

# Bericht des Zukunftslabor Energie über das AP 1.5 des Teilprojekts 1



Eingereicht am: 28.02.2025

Eingereicht von: Laura Niemann, Zukunftslabor Energie

Autor\*in: Sarah Fayed, Max Heumann, Jan Philipp Hörding, Sarah K. Lier, Laura Niemann, Annika Ofenloch, Fernando Peñaherrera, Jan Petznik, Alejandro Rubio, Ihsan Ünal, Henrik Wagner

Sprecherin: Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße

Zentrum für digitale Innovationen Niedersachsen (ZDIN)

**Beteiligte Institutionen:**

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg/OFFIS e.V. (Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff, Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße)

DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (Prof. Dr. Carsten Agert)

Leibniz Universität Hannover (Prof. Dr. Michael H. Breitner)

Technische Universität Braunschweig (Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel)

Ostfalia Hochschule (Prof. Dr.-Ing. Lars Kühl)

Hochschule Emden/Leer (Prof. Dr. Johannes Rolink)

Im vorliegenden Dokument wird der Zeitraum von 01.07.2024 bis 28.02.2025 dargestellt.

Das vorliegende Deliverable gehört zum Teilprojekt „TP1: Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen“

## Inhaltsverzeichnis

1	Generelle Informationen.....	4
2	Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen.....	5
2.1	DSZ Gebäude.....	6
	Überblick der Szenarien im DSZ Gebäude.....	6
	Ergebnisse.....	9
	Ausblick.....	14
2.2	DSZ Flexibilität.....	14
	Motivation.....	14
	Modellierung und Simulation.....	15
	Ergebnisse.....	16
	Ausblick.....	18
2.3	DSZ E-Mobilität.....	18
2.4	DSZ IKT-Störungen.....	20
	Änderungen der Komponenten.....	20
	Ergebnisse im Probenetz.....	22
	Begrenzung gegen interne Rechnerkapazität.....	27
	Ausblick.....	28
2.5	DSZ Netzbetrieb.....	28
	Aufbau.....	29
	Ergebnisse.....	30
	Ausblick.....	32
2.6	Ökologische Bewertung.....	33
2.7	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	36
	Ergebnisse.....	37
3	Weiterführende Veröffentlichungen.....	39
4	Literatur.....	41

# 1 Generelle Informationen

Dieser Bericht sammelt die Ergebnisse von AP 1.5 im Zeitraum von Juli 2024 bis Februar 2025. Die Ergebnisse werden entsprechend ihrer Ausarbeitungsform in diesem Dokument sowohl textlich als auch in Visualisierungen dargestellt. Die entwickelten Methoden, Software, Modelle und Simulationsumgebungen werden über das ZDIN-ZLE GitLab dokumentiert bereitgestellt (Link: <https://gitlab.com/zdin-zle/scenarios>).

Im Rahmen des Teilprojekts 1 erfolgt eine Untersuchung der IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen sowie deren komplexe Wechselwirkungen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt hierbei auf der Entwicklung dynamischer Szenarien, welche eine Wiederverwendung ermöglichen und relevante Elemente von Quartiersversorgungssystemen berücksichtigen.

Im Rahmen des Arbeitspakets 1.5 erfolgt eine Dokumentation, Auswertung und Aufbereitung der Ergebnisse der Quartiersversorgungsszenarien. Diese basieren auf den in den vorherigen Arbeitspaketen entwickelten fünf Durchstichszenarien, die in AP 1.4 weiter verfeinert wurden, um die Simulationen zu ermöglichen. In AP 1.5 erfolgte die Erstellung einer umfassenden Dokumentation der Modelle und ihrer relevanten Parametrierungen, sowie die abschließende Auswertung und Veröffentlichung der Szenarien.

<b>AP1.5</b>	<b>Verantwortlich: UOL/OFFIS</b>
<b>Kurzbeschreibung</b>	
Die Modelle werden (sofern urheberrechtlich im Rahmen dieses Vorhaben entwickelt) unter einer harmonisierten Open Source-Lizenz veröffentlicht. Wo dies aus IP-Gründen nicht möglich ist, werden die Co-Simulationsadapter als „Open Interfaces“ unter einer solchen Lizenz angeboten. Referenzszenarien werden (ggf. normalisiert) den Standards der Plattform entsprechend dokumentiert und veröffentlicht. Die Anforderungen an Modelle und Ergebnisse für eine anschlussfähige Weiterverwendung werden gemeinsam mit den Praxispartnern transferkategorie-spezifisch spezifiziert. Umfragen unter den Praxispartnern unterstützen eine systematische Evaluation und Diskussion der Ergebnisse und Erkenntnisse.	
<b>Start</b>	<b>Ende</b>
M49	M60
<b>Erforderliche Inputs</b>	<b>Outputs</b>
Ergebnisse aus den vorangegangenen APs, insb.: <ul style="list-style-type: none"> <li>• IKT-Modelle aus TA1.3.1</li> <li>• Simulationsstudien aus TA1.4.1 bis TA1.4.3</li> <li>• Durchführung der Laborversuche</li> <li>• Messzeitreihen der Laborversuche</li> </ul>	D1.5, M1.5

## 2 Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen

Das Teilprojekt 1 widmet sich der „Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen“. Im Mittelpunkt stehen dabei die Wechselwirkungen zwischen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie der Energieversorgungsinfrastruktur in digitalisierten Wohnquartieren. Ziel ist es, die Abhängigkeiten und Potenziale dieser Systeme umfassend zu untersuchen, was durch verschiedene Simulationen realisiert wurde. Das AP 1.5 konzentriert sich auf die Dokumentation, Bewertung und Aufbereitung der in den vorangegangenen Arbeitspaketen erarbeiteten Ergebnisse und stellt sicher, dass die erarbeiteten Ergebnisse zuverlässig festgehalten und bewahrt werden. Ziel ist es, diese Ergebnisse so aufzubereiten, dass sie auch zu einem späteren Zeitpunkt effektiv genutzt werden können. Zur Förderung der breiten Zugänglichkeit und besseren Darstellung werden die simulierten Szenarien zusätzlich für die Open Energy Plattform<sup>1</sup> aufbereitet und dort bis zum Projektende veröffentlicht. Diese Maßnahme ermöglicht langfristig eine erweiterte Sichtbarkeit und Nutzung der Forschungsergebnisse durch ein größeres Publikum.

Im Rahmen von AP 1.3 wurde der Grundstein für die Entwicklung von fünf themenspezifischen Durchstichszenarien (DSZ) gelegt. Diese Szenarien widmen sich spezialisierten Fragestellungen, die zentrale Aspekte der Quartiersversorgung betreffen. Im Fokus stehen die Themenbereiche Gebäude, Flexibilität, E-Mobilität, IKT-Störungen und Netzbetrieb (siehe Abbildung 1). Ziel dieser Szenarien ist es, die technischen und inhaltlichen Abhängigkeiten der Quartiersversorgung systematisch zu analysieren. Im anschließenden AP 1.4 wurden die Szenarien methodisch weiterentwickelt. Dies umfasste die Modellierung und Durchführung von Simulationen zur Untersuchung spezifischer Versorgungssituationen in Wohnquartieren.

Dabei zeigte sich bereits in AP 1.3, dass zwischen den einzelnen Durchstichszenarien inhaltliche und technische Abhängigkeiten bestehen. Diese Erkenntnis führte zu einer iterativen Vorgehensweise, bei der die Ergebnisse eines Szenarios direkt in die Ausarbeitung der anderen Szenarien einfließen konnten. Durch die gezielte Nutzung dieser Synergieeffekte konnte die Bearbeitung effizient gestaltet werden, was sich als ein wichtiger methodischer Schritt im Projekt erwies. Details zur Priorisierung und Reihenfolge der Bearbeitung wurden in den Berichten zu AP 1.3 [1] und 1.4 [2] ausführlich beschrieben. Im Ergebnis konnten die Szenarien „E-Mobilität“ und „Netzbetrieb“ bereits im AP 1.3 wichtige Erkenntnisse liefern. In den folgenden Arbeitsschritten wurde daher der Fokus verstärkt auf die Themen Gebäude, Flexibilität und IKT-Störungen gelegt, wobei das Szenario Netzbetrieb durch eine Erweiterung der Forschungsfragen zusätzlich vertieft wurde.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse, wertet sie aus und bereitet sie entsprechend den Anforderungen auf. Zudem verweist er bei einzelnen Szenarien auf die Berichte aus AP 1.3 und AP 1.4, in denen zentrale Erkenntnisse zu einigen Durchstichszenarien bereits detailliert beschrieben wurden. Darüber hinaus befindet sich zu Beginn jedes Unterkapitels, das sich auf ein Durchstichszenario bezieht, ein GitLab-Tag, der auf die entsprechenden Ausarbeitungen verlinkt.

---

<sup>1</sup> <https://openenergyplatform.org/scenario-bundles/id/7cbe1492-4173-85b9-685a-356b0228ecbc>

Szenario 1 <b>GEBÄUDE</b> HOCHSCHULE OSTFALIA	Szenario 2 <b>FLEXIBILITÄT</b> UNIVERSITÄT OLDENBURG	Szenario 3 <b>E-MOBILITÄT</b> TU BRAUNSCHWEIG	Szenario 4 <b>IKT-STÖRUNGEN</b> OFFIS	Szenario 5 <b>NETZBETRIEB</b> DLR-VE
Quartierssimulation mit 5RIC-Gebäudemodellen in einer Co-Simulation	Multimodale Flexibilitätsnutzung im Quartier zur Lösung von Problemen im Stromnetz	Netzaufnahmefähigkeit für E-Mobilität in Quartieren mit energetischem Sanierungsbedarf	Auswirkungen von Ausfällen und Verzögerungen in der Kommunikation auf die Energieversorgung	Laborvernetzte Co-Simulation zum robusten Betrieb hoch digitalisierter Niederspannungsnetze
<b>Gebäudemodell</b> Hochschule Ostfalia <b>Wärmepumpe, PV-Modell</b> OFFIS / Universität Oldenburg <b>Co-Simulation</b> OFFIS	<b>Flexibilitätsmodellierung</b> Universität Oldenburg <b>Netzsimulation, PV-Modell</b> Hochschule Emden/Leer <b>Gebäudesimulation</b> Hochschule Ostfalia <b>Co-Simulation</b> OFFIS	<b>E-Mobilität &amp; Speichermodell</b> TU Braunschweig <b>statische Daten, Netzsimulation</b> Hochschule Emden/Leer <b>Co-Simulation, PV-Modell</b> OFFIS <b>Entwicklung Method</b> Universität Hannover	<b>Co-Simulation, PV-Modell</b> OFFIS <b>Kommunikationsmodelle</b> OFFIS <b>statische Daten, Netzsimulation</b> Hochschule Emden/Leer <b>Speichermodell</b> TU Braunschweig <b>Flexibilitätsmodelle</b> Universität Oldenburg	<b>Robuster Netzbetrieb, Co-Simulation</b> DLR-VE <b>Netz(ebenen)simulation, Laborschnittstellen</b> Hochschule Emden/Leer <b>Wärmepumpe, Laborschnittstellen</b> Hochschule Ostfalia

Abbildung 1: Übersicht der fünf Durchstichszenarien

## 2.1 DSZ Gebäude

Gitlab Tag: [Deliverable D1.5 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Im Rahmen des Arbeitspakets 1.4 wurden die grundlegenden Modellierungen und Simulationsergebnisse für das Basisszenario im Bereich „Durchstichszenario Gebäude“ erarbeitet und dokumentiert [2]. Dabei lag der Schwerpunkt auf der Abbildung und Analyse zentraler Komponenten wie der Wärmeversorgung, Wärmepumpen, Heizkörper, Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), elektrischen Speichern, Elektrofahrzeugen sowie deren Kopplung und Integration in das Stromnetz.

Das Ziel dieses Abschnitts ist es, die weiterführenden Simulationsergebnisse für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 zu präsentieren. Diese Szenarien bauen auf den in Arbeitspaket 1.4 beschriebenen Modellen auf, berücksichtigen jedoch zusätzliche Annahmen und technologische Entwicklungen, um die zukünftige Dynamik und Potenziale der betrachteten Systeme zu bewerten. Das Basisszenario berücksichtigt standardmäßige meteorologische Informationen sowie den aktuellen Zustand der Wärmedämmung der Gebäude. Die zukünftigen Szenarien umfassen Verbesserungen der Gebäudedämmung sowie die Implementierung zentraler und dezentraler Energiemanagementsysteme, die für die Steuerung des Systems erforderlich sind. Das letzte Szenario für das Jahr 2050 basiert auf meteorologischen Daten, die für das Jahr 2045 modelliert wurden. Es berücksichtigt Verbesserungen an den Gebäudehüllen, eine erhöhte Verbreitung der Elektromobilität sowie einen geringeren Anteil von Gebäuden, die direkte elektrische Heizungen zur Warmwasserbereitung nutzen. Ziel dieses Szenarios ist es, den steigenden Anteil lokal basierter Energieversorgung zu untersuchen und eine mögliche Modernisierung des Netzes zu analysieren, um die technischen und umweltbezogenen Auswirkungen zu bewerten. Die Auswahl der betrachteten Jahre basiert auf zentralen Meilensteinen, die häufig in langfristigen Energie- und Klimaszenarien genutzt werden, und ermöglicht eine schrittweise Analyse der Auswirkungen von technologischen und regulatorischen Entwicklungen über mehrere Dekaden hinweg.

### Überblick der Szenarien im DSZ Gebäude

Für die Simulationen wurden vier Szenarien entwickelt, die die zeitliche Entwicklung und technologischen Fortschritte im Bereich der Energieversorgung und Gebäudemodernisierung abbilden. Diese Szenarien umfassen die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 und unterscheiden sich durch Änderungen in den Bereichen Stromversorgung, Wärmeversorgung, Warmwasserbereitung sowie Gebäudedämmung. Alle vier Szenarien sind in Abbildung 2 dargestellt, die die Veränderungen über die Jahre visualisiert.

### **Szenario 1 (2020) – Ölper Berge:**

Dieses Szenario bildet den Status im Jahr 2020 ab (Nr. 1 in Abbildung 2). Die Stromversorgung erfolgt ausschließlich über das öffentliche Stromnetz, basierend auf dem Strom-Mix des Jahres 2020 [3]. Eine PV-Anlage ist nicht vorhanden. Der Wärmebedarf wird über einen Gaskessel gedeckt, und die Warmwasserbereitung erfolgt primär durch Durchlauferhitzer (91,7 %), ergänzt durch Warmwasserspeicher mit Zirkulationssystemen (8,3 %). Die Gebäudefassade ist ungedämmt. Bei allen Szenarien ist zudem ein Pufferspeicher vorhanden.

### **Szenario 2 (2030) – Ölper Berge:**

Dieses Szenario repräsentiert den Zustand, der für 2030 prognostiziert wird (Nr. 2 in Abbildung 2) Die Stromversorgung erfolgt weiterhin über das öffentliche Stromnetz (Strom-Mix-2030 [4]), jedoch wird ein Teil des Strombedarfs durch Balkon-Solaranlagen gedeckt, die in 10 % der Wohnungen installiert sind. Der Wärmebedarf wird durch Fernwärme von BS-ENERGY gedeckt, einem regionalen Energieversorger aus Braunschweig, der sowohl Strom als auch Wärme mit einem Schwerpunkt auf effiziente und nachhaltige Energieerzeugung bereitstellt [5]. Die Warmwasserbereitung und die Verteilung bleiben gegenüber 2020 unverändert. Eine wesentliche Verbesserung stellt die Dämmung der Gebäudefassade mit einer Schichtdicke von 20 cm dar, im Vergleich zum vorherigen Zustand, in dem die Fassade ungedämmt war (Dämmstärke: 0 cm). Zudem werden Elektrofahrzeuge in das Szenario integriert (49 Fahrzeuge – eines pro Gebäude), die gesteuert geladen werden können.

### **Szenario 3 (2040) – Ölper Berge:**

Für das Szenario 2040 (Nr. 3 in Abbildung 2) wird eine stärkere Elektrifizierung und Integration erneuerbarer Energien angenommen. Zusätzlich zu einer vorhandenen PV-Anlage und einem Stromspeicher auf Quartiersebene sind Balkon-Solaranlagen in 40 % der Wohnungen installiert, wobei eine Einspeisung überschüssiger Energie ins Stromnetz möglich ist. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge steigt auf 98 (zwei pro Gebäude) und sie können gesteuert geladen werden. Die Stromversorgung basiert auf dem Strom-Mix von 2040 [6], ergänzt durch die PV-Systeme. Wärme wird weiterhin über Fernwärme von BS-ENERGY bereitgestellt, während die Warmwasserbereitung vollständig durch Durchlauferhitzer erfolgt. Die Gebäudefassade bleibt mit 20 cm Dämmung unverändert.

### **Szenario 4 (2050) – Ölper Berge:**

Im Jahr 2050 (Nr.4 in Abbildung 2) wird ein deutlicher Wandel zu einer nachhaltigen Energieversorgung erwartet. Die Stromversorgung basiert auf dem Strom-Mix von 2050 [7]. Neben PV-Anlagen und Stromspeichern auf Quartiersebene werden Balkon-Solaranlagen in 60 % der Wohnungen eingesetzt. Die Zahl der Elektrofahrzeuge erhöht sich auf 147 (drei pro Gebäude) und ihr Laden kann gesteuert erfolgen. Die Wärmeversorgung erfolgt durch Wärmepumpen, die Wärme aus einem Niedertemperaturnetz (45 °C) beziehen. Die Warmwasserbereitung bleibt vollständig elektrisch (Durchlauferhitzer), und die Fassadendämmung bleibt unverändert.

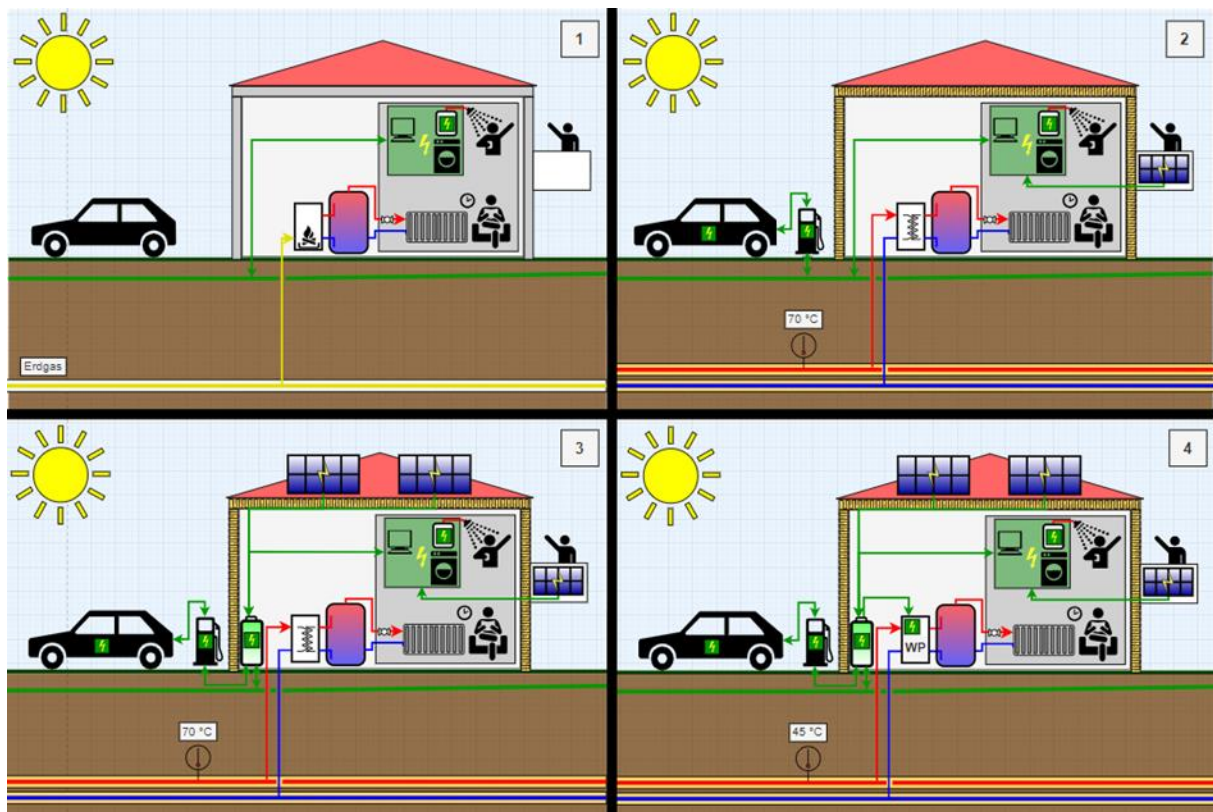


Abbildung 2: Entwicklung der Gebäudeszenarien 2020 – 2050

Zu dem Szenario 4 „TARGET\_2050“ wurden vier Grid-Observer-Varianten entwickelt, in denen der intelligente Grid Observer (GO) integriert wurde. Der Grid Observer überwacht kontinuierlich die Netzspannung und sorgt durch gezielte Steuerung der Ladevorgänge für eine Optimierung der Versorgungssicherheit sowie eine verbesserte Integration erneuerbarer Energien. Jede dieser Varianten verwendet spezifische Lade- und Steuerungsstrategien, die sowohl das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge (EV) als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich Elektrizität und Wärme beeinflussen. Die erste Variante, „TARGET\_2050-max\_P-GO“, baut auf dem maximalen Ladeverhalten des Basisszenarios auf und integriert die Funktionalität des Grid Observers. Dieses Modell ermöglicht weiterhin eine schnelle Ladung der Fahrzeuge, berücksichtigt jedoch die Netzbedingungen, um Spannungsschwankungen zu minimieren. Dadurch trägt der Grid Observer dazu bei, die Spannungsqualität zu gewährleisten, was insbesondere bei einem hohen Ladebedarf wichtig ist. Aufgrund der maximalen Ladeleistung und der hohen Netzbelastung bleiben die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Szenario relativ hoch. Die zweite Variante „TARGET\_2050-night\_charging-GO“ verlegt den Hauptanteil der Ladevorgänge auf die Nachtstunden zwischen 20:00 Uhr und 05:00 Uhr, da in dieser Zeit die Netzbelastung meist geringer ist. Hier bleibt der Grid Observer aktiv, um Netzspannungsprobleme zu erkennen und auszugleichen. Da nachts keine Solarenergie zur Verfügung steht und die Kapazitäten der Batteriespeicher aufgebraucht werden können, wird der Strombedarf in dieser Zeit aus dem Strommix des Jahres 2050 gedeckt. Dieser Strommix, obwohl er überwiegend auf der Nutzung erneuerbarer Energien basiert, weist einen Emissionsfaktor von 0,354 kg CO<sub>2</sub> pro kWh auf [7]. Trotz des hohen Anteils erneuerbarer Energien werden aufgrund des noch verbleibenden Anteils fossiler Energieträger CO<sub>2</sub>-Emissionen an die Umgebung abgegeben. Bei Variante 3, „TARGET\_2050-forecast-GO“, wird eine vorausschauende Ladestrategie integriert. Auf Basis der geplanten Standzeit der Fahrzeuge am Ladepunkt wird die Ladeleistung gleichmäßig verteilt, um sowohl die nächste Fahrt zu ermöglichen als auch Netzüberlastungen zu vermeiden. Gleichzeitig bleibt der Grid Observer aktiv, um die Netzbedingungen zu überwachen und potenzielle Spannungsschwankungen frühzeitig zu erkennen und auszugleichen. Hierbei können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch eine effizientere Nutzung der



verfügbaren Netzkapazitäten und die gleichmäßigere Verteilung der Ladevorgänge optimiert werden. Die vierte Variante, „TARGET\_2050-solar\_charging-GO“, fokussiert auf eine möglichst optimale Nutzung von Solarenergieüberschüssen für das Laden der Elektrofahrzeuge. Der Grid Observer koordiniert die Energieflüsse und stellt sicher, dass vorrangig Solarstrom genutzt wird, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu minimieren, während die Spannung stabil bleibt. Bei dieser Variante sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich der elektrischen Energie besonders niedrig, da überschüssiger Solarstrom genutzt wird, wodurch die Abhängigkeit von fossilen Energiequellen verringert wird [2].

Im Folgenden ist eine tabellarische Übersicht der verschiedenen Szenarien dargestellt, die die Entwicklung der Energieversorgung, des baulichen Wärmeschutzes und weiterer relevanter Aspekte von 2020 bis 2050 vergleicht.

Tabelle 1: Übersicht der Energieszenarien 2020–2050

Szenario	Energie-träger	Baulicher Wärmeschutz	Balkon-Solaranlagen	Strom-Mix	Warmwasser-bereitung	Gesteuertes Laden
2020	Gas	Nicht vorhanden	Keine	2020	Durchlauferhitzer (91,7 %), Warmwasserspeicher mit Zirkulation (8,3 %)	Nicht vorhanden
2030	Fernwärme	20 cm	10 % der Wohnungen	2030	Durchlauferhitzer (91,7 %), Warmwasserspeicher mit Zirkulation (8,3 %)	49 EV
2040	Fernwärme	20 cm	40 % der Wohnungen	2040	Durchlauferhitzer (100 %)	98 EV
2050	Fernwärme (Wärmepumpe)	20 cm	60 % der Wohnungen	2050	Durchlauferhitzer (100 %)	147 EV
<b>Grid-Observer-Varianten zum Szenario 4 für das Jahr 2050 („TARGET_2050“)</b>						
TARGET_2050-max_P-GO	Maximale Ladeleistung, schnelle Ladung der Elektrofahrzeuge, aber hohe Netzbelastung und erhöhte CO <sub>2</sub> -Emissionen.					
TARGET_2050-night_charging-GO	Ladevorgänge verlagert auf 20:00 Uhr bis 05:00 Uhr, geringere Netzbelastung, aber CO <sub>2</sub> -Emissionen durch den nächtlichen Strommix.					
TARGET_2050-forecast-GO	Vorausschauende Ladeplanung, gleichmäßige Lastverteilung zur Netzoptimierung und CO <sub>2</sub> -Reduktion.					
TARGET_2050-solar_charging-GO	Vorrangige Nutzung von Solarstromüberschüssen, niedrigste CO <sub>2</sub> -Emissionen durch erneuerbare Energien.					

## Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse für die Szenarien 2020, 2030, 2040 und 2050 zeigen eine klare Entwicklung in den Energieverbrauchswerten, die durch technologische Fortschritte und strategische Maßnahmen beeinflusst werden. Die Energieverbrauchswerte werden in Abbildung 3 dargestellt, die die elektrischen und thermischen Energieverbräuche in Megawattstunden (MWh pro Jahr) visualisiert. Auf der X-Achse sind die einzelnen Szenarien abgetragen, während die Y-Achse die Energieverbräuche zeigt. Elektrische Verbräuche sind dabei in blauer Farbe, thermische Verbräuche in orangener Farbe dargestellt.

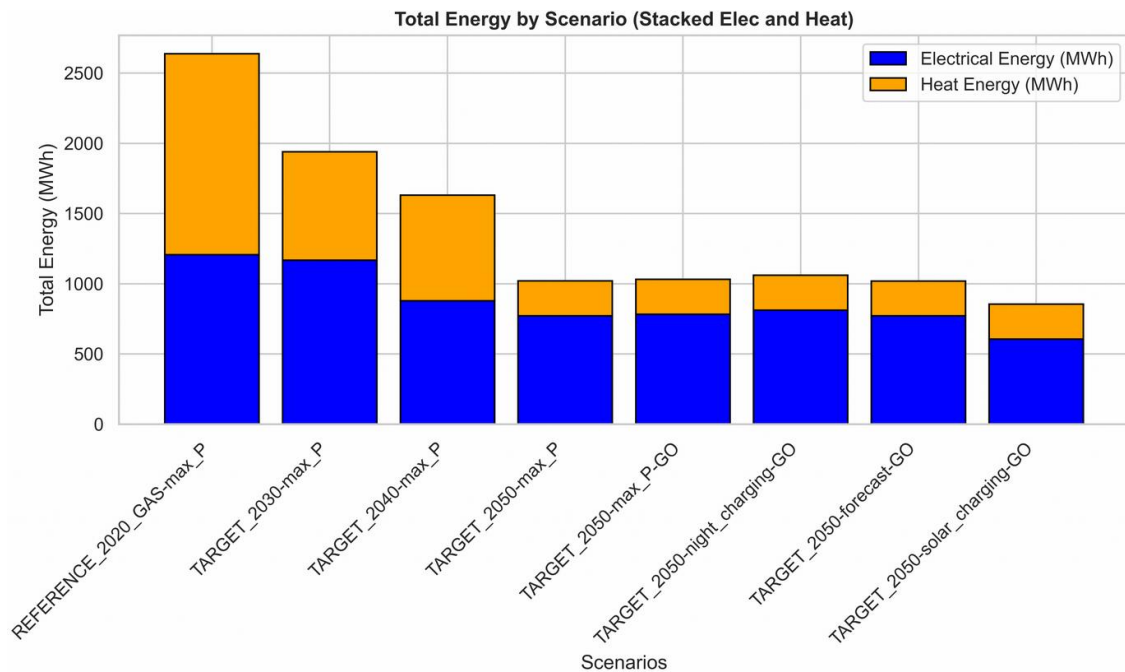


Abbildung 3: Darstellung der jährlichen elektrischen und thermischen Energieverbräuche in den Szenarien 2020 bis 2050

Im Jahr 2020 ist der elektrische Energieverbrauch mit über 1200 MWh hoch. Dies liegt vor allem an der vollständigen Versorgung über das öffentliche Stromnetz ohne Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien. Der thermische Energieverbrauch ist im Jahr 2020 mit etwa 1430 MWh ebenfalls hoch, was auf die Nutzung ineffizienter Gaskessel sowie die fehlende Gebäudedämmung zurückzuführen ist. Bis 2030 führen erste Maßnahmen, wie der Einsatz von Fernwärme und die Einführung von Dämmmaßnahmen, zu einem signifikanten Rückgang des thermischen Verbrauchs um nahezu 50 % auf rund 770 MWh. Der elektrische Verbrauch zeigt im Vergleich dazu nur eine geringe Reduktion und bleibt aufgrund der weiterhin eingeschränkten Integration erneuerbarer Energien bei etwa 1169 MWh.

Im Jahr 2040 führt die erweiterte Elektrifizierung, insbesondere durch die Integration von PV-Anlagen, Stromspeichern und gesteuertem Laden, zu einem spürbaren Rückgang des elektrischen Verbrauchs auf unter 880 MWh. Der thermische Verbrauch bleibt mit etwa 753 MWh nahezu konstant, da die grundlegenden Wärmesysteme im Vergleich zu 2030 unverändert sind. Das Jahr 2050 zeigt die stärksten Veränderungen in den Verbrauchswerten. Die umfassende Umstellung auf Niedertemperatursysteme in Verbindung mit der Nutzung von Wärmepumpen reduziert den thermischen Verbrauch drastisch auf unter 250 MWh. Der elektrische Verbrauch sinkt auf etwa 771 MWh, variiert jedoch in den Varianten des Jahres 2050.

Die zusätzlichen Varianten für das Szenario 2050 verdeutlichen die Bandbreite möglicher Entwicklungen. Die „Solar Charging-GO“-Option erreicht mit etwa 607 MWh den geringsten elektrischen Energieverbrauch. Dies wird durch die optimierte Nutzung von PV-Anlagen erreicht, die einen größeren Anteil des Energiebedarfs direkt decken können. Im Gegensatz dazu führt das „Night Charging-GO“-Modell zu einem erhöhten elektrischen Verbrauch von über 810 MWh, was auf eine weniger effiziente Nutzung von Speichern und erneuerbaren Energien hinweist. Der „Grid Observer“-Ansatz liegt mit einem elektrischen Verbrauch von etwa 783 MWh im mittleren Bereich und bietet durch die verbesserte Spannungsqualität und Flexibilität im Netz eine sinnvolle Ergänzung zur optimierten Energienutzung.

Zusammenfassend zeigen die Simulationsergebnisse eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz und eine starke Reduktion der thermischen Verbräuche über die Szenarien hinweg. Die Einführung von

Dämmmaßnahmen, der Wechsel zu Fernwärme und schließlich die Umstellung auf Niedertemperaturtechnologien tragen maßgeblich zur Senkung des thermischen Energiebedarfs bei. Der elektrische Verbrauch lässt sich ebenfalls reduzieren, wobei die Ergebnisse der Varianten für 2050 zeigen, dass eine optimale Nutzung erneuerbarer Energien wie in „Solar Charging-GO“ von entscheidender Bedeutung für die weitere Verbesserung der Energieeffizienz ist. Technologien wie der „Grid Observer“ verdeutlichen, dass auch bei moderat höherem Verbrauch durch gezielte Steuerungsansätze ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Flexibilität geleistet werden kann. Die dargestellten Ergebnisse dienen als Grundlage, um die Wirksamkeit einzelner Maßnahmen und Szenarien zu bewerten und Wege zu einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung aufzuzeigen.

Die nachfolgende Abbildung 4 veranschaulicht die Entwicklung der Systemeffizienz im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung über die verschiedenen Szenarien hinweg. Auf der X-Achse sind die einzelnen Szenarien abgetragen, während die Y-Achse die Effizienzwerte als dimensionslose Größen darstellt. Die Transformatoreffizienz wird durch lilafarbene Säulen und die thermische Effizienz durch blaue Säulen dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Transformatoreffizienz im Szenario 2020 mit etwa 98 % die höchsten Effizienzwerte erreicht. Dies spiegelt die günstigen Betriebsbedingungen und die geringe Belastung des elektrischen Systems in diesem Basisjahr wider, in dem keine Funktionserweiterung des Netzbetriebes in Bezug auf gesteuertes Laden oder der Integration zusätzlicher PV-Anlagen erfolgt. Die Komplexität des Netzbetriebes ist damit über die einfachen Strukturen auf ein Minimum beschränkt. Die thermische Effizienz beträgt in diesem Szenario rund 60 %, was aufgrund der ineffizienten Wärmebereitstellung durch Gaskessel und fehlender Wärmedämmung der Gebäude erwartbar ist.

Im Szenario 2030 bleibt die Transformatoreffizienz mit einem leichten Rückgang auf etwa 97,9 % nahezu konstant. Dies zeigt, dass die zusätzlichen elektrischen Lasten durch Balkonsolaranlagen und die Integration von Fernwärme keine signifikanten Auswirkungen auf das elektrische System haben. Die thermische Effizienz verbessert sich leicht auf etwa 60,3 %, was durch die Einführung von Dämmmaßnahmen an den Gebäuden und die effizientere Wärmeversorgung mittels Fernwärme erklärt werden kann.

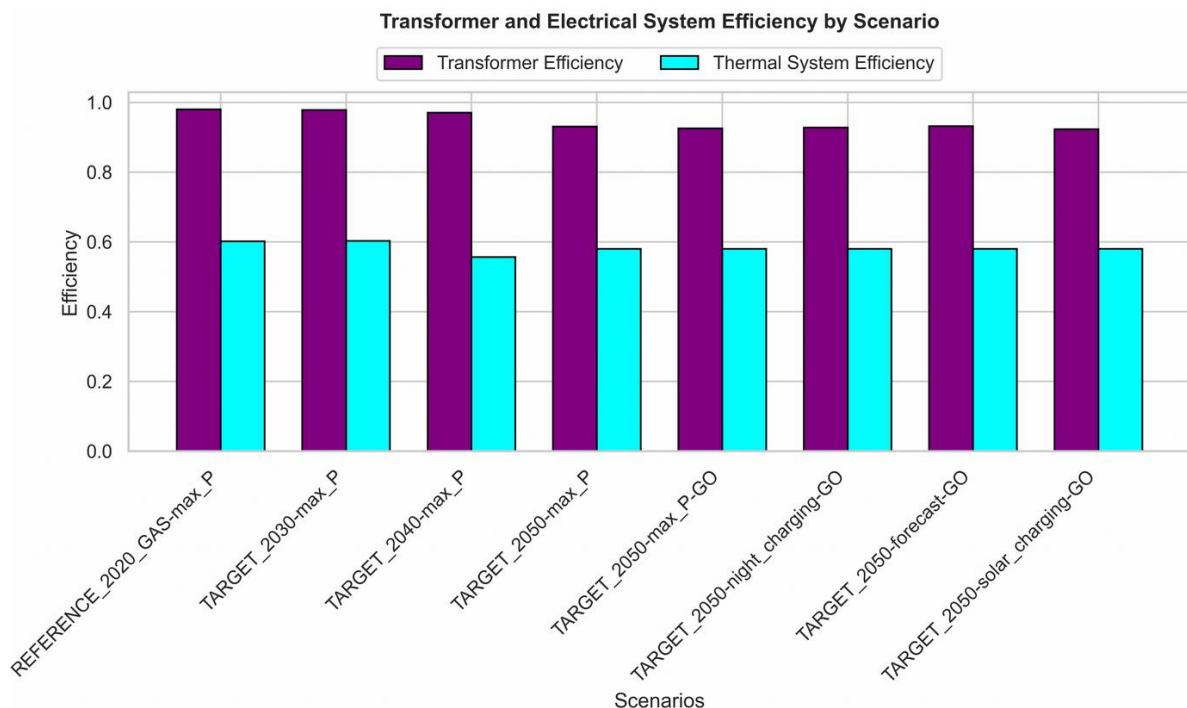


Abbildung 4: Darstellung der Effizienz von Transformatoren und elektrischen Systemen in den Szenarien

Im Szenario 2040 wird ein spürbarer Rückgang der Transformatoreffizienz auf etwa 97 % beobachtet. Dies ist auf die zunehmende Komplexität des elektrischen Systems zurückzuführen, die durch die Integration von PV-Anlagen, Stromspeichern und dem gesteuerten Laden verursacht wird. Die thermische Effizienz sinkt auf rund 55,7 %. Dies deutet darauf hin, dass trotz Fortschritten bei der Wärmeversorgung die Effizienz des Gesamtsystems leicht abnimmt. Der Grund hierfür ist der steigende Anteil an Wärmeerzeugungssystemen. Mit einer zunehmenden Anzahl an integrierten Komponenten steigen auch die thermischen Verluste, da jede dieser Komponenten einen gewissen Verlust mit sich bringt. Dies führt dazu, dass die Gesamteffizienz des Systems durch die wachsende Komplexität und die damit verbundenen Verluste sinkt.

Im Szenario 2050 fällt die Transformatoreffizienz deutlich auf etwa 93 %, was die stärkere Belastung des elektrischen Systems durch die hohe Anzahl an elektrisch betriebenen Wärmepumpen und zusätzlichen Stromspeichersystemen widerspiegelt. Die thermische Effizienz zeigt jedoch einen leichten Anstieg auf etwa 57,9 %, was auf die Umstellung auf einen Niedertemperaturbetrieb und die vermehrte Einbindung von Wärmespeichern zurückzuführen ist.

Die Varianten für 2050 verdeutlichen zusätzliche Effekte. Im Fall von „Solar Charging-GO“ wird die niedrigste Transformatoreffizienz mit rund 92,3 % gemessen. Dies lässt sich durch die verstärkte Nutzung von PV-Systemen und dezentralen Speichern erklären, die die Netzauslastung erhöhen. Im „Forecast-GO“ steigt die Transformatoreffizienz leicht auf etwa 93,2 %, was durch die Anwendung fortschrittlicher Steuerungssysteme und eine optimierte Netznutzung erreicht wird. Die thermische Effizienz bleibt in allen Varianten konstant bei rund 57,9 %. Dies zeigt, dass die technologische Optimierung der elektrischen Systeme keinen Einfluss auf die thermische Effizienz hat.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Transformatoreffizienz über die Szenarien hinweg eine Abnahme aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung und der Netzbelastung erfährt. Ebenso wirkt sich die Integration mehrerer Komponenten negativ auf die thermische Effizienz aus. Die Varianten verdeutlichen, dass eine gezielte Steuerung, wie im „Forecast-GO“, die Effizienz des elektrischen Systems steigern kann, ohne dabei die thermische Effizienz zu beeinträchtigen.

Die nachfolgende Abbildung 5 stellt die Anzahl der Spannungsabweichungen ("Voltage Incidents") in den verschiedenen Szenarien dar. Das Diagramm hebt hervor, wie die zunehmende Elektrifizierung und Komplexität der Energiesysteme den Normalbetrieb des Netzes beeinflussen. Im Basisjahr 2020 werden keine Spannungsabweichungen verzeichnet, da das elektrische System in diesem Szenario weitestgehend im Normalbetrieb arbeitet. Es gibt keine zusätzlichen Lasten oder dezentrale Einspeisungen, die das Netz belasten könnten. Im Szenario 2030 steigt die Anzahl der Spannungsabweichungen leicht auf 4 Ereignisse an. Diese Zunahme steht in Zusammenhang mit der Integration von Balkonsolaranlagen, die lokale Einspeisung erzeugen und die Spannung im Netz leicht beeinflussen können. Das Szenario 2040 zeigt einen deutlichen Anstieg auf 48 Spannungsabweichungen. Dies spiegelt die zunehmende Belastung des Netzes durch die Integration von PV-Anlagen und Batteriespeichern sowie dem gesteuerten Laden wider. Besonders die gesteuerte Nutzung von Elektrofahrzeugen bewirkt zusätzliche Schwankungen in der Netzspannung. Im Szenario 2050 nimmt die Anzahl der Spannungsabweichungen drastisch auf 4548 Ereignisse zu. Dieser Anstieg ist durch die weitreichende Elektrifizierung und die vermehrte Nutzung von Wärmepumpen, Batteriespeichern und weiteren dezentralen Technologien zu erklären, die das Netz signifikant belasten.

Die zusätzlichen Varianten mit dem „Grid Observer“ für 2050 zeigen interessante Unterschiede:

- Im Fall von „Max\_P-GO“ wird die Anzahl der Spannungsabweichungen auf 2242 reduziert, was zeigt, dass eine gezielte Steuerung und Netzoptimierung durch den Grid Observer den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb unterstützen kann.
- Das „Night Charging-GO“ weist mit 2377 Spannungsabweichungen einen leicht höheren Wert auf, da die nächtliche Ladung von Elektrofahrzeugen zusätzliche Lasten in Zeiten niedriger Netzspannung erzeugt.
- Für die Option „Forecast-GO“ sind 604 Spannungsabweichungen zu verzeichnen. Diese moderate Anzahl verdeutlicht, dass vorausschauende Steuerungssysteme helfen können, Spannungsabweichungen zu reduzieren.
- Das „Solar Charging-GO“ zeigt mit nur 267 Spannungsabweichungen die besten Betriebsbedingungen für das Netz. Dies deutet darauf hin, dass eine fokussierte Nutzung von Solarenergie, gekoppelt mit gezieltem Lademanagement, Spannungsprobleme erheblich mindern kann.

Die Auswertung zeigt, dass der Normalbetrieb im Zuge der fortschreitenden Elektrifizierung ohne zusätzliche Steuerungsmechanismen stark beeinträchtigt wird. Dabei wurden keine Spannungsabweichungen außerhalb der Grenzen von  $[0,90-1,10]$  vm<sub>pu</sub> festgestellt, die als „ernste“ Ausfälle kategorisiert wären [8]. Die Varianten für Szenario 2050 demonstrieren jedoch, dass gezielte Maßnahmen, wie der Einsatz von Steuerungssystemen und optimiertes Ladeverhalten, die Anzahl der Spannungsabweichungen signifikant reduzieren können. Besonders die Integration von Solarenergie und ihre gezielte Nutzung bietet ein hohes Potenzial zur Unterstützung des Normalbetriebs des Netzes.

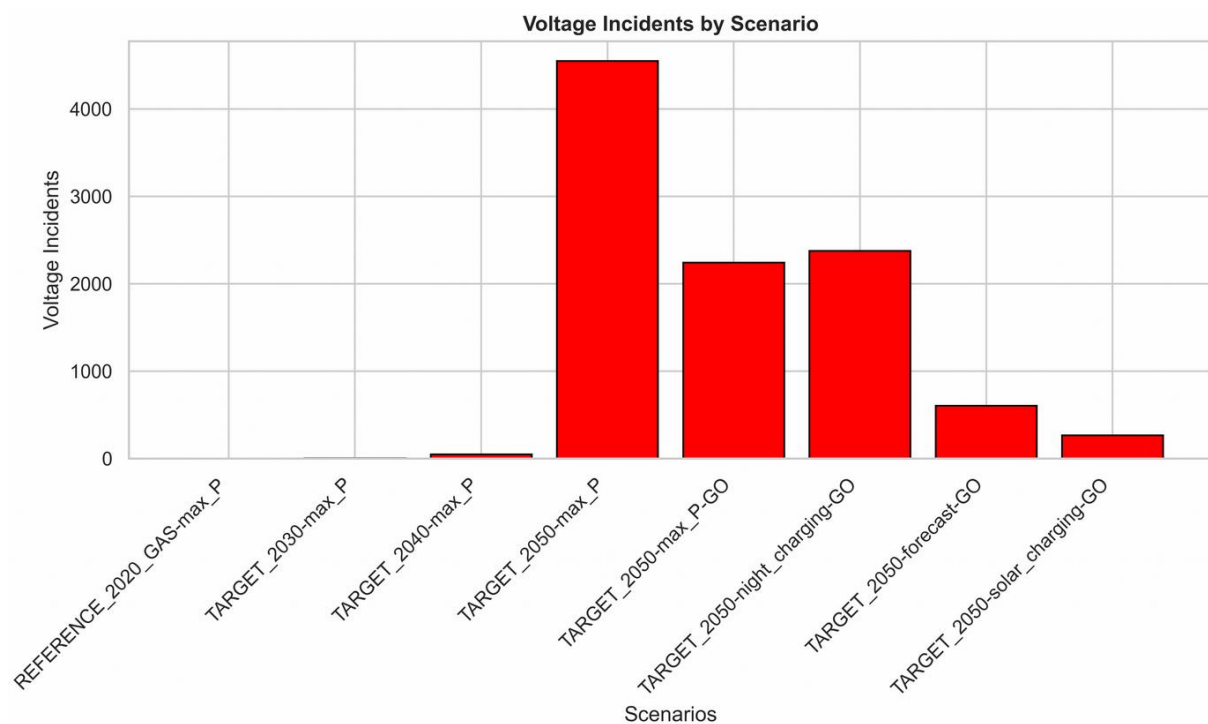


Abbildung 5: Darstellung von Spannungseignissen in den Szenarien (2020 – 2050)

## Ausblick

Die Ergebnisse der Simulationen unterstreichen die zentrale Rolle einer koordinierten Elektrifizierung und der Integration erneuerbarer Energien für eine nachhaltige Energieversorgung. Obwohl die fortschreitende Elektrifizierung initial Herausforderungen für den Normalbetrieb des Netzes mit sich bringen kann, zeigen die Ergebnisse, dass diese durch den Einsatz innovativer Steuerungsmechanismen effektiv bewältigt werden können. In Kombination können diese Maßnahmen nicht nur den sicheren Netzbetrieb sichern, sondern auch signifikante Effizienzsteigerungen ermöglichen. Besonders die Erkenntnisse aus den Szenarien für 2050 zeigen, dass eine gezielte Kombination dezentraler Technologien wie PV-Anlagen und Wärmepumpen mit zentralen Netzlösungen zur Energiewende beitragen. Diese Ergebnisse sind insbesondere für die Planung nachhaltiger Quartiere von großer Bedeutung, da sie praxisorientierte Ansätze für die Integration erneuerbarer Technologien aufzeigen.

Im Vergleich zum Szenario 2020 zeigen die Szenarien einen deutlichen Wandel in der Energieversorgung. Die Reduktion thermischer Energieverbräuche um bis zu 80 % im Szenario 2050 und die steigende Effizienz dezentraler Systeme belegen die Fortschritte in Richtung einer CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung. Gleichzeitig verdeutlicht der Anstieg der elektrischen Lasten und Spannungsprobleme in den späteren Szenarien die Herausforderungen, die durch die Elektrifizierung entstehen. Der Vergleich zeigt auch, dass die alleinige Elektrifizierung ohne geeignete Steuerungs- und Speichertechnologien zu Betriebsproblemen im Netz führen kann.

Zu den zentralen Herausforderungen gehört die Integration gesteuerter Ladeinfrastrukturen und flexibler Steuerungssysteme, um Lastspitzen zu vermeiden und den Netzbetrieb zuverlässig aufrechtzuerhalten. Auch die Berücksichtigung des veränderten Nutzerverhaltens, etwa durch den zunehmenden Einsatz von Elektrofahrzeugen, erfordert eine Weiterentwicklung der Energiesysteme.

Zukünftige Simulationen sollten dynamische Effekte, wie dynamische Einspeisung erneuerbarer Energien oder schwankende Netzlasten, stärker berücksichtigen. Auch die Simulation von Extremwetzerszenarien und deren Einfluss auf das Energiesystem bietet ein relevantes Forschungsfeld. Darüber hinaus könnte die Modellierung auf Gebäudeebene erweitert werden, um detaillierte Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Technologien und Nutzergruppen zu untersuchen. Dies würde die Umsetzung zukünftiger Energiesysteme ermöglichen.

## 2.2 DSZ Flexibilität

Gitlab Tag: [Deliverable D1.5 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Im Rahmen der Weiterentwicklung und Publikation der Ergebnisse wurden die relevanten Erkenntnisse aus diesem Durchstichszenario weiter verfeinert und auf einer thematischen Konferenz präsentiert, um Methodik und Resultate zu validieren. In diesem Kontext wurde das Szenario Flexibilität sowie die Evaluierung von Flexibilität in Stromspeichersystemen auf dem „23th Wind and Solar Power Integration Workshop“ vorgestellt [9]. Im Folgenden ist eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der Veröffentlichung aufgeführt.

## Motivation

Die Integration dezentraler Energiequellen (DER) in das Stromnetz, kombiniert mit dem Rückbau von konventionellen Kraftwerken, alternder Netzinfrastruktur und steigender Spitzenlastnachfrage, stellt Netzbetreiber vor Herausforderungen. Um diese Probleme zu lösen, können Maßnahmen für die Implementierung von Flexibilität im Strombedarf angewendet werden, um den Energiebedarf zu reduzieren, die Spitzenlast zu senken und den Einfluss von erneuerbarer Energie zu regulieren.

Die zunehmende Nachfrage nach Strom durch die Einführung von Ladestationen für Elektromobilität kann technische Probleme im Stromnetz verursachen, wie z.B. Überlastungen, Spannungsverletzungen oder Transformatorüberlastungen. Um diese Probleme zu vermeiden, muss das Stromnetz digitalisiert, optimiert und ausgebaut werden.

Im Kontext von Smart Grids bezieht sich Flexibilität auf die Fähigkeit, Energieproduktion und Energieverbrauch an veränderte Bedingungen anzupassen. Energiespeichersysteme sind daher wichtige Komponenten in Smart Grids. Beispiele für die Anwendung von Flexibilitäten sind Lastverschiebung, Spitzenabschneidung oder Selbstverbrauchsoptimierung.

Das Ziel dieses Szenarios ist es, einen Anwendungsfall vorzustellen, bei dem die verschiedenen Herausforderungen eines modernisierten Energiesystems ausgewertet und verglichen werden. Dazu wird ein Quartier in Niedersachsen als Fallstudie ausgewählt, um die Auswirkungen von Betriebsparametern auf den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb des Netzes zu untersuchen.

### Modellierung und Simulation

Das ausgewählte Untersuchungsobjekt ist das Quartier „Am Ölper Berge“, ein Wohnviertel in Braunschweig, das aus 49 Mehrfamilienhäusern mit je 6 Wohnungen besteht. Das Viertel hat ein radiales Verteilungsnetz, das von einer zentralen Transformatorstation gespeist wird. Es gibt 144 Parkplätze.

Das Ziel der Simulation ist es, die Auswirkungen von Betriebsflexibilität in der Energieversorgung in einem hoch integrierten Quartier zu bewerten. Dazu werden verschiedene Komponenten, wie Speichergeräte, PV-Anlagen, Ladestationen und Steuergeräte, wie Gebäude-Energiemanagementsysteme und Flexibilitätsagenten, modelliert.

Die Simulation folgt einem knotenbasierten Ansatz, bei dem jeder Knoten den Anschlusspunkt für die Energieversorgung eines einzelnen Gebäudes darstellt. Die Knoten sind miteinander verbunden und bilden das Stromverteilungsnetz, das zentral überwacht wird, um Betriebsverletzungen zu erkennen und zu beheben.

Die Flexibilität kann entweder zentral oder dezentral gesteuert werden. Im zentralen Modus wird die Flexibilität direkt an einen zentralen Agenten kommuniziert, der als zentrales Energiemanagementsystem (CEM) fungiert. Im dezentralen Modus erfolgen Interaktionen zwischen verschiedenen Flexibilitätsagenten, um eine lokale Optimierung zu erreichen. Die Speicherflexibilität kann kombiniert und kollektiv von einem Aggregator betrieben werden. Die Simulation soll die Auswirkungen von Betriebsflexibilität auf die Energieversorgung in dem Quartier bewerten und optimieren. Abbildung 6 zeigt die Struktur der Simulation, die auf dem Co-Simulations Framework „mosaik 3.3“ basiert.

Wichtige Komponenten der Simulation sind:

- **Home Energy Management System (HEMS):** Das HEMS-Modell „mosaik-control“ steuert die simulierten Komponenten (Ladestation, PV-System, Stromspeicher) in einem Mehrfamilienhaus (MFH) und aggregiert die Energieflüsse der Komponenten. Es berechnet die Energiebilanz am Anschlusspunkt des MFH und sendet Leistungswerte an die Geräte. Dabei wird der verfügbare Strom von PV-Anlagen bevorzugt gegenüber dem Netzverbrauch, unter Berücksichtigung der Lade-/Entlade-Grenzen von Speichergeräten.
- **Grid Monitoring und -Control:** Die Komponente stellt sicher, dass die Spannung im Niederspannungsnetz innerhalb von +/- 10 % des Nennwerts (230 V) bleibt. Wenn Verstöße auftreten, wird das **mosaik-grid\_corrector-Modell** aktiviert, um die Spannung zu korrigieren. Dies geschieht durch die Nutzung von Reserve-Speicherkapazitäten und der Anpassung von Leistungsflüssen an den sensitivsten Knoten.

- Flexibilitätsagenten und Optimierer:** Die Flexibilität wird mithilfe von Agenten und Multi-Agenten-Simulatoren modelliert. Die Flexibilität wird in Form von Zeitreiheninformationen über maximale Lade-/Entladeleistungen und -energien dargestellt. Jedes Speichergerät wird als „Bucket“ mit Leistungs- und Energieeinschränkungen betrachtet. Die Flexibilitätsmodelle werden mithilfe der Python-Bibliothek **mango**<sup>2</sup> entwickelt, die ein flexibles Framework für die Erstellung von Agenten bietet. Die Bibliothek **cohda**<sup>3</sup> bietet eine asynchrone Optimierungsheuristik, bei der Agenten ihre Pläne anpassen, um ein Zielprofil zu erreichen.

Insgesamt ermöglicht das System die Simulation der erforderlichen Kommunikation von Flexibilität mit anderen Steuerungssystemen.

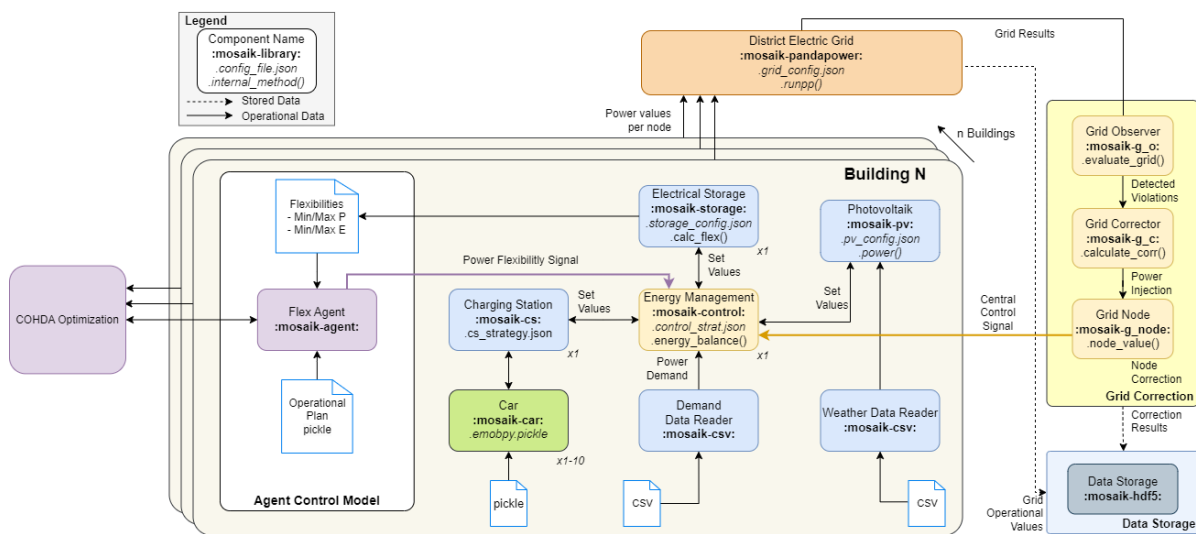


Abbildung 6: Struktur der Simulation

## Ergebnisse

Die Ergebnisse konzentrieren sich auf die Analyse des Betriebs des Stromnetzes und auf die elektrischen Netzkennzahlen im Quartier.

Es wurden mehrere Konfigurationen getestet. Zunächst wurde eine Simulation ohne Flexibilität durchgeführt. Anschließend wurde eine Simulation mit Flexibilität durchlaufen. Letztendlich wurde ein Grid-Observer mit der Simulation gekoppelt. Der Hauptunterschied zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Konfigurationen liegt in der Anzahl der Vorfälle, bei denen die Spannung außerhalb der festgelegten Grenzen liegt. Die Implementierung von Maßnahmen zur Netzsteuerung, wie beispielsweise Flexibilität und ein zentrales Überwachungs- und Kontrollsystem, kann dazu beitragen, die Anzahl dieser Vorfälle zu reduzieren. Allerdings gibt es extreme Ereignisse, bei denen das Netz nicht in den betrieblichen Grenzen operiert. Abbildung 7 zeigt die minimalen Spannungsniveaus im Quartier, wo mehrfach Spannungsschwankungen außerhalb der Grenzwerte auftreten.

Die Gesamtzahl der Vorfälle für die verschiedenen Konfigurationen wurde quantifiziert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Implementierung von Flexibilität und zentralem Überwachungs- und Kontrollsystem die Anzahl der Spannungsvorfälle um etwa 19 % reduzieren kann. Es gibt jedoch noch immer Vorfälle, die nicht durch die vorgeschlagenen Systeme gelöst werden können. Abbildung 8 zeigt die Anzahl von Spannungsvorfällen für die verschiedenen Szenarien.

<sup>2</sup> [github.com/OFFIS-DAI/mango](https://github.com/OFFIS-DAI/mango)

<sup>3</sup> [gitlab.com/zdin-zle/models/mosaik-cohda](https://gitlab.com/zdin-zle/models/mosaik-cohda)



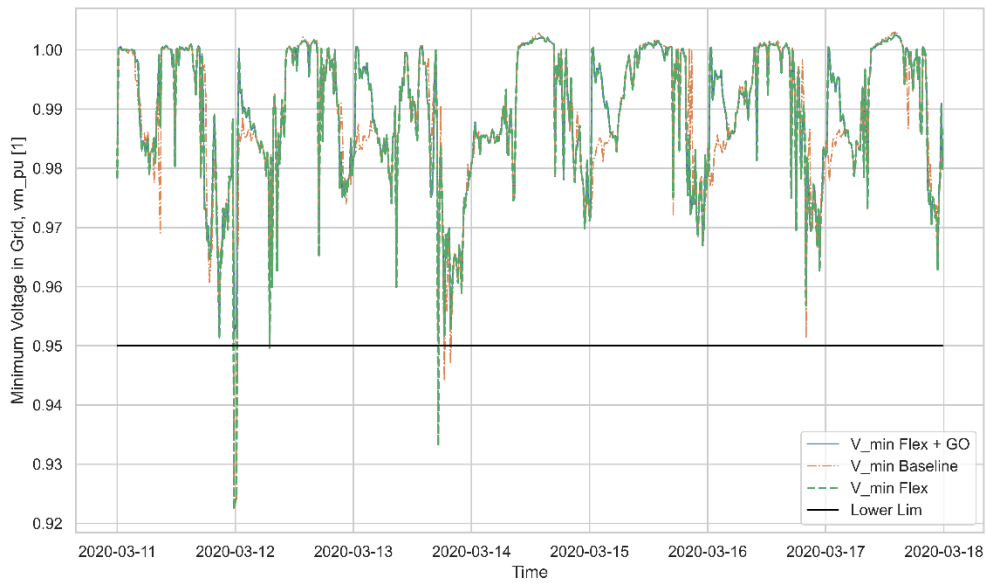


Abbildung 7: Spannungsniveau für das Quartier für die mehrere Szenarien

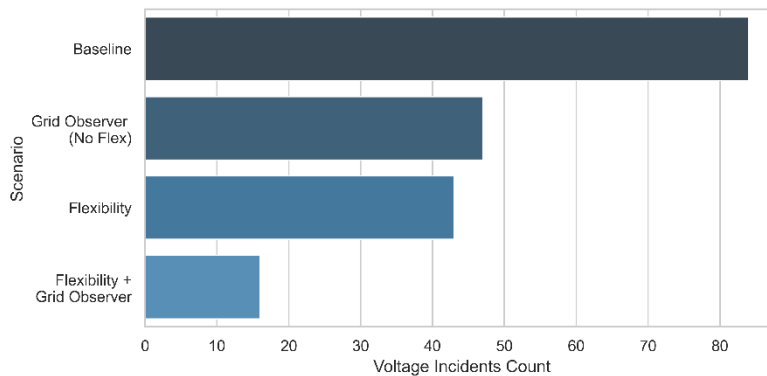


Abbildung 8: Summe der Spannungsvorfälle im Quartier

Die Unterschiede im Betrieb des Batteriespeichersystems (BSS) werden bei der Auswertung des Ladezustands eines Geräts deutlich. Die Flexibilitätssignale zielen darauf ab, den Einsatz des Batteriespeichers zu erhöhen, um die Last im Netz zu reduzieren. Die Nutzung des individuellen BSS kann am besten durch den mittleren Ladezustand (SOC) des BSS im gesamten Quartier dargestellt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Flexibilität die Häufigkeit der Nutzung erhöht, aber der mittlere Ladezustand im Quartier reduziert wird. Dies könnte darauf hindeuten, dass die Größe des BSS reduziert werden kann, ohne den normalen Betrieb des Quartiers zu gefährden. Abbildung 9 zeigt den durchschnittlichen SOC für die verschiedenen Szenarien.

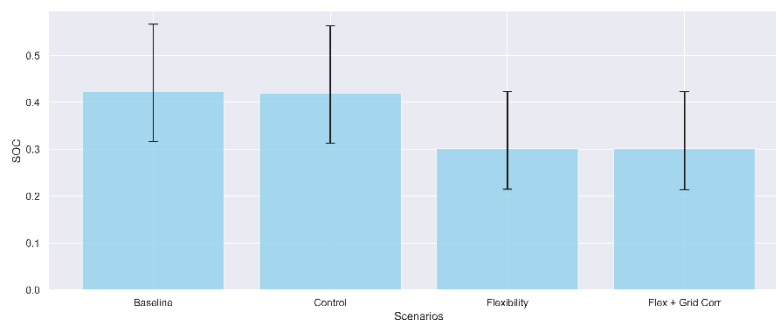


Abbildung 9: Durchschnittlicher SOC für die Batteriespeicher im Quartier

Da die Optimierung für einen zukünftigen Zeitraum durchgeführt wird, hängen die Ergebnisse von der Länge des betrachteten Prognosehorizonts ab. Die Experimente haben gezeigt, dass ein Prognosehorizont von bis zu 8 Stunden eine Reduzierung der Vorfälle durch die Steuerung der Flexibilität des BSS ermöglicht. Längere Prognosehorizonte erfordern jedoch zusätzliche Rechenkapazitäten. Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse der Optimierung für mehrere Prognosehorizonte.

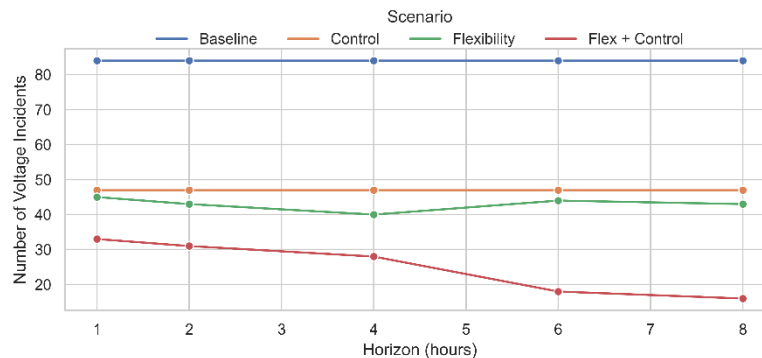


Abbildung 10: Anzahl von Spannungsvorfällen für die Optimierung für mehrere Prognosehorizonte

## Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass die Implementierung von Flexibilität und zentraler Steuerung den Normalbetrieb des Netzes aufrechterhält und die Anzahl der Spannungsabweichungen um 81 % reduzieren kann. Die Flexibilität erhöht auch die Nutzung von Batterien, da der mittlere Ladezustand (SOC) von Batterien von 42 % auf 30 % sinkt.

Die Optimierung von Flexibilität führt zu einer höheren Ausnutzung von Batterien und somit wird die Notwendigkeit für größere Batterien reduziert, während das Netz weiter im Normalbetrieb arbeitet. Dies entspricht den Zielen des EnWG § 14a, dass die Einbeziehung von Flexibilitätsoptimierung in die Flächennutzung von Prosumer-Geräten vorsieht.

Die Forschung erweitert vorherige Studien zur Flexibilitätsoptimierung und dem Spannungsmanagement durch aktive Einspeisung. Während sich frühere Ansätze auf lokale Knotenoptimierung und zentrale Steuerung konzentrierten, führt diese Studie die Flexibilitätsaggregation via eines Multi-Agenten-Systems ein, was eine dezentralisierte Optimierung ermöglicht.

Die Integration von Flexibilität in das Energiemanagement eines Quartiers führt zu einer stabilen Netzoperation und einer höheren Ausnutzung von Batterien. Die Forschung zeigt, dass die Optimierung von Flexibilität eine wichtige Rolle bei der Sicherung eines zuverlässigen Netzbetriebs spielen kann. Weitere Forschung sollte die Auswirkungen von unterschiedlichen Batteriekapazitäten und -größen auf die Netzoperation bewerten und zusätzliche Szenarien mit höheren Anteilen an dezentraler Energieerzeugung optimieren.

## 2.3 DSZ E-Mobilität

Gitlab Tag: [Deliverable 1.3 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Die wissenschaftlichen Untersuchungen des Durchstichszenario E-Mobilität waren zum Berichtszeitraum bereits abgeschlossen. Daher kann weiterhin auf den GitLab Tag von Deliverable 1.3 verwiesen werden. Die Dokumentation im Gitlab Repository bzw. read-the-docs wurde präzisiert und verbessert. Weitere Ziele waren die Verbesserung der Zugänglichkeit und Nachvollziehbarkeit für das entwickelte Tool und zugleich dessen Verbreitung. Zu diesem Zweck wurden zwei signifikante Schritte

unternommen: Die Einreichung des Tools für den FAIR Data and Software Award Lower Saxony und die Erstellung beispielhafter Simulationsergebnisse.

### **Bewerbung FAIR Data and Software Award Lower Saxony**

Das Team des DSZ E-Mobilität (E-Mobility@Zukunftslabor-Energie) reichte am 01.08.2024 die Bewerbung für den FAIR Data and Software Award Niedersachsen ein. Dieser Wettbewerb konzentriert sich auf Tools, die den Prinzipien der Auffindbarkeit, Zugänglichkeit, Interoperabilität und Wiederverwendbarkeit (FAIR) von Daten und Software entsprechen.

Hauptbestandteil der Bewerbung des DSZ E-Mobilität war das entwickelte Tool zur Analyse der Netzaufnahmefähigkeit von Quartieren. Zur besseren Vermarktung wurde das Akronym GridEVA, abgeleitet von grid evaluation, als Kurzbeschreibung des Tools eingeführt. Bereits bei der Entwicklung von GridEVA wurden die Prinzipien, die als Voraussetzung für den Preis festgelegt wurden, eingehalten, sodass keine Anpassungen des Tools für die Bewerbung erforderlich waren. Im Folgenden wird die Bewerbung, die in englischer Sprache erfolgte, verkürzt und übersetzt wiedergegeben:

*GridEVA ist ein Open-Source-Software-Tool, das entwickelt wurde, um die Netzaufnahmefähigkeit von Wohnquartieren für die Integration von Elektrofahrzeugen (EV) zu bewerten. Mit dem Anstieg der EV-Nutzung stehen Niederspannungsnetze in Wohnquartieren vor potenziellen Herausforderungen, da sie ursprünglich nicht für eine solche Nachfrage ausgelegt wurden. Die Software identifiziert Betriebsgrenzen im Stromnetz und bewertet Lösungen, wie erneuerbare Energietechnologien und intelligente Steuerungsalgorithmen zur Verbesserung der Netzkapazität.*

*Die Software ist unter einer GPL3.0+-Lizenz verfügbar, die eine barrierearme Nutzung und Weiterverwendung erlaubt. Eine umfassende Dokumentation wird über read-the-docs bereitgestellt, um die Zugänglichkeit sicherzustellen. Durch die Nutzung des mosaik-Co-Simulationsframeworks und Python ermöglicht die Software die modulare Übertragbarkeit von Energiesystemmodellen. Zudem wird ein Beispieldatensatz für ein Stadtviertel in Braunschweig, Niedersachsen, bereitgestellt, der es den Nutzern ermöglicht, das Tool für verschiedene Stadtviertel und EV-Durchdringungsstufen anzupassen.*

*Die Teilnahme an diesem Preis unterstreicht die Bedeutung der FAIR-Prinzipien in der Softwareentwicklung. Das Preisgeld könnte die weitere Entwicklungstätigkeit unterstützen, einschließlich Publikationen und Konferenzteilnahmen bei Veranstaltungen wie dem IEEE Open Source Modeling and Simulation of Energy Systems.*

*Nutzer können auf GridEVA über das GitLab-Repository unter folgendem Link zugreifen: [GridEVA Repository](#). Eine detaillierte Veröffentlichung, die die Funktionen und Anwendungen der Software erklärt, ist unter dieser [DOI](#) verfügbar.*

*Alle beteiligten Autoren haben ihre Zustimmung zur Bewerbung gegeben. Durch diesen Wettbewerb möchte das Team des Zukunftslabor Energie (ZLE) die praktischen Anwendungen von GridEVA in der Bewertung von Elektromobilitätslösungen innerhalb von Energiesystemen hervorheben.*

Leider erhielt das Team am 15.10.2024 von der Landesinitiative Forschungsdatenmanagement Niedersachsen eine Absage.

### **Beispielhafte Simulationsergebnisse des GridEVA Tools**

Zur weiteren Erhöhung der Transparenz und Nachvollziehbarkeit wurde ein Datensatz mit beispielhaften Simulationsergebnissen auf Zenodo veröffentlicht [10]. Konkret wurden Simulationen mit einer Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Intervall 230-350 mit Schrittweiten von 15 und 7 Elektrofahrzeugen durchgeführt. Dabei wurde sowohl die Konfiguration der Prosumer Anlagen, z.B.

das Hinzufügen von PV-Anlagen und Batteriespeicher in MFH, als auch die Ladestrategie (ungesteuert, solares Laden, übernachtladen, etc.) variiert.

Alle Simulationsergebnisse beziehen sich auf den Stand und Szenario Rahmen von GridEVA, der vorgestellt wurde [8].

## 2.4 DSZ IKT-Störungen

GitLab Tag: [Deliverable D1.5 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Die steigende Komplexität und Dezentralisierung von Smart Grids erfordert umfassende Überwachungs- und Steuerungssysteme, um Interoperabilität und einen zuverlässigen Netzbetrieb sicherzustellen. Kommunikationsprobleme wie Latenzen oder Informationsverluste können die Netzleistung beeinträchtigen, was zu Verzögerungen, Instabilitäten und potenziellen Kaskadeneffekten, wie Geräteausfällen, führen kann.

Nach der Evaluation der Simulationssoftware in der letzten Version, die im Deliverable 1.4 vorgestellt wurde, wurden mehrere Anpassungen an der Simulationssoftware vorgenommen, um die Interoperabilität der verschiedenen Komponenten zu verbessern. Zudem wurden verschiedene Latenzkonfigurationen getestet und der Einfluss der Berechnungsdauer von Optimierungen auf die gesamte Simulation untersucht.

Eine weitere Neuerung ist die Integration realitätsnaher Modelle von Elektrofahrzeugen und Ladestationen, um das Zusammenspiel dieser Komponenten mit lokalen und dezentralen Energiemanagementsystemen besser zu simulieren. Ziel ist die Simulation eines hochintegrierten Quartiers mit vollständiger Integration der im DSZ E-Mobilität entwickelten Komponenten und einer Kommunikationssimulation.

### Änderungen der Komponenten

Die erste Änderung betrifft die Harmonisierung der Auflösungen bei verschiedenen Komponenten. Eine zentrale Anforderung der Simulationssoftware Omnet++ und ihrer Kopplung in Cosima ist, dass die Auflösung der Kommunikationssimulation auf 1 Millisekunde (ms) festgelegt ist.

Bei mehreren im Rahmen des ZLE entwickelten Komponenten lag die Auflösung hingegen bei 15 Minuten oder mehr, abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall. Um diese Unterschiede zu harmonisieren, wurde die Auflösung der Simulation für verschiedene aktive und passive Komponenten auf 1 ms reduziert.

Um zu vermeiden, dass jede Millisekunde eine Simulation durchgeführt wird, obwohl kein Ereignis („Event“) stattfindet, wurden die betroffenen Komponenten von einer zeitbasierten („time-based“) auf eine ereignisbasierte („event-based“) Simulation umgestellt, wie sie in mosaik 3.0 unterstützt wird (siehe beispielsweise die Änderungen für die Komponente „Grid Corrector“ in Abbildung 11). Dadurch wird sichergestellt, dass eine Simulation nur bei einer Signalübertragung oder einem Datenaustausch zwischen gekoppelten Komponenten erfolgt. Dies ermöglicht eine vollständige Simulation, ohne zusätzliche Berechnungen zur Datenbewertung durchführen zu müssen.

Die Harmonisierung der Auflösungen und die Umstellung auf ereignisbasierte Simulationen optimieren die Effizienz und Genauigkeit der Simulationsprozesse. Diese Anpassungen ermöglichen eine realistischere und ressourcenschonende Darstellung komplexer Szenarien und tragen maßgeblich zur Verbesserung der Systeminteroperabilität bei.

```
# SIMULATION META DATA
META = {
    'api_version': '3.0',
    'type': "event-based",
    'trigger': "status",
    'models': {
        "GridCorrector": {
            self.create_p_inj_dict()
            self.create_line_results_dict()
            time_end = time_pck.time()

            if self.status == False:
                self.calc_time = 1000*(time_end - time_start) #ms

            self.status = True
```

Abbildung 11: Beispiel der Änderungen in der Auflösung für die „Grid Corrector“ Komponente

Eine weitere Entwicklung ist die vollständige Integration von Elektrofahrzeugen (EV) und Ladestationen (cs) in die Simulation (siehe Abbildung 12). In früheren Versionen wurden diese lediglich als „Profile“ eingebunden oder nicht berücksichtigt. Nach der Überarbeitung der Simulationsstruktur und den notwendigen Anpassungen für dieses Szenario wurden nun realitätsnahe Modelle für EVs und Ladestationen integriert. Diese folgen der Struktur des DSZ E-Mobilität und gewährleisten die Interoperabilität der bisher entwickelten Komponenten. In diesem Anwendungsfall wurde jedes EV mit einer Ladestation verbunden, die wiederum mit dem Energiemanagementsystem kommuniziert. Diese Weiterentwicklung ermöglicht eine realistischere und detailliertere Darstellung des Szenarios.

Die Integration von EV- und Ladestationsmodellen verbessert die Simulation erheblich, da sie die Interaktionen zwischen den Komponenten und dem Energiemanagementsystem präziser abbildet. Dies erhöht die Aussagekraft der Simulationsergebnisse und unterstützt die Entwicklung effizienter Energiemanagementlösungen.

```
if cs and car:
    for i, car in enumerate(cars):
        if len(cs) - 1 >= i:
            world.connect(
                car,
                cs[i],
                "appearance",
                "E_BAT",
                "E_BAT_MAX",
                "P_DISCHARGE_MAX",
                "P_CHARGE_MAX",
                "STANDING_TIME",
                "STANDING_TIME_START",
                "STANDING_TIME_END",
                "TIME",
                "ONE_MIN_PICKLE",
                "NEXT_STEP_STANDING_MINUTES",
                "NEXT_STEP_MINUTES",
                "SIGNAL_PROGNOSIS_EV_CS",
                "BEV_consumption_period",
                async_requests=True,
```

Abbildung 12: Kopplung der Ladestation („cs“) und EV („car“) in der Simulation

Weitere Entwicklungen im Szenario konzentrierten sich auf die Erstellung eines Versuchsplans mit einer Parametrisierung der Kommunikationseigenschaften. Dabei wurden Werte, die die Kommunikation beeinflussen, dynamisch angepasst, um die Auswirkungen von Latenzen und Optimierungsberechnungszeiten zu analysieren. Diese Anpassungen erfolgten durch gezielte Änderungen der Konfigurationsparameter in der Simulation.

Einerseits können die Eigenschaften des Kommunikationsnetzwerks angepasst werden, um den Durchschnittswert der Latenz zu verändern. Dies beeinflusst die Kommunikationssimulation, die den Austausch von Datenpaketen simuliert. Abbildung 13 zeigt, dass die durchschnittliche Latenz ein Parameter in der Simulation ist, der für die Experimente geändert wurde. Andererseits kann die Dauer der Optimierungsberechnungen für das Stromnetzmanagement variieren. Diese Änderungen repräsentieren die Rechenkapazität des zentralen Energiemanagementsystems. Zur Vereinfachung

dieses Modells wurde die Berechnungsdauer in der „grid-corrector“-Komponente skaliert. Abbildung 14 zeigt, dass der sogenannte „delay“ skaliert wurde.

Die dynamische Anpassung der Kommunikations- und Optimierungsparameter ermöglicht eine detaillierte Analyse der Auswirkungen auf die Simulation. Dies trägt zur Verbesserung der Modellgenauigkeit und zur Entwicklung robuster Energiemanagementstrategien bei, die auch unter variierenden Kommunikationsbedingungen zuverlässig funktionieren.

```
<internetCloud symmetric="true">
  <parameters name="good">
    <traffic src="rD" dest="rA" delay="100ms+truncnormal(100ms,0ms)"
      datarate="uniform(100kbps,1Mbps)" drop="uniform(0,1) &lt; 0" />
    <traffic src="rD" dest="rB" delay="100ms+truncnormal(100ms,0ms)"
      datarate="uniform(100kbps,1Mbps)" drop="uniform(0,1) &lt; 0" />
  </parameters>
</internetCloud>
```

Abbildung 13: Parametrisierung der durchschnittlichen Latenz im Kommunikationsmodell

```
if attr == "calc_time":
    if self.entities[ename]["model"].calc_time:
        data[ename][attr] = self.entities[ename]["model"].calc_time
        delay = data[ename][attr]*d_factor

if "time" in list(self.cache.keys()):
    data["time"] = self.cache["time"] + int(delay)
```

Abbildung 14: Parametrisierung der Optimierungsberechnungszeit im zentralen Energiemanagementsystem

## Ergebnisse im Probenetz

Die ersten Ergebnisse zeigen, dass die Berechnungen für die Netzkorrektur in mehreren Fällen zur Gewährleistung eines zuverlässigen Netzbetriebs beigetragen haben, insbesondere bei Überlastungen. Spitzenlasten wurden reduziert, wenn Flexibilität im Speichersystem vorhanden war. Aufgrund der unterschiedlichen Auflösungen wurden die Spitzen innerhalb eines kurzen Zeitraums aufgelöst. Dies verdeutlicht die ursprüngliche Problematik der verschiedenen Auflösungen zwischen der quasi-dynamischen Simulation und dem Kommunikationssystem.

Diese Probleme wurden durch die Harmonisierung der Zeitaufösungen behoben, sodass die Simulation nun kontinuierlich durchgeführt werden kann. Abbildung 15 zeigt die Spannungsprofile im Netz, die mithilfe der Flexibilität im Speichersystem in den zulässigen Betriebsbereich geregelt wurden.

Die Harmonisierung der Zeitaufösungen und der Einsatz flexibler Speichersysteme tragen zur Verbesserung der Netzqualität bei und ermöglichen eine präzisere Simulation. Dies stellt eine wichtige Grundlage für die Entwicklung robuster Strategien im Energiemanagement dar, um Überlastungen effizient zu bewältigen.

Ein genauerer Blick auf die Ergebnisse zeigt die Korrektur- und Kommunikationsprozesse im Detail. Abbildung 16 illustriert, was geschieht, wenn eine hohe Last im Netz auftritt. Zunächst wird das Netz überlastet, und die Spannungsniveaus an mehreren Knoten fallen ab. Dies wird vom Quartier-EMS erkannt. Anschließend werden Korrekturberechnungen durchgeführt, die etwa 500 ms dauern. Danach werden die Informationen zur Korrekturinspeisung an jeden Knoten weitergeleitet. Insgesamt benötigte dieser Kommunikationsprozess etwa 1100 ms, sodass das gesamte EMS etwa 1600 ms für die Regelung des Netzes benötigt.

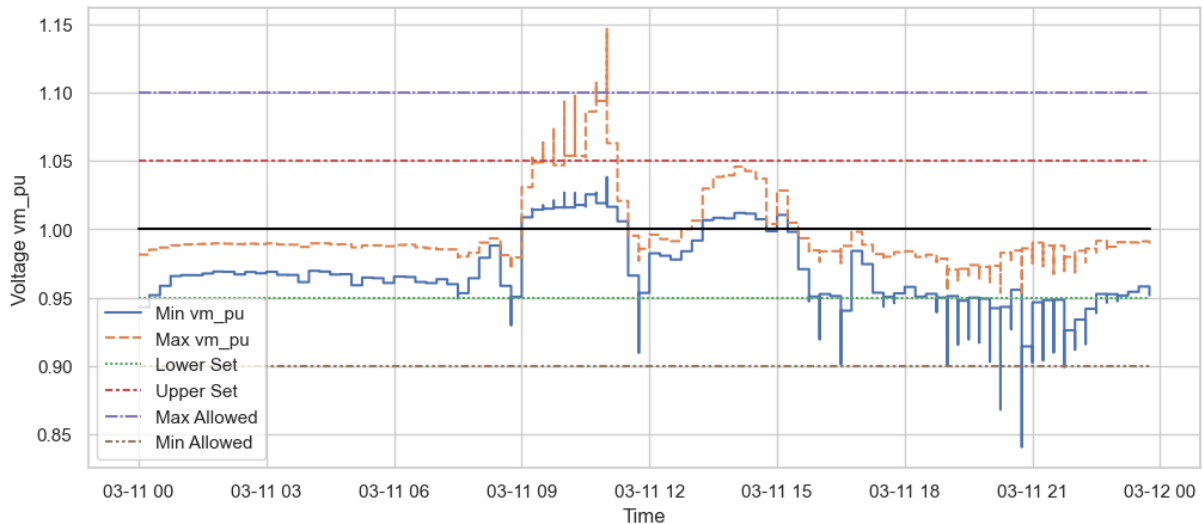


Abbildung 15: Spannungsprofile im Quartiernetz

Die Ergebnisse zeigen, dass das Quartier-EMS in der Lage ist, Netzüberlastungen innerhalb einer bestimmten Zeitspanne zu erkennen und entsprechend zu regulieren. Die Kombination aus schneller Korrekturberechnung und effizienter Kommunikationsweiterleitung stellt eine effektive Lösung zur Optimierung des Netzbetriebs dar und bestätigt die Bedeutung integrierter und harmonisierter Energiemanagementsysteme.

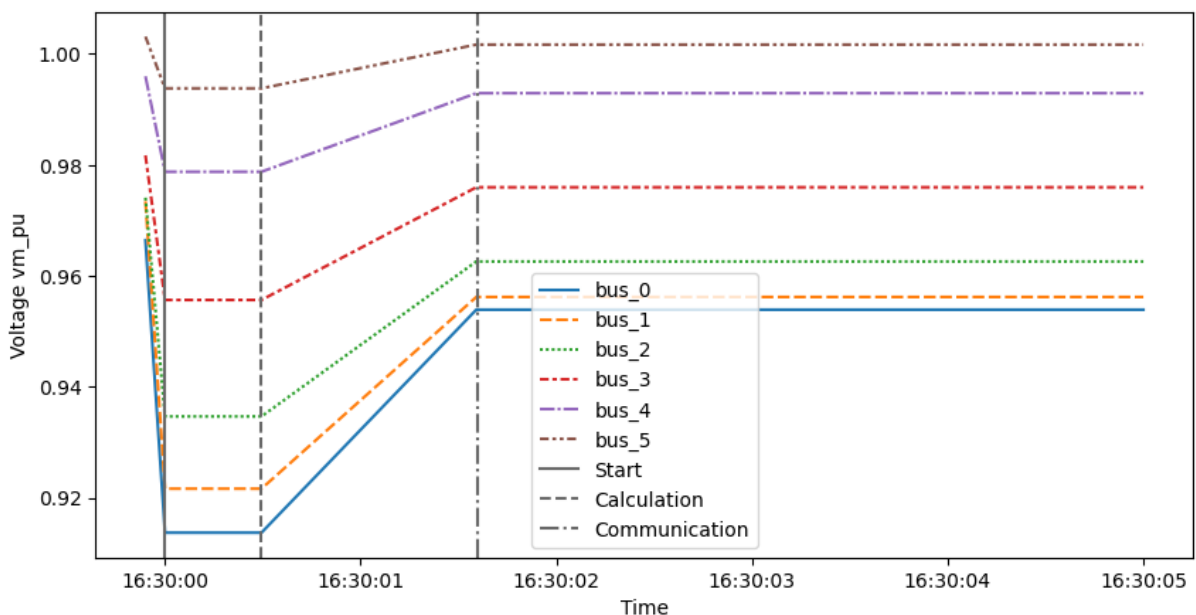


Abbildung 16: Verlauf der Steuerung im Netz

Die Untersuchungsperiode umfasst 24 Stunden. In diesem Zeitraum wurden mehrere Latenzen berechnet und in der entsprechenden Datenbank gespeichert. Dies ermöglicht eine statistische Auswertung der Latenzen, um Kennwerte wie den Mittelwert zu ermitteln. Abbildung 17 zeigt die Verteilung der Latenzen für alle Ereignisse im Zeitraum der Untersuchung. Ein weiterer Kolmogorov-Smirnov (KS)-Test ergibt, dass eine Weibull-Verteilung am besten zu den Daten passt (Abbildung 18). Der Mittelwert beträgt 2490 ms, bei einer Standardabweichung von 1216 ms. Dies spiegelt die statistische Natur des Problems wider und zeigt die unterschiedlichen Bedingungen für jede Schnittstelle, da das Optimierungsproblem für jede Schnittstelle variieren kann.

Die Analyse der Latenzen und die darauffolgende Anpassung der Verteilungsannahmen verdeutlichen, dass die Weibull-Verteilung die geeignetste Modellierung für die vorliegenden Daten darstellt. Die signifikante Variation in den Latenzen zeigt, dass die Optimierungsprobleme stark von den spezifischen Bedingungen der jeweiligen Schnittstellen abhängen. Diese Erkenntnisse ermöglichen eine präzisere Modellierung und Optimierung der Systeme für zukünftige Berechnungen und Simulationen.

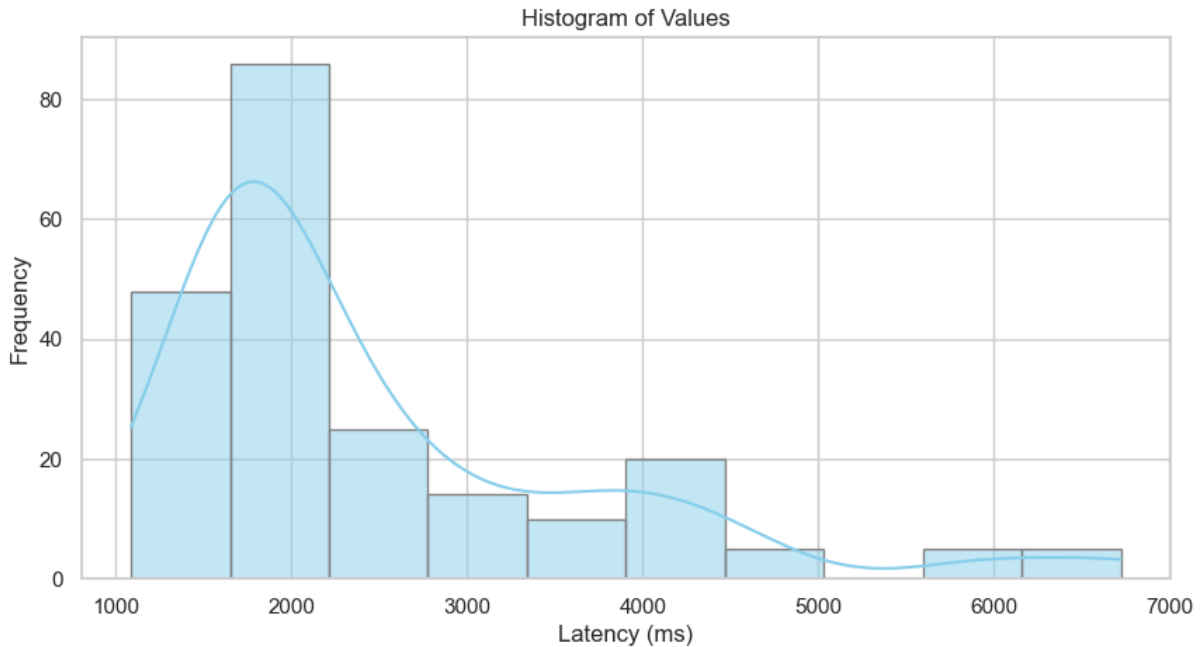


Abbildung 17: Histogramm der Latenzen im Untersuchungszeitraum

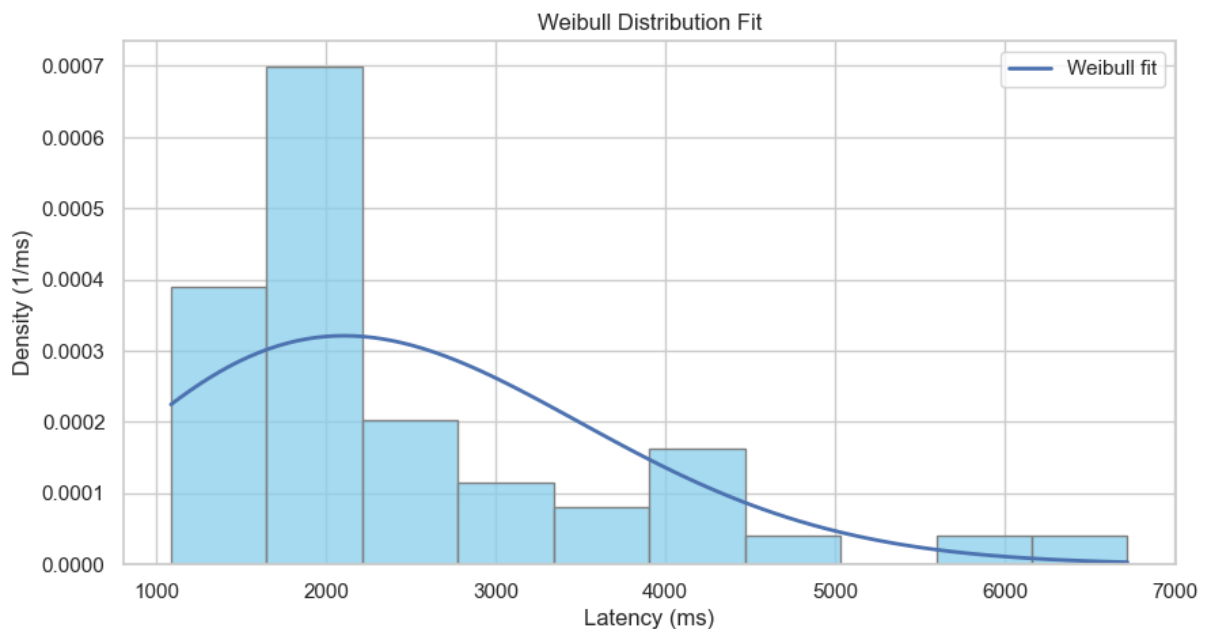


Abbildung 18: Weibull-Verteilung für die Ergebnisse

Die verschiedenen Experimente ermittelten Werte für die gesamten Latenzen im Stromnetz. Zwei Parameter wurden für die Experimente verändert: die Basislatenz (z. B. 150 ms) und die Optimierungsberechnungszeit (z. B. 50 % der tatsächlichen Dauer). Ziel war es, die beiden Hauptfaktoren der Kommunikationslatenzen zu evaluieren. Nach der Simulation wurde eine statistische Auswertung der Latenzen im System durchgeführt. Abbildung 19 zeigt ein Violin-Diagramm



der ermittelten Latenzen, wenn die Optimierungsberechnungszeit variiert (50 % bis 150 % der tatsächlichen Berechnungszeit auf der lokalen virtuellen Maschine). Dies zeigt eine leichte Steigerung mit zunehmender Berechnungszeit. Abbildung 20 zeigt ein weiteres Violin-Diagramm, das die Verteilung der Latenzen bei einer Änderung der Basislatenz im System darstellt. Die Steigerung des Mittelwerts der Latenz ist hier deutlicher, was auf einen stärkeren Einfluss der Basislatenz auf die gesamte Latenz im System hinweist.

Die Analyse der Latenzen zeigt, dass sowohl die Basislatenz als auch die Optimierungsberechnungszeit einen signifikanten Einfluss auf die Kommunikationslatenzen im System haben. Besonders die Basislatenz hat eine stärkere Auswirkung auf die Latenzen, was auf die Bedeutung dieses Faktors in der Gesamtpformance des Systems hinweist. Dies sollte bei der Optimierung von Kommunikationssystemen in Stromnetzen berücksichtigt werden.

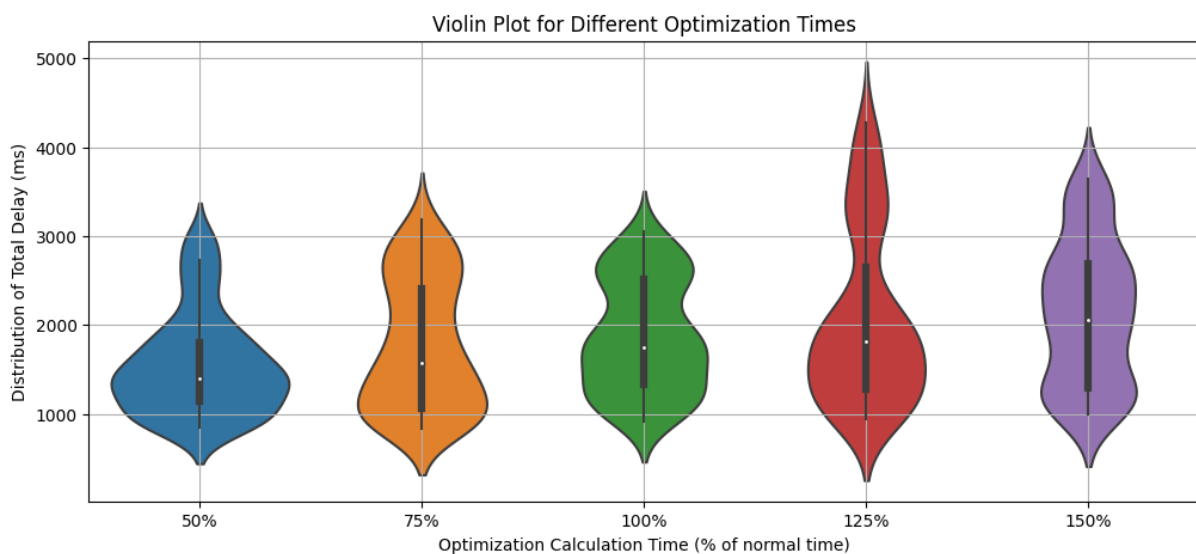


Abbildung 19: Violin-Diagramm für die Verteilung der Latenzen im System gegen Berechnungszeit

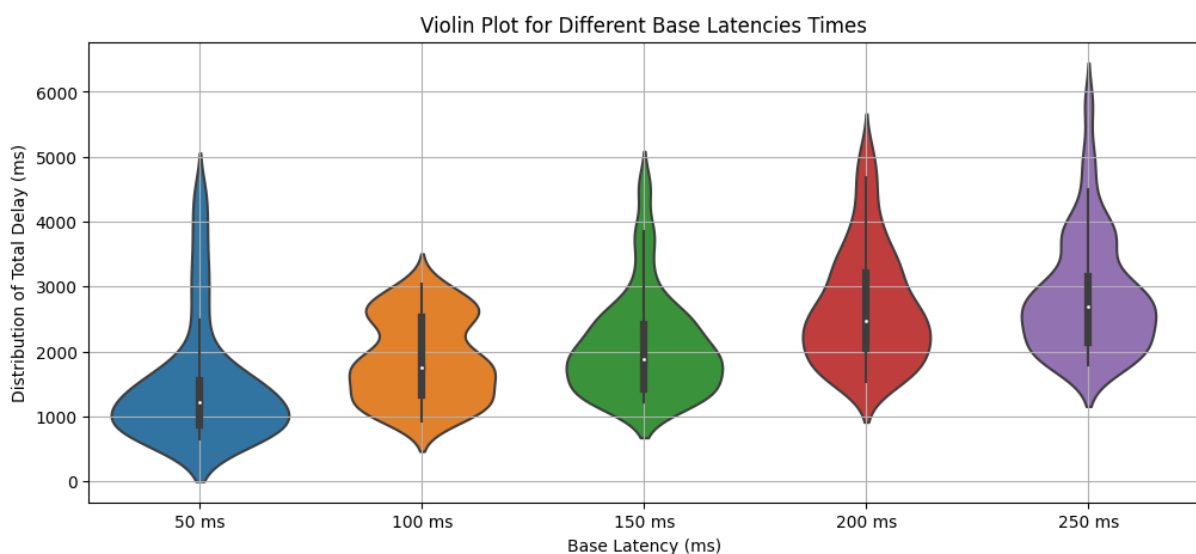


Abbildung 20: Violin-Diagramm für die Verteilung der Latenzen im System gegen Basislatenz

Abbildung 21 zeigt eine Heatmap für die verschiedenen durchgeführten Experimente. Sie stellt den Mittelwert der Latenzen dar und zeigt auch die Standardabweichung der Ergebnisse. Daraus können

mehrere Indikatoren berechnet werden. Zunächst liegt die mittlere Sensitivität der Durchschnittslatenz gegenüber der Basislatenz bei 6,05 ms/ms. Die Sensitivität der Durchschnittslatenz gegenüber der Berechnungszeit liegt bei 6,4 ms/%. Zudem liegt der Mittelwert der relativen Standardabweichung bei 38,9 %. Diese Werte verdeutlichen den Einfluss von Änderungen beider Parameter auf den Mittelwert, wobei eine durchschnittliche Standardabweichung eine charakteristische Eigenschaft des Systems darstellt. Es zeigt sich ein starker Einfluss der Berechnungszeit des zentralen Energiemanagementsystems. Es ist ebenfalls zu bemerken, dass im Fall einer extrem hohen Basislatenz (z. B. 1500 ms) die gesamte Latenz im System deutlich ansteigt. In extremen Fällen treten Latenzen von bis zu etwa 6000 ms (6 s) auf, was auf eine große Instabilität des Systems hinweist. Abbildung 22 zeigt die maximal registrierte Latenz für jedes Experiment. Unabhängig von der Konfiguration treten extreme Fälle im Bereich von 4 bis 6 s auf. Dies könnte darauf hinweisen, dass für diese speziellen Fälle weitere Sicherheitsmaßnahmen erforderlich sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl die Basislatenz als auch die Berechnungszeit einen signifikanten Einfluss auf die Latenzen im System haben. Besonders in extremen Fällen kann die Latenz auf ein kritisches Niveau ansteigen, was auf eine Instabilität des Systems hindeutet. Es ist daher notwendig, für solche Szenarien zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen zu treffen, um die Systemstabilität zu gewährleisten und unerwünschte Auswirkungen auf die Gesamtperformance zu minimieren.

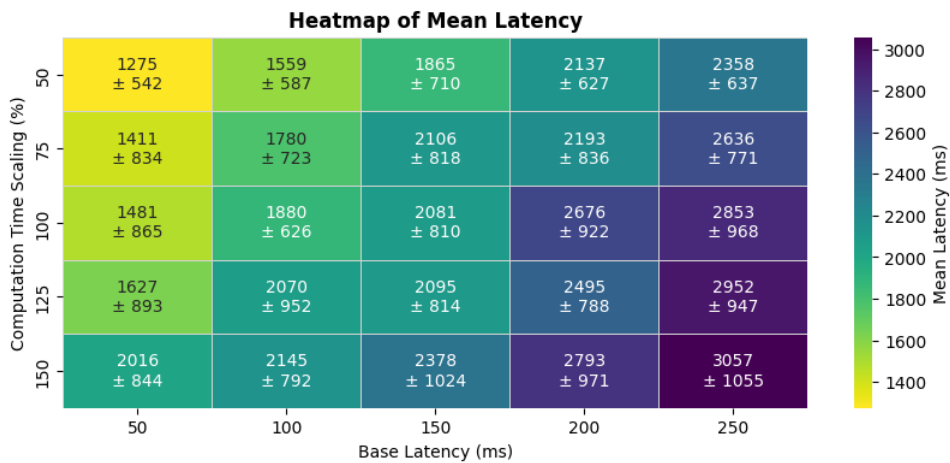


Abbildung 21: Heatmap für den Mittelwert der Latenzen

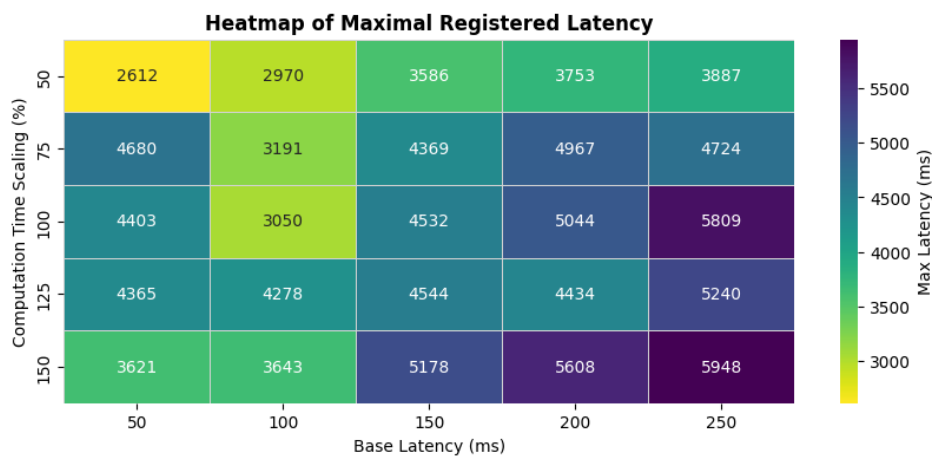


Abbildung 22: Heatmap für den maximalen Wert der Latenzen

### Begrenzung gegen interne Rechnerkapazität

Nach der erfolgreichen Implementierung der Simulation und der Kopplung mehrerer Ebenen (Kommunikation, Steuerung und Netzsimulation) wurde versucht ein größeres Netz zu erstellen, das einen realen Use Case darstellt. Zu diesem Zweck wurde ein Quartierstromnetz mit 49 Knoten aufgebaut, wobei jeder Knoten mit einem gekoppelten Kommunikationsknoten verbunden ist (Abbildung 23). Dies stellt eine Hochskalierung der bisherigen Simulation dar, mit denselben Komponenten und der gleichen Struktur, jedoch nun mit einer vollständigen Netz- und IKT-Systemsimulation (Abbildung 24).

Während der Tests traten jedoch mehrere Probleme auf, die mit der begrenzten Rechenkapazität zusammenhingen. Die hohe Komplexität der Simulation und die vielen Subsysteme führten dazu, dass die Simulationssoftware abstürzte, ohne dass technische Fehler bei der Simulation oder den Artefakten auftraten. Mehrere Tests zeigten, dass die Rechenkapazität der lokalen VM nicht ausreichte, um die Simulation vollständig auszuführen. Für eine stabile und fehlerfreie Simulation ist es notwendig, die Hardwarekapazitäten zu erweitern oder optimierte Berechnungsstrategien zu implementieren, um mit der erhöhten Komplexität der vollständigen Netz- und IKT-Simulation umzugehen.

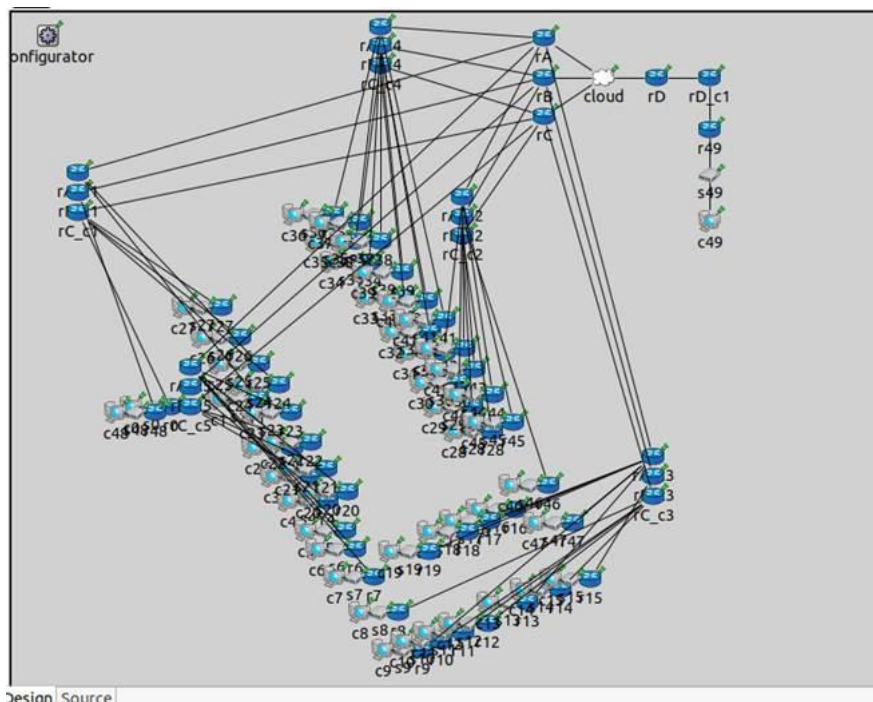


Abbildung 23: Kommunikationsmodell für das Quartier

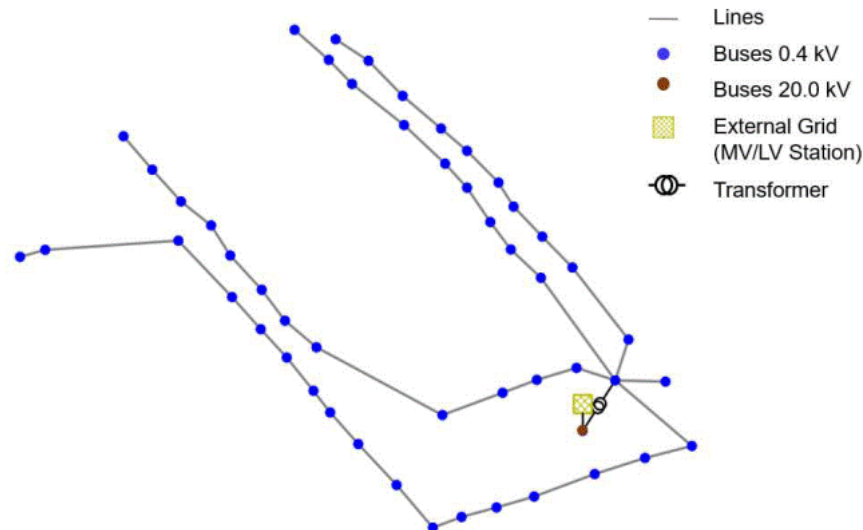


Abbildung 24: Topologie des Quartiersstromnetzes

## Ausblick

Das Szenario IKT-Störungen hat erfolgreich mehrere Komponenten harmonisiert und gekoppelt. Durch die Anpassung der Zeitauflösung konnte eine echte Co-Simulation geschaffen werden, die verschiedene Subkomponenten der Simulation miteinander verbindet. Die event-basierte Natur des Problems erfordert eine Lösung, die die nicht-zeitbasierte Natur der Kommunikation widerspiegelt.

Nach der Kopplung wurden mehrere Experimente durchgeführt, um die beiden Hauptkomponenten, die Verzögerungen in der Kommunikation verursachen, eingehend zu untersuchen. Die Berechnungszeit des zentralen Energiemanagementsystems sowie die Latenzen im Kommunikationssystem, das für die Verteilung der Nachrichten verantwortlich ist, wurden analysiert.

Im Bereich der Basislatenzen zeigte die Analyse, dass diese den größten Einfluss auf das Kommunikationsnetz hat. Bei einer Basislatenz von 150 ms und einer realistischen Berechnungszeit lag die mittlere Latenz (Mean Time of Failure) zur Lösung des Spannungsproblem im Netz bei etwa 1880 ms (ungefähr 2 Sekunden). Darüber hinaus wurden extreme Fälle identifiziert, in denen die gesamte Latenz auf bis zu 6 Sekunden anstieg, was potenziell zu Instabilitäten im System führen kann.

Ein weiterer Entwicklungsschritt dieses Szenarios betrifft die Skalierung der Simulation. Mit dem aufgebauten Quartiersstromnetz und dem Quartierkommunikationsnetz kann nun eine Simulation auf Quartierebene durchgeführt werden. Des Weiteren zeigte die Skalierung der Simulation auf Quartierebene, dass die benötigten Berechnungsressourcen erheblich steigen, was auf die Notwendigkeit einer leistungsfähigeren Recheninfrastruktur hinweist, um die Simulationen effizient durchführen zu können.

## 2.5 DSZ Netzbetrieb

In den vorigen Berichten wurde die Simulationsumgebung stufenweise um Funktionalitäten und Komponenten erweitert. Die Vortests im Deliverable 1.4 haben die direkte Kommunikation einer Kleinststeuerung aus einer Simulationsumgebung bzw. eines Laboraufbaus gezeigt [2]. Aufbauend auf diesen Arbeiten lag der Schwerpunkt nun auf der Integration des Wärmesektors in die Flexibilisierung des Stromsektors. Dazu wurde ein drittes, geografisch getrenntes, Labor eingebunden um eine Wärmepumpe als flexible Last in das Netzmanagement einzubeziehen. Die Wärmepumpe befindet sich im Heizungslabor der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften und wurde als weiterer flexibler Verbraucher in das elektrische Netz integriert. Für den Test der Funktionalität des

Gesamtsystems wurde der Fall einer Ansteuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG angenommen.

### Aufbau

An den Versuchen waren die Labore der Hochschule Emden/Leer, der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften und des DLR-VE beteiligt. Die Komponenten für die Flexibilitätsbereitstellung (Batteriespeicher, Wärmepumpe, PV-Anlage, Elektrofahrzeug) wurden auf verschiedene Expertenlabore aufgeteilt, um eine dezentralisierte und modulare Struktur zu erproben. Abbildung 25 zeigt die Aufteilung des MONA 1 Niederspannungsnetzes. Diese wurde so gewählt, dass negative Effekte in einem Netzabschnitt (Labor) auch zu Reaktionen in den weiteren Laboren führen aber nicht im eigenen Bereich ausgeglichen werden können. Die als nicht steuerbar angenommenen Verbraucher befinden sich in der numerischen Simulation beim DLR-VE in Oldenburg und die flexibilisierten Systeme Batteriespeicher und Wärmepumpe in den Laboren der Hochschulen Emden/Leer und Ostfalia. Ein rudimentärer Netzregler für den Fall §14a EnWG wurde in Matlab/Simulink entwickelt. In diesem Regler sind die Spannungsgrenzen für die Leistungsreduktion von Wärmepumpe und Elektrofahrzeug hinterlegt, wobei der Wert für beide auf 214 V festgelegt wurde. Da die Wärmepumpe jedoch nicht stufenweise geregelt werden kann, sondern nur komplett abgeschaltet werden kann, wird sie bei Erreichen der Spannungsgrenze vollständig abgeregelt.

Eingesetzte Hardware und Modelle:

- Wärmepumpe: Stiebel Eltron WPF 5 basic (Sole-Wasser)
- Batteriespeicher: Kostal PLENTICORE BI, 5,5 kW, 6,4 kWh
- PV-Wechselrichter: Kostal PIKO 15, 15 kW
- Elektrofahrzeug: Simulation (Simulink)
- Netzregler §14a: Simulation (Simulink)

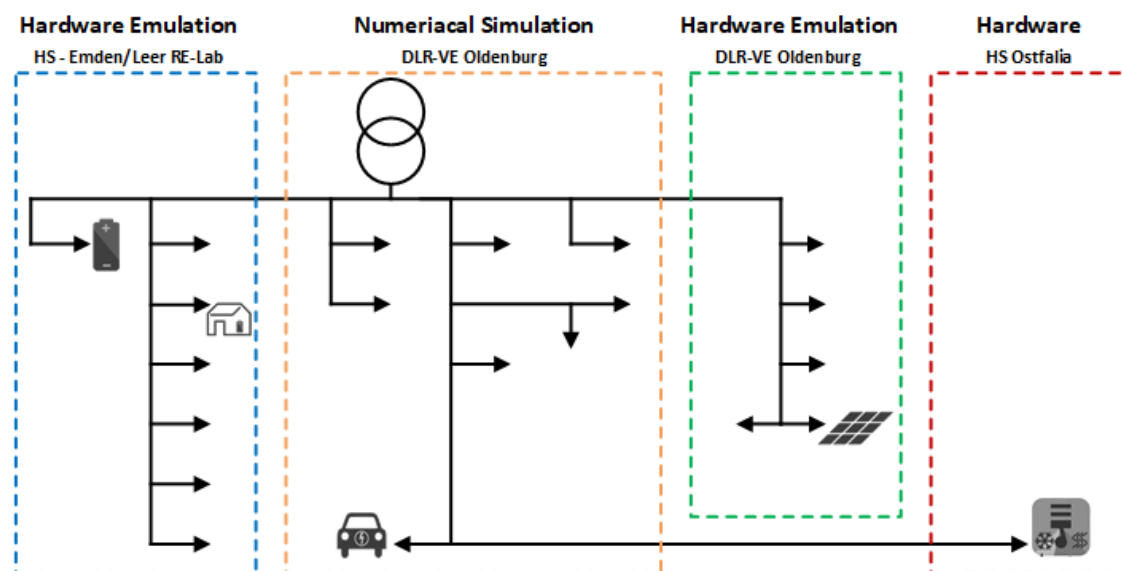


Abbildung 25: Übersicht über die Topologie des Niederspannungsnetzes einschließlich der integrierten Komponenten und deren Verteilung auf die verschiedenen Laborstandorte

Als Indikator für den Zustand des Netzes wurde die Spannung ausgewählt, da diese auch für Netzbetreiber ein relevantes Kriterium für den Einsatz von Maßnahmen nach §14a EnWG darstellt. Um auch bei geringeren Leistungen einen signifikanten Effekt auf die Netzspannung zu erzielen, wurde die Spannung mit der Residuallast am Transformator gekoppelt. Mit steigender Last sinkt somit die Spannung, was eine erhöhte Dynamik begünstigt. Dies kann den Zustand des Netzes beeinträchtigen

und stellt eine zusätzliche Herausforderung für die Erprobung flexibilisierter Teilnehmer dar.

Das Versuchsszenario beginnt mit einem initialen Zustand, in dem keine Leistung vom Batteriespeicher bereitgestellt wird und die Wärmepumpe bei Nennleistung läuft. Im weiteren Verlauf wird eine Last im physischen Netzmodell der Hochschule Emden/Leer (HS-EL) eingeschaltet, gefolgt von einer weiteren Last (Elektrofahrzeug) in Oldenburg, deren Leistungsbedarf entsprechend dem Beginn des Ladevorgangs stetig zunimmt. Bei einem ordnungsgemäß arbeitenden System sollten die Wärmepumpe und das Elektrofahrzeug nun vom Netzregler angesteuert werden, um die durch die Lastschaltung verursachten Spannungsänderungen zu kompensieren. Der Batteriespeicher sollte grundsätzlich autark regeln.

Die bestehende Kommunikationsstruktur mit dem RE-Lab wurde entsprechend der neuen Anforderungen um das Labor der Ostfalia erweitert (Abbildung 26). Im Zuge von Testaktivitäten wurden VILLASnode-Instanzen auf mehreren Wegen implementiert, darunter zweimal als eigenständige Installation auf Ubuntu-Systemen und einmal als virtuelle Maschine. Durch diese unterschiedlichen Implementierungen konnten verschiedene Szenarien getestet und evaluiert werden. Gemeinsam haben alle, dass das User Datagram Protocol (UDP) als Protokoll zu den Simulatoren und zu der Hardware eingesetzt wurde. Dieser Ansatz ermöglichte es, proprietäre Schnittstellen zu vermeiden und somit eine höhere Flexibilität und Interoperabilität zu erreichen.

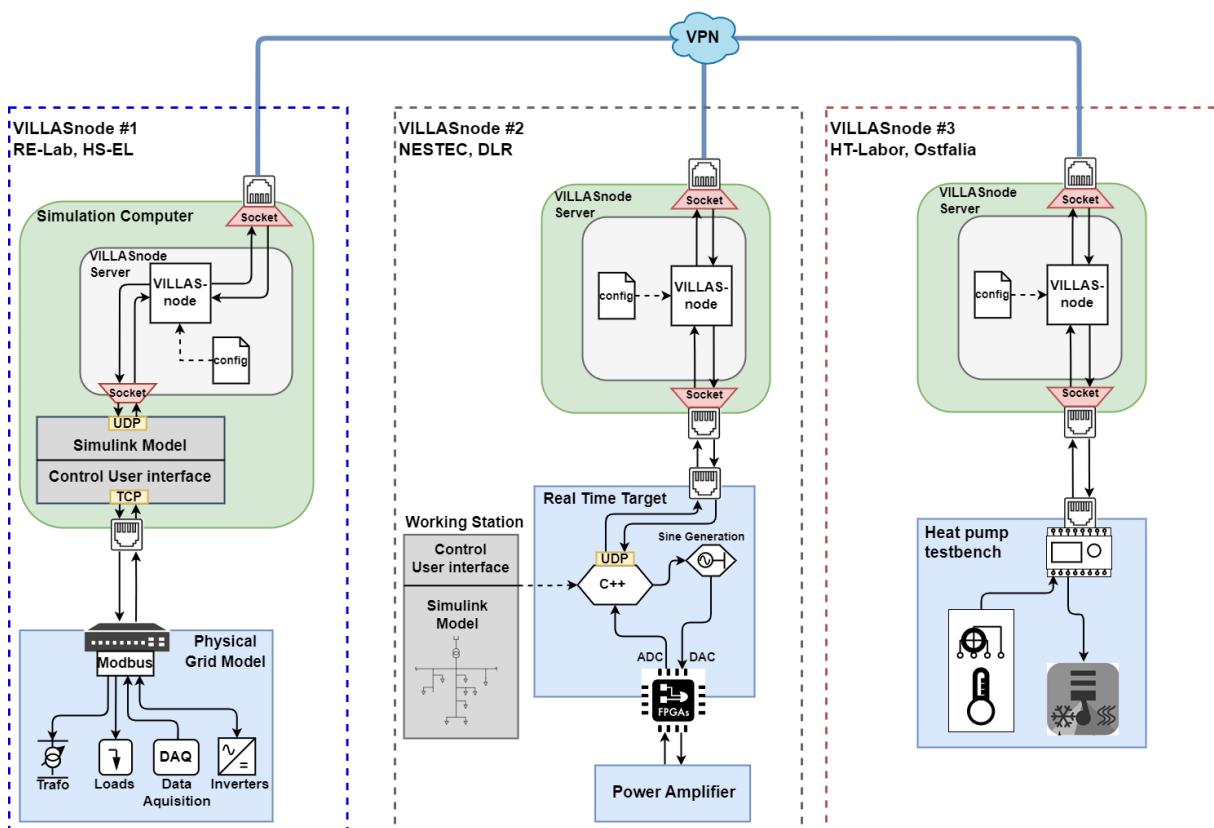


Abbildung 26: Aufbau der Kommunikation zwischen den Laborstandorten

## Ergebnisse

Die Ergebnisse in Abbildung 27 stellen die während der Versuchsdurchführungen aufgezeichneten Messungen und Simulationsergebnisse dar. Um eine bessere Lesbarkeit zu ermöglichen, wurden die Leistungswerte von der Wärmepumpe (WP) und dem Batteriespeicher auf ihre jeweiligen Nennleistungen normiert. Die WP hat dabei eine Nennleistung von 25 kW, während der

Batteriespeicher bei 3,3 kW liegt. Im Netzmodell des RE-Lab der HS-EL werden die Leistungen von Lasten und Wärmepumpe nicht einzeln erfasst, sondern als Gesamtleistung dargestellt. Wenn die Spannung den Schwellwert von 229 V unterschreitet, soll der Batteriespeicher automatisch aktiviert werden, um durch Leistungsabgabe zum sicheren Netzbetrieb beizutragen.

In Abbildung 27 ist der Versuchsverlauf in vier Phasen unterteilt dargestellt:

**Phase I:** Die Netzfrequenz liegt beim Nennwert von 230 V. Die Energieflüsse zwischen PV-Einspeisung und Wärmepumpe sind ausbalanciert, was bedeutet, dass keine Spannungsänderungen am Transformator auftreten (Residuallast = 0). Der Batteriespeicher bleibt in diesem Zustand inaktiv und übernimmt keine Regelfunktion.

**Phase II:** Durch eine zusätzliche Last von 700 W im Netzmodell im RE-Lab kommt es zu einem minimalen Spannungsabfall. Da dieser Abfall jedoch noch innerhalb des tolerierbaren Bereichs bleibt (oberhalb von 229 V), wird das Batteriespeichersystem nicht ausgelöst und übernimmt keine Regelfunktion.

**Phase III:** Im DLR\_NESTEC wird eine Last zugeschaltet, die den Charakteristiken eines Elektrofahrzeugs ähnelt. Der Lastverlauf zeigt einen initialen Sprung auf eine Startleistung, gefolgt von einem kontinuierlichen Anstieg hin zur Nennleistung. Als Folge tritt ein sofortiger Spannungsabfall auf, der sich weiterhin proportional zur Leistungssteigerung des Elektrofahrzeug-Ladens absenkt.

**Phase IV:** Mit Beginn von Phase IV fällt die Spannung unter 214 V, was den im Netzregler festgelegten Schwellwert für die Wärmepumpe unterschreitet. Als Reaktion darauf wird die Wärmepumpe über einen Steuerbefehl des Netzreglers abgeschaltet und ein weiterer Leistungsanstieg der Fahrzeugladung gestoppt. Der positive Effekt auf die Spannung ist sofort erkennbar, jedoch reicht dieser bei der geringen Einspeiseleistung des Batteriespeichers im Vergleich zur Ladeleistung des Elektrofahrzeugs nicht aus, um die Nennspannung zu erreichen. Der Batteriespeicher erhöht daher weiterhin seine Einspeiseleistung, was jedoch nur einen sehr geringen Anstieg der Spannung bewirkt.

Die durchgeführten Experimente zeigen, dass geografisch verteilte Tests möglich sind. Die Kombination aus Simulationsteil, Laborhardware und direktem Anschluss an die Feldebene hat außerdem gezeigt, dass verschiedene Testkonfigurationen miteinander verbunden werden können, ohne spezielle Anforderungen an teure Simulationssoftware zu stellen. Durch standardisierte Schnittstellen und/oder Kleinststeuerungen können sowohl intelligente als auch ältere Komponenten ohne Kommunikationseigenschaften in die Tests integriert werden.

Ein weiterer Vorteil der Verwendung von realer Hardware hat sich insbesondere bei der Kombination von schnellen und langsameren Systemen gezeigt. Hochdynamische Flexibilitätsmöglichkeiten im Stromnetz können einfach mit langsameren Heiz- oder Warmwassersystemen gekoppelt werden, ohne dass die unterschiedlichen Simulations-Zeitschritte berücksichtigt werden müssen.

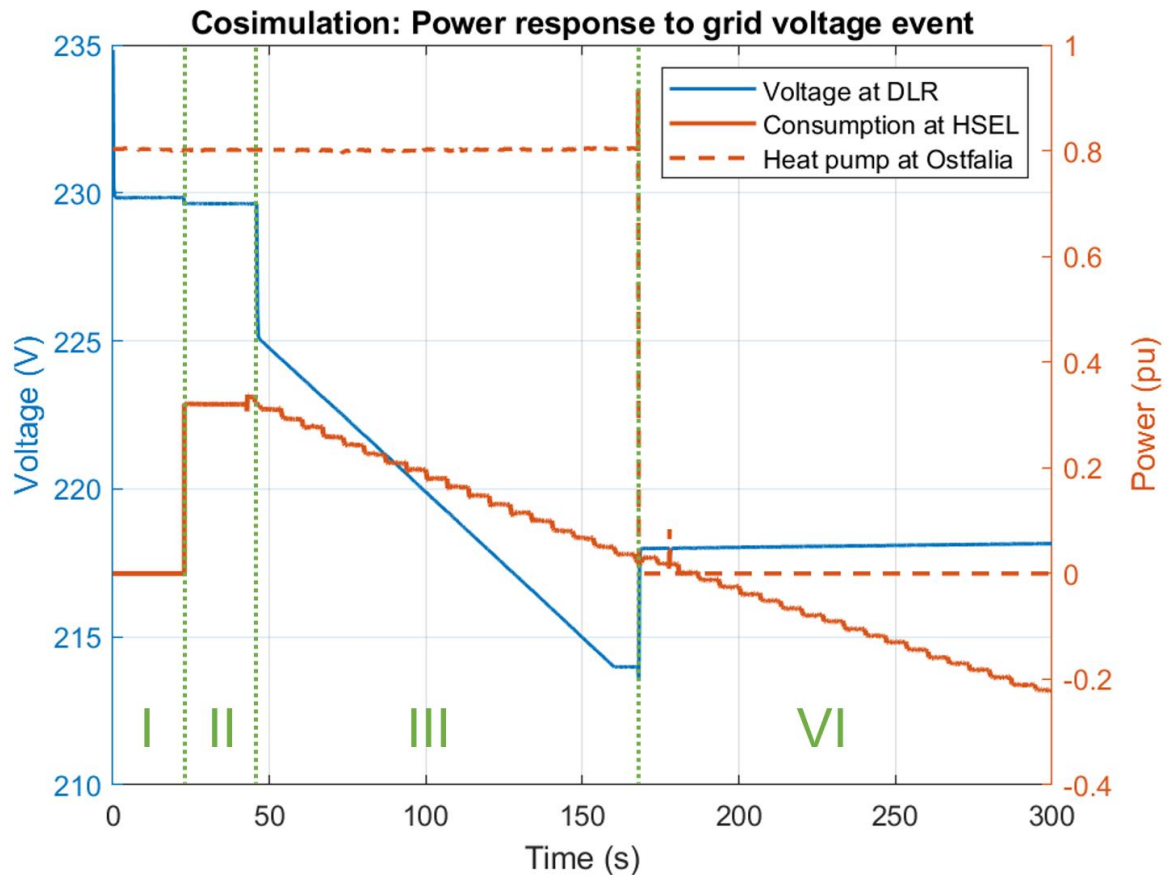


Abbildung 27: Beitrag von flexiblen Verbrauchern zur Spannungshaltung in einem Niederspannungsnetz mit  $P_{nenn,WP}=25$  kW und  $P_{nenn,Bat}=3,3$  kW

### Ausblick

Die durchgeführten Arbeiten haben Vorteile und Potenziale aufgezeigt. Sie bieten aber auch Raum für Verbesserungen oder Erweiterungen.

- **Skalierbarkeit:** Wie kann das geografisch verteilte Testsystem auf größere Systeme skaliert werden? Gibt es Grenzen, ab denen es nicht mehr sinnvoll ist oder Hardwarelimits erreicht werden?
- **Heterogene Systeme:** Wie können heterogene Systeme, wie zum Beispiel Systeme mit unterschiedlichen Betriebssystemen oder Architekturen, die aktuell noch nicht berücksichtigt wurden, integriert werden?
- **Sicherheit und Datenschutz:** Wie können Sicherheit und Datenschutz von Teilnehmern und Systemen, die besonders groß und diversifiziert sind, gewährleistet werden?
- **Verbindungsstabilität und Latenzen:** Lassen sich neben den getesteten quasidynamischen Simulationen auch dynamische Systeme betrachten? Gibt es Prüfmethode, die universelle Aussagen zur Leistungsfähigkeit einer Kopplung liefern können?
- **Kombination mit anderen Methoden:** Wie können andere Methoden, wie zum Beispiel Machine Learning, genutzt werden, um die Effizienz oder Genauigkeit von Ergebnissen zu verbessern?
- **Reale Anwendungen/Reallabore:** Inwieweit lassen sich reale Anwendungen mit dem Ansatz untersuchen? Die Integration von bspw. realen Wohnquartieren stellt hohe Anforderungen an Sicherheit und Zuverlässigkeit.



- **Benutzerfreundlichkeit:** Durch die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit des geografisch verteilten Testsystems kann die Einstiegsbarriere für neue Anwender gesenkt werden, sodass interessierte Personen leichter mit dem System arbeiten können.

## 2.6 Ökologische Bewertung

In diesem Abschnitt erfolgt die ökologische Betrachtung des Durchstichszenarios Gebäude, basierend auf den einjährigen Simulationsergebnissen der Szenarien 2020, 2030, 2040 und 2050. Die Analyse konzentriert sich auf die Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die aus dem thermischen und elektrischen Energieverbrauch resultieren. Ein zentraler Aspekt der ökologischen Bewertung ist der Global Warming Potential (GWP)-Faktor der eingesetzten Energieträger. Diese Kennzahl gibt an, wie viele Treibhausgasemissionen (in Kilogramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent) pro Kilowattstunde Endenergie anfallen, und dient als Indikator für die Umweltfreundlichkeit der jeweiligen Energiequelle. Energieträger mit größeren Auswirkungen auf die Umweltfreundlichkeit weisen typischerweise höhere GWP-Faktoren auf. Dies gilt vor allem für fossile Energieträger, die aufgrund ihres Ressourcenverbrauchs und hoher Umwandlungsverluste belastend sind. Im Vergleich dazu haben Energieträger mit geringeren Umweltauswirkungen – beispielsweise solche aus erneuerbaren Quellen – niedrigere GWP-Faktoren. Zur Berechnung der Gesamt-Emissionen wurden die GWP-Werte der jeweiligen Energieträger herangezogen, wie sie in der Ökobaudat sowie im Gebäudeenergiegesetz (GEG) definiert sind [11]. Für Fernwärme auf Basis des Energieträgers Gas wurden die spezifischen Werte aus der Ökobaudat verwendet, da diese einheitliche und klar definierte Angaben bereitstellen [12]. Eine Übersicht der entsprechenden GWP-Werte ist in Tabelle 2 dargestellt.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich diese Betrachtung auf den Betrieb gemäß Modul B6 der Norm DIN EN 15804 beschränkt (d.h. die Nutzung und den Energieverbrauch während der Nutzungsphase des Produkts) [13]. Eine umfassende Ökobilanzierung, die beispielsweise den Verbrauch von Rohstoffen, den Transport, die Verwertung oder das Recycling über den gesamten Lebenszyklus (Cradle-to-Grave) umfasst, ist nicht Gegenstand dieser Analyse.

Tabelle 2: Übersicht der GWP-Faktoren für verschiedene Energieträger

Energieträger	GWP [kg CO <sub>2</sub> pro kWh]	Quelle
Strom-Mix-Szenario 2020	0,589	Ökobaudat
Strom-Mix-Szenario 2030	0,503	Ökobaudat
Strom-Mix-Szenario 2040	0,414	Ökobaudat
Strom-Mix-Szenario 2050	0,354	Ökobaudat
Gas 2020	0,240	GEG
Fernwärme Mix	0,247	Ökobaudat

Im Folgenden wird die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verlauf der Szenarien 2020 bis 2050 graphisch dargestellt (siehe Abbildung 28). Das Diagramm visualisiert die Ergebnisse der Simulationen, wobei sowohl die thermischen als auch die elektrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (in Tonnen CO<sub>2</sub>) über die betrachteten Zeiträume hinweg abgebildet sind. Es verdeutlicht die Auswirkungen der implementierten Maßnahmen, der Energieträgerwechsel sowie der sukzessiven Verbesserung der GWP-Werte des Strom-Mixes auf die Gesamtbilanz der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

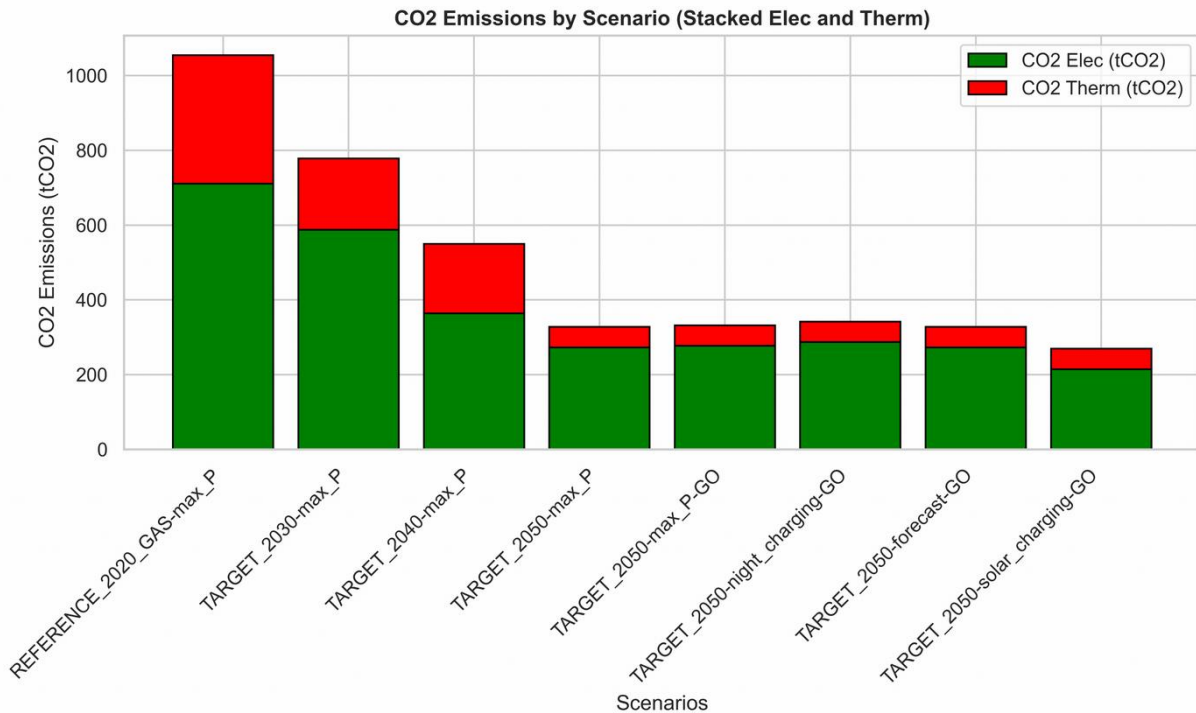


Abbildung 28: Entwicklung der Gebäudeszenarien 2020 – 2050 unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Obwohl der Wechsel des Energieträgers von Gas (0,24 kg CO<sub>2</sub>/kWh) auf Fernwärme (0,247 kg CO<sub>2</sub>/kWh) mit einem leicht erhöhten Emissionsfaktor des Energieträgers einhergeht, ist zwischen 2020 und 2030 eine signifikante Reduktion der thermischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verzeichnen, die mehr als eine Halbierung beträgt. Diese Reduktion ist primär auf zwei Faktoren zurückzuführen. Erstens führt die Implementierung einer 20 cm starken Fassadendämmung zu einer deutlichen Verringerung des Wärmebedarfs. Die verbesserte Dämmung minimiert Wärmeverluste und steigert die Energieeffizienz, wodurch der thermische Energieverbrauch über das Jahr hinweg signifikant gesenkt wird. Zweitens trägt die optimierte Nutzung der Fernwärme, einschließlich effizienterer Verteilnetze und einer verstärkten Ausnutzung des Niedertemperaturbereichs, wesentlich zur weiteren Reduktion der thermischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei.

Der größere Emissionsfaktor der Fernwärme im Vergleich zu Gas ist darauf zurückzuführen, dass Fernwärme oft aus einer Mischung verschiedener Energiequellen erzeugt wird. Neben regenerativen Energien und Abwärme werden hier auch fossile Energieträger für die Wärmebereitstellung genutzt. Die jeweiligen Anteile dieser Quellen bestimmen maßgeblich die CO<sub>2</sub>-Emissionen und beeinflussen den Gesamtemissionsfaktor. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Bewertung auf die derzeit gültigen Emissionsfaktoren stützt, wobei die fossilen Energieträger hier maßgeblich die Emissionswerte beeinflussen. In Zukunft könnten sich die Werte für Fernwärme jedoch verbessern, da der Anteil regenerativer Energien im Fernwärmemix voraussichtlich weiter steigen wird – insbesondere im Hinblick auf Klimaziele für 2030, 2040 und 2050. Daher stellt diese Betrachtung eine Momentaufnahme dar und erlaubt keine hundertprozentig präzise Prognose für langfristige Entwicklungen. Die elektrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen verringern sich ebenfalls, jedoch weniger stark als die thermischen. Dies liegt daran, dass der Stromverbrauch relativ konstant bleibt. Dennoch verbessert sich der GWP-Wert des Strommixes von 0,589 auf 0,503 kg CO<sub>2</sub>/kWh, was zu einer Reduktion der elektrischen Emissionen führt. Darüber hinaus wird ein Teil des Strombedarfs durch Balkon-Solaranlagen gedeckt, die in 10 % der Wohnungen installiert sind. Diese Verbesserung unterstreicht die Verringerung der Emissionen, auch wenn die Änderungen bei der elektrischen Nutzung insgesamt moderat bleiben.

Im Zeitraum von 2030 bis 2040 zeigt sich, dass die thermischen CO<sub>2</sub>-Emissionen nahezu unverändert bleiben. Es ist lediglich eine minimale Reduktion zu beobachten. Dies liegt daran, dass sowohl der Energieträger Fernwärme als auch der Standard des baulichen Wärmeschutzes in diesem Zeitraum nahezu unverändert bleiben. Die bestehenden Maßnahmen zur Energieeffizienz und der bereits optimierte Energieträger bieten in diesem Zeitraum keine zusätzlichen Einsparungspotenziale. Demgegenüber zeigt sich bei den elektrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen eine weitere Reduktion. Dieser Effekt resultiert aus der kontinuierlichen Verbesserung des Strom-Mix-GWP-Werts, der im Jahr 2040 auf 0,414 kg CO<sub>2</sub>/kWh sinkt. Der Stromverbrauch steigt im Vergleich zu 2030 an. Dies ist durch die verstärkte Integration der Elektrofahrzeuge und einem höheren Anteil an Balkon-Solaranlagen bedingt. Diese Entwicklung ist eine logische Folge des technologischen Fortschritts und der zunehmenden Elektrifizierung im Gebäudebereich. Trotz des höheren Stromverbrauchs überwiegt der Effekt des verbesserten Strom-Mixes, was insgesamt zu einer weiteren Verringerung der elektrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt.

Zwischen 2040 und 2050 zeigt sich eine klare Reduktion der thermischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch die Umstellung von Fernwärme auf Wärmepumpen erreicht wird. Wärmepumpen haben einen hohen COP-Wert und nutzen Strom, dessen GWP-Wert im Jahr 2050 auf 0,354 kg CO<sub>2</sub>/kWh sinkt. Zusätzlich trägt das Niedertemperatur-Wärmeverteilnetz zur effizienten Verteilung und Speicherung von Wärme bei. Die elektrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken in diesem Zeitraum nur geringfügig, da der Stromverbrauch durch die verstärkte Integration des gesteuerten Ladens, die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen und die Nutzung von Wärmepumpen deutlich zunimmt. Der verbesserte GWP-Wert des Strom-Mixes kompensiert diesen Anstieg teilweise, sodass die elektrischen Emissionen leicht sinken.

Bei der Betrachtung der Gesamtemissionen (thermische und elektrische CO<sub>2</sub>-Emissionen) im Zeitraum von 2020 bis 2050 tritt eine sukzessive Reduktion der Emissionen auf. Die größte Reduktion erfolgt im Zeitraum 2020 bis 2030 mit einer Abnahme von ca. 276 t CO<sub>2</sub>. Dies ist zurückzuführen auf die Umsetzung von Wärmeschutzmaßnahmen, den Einsatz regenerativer Energieträger und der Reduzierung der GWP-Werte. Zwischen 2030 und 2040 setzt sich die Reduktion mit ca. 229 t CO<sub>2</sub> fort. Dies geschieht allerdings in etwas reduziertem Umfang. In diesem Zeitraum ändern sich die thermischen Emissionen kaum, da Energieträger und Dämmstandards weitgehend unverändert bleiben; die Einsparungen resultieren vor allem aus der weiteren Reduzierung der elektrischen Emissionen. Von 2040 bis 2050 werden weitere ca. 222 t CO<sub>2</sub> eingespart. Dies ergibt sich insbesondere durch den Einsatz von Wärmepumpen und den verbesserten Strommix.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Zusatzvarianten von dem Szenario 2050 hinsichtlich ihrer ökologischen Auswirkungen unter Berücksichtigung des intelligenten Grid Observers (GO) analysiert und diskutiert. Diese Szenarien wurden unter Verwendung eines methodischen Verfahrens entwickelt, das auf spezifischen Fallstudien basiert und dazu dient, realitätsnahe Emissionseinsparpotenziale zu berechnen. Die Methodik ermöglicht eine fundierte Einschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und unterstützt langfristige Planungen zur Erreichung der Klimaziele. Eine detaillierte Beschreibung der zusätzlichen Varianten wird an dieser Stelle nicht wiederholt, da diese bereits in Kapitel 2.1 ausführlich erläutert wurden.

Das Szenario mit den geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist TARGET\_2050-solar\_charging-GO mit 270 tCO<sub>2</sub>. Dies ist auf die optimale Nutzung von Solarstrom zurückzuführen, wodurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich der elektrischen Energie deutlich reduziert werden. Der höchste CO<sub>2</sub>-Ausstoß tritt im Szenario TARGET\_2050-night\_charging-GO mit 342 tCO<sub>2</sub> auf. In diesem Szenario erfolgt der Großteil der Ladevorgänge nachts, wenn keine Solarenergie verfügbar ist und die gespeicherte Solarenergie möglicherweise nicht ausreicht, um den gesamten Strombedarf zu decken. Daher muss der verbleibende Bedarf aus dem Strommix des Szenarios 2050 gedeckt werden, der noch nennenswerte CO<sub>2</sub>-Emissionen enthält und somit den CO<sub>2</sub>-Ausstoß erheblich erhöht. Szenarien wie TARGET\_2050-

max\_P-GO und TARGET\_2050-night\_charging-GO, die auf eine maximale Ladeleistung setzen und stark vom Strommix abhängen, führen zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Szenario TARGET\_2050-solar\_charging-GO.

Es ist wichtig zu betonen, dass die thermischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen vier Szenarien identisch sind (54,72 tCO<sub>2</sub>), da in allen Fällen die Wärmeversorgung als konstant betrachtet wird. Die Unterschiede in den CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen also ausschließlich durch die elektrischen Ladevorgänge, die durch den Grid Observer beeinflusst werden. Der Grid Observer steuert dabei die Ladevorgänge in Abhängigkeit von der Netzsituation und optimiert den Einsatz von erneuerbaren Energien wie Solarstrom. Dies verdeutlicht, wie die Integration von intelligenten Lade- und Steuerstrategien sowie erneuerbaren Energien den CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines zukünftigen Energiesystems erheblich reduzieren kann.

Die Berechnungen für das Quartier zeigen, dass durch die geplanten Maßnahmen eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz und eine Reduktion der Emissionen erzielt werden können. Allerdings stellt sich die Frage, inwieweit diese Ergebnisse mit den nationalen Klimazielen Deutschlands und den EU-weiten Vorgaben übereinstimmen. Deutschland hat sich verpflichtet, bis 2045 klimaneutral zu sein. Als Zwischenziel sollten die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 um 67 % im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert werden [14]. Im vorliegenden Szenario werden signifikante Fortschritte erzielt, die in diesem Quartier mit diesen Zielen kompatibel erscheinen. Die durchgeführte Analyse zeigt, dass trotz eines steigenden lokalen Energiebedarfs eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von etwa 75 % im Vergleich zum aktuellen Stand erreichbar ist, wenn lokale Energieerzeugung, Verbesserungen der Dämmung sowie die Integration intelligenter zentraler und dezentraler Energiemanagementsysteme umgesetzt werden. Diese Ergebnisse basieren jedoch auf der Annahme, dass der Haushaltsenergiebedarf parallel zum Anschluss von Elektrofahrzeugen an das Netz wächst, was zusätzliche Belastungen für das Energiesystem mit sich bringt. Die hier analysierten Maßnahmen zeigen, dass eine CO<sub>2</sub>-Reduktion auf Quartiersebene möglich ist. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden eine wertvolle Grundlage für zukünftige Projekte in ähnlichen urbanen Kontexten und eröffnen Perspektiven für eine nachhaltige und ressourcenschonende Stadtentwicklung.

## 2.7 Wirtschaftlichkeitsanalyse

In diesem Abschnitt erfolgt die Analyse der Wirtschaftlichkeit der in Kapitel 2.1 vorgestellten Gebäudeszenarien (2020, 20230, 2040, 2050). Analog zu der ökologischen Bewertung in Kapitel 2.6 erfolgt eine bilanzielle Betrachtung, die sich an einer Lebenszykluskostenanalyse (LCC) orientiert (vgl. [15], [16]). Ziel ist es, alle wesentlichen Kosten über den gesamten Lebenszyklus der eingesetzten Komponenten (Wärmeerzeugung, Speicher, Verteilnetze, PV-Anlagen) zu erfassen und in Relation zu den jeweiligen Einsparungen und potentiellen Erlösen zu setzen. Auf dieser Basis werden für jede Sanierungs- und Modernisierungsvariante ein Break-even-Zeitpunkt sowie ein Net Present Value (NPV) ermittelt, um die langfristige Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu bewerten.

Zunächst wurde methodisch in aufbauenden Schritten vorgegangen. Für jedes Szenario (2020, 2030, 2040, 2050) wurden die simulierten Energieverbräuche (thermisch und elektrisch) aus den vorliegenden Simulationen (Kapitel 2.6) als Grundlage verwendet. Um die Lebenszykluskosten abzubilden, wurden die typischen Kostenblöcke nach LCC Ansatz berücksichtigt:

- Investitionskosten (Anschaffung und Installation)
- Betriebskosten (Brenn- oder Kraftstoffe, Strom)
- Wartungs- und Instandhaltungskosten (z.B. Austausch, größere Revisionen)
- Entsorgungs- und Recyclingkosten am Lebensende

Der betrachtete Zeithorizont umfasst in Anlehnung an die Szenarioplanung einen Zeitraum von 30 Jahren. Zur Abzinsung zukünftiger Zahlungsströme wurde ein Kalkulationszinssatz von 3 % gewählt, wodurch ein Barwert (Present Value) sämtlicher Ein- und Auszahlungen bestimmt wird. In Abhängigkeit der Energiepreise (u.a. Strom, Fernwärme, Gas) und eventueller Förderprogramme werden Einsparungen bzw. Erlöse für jede Sanierungsstufe quantifiziert. Bei PV-Anlagen wurden potentielle Stromeinnahmen durch Einspeisung oder Eigenverbrauch berücksichtigt. Der Break-even-Zeitpunkt ist definiert als das Jahr, in dem die kumulierten Einsparungen oder Einnahmen die kumulierten Kosten erstmalig übersteigen. Der NPV ergibt sich aus der Summe aller diskontierten Cashflows über die gesamte Projektlaufzeit. Ein positiver NPV deutet auf eine wirtschaftlich lohnende Investition hin.

## Ergebnisse

Die folgenden Resultate basieren auf einer Kalkulation bei der neben den Investitionskosten auch Energie- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten (vgl. [17]) berücksichtigt werden, siehe beispielhaft Abbildung 29. Der geschätzte mittlere Gebäudewert (basierend auf den Ergebnissen der Internetseite [www.Immoscout24.de](http://www.Immoscout24.de)) diene als Basis zur Bestimmung der jährlichen Wartungskosten, die je nach Szenario unterschiedlich hoch ausfallen (z.B. höherer Prozentsatz bei Altbauten, geringerer bei neueren bzw. sanierten Gebäuden). Für die Komponentenpreise (PV, Wärmepumpen, Dämmung) wurden aktuelle Studien ([18], [19], [20]) sowie eigene Marktrecherchen herangezogen.

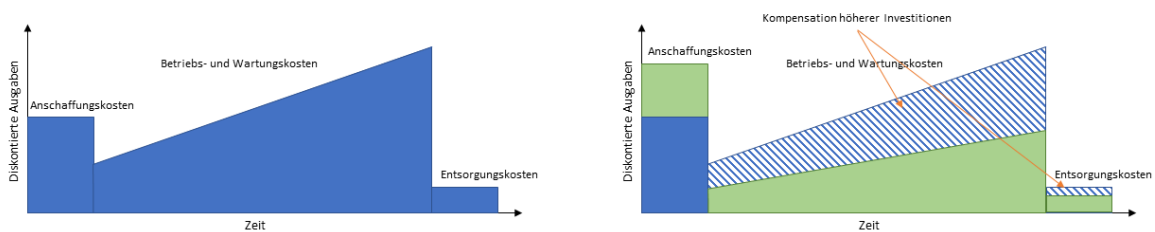


Abbildung 29: Beispielhaftes Kompensationspotential höherer Investitionsaufwendungen durch geringere Betriebs- und Wartungskosten im Rahmen einer LCC Analyse

In Tabelle 3 sind exemplarisch die Ergebnisse für drei Ziel-Szenarien (TARGET\_2030, TARGET\_2040, TARGET\_2050\_GO) unter Einbeziehung von Wartungskosten aufgeführt. Der dort angegebene Net Present Value (NPV) ist durchweg positiv und indiziert eine wirtschaftlich vorteilhafte Investition. Insbesondere das Szenario TARGET\_2030 erreicht mit 41,2 % die höchste interne Verzinsung (IRR) bei einer relativ kurzen Amortisationszeit (Break-even) von nur 3 Jahren. Ein Grund dafür ist die vergleichsweise moderate Anfangsinvestition (ca. 2,47 Mio. €), der relativ hohe Kosteneinsparungen bereits in den ersten Jahren gegenüberstehen.

Tabelle 3: Ergebnisse für Wartungskosten-Szenario

	Initiales Investment (€)	NPV (€)	IRR (%)	Break-even (Jahre)
TARGET_2030	$2.47 \times 10^6$	$1.10 \times 10^7$	41.2	3.0
TARGET_2040	$3.47 \times 10^6$	$1.13 \times 10^7$	31.7	4.0
TARGET_2050_GO	$4.12 \times 10^6$	$1.23 \times 10^7$	29.4	4.0

Obwohl TARGET\_2050\_GO den höchsten NPV aufweist, erfordert diese Variante auch die höchste Anfangsinvestition und erreicht den Break-even nach vier Jahren. Dies deutet darauf hin, dass das Szenario zwar auf lange Sicht (25 bis 30 Jahre) am rentabelsten ist, jedoch anfänglich mehr Kapital

erfordert. TARGET\_2040 liegt in Bezug auf NPV und IRR zwischen den beiden anderen Varianten und erreicht den Break-even ebenfalls nach vier Jahren.

Bei der Betrachtung weiterer Varianten – etwa mit und ohne Wartungskosten oder mit und ohne CO<sub>2</sub>-Kompensationskosten – verschieben sich insbesondere der NPV und die IRR:

- Ohne Wartungskosten steigern sich IRR und NPV in allen Szenarien, da die jährlich anfallenden Ausgaben geringer sind.
- Mit CO<sub>2</sub>-Preisen (Kompensationszahlungen) fallen die jährlichen Betriebskosten höher aus. Dies reduziert üblicherweise die Wirtschaftlichkeit aller Szenarien leicht, beschleunigt jedoch den Umstieg von fossilen zu elektrischen bzw. hocheffizienten Heiztechnologien.

Im Abgleich der Ergebnisse wird deutlich, dass sich Energieeinsparungen und Fördermöglichkeiten in der Regel positiv auf den NPV auswirken und die Amortisationsdauer verringern. Sind hingegen zusätzliche Kosten – beispielsweise für Wartung, CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder andere externe Faktoren – zu berücksichtigen, so verlängert sich die Break-even-Zeit. Das Grundfazit bleibt jedoch konsistent: Jede der vorgestellten Sanierungs- und Modernisierungsvarianten generiert über den Projektzeitraum positive Barwerte und erreicht damit einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber dem Referenzzustand (Basisszenario 2020).

Die zugehörigen Abbildungen (siehe z.B. Abbildung 30) veranschaulichen diese Zusammenhänge, indem sie den Kostenverlauf (Investition, jährliche Kosten, Außerbetriebnahme) sowie den diskontierten kumulierten Cashflow (Break-even-Linie) über die Zeit darstellen. So wird erkennbar, in welchem Jahr das jeweilige Projekt den Punkt erreicht, an dem die kumulierten Einsparungen oder Einnahmen sämtliche Ausgaben übersteigen.

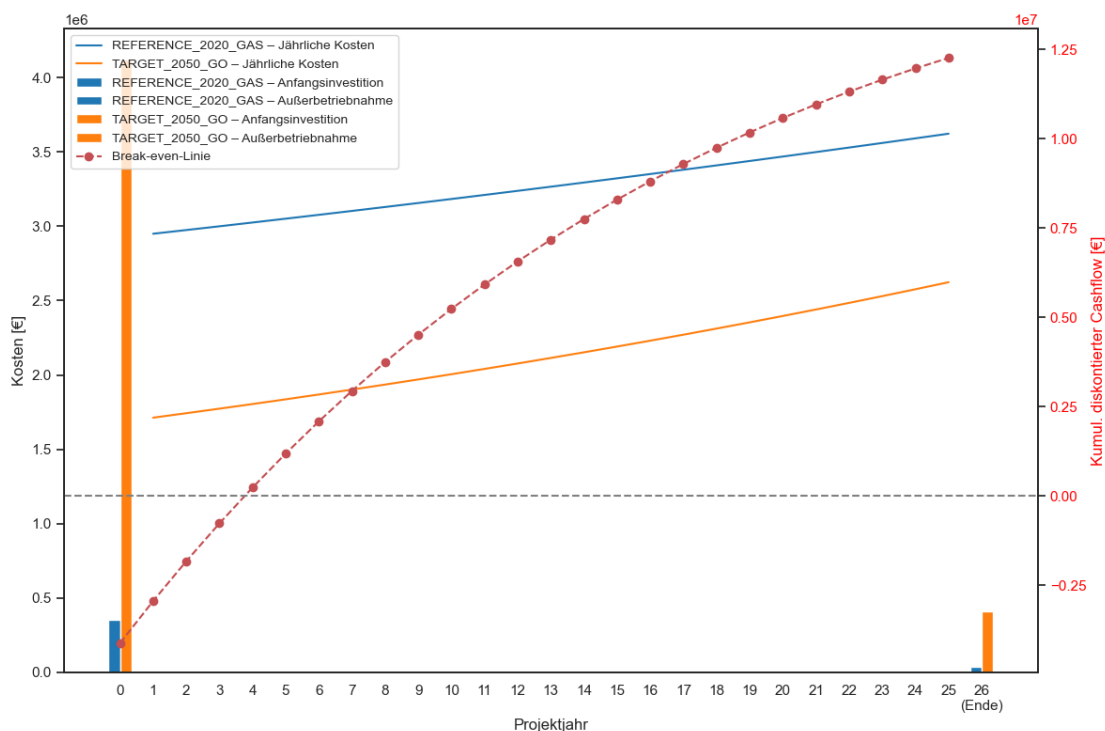


Abbildung 30: Lebenszykluskostenvergleich zwischen dem Referenzszenario (REFERENCE\_2020\_GAS) und dem Zielszenario (TARGET\_2050\_GO)

### 3 Weiterführende Veröffentlichungen

„Titel“ - Konferenz/ Journalname	Datum der Veröffentlichung	Autorenschaft
„NOVA Measures in Suburban Low Voltage Grids with an Inhomogeneous Distribution of Electric Vehicles,” - 4th E-Mobility Power System Integration Symposium, (EMOB 2020), ISBN 978-3-9820080-6-6	03.11.2020	Wagner H., Wussow, J., Engel, B.
„Electric mobility integration in energy communities: trending topics and future research directions” - 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021)	27.09.2021	Eckhoff, S.; Wagner, H.; Werth, O.; Gerlach, J.; Breitner, M. H.; Engel, B.
„Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in Districts with a Major Need for Sustainable Energy Refurbishment: the Case of a District in Lower Saxony” - EnviroInfo 2021. Environmental Informatics - A bogeyman or saviour to achieve the UN Sustainable Development Goals?	27.9.- 29.9.2021	Wagner, H.; Eckhoff, S.; Fayed, S.; Penaherrera V., F.; Ofenloch, A.; Werth, O. et al.
„Collaborative Research Platform for Investigating the Impact of Digitalization on Robust Network Operation”, - ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz	02.11.- 03.11.2021	Fayed, S.; Petznik, J.; Poppinga, T.; Rubio, A.; Schuldt, F.; Rolink, J.
MOSAIK 3.0: Combining Time-Stepped and Discrete Event Simulation - 2022 Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES)	04.04 - 05.04.2022	Ofenloch, A.; Schwarz, J.; Tolk, D.; Brandt, T.; Eilers, R.; Ramirez, R.; Raub, T.; Lehnhoff, S.
„Co-simulation-based analysis of the grid capacity for electric vehicles in districts: the case of ‘Am Ölper Berge’ in Lower Saxony - 6th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2022)	10.10.2022	Wagner, H.; Peñaherrera, F.; Fayed, S.; Werth, O.; Eckhoff, S.; Engel, B. et al.
„An Open Source Grid Observer for the Analysis of Power Flexibilities in Low Voltage Distribution Grid Simulations.” - ICSGCE - 10th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies	14.10.- 16.10.2022	Fayed, S.; Penaherrera, F.; Wagner, H.; Rolink, J.
„Open-Source Repository: Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in Am Ölper Berge District in Lower Saxony” ( <a href="https://gitlab.com/zdin-zle/scenarios/gridcapacity-for-electric-mobility">https://gitlab.com/zdin-zle/scenarios/gridcapacity-for-electric-mobility</a> )		Wagner, H.; Penaherrera, F.; Fayed, S.; Eckhoff, S.; Werth, O.
„Infrastructure of a Laboratory Coupled Co-simulation for the Investigation of Flexibility Provision in Distribution Grids” - ETG Kongress 2023: Die Energiewende beschleunigen	25.05.- 26.05.2023	Fayed, S.; Rubio, A.; Petznik, J.; Rolink, J.; Schuldt, F.
Efficient Collaboration in Interdisciplinary Teams – an Electromobility Research Example, Poster at 6th Workshop of Applied Science, Hannover; doi: 10.5281/zenodo.11567933	02.05.- 03.05.2024	Wagner, H.; Lier, S.; Eckhoff, S.; Fayed, S.; Peñaherrera, F.; Werth, O.; Engel, B.; Breitner, M.; Lehnhoff, S.; Rolink, J.

<p>Efficient Collaboration in Interdisciplinary Teams – an Electromobility Research Example, Paper, doi: 10.5281/zenodo.11570770</p>	<p>11.06.2024</p>	<p>Wagner, H.; Lier, S.; Eckhoff, S.; Fayed, S.; Peñaherrera; F.; Werth, O.; Engel, B.; Breitner, M.; Lehnhoff, S.; Rolink, J.</p>
<p>A Modular Framework for Uncertainty Quantification and Risk Analysis in Active Distribution Grid Simulations - 13th INREC 2024 - Uncertainties in Energy - Markets, Systems &amp; Decisions</p>	<p>27.08.2024</p>	<p>Fayed, S.</p>
<p>Implementation of Operational Flexibility for the Control of the Smart Grid: Evaluation of an Exemplary Residential District in Germany - 23rd Wind &amp; Solar Integration Workshop</p>	<p>08.10. - 11.10.2024</p>	<p>Penaherrera, F.; Hörding, J. P.; Fayed, S.; Wagner, H.; Nieße, A.</p>
<p>An Integrated Open-Source Algorithmic Approach for Comprehensive Operating Limit Management in Low Voltage Grids - 23rd Wind &amp; Solar Integration Workshop</p>	<p>08.10. - 11.10.2024</p>	<p>Fayed, S.; Penaherrera, F.; Wagner, H.; Rolink, J.; Nieße, A.</p>



## 4 Literatur

- [1] S. Eckhoff *et al.*, "Bericht des Zukunftslabor Energie über das AP 1.3 des Teilprojekts 1," 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.zdin.de/uploads/Teilprojekt1\\_Arbeitspaket3.pdf](https://www.zdin.de/uploads/Teilprojekt1_Arbeitspaket3.pdf)
- [2] S. Fayed *et al.*, "Bericht des Zukunftslabor Energie über das AP 1.4 des Teilprojekts 1," 2024. Zugriff am: 15. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.zdin.de/uploads/Teilprojekt1\\_Arbeitspaket4.pdf](https://www.zdin.de/uploads/Teilprojekt1_Arbeitspaket4.pdf)
- [3] Ökobaudat. "Strom-Mix-Szenario 2020." Zugriff am: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/>
- [4] Ökobaudat. "Strom-Mix-Szenario 2030." Zugriff am: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/>
- [5] BS|ENERGY. "Braunschweiger Fernwärme - BS|ENERGY." Zugriff am: 16. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bs-energy.de/produkte/waerme/unsere-fernwaerme/>
- [6] Ökobaudat. "Strom-Mix-Szenario 2040." Zugriff am: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/>
- [7] Ökobaudat. "Strom-Mix-Szenario 2050." Zugriff am: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/>
- [8] H. Wagner *et al.*, "Co-simulation-based analysis of the grid capacity for electric vehicles in districts: the case of "Am Ölper Berge" in Lower Saxony," in *6th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2022)*, The Hague, Netherlands, Bd. 2022, 2022, S. 33–41, doi: 10.1049/icp.2022.2713.
- [9] F. Peñaherrera V., J. P. Hörding, S. Fayed, H. Wagner und A. Nieße, "Implementation of operational flexibility for the control of the smart grid: evaluation of an exemplary residential district in Germany," *IET Conf. Proc.*, Jg. 2024, Nr. 16, S. 805–814, 2025, doi: 10.1049/icp.2024.3879.
- [10] H. Wagner *et al.*, *Simulation results of the co-simulation based analysis of the grid capacity for electric vehicles in "Am Ölper Berge" district in Lower Saxony, Germany*. Zenodo. [Online]. Verfügbar unter: <https://zenodo.org/records/14040583>
- [11] Bundesregierung, *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG)*, 2023. Zugriff am: 16. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf>
- [12] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB). "ÖKOBAUDAT 2023-I: Datenbank mit Ökobilanzdaten von Bauprodukten und Bauweisen." CSV-Datei. Zugriff am: 16. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/datenbank/archiv/oekobaudat-2023-i.html>
- [13] Bundesinstitut für Bau- und Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, "Zukunft Bauen, Forschung für die Praxis | Band 09, ÖKOBAUDAT Grundlage für die Gebäudeökobilanzierung," [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/service/downloads.html>
- [14] Bundesregierung. "Klimaschutzgesetz: Generationenvertrag für das Klima." Zugriff am: 16. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/klimaschutzgesetz-2021-1913672>
- [15] G. A. Norris, "Integrating life cycle cost analysis and LCA," *Int. J. LCA*, Jg. 6, Nr. 2, S. 118–120, 2001, doi: 10.1007/BF02977849.

- [16] F. R. Schmidt, *Life cycle target costing: ein Konzept zur Integration der Lebenszyklusorientierung in das Target costing* (Zugl.: Leipzig, Univ., Diss., 2000) (Berichte aus der Betriebswirtschaft). Aachen: Shaker, 2000.
- [17] N. Siniavskaia, "Home Building Census: Special Study for Housing Economics," 2021. Zugriff am: 17. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nahb.org/-/media/NAHB/news-and-economics/docs/housing-economics-plus/special-studies/2021/special-study-home-building-census-july-2021.pdf>
- [18] T. Kraschewski, T. Brauner, M. Heumann und M. H. Breitner, "Disentangle the price dispersion of residential solar photovoltaic systems: Evidence from Germany," *Energy Economics*, Jg. 121, S. 106649, 2023. doi: 10.1016/j.eneco.2023.106649. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988323001470>
- [19] J. Rosenow, D. Gibb, T. Nowak und R. Lowes, "Heating up the global heat pump market," *Nat Energy*, Jg. 7, Nr. 10, S. 901–904, 2022. doi: 10.1038/s41560-022-01104-8. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01104-8>
- [20] M. F. Alsayed und R. A. Tayeh, "Life cycle cost analysis for determining optimal insulation thickness in Palestinian buildings," *Journal of Building Engineering*, Jg. 22, S. 101–112, 2019. doi: 10.1016/j.jobe.2018.11.018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352710218308325>