalreichweite steigt.

Fazit zur Elektromobilität in privaten Haushalten

Die Analyse zeigt, dass eine hohe Anzahl privater Elektrofahrzeuge politisch gewünscht ist und durch verschiedene Anreize in Deutschland denkbar wäre. Einphasige Ladungen finden mit 3,3 kW statt, dreiphasige Ladungen je nach Ladekonzept mit 11 kW bzw.

22 kW. Je nach betrachteten Nutzercharakteristika verändern sich die zeitlichen Ladeleistungscharakteristika. Durch sinkende Batteriepreise sind in Zukunft steigende Batteriekapazitäten in Elektrofahrzeugen zu erwarten. Damit erhöht sich das Potenzial zur zeitlichen Flexibilisierung der Ladevorgänge.

Die Modellierung der Elektromobilität im Rahmen dieser Arbeit wird in Kapitel 4.2 erläutert.

2.2 Auswirkungen der elektrischen Versorgung von Wohngebäuden auf den Lastverlauf

Anhand einer Fallstudie für eine beispielhafte Wohneinheit wird in Abschnitt 2.2.1 die Auswirkung dieser Elektrifizierung auf deren Residuallast diskutiert. Gefolgt wird diese Fallstudie in Abschnitt 2.2.2 von der lastgangbasierten Analyse eines beispielhaften Siedlungsgebiets. Diese Fallstudien ermöglichen es, vereinfacht, ohne den Einsatz von Lastflussrechnungen, die Herausforderungen der Elektrifizierung für Niederspannungsnetze einzuschätzen.

2.2.1 Analyse eines beispielhaften Haushalts

Aus /FFE-48 14/ und /SAM-01 07/ stehen Messdaten für die klassische elektrische Last privater Haushalte, deren Wärmebedarf und deren Ladelast für Elektrofahrzeuge zur Verfügung. Zusätzlich liegen Daten zur PV-Erzeugung vor. Die Messauflösung beträgt dabei mindestens 15 Minuten. **Abbildung 2-5** zeigt links oben den elektrischen Verbrauch eines exemplarischen Dreipersonenhaushalts. Während der Grundverbrauch sehr gering ist, benötigen einige elektrische Großverbraucher, wie beispielsweise Wasch- oder Spülmaschine, zwischenzeitlich etwa 2.000 W.

Eine installierte 4.500 W_{peak} PV-Anlage speist abhängig von Jahreszeit, Witterungsverhältnissen, anlagenspezifischen Charakteristika und baulichen Gegebenheiten elektrische Energie ein (vergleiche **Abbildung 2-5** rechts oben). Die elektrische Energie, welche nicht im Haushalt selbst benötigt wird, wird in das allgemeine Stromnetz zurück gespeist.

Die Ladeleistung eines Elektrofahrzeugs kann im (regulären) ungesteuerten Fall die Maximallast des Haushalts deutlich erhöhen. Die gemessene Ladeleistung in **Abbildung 2-5** links unten beträgt abweichend von den typischen Ladeleistungen (vergleiche Kapitel 2.1.3) im Durchschnitt 6.620 W.

Wie bereits oben gezeigt, kann, getriggert durch Verbrauchergewohnheiten, der Wärmebedarf ähnlich wie die Ladung von Elektrofahrzeugen zu einer deutlichen Erhöhung der Maximallast der Haushalte führen. Insbesondere die Trinkwarmwasserbereitstellung erzeugt ohne Pufferspeicher hohe Lasten. In **Abbildung 2-5** rechts unten erhöht der gemessene Wärmebedarf an einem Tag ohne nennenswerte Heizlast die Maximallast des Haushalts um weitere 4.000 W.

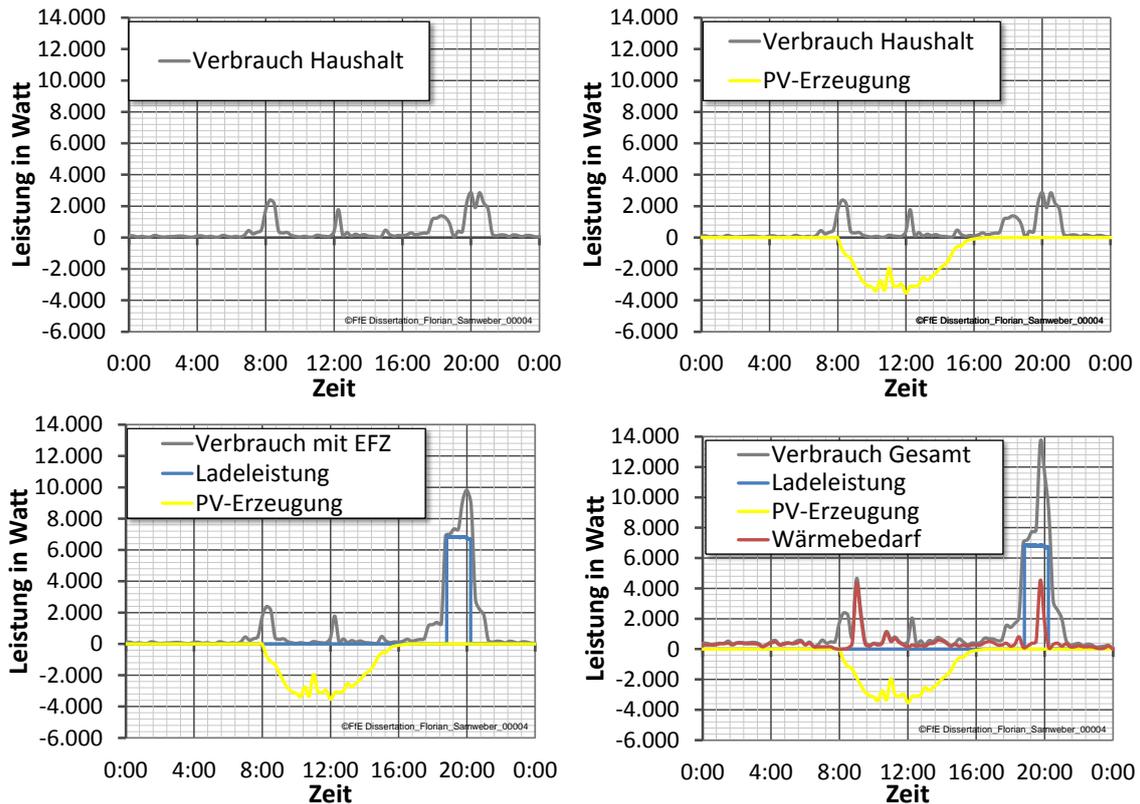


Abbildung 2-5: *Elektrische Last- und Erzeugungsgänge in einem beispielhaften Dreipersonenhaushalt ohne zusätzliche Komponenten (links oben) mit Photovoltaikanlage (rechts oben) mit zusätzlichem Elektrofahrzeug (links unten) und mit elektrischer Wärmebereitstellung (rechts unten)*

Anhand dieser beispielhaften Fallanalyse zeigt sich zum einen, dass sich die maximale Last privater Haushalte durch eine vollständige elektrische Energieversorgung deutlich erhöhen kann. Zum anderen zeigt sich auch, dass die tatsächliche resultierende Netzlast sehr von Nutzercharakteristiken abhängig ist. Für Netzanalysen müssen daher auch verschiedene Nutzercharakteristika abgebildet werden.

Für die Netzplanung ist die resultierende Netzlast aller Haushalte in einzelnen Netzgebieten entscheidend. Um diese Last zu bestimmen, erfolgt im Folgenden eine Analyse exemplarischer Netzgebiete.

2.2.2 Betrachtung exemplarischer Netzgebiete

Die für die Auslegung von Niederspannungsnetzen relevante maximale Netzlast hängt entscheidend von der Anzahl an Verbrauchern und dem jeweiligen Vorhandensein von zusätzlichen Komponenten ab. Im Folgenden wird die Zusammensetzung der Netzlast in einem Netzgebiet mit 45 Wohneinheiten unterschiedlicher Nutzertypen mit im Mittel 1,6 Bewohnern exemplarisch analysiert. Anfangs erfolgt dabei die gemittelte, spezifische Analyse je Wohneinheit, bevor abschließend das gesamte Netzgebiet betrachtet wird. Die Analyse dient dabei dem besseren Verständnis der Lastcharakteristika eines Niederspannungsnetzes. Weiterhin hilft sie bei der Analyse der Veränderungen, welche

sich durch eine Elektrifizierung wie oben beschrieben ergeben. Die zugrundeliegenden Daten stammen aus dem in Kapitel 4.1 beschriebenen Simulationsmodell „GridSim“.

Analyse der klassischen Haushaltslast

Für das Wohngebiet zeigt sich, dass die klassische reine Haushaltslast ohne Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmebereitstellung bei Mittelung über ein Jahr und alle Haushalte gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt ist. Die maximale mittlere Leistung beträgt dabei etwa 450 W und tritt abends um ca. 20:00 Uhr auf. Die Verteilung ist in **Abbildung 2-6** dargestellt. Sie weicht durch die zufällig gewählten Verbraucher in ihrer Charakteristik etwas von den aktuell gültigen BDEW-Standardlastprofilen für Haushalte ab.

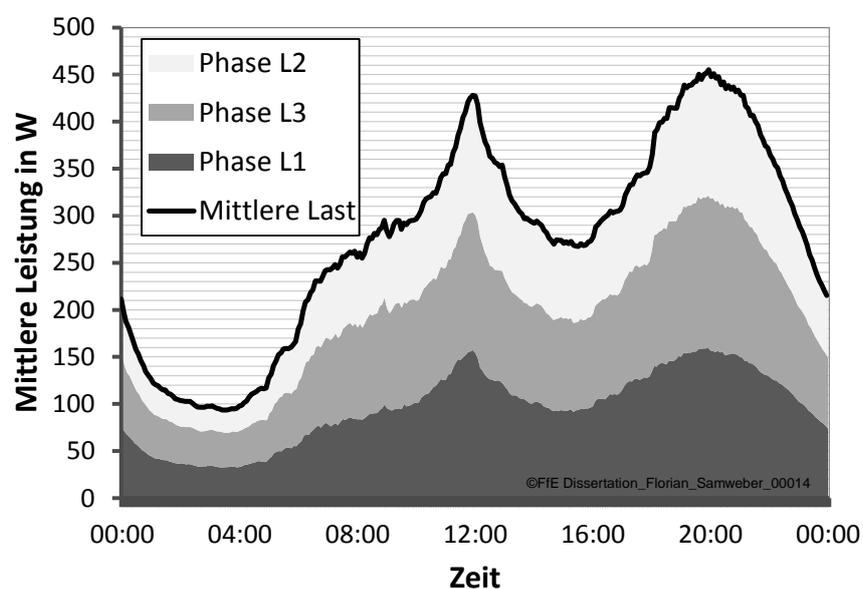


Abbildung 2-6: *Zusammensetzung der reinen, über ein Jahr gemittelten, Haushaltslast aus der Last der einzelnen Phasen in einem Netzgebiet mit 45 Wohneinheiten*

Die Niederspannungsnetze müssen mindestens für diese Maximallast ausgelegt werden. Die Analyse der Unterschiede der Last im gesamten Netzgebiet zeigt, dass die maximale Last des Netzgebiets mit 1.170 W (vergleiche **Abbildung 2-7**) deutlich höher ist als die maximale mittlere Last von 450 W.

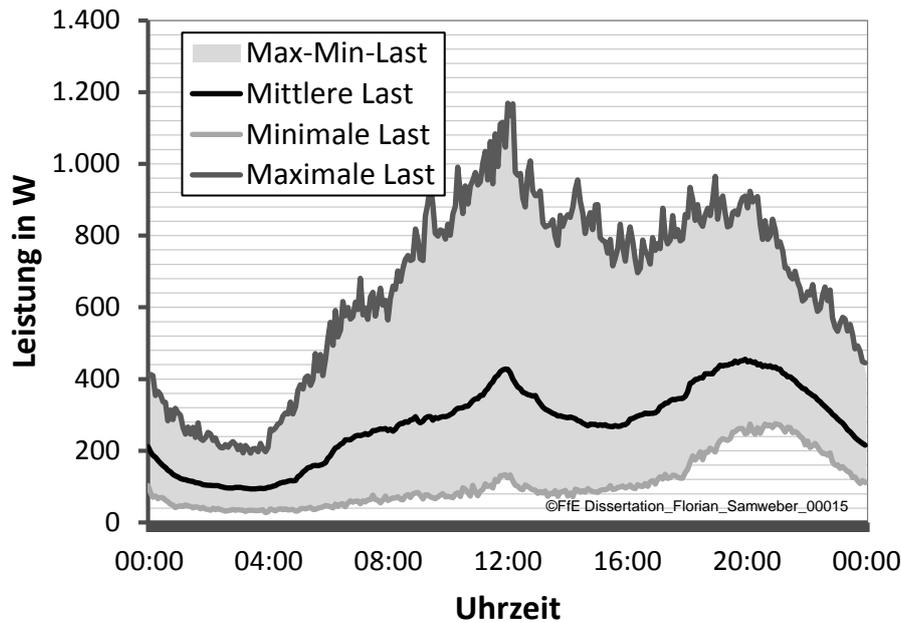


Abbildung 2-7: *Bandbreite zwischen jährlich minimaler und maximaler reiner Haushaltlast im exemplarischen Netzgebiet mit 45 Wohneinheiten*

Es zeigt sich damit, dass es nicht ausreicht, mit Standardlastprofilen zu rechnen. Vielmehr sollte auf realitätsnahe Lastgänge beziehungsweise aus diesen abgeleitete Lastgleichzeitigkeitsfaktoren zurückgegriffen werden.

Lastcharakteristika der Elektromobilität sowie der elektrischen Wärmebereitung

Die Analyse der elektrischen Ladelastgänge der Elektromobilität der 45 Wohneinheiten (jede Wohneinheit bekommt ein Elektrofahrzeug) ergibt, dass deren maximale Netzlast je Wohneinheit 1.680 W beträgt und damit die Maximallast der Haushalte übersteigt (vergleiche **Abbildung 2-8** links). Die Analyse der elektrischen Wärmelast zeigt, dass diese eine maximale Last je Wohneinheit von 2.570 W aufweist (vergleiche **Abbildung 2-8** rechts). Die große Diskrepanz zwischen mittlerer Last und maximaler Last ergibt sich durch die saisonalen Unterschiede des Wärmebedarfs sowie durch die Extremwertbestimmung, die für jeden Zeitschritt separat durchgeführt wird.

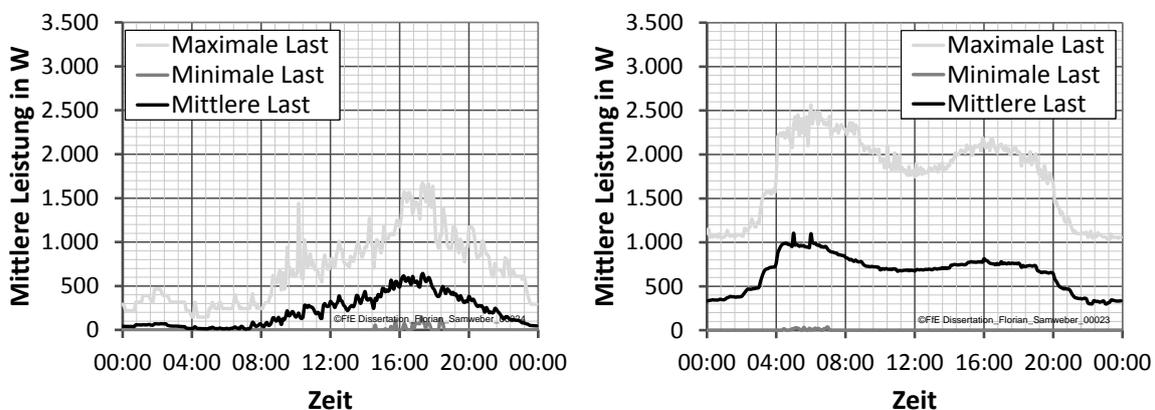


Abbildung 2-8: *Jahresmittel der Leistung je Elektrofahrzeug (links) sowie je elektrischem Wärmeerzeuger (rechts), deren Minimum und Maximum zu jedem Zeitpunkt sowie die zu jedem Zeitpunkt gemittelte Last*

Aggregation der Lastprofile

Im jährlichen Mittel ergibt sich der in **Abbildung 2-9** dargestellte Lastverlauf für die einzelnen Bereiche Hauslast, Elektromobilität und Wärmeerzeugung.

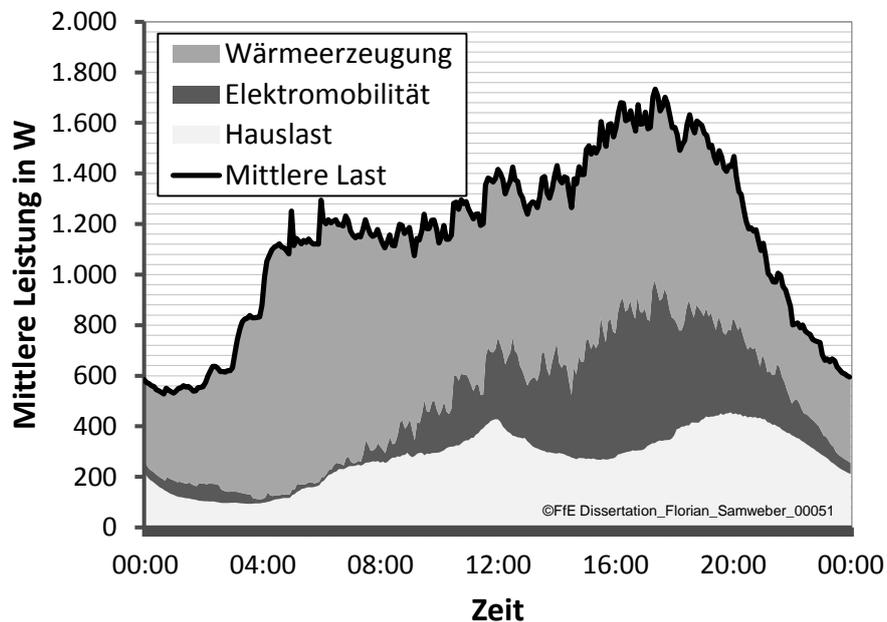


Abbildung 2-9: Anteil der klassischen Haushaltslast, der Last der Elektrofahrzeuge sowie der elektrischen Wärmebereitstellung im jährlichen Mittel je Wohneinheit

Die Aggregation der Einzellastgänge in diesem simulativ voll elektrifizierten Niederspannungsnetz ergibt eine Erhöhung der im Jahresverlauf maximalen Netzlast um 2.780 W von 1.170 W auf 3.950 W je Wohneinheit. Bezogen auf die Einzelhaushalte ergibt sich in dieser Fallstudie ein Verbrauchsanstieg um 7.590 kWh von 2.410 kWh Jahresverbrauch auf 10.000 kWh Jahresverbrauch.

Last im gesamten Netzgebiet

Für das gesamte Netzgebiet bedeutet diese Diskrepanz eine Jahreshöchstlast von 165 kW (vergleiche **Abbildung 2-10**).

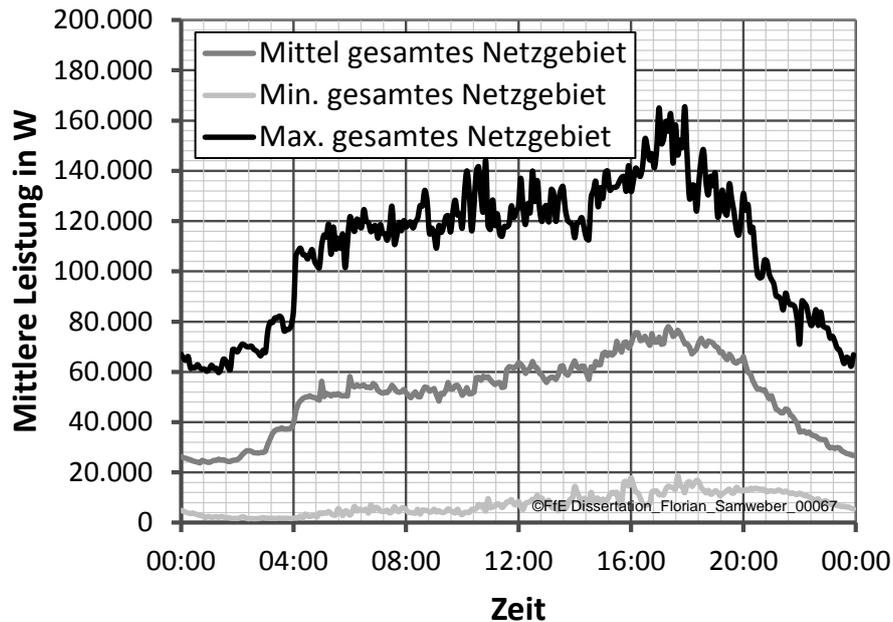


Abbildung 2-10: *Kumulierte Last in einem beispielhaften Netzgebiet mit 45 Wohneinheiten mit vollständiger Elektrifizierung*

Fazit der Fallanalyse

Die Fallanalyse zeigt, dass im jährlichen Verlauf deutliche Schwankungen der Höhe der Last zu berücksichtigen sind, welche insbesondere durch die elektrische Wärmeerzeugung ansteigen. Die Unterschiede sind neben den saisonalen Einflüssen auch auf das unterschiedliche Nutzerverhalten zurückzuführen, welches sich insbesondere auf die Ladelastgänge sowie den klassischen Haushaltsverbrauch auswirkt. Bei der Netzplanung müssen diese Faktoren mit berücksichtigt werden.

3 Optionen zur Netzoptimierung

Steigt die maximale Netzlast durch neue Erzeuger und Verbraucher an, muss diese in der Netzplanung berücksichtigt werden. Im Folgenden werden alle verfügbaren Optionen zur Netzentlastung unter dem Begriff der „Netzoptimierenden Maßnahme“ zusammengefasst. Darauf aufbauend erfolgt eine Beschreibung der Anforderungen sowie eine kurze Definition und Abgrenzung von allen im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen sowie ihrer Ausprägungen.

3.1 Definition Netzoptimierende Maßnahmen

Die durch veränderte Erzeugerstrukturen und neue Verbraucher notwendige Anpassung der Stromnetzinfrastuktur kann sowohl durch konventionelle, technische Maßnahmen, wie beispielsweise neue Kabelleitungen, als auch durch bisher noch nicht im Repertoire der Netzbetreiber vorkommende Optionen, wie Energiespeicher, erfolgen. Diese können prinzipiell Übertragungsengpässe durch eine zeitliche Verschiebung des Energiebezugs bzw. der Energiebereitstellung vermeiden. Vereinfachend wird in dieser Arbeit von *Netzoptimierenden Maßnahmen* (NoM) gesprochen. /FFE-39 15/

Netzoptimierende Maßnahmen umfassen sowohl klassische Netzbetriebsmittel wie konventionelle Leitungen als auch jegliche Art von steuerbaren Netzelementen wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler und jegliche netzentlastende Betriebsweisen funktionaler Energiespeicher.

Eine auf einer netzebenenübergreifenden Analyse zahlreicher Studien basierende Expertenbefragung ergab für den Zeithorizont des Jahres 2030 vierzehn generell mögliche Netzoptimierende Maßnahmen /FFE-02 16/. **Abbildung 3-1** gibt einen Überblick über alle vierzehn NoM.

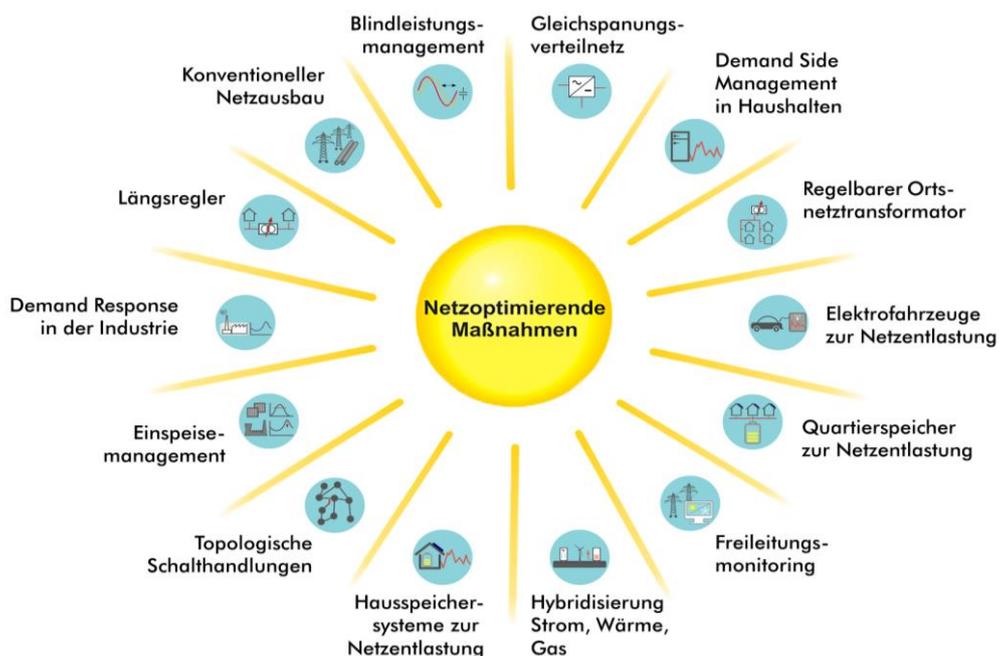


Abbildung 3-1: Überblick über mögliche Netzoptimierende Maßnahmen auf allen Netzebenen /FFE-02 16/

Die Netzoptimierenden Maßnahmen *Demand Response in der Industrie, Redispatch* und *Freileitungsmonitoring* werden im Folgenden nicht weiter analysiert, da diese nur im Übertragungsnetz zum Einsatz kommen. Für die Netzoptimierenden Maßnahmen *Gleichspannungsverteilstnetze, Demand Side Management in Haushalten* und *Power-to-Gas zur Netzoptimierung* erfolgt ebenfalls keine weitere Analyse, da diese nach Experteneinschätzung /FFE-45 15/, /FFE-39 16/, aus technischen wie aus wirtschaftlichen Gründen innerhalb der kommenden Dekade voraussichtlich keine relevante Rolle bei der Netzoptimierung spielen werden.

Eine weitere Einordnung der Netzoptimierenden Maßnahmen in die drei Kategorien netzoptimierende Betriebsmittel, netzoptimierende Betriebsführung und netzorientierte Maßnahmen, kann eine vereinfachte Analyse der einzelnen NoM ermöglichen /FFE-31 16/:

- Die Gruppe der netzoptimierenden Betriebsmittel umfasst die NoM *konventioneller Netzausbau, Gleichspannungsverteilstnetze, Längsregler* und *regelbare Ortsnetztransformatoren*. Maßnahmen in dieser Gruppe verstärken und optimieren das Netz und werden vom zuständigen Netzbetreiber baulich in dieses integriert.
- Die NoM *Spitzenkappung, topologische Schalthandlungen* und *Blindleistungsmanagement* können der netzoptimierenden Betriebsführung zugeordnet werden. Diese Maßnahmen optimieren das Netz, ohne dass zwingend neue Elemente in das Netz integriert werden müssen.
- Bei den NoM *Wärmepumpen zur Netzentlastung, Elektrofahrzeuge zur Netzentlastung* sowie *Hausspeichersysteme* handelt es sich um netzorientierte Maßnahmen. Diese Maßnahmen haben ihren Primärzweck außerhalb des Netzes, können jedoch netzdienlich eingesetzt werden.

Die Netzoptimierende Maßnahme Quartierspeicher kann je nach Anwendung sowohl als netzoptimierendes Betriebsmittel als auch als netzorientierte Maßnahme gesehen werden. Während in der aktuellen Forschung über Multi-Use Konzepte nachgedacht wird /GREIF-01 16/, beispielsweise im Rahmen der Einbindung in lokale virtuelle Kraftwerke, wird sie dem Fokus dieser Arbeit entsprechend hier als reines netzoptimierendes Betriebsmittel betrachtet.

3.2 Anforderungen an Netzoptimierende Maßnahmen in Niederspannungsnetzen

Der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen in Verteilnetzen ist immer dann notwendig, wenn aufgrund neuer Verbraucher, Erzeuger oder geänderter Fahrweisen bestehender Komponenten die sicheren Betriebszustände nicht mehr eingehalten werden können. Im Rahmen dieser Untersuchung wird dabei insbesondere auf die Einhaltung des von der DIN EN 50160 vorgegebenen Spannungsbands von $\pm 10\%$ der Nennspannung geachtet. Um aus Sicht der Netzplanung den Einsatz der Netzoptimierenden Maßnahmen zu bewerten, wird angenommen, dass der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen immer dann notwendig ist, sobald diese Grenzen in einem Fünfminutenmittelwert (einem Simulationszeitschritt) eines Jahres verletzt werden. Ausnahmen, wie sie in der DIN EN 50160 für Extremnetze vorgesehen sind (kurzzeitiges Verlassen des Spannungsbandes bzw. -15% Abweichung von der

Nennspannung), werden im Rahmen dieser Arbeit nicht zugelassen, um diesen Freiraum für den realen Netzbetrieb offen zu lassen.

Auf Grund dessen, dass viele Regelungen einzelner Netzoptimierender Maßnahmen darauf abzielen, das $\pm 10\%$ -Spannungsband einzuhalten und im mittleren Spannungsband möglichst nicht einzugreifen, kann kein strengeres Spannungsbandkriterium (beispielsweise $\pm 8\%$) festgelegt werden. Dadurch entfällt diese Möglichkeit, um beispielsweise besonders gut geeignete Netzoptimierende Maßnahmen herauszuarbeiten.

Neben der Einhaltung des Spannungsbandes wird im Rahmen dieser Untersuchung auch die Einhaltung der thermischen Limits der Kabelleitungen überprüft. Eine Überschreitung der Dimensionierung der Betriebsmittel führt nach Aussage von Netzbetreibern in einem ersten Schritt nur zu einer erhöhten Alterung der betroffenen Komponenten /FFE-53 16/. Da es keine Auswirkungen auf die versorgten Haushalte gibt und die Auslegung in gewissen Grenzen im Spielraum des Netzplaners liegt, wird ein Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen als erforderlich angesehen, sobald die thermische Auslastung in einem Zeitschritt die Nennleistung überschreitet.

3.3 Netzoptimierende Maßnahmen für Niederspannungsnetze

Eine Überprüfung der oben identifizierten Maßnahmen auf ihr Potenzial zum Einsatz in Verteilnetzen ergibt, dass hier zehn Maßnahmen prinzipiell eingesetzt werden können. Für die spätere Klassifizierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen, erfolgt im Folgenden eine genaue Definition und Einteilung in Maßnahmen, welche aktiv die Residuallast einzelner Netzgebiete beeinflussen, und Maßnahmen, die diese Möglichkeit nicht bieten.

3.3.1 Netzoptimierende Maßnahmen ohne aktive Einflussmöglichkeit auf die Residuallast

Netzoptimierende Maßnahmen ohne aktive Einflussmöglichkeit auf die Residuallast sind zumeist netztechnische Betriebsmittel, welche rein physikalisch in das Netz integriert werden:

Konventioneller Netzausbau

Seit im Jahr 1882 die erste Stromübertragung über weitere Stecken zwischen Miesbach und München stattgefunden hatte, ist in Deutschland ein flächendeckendes Stromnetz, bestehend aus Transformatoren, Freileitungen und Kabeln aufgebaut worden. Unter der Netzoptimierenden Maßnahme konventioneller Netzausbau wird insbesondere die Verstärkung bestehender Leitungen bzw. der Austausch von Transformatoren verstanden.

Topologische Schalthandlungen

Unter topologischen Schalthandlungen (TSH) wird die Neuerschaltung von Niederspannungsnetzen, meist von sternförmig betriebenen Netzen hin zu Ring- bzw. Maschennetzen, verstanden. Prinzipiell ist im Rahmen topologischer Schalthandlungen auch eine reine Trennstellenverlegung möglich. Eine zusätzliche Vermaschung führt zu einer Reduktion der Kurzschlussleistung.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Unter regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) werden Transformatoren verstanden, welche in Abhängigkeit vorgegebener Regelgrößen ihr Übersetzungsverhältnis zwischen Ober- und Unterspannungsseite einstellen können und damit gezielt dazu beitragen, das Spannungsband im gesamten Netzgebiet einzuhalten. Typische Regelgrößen sind dabei die Spannung an der Komponente selbst und der Leistungsfluss über die Komponente. Im Hinblick auf eine zunehmende Digitalisierung könnten auch Sensoren, welche entfernt vom Transformator beispielsweise in Verteilerkästen bzw. Haushalten installiert sind, für die Regelung verwendet werden. Der regelbare Ortsnetztransformator kann in der Regel sowohl baulich als auch hinsichtlich seiner Dimensionierung den klassischen Ortsnetztransformator ersetzen. Dadurch sind die notwendigen baulichen Eingriffe gering.

Längsregler

Unter Längsreglern (englisch: line voltage regulator, LVR) oder Reihentransformatoren werden regelbare Transformatoren verstanden, welche in einen Netzstrang, meist in einen Verteilerkasten, integriert werden. Analog zu regelbaren Ortsnetztransformatoren können sie dabei helfen, die vorgegebenen Spannungsgrenzen einzuhalten. Durch ihre Position im Netz ist ihr Einflussbereich geringer, dafür sind sie besser als rONT dafür geeignet, unsymmetrische Netze zu entlasten /FFE-34 16/.

Blindleistungsmanagement

Durch eine gezielte Einstellung der Blindleistung kann die übertragene Scheinleistung beeinflusst und damit die Spannung eingestellt werden. In Niederspannungsnetzen stehen prinzipiell steuerbare Wechselrichter an PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen, regelbaren Wärmepumpen und elektrischen Speichersystemen für das Blindleistungsmanagement zur Verfügung. Je nach Vorgaben kann die Blindleistung einen festen Wert einnehmen, oder in Abhängigkeit der Regelgrößen P und U eingestellt werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden vier verschiedene Blindleistungsregelungen untersucht:

- $\cos \varphi_{\text{fix}}$: Konstanter Leistungsfaktor von 0,9
- $\cos \varphi(P_{\text{Anlage}})$: Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor
- $\cos \varphi(U_{\text{Netz}})$: Netzspannungsabhängiger Leistungsfaktor (Wirkleistungsabhängig)
- $Q(U_{\text{Netz}})$: Netzspannungsabhängige Blindleistung (wirkleistungsunabhängig)
-

Während die ersten beiden Regelungen bereits in der *VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz* /VDE-05 10/ vorgesehen sind, handelt es sich bei den anderen Regelungen derzeit um mögliche zukünftige Konzepte.

3.3.2 Netzoptimierende Maßnahmen mit aktiver Einflussmöglichkeit auf die Residuallast

Netzoptimierende Maßnahmen mit aktiver Einflussmöglichkeit auf die Residuallast können die Residuallast einzelner Netzgebiete durch die Kappung der Erzeugung oder die zeitliche Verschiebung der Last („Funktionale Energiespeicher“) beeinflussen, um damit das Netz zu entlasten:

Spitzenkappung

Unter Spitzenkappung wird die Reduktion der maximalen Einspeiseleistung um 30 % auf 70 % der installierten PV-Anlagenleistung verstanden. Durch diese Leistungsreduktion wird auf Grund der nur selten auftretenden hohen Erzeugungsleistung lediglich 3 - 5 % der Jahreserzeugungsenergie aberegelt. Bei Haushalten mit Speichersystemen, die von der KfW Förderbank gefördert werden, sehen deren Regularien vor, die maximale Einspeiseleistung auf 50 % zu reduzieren (vergleiche NoM Hausspeichersysteme) und /KfW-01 16/.

Bei der Spitzenkappung wird in dieser Arbeit zwischen der Kappung direkt am Wechselrichter und der Kappung am Netzanschlusspunkt des Gebäudes, nach Abzug des Stromverbrauchs des jeweiligen Gebäudes, unterschieden. Bei der Kappung am Netzanschlusspunkt wird der Effekt der Spitzenkappung auf die Residuallast des Netzgebiets durch den jeweiligen Eigenverbrauch vermindert.

Elektrofahrzeuge zur Netzentlastung

Wie bereits in Kapitel 2.2 gezeigt, können Elektrofahrzeuge die maximale Netzlast erhöhen und müssen daher bei der Netzplanung berücksichtigt werden. Durch gezielte Ladesteuerungen können durch eine Erhöhung der Ladeleistung zu Zeiten hoher PV-Rückspeisung deren Netzzrückwirkungen reduziert werden (eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung), bzw. zu Zeiten hoher Last durch eine Reduktion der Ladeleistung das Netz entlastet werden. Zur Netzoptimierung ist ebenfalls eine spannungsgeführte Ladung der Elektrofahrzeuge möglich (vergleiche dazu auch Ausführungen in Abschnitt 6.1.1).

Wärmepumpen zur Netzentlastung

Analog zu Elektrofahrzeugen können elektrische Wärmeerzeuger die maximale Netzlast erhöhen. Die Verwendung von Ladesteuerungen, die die Wärmebereitstellung durch die Verwendung von Wärmespeichern flexibilisieren, kann prinzipiell zur Spannungshaltung beitragen. Auch eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerungen sind möglich. Im Referenzfall wird für elektrische Speicherheizungen ein Tarifladen (Nachtтарif) und für Wärmepumpen ein ungesteuerter, wärmegeführter Betrieb unterstellt (vergleiche auch Abschnitt 6.1.2). Eine solche Ansteuerung von Wärmeerzeugern ist beispielsweise über den § 14a EnWG denkbar /BNETZA-05 17/.

Quartierspeicher

Unter Quartierspeichern werden großtechnische Batteriespeicher verstanden, welche in Netzgebieten installiert werden können. Gemäß der örtlichen Gegebenheiten können die Speicher am Ortsnetztransformator, nahe bei großen Erzeugern bzw. Verbrauchern oder an beliebigen Anschlussstellen im Netzgebiet installiert werden. Je nach Anwendungsfall kann das Verhältnis von Energieinhalt des Quartierspeichers zu dessen Lade- bzw. Entladeleistung bei der Installation passend konfiguriert werden. Quartierspeicher können sehr flexibel verschiedenen Ladestrategien folgen.

Derzeit wird in diesem Kontext insbesondere über sogenannte Multi-Use-Ansätze diskutiert, welche beispielsweise die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit der lokalen Netzentlastung verknüpfen /GREIF-01 16/. Im Rahmen dieser Arbeit wird zum einen eine spannungsgeführte Ladesteuerung und zum anderen eine

eigenverbrauchsoptimierte Steuerung untersucht, welche den Eigenverbrauch des gesamten Netzgebiets erhöhen soll.

Hausspeichersysteme

Um den Eigenverbrauch der mit eigenen PV-Anlagen erzeugten Energie zu erhöhen, werden in einigen Haushalten sogenannte Hausspeichersysteme installiert. Diese kleinen Batteriespeichersysteme speichern überschüssige Energie ein und entladen diese, sobald ein Netzbezug elektrischer Energie notwendig wäre. Auf Grund der Dimensionierung der Speicher sind diese mittags teilweise bereits voll aufgeladen, so dass die maximale PV-Erzeugung weiterhin in das Netz zurückgespeist wird und das Netz auf diese Leistung ausgelegt werden muss. Durch gezielte, prognosebasierte Ladesteuerungen kann die maximale Energierückspeisung in das Stromnetz reduziert werden. Die KfW Förderbedingungen sehen hier eine maximale Rückspeisung am Netzanschlusspunkt (NAP) von 50 % der installierten PV-Anlagenleistung vor. /KfW-01 16/

3.3.3 Überblick über alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Netzoptimierenden Maßnahmen

Zusammenfassend zeigen die Abschnitte 3.3.1 und 3.3.2, dass insgesamt zehn Netzoptimierende Maßnahmen mit insgesamt 18 Maßnahmenausprägungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht werden müssen, um Netzbetreibern mit dieser Arbeit eine vollständige Entscheidungsunterstützung zu bieten. Alle Optionen (im Weiteren aus Vereinfachungsgründen nur Netzoptimierende Maßnahmen genannt) sind in **Tabelle 3-1** gegenübergestellt. Der Nullzustand gibt an, wie dieses Element (vergleiche auch Abschnitt 4.1) in der Referenzsimulation parametrisiert wird, wenn die Netzoptimierende Maßnahme nicht explizit aktiviert wird.

Tabelle 3-1: *Gegenüberstellung der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen, deren Maßnahmenausprägungen sowie die Parametrierung im Nullzustand (Referenz)*

Netzoptimierende Maßnahmen	Maßnahmen Ausprägungen/Umsetzung	Nullzustand (Referenz)
konventioneller Netzausbau	Verlegung zusätzlicher Erdkabel	ursprüngliche Kabel
regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	Ersatz des bestehenden Trafos durch rONT gleicher Größe	konventioneller Trafo mit gleicher Größe
Längsregler (LVR)	Einbau eines Längsreglers	nicht vorhanden
Blindleistungsmanagement	$\cos \phi_{\text{fix}}$: Konstanter Leistungsfaktor $\text{fix } \cos \phi = 0,9$	$\text{fix } \cos \phi = 1$
	$\cos \phi(P_{\text{Anlage}})$: Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor	$\text{fix } \cos \phi = 1$
	$\cos \phi(U_{\text{Netz}})$: Netzspannungsabhängiger Leistungsfaktor	$\text{fix } \cos \phi = 1$
	$Q(U_{\text{Netz}})$: Netzspannungsabhängige Blindleistung	$\text{fix } \cos \phi = 1$
Spitzenkappung	Spitzenkappung auf 70 % am WR der PV-Anlage	PV-Anlage ohne Kappung
	Spitzenkappung auf 70 % am NAP	PV-Anlage ohne Kappung
Topologische Schalthandlung (TSH)	Schließung offener Trennstellen, wo diese vorhanden	offene Trennstelle
Wärmepumpen zur Netzentlastung	Wärmepumpen spannungsgeführt	wärmegeführt
	Wärmepumpen eigenverbrauchsoptimiert	wärmegeführt
Quartierspeicher	Quartierspeicher spannungsgeführt	nicht vorhanden
	Quartierspeicher eigenverbrauchsoptimiert	nicht vorhanden
Hausspeicher - prognosebasiert	Spitzenkappung auf 50 % der installierten PV-Leistung mittels perfekter Prognose	HSS eigenverbrauchsoptimiert
Elektrofahrzeuge zur Netzentlastung	Elektrofahrzeuge spannungsgeführt	ungesteuertes Laden
	Elektrofahrzeuge eigenverbrauchsoptimiert	ungesteuertes Laden

4 Umsetzung der Modellierung des systematischen Vergleichs

Dieses Kapitel dient dazu, die für den systematischen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen relevanten Elemente zu erläutern. Dadurch soll die Nachvollziehbarkeit des Vergleichs gewährleistet werden. Durch die Beschreibung der Umsetzung im Simulationsmodell „GridSim“ (Kunstname aus dem englischen Begriff für Stromnetzsimulation) wird ein Einblick in die Umsetzung der Modellierung gegeben.

In Abschnitt 4.1.1 erfolgt dazu eine Beschreibung der Anforderungen an die Simulation, welche sich aus den gestellten Forschungsfragen ergeben. In Abschnitt 4.1.2 wird die Umsetzung der Anforderungen in der Simulationsumgebung GridSim beschrieben. In Abschnitt 4.2 wird anschließend auf die Typnetze eingegangen, welche sich als Ausgangslage für den Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen ergeben und daher für deren Vergleich essentiell sind. In Abschnitt 4.3 wird die Abbildung der elektrischen Last und Erzeugung erläutert. Die Dimensionen der Bewertung, welche als Grundlage für den ganzheitlichen Vergleich dienen, sind in Abschnitt 4.4 erläutert. Abschließend wird das methodische Vorgehen zur grundlegenden Analyse sowie zum Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen dargelegt.

4.1 Niederspannungs-Lastflussberechnungen: Das Simulationsmodell „GridSim“

Die in Abschnitt 1.3 aufgeworfenen Forschungsfragen erfordern auf Grund ihrer Komplexität ein computergestütztes Simulationsmodell, mit welchem alle relevanten Parameter unabhängig voneinander bewertet werden können. Nur auf diese Weise kann der Einfluss jedes einzelnen Parameters für sich quantifiziert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Simulationsmodell GridSim verwendet, welches speziell auf diese Anforderungen hin weiterentwickelt wurde. In den folgenden Abschnitten wird auf die für diese Arbeit relevanten Aspekte im Detail eingegangen.

4.1.1 Anforderungen an das Simulationsmodell

Aus dem Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ergeben sich verschiedene Anforderungen an die Modellierung. Insbesondere sollten von ihr folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Analysemöglichkeit auf Basis von Zeitreihen mit hoher zeitlicher Auflösung
- Möglichkeit der Bilanzierung energiewirtschaftlich relevanter Daten auf jährlicher Basis
- Verwendung realitätsnaher Eingangsdaten
- Abbildung unterschiedlicher Nutzercharakteristika und -verteilungen
- Untersuchungsmöglichkeit verschiedener Szenarien und Sensitivitäten
- Analysemöglichkeit für alle Netzoptimierenden Maßnahmen
- Ermöglichung unsymmetrischer Berechnungen

Nachfolgend wird jeder Aspekt kurz dargestellt.

Analysen auf Grundlage von Zeitreihen mit hoher zeitlicher Auflösung

Für eine ganzheitliche Bewertung der in Abschnitt 3.3 vorgestellten Netzoptimierenden Maßnahmen ist es nicht ausreichend, ausschließlich die für das Netz kritischen Zeitpunkte zu betrachten.

Für die Bewertung der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen im Zehnminutenmittel nach DIN EN 50160 ist ein Simulationstakt mit einer Schrittweite von höchstens fünf Minuten erforderlich, um die Einhaltung dieser Vorgaben bewerten zu können. Von geringeren Schrittweiten wird aus Rücksicht auf die notwendigen Rechenkapazitäten der zur Verfügung stehenden Simulationsserver abgesehen. /FFE-68 15/

Jährliche Bilanzierbarkeit

Insbesondere Netzoptimierende Maßnahmen mit aktiver Einflussmöglichkeit auf die Residuallast müssen über das gesamte Jahr hinweg betrachtet werden, um beispielsweise Aussagen bezüglich der resultierenden Zyklenanzahl von Speichern, den sich einstellenden Eigendeckungsgrad des Verteilnetzes, der Auswirkungen auf die Emissionsbilanz sowie bezüglich der (nachgelagerten) Verluste im Netzgebiet treffen zu können. Um die Effekte einzelner Netzoptimierender Maßnahmen auf diese jährlichen Kennzahlen bewerten zu können, ist es notwendig, diese exakt zu bilanzieren. Wenn regelmäßige wie auch saisonale Unterschiede mit in die Analyse einbezogen und die Arbeit mit Messdaten ermöglicht werden soll, ist es hier nicht ausreichend, mit einzelnen Zeitpunkten oder Typtagen zu arbeiten.

Verwendung realitätsnaher Eingangsdaten

Um die Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung praxisnah abzubilden und um darauf aufbauend einen realitätsnahen systematischen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen zu gewährleisten, sind realitätsnahe Eingangsdaten nötig. Neben aussagekräftigen Typnetzen, bestehend aus (Basis-)Netztopologien und Last- sowie Erzeugungsdaten, sind alle Netzoptimierenden Maßnahmen hinreichend detailgenau abzubilden. Eine Verwendung von festen Standardwerten oder Lastprofilen ist in diesem Zusammenhang nicht ausreichend, da diese erst ab einer Anzahl von mindestens 150 Haushalten gültig sind /STER-01 14/, in einzelnen Niederspannungsnetzgebieten in der Regel jedoch nur zwischen zwei und 100 Haushalte versorgt werden.

Abbildung möglicher Nutzercharakteristika und -verteilungen

Die Simulation mit Zeitreihen erfordert es, dass gleichzeitig verschiedene Nutzercharakteristika in Form von verschiedenen Haushaltsgänge, Elektrofahrgelade- und Wärmebedarfsgängen simuliert werden.

Da in der Praxis nicht prognostiziert werden kann, an welcher Stelle im Netzgebiet neue Verbraucher hinzukommen werden, sollten im Simulationsmodell ebenfalls zahlreiche zufällige Verteilungen abgebildet werden. Eine hohe Anzahl solcher Zufallsverteilungen kann dazu dienen, möglichst unterschiedliche Netzbelastungssituationen zu erfassen.

Möglichkeit der Definition von Szenarien und Analyse von Sensitivitäten

Für den Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen ist es erforderlich, dass alle Maßnahmen bei einer identischen Netzbelastung verglichen werden. Um diese

Netzbelastung zweckmäßig zu wählen, ist es einerseits notwendig, dass verschiedene Belastungsszenarien erstellt werden können. Andererseits ist eine solche Option im Simulationsmodell sinnvoll, wenn damit Sensitivitätsanalysen zu kritischen Durchdringungsraten von neuen Verbrauchern im Netzgebiet ermöglicht werden. Eine solche Auswertung erfordert es, dass der Anteil einzelner elektrischer Komponenten frei einstellbar ist.

Analysemöglichkeit für alle Netzoptimierenden Maßnahmen

Das Simulationsmodell muss weiterhin in der Lage sein, alle zu untersuchenden Netzoptimierenden Maßnahmen sowie alle relevanten Ausprägungen (Ladesteuerungen und Dimensionierungen) simulativ abzubilden. Es sollte dabei sichergestellt werden, dass eine Validierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen möglich ist und dass praxisnahe Werte für alle konfigurierbaren Eigenschaften der Netzoptimierenden Maßnahmen vorliegen.

Ermöglichung unsymmetrischer Berechnungen

Zuletzt zeigen die Analysen in Kapitel 2, dass die durch eine weitere Elektrifizierung privater Haushalte hinzukommenden Elektrofahrzeuge und elektrischen Wärmeerzeuger teilweise nur einphasig an das Netz angeschlossen werden. Um diese Besonderheit abbilden zu können, muss eine unsymmetrische Simulation der Netzgebiete ermöglicht werden.

4.1.2 Umsetzung im Simulationsmodell GridSim

Alle in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen Anforderungen an die Netzsimulation werden vom Simulationsmodell GridSim erfüllt.

GridSim wurde im Vorfeld dieser Arbeit insbesondere im Rahmen von /FFE-48 14/, /NOBI-01 16/, /FFE-34 16/, /FFE-62 15/ sowie /FFE-46 14/ entwickelt und kontinuierlich validiert. In vorherigen Arbeiten zielte das Modell insbesondere auf die Bewertung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen an einem Standort in einem realen Netz ab. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine systematische Bewertung von beliebigen Standorten in Deutschland, verschiedenen Verbrauchsszenarien (insbesondere Elektrifizierung der Fahrzeuge sowie der Wärmebereitstellung), verallgemeinerten Netzstrukturen und einer großen Anzahl an Netzoptimierenden Maßnahmen.

Ablauf der Simulation

Der prinzipielle Aufbau des Simulationsmodells ist in **Abbildung 4-1** anhand eines typischen Simulationsablaufs dargestellt. Die einzelnen Komponenten werden im Folgenden näher erläutert.

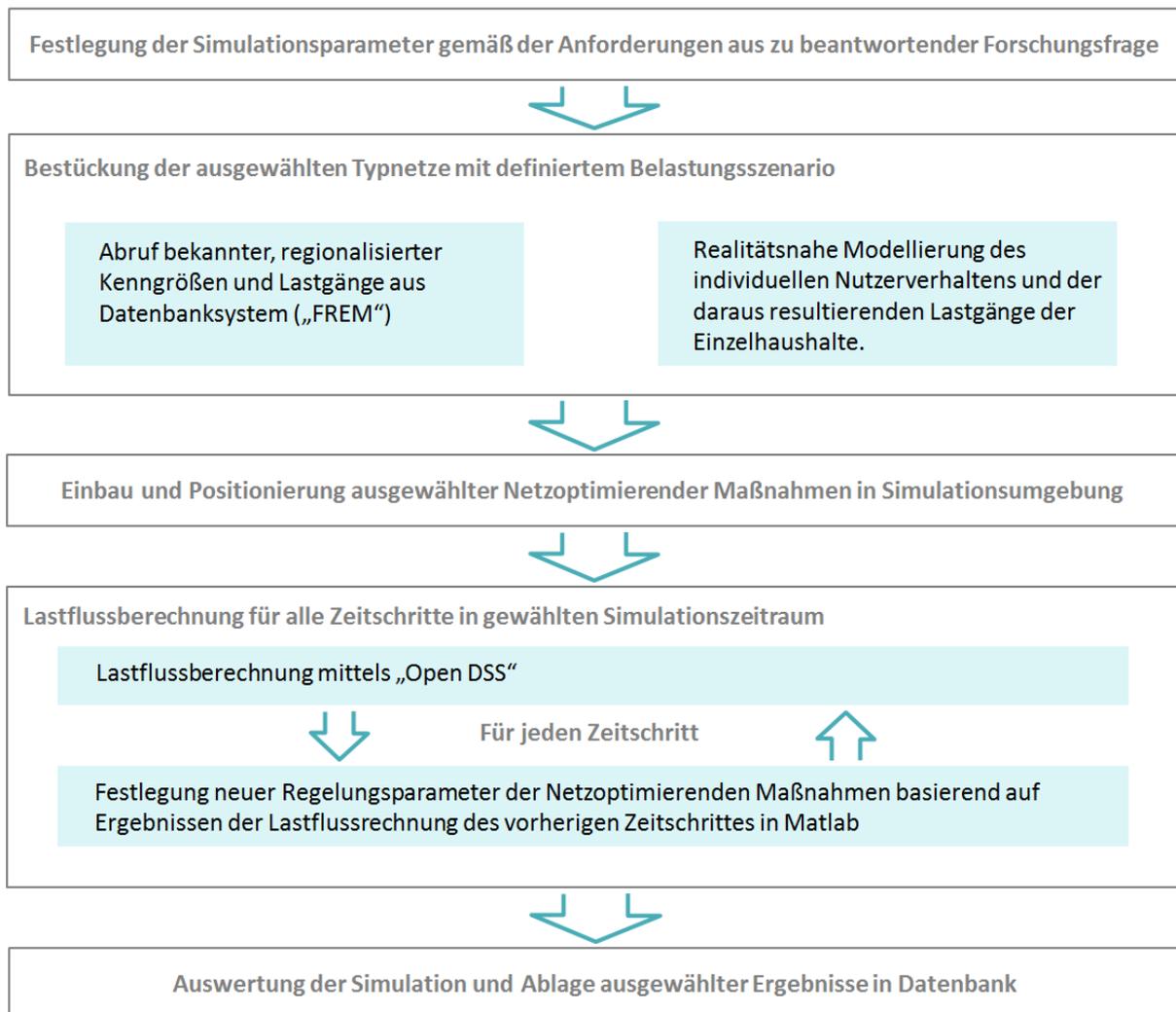


Abbildung 4-1: Wesentliche Komponenten der Simulationsumgebung GridSim und üblicher Simulationsablauf

Festlegung der Simulationsparameter

Wie in obiger Abbildung dargestellt, laufen die Simulationen in einem mehrstufigen Prozess ab. In einem ersten Schritt müssen vom Nutzer, gemäß der zu beantwortenden Forschungsfrage, alle relevanten Simulationsparameter eingestellt werden. Für einen Großteil der etwa 350 einstellbaren Parameter kann auf typische Standardwerte zurückgegriffen werden. Diese wurden im Rahmen von /FFE-15 17/, /FFE-34 16/, /FFE-45 17/ sowie dieser Arbeit recherchiert, mit Netzplanern verschiedener Verteilnetzbetreiber diskutiert und abschließend validiert /FFE-45 15/, /FFE-56 14/, /FFE-52 16/, /FFE-53 16/, /FFE-68 15/. Einen Überblick über die einzelnen Simulationsparameter gibt – sortiert nach einzelnen Funktionsblöcken – **Tabelle 10-1** im Anhang 10.1.

Bestückung der ausgewählten Typnetze mit definiertem Belastungsszenario

In einem zweiten Schritt werden von der GridSim alle Lasten und Erzeuger entsprechend der in ersten Schritt festgelegten Werte oder alternativ entsprechend ausgewählter regionalisierter Szenarien in den einzelnen Netzgebieten verteilt. Damit ist die Parametrisierung der Typnetze abgeschlossen (vergleiche ausführliche Erläuterung in Abschnitt 4.2).

Soweit die zugrundeliegenden Last- und Erzeugungsgänge nicht im Rahmen der Simulation für jeden Verbraucher einzeln modelliert werden, werden diese aus dem regionalisierten Energiesystemmodell „FREM“ geladen /FFE-21 17/.

Die Verteilung auf einzelne Netzknoten erfolgt zufällig, ist jedoch mit Hilfe sogenannter *Seeds* (Ausgangspunkte der Zufallsverteilung) reproduzierbar. Auf gleiche Weise werden auch zusätzliche Komponenten wie beispielsweise Hausspeichersysteme im Netzgebiet verteilt und einzelnen Phasen zugeordnet.

Einbau und Positionierung ausgewählter Netzoptimierender Maßnahmen

In die einzelnen Typnetze können prinzipiell alle in Kapitel 3.3.3 eingeführten Netzoptimierenden Maßnahmen integriert werden. In jedem Simulationslauf wird im Rahmen der Arbeit jedoch lediglich eine ausgewählte Netzoptimierende Maßnahme integriert und soweit als notwendig dimensioniert und positioniert.

Während Lade- und Blindleistungsregelungen immer an allen geeigneten Komponenten im Netzgebiet vorgenommen werden, beispielsweise an allen Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen oder Photovoltaikanlagen, werden Quartierspeicher in der Mitte des schwächsten Netzstrangs platziert.

Beispielhaft für diesen Schritt der Bewertung ist die Positionierung des Längsreglers /FFE-45 17/: Für die Positionierung von Längsreglern wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit in einer Vorsimulation mit homogener Einspeisungs- bzw. Lastverteilung der optimale Standort bestimmt. Dazu wird in einem ersten Schritt der Strang mit dem höchsten Spannungsfall ermittelt. Im nächsten Schritt wird bei konstant gehaltener Last der Längsregler nach und nach an jedem Netzknoten dieses schwächsten Netzstrangs installiert und simuliert. Die für den anschließenden Vergleich aller Netzoptimierenden Maßnahmen verwendete Position wird basierend auf der minimalen Summe der quadrierten Nennspannungsabweichungen aller Knoten bestimmt. Um die Simulationszeit zu reduzieren, erfolgt eine Speicherung dieser Position durch das Simulationsmodell.

Die weiteren für die einzelnen Komponenten verwendeten Parameter können wie auch die einzelnen Durchdringungsgrade der Tabelle 10-1 im Anhang 10.1 entnommen werden.

Lastflussberechnung für alle Zeitschritte

Im Anschluss wird die eigentliche Jahressimulation mit einer zuvor festgelegten Schrittweite zwischen einer Sekunde und einer Stunde gestartet. (Im Rahmen der vorliegenden Arbeit 5 Minuten.) Dabei stehen Verbrauchs- und Erzeugungslastgänge bereits im Vorhinein für die Simulation fest. Regelparameter wie Ein- und Ausspeicherleistungen von Speichersystemen, einstellbare Blindleistungswerte und Übersetzungsverhältnisse regelbarer Netzkomponenten werden in jedem Zeitschritt, auf Basis der Simulationswerte des vorherigen Zeitschritts neu ermittelt. Dies erfolgt mit Hilfe der Programmumgebung Mathworks MATLAB, in welcher die Regelungen für alle Netzoptimierenden Maßnahmen hinterlegt sind. Hier erfolgt auch die Erstellung sowie Aufbereitung der entsprechenden dreiphasigen Netzbelastung.

Ausschließlich für die unmittelbare Lastflussberechnung wird auf das frei verfügbare Programm „OpenDSS“, welches vom gemeinnützigen „Electric Power Research Institute“

(EPRI) entwickelt wird, zurückgegriffen /EPRI-01 15/. Dieses ermöglicht eine AC-Lastflussberechnung. Im Gegensatz zu einer DC-Lastflussberechnung kann dadurch das Blindleistungsverhalten der einzelnen Komponenten der Netzgebiete exakter abgebildet werden.

Standardmäßig wird die Lastflussberechnung hier mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens durchgeführt. Dabei handelt es sich um ein Mathematisches Lösungsverfahren mit dessen Hilfe nichtlineare Gleichungen durch schrittweise Linearisierung gelöst werden können. Ein Simulationsabbruch erfolgt erst, wenn das Verfahren nach 75 Iterationen nicht konvergiert, der Berechnungsfehler also nicht unter der festgelegten Grenze von 0,01% liegt. Dies tritt nur bei sehr extremen Belastungen deutlich außerhalb des zulässigen Spannungsbandes auf.

Auswertung der Simulation

Im Anschluss an die Lastflussberechnung für alle Zeitschritte erfolgt eine automatisierte Simulationsauswertung. Dabei werden alle relevanten Parameter ermittelt, soweit als möglich zu aussagekräftigen Kennzahlen zusammengefasst (vergleiche dazu auch den Abschnitt 4.4 Dimensionen der Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen) und in einer zentralen Datenbank gespeichert.

Simulationswiederholung

Die Simulation kann beliebig oft mit verschiedenen Verteilungen der Lasten und Erzeuger, sowie verschiedenen Nutzercharakteristika wiederholt werden. Bei jeder Verteilung werden die einzelnen Leistungsgänge auf Grundlage der gleichen Parameter neu erstellt und wieder zufällig einzelnen Hausanschlüssen zugeordnet. Dadurch kann beispielsweise verschiedenes Nutzerverhalten und eine Änderung der demographischen Struktur der Bewohner einzelner Wohneinheiten abgebildet werden.

Eine beispielhafte Aggregation des Kennwerts „Minimale Spannung“ (vergleiche Abschnitt 4.4.1) für eine Referenzsimulation ist in **Abbildung 4-2** dargestellt. Für die Aufbereitung wird in einem ersten Schritt für jede Verteilung die minimale im Netzgebiet auftretende Spannung im Jahresverlauf ermittelt. Im zweiten Schritt werden aus diesen Minimalwerte für alle berechneten Verteilungen (im Beispiel 60 Stück) weitere Kennwerte errechnet:

- 100 % Wertebereich: Bereich in dem sowohl die für das Netz beste, als auch die für das Netz schlechteste Verteilung liegt.
- 75 % Wertebereich: Bereich in dem 75 % der Verteilungen liegen.
- Median: Ermittelter Median aller 60 Verteilungen.
- Mittelwert: Berechneter Mittelwert aller 60 Verteilungen.

Die Vorteile dieser Darstellungsform zeigen sich beim Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen (vergleiche Abschnitt 6.2.1).

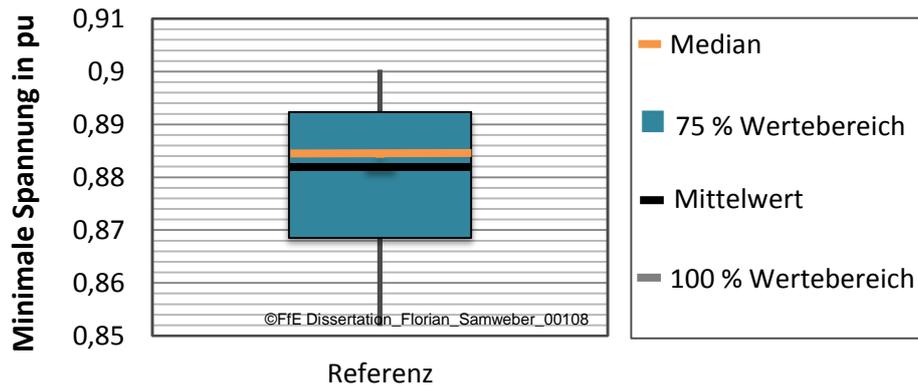


Abbildung 4-2: *Exemplarische Darstellung der Ergebnisaggregation verschiedener Verteilungen*

Auch eine Wiederholung der Simulation mit verschiedenen Eingangsparametern kann mit Hilfe des Simulationsmodells erfolgen. Diese Funktionalität kann insbesondere für den Vergleich verschiedener Netzoptimierender Maßnahmen und die Ermittlung des Einflusses einzelner Parameter eingesetzt werden.

4.2 Typnetze als Vergleichsgrundlage

Die Qualität der Ergebnisse und damit deren Validität ist wesentlich von den verwendeten Eingangsdaten abhängig. Im folgenden Abschnitt wird aus diesem Grund auf die verwendeten repräsentativen Typnetze eingegangen, welche die Datengrundlage für die vorgestellten Lastflusssimulationen darstellen. Die sich passend zu den Typnetzen ergebenden Last- und Erzeugungsgänge werden im Anschluss in Abschnitt 4.3 hergeleitet.

Typnetze als Kombination von Last- und Erzeugungsdaten mit Basisnetztopologien

Unter Typnetzen wird im Kontext dieser Arbeit die Kombination von Basisnetztopologien mit passenden Last- und Erzeugungsrandbedingungen verstanden. Sie stellen damit den Anwendungsfall für die anschließende Analyse Netzoptimierender Maßnahmen dar. Die Typnetze umfassen dabei nur die bauliche Struktur vor Ort. Umweltfaktoren wie Temperaturverläufen, welche von Region zu Region variieren, und das Nutzerverhalten werden nicht durch die Typnetze vorgegeben.

Repräsentative Basisnetztopologien

Als Basisnetztopologien werden die reinen Netzdaten, bestehend aus Kabeltypen, Kabellängen, Hausanschlüssen und zugehörigen Transformatoren bezeichnet.

In der Literatur sind verschiedene Basisnetztopologien zu finden /TUM-04 11/, /IFHT-01 13/, /DENA-07 12/, /EBR-01 14/. Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen verwendeten neun Basisnetztopologien wurden im Rahmen von /FFE-01 17/ aus einer großen Anzahl realer Netzdaten verschiedener deutscher Verteilnetzbetreiber geclustert (vergleiche **Tabelle 4-1**).

Bei den Netztopologien 1-7 handelt es sich um die realen Netzdaten einzelner Cluster-Schwerpunkte /FFE-01 17/. Zusätzlich werden zwei Extremnetze untersucht, welche auf

Grund langer Leitungsausläufer eine tendenziell schwache Netzstruktur aufweisen (Netztopologien 8 und 9). Die mit * gekennzeichneten Netztopologien beziehen sich auf eine mögliche Neuverschaltung der Netzgebiete. In den untersuchten Fällen werden bei diesen topologischen Schalthandlungen zusätzliche Kabel integriert, so dass die gesamte Leitungslänge steigt.

Die Kabeltypen sowie die genauen Topologien der einzelnen Basisnetze sind der **Abbildung 10-1** in Anhang 10.2 zu entnehmen.

Tabelle 4-1: Kennwerte der verwendeten Basisnetztopologien

Netz-topologie	Trafogröße	Anzahl Hausanschlüsse	maximale Leitungslänge	Anzahl Stränge	Gesamtlänge	mittlere Leitungslänge zwischen Hausanschlüssen
1	400 kVA	21	153 m	6	728 m	35 m
2	400 kVA	2	67 m	1	77 m	39 m
3	400 kVA	6	129 m	1	242 m	40 m
4	630 kVA	45	414 m	6	1753 m	39 m
4*	630 kVA	45	414 m	6	2128 m	47 m
5	400 kVA	14	244 m	1	486 m	35 m
6	400 kVA	56	276 m	9	2209 m	39 m
6*	400 kVA	56	276 m	9	2733 m	49 m
7	250 kVA	2	200 m	1	210 m	105 m
8	400 kVA	10	529 m	1	870 m	87 m
9	160 kVA	2	692 m	1	733 m	367 m

Dissertation_Florian_Samweber_00068

Zuordnung einer passenden Gebäudestruktur zu den Basisnetztopologien

Die Basisnetztopologien wurden in /FFE-06 17/ und /KLZ-01 16/ in einem weiteren Schritt um Informationen zur zugehörigen Gebäudestruktur ergänzt. Diese besteht aus je einer Stadtkategorie (kleine Stadt, größere Stadt, Großstadt) sowie einem Siedlungstyp (Zeilen- und Blockbebauung, Streu- und Einfamilienhaussiedlung, Reihenhaussiedlung, Dorfkern). Die Gebäudestruktur wird für die einzelnen Netze anschließend nicht mehr variiert. Für jede Basisnetztopologie liegen damit Informationen zu den an sie anzuschließenden Gebäudetypen und die jeweilige Anzahl an Wohneinheiten je Hausanschluss vor (vergleiche **Tabelle 4-2**). Für jede Gebäudeart ergeben sich aus diesen Informationen weiterhin Informationen über den jeweiligen Sanierungsgrad sowie das Gebäudealter.

Tabelle 4-2: *Stadtkategorien, Siedlungstypen und Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss für alle untersuchten Typnetze*

Netz-topologie	Stadtkategorie	Siedlungstyp	Durchschnittliche Anzahl an Wohneinheiten je Hausanschluss
1	kleine Stadt	Zeilen- und Blockbebauung	3,57
2	Großstadt	Zeilen- und Blockbebauung	7,50
3	größere Stadt	Zeilen- und Blockbebauung	5,00
4	kleine Stadt	Streu- und Einfamilienhaussiedlung	1,00
4*	kleine Stadt	Streu- und Einfamilienhaussiedlung	1,00
5	größere Stadt	Reihenhaussiedlung	1,50
6	kleine Stadt	Dorfkern	1,48
6*	kleine Stadt	Dorfkern	1,48
7	kleine Stadt	Reihenhaussiedlung	1,00
8	kleine Stadt	Reihenhaussiedlung	1,50
9	kleine Stadt	Streu- und Einfamilienhaussiedlung	1,00

Dissertation_Florian_Samweber_00069

Wärme und Mobilitätsbedarf der einzelnen Gebäude und Wohneinheiten

Aus den vorliegenden Daten zu den einzelnen Gebäuden, welche in den jeweiligen Typnetzen vorzufinden sind, kann in einem nächsten Schritt der aktuelle sowie der zu erwartende zukünftige Wärmebedarf ermittelt werden. Dies geschieht, indem die einzelnen Gebäudetypen mit typischen Werten für einzelne Regionen (beispielsweise Gradtagszahlen, Sanierungsquote, Anzahl Bewohner je Wohneinheit) verrechnet werden /FFE-06 17/. Eine Beschreibung der Umsetzung des Wärmebedarfs in Wärmebedarfsgänge der Wärmebereitstellung erfolgt in Abschnitt 4.3.2.

Der Mobilitätsbedarf der Bewohner einzelner Wohneinheiten ergibt sich, indem diesen zufällig je ein aufbereitetes Mobilitätsprofil /FFE-32 17/, /FFE-04 16/ aus /INFAS-01 10/ zugeordnet wird. Eine genauere Beschreibung der Umsetzung erfolgt in Abschnitt 4.3.3.

Erstellung von Typnetzen

Auf Grundlage dieser Daten ist es möglich, valide Typnetze zu erstellen. Ein exemplarisches aus der Basisnetztopologie 1 resultierendes Typnetz ist in **Abbildung 4-3** dargestellt. Dabei sind neben der Basisnetztopologie auch die Anzahl an Wohneinheiten je Hausanschluss und der jährliche elektrische Energiebedarf für Haushalt, Mobilität und Wärme exemplarisch eingetragen. Die exakten Werte variieren je nach Elektrifizierungsquote, Region und Zufallsverteilung.

Ein Überblick über alle neun untersuchten Typnetze gibt **Abbildung 10-1** im Anhang, Kapitel 10.1.

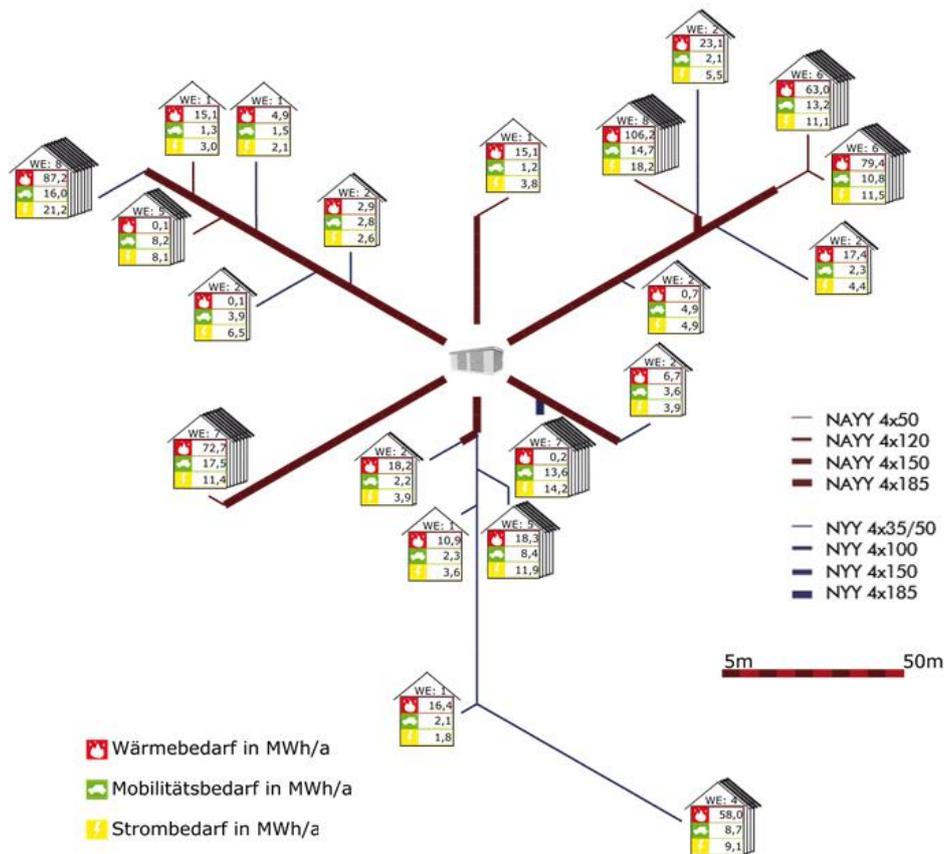


Abbildung 4-3: Exemplarisches Typnetz mit Angaben zur Anzahl der Wohneinheiten, zum Wärme-, Mobilitäts- und klassischen Strombedarf; eigene Darstellung nach /FFE-26 17/

Chancen und Grenzen von Typnetzen

Typnetze sind eine Möglichkeit, um abstrakt, ohne starre Festlegung auf die aktuelle reale Netzsituation Netzdaten mit passenden Last- und Erzeugungsdaten zu verknüpfen. Dadurch ist es mittels Bildung von Szenarien möglich, zukünftige Netzbelastungssituationen inklusive der dann veränderten Last- und Erzeugungsgänge abzubilden. Insbesondere steht durch die Vielzahl an Informationen über die einzelnen Typnetze eine gute Datengrundlage für ganzheitliche, energiewirtschaftliche Analysen zur Verfügung.

Die Clusterung der Basisnetztopologien und die Verwendung mittlerer Netze ermöglicht es einerseits, Aussagen für eine große Anzahl an Netzen treffen zu können. Andererseits werden dadurch im Speziellen extreme Netze am Rande einzelner Cluster ausgeschlossen. Die Untersuchung zweier Extremnetze kann dieser Problematik nur begrenzt entgegenwirken, so dass sich in der Praxis durch diese Arbeit keine Einzelfalluntersuchungen erübrigen.

4.3 Abbildung der elektrischen Last und Erzeugung in den untersuchten Niederspannungs-Typnetzen

Für das Ziel dieser Arbeit, der Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen zur Integration von elektrischen Wärmeerzeugern und Elektrofahrzeugen, ist es erforderlich, neben der klassischen elektrischen Last der Haushalte, diese Komponenten

realitätsnah darzustellen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt diese Abbildung innerhalb des oben beschriebenen Simulationsmodells „GridSim“.

4.3.1 Modellierung der Haushaltslast

Basierend auf /FFE-22 12/ und /SCHROE-02 16/ wird für die Modellierung der elektrischen Last sowie des Wärmebedarfs der Haushalte (ohne Elektromobilität) ein Hauslastgenerator verwendet. Dieser erstellt basierend auf realem Nutzerverhalten sowohl für Wirk- als auch Blindleistung hochaufgelöste, dreiphasige Hauslastgänge. Im Folgenden wird das Prinzip des Hauslastgenerators überblickend beschrieben.

Elektrische Lastgänge der Wohneinheiten

In einem ersten Schritt werden für verschiedene Nutzergruppen basierend auf deren jeweiligen Aktivitätsprofilen Einschaltwahrscheinlichkeiten für alle Haushaltsgeräte, welche einen energetischen Beitrag größer 5 % der Jahresenergie der Haushaltslast liefern, definiert. Diese Einschaltwahrscheinlichkeiten für verschiedene Haushaltsgrößen (beispielsweise Dreipersonenhaushalt) und Haushaltstypen (beispielsweise Senioren, Berufstätige, Familien) werden für jeden Zeitschritt des Jahres mit einer gewichteten Zufallszahl verglichen. Entspricht dieser Vergleich der definierten Einschaltbedingung, wird der Nutzungsvorgang für das entsprechende Haushaltsgerät zu diesem Zeitpunkt gestartet. Im Modell wird für diesen Fall dann ein, der gewählten Effizienzklasse des Haushalts entsprechender, real gemessener Lastgang (sowohl Wirk- als auch Blindleistung) des entsprechenden Haushaltsgeräts, dem Haushaltslastgang hinzuaddiert. Nach Wiederholung dieser Prozedur für alle Haushaltsgeräte und aller Aktivitätsprofile einzelner Nutzer sowie einer Abschätzung für die Restlast aus kleinen Verbrauchern, ergibt sich der gesamte Haushaltsverbrauch. Die Verteilung der Haushaltsgeräte auf die einzelnen Phasen erfolgt zufällig. Im Jahresverlauf wechseln die einzelnen Haushaltsgeräte ihren Anschluss jedoch nicht. /FFE-45 17/

Wärmebedarf der Gebäude

Der Wärmebedarf der Gebäude setzt sich wie oben erläutert einerseits aus dem Trinkwarmwasserbedarf der einzelnen Wohneinheiten und dem Raumwärmebedarf andererseits zusammen. Der Trinkwarmwasserbedarf wird basierend auf den gleichen Aktivitätsprofilen erzeugt, die auch für die Erstellung des elektrischen Lastgangs der Haushalte verwendet werden. Damit ist sichergestellt, dass die Lastgänge zusammenpassen und beispielsweise Lastgleichzeitigkeiten möglichst realitätsnah abgebildet werden.

Die Erstellung der Raumwärmelastgänge erfolgt analog der Modellierung von Gasprofilen nach /BDEW-03 15/. Dabei wird auf Basis der gewählten Region und den hier gültigen Temperaturverläufen der Lastgang für das jeweilige gesamte Gebäude erstellt. Die Lastgänge variieren damit stark in Abhängigkeit von der jeweiligen Gebäudegröße, des Gebäudealters sowie des Gebäudetyps. Diese Kenngrößen sind wiederum durch das Typnetz vorgegeben (vergleiche Abschnitt 4.2).

4.3.2 Modellierung der elektrischen Wärmebereitstellung

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 einleitend erläutert, kann Wärme auf unterschiedliche Art und Weise elektrisch bereitgestellt werden. Im Simulationsmodell sind daher

ebenfalls verschiedene Varianten abgebildet /KLZ-01 16/, /FFE-01 17/, /FFE-07 17/. Alle Varianten decken dabei zwingenderweise den Wärmebedarfsgang, welcher sich aus der Bewohnercharakteristik (vergleiche Haushaltslastgang) und dem jeweiligen Gebäude mit seinem spezifischen, dem Typnetz sowie dem gewählten Standort entsprechenden Wärmebedarf ergibt (vergleiche dazu auch Abschnitt 4.2).

Elektrische Speicherheizungen und Durchlauferhitzer

Bei der elektrischen Wärmebereitstellung mit elektrischen Speicherheizungen erfolgt die Beladung im Referenzfall im Modell innerhalb der durch einen Niedertarif zwischen 22:00 Uhr und 6:00 Uhr vorgesehenen Nebenzeit. Der elektrische Leistungsbezug der Wärmebereitstellung durch die elektrische Speicherheizung entspricht der installierten Leistung der elektrischen Speicherheizungen. Diese werden nur getaktet betrieben und variieren nicht ihre Leistungsaufnahme.

Da elektrische Speicherheizungen in der Regel nicht dafür ausgelegt sind, Trinkwarmwasser zu erhitzen, wird dieses im Modell zum Zeitpunkt des Verbrauchs durch Durchlauferhitzer bereitgestellt. Der zeitliche Verlauf des Trinkwarmwasserbedarfs entspricht damit dem elektrischen Lastgang für die Trinkwarmwasseraufbereitung.

Elektrische Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen

Bei der Wärmebereitstellung mit Hilfe von Wärmepumpen erfolgt die Wärmeproduktion im hier vorgestellten Referenzfall ungesteuert in Abhängigkeit dem Verbrauchsgang (wärmegeführt). Motivation hierfür ist, dass durch die deutlich geringeren elektrischen Strommengen im Vergleich zum Bedarf bei elektrischen Speicherheizungen, ein Niedertarif durch dessen geringe Preisspreizung und höhere Grundgebühr aktuell oft nicht wirtschaftlich ist /ENEX-01 16/, /FFE-45 15/. Zudem wird durch die wärmegeführte Fahrweise eine Minimierung der Speicherverluste erreicht.

Um die Wärmepumpe nicht zu groß dimensionieren zu müssen und eine Zuschaltung des Heizstabs zu vermeiden, wird im Modell im ungesteuerten Fall der zugehörige Wärmespeicher immer so weit beladen, dass er den Wärmebedarf der jeweils kommenden zwei Stunden decken kann.

Sobald der Wärmebedarfsgang durch die Wärmepumpe in Kombination mit dem Wärmespeicher nicht mehr gedeckt werden kann, erfolgt, wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, auch im Modell der Einsatz eines zusätzlichen Heizstabs mit einer JAZ von eins.

Zeitliche Verschiebung der elektrischen Wärmeproduktion

Mit Hilfe verschiedener Ladesteuerungen kann in der Simulation der Zeitpunkt der Wärmeerzeugung entsprechend der installierten Wärmespeicherkapazität verschoben werden /FFE-07 17/. Eine Beeinflussung des Wärmebedarfs (beispielsweise durch Überheizung der Gebäude oder Verschiebung von Warmwasseranwendungen) erfolgt nicht.

4.3.3 Modellierung der Elektromobilität

Die Netzbelastung durch Elektromobilität ist bereits Bestandteil zahlreicher Untersuchungen wie beispielsweise /NOBI-01 16/ und /FFE-34 16/. Es zeigt sich, dass

die Netzbelastung bei ungesteuerter Ladung insbesondere von der durch die Nutzer nachgefragten Ladeleistung und der Dauer bis zur Fertigstellung des Ladevorgangs abhängt.

Ladebedarf basierend auf Fahrtenbüchern

Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen wird auf Daten aus sogenannten Fahrtenbüchern zurückgegriffen. Die Fahrtenbücher wurden wie in /FFE-32 17/ beschrieben auf Basis der Studie /INFAS-01 10/ in /FFE-04 16/ und /FFE-15 17/ entwickelt. Jede Wohneinheit bekommt ein solches Fahrtenbuch zugewiesen. In diesem ist vermerkt, wann ein Fahrzeug ankommt, wann es wieder abfährt und wie hoch der Ladeenergiebedarf zur Ankunftszeit ist. Die sich in einem ausgewählten Netzgebiet ergebende Ladegleichzeitigkeit ist beispielsweise in Kapitel 6.1.1 in **Abbildung 6-2** dargestellt.

Zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge

Die Ladevorgänge können unter Ausnutzung der Fahrzeugbatterie zeitlich verschoben werden. Die verfügbare zeitlich flexibel beladbare Speicherkapazität steigt mit zunehmender Batteriekapazität an. Je nach Ladesteuerung kann neben dem Zeitpunkt der Ladung auch die Ladeleistung äußeren Bedingungen angepasst werden.

4.3.4 Abbildung der Photovoltaikerzeugung

Die PV-Erzeugungsgänge werden errechnet, indem vorhandene, real gemessene Daten von unterschiedlich ausgerichteten PV-Anlagen aus der jeweils simulierten Region entsprechend skaliert werden. Die Verteilung der verschiedenen Anlagengrößen und Ausrichtungen erfolgt gemäß der zu Beginn der Simulation festgelegten Parameter.

4.4 Dimensionen der Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen

Im Rahmen der Netzplanung wird durch den Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen sichergestellt, dass die Versorgungsqualität im jeweiligen Netzgebiet auch nach dem Hinzukommen neuer Lasten und Erzeuger in ausreichendem Maße gewährleistet ist. Genau dieses Vorgehen soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit mittels des Simulationsmodells GridSim und dem simulativen Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen nachgebildet werden. Dieser Abschnitt beschreibt dazu die Dimensionen der Bewertung, welche im Anschluss an die Simulation den Netzplaner bei seiner Entscheidungsfindung für eine Netzoptimierende Maßnahme unterstützen können. Dabei wird jeweils auf die Motivation der Bewertungsdimension, die Bewertungsskala sowie die jeweilige Implementierung in GridSim eingegangen.

4.4.1 Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes

Für die technische Bewertung der Eignung der Netzoptimierenden Maßnahmen wird im Rahmen dieser Arbeit die Einhaltung des vorgegebenen Spannungsbandes überprüft.

Motivation für Bewertungsdimension

Um die Sicherheit aller Haushaltsgeräte sicherzustellen und um diese von Herstellerseite richtig zu dimensionieren, gibt es, wie bereits in Abschnitt 3.2 erläutert, auf Grundlage der DIN EN 50160 ein vorgegebenes zulässiges Spannungsband von

$\pm 10\%$ der Nennspannung. Netzbetreiber müssen die Einhaltung dieses Bandes sicherstellen. Da gemäß zahlreicher ähnlicher Studien (vergleiche Abschnitt 1.2) zu erwarten ist, dass die im Folgenden untersuchte Elektrifizierung zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes führt, wird dieses Kriterium im Besonderen untersucht.

Bewertungsskala

Als Bewertungsgröße wird für diese Bewertungsdimension im Folgenden die Höhe der maximalen Spannung untersucht. Sie wird dabei in der Hilfsmaßeinheit Per-Unit (pu) angegeben und bezieht sich damit jeweils auf die vorgegebene Nennspannung der Niederspannungsnetze. Zulässig sind in der Regel Spannungen zwischen 0,9 pu und 1,1 pu. In Extremnetzen ist ebenfalls eine minimale Spannung von 0,85 pu zulässig, dies wird im Folgenden jedoch nicht weiter untersucht (vergleiche Abschnitt 3.2). Neben der absoluten Höhe der Spannungsbandverletzung wird die Dauer außerhalb des Spannungsbandes untersucht. Diese wird mit der Einheit Stunden (h) pro Jahr gemessen.

Zur Abschätzung der Netzauswirkungen wird zusätzlich an geeigneten Stellen die maximale Residuallast in kW angegeben.

Implementierung in Simulationsmodell

Die Spannung wird in der Modellumgebung für jeden Zeitschritt an allen Phasen sowie für alle Netzknoten erfasst. Die Dauer außerhalb des Spannungsbandes wird gezählt, sobald zu einem Zeitpunkt ein Netzknoten auf einer Phase das zulässige Spannungsband verlässt.

Sobald die Spannung das erlaubte Band verlässt, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen als notwendig erachtet – auch wenn in der Praxis eine gewisse Dauer außerhalb dieses Spannungsbandes zulässig ist (vergleiche Abschnitt 3.2).

4.4.2 Einhaltung thermischer Limits

Neben der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes muss die Einhaltung der thermischen Limits sichergestellt werden.

Motivation für Bewertungsdimension

Insbesondere im Hinblick auf die Alterungsgeschwindigkeit der Betriebsmittel sowie in Hinblick auf mögliche Überlastungen ist für Netzplaner die Einhaltung der thermischen Limits der Betriebsmittel relevant.

Bewertungsskala

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Einhaltung thermischer Limits überprüft, indem die maximale Leitungsauslastung in Prozent betrachtet wird. In den Ortsnetztransformatoren der Typnetze kommt es auf Grund der großen Dimensionierung dieser Bauelemente zu keinen Überlastungen. /FFE-45 17/

Implementierung in Simulationsmodell

In GridSim wird, analog zur Bewertung der Spannung, jede Phase jeder Leitung zu jedem Zeitschritt der Simulation ausgewertet, indem die aktuelle Belastung mit der zulässigen Belastung verglichen wird.

4.4.3 Auswirkungen auf die nachgelagerten Leitungsverluste im Netzgebiet

Das Spannungsniveau in den Netzgebieten kann zu einer Erhöhung bzw. Reduktion der Leitungsverluste in den Netzgebieten führen.

Motivation für Bewertungsdimension

Um die Menge der Verlustenergie zu reduzieren und damit ebenfalls die Übertragungsverluste zu verringern, können von den Netzbetreibern verschiedene Maßnahmen ergriffen werden. Einzelne Netzoptimierende Maßnahmen erhöhen beispielsweise das Spannungsniveau und reduzieren dadurch die Leitungsverluste.

Bewertungsskala

Die Bewertung der Leitungsverluste erfolgt durch die Angabe der absoluten jährlichen Leitungsverluste in kWh je Netzgebiet.

Implementierung in Simulationsmodell

Die Auswertung erfolgt durch eine Summierung der Leitungsverluste aller Leitungsabschnitte für alle Zeitschritte.

4.4.4 Beeinflussung des Eigendeckungsgrades des Netzgebiets

Neben den beiden technischen Bewertungsdimensionen - Einhaltung des Spannungsbandes und Einhaltung der thermischen Limits - wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit auch der Eigendeckungsgrad (teilweise auch als Autonomiegrad bezeichnet) der Netzgebiete als Bewertungsdimension untersucht.

Motivation für Bewertungsdimension

Aus netztechnischer Sicht ist der Eigendeckungsgrad der Netzgebiete nicht entscheidend. Für zahlreiche lokale Akteure aus Politik, Bürgerinitiativen etc. ist jedoch relevant, wie hoch der Anteil an selbst erzeugter Energie am eigenen Stromverbrauch ist. Als Maßnahme, um die Akzeptanz einzelner Netzoptimierender Maßnahmen zu steigern, kann aus diesem Grund die Auswertung des Eigendeckungsgrades von Interesse sein.

Bewertungsskala

Der Eigendeckungsgrad wird in % angegeben und, soweit nicht anders vermerkt, immer für einen Zeitraum von einem Jahr bestimmt. Er ergibt sich aus der Division der direkt im Netzgebiet verbrauchten, im Netzgebiet erzeugten Energiemenge durch die gesamte im Netzgebiet verbrauchte Energiemenge.

Implementierung in Simulationsmodell

Im Simulationsmodell erfolgt die Analyse über eine saldierende Bewertung aller Phasen am Ortsnetztransformator zu jedem Simulationszeitschritt. Die Blindleistung am Ortsnetztransformator wird dabei nicht beachtet.

4.4.5 Auswirkungen auf die Emissionsbilanz des Netzgebiets

Derzeit fließt die Bewertung der Auswirkungen einer Netzoptimierenden Maßnahme auf die Treibhausgas-Emissionsbilanz nicht in den Planungsprozess im Verteilnetz mit ein.

Motivation für Bewertungsdimension

Zwischen den einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen bestehen teils erhebliche Unterschiede in Bezug auf die resultierenden Emissionen. Deutlich wird dies bei der Netzoptimierenden Maßnahme Spitzenkappung. Wenn hier ein Teil der Energie abgeregelt wird, wodurch in der Regel konventionelle Kraftwerke an anderer Stelle im Energiesystem zusätzlich laufen müssen, entstehen neue Emissionen. Falls beispielsweise durch die Verwendung von Blindleistungsmanagement keine Energie abgeregelt werden muss, können somit indirekt Treibhausgasemissionen vermieden werden.

Bewertungsskala

Die resultierenden Emissionen werden in t CO₂-Äquivalent je Netzgebiet angegeben. Dabei werden immer die gesamten Emissionen für das Netzgebiet bilanziert.

Implementierung in Simulationsmodell

Die Bewertung der Auswirkungen auf die Emissionsbilanz erfolgt, indem die Residuallast des Netzgebiets mit dem in der jeweiligen Stunde aktuellen deutschen Emissionsmix aller in der jeweiligen Stunde aktiven Kraftwerke verrechnet wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird dafür auf eine Emissionszeitreihe für den deutschen Strommix für das Jahr 2030 zurückgegriffen, welche im Rahmen von /FFE-46 14/ mit Hilfe des integrierten Simulationsmodells zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung (ISAaR) erstellt wurde /FFE-04 16/. Hier ergeben sich gemittelte Treibhausgasemissionen von 0,322 kg CO₂-Äquivalent/kWh_{el}. Für die erzeugte elektrische Energie aus Photovoltaikanlagen werden 0,085 kg CO₂-Äquivalent/kWh_{el} /ECOINV-01 14/ angesetzt.

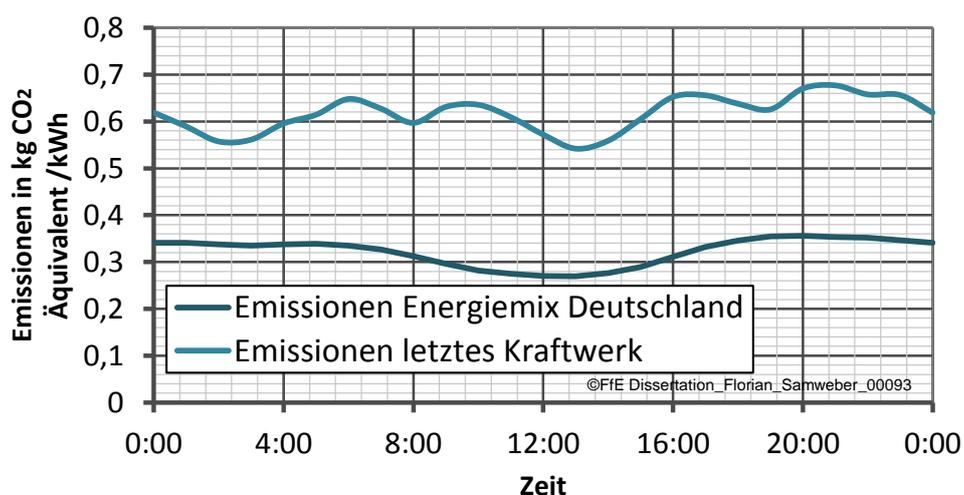


Abbildung 4-4: Gemittelter tageszeitabhängiger Verlauf der Emissionen im Netzgebiet für das letzte Kraftwerk sowie des deutschen Energiemixes

Optional werden für die Rückspeisung von Photovoltaikenergie in überlagerte Netzgebiete die Emissionen des gemäß Merit Order der Betriebskosten, zu diesem

Zeitpunkt letzten Kraftwerks gutgeschrieben, da dessen Leistung durch die zusätzliche Photovoltaikenergie reduziert werden kann. In **Abbildung 4-4** sind der über den Simulationszeitraum gemittelte Typtag der Emissionen des deutschen Energiemixes sowie die des jeweils letzten Kraftwerks dargestellt.

4.4.6 Wirtschaftliche Bewertung

Neben den technischen und ökologischen Dimensionen ist die Bewertung der Kosten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen sowohl aus Sicht der Regulatorik als auch aus Sicht der Netzbetreiber entscheidend für die tatsächliche Umsetzung der Maßnahmen.

Motivation für Bewertungsdimension

Im monopolistischen Umfeld der Netzbetreiber dient die sogenannte Anreizregulierung dem Zweck, dass die Netzinfrastuktur wirtschaftlich effizient gebaut, betrieben und gewartet wird. Für die Auswahl einzelner Netzoptimierender Maßnahmen müssen Netzbetreiber daher auch eine Wirtschaftlichkeitsbewertung durchführen.

Bewertungsskala

Als Grundlage der ökonomischen Bewertung müssen für alle Netzoptimierenden Maßnahmen zunächst die jeweiligen Investitions-, Installations- sowie Betriebskosten zur Verfügung stehen. Um die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Optionen, welche teilweise investitions- und teilweise betriebskostenlastig sind, zu gewährleisten, werden diese im Anschluss mit der erwarteten Lebensdauer sowie einem kalkulatorischen Zinssatz zu sogenannten annuitätischen Kosten verrechnet. Alle Kosten beziehen sich auf die erwarteten Werte für das Jahr 2030.

Implementierung in Simulationsmodell

Die Auswertung der annuitätischen Kosten erfolgt im Nachgang an die Simulationsauswertung basierend auf der sich aus der Simulation ergebenden Dimensionierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Die dieser Auswertung zugrundeliegenden Kostenstrukturen unterscheiden sich grundlegend zwischen den einzelnen Maßnahmenkategorien.

Kosten der netzoptimierenden Betriebsmittel

Die vom Netzbetreiber baulich in das Netz zu integrierenden netzoptimierenden Betriebsmittel erfordern tendenziell hohe Investitionen. Im Gegenzug ist dafür meist die Lebensdauer der Primärtechnik ebenfalls hoch. Die Primärtechnik umfasst im Rahmen der vorliegenden Arbeit die klassischen, nicht automatisiert regelbaren Komponenten. Der Begriff Sekundärtechnik bezeichnet den Anteil der Komponenten, welcher für die automatische Einstellbarkeit zusätzlich benötigt wird.

In **Tabelle 4-3** sind die einzelnen Kostenbestandteile für Kabel, rONT und Längsregler zusammengefasst dargestellt. Die Investitionen in die Primärtechnik umfassen jeweils auch die Installationskosten.

Tabelle 4-3: *Kostenbestandteile der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen basierend auf /FFE-23 15/, /FFE-15 17/*

Netzoptimierende Maßnahme	Lebensdauer Primärtechnik	Lebensdauer Sekundärtechnik	Investition Primärtechnik	Investition Sekundärtechnik	Betriebskosten	Annuitätische Kosten
Kabel (Land)	40 a	-	50 T€/km	-	0,5 T€/km/a	3,8 T€/km/a
Kabel (Vorstadt)	40 a	-	60 T€/km	-	0,6 T€/km/a	4,6 T€/km/a
Kabel (Stadt)	40 a	-	90 T€/km	-	0,9 T€/km/a	6,9 T€/km/a
rONT (160 kVA)	40 a	20 a	13,6 T€/St	1,6 T€/St	0,5 T€/St/a	1,5 T€/St/a
rONT (250 kVA)	40 a	20 a	16,5 T€/St	2,0 T€/St	0,5 T€/St/a	1,7 T€/St/a
rONT (400 kVA)	40 a	20 a	18,0 T€/St	2,2 T€/St	0,5 T€/St/a	1,8 T€/St/a
rONT (630 kVA)	40 a	20 a	19,5 T€/St	2,4 T€/St	0,5 T€/St/a	2,0 T€/St/a
LVR (110 kVA)	40 a	20 a	12,1 T€/St	1,7 T€/St	0,1 T€/St/a	1,0 T€/St/a
LVR (175 kVA)	40 a	20 a	13,6 T€/St	1,9 T€/St	0,1 T€/St/a	1,2 T€/St/a
LVR (250 kVA)	40 a	20 a	14,3 T€/St	2,0 T€/St	0,1 T€/St/a	1,2 T€/St/a

Dissertation_Florian_Samweber_00072

Für den Quartierspeicher wird eine Lebensdauer von 30 a angesetzt. Für die Installation fallen annuitätische Kosten von 173 €/a an. Die Betriebskosten belaufen sich auf 14 €/kW/a. Für die Investition ergeben sich Kosten von 6,5 €/kW/a zuzüglich 21,8 €/kWh/a. Es wird dabei immer ein Verhältnis von Energie zu Leistung von drei unterstellt. /FFE-15 17/

Für den rONT mit 160 kVA ergeben sich gegenüber dem baugleichen ONT annuitätische Mehrkosten von 0,681 T€/St/a, für den 250 kVA rONT von 0,657 T€/St/a, für den 400 kVA rONT von 0,676 T€/St/a und für den 630 kVA rONT von 0,695 T€/St/a.

Kosten der Maßnahmen der Gruppe der netzoptimierenden Betriebsführung

Die Maßnahmen der Gruppe der netzoptimierenden Betriebsführung (topologische Schalthandlungen, Spitzenkappung, Blindleistungsmanagement) optimieren das Netz, ohne dass zwingend neue Komponenten in das Netz integriert werden müssen. Es wird daher angenommen, dass für den Netzbetreiber keine Investitionskosten entstehen. Zusätzlich werden auch die Betriebskosten für den Netzbetreiber vernachlässigt, da die Kosten der abgeregelten Energie im Zuge der Spitzenkappung durch den Anlagenbetreiber getragen werden müssen und dieser auch keine Vergütung für die Einstellung der Blindleistung an seinen Wechselrichtern erhält, sofern sich die durch den Netzbetreiber vorgegebenen Werte nach den offiziellen Vorgaben richten. Für topologische Schalthandlungen fallen lediglich die Kosten für die Arbeitszeit an, welche benötigt wird, um die Schalthandlung vorzunehmen. Sie werden mit 121 €/a abgeschätzt /FFE-15 17/.

Kosten der netzorientierten Maßnahmen

Bei den netzorientierten Maßnahmen handelt es sich um Maßnahmen, welche ihren Primärzweck außerhalb des Netzes haben, jedoch netzdienlich eingesetzt werden können. Für den Netzbetreiber entstehen hier die Kosten, welche für die Ansteuerung zusätzlich notwendig sind. Es wird für das Jahr 2030 ein vollständiger Rollout von intelligenten Messsystemen unterstellt, so dass diese Kosten nicht zusätzlich anfallen und damit vernachlässigt werden können /FFE-36 16/. Lediglich für die Netzoptimierenden Maßnahmen „Wärmepumpen spannungsgeführt“ und „Elektrofahrzeuge spannungsgeführt“ ist eine zusätzliche Steuerbox notwendig. Die

annuitätischen Kosten für diese belaufen sich auf 11,5 €/a. Für alle weiteren Ladesteuerungen wird angenommen, dass die anfallenden Kosten durch den jeweiligen Betreiber getragen werden – sei es aus eigenem Interesse, um den persönlichen Eigenverbrauch zu erhöhen, oder durch Vorgaben wie der pflichtmäßigen Kappung der maximalen Rückspeisung von PV-Anlagen bei Inanspruchnahme einer KfW Förderung für Hausspeichersysteme.

4.5 Methodisches Vorgehen zum systematischen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen

Die obigen Abschnitte erläutern, wie die zukünftige Netzbelastung von Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von großen Anteilen an Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmeerzeugern abgeschätzt werden kann. Außerdem wird auf die Dimensionen der Bewertung im Rahmen dieser Arbeit eingegangen. Im Folgenden wird darauf aufbauend das methodische Vorgehen zum systematischen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen erläutert.

4.5.1 Grundvoraussetzungen für den Vergleich

Ein systematischer Vergleich ist nur dann möglich, wenn alle zu vergleichenden Netzoptimierenden Maßnahmen unter den exakt gleichen Bedingungen verglichen werden. Dies bedeutet zum einen reproduzierbare Umgebungsbedingungen in Form einer identischen Netzbelastung, und zum anderen Bewertungskriterien, welche für alle Maßnahmen auf die gleiche Art und Weise erhoben werden können.

Dabei kommen die Stärken der Simulation zum Tragen. Neben identischen Typnetzen und reproduzierbaren Netzbelastungen für verschiedene Typnetze ist es mit der oben vorgestellten Simulation auch möglich, alle Netzoptimierenden Maßnahmen zu simulieren, und damit sicherzustellen, dass alle Kennwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen auf die gleiche Art und Weise erhoben werden.

4.5.2 Ablauf des Vergleichs

Der Vergleich im Rahmen der vorliegenden Arbeit verläuft in einem mehrstufigen Prozess. In einem ersten Schritt wird, wie oben beschrieben, Netzbelastung identifiziert, welche für den Vergleich geeignet ist. Im zweiten Schritt erfolgt die Identifikation aller Netze, in denen der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen erforderlich ist. Anschließend wird nacheinander die Wirkung aller Netzoptimierenden Maßnahmen auf diese Netzbelastung untersucht.

Zuletzt werden relevante Bewertungskriterien gegenübergestellt, verglichen und diskutiert. Eine Veranschaulichung dieses Vorgehens befindet sich in **Abbildung 4-5**. Es wird im Folgenden noch weiter erläutert.

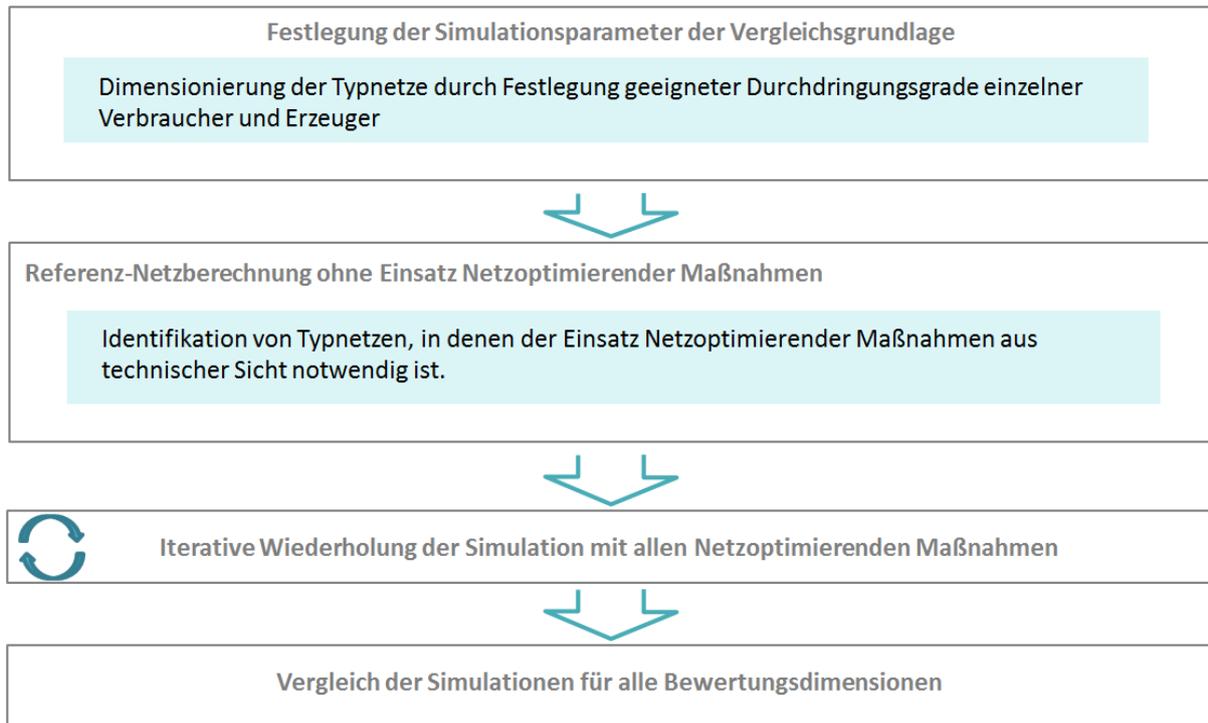


Abbildung 4-5: *Prinzipieller Ablauf des systematischen Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen*

Dimensionierung der Typnetze durch Festlegung geeigneter Simulationsparameter

Für den systematischen Vergleich werden einheitliche Simulationsparameter benötigt, welche einen objektiven Vergleich aller Netzoptimierenden Maßnahmen erlauben. Im Folgenden wird dazu, wie in Kapitel 4.1.2 erläutert, das Parameterset aus **Tabelle 10-1** auf die oben beschriebenen Typnetze angewendet.

Identifikation von Typnetzen, in denen ein Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen erforderlich ist

Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wird ermittelt, in welchen Typnetzen der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen häufig notwendig ist. Dabei wird die mittlere minimale Spannung verschiedener Last-Verteilungen in den Typnetzen als Indikator herangezogen, um die Relevanz der Aussagen zu gewährleisten. Durch extreme Lastannahmen könnte anderenfalls theoretisch in jedem Netzgebiet ein Ausbaubedarf begründet werden. Alle weiteren Analysen der Netzoptimierenden Maßnahmen werden nur in dieser reduzierten Anzahl an Netzgebieten durchgeführt.

Iterative Wiederholung der Simulation mit allen Netzoptimierenden Maßnahmen

Prinzipiell ist es möglich, mehrere Netzoptimierende Maßnahmen gleichzeitig zur Netzintegration weiterer elektrischer Fahrzeuge und Wärmeerzeuger in Niederspannungsnetze einzusetzen. Die Komplexität für die Netzplanung steigt durch die Kombination einzelner Netzoptimierender Maßnahmen jedoch erheblich, weshalb in der Praxis derzeit in der Regel auf Standardbetriebsmittel zurückgegriffen wird, welche eigenständig die Integration der neuen elektrischen Komponenten gewährleisten. /FFE-45 15/

Dieses Prinzip wird auch in dieser Arbeit verfolgt, so dass iterativ je nur eine Netzoptimierende Maßnahme in der Simulationsumgebung aktiviert und untersucht wird. Für jede Netzoptimierende Maßnahme werden verschiedene Verteilungen der Lasten und Erzeuger in jedem Typnetz untersucht und dafür jeweils Jahressimulationen durchgeführt. Konkret werden für jede Netzoptimierende Maßnahme 60 Last- und Erzeugungsverteilungen untersucht. Diese unterscheiden sich wie bereits oben erläutert nicht in der Anzahl und Dimensionierung der einzelnen Komponenten, sondern lediglich im Nutzerverhalten und ihrer Positionierung im Netzgebiet.

Eine weitere prinzipiell mögliche Variation der Implementierung der Netzoptimierenden Maßnahmen ist es, alle verteilten Netzoptimierenden Maßnahmen wie Blindleistungssteuerungen, Ladesteuerungen etc. nur bei einem Bruchteil der vorhandenen geeigneten Komponenten anzuwenden. Diese Variation wird im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls nicht weiter untersucht. Grund ist, dass hier nur das maximale Potenzial ermittelt werden soll.

Vergleich der Simulation für alle Bewertungsdimensionen

Im letzten Schritt werden die Maßnahmen anhand der oben beschriebenen Bewertungsdimensionen verglichen. Die Gegenüberstellungen in jeder Bewertungsdimension können dabei zur Entscheidungsfindung beitragen. Mit einer gewichteten Aggregation der Eignung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen kann der Entscheidungsprozess weiter unterstützt werden (vergleiche Abschnitt 6.4).

5 Netzauswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung

Ziel der Arbeit ist es Netzoptimierende Maßnahmen im Hinblick auf ihre Eignung in Netzen mit einem hohen Anteil an Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmeerzeugern zu untersuchen. Im folgenden Kapitel wird als Grundlage für diesen Vergleich ermittelt, welche regionalen Unterschiede bei dieser Elektrifizierung bestehen und ab welchen Anteilen an elektrifizierten Komponenten der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen in den einzelnen Netzgebieten notwendig ist. Darauf aufbauend werden Mantelzahlen für den anschließenden Vergleich diskutiert.

5.1 Identifikation lokaler und überregionaler Unterschiede der Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmebereitstellung

Der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen dient der Herausarbeitung von geeigneten Lösungen in auftretenden Netzengpasssituationen. Um die Relevanz der Netzengpasssituationen einzuordnen und realistische Netzbelastungssituationen zu generieren, werden die Simulationsparameter entlang der folgenden, aufeinander aufbauenden drei Forschungsfragen identifiziert:

- Gibt es bei der Netzbelastung durch Elektromobilität und Wärmepumpen Unterschiede in einzelnen Regionen?
- Entsteht durch regionale Ungleichverteilungen elektrischer Verbraucher und Erzeuger ein zusätzlicher Netzausbaubedarf?
- Ab welchem Anteil einzelner elektrischer Verbraucher und Erzeuger ist der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen notwendig?

Damit ergibt sich ein mehrstufiger Prozess gemäß der folgenden **Abbildung 5-1**.

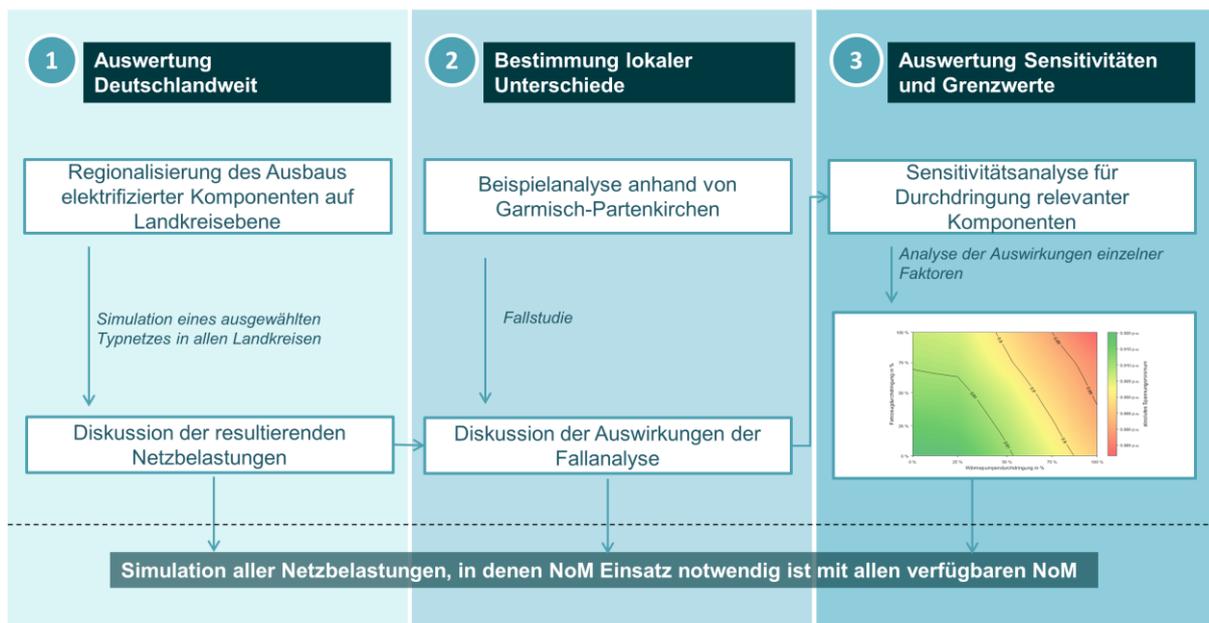


Abbildung 5-1: Prozess der Identifikation geeigneter Simulationsparameter für anschließenden Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen

Basierend auf der Auswahl von Typnetzen, welche den Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen erfordern, werden die Netzoptimierenden Maßnahmen anschließend im Detail analysiert (vergleiche Kapitel 6).

5.1.1 Netz-Auswirkungen der Elektrifizierung in verschiedenen Regionen

In einem ersten Schritt wird hier berechnet, wie sich die Elektrifizierung der Hälfte aller PKW sowie der Hälfte aller Gebäude in den 402 Regionen (Landkreise und kreisfreie Städte) in Deutschland auswirkt. Ziel ist es zum einen festzustellen, ob in ganz Deutschland ein Netzausbaubedarf durch diese Elektrifizierung besteht. Zum anderen soll mit Hilfe dieser Vorgehensweise eine Region mit einer hohen Netzbelastung identifiziert werden, welche sich eignet, um weitere Analysen im Rahmen dieser Arbeit durchzuführen.

Untersuchte Regionalisierung mit hohem Elektrifizierungsgrad in Deutschland

Für die Berechnung der Auswirkungen einer deutlichen Elektrifizierung werden in einem ersten Schritt Mantelzahlen für eine anschließende Regionalisierung mit hohem Elektrifizierungsgrad hergeleitet. Hier ist es notwendig festzulegen, wie hoch die Anteile aller in Niederspannungsnetzen relevanten Komponenten in Deutschland sind. Diese werden anschließend mit Hilfe des regionalisierten Energiesystemmodells FREM auf die einzelnen Regionen verteilt und stehen damit für anschließende Berechnungen zur Verfügung.

Im Jahr 2016 waren in Deutschland 45 Millionen PKW angemeldet. Davon wurden 25.500 (0,057 %) elektrisch betrieben /KBA-01 17/. Im Rahmen der hier untersuchten Regionalisierung wird angenommen, dass mit 20 Millionen Elektrofahrzeugen knapp die Hälfte aller PKW in Deutschland elektrisch angetrieben und beladen wird.

Von etwa 19 Millionen Gebäuden in Deutschland werden derzeit etwa eine Million über Fernwärme /DESTATIS-08 15/ und etwa 0,9 Millionen mittels Wärmepumpen /FFE-10 17/ beheizt. Im Zuge der hier untersuchten Regionalisierung wird angenommen, dass mit neun Millionen Wärmepumpen etwa die Hälfte aller Gebäude mit diesen beheizt wird.

Für alle weiteren Komponenten werden die Werte aus dem „MONA-Verteilnetz-Szenario“ aus /FFE-37 16/ übernommen. Für Niederspannungsnetze ergibt sich dabei eine durchschnittliche Größe von Aufdachanlagen auf den untersuchten Wohngebäuden in der Niederspannung von 7,3 kWp. Anteilig besitzen 23,8 % der Wohngebäude eine PV-Anlage. Wiederum 33,2 % der PV-Anlagen sind direkt an ein Hausspeichersystem geknüpft, welches eine installierte Leistung von 50 % der installierten PV-Anlagenleistung besitzt. Für ganz Deutschland ergibt sich damit eine installierte Leistung der Hausspeichersysteme von 6 GW_{el}. Weiterhin wird aus /FFE-37 16/ übernommen, dass im deutschlandweiten Schnitt 4,4 % der Haushalte über eine elektrische Speicherheizung verfügen. Die insgesamt installierte Leistung beträgt dabei 1,7 GW_{el}.

Regionalisierung der Basisdaten

Die oben beschriebenen Mantelzahlen werden mit der in /FFE-45 17/ beschriebenen Methodik auf alle 402 Regionen in Deutschland verteilt. Kurzgefasst wird dabei die

regionale Verteilung des aktuellen Bestands der einzelnen Komponenten zugrunde gelegt und mit den Potenzialen für die einzelnen Technologien verglichen. Dadurch ergibt sich für jede Technologie in jeder Region eine gewisse Wahrscheinlichkeit für einen bestimmten Anteil an jeder Komponente. Beispielsweise werden in Regionen, in denen heute bereits mehr PKW je Wohneinheit zugelassen sind als in anderen Regionen auch in Zukunft voraussichtlich mehr Elektrofahrzeuge je Wohneinheit in Verwendung sein. Der sich ergebende Anteil wird dann in allen Regionen linear skaliert, bis die obigen Mantelzahlen erreicht werden. Für jede Komponente kann damit in jeder Region errechnet werden, wie hoch deren Anteil bei dieser Durchdringung voraussichtlich sein wird.

Mit dieser Methodik ergibt sich für die oben skizzierte Regionalisierung, in der etwa die Hälfte aller PKW elektrisch betrieben und etwa die Hälfte aller Gebäude mit Wärmepumpen beheizt werden, die Verteilung in **Abbildung 5-2**. Es zeigt sich, dass der Anteil an Wohneinheiten, welche ein Elektrofahrzeug besitzen, je nach Region zwischen 28 % und 80 % liegt. Größter Einflussfaktor ist hier, wie bereits oben erläutert, der große Unterschied im aktuellen Bestand an konventionellen PKW. Der Anteil an Gebäuden, welche mit Wärmepumpen beheizt werden, variiert noch stärker zwischen einzelnen Regionen. Die Gründe hierfür sind insbesondere im Vorhandensein von Fernwärmesystemen sowie dem Baualter der Gebäude zu sehen, welches mit der Wahrscheinlichkeit einer Sanierung und damit mit einer höheren Wahrscheinlichkeit der Umstellung der Heizungstechnologie einhergeht.

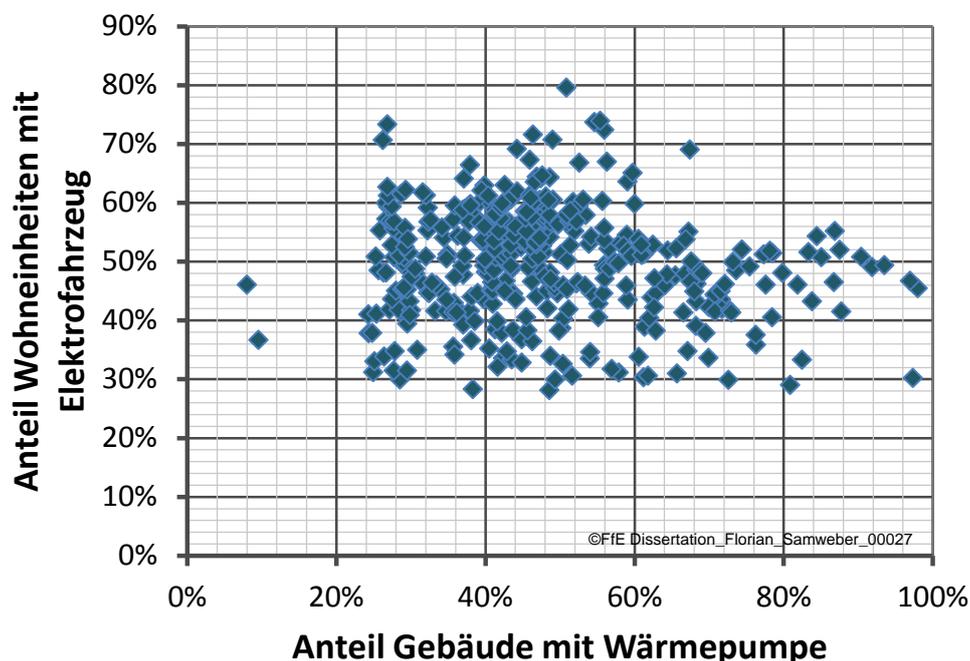


Abbildung 5-2: *Anteile an Elektrofahrzeugen je Wohneinheit und Wärmepumpen je Gebäude – Jeder dargestellte Datenpunkt entspricht einer Region in Deutschland*

Keine Veränderungen bei der hier vorgestellten Regionalisierung mit hohem Elektrifizierungsgrad im Vergleich zum heutigen Bestand gibt es bei den einzelnen Typnetzen und damit bei der Zusammensetzung der Gebäudetypen je analysiertem Netzgebiet (vergleiche Abschnitt 4.2). Bei der Anzahl an Bewohnern je Wohneinheit

sowie bei den klimatischen Bedingungen (Einstrahlungs- und Temperaturverläufe) werden die für die jeweilige Region spezifischen Daten verwendet. Diese Vereinfachung ermöglicht es, verschiedene Regionen zu vergleichen und insbesondere den Einfluss der im Fokus dieser Arbeit stehenden Elektrifizierung, losgelöst von anderen Trends, zu untersuchen.

Analyse der Netzbelastung für alle Regionen

Die regionalisierten Mantelzahlen werden im nächsten Schritt für jede Region in das Simulationsmodell GridSim eingegeben und hier auf das Typnetz Nummer vier angewendet (vergleiche Abschnitt 4.2). Dieses Typnetz könnte auf Grund seiner Struktur (Leitungslängen, Gebäude) prinzipiell sowohl in ländlichen als auch in städtischen Regionen vorkommen. Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Eingangsdaten wird das Typnetz als solches in den einzelnen Regionen nicht verändert. Um Extremsituationen auszuschließen, werden in jeder der 402 Regionen zehn verschiedene Last- und Erzeugungsverteilungen (vergleiche Abschnitt 4.1.2) berechnet.

Die Auswertung ergibt, dass bei dem gewählten hohen Elektrifizierungsgrad in annähernd allen Regionen Spannungsbandverletzungen auftreten. Teilweise ist die Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes jedoch so kurz, dass diese Verletzungen des Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160 zulässig sind.

In **Abbildung 5-3** ist die über alle berechneten Verteilungen und je Region gemittelte Dauer der Verletzungen der unteren Grenze des zulässigen Spannungsbandes (Simulationsschrittweise von fünf Minuten) für ganz Deutschland aufgezeigt. Die insgesamt elf einzelnen Farbskalierungen mit Quantilen gleicher Anzahl an Regionen geben dabei die Dauer der entsprechenden Verletzungen in der entsprechenden Region je Jahr an. Bei dem verwendeten Simulationstakt ergibt sich damit im obersten Quantil eine Dauer der Spannungsbandverletzung zwischen 28 und 63 Stunden im Jahr.

Es zeigt sich, dass in Folge der untersuchten Regionalisierung und bei dem verwendeten Typnetz tendenziell in Städten vermehrt Spannungsbandverletzungen auftreten. Da die Regionalisierung der Komponenten für alle Typnetze identisch ist, werden sich für alle weiteren Netze ähnliche Tendenzen ergeben.

Auch die bereits oben erläuterten Unterschiede einzelner elektrifizierter Komponenten können in der Auswertung wieder gefunden werden. Beispielsweise sind in München die Fahrzeugdichte je Wohneinheit und damit auch der Anteil an Elektrofahrzeugen je Wohneinheit deutlich höher als in Berlin. In Regionen, in denen bereits heute tendenziell viele Wärmepumpen installiert sind (vergleiche Region um Cottbus /BAFA-03 16/), sind in Zukunft ebenfalls hohe Anteile dieser Heiztechnologie zu erwarten, wodurch es hier tendenziell eher zu Spannungsbandverletzungen kommen kann. Die Kombination aus einer tendenziell großen Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen macht sich in der Simulation im Süden von Bayern durch eine große Anzahl an Spannungsbandverletzungen bemerkbar.

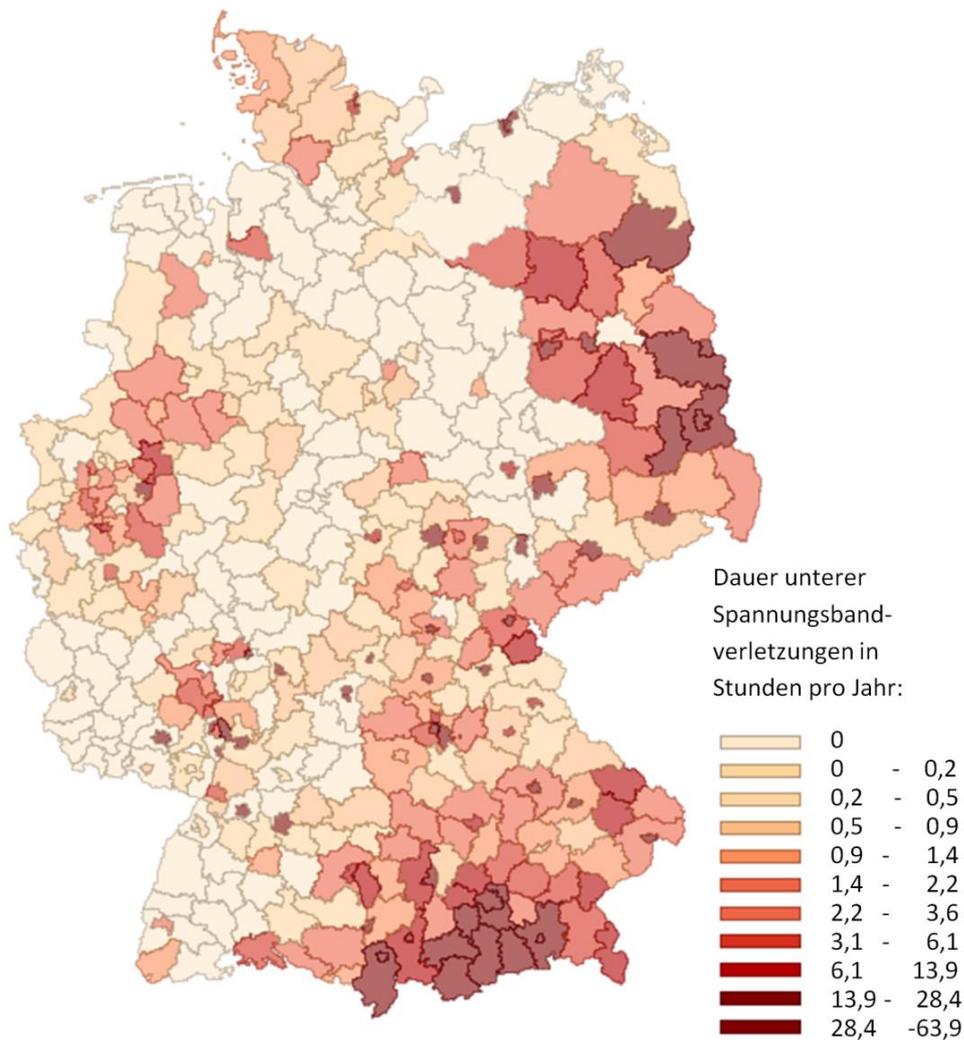


Abbildung 5-3: *Dauer der Verletzung des unteren Spannungsbandes je Region und Jahr in Typnetz 4, gemittelt über je zehn Verteilungen für die untersuchte Regionalisierung*

Fazit zu den Auswirkungen der Elektrifizierung in einzelnen Regionen

Eine Identifikation „der kritischsten“ Regionen ist mit der hier untersuchten Regionalisierung aus folgenden Gründen nicht stichhaltig genug, um diese auszuweisen:

- Verschiedene Regionen weisen ähnlich hohe Spannungsbandbeeinträchtigungen auf.
- Der Vergleich wurde nur für ein Typnetz durchgeführt.
- Innerhalb der Regionen kommt es regelmäßig zu heterogenen Verteilungen der Komponenten (Vergleiche Abschnitt 5.1.2).

Trotz dieser Einschränkungen lässt die Analyse die Feststellung zu, dass Aussagen zu den resultierenden Netzauswirkungen und damit dem Netzausbaubedarf, welcher aus bundesweiten Zielen zur Elektrifizierung resultiert, nicht pauschal für alle Regionen generalisierbar ist. In jedem Fall muss eine regionenspezifische Analyse erfolgen.

5.1.2 Auswirkungen einer regionalen Ungleichverteilung relevanter Komponenten

Bei der im obigen Kapitel 5.1.1 beschriebenen Bestimmung der flächendeckenden Auswirkungen der Elektrifizierung wird innerhalb einzelner Landkreise eine Gleichverteilung der einzelnen Komponenten angenommen. In der Praxis werden die einzelnen Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen, Elektrofahrzeuge etc. jedoch nicht durch eine übergeordnete Instanz gesteuert, sondern auf Grund von zahlreichen Einzelfallentscheidungen angeschafft. Auch wenn durch örtliche Gegebenheiten, beispielsweise die Verfügbarkeit von leitungsgebundenen Energieträgern, in einzelnen Regionen tendenziell ein höherer bzw. geringerer Anteil an verschiedenen Wärmetechnologien, wie Wärmepumpen, zu erwarten ist, kann der Anteil dieser Technologien innerhalb einer Region weiterhin stark schwanken. Um einen Anhaltspunkt für diese lokalen Unterschiede geben zu können, wird im Rahmen dieser Arbeit eine Falluntersuchung durchgeführt.

Lokale Ungleichverteilung am Beispiel der PV-Anlagendurchdringung in Garmisch-Partenkirchen

Für diese Arbeit stehen detaillierte Informationen zum Netzgebiet der Stadt Garmisch-Partenkirchen zur Verfügung /EGAP-01 12/, /FFE-62 15/. Aus der Anzahl der Gebäude sowie der Anzahl der PV-Anlagen zum Stand Ende 2013 ergibt sich ein Anteil von 3,18 % der Gebäude, auf welchen zu diesem Zeitpunkt eine PV-Anlage installiert war. Dieser Anteil variiert stark in den einzelnen Niederspannungsnetzgebieten der Stadt.

Insgesamt gibt es in Garmisch-Partenkirchen 136 Niederspannungsnetzgebiete. Zum Stand Ende 2013 existierte in 92 dieser Netzgebiete mindestens eine PV-Anlage. Der Anteil der Gebäude mit PV-Anlage an allen Gebäuden je Netzgebiet variierte dabei zwischen 0 % („Kein Gebäude besitzt eine PV-Anlage.“) und 100 % („Alle Gebäude besitzen eine PV-Anlage.“). Der Median betrug 2,57 %, und lag damit unter dem Mittelwert für gesamt Garmisch-Partenkirchen von 3,18 % (vergleiche **Abbildung 5-4**).

Die Untersuchung zeigt, dass 58,5 % der Netzgebiete einen geringeren Anteil an Gebäuden mit PV-Anlagen aufweisen als der Mittelwert von 3,18 %. 41,1 % der Gebäude weisen einen höheren Anteil auf. Um den notwendigen Netzausbaubedarf zu bestimmen, muss tendenziell auf Netzgebiete mit einem hohen Anteil an Gebäuden mit PV-Anlage geachtet werden. Es zeigt sich, dass im Untersuchungsfall bei 10 % der Netzgebiete der Anteil an Gebäuden mit PV-Anlagen mindestens 10 % beträgt. In 7 % der Netzgebiete ist der Anteil an solchen Gebäuden mindestens 10 % höher als der mittlere Anteil von 3,18 %.

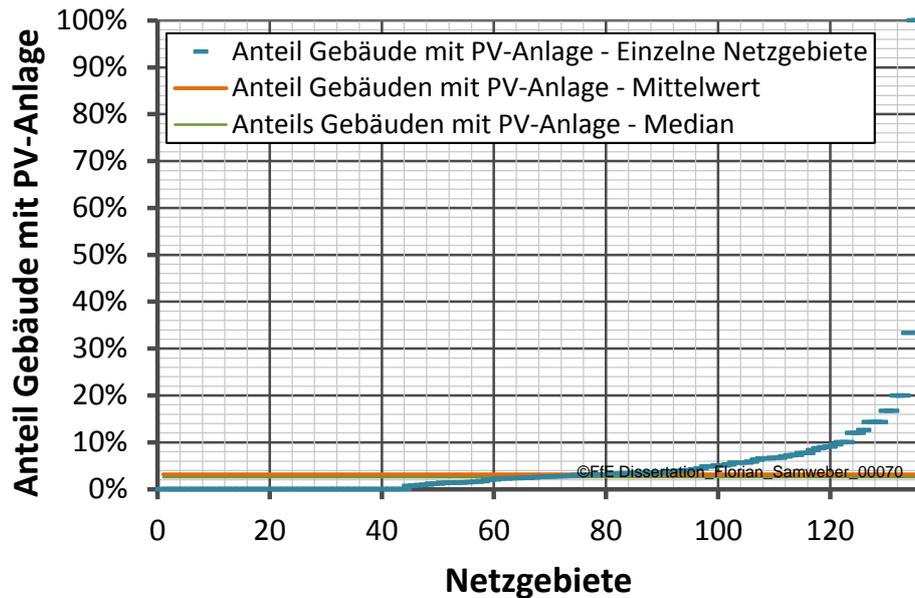


Abbildung 5-4: Anteil an Gebäuden mit PV-Anlage an allen Gebäuden je Netzgebiet für alle untersuchten Netzgebiete in Garmisch-Partenkirchen (Stand: Ende 2013)

Fazit zur regionalen Verteilung einzelner Komponenten

Die Falluntersuchung anhand von Garmisch-Partenkirchen zeigt, dass es innerhalb einzelner Regionen zu einer sehr heterogenen Verteilung der Komponenten kommen kann. Für Netzbetreiber bedeutet dies, dass sie bei ihrer Netzplanung vor Ort Einzelfallprüfungen vornehmen müssen. Pauschale Aussagen für alle Niederspannungsnetze sind damit nicht möglich.

Unter Einbeziehung der zusätzlichen Unsicherheiten in Bezug auf die überregionale Verteilung erscheint es sinnvoll, im Folgenden mittels Sensitivitätsanalysen kritische Anteile einzelner Komponenten zu bestimmen.

5.2 Sensitivitätsanalyse zu Netzauswirkungen von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

Die Auswirkungen der Elektrifizierung auf alle im Rahmen dieser Ausarbeitung vorgestellten Typnetze werden hier systematisch anhand einer Sensitivitätsanalyse für verschiedene Elektrifizierungsgrade ermittelt und diskutiert. Ziel dieser Analysen ist es, ein Verständnis für die Auswirkungen der Elektrifizierung zu schaffen, bevor im Anschluss in Kapitel 6 die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen analysiert und verglichen werden.

Aufbauend auf einer Beschreibung der allen Analysen zugrundeliegenden Rahmenparameter der Simulation erfolgt in einem ersten Schritt für alle Typnetze die Analyse der Auswirkungen auf die auftretenden Spannungen. Anschließend werden exemplarisch für ein Typnetz die Auswirkungen der Elektrifizierung auf die maximale Last im Netzgebiet untersucht. Um einen ganzheitlichen Blick zu gewährleisten, werden abschließend weitere energiewirtschaftliche Kenngrößen analysiert.

5.2.1 Rahmendaten der simulativen Analyse der Elektrifizierung

Gemäß des in Kapitel 4 vorgestellten Analysekonzepts erfolgt die Analyse der Niederspannungsnetzgebiete anhand von zeitlich hoch aufgelösten Jahressimulationen, in denen alle Komponenten unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten möglichst genau abgebildet werden.

Anders als in Kapitel 5.1, in dem die Auswirkungen der Elektrifizierung für ein exemplarisches Typnetz in allen Regionen untersucht wurden, kann eine Sensitivitätsanalyse auf Grund nicht ausreichender Rechenleistung nicht für jede Region einzeln erfolgen. Aus der Gruppe der Regionen mit besonders hohen Netzbelastungen wird daher eine Region herausgegriffen, welche gemäß der Auswertungen in Kapitel 5.1.1 im 15 % Quantil der Regionen mit der höchsten Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegt. Um den Fokus dieser Arbeit nicht spezifisch auf eine Region zu lenken, wird an dieser Stelle auf die Nennung des Landkreises verzichtet. Für die Nachvollziehbarkeit der folgenden Auswertungen werden nur relevante Größen der Region angegeben, welche Einfluss auf die Netzbelastung besitzen.

In der im Detail untersuchten Region leben gemäß /DESTATIS-08 15/ im Mittel 1,6 Personen in jeder Wohneinheit. Die Bewohner verteilen sich dabei auf 40,3 % Einpersonenhaushalte, 42,3 % Zweipersonenhaushalte, 8,6 % Dreipersonenhaushalte sowie auf 8,8 % Haushalte mit vier oder mehr Bewohnern. Diese demographische Struktur wird für das Simulationsjahr als unverändert angenommen.

Die mittlere installierte PV-Anlagenleistung im Bestand beträgt aktuell, wie auch in der Simulation, 6,42 kW. Für die Simulation wird gemäß oben beschriebener Regionalisierung nach /FFE-45 17/ angenommen, dass 58,1 % der Gebäude eine Photovoltaikanlage besitzen. Diese werden zufällig im Netzgebiet verteilt. Die Anlagengröße wird mit einer Standardabweichung von 3 kW über die mittlere Anlagengröße variiert, wobei die minimale Anlagengröße auf 2 kW_{peak} festgelegt ist. Für die Ausrichtung der Anlagen wird angenommen, dass 70 % der Anlagen nach Süden sowie je 15 % nach Osten bzw. Westen orientiert sind. Unter allen Photovoltaikanlagen werden 18,9 % mit einem Hausspeichersystem mit einer mittleren Anschlussleistung von 2,5 kW ausgestattet.

Soweit die Werte im Folgenden nicht variiert werden, werden im Netzgebiet zusätzlich 15,6 % der Wohneinheiten mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet. Diese werden je zu 50 % einphasig mit 3,3 kW bzw. dreiphasig mit 11 kW geladen. 3,8 % der Gebäude werden mit elektrischen Speicherheizungen und 22,3 % mit Wärmepumpen beheizt.

Wie bereits in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wird die AC Lastflussberechnung dreiphasig mit einer zeitlichen Auflösung von fünf Minuten durchgeführt.

5.2.2 Auswirkungen auf extreme Spannungen

Die obige Festlegung der Simulationsparameter erlaubt es, Sensitivitätsanalysen in Bezug auf die Auswirkungen eines steigenden Anteils an Elektrofahrzeugen sowie an Wärmepumpen durchzuführen. Dazu werden, für jeweils 0 %, 25 %, 50 %, 75 % sowie 100 % Durchdringung des Netzgebiets mit der jeweiligen elektrifizierten Komponente Jahressimulationen durchgeführt, welche anschließend systematisch ausgewertet

werden. Soweit dies notwendig ist, wird der jeweilige Durchdringungsgrad auf den nächsten ganzzahligen Wert an Elektrofahrzeugen bzw. Wärmepumpen angepasst. Ein Anteil von 100 % Elektrofahrzeugen im Netzgebiet bedeutet, dass jede Wohneinheit ein Elektrofahrzeug besitzt. Ein Anteil von 100 % Wärmepumpen bedeutet, dass alle Gebäude elektrisch beheizt werden.

Das Bewertungsmaß „mittlere minimale jährliche Spannung“

Bei der Auswertung der Simulationen wird jeweils der Mittelwert aller berechneten Verteilungen verwendet. Es gibt dementsprechend jeweils auftretende Verteilungen der Komponenten, die zu höheren Werten bzw. niedrigeren Werten führen. Wenn der Mittelwert der minimalen, im simulierten Jahr aufgetretenen Spannung folglich nicht das Spannungsband verletzt, kann es dennoch vorkommen, dass eine extremere Verteilung der gleichen Komponenten zu einer Spannungsbandverletzung führt. Dieses Bewertungsmaß ist folglich keine Garantie für ein stabiles Netzgebiet, lässt aber dennoch Aussagen darüber zu, ob das Netzgebiet tendenziell sensibel auf eine Elektrifizierung reagiert.

Für eine Verteilung in einer Referenzsimulation ist der Spannungsverlauf entlang des schwächsten Netzstrangs zur Verdeutlichung des Bewertungskriteriums „minimale jährliche Spannung“ in **Abbildung 5-5** dargestellt.

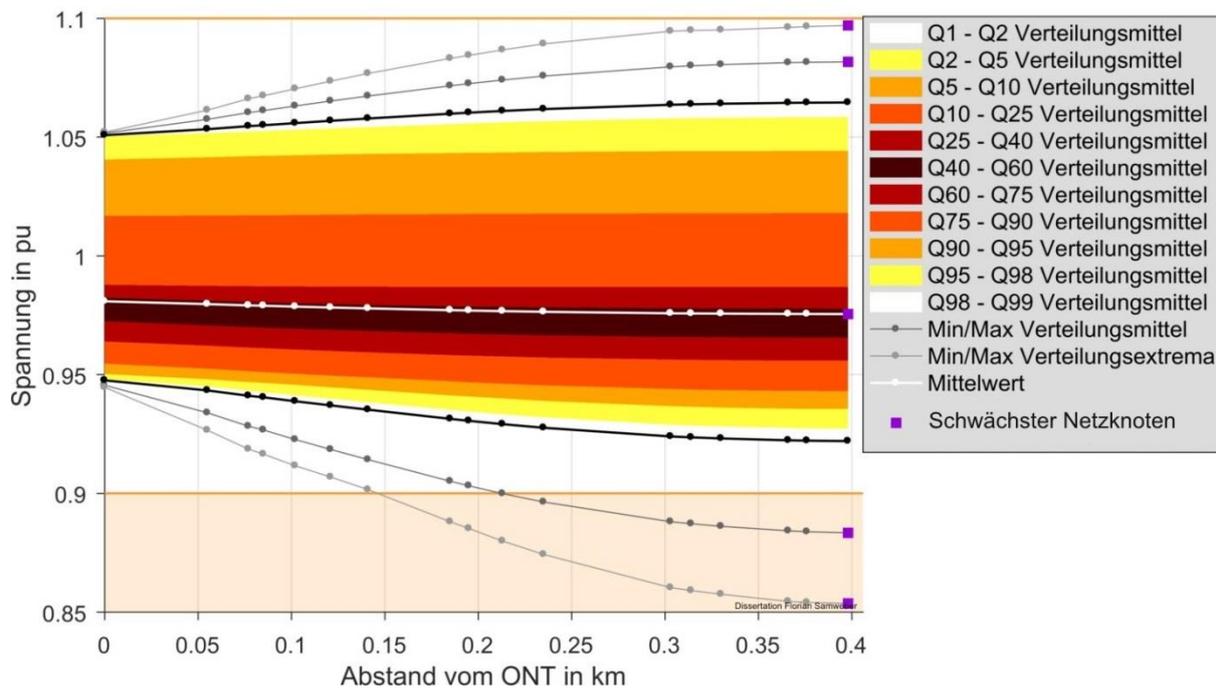


Abbildung 5-5: Spannungsabfall in Referenzsimulation entlang des schwächsten Netzstrangs in Typnetz 4 im Falle einer vollständigen Elektrifizierung

Die Punkte auf dem etwa 400 m langen Netzstrang repräsentieren dabei Netznotenpunkte, an denen Lasten angeschlossen sind. Für jeden dieser Netznoten wurden alle Spannungswerte, welche im Simulationszeitraum von einem Jahr mit einer Simulationsauflösung von fünf Minuten aufgetreten sind, erfasst. Die Häufigkeit einzelner Spannungen wird in Form einzelner (ungleichverteilter) Quantile farblich gekennzeichnet. Es zeigt sich, dass der überwiegende Anteil der Spannungswerte zwischen 0,95 pu und 1,1 pu liegt. Die minimale jährliche Spannung von 0,855 pu tritt

zu einem Zeitschritt am schwächsten Netzknoten auf, welcher in diesem Fall etwa 400 m vom Ortsnetztransformator entfernt ist.

Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung auf ein exemplarisches Netzgebiet

Die Auswirkungen eines steigenden Anteils an Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmepumpen auf die mittlere minimale Spannung sind exemplarisch in **Abbildung 5-6** für das bereits oben für verschiedene Regionen analysierte Typnetz 4 dargestellt. Dabei wird für jeden berechneten Punkt erst die minimale jährliche Spannung für alle Verteilungen bestimmt und dieser Wert anschließend über alle Verteilungen gemittelt. Die Genauigkeit der Ergebnisse hängt dabei im Wesentlichen von der Anzahl an berechneten Verteilungen ab. Je mehr Verteilungen berechnet werden, umso geringer ist der Einfluss, welchen eine zusätzliche Verteilung auf die mittlere minimale Spannung aller Verteilungen hat. Die vorliegende Untersuchung umfasst dabei 80 Verteilungen. Die Analyse zeigt, dass die Abweichung der mittleren minimalen Spannung von der mittleren minimalen Spannung bei einer zusätzlichen Verteilung kleiner 0,15 % ist. Die Ergebniswerte können damit um den Wert von 0,0015 pu vom dargestellten Wert abweichen.

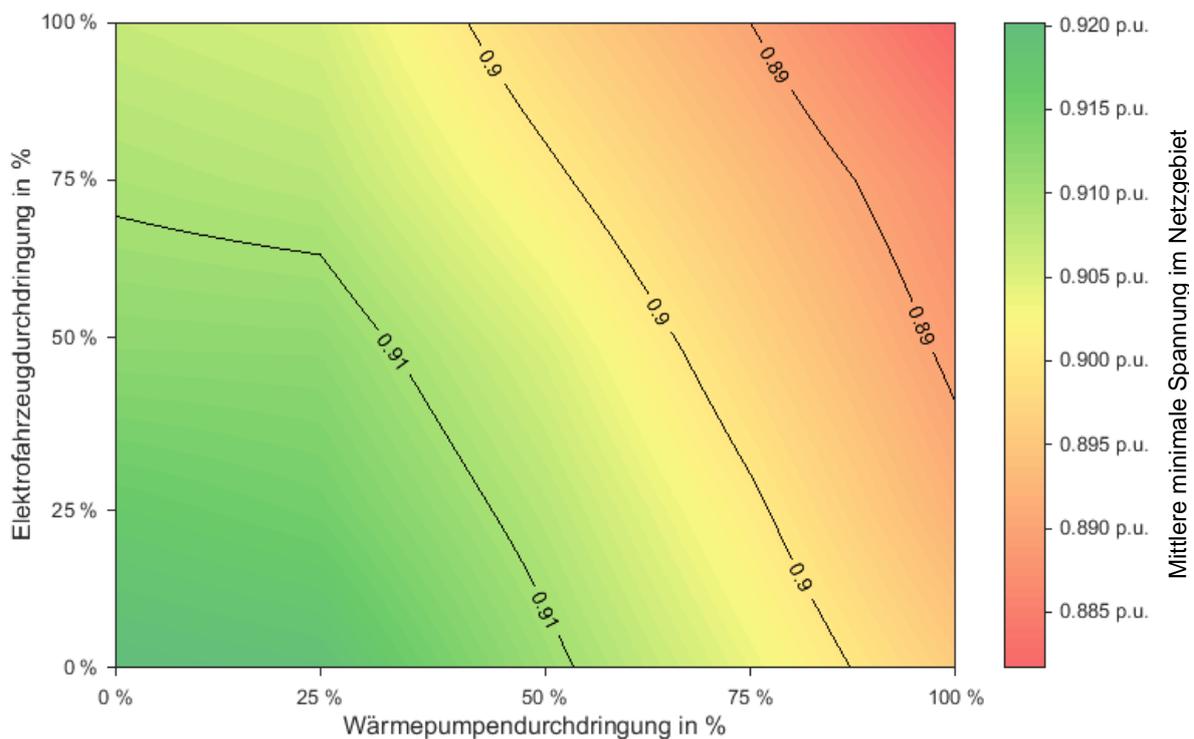


Abbildung 5-6: *Auswirkung der Elektrifizierung von Wärmebereitstellung und Mobilität auf die mittlere minimale jährliche Spannung in Typnetz 4*

Als Grundlage für die Darstellung wurden alle 80 Verteilungen für jeden Stützpunkt (0 %, 25 %, 50 %, 75 % sowie 100 % Elektrofahrzeuge bzw. Wärmepumpen) berechnet. Zwischen den einzelnen berechneten Stützpunkten wird die mittlere jährliche minimale Spannung interpoliert. Die 0,9 pu Linie gibt an, ab welcher Durchdringung der einzelnen Komponenten der Wert „mittlere minimale Spannung“ unter das zulässige Spannungsband fällt.

Es zeigt sich, dass im dargestellten Typnetz 4 ohne Wärmepumpen im Mittel keine Verletzungen des unteren Spannungsbandes auftreten. Erst ab einem Anteil von 50 % Wärmepumpen wird das untere Spannungsband verletzt. Bei vollständiger Elektrifizierung treten deutliche Verletzungen des unteren Spannungsbandes auf.

Die Auswirkungen der Elektrifizierung einzelner Komponenten werden insbesondere deutlich, wenn die einzelnen Stützpunkte mit Linien verbunden werden. Mit Hilfe dieser Technik können Schnittpunkte mit der erlaubten minimalen Spannung von 0,9 pu exakter abgelesen werden. In **Abbildung 5-7** ist der inhaltlich gleiche technische Zusammenhang wie bereits in **Abbildung 5-6** abgebildet mit dieser Technik dargestellt.

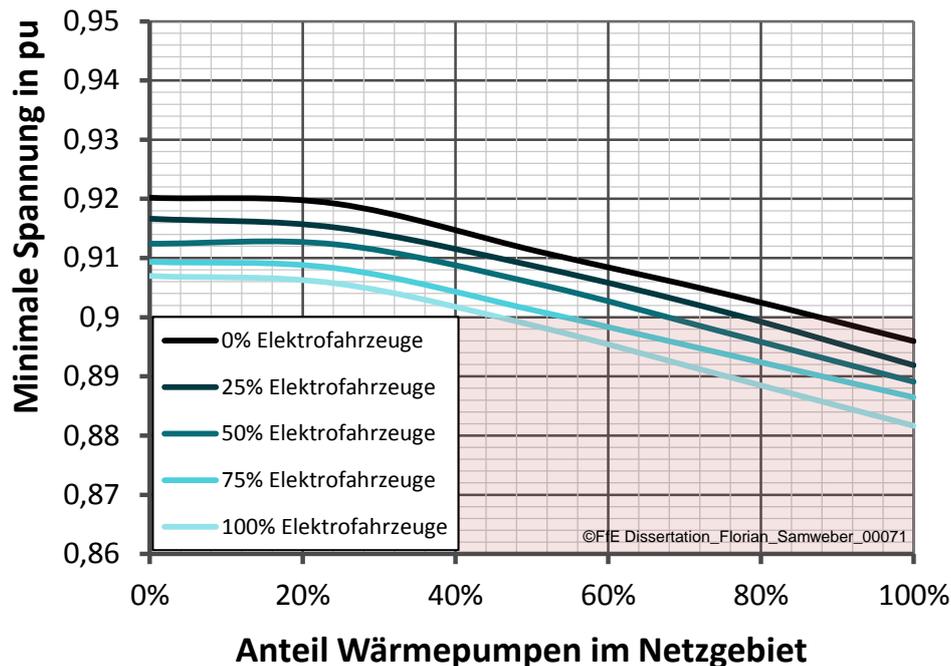


Abbildung 5-7: Verlauf der minimalen mittleren jährlichen Spannung in Typnetz 4

Mit dieser Darstellungsform wird ersichtlich, dass bis zu einem Anteil von 25 % Wärmepumpen im Netzgebiet diese nahezu keinen Einfluss auf die minimale Spannung haben. Zurückzuführen ist dies darauf, dass die Wärmeerzeugung hier die Jahreshöchstlast nur sehr geringfügig erhöht.

Sensitivität der untersuchten Netzgebiete in Bezug auf Elektrifizierung

Eine Analyse aller Netzgebiete zeigt, dass selbst bei einer vollständigen Elektrifizierung in vier der neun Typnetze das untere Spannungsband verletzt wird (vergleiche **Abbildung 5-8** und **Abbildung 5-9**). Bei Typnetz 8 sind keine validen Aussagen zur minimalen Spannung bei einer vollständigen Elektrifizierung möglich, da bei einigen Verteilungen die Simulation das Newton-Raphson-Verfahren auf Grund einer zu hohen Ungenauigkeit auch nach 75 Iterationen nicht konvergiert. Die dargestellten Analysen basieren dabei auf zehn Lastverteilungen, womit die Genauigkeit bei 0,005 pu liegt.

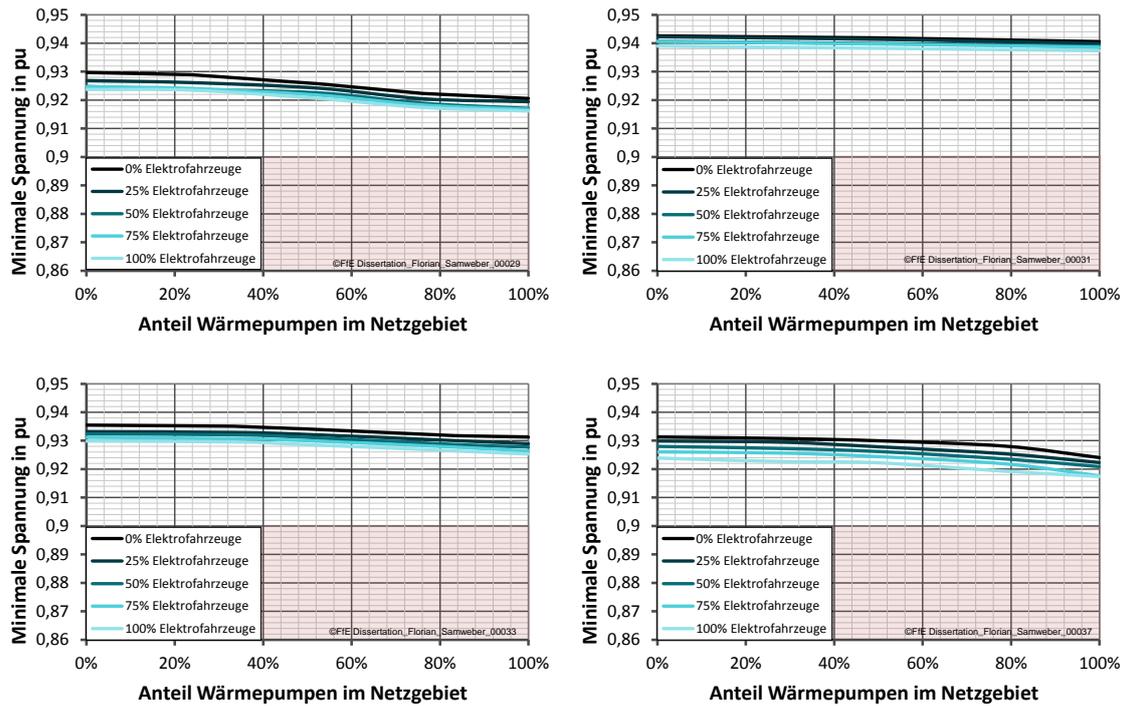


Abbildung 5-8: *Mittlere minimale Spannung für steigende Anteile an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für Typnetz 1 (links oben), Typnetz 2 (rechts oben), Typnetz 3 (links unten) und Typnetz 5 (rechts unten)*

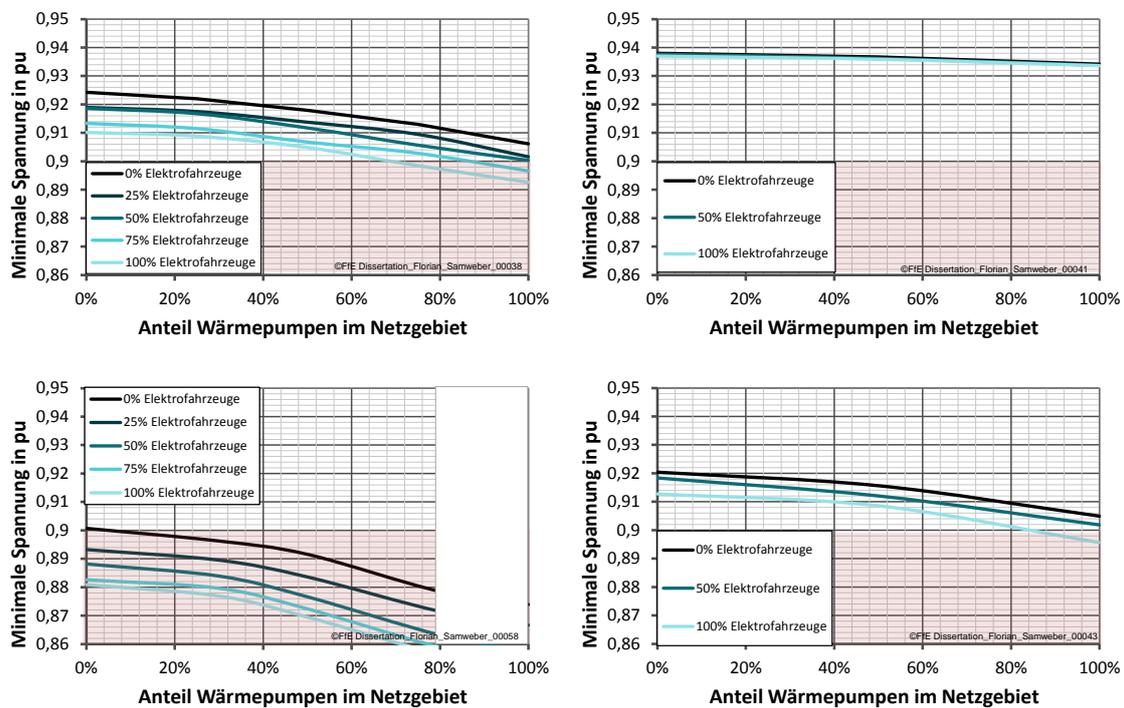


Abbildung 5-9: *Mittlere minimale Spannung für steigende Anteile an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für Typnetz 6 (links oben), Typnetz 7 (rechts oben), Typnetz 8 (links unten) und Typnetz 9 (rechts unten)*

Der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen wird im Folgenden nur für die Typnetze 4, 6 und 8 untersucht, in denen deutliche Spannungsbandverletzungen auftreten.

5.2.3 Auswirkungen auf die maximale Residuallast im Netzgebiet

Neben der minimalen Spannung im Netzgebiet, welche sich aus einer zunehmenden Elektrifizierung ergibt, ist für die Netzplanung, beispielsweise für die Auslegung des jeweiligen Ortsnetztransformators oder die Dimensionierung des überlagerten Mittelspannungsnetzes, auch die maximale jährliche Last über den Ortsnetztransformator relevant.

Im Unterschied zu einer vereinfachten Lastgangbetrachtung, wie sie in Kapitel 2.2.2 durchgeführt wird, werden in der folgenden, auf der in Kapitel 5.2.2 vorgestellten Lastflussberechnung aufbauenden Auswertung auch Netzverluste und PV-Erzeugung berücksichtigt.

Auswirkungen auf die maximale Last

Die maximale Last im Netzgebiet variiert nicht nur bei steigendem Anteil elektrifizierter Komponenten im Netzgebiet, sondern auch durch die unterschiedliche Konfiguration der Netzgebiete bei verschiedenen Simulationen. Zwischen einzelnen Verteilungen ergeben sich somit geringe Unterschiede.

Bei einer parallelen Erhöhung der Anteile von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zeigt sich in Typnetz 4 eine Lasterhöhung der mittleren maximalen Last über den Transformator von 70 kW ohne Elektrifizierung auf 170 kW bei vollständiger Elektrifizierung um 357 % (vergleiche **Abbildung 5-10**). Die parallele Erhöhung des Anteils an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Netzgebiet wird hier Elektrifizierungsgrad genannt. Zu beachten ist, dass hier nur die beiden Komponenten Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit dem Begriff umfasst werden, und nicht auch der klassische elektrische Verbrauch der Wohneinheiten.

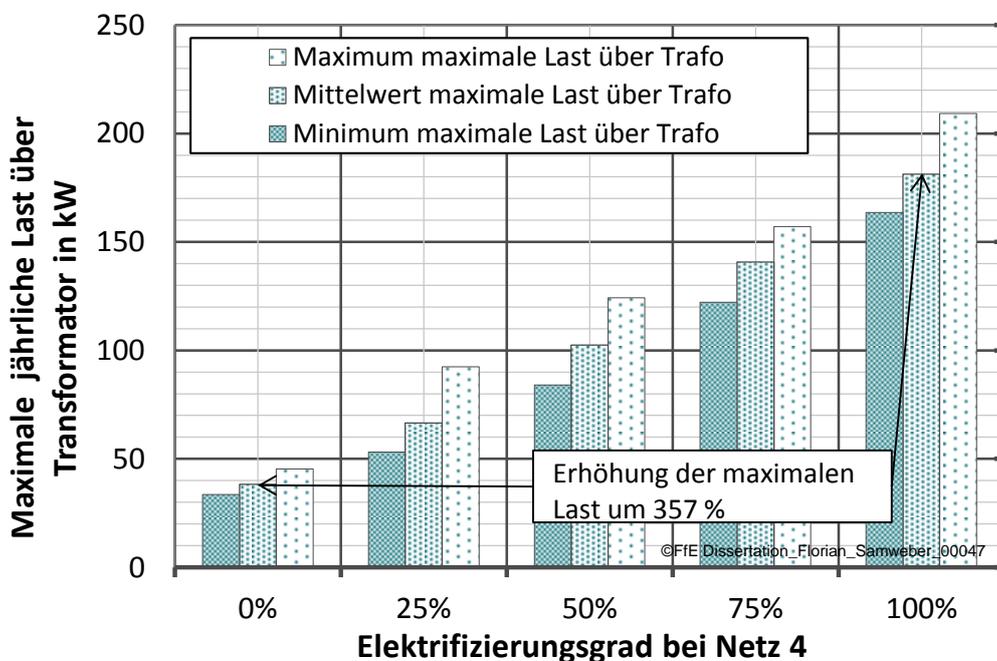


Abbildung 5-10: Erhöhung der maximalen jährlichen Last über Trafo in Typnetz 4 durch Elektrifizierung der Wärmebereitstellung sowie der Mobilität

Die Analyse der Erhöhung der maximalen Last für alle neun untersuchten Typnetze zeigt, dass diese in Abhängigkeit der Anzahl an Wohneinheiten, der Gebäudegrößen und

des jeweiligen Sanierungsgrades zwischen 204 % und 375 % steigt (vergleiche **Tabelle 5-1**).

Tabelle 5-1: *Erhöhung der maximalen Last in den einzelnen Netzgebieten durch vollständige Elektrifizierung im Vergleich zu Netzgebieten ohne Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen*

Netzgebiet	Erhöhung der maximalen Last	Jahreshöchstlast im Elektrifizierten Netzgebiet
Netz 1	301%	227,1 kW
Netz 2	278%	65,5 kW
Netz 3	268%	104,2 kW
Netz 4	375%	181,2 kW
Netz 5	302%	79,2 kW
Netz 6	366%	277,8 kW
Netz 7	204%	26,0 kW
Netz 8	329%	74,2 kW
Netz 9	308%	23,2 kW

Auswirkung auf die maximale Rückspeisung

Zwar ist der Wärme- sowie Mobilitätsbedarf zu Zeiten der höchsten PV-Erzeugung tendenziell gering, dennoch kann die Elektrifizierung auch zu einer Reduktion der maximalen jährlichen Rückspeisung über den Transformator beitragen. In Typnetz 4 reduziert sich diese im Mittel um 12 % von 108,0 auf 95,2 kW (vergleiche **Abbildung 5-11**). Eine zusätzliche Reduktion der maximalen Rückspeisung könnte prinzipiell durch den Einsatz spezieller Ladesteuerungen erfolgen, wie sie in Kapitel 6 untersucht werden.

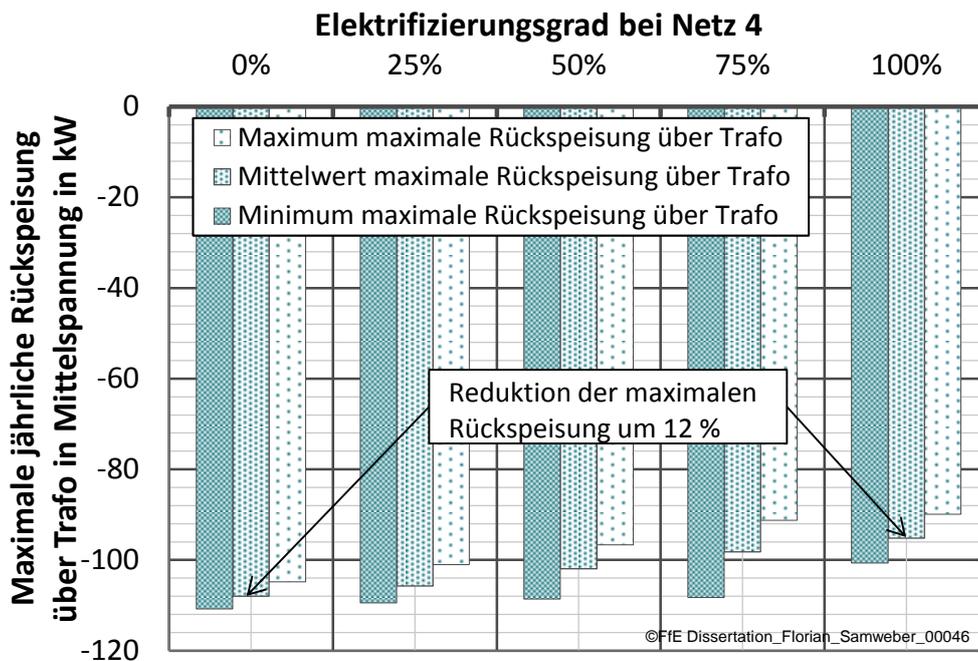


Abbildung 5-11: *Reduktion der maximalen jährlichen Rückspeisung durch Elektrifizierung der Wärmebereitstellung sowie der Mobilität in Typnetz 4*

5.2.4 Auswirkungen auf weitere Kennwerte

Zusätzlich zu den für die technische Auslegung der Niederspannungsnetzgebiete unmittelbar notwendigen Kenngrößen, erfolgen - im Sinne einer systematischen Bewertung entlang der oben beschriebenen Bewertungsdimensionen - weitere Analysen. Dies sind insbesondere die Auswirkung der Elektrifizierung auf den Eigendeckungsgrad der Netzgebiete, auf die Leitungsverlust sowie auf die Emissionsbilanz.

Auswirkungen auf den Eigendeckungsgrad der Netzgebiete

Der elektrische Eigendeckungsgrad gibt an, in wie weit sich ein Netzgebiet unmittelbar selbst mit eigenerzeugter Energie versorgen kann. Dazu wird in jedem berechneten Zeitschritt überprüft, welcher Anteil der Last durch eigene Erzeugung bereitgestellt werden kann. Ein Eigendeckungsgrad von 100 % bedeutet, dass die gesamte im Netzgebiet benötigte elektrische Energie zu jedem Zeitpunkt aus eigener Erzeugung bereitgestellt wird.

Das oben entwickelte Szenario führt je nach Gebäudestruktur zu einem elektrischen Eigendeckungsgrad der Netzgebiete zwischen 11 % und 39 %. Die Erhöhung des Elektrifizierungsgrades führt zu einer Reduktion des Eigendeckungsgrades der Netzgebiete, da in der betrachteten Simulation die installierte PV-Leistung nicht gleichzeitig erhöht wird (vergleiche **Abbildung 5-12**). Zu beachten ist, dass es in Netzen mit zwei Gebäuden nicht möglich ist den Eigendeckungsgrad für einen Elektrifizierungsgrad von 25 % bzw. 75 % auszuweisen.

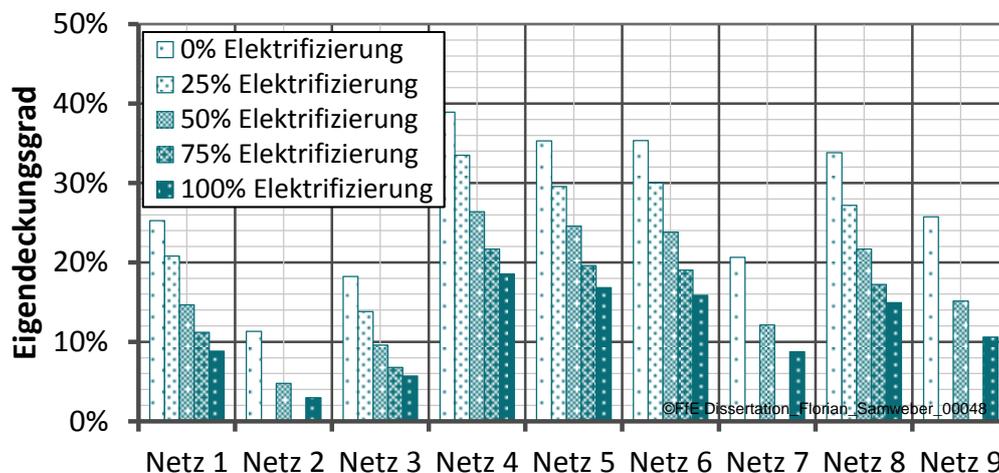


Abbildung 5-12: Eigendeckungsgrad der einzelnen untersuchten Typnetze in Abhängigkeit des Elektrifizierungsgrades

Gemittelt über alle Typnetze zeigt sich, dass der Eigendeckungsgrad durch die Elektrifizierung von 27,2 % ohne Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge über 17,0 % bei 50 % Elektrifizierung auf 11,4 % bei vollständiger Elektrifizierung zurückgeht. In der Praxis ist es wahrscheinlich, dass mit steigendem Elektrifizierungsgrad, wie in Abschnitt 1.1 dargestellt, auch die installierte PV-Anlagenleistung steigen wird. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird die installierte PV-Leistung hier jedoch nicht variiert.

Auswirkung auf die Verlustbilanz

Ein steigender Elektrifizierungsgrad führt zu steigenden Wirkleistungen in den einzelnen Netzgebieten. Im hier untersuchten Referenzfall stellen die Anlagen keine Blindleistung bereit. Der steigende Transportbedarf kann in Kombination mit den resultierenden Spannungsdifferenzen Einfluss auf die Leitungsverluste in den Netzgebieten haben.

Die Analyse der Auswirkungen in den untersuchten Typnetzen zeigt, dass die Verluste im Vergleich zu Netzgebieten ohne Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen durch eine vollständige Elektrifizierung folgerichtig deutlich stärker ansteigen, als die Last in den selbigen. Der Anstieg beträgt dabei je Netzgebiet zwischen 420 % und 960 %.

Die Normierung auf Verluste je Wohneinheit ermöglicht einen besseren Vergleich der einzelnen Netzgebiete. Diese sind für alle untersuchten Netzgebiete in **Tabelle 5-2** dargestellt. Die steigenden Verluste könnten durch den Netzbetreiber mittels einer Anhebung der mittleren Spannung reduziert werden.

Tabelle 5-2: *Jährliche Leitungsverluste im jeweiligen Niederspannungsnetzgebiet je Wohneinheit*

Netz- gebiet	Elektrifizierungsgrad				
	0%	25%	50%	75%	100%
Netz 1	2 kWh	4 kWh	8 kWh	13 kWh	19 kWh
Netz 2	1 kWh		7 kWh		16 kWh
Netz 3	4 kWh	7 kWh	13 kWh	24 kWh	33 kWh
Netz 4	13 kWh	17 kWh	29 kWh	46 kWh	68 kWh
Netz 5	7 kWh	11 kWh	18 kWh	30 kWh	45 kWh
Netz 6	7 kWh	10 kWh	18 kWh	30 kWh	46 kWh
Netz 7	8 kWh		25 kWh		48 kWh
Netz 8	22 kWh	36 kWh	66 kWh	116 kWh	157 kWh
Netz 9	13 kWh		46 kWh		107 kWh

Auswirkungen auf die Emissionsbilanz

Für eine ganzheitliche Bewertung wird im Rahmen dieser Arbeit auch die Emissionsbilanz der einzelnen Netzgebiete analysiert.

Die Bewertung der Emissionsbilanz erfolgt nach der im Abschnitt 4.4.5 beschriebenen Methodik nur für den Bilanzraum Netzgebiet und ist nicht für eine große Anzahl an elektrifizierten Netzen gültig. Grund ist, dass den folgenden Auswertungen die Annahme zugrunde liegt, dass eine Veränderung der Residuallast in einem Netzgebiet keinen Einfluss auf die Zusammensetzung des Strommixes im gesamten deutschen Energiesystem hat. Es werden folglich keine Portfolioeffekte analysiert.

Für konventionelle Fahrzeuge werden spezifische Emissionen von 154 g CO₂ äquivalent/km /FfE-35 16/ unterstellt. Die Fahrthäufigkeit und Strecken ändern sich durch Umstellung auf Elektromobilität nicht. Berücksichtigt werden in beiden Fällen nur eintägige Fahrten der Bewohner des Netzgebiets, welche vollständige im Netzgebiet geladen werden. Es ergibt sich damit eine durchschnittliche jährliche Fahrleistung von etwa 10.700 km je Fahrzeug.

Für die konventionelle Wärmebereitstellung wird auf die angegebenen Emissionen aus /FfE-25 11/ zurückgegriffen, welche mit den Nutzungsgraden der entsprechenden Technologien aus /ECOINV-01 14/ verrechnet werden. Im Einzelnen ergibt sich folgende Zusammenstellung im Referenzfall:

- 45 % Anteil Gaskessel mit Heizwerttechnologie, einem Nutzungsgrad von 94 % und spezifischen Gas-Emissionen von 223 g/kWh
- 20 % Anteil Gaskessel mit Brennwerttechnologie, einem Nutzungsgrad von 102 % und spezifischen Gas-Emissionen von 223 g/kWh
- 28 % Anteil Ölkessel mit Heizwerttechnologie, einem Nutzungsgrad von 94 % und spezifischen Öl-Emissionen von 299 g/kWh
- 3 % Anteil Ölkessel mit Brennwerttechnologie, einem Nutzungsgrad von 100 % und spezifischen Öl-Emissionen von 299 g/kWh
- 4 % Anteil Biomassekessel, einem Nutzungsgrad von 73 % und spezifischen Emissionen von 32 g/kWh

Gemittelt ergeben sich damit Emissionen von 250,2 g/kWh_{th} für die Heizung der Gebäude im Referenzfall. Der Sanierungsgrad und damit der thermische Wärmebedarf werden zwischen den einzelnen Fällen unverändert gelassen.

Die Emissionen der einzelnen Netzgebiete ergeben sich daher aus der Kombination der obigen Kenngrößen. Es zeigt sich, dass die gesamten Emissionen durch eine Elektrifizierung nicht nur lokal, sondern auch absolut sinken (Vergleiche **Abbildung 5-13**). Mit 309 t CO₂ äquivalent/Jahr sinken diese absolut gesehen am stärksten im Netzgebiet 6.

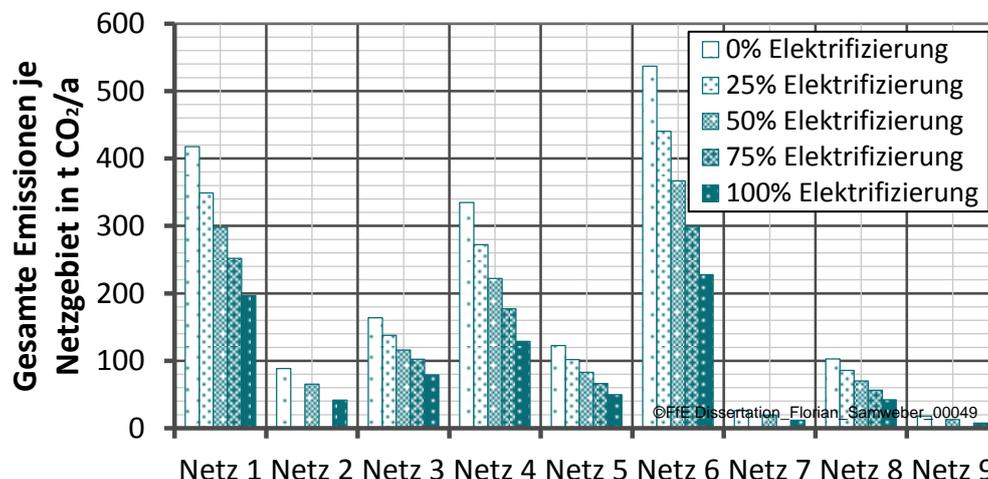


Abbildung 5-13: Gesamte Emissionen je Netzgebiet (Haushalte, Wärmebereitstellung und Mobilität)

Eine detaillierte Analyse der Zusammensetzung der Emissionen sowie der Veränderung der Zusammensetzung zeigt, dass im Ausgangszustand die größten Emissionen auf konventionelle Wärme zurückzuführen sind. Insgesamt reduzieren sich die Emissionen je nach Netzgebiet um 52 % bis 62 %. Exemplarisch ist dieses Verhalten in **Abbildung 5-14** für Typnetz 4 dargestellt.

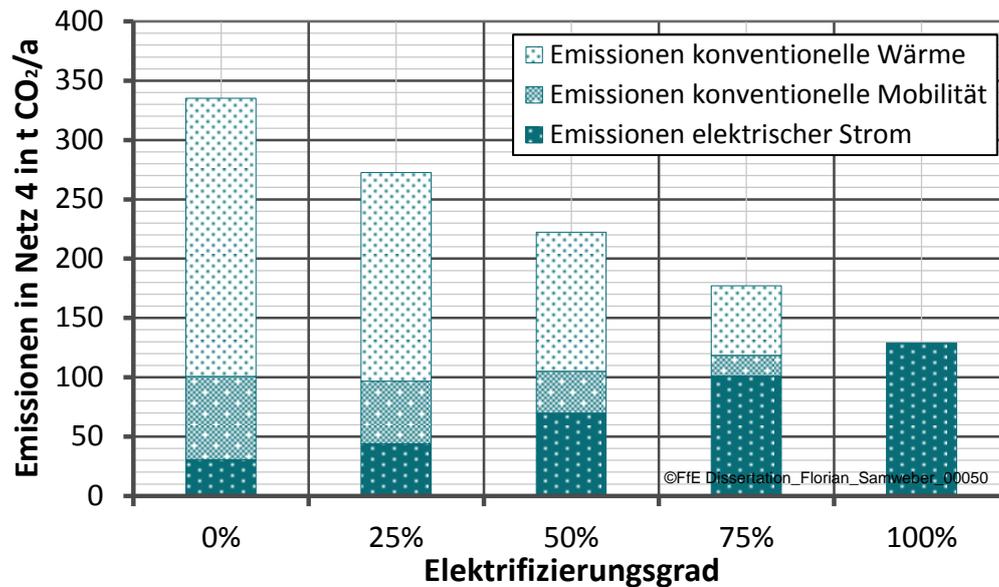


Abbildung 5-14: Aufteilung der Emissionen in konventionelle Mobilität, konventionelle Wärme und elektrischen Strom

5.3 Zusammenfassung der Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung

Die Untersuchungen im Rahmen dieses Kapitels zielen darauf ab, die Netzauswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung zu bestimmen.

Es zeigt sich, dass sich durch eine unterschiedliche Verteilung der Inputdaten der Lastflussberechnung in den unterschiedlichen Regionen auch unterschiedlich hohe Netzbelastungen ergeben. Das betrachtete 50 % Szenario, bei dem die Hälfte aller Fahrzeuge elektrisch betrieben sowie die Hälfte der Gebäude elektrisch beheizt werden zeigt, dass es bei einer gleichmäßigen Verteilung der Komponenten innerhalb der einzelnen Regionen nur zu einem verhältnismäßig geringen Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze kommt.

Eine Fallstudie anhand von Garmisch-Partenkirchen zeigt, dass eine Gleichverteilung der Komponenten innerhalb einer Region nicht valide ist. Für die Bewertung der Auswirkung einer zunehmenden Elektrifizierung in einzelnen Netzgebieten ist daher immer eine Einzelfallbewertung notwendig.

Für die Bewertung der Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung auf die untersuchten neun Typnetze wird daher auf eine Sensitivitätsanalyse zurückgegriffen, mit deren Hilfe der Elektrifizierungsgrad (Anteil an Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) schrittweise erhöht wird.

Tendenziell sind in drei von neun untersuchten Typnetzen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit unzulässig hohe Spannungen zu erwarten. Diese Typnetze (Typnetz 4, 6 und 8) werden daher auch für den in Kapitel 6 folgenden Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen herangezogen.

Die Bewertung der Leitungsverluste in den einzelnen Netzgebieten bei einer zunehmenden Elektrifizierung zeigt, dass diese stärker ansteigen, als die zugrundeliegende maximale Last der Netzgebiete.

Der Eigendeckungsgrad der einzelnen Netzgebiete sinkt bei einer zunehmenden Elektrifizierung, da die lokale PV-Erzeugung im Untersuchungsfall nicht gleichzeitig erhöht wird.

Bei der Analyse der Emissionen, welche sich lokal im Netzgebiet ergeben zeigt sich, dass sich diese durch eine Elektrifizierung in allen Netzgebieten mindestens halbieren. Die lokalen Emissionen werden dabei vollständig vermieden.

6 Vergleichende Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen

Die Auswertungen in Kapitel 5 zeigen, dass bei einer vollständigen Elektrifizierung in den Typnetzen 4, 6 und 8 der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen erforderlich ist, um einen hohen Anteil an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen zu ermöglichen. Diese Netzgebiete werden im Folgenden genauer untersucht.

In einem ersten Schritt erfolgt hier die beispielhafte Detailanalyse der beiden im Zentrum dieser Arbeit stehenden Netzoptimierenden Maßnahmen „Elektromobilität zur Netzentlastung“ und „Wärmepumpen zur Netzentlastung“.

Im Anschluss werden alle in Kapitel 3.3 eingeführten Netzoptimierenden Maßnahmen auf ihre Eignung zur Reduktion der jeweils kritischen Netzbelastung systematisch verglichen. Dazu werden im Sinne einer ganzheitlichen Analyse alle Bewertungsdimensionen untersucht.

Abschließend erfolgt eine Diskussion der Möglichkeiten einer Entscheidungsfindung für einzelne Netzoptimierende Maßnahmen auf Grundlage eines gewichteten Vergleichs der verfügbaren Optionen.

6.1 Bewertung ausgewählter Netzoptimierender Maßnahmen

In Vorbereitung auf den systematischen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen wird in diesem Abschnitt die Wirkweise der Netzoptimierenden Maßnahmen „Elektromobilität zur Netzentlastung“ sowie „Wärmepumpen zur Netzentlastung“ beispielhaft erläutert und dargestellt. In Hinblick auf die Zielsetzung dieser Arbeit und bestehende Vorarbeiten wird nicht jede Netzoptimierende Maßnahme im Detail vorgestellt und diskutiert. Es sei jedoch insbesondere auf die direkten Vorarbeiten für einzelne Netzoptimierende Maßnahmen in /FFE-48 14/, /NOBI-01 16/, /FFE-34 16/, /FFE-62 15/ sowie /FFE-46 14/ verwiesen.

6.1.1 Elektromobilität zur Netzentlastung

Im Rahmen dieser Arbeit wird im Referenzfall angenommen, dass Elektrofahrzeuge sobald diese am Haushalt ankommen unmittelbar mit der jeweils verfügbaren maximalen Ladeleistung aufgeladen werden (vergleiche Kapitel 3.3). Bei eintägigen Fahrten laden diese ausschließlich am eigenen Hausanschluss und nicht beispielsweise im Büro. Im Simulationsmodell laden 50 % der Fahrzeuge einphasig mit einer Ladeleistung von 3,3 kW und 50 % der Fahrzeuge dreiphasig mit 11 kW Ladeleistung ihren jeweiligen Speicher auf. Um die Netzbelastung durch die Ladevorgänge zu reduzieren bzw. darüber hinaus zur Integration von Photovoltaikenergie beizutragen, stehen wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben die beiden Ladesteuerungen „eigenverbrauchsoptimiert“ und „spannungsgeführt“ zur Verfügung. Im Folgenden wird auf die Wirkweise dieser Ladesteuerungen im Detail eingegangen.

Wirkung der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung

Bei der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung wird davon ausgegangen, dass der Nutzer des Elektrofahrzeugs – sei es, um seine persönliche Emissionsbilanz zu

verbessern oder sei es, um die Preisdifferenz zwischen Haushaltsstrompreis und eigener Photovoltaikerzeugung zu nutzen – einen Teil der Beladung seines Elektrofahrzeugs über den Photovoltaiküberschuss seines Gebäudes abdeckt. Für das Netzgebiet bedeutet dieses eigenverbrauchsoptimierte Verhalten, dass die insgesamt durch das Netz transportierte Energie sinkt.

Die Ladesteuerung lädt dabei sofort nach Ankunft des Fahrzeugs bis zum Erreichen eines definierten Mindestladezustand von 12 % der verfügbaren Batteriekapazität auf. Anschließend wird das Fahrzeug nur noch mit PV-Energie geladen, welche anderenfalls in das Verteilnetz zurückgespeist werden würde. Erst unmittelbar vor der Abfahrt wird das Fahrzeug dann bis zu einem Wunsch-Ladezustand von 70 % geladen. Eine vollständige Ladung erfolgt ausschließlich, wenn der PV-Überschuss entsprechend hoch ist.

Bei der in Zukunft zu erwartenden steigenden Speicherkapazität erhöht sich durch dieses Vorgehen die flexibel verschiebbare Ladeenergiemenge, welche mit Photovoltaiküberschuss geladen werden kann. Um die anschließende Fahrt rein elektrisch zu ermöglichen, wird zusätzlich anhand einer perfekten Prognose der für diese Fahrt notwendige Speicherinhalt ermittelt und unmittelbar vor der Abfahrt geladen.

Im Gegensatz zur ungesteuerten Direktladung ergibt sich durch dieses Vorgehen eine Verschiebung der Ladevorgänge in die Mittagszeit, beziehungsweise unmittelbar vor die Abfahrt in den frühen Morgenstunden. Auch die maximale Ladeleistung der Elektrofahrzeuge im Netzgebiet verschiebt sich durch eine eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung – die maximale Ladeleistung reduziert sich dabei jedoch nur sehr geringfügig. Die minimale Ladeleistung reduziert sich bei der eigenverbrauchsoptimierten Steuerung im Verhältnis zur Referenzsimulation. In **Abbildung 6-2** ist dieses Verhalten für die Referenzsimulation sowie die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung in Typnetz 4 exemplarisch für ein gesamtes Jahr gemittelt dargestellt.

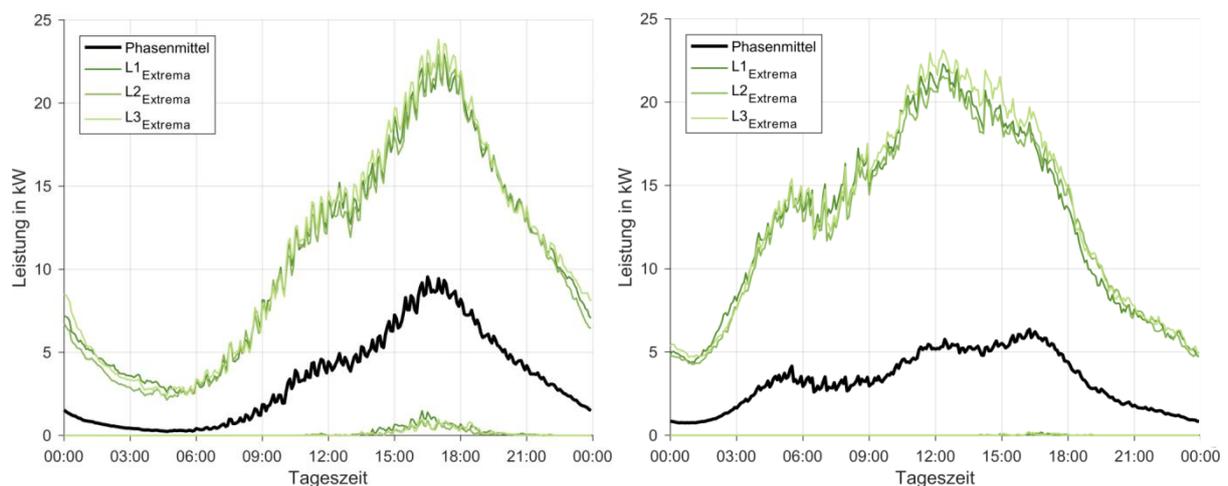


Abbildung 6-1: Durchschnittliche Ladeleistung sowie extreme Ladeleistungen der einzelnen Phasen in Referenzsimulation (links) und bei eigenverbrauchsoptimierter Ladesteuerung (rechts)

Die Verschiebung der Ladevorgänge ist insbesondere dann gut möglich, wenn die Fahrzeuge auch tagsüber an das Stromnetz angeschlossen sind. Die Auswertung der vorliegenden Daten zeigt, dass dies insbesondere am Wochenende häufig der Fall ist. Dies führt zu einer erhöhten Ladeleistung mittags, während sich die Ladeleistung in den Nachtstunden reduziert. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt sonntags zu beobachten. In **Abbildung 6-2** ist dieses Verhalten für Typnetz 4 dargestellt. Dabei ist links der Referenzfall und rechts die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung abgebildet.

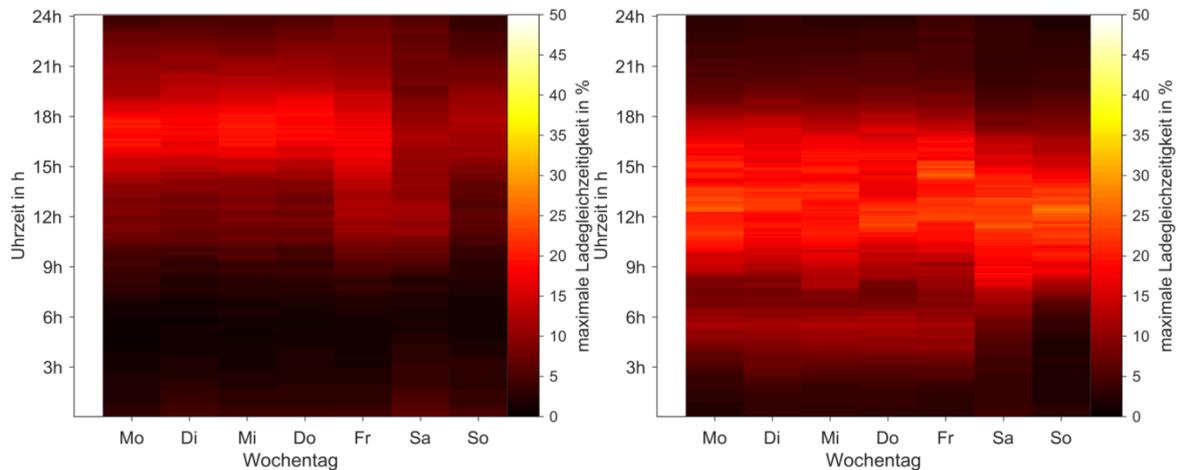


Abbildung 6-2: *Maximale Ladegleichzeitigkeit in Referenzsimulation (links) und bei eigenverbrauchsoptimierter Ladesteuerung (rechts)*

Das veränderte Ladeverhalten spiegelt sich auch in der Verteilung der im Netzgebiet auftretenden Knotenspannungen wieder. Während sich geringe Spannungen kleiner 0,94 pu durch den Einsatz der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung geringfügig reduzieren, erhöht sich der Anteil der Spannungswerte im mittleren Teil des zulässigen Spannungsbandes. Gleichzeitig zeigt sich, dass Elektrofahrzeuge, die mittags ankommen bei Anwendung der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung mit im Vergleich zur Referenz verringerter Ladeleistung laden, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Im gesamten Netzgebiet hat dies zur Folge, dass die Energierückspeisung eines ganzen Netzstrangs zunimmt und damit der Anteil hoher Spannungen gegenüber der Referenz steigt.

Die Auswirkungen der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung im Vergleich zur ungesteuerten Referenzladung auf die auftretenden Spannungen im Netzgebiet gehen auch aus dem Spannungshistogramm in **Abbildung 6-3** hervor. Grundlage der Darstellung sind dabei alle über das Jahr hinweg auftretenden Spannungswerte an allen Netzknoten, gemittelt über alle berechneten Verteilungen.

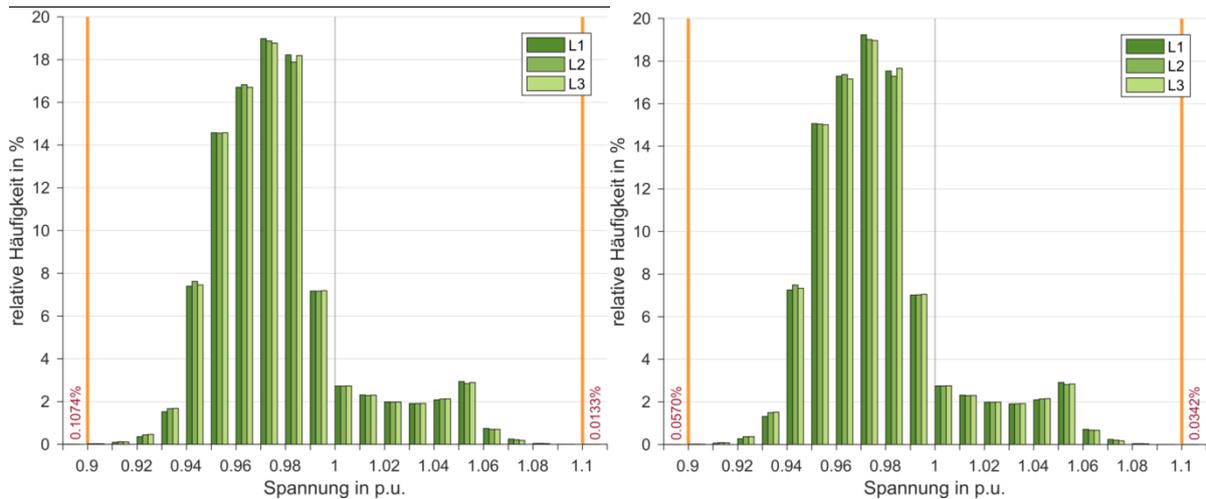


Abbildung 6-3: *Histogramm der Spannungen im Netzgebiet 4 in Referenzsimulation (links) und bei eigenverbrauchsoptimierter Ladesteuerung (rechts)*

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung die Ladevorgänge teils deutlich in die frühen Morgen- und Mittagsstunden verschoben werden. Die Anzahl der unteren Spannungsbandverletzungen reduziert sich geringfügig. Die Anzahl der oberen Spannungsbandverletzungen kann sich durch Nachbarschaftseffekte sogar erhöhen.

Wirkweise der spannungsgeführten Ladesteuerung

Neben der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung wird auch der Einfluss einer spannungsgeführten Ladesteuerung untersucht. Anders als bei der ungesteuerten Direktladung wird bei der spannungsgeführten Ladesteuerung die Ladeleistung ab einem definierten Grenzwert von 0,93 pu am Hausanschluss reduziert. Ab einem maximalen Grenzwert von 0,9 pu wird die Ladung vollständig unterbrochen. Zwischen diesen beiden Grenzwerten erfolgt eine lineare Reduktion der Ladeleistung. Eine Erhöhung der Ladeleistung erfolgt nicht, so dass eine Reduktion von Spannungsbandverletzungen des oberen Spannungsbandes nicht möglich ist.

Die mittlere Ladegleichzeitigkeit sowie die Aufteilung der Ladeleistung auf die einzelnen Phasen, bleiben bei der spannungsgeführten Ladesteuerung annähernd unverändert im Vergleich zur ungesteuerten Referenz. Bei der Häufigkeit der unteren Spannungsbandverletzungen kommt es zu einer Reduktion von 0,107 % der Spannungswerte unterhalb dieser Grenze auf 0,048 % (vergleiche **Abbildung 10-2** in Anhang 10.3).

Im Vergleich mit der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung kann die spannungsgeführte Ladesteuerung mehr Spannungsbandverletzungen nach unten verhindern.

Kombination der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung mit der spannungsgeführten Ladesteuerung

Der Schluss, dass bei der spannungsgeführten Ladesteuerung mehr Spannungsbandverletzungen nach unten verhindert werden, die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung jedoch mehr Vorteile für den Nutzer bringt, legt eine Kombination der beiden Ladesteuerungen nahe.

Die Analyse dieser Simulation zeigt, dass durch die Kombination tatsächlich eine Reduktion der Verletzungen des oberen Spannungsgrenzwertes auf 0,0146 % der Zeitschritte möglich ist. Verletzungen des unteren Spannungsgrenzwertes treten in 0,0438 % der Zeitschritte auf (vergleiche **Abbildung 6-4**).

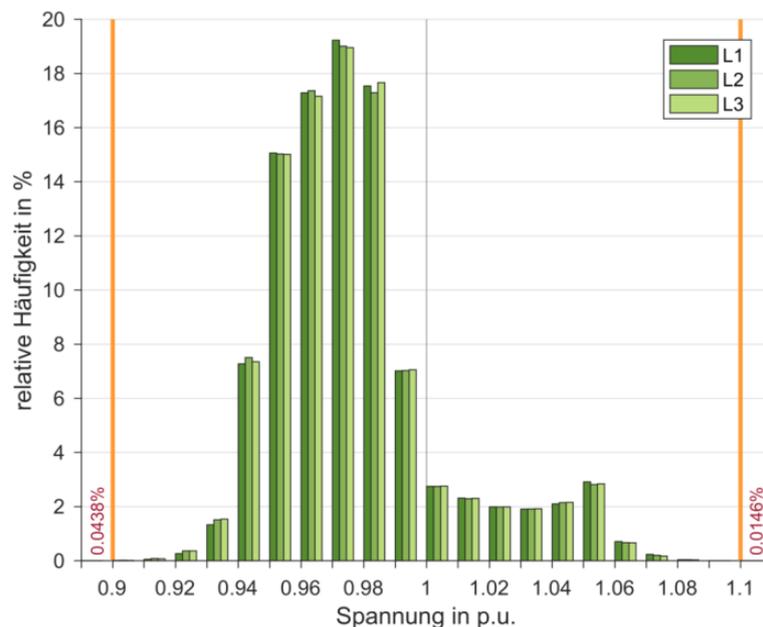


Abbildung 6-4: Spannungshistogramm bei Kombination der eigenverbrauchsoptimierten sowie der spannungsgeführten Ladesteuerung in Typnetz 4

Dieses Beispiel zeigt, dass in der Praxis eine Kombination einzelner Ladealgorithmen sinnvoll sein kann. Der Parametrierung der Ladesteuerungen sind dabei prinzipiell keine Grenzen gesetzt.

6.1.2 Wärmepumpen zur Netzentlastung

Die Ansteuerung von Wärmepumpen ist ähnlich wie die Ladung von Elektrofahrzeugen prinzipiell flexibel gestaltbar, soweit wie im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Wärmespeicher angeschlossen ist (vergleiche Kapitel 4.3.2). Aktuelle Bestandsanlagen werden teilweise gemäß den Vorgaben eines Niedertarifs insbesondere in den Nachtstunden betrieben und speisen einen nachgelagerten Wärmespeicher. Viele Anlagen werden wie oben beschrieben mangels ausreichender wirtschaftlicher Anreize jedoch wärmegeführt betrieben. Im wärmegeführten Fall dient der Wärmespeicher ausschließlich zur Pufferung von Wärmebedarfsspitzen etwa bei der Trinkwarmwasserbereitung. Er beinhaltet dafür den Wärmebedarf der folgenden zwei Stunden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist dies der Referenzfall. Eine wärmegeführte Betriebsweise führt auf Grund von Gleichzeitigkeiten von elektrischen und thermischen Bedarfsspitzen tendenziell zu einer Erhöhung der Maximallast (vergleiche Kapitel 2.2) und bedingt damit in einigen Fällen den Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen.

In den Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen gehen die beiden Ladesteuerungen „spannungsgeführte Wärmepumpen“ und „eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung“ mit ein. Im Folgenden werden diese Steuerungen im Detail analysiert.

Bewertung der spannungsgeführten Ladesteuerung

Analog zur spannungsgeführten Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge, werden auch Wärmepumpen bei dieser Fahrweise gemäß der jeweils aktuellen Netzspannung an ihrem Netzanschlusspunkt angesteuert. Über- bzw. unterschreitet die Spannung am Hausanschluss einen festgelegten Grenzwert wird die Leistung der Wärmepumpen reduziert bzw. erhöht. Der Maximal-, bzw. Minimalwert der Leistungsanpassung wird bei einem ebenfalls einzustellenden Grenzwert der Netzspannung erreicht. Damit ergibt sich eine stückweise lineare Kennlinie des Leistungsbezugs der Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Netzspannung. Diese Kennlinie gilt im Rahmen dieser Arbeit, unabhängig von der Positionierung der Wärmepumpen, gleichermaßen für alle Wärmepumpen im jeweiligen Netzgebiet.

Bei der spannungsgeführten Regelung der Netzoptimierenden Maßnahme „spannungsgeführte Wärmepumpen“ ist die Wahl der Grenzwerte, ab welchen die entsprechende Maßnahme zum Einsatz kommt entscheidend für die Effektivität der Maßnahme /FFE-07 17/. Bei Untersuchung der oben beschriebenen vollständig elektrifizierten Typnetze werden die Grenzwerte basierend auf Vorsimulationen in einem ersten Schritt so eingestellt, dass die Leistung der Wärmepumpen ab einer unteren Spannung am jeweiligen Hausanschluss der Wärmepumpen von 0,94 pu reduziert wird, ab 0,90 pu die Wärmepumpen abgeschaltet werden. Mit der These, dass eine frühere Komplettabschaltung im gesamten Netzgebiet die jährliche Dauer unterhalb des unteren zulässigen Spannungsbandes reduzieren kann, wird dieser untere Grenzwert der Spannungsregelung im Folgenden in mehreren aufeinander folgenden Simulationen variiert. Zu beachten ist, dass der Wärmebedarf der Haushalte immer gedeckt werden muss. Sobald der Wärmepuffer im Wärmespeicher aufgebraucht ist, schalten die Anlagen unabhängig von der aktuellen Spannung am Hausanschlusspunkt ein. Eine frühere Komplettabschaltung kann folglich theoretisch auch zu einer Reduktion der Puffer-Füllstände und in der Konsequenz zu mehr Wärmepumpeneinsätzen bei geringen Spannungen führen.

Es zeigt sich, dass eine Reduktion des Grenzwerts der Komplettabschaltung in allen untersuchten Typnetzen zu einer Reduktion der Dauer der Spannungsbandverletzungen führt. Die resultierenden Werte sind **Tabelle 6-1** zu entnehmen. Um eine maximale Netzentlastung zu erzielen, sollte der Grenzwert der Komplettabschaltung folglich auf 0,9 pu festgelegt werden.

Tabelle 6-1: *Dauer außerhalb des unteren Spannungsbandes in Abhängigkeit der eingestellten Spannungsgrenzwerte für Typnetz 4, 6 und 8*

Typnetz	Grenzwert Komplettabschaltung	Grenzwert Leistungsreduktion	Mittlere Dauer der Spannungsbandsverletzungen
4	0,92 pu	0,94 pu	69,3 h
4	0,91 pu	0,94 pu	10,3 h
4	0,90 pu	0,94 pu	5,1 h
6	0,92 pu	0,94 pu	2,9 h
6	0,91 pu	0,94 pu	1,6 h
6	0,90 pu	0,94 pu	1,5 h
8	0,92 pu	0,94 pu	333,6 h
8	0,91 pu	0,94 pu	177,4 h
8	0,90 pu	0,94 pu	89,8 h

Basierend auf dieser Analyse erfolgt eine Variation des Grenzwertes, ab welchem eine Leistungsreduktion erfolgt. Der Grenzwert der Komplettabschaltung wird in diesem Zusammenhang konstant gelassen. Es zeigt sich, dass eine frühzeitige Reduktion ab 0,94 pu in Typnetz 4 zu einem optimalen Ergebnis führt. In Typnetz 6 und 8 ist ein Wert von 0,95 pu am besten geeignet (vergleiche **Tabelle 10-2** im Anhang). Um dem Anspruch einer für alle Netze konstanten Regelung im Rahmen dieser Arbeit gerecht zu werden, werden im Folgenden die Spannungsgrenzwerte von 0,95 pu bzw. 0,9 pu verwendet.

Die Funktionsweise unter Berücksichtigung dieser Spannungsgrenzwerte ist für eine Last- und Erzeugungsverteilung in **Abbildung 6-5** dargestellt. Im Vergleich mit der Referenz (orange dargestellt) zeigt sich, dass durch Anwendung der spannungsgeführten Ladesteuerung (grau dargestellt) die minimale Spannung im Netzgebiet erhöht werden kann und damit die untere Grenze des zulässigen Spannungsbandes zwischen 19:00 Uhr und 19:40 Uhr nicht mehr unterschritten wird. Im Gegenzug zeigt sich auch, dass sich die Wärmespeicher im Zeitraum geringer Spannungen deutlich entleeren. Gemittelt über alle Wärmespeicher ist der Füllstand der Wärmespeicher („State of Charge“ – SOC) bei Anwendung der spannungsgeführten Ladesteuerung um 19:25 Uhr um knapp 40 % geringer, als in der Referenzsimulation (türkies dargestellt). Anschließend müssen einzelne Speicher nachgeladen werden, um den Wärmebedarf der Haushalte zu decken. Die Differenz der beiden Simulationen reduziert sich damit wieder. Es zeigt sich auch, dass es durch die Verwendung der Ladesteuerung zu Schwingungseffekten im Netzgebiet kommt, da sobald die Spannungsgrenzwerte dies zulassen einige Wärmepumpen gleichzeitig beginnen ihren Heizungspuffer wieder zu befüllen.

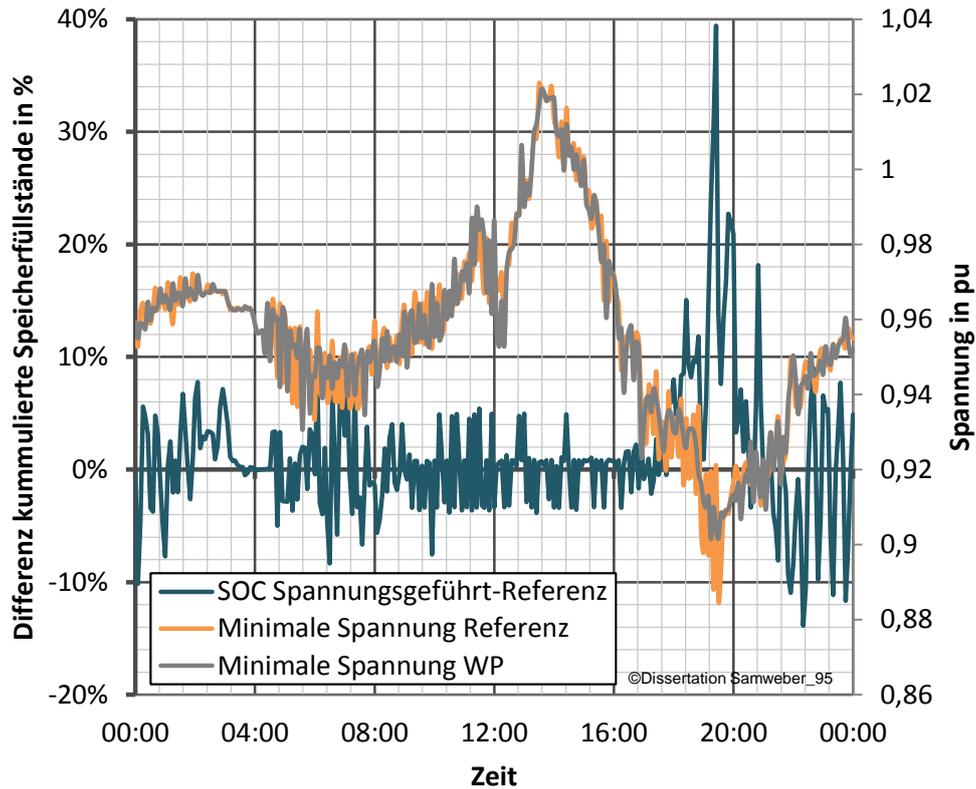


Abbildung 6-5: *Vergleich der Referenz mit der spannungsgeführten Ladesteuerung der Wärmepumpen im Netzgebiet*

Wirkweise der eigenverbrauchsoptimierten Steuerung

Bei der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung der Wärmepumpen wird abweichend zur wärmegeführten Betriebsweise der Wärmespeicher immer dann beladen, wenn die dem Haus zugeordnete Photovoltaikanlage anderenfalls auch nach Abzug der normalen Haushaltslast und Ladeenergie der Elektrofahrzeuge in das Netz zurückspeisen würde.

Der über alle Wohneinheiten und alle Tage gemittelte Differenzlastgang zwischen der eigenverbrauchsoptimierten und der wärmegeführten Ladesteuerung für eine Last- und Erzeugungsverteilung ist in **Abbildung 6-6** dargestellt. Es zeigt sich wie erwartet eine Lasterhöhung (im Mittel bis zu 5,4 kW) zu Zeiten der PV-Einspeisung sowie eine Lastreduktion (im Mittel bis zu 2,5 kW) zu Zeiten hohen Wärmebedarfs im Netzgebiet. Auffällig ist, dass die Lastreduktion in den Morgenstunden höher ausfällt, als in den Abendstunden. Dies kann durch den vom Modell vorgegebenen höheren Trinkwarmwasserbedarf zu diesen Zeiten begründet werden. In den Sommermonaten in denen der Photovoltaikenergieüberschuss besonders hoch ist, ist der Heizwärmebedarf sehr gering. Der Speicher wird in den ersten Stunden mit Sonneneinstrahlung so weit aufgeladen, dass er auf Grund der geringen Wärmelast den gesamten abendlichen Bedarf sowie den morgendlichen Bedarf des Folgetags decken kann. Die ungleiche Aufteilung auf die einzelnen Phasen ist damit zu begründen, dass im Netzgebiet je Hausanschluss nur eine Wärmepumpe je nach Dimensionierung oft einphasig angeschlossen ist und im Gegensatz zu anderen Darstellungen im Rahmen dieser Arbeit nicht verschiedene Verteilungen gemittelt werden.

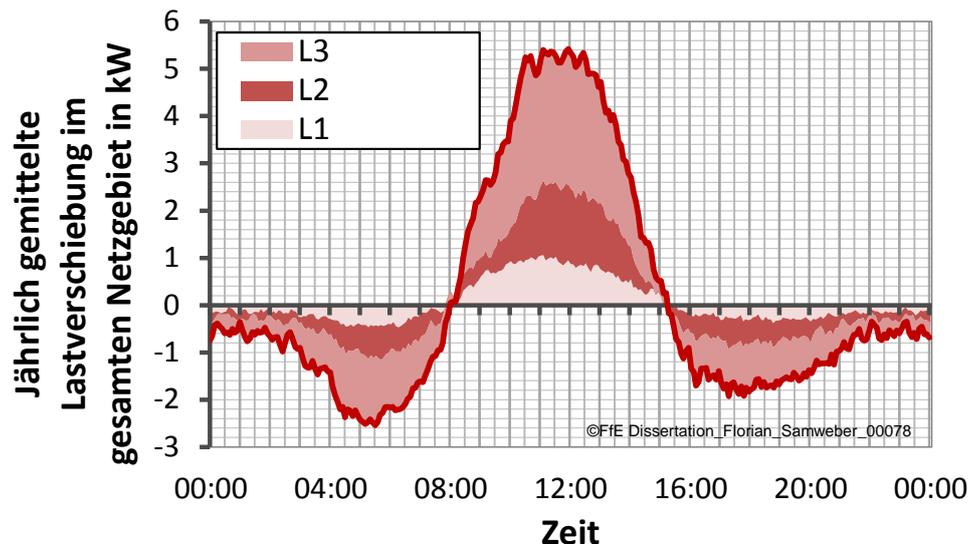


Abbildung 6-6: *Über ein Jahr gemittelte Differenz im Energiebezug bei Vergleich der wärmegeführten mit der eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung der aller Wärmepumpen im Typnetz 4 für eine Verteilung*

Bei der Analyse der resultierenden Spannung fällt auf, dass bei der Netzoptimierenden Maßnahme „Wärmepumpen eigenverbrauchsoptimiert“ die minimalen Spannungen die in den einzelnen Verteilungen auftreten im Vergleich zur Referenz in vielen Fällen gleich bleiben. Dennoch treten einzelne Verteilungen auf, in denen durch die Ladesteuerung die minimale Spannung erhöht wird und solche in denen die minimale Spannung verringert wird. Die Netzentlastung und damit die Spannungserhöhung tritt dann auf, wenn durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung die Last im kritischsten Netzstrang zur kritischsten Stunde reduziert wird, indem der Wärmebedarf aus dem (vollen) Wärmespeicher gedeckt wird. Eine Lasterhöhung tritt auf, wenn die „lastkritischste Stunde“ mit einer geringen PV-Erzeugung zusammenfällt und die Last durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung zu diesem Zeitpunkt zusätzlich erhöht wird.

Der Vergleich der minimalen Spannungen zwischen Referenzsimulation und eigenverbrauchsoptimierter Ansteuerung ist in **Abbildung 6-7** für zufällig ausgewählte Verteilungen dargestellt. Es zeigt sich, dass auf Grund dessen, dass in manchen Fällen die Ladesteuerung zu Spannungserhöhungen und in manchen Fällen zu Spannungsreduktionen führt, generelle Aussagen schwierig sind und in der Praxis daher Einzelfalluntersuchungen notwendig sind.

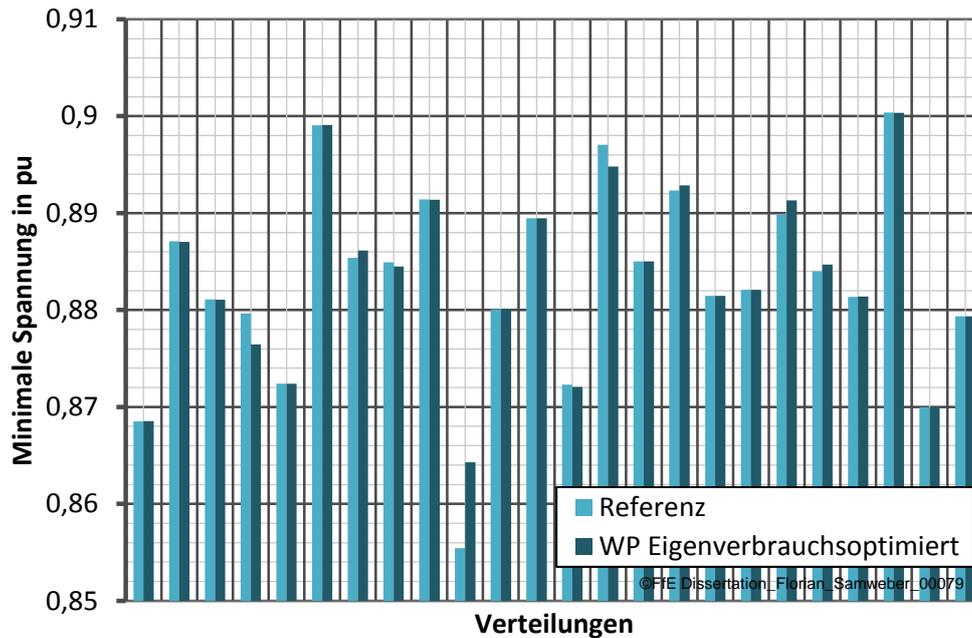


Abbildung 6-7: Minimale Spannung für 25 zufällig ausgewählte Verteilungen in Typnetz 4

Bewertung der eigenverbrauchsoptimierten Steuerung im Vergleich zur spannungsführten Steuerung

Im Vergleich zur spannungsführten Fahrweise zeigt sich, dass durch die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung minimal weniger Verletzungen des oberen Spannungsgrenzwertes auftreten. Im Gegensatz treten bei der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung deutlich mehr Verletzungen des unteren Spannungsgrenzwertes auf (vergleiche **Abbildung 6-8**).

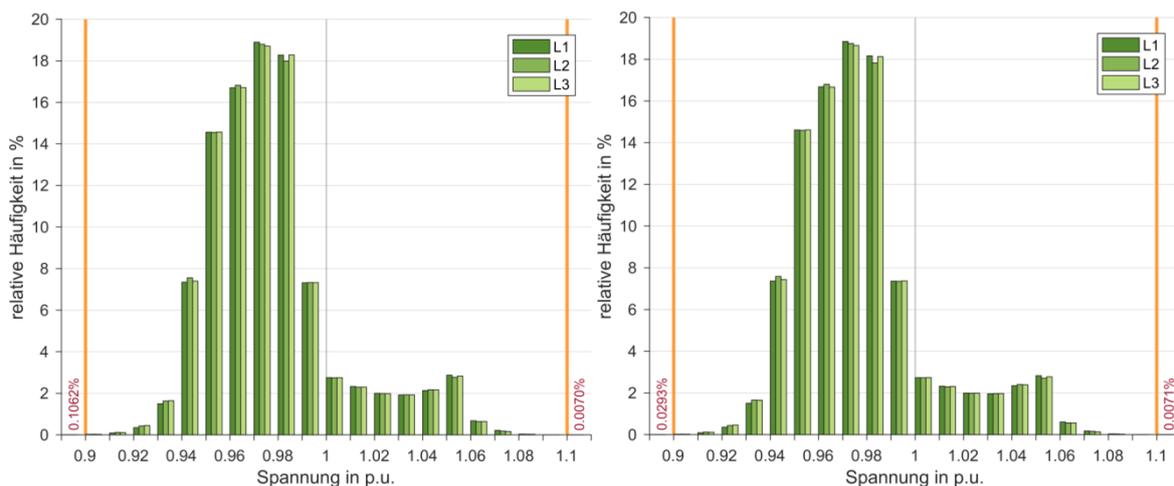


Abbildung 6-8: Spannungshistogramm im Netzgebiet 4 für eigenverbrauchsoptimierte Wärmepumpen (links) und spannungsführte Wärmepumpen (rechts)

Insgesamt zeigt sich, dass die Wahl der Regelungsweise der Wärmepumpen die Extrema der Netzspannungen beeinflussen kann. Die Wahl der Parameter beeinflusst dabei wesentlich den netztechnischen Nutzen der Steuerungen.

6.2 Simulativer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen

Das Hinzukommen neuer elektrischer Lasten bedingt wie in Kapitel 5 gezeigt in einigen Netzen den Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen. Im obigen Abschnitt wurden ausgewählte Netzoptimierende Maßnahmen für sich genommen detailliert untersucht. Dieser Abschnitt vergleicht die Ergebnisse der simulativen Analyse aller Netzoptimierenden Maßnahmen gemäß der in Kapitel 4.5 vorgestellten Methodik. Dabei wird auf die verschiedenen Bewertungsdimensionen eingegangen. Aufbauend auf der Auswertung der simulativen Analyse erfolgen im Anschluss eine ökonomische Bewertung sowie eine Aggregation der einzelnen Bewertungsergebnisse.

6.2.1 Vergleich der extremen Spannungswerte

Die Einhaltung des Spannungsbandes kann im Rahmen der oben beschriebenen Simulation quantifiziert werden. Neben den extremen Spannungswerten dient die zeitliche Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes als Bewertungsmaßstab.

Vergleich der minimalen Spannung im Typnetz 4

In der Regel ist die Einhaltung der unteren Grenze des zulässigen Spannungsbands von 0,9 pu von den Verteilnetzbetreibern zu gewährleisten. Für das Typnetz 4 hat die oben vorgestellte Referenzsimulation für vollständig elektrifizierte Haushalte ergeben, dass die minimale Spannung im Netzgebiet bei der ungünstigsten Verteilung 0,855 pu beträgt. Im Mittel über alle Verteilungen beträgt die minimale Spannung 0,882 pu. Nur bei einer untersuchten Verteilung, bei der die minimal auftretende Spannung 0,9003 pu beträgt, ist der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen nicht notwendig.

Die resultierenden minimalen Spannungen aller 60 simulierten Verteilungen sind in **Abbildung 6-9** durch den grau gekennzeichneten *100 % Wertebereich* aufgetragen. Zusätzlich ist in türkis der *75 % Wertebereich* dargestellt, in welchem 75 % der minimalen Spannungen der einzelnen Verteilungen liegen. Der Mittelwert gibt den sich rechnerisch ergebenden Durchschnitt über alle Verteilungen an, der Median repräsentiert die mittlere Verteilung. Die Referenzsimulation ist zur besseren Übersicht grau hinterlegt.

Die Simulation zeigt, dass der Median der minimalen Spannung aller Verteilungen nahezu immer über dem Mittelwert liegt. Dies deutet auf eine größere Anzahl an Extremwerten der minimalen Spannung in einzelnen Verteilungen hin. Je nach Netzoptimierender Maßnahme beträgt die Bandbreite der auftretenden Spannungen in den Netzgebieten zwischen 0,025 pu und 0,05 pu. Diese Bandbreite gibt in gewisser Weise die Planungssicherheit an, die sich durch den Einsatz der jeweiligen Netzoptimierenden Maßnahme ergibt.

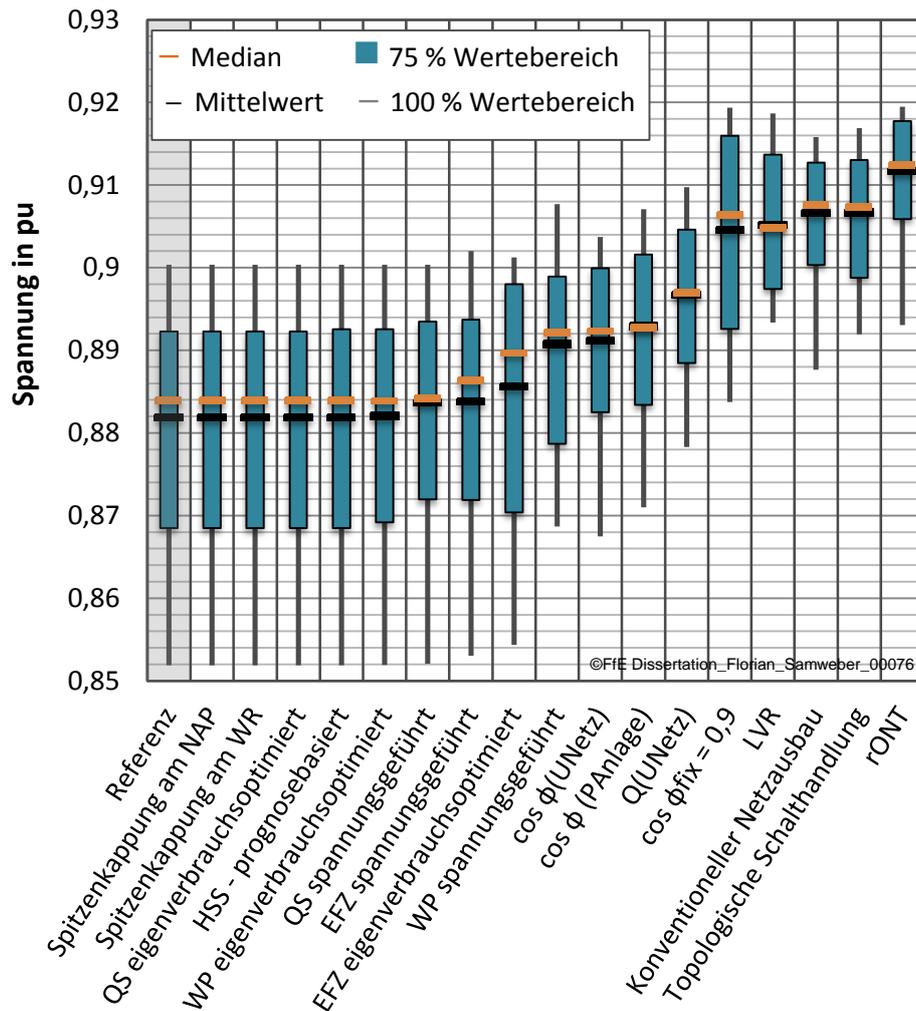


Abbildung 6-9: Vergleich der minimalen Spannung aller simulierten Verteilungen im Typnetz 4 für die untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen

Der Einsatz der Netzoptimierenden Maßnahmen „regelbarer Ortsnetztransformator“, „topologische Schalthandlungen“, „konventioneller Netzausbau“, „Längsregler“ und „ $\cos \phi_{\text{fix}} = 0,9$ “ führt sowohl im Mittel als auch im Median aller Verteilungen zu einer Einhaltung des unteren Spannungsbandes. Bei der gewählten Dimensionierung können jedoch nicht alle Spannungsbandverletzungen vermieden werden. Durch eine größere Dimensionierung, beispielsweise des konventionellen Netzausbaus, ist dies hingegen in der Praxis möglich. In der hier vorgestellten Analyse wird jedoch nur ein Standard-Parallelkabel ohne Vermaschung bis zum Ende des schwächsten Strangs verlegt.

Die Netzoptimierenden Maßnahmen „Wärmepumpen eigenverbrauchsoptimiert“, „Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt“, „Spitzenkappung am Wechselrichter“, „Quartierspeicher eigenverbrauchsoptimiert“ und „Hausspeicher prognosebasiert“ können in keinem Fall zu einer Erhöhung der minimalen Spannung beitragen. Hingegen sind diese geeignet, um Verletzungen des oberen Spannungsbandes zu reduzieren (vergleiche **Abbildung 10-4** in Anhang 10.6).

Die maximale Residuallast am Ortsnetztransformator ergibt sich erwartungsgemäß aus der Reihung der Netzoptimierenden Maßnahmen in Bezug auf die minimale Spannung

im Netzgebiet. Während bei dieser Kenngröße auch die Netzoptimierenden Maßnahmen ohne Einfluss auf die Residuallast nahezu keine Veränderung gegenüber der Referenz aufweisen, können die Netzoptimierenden Maßnahmen „Elektrofahrzeuge eigenverbrauchsoptimiert“, „Elektrofahrzeuge spannungsgeführt“, „Wärmepumpen spannungsgeführt“ und „Quartierspeicher spannungsgeführt“ den Median der maximalen Residuallast am Ortsnetztransformator leicht reduzieren (vergleiche **Abbildung 10-6** in Anhang 10.6).

Insgesamt zeigt der Vergleich der sich ergebenden unteren Spannungswerte in Typnetzgebiet 4, dass bei Einsatz der verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen fünf der untersuchten 17 Netzoptimierenden Maßnahmen im Untersuchungsfall die Spannungsgrenzwerte im Mittel einhalten können. Bei geringer Dauer sind theoretisch einige Unterschreitungen erlaubt.

Vergleich der mittleren minimalen Spannung der drei untersuchten Typnetze

Der Vergleich der Rangfolge der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in Bezug auf ihre Eignung die minimale Spannung im Netzgebiet zu erhöhen zeigt, dass es bei manchen Netzoptimierenden Maßnahmen Unterschiede in deren Reihung zwischen den einzelnen Netzgebieten gibt. Neben mehreren kleinen Veränderungen sind insbesondere bei den Netzoptimierenden Maßnahmen „Längsregler“ und „regelbarer Ortsnetztransformator“ Unterschiede festzustellen. Diese sind insbesondere auf die Netztopologie zurückzuführen. Längsregler eignen sich insbesondere in inhomogenen Netzen mit einem langen Ausläufer, während regelbare Ortsnetztransformatoren tendenziell für homogene Netze geeignet sind /FFE-34 16/.

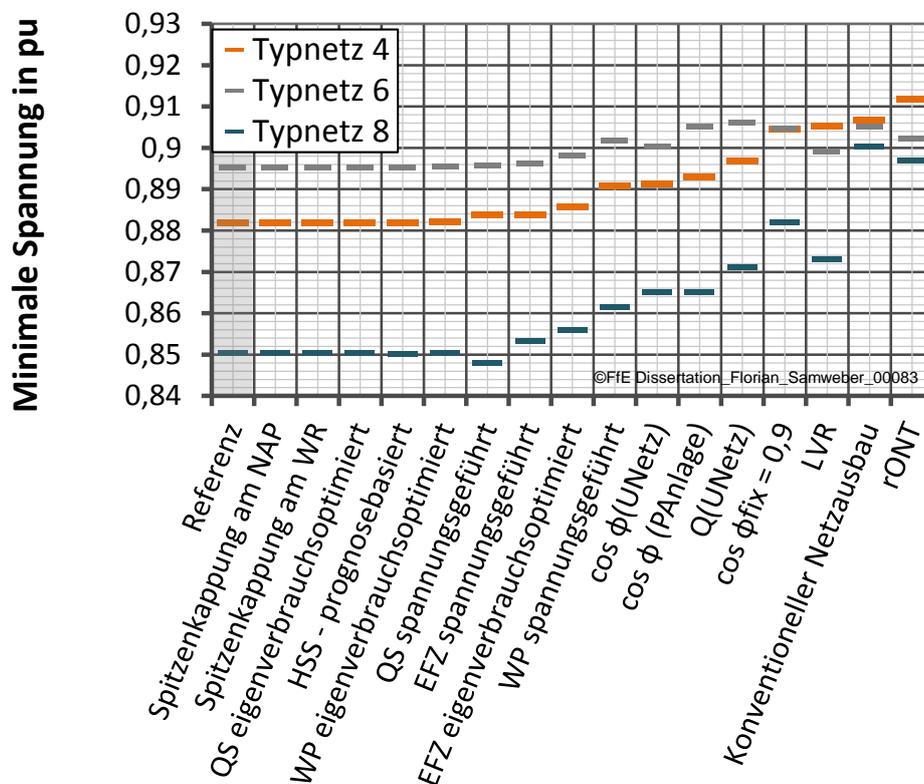


Abbildung 6-10: Vergleich der Mittelwerte der minimalen Spannung aller Verteilungen in allen drei untersuchten Typnetzen

Die mittlere minimale Spannung aller Verteilungen ist für alle Netzoptimierenden Maßnahmen und alle drei Typnetze in **Abbildung 6-10** dargestellt. Die Netzoptimierenden Maßnahmen sind dabei gemäß der mittleren minimalen Spannung in Typnetz 4 sortiert.

Nur der konventionelle Netzausbau kann in allen Typnetzen im Mittelwert über die einzelnen Verteilungen immer die untere Spannungsgrenze einhalten. In der Praxis ist wie oben angemerkt eine größere Dimensionierung des Netzausbaus bzw. zukünftig auch die Kombination einzelner Netzoptimierender Maßnahmen sinnvoll, um bei jeder Lastverteilung die Spannung im Netzgebiet über dem unteren Spannungsband zu halten.

6.2.2 Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes

Neben der minimalen Spannung im Netzgebiet ist für die Netzplanung die Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes eine wichtige Kenngröße. Grund hierfür ist, dass im Prüfintervall von einer Woche nach DIN EN 50160 nur 95 % der aufgenommenen 10 Minuten Spannungsmesswerte innerhalb des vorgegebenen Spannungsbandes liegen müssen.

Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes in Typnetz 4

Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt eine große Diskrepanz zwischen der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes in der für das Netz am ungünstigsten maximalen Verteilung und der mittleren Verteilung auf. Während die Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“, „topologische Schalthandlungen“, „Längsregler“ und „regelbare Ortsnetztransformatoren“ auch in der ungünstigsten Lastverteilung das Spannungsband nur in weniger als einer Stunde verletzen, führen die Netzoptimierenden Maßnahmen „Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt“, „Spitzenkappung am Wechselrichter“, „Quartierspeicher eigenverbrauchsoptimiert“ und „Hausspeicher prognosebasiert“ zu keiner Verbesserung der Dauer von über 120 h jährlich außerhalb des zulässigen Spannungsbandes gegenüber der Referenz (vergleiche **Abbildung 6-11**). Die Netzoptimierenden Maßnahmen „Wärmepumpen spannungsgeführt“, „ $\cos \varphi$ (UNetz)“, „ $\cos \varphi$ (PAnlage)“, „ $\cos \varphi_{\text{fix}} = 0,9$ “, „Q(UNetz)“ reduzieren die mittlere Dauer außerhalb des Spannungsbandes aller Verteilungen um mindestens 50 %.

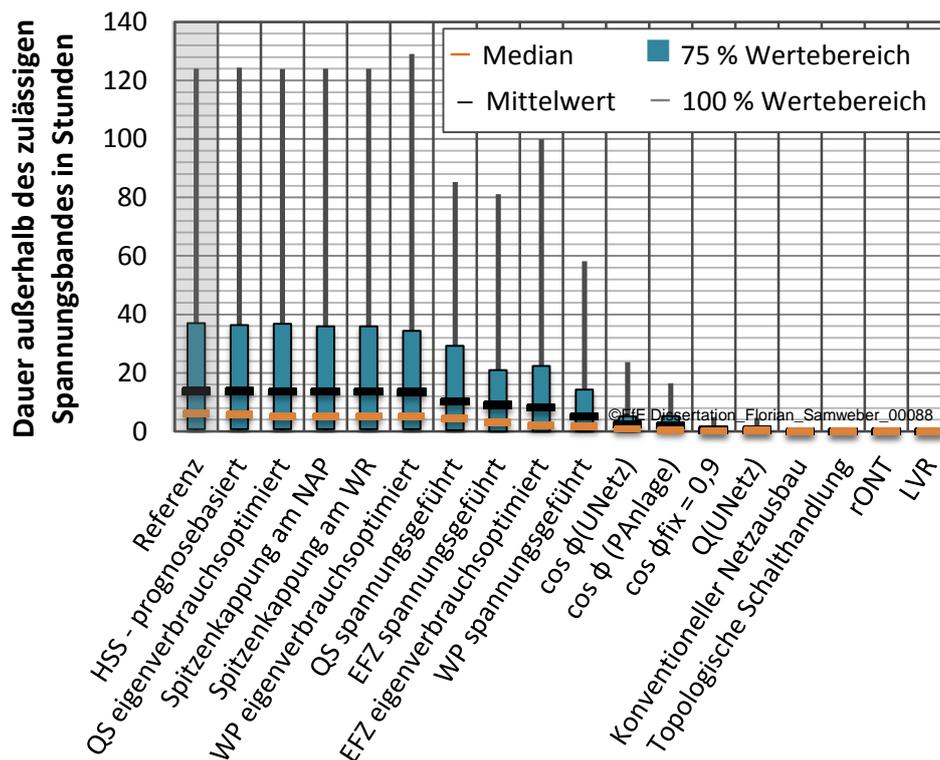


Abbildung 6-11: Vergleich der jährlichen Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für alle Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4

Auffällig ist insbesondere die Diskrepanz zwischen maximaler Dauer außerhalb des Spannungsbandes bei der Worst Case Verteilung sowie der mittleren Dauer aller Verteilungen (vergleiche auch **Abbildung 10-3** in Anhang 10.3).

Eine Detailanalyse der Worst Case Verteilung zeigt, dass hier durch die zufällige Aufteilung der Verbraucher auf einzelne Phasen eine sehr große Unsymmetrie auftritt. Zum Zeitpunkt der niedrigsten Spannung (23. Februar 19:45 Uhr) wird auf der Niederspannungsseite des ONT auf Phase L1 eine Leistung von 55,8 kW, auf Phase L2 eine Leistung von 31,1 kW und auf Phase L3 eine Leistung von 23,4 kW bezogen. Die maximale Leistung auf Phase L1 wird dabei zu 54,6 % durch die angeschlossenen Wärmepumpen sowie zu 23,6 % durch die angeschlossenen Elektrofahrzeuge verursacht. In der Praxis wird nach Auskunft von Verteilnetzbetreibern bei Anschluss neuer Erzeuger jeweils die aktuelle Spannung an allen Phasen gemessen und beispielsweise Photovoltaikanlagen entsprechend angeschlossen. Dieses Verfahren wird jedoch nicht von allen Installateuren befolgt. Zudem hängt die Qualität unmittelbar vom Zeitpunkt der Messung ab. Für den Anschluss von Lasten existiert ein solches Verfahren derzeit nicht. Hier wäre zudem eine längerfristige Messung notwendig.

Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes in allen drei untersuchten Typnetzen

Der Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes in allen drei untersuchten Typnetzen zeigt, dass die mittlere Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes in Typnetz 8 am höchsten ausfällt. Der oben für das Typnetz 4

beschriebene Trend der Reihung der Netzoptimierenden Maßnahmen setzt sich in den weiteren Typnetzen fort. Eine Ausnahme stellt der Längsregler in Typnetz 8 dar. Ein Überblick über die einzelnen mittleren Dauern außerhalb des zulässigen Spannungsbandes ist in **Abbildung 6-12** zu finden.

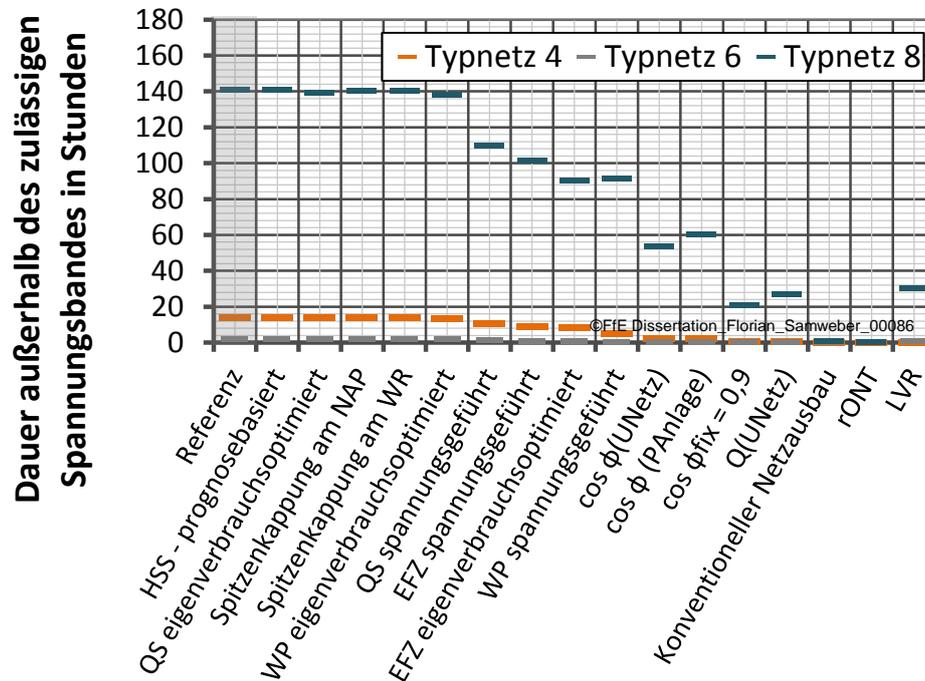


Abbildung 6-12: Vergleich der mittleren Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes in Stunden

Fazit zum Vergleich der Auswirkungen einzelner Netzoptimierender Maßnahmen auf das zulässige Spannungsband

Der Vergleich in Abschnitt 6.2.1 zeigt die gute Eignung der Netzoptimierenden Maßnahmen „regelbarer Ortsnetztransformator“, „topologische Schalthandlungen“, „konventioneller Netzausbau“, „Längsregler“ und „cos $\phi_{fix} = 0,9$ “ zur Einhaltung des zulässigen unteren Spannungsbandes. Die Analyse der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes im vorliegenden Abschnitt bestätigt deren prinzipielle Eignung, auch in extremen Verteilungen, in denen die Spannungsgrenzwerte nicht in jedem Zeitschritt eingehalten werden können.

6.2.3 Vergleich der maximalen Leitungsauslastung

Neben der maximalen Spannung im Netzgebiet wird die maximale Leitungsauslastung im Netzgebiet als Kriterium für die Netzplanung herangezogen.

Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in Typnetz 4

Der Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen zeigt, dass durch die eigenverbrauchsoptimierte Regelung des Quartierspeichers, die Spannungsabhängige Blindleistungsregelung sowie die Wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung die maximale Leitungsauslastung leicht zunimmt. Eine deutliche Reduktion der maximalen Leitungsauslastung um etwa 30 % gegenüber der Referenz ist mit den beiden

Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“ und „topologische Schalthandlungen“ möglich (vergleiche **Abbildung 6-13**).

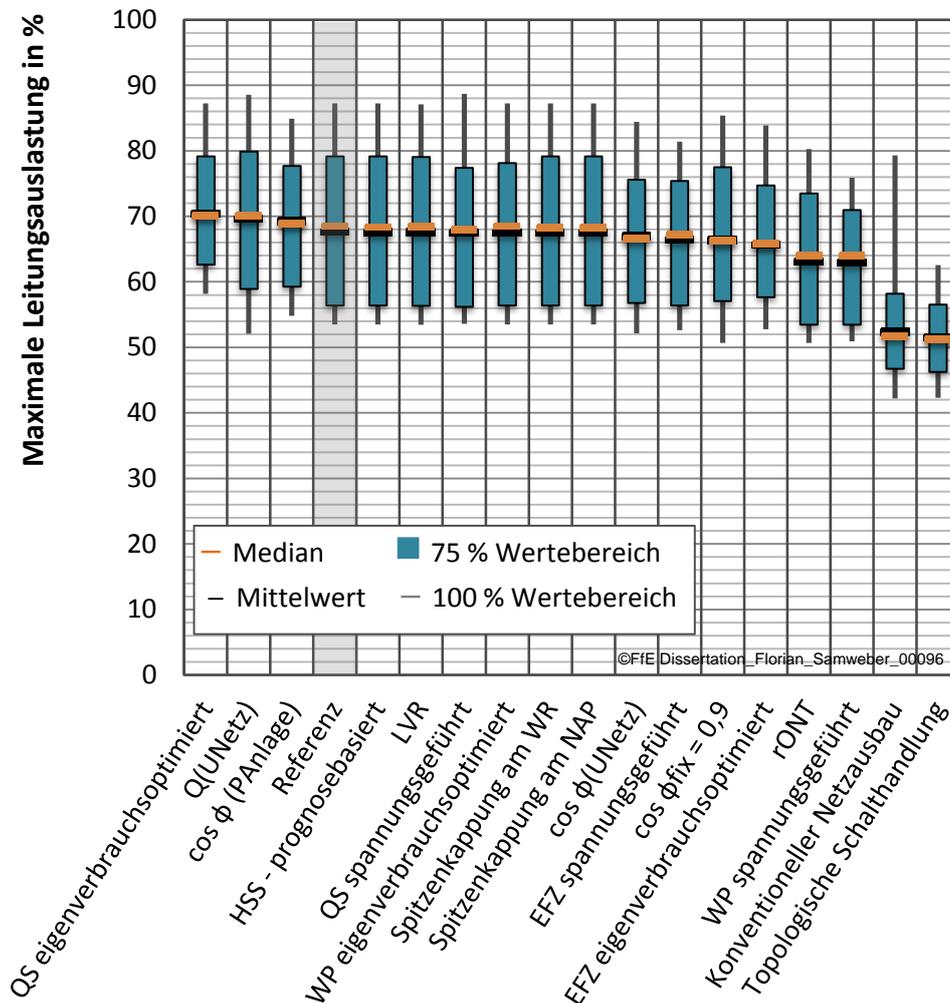


Abbildung 6-13: Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in Typnetz 4

Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in allen drei untersuchten Typnetzen

Der Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in den allen drei untersuchten Typnetzen zeigt, dass der Einsatz der Netzoptimierender Maßnahmen in keinem Netz eine deutliche Erhöhung der maximalen Leitungsauslastung bedingt. In Typnetz 8 können einzelne Netzoptimierende Maßnahmen vielmehr eine Reduktion der maximalen Leitungsauslastung um 12 % erzielen (vergleiche **Abbildung 6-14**). Dieser ist auf Grund der gleichen Dimensionierung aller Netzoptimierender Maßnahmen in allen Typnetzen hier im Vergleich zur Anzahl der Wohneinheiten besonders groß dimensioniert. Dadurch kann er hohe Verbrauchsspitzen der einzelnen Verbraucher ausgleichen. Aus der Leitungsauslastung, welche immer unter 100 % bleibt, ergeben sich für die Netzbetreiber keine Restriktionen für den Einsatz der einzelnen Maßnahmen.

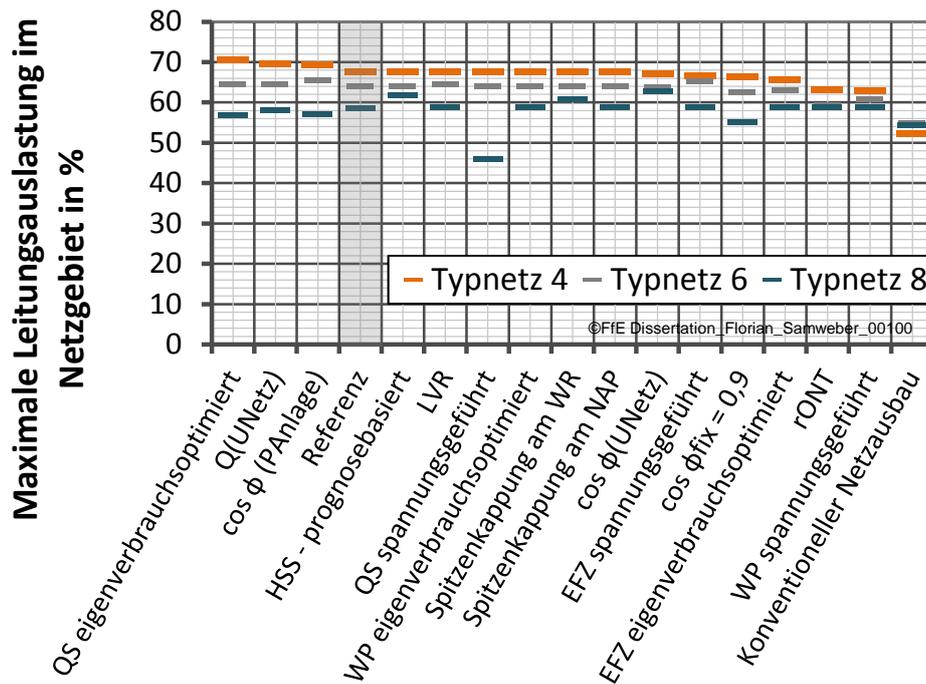


Abbildung 6-14: Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in den untersuchten Typnetzen

6.2.4 Vergleich der Auswirkungen auf die Leitungsverluste im Netzgebiet

Die Analyse der jährlichen Leitungsverluste im Netzgebiet für einzelne Netzoptimierende Maßnahmen und einzelne Verteilungen ist nicht nur in Bezug auf die notwendige Verlustenergiebeschaffung relevant. Indirekt können durch den Vergleich auch Rückschlüsse auf das mittlere Spannungsniveau im Netzgebiet gezogen werden. Durch hohe Spannungen sinken die Verluste, durch niedrige steigen diese. Da durch die gewählten Durchdringungsgrade einzelner Komponenten sowohl hohe als auch niedrige Spannungen auftreten (vergleiche Abschnitt 6.2.1), sind die Aussagen nur bedingt auf das mittlere Spannungsniveau übertragbar.

Es zeigt sich, dass im Typnetz 4 die Spannweite der auftretenden Leitungsverluste mit 2.000 kWh zwischen einzelnen Verteilungen, bezogen auf die mittleren Leitungsverluste aller Netzoptimierenden Maßnahmen von ca. 3.500 kWh, groß ist. Dies spiegelt insbesondere die Auswirkungen des unterschiedlichen Nutzerverhaltens wieder - gemäß den Simulationsvorgaben ist bei jeder Verteilung an jedem Hausanschluss eine Wohneinheit, ein Elektrofahrzeug sowie eine elektrische Heizung installiert.

Einen Überblick über die jährlichen Leitungsverluste im Netzgebiet bei Einsatz der verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen und bei Analyse der einzelnen Verteilungen gibt **Abbildung 6-15**.

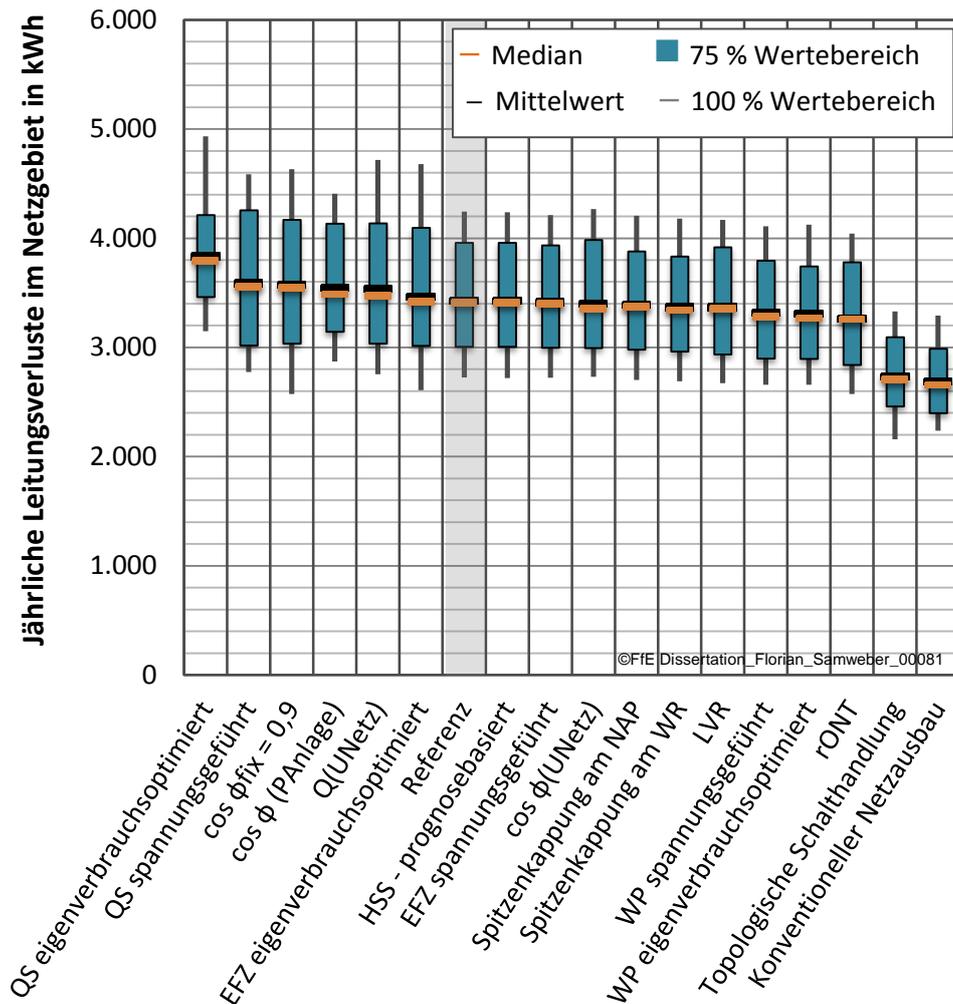


Abbildung 6-15: Jährliche Leitungsverluste für alle untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4

Die geringsten Leitungsverluste treten bei den Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“ und „topologische Schalthandlungen“ auf. Im Vergleich zur Referenz reduzieren sich die lokalen Leitungsverluste im Untersuchungsfall im Mittel um 720 kWh (21 %). Beide reduzieren die Netzimpedanz, erhöhen damit die mittlere Spannung im (hier lastgeprägten) Netzgebiet. In der Folge sinken damit die Leitungsverluste.

Die Leitungsverluste des Quartierspeichers sind besonders hoch. Dies ist damit zu begründen, dass die zu übertragende Energiemenge im Netzgebiet durch dieses zusätzliche Netzelement ansteigt.

Vergleich der mittleren Emissionen in allen untersuchten Netzgebieten

Zum Vergleich der Leitungsverluste in den einzelnen untersuchten Typnetzen eignet sich die Normierung auf die Anzahl der Wohneinheiten in den jeweiligen Netzgebieten. Bezogen auf die 45 Einzelhaushalte im untersuchten Typnetzgebiet 4 ergeben sich hier jährliche Leitungsverluste von durchschnittlich 76 kWh je Wohneinheit und Jahr. In Typnetz 6 mit 83 Wohneinheiten betragen diese im Mittel 47 kWh, in Typnetz 8 mit 15 Wohneinheiten 157 kWh je Wohneinheit und Jahr. Die Unterscheidung für die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen und Typnetze ist **Abbildung 6-16** zu entnehmen.

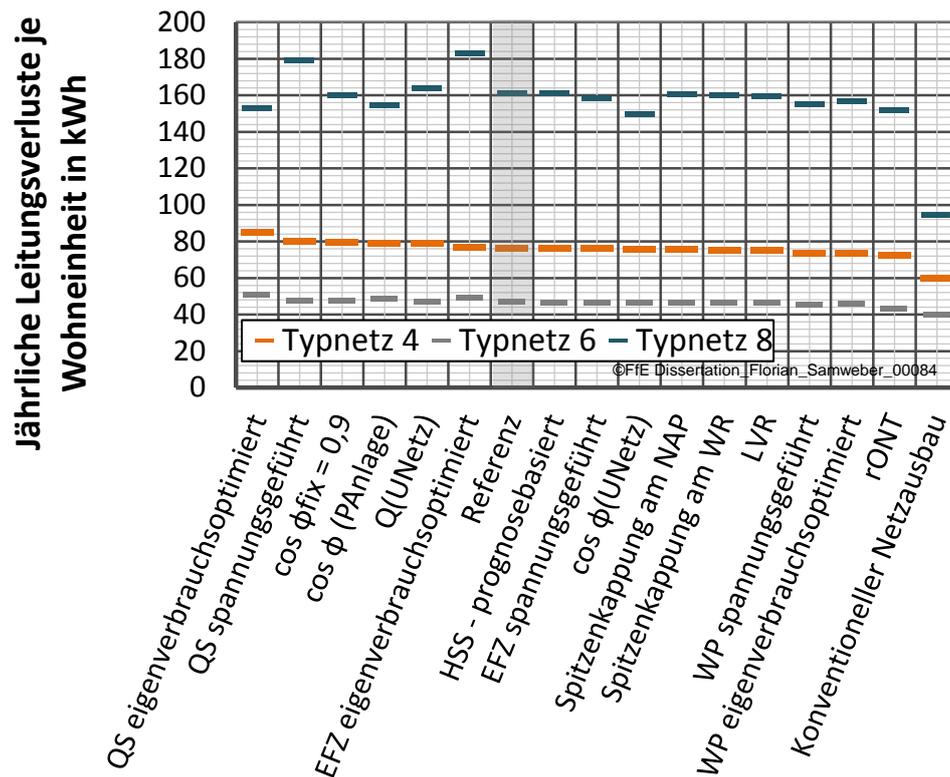


Abbildung 6-16: Jährliche Leitungsverluste je Netzoptimierender Maßnahme, Wohneinheit und Typnetz

6.2.5 Vergleich des Eigendeckungsgrades

Der Eigendeckungsgrad beschreibt, in wie weit sich ein Netzgebiet durch eigene Erzeugungsanlagen selbst versorgen kann. Dieser Wert ist insbesondere für lokale Stromversorgungskonzepte sowie aus Marketingsicht interessant.

Vergleich des Eigendeckungsgrades in Typnetz 4

Die Analyse zeigt, dass der Eigendeckungsgrad durch einen spannungsgeführten Quartierspeicher abnimmt. Grund ist, dass dieser in den Zeiten, in denen er sich in seinem Totband befindet zusätzliche Energie mit dem überlagerten Mittelspannungsnetz austauscht. Damit steigt der gesamte Energiebezug im Verhältnis zur selbst erzeugten Energiemenge. Die größte Erhöhung des Eigendeckungsgrades ist im Gegenzug mit einer eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung des Quartierspeichers möglich. Während auch alle anderen eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerungen zu einer leichten Erhöhung des Eigendeckungsgrades beitragen, bestätigt sich die Annahme, dass Spitzenkappungen zu einer leichten Reduktion des Eigendeckungsgrades führen (vergleiche **Abbildung 6-17**).

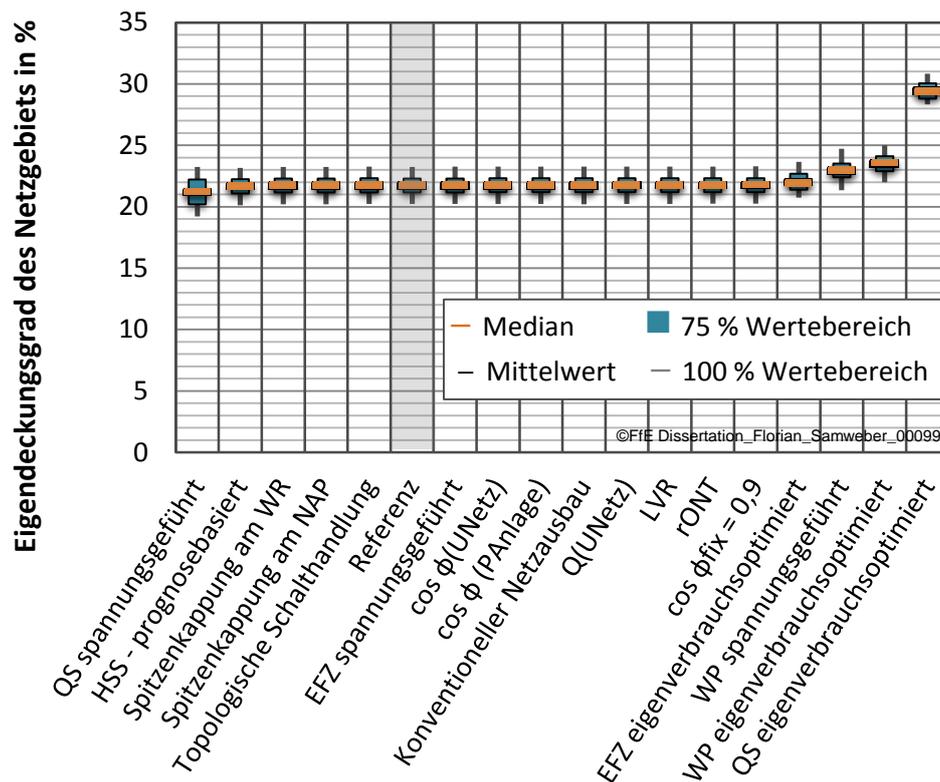


Abbildung 6-17: Vergleich des Eigendeckungsgrades des Typnetz 4 bei Einsatz der verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen

In Ergänzung zum Eigendeckungsgrad kann auch der Eigenverbrauchsgrad, der den Anteil der selbst verbrauchten Erzeugung im eigenen Netzgebiet am Verbrauch wiedergibt als Bewertungsgröße dienen. Die Reihung der Netzoptimierenden Maßnahmen in Bezug auf diese Kenngröße ist dabei identisch zu der des Eigendeckungsgrades. Die einzelnen Ergebnisse sind der **Abbildung 10-7** in Anhang 10.6 zu entnehmen.

Vergleich des Eigendeckungsgrades in allen untersuchten Typnetzen

Bei der Analyse des Eigendeckungsgrades in allen untersuchten Typnetzen zeigt sich ein ähnliches Verhalten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen (vergleiche **Abbildung 6-18**). Auffällig ist insbesondere, dass bei über der Hälfte der Netzoptimierenden Maßnahmen keine nennenswerten Unterschiede gegenüber der Referenz zu verzeichnen sind.

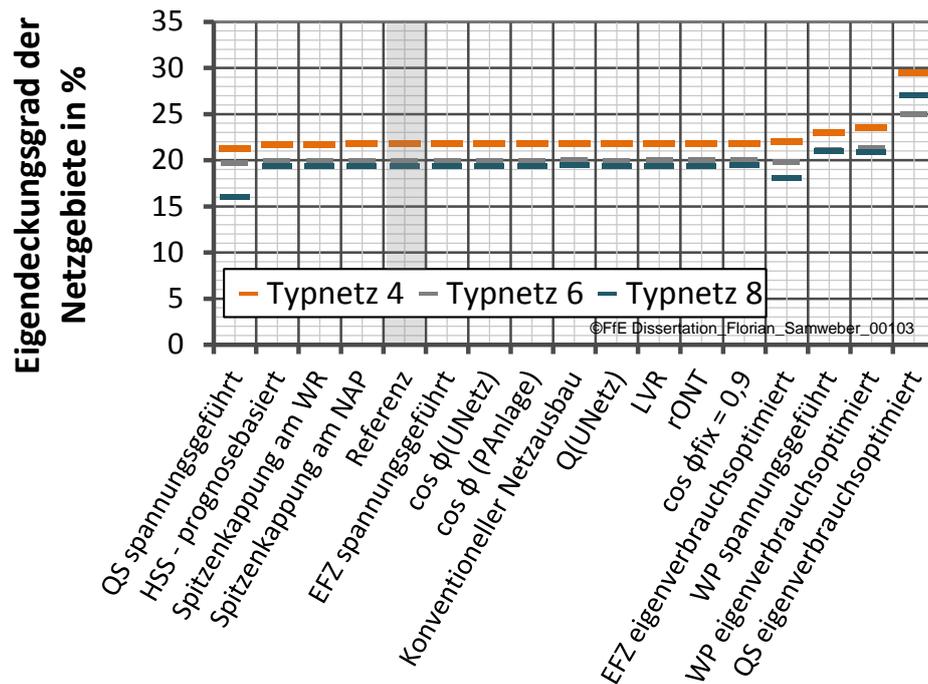


Abbildung 6-18: Resultierender Eigendeckungsgrad in den untersuchten Netzgebieten

6.2.6 Vergleich der Auswirkungen auf die Emissionsbilanz

Der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen resultiert nicht nur wie gezeit in einer Veränderung der Verluste im Netzgebiet. Vielmehr ändert sich auch der zeitliche Verlauf der aus der Mittelspannung bezogenen bzw. in diese zurückgespeiste Energiemenge. In der Folge variieren auch die kumulierten Emissionen im Netzgebiet, welche wie in Abschnitt 4.4.5 beschrieben mit dem zum jeweiligen Zeitpunkt im Jahr 2030 gültigen Emissionsmixes errechnet werden.

Mit einer Spannweite von bis zu 26 t CO₂ Äquivalent, welche einem prozentualen Anteil von etwa 25 % an den mittleren Emissionen entsprechen, ist der Unterschied zwischen den einzelnen Maßnahmen geringer als zwischen einzelnen Verteilungen.

Während zahlreiche Netzoptimierende Maßnahmen im Vergleich zur Referenz nur minimale Veränderungen aufweisen, führt insbesondere die spannunggeführte Fahrweise des Quartierspeichers zu einer Erhöhung der Emissionen im Netzgebiet. Mit einer Erhöhung um im Mittel 4,4 t CO₂ Äquivalent resultiert diese Netzoptimierende Maßnahme in den höchsten Emissionen im Netzgebiet. Die größte Reduktion der Emissionen kann durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung des Quartierspeichers erzielt werden (vergleiche **Abbildung 6-19**).

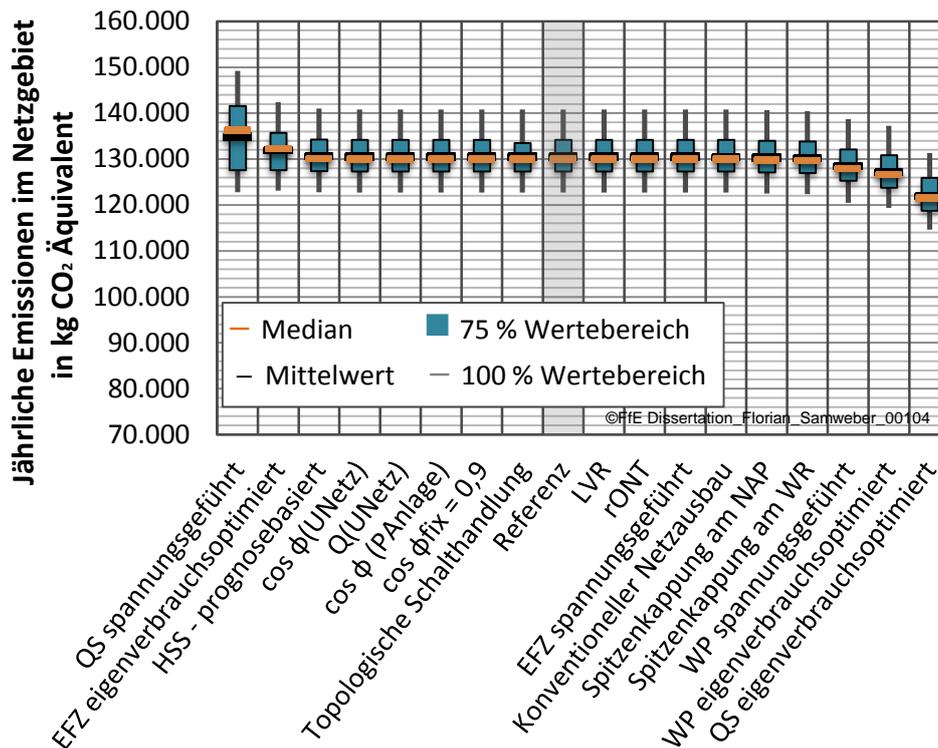


Abbildung 6-19: Vergleich der jährlichen Emissionen der aus den überlagerten Netzebenen bezogenen elektrischen Energie für Typnetz 4

Sensitivität – Bilanzierung der Rückspeisung nach der Methode des letzten Kraftwerks

In obigem Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen erhält der Bilanzraum des Netzgebiets keine Gutschrift für die elektrische Energie, die in höhere Netzebenen zurückgespeist wird. Eine solche Bilanzierung ist beispielsweise über die in Abschnitt 4.4.5 beschriebene Methodik des letzten Kraftwerks möglich. Dabei werden die Emissionen des zum Zeitpunkt der Rückspeisung aus Betriebskostensicht teuersten laufenden Kraftwerks ermittelt und dem Netzgebiet gutgeschrieben, da die Leistung dieses Kraftwerks theoretisch reduziert werden könnte.

Der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen ergibt einen zur obigen Reihung konträren Effekt. Der eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher weist dann die höchsten Emissionen auf (vergleiche **Abbildung 10-5** in Anhang 10.6).

Die Methodik zeigt zwar anschaulich auf, welchen positiven Effekt zusätzliche Photovoltaikanlagen auf die Emissionen haben, stößt hier aber an ihre Grenzen. Während in der Referenz Simulation dem Netzgebiet für jede Rückgespeiste kWh im Mittel 616 g CO₂ Äquivalent gutgeschrieben werden, wird durch Verwendung des eigenverbrauchsoptimierten Quartierspeicher deutlich weniger Energie in die höheren Netzebenen zurückgespeist. Damit werden dem Netzgebiet auch weniger Emissionen gutgeschrieben. In der Folge verschlechtert sich die Emissionsbilanz im betrachteten Bilanzraum.

Vergleich der Emissionen für alle untersuchten Typnetzgebiete

Bei einer Analyse aller Netzgebiete zeigt sich, dass die Reihung der Netzoptimierenden Maßnahmen in Bezug auf deren Beeinflussung der Emissionsbilanz, in allen

untersuchten Netzgebieten, abgesehen von der absoluten Höhe, weitgehend identisch ist. Der Vergleich der über alle Verteilungen gemittelten Emissionen je Wohneinheit und Netzgebiet ist in **Abbildung 6-20** dargestellt.

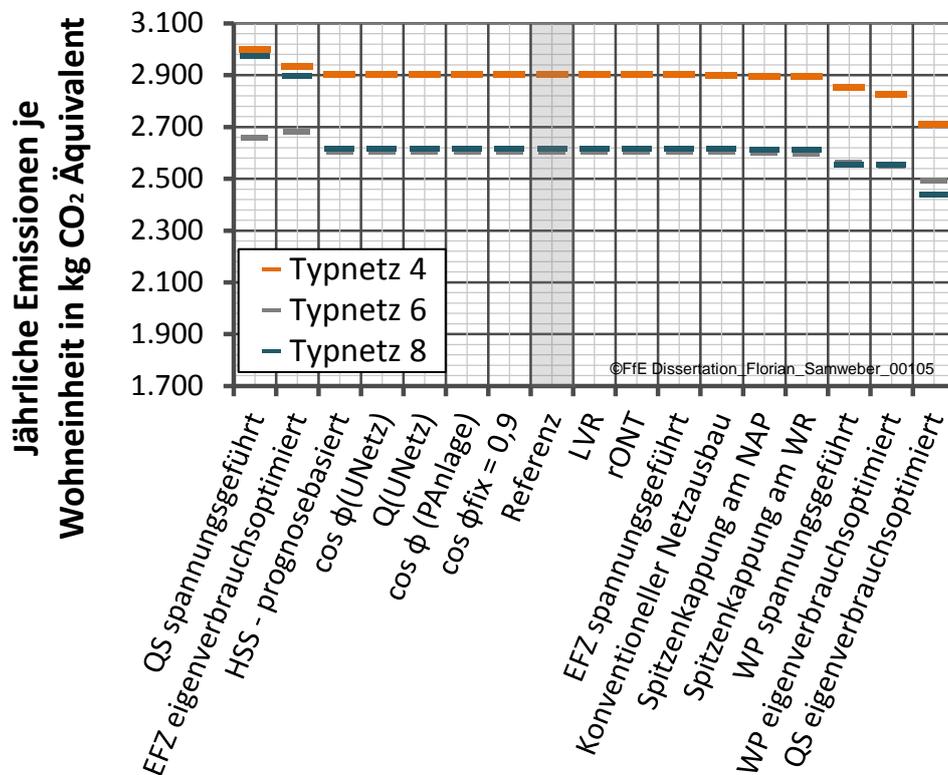


Abbildung 6-20: Vergleich der jährlichen Emissionen je Wohneinheit in den untersuchten Typnetzen 4, 6 und 8

Kritische Betrachtung der Ergebnisse

Anzumerken ist, dass die Auswertung insbesondere vom gewählten Szenario und dem daraus resultierenden zeitlichen Verlauf des Emissionsmixes in Deutschland abhängt. Beispielsweise der Quartierspeicher, der bei der eigenverbrauchsoptimierten Fahrweise die im Netzgebiet erzeugte Photovoltaikenergie insbesondere von den Tagstunden auf die Nachtstunden verschiebt, würde im Vergleich mit anderen Netzoptimierenden Maßnahmen von höheren Emissionen in den Nachtstunden profitieren.

6.2.7 Fazit des simulativen Vergleichs der Netzoptimierenden Maßnahmen

Der simulative Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen in verschiedenen Bewertungsdimensionen zeigt leichte Verschiebungen in den jeweiligen Maßnahmenreihenungen zwischen den einzelnen Bewertungsdimensionen.

Die Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“, „topologische Schalthandlungen“, „Längsregler“ und „regelbarer Ortsnetztransformator“ verbessern die einzelnen Kennwerte qualitativ gesehen am häufigsten. Netzorientierte Maßnahmen, insbesondere eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerungen einzelner Komponenten, können im Untersuchungsfall nur wenig beitragen, um die Kennwerte gegenüber der Referenz zu verbessern.

Um diese qualitative Einschätzung zu belegen, erfolgt die Analyse in Abschnitt 6.4 mit Hilfe eines quantifizierenden Vergleichsansatzes.

6.3 Vergleichende ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen

Während im obigen simulativen Vergleich nur solche Kennwerte untersucht werden, welche sich direkt aus der Simulationsauswertung ergeben, erfolgt in diesem Abschnitt eine ökonomische Analyse der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Diese basiert teilweise auf Parametern aus der Simulation.

6.3.1 Vorüberlegungen zum ökonomischen Vergleich

Die ökonomische Analyse kann prinzipiell aus verschiedenen Sichtweisen erfolgen. Verschiedene Akteure verfolgen mit den einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen unterschiedliche Interessen. Diese variieren wiederum zwischen den einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen.

Vielzahl an Akteuren ist von einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen betroffen

Wie bereits in Kapitel 3.3 erläutert, lassen sich die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in die Kategorien „netzoptimierende Betriebsmittel“, „netzoptimierte Betriebsführung“ und „netzorientierte Maßnahmen“ unterteilen. Während von Maßnahmen aus den ersten beiden Kategorien insbesondere der Netzbetreiber an sich betroffen ist, befinden sich netzorientierte Maßnahmen vor allem im Besitz von Haushalten und sonstigen Dritten. Diese verfolgen mit den jeweiligen Komponenten einen Zweck, welcher außerhalb der Netzoptimierung liegt. Dies können beispielsweise die Beheizung des eigenen Hauses mit Wärmepumpen oder die Erhöhung des eigenen Eigenverbrauchs mit Hausspeichersystemen sein. Diese Komponenten werden folglich von den jeweiligen Akteuren nicht gekauft, um das Stromnetz zu optimieren. Um zur Netzoptimierung beizutragen muss für die Nutzung netzorientierter Maßnahmen eine Vereinbarung zwischen den einzelnen Akteuren getroffen werden.

Aufteilung der Kosten auf einzelne Akteure

Um einen praxisnahen Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen zu gewährleisten, ist es nicht sinnvoll die vollen Investitionskosten für netzorientierte Maßnahmen anzusetzen. Da einzelne Haushalte wie oben erläutert keine Wärmepumpen installieren werden nur um das Stromnetz zu optimieren, wird hier angenommen, dass die spannungsgeführte Ladesteuerung für den Nutzer den gleichen Komfort bei der Wärmebereitstellung bietet. Für die Netzoptimierung fallen dann nur zusätzliche Kosten für die IKT-Infrastruktur an, welche notwendig ist um lokal die Spannung zu messen und entsprechend zu regeln. Eine zusätzliche Entschädigung der Eigentümer der Wärmepumpe erfolgt in diesem Fall nicht.

Gewinnsteigerung durch Einsatz bestimmter Netzoptimierender Maßnahmen

Die aktuell in Deutschland gültige Anreizregulierung unterscheidet zwischen Investitions- und Betriebskosten. Während für die netzoptimierende Betriebsführung und netzorientierte Maßnahmen insbesondere Betriebskosten anfallen, ist der

Investitionsanteil von netzoptimierenden Betriebsmitteln hoch. Aktuell werden bei Netzbetreibern die Investitionskosten verzinst. Damit können Netzbetreiber ihren Gewinn erhöhen, wodurch ein gewisser Anreiz für solche Maßnahmen besteht. /FFE-31 16/

Fazit zu Vorüberlegungen zum ökonomischen Vergleich

Die Vorüberlegungen zeigen die Diskrepanz zwischen den Interessen der einzelnen Akteure auf. Durch Berechnung der vollständigen Investitionskosten, beispielsweise von Wärmepumpen, könnte die ökonomische Bewertung beliebig beeinflusst werden. Im Folgenden werden nur die durch den Einsatz der Netzoptimierenden Maßnahmen zusätzlich entstehenden Kosten bilanziert. Sie werden mit Hilfe der sogenannten annuitätischen Kosten, die sowohl Betriebs- als auch Investitionskosten einschließen aggregiert.

6.3.2 Vergleich der wirtschaftlichen Parameter

Die Kosten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen sind bereits in Abschnitt 4.4.6 aufgeführt und erläutert. Im folgenden Abschnitt erfolgt der Vergleich der Kosten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen gemäß ihrer jeweiligen Dimensionierung, welche sich aus dem simulativen Vergleich der Maßnahmen in Kapitel 6.2 ergibt.

Die Analyse der Kosten zeigt, dass sich die höchsten Kosten für den Quartierspeicher ergeben. Grund ist, dass hier die vollen Investitionskosten auf die annuitätischen Kosten umgelegt werden und kein Bonus für mögliche Multi-Use Ansätze eingerechnet wird. Die großen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Typnetzen kommen daher, dass für alle drei Typnetze eine identische Dimensionierung gewählt wurde. Daher, dass sich in Typnetz 4 45 Wohneinheiten, in Typnetz 6 83 Wohneinheiten und in Typnetz 8 15 Wohneinheiten befinden, ergeben sich entsprechende Unterschiede in den annuitätischen Kosten je Wohneinheit.

An zweiter Stelle nach dem Quartierspeicher steht der konventionelle Netzausbau. Die Kosten ergeben sich hier daraus, dass in Typnetz 4 ein zusätzliches Kabel von 438 m verbaut wird, in Typnetz 6 eines mit 271 m und in Typnetz 8 einem mit 476 m.

Auch für den LVR wie auch den rONT ergeben sich kleine Kostendifferenzen zwischen den einzelnen Netzgebieten. Diese sind zu einem kleinen Teil auf die Dimensionierung der Komponenten in den einzelnen Netzgebieten zurückzuführen. Die größte Differenz ergibt sich jedoch auch hier durch die unterschiedlich hohe Anzahl an Wohneinheiten im Netzgebiet.

Sowohl für Wärmepumpen als auch für Elektrofahrzeuge ergeben sich gemäß der obigen Festlegung nur IKT-Kosten und nicht auch zusätzliche Kosten für die Entschädigung der Haushalte.

Topologische Schalthandlungen sind nur in Typnetz 4 und in Typnetz 6 möglich. Hier beschränken sich die Kosten auf einen Techniker, welcher die Schalthandlung im entsprechenden Verteilerkasten durchführt.

Für alle weiteren Netzoptimierenden Maßnahmen ergeben sich aus sich der Netzbetreiber keine zusätzlichen Kosten.

Für die sich aus obiger Simulation ergebende Dimensionierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen sind alle annuitätischen Kosten je Wohneinheit für die drei untersuchten Typnetze aus **Abbildung 6-21** zu entnehmen.

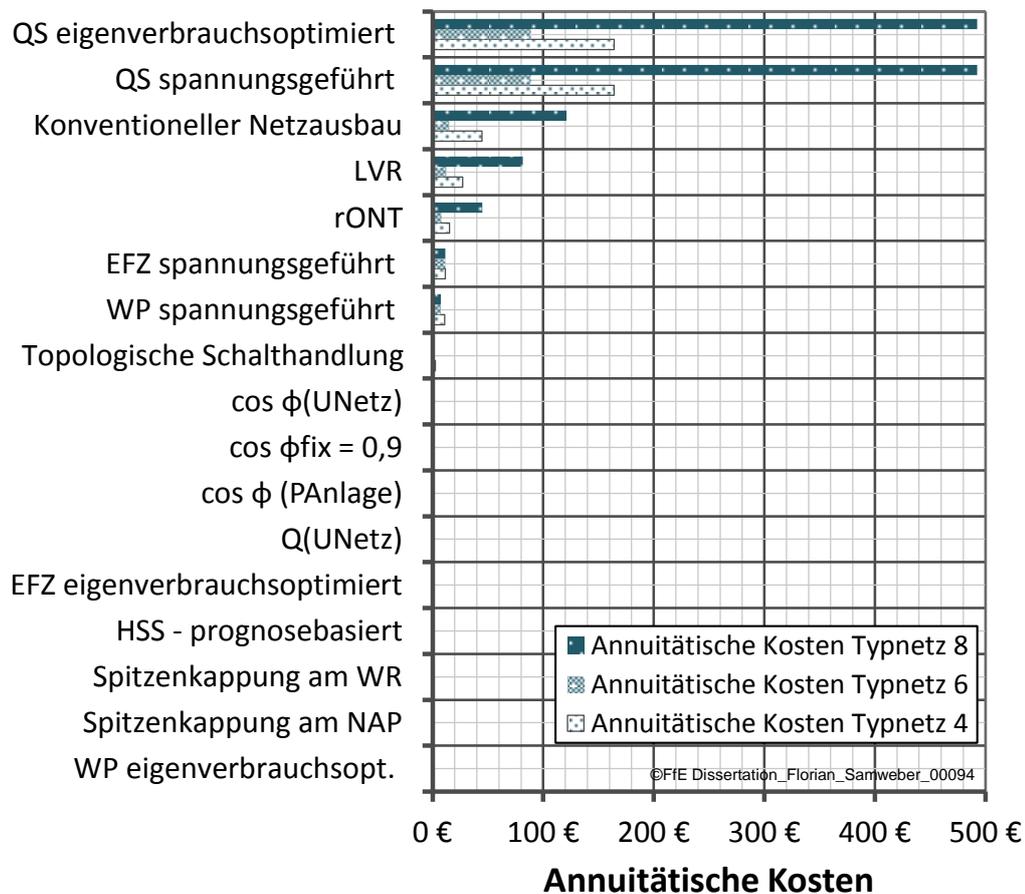


Abbildung 6-21: *Annuitätische Kosten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen je Wohneinheit unter Zugrundelegung der Dimensionierung, aus Kapitel 6.2*

6.3.3 Weiterführende wirtschaftliche Bewertung

Die Analyse zeigt, dass die annuitätischen Kosten insbesondere für Maßnahmen aus der Kategorie der netzorientierten Maßnahmen sowie der netzoptimierenden Betriebsführung überwiegend sehr gering sind. Der Quartierspeicher stellt hier eine Ausnahme dar, da hier die vollständigen Investitionskosten angesetzt werden. Durch eine sogenannte Multi-Use Nutzung die eine Vermarktung des Quartierspeichers zu Zeitpunkten in denen er nicht zur Netzoptimierung benötigt wird ermöglicht, könnte dieser in der Reihung der Maßnahmen weiter nach vorne kommen.

6.4 Aggregation des Vergleichs der verschiedenen Bewertungsdimensionen

Die obige Analyse der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in Bezug auf die Bewertungsdimensionen zeigt deren Eignung in teilweise verschiedenen Kategorien. Je nach Anwendungsfall sind die Anforderungen an sowie die Möglichkeiten von einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen verschieden. Im Abschluss von Kapitel 6.2 wurden daher die Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“, „topologische

Schalthandlungen“, „Längsregler“ und „regelbarer Ortsnetztransformator“ rein qualitativ am für die notwendige Netzoptimierung geeignetsten identifiziert. Im Folgenden wird auf Basis eines quantifizierenden Ansatzes versucht die Eignung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen zu objektivieren.

6.4.1 Vorgehen zur Aggregation der einzelnen Bewertungsdimensionen

Um die Erkenntnisse des systematischen Vergleichs in der Praxis umsetzen zu können, wird ein zweistufiges Verfahren vorgeschlagen. In einem ersten Schritt erfolgt dabei eine Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen auf deren Eignung zur Integration der neuen Verbraucher. In einem zweiten Schritt wird eine Gewichtung mit allen weiteren Bewertungskriterien vorgenommen.

Feststellung der technischen Eignung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen

In der Praxis muss eine Netzsimulation zeigen, ob im jeweiligen Netz mit der jeweiligen aktuellen bzw. zukünftigen Last- und Erzeugungssituation der Einsatz einer Netzoptimierenden Maßnahme dazu führt, dass alle technischen Vorgaben eingehalten werden können. Nur Maßnahmen, welche den technischen Anforderungen gerecht werden und aufgrund der lokalen Verfügbarkeit, oder sonstiger Restriktionen (beispielsweise geeigneter Standort für Quartierspeicher) auch tatsächlich zum Einsatz kommen können, sollten auch auf die weiteren Bewertungsdimensionen hin untersucht werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden für alle Netzoptimierenden Maßnahmen zahlreiche Last- und Erzeugungsverteilungen untersucht. Dies führt dazu, dass sich immer (wenn auch nur einzelne) Fälle ergeben, in welchen jede Netzoptimierende Maßnahme im Hinblick auf die technischen Vorgaben prinzipiell eingesetzt werden kann.

Für die ganzheitliche Bewertung erfolgt in einem nächsten Schritt die Erstellung einer einheitlichen Bewertungsgrundlage, welche für einen systematischen Vergleich essentiell ist.

Methodik des morphologischen Kastens als Grundlage für die Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen

Wie bereits oben gezeigt stehen verschiedene Netzoptimierende Maßnahmen zur Verfügung, die prinzipiell zur Anpassung der Netzinfrastruktur an neue Belastungen eingesetzt werden können. Mit dem von dem Schweizer Astrophysiker Fritz Zwicky unter anderem auf Basis des Periodensystems der Elemente entwickelten morphologischen Kasten /ZWICKY-01 57/ ist eine solche systematische Analyse der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen möglich. /FFE-39 15/

Der morphologische Kasten stellt eine einheitliche Datengrundlage dar, die ähnlich wie ein Datenblatt für jede Netzoptimierende Maßnahme die gleichen Bewertungskriterien umfasst. Diese Bewertungskriterien werden für alle Netzoptimierenden Maßnahmen mit einer einheitlichen Bewertungsskala ermittelt. Der Anzahl an Kriterien sind dabei keine Grenzen gesetzt. Im Projekt MONA wurden beispielsweise ca. 70 Kriterien aus den Bereichen „Technologie“, „Wirtschaft“, „sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ sowie „Gesellschaft und Umwelt“ ermittelt /FFE-15 17/. Vorteil dieser

Methodik ist, dass die einzelnen Kriterien von den jeweiligen Experten unabhängig von den anderen Kriterien bewertet werden können.

Im Rahmen dieser Arbeit im Zuge einer vereinfachten Nutzwertanalyse werden lediglich die oben diskutierten Bewertungsdimensionen als Kriterien (*Im Folgenden synonyme Begriffsverwendung*) untersucht. Der folgende Vergleich hat damit jedoch nicht die Güte, welche möglich wäre, wenn alle Kriterien berücksichtigt werden würden.

Die Bewertungsskalen der einzelnen, oben betrachteten Bewertungsdimensionen sind alle quantifiziert, so dass keine Einordnung in diskrete Ausprägungen notwendig war. Bei solchen diskreten Skalen kann die Methodik jedoch prinzipiell analog durchgeführt werden.

Messvorschriften für die Vergabe von Punktwerten

Um die einzelnen Bewertungsdimensionen aggregieren zu können, erfolgt in einem nächsten Schritt eine Zuordnung von Punktwerten. Diese Zuordnung muss, um die Objektivität des Vergleichs zu gewährleisten, mit einer eindeutigen Berechnungsvorschrift erfolgen.

Für die hier untersuchten Bewertungsdimensionen werden die unten stehenden Berechnungsvorschriften vorgeschlagen und im Folgenden angewendet. Bei allen Kriterien bedeutet ein Punktwert von Zehn eine sehr gute Eignung der Maßnahme in Bezug auf das jeweilige Kriterium. Maßnahmen mit einem Punktwert von null sind ungeeignet. Die jeweilige Ausprägung ist immer im Verhältnis zu den erzielten Punktwerten der anderen Netzoptimierenden Maßnahmen zu sehen.

- **Minimale Spannung im Netzgebiet:** Bei diesem Kriterium wird analysiert, wie viele Last- und Erzeugungsverteilungen nicht das untere Spannungsband von 0,9 pu unterschreiten. Der Punktwert ergibt sich aus der Relation zur gesamten Anzahl an analysierten Verteilungen, multipliziert mit Faktor zehn.
- **Maximale Spannung im Netzgebiet:** Die Punktwertvergabe für diese Bewertungsdimension erfolgt analog zur Punktvergabe bei der minimalen Spannung. Zehn Punkte erreichen Maßnahmen bei denen keine Last- und Erzeugungsverteilung in keinem Zeitschritt den Spannungsgrenzwert von 1,1 pu überschreitet.
- **Leitungsauslastung:** Bei dieser Kenngröße erhält die (theoretische) Maßnahme Zehn Punkte, welche die maximale Leitungsauslastung im Netzgebiet auf 0 % reduziert. Keine Punkte erzielen alle Netzoptimierenden Maßnahmen, bei denen die maximale Leitungsauslastung mehr als 100 % beträgt.
- **Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes:** Für die Übersetzung dieses Kriteriums wird die mittlere Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes analysiert. Zehn Punkte erhalten Netzoptimierende Maßnahmen bei denen dieser Wert null Stunden beträgt. Null Punkte erhält die Maßnahme mit dem höchsten Referenzwert im schwächsten Typnetz. Die Verteilung zwischen diesen beiden Extrema erfolgt linear.
- **Emissionen im Netzgebiet:** Die Vergabe der Punktwerte erfolgt analog zu der Bewertung der Dauer außerhalb des Spannungsbandes. Bewertet werden dabei die auf die im Netzgebiet angeschlossenen Wohneinheiten bezogenen Werte.

- Eigendeckungsgrad: Hier werden die vollen Zehn Punkte für Maßnahmen vergeben, welche einen Eigendeckungsgrad von 100 % erzielen. Maßnahmen welche einen Eigendeckungsgrad von 0 % nach sich ziehen erhalten einen Punktwert von Null. Dazwischen werden die Punkte linear vergeben.
- Leitungsverluste im Netzgebiet: Die Vergabe der Punktwerte erfolgt hier analog zu der der Dauer außerhalb des Spannungsbandes. Bewertet werden auch hier die auf die im Netzgebiet angeschlossenen Wohneinheiten bezogenen Werte.
- Wirtschaftliche Bewertung: Die Berechnung erfolgt analog zur Bewertung der Leitungsverluste im Netzgebiet.

Gewichtung der einzelnen Bewertungsdimensionen untereinander

Um die einzelnen Kriterien in einem nächsten Schritt zu einem Gesamtwert zu aggregieren, müssen diese untereinander gewichtet werden. Eine solche Gewichtung kann beispielsweise unter Verwendung des sogenannten SIMOS-Verfahrens erfolgen. Dabei legen verschiedene Experten, Beteiligte oder sonstige Entscheidungsträger gemeinsam den jeweiligen Beitrag eines Kriteriums zum Endergebnis fest.

Da ein solches Verfahren in der Praxis je nach Zusammensetzung der Beteiligten unterschiedliche Ergebnisse liefert, wird im Folgenden eine Gleichgewichtung der einzelnen Bewertungsdimensionen unterstellt.

6.4.2 Exemplarischer aggregierter Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen

Die oben skizzierte Methodik wird im Folgenden auf die untersuchten drei Typnetze angewendet. Damit wird eine mögliche Quantifizierung des Vergleichs aufgezeigt.

Beispielhafte Aggregation der Bewertungskriterien für das Typnetz 4

Im untersuchten Typnetz 4 zeigt sich, dass der konventionelle Netzausbau den höchsten Punktwert erzielen kann. Der Längsregler folgt an zweiter Stelle vor dem regelbaren Ortsnetztransformator. Auch die Blindleistungsregelungen können im Vergleich zu den sonstigen untersuchenden Maßnahmen einen leicht erhöhten Punktwert erzielen. Eine Aufteilung der Punktwerte in die einzelnen Bewertungsdimensionen ist **Abbildung 6-22** zu entnehmen.

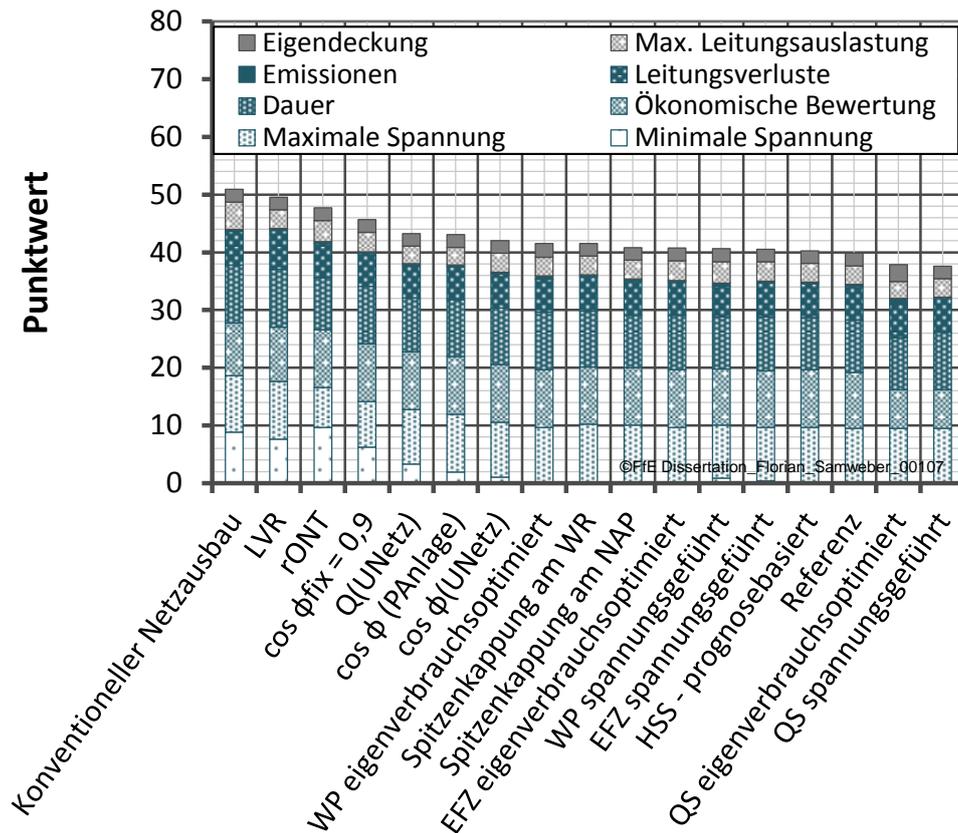


Abbildung 6-22: Aggregation der Punktwerte in den einzelnen Bewertungskategorien für Typnetz 4

Aggregation der einzelnen Bewertungskriterien im Vergleich aller untersuchten Typnetze

Die Reihung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen unterscheidet sich geringfügig in den einzelnen Netzgebieten. Im Gegensatz zu Typnetz 4 steht in Typnetz 6 die $\cos \varphi_{\text{fix}} = 0,9$ -Regelung an erster Stelle vor der $Q(U_{\text{Netz}})$ -Regelung sowie dem regelbaren Ortsnetztransformator. Durch die Dimensionierung des konventionellen Netzausbaus befindet sich dieser hier an vierter Stelle.

In Typnetz 8 erzielt der konventionelle Netzausbau vor dem regelbaren Ortsnetztransformator den höchsten Punktwert. Erst anschließend folgen die einzelnen Blindleistungsregelungen.

Bei der Analyse der sich ergebenden summierten Punktwerte für alle drei untersuchten Typnetze zeigt sich, dass in der Summe der konventionelle Netzausbau mit 148,6 Punkten den höchsten Wert erzielt. Gefolgt wird er vom regelbaren Ortsnetztransformator (138,0 Punkte) sowie der $\cos \varphi_{\text{fix}} = 0,9$ Blindleistungsregelung (135,4 Punkte), dem Längsregler (131,3 Punkte) und $Q(U_{\text{Netz}})$ (131,0 Punkte). An letzter Stelle stehen der spannungsgeführte (99,5 Punkte) sowie der eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher (103,3 Punkte). Sie erzielen damit rund 30 % weniger Punkte als der konventionelle Netzausbau. Einen Überblick über die Einzelergebnisse gibt **Abbildung 6-23**.

Die genauen vergebenen Punktwerte gemäß der obigen Bewertungsvorschriften sind **Tabelle 10-3** bis **Tabelle 10-5** in Anhang 10.7 zu entnehmen.

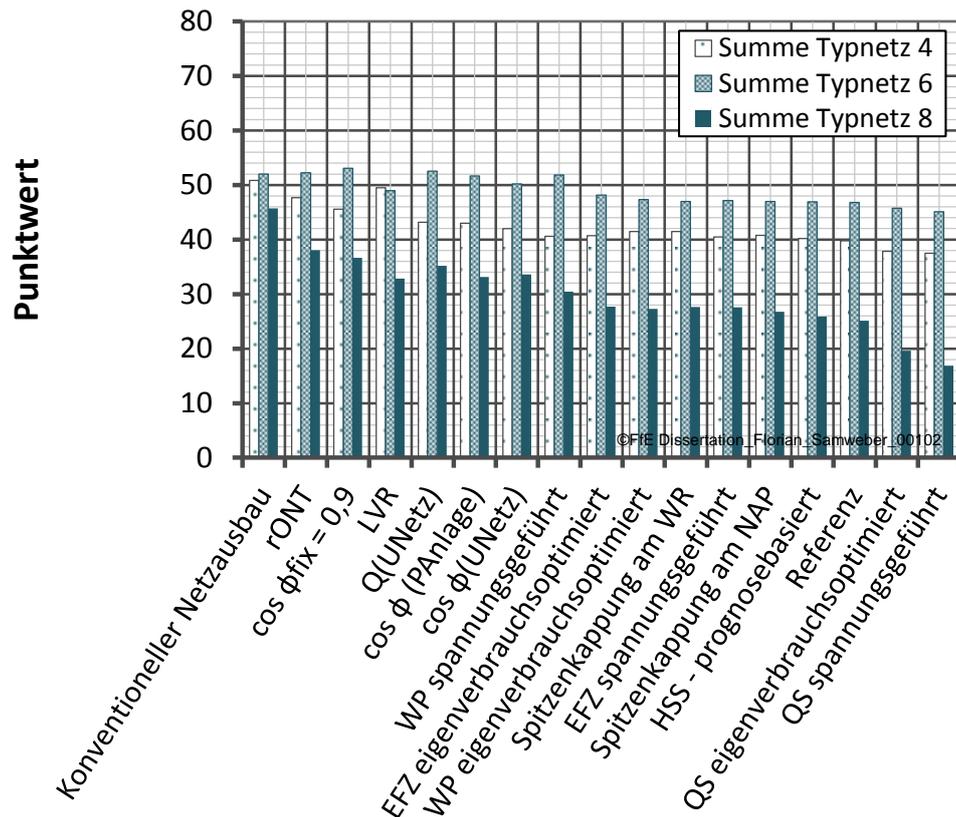


Abbildung 6-23: Vergleich der Punktwerte in allen drei untersuchten Typnetzen, sortiert in absteigender Reihenfolge nach der Summe aller drei Netzgebiete

Grenzen der vorliegenden Aggregation der einzelnen Bewertungsdimensionen

Die vorliegende gleichverteilte Gewichtung schließt sowohl technische Kriterien, wie auch alle anderen Bewertungsdimensionen mit ein. Prinzipiell kann folglich auch eine Maßnahme, welche keine Spannungsbandprobleme behebt einen hohen Punktwert erzielen. In der Praxis muss daher zwingender Weise eine Einzelfalluntersuchung erfolgen.

Auf Grund dessen, dass der Anteil der Last- und Erzeugungsverteilungen bei der Punktwertbestimmung der technischen Kriterien eingeht, kann die obige Aggregation der einzelnen Bewertungsdimensionen als Trend für die Auswahl von Standardbetriebsmitteln unter den in Kapitel 5 hergeleiteten Rahmenbedingungen gesehen werden.

6.5 Fazit des systematischen Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen

Die Einzelanalysen der Netzoptimierenden Maßnahmen „Wärmepumpen zur Netzentlastung“ und „Elektrofahrzeuge zur Netzentlastung“ zeigen die Sensitivität der Parameter auf, welche Einfluss auf die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen haben.

Die spannungsgeführte Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge kann Verletzungen des unteren Spannungsbandes reduzieren, in dem die Ladeleistung zu diesen Zeitpunkten verringert wird. Mit der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung wird über das Jahr gesehen ein großer Anteil der Ladeenergie von den Nachmittag- und Abendstunden in

die frühen Morgen- und Mittagsstunden verschoben. Damit können Verletzungen des unteren Spannungsgrenzwerts reduziert werden. Bei einer Erhöhung der Ladeleistung zu Zeiten hoher PV-Einspeisung können hohe Spannungen im Netzgebiet vermieden werden. Allerdings zeigend die Untersuchungen, dass durch die Reduktion der Ladeleistung der wenigen Fahrzeuge, welche mittags im Netzgebiet angeschlossen sind, die maximale Rückspeisung in einzelnen Netzsträngen und damit die maximale Spannung im Netzgebiet durch diese Steuerung auch ansteigen kann. Die Kombination der eigenverbrauchsoptimierten mit der spannungsgeführten Ladesteuerungen führt aus Sicht der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes zum besten Ergebnis.

Bei der Detailanalyse der spannungsgeführten Ladesteuerung der Wärmepumpen zeigt sich, dass die optimale Wahl der Spannungsparameter vom gewählten Netzgebiet abhängt. Damit kann eine gleiche Parametrierung der Netzoptimierenden Maßnahmen in allen Netzgebieten, wie sie im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht wird, nicht zu optimalen Ergebnissen in Bezug auf das theoretisch mögliche Netzoptimierungspotenzial einzelner Netzoptimierender Maßnahmen führen. Die Wirkung der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung der Wärmepumpen variiert stark zwischen einzelnen Verteilungen, so dass in der Praxis Einzelfalluntersuchungen erforderlich sind.

Generell ist festzustellen, dass zwischen den einzelnen untersuchten Last- und Erzeugungsverteilungen deutliche Unterschiede in Bezug auf die resultierende Netzbelastung entstehen. Bei der Anwendung in der Praxis muss daher immer die genaue Netzsituation vor Ort beachtet werden. Für den Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen wird neben der für das Netz ungünstigsten Verteilung daher beispielsweise auch die für das Netz beste Verteilung sowie der Mittelwert aller auftretenden Verteilungen untersucht.

Der Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen zeigt deren Potenzial zur Integration eines steigenden Anteils an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auf. Aus technischer Sicht eignen sich neben den bereits etablierten Maßnahmen konventioneller Netzausbau und topologische Schalthandlungen insbesondere Längsregler und regelbare Ortsnetztransformatoren, um das zulässige Spannungsband einzuhalten. Netzorientierte Maßnahmen wie Hausspeichersysteme, eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, die auf eine Integration der lokalen Erzeugung abzielen, tragen im Untersuchungsfall nicht zur Integration der neuen Verbraucher bei.

Die Analyse der maximalen Leitungsauslastung in den einzelnen untersuchten Netzgebieten zeigt, dass es auch bei Einsatz der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen zu keiner Leitungsüberlastung kommt. Durch eine Reduktion der Netzimpedanz kann insbesondere der konventionelle Netzausbau zu einer Reduktion der maximalen Leitungsauslastung beitragen.

Die Leitungsverluste im untersuchten Niederspannungsnetz werden durch die beiden Netzoptimierenden Maßnahmen konventioneller Netzausbau und topologische Schalthandlungen deutlich um 21 % reduziert. Der eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher führt zu einer leichten Erhöhung der Leitungsverluste. Alle anderen Netzoptimierenden Maßnahmen haben nur einen geringfügigen Einfluss auf die Leitungsverluste.

Der Eigendeckungsgrad verhält sich in allen untersuchten Typnetzgebieten nahezu identisch. Während bei der überwiegenden Anzahl an Netzoptimierenden Maßnahmen keine Veränderung gegenüber der Referenz festzustellen ist, steigt der Eigendeckungsgrad durch Einsatz des eigenverbrauchsoptimierten Quartierspeichers um etwa 7 % an. Der spannungsgeführte Quartierspeicher reduziert den Eigendeckungsgrad.

Die im Netzgebiet resultierenden Emissionen hängen insbesondere von der Last- und Erzeugungsverteilung und dem sich zum jeweiligen Zeitpunkt ergebenden Emissionsmix der elektrischen Energie ab. Es zeigt sich, dass durch die reduzierten Verdrängungseffekte zur Mittagzeit, speichernde Maßnahmen tendenziell eine Erhöhung der Emissionen im Netzgebiet zur Folge haben. Unter Berücksichtigung eines zukünftig steigenden Anteils erneuerbarer Energien könnte sich die Reihenfolge verändern.

Die aus der untersuchten Dimensionierung resultierenden annuitätischen Kosten zeigen, dass der Quartierspeicher vor dem konventionellen Netzausbau, dem Längsregler sowie dem regelbaren Ortsnetztransformator die höchsten Kosten aufweist. Wenn, wie unter den oben definierten Randbedingungen, die Kosten auf Seiten der Eigentümer von Wechselrichtern, Hausspeichersystemen etc. vernachlässigt werden, schneiden diese Maßnahmen am besten ab.

Die im Zuge der Arbeit untersuchten Aspekte der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen verstehen sich als Beitrag für eine ganzheitliche Analyse. In der Praxis ist eine Priorisierung der einzelnen Aspekte notwendig. Es wird daher vorgeschlagen in einem ersten Schritt die in den jeweiligen Netzgebieten aus technischer Sicht nicht geeigneten Netzoptimierenden Maßnahmen auszusortieren. Alle anderen Maßnahmen werden gemäß aller Bewertungsdimensionen untersucht. Das Ergebnis dieser Analyse wird anschließend je Bewertungsdimension in einen Punktwert übersetzt. Nach Gewichtung der einzelnen Dimensionen kann nun eine aus ganzheitlicher Sicht zu präferierende Netzoptimierende Maßnahme identifiziert werden.

Bei Gleichgewichtung der einzelnen Bewertungsdimensionen im Zuge einer Nutzwertanalyse zeigt sich unter den hier untersuchten Rahmenbedingungen, dass der konventionelle Netzausbau vor dem regelbaren Ortsnetztransformator, der $\cos \varphi_{\text{fix}} = 0,9$ Blindleistungsregelung sowie dem Längsregler am besten abschneidet. An letzter Stelle kommen in allen untersuchten Typnetzen die verschiedenen Steuerungsoptionen des Quartierspeichers.

7 Diskussion

Die vorliegende Arbeit trifft einige Annahmen und grenzt damit den Untersuchungsraum ein. Dieses Kapitel erörtert daher Einflussgrößen, welche in weitere Untersuchungen genauer betrachtet werden sollten. Zusätzlich werden ausgewählte Ergebnisse in Relation zu bereits publizierten Forschungsergebnissen gesetzt.

Ganzheitlicher, systematischer Ansatz zur Analyse der Netzoptimierenden Maßnahmen

Die vorliegende Arbeit zielt auf einen ganzheitlichen, systematischen Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen ab. Im Vergleich zu /EBR-01 14/ und /DENA-07 12/ werden dazu mehr Netzoptimierende Maßnahmen in einer größeren Anzahl an Bewertungsdimensionen untersucht.

Auch wenn im Rahmen dieser Arbeit auf zahlreiche Bewertungsdimensionen eingegangen wird, handelt es sich dabei nicht um einen vollständigen ganzheitlichen Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Beispielsweise werden in der Kategorie der Ökologie lediglich die Emissionen genauer untersucht und nicht auch alle weiteren Schutzgüter. Hier müssen weitere detaillierte Untersuchungen erfolgen (vergleiche auch /FFE-45 17/).

Abbildung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen

Die Belastbarkeit der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit könnte durch eine detailliertere Abbildung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen erhöht werden. Im Rahmen der Arbeit wurde der jeweils untersuchte Parametersatz basierend auf einzelnen Auswertungen und zugrundeliegenden Forschungsarbeiten eingestellt. Er wurde gemäß der Bedingungen in Abschnitt 1.3 für alle Netzgebiete sowie Elektrifizierungsgrade beibehalten. Eine automatisierte Optimierung wurde nicht durchgeführt.

Insbesondere könnten zusätzliche Detailanalysen die Wirksamkeit einzelner Netzoptimierender Maßnahmen im jeweiligen Typnetz weiter verbessern. Wie bereits in Kapitel 6.1 gezeigt, ist die Wirksamkeit im Netzgebiet verteilt installierter Netzoptimierender Maßnahmen stark abhängig von den eingestellten Parametern, wie beispielsweise Spannungsgrenzwerten für die Leistungsanpassung. Die Optima variieren weiterhin je nach Position im Netzgebiet, Nutzerverhalten sowie dem gewählten Durchdringungsgrad von einzelnen Verbrauchern und Erzeugern.

Die Netzoptimierende Maßnahme „topologische Schalthandlungen“ erzielt im Rahmen der Arbeit gute Ergebnisse. Neben der begrenzten Verfügbarkeit dieser Maßnahme insbesondere in ländlichen Strahlennetzen, sei an dieser Stelle nochmals darauf verwiesen, dass der Einsatz dieser Maßnahme im Rahmen dieser Arbeit zu einer deutlichen Erhöhung der im Netzgebiet verbauten Kabellänge führt. Zur Verbesserung der Validität sollten zusätzliche Untersuchungen mit weiteren Netzgebieten erfolgen.

Simulationsauflösung

Die gewählte Simulationsschrittweite beträgt fünf Minuten. Damit werden einerseits sehr schnelle Last- und Erzeugungsschwankungen herausgemittelt sodass diese in der Auswertung nicht berücksichtigt werden können. Andererseits wird mit dieser Simulationsauflösung eine Überprüfung der in der DIN EN 50160 geforderten zehn Minuten-Mittelwerte der Spannung sichergestellt. In der Praxis regeln spannungsgeführte Netzoptimierende Maßnahmen nicht auf den aktuellen Spannungswert, sondern integrieren die Spannungswerte über einen längeren Zeitraum /FFE-34 16/. Regelbare Ortsnetztransformatoren schalten in der vorliegenden Arbeit beispielsweise nur eine Stufe je Zeitschritt. Solch träge schaltende Maßnahmen würden in der Bewertungsdimension „Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes“ besser abschneiden, wenn durch eine höhere Simulationsauflösung innerhalb kurzer Zeiträume mehr Stufen geschaltet werden. Auch der spannungsgeführte Quartierspeicher könnte damit noch stärker zur Einhaltung des Spannungsbandes beitragen. Eine solche Optimierung der Schaltzeiten muss jedoch in enger Abstimmung mit den Herstellern dieser Komponenten erfolgen. Die Qualität der Auswertungen zu extremen Spannungen in Abschnitt 6.2.1 könnte damit weiter verbessert werden.

Eine Abschätzung des maximalen technischen Potenzials einzelner Netzoptimierender Maßnahmen wäre durch mehrfache Iteration der Spannungsoptimierung zu jedem Zeitpunkt möglich. Damit würden sich die Ergebnisse an jene einer Netzgrenzanalyse annähern /FFE-44 16/, /FENES-01 16/.

Qualität der Eingangsdaten - Vielzahl an untersuchten Last- und Erzeugungsverteilungen

Im Vergleich zu anderen Studien untersucht die vorliegende Arbeit nicht nur eine Last- und Erzeugungsverteilung, sondern zahlreiche zufällig generierte Last- und Erzeugungsverteilungen. Dies ermöglicht die Abbildung von unterschiedlichem Nutzerverhalten und daraus resultierenden Lastcharakteristika. Die teils deutlichen Variationen zwischen einzelnen Simulationen bestätigen den Einfluss der verschiedenen Lastverteilungen auf die resultierenden Ergebnisse.

Als Grundlage der Simulationen wird ein Hauslastgenerator verwendet, welcher basierend auf realem Nutzerverhalten hochaufgelöste synthetische Haushaltslastgänge in beliebiger zeitlicher Dauer erzeugt. Durch die Erhöhung der Anzahl zugrundeliegender Lastgänge einzelner Haushaltsgeräte, insbesondere von zukunftsweisenden Geräten, könnten die Ergebnisse noch weiter in verschiedene Szenarien (beispielsweise erhöhte Energieeffizienz der Haushaltsgeräte) aufgegliedert werden.

Für die Photovoltaikerzeugungsgänge werden in der Simulation wenige real gemessene Lastgänge einzelner Anlagen verwendet. Durch die mehrfache Verwendung dieser Lastgänge sowie der Skalierung der Anlagengröße treten extreme Leistungsschwankungen in den Netzgebieten im Jahresverlauf auf. Eine Erweiterung dieser Datenbasis würde solide Aussagen zu auftretenden Leistungsgradienten in einzelnen Verteilnetzen zulassen.

Die Simulationen im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgen nur für ein Wetterjahr. Durch eine Verbreiterung der Datenbasis könnten mehrere Wetterjahre simuliert

werden, sodass Aussagen zu einzelnen Extrem-Wetterlagen und damit gegebenenfalls einhergehenden hohen Netzbelastungen besser berücksichtigt werden könnten.

Quantifizierung des Netzausbaubedarfs

Im Rahmen der Untersuchung des potenziellen Netzausbaubedarfs in den neun untersuchten Typnetzen (vergleiche Kapitel 4.2) hat sich gezeigt, dass in drei Typnetzen prinzipiell Handlungsbedarf besteht. Dieses Ergebnis deckt sich mit Ergebnissen der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, die mit dem Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energien bei 35 % der Verteilnetzbetreiber nennenswerten Ausbaubedarf sieht /EBR-01 14/. In der Studie wird ebenfalls eine hohe Konzentration des Netzausbaubedarfs in einzelnen Netzgebieten festgestellt und mit einem Wert von 8 % quantifiziert. Diese hohe Konzentration kann auch mit den Analysen in der vorliegenden Arbeit bestätigt werden.

Bewertung der Auswirkungen auf die Emissionsbilanz

Die im Rahmen der Arbeit diskutierte Methodik des letzten Kraftwerks für die Bewertung der aus dem Einsatz der Netzoptimierender Maßnahmen resultierenden Emissionen stößt wie bereits in Abschnitt 6.2.5 diskutiert an ihre Grenzen. Grund ist, dass speichernde Maßnahmen die Rückspeisung deutlich reduzieren und dem Netzgebiet damit weniger Emissionen für verdrängte, konventionelle Erzeugung gut geschrieben werden.

Weitere Arbeiten sollten daher die Bewertung dieses Kriteriums, beispielsweise durch eine Bewertung des letzten Kraftwerks auch für zusätzlichen Verbrauch oder eine konsequente Verwendung der Emissionen des jeweiligen Energiemixes, objektivieren.

8 Zusammenfassung

Neben der Dekarbonisierung des Energiesystems sprechen insbesondere die Reduktion der Importabhängigkeit von konventionellen Energieträgern und die Erhöhung der verfügbaren Flexibilität für eine zunehmende Elektrifizierung in Deutschland. In Niederspannungsnetzen führt dieser Trend potenziell zu einer steigenden Anzahl an Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmeerzeugern. Die Auswirkungen dieser Elektrifizierung auf die Stromnetze wurden in bisherigen Studien nicht ganzheitlich bewertet. Insbesondere erfolgte für dieses Lastszenario noch kein systematischer Vergleich sogenannter Netzoptimierender Maßnahmen.

Eine Fallstudie zeigt, dass die Elektrifizierung der Niederspannungsnetze dazu führen kann, dass die maximale Last bei einer Betrachtung von Fünf-Minuten-Mittelwerten in diesen Netzen um mehr als das Dreifache ansteigen kann. In einzelnen Haushalten ist eine Erhöhung um Faktor vier möglich.

Unter dem Begriff der Netzoptimierenden Maßnahme können alle Optionen zusammengefasst werden, welche geeignet sind das Stromnetz zu entlasten. Netzoptimierende Maßnahmen können dabei den Gruppen der netzoptimierenden Betriebsmittel, der netzoptimierenden Betriebsführung sowie der netzorientierten Maßnahmen zugeordnet werden. Von 22 identifizierten Netzoptimierenden Maßnahmen werden 16 im Rahmen der vorliegenden Arbeit auf ihre Eignung in Niederspannungsnetzen hin untersucht.

Für den ganzheitlichen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen ist ein Simulationsmodell notwendig, welches in einer hohen zeitlichen Auflösung realitätsnahe Typnetze berechnen kann. Die ganzheitliche Analyse aller Netzoptimierenden Maßnahmen sowie die Analyse von netzorientierten Maßnahmen im Speziellen erfordert es darüber hinaus, dass die Bewertung über den Zeitraum von einem Jahr erfolgt. Die Analyse einzelner Zeitpunkte reicht hier nicht aus.

Mit dem Simulationsmodell *GridSim* ist es möglich, verschiedene Auswertungen zu einzelnen Bewertungsdimensionen im Rahmen einer solchen ganzheitlichen Bewertung durchzuführen. Diese umfassen insbesondere die Leitungsverluste im Netzgebiet, die Bewertung des Eigendeckungsgrades der Netzgebiete sowie die Untersuchung von deren Emissionsbilanz. Weiterhin können mit dem Modell auch die Folgen einer unsymmetrischen Belastung durch neue Komponenten analysiert werden.

Der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen erfolgt auf Grundlage einer großen Anzahl an Simulationen mit verschiedenen Last- und Erzeugungsverteilungen. Dadurch kann gewährleistet werden, dass realitätsnahe Zustände, wie sie aus nur schwer vorhersehbaren Nutzerverhalten resultieren, genau abgebildet werden.

Die Analyse der Netzauswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung zeigt, dass es durch die voraussichtlich ungleichmäßige Verteilung der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in Deutschland, unterschiedlich hohe Netzbelastungen in verschiedenen Regionen geben wird. Innerhalb der Regionen ist, wie eine Untersuchung des Photovoltaikausbaus in Garmisch-Partenkirchen zeigt, mit großen Ungleichverteilungen zu rechnen, so dass diese Arbeit keine Einzelfalluntersuchungen ersetzen kann.

Die Verwendung von Sensitivitätsanalysen, welche den Elektrifizierungsgrad bis hin zu einer vollständigen Elektrifizierung schrittweise erhöhen, ermöglicht es, prinzipielle Aussagen zu den einzelnen Netzgebieten zu treffen. Bei einer vollständigen Elektrifizierung ist insbesondere in drei der neun analysierten Typnetze mit Spannungsbandverletzungen zu rechnen.

Die maximale (Photovoltaik-)Rückspeisung der Netzgebiete in das überlagerte Mittelspannungsnetz kann durch eine Elektrifizierung nur geringfügig, in der Größenordnung von 10 %, reduziert werden. Dies bestätigt die These, dass zu den Zeitpunkten hoher Photovoltaikerzeugung der Wärmebedarf bzw. der Strombedarf für die Ladung der Elektrofahrzeuge nur sehr gering ist. Dem gegenüber steht die Erhöhung der maximalen Last je nach Netzgebiet um 200 % bis 375 %.

Die ganzheitliche Bewertung der Auswirkungen auf die entsprechenden Netzgebiete zeigt, dass die Leitungsverluste im Vergleich zur Last im Zuge der Elektrifizierung überproportional stark ansteigen. Ohne zusätzliche Photovoltaikanlagen sinkt der Eigendeckungsgrad in allen Netzgebieten. Die Analyse der Emissionsbilanz zeigt, dass die Emissionen in den untersuchten Netzgebieten um mindestens 50 % reduziert werden. Die lokalen Emissionen werden vollständig vermieden.

Die Detailanalyse der Netzoptimierenden Maßnahmen „Wärmepumpen zur Netzentlastung“ und „Elektrofahrzeuge zur Netzentlastung“ bestätigt die These, dass deren Wirksamkeit in hohem Maße von der Wahl der Regelparameter, wie beispielsweise der Spannungsgrenzwerte, abhängt.

Bei der vergleichenden Analyse der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen ergeben sich Unterschiede zwischen den einzelnen untersuchten Last- und Erzeugungsverteilungen. Während einzelne Maßnahmen wie eigenverbrauchsoptimierte Wärmepumpen die Spannungswerte zum kritischsten Zeitpunkt im simulierten Jahr in einer Last- und Erzeugungsverteilung verbessern, verschlechtern sie diese Kennwerte in einer anderen Last- und Erzeugungsverteilung. Diese Quereffekte führen dazu, dass in der Praxis Einzelfalluntersuchungen in jedem betroffenen Typnetz erforderlich sind.

Die Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“, „Längsregler“ und „regelbare Ortsnetztransformatoren“ schneiden bei der Analyse der technischen Bewertungsdimensionen meist am besten ab. Während netzorientierte Maßnahmen insbesondere zur Integration von Photovoltaikerzeugung beitragen können, eignen sich diese aus technischer Sicht nur sehr begrenzt zur Reduktion des Netzausbaubedarfs, welcher sich durch eine zunehmende Elektrifizierung ergibt.

Die maximale Leitungsauslastung wird in den untersuchten Netzgebieten durch den Einsatz einiger Netzoptimierender Maßnahmen nur geringfügig erhöht. Dagegen reduzieren manche Netzoptimierende Maßnahmen die maximale Leitungsauslastung um bis zu 15 % gegenüber der Referenz.

Die Leitungsverluste im Netzgebiet werden insbesondere durch die beiden Netzoptimierenden Maßnahmen „topologische Schalhandlungen“ und „konventioneller Netzausbau“ reduziert.

In Bezug auf den Eigendeckungsgrad sowie die resultierenden Emissionen schneidet der „eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher“ am besten ab, der „spannungsgeführte

Quartierspeicher“ am schlechtesten. Dieses Beispiel demonstriert - im Kontrast zur technischen Bewertung - die unterschiedliche Reihung der Maßnahmen in den verschiedenen Bewertungsdimensionen.

Die quantifizierende Aggregation der Analyseergebnisse der einzelnen Bewertungsdimensionen weist leichte Unterschiede in der Maßnahmenreihung in den einzelnen untersuchten Netzgebieten auf. Insgesamt schneiden über alle Bewertungsdimensionen hinweg der „konventionelle Netzausbau“, vor dem „regelbaren Ortsnetztransformator“, der „ $\cos \varphi_{\text{fix}} = 0,9$ -Blindleistungsregelung“ sowie dem „Längsregler“ am besten ab. Der gleichgewichtete Vergleich der einzelnen Bewertungsdimensionen führt weiterhin dazu, dass in allen untersuchten Typnetzen die verschiedenen Steuerungsoptionen des Quartierspeichers am schlechtesten abschneiden.

Empfehlungen

Insgesamt zeigen die Auswertungen dieser Arbeit, dass die Umstellung der Mobilität von konventionellen Personenkraftwagen auf Elektrofahrzeuge, wie auch die Umrüstung von fossil befeuerten Wärmeerzeugern auf elektrische Heizsysteme in einigen Niederspannungsnetzen den Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen erfordern. Netzbetreiber sollten sich daher auf einen resultierenden Lastanstieg vorbereiten und beispielsweise immer wenn eine Netzerneuerung erforderlich wird einen möglichen Lastanstieg einplanen. Die durchgeführten Simulationen identifizieren insbesondere den konventionellen Netzausbau wie auch regelbare Transformatoren als geeignete Maßnahme dem Lastanstieg zu begegnen.

Die Vielzahl an Netzoptimierenden Maßnahmen sollte bei der Planung berücksichtigt werden, um flexibel auf neue Netzbelastungen reagieren zu können. Zu beachten ist hierbei, dass die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in verschiedenen Bewertungsdimensionen unterschiedlich gut abschneiden.

Es erscheint sinnvoll das Repertoire der Standardbetriebsmittel um die Netzoptimierenden Maßnahmen „regelbare Ortsnetztransformatoren“, „Längsregler“ und „Blindleistungsmanagement“ zu erweitern. Die Entwicklung netzorientierter Maßnahmen sollte in Hinblick auf neue regulatorische Bestimmungen und mögliche Multi-Use Konzepte weiter beobachtet werden.

9 Weiterer Forschungsbedarf

Die vorliegende Arbeit führt einen systematischen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen zur Integration elektrischer Fahrzeuge und Wärmeerzeuger in Niederspannungsnetze durch. Aus den Analysen ergeben sich weitere Forschungsfragen, welche Gegenstand weiterer Arbeiten sein könnten.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde der Vergleich der Maßnahmen jeweils für jede Maßnahme separat durchgeführt. Daraus ergibt sich die Forschungsfrage nach der optimalen Kombination der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Wie bereits in Kapitel 6.1.1 beispielhaft gezeigt, kann eine solche Kombination zu einer effektiven Netzoptimierung führen.

Der Vergleich der Maßnahmen ergibt, dass es bei einer ganzheitlichen Betrachtung zu einer abweichenden Priorisierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen kommen kann, als dies für eine rein technische Analyse der Fall wäre. Je nach gesellschaftlicher Priorisierung könnte sich in Zukunft eine Änderung der entsprechenden Regulatorik ergeben. Dieser Prozess könnte auf wissenschaftlicher Basis begleitet werden, indem die jeweiligen resultierenden Netzauswirkungen im Vorfeld bewertet werden.

Weiterer Forschungsbedarf ergibt sich aus der Frage nach möglichen Geschäftsmodellen. Hierbei müssten, abweichend von den bei der wirtschaftlichen Analyse getroffenen Annahmen, auch Anreize für die Besitzer netzorientierter Maßnahmen vorgesehen werden.

Die Verwendung von funktionalen Energiespeichern jeder Art zur Netzoptimierung wirft die Frage nach einem geeigneten Anreizsystem für diese Flexibilitäten auf. Dieses könnten beispielsweise in Form eines sogenannten *Flexmarktes* gesetzt werden. Neben einer unbundlingkonformen Implementierung dieses Marktes stellt sich die Frage, in wie weit sich durch die Erlösmöglichkeiten für einzelne Flexibilitäten die Merit Order der Netzoptimierenden Maßnahmen aus ökonomischer Sicht verschiebt. Zusätzlich sollte geprüft werden in wie weit solche marktlichen Anreize zu einer zunehmenden Verbrauchsgleichzeitigkeit und damit zu einer zusätzlichen Netzbelastung führen.

Insbesondere in den Bereichen der elektrischen Wärmebereitstellung und der Elektromobilität wird weiterer Forschungsbedarf in Bezug auf deren optimale Einbindung in das Gesamtsystem gesehen. Die Möglichkeiten einer zunehmenden Digitalisierung sollten hierbei berücksichtigt werden.

Wenn das vorgelagerte Übertragungsnetz nicht ausreichend ausgebaut wird könnten dadurch regionale Preisanreize für einzelne Erzeuger und Verbraucher entstehen. Insbesondere im Zuge solch extremer Szenarien sollte zusätzlich detaillierter untersucht werden, wie sich die Merit Order Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz dann verändert. In Kombination mit einem Flexmarkt könnten sogenannte topologische Kraftwerke die Maximalwerte der Last in einzelnen Regionen deutlich verändern.

In den untersuchten Netzgebieten wurden ausschließlich Wohneinheiten simulativ integriert und untersucht. Weiterführende Untersuchungen könnten sich der Frage

nach den Auswirkungen von kleinen Gewerbebetrieben und neuen Sonderverbrauchern, wie beispielsweise öffentlichen Ladesäulen widmen.

Je nach technischer Weiterentwicklung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen könnte sich der Spielraum für deren Parametrierung deutlich erweitern. Dadurch könnten diese im Vergleich zu anderen Maßnahmen profitieren. Weiterer Forschungsbedarf besteht damit wie bereits in Kapitel 7 diskutiert in der Optimierung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf Typnetzen, welche auf realen Netzdaten deutscher Verteilnetzbetreiber basieren. Weitere Arbeiten könnten der Frage nach Unterschieden der Reihung der Netzoptimierenden Maßnahmen nachgehen, welche durch variierende Eingangsdaten aus verschiedenen Ländern bedingt werden.

Abschließend bleibt anzumerken, dass eine Elektrifizierung im Zuge einer gewollten Dekarbonisierung disruptiv die Netzbelastung erhöhen kann. Vorbereitende Analysen und praktische Erprobungen möglicher Lösungsansätze können einer Netzüberlastung frühzeitig entgegenwirken. Sie helfen damit dabei, dass die Verteilnetzinfrastuktur nicht zum „Flaschenhals“ der Energiewende wird.

10 Anhang

10.1 Überblick über Simulationsparameter

Tabelle 10-1: *Im Simulationsmodell GridSim verwendete Simulationsparameter mit Einfluss auf die vorgestellten Simulationsergebnisse – Aktualisierte Tabelle basierend auf /FFE-45 17/*

Parameter	Beschreibung	Standardwert
Simulationsauflösung	Festlegung der Dauer eines Simulationsschrittes	5 Minuten
Elektrofahrzeuge		
Anteil Elektrofahrzeuge und PV	Anteil der Elektrofahrzeuge, welche an den gleichen Hausanschlüssen wie die PV-Anlagen angeschlossen werden.	70 %
Phasenbelegung Elektrofahrzeuge	Festlegung, ob Elektrofahrzeuge immer auf dieselbe oder über einen reproduzierbaren Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Batteriekapazität je Fahrzeugklasse	Festlegung, wie hoch die Speicherkapazität der Fahrzeugklassen ist.	Plug-In: 19 kWh Rein elektr.: 47 kWh
Vorkommen der Fahrzeugklassen	Prozentuale Verteilung, wie die Gesamtanzahl der Fahrzeuge auf die einzelnen Klassen verteilt werden	Plug-In: 70 % Rein elektr.: 30 %
Ladeleistung ohne zusätzliche Ladevorrichtung	Festlegung der maximalen Ladeleistung, wenn keine zusätzliche Ladevorrichtung (bspw. Wallbox) verwendet wird	3,3 kW
Wirkungsgrad Laden	Wirkungsgrad des Ladevorgangs (Netz zu Batterie)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn ist (Initialisierung)	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	100 %
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	0 %
Sofort SOC	Festlegung, bis zu welchem SOC die Batterie sofort geladen wird, unabhängig der verwendeten Ladesteuerung	12 %
Schwelle SOC	Festlegung, bis zu welchem SOC die Batterie bis zum Abfahrtszeitpunkt mindestens geladen sein muss	70 %
Minimale Phasen-Ladeleistung	Festlegung, wie hoch die minimale Ladeleistung je Phase sein muss (Annahme 6A)	1,4 kW
Durchdringung zusätzliche Ladevorrichtung	Anteil der Elektrofahrzeuge, welche über eine Wallbox (dreiphasig) am Hausanschluss geladen werden	50 %
Max. Ladeleistung mit zusätzlicher Ladevorrichtung	Festlegung der maximalen Ladeleistung der Wallbox	11 kW
Phasenanzahl der Wallbox	Festlegung, wieviel Phase die Wallbox zum Laden benutzt	3
Bindleistungsverhalten der EFZ	Bindleistungssteuerung der Fahrzeuge in der Referenz	$\cos_{\Phi_{fix}} = 1$
Ladesteuerung	Ladesteuerung in der Referenz	Ungesteuertes Direktladen
Spannungstützpunkte der Ladekennlinie	Festlegung der Spannungswerte in einer Kennlinie, welche die maximale Ladeleistung beschreiben: Ladeleistung = 0 (1. Rampe) Ladeleistung = Maximal (1. Rampe) Ladeleistung = 0 (2. Rampe) Ladeleistung = Maximale (2. Rampe)	0,9 pu 0,93 pu 1,07 pu 1,1 pu
Photovoltaik		
Minimale PV-Größe	Diese installierte Anlagenleistung wird bei der Verteilung der PV-Anlagen nicht unterschritten. Der Standard-Wert repräsentiert die Grenze zu den ca. 5 % kleinsten Anlagen in	2 kWp

Deutschland		
Ausrichtung der PV-Anlagen	Prozentuale Aufteilung der PV-Anlagen gemäß deren Ausrichtung	Ost: 15 % Süd: 70 % West: 15 %
Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen	Blindleistungssteuerung der PV-Anlagen in der Referenz	Cos_Phi_fix =1
Grenze für Blindleistungsverhalten	Grenze der installierten Scheinleistung, um zwischen „großen“ und „kleinen“ Anlagen zu unterscheiden	13,8 kVA
Kleine Anlagen – Minimaler Cos_Phi	Minimaler Cos_Phi den kleine Anlagen (<= 13,8 kVA) erreichen können	0,95
Große Anlagen – Minimaler Cos_Phi	Minimaler Cos_Phi den großen Anlagen (>13,8 kVA) erreichen können	0,90
Kleine Anlagen – Fixer Cos_Phi	Fixer Cos_Phi der kleine Anlagen (<= 13,8 kVA)	0,95
Große Anlagen – Fixer Cos_Phi	Fixer Cos_Phi der großen Anlagen (>13,8 kVA)	0,90
Phasenbelegung PV-Anlagen	Festlegung, ob PV-Anlagen immer auf dieselbe Phase oder über einen reproduzierbare Zufall einer Phase zugewiesen werden.	Reproduzierbarer Zufall
Peak shaving ohne Hausspeichersystem	Festlegung der maximalen Einspeiseleistung (prozentual) der PV-Anlage für Hausanschlüsse ohne Hausspeichersystem	70 %
Peak shaving mit Hausspeichersystem	Festlegung der maximalen Einspeiseleistung (prozentual) der PV-Anlage für Hausanschlüsse mit Hausspeichersystem (Anlehnung an KfW-Förderbedingungen von Hausspeichersystemen)	50 %
Hausspeichersysteme		
Ladesteuerung	Festlegung, ob alle Hausspeichersysteme prognosebasiert oder im Überschussfall laden	Überschuss-Laden
Blindleistungsverhalten der Hausspeichersysteme	Blindleistungssteuerung der Hausspeichersysteme in der Referenz	Cos_Phi_fix =1
Minimaler Cos_Phi	Festlegung des minimal erreichbaren cos_Phi	0,9
Dimensionierungsvorschrift	Festlegung, ob das Hausspeichersystem über feste Parameter oder dynamisch über die vorhandenen PV-Größe dimensioniert wird	Dynamisch gemäß PV-Größe
Kapazitätsbestimmung	Verhältnis der installierten PV-Leistung zu der Speicherkapazität des Hausspeichersystems	1
Leistungsbestimmung	Verhältnis der Speicherkapazität zur Leistung des Speichersystems	2
Phasenbelegung in Bezug auf PV-Anlage	Festlegung, ob der Speicher an derselben Phase wie die PV-Anlage angeschlossen wird, oder zufällig verteilt ist	Phasenbelegung wie PV-Anlage
Phasenbelegung Hausspeichersystem	Festlegung, ob Hausspeichersystem immer auf dieselbe Phase (einphasige Ladevorrichtungen immer an Phase 1) oder über einen reproduzierbare Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Wirkungsgrad Laden	Wirkungsgrad das Ladevorgangs (Netz zu Batterie)	94 %
Wirkungsgrad Entladen	Wirkungsgrad des Entladevorgangs (Batterie zu Netz)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn (Initialisierung) ist	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	100 %
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	100 %
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)		
Regelkonzept	Wahl des Regelkonzeptes bzw. des Triggerpunktes	Sekundärseite des rONT
Leistungskompoundierung	Festlegung, ob der Spannungswert fix (ohne Leistungskompoundierung) oder variabel in Abhängigkeit der Auslastung (mit Leistungskompoundierung) ist	Mit Leistungskompoundierung
Phasenregelung	Festlegung, ob der rONT drei- oder einphasig regelt	Dreiphasig

Anzahl der Last-Stufen	Festlegung, wieviel Laststufen für die Spannungsregelung (Spannungserhöhung/Spannungssenkung) zur Verfügung stehen	4/4
Bandbreite der Last-Stufe	Festlegung der Bandbreite, in welcher sich die Spannung um den jeweiligen Sollwert bewegt.	3 %
Höher der Spannungsstufe	Spannungsbeeinflussung des Stufenschalters je Stufe	2,5 %
Definition der Kennlinie	Festlegung der Kennlinie für die Leistungskompoundierung Spannung bei negativer Leistung Negative Leistung Spannung bei positiver Leistung Positive Leistung	0,97 pu $P_{Nenn}*(-0,3)$ 1,03 pu $P_{Nenn}*0,3$

Längsregler (LVR)

Regelkonzept	Wahl des Regelkonzeptes bzw. des Triggerpunktes: Sekundärseite des LVR Mit Leistungskompoundierung Regelpunkt am Ende des Stranges mit LVR	Mit Leistungskompoundierung
Position	Festlegung, ob der LVR an einer vorher definierten Position oder dynamisch über eine homogenen Verteilung von Last und Erzeugung positioniert wird	Dynamische Positionierung
Phasenregelung	Festlegung, ob der LVR drei- oder einphasig regelt	Dreiphasig
Anzahl der Last-Stufen	Festlegung, wieviel Laststufen für die Spannungsregelung (Spannungs-erhöhung/Spannungssenkung) zur Verfügung stehen	5/5
Bandbreite der Last-Stufe	Festlegung der Bandbreite, in welcher sich die Spannung um den jeweiligen Sollwert bewegt. Hier 1,2 mal die Höhe der Stufe	2,4 %
Höher der Spannungsstufe	Spannungsbeeinflussung des Stufenschalters je Stufe	2 %
Definition der Kennlinie	Festlegung der Kennlinie für die Leistungskompoundierung Spannung bei negativer Leistung Negative Leistung Spannung bei positiver Leistung Positive Leistung	0,975 pu $P_{Nenn}*(-0,1)$ 1,015 pu $P_{Nenn}*0,1$

Quartierspeicher

Ladesteuerung	Festlegung der verwendeten Ladesteuerung	Abhängig von NoM
Position	Festlegung, wo der Quartierspeicher im Netzgebiet implementiert wird	Mitte des schwächsten Stranges
Wirkungsgraden Laden	Wirkungsgrad das Ladevorgangs (Netz zu Speicher)	94 %
Wirkungsgraden Entladen	Wirkungsgrad des Entladevorgangs (Speicher zu Netz)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn ist	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	1
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	0
Regelungspunkt der Ladesteuerung	Festlegung des Triggerpunktes	Spannung am Anschlusspunkt
Start Netzoptimierung	Ab dieser Abweichung vom Sollwert beginnt der Quartierspeicher zu regeln	0,085 pu
Maximale Netzoptimierung	Ab dieser Abweichung vom Sollwert regelt der Quartierspeicher mit maximaler Leistung	0,1 pu
Regelung im Totband	Festlegung des Regelungsverhalten im Totband der Quartierspeicher-Regelung	Geradengleichung
Ziel-SOC im Totband	Festlegung, wie der SOC im Totband definiert wird	Tageszeit-abhängiger Ziel-SOC
Breite der Hysterese	Festlegung, in welcher Bandbreite es zu keiner Schalthandlung kommt (Hysterese)	0,01 pu

Maximale Leistung im Totband	Festlegung, mit welcher maximalen Leistung in Bezug auf die Nennleistung der Quartierspeicher im Totband ein- bzw. ausspeichern kann	30 %
Blindleistungsverhalten des Quartierspeichers	Festlegung, des Blindleistungsverhalten der Quartierspeicher:	Cos_Phi_fix =1
Siedlungsmodell		
Sanierungsgrad	Anteil des Sanierungsgrad je Siedlung: Unsaniert Konventionell saniert Zukunftsweisend saniert Passivhaus Standard (15 kWh/m ² a)	68 % 14 % 14 % 4 %
Ausstattungsgrad Elektronik	Festlegung, wie hoch die Ausstattung der Siedlung mit Elektronik ist: Geringe Ausstattung Mittlere Ausstattung Volle Ausstattung	33 % 33 % 34 %
Ausstattungsgrad Trink-Warmwasser	Festlegung, wie hoch der Anteil der Wohneinheiten mit einer Badewanne ist: Ohne Badewanne Mit Badewanne	70 % 30 %
Verbrauchsniveau	Das Verbrauchsniveau gilt sowohl für die elektrische als auch für die Trinkwasser-Ausstattung: Niedrig Mittel Hoch	33 % 33 % 34 %
Wärmepumpen		
Stützpunkte Spannungskennlinie	Untere Spannungsgrenze: Alle Power2Heat-Anlagen schalten ab, solange noch Wärmepuffer im Speicher vorhanden	0,90 pu
	Untere Spannungsgrenze Puffer: Bei drehzahlgeregelten Wärmepumpen erfolgt ab dieser Grenze eine kontinuierliche Verminderung der maximal erlaubten Erzeugungsleistung	0,95 pu
	Obere Spannungsgrenze Puffer: Solange Puffer frei ist, beziehen alle drehzahlgeregelten Wärmepumpen und stufenweise geschalteten elektrischen Speicherheizungen die minimale Leistung	1,05 pu
	Obere Spannungsgrenze: Solange Puffer frei ist, beziehen alle Power2Heat Anlagen die maximale Leistung	1,1 pu
Vorzuhaltender Pufferinhalt	Zeit, für die im Normalbetrieb Reservekapazität im Kombispeicher vorgehalten wird	2 h
Maximale Vorhaltedauer Puffer	Zeit für die der Speicher maximal aufgeladen werden soll	72 h
Wärmepumpen in sanierten Gebäuden	Festlegung, wie viele der sanierten Gebäude mit einer Wärmepumpe ausgestattet sind	100 %
Wärmequelle	Festlegung der Verteilung der Umwelt-Wärmequelle für die Wärmepumpen	Luft
Ladesteuerung	Festlegung der Verteilung der Ladesteuerungen bzw. des Triggerpunktes der Wärmepumpen	Wärmegeführt
Regelungsart	Festlegung ob die Wärmepumpen zweistakt- oder drehzahlgeregelt sind	Drehzahlgeregelt
Phasenbelegung in Bezug auf PV-Anlage	Festlegung, ob einphasige Power2Heat Anlagen an einer der bereits mit PV belegten Phasen angeschlossen wird, oder zufällig verteilt ist	Reproduzierbarer Zufall
Phasenbelegung Wärmepumpe	Festlegung, ob Power2Heat-Anlage immer auf dieselbe oder über einen reproduzierbare Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Phasenbelegung Wärmepumpe dreiphasig	Festlegung, ob alle Wärmepumpen dreiphasig ausgelegt werden.	Reproduzierbarer Zufall

Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird:	0,8
Blindleistungsverhalten der Wärmepumpe	Blindleistungssteuerung der Wärmepumpen in der Referenz	Cos_Phi_fix =1
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird	1
Minimaler Cos_Phi	Festlegung des minimal erreichbaren Cos_Phi	0,9
Wirkungsgrad Zusatzheizung	Festlegung, mit welchem Wirkungsgrad die Zusatzheizung arbeitet, falls die Wärmepumpe die Wärmelast nicht decken kann	100 %
Cos_Phi Zusatzheizung	Leistungsfaktor der Zusatzheizung	1
Volumen Kombispeicher	Größe des Kombispeichers für Einfamilienhäuser Zweifamilienhäuser Mehrfamilienhäuser	0,7 m ³ 1 m ³ 1,5 m ³
Wärmeverlust Kombispeicher	Wärmeverluste des Wasserkombispeichers für Einfamilienhäuser Zweifamilienhäuser Mehrfamilienhäuser	0,41 %/h 0,33 %/h 0,25 %/h
Maximaltemperatur Kombispeicher	Temperaturniveau bis zu dem der Wärmespeicher maximal gefüllt werden darf Im Normalbetrieb Zu Zeiten hoher PV-Einspeisung und dadurch resultierender negativer Residuallast bzw. hohen Spannungen	65 °C 80 °C
Elektrische Speicherheizung		
Elektrische Speicherheizungen in sanierten Gebäuden	Festlegung, ob elektrische Speicherheizungen auch in sanierten Gebäude platziert sein dürfen	Ja
Elektrische Speicherheizungen mit Durchlauferhitzer	Anteil der elektrischen Speicherheizungen mit zusätzlichem Durchlauferhitzer	100 %
Ladesteuerung	Tarifladen (laden zwischen zwei festzulegenden Uhrzeiten)	Niedertarif
Maximal tägliche Ladedauer	Festlegung, wie viele Stunden die elektrische Speicherheizung pro Tag geladen werden darf	10 h
Ladezeitraum	Festlegung des Start- und Endzeitpunkts des möglichen Ladezeitraums: Start Ende	22 Uhr 6 Uhr
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi der elektrischen Speicherheizung	1
Wirkungsgrad der elektrischen Speicherheizung	Effizienz der elektrischen Speicherheizung	100 %
Wärmeverlust elektrische Speicherheizung	Festlegung, wie viel Wärme die elektrische Speicherheizung pro Tag verliert	2 % / Tag
Wirkungsgrad Durchlauferhitzer	Effizienz des Durchlauferhitzer, falls die elektrische Speicherheizung den Wärmebedarf nicht decken kann	98 %
Cos_Phi Durchlauferhitzer	Blindleistungsverhalten des Durchlauferhitzers	1
Blindleistungsregelung		
Q-Gradient	Festlegung, um wie viel sich der Blindleistungswert innerhalb eines Zeitschrittes verändern darf	5 %
Stützpunkte der Cos_Phi (U) Kennlinie	Spannungsgrenzen für die stückweise lineare Kennlinie	0,9 pu 0,95 pu 1,05 pu 1,1 pu
Stützpunkte der Cos_Phi (U) Kennlinie	Entsprechende Cos_Phi-Werte für die stückweise lineare Kennlinie	-0,9 -1 1

		0,9
Stützpunkte der Q (U)-Kennlinie	Spannungsgrenzen für die stückweise lineare Kennlinie	0,9 pu 0,95 pu 1,05 pu 1,1 pu
Stützpunkte der Q (U)-Kennlinie	Entsprechende, auf die maximale Blindleistung normierten Q-Werte zu den Spannungsgrenzen	-1 0 0 1
Aktivierungsgrenze bei Cos_Phi (P)	Schwellwert der Wirkleistung, bei welcher die Blindleistungsregelung aktiviert wird	50 %
Maximale Blindleistungs-abgabe bei Cos_Phi (P)	Oberhalb dieser Wirkleistung (in Bezug auf Nennwirkleistung) wird der Blindleistungswert maximal	100 %
Netzausbau		
Austausch Transformator	Ab dieser Auslastung (ein Zeitschritt) wird der Transformator durch einen größer dimensionierten getauscht	100 %
Austausch Kabel – Überlast	Ab dieser Auslastung (ein Zeitschritt) wird das Kabel durch ein größer dimensioniertes getauscht	100 %
Verstärkung Kabel – Überlast	Festlegung, wie viel des Kabels vom Transformator bis zu einer definierten Stelle getauscht wird	100 %
Verstärkung Kabel – Spannungsbandverletzung	Festlegung der Kabellänge, welche aufgrund der Spannungsprobleme verstärkt wird	100 %
Berechnung der CO ₂ -Emissionen		
Spez. Emissionen Hausspeichersystem	Festlegung, wie hoch die spezifischen Emissionen des Hausspeichersystems aufgrund der Herstellung sind	0,038 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Spez. Emissionen Quartierspeicher	Festlegung, wie hoch die spezifischen Emissionen des Quartierspeichers aufgrund der Herstellung sind	0,038 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Spez. Emissionen konventionelle Fahrzeuge	Festlegung, wie hoch die betrieblichen Emissionen eines konventionellen Fahrzeugs (Ottomotor) sind	0,154 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Verteilung konventionelle Wärmeerzeuger	Festlegung, wie hoch die prozentuale Verteilung der konventionellen Wärmeerzeuger ist: Gaskessel (Heizwerttechnik) Gaskessel (Brennwerttechnik) Ölkessel (Heizwerttechnik) Ölkessel (Brennwerttechnik) Biomassekessel	45 % 20 % 28 % 3 % 4 %
Spez. Emissionen konventionelle Wärmeerzeuger	Gaskessel (Heizwerttechnik) Gaskessel (Brennwerttechnik) Ölkessel (Heizwerttechnik) Ölkessel (Brennwerttechnik) Biomassekessel	0,21 kg CO ₂ / kWh 0,23 kg CO ₂ / kWh 0,30 kg CO ₂ / kWh 0,28 kg CO ₂ / kWh 0,02 kg CO ₂ / kWh
Netzberechnung		
Maximale Spannung	Festlegung der oberen Spannungsgrenze für Netzgrenzanalyse und Netzausbau	1,1 pu
Minimale Spannung	Festlegung der unteren Spannungsgrenze für Netzgrenzanalyse und Netzausbau	0,9 pu

10.2 Überblick über alle untersuchten Typnetze

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden, wie insbesondere in Kapitel 4.2 beschrieben, neun Typnetze im Detail untersucht. Diese sind in **Abbildung 10-1** dargestellt.

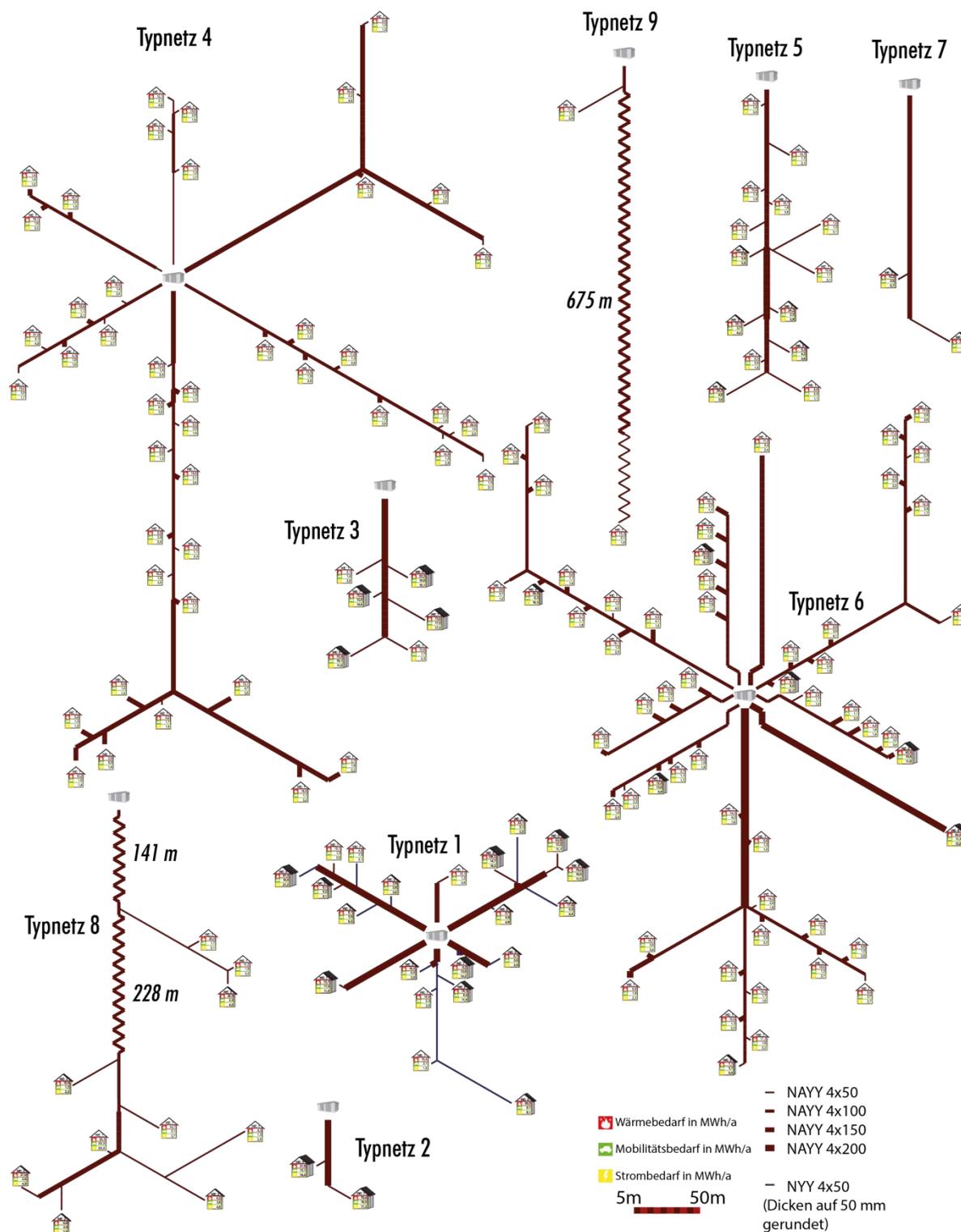


Abbildung 10-1: Untersuchte Typnetze 1 - 9 nach /FfE-01 17/

10.3 Spannungshistogramm der spannungsgeführten Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

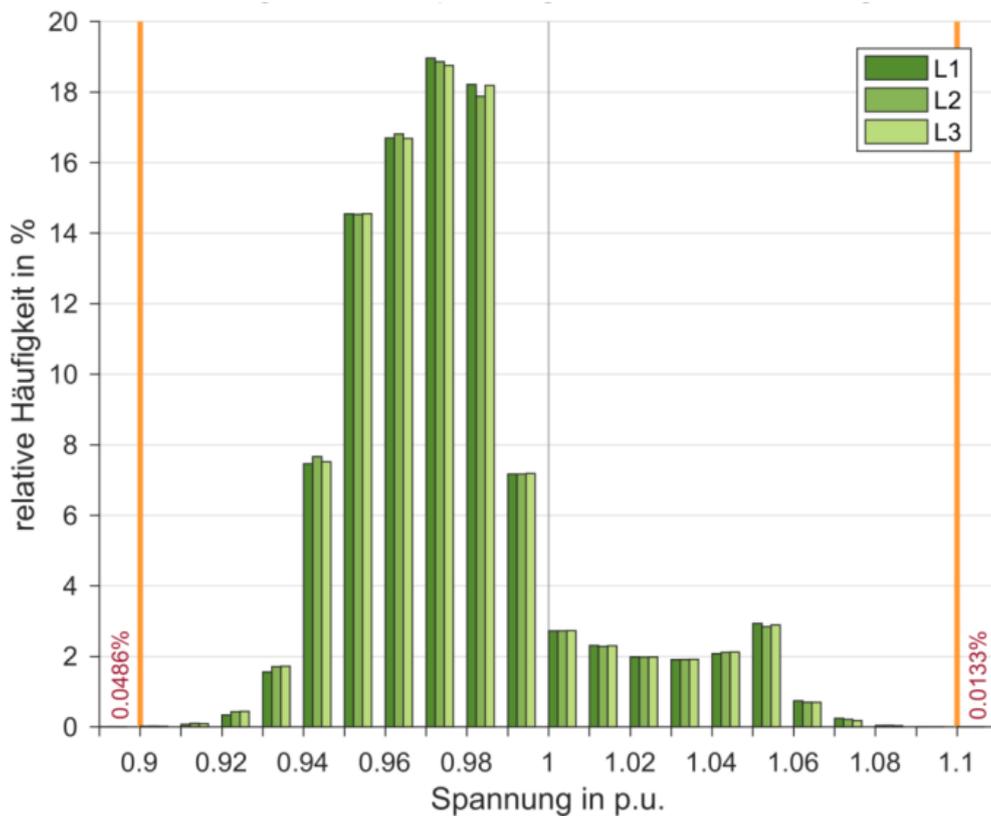


Abbildung 10-2: Histogramm der Spannungswerte bei spannungsgeführter Ladung der Elektrofahrzeuge

10.4 Einfluss eingestellter Spannungsgrenzwerte

Tabelle 10-2: *Dauer außerhalb des unteren Spannungsbandes in Abhängigkeit vom eingestellten Grenzwert der Leistungsreduktion für Typnetz 4,6 und 8*

Typnetz	Grenzwert Komplettabschaltung	Grenzwert Leistungsreduktion	Mittlere Dauer der Spannungsbandsverletzungen
4	0,90 pu	0,91 pu	120,75 h
4	0,90 pu	0,92 pu	18,63 h
4	0,90 pu	0,93 pu	9,71 h
4	0,90 pu	0,94 pu	5,09 h
4	0,90 pu	0,95 pu	6,52 h
4	0,90 pu	0,96 pu	6,60 h
6	0,90 pu	0,91 pu	18,03 h
6	0,90 pu	0,92 pu	1,56 h
6	0,90 pu	0,93 pu	1,07 h
6	0,90 pu	0,94 pu	1,55 h
6	0,90 pu	0,95 pu	0,90 h
6	0,90 pu	0,96 pu	0,92 h
8	0,90 pu	0,91 pu	422,49 h
8	0,90 pu	0,92 pu	158,51 h
8	0,90 pu	0,93 pu	122,77 h
8	0,90 pu	0,94 pu	89,79 h
8	0,90 pu	0,95 pu	71,12 h
8	0,90 pu	0,96 pu	76,32 h

10.5 Unterschiede in einzelnen Verteilungen

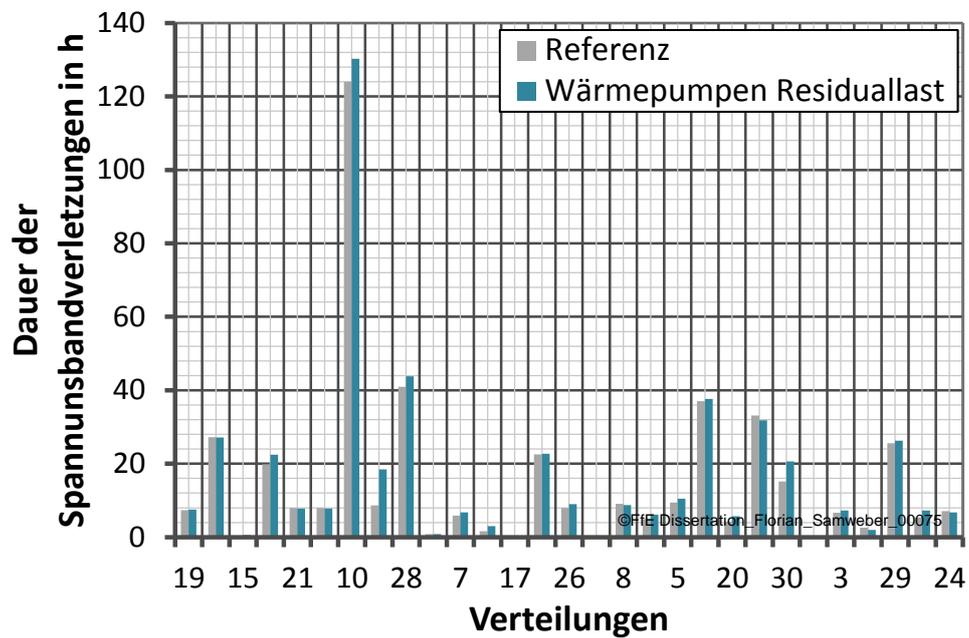


Abbildung 10-3: *Unterschiede der jährlichen Dauer der Spannungsbandverletzung zwischen der Referenz-Simulation sowie der eigenverbrauchsoptimierten Regelung für Wärmepumpen, dargestellt für zufällig ausgewählte Last- und Erzeugungsverteilungen für Typnetz 4*

10.6 Zusätzliche Auswertung des simulativen Vergleichs Netzoptimierender Maßnahmen

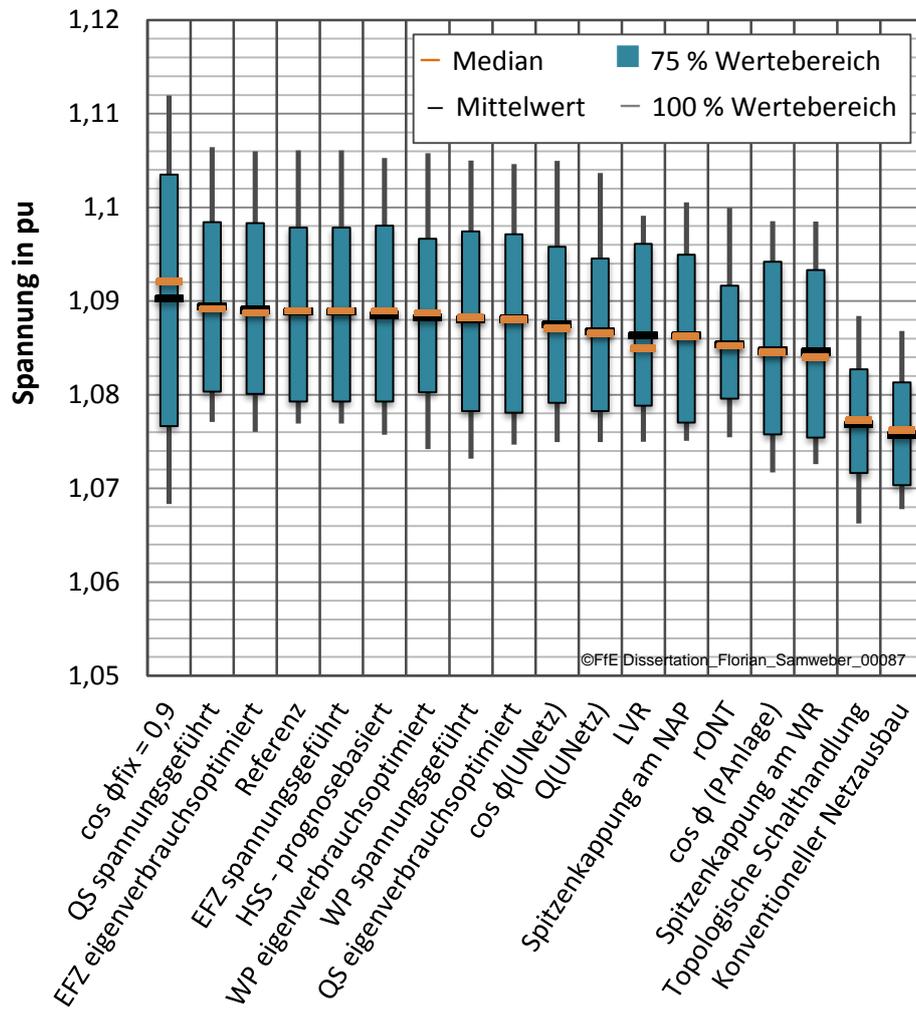


Abbildung 10-4: Vergleich der maximalen Spannung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4

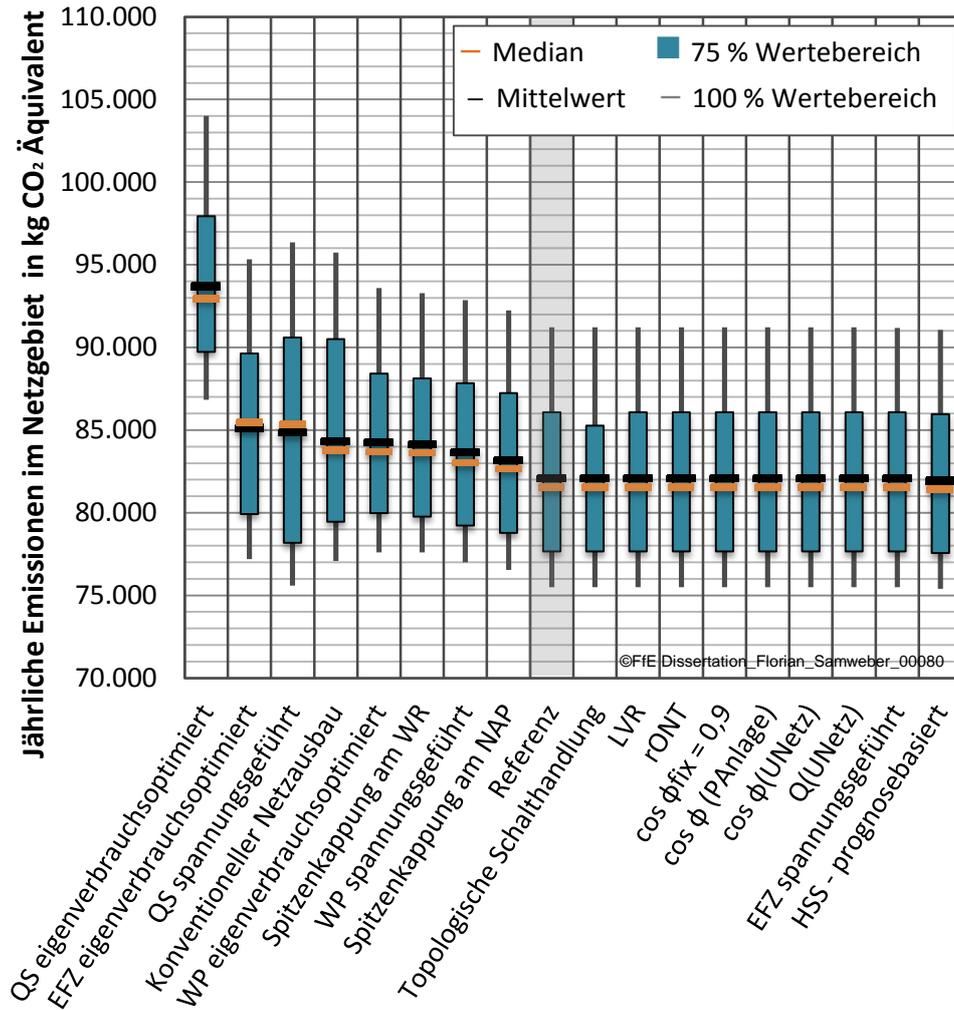


Abbildung 10-5: Vergleich der jährlichen Emissionen in Typnetz 4 mit Bilanzierung der Rückspeisung in überlagerte Netzebenen nach der Methode des letzten Kraftwerks

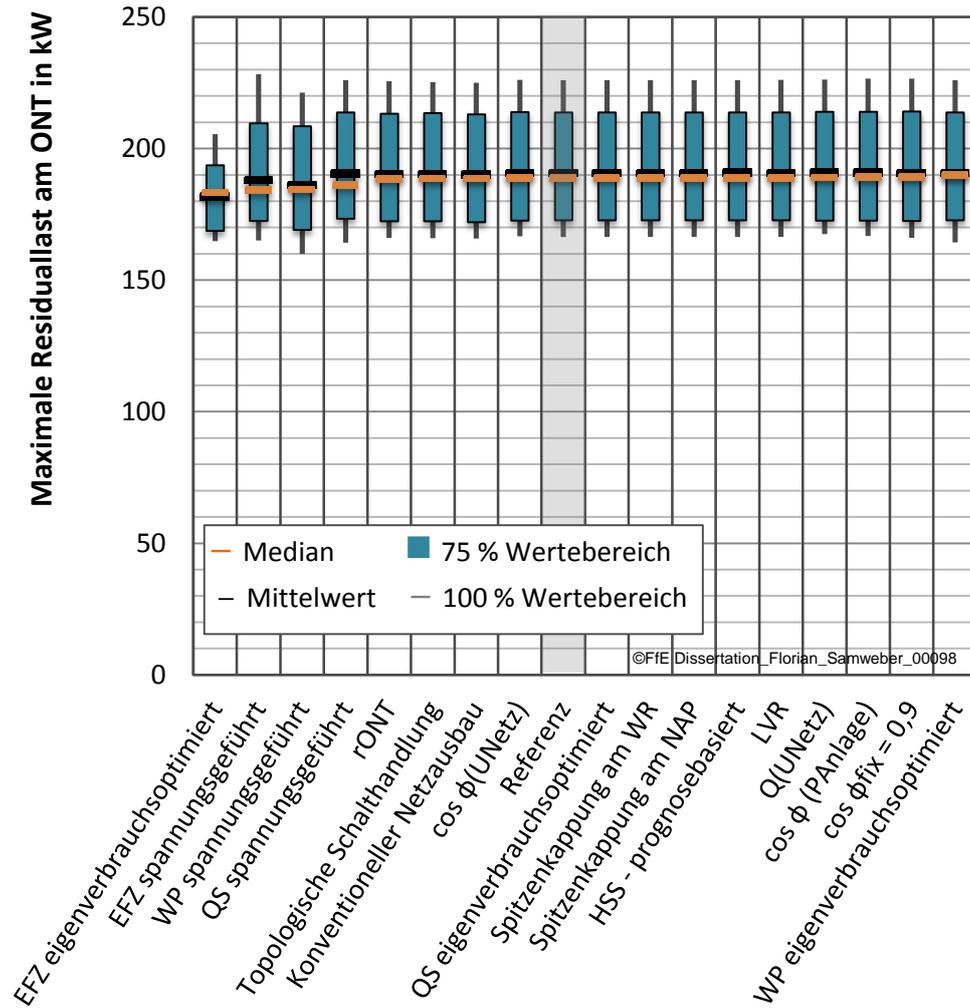


Abbildung 10-6: Vergleich der maximalen Residuallast am Ortsnetztransformator der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen von Typnetz 4

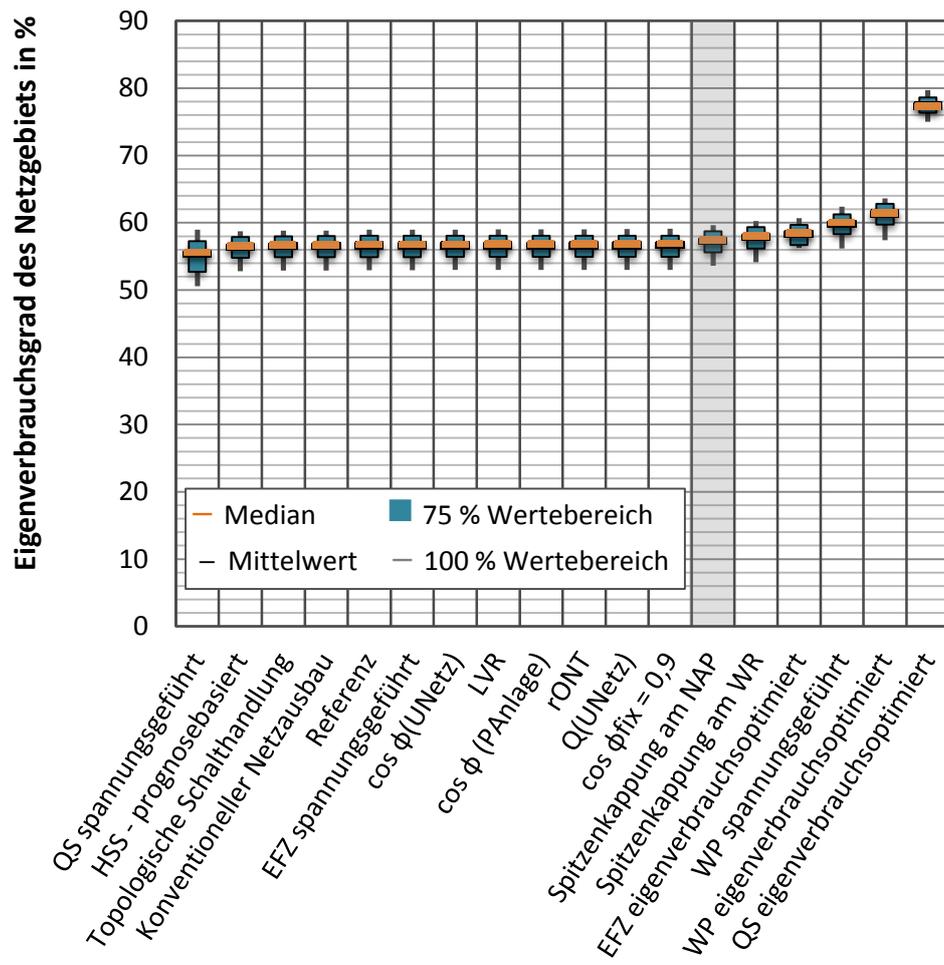


Abbildung 10-7: Vergleich des Eigenverbrauchsgrades der Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4

10.7 Punktwertzuweisung für Vergleichsaggregation

Tabelle 10-3: *Punktwerte Typnetz 4*

Minimale Spannung	Maximale Spannung	Leitungs-Dauer	Leitungs-verluste	Ökonomische Emissionen	Ökonomische Bewertung	Eigendeckung	Maximale Leitungsauslastung
8,8	9,8	10,0	5,9	0,3	9,1	2,2	4,8
9,7	6,9	9,0	5,9	0,3	10,0	2,2	3,7
6,2	7,9	10,0	5,7	0,3	10,0	2,2	3,4
7,6	10,0	10,0	6,7	0,3	9,4	2,2	3,2
3,3	9,5	9,3	5,6	0,3	10,0	2,2	3,0
1,9	10,0	9,9	5,7	0,3	10,0	2,2	3,1
1,0	9,5	9,8	5,9	0,3	10,0	2,2	3,3
0,9	9,1	9,0	5,3	0,5	9,8	2,3	3,7
0,2	9,5	9,4	5,8	0,2	10,0	2,2	3,4
0,2	9,5	10,0	5,7	0,6	10,0	2,4	3,2
0,2	10,0	9,6	6,0	0,4	9,9	2,2	3,2
0,3	9,3	9,4	5,9	0,3	9,8	2,2	3,4
0,2	9,8	9,0	6,0	0,3	10,0	2,2	3,2
0,2	9,5	9,0	5,8	0,3	10,0	2,2	3,2
0,2	9,3	9,0	5,9	0,3	9,7	2,2	3,2
0,2	9,3	9,0	5,8	1,0	6,7	2,9	3,0
0,2	9,3	10,0	6,0	0,0	6,7	2,1	3,2

Tabelle 10-4: *Punktwerte Typnetz 6*

Minimale Spannung	Maximale Spannung	Leitungs-Dauer	Leitungs-verluste	Ökonomische Emissionen	Ökonomische Bewertung	Eigendeckung	Maximale Leitungsauslastung
6,7	10,0	10,0	7,8	1,3	9,7	2,0	4,5
7,2	10,0	10,0	7,7	1,3	10,0	2,0	4,1
8,6	10,0	10,0	7,4	1,3	10,0	2,0	3,7
5,0	10,0	9,9	7,5	1,3	9,7	2,0	3,5
8,3	10,0	10,0	7,4	1,3	10,0	2,0	3,5
7,6	10,0	10,0	7,4	1,3	10,0	2,0	3,5
5,9	10,0	10,0	7,5	1,3	10,0	2,0	3,6
7,1	10,0	10,0	7,5	1,4	9,8	2,1	3,9
4,1	10,0	10,0	7,3	1,1	10,0	2,0	3,7
2,8	10,0	9,9	7,5	1,5	10,0	2,1	3,6
2,8	10,0	9,9	7,5	1,3	10,0	2,0	3,6
3,3	10,0	9,9	7,4	1,3	9,8	2,0	3,5
2,8	10,0	9,9	7,5	1,3	10,0	2,0	3,6
2,8	10,0	9,9	7,4	1,3	10,0	2,0	3,6
2,8	10,0	9,9	7,4	1,3	9,8	2,0	3,6
2,8	10,0	9,9	7,2	1,7	8,2	2,5	3,5
2,9	10,0	9,9	7,4	1,1	8,2	2,0	3,6

Tabelle 10-5: *Punktwerte Typnetz 8*

Minimale Spannung	Maximale Spannung	Dauer	Leitungs- verluste	Emissionen	Ökonomische Bewertung	Eigendeckung	Maximale Leitungsauslastung
5,6	10,0	10,0	4,8	1,3	7,5	1,9	4,6
3,7	5,3	10,0	1,7	1,3	10,0	1,9	4,1
2,2	7,0	8,5	1,2	1,3	10,0	1,9	4,5
0,0	8,0	7,9	1,3	1,3	8,3	1,9	4,1
0,0	8,7	8,1	1,0	1,3	10,0	1,9	4,2
0,0	8,3	5,7	1,5	1,3	10,0	1,9	4,3
0,0	8,7	6,2	1,8	1,3	10,0	1,9	3,7
0,0	7,8	3,5	1,5	1,5	9,8	2,1	4,1
0,0	7,8	3,6	0,0	0,3	10,0	1,8	4,1
0,0	8,0	0,2	1,4	1,5	10,0	2,1	4,1
0,0	9,2	0,1	1,3	1,3	10,0	1,9	3,9
0,0	6,3	2,8	1,3	1,3	9,8	1,9	4,1
0,0	8,2	0,0	1,2	1,3	10,0	1,9	4,1
0,0	7,7	0,0	1,2	1,3	10,0	1,9	3,8
0,0	7,5	0,0	1,2	1,3	9,1	1,9	4,2
0,0	9,0	0,1	1,7	1,9	0,0	2,7	4,3
0,0	7,3	2,2	0,2	0,1	0,0	1,6	5,4

11 Abkürzungsverzeichnis

EFZ	Elektrofahrzeuge
EV	Eigenverbrauch
EPRI	Electric Power Research Institute
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
h	Stunden
HSS	Hausspeichersysteme
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
LVR	Line Voltage Regulator (Reihentransformator)
NAP	Netzanschlusspunkt
NoM	Netzoptimierende Maßnahme
PV	Photovoltaik
pu	Per-Unit
QS	Quartierspeicher
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SOC	State of Charge
St	Stück
TSH	Topologische Schalthandlungen
V	Volt
W	Watt
WE	Wohneinheiten
WP	Wärmepumpe(n)
WR	Wechselrichter

12 Literaturverzeichnis

- BAFA-03 16 Statistik: Zugelassene KWK-Anlagen 2009 bis 2015 in: www.bafa.de. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2016
- BC-02 10 E-Mobility-Studie: Bis 2020 hat die Hälfte aller neuen Autos einen Elektroantrieb. München/Zürich: Bain & Company, 2010
- BDEW-03 11 Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. E-Bridge Consulting GmbH (Bonn): E-Bridge Consulting GmbH, 2011
- BDEW-03 15 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015
- BDH-02 15 Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2014 in: http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Daten_Fakten/BDH_Info_Grafik_Anlagenbestand_2014.pdf (Aufgerufen am 10.01.2016). Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, 2015
- BMWi-04 17 Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017
- BNETZA-05 17 Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 03. April 2017. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017
- BWP-01 16 Sperr, Alexander et al.: BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2016
- DENA-05 15 Bigalke, Uwe; Kunde, Jan; Yang, Zhang: Der dena-Gebäudereport 2015 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2015
- DENA-07 12 Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp et al.: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 - dena-Verteilnetzstudie. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- DESTATIS-08 15 Ergebnisse ohne Grenzen: der Zensus-Atlas in: www.zensus2011.de (Abruf am 23.11.2015). Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015
- DU-01 13 Mwasilu, Francis et al.: Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 34 (501–516). South Korea: Dongguk University-Seoul, 2013.
- EBR-01 14 Büchner, Dr.-Ing. Jens; Katzfey, Dr.-Ing. Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert; Schuster, Dr.-Ing. Henning; Dierkes,

- Sebastian; van Leeuwen, Tobias; Verheggen, Lukas; Uslar, Dr.-Ing. Mathias; van Amelsvoort, Marie: Moderne Verteilernetze für Deutschland - Verteilernetzstudie. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2014
- ECOINV 01 14 The ecoinvent database, Version 3.0 in: <http://www.ecoinvent.org/>. Zürich: Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2014
- EGAP-01 12 Nobis, Philipp; Samweber, Florian; Fischhaber, Sebastian; Carr, Luis: e-GAP – Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen in: <https://www.ffe.de/die-themen/mobilitaet/410-e-gap-modellkommune-garmisch-partenkirchen>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012
- EES-01 11 Jossen, Andreas: Vorlesung Photovoltaische Inselsysteme. München: Technische Universität München, Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik, 2011
- ENEX-01 16 Doelling, Robert: Aktuelle Gesetze zum Verbot der Nachtspeicherheizung in: <http://www.energie-experten.org/heizung/elektroheizung/nachtspeicherheizung/verbot.html> Archived by WebCite at: <http://www.webcitation.org/6gaSi51ue>. Hamburg: Robert Dwelling, 2016
- EPRI-01 15 Simulation Tool – OpenDSS. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 2015
- ET-15 13 Linssen, Jochen; Danzer, Michael; Marker, Stefanie; Maas, Heiko; Strunz, Kai; Weinmann, Oliver: Netzintegration von Elektrofahrzeugen und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jg. (20 13) Heft 1/2, p.121-124. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2013
- FENES-01 16 Brückl, Oliver; Strohmayer, Bernhard: Systemvergleich von Netzausbauoptionen in Niederspannungsnetzen - Analyse und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Netzausbaubedarfs in: 3.Otti-Konferenz: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2016
- FFE-01 17 Kleinertz, Britta; Samweber, Florian: Auswirkungen der elektrischen Wärmebereitstellung auf Verteilernetze in: Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2017
- FFE-04 16 Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2016
- FFE-04 17 Köppl, Simon; Herzog, Julian; Bogensperger, Alexander; Samweber, Florian in: 4.Konferenz Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien in Berlin. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2017

- FFE-07 17 Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian: Optimierung der Netzzrückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-Anlagen im Niederspannungsnetz in: Dritte Dialogplattform Power to Heat 2017. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2017
- FFE-10 17 Regett, Anika; Zeiselmaier, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-11 17 Samweber, Florian; Schifflechner, Christopher: Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße - Stand Dezember 2016 in: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse> (Abruf: 15.03.2017) (Archived by WebCite at <http://www.webcitation.org/6oyl9oPwy>). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-20 17 Guminski, Andrej; von Roon, Serafin: Transition Towards an “All-electric World” - Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System in: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, Österreich: Technische Universität Wien, 2017
- FFE-21 17 Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017
- FFE-15 17 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-22 12 Samweber, Florian: Lastverschiebungspotenzial in Niederspannungsnetzen zum Ausgleich der PV-Einspeisung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-23 15 Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FfE 25 11 Beer, Michael; Habermann, Jochen: Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie und Umwandlung von Brennstoffen in Deutschland. In: <http://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/186-basisdaten-energietraeger> München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2011
- FFE 26 17 Köppl, Simon Dipl.-Ing.; Samweber, Florian Dipl.-Ing.: Das Projekt MONA 2030 - Das zeigt der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen in: MONA Ergebnisveranstaltung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017

- FFE-28 17 Dr. von Roon, Serafin: Elektrifizierung als ein Baustein der Energiewende - Zusammenfassung des Vortrags von Dr. Serafin von Roon im Rahmen der Fachtagung 2017 der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in: Tagungsband der FfE Fachtagung 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017
- FFE-29 14 Bschorer, Stefan; Samweber, Florian: Simulation of a Sustainable Energy System in Grafing (Munich Region) - Paper: International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Berlin in: 4th Solar Integration Workshop. Darmstadt: energynautics GmbH, 2014
- FFE-31 15 Rothmoser, Florian; Samweber, Florian: Wärme und Biogasspeicher in Kombination mit Power to Heat Grafing, Ebersberg, Germany - Fallstudie. München: B.A.U.M. Consult GmbH, 2015
- FFE-31 16 Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon; Samweber, Florian: Investitionsfähigkeit deutscher Stromnetze in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 9/2016. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2016
- FFE-32 17 Müller, Mathias; Samweber, Florian; Leidl, Peter: Impact of Different Charging Strategies for Electric Vehicles on their Grid Integration - Einfluss der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen auf deren Netzintegration in: 2. Internationale ATZ Konferenz Netzintegration der Elektromobilität. Wiesbaden: ATZ Live, 2017
- FFE-34 16 Gallet, Marc; Köppl, Simon; Nobis, Phillip; Samweber, Florian: Smart Grid Controller - Technische und wirtschaftliche Analyse von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Längsreglern in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an Elektromobilität und Photovoltaik. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-35 16 Wehinger, Johannes (Vorarlberg Milch eGen): Experteninterview am 16.03.2017 - CO₂-Verminderung in der Milchverarbeitung. München: FfE GmbH, 2017
- FFE-36 16 Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Fattler, Steffen: Mehrwert des Smart Meter-Rollouts für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen. Mannheim: VDE Kongress Internet of Things, 2016
- FFE-37 16 Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Samweber, Florian: MONA-Szenarien: Mehr als die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch - Entscheidende Faktoren für die Zukunft der Stromnetze in: BWK Ausgabe 11/2016, S. 6-8. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2016
- FFE-39 15 Samweber, Florian; Wachinger, Kristin; Köppl, Simon: Der Morphologische Kasten: Eine Vergleichsgrundlage für Netzoptimierende Maßnahmen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg. (2015) Heft 10. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2015

- FFE-39 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2016
- FFE-44 16 Köppl, Simon; Zeiselmaier, Andreas; Bogensperger, Alexander; Müller, Mathias; Hinterstocker, Michael; Samweber, Florian: Merit order of grid optimizing measures for a sustainable grid planning and efficient solar integration in: 6th Solar Integration Workshop. Wien: Energynautics GmbH, 2016
- FFE-45 15 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Regett, Anika; Zeiselmaier, Andreas; et al: MONA 2030 - Dritter Workshop des Lenkungskreises. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-45 17 Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2017
- FFE-46 14 Samweber, Florian; Wachinger, Kristin; Köppl, Simon: Laufendes Projekt: Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030 (MONA 2030) - Systemübergreifender Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen in: <https://www.ffe.de/mona>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2014
- FFE-48 14 Samweber, Florian; Nobis, Phillip; Wachinger, Kristin; Köppl, Simon; Gallet, Marc; Fischhaber, Sebastian; Staudacher, Thomas: Sun2Car@GAP - Endbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2014
- FFE-52 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon: MONA 2030 - Vierter Workshop - Lenkungskreis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- FFE-53 14 Samweber, Florian; Sutter, Manuel; Köppl, Simon: Solare Wärmezeugung durch Solarthermie und Photovoltaik in: <https://www.ffe.de/die-themen/gebäude-und-geräte/555>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2014
- FFE-53 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: MONA 2030 - Fünfter Workshop - Lenkungskreis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- FFE-56 14 Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: MONA 2030 - Erster Workshop - Erste Schritte im Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014
- FFE-62 15 Nobis, Philipp; Samweber, Florian; Fischhaber, Sebastian: e-GAP: Smart Grid – Basis einer elektromobilen Zukunft. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2015

- FFE-66 15 Samweber, Florian; Lehmann, Anja; Ansbacher, Patrick: Pilot Region Berchtesgadener Land - Status Quo Report and Masterplan. München: Alpine Space, 2015
- FFE-67 15 Genghammer, Franziska; Samweber, Florian; Ansbacher, Patrick; Lehmann, Anja; Stöhr, Michael; Waldorf, Stephan: Pilot Region Ebersberg - Status Quo Report and Masterplan. München: Alpine Space, 2015
- FFE-68 15 Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: MONA 2030 - Zweiter Workshop - Szenarien & Energiezukunft. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- GREIF-01 16 Greif, Simon: Herausforderungen und Potenziale von Virtuellen Kraftwerken zur Netzoptimierung in der Niederspannungsebene - Challenges and potentials of virtual power plants for grid optimization in low voltage systems. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Ingenieur fakultät Bau Geo Umwelt, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- IFHT-01 09 Schnettler, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin: Netze für die Stromversorgung der Zukunft - Perspektiven für die Energieforschung in: Netze für die Stromversorgung der Zukunft - Perspektiven für die Energieforschung, Workshop am 3. Feb. 2009. Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009
- IFHT-01 13 Hille, Christian Dr.; Gödde, Markus; Potratz, Fabian; Schrader, Sören; Matrose, Claas; Hörpel, Benjamin; Harms, Heiko; Kampik, Jonas; Schnettler, Armin Univ.-Prof. Dr.-Ing.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung. Aachen: P3 energy and storage GmbH, 2013
- IFHT-01 15 Koopmann, Simon; Sowa, Torsten; Schnettler, Armin; Schweinfurt, Willi; Hillenbrand, Sascha: Netzkompatibles Lastmanagement von Wärmestromanlagen auf Basis von Freigabequoten in: Smart Grids zu Smart Markets. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2015
- INFAS-01 10 Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010
- IRES-01 15 Samweber, Florian; Fischhaber, Sebastian; Nobis, Philipp: 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015 Electric Mobility as a Functional Energy Storage in Comparison to On-Site Storage Systems for Grid Integration - Elektromobilität als Funktionaler Energiespeicher im Vergleich zu großtechnischen Speichern zur Netzintegration in: Energy Procedia 73 (2015) 94 - 102. : Elsevier, 2015
- ISE-02 11 Miara, Marek; Günther, Danny; Kramer, Thomas; Oltersdorf, Thore; Wapler, Jeannette: Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung

- der Effizienz im realen Betrieb. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2011
- KFW-01 16 KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" - Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage in: Merkblatt Erneuerbare Energien. Frankfurt am Main: Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), 2016
- KLZ-01 16 Demand Response potential of household Power-to-Heat employing thermal storage – Masterarbeit; Kleinertz, Britta; Herausgegeben durch Technische Universität Darmstadt – Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD), betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- KBA-01 17 Bestand an Pkw in den Jahren 2007 bis 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten,
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524 (Abruf: 08.02.2017), (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6o7U0MHbg>). Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt
- KRACK-01 16 Krack, Juri: Die gesellschaftliche Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland - Eine vergleichende Analyse. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Eberhard Karls Universität Tübingen, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- LAC-01 13 Lacey, G.; Putrus, G.; Salim, A.: The Use of Second Life Electric Vehicle Batteries for Grid Support. Newcastle: Northumbria University, 2013
- LUEH-01 14 Lühn, Tobias; Schlömer, Gerrit; Schmidtman, Genoveva; Lehde, Bianca; Schmiesing, Johannes; Hofmann, Lutz; Geldermann, Jutta: Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level - Multikriterielle Bewertung von Netzausbaukonzepten auf Niederspannungsebene in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Volume 38, Issue 3, pp 183-200. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014
- MDN-01 17 Bäsman, Rainer: Netzoptimierende Maßnahmen aus Sicht der Verteilnetzbetreiber in: MONA Ergebnisveranstaltung. Nürnberg: Main-Donau Netzgesellschaft, 2017
- NOBI-01 16 Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- SAB-01 16 Sabel, Paul: Integration von Sektorkopplungsmaßnahmen in die regionalisierte Niederspannungsebene. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Weihenstephan-Triesdorf - Fakultät Land- und Ernährungswirtschaft, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

- SAM-01 07 Samweber, Florian: Theoretische und Praktische Untersuchung von Latentwärmespeichern; Fürstfeldbruck: Graf Rasso Gymnasium, 2007
- SAM-02 10 Samweber, Florian: Energiewirtschaftliche Bewertung von Heizungspufferspeichern; München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2010
- SCHROE-02 16 Schröder, Lutz: Modellierung der Energienachfrage privater Haushalte auf Basis individueller Zeitverwendung - Modelling the energy demand of private households based on individual time use. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Trier, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- STER-01 14 Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 2014
- TABA-01 15 Tabacaru, Victor: Voltage regulation in Low Voltage Grids with a high Penetration of Photovoltaic Systems and Electric Vehicles. Master's Thesis. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. : München, 2015
- TUM-04 11 Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. München: TUM Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011
- TUM-06 11 Esslinger, Peter; Witzmann, Rolf: Improving Grid Transmission Capacity and Voltage Quality in Low-Voltage Grids with a High Proportion of Distributed Power Plants in: Energy Procedia 12 (2011) 294 - 302. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2011
- VDE-05 10 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010
- WIT-01 10 Wittner, Marita: E.ON präsentiert erste Zwischenergebnisse aus dem Pilotprojekt mit dem MINI E in München. Leipzig: Verein Medienberatung Leipzig, 2010
- UNIKA-01 05 Stadler, Prof. Dr.-Ing. Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- ZSW-03 13 Bickel, Peter; Kelm, Tobias: Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012 - Gutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2013
- ZWICKY-01 57 Zwicky, Fritz: Morphological Astronomy. Giessen: Springer-Verlag Berlin Göttingen Heidelberg, 1957