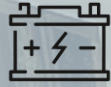




Fraunhofer
CINES



Fraunhofer CINES

Vor-Ort-Systeme als flexibler
Baustein im Energiesystem
Eine cross-sektorale Potenzialanalyse

Impressum

Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem – Eine cross-sektorale Potenzialanalyse

Projektleitung

Fraunhofer Cluster Integrierte Energiesysteme (CINES)

EUREF Campus 23 – 24, 10829 Berlin

Sebastian Flemming ^a, sebastian.flemming@iosb-ast.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Sebastian Flemming ^a, sebastian.flemming@iosb-ast.fraunhofer.de

Tom Bender ^a, tom.bender@iosb-ast.fraunhofer.de

Arne Surmann ^b, arne.surmann@ise.fraunhofer.de

Sabine Pelka ^c, sabine.pelka@isi.fraunhofer.de

Arne Martin ^a, arne.martin@iosb-ast.fraunhofer.de

Matthias Kühnbach ^b, matthias.kuehnbach@ise.fraunhofer.de

^a Fraunhofer IOSB-AST, Am Vogelherd 90, 98693 Ilmenau

^b Fraunhofer ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

^c Fraunhofer ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Veröffentlicht

Februar 2023

Zitierempfehlung

Flemming, S.; Bender, T.; Surmann, A.; Pelka, S.; Martin, A.; Kühnbach, M. (2023): Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem – Eine cross-sektorale Potenzialanalyse. Ilmenau, Freiburg, Karlsruhe: Fraunhofer IOSB-AST, Fraunhofer ISE, Fraunhofer ISI (Hrsg.). DOI: 10.24406/publica-897

Bildnachweise

Titelbild: iStock / 1302486082

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autor:innen gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	6
1 Einleitung	7
1.1 Motivation.....	7
1.2 Beitrag der Kurzstudie	8
2 Betrachtetes Quartier	9
2.1 Quartiersenergiebedarfe	10
2.2 Anlagen und zugehörige Kennwerte	12
2.3 Anmerkung zum betrachteten Energiesystem	13
3 Szenarien zur Quartiersenergiesystemführung.....	14
3.1 Szenarien	14
3.2 Key-Performance-Indicators	16
4 Szenarienspezifische Modellierung des Quartiersenergiesystems und Auswertung der Simulationsergebnisse	19
4.1 Modellierung des Quartiersenergiesystems.....	19
4.2 Analyse der szenarienspezifischen Simulationsergebnisse	19
4.2.1 Ungemanagte Gebäude- und Quartiersversorgung	20
4.2.2 Regelbasierte Speichernutzung im Quartier	20
4.2.3 Sektorenübergreifend optimiertes Quartiersenergiesystem	22
4.3 Szenarienübergreifende Bewertung der Ergebnisse der Quartiersenergiesystemssimulation.....	24
4.3.1 Nutzung des PV-Speicher-Systems als Flexibilitätsoption	24
4.3.2 Nutzung des Wärmepumpen-Speicher-Systems als Flexibilitätsoption.....	25
4.3.3 Nutzung der Ladepunkte als Flexibilitätsoption	27
4.3.4 Residuallast und Netzverträglichkeit	28
5 Einordnung der Ergebnisse aus regulatorischer und sozio-technischer Perspektive	31
6 Schlussfolgerungen und Ausblick	33
Literaturverzeichnis	35
Anhang	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Betrachtetes Wohnquartier in Bochum (Stadtteil Weitmar).....	9
Abbildung 2:	Schematische Darstellung des betrachteten Quartiersenergiesystems	10
Abbildung 3:	Sektorenübergreifende Energiebedarfe des betrachteten Quartiers	12
Abbildung 4:	Untersuchte Szenarien zur Quartiersenergiesystemführung	16
Abbildung 5:	Übersicht zur durchgeführten Modellierung des Quartiersenergiesystems	19
Abbildung 6:	Elektrische Gebäude- bzw. Quartiersversorgung in den Szenarien 1a und 1b (ungemanagte EE-Eigenversorgung) an einem Beispieltag	20
Abbildung 7:	Elektrische Quartiersversorgung in den Szenarien 2a und 2b (regelbasierte EE- Eigenversorgung) an einem Beispieltag.....	21
Abbildung 8:	Begrenzung der PV-Einspeisung auf 50 % der installierten Leistung und resultierende Abregelungseffekte auf Einzelgebäude- und Quartiersebene (Beispieltag)	22
Abbildung 9:	Elektrische Quartiersversorgung und Residuallast in den Szenarien 3a, 3b und 3c (optimierte EE-Eigenversorgung) an einem Beispieltag	22
Abbildung 10:	Stromverbrauch der Wärmepumpen und Gasverbrauch der Erdgas- Brennwertkessel in den Szenarien 3a, 3b und 3c im Untersuchungsjahr 2021	23
Abbildung 11:	Sankey-Diagramme der elektrischen und thermischen Energieflüsse in den Szenarien 3a und 3c im Untersuchungsjahr 2021	24
Abbildung 12:	Durchschnittliches Tagesprofil der Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021	25
Abbildung 13:	Durchschnittliches Tagesprofil des Strombedarfs der Wärmepumpen in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021	26
Abbildung 14:	Durchschnittliches Tagesprofil des Strombedarfs der Ladepunkte in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021	27
Abbildung 15:	Szenarienspezifische elektrische EE-Eigenverbrauchsquote und EE- Eigenversorgungsquote im Untersuchungsjahr 2021	28
Abbildung 16:	Durchschnittliches Tagesprofil der Residuallast in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021	29
Abbildung 17:	Jahresdauerlinie der Residuallast in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021	30
Abbildung 18:	Übersicht und Zusammenfassung szenarienspezifischer KPIs	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Verteilung der Haushalte im Quartier nach Haushaltsgröße.....	11
Tabelle 2:	Anlagen und zugehörige Kennwerte	13
Tabelle 3:	CO ₂ -Emissionsfaktoren der Energieträger	17
Tabelle 4:	Primärenergiefaktoren der Energieträger.....	17
Tabelle 5:	KPI-Übersicht der Szenarien mit ungemanagter EE-Eigenversorgung ohne Flexibilitätsnutzung (Betrachtungsjahr 2021)	20
Tabelle 6:	KPI-Übersicht der Szenarien mit regelbasierter EE-Eigenversorgung mit elektrischem Energiespeicher (Betrachtungsjahr 2021).....	21
Tabelle 7:	KPI-Übersicht der Szenarien mit optimierter EE-Eigenversorgung unter Nutzung aller verfügbaren Flexibilitätsoptionen (Betrachtungsjahr 2021)	23

Executive Summary

Im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie wird die Nutzung von Energieflexibilitätsoptionen in sog. „Vor-Ort-Systemen“ am Beispiel eines realen Wohnquartiers untersucht. Zur Beschreibung des Quartiersenergiesystems werden elektrische und thermische Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen für den Zeitraum eines Kalenderjahres verwendet, die im Vorfeld simulativ erstellt wurden. Die elektrische Quartierslast setzt sich aus dem Strombedarf für Haushalte und Allgemeinstrom sowie dem Bedarf für das Laden von Elektrofahrzeugen und den Betrieb von Wärmepumpen zusammen. Für die Deckung der thermischen Quartierslast stehen neben Wärmepumpen auch Erdgas-Brennwertkessel zur Verfügung. Darüber hinaus besitzt das Quartier elektrische und thermische Energiespeicher sowie eine PV-Anlage.

Zur Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Flexibilitätsnutzungen im betrachteten Quartier wird eine sektorenübergreifende Simulation des Energiesystems für mehrere Szenarien durchgeführt. Die Bewertung der szenarienspezifischen Simulationsergebnisse erfolgt anhand festgelegter Key-Performance-Indicators (KPIs), wie z. B. der jeweiligen CO₂- und Primärenergiereduktion gegenüber einem Referenzszenario oder der erreichten EE-Eigenverbrauchs- und -versorgungsquote.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bereits im Falle eines ungedampten Vor-Ort-Konzepts durch den einfachen Zusammenschluss mehrerer Gebäude zu einem Quartier eine Erhöhung des Eigenverbrauchs aufgrund von Synergieeffekten zwischen den Gebäuden erzielt werden kann. Durch die regelbasierte Einbindung des elektrischen Speichers als Flexibilitätsoption kann der EE-Eigenverbrauch gesteigert werden. Eine weitere Steigerung der Eigenverbrauchsquote und gleichzeitig eine deutliche CO₂- und Primärenergiereduktion ist möglich, sobald das Quartiersenergiesystem sektorenübergreifend unter Nutzung aller verfügbarer Flexibilitäten (auch des Wärmepumpen-Speicher-Systems und der Ladepunkte) optimiert wird. Hier zeigt sich, dass im Rahmen eines solchen Quartiersenergiemanagements die Flexibilitätsnutzung zusätzlich netzverträglich (zur Minimierung von Last- und Einspeisespitzen) gestaltet werden kann, ohne dass eine Verschlechterung der untersuchten KPIs in Kauf genommen werden muss. Auf diese Weise können zusätzliche Vorteile für das vorgelagerte Energiesystem generiert werden, da beispielsweise die Integrationsfähigkeit von EE-Anlagen erhöht wird.

Einen großen Einfluss auf die resultierenden KPIs hat die Ausgestaltung der thermischen Quartiersversorgung. Im Szenario eines vorrangigen Betriebs der Wärmepumpen anstelle der Erdgas-Kessel können bereits unter dem derzeit vorherrschenden Strommix am meisten CO₂-Emissionen und Primärenergie eingespart werden, obwohl dieses Szenario mit einem erhöhten Strombezug aus dem öffentlichen Netz einhergeht. Dies verdeutlicht zudem die Notwendigkeit einer cross-sektoralen Betrachtung von Vor-Ort-Konzepten anstelle einer rein elektrisch-fokussierten Bilanzierung.

Aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen finden Vor-Ort-Versorgungskonzepte mit der Nutzung von Flexibilitätsoptionen zur Erhöhung des lokalen EE-Eigenverbrauchs derzeit ausschließlich innerhalb einzelner Gebäude, wie Einfamilienhäusern und vereinzelt in Mehrfamilienhäusern, durch Mieterstromlösungen Anwendung. Ein überwiegender Teil der Bürger:innen (insbesondere im Mietumfeld) ist daher lediglich Beobachter der Energiewende und des EE-Ausbaus. Mit neuartigen Tarifmodellen können finanzielle Anreize für Bewohner:innen geschaffen werden, mit der direkten Nutzung lokaler erneuerbarer Energien an der Energiewende zu partizipieren. Auf diese Weise kann gleichzeitig die Akzeptanz des EE-Ausbaus vor Ort gesteigert werden. Eine hohe EE-Eigenversorgungsquote kann zudem zu einer Preisstabilität der Energieversorgung beitragen, indem die Abhängigkeit des Imports fossiler Energieträger verringert wird. Infolge der stark gestiegenen Energiepreise im Jahr 2022 stehen nachhaltige Versorgungskonzepte und Einsparungen somit in keinem Gegensatz mehr zueinander.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Zum Gelingen der Energiewende können „Vor-Ort-Konzepte“ einen wichtigen Betrag leisten, um lokale Energieressourcen effizient und gezielt zu nutzen. Dabei werden energiebedingte CO₂-Emissionen und der Primärenergiebedarf reduziert. Eine auf lokalen erneuerbaren Energiequellen beruhende sektorenverbindende Energieversorgung, bei der die Akteur:innen in räumlicher Nähe beteiligt werden, kann bei der Transformation hin zu einem CO₂-neutralen Gesamtenergiesystem einen wichtigen Baustein darstellen. Eine wesentliche Voraussetzung für diese Transformation ist die Nutzbarmachung von Flexibilitätpotenzialen. Im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie adressiert der Begriff „Flexibilität“ bzw. „Energieflexibilitätsoption“ die „Fähigkeit einer energie- bzw. leistungsrelevanten Erzeuger-, Verbraucher- oder Speicheranlage, sich schnell an Markt- oder Systemsignale des Energiesektors anzupassen“ [1]. Ausgehend von dieser Definition fokussiert sich die Studie auf die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen in Vor-Ort-Systemen zur Erhöhung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung. „Vor Ort“ bezeichnet im Folgenden einzelne Privathäuser, Mehrparteienhäuser, Gewerbebetriebe bis hin zu Industrieanlagen, die sich in räumlicher Nähe zueinander befinden und deren zusammenfassende Betrachtung einen energiewendedenlichen Mehrwert gegenüber der Einzelbetrachtung darstellt. Mögliche Vorteile eines Vor-Ort-Zusammenschlusses sind:

- 1) Synergieeffekte verschiedener Lastprofile steigern den gemeinschaftlichen EE-Eigenverbrauch gegenüber der Einzelbetrachtung.
- 2) Flexibilitäten können gemeinschaftlich und über die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität hinweg koordiniert werden, um Energieverbrauch und -verfügbarkeit zeitlich und räumlich aufeinander abzustimmen und die Volatilität der erneuerbaren Energiebereitstellung auszugleichen. Damit kann sowohl die EE-Bilanz optimiert als auch das vorgelagerte Energiesystem durch Vermeidung von Infrastrukturauslastung und Netznutzung entlastet werden.
- 3) Eine Akzeptanzsteigerung für lokale Akteur:innen in Bezug auf die Energiewende durch aktive Partizipation bei der Beteiligung an EE-Anlagen oder durch lokale Stromtarife.
- 4) Es werden neue Anreize geschaffen, den Ausbau der EE-Anlagen in urbanen Räumen voranzubringen, ungenutzte Dachflächen zu erschließen und Flexibilitäten zu aktivieren. Ein erhöhter Anteil an erneuerbaren Energien sorgt außerdem für mehr Preisstabilität für die beteiligten Akteur:innen.
- 5) Je nach Ausgestaltung können lokale EE-Systeme zur Stabilität der Netze beitragen und Dienstleistungen erbringen, die das System stützen, um kritische Netzzustände zu vermeiden sowie die Integrationsfähigkeit von erneuerbaren Energien im Energiesystem zu erhöhen. Langfristig könnten zudem Insel- und Schwarzstartfähigkeit von größeren EE-Vor-Ort-Systemen mit stationären oder mobilen (V2G) Batteriespeichern eine Rolle spielen, um die Resilienz des Energiesystems zu steigern.

Laut eines aktuellen Positionspapiers stellt die Vor-Ort-Ebene einen essenziellen Bestandteil des zukünftigen Energiesystems dar und ergänzt die bestehende internationale Ebene, charakterisiert durch die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Importen fossiler Energieträger, und die nationale Ebene, charakterisiert durch eine energiewirtschaftliche Versorgungsstruktur mit eindeutiger Unterscheidung von Lieferanten und Kunden sowie korrespondierenden Energie- und Geldflüssen [2]. Vor diesem Hintergrund hat das Fraunhofer Cluster Integrierte Energiesysteme (CINES) eine Dimension geschaffen, in der sich Expert:innen auf dem Gebiet der Vor-Ort-Systeme

zusammen der Frage widmen, wie solche Vor-Ort-Systeme aussehen könnten und sollten, welche Mehrwerte generiert werden und wie eine solche Systemlandschaft konkret umgesetzt werden könnte [3].

1.2 Beitrag der Kurzstudie

Aus der im vorherigen Absatz genannten „CINES Vor-Ort-Dimension“ heraus soll mit dieser Kurzstudie gezeigt werden, welche Mehrwerte sich für ein konkretes Vor-Ort-System ergeben. Dazu wurde ein reales Wohnquartier zur Demonstration ausgewählt, welches mit neuen PV-Anlagen, Wärmepumpen und Ladesäulen sowie Energiespeichern ausgestattet ist (siehe Abschnitt 2). Diese Studie fokussiert sich auf die technische Quantifizierung von energetischen Flexibilitätspotenzialen im Demonstrationsquartier, sowie eine sozialwissenschaftliche Betrachtung der Akzeptanzsteigerung im Quartier. Zur Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials wurde eine cross-sektorale Simulation des Energiesystems für drei verschiedene Szenariengruppen und zugehörige Subszenarien durchgeführt (vgl. Abschnitt 3). Die Ergebnisse zeigen, dass ein großes technisches Potenzial erschlossen werden kann, wenn eine gemeinschaftliche Optimierung des cross-sektoralen Quartierenergiesystems erfolgt (vgl. Abschnitt 4). Der aktuelle regulatorische Rahmen schafft jedoch nur ungenügende Anreize, um eine gebäudeübergreifende Energieversorgung auf Basis der vorrangigen Nutzung lokaler erneuerbarer Energien zu realisieren (vgl. Abschnitt 5). Darüber hinaus soll die Studie dazu dienen, die im Quartier aufeinandertreffenden Akteur:innen zusammenzubringen, indem die Ergebnisse eine Diskussionsgrundlage zur Entwicklung und Ausgestaltung neuer Varianten der Energieversorgung im Quartier schaffen.

2 Betrachtetes Quartier

Als Grundlage für die Untersuchungen von Flexibilitätsoptionen mithilfe von Vor-Ort-Systemen wird im Rahmen der vorliegenden Studie ein real existierendes Quartier herangezogen. Hierbei handelt es sich um ein Wohnquartier in Bochum (Bärendorfer Straße, Stadtteil Weitmar) mit insgesamt 81 Wohneinheiten [4]. Abbildung 1 visualisiert die zum Quartier zugehörigen Gebäude, auf deren Basis eine sektorenübergreifende Quartierslast gebildet wird.



Abbildung 1: Betrachtetes Wohnquartier in Bochum (Stadtteil Weitmar)
(Quelle: [5])

Die Versorgung des Quartiers erfolgt über die sog. „Energiezentrale der Zukunft“ (EZZ), in der sich ein Teil der zur Quartiersversorgung genutzten Anlagentechnik, wie u. a. Energiespeichersysteme, befindet. Abbildung 2 zeigt eine vereinfachte schematische Darstellung des Quartiers, in der die Netzanbindung und lokale Netzstrukturen sowie die Verortung der wichtigsten zur Energieversorgung zum Einsatz kommenden Komponenten zusammengefasst sind.

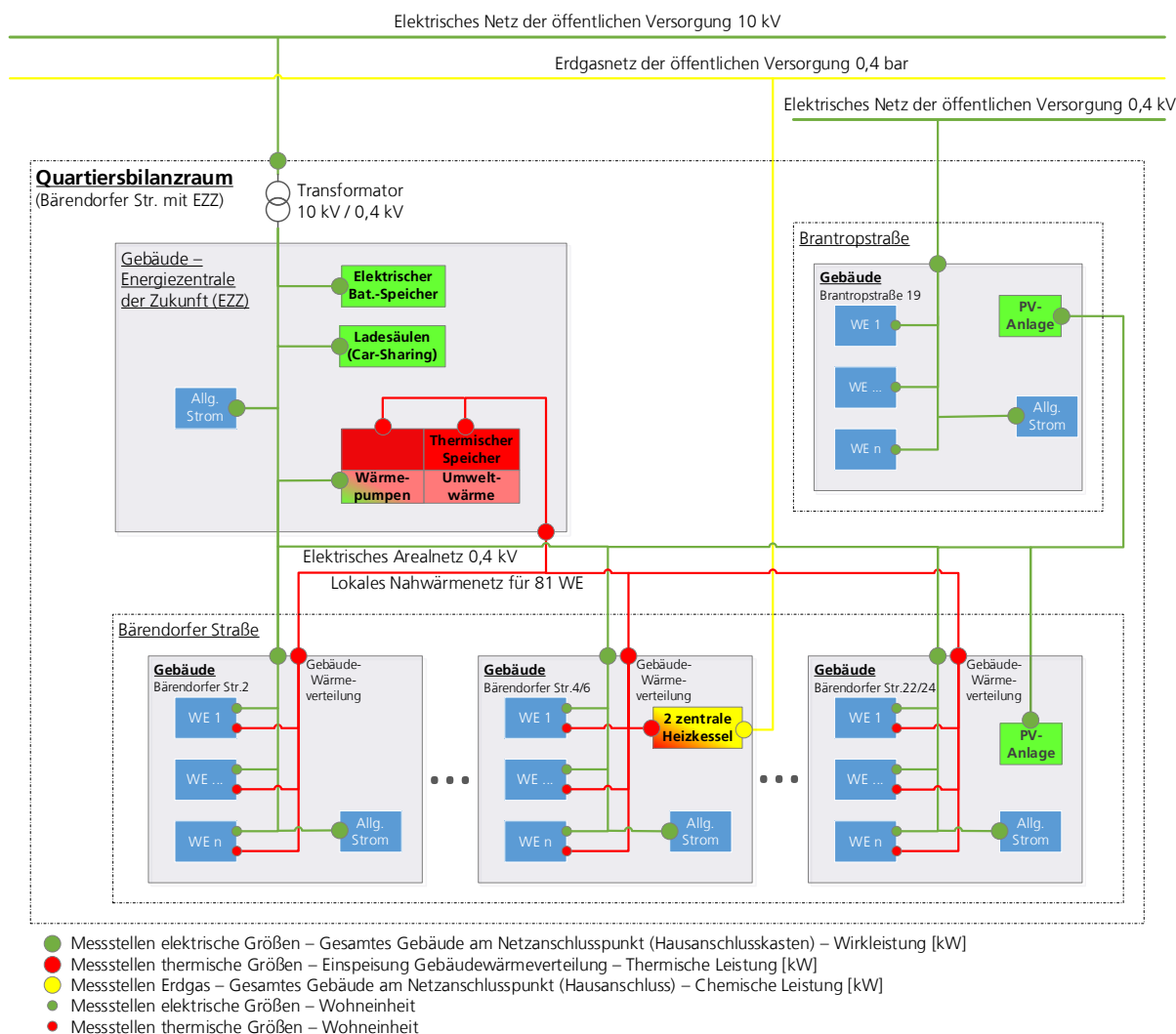


Abbildung 2: Schematische Darstellung des betrachteten Quartiersenergiesystems

Der Anschluss des gesamten Quartiers an das elektrische Netz der öffentlichen Versorgung ist über einen MS/NS-Transformator realisiert. Für die elektrische Versorgung der 13 Quartiersgebäude wird ein durch die EZZ gespeistes Arealnetz genutzt. Die Versorgung mit thermischer Energie erfolgt über ein lokales Nahwärmenetz, welches über in der EZZ verortete Wärmepumpen und über zwei Erdgas-Brennwertkessel, die in einem der 13 Wohngebäude installiert sind, gespeist wird.

2.1 Quartiersenergiebedarfe

Um eine Bewertung des Flexibilitätpotenzials im betrachteten Quartier durchzuführen, wird zunächst eine Datenbasis für alle relevanten elektrischen und thermischen Quartiersenergiebedarfe geschaffen. Dabei werden die verschiedenen Energiebedarfe in Form von Leistungszeitreihen mit einer 15-minütigen Auflösung abgebildet. Als Betrachtungsjahr wird das Jahr 2021 gewählt. Zu den nachfolgend erläuterten Lasten zählt der Strombedarf für Haushalte und Allgemeinstrom (u. a. für Beleuchtung der Treppenhäuser und ggf. Fahrstühle) sowie der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser, die zusammen die nicht-beeinflussbaren Lasten darstellen. Zusätzliche elektrische Lasten bilden die Strombedarfe für das Laden von Elektrofahrzeugen sowie für den Betrieb von Wärmepumpen. Diese stellen, im Gegensatz zu den übrigen Lasten, keine ausschließlich nicht-beeinflussbaren Lasten dar, da sie auch als Flexibilitätsoption genutzt werden können.

Haushalte

Da für den Strombedarf der einzelnen Haushalte im Quartier keine gemessenen Leistungszeitreihen vorliegen, werden stattdessen synthetische Daten mithilfe eines frei verfügbaren Lastprofilgenerators erzeugt [6]. Die Simulation der Haushaltslasten erfolgt hierbei nach einem Bottom-up-Ansatz, indem das zugrundeliegende Modell das Verhalten der einzelnen Bewohner und deren individuelle Nutzung verschiedener elektrischer Verbraucher abbildet. Des Weiteren besitzt jedes Bewohnerprofil einen stochastischen Anteil, sodass Zeitreihen mit einer individuellen Charakteristik in die Simulation eingehen. Um eine möglichst heterogene und realitätsnahe Zusammensetzung des Quartiers zu erreichen, werden unterschiedliche Bewohnerprofile simuliert (z. B. Single, Familie mit Kindern, Rentner). Die Verteilung der Haushalte nach Anzahl der Bewohner erfolgt in Anlehnung an die durchschnittliche Haushaltsgröße in Deutschland im Jahr 2020 und ist in Tabelle 1 zusammengefasst [7].

Tabelle 1: Verteilung der Haushalte im Quartier nach Haushaltsgröße

Haushaltsgröße	Anzahl [-]	Anteil [%]
1 Pers.	32	39,5
2 Pers.	29	35,8
3 Pers.	10	12,3
4 Pers.	9	11,1
5 Pers.	1	1,2
Gesamt: 161 Bewohner (81 WE)		

Allgemeinstrom

Zusätzlich zu den elektrischen Haushaltslasten werden für die 13 Gebäude jeweils Stromverbräuche für Allgemeinstrom angesetzt. Hierzu zählt beispielsweise der Strombedarf für die Beleuchtung von Fluren, Treppenhäusern, Kellern oder Hausmeistersteckdosen. Da auch für den Allgemeinstrom keine Messdaten vorliegen, wird ersatzweise das Standardlastprofil G2 („Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden“) verwendet [8]. Die Profile zur Abbildung der Allgemeinstromlasten verursachen eine Quartierslast von ca. 3200 kWh für das Betrachtungsjahr 2021.

Ladepunkte

Als weitere elektrische Quartiersverbraucher kommen zwei Ladesäulen mit jeweils einem Ladepunkt zum Tragen, welche zum Quartiers-Carsharing genutzt werden. Diese besitzen jeweils eine maximal mögliche Ladeleistung von 22 kW. Die Datengrundlage für den elektrischen Energiebedarf der Ladepunkte bildet die exemplarische Nutzung von zwei Ladepunkten in einem ähnlichen Wohnquartier, welche zum Nachladen von Carsharing-Fahrzeugen Einsatz finden [9]. Diese exemplarischen Daten werden unter Berücksichtigung verschiedener Typtage (z. B. Werktage, Wochenenden) auf das Betrachtungsjahr 2021 projiziert.

Wärmebedarf

Die Wärmelast im Quartier setzt sich zusammen aus dem Energiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Diese Bedarfe wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „ODH@Bochum-Weitmar“ mithilfe einer thermischen Gebäudesimulation unter Berücksichtigung der jeweiligen Bewohneranzahl und der bauphysikalischen Gebäudeeigenschaften (z. B. Wärmedämmung) modelliert und simuliert [5, 10].

In Abbildung 3 sind die elektrischen und thermischen Quartiersenergiebedarfe für das Betrachtungsjahr 2021 zusammengefasst.

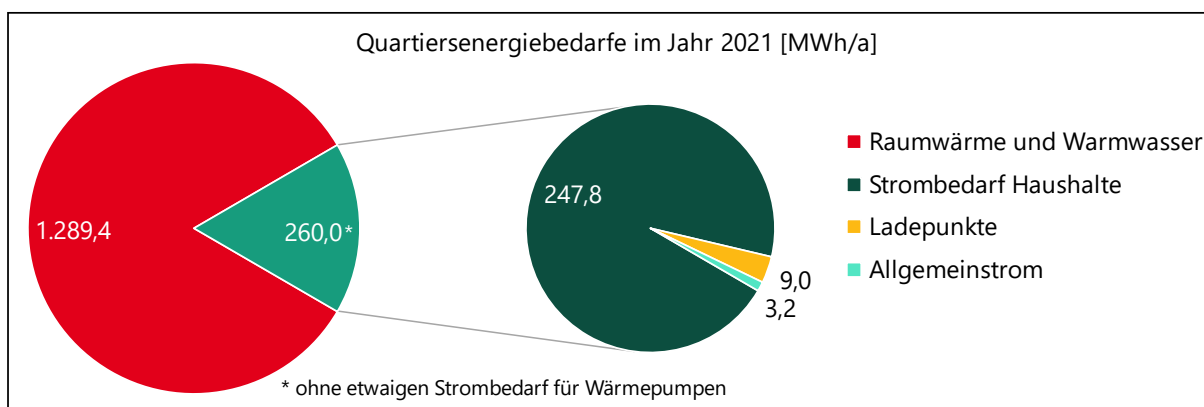


Abbildung 3: Sektorenübergreifende Energiebedarfe des betrachteten Quartiers

2.2 Anlagen und zugehörige Kennwerte

PV-Speicher-System

Die Deckung der elektrischen Lasten kann sowohl durch Bezug aus dem elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung als auch über lokal installierte PV-Anlagen erfolgen. Insgesamt sind im betrachteten Quartier 9 PV-Anlagen verbaut. Da für das Untersuchungsjahr 2021 keine Messwerte der im Quartier installierten Anlagen verfügbar sind, wird die Energiebereitstellung aus den lokalen PV-Anlagen mithilfe der Open-Source-Bibliothek „pvlib python“ simuliert [11]. Für die Simulationen werden die jeweiligen Ausrichtungen und Neigungswinkel der PV-Module berücksichtigt. Aus der simulationsbasierten Belegung der Dachflächen resultiert für die PV-Anlagen eine kumulierte Quartiers-PV-Leistung von ca. 228 kW_p und ein Energieertrag von ca. 208 MWh_{el} für das Jahr 2021. Zur Erhöhung des lokalen PV-Eigenverbrauchs ist zusätzlich ein elektrischer Energiespeicher mit einer Speicherkapazität von 153,6 kWh_{el} und einer Nennleistung von 50 kW_{el} installiert.

Wärmeversorgung

Die Wärmebereitstellung im Quartier erfolgt über ein lokales Nahwärmenetz, das durch zwei Erdgas-Brennwertkessel, zwei Luftwärmepumpen und eine Erdwärmepumpe gespeist werden kann. Die installierte Gesamtleistung aller Wärmeerzeuger beträgt 740 kW_{th}. Ein Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 140 kWh_{th} ergänzt das Wärmeversorgungssystem.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über alle installierten Anlagen und deren Parameter.

Tabelle 2: Anlagen und zugehörige Kennwerte

Anlage	Anzahl	Eigenschaften
PV-Anlage	9	<ul style="list-style-type: none"> • Inst. Gesamtleistung: 227,5 kW_p • Jahresenergieerzeugung: 207,7 MWh_{el}
Li-Ionen-Batteriespeicher	1	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: 50 kW_{el} • Nennkapazität: 153,6 kWh_{el} • Lade-/Entladewirkungsgrad: 97,9 %
Wärmespeicher	1	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: 240 kW_{th} • Nennkapazität: 140 kWh_{th} • Speicherwirkungsgrad: 95 %
Erdwärmepumpe	1	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: 56 kW_{th} • COP: 4,38
Luftwärmepumpe	2	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: jeweils 102 kW_{th} • COP: 4
Erdgas-Brennwertkessel	2	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung: jeweils 240 kW_{th} • Wirkungsgrad: 90 %

2.3 Anmerkung zum betrachteten Energiesystem

Bei dem für die Studie betrachteten Quartier in der Bärendorfer Straße mit der sog. „Energiezentrale der Zukunft“ handelt es sich um ein real existierendes Quartiersenergiesystem. Die in der Studie simulierten Komponenten und Anlagen basieren auf den konkreten Parametern der installierten Anlagentechnik. Im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie werden verschiedene Systemführungsansätze unter Nutzung unterschiedlicher Flexibilisierungspotenziale untersucht, mit dem Ziel, die lokale Eigenversorgungsquote auf Basis erneuerbarer Energieressourcen zu steigern und möglichst viel der lokal bereitgestellten, erneuerbaren Energie auch lokal zu belassen. Für diesen Anwendungsfall (Maximierung der lokalen EE-Eigenversorgung) wurde das Energiesystem nicht explizit dimensioniert, sodass hinsichtlich der resultierenden szenarienspezifischen KPIs Steigerungspotenzial besteht.

Ziel der Kurzstudie ist das Aufzeigen des Potenzials der Nutzung von Flexibilität in Verbindung mit unterschiedlichen Steuerungsansätzen und Methoden zur Betriebsführung von Energiesystemen. Gleichzeitig sollen Potenziale aufgezeigt werden, bestehende Energiesysteme für die sog. „Energie-wende vor Ort“ einzubinden. Bestehende Energiesysteme sind jedoch nicht für diesen Anwendungsfall optimal dimensioniert, können dennoch zeitnah für diese Anwendung Einsatz finden, um derzeit ungenutzte Flexibilitäten zur Anpassung an die erneuerbare Energiebereitstellung zu erschließen.

3 Szenarien zur Quartiersenergiesystemführung

Zur Untersuchung des Flexibilitätspotenzials von Vor-Ort-Systemen werden für das betrachtete Quartier verschiedene Szenarien entwickelt, welche sich bezüglich möglicher Betriebsführungsansätze und berücksichtigter Flexibilitäten unterscheiden. Die damit verbundenen Effekte werden anhand mehrerer Key-Performance-Indicators (KPIs) bewertet, die einen Vergleich zwischen den Szenarien erlauben. Die im Rahmen der Studie untersuchten Szenarien und die jeweils abgeleiteten KPIs werden im Folgenden vorgestellt.

Alle im Rahmen der Kurzstudie betrachteten Szenarien verfolgen die Zielstellung, den lokalen Eigenverbrauch und die lokale Eigenversorgung aus erneuerbaren Quellen im Zuge einer „Energiewende vor Ort“ zu maximieren, indem durch unterschiedliche Ansätze des Energiemanagements Flexibilitäten aktiviert und genutzt werden.

3.1 Szenarien

Die nachfolgend beschriebenen Szenarien werden in drei Hauptkategorien eingeteilt. Hierzu zählt eine ungemanagte Gebäude- und Quartiersversorgung (Kategorie 1), eine regelbasierte Speichernutzung im Quartier (Kategorie 2) und ein sektorenübergreifend optimiertes Quartiersenergiesystem (Kategorie 3). Um unterschiedliche Ansätze innerhalb dieser Kategorien vergleichen zu können, werden pro Kategorie jeweils mehrere Szenarien definiert, sodass insgesamt sieben verschiedene Szenarien vorliegen. Neben diesen sieben Szenarien wird zusätzlich ein Referenzszenario berücksichtigt.

Referenzszenario

Als Ausgangsgrundlage und spätere Vergleichsbasis wird zunächst ein Referenzszenario definiert, welches eine konventionelle Energieversorgung im Quartier vorsieht. In diesem Szenario erfolgt die elektrische Versorgung ausschließlich durch Bezug aus dem öffentlichen Versorgungsnetz, ohne zusätzliche EE-Erzeuger (z. B. PV-Anlage). Zur thermischen Versorgung werden vorrangig Brennkessel eingesetzt, die mit Erdgas aus dem öffentlichen Netz gespeist werden. Die im Quartier installierten Wärmepumpen werden lediglich zur Deckung thermischer Spitzenlasten hinzugeschaltet. Ebenso werden auch die Ladepunkte nicht als Flexibilitätsoption genutzt, d. h. die Elektrofahrzeuge werden ungesteuert geladen. Zudem sind im Referenzszenario weder elektrische noch thermische Speicher in die Betrachtung eingebunden.

Szenario 1a: „Ungemanagte PV-Nutzung – Gebäudescharf“

In Szenario 1a wird das Referenzszenario um die Nutzung von PV-Anlagen erweitert. Diese kommen als reine Gebäude-PV-Anlagen zum Einsatz, sodass etwaige Erzeugungsüberschüsse nicht in anderen Gebäuden genutzt werden können. Da in diesem Szenario kein elektrischer Speicher vorhanden ist, erfolgt in solchen Fällen stets eine Einspeisung in das öffentliche Netz. Das aus 13 Gebäuden bestehende Quartier besitzt insgesamt 9 PV-Anlagen. Somit wird der Strombedarf in einigen Gebäuden ausschließlich durch Netzbezug gedeckt.

Szenario 1b: „Ungemanagte PV-Nutzung – Quartiers-Sharing“

Im Gegensatz zu Szenario 1a werden in Szenario 1b die PV-Anlagen zu einer Quartiers-PV-Anlage zusammengefasst. In diesem Fall können Erzeugungsüberschüsse in anderen Gebäuden ausgeglichen und genutzt werden. Szenario 1b quantifiziert somit das Potenzial, die PV-Eigenverbrauchsquote zu erhöhen, wenn gemeinschaftliches Energy-Sharing über Häusergrenzen hinaus betrieben wird. Ebenso wie in Szenario 1a werden auch in Szenario 1b keine Flexibilitäten genutzt.

Szenario 2a: „Regelbasierte Speichernutzung zur statischen Einspeisespitzenreduktion“

Auf Grundlage von Szenario 1b wird in Szenario 2a die Gebäude-PV-Anlage mit einem elektrischen Speicher versehen. Die Einspeicherung erfolgt in diesem Fall durch ein einfaches Regelwerk, indem die zulässige Einspeisung auf maximal 50 % der installierten Nennleistung der PV-Anlage begrenzt wird. Bei Überschreiten dieser Grenze werden Erzeugungsüberschüsse zur Erhöhung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung eingespeichert, anstatt diese ins Netz einzuspeisen. Dieses Szenario orientiert sich an einem KfW-Förderprogramm zur Etablierung von Photovoltaik-Speichersystemen in Einfamilienhaus-Eigenheimen und dient ausschließlich zum Aufzeigen der Flexibilitätsnutzung für statisches Peak-Shaving bzw. die Begrenzung der Rückspeiseleistung in das vorgelagerte Energiesystem auf einen konkreten Wert [12]. Damit adressiert Szenario 2a Potenziale der statischen Einspeisespitzenreduktion zur Entlastung des vorgelagerten Energiesystems an Tagen mit hohem EE-Aufkommen.

Szenario 2b: „Regelbasierte Speichernutzung zur Eigenverbrauchsmaximierung“

In Szenario 2b wird im Unterschied zu Szenario 2a ein anderes Regelwerk zum Laden des Stromspeichers angewandt. Sobald Erzeugungsüberschüsse vorliegen, wird der Speicher bis zum Erreichen der maximalen Speicherkapazität geladen. Bei Unterdeckung erfolgt, wie auch bei Szenario 2a, eine sofortige Ausspeicherung. Szenario 2b zeigt somit das Potenzial der Eigenverbrauchsmaximierung durch den Einsatz eines Batteriespeichers und wie sich dieses ggf. zu Lasten einer erhöhten Einspeisespitze auswirkt.

Szenario 3a: „Sektorenübergreifende Eigenverbrauchsoptimierung“

Anders als in allen vorherigen Szenarien, wird in Szenario 3a die Nutzung eines Quartiersenergiemanagements zur sektorenübergreifenden Optimierung des Quartiersenergiesystems betrachtet. Ziel der Optimierung ist dabei die Maximierung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung. Der Optimierungshorizont bildet das vollständige Kalenderjahr ab. Hierbei werden neben dem elektrischen Speicher auch die Wärmepumpen und Ladepunkte als Flexibilitätsoption genutzt. Als zusätzliche Flexibilität kommt ein Wärmespeicher zum Einsatz. In Szenario 3a soll eine gleichmäßige Nutzung der Quartiersflexibilitäten im untersuchten Zeitraum erfolgen. Hierzu zählt beispielsweise das Laden des elektrischen Speichers mit einer konstanten Ladeleistung in Zeiten, in denen PV-Erzeugungsüberschüsse vorliegen.

Szenario 3b: „Sektorenübergreifende Eigenverbrauchsoptimierung mit Reduktion der Last- und Einspeisespitzen“

Analog zu Szenario 3a ist in Szenario 3b ebenfalls ein Quartiersenergiemanagement zur sektorenübergreifenden Optimierung und unter Berücksichtigung aller vorhandenen Flexibilitätsoptionen vorgesehen. In diesem Fall wird jedoch eine netzverträgliche Nutzung der Quartiersflexibilitäten (Minimierung der Last- und Einspeisespitzen) bei gleichzeitiger Maximierung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung untersucht.

Szenario 3c: „Sektorenübergreifende Eigenverbrauchsoptimierung mit erhöhtem Wärmepumpeinsatz“

Um den Einfluss der thermischen Erzeuger auf die resultierenden KPIs zu untersuchen, wird mit Szenario 3c ein zusätzliches Szenario zur Optimierung des Quartiersenergiesystems definiert, in dem ein verstärkter Einsatz der Wärmepumpen zur Deckung der thermischen Last stattfindet. Dies wird gewährleistet, indem für das Verhältnis von Gaspreis zu Strompreis ein Wert angesetzt wird, der größer ist als das Verhältnis des Wirkungsgrades des Erdgas-Brennwertkessels zum COP der Luftwärmepumpe. Damit ergibt sich:

$$\frac{\text{Gaspreis}}{\text{Strompreis}} > \frac{\eta_{\text{Erdgas-Brennwertkessel}}}{\text{COP}_{\text{Luftwärmepumpe}}} = \frac{0,9}{4} = 0,225$$

Dieses Szenario besitzt eine hohe Relevanz in Bezug auf die Importabhängigkeit fossiler Energieträger und bildet den erwarteten Langfristtrend ab, dass fossile Energieträger wie Erdgas teurer bewertet werden als lokal erzeugter EE-Strom. Auf diese Weise sollen die Auswirkungen einer Verlagerung des Energiebedarfs von einer fossilen- und brennstoffbasierten Bereitstellung thermischer Energie hin zu einer vorrangig erneuerbaren, strombasierten Wärmeversorgung aufgezeigt werden.

Wie auch in Szenario 3a werden in Szenario 3c die Quartiersflexibilitäten im untersuchten Zeitraum gleichmäßig genutzt.

Abbildung 4 fasst die untersuchten Szenarien zur Quartiersenergiesystemführung in Verbindung mit der szenarienspezifischen Nutzung von Flexibilität zusammen.

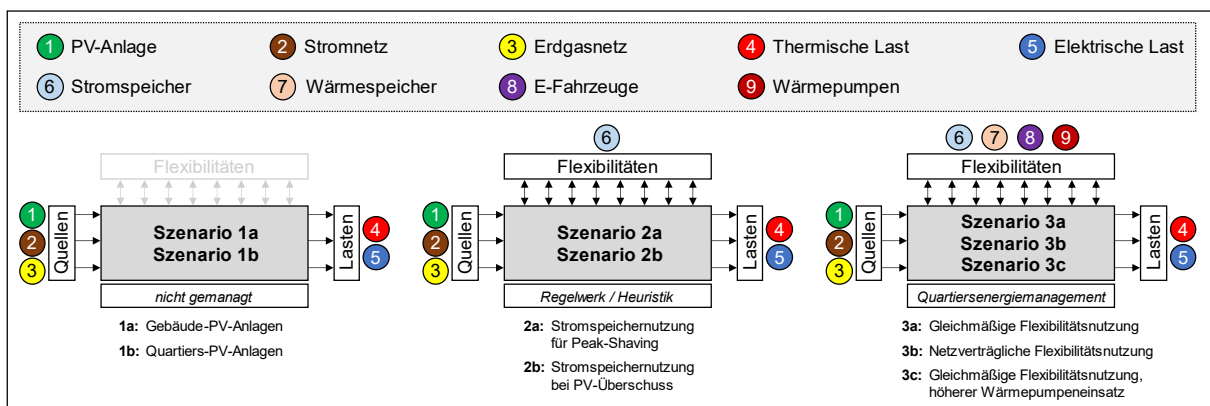


Abbildung 4: Untersuchte Szenarien zur Quartiersenergiesystemführung

3.2 Key-Performance-Indicators

Für jedes der in Kapitel 3.1 beschriebenen Szenarien werden verschiedene Key-Performance-Indicators (KPIs) berechnet, die im Folgenden vorgestellt werden. Die KPI-Ermittlung erfolgt hierbei jeweils für die Betrachtung eines vollständigen Kalenderjahres und dient zum Vergleich der szenarienspezifischen Betriebsführungsansätze sowie der Nutzung flexibler Lasten mit Lastverschiebepotenzial.

CO₂-Reduktion (cross-sektoral) [%]

Über den KPI „CO₂-Reduktion“ wird die Einsparung an CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario bestimmt. Die Berechnung erfolgt hierbei cross-sektoral, d. h. als übergreifende Betrachtung und Bilanzierung energierelevanter Sektoren im Wohnquartier. Für die im Quartier genutzten Energieträger werden zur Ermittlung der cross-sektoralen CO₂-Reduktion die in Tabelle 3 aufgeführten CO₂-Emissionsfaktoren angesetzt [13, 14]. Im Rahmen der Auswertung werden ausschließlich die operativen CO₂-Einsparungen berücksichtigt, eine Life-Cycle-Analyse der zum Einsatz kommenden Komponenten, Anlagen und Infrastruktur ist nicht Teil der Betrachtung.

Tabelle 3: CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor [g CO ₂ /kWh]
Strom (Netzbezug)	366
Strom (PV)	0
Erdgas (Netzbezug)	199

Primärenergiereduktion (cross-sektoral) [%]

Als „Primärenergiebedarf“ wird der Gesamtenergiebedarf eines Gebäudes bezeichnet, der zusätzlich zum Energiegehalt der eingesetzten Energieträger auch die vorgelagerten Prozessketten bei der Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Verteilung einbezieht [15]. Mithilfe des KPI „Primärenergiereduktion“ wird sektorenübergreifend die Einsparung an Primärenergie gegenüber dem Referenzszenario ermittelt. In Tabelle 4 sind die zur Berechnung verwendeten Primärenergiefaktoren aufgelistet [15].

Tabelle 4: Primärenergiefaktoren der Energieträger

Energieträger	Primärenergiefaktor [-]
Strom (Netzbezug)	1,8
Strom (PV)	0
Erdgas (Netzbezug)	1,1

EE-Eigenverbrauchsquote (elektrisch) [%]

Die elektrische EE-Eigenverbrauchsquote gibt an, welcher Anteil des von EE-Anlagen (hier: PV-Anlage) erzeugten Stroms lokal im Quartier verbraucht und somit nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. Ein bezogen auf die Leistungsbilanz hoher lokaler Eigenverbrauch erneuerbar bereitgestellter Energie symbolisiert die effektive Nutzung lokaler erneuerbarer Quellen. Entsprechend zeigt dieser KPI auf, wieviel der lokal bereitgestellten erneuerbaren Energie auch lokal zur Energiebedarfsdeckung genutzt wird. Eine hohe EE-Eigenverbrauchsquote ist ein Indikator für eine hohe Wirtschaftlichkeit der Investitionen in erneuerbare Energieanlagen.

EE-Eigenversorgungsquote (elektrisch) [%]

Die elektrische EE-Eigenversorgungsquote beschreibt das Verhältnis aus lokal genutztem EE-Strom (hier: PV-Strom) und dem Gesamtstrombedarf. Im betrachteten Quartier setzt sich der EE-Eigenverbrauch aus direkt genutztem PV-Strom (zur unmittelbaren Deckung der elektrischen Last) und eingespeichertem PV-Strom zusammen. Eine hohe elektrische EE-Eigenversorgungsquote bedeutet, dass die lokal bereitgestellte erneuerbare Energie einen hohen Anteil an der Deckung des lokalen elektrischen Energieverbrauchs hat, welcher somit nicht über das vorgelagerte elektrische Versorgungsnetz gedeckt werden muss und folglich für die Quartiersakteur:innen zu Kosteneinsparungen führt.

EE-Eigenversorgungsquote (cross-sektoral) [%]

In Anlehnung an die elektrische EE-Eigenversorgungsquote wird als weiterer KPI die cross-sektorale EE-Eigenversorgungsquote bestimmt, welche eine zusätzliche Betrachtung des thermischen Energiebedarfs berücksichtigt. Die cross-sektorale EE-Eigenversorgungsquote gibt somit an, welchen prozentualen Anteil der lokale EE-Verbrauch am sektorenübergreifenden Gesamtenergiebedarf hat und umfasst zusätzlich die über den elektrischen Sektor hinausgehenden Energiebedarfe. Je höher

die cross-sektorale EE-Eigenversorgungsquote, desto unabhängiger wird die Energieversorgung des Quartiers von den Preisen an den Energiemärkten.

Speichervollzyklen [1/a]

Um den Nutzungsgrad des Strom- und des Wärmespeichers beurteilen zu können, werden deren jeweilige Speichervollzyklen für das Betrachtungsjahr bestimmt. Diese ergeben sich aus dem Verhältnis aus der ausgespeicherten elektrischen bzw. thermischen Energiemenge im untersuchten Zeitraum und der Kapazität des Speichers.

Kosten- und Nutzenwirkung

Aufgrund der aktuell (Stand: Februar 2023) unsicheren Situation an den Energiemärkten und der damit verbundenen nicht abschätzbaren spezifischen Kosten zur Beschaffung insbesondere fossiler Energieträger wird auf einen Vergleich der Kosten- und Nutzenwirkung von Vor-Ort-Systemen durch unterschiedliche Betriebsweisen und Flexibilitätsnutzung verzichtet. Alle für eine solche Betrachtung erforderlichen energetischen Eingangsdaten sind in der vorliegenden Studie enthalten (siehe Anhang) und können mit Kostenparametern gekoppelt werden, um entsprechende Aussagen zu generieren.

4 Szenarienspezifische Modellierung des Quartiersenergiesystems und Auswertung der Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt erfolgt zunächst eine kurze Vorstellung der durchgeführten Modellierung des Quartiersenergiesystems für die in Abschnitt 3.1 vorgestellten Szenarien. Die erzielten Simulationsergebnisse werden anschließend sowohl szenarienspezifisch als auch szenarienübergreifend analysiert und bewertet.

4.1 Modellierung des Quartiersenergiesystems

Die Modellierung des Quartiersenergiesystems erfolgt auf Basis von synthetisch generierten Daten zur Abbildung der auftretenden energetischen Lasten und der erneuerbaren Energiebereitstellung für das real existierende Quartier. Der Betrachtungszeitraum umfasst ein vollständiges Kalenderjahr (2021) und bildet somit alle daraus resultierenden (jahreszeitlichen) Schwankungen hinsichtlich elektrischer und thermischer Energiebedarfe sowie die erneuerbare Energiebereitstellung durch die PV-Dachanlagen im Quartiersenergiesystem ab. Die Schrittweite dieser leistungsbilanziellen Betrachtung beträgt 15 Minuten und entspricht der in der Energiewirtschaft relevanten Schrittweite zur Energieabrechnung von Leistung und Arbeit. Als Simulationsumgebung findet das Ressourcenplanungssystem der Energiemanagementlösung „EMS-EDM PROPHET®“ Einsatz, um die aus den Szenarien resultierenden Energieflüsse zu ermitteln und KPIs abzuleiten. Als Ergebnis der Optimierungsrechnung werden die umzusetzenden Fahrpläne für die aktiven Komponenten (Ladepunkte bzw. Elektrofahrzeuge, elektrische und thermische Energiespeicher, Brennwärtekessel und Wärmepumpen) generiert und resultierende Größen (u. a. EE-Direktverbrauch, Energiebezug aus den öffentlichen Versorgungsnetzen, EE-Einspeisung) ermittelt. Hierbei wird von idealen Prognosen für die nicht beeinflussbaren Lasten und die erneuerbare Energiebereitstellung ausgegangen. In Abbildung 5 sind die verwendeten Ein- und Ausgänge schematisch zusammengefasst.

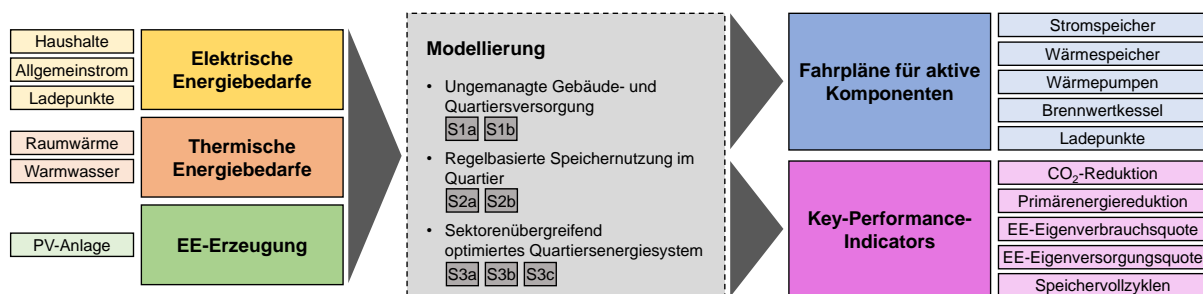


Abbildung 5: Übersicht zur durchgeführten Modellierung des Quartiersenergiesystems

4.2 Analyse der szenarienspezifischen Simulationsergebnisse

Für die beschriebenen Szenarien werden im Folgenden die spezifischen Möglichkeiten und Ansätze zur Führung von Quartiersenergiesystemen mit unterschiedlicher Nutzung von Flexibilität (flexible Lasten mit Lastverschiebepotenzial) zur Erhöhung der lokalen und sektorenübergreifenden Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energiequellen analysiert. Als Bewertungsgrundlage werden hierfür das aus dem Szenario resultierende Verhalten des Quartiers an der Bilanzgrenze als Koppelpunkt zum vorgelagerten Energiesystem, die sog. Residuallast, und die in Abschnitt 3.2 vorgestellten KPIs herangezogen.

4.2.1 Ungemanagte Gebäude- und Quartiersversorgung

Bei den Szenarien 1a und 1b handelt es sich um Szenarien mit ungemanagtem EE-Eigenverbrauch. Hierbei resultiert die EE-Eigenversorgung und der EE-Eigenverbrauch aus dem zufälligen zeitlichen Zusammenfall der lokalen erneuerbaren Energiebereitstellung und der im Quartiersbilanzraum auftretenden Lasten. Dementsprechend handelt es sich in diesem Fall um Szenarien, bei denen keine flexibel einsetzbaren Lasten bzw. Verbraucher als Option zur Anpassung an die fluktuierende Energiebereitstellung sowie keine Energiespeicher zum Einsatz kommen.

Tabelle 5 zeigt die aus dem Quartiersbetrieb resultierenden KPIs für die Szenarien 1a und 1b.

Tabelle 5: KPI-Übersicht der Szenarien mit ungemanagter EE-Eigenversorgung ohne Flexibilitätsnutzung (Betrachtungsjahr 2021)

Key-Performance-Indicator	Szenario 1a	Szenario 1b
Reduktion CO ₂ -Emissionen (cross-sektoral) [%]	6,6	10,3
Reduktion Primärenergiebedarf [%]	6,1	9,4
EE-Eigenverbrauchsquote (elektrisch) [%]	32,9	51,1
EE-Eigenversorgungsquote (elektrisch) [%]	26,2	40,7
EE-Eigenversorgungsquote (cross-sektoral) [%]	4,4	6,8

Es wird deutlich, dass aus der Bilanzierung über den Bilanzraum des Quartiers (Szenario 1b) und Anrechenbarkeit der Direktnutzung des PV-Stroms gegenüber einer gebäudeweisen Betrachtung (Szenario 1a) verbesserte KPIs resultieren. Dies ergibt sich aus der Möglichkeit, dass in Szenario 1b Gebäude mit PV-Anlage im Falle eines Erzeugungsüberschusses auch im Quartier befindliche Nachbargebäude mit PV-Strom versorgen können. Im Gegensatz dazu werden in Szenario 1a Gebäude ohne PV-Anlage ausschließlich durch Energiebezug aus dem vorgelagerten Energiesystem (bilanziell) versorgt (vgl. Abbildung 6).

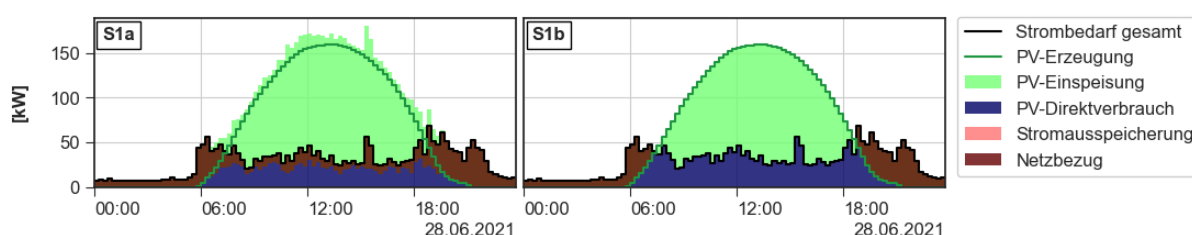


Abbildung 6: Elektrische Gebäude- bzw. Quartiersversorgung in den Szenarien 1a und 1b (ungemanagte EE-Eigenversorgung) an einem Beispieltag

4.2.2 Regelbasierte Speichernutzung im Quartier

In den Szenarien 2a und 2b erfolgt der Quartiersbetrieb mit einer regelbasierten EE-Eigenversorgung unter Nutzung eines elektrischen Energiespeichers. Im Falle eines PV-Erzeugungsüberschusses wird der Stromspeicher entweder für ein statisches Peak-Shaving zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung geladen (Szenario 2a) oder die Einspeicherung beginnt unmittelbar, sobald die PV-Erzeugung den elektrischen Bedarf im Quartier übersteigt (Szenario 2b) (siehe Abbildung 7). In beiden Szenarien erfolgt die Auspeicherung, sobald eine Unterdeckung der Last auftritt und die Energiebereitstellung aus der Quartiers-PV-Anlage nicht ausreicht, um die Lastsituation zu bedienen. Die Deckung der Last, die nicht lokal über das Quartiers-PV-Speichersystem versorgt werden kann, erfolgt über den Bezug aus dem elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung.

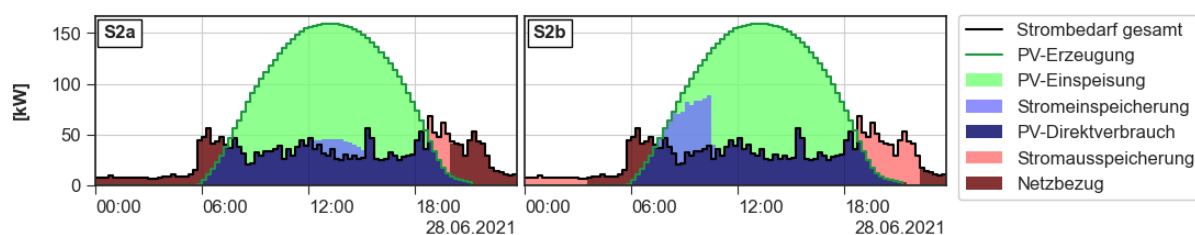


Abbildung 7: Elektrische Quartiersversorgung in den Szenarien 2a und 2b (regelbasierte EE-Eigenversorgung) an einem Beispieltag

Die aus den Szenarien 2a und 2b resultierenden KPIs sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: KPI-Übersicht der Szenarien mit regelbasierter EE-Eigenversorgung mit elektrischem Energiespeicher (Betrachtungsjahr 2021)

Key-Performance-Indicator	Szenario 2a	Szenario 2b
Reduktion CO ₂ -Emissionen (cross-sektoral) [%]	10,3	13,1
Reduktion Primärenergiebedarf [%]	9,5	12,0
EE-Eigenverbrauchsquote (elektrisch) [%]	51,3	65,8
EE-Eigenversorgungsquote (elektrisch) [%]	40,8	46,5
EE-Eigenversorgungsquote (cross-sektoral) [%]	6,9	8,6
Jahresvollzyklen Stromspeicher [1/a]	2,6	190,0

Beim Vergleich der KPIs zeigt sich, dass das unmittelbare Laden des Stromspeichers in Szenario 2b mit besseren KPIs einhergeht als das statische Peak-Shaving in Szenario 2a. Der Grund hierfür ist die bessere Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität in Szenario 2b. In diesem Szenario wird der Speicher, sofern ausreichend überschüssiger PV-Strom vorhanden ist, stets bis zum Erreichen der maximalen Speicherkapazität und unter Ausnutzung der maximal möglichen Ladeleistung geladen. Das statische Peak-Shaving (Begrenzung der PV-Netzeinspeisung auf 50 % der installierten Leistung der PV-Anlage) kommt im Laufe des betrachteten Simulationszeitraums hingegen nur an wenigen Tagen und meist mit geringen Ladeleistungen zum Einsatz. Dies verdeutlicht die Gegenüberstellung der Jahresvollzyklen des Speichers, welche in Szenario 2b 190 beträgt und in Szenario 2a lediglich 2,6. Dadurch ergibt sich für Szenario 2b ein höherer PV-Eigenverbrauch und somit eine höhere Reduktion an CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf, da in Zeiten der PV-Unterdeckung ein geringerer Strombezug aus dem öffentlichen Netz benötigt wird (vgl. Abbildung 7).

Auf Basis von Szenario 2a lässt sich zusätzlich der positive Effekt des größeren Bilanzraumes bei einer Quartiersbetrachtung anstelle einer Einzelgebäudebetrachtung veranschaulichen. Im Falle einer Begrenzung der maximalen PV-Einspeisung auf 50 % der installierten Leistung ist es möglich, dass diese Grenze auf Quartiersebene seltener überschritten wird als auf Einzelgebäudeebene. Dies kann beispielsweise durch Synergieeffekte im Quartier aufgrund unterschiedlicher gebäudespezifischer Ausrichtungen der PV-Anlagen erreicht werden, indem diese nicht ausschließlich nach Süden, sondern auch nach Osten oder Westen ausgerichtet werden. Des Weiteren resultieren aus der Quartiersbetrachtung zusätzliche Synergieeffekte durch die Berücksichtigung der Lasten der im Quartier befindlichen Gebäude, die keine eigene PV-Anlage besitzen. Für den Fall, dass kein Stromspeicher zur Begrenzung der PV-Rückspeiseleistung genutzt wird, führen die im Einzelgebäude nicht nutzbaren Synergieeffekte dazu, dass erneuerbare Energie abgeregelt werden muss, um die in diesem Szenario betrachtete Restriktion der statischen Begrenzung der Einspeiseleistung einzuhalten, während auf Quartiersebene auf eine solche Leistungskappung verzichtet werden kann (siehe Abbildung 8).

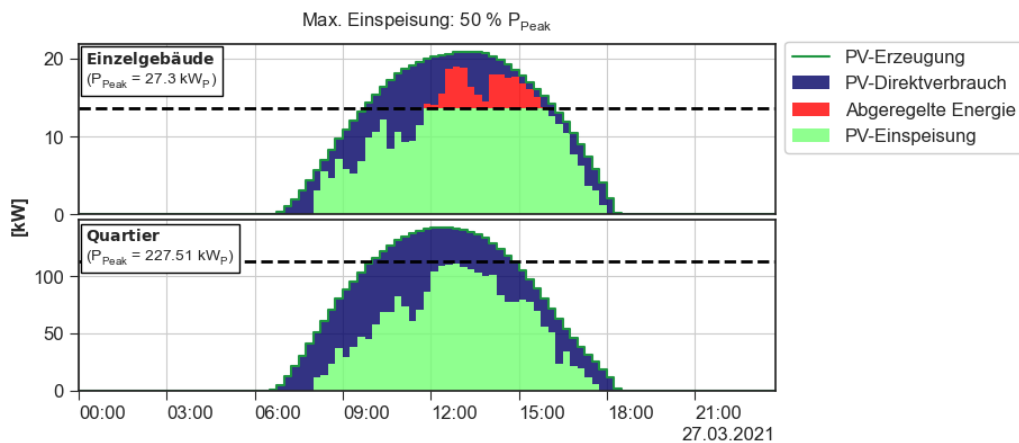


Abbildung 8: Begrenzung der PV-Einspeisung auf 50 % der installierten Leistung und resultierende Abregelungseffekte auf Einzelgebäude- und Quartiersebene (Beispieltag)

4.2.3 Sektorenübergreifend optimiertes Quartiersenergiesystem

In den Szenarien 3a, 3b und 3c wird eine sektorenübergreifende Optimierung des Quartiersenergiesystems zur Maximierung der lokalen EE-Eigenversorgung und damit gleichzeitig des lokalen EE-Eigenverbrauchs durchgeführt. Während die Nutzung der Quartiersflexibilitäten in Szenario 3a gleichmäßig erfolgt, werden diese in Szenario 3b netzverträglich zur Minimierung der Last- und Einspeisespitzen genutzt. Analog zu Szenario 3a kommt in Szenario 3c ebenfalls eine gleichmäßige Flexibilitätsnutzung zum Einsatz, allerdings wird in diesem Szenario die thermische Last vorrangig durch Wärmepumpen gedeckt (vgl. Abschnitt 3.1).

In Abbildung 9 werden am Beispiel der Nutzung des elektrischen Speichers die Unterschiede zwischen einer gleichmäßigen und einer netzverträglichen Flexibilitätsnutzung deutlich. So wird in Szenario 3b der Stromspeicher in den Zeiten mit der höchsten PV-Erzeugung geladen, um die maximale Leistung der Netzeinspeisung zu reduzieren (dynamisches Peak-Shaving). Beim Entladen des Speichers wird zudem die Bezugsleistung des Quartiers geglättet und Lastspitzen werden verringert, die in den anderen Betriebsführungsszenarien und -strategien durch den Bezug aus dem elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung resultieren. Die Verringerung der Bezugs- und Einspeisespitzen wird bei Betrachtung der Residuallast an der Bilanzgrenze zum vorgelagerten Energiesystem sichtbar. Durch die netzverträgliche Optimierung des Quartiersenergiesystems tritt diese mit einem wesentlich gleichmäßigeren Verhalten auf.

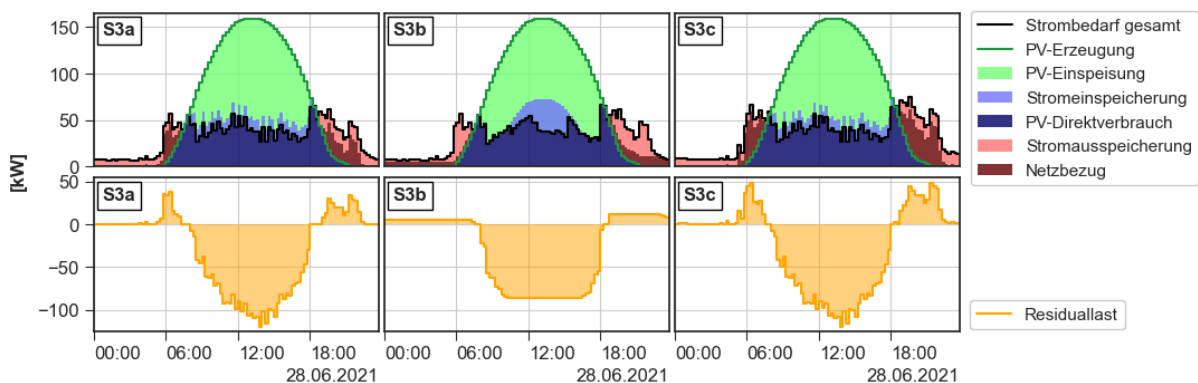


Abbildung 9: Elektrische Quartiersversorgung und Residuallast in den Szenarien 3a, 3b und 3c (optimierte EE-Eigenversorgung) an einem Beispieltag

Abbildung 10 zeigt eine Gegenüberstellung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen sowie des Gasverbrauchs der Brennwertkessel in den Szenarien mit optimierter EE-Eigenversorgung.

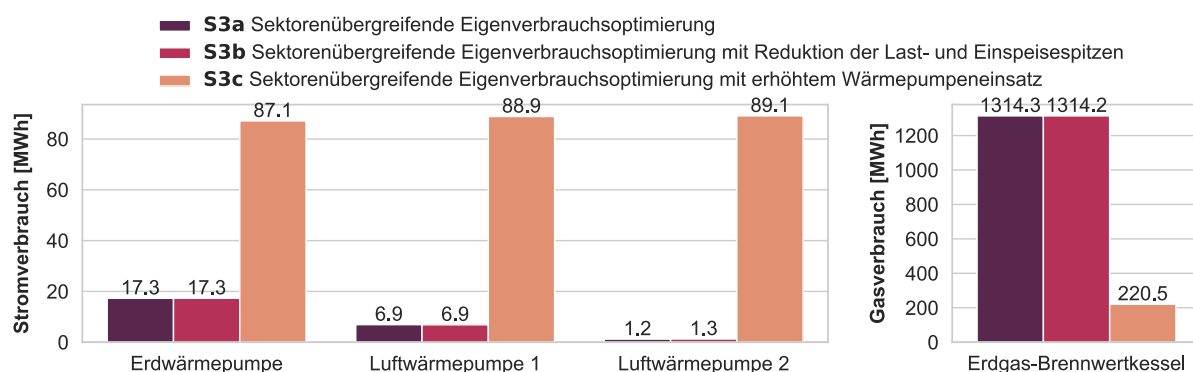


Abbildung 10: Stromverbrauch der Wärmepumpen und Gasverbrauch der Erdgas-Brennwertkessel in den Szenarien 3a, 3b und 3c im Untersuchungsjahr 2021

Durch die Darstellung wird der Einfluss des Gas-/Strompreis-Verhältnisses auf die optimierte Reihenfolge der Nutzung der technologischen Optionen zur Wärmebereitstellung deutlich. Während in den Szenarien 3a und 3b die Brennwertkessel vorrangig zur Wärmebereitstellung Einsatz finden und die Wärmepumpen nur mit verfügbarer PV-Energie sowie zur Deckung thermischer Lastspitzen betrieben werden, kommen in Szenario 3c generell vorrangig die Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs zum Einsatz und die Brennwertkessel lediglich zur Deckung der Spitzenlast, sobald die installierte thermische Leistung der Wärmepumpen nicht ausreicht, um die Wärmelast zu decken (vgl. Abschnitt 3.1).

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die jeweils erreichten KPIs in den Szenarien 3a, 3b und 3c.

Tabelle 7: KPI-Übersicht der Szenarien mit optimierter EE-Eigenversorgung unter Nutzung aller verfügbaren Flexibilitätsoptionen (Betrachtungsjahr 2021)

Key-Performance-Indicator	Szenario 3a	Szenario 3b	Szenario 3c
Reduktion CO ₂ -Emissionen (cross-sektoral) [%]	19,2	19,2	53,4
Reduktion Primärenergiebedarf [%]	18,3	18,3	56,1
EE-Eigenverbrauchsquote (elektrisch) [%]	78,1	78,1	78,1
EE-Eigenversorgungsquote (elektrisch) [%]	50,9	51,0	29,4
EE-Eigenversorgungsquote (cross-sektoral) [%]	20,0	19,9	24,6
Jahresvollzyklen Stromspeicher [1/a]	189,1	188,9	141,8
Jahresvollzyklen Wärmespeicher [1/a]	173,7	173,7	361,4

Für Szenario 3a und 3b ergeben sich nahezu identische KPIs. Hier zeigt sich, dass ein Quartiersbetrieb mit optimierter EE-Eigenversorgung durch eine angepasste Nutzung vorhandener Quartiersflexibilitäten zusätzlich netzverträglich gestaltet werden kann, ohne eine Verschlechterung der untersuchten KPIs in Kauf nehmen zu müssen.

Durch die Anpassung des Gas-/Strompreis-Verhältnisses in der Optimierung und dem damit in Verbindung stehenden höheren Einsatz der Wärmepumpen zur Deckung der thermischen Quartierslast können in Szenario 3c die CO₂-Emissionen und der Primärenergiebedarf gegenüber Szenario 3a und 3b deutlich reduziert werden. Vor dem Hintergrund, dass die verstärkte Nutzung der Wärmepumpen mit einem wesentlich höheren elektrischen Energiebedarf einhergeht, sinkt in diesem Szenario die elektrische EE-Eigenversorgungsquote. Bei einer cross-sektoralen Betrachtung

wird hingegen eine höhere EE-Eigenversorgungsquote erreicht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Nutzung des PV-Stroms zur Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen (inkl. Speicherung) einen größeren Stellhebel zur Erhöhung der cross-sektoralen EE-Eigenversorgung bietet als die Nutzung erneuerbarer Energie zur Versorgung der übrigen elektrischen Verbraucher im Stromsektor. So werden beispielsweise mithilfe der Luftwärmepumpe (COP = 4) aus 1 kWh Strom 4 kWh Wärme bereitgestellt. Daher besitzt auch der Wärmespeicher in Szenario 3c eine höhere Vollzyklenzahl als in Szenario 3a und 3b, wohingegen der Stromspeicher seltener genutzt wird. Um die Unterschiede in der Nutzung der verschiedenen Anlagen zu veranschaulichen, sind in Abbildung 11 die jeweiligen elektrischen und thermischen Energieflüsse der Szenarien 3a und 3c mithilfe eines Sankey-Diagramms gegenübergestellt.

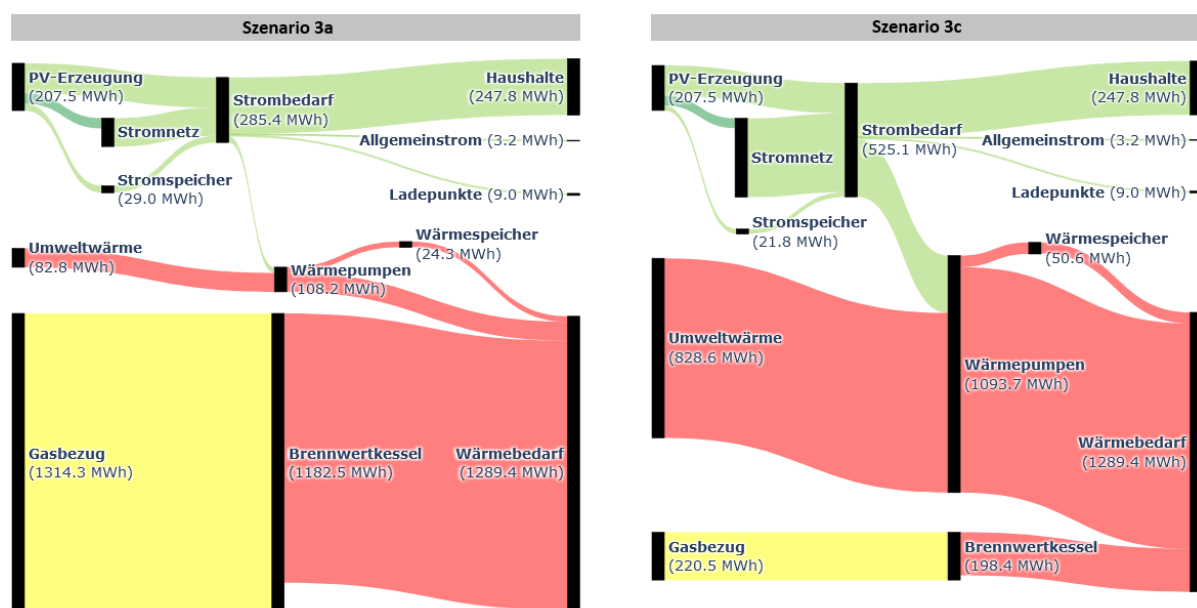


Abbildung 11: Sankey-Diagramme der elektrischen und thermischen Energieflüsse in den Szenarien 3a und 3c im Untersuchungsjahr 2021

4.3 Szenarienübergreifende Bewertung der Ergebnisse der Quartiersenergiesystemsimulation

Nachdem in Abschnitt 4.2 eine szenarienspezifische Analyse der Simulationsergebnisse durchgeführt wurde, werden die Ergebnisse im Folgenden szenarienübergreifend bewertet. Hierbei werden die jeweiligen Nutzungen des PV-Speicher-Systems, des Wärmepumpen-Speicher-Systems und der Ladepunkte als mögliche Flexibilitätsoption untersucht. Zudem werden die verschiedenen Ansätze zur Quartiersenergiesystemführung hinsichtlich einer potenziellen Netzverträglichkeit beurteilt.

4.3.1 Nutzung des PV-Speicher-Systems als Flexibilitätsoption

Die unterschiedlichen Ansätze zur Betriebsweise des elektrischen Energiespeichers in Kombination mit der Quartiers-PV-Anlage wurden für die Szenarien der regelbasierten Nutzung (2a, 2b) und der optimierten Nutzung (3a, 3b, 3c) in Abschnitt 4.2 vorgestellt. Für einen szenarienübergreifenden Vergleich über den gesamten Simulationszeitraum sind in Abbildung 12 die durchschnittlichen Tagesprofile der Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers gegenübergestellt. Um hierbei das auftretende Wertespektrum der Jahressimulationen zu verdeutlichen, ist zusätzlich das 90 %-Konfidenzintervall (KI) visualisiert.

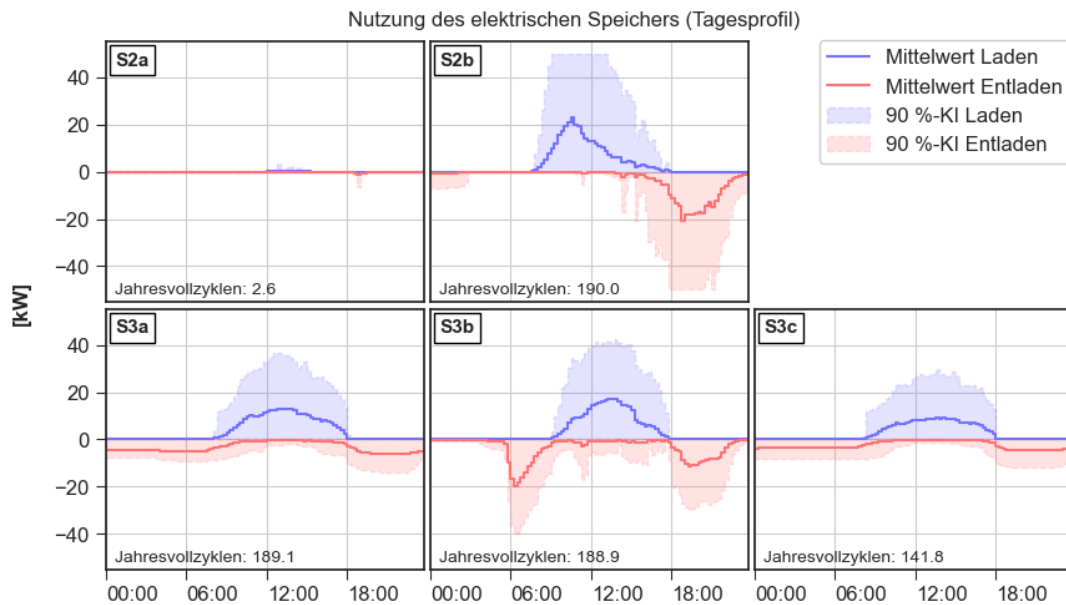


Abbildung 12: Durchschnittliches Tagesprofil der Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021

Im betrachteten Quartier hat die szenarienspezifische Nutzung und Fahrweise des Stromspeichers einen hohen Einfluss auf die EE-Eigenverbrauchsquote. Während diese in Szenario 2a aufgrund des seltenen Einsatzes für ein statisches Peak-Shaving noch bei 51,3 % liegt, kann durch den Ansatz eines unmittelbaren Ein-/Auspeicherverhaltens (Szenario 2b) bereits eine Quote von 65,8 % erreicht werden. Die Steigerung der EE-Eigenverbrauchsquote in den Szenarien 3a bis 3c auf jeweils 78,1 % ist neben der optimierten Nutzung des elektrischen Energiespeichers auf den optimierten Wärmepumpeneinsatz sowie das optimierte Nachladen der Elektrofahrzeuge zurückzuführen, die aktiv in den Szenarien 3a bis 3c als Flexibilitätsoption Einsatz finden. Dies wird daran deutlich, dass in den Szenarien mit optimiertem Quartiersenergiesystem die höchste erreichte Jahresvollzyklenzahl des Stromspeichers in etwa der Vollzyklenzahl in Szenario 2b entspricht (ca. 190).

PV-Speicher-Systeme finden derzeit fast ausschließlich in privaten Einfamiliengebäuden zur Erhöhung des Eigenverbrauchs der elektrischen Energie aus einer in das Gebäudeenergiesystem (sog. Kundenanlage) integrierten PV-Anlage Verwendung. Hierbei kommt die regelbasierte Steuerungsstrategie des Szenarios 2b für die Nutzung des elektrischen Energiespeichers zur Anwendung, um den lokalen EE-Eigenverbrauch und die lokale EE-Eigenversorgung zu erhöhen. Eine gebäudeübergreifende Nutzung von PV-Speicher-Systemen als Flexibilisierungsoption im Quartier mit dem Ziel des Ausgleichs der zeitlichen Diskrepanz zwischen der lokalen erneuerbaren Energiebereitstellung und der Quartierslast (Verbrauch) ist aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen mit keinem wirtschaftlichen Use-Case oder Anreiz verbunden und wird dadurch praktisch nicht umgesetzt. Ein Quartiersbetrieb mit koordinierter Nutzung von Flexibilitätsoptionen zur kostenoptimierten Versorgung eines lokalen Kundenportfolios im Quartier besitzt daher, trotz des Potenzials in der Praxis, derzeit keine Relevanz. Einzig durch den Aufbau eines Arealnetzes (Parallelstruktur zum elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung) ist eine gebäudeübergreifende, cross-sektorale Energieversorgung denkbar.

4.3.2 Nutzung des Wärmepumpen-Speicher-Systems als Flexibilitätsoption

Wie bereits in Abschnitt 4.2 aufgezeigt, wird das Wärmepumpen-Speicher-System lediglich in den Szenarien 3a, 3b und 3c als zusätzliche Flexibilitätsoption genutzt. In den Szenarien 1a, 1b, 2a und

2b erfolgt die Wärmepumpennutzung (ohne den Einsatz eines thermischen Speichers) ausschließlich wärmegeführt zur Unterstützung der Gas-Brennwertkessel beim Auftreten von Spitzenlasten. Da in den Szenarien 3a und 3b aufgrund des angesetzten Gas-/Strompreis-Verhältnisses (vgl. Abschnitt 3.1) die Nutzung der Gas-Brennwertkessel stets einem durch Netzstrom gespeisten Wärmepumpenbetrieb vorgezogen wird, kommt die Wärmepumpe in diesen Szenarien hauptsächlich tagsüber zu Zeiten der PV-Erzeugung zum Einsatz. In Abbildung 13 wird dies durch die Betrachtung der durchschnittlichen Tagesprofile des Wärmepumpenstrombedarfs sichtbar. Hier zeigt sich ein deutlicher Unterschied zum Tagesprofil in Szenario 3c, in dem die Wärmepumpe ganztägig und mit einer wesentlich höheren Durchschnittsleistung betrieben wird. Die konstante obere Grenze des Konfidenzintervalls in Szenario 3c (63,8 kW_{el}) entspricht der aggregierten maximalen elektrischen Leistung aller Wärmepumpen im Quartier.

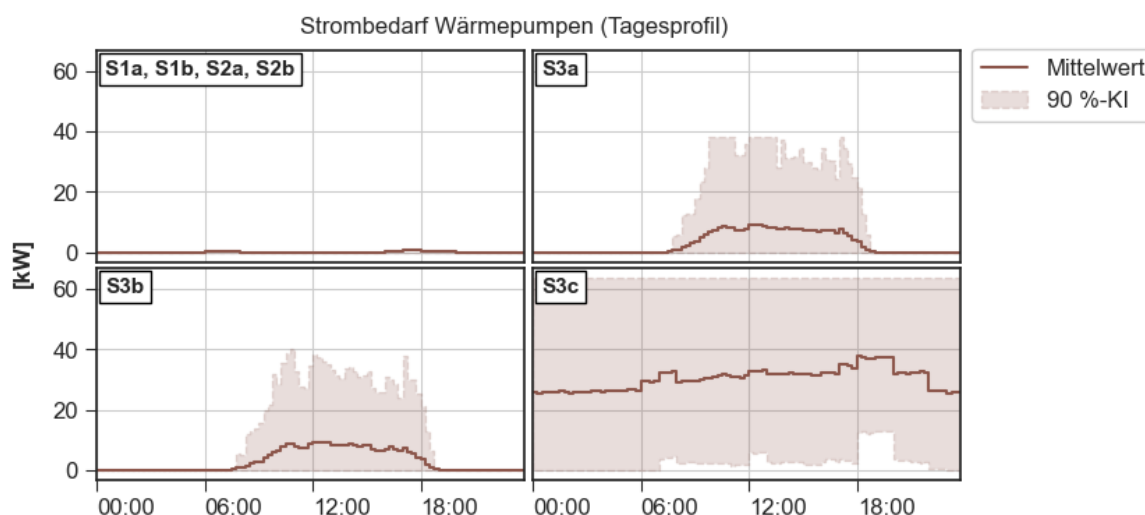


Abbildung 13: Durchschnittliches Tagesprofil des Strombedarfs der Wärmepumpen in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021

Wärmepumpen, die zur Wärmeversorgung einzelner Gebäude oder Quartiere (mit Einsatz eines Nahwärmenetzes) eingesetzt werden, werden zumeist über einen separaten Netzanschlusspunkt über das elektrische Netz der öffentlichen Versorgung versorgt und betrieben. Dadurch können für die Versorgung des Wärmepumpensystems mit elektrischer Energie spezielle Stromtarife (z. B. Tarif mit Sperrzeiten, Tarif mit Hoch- und Niedrig-Preiszeiten) zum Einsatz kommen, die eine günstigere Belieferung mit elektrischer Energie gegenüber konventionellen Stromliefertarifen ermöglichen. Spezielle Tarife für steuerbare Verbrauchseinheiten (§14a EnWG), die für den Betrieb von Wärmepumpen durch Lieferanten angeboten und durch Betreiber von Wärmepumpensystemen genutzt werden, sind aufgrund von verringerten Netzentgelten etwas günstiger als konventionelle Stromliefertarife und tragen damit zum wirtschaftlichen Betrieb von Wärmepumpensystemen bei [16]. Die hierfür notwendige Steuerungsfähigkeit der Verbrauchseinrichtung (hier: Wärmepumpen-Speicher-System) wird durch das Einhalten von wochentagspezifischen Sperrzeiten (statische Zeitfenster), innerhalb derer die Verbrauchseinrichtung nicht eingeschaltet werden darf, realisiert. Die Nutzung der Flexibilität von Wärmepumpen-Speicher-Systemen wird bei Nutzung einer solchen Tarifoption zur Überbrückung der Sperrzeiten und Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung eingesetzt. Derzeit wird die Flexibilität von Wärmepumpen-Speicher-Systemen nicht im Sinne einer effektiven und zielgerichteten Umsetzung der Energiewende durch Nutzung einer Lastverschiebung und Anpassung an die erneuerbare Energiebereitstellung eingesetzt.

4.3.3 Nutzung der Ladepunkte als Flexibilitätsoption

In den Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b werden die Carsharing-Ladepunkte nicht als Flexibilitätsoption genutzt. Elektrofahrzeuge werden in diesen Szenarien ausschließlich ungesteuert geladen, d. h. der Ladevorgang startet jeweils unmittelbar nach dem Plugin eines Fahrzeugs mit der am Ladepunkt verfügbaren maximalen Ladeleistung. Durch die Integration der Ladepunkte als Flexibilität in das Quartiersoptimierungsmodell (Szenarien 3a, 3b und 3c) findet durch die optimierte Betriebsführung eine Verschiebung der Ladezeiten statt, um mit den Energiebedarfen der Fahrzeuge eine Erhöhung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung zu erreichen (siehe Abschnitt 4.2.3). Diese Verschiebung ist in Abbildung 14 anhand der mittleren Tagesprofile des elektrischen Energiebedarfs der Ladepunkte (bzw. angeschlossener Fahrzeuge) und der zugehörigen 90 %-Konfidenzintervalle erkennbar. So findet das Laden der Elektrofahrzeuge im optimierten Quartiersenergiesystem verstärkt tagsüber durch die Nutzung von PV-Strom statt. Ladezeiten während der Nacht, in denen Netzstrom genutzt werden müsste, können im Gegensatz zu den Vorgängerszenarien weitestgehend vermieden werden. Trotz der unterschiedlichen Ausprägung der konkreten Nachladungen der einzelnen Fahrzeuge innerhalb des jeweils nutzbaren Ladefensters ist der Jahresstrombedarf in allen Szenarien derselbe. Unabhängig von dieser zeitlichen Verschiebung innerhalb der fahrzeugspezifischen Ladefenster können die Energiebedarfe der Fahrzeuge in allen Szenarien somit erfüllt werden.

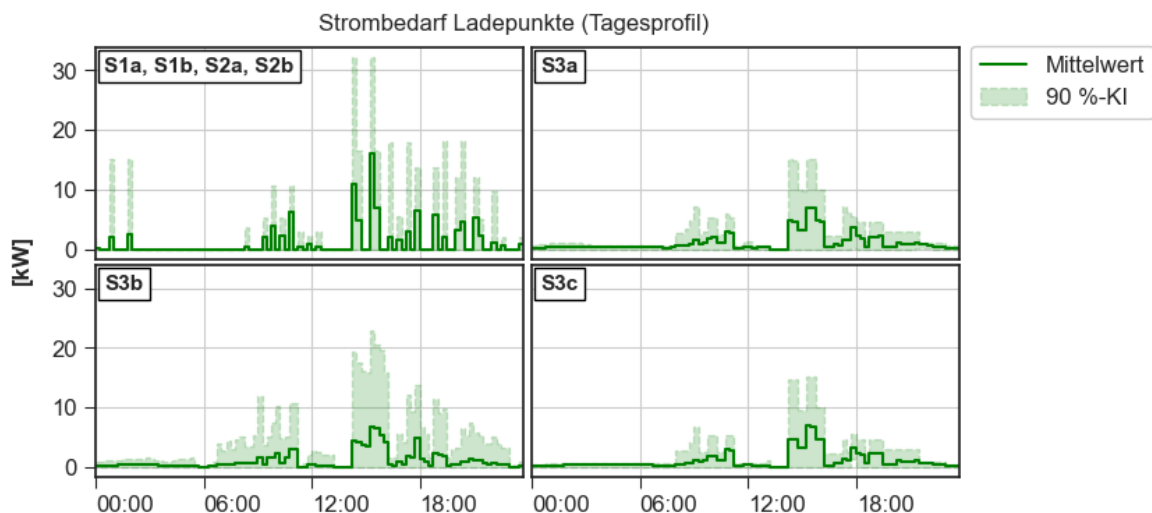


Abbildung 14: Durchschnittliches Tagesprofil des Strombedarfs der Ladepunkte in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021

Für das betrachtete Quartiersenergiesystem kann der Effekt einer Flexibilitätsnutzung durch gesteuertes Laden als gering bewertet werden, da die Ladesäuleninfrastruktur mit 9 MWh Jahresenergiebedarf für lediglich 3,5 % der elektrischen Quartierslast (ohne Berücksichtigung des Wärmepumpenstrombedarfs) verantwortlich ist (vgl. Abbildung 3, S. 12). Mit Ausweitung von Angeboten zum Carsharing und/oder einem im Allgemeinen zunehmenden Ladeaufkommen im Quartier durch weitere Ladepunktgruppen für z. B. Fahrzeuge von Quartiersbewohner:innen kann der elektrische Energiebedarf zum Laden von Elektrofahrzeugen und das damit einhergehende Flexibilitätspotenzial jedoch deutlich steigen. Elektrofahrzeuge stellen neue Verbraucher im elektrischen Energiesystem dar und bieten durch die nennenswerte Leistungsaufnahme und zunehmende Speicherkapazität der Traktionsbatterien in Verbindung mit der spezifischen Verweildauer der Fahrzeuge am Ladepunkt Flexibilitätspotenziale zur Lastverschiebung, die im Zuge der Energiewende erschlossen werden sollten.

Derzeit werden Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen lediglich im Kontext eines Lastmanagements mit dem Ziel gesteuert, die kumulierte Ladeleistung der Ladepunkte einer Ladepunktgruppe auf einen statischen Wert zu begrenzen. Hierbei findet die Flexibilität bei der Beladung von Elektrofahrzeugen (Leistung, Energie, Verweildauer am Ladepunkt) keine Berücksichtigung. Die Möglichkeit der Flexibilitätsnutzung zur Anpassung an die erneuerbare Energiebereitstellung ist mit konventionellen Lastmanagementsystemen nicht möglich. [17]

Im Sinne der Energiewende und denkbarer neuer Geschäftsmodelle zur direkten Nutzung lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie können Elektrofahrzeuge, wie in den Szenarien 3a-c untersucht und dargestellt, mit ihrer Flexibilität aktiv in den Quartiersbetrieb integriert werden und das bisher ungenutzte Flexibilitätspotenzial zur aktiven Anpassung der Ladelast von Elektrofahrzeugen an die erneuerbare Energiebereitstellung verfügbar machen. Damit können energiebedingte CO₂-Emissionen effektiv lokal vermieden werden, um somit einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten.

4.3.4 Residuallast und Netzverträglichkeit

Die szenarienspezifische Führung lokaler Energiesysteme in Verbindung mit der untersuchten unterschiedlichen Nutzung von Flexibilitätsoptionen zur vorrangig lokalen Nutzung erneuerbarer Energie hat einen signifikanten Einfluss darauf, wie das betrachtete Quartier für das vorgelagerte elektrische Energiesystem in Erscheinung tritt.

Um mögliche Auswirkungen der unterschiedlichen Flexibilitätsnutzung auf die Netzverträglichkeit des betrachteten Quartiers bewerten zu können, werden zunächst die KPIs zur elektrischen EE-Eigenverbrauchs- und EE-Eigenversorgungsquote betrachtet. Die aus der Szenarienbetrachtung ermittelten Ergebnisse für diese beiden KPIs sind in Abbildung 15 angegeben.

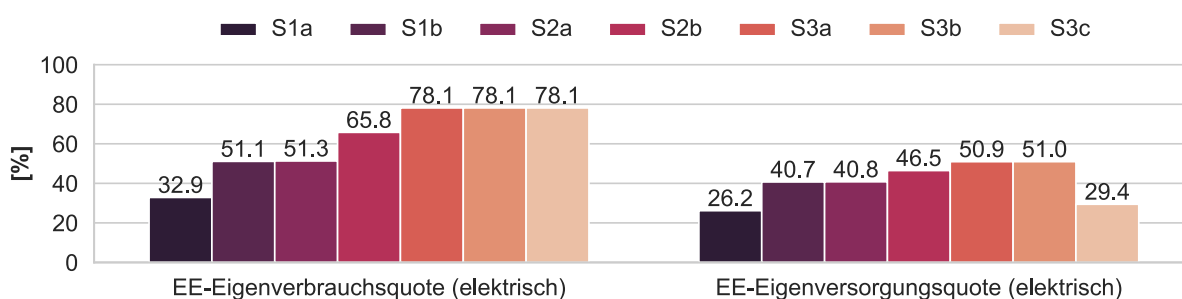


Abbildung 15: Szenarienspezifische elektrische EE-Eigenverbrauchsquote und EE-Eigenversorgungsquote im Untersuchungsjahr 2021

Wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, gibt die EE-Eigenverbrauchsquote an, wieviel der lokal bereitgestellten erneuerbaren Energie im Quartier genutzt und nicht in das vorgelagerte Energiesystem eingespeist wird. Je höher der Anteil der eigenverbrauchten Energie an der insgesamt lokal bereitgestellten erneuerbaren Energie ist, desto weniger muss zu anderen Verbrauchern über das vorgelagerte Energiesystem verteilt und übertragen werden. Dadurch werden Verteilungs- und Übertragungskapazitäten des vorgelagerten Energiesystems (hinsichtlich des „Abtransports“ lokaler EE-Überschüsse) geschont.

Die EE-Eigenversorgungsquote gibt an, wie hoch der Anteil eigenverbrauchter erneuerbarer Energie am lokalen Energiebedarf (hier: elektrische Energie) ist. Das bedeutet, je höher die lokale EE-Eigenversorgungsquote ist, umso geringer ist der Energiebezug aus dem vorgelagerten Energiesystem, sodass die Verteilungs- und Übertragungskapazitäten des vorgelagerten Energiesystems

im Hinblick auf den „Hintransport“ bzw. Bezug der Energie zur Deckung des verbleibenden nicht lokal gedeckten Energiebedarfs geschont werden.

Die KPIs zur elektrischen EE-Eigenverbrauchs- und EE-Eigenversorgungsquote ermöglichen eine erste Einschätzung zur Netzverträglichkeit des betrachteten Quartiers in Verbindung mit der szenarienspezifischen Nutzung von Flexibilität zum Zweck einer möglichst hohen EE-basierten, lokalen Versorgung im Quartier. Bei einer Beurteilung der Netzverträglichkeit basierend auf diesen beiden KPIs stellen sich die Szenarien 3a und 3b, denen ein optimiertes Quartiersenergiesystem zugrunde liegt, als besonders netzverträglich dar.

Die Bewertung der Netzverträglichkeit mithilfe der KPIs basiert ausschließlich auf einer Jahresenergiebilanz des Quartiers und erlaubt daher keine Aussage zu einer leistungsbezogenen Beurteilung. Zu diesem Zweck ist in Abbildung 16 das szenarienspezifische Residuallastverhalten an der Bilanzgrenze zum vorgelagerten Energiesystem als durchschnittliches Tagesprofil mit zusätzlichem 90 %-Konfidenzintervall dargestellt. Mit dieser Darstellungsform lässt sich veranschaulichen, zu welchen Tageszeiten vorrangig Strom aus dem vorgelagerten Netz bezogen werden muss (Residuallast > 0) bzw. in welchen Zeiträumen eine Rückspeisung stattfindet (Residuallast < 0). Eine flache Ausprägung der mittleren Tageskurve mit Werten nahe 0 kann hierbei als besonders netzverträglich interpretiert werden, da in diesem Fall hohe Last- bzw. Einspeisespitzen weitestgehend vermieden werden.

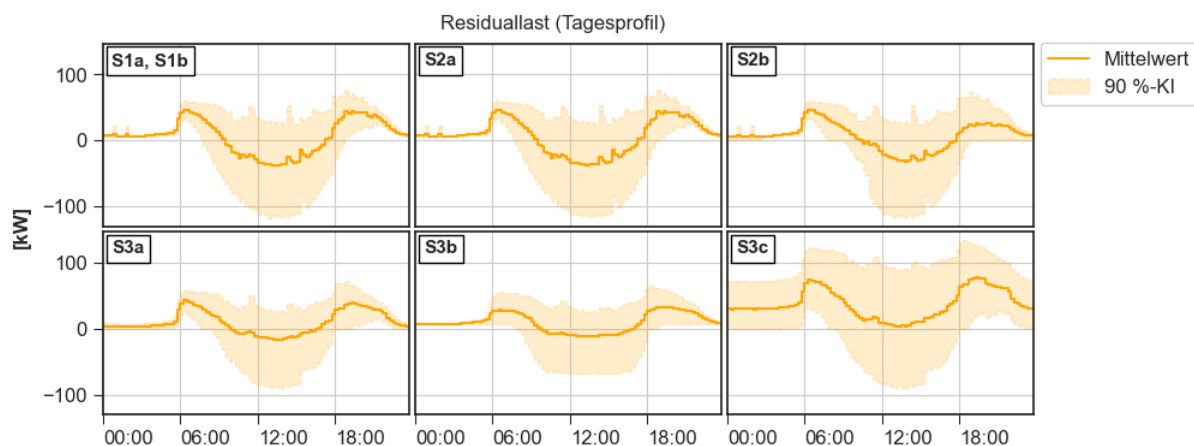


Abbildung 16: Durchschnittliches Tagesprofil der Residuallast in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021

Aufgrund der vergleichsweise geringen Leistungsgradienten im mittleren Residuallastgang zeigt Szenario 3b das netzverträglichste Verhalten. Durch die bevorzugte Nutzung der Flexibilitäten zur gezielten Lasterhöhung und das vorrangige Laden des elektrischen Energiespeichers in Zeiten der höchsten PV-Erzeugung findet in diesem Szenario insbesondere in der Mittagszeit eine starke Glättung des Residuallastverlaufs statt. Das Ausspeichern des elektrischen Energiespeichers zu Zeiten des Energiebezugs und hohen Leistungsbedarfs glättet darüber hinaus den Residuallastverlauf.

Die vorrangige Nutzung der Wärmepumpen in Szenario 3c führt zu einem höheren elektrischen Gesamtbedarf im Quartier, der im Vergleich zu den anderen Szenarien häufiger durch Netzbezug gedeckt werden muss, da das PV-Speicher-System für diesen Anwendungsfall nur unzureichend dimensioniert ist. In der Folge verschiebt sich der mittlere Residuallastgang in Szenario 3c in Richtung eines überwiegend vorherrschenden Bezugs aus dem vorgelagerten Energiesystem.

Als weitere Möglichkeit zur Bewertung der Netzverträglichkeit ist in Abbildung 17 die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit den im Verlauf der Jahressimulationen tatsächlich auftreten-

den 15-Minuten-Werten dargestellt. Die erreichten minimalen und maximalen Werte der Residuallast aus der Jahresbetrachtung sind zusätzlich gekennzeichnet. Auch hier ist ein flacher Verlauf der Kurve im Bereich der Nulllinie als vergleichsweise netzverträglich einzustufen.

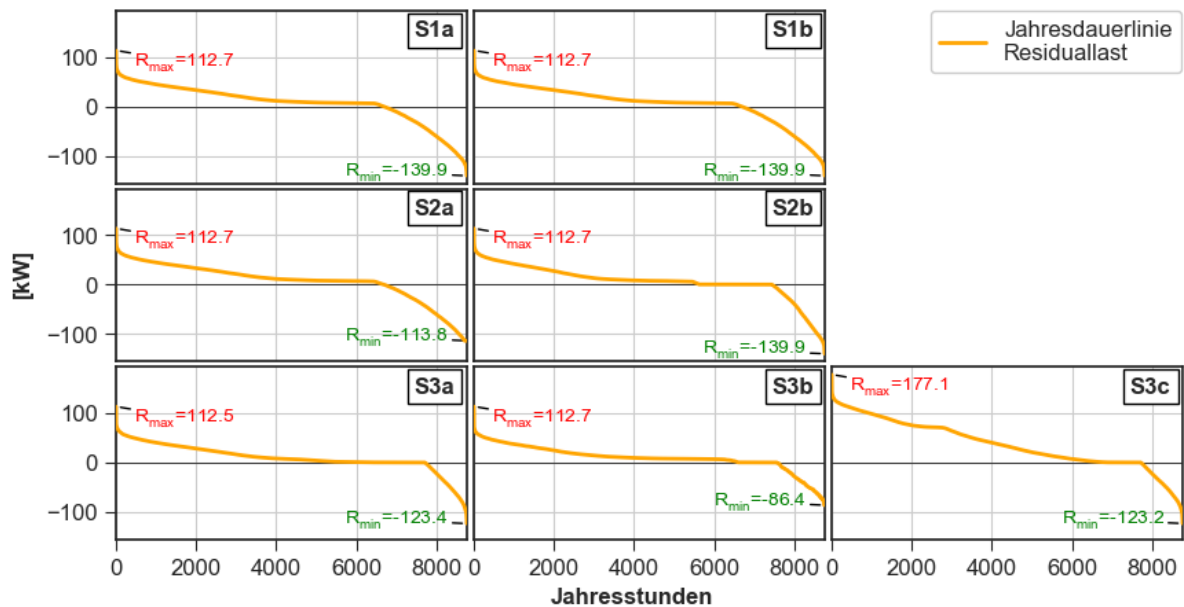


Abbildung 17: Jahresdauerlinie der Residuallast in den betrachteten Szenarien im Untersuchungsjahr 2021

Auch anhand der Jahresdauerlinie der Residuallast zeigt sich, dass Szenario 3b aufgrund der am stärksten geglätteten Kurve das netzverträglichste Verhalten des Quartiers aufweist. Vor dem Hintergrund, dass in diesem Szenario die maximale Rückspeiseleistung des Quartiers am signifikantesten reduziert werden kann, bietet diese Führungsweise des Quartiersenergiesystems (Maximierung der lokalen erneuerbaren Eigenversorgung in Kombination mit dynamischem Peak-Shaving zur Minimierung der Quartierseinspeisung ins elektrische Versorgungsnetz) das höchste Potenzial zur Entlastung des vorgelagerten Energiesystems. Durch eine solche Minimierung der Einspeiseleistung in Zeiträumen der höchsten Energiebereitstellung aus photovoltaikdominierten Energiesystemen wird die Integrationsfähigkeit weiterer EE-Anlagen in das vorgelagerte Energiesystem erhöht. Trotz der in diesem Szenario gleichzeitig adressierten Glättung und Minimierung der Bezugsleistung des Quartiers kann keine Reduktion der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast gegenüber den anderen Szenarien erreicht werden. Somit kann sowohl aus der Betrachtung der Jahresenergiebilanzen mittels KPIs als auch der leistungsbezogenen Beurteilung der Residuallast des Quartiers festgestellt werden, dass die Betriebsführungsvariante mit optimiertem Einsatz verfügbarer Flexibilitäten im betrachteten Quartier zur Maximierung des lokalen EE-Eigenverbrauchs und der lokalen EE-Eigenversorgung, in Kombination mit dynamischem Peak-Shaving der Einspeise- und Bezugsleistung, das netzverträglichste Verhalten lokaler Energiesysteme ermöglicht.

5 Einordnung der Ergebnisse aus regulatorischer und sozio-technischer Perspektive

Eine kollektive, gebäude- und sektorenübergreifende Energieversorgung im Quartier ermöglicht es einer breiteren Gruppe von Haushalten, an der Energiewende teilzuhaben. Auf diese Weise wird das soziale Kapital für Investitionen in dezentrale, erneuerbare Erzeugungsanlagen erhöht und die Akzeptanz für Energiewende-Vorhaben (auch jenseits des Quartiers) kann gesteigert werden [18]. Niedrige Strompreise zu Zeitpunkten von lokal erzeugtem EE-Strom heben Lastverlagerungspotenziale auf Haushaltsebene, entlasten die übergeordneten Netzebenen und senken die Stromkosten für die Haushalte und das Energiesystem. Damit werden Haushalte (insbesondere im Mietumfeld) befähigt, vom Beobachter zum Gestalter der Energiewende zu werden.

Die genaue Umsetzung von Vor-Ort-Konzepten hängt von der Akzeptanz der Haushalte und ihren technischen, ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Im folgenden Abschnitt werden die Konzepte eingeordnet.

Verbrauchende sind an nachhaltigen Versorgungskonzepten interessiert und sind zum Teil gewillt, einen Aufpreis zu zahlen [19, 20, 21]. Seit den stark gestiegenen Energiepreisen im Jahr 2022 stehen nachhaltige Versorgungskonzepte und Einsparungen in keinem Gegensatz mehr zueinander. Die Europäische Kommission verweist auf deren Wichtigkeit, damit sich Haushalte vor erhöhten Energiepreisen schützen können [22].

Gleichzeitig verdeutlichen die Auswertungsergebnisse, dass nachhaltige Quartiersversorgungskonzepte mit hohen lokalen EE-Eigenverbrauchs- und -versorgungsquoten nicht nur die Energiekosten der Haushalte reduzieren, sondern auch das Energiesystem entlasten. Wie die Rahmenbedingungen geschaffen werden können, um diese Potenziale zu entfalten, wird im Folgenden kurz erläutert.

Die ambitionierten Ziele der Bundesregierung im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien erfordern es, sämtliche Erneuerbaren-Potenziale zu erschließen. Sie stellen dabei einen attraktiven Kompromiss aus einer Nutzung von mehreren Parteien (im Vergleich zur individuellen Eigenversorgung) und einer einfachen Vermarktung und Nutzung der selbsterzeugten Energie dar (im Vergleich zur Direktvermarktung). Die Senkung des CO₂-Ausstoßes durch eine kollektive, lokale Eigenversorgung wird im Vergleich zwischen Szenario 1a und den anderen Szenarien deutlich.

Obwohl eine kollektive Eigenversorgung systemisch vorteilhaft im Vergleich zum individuellen Verbrauch ist, gibt es auf mehreren institutionellen Ebenen noch Weiterentwicklungsbedarf. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II sowie deren geplante Nachfolge RED III und die darin vorgesehenen Rahmenbedingungen für Energiegemeinschaften müssen vom Europäischen Recht in das nationale Recht der Mitgliedsstaaten zum Teil noch transponiert werden. Bei Vermieter-Mieter-Verhältnissen wird diskutiert, wie geteilte Anreize (sog. „Split Incentives“) für beide Parteien umgesetzt werden können [23]. Regelungen wie das Mieterstrommodell liefern erste Beispiele dafür, haben wegen mangelnder Attraktivität und der lediglich auf ein Gebäude beschränkten Nutzbarkeit von EE-Erzeugungs- und Flexibilitätspotenzialen bisher jedoch nur geringen Zuspruch gefunden. Einen weiteren Ansatz für einen optimierten Betrieb von Quartieren stellen Arealnetze dar (Parallelstruktur zum bereits vorhandenen elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung), welche die Möglichkeit einer gebäudeübergreifenden lokalen EE-Versorgung eröffnen [24].

Auf der vertraglichen Ebene entsteht ein erheblicher Koordinierungsaufwand bei der Klärung der Rechte und Pflichten zwischen den Parteien und der Formalisierung in einem Vertrag. Rahmenverträge und die Definition von neuen koordinierenden Rollen können den Koordinierungsaufwand reduzieren [25]. Zusätzlich muss der bürokratische Aufwand zur Anmeldung von Erzeugungs- und größeren Verbrauchsanlagen reduziert werden [26].

Ein gezielter Einsatz der lokal im Quartier verorteten Flexibilität (hier: Energiespeicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) kann das vorgelagerte Energiesystem entlasten. Ein koordinierter Betrieb kann die Gleichzeitigkeit des lokalen Energieverbrauchs und der erneuerbaren Energiebereitstellung erhöhen und Leistungsspitzen bei Energiebezug und -einspeisung aus bzw. in das elektrische Versorgungsnetz glätten. Damit wird die Resilienz des Energiesystems erhöht und Verteil- und Übertragungskapazitäten werden geschont. Der Vergleich zwischen Szenario 3a und 3b zeigt, dass mit gezieltem Einsatz der Flexibilität zur Glättung der Leistungsspitzen an der Bilanzgrenze des Quartiers gleichzeitig eine Optimierung des Eigenverbrauchs erreicht werden kann. Preisanreize für netzfreundliches Verhalten bieten, neben möglichst hohen lokalen EE-Eigenverbrauchs- und -versorgungsquoten, Möglichkeiten, attraktive Tarifoptionen für Bewohner:innen zur Teilnahme an einer lokalen Quartiersversorgung in Aussicht zu stellen. Für einen solchen Beitrag in der Niederspannung könnten bestehende Mechanismen wie § 14a EnWG weiterentwickelt werden. Für einen umfassenderen Beitrag auf sämtlichen Spannungsebenen werden integrative Konzepte wie eine Netzflexibilitätsplattform zum Auktionieren von Flexibilität diskutiert [27].

Die Flexibilisierung von Quartieren für eine optimierte, EE-basierte Eigenversorgung in Kombination mit einer netzfreundlichen Betriebsweise erhöht die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien für das gesamte Energiesystem. Sobald Quartiere technisch so ausgestattet sind, dass eine intelligente Betriebssteuerung möglich ist, können sie über die netzfreundliche EE-Eigenversorgung hinaus Systemdienstleistung bereitstellen und damit zur Systemstabilität und Resilienz des Energiesystems beitragen.

Wenn Verbrauchende in EE-Anlagen investiert haben, steigt nachweislich die Bereitschaft, den individuellen Verbrauch zu verlagern, um den Eigenverbrauch zu erhöhen [28]. Trotzdem sind ihre zeitlichen Ressourcen begrenzt und sie möchten in der Regel keine umfassenden Koordinierungsaufgaben übernehmen [29]. Deshalb braucht es passende Angebote, um den automatisierten und optimalen Betrieb ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen möglichst einfach zu halten. Ein hoher Automatisierungsgrad reduziert den Aufwand für die Teilnehmenden, erfordert aber auch das Teilen und Verarbeiten von Daten für lernende Systeme. Datenräume im Sinne von GAIA-X machen das Datenteilen transparent. Eine neue Rolle in Form eines Datentreuhändlers hilft Verbrauchenden, den Wert ihrer Daten und die Implikationen bei ihrer Verarbeitung besser zu verstehen. Eine funktionale Smart-Meter-Infrastruktur, die auf die Bedürfnisse der Verbrauchenden abgestimmt ist, ermöglicht den Datentransfer. Mit diesen Maßnahmen wird Vertrauen in lernende Systeme geschaffen. Weitere Informationen sind in der CINES-Thesenstudie zur Digitalisierung zu finden [30].

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

In der vorliegenden Kurzstudie wurde am Beispiel eines real existierenden Wohnquartiers gezeigt, dass eine sektorenübergreifende Flexibilitätsnutzung und Optimierung der Energieversorgung im Quartier auf Basis lokaler erneuerbarer Energien Mehrwerte sowohl für das lokale als auch für das vorgelagerte Energiesystem schaffen. Im Rahmen der Studie wurden insgesamt sieben Szenarien betrachtet. Einen zusammenfassenden Überblick über die szenarienspezifischen KPIs, die aus den unterschiedlichen Ansätzen zur Führung des Quartiersenergiesystems und einer unterschiedlichen Nutzung energetischer Flexibilitäten je nach Szenario resultieren, zeigt Abbildung 18.

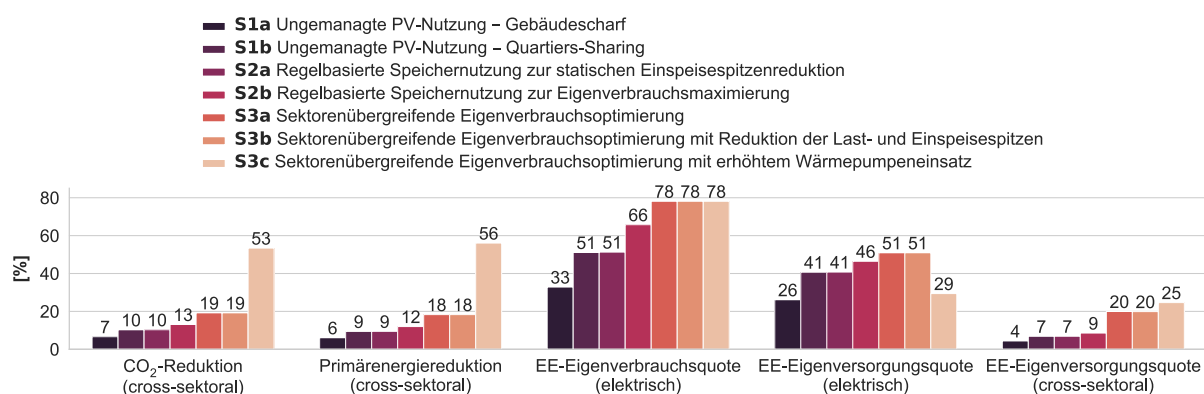


Abbildung 18: Übersicht und Zusammenfassung szenarienspezifischer KPIs

Durch einen einfachen Zusammenschluss mehrerer Gebäude zu einem Quartier konnte im untersuchten Beispiel der Eigenverbrauch um 18 % gesteigert werden (vgl. Szenario 1a mit Szenario 1b). Dies schafft Anreize, sich in einer lokalen Energiegemeinschaft zu organisieren, sofern ein Arealnetz vorhanden ist oder regulatorisch „Energy Sharing“ über das öffentliche Netz zugelassen wird. Weiterhin können durch eine gebäudeübergreifende Nutzung lokaler EE-Anlagen auch Bewohner:innen von Gebäuden partizipieren, die entweder keine eigenen (bzw. schlecht erschließbare) EE-Potenziale aufweisen und/oder aus Denkmalschutz- oder anderweitig baulichen Gründen die gebäudespezifischen EE-Potenziale nicht erschließbar sind. Durch Hinzunahme eines elektrischen Quartiersspeichers konnte der gemeinschaftliche Eigenverbrauch um weitere 15 % gesteigert werden (vgl. Szenario 1b mit Szenario 2b). Dies reduziert den Primärenergiebedarf um 12 %, während energiebedingte CO₂-Emissionen im Bilanzraum des Quartiers gegenüber dem Referenzszenario um 13 % reduziert werden. Mit Blick auf eine Energiewendefähigkeit in einem Zielsystem mit 100 % erneuerbarem Strom ist eher die Möglichkeit des spitzenkappenden Einsatzes der Quartiersflexibilitäten entscheidend, um netzbedingte Abregelung zu vermeiden und die Energie gezielt lokal (durch Erhöhung der Last) zu nutzen sowie die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energieanlagen für das gesamte Energiesystem zu erhöhen. Die Abwägung zwischen einem räumlichen Energieausgleich über das öffentliche elektrische Versorgungsnetz gegenüber einem lokalen, zeitlichen Ausgleich mit Flexibilität, in Zeiten ohne Netzengpass, wird an dieser Stelle, auch mit Blick auf Investitionsentscheidungen bezüglich Netzausbau gegenüber Batteriespeichern, nicht weiter ausgeführt. Dieser Frage wurde zum Beispiel in [31] nachgegangen.

Werden Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hinzugezogen und deren Flexibilität gesteuert eingesetzt, können die KPIs des lokalen Energiesystems weiter verbessert werden. Der Eigenverbrauch der lokal bereitgestellten erneuerbaren Energie erhöht sich durch Nutzung und optimierten Einsatz aller sektorenübergreifenden Flexibilitätsoptionen im betrachteten Quartier auf 78 %, während sich der Primärenergiebedarf um 18 % bzw. der CO₂-Ausstoß um 19 % verringert (Szenario 3a und 3b).

Hierdurch wird das Potenzial einer optimierten, EE-basierten Vor-Ort-Versorgung deutlich. Hervorzuheben ist hierbei insbesondere, dass sich durch eine gleichmäßige Nutzung der Quartiersflexibilitäten (Szenario 3a) anstelle einer netzverträglichen Flexibilitätsnutzung (Szenario 3b) die Mehrwerte für das Quartier (hohe Eigenversorgung und CO₂-Reduktion) nicht unterscheiden, jedoch durch die netzverträgliche Betriebsweise zusätzliche Vorteile für das vorgelagerte Energiesystem (Steigerung der Integrationsfähigkeit von EE-Anlagen) resultieren.

Bei einer anstelle des Erdgas-Brennwertkessels bevorzugten Nutzung der Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung (Szenario 3c) kann der energiebedingte CO₂-Ausstoß mehr als halbiert werden, was das große Potenzial der Dekarbonisierung im Wärmesektor unterstreicht. Dieses Szenario hat aufgrund eines erhöhten Strombedarfs jedoch eine geringere elektrische Eigenversorgungsquote zur Folge, da die lokal bereitgestellte erneuerbare Energie der PV-Anlagen in allen betrachteten Szenarien unverändert bleibt.

Durch die Untersuchung der verschiedenen Szenarien konnten Möglichkeiten der Quartiersenergiesystemführung und Flexibilitätsnutzung aufgezeigt werden, wie sektorenübergreifende Flexibilität im Quartier bzw. in lokalen Energiesystemen Mehrwerte schafft (z. B. durch eine möglichst hohe Eigenversorgung mit lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie). Darüber hinaus konnte gezeigt werden, wie mit dem Einsatz von Flexibilität im Quartier ein zusätzlich entlastender Effekt für das vorgelagerte Energiesystem entsteht, ohne dass hierdurch der Nutzen für das Quartier eingeschränkt wird.

Zur Einordnung der Ergebnisse ist festzuhalten, dass unterschieden werden muss zwischen Mehrwerten innerhalb des Quartiers und damit verbundenen Anreizen zur Investition in PV-Anlagen, Flexibilitäten und Energiemanagementsysteme sowie zwischen volkswirtschaftlichen Effekten, wenn sich eine zusätzliche Vor-Ort-Versorgungsgruppe im umgebenden, solidarisch organisierten Energiesystem bildet. Diese Fragestellung wurde beispielsweise in [32] weiter beleuchtet. Gleiches gilt auf der technisch-bilanziellen Ebene, bei der eine Bilanzierung von Eigenverbrauch im Quartier nicht immer gleichbedeutend ist mit einer Steigerung der gesamten EE-Quote im deutschen oder europäischen Verbundnetz. Schließlich ist die Vor-Ort-Ebene eine sinnvolle Ergänzung und schafft bei geeigneter Regulatorik Anreize für Bürger:innen, Investitionen zu tätigen hin zu einem klimaneutralen Gesamtenergiesystem. Sie sollte aber nicht losgelöst vom umliegenden Gesamtsystem betrachtet werden.

Über Analysen zur Ausgestaltung lokaler Energiesysteme und zur Nutzung kleinteiliger Flexibilitätsoptionen hinaus zeigt die vorliegende Untersuchung Mehrwerte für unterschiedliche Stakeholdergruppen auf. Kommunen und Wohnungsbaugesellschaften stehen vor der Aufgabe, attraktive Angebote im Einklang mit der Sektorenkopplung zu schaffen. Im Hinblick auf das simulierte Quartier konnte festgestellt werden, dass dies die Treibhausgasemissionen und die Importabhängigkeit der lokalen Energieversorgung reduziert. Damit können Quartiere zum Erreichen der kommunalen Klimaziele und zur Identifikation mit der Gemeinde beitragen. Abseits der Wohnorte entwickeln Arbeitgebende Ihre Unternehmensinfrastruktur weiter und bieten beispielsweise Laden am Arbeitsplatz an. Das dadurch entstehende Flexibilitätspotenzial kann ebenfalls im Quartier gehoben werden. Auf der politischen und regulatorischen Ebene werden die Rahmenbedingungen für die Stärkung der Sektorenkopplung und der Dekarbonisierung des Energiesystems geschaffen. Hierbei nehmen die Verteilnetzbetreiber als Market Facilitator eine zentrale Rolle ein. Der Zusammenschluss von Prosumern in Quartieren ermöglicht es, vorhandene, aber bislang ungenutzte Flexibilität zu erschließen und als systemdienliche Ressource einzusetzen. Die Studie verdeutlicht, dass die genaue Ausgestaltung der lokalen Versorgung vor Ort für deren Mehrwerte entscheidend ist. Sie ist als Auftakt für weiterführende Analysen im Rahmen der CINES-Forschungsaktivitäten zum Thema „Vor-Ort-Versorgung“ zu verstehen.

Literaturverzeichnis

- [1] DIN SPEC 91410-1, „Energieflexibilität – Teil 1: Flexibilitätsbereitstellung für die Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen – Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform,“ Juli 2020.
- [2] H. Henning, T. Meyer und F. Zuber, „Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln – Subsidiarität als neues Grundprinzip des Energiesystems,“ 2022. [Online]. URL: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/2021_07_26_White_Paper_Vor_Ort_Konzepte_Subsidiaere_Energiewende.pdf. [Zugriff am 21. September 2022].
- [3] Fraunhofer CINES, „Vor-Ort-Versorgung,“ [Online]. URL: <https://www.cines.fraunhofer.de/de/angebot/vor-ort-versorgung.html>. [Zugriff am 21. September 2022].
- [4] Vonovia SE, „Projekt ODH@Bochum-Weitmar,“ [Online]. URL: <https://www.vonovia.de/de-de/wohnungen-in-bochum/odh-projekt-weitmar>. [Zugriff am 10. November 2022].
- [5] Vonovia SE, Gebäudeinformation (Bestandteil des Forschungsprojektes "ODH@Bochum-Weitmar"), 2022.
- [6] N. Pflugradt, „LoadProfileGenerator,“ [Online]. URL: <https://www.loadprofilegenerator.de/>. [Zugriff am 21. Juni 2022].
- [7] Statistisches Bundesamt, „Privathaushalte nach Haushaltsgröße,“ [Online]. URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/_Grafik/_Interaktiv/haushalte-familien-haushaltsgroesse.html. [Zugriff am 20. Juni 2022].
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ [Online]. URL: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. [Zugriff am 23. Juni 2022].
- [9] Vonovia SE, Daten zum Carsharing (Bestandteil des Forschungsprojektes "ODH@Bochum-Weitmar"), 2022.
- [10] Fraunhofer UMSICHT, Thermische Gebäudesimulation (Bestandteil des Forschungsprojektes "ODH@Bochum-Weitmar"), 2022.
- [11] W. Holmgren, C. Hansen and M. Mikofski, "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems," *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884, 2018.
- [12] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), „Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher",“ [Online]. URL: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.PDF). [Zugriff am 16. August 2022].
- [13] Umweltbundesamt, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020,“ 2021. [Online]. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021_0.pdf. [Zugriff am 28. Juni 2022].
- [14] Umweltbundesamt, „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe,“ 2016. [Online]. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf. [Zugriff am 28. Juni 2022].

- [15] Gebäudeenergiegesetz (GEG), „Anlage 4 (zu § 22 Absatz 1) – Primärenergiefaktoren,“ 20. Juli 2022.
- [16] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), „§ 14a – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung; Verordnungsermächtigung,“ 8. Oktober 2022.
- [17] S. Flemming, J. Pemsel, T. Hirsch und P. Bretschneider, „Lademanagementmethode für Elektrofahrzeuge zur Senkung von Installations- und Betriebskosten von Ladepunkt-Gruppen,“ 5. RETcon, Nordhausen, 10.-11. Februar 2022, 2022.
- [18] T. Bauwens, „Polycentric Governance Approaches for a Low-Carbon Transition: The Roles of Community-Based Energy Initiatives in Enhancing the Resilience of Future Energy Systems,“ 2017, DOI:10.1007/978-3-319-33753-1_6.
- [19] A. Hackbarth und S. Löbke, „Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading,“ in *Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management*, 2018.
- [20] E. Mengelkamp, T. Schönland, J. Huber und C. Weinhardt, „The value of local electricity - A choice experiment among German residential customers,“ in *Energy Policy*, 2019, DOI:10.1016/j.enpol.2019.04.008.
- [21] J. Sagebiel, J. Müller und J. Rommel, „Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany,“ in *Energy Research & Social Science*, 2014, DOI:10.1016/j.erss.2014.04.003.
- [22] European Commission, „Questions and Answers on the REPowerEU Communication,“ 18. Mai 2022. [Online]. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_22_3132. [Zugriff am 13. Oktober 2022].
- [23] L. Castellazzi, P. Bertoldi und M. Economidou, „Overcoming the split incentive barrier in the building sectors: unlocking the energy efficiency potential in the rental & multifamily sectors,“ EUR 28058 EN, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2017, DOI:10.2790/912494, JRC101251.
- [24] O. Abrishambaf, F. Lezama, P. Faria und Z. Vale, „Towards transactive energy systems: An analysis on current trends,“ *Energy Strategy Reviews* 26, 2019, DOI:10.1016/j.esr.2019.100418.
- [25] J. Lowitzsch, „Investing in a renewable future – renewable energy communities, consumer (co-)ownership and energy sharing in the clean energy package,“ 2020, DOI:10.4337/eecj.2020.02-03.06.
- [26] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.), „Wie kann der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie beschleunigt,“ in *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung*, 2022, DOI: https://doi.org/10.48669/esys_2022-4.
- [27] S. Pelka, E. J. L. Chappin, M. Klobasa und L. J. de Vries, „Participation of active consumers in the electricity system: Design choices for consumer governance,“ *Energy Strategy Reviews* 44, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100992>.
- [28] L. Roth, J. Lowitzsch, Ö. Yildiz und A. Hashani, „Does (Co-)ownership in renewables matter for an electricity consumer’s demand flexibility? Empirical evidence from Germany,“ 2018, DOI:10.1016/j.erss.2018.07.009.
- [29] B. Koirala, Y. Araghi, M. Kroesen und A. Ghorbani, „Trust, awareness, and independence: Insights from a socio-psychological factor analysis of citizen knowledge and participation in community energy systems,“ 2018, DOI:10.1016/j.erss.2018.01.009.

- [30] Fraunhofer CINES, „Digitalisierung des Energiesystems – 14 Thesen zum Erfolg,“ 2022. [Online]. URL: <https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/CINES%20Thesenstudie-Digitalisierungl.pdf>. [Zugriff am 06. Oktober 2022].
- [31] P. Neetzow, A. Pechan und K. Eisenack, „Electricity storage and transmission: Complements or substitutes?,“ *Energy Economics, Volume 76*, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.021>.
- [32] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.), „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem – Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung,“ 2020.

Anhang

Szenario	1a	1b	2a	2b	3a	3b	3c
Energiemenge							
Strombedarf gesamt [MWh]	260,6	260,6	260,6	260,6	285,4	285,4	525,1
PV-Erzeugung [MWh]	207,5	207,5	207,5	207,5	207,5	207,5	207,5
PV-Einspeisung [MWh]	139,3	101,4	101,0	71,0	45,4	45,4	45,4
Netzbezug [MWh]	192,5	154,6	154,2	125,4	124,6	124,5	364,0
PV-Direktverbrauch [MWh]	68,2	106,0	106,0	106,0	131,8	131,8	139,4
PV-Eigenverbrauch [MWh]	68,2	106,0	106,4	136,5	162,1	162,1	162,1
Strom-Einspeicherung [MWh]	-	-	0,4	30,4	30,3	30,3	22,7
Strom-Ausspeicherung [MWh]	-	-	0,4	29,2	29,0	29,0	21,8
Strombedarf Haushalte [MWh]	247,8	247,8	247,8	247,8	247,8	247,8	247,8
Strombedarf Allgemeinstrom [MWh]	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Strombedarf Erd-WP [MWh]	0,5	0,5	0,5	0,5	17,3	17,3	87,1
Strombedarf Luft-WP 1 [MWh]	0,2	0,2	0,2	0,2	6,9	6,9	88,9
Strombedarf Luft-WP 2 [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,3	89,1
Strombedarf Ladepunkte [MWh]	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Wärmebedarf [MWh]	1.289,4	1.289,4	1.289,4	1.289,4	1.289,4	1.289,4	1.289,4
Wärmeerzeugung Erd-WP [MWh]	2,0	2,0	2,0	2,0	75,7	75,8	381,7
Wärmeerzeugung Luft-WP 1 [MWh]	0,6	0,6	0,6	0,6	27,6	27,4	355,5
Wärmeerzeugung Luft-WP 2 [MWh]	0,1	0,1	0,1	0,1	4,8	5,0	356,5
Wärmeerzeugung Kessel 1 [MWh]	1.028,2	1.028,2	1.028,2	1.028,2	929,3	929,2	197,3
Wärmeerzeugung Kessel 2 [MWh]	258,6	258,6	258,6	258,6	253,3	253,3	1,1
Wärme-Einspeicherung [MWh]	-	-	-	-	25,6	25,6	53,3
Wärme-Ausspeicherung [MWh]	-	-	-	-	24,3	24,3	50,6
Gasbezug [MWh]	1.430,1	1.430,1	1.430,1	1.430,1	1.314,3	1.314,2	220,5
Key-Performance-Indicator							
Reduktion CO ₂ -Emissionen (cross-sektoral) [%]	6,6	10,3	10,3	13,1	19,2	19,2	53,4
Reduktion Primärenergiebedarf [%]	6,1	9,4	9,5	12,0	18,3	18,3	56,1
EE-Eigenverbrauchsquote (elektrisch) [%]	32,9	51,1	51,3	65,8	78,1	78,1	78,1
EE-Eigenversorgungsquote (elektrisch) [%]	26,2	40,7	40,8	46,5	50,9	51,0	29,4
EE-Eigenversorgungsquote (cross-sektoral) [%]	4,4	6,8	6,9	8,6	20,0	19,9	24,6
Jahresvollzyklen Stromspeicher [1/a]	-	-	2,6	190,0	189,1	188,9	141,8
Jahresvollzyklen Wärmespeicher [1/a]	-	-	-	-	173,7	173,7	361,4