BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Leitfaden zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren

80

OpenAI. (2025). *ChatGPT-4o*

# Leitfaden zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren


**Bergische Universität Wuppertal**
**Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik**

**Stadtwerke Bielefeld GmbH**



**Neue Energie aus Wuppertal**
**Band 80**


Stadtwerke Bielefeld

BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

Stadtwerke Bielefeld

# Leitfaden zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung von Neubauquartieren

Gefördert durch:

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Wuppertal 2026

**NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL**

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Grundlagen zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren
Neue Energie aus Wuppertal, Band 80, 1. Auflage

© Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle OpenAI. (2025). *ChatGPT-4o*

## Forschungsprojekt

Dieser Leitfaden ist im Rahmen des Forschungsprojekts „Planungs- und Betriebsgrundsätze für die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energienetzen in Quartieren“ (NeuPlan) entstanden. Das diesem Dokument zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln aus dem „Programm für rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) – Programmbereich Klimaschutztechnik“ des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen unter dem Förderkennzeichen 64.65.22.25-00007 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Projektkonsortium:

- **Bergische Universität Wuppertal**
- Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
- Rainer-Gruenter-Str. 21
- 42119 Wuppertal

- **Stadtwerke Bielefeld GmbH**
- Schildescher Straße 16
- 33611 Bielefeld

## Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

## Hinweis zum Urheberrecht und geistigen Eigentum

Das Urheberrecht für die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments bleibt alleine den Autoren vorbehalten. Alle Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Grafiken unterliegen dem Urheberrecht und Gesetzen zum Schutz geistigen Eigentums.

## Gender-Hinweis

In diesem Dokument wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum, insbesondere „Endkunde“, verwendet. Im Sinne der Gleichbehandlung gelten entsprechende Begriffe grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform beinhaltet keine Wertung, sondern hat lediglich redaktionelle Gründe. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden daher dabei ausdrücklich mitgemeint.

## Zitieren nach

Gerth, W.; Schulze Berge, E.; Güths, M.; Zdrallek, M.: Grundlagen zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 80, Wuppertal, 2026

## Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek (zdrallek@uni-wuppertal.de)
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

## Hauptautoren dieses Leitfadens

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

| | |
|---|---|
| Wiebke Gerth | Schwerpunkt Wärmeversorgungskonzepte |
| Eric Schulze Berge | Schwerpunkt Stromnetzplanung |

Stadtwerke Bielefeld GmbH

| | |
|---|---|
| Marius Güths | Schwerpunkt Energieflussoptimierung |

# Präambel

Die Planung der Energieinfrastruktur in Neubauquartieren wird durch dezentrale Erzeuger, neue Lasten Sektorenkopplung und das Ziel einer klimaneutralen Energieversorgung zunehmend anspruchsvoller. Besonders auf der „grünen Wiese“, also bei Neuerschließungen von Wohn- und Gewerbegebieten, stößt die manuelle Netzplanung an ihre Grenzen. Ein sektorenübergreifender Planungsansatz ermöglicht es, unterschiedliche Versorgungsaufgaben systematisch zu analysieren, Kosten CO2-Intensität, Anlagendimensionierung und Netzauslegung zu vergleichen sowie standortspezifisch zu optimieren.

Im Projekt „Planungs- und Betriebsgrundsätze die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energienetzen in Quartieren (NeuPlan)“ wurden daher Grundlagen für eine sektorenübergreifende Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren entwickelt. Ziel war es Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen gemeinsam zu betrachten und wirtschaftliche sowie technisch geeignete Versorgungskonzepte zu identifizieren. Das Projekt wurde von einem Konsortium initiiert und durch das Landesministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert. Die Ergebnisse wurden von der Bergischen Universität Wuppertal und der Stadtwerke Bielefeld GmbH erarbeitet und in diesem Leitfaden zusammengefasst.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wahl des Wärmeversorgungskonzepts entscheidenden Einfluss auf die gesamte Energieinfrastruktur hat. Besonders relevant ist dabei die Verfügbarkeit von Fernwärme, die räumliche Struktur des Quartiers sowie die relativen Kosten von Energieträgern und Technologien. In den meisten untersuchten Quartiersszenarien fiel die Entscheidung zwischen zentraler Fernwärme und dezentralen Wärmepumpen. Die Stromnetzplanung erwies sich hingegen weitgehend unabhängig von den Wärmeversorgungskonzepten und wird vor allem durch die Rückspeisung von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz bestimmt.

Zu beachten sind einige Rahmenbedingungen und Annahmen, unter denen dieser Leitfaden entstanden ist:

Dieser Leitfaden beschreibt ausdrücklich verallgemeinerte Planungs- und Betriebsgrundsätze mit dem Ziel einer volkswirtschaftlichen Optimierung.

Die Erkenntnisse basieren auf dem aktuellen Stand der Energieträgerpreise, Technologie- und Betriebsparameter sowie der Energienetzkosten der Jahre 2024 bis 2025.

Aufgrund der dynamischen Technologieentwicklung und sich kontinuierlich verändernder Rahmenbedingungen müssen die Ergebnisse künftig regelmäßig angepasst werden. Der Leitfaden kann daher nur als Grundlage für die Ableitung unternehmensindividueller Planungs- und Betriebsgrundsätzen dienen.

# Inhaltsverzeichnis


**1 Einleitung ... 5**

1.1 Die Rolle der Energieleitplanung für die sektorübergreifenden Planung von Energienetzen in Neubauquartieren ... 5

1.2 Einordnung und Fokus des Leitfadens ... 9

1.3 Aufbau des Leitfadens ... 11

**2 Grundlagen der sektorenübergreifenden Planung ... 13**

2.1 Anforderungen an die Planung von Stromnetz ... 13

2.2 Anforderungen an die Planung von Wärmenetz ... 15

2.3 Anforderungen an die Planung von Gasnetz ... 18

**3 Struktureller und energetischer Quartiersaufbau ... 21**

3.1 Definition und Einordnung des Quartiersbegriffs ... 21

3.1.1 Regulatorische Einordnung im Rahmen der Bauleitplanung ... 22

3.1.2 Sozioökonomische Charakterisierung des Quartiersaufbau ... 25

3.1.3 Energetische Charakterisierung der Quartiersstruktur ... 26

3.2 Aufbau einer vollumfänglichen Versorgungsaufgabe ... 27

**4 Gebäude im räumlichen Zusammenhang ... 33**

4.1 Vergleich auf Basis der Stadtraumtypen ... 33

4.2 Wärmeversorgungskonzepte in Neubauquartieren ... 36

4.3 Bestimmung von Optimierungsebenen ... 38

**5 Elemente einer strategischen Energieleitplanung ... 45**

5.1 Sektorenübergreifender Planungsansatz ... 45

5.2 Planung leitungsgebundener Energieträger ... 46

**6 Energiewirtschaftliche Bewertung aller Optimierungsebenen ... 53**

6.1 Definition und Aufbau des Lösungsraums ... 53

6.1.1 Grundlagen zur Lösungsraummodellierung ... 53

6.1.2 Modellierung und Kategorisierung der Energiebedarfe ... 54

6.1.3 Im Lösungsraum berücksichtigte Technologien ... 55

6.1.4 Varianten zum Vergleich der Eignung verschiedener Technologieszenarien ... 57

6.2 Energiewirtschaftliche Prämissen und Optimierungsziel ... 58

6.3 Adressieren von Spitzenlasten ... 60

6.4 Zusammenfassung der Methodik zur Energiesystemoptimierung und Variantenbetrachtung ... 61

**7 Methode der Gasnetzplanung ... 63**

**8 Methode der Wärmenetzplanung ... 67**

**9 Spannungsebenenübergreifende Stromnetzplanung ... 73**

9.1 Peripherie Einbindung des Versorgungsgebiets ... 73

9.2 Planung der konkreten Niederspannungsnetzstrukturen ... 75

9.2.1 Spezifikationen und Aufbau des genetischen Algorithmus ... 76

9.2.2 Anwendung des genetischen Algorithmus ... 78

**10 Analyse repräsentativer Quartiere ... 81**

10.1 Zensusdatenanalyse repräsentativer Neubauquartiere ... 81

10.2 Ableitung von Quartiersszenarien für das Quartier alter Güterbahnhof ... 88

10.3 Exemplarisches Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet ... 91

**11 Ableitung von zentralen Erkenntnissen zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung ... 105**

11.1 Zentrale Erkenntnisse für die Wärmeversorgung ... 105

11.1.1 Diskussion der Analyse aller Quartiersszenarien ... 105

11.1.2 Sensitivität der Planung optimierter Wärmeversorgungskonzepte ... 111

11.2 Zentrale Erkenntnisse für die Stromnetzplanung ... 115

11.3 Zentrale Erkenntnisse im Rahmen der Energieflussoptimierung ... 118

**12 Planungs- und Betriebsgrundsätze zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung ... 122**

**13 Literatur ... 127**

**14 Anhang ... 141**

14.1 Technische und Ökonomische Eingangsdaten und Parameter ... 141

14.2 Steckbriefe der Quartiersszenarien ... 146

14.3 Merkmale der Wärmenetzgenerationen ... 153

14.4 Auswertung Bebauungspläne ... 154

**Abbildungsverzeichnis ... 157**

**Tabellenverzeichnis ... 162**

**Abkürzungsverzeichnis ... 165**

# 1 Einleitung

In diesem Kapitel wird erklärt, in welchem Kontext der Leitfaden entsteht. Zunächst wird die Energieleitplanung eingeordnet und gezeigt, welche Bedeutung sie für die sektorenübergreifende Planung von Energienetzen in Neubauquartieren hat. Danach wird die Motivation für die Erstellung des Leitfadens sowie ein Fokus und seine Zielsetzung beschrieben. Zum Schluss wird der grundlegende Aufbau des Leitfadens vorgestellt.

## 1.1 Die Rolle der Energieleitplanung für die sektorübergreifenden Planung von Energienetzen in Neubauquartieren

In den vergangenen Jahrzehnten hat die Nutzung fossiler Energieträger zu einem deutlich erhöhten Ausstoß von Treibhausgasen (THG), insbesondere Kohlenstoffdioxid ($CO_2$), in der Atmosphäre geführt [1]. Die dadurch erhöhte THG-Konzentration hat bereits einen Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur um rund $\Delta T = 1$ K verursacht [1]. Als Reaktion auf diese Entwicklung wurde im Dezember im Jahr 2015 auf der 21. UN-Klimakonferenz in Paris das Pariser Abkommen verschiedet [2]. Darin einigten sich 197 Staaten, darunter auch Deutschland, darauf, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur deutlich unter $\Delta T = 2$ K zu begrenzen und möglichst auf maximal $\Delta T = 1{,}5$ K zu beschränken [2].

Diese internationale Verpflichtung hat die Bundesregierung im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) in nationales Recht überführt. Demnach sollen die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 sinken. Folgend sollen bis zum Jahr 2040 die THG-Emissionen um 88 % im Vergleich zum Referenzjahr 1990 sinken. Für das Jahr 2045 setzt sich Deutschland das Ziel der Netto THG-Neutralität und bis zum Jahr 2050 sollen negative THG-Emissionen erreicht werden [3].

Um die Ziele des KSG zu erreichen und dem Abkommen der 21. UN-Klimakonferenz gerecht zu werden, muss ein Kontinuum an Maßnahmen umgesetzt werden, um die THG-Emissionen zu verringern. Klimaschutzprogramme wie das Klimaschutzprogramm 2023 dienen der Umsetzung des KSG und konkretisieren Maßnahmen zur Reduktion von THG-Emissionen [3]. So wurden im Klimaschutzprogramm 2023 sektorale Maßnahmen für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft sowie sektorenübergreifende Maßnahmen definiert [4].

Darüber hinaus wurden weitere zentrale Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen umgesetzt. Dazu zählt das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) aus dem Jahr 2020, das die schrittweise Abschaltung von Kohlekraftwerken in Deutschland bis spätestens zum Jahr 2038 regelt [5]. Eine weitere zentrale Maßnahme ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) aus dem Jahr 2019. Es führte im Jahr 2021 einen nationalen Handel mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen ein und legt seither einen $CO_2$-Preis fest [6]. Seit dem Jahr 2021 steigt der $CO_2$-Preis kontinuierlich und wird

durch die geplante Ausweitung des europäischen Emissionshandels ab dem Jahr 2027 weiter zunehmen [7].

Zum 1. Januar 2024 wurde das Gebäudeenergiegesetz (GEG) novelliert und regelt nun die Anforderungen an Heizungssysteme in Neubauten. So dürfen in Neubauten innerhalb von Neubaugebieten nur Heizungen installiert werden, die auf mindestens 65 % erneuerbaren Energien (EE) basieren. [8]

Die zuvor aufgeführten Maßnahmen verdeutlichen, dass die Nutzung fossiler Energieträger in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr schrittweise reduziert werden soll. Ziel ist es, die Energieversorgung dieser Sektoren zunehmend auf EE umzustellen. Diese Transformation wird allgemein als Energiewende bezeichnet. Im Jahr 2024 ist der Anteil EE in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr unterschiedlich ausgeprägt. Dies wird in Abbildung 1-1 dargestellt, so weist der Sektor Strom bereits einen erneuerbaren Anteil von 54 % am Bruttostromverbrauch auf [9]. Mit Anteilen von 18 % am Endenergieverbrauch für Wärme und 7 % im Sektor Verkehr weisen die Sektoren Wärme und Verkehr derzeit einen geringeren Anteil von EE auf, der in den letzten Jahren jedoch zugenommen hat [9].

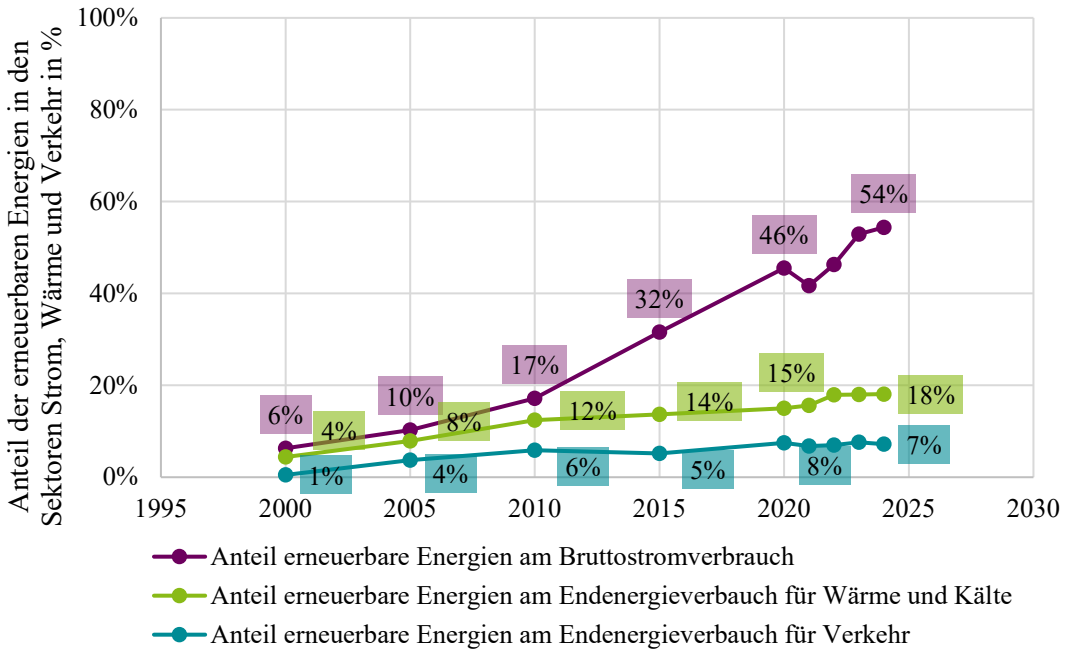


**Abbildung 1-1: Anteil EE am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärm, Kälte und Verkehr von 2000 bis 2024, eigene Darstellung auf Basis von [9]**

Damit eine Reduktion der THG-Emissionen erreicht wird, müssen die Anteile der EE in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bis zum Jahr 2045 auf 100 % ansteigen. In den letzten Jahren ist der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen (PV) in Deutschland stark angestiegen, wobei der Großteil der PV-Anlagen in das Niederspannungsnetz (NS) angeschlossen werden [10]. Dies stellt einen Bruch zum bisherigen hierarchischen Aufbau der Stromerzeugung in Deutschland dar [11]. Neben der steigenden Anzahl von Erzeugungsanlagen wächst auch die Zahl der Lasten mit

hohem elektrischen Leistungsbedarf, wie elektrische Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Der Umstieg im Wärmesektor wird u. a. durch das GEG vorangetrieben [8]. Die Umstellung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auf Elektrofahrzeuge wird durch Initiativen der Bundesregierung, wie dem „Masterplan Ladeinfrastruktur II“ oder Änderungen im Kraftfahrzeugsteuergesetz unterstützt [12], [13]. Die Entwicklung neuer Einspeiser und Lasten führt insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zu strukturellen Veränderungen und zu einem erhöhten Bedarf an Netzausbau [14].

Nicht nur das Stromnetz, sondern auch die Wärmeversorgung über Wärmenetze wird sich in Zukunft grundlegend verändern. Im Jahr 2024 lag die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen bei rund 115 TWh [15]. Die Abbildung 1-2 zeigt die prozentuale Verteilung der eingesetzten Energieträger zur Fernwärmeerzeugung im Jahr 2024. Etwa 61 % stammen aus fossilen Energieträgern wie Erdgas, Erdölgas, Stein- und Braunkohle oder Mineralöle. Der Anteil EE liegt bei rund 26 %.

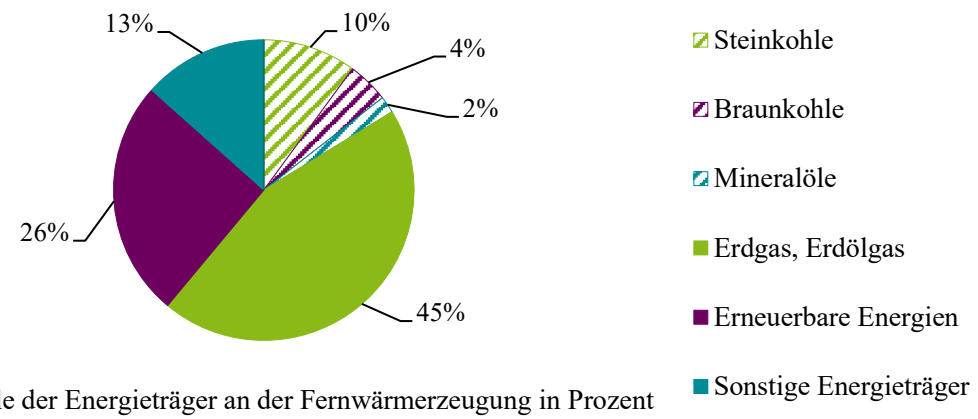


**Abbildung 1-2: Prozentuale Verteilung der Energieträger zur Fernwärmeerzeugung, eigene Darstellung auf Basis von [15]**

Die relevantesten klimaneutralen Technologien für die Fernwärmeerzeugung sind in [16] im Szenario Klimaneutrales Deutschland 2045 Großwärmepumpen, Geothermie, Elektro-Kessel und die Nutzung von unvermeidbarer Abwärme. Feste und gasförmige Biomasse sowie erneuerbarer Abfall behalten einen Anteil, werden jedoch nicht weiter ausgebaut. Die zunehmende Integration neuer erneuerbarer Erzeuger führt insbesondere in bestehenden Wärmenetzen zu strukturellen Veränderungen.

Weiterhin werden in der Studie [17] verschiedene bereits abgeschlossene kommunale Wärmeplanungen analysiert, wobei die Anteile der Wärmeversorgung durch Wärmenetze im Status Quo und im Jahr 2045 verglichen werden. Dabei zeigt sich, dass Wärmenetze im Status Quo durchschnittlich 9 % der Wärmeversorgung innerhalb einer Kommune decken, während im Zieljahr ein Anteil von rund 37 % angestrebt wird. Bei der Planung von Neubau und Erweiterung von Nah- und Fernwärmenetzen berücksichtigen 44 % der analysierten kommunalen Wärmepläne auch die eingesetzten Energieträger und Wärmeerzeugungstechnologien. Hierbei

kommen im Zieljahr Biomasse und Wärmepumpen am häufigsten zum Einsatz, während Wasserstoff, $CO_2$-neutrale Energieträger wie Biometahn, synthetisches Methan sowie Abfall nur selten vorgesehen sind [17].

Die Substitution des Energieträgers Erdgas durch Wasserstoff sowie der rückläufige Erdgasbedarf in der Gebäudewärmeversorgung führen zu Veränderungen in Erdgas- bzw. perspektivisch Wasserstoffnetzen. Diese Entwicklung wird durch das GEG und die nationale Wasserstoffstrategie sowie deren Fortschreibung der Bundesregierung vorangetrieben [8], [18], [19].

Um zu beurteilen, welche Energieinfrastruktur innerhalb eines bestimmten Gebietes wirtschaftlich und technisch sinnvoll ist, müssen geeignete Planungs- und Betriebsgrundsätze (PuB) entwickelt werden. Diese sollen alle potenziell umsetzbaren Energieinfrastrukturen in diesem Gebiet sowie deren Aus- und Wechselwirkungen zueinander berücksichtigen. Auf die Notwendigkeit einer solchen sektorenübergreifenden Betrachtung wird u. a. im Impulspapier „Lokale Energieinfrastrukturen – Rückgrat der Energiewende vor Ort“ hingewiesen [20]. Dort wird beschrieben, dass Energieinfrastrukturen auf lokaler Ebene bislang sektorengetrennt und nicht sektorenübergreifend geplant werden. Es existieren bereits Planungsinstrumente für einzelne Energieinfrastrukturen, wie die kommunale Wärmeplanung, die im Wärmeplanungsgesetz (WPG) verankert ist, der Netzentwicklungsplan für Strom und Gasnetze auf Übertragungsebene sowie Netzausbaupläne auf der Verteilnetzebene [21], [22], [23], [24]. Insbesondere in Neubauquartieren besteht die Möglichkeit, bestehende Hemmnisse der bisherigen sektorengetrennten Planung zu vermeiden, indem frühzeitig sektorenübergreifend geplant wird. Da die Energieinfrastrukturen dort noch nicht vorhanden sind, können sie von Beginn an gezielt sektorenübergreifend geplant und umgesetzt werden. So lässt sich die Energieinfrastruktur an den tatsächlichen Bedarf und die räumliche Struktur des Neubauquartiers anpassen.

Der mögliche Lösungsraum auf der „grünen Wiese“ und die zunehmende Komplexität neu zu planender Energieinfrastrukturen, bedingt durch dezentrale Erzeuger, Lasten und Sektorenkopplung, erschwert eine manuelle Planung von Energieinfrastrukturen zunehmend. Um den Planungsaufwand und den Investitionsbedarf zu verringern, nutzen erste Verteilnetzbetreiber bereits automatisierte Zielnetzplanungen [24]. Eine automatisierte Planung von neuen Energieinfrastrukturen ermöglicht es, unterschiedliche Versorgungsaufgaben innerhalb eines Quartiers systematisch zu analysieren, Kosten, $CO_2$-Intensität, Anlagendimensionierung und Netzauslegung zu vergleichen sowie auf lokale Rahmenbedingungen anzupassen. Damit können Quartiersplaner und Netzbetreiber fundierte Entscheidungen darüber treffen, welche Energieinfrastrukturen sowie welche Kombination aus Lasten, Erzeugungs- und Speicheranlagen die notwendige Grundlage für eine wirtschaftlich und technisch umsetzbare Versorgungsaufgabe darstellen.

## 1.2 Einordnung und Fokus des Leitfadens

Das Hauptziel des Forschungsprojektes „*Planung und Betriebsgrundsätze die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energienetzen in Quartieren (NeuPlan)*“ besteht darin, zu untersuchen, wie sektorenübergreifende Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren geplant und betrieben werden können, wenn zur Auswahl geeigneter Technologien und Energieträger eine sektorenübergreifende Optimierung eingesetzt wird. Neubauquartiere bieten hierbei die Möglichkeit, Energieinfrastrukturen von Beginn an zukunftsfähig und klimazielkonform zu gestalten. Voraussetzung dafür ist eine sektorenübergreifende Betrachtung der Strom-, Wärme und Gasinfrastrukturen sowie zukünftige Lasten, Erzeugungs- und Umwandlungsanlagen, um die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen sinnvoll aufeinander abzustimmen.

Der Leitfaden verfolgt das Ziel, die folgenden zentralen Fragestellungen zur sektorenübergreifenden Quartiersplanung zu beantworten:

- Welche Energieinfrastrukturen sind für ein energieoptimiertes Neubauquartier sinnvoll und in welchen Bebauungsstrukturen sind diese jeweils geeignet?
- Welche innovativen Technologien und Sektorenkopplungsanlagen kommen zum Einsatz?
- Welche neuen PuB ergeben sich bei einer sektorenübergreifenden Planung?
- Wie kann die Methodik für einen sektorenübergreifenden Planungsansatz für Neubauquartiere gestaltet sein?

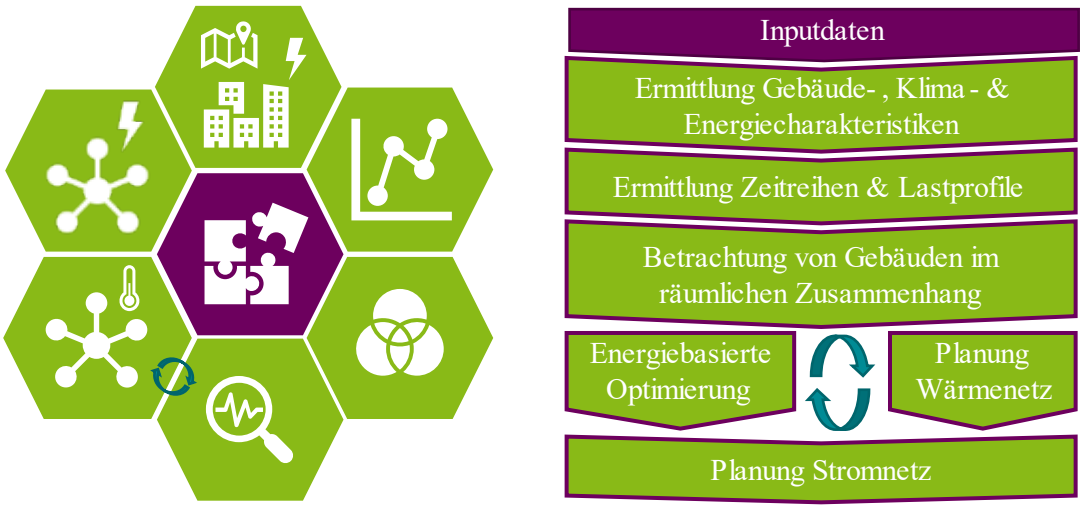


**Abbildung 1-3: Ablauf der automatisierten sektorenübergreifenden Planung**

Die Beantwortung der genannten Fragestellungen werden in Form von PuB festgehalten. Abbildung 1-3 veranschaulicht den grundsätzlichen Ablauf des automatisierten sektorenübergreifenden Planungsverfahren, das als Methodik zur Analyse unterschiedlicher Quartiersszenarien dient. Die Quartiersszenarien berücksichtigen u. a. verschiedene Gebäudetypologien und bilden die Grundlage für die Ableitung von PuB für die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren.

Zur Bestimmung der PuB wird vor diesem Hintergrund wie folgt vorgegangen:

1. Analyse der Anforderungen an Neubauquartiere

Zunächst erfolgt eine Analyse der Anforderungen an Neubauquartiere. Hierfür werden verschiedene Bebauungspläne hinsichtlich baulicher Nutzung, Bauweise, Flächennutzung sowie der vorgesehenen Energieinfrastruktur untersucht. Ergänzend werden zentrale Trends und Einflussfaktoren identifiziert, die für den Aufbau von neuen Energieinfrastrukturen relevant sind. Berücksichtigt werden dabei neue Verbraucher, Erzeugungs- und Umwandlungsanlagen sowie die aktuelle Gesetzeslage. Diese Vorgehensweise wird unter dem Begriff der Quartiersanalyse zusammengefasst und bildet die Grundlage für eine automatisierte sektorenübergreifende Planung. Hierfür wird eine detaillierte Datenbasis zu Gebäude-, Klima- und Energiecharakteristiken des Quartiers aufgebaut und darauf aufbauend Zeitreihen für Last- und Erzeugungsprofile abgeleitet, die die Versorgungsaufgabe des Quartiers abbilden.

2. Analyse der Gebäude im räumlichen Zusammenhang und Ableitung von Wärmeversorgungskonzepten

Im nächsten Schritt werden die Gebäude im räumlichen Zusammenhang analysiert. Ziel ist es, den Bottom-Up-Ansatz von der Gebäudeebene bis auf Quartiersebene umzusetzen und eine differenzierte Betrachtung einzelner Teilbereiche des Quartiers zu ermöglichen. Auf dieser Grundlage werden Entscheidungen über die Eignung zentraler oder dezentraler Wärmeversorgungskonzepte für unterschiedliche Bereiche des Quartiers vorbereitet. Zudem werden die verschiedenen Optimierungsebenen systematisch definiert und die grundsätzlich möglichen Wärmeversorgungskonzepte unter Berücksichtigung der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen dargestellt.

3. Entwicklung und Übertragung von Quartiersszenarien auf das Projektgebiet „alter Güterbahnhof“

Aufbauend auf der Quartiersanalyse werden verschiedene Quartiersszenarien erstellt und auf das Projektgebiet „alter Güterbahnhof“ in Bielefeld übertragen. Dieses Projektgebiet dient als Referenz, um daraus praxisnahe Handlungsempfehlungen für die Neuplanung sektorenübergreifender Energienetze abzuleiten. Die Quartiersszenarien berücksichtigen unterschiedliche Gebäudetypologien, verschiedene E-Mobilitätsszenarien sowie verschiedene Technologieszenarien.

4. Anwendung der energiebasierten Optimierung

Es wird eine energiebasierte Optimierung auf verschiedene Quartiersszenarien angewendet. Die energiebasierte Optimierung optimiert Energieflüsse sowie unterschiedliche

Technologieszenarien anhand technischer und wirtschaftlicher Bewertungskriterien und bildet die Grundlage für die anschließende Netzauslegung.

5. Planung der Energienetze

Auf Grundlage der energiebasierten Optimierung erfolgt die Planung der Strom-, Wärme und Gasnetze. Dabei werden sowohl die Peripherie des Quartiers (umliegende Energieinfrastrukturen) als auch unterschiedliche Last- und Einspeiseanforderungen berücksichtigt.

6. Ableitung neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze

Abschließend werden auf Basis der zuvor definierten technischen und wirtschaftlichen Bewertungskriterien die neuen PuB für die Neuplanung sektorenübergreifender Energieinfrastrukturen in Neubauquartiere formuliert.

Die neu entwickelten PuB verfolgen das Ziel, für die Neuplanung sektorenübergreifender Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren möglichst übertragbare und praxisnahe Leitlinien bereitzustellen. Diese sollen aufzeigen, nach welchen zentralen Prämissen, methodischen Vorgehensweisen und Szenarien Neubauquartiere geplant werden können, um eine technisch umsetzbare, wirtschaftliche und langfristig nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen.

Der Fokus der Untersuchung im Rahmen des Leitfadens liegt auf der Planung sektorenübergreifender Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren. Bestehende Quartiere werden nicht betrachtet, da abweichende rechtliche Rahmenbedingungen, vorhandene Energieinfrastrukturen, notwendige Sanierungsmaßnahmen sowie spezifische Eigentümerstrukturen die praktische Umsetzbarkeit der abgeleiteten Planungsansätze für bestehende Quartiere maßgeblich begrenzen würden. Dennoch wird die vorhandene Energieinfrastruktur außerhalb des Quartiers (umliegende Energieinfrastrukturen) berücksichtigt, um die Anbindung von Neubauquartieren an bestehende Netze sicherzustellen und eine realistische Planung zu ermöglichen. Der Leitfaden konzentriert sich damit gezielt auf die spezifischen Anforderungen und Potenziale einer grundsätzlich neuen Energieinfrastruktur, einschließlich zukünftiger Lasten und Erzeuger.

## 1.3 Aufbau des Leitfadens

Der Aufbau des Leitfadens orientiert sich an der in Abschnitt 1.2 vorgestellten Methodik, die zudem in Abbildung 1-3 schematisch dargestellt ist. Der Leitfaden ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 (Seite 13) werden die Grundlagen der sektorenübergreifenden Planung dargestellt. Kapitel 3 (Seite 21) beschreibt die Erstellung einer detaillierten Datenbasis zu Gebäude-, Klima- und Energiecharakteristiken des betrachteten Quartiers sowie die darauf aufbauende Ableitung von Zeitreihen für Last- und Erzeugerprofile, welche die Versorgungsaufgabe des Quartiers abbilden. Im darauffolgenden Kapitel 4 (Seite 33) erfolgt die Analyse der Gebäude im räumlichen

Zusammenhang und die Darstellung der Optimierungsebenen sowie möglicher Wärmeversorgungskonzepte. Das automatisierte, sektorenübergreifende Planungsverfahren nutzt verschiedene methodische Ansätze für Strom-, Wärme- und Gasnetze. Die zugrunde liegenden Elemente der strategischen Energieleitplanung werden in Kapitel 5 (Seite 45) ausführlich dargestellt. Kapitel 6 behandelt (Seite 53) die energiebasierte Optimierung. Aufbauend auf den vorangegangenen Kapiteln werden in den Kapiteln 7 bis 9 die zur Ableitung Gas-, Wärme- und Stromnetze eingesetzten Planungsverfahren detailliert erläutert. Dabei widmet sich Kapitel 7 dem Gasnetz (Seite 63), Kapitel 8 dem Wärmenetz (Seite 67) und Kapitel 9 dem Stromnetz (Seite 73). In Kapitel 10 (Seite 81) wird das sektorenübergreifende Planungsverfahren auf sieben Quartiersszenarien angewendet, um die Auswirkungen unterschiedliche Szenarien zu untersuchen. In Kapitel 11 (Seite 105) sind zentralen Ergebnisse dargestellt und in Kapitel 12 (Seite 122) sind die PuB aufgeführt, die die zentralen Fragestellungen dieses Leitfadens beantwortet werden.

# 2 Grundlagen der sektorenübergreifenden Planung

Die Transformation der Energiesysteme im Zuge der Energiewende stellt neue Anforderungen an die Planung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen. Insbesondere in Neubauquartieren sollten Strom-, Wärme- und Gasnetze zunehmend nicht mehr isoliert, sondern im Zusammenspiel betrachtet werden. Eine fundierte sektorenübergreifende Planung setzt ein vertieftes Verständnis der technischen, betrieblichen und strukturellen Grundlagen der einzelnen Energieträger voraus.

In den folgenden Unterkapiteln 2.1, 2.2 und 2.3werden die Grundlagen der leitungsgebundenen Energieträger Strom, Wärme und Gas separat dargestellt. Dabei werden die spezifischen technischen Charakteristika, Planungsprinzipien und Randbedingungen der einzelnen Netze erläutert.

## 2.1 Anforderungen an die Planung von Stromnetz

Das deutsche Stromnetz wird mit einer Nennfrequenz von $f_\mathrm{n} = 50$ Hz betrieben und lässt sich in sieben Netzebenen unterteilen. Diese Netzebenen umfassen die Höchstspannung (HöS), die Hochspannung (HS), die Mittelspannung (MS) und die Niederspannung (NS), sowie jeweils die Umspannebenen zwischen HöS/HS, HS/MS und MS/NS. Die HöS bildet als Übertragungsnetz die Ebene für den Transport großer Energiemengen über weite Distanzen, während HS, MS und NS das Verteilnetz bilden. Im Zuge der Energiewende wandelt sich dieses bisher hierarchische System jedoch grundlegend: Erzeugung verlagert sich zunehmend in die unteren Netzebenen, wodurch bidirektionale Energieflüsse und Rückspeisungen in höhere Ebenen an Bedeutung gewinnen [25], [26]. Für die räumlich begrenzte Anwendung auf Neubauquartiere liegt der Fokus auf der MS (Netzebene 5), den MS/NS (Netzebene 6) und der NS (Netzebene 7). Die MS-Ebene umfasst Spannungen zwischen $1\ \mathrm{kV} < U_\mathrm{n} < 36\ \mathrm{kV}$ mit $U_\mathrm{n}$ als die Nennspannung der Netzebene und dient der Primärverteilung sowie dem Anschluss kleiner konventioneller Kraftwerke und größerer EE-Anlagen. Die NS-Ebene mit Spannungen von $U_\mathrm{n} < 1\ \mathrm{kV}$ übernimmt die Sekundärverteilung und versorgt Wohn- und Gewerbegebäude, Kleinbetriebe und landwirtschaftliche Betriebe. Zudem speisen hier typischerweise dezentrale Erzeuger mit kleiner Leistung, wie Blockheizkraftwerke (BHKW) oder PV-Dachanlagen ein [26], [27].

Ein Stromnetz besteht aus zentralen technischen Komponenten wie Transformatoren, Schaltanlagen, Versorgungsleitungen und den angeschlossenen Endkunden. Transformatoren wandeln die Spannung zwischen den Netzebenen, Schaltanlagen dienen als Schalt- und Trennstellen, und die Leitungen verbinden die Endkunden, die sowohl Energie beziehen als auch einspeisen können. Grundsätzlich lassen sich Netze strukturell in Strahlen-, Ring- und Maschennetze unterteilen, welche in der folgenden Abbildung 2-1 schematisch dargestellt sind [26], [28].

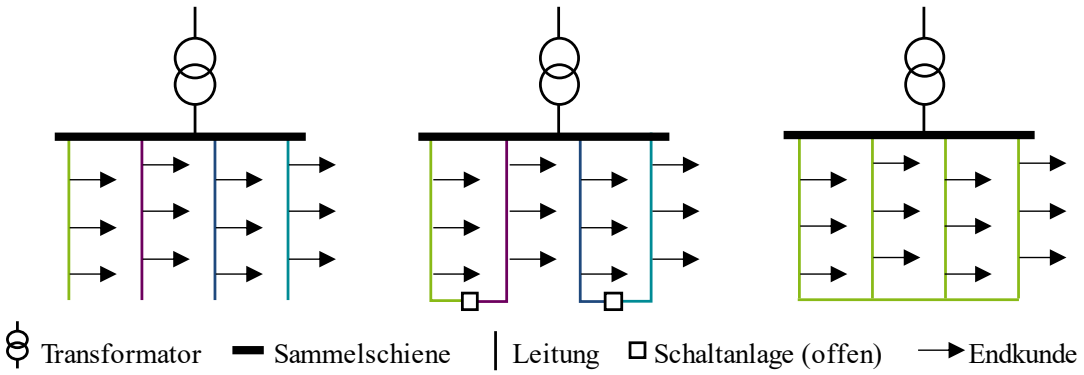


**Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Netztopologien mit Einfärbung nach Abgängen**

In einem Strahlennetz werden Endkunden radial von der unterspannungsseitigen Sammelschiene (SS) eines Transformators versorgt, sodass jeder Kunde nur über einen einzigen Pfad angebunden ist. Alle Komponenten entlang einer abgehenden Stammstrecke bilden dabei einen gemeinsamen Abgang. Diese Topologie erfordert den geringsten Planungsaufwand, jedoch führt eine Störung auf einem Abgang zum Ausfall aller nachgelagerten Endkunden [26], [28].

In Ring- und Maschennetzen besteht eine mehrseitige Versorgung eines Abgangs über mehrere Stammstrecken. Ringnetze entstehen, indem die Enden zweier Abgänge über eine Trennstelle verbunden werden, die offen oder geschlossen betrieben werden kann. Dadurch wird im Fehlerfall eine Umschaltung und schnelle Wiederversorgung ermöglicht [26], [28].

Maschennetze stellen die komplexeste und kostenintensivste Topologie dar. Bei dieser Topologie sind die Versorgungsleitungen an mehreren Punkten miteinander verbunden, sodass Verbraucher von mehreren Seiten versorgt werden können. Man unterscheidet dabei zwischen einfachgespeisten Maschennetzen, welche von einem Transformator gespeist werden, und mehrfachgespeisten Maschennetzen, welche von mehreren Transformatoren an verschiedenen Orten gespeist werden [26].

Die Wahl der Netzstruktur hängt wesentlich von den Anforderungen an Zuverlässigkeit und Redundanz ab. Nach § 1 Abs. 1 EnWG müssen Netzbetreiber Kosten, Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit gegeneinander abwägen [29]. NS-Netze werden daher aufgrund der geringeren Auswirkungen eines Ausfalls meist als Strahlennetze betrieben. MS-Netze hingegen verwenden überwiegend offene Halbringe und seltener geschlossene Ringstrukturen [25], [26]. Für den zulässigen Betrieb der Stromnetze müssen im Rahmen der strategischen Netzplanung spezifische Rahmenbedingungen sowie die dazugehörigen Normen eingehalten werden. Zu diesen gehört die Definition auslegungsrelevanter Betriebspunkte sowie die Festlegung von Grenzwerten an die Spannungshaltung und die Betriebsmittelbelastbarkeit. Eine Über- bzw. Unterschreitung dieser Grenzwerte wird im Folgenden als eine Grenzwertverletzung bezeichnet. Ein auslegungsrelevanter Betriebspunkt definiert dabei einen Netzzustand, der durch eine die jeweils vorherrschende Last- und Einspeisesituation einen Extremfall für das vorliegende Stromnetz darstellt. Durch Untersuchung und Auslegung eines Stromnetzes auf die Versorgung

dieser extremen Netzzustände kann sichergestellt werden, dass der Betrieb auch in allen anderen auftretenden Betriebspunkten zulässig ist [30]. Im Rahmen dieses Leitfadens werden die auslegungsrelevanten Betriebspunkte Starklast (SL) als Netzzustand mit maximalem Leistungsbezug und Starkeinspeisung (SE) als Netzzustand mit maximaler Rückspeisung bzw. minimalem Leistungsbezug.

Eine zentrale, technische Rahmenbedingung für den zulässigen Betrieb von Stromnetzen ist die Spannungshaltung. Dabei definiert die Norm DIN EN 50160 wesentliche Merkmale für die NS-, MS- und HS-Netze bezüglich Spannungshöhe, Frequenz, Kurvenspannungsform, Versorgungsunterbrechungen sowie Spannungsasymmetrie und -schwankungen [27]. Laut dieser darf das Verhältnis der Differenz aus Versorgungsspannung und Nennspannung zur Nennspannung an keinem Netzknoten das zulässige Spannungsband von $\Delta U/U_\mathrm{n} = \pm 10\,\%$ überschreiten. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen ist dabei sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für den Schutz der angeschlossenen Geräte essenziell. Darüber hinaus existieren mit der VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 technische Anschlussregeln für die NS bzw. MS, welche insbesondere den Netzanschluss von EE-Anlangen definieren [31], [32].

Neben der Spannungshaltung bildet die Belastbarkeit der Betriebsmittel eine weitere zentrale Rahmenbedingung, welche auf Basis der thermischen Belastungsgrenzen der jeweiligen Komponenten definiert ist. Folgend der Norm DIN DVE 0276-1000 wird für Leitungen ein thermischer Grenzstrom auf Basis des Bemessungsstrom definiert, welcher gleichzeitig mit $I/I_\mathrm{b} = 100\,\%$ die maximale Belastbarkeit für den Betriebsstrom einer Leitung definiert [33]. Ebenso ist folgend der Norm DIN EN 60076-1 für Transformatoren eine maximale Belastbarkeit von $S/S_\mathrm{r} = 100\,\%$ der zugehörigen Bemessungsscheinleistung definiert [34]. Aufgrund der Temperaturträgheit können Leitungen und Transformatoren allerdings unter gewissen Umständen für einen kurzen Zeitraum auch bis zu $I/I_\mathrm{b} = 120\,\%$ und $S/S_\mathrm{r} = 120\,\%$ betrieben werden.

## 2.2 Anforderungen an die Planung von Wärmenetz

Im Folgenden werden die Grundlagen von Wärmenetzen, deren Definition in diesem Leitfaden und deren Aufbau vorgestellt. Zudem werden technische Rahmenbedingungen, planerische Aspekte und Schnittstellen zu Strom- und Gasnetzen im Rahmen der Sektorenkopplung erläutert.

Wärmenetze ermöglichen den Ausgleich zwischen Wärmeangebot und -nachfrage, indem sie zentrale Wärmeerzeuger über ein Rohrleitungsnetz mit den Verbrauchern verbinden [35]. Sie versorgen Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG) mit Wärme, die zum Heizen, zur Warmwasserbereitung oder als Prozesswärme in NWG genutzt wird [36].

In einem Wärmenetz wird ein Wärmeträgermedium im Wärmeerzeuger erhitzt und mithilfe einer Pumpstation in das Rohrleitungsnetz eingespeist. Das erwärmte Wärmeträgermedium strömt im Vorlauf (VL) zu den Übergabestationen, wo es über Wärmetauscher seine Energie an die hausinternen Heiz- und Warmwassersysteme überträgt. Anschließend gelangt das abgekühlte

Wärmeträgermedium über den Rücklauf (RL) wieder zum Wärmeerzeuger, um erneut aufgeheizt zu werden. Daraus lässt sich ableiten, dass ein Wärmenetz im Wesentlichen aus dem Wärmeerzeuger, der Pumpstation, den VL- und RL-Leitungen und den Hausanschlüssen mit Übergabestationen besteht. Die Struktur von Wärmenetzen variiert je nach Größe und Komplexität. Kleinere Wärmenetze bestehen häufig aus einfacheren 2-Leiter-Systemen, die stern- oder strahlenförmig von der Wärmeerzeugung ausgehen und einen geringen Vermaschungsgrad aufweisen. Bei größeren Wärmenetzen mit mehreren Wärmeerzeugern wird das System zunehmend vernetzter, was zu einem höheren Vermaschungsgrad führt. [37]

Dieser vereinfachte Aufbau ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

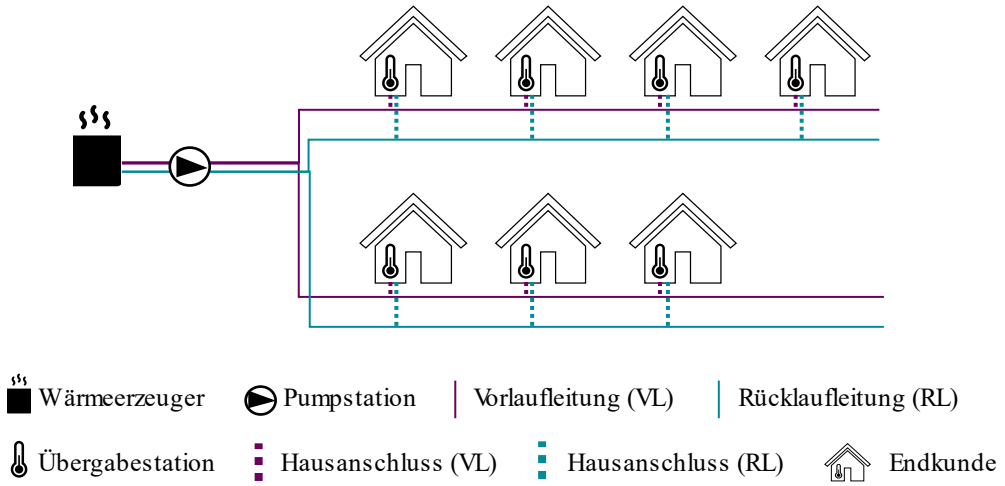


**Abbildung 2-2: Vereinfachte Darstellung eines Wärmenetzes, eigene Darstellung nach [37]**

Die Verteilung des Wärmeträgermediums innerhalb eines Wärmenetzes kann über verschiedene Trassenführungen erfolgen. Im Rahmen dieses Leitfadens werden zwei Varianten der Trassenführung näher betrachtet. Zum einem die Standard-Trassenführung in der Straße und zum anderen die Haus-zu-Haus-Trassenführung. Bei der Standard-Trassenführung wird jeder Endkunde direkt an die Haupt- oder Zweigleitung angeschlossen, was eine hohe Anschlussflexibilität für neue Endkunden bietet, jedoch bei einer geringen Anschlussdichte oder langen Rohrleitungen zu höheren Investitionskosten führen kann. Bei der Haus-zu-Haus-Trassenführung werden mehrere Gebäude zu Gruppen zusammengefasst und über einen gemeinsamen Anschluss an die Haupt- oder Zweigleitung angebunden. Dadurch werden weniger Abzweige benötigt, was kürzere Trassen und geringere Kosten ermöglicht; zugleich kann die Umsetzung aufgrund von Eigentumsverhältnissen über Privatgrundstücke erschwert sein. [38]

In der Literatur wird häufig von vier Generationen von Wärmenetzen gesprochen, die sich im Lauf der Zeit kontinuierlich weiterentwickelt haben [39]. Ein Überblick über die vier Generationen von Wärmenetzen sowie deren wesentlichen Merkmale wird in Tabelle 14-14 Anhang dargestellt. Zu den technischen Merkmalen zählen dabei z. B. die verwendeten Rohrtypen und die VL- und RL-Temperaturen. Darüber hinaus existieren sogenannte

Anergienetze oder Wärmenetze der fünften Generation, die Wärme auf niedrigen Temperaturniveaus nutzen [40].

Als Wärmeträgermedium wird in Wärmenetzen in der Regel flüssiges Wasser eingesetzt, das bei entsprechendem Druck Temperaturen von bis zu 130 °C im VL erreichen kann. In seltenen Fällen wird Wasserdampf zur Bereitstellung von Prozesswärme oder vereinzelt zur Heizversorgung genutzt. Diese Dampfsysteme werden im Neubau nicht mehr verwendet und werden meist auf Heißwassersysteme umgerüstet [39]. In diesem Leitfaden beschränkt sich die Betrachtung auf konventionelle Heißwassersysteme, Wärmenetze der fünften Generation sind nicht Gegenstand der Betrachtung.

Wärmenetze werden oft in Nah- und Fernwärme unterschieden, obwohl in der Praxis keine klar abgrenzende Definition existiert. In diesem Leitfaden wird Fernwärme als Wärmenetz verstanden, dessen Energieerzeugung außerhalb des Quartiers erfolgt, während Nahwärme ein innerhalb des Quartiers aufgebautes Wärmenetz mit eigener Erzeugung beschreibt.

Technische Rahmenbedingungen & Planungsaspekte

Wärmenetze fallen beim Bau und Betrieb nicht unter die Regulierung der Bundesnetzagentur oder des EnWG [41], [42]. Stattdessen gelten spezifische Vorgaben wie die Fernwärmeversorgungsverordnung, das technische Regelwerk des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) und die technischen Anschlussbedingungen der Wärmenetzbetreiber [43], [44].

Die Auslegung von Wärmenetzen kann anhand unterschiedlicher Vorgaben erfolgen. Zum einen kann sie auf der Wärmehöchstlast basieren, also dem maximalen Leistungsbedarf bei Auslegungstemperatur. Da dieser Extrembetriebspunkt nicht zwangsläufig gleichzeitig bei allen Endkunden auftritt, wird durch die Verwendung eines Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) eine realistische Lastabschätzung vorgenommen [45]. Zum anderen kann für die Auslegung eine Zeitreihenbetrachtung herangezogen werden, die eine dynamische Analyse des tatsächlichen Lastverlaufs ermöglicht [46]. In diesem Leitfaden erfolgt die Auslegung auf Grundlagen von Zeitreihen, deren Generierung in Abschnitt 3.2 näher beschrieben wird.

Zur Berechnung von Wärmenetzen werden eine hydraulische und eine thermische Netzberechnung durchgeführt. Die hydraulische Netzberechnung dient der Ermittlung von Drücken und Massenströmen an den Knotenpunkten, wobei zwischen Massen- und Druckknoten unterschieden wird. Auf Basis der Ergebnisse aus der hydraulischen Netzberechnung werden in der thermischen Berechnung die Temperaturen im Wärmenetz bestimmt. Darauf aufbauend lassen sich die Entnahme- und Einspeisemengen, die Wärmeverluste sowie die Speicherleistungen ermitteln [45], [47].

Bei der Dimensionierung von Wärmeleitungen werden grundsätzlich zwei Ansätze verfolgt. Der erste Ansatz legt den Rohrdurchmesser so fest, dass die Strömungsgeschwindigkeit $w$ konstant

bleibt, bspw. bei $w = 2\ \frac{m}{s}$. Der zweite Ansatz zielt darauf ab, einen konstanten spezifischen Druckverlust $\Delta p$, etwa $\Delta p\ = 200\ \frac{Pa}{m}$ einzuhalten. [37]

Übergang mit Schnittstellen zu anderen Energieträgern (Sektorenkopplung)

Wärmenetze dienen nicht nur der Wärmeversorgung, sondern können über die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) oder anderen Sektorenkopplungsanlagen auch Strom- und Gasnetze mit Wärmenetze koppeln und so als Schnittstelle im Rahmen der Sektorenkopplung wirken. KWK wandeln in einem Prozess thermische Energie in mechanische und anschließend in elektrische Energie um, wobei gleichzeitig nutzbare Abwärme entsteht. Diese Abwärme kann zur Versorgung von Wärmenetzen genutzt werden. KWK umfassen Gasturbinen, Gasmotoren, Brennstoffzellen, Dampfturbinenkraftwerke sowie BHKW, die meist aus Erdgas Strom und Wärme erzeugen. Je nach Brennstoff koppeln KWK Strom-, Wärme- und ggfs. Gasnetze. [37]

## 2.3 Anforderungen an die Planung von Gasnetz

Neben Wärmenetzen dienen in Deutschland auch Gasnetze als Rohrleitungsnetze der Versorgung mit Raum- und Prozesswärme. Im Unterschied zu Wärmenetzen wird die Wärme jedoch nicht zentral erzeugt und über das Wärmeträgermedium Wasser zum Endkunden transportiert, sondern dezentral beim Endkunden durch Verbrennung von Gas bereitgestellt. Das Gas selbst wird zentral bereitgestellt und fließt nur in eine Richtung zum Endkunden, wodurch sich Gasnetze grundlegend von dem Kreislaufsystem der Wärmenetze unterscheiden. Neben der Erzeugung von Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser finden Gase in Deutschland in Industrieprozessen als Reaktionspartner Verwendung. Gegenwärtig kommt in diesen Anwendungsbereichen überwiegend Erdgas zum Einsatz [48].

Das Gasnetz in Deutschland dient der Versorgung von Haushalten, Gewerbe, Industrie und (Heiz) Kraftwerken mit Erdgas. Der Transport und die Verteilung erfolgen über ein großflächiges Rohrleitungsnetz. Ähnlich wie beim Stromnetz lässt sich auch das Gasnetz in mehrere Ebenen der Verteilung einteilen, die sich durch unterschiedliche Druckstufen unterscheiden. Diese Druckstufen werden durch den Nenndruck $p_\mathrm{n}$ charakterisiert und lassen sich in die Hochdruck (HD)-, die Mitteldruck (MD)- und die Niederdruck (ND)-Ebene gliedern, welche verschiedene Druckstufen abbilden. Dabei weist die HD-Ebene einen Druckbereich von $1\ bar < p_n <$ 100 bar auf. Die HD-Ebene dient dem überregionalen Transport, aber auch zur Ortsverteilung von Gasen. Die MD-Ebene weist einen Druckbereich von 0,1 $bar < p_n\ <$ 1 bar aus. Die ND-Ebene geht bis zu $p_n\ =\ 20\,m$bar [37]. Zur Verbindung der Druckstufen werden Gasdruckregelanlagen eingesetzt, die den Gasdruck von einer höheren auf eine niedrigere Ebene reduzieren. In der Regel sind Haushalte, Gewerbebetriebe sowie oberirdische Speicher an die ND-Ebene und die MD-Ebene angeschlossen, während (Heiz-)-Kraftwerke, große Industrieanlagen und Untertagespeicher über die HD-Ebene versorgt werden. [48]

Der überwiegende Anteil des in Deutschland verwendeten Erdgases wird aus dem Ausland importiert. Im Jahr 2024 bezog Deutschland seine Erdgasimporte hauptsächlich aus Norwegen, den Niederlanden und Belgien [49]. Perspektivisch ist jedoch mit einem Rückgang des Erdgasbedarfs zu rechnen, insbesondere im Wärmesektor, da die fortschreitende Elektrifizierung alternative Wärmeversorgungskonzepte ermöglicht [50]. Eine detaillierte Betrachtung erfolgt in Abschnitt 4.2. Darüber hinaus wird Erdgas schrittweise durch Biogas sowie durch erneuerbare, in Power-to-Gas-Anlagen erzeugte Gase ersetzt [50]. Langfristig könnte zudem eine Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes auf Wasserstoff erforderlich werden, wie bereits in den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas), dem Zusammenschluss der überregionalen Gastransportunternehmen, vorgesehen ist [23].

Technische Rahmenbedingungen & Planungsaspekte

Die in diesem Leitfaden berücksichtigte Gasnetze, werden in einer rudimentären Planung der Leitungsführung betrachtet und auf Basis der erforderlichen Trassenlängen kaufmännisch bewertet. Eine genaue Auslegung der Gasnetze wird nicht vorgenommen. Die genaue Methode hierzu wird in Kapitel 7 beleuchtet, daher werden keine Kenngrößen für deren Planung definiert

Übergang mit Schnittstellen zu anderen Energieträgern (Sektorenkopplung)

Das Betreiben von Power-to-Gas-Anlagen bietet neben dem wirtschaftlichen Potenzial durch den Absatz der Haupt- und Nebenprodukte der Elektrolyse und der Methanisierung auch die Möglichkeit einer mittel – bis langfristigen Energiespeicherung. Hierbei wird Strom, vorzugweise Überschussstrom aus EE, in speicherbare, erneuerbare Gase umgewandelt. Power-to-Gas-Anlagen fungieren dabei im Stromnetz als Verbraucher und im Gasnetz als Erzeuger [51].

Obwohl die einzelnen Energiesektoren jeweils eigene technische und regulatorische Anforderungen aufweisen, gewinnen ihre Wechselwirkungen im Zuge der Elektrifizierung, der Wärmewende und der zunehmenden Integration EE stark an Bedeutung. Technologien wie Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anwendungen oder die Elektromobilität führen zu einer engen Kopplung der Last- und Einspeisestrukturen zwischen den Netzen. Eine isolierte Planung einzelner Sektoren kann diese Wechselwirkungen nur unzureichend abbilden und birgt das Risiko ineffizienter oder überdimensionierter Infrastrukturen. Eine sektorenübergreifende Planung ermöglicht hingegen eine ganzheitliche Bewertung von Synergien, Lastverschiebungspotenzialen und Infrastrukturbedarfen und bildet damit eine zentrale Voraussetzung für eine wirtschaftliche, robuste und zukunftsfähige Energieversorgung in Neubauquartieren.

Der daraus abgeleitete sektorenübergreifende Planungsansatz wird in Kapitel 5 im Rahmen einer integrierten Methodik weitergeführt. Zuvor werden jedoch in den folgenden Kapiteln 3 und 4 die räumlichen Strukturen von Neubauquartieren sowie deren energetische Charakterisierung als notwendige Grundlage für die übergreifende Netz- und Infrastrukturplanung behandelt.

# 3 Struktureller und energetischer Quartiersaufbau

Die in den vorherigen Kapiteln definierte Notwendigkeit einer integrierten, sektorenübergreifenden Planung mündet auf der praktischen Ebene in der Frage, wie sich konkrete räumliche Strukturen systematisch erfassen und energetisch bewerten lassen, um die Zielgrößen einer solchen integrierten Versorgungsinfrastruktur zu quantifizieren. Für eine effiziente und automatisierbare Planung der zukünftigen Energieversorgung reicht es nicht aus, einzelne Gebäude isoliert zu betrachten. Vielmehr müssen bauliche Strukturen, Nutzungszusammenhänge und die daraus entstehenden Energiebedarfe im räumlichen Zusammenhang eines Quartiers analysiert werden. Dieses Kapitel überführt daher die allgemeinen Grundlagen in eine operative Perspektive und beschreibt, wie aus realen städtebaulichen Strukturen eine eindeutig definierte Versorgungsaufgabe abgeleitet wird. Grundlage hierfür ist der systematische Zugriff auf digitale, einheitlich strukturierte Geodaten sowie weitere standardisierte Datensätze, die eine konsistente, reproduzierbare und automatisierte Modellierung ermöglichen. Zentral ist zudem eine klare Abgrenzung des betrachteten Gebiets, da erst eine eindeutig definierte Peripherie die energetischen Zusammenhänge, Lastflüsse und Synergien eines Quartiers präzise bestimmbar macht.

Im folgenden Kapitel wird daher zunächst geklärt, was unter dem Begriff „Quartier“ im Kontext der energetischen Planung zu verstehen ist und wie sich dieser technisch und rechtlich von übergeordneten städtebaulichen Ebenen abgrenzt. Anschließend werden die baulich-räumlichen Grundlagen potentieller Bebauungsstrukturen im Kontext der Bauleitplanung, die sozioökonomischen Eigenschaften und die energetischen Charakteristika des Quartiers dargestellt. Diese bilden die Voraussetzung, um in Abschnitt 3.2 die daraus resultierende Versorgungsaufgabe konsistent und datenbasiert zu definieren. Nur durch diese integrierte und methodisch klare Herleitung lassen sich Effizienzpotenziale identifizieren, sektorübergreifende Konzepte entwickeln und die Energieversorgung zukünftiger Quartiere wirtschaftlich und klimagerecht gestalten.

## 3.1 Definition und Einordnung des Quartiersbegriffs

In den vergangenen Jahren wird der Begriff „Quartier“ immer häufiger in der Literatur verwendet und findet seinen Ursprung in der lokalen, zentralen Wärmeversorgung [52]. Darüber hinaus wird er auch in anderen Bereichen wie der Stromversorgung oder der Mobilität angewendet. Dies hat dazu geführt, dass er inzwischen auch in Gesetze, wie z. B. das GEG, welches in Abschnitt 4.2 detaillierter erläutert wird, Einzug gefunden hat. Auch in diesen Gesetzen lässt sich jedoch keine einheitliche Definition des Begriffs finden. Trotzdem können auf Basis der jeweiligen Kontexte innerhalb der zugehörigen Begriffsanwendungen, Rückschlüsse auf dessen Bedeutung gezogen werden. Der Gesetzgeber und die Behörden verstehen aus energierechtlicher Sicht unter einem Quartier eine Mehrheit von Gebäuden im räumlichen Zusammenhang, die für den Zweck einer

gemeinsamen Energieversorgung zusammengefasst betrachtet werden [52]. Im weiteren Verlauf dieses Leitfadens wird der Begriff „Quartier“ wie folgt verwendet:

> *Ein „Quartier“ wird als eine Menge räumlich zusammenhängender Gebäude definiert, die in der Betrachtung durch eine eindeutig definierte Peripheriegrenze von der weiteren regionalen Struktur abgegrenzt sind. Innerhalb eines Quartiers wird von Quartiersversorgungskonzepten gesprochen, wenn Ressourcen innerhalb dieser Struktur gemeinsam genutzt werden, um die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit zu steigern.*

Für die Erreichung der bereits in Abschnitt 1.1 erläuterten Klimaziele im Rahmen der Energiewende spielen zukünftig Quartiere besonders im Hinblick auf die Energieversorgung von Gebäuden eine zentrale Rolle. Durch eine solche integrierte Betrachtung ergeben sich ebenso integrierte Versorgungskonzepte, die Synergien und Skaleneffekte ermöglichen, welche auf der individuellen Gebäudeebene kein Potenzial hätten [53].

In den folgenden Abschnitten wird der Quartiersbegriff daher weiter präzisiert, indem sowohl die städtebauliche Einbettung als auch die strukturellen, sozioökonomischen und energetischen Merkmale eines Quartiers systematisch beschrieben werden. Diese Charakterisierung bildet die Grundlage für die spätere Ableitung der konkreten Versorgungsaufgabe und ermöglicht eine konsistente und automatisierbare Planung im weiteren Verlauf.

### 3.1.1 Regulatorische Einordnung im Rahmen der Bauleitplanung

Der Neubau in Deutschland wird maßgeblich durch die Vorgaben des Baugesetzbuches (BauGB) bestimmt. Die dort enthalten relevanten Bauleitpläne beinhalten in § 5 - § 7 BauGB den Flächennutzungsplan (FNP), der auch als vorbereitender Bauleitplan bezeichnet wird, und in § 8 - § 10 BauGB den Bebauungsplan (B-Plan) bzw. den verbindlichen Bauleitplan. Der FNP ist dabei ein vorbereitendes Planungsdokument für den darauffolgenden B-Plan, welcher die Vorgaben des FNP einzuhalten hat. Übergeordnet müssen die Bauleitpläne laut § 1 Abs. 4 BauGB den Zielen der sogenannten Raumordnung angepasst werden, welche in Deutschland im Raumordnungsgesetz (ROG) geregelt ist. Die zentrale Aufgabe der Bauleitpläne besteht darin, bauliche und sonstige Nutzungen der Grundstücke in den Gemeinden vorzubereiten und zu leiten. Die Pläne sind dabei laut § 2 Abs. 1 BauGB von den zugehörigen Gemeinden in eigener Verantwortung zu entwickeln. So kann bspw. in den Bauleitplänen ein Bauland innerhalb eines Gemeindegebiets als Neubaugebiet ausgewiesen werden. Allgemein soll die Gesetzgebung dabei eine nachhaltige städtebauliche Entwicklung ermöglichen, die die sozialen, wirtschaftlichen und umweltschützenden Anforderungen, auch gegenüber zukünftigen Generationen, miteinander in Einklang bringt [54].

Der B-Plan konkretisiert die übergeordneten Zielsetzungen des FNP und enthält jene verbindlichen Festsetzungen, die für die spätere Quartiers- und Netzplanung zentral sind. Dazu gehören laut § 9 BauGB insbesondere Art und Maß der baulichen Nutzung, Gebäudehöhen,

Geschoss- und Grundflächenzahlen, die Lage überbaubarer Flächen, Verkehrs- und Grünstrukturen sowie gegebenenfalls Flächen für technische Infrastrukturen oder Leitungsrechte. Diese Informationen legen den strukturellen Rahmen der Bebauung fest und bestimmen damit, welche Energiebedarfe, Lastdichten und technischen Optionen im Quartier überhaupt realisierbar sind.

FNP und B-Plan bilden zugleich die Grundlage des üblichen Quartiersplanungsprozesses, der sich von groben städtebaulichen Entwürfen hin zu präzisen, rechtlich verbindlichen Festsetzungen entwickelt. Während in frühen Phasen oft nur ungefähre Angaben zu Nutzungstypen, Dichten oder Erschließungsstrukturen vorliegen, verdichten sich diese Informationen im Laufe des Verfahrens deutlich. Entsprechend verändern sich auch die verfügbaren Geometriedaten. Auf diese Weise verläuft die Quartiersplanung von der groben Gebietsabgrenzung bis hin zu detaillierten Grundstückszuschnitten und Gebäudegrundrissen, die erst eine belastbare energietechnische Planung ermöglichen [54], [55].

Aus Sicht der Energie- und Netzplanung bedeutet dieses sequenzielle Vorgehen jedoch, dass städtebauliche Entscheidungen häufig getroffen werden, bevor ihre energetischen Auswirkungen umfassend bewertet wurden [54], [55]. Eine frühere und engere Verzahnung von Stadtplanung und Energieinfrastruktur würde daher ermöglichen, technische, wirtschaftliche und ökologische Synergien besser zu nutzen und die Planung eines Quartiers insgesamt effizienter und nachhaltiger auszurichten.

Für den vorliegenden Leitfaden bedeutet dies, dass die beschriebenen planungsrechtlichen Rahmenbedingungen als Ausgangspunkt genutzt werden, um eine einheitliche, aber hinreichend praxisnahe Grundlage für die Ableitung energetischer Quartiersmodelle zu schaffen. Dabei wird der Fokus bewusst auf jene Informationen gelegt, die in Bebauungsplänen typischerweise verlässlich und in standardisierter Form enthalten sind und somit frühzeitig in die energetische Betrachtung einfließen können. Zu den berücksichtigten Input-Geometrien gehören insbesondere

- Gebäudeflächen und Baukörperabmessungen,
- Flurstücke,
- Erschließungs- und Straßenflächen,
- Parkierungsflächen sowie
- Grün- und Freiflächen.

Diese Elemente bilden die grundlegende räumliche Struktur eines Quartiers ab und ermöglichen es, energetisch relevante Parameter wie Nutzungsdichten, Erschließungslängen oder potenzielle Trassenverläufe systematisch abzuleiten.

Grundsätzlich lassen sich Gebäude in die Kategorien WG und NWG einteilen [56]. Für die Modellierung des Gebäudebestands werden typisierte Gebäudekategorien verwendet, die die Vielfalt realer Neubauquartiere repräsentieren. Im Jahr 2022 umfasste der WG-bestand inklusive

NWG mit Wohnraum ca. 20 Mio. Gebäude in Deutschland [56]. Demgegenüber beträgt die Anzahl der reinen NWG ca. 21. Mio. NWG im Jahr 2021 [57]. Zusätzlich werden WG im Neubau vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) in Einfamilienhäuser (EFH), Reihenhäuser (RH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und große Mehrfamilienhäuser (GMH) eingeteilt [58]. Da die Abgrenzung zwischen MFH und GMFH nach IWU nicht eindeutig vorgegeben ist und die Festlegung bei 12 Wohneinheiten eher eine subjektive Entscheidung darstellt, wird im Folgenden nicht zwischen diesen beiden Kategorien unterschieden [58]. Im Rahmen des Leitfadens wird allerdings der Gebäudetyp RH zusätzlich den Gebäudetypen Reihenendhaus (REH) und Reihenmittelhaus (RMH) differenziert. Diese Unterteilung ist erforderlich, da wie in Abschnitt 3.2 erläutert, die Heizlast nach dem Gebäudehüllflächenverfahren berechnet wird und die Außenwände der REH und RMH hinsichtlich ihres Anteils an der Außenluft ausgesetzten Gebäudehülle unterschieden werden. Daraus ergibt sich die in Tabelle 3-1 dargestellte Gebäudetypologie für WG im Neubau im Rahmen dieses Leitfadens.

**Tabelle 3-1: Differenzierung der Gebäudetypologie für Wohngebäude**

| | |
|---|---|
| **EFH** | Freistehende Wohngebäude mit einer Wohneinheit |
| **REH** | Wohngebäude mit einer Wohneinheit umfassen Doppelhäuser sowie Reihenendhäuser (REH) |
| **RMH** | Wohngebäude mit einer Wohneinheit, die zwischen anderen Häusern einer Reihe liegen und daher nur zwei Außenwände besitzen |
| **MFH** | Wohngebäude mit zwei oder mehr Wohneinheiten |

Die Zahl der NWG in Deutschland im Jahr 2021 ist mit über 21 Mio. NWG sehr hoch, da der Bestand sowohl Kleinstgebäude wie Garagen und Schuppen als auch große Büro- oder Industriegebäude umfasst. Für die energetische Analyse werden die NWG nach thermischer Relevanz kategorisiert: Mehr als zwei Drittel sind nicht thermisch konditioniert, rund 2 Mio. NWG sind im Rahmen des GEG relevant, die dritte Kategorie sind sonstige thermische konditionierte NWG. Unter der dritten Kategorie werden NWG die aus Sicht des GEG nicht bedeutsam sind, denen aber dennoch ein erheblicher thermischer Bedarf zugeschrieben wird. Dazu zählen bspw. Gebäude für religiöse Zwecke [57]. Darauf aufbauend werden die ca. 2 Mio. NWG, welche nach dem GEG relevant sind, weiter nach der funktionalen Prägung typisiert, siehe dazu die Abbildung 3-1. So werden die NWG in elf Typen unterteilt.

Im Rahmen dieses Leitfadens werden die folgenden sechs Standard-NWG-Typen berücksichtigt:

- Produktions-, Werkstatt-, Lager- oder Betriebsgebäude (NWG1)
- Büro-, Verwaltungs- oder Amtsgebäude (NWG2)
- Beherbergungs-, Unterbringungs-, Gastronomie- oder Verpflegungsgebäude (NWG3)
- Handelsgebäude (NWG4)
- Betreuungsgebäude (NWG5)
- Gebäude für Kultur und Freizeit (NWG6)

Die sechs NWG-Typen wurden ausgewählt, da so ca. 87 % der GEG-relevanten NWG nach funktionaler Prägung abgedeckt werden (siehe Abbildung 3-1). Ergänzend werden Mischgebäude (MG) berücksichtigt, die Wohn- und Nichtwohnnutzungen innerhalb eines Gebäudes kombinieren (z.B. in Form von Ladenzeilen mit Wohnräumen in den oberen Etagen) und in vielen städtebaulichen Konzepten eine zunehmende Rolle spielen.

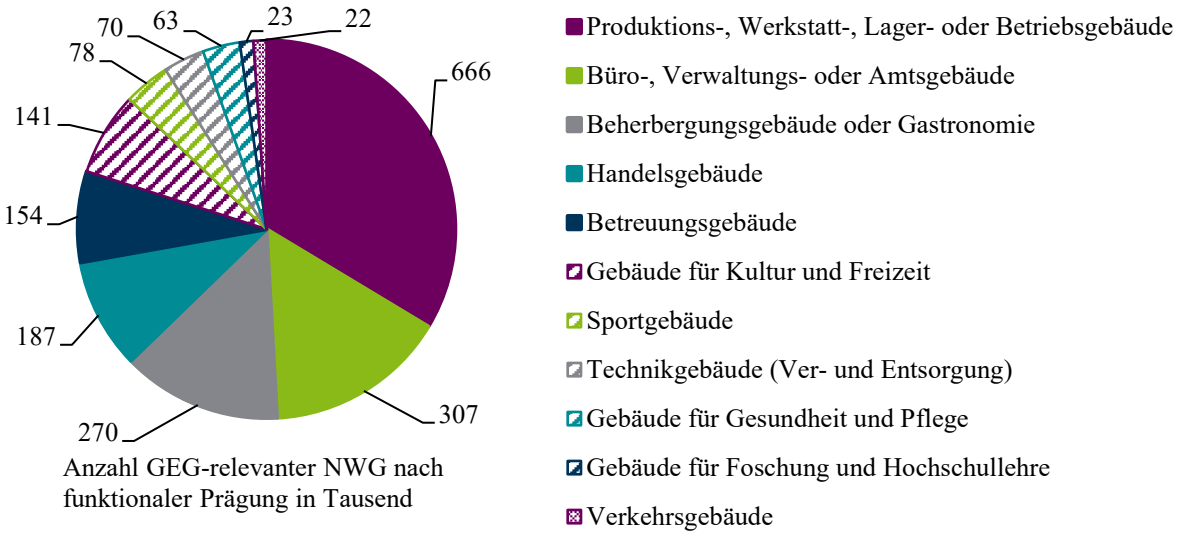


**Abbildung 3-1: Anzahl GEG-relevanter NWG nach funktionaler Prägung, eigene Darstellung nach [57]**

Mit dieser Eingrenzung schafft der Leitfaden einen klar definierten Anwendungsrahmen, der auf realen Planungsunterlagen aufbaut und gleichzeitig ausreichend flexibel ist, um unterschiedliche Quartierskonfigurationen und Gebäudestrukturen konsistent abzubilden.

### 3.1.2 Sozioökonomische Charakterisierung des Quartiersaufbau

Aufbauend auf den zuvor beschriebenen räumlichen und nutzungsbedingten Geometrien eines Quartiers folgt im nächsten Schritt die sozioökonomische Charakterisierung der Bewohnerinnen und Bewohner. Während geometrische Informationen den baulichen Rahmen definieren, bestimmen die im Quartier lebenden Haushalte maßgeblich die tatsächliche Energiebedarfsstruktur. Unterschiede in Haushaltsgröße, Lebenssituation oder Einkommen führen zu deutlich variierenden Verbrauchs- und Lastprofilen und sind daher essenziell für eine realistische Dimensionierung der späteren Versorgungsaufgabe.

Für jede Wohneinheit werden hierzu vier grundlegende Charakteristiken betrachtet:

- Anzahl der Bewohner,
- Haushaltseinkommen (klassifiziert),
- Alter der Haupteinkommensperson (klassifiziert) sowie
- Haushaltstyp (z. B. Singlehaushalt, Mehrpersonenhaushalt, Mehrpersonenhaushalt mit Kindern).

Diese Merkmale ermöglichen es, typische Nutzungsverhalten und daraus resultierende Energiebedarfe differenziert abzubilden. Je genauer diese Informationen vorliegen — etwa aus kommunalen Meldedaten, Quartiersbefragungen oder Entwicklerinformationen — desto präziser lässt sich die energetische Versorgung planen.

Trotzdem ist ein vollständiger Datensatz in frühen Planungsphasen oft nicht verfügbar. Für solche Fälle können fehlende Angaben auf Basis bundesweiter statistischer Verteilungen und empirischer Erfahrungswerte plausibel ergänzt werden. Dadurch bleibt der Ansatz sowohl robust als auch flexibel: Er nutzt vorhandene Detailtiefe, erlaubt aber gleichzeitig eine verlässliche Charakterisierung des Quartiers auch unter unvollständigen Eingangsdaten [59].

### 3.1.3 Energetische Charakterisierung der Quartiersstruktur

Neben den räumlichen Strukturen und der sozioökonomischen Zusammensetzung des Quartiers bildet die energetische Charakterisierung der einzelnen Anschlussflächen (Gebäude-, Parkflächen) die dritte wesentliche Grundlage für die spätere Versorgungsplanung. Sie beschreibt, welche energietechnischen Potenziale an den Gebäuden und Grundstücken unmittelbar vorhanden sind und wie diese in die Gesamtkonzeption der Wärme-, Strom- und Mobilitätsversorgung einfließen können.

Ein zentraler Aspekt ist hierbei das Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen, das für jede Anschlussfläche individuell ermittelt wird. Für Luftwärmepumpen basiert die Bewertung auf den zulässigen Schallemissionen aus der technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm und den daraus resultierenden Mindestabständen zu benachbarten Gebäuden. Nur wenn die Einhaltung der relevanten Grenzwerte möglich ist, wird ein entsprechendes Potenzial angenommen. Für Solewärmepumpen mit Erdsonden wird die nutzbare Fläche für Erdsonden auf Basis der zugehörigen unbebauten Flurstücksfläche ermittelt. Unter Berücksichtigung notwendiger Bohrabstände sowie typischer Entzugsleistungen pro Sonde lässt sich daraus die maximal realisierbare Wärmequellenleistung ableiten. Bei Solewärmepumpen mit Erdkollektoren wird analog die nutzbare, unbebaute Flurstücksfläche bewertet. Das Potenzial ergibt sich hier aus der Größe der beplanbaren Fläche sowie aus spezifischen Entzugsleistungen pro Quadratmeter. Diese differenzierte Betrachtung ermöglicht ein realistisches Bild, welche Wärmepumpentechnologien an welchem Standort technisch und genehmigungsseitig einsetzbar sind [59].

Ein weiterer, energetisch relevanter Baustein ist die Einbindung der Elektromobilität in die Planung eines Neubauquartiers. Hierbei werden verschiedene Typen von Parkflächen (PF) mit den darauf verorteten Ladepunkten (LP) basierend auf ihrer Nutzung und ihrem Anschlusscharakteristiken unterschieden. Zu diesen zählen private Ladepunkte (pLP) auf PF mit ausschließlich privater Nutzung, Ladepunkte mit eingeschränkter öffentlicher Nutzung (öLP) und Ladepunkte mit individuellem Netzanschluss (sLP). Die Unterscheidung basiert dabei auf den Gebäudetypen der einer Parkfläche zugewiesenen Anschlussflächen, sowie den zugehörigen räumlichen Flurstücksabgrenzungen [59]. Weiterhin ist sie essentiell für die Definition der

zukünftigen Nutzung eines LP und die damit resultierende Versorgungsaufgabe für die Energieinfrastruktur.

Die Anzahl und Leistung der LP sowie der zugehörigen E-PKW beeinflussen die Netzbelastung erheblich. Da sich die Durchdringung der Elektromobilität dynamisch entwickelt und in den kommenden Jahren weiter steigen wird, besteht die planerische Herausforderung im Neubau darin, heute bereits ausreichend Netzkapazitäten vorzusehen, um spätere kostenintensive Netzverstärkungsmaßnahmen oder etwaige Versorgungsengpässe zu vermeiden. Um diese Unsicherheit systematisch zu berücksichtigen, werden zwei E-Mobilitätsszenarien betrachtet: ein Trend-Szenario (TS), das auf einer moderaten, erwartungskonformen Marktdurchdringung basiert, und ein Oberes Szenario (OS), das einen ambitionierteren Hochlauf der Elektromobilität abbildet. Eine Übersicht dieser E-Mobilitätsszenarien ist in Tabelle 3-2 dargestellt. Beide Szenarien ermöglichen eine robuste Auslegung der Energieinfrastruktur und erlauben so allgemeine Aussagen in Abhängigkeit potentieller zukünftiger Entwicklungen sowie der Sensitivität der Energienetzinfrastruktur auf diese.

**Tabelle 3-2: Übersicht der betrachteten Mobilitätsszenarien je Gebäudetyp**

| Gebäudetyp | TS | OS |
|---|---|---|
| EFH | 1 E-PKW, 1 LP 11 kW | 2 E-PKW, 2 LP je 22 kW |
| RH | 1 E-PKW, 1 LP 11 kW | 2 E-PKW, 2 LP je 22 kW |
| MFH | 1 E-PKW, 1 LP 11 kW je WE | 2 E-PKW, 1 LP je 22 kW je WE |
| PF | 11 kW je LP | 22 kW je LP |

## 3.2 Aufbau einer vollumfänglichen Versorgungsaufgabe

Auf Basis der zuvor erläuterten sozioökonomischen und energetischen Charakterisierung des Quartiers muss im Hinblick auf die zukünftige Energieversorgung die auslegungsrelevante Versorgungsaufgabe für dieses Quartier definiert werden. Grundsätzlich setzt sich die Versorgungsaufgabe aus dem zeitlich aufgelösten Zusammenspiel aller im Quartier wirksamen energetischen Komponenten zusammen. Dies beinhaltet sowohl die Verbrauchsseite mit konventionellen Haushalts- und Gewerbelasten, Wärme- und Kälteversorgung und die Elektromobilität, aber auch potenzielle Erzeuger, wie PV-Anlagen. Erst durch die Abbildung dieser Komponenten in Form konsistenter Zeitreihen können die tatsächlichen Leistungsanforderungen im Jahresverlauf, die relevanten gleichzeitigen Spitzenlasten und Einspeisungen sowie saisonale Effekte innerhalb und zwischen den Sektoren transparent ermittelt und untersucht werden. Zu diesem Zweck wurde eine umfangreiche Methodik entwickelt, mit welcher hochaufgelöste und interdependente Zeitreihen für alle energetischen Bestandteile individuell für alle Anschlussflächen in einem Quartier ermittelt werden können. Eine Übersicht der zugehörigen, individuellen Methoden sowie der Interdependenzen zwischen diesen Methoden ist in der folgenden Abbildung 3-2 dargestellt und wurde bereits in [59] im Detail veröffentlicht.

Grundsätzlich unterscheidet die Methodik die Anschlussflächen nach der gebäudetopologischen Charakterisierung zwischen WG, NWG und PF.

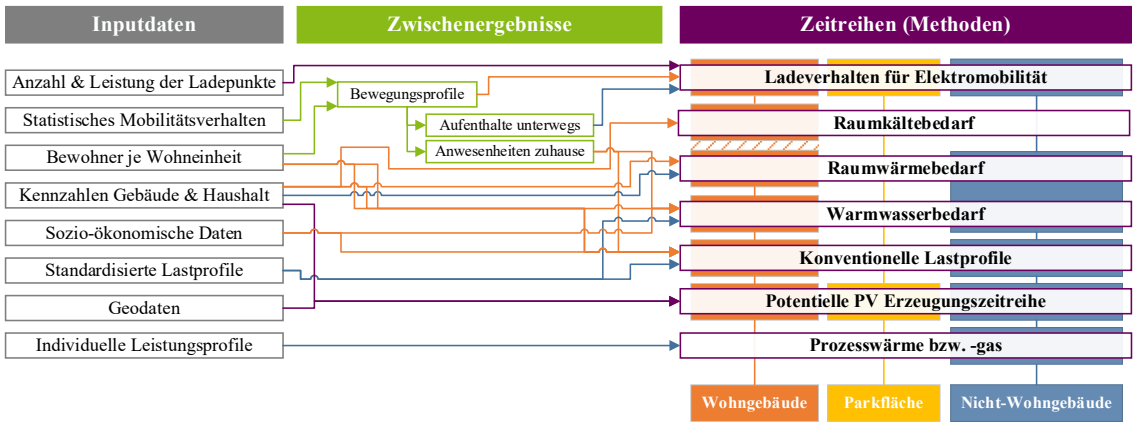


**Abbildung 3-2: Übersicht der Methoden zur Erstellung interdependenter Last- und Erzeugungszeitreihen [59]**

Im Folgenden werden die einzelnen Methoden aus der vorherigen Abbildung 3-2 erläutert. Der Fokus liegt dabei auf einer Erläuterung der zugrundeliegenden Annahmen, sowie den zugehörigen Interdependenzen untereinander, welche ein hochdetaillierte, individualisierte Darstellung der Versorgungsaufgabe ermöglichen [59].

<u>Ladeverhalten für Elektromobilität</u>

Übergreifender Ausgangspunkt der gesamten Methodik ist eine nach [60] basierende Methode, mit der aus statistischem Mobilitätsverhalten detaillierte Bewegungsprofile für alle Bewohner des Neubauquartiers erzeugt werden. Darauf aufbauend werden spezifische Ladeprofile für Elektromobilität erstellt, wobei, entsprechend Abschnitt 3.1.3, zwischen den Anschluss- und Nutzungscharakteristiken der LP nach pLP, öLP und sLP unterschieden wird.

Für jeden LP werden auf Basis der Bewegungsprofile der einer PF zugeordneten Bewohner initial integrierte Lastprofile ermittelt, indem deren Ladephasen untereinander koordiniert und auf freie LP der PF verteilt werden, sobald ein Fahrzeug zuhause und nicht vollgeladen ist. Auf diese Weise können auch gemeinschaftlich genutzte Lade-Hubs abgebildet werden. Parallel dazu werden aus den Bewegungsprofilen Anwesenheitszeiten in der WE sowie Aufenthalte außerhalb der WE nach Zielkategorien (Arbeit, Dienstlich, Ausbildung, Einkauf, Erledigung, Freizeit, Begleitung) abgeleitet. Für pLP ohne öffentliche Nutzung entsprechen die initialen Ladeprofile bereits den finalen Zeitreihen.

Für PF, die nicht ausschließlich privat genutzt werden (öLP und sLP), werden zusätzlich statistisch abgeleitete öffentliche Ladevorgänge ergänzt. Diese werden anhand statistischer Daten, bestehend aus Anzahl, Startzeitpunkten und Dauer, den initialen Ladeprofilen hinzugefügt, sofern während des gesamten zusätzlichen Ladevorgangs ein LP an der jeweiligen PF verfügbar ist. Die verwendeten Kenngrößen basieren auf aktuellen Nutzungs- und Bestandsdaten zur Ladeinfrastruktur in Deutschland sowie den energietechnischen und nutzungsspezifischen Eigenschaften der betrachteten LP und der zugehörigen Bewohner im Neubauquartier.

Konventionelle Haushaltslasten

Bei der Ermittlung konventioneller Haushaltslastprofile wird methodisch zunächst zwischen den Gebäudekategorien WG und NWG unterschieden (vgl. Abbildung 3-2). Für WG kommt eine Methode zum Einsatz, die für jede WE auf Basis sozioökonomischer Statistiken sowie spezifischer Eigenschaften der jeweiligen WE konventionelle Lastprofile generiert. Zu diesen Eigenschaften zählen neben den bereits ermittelten Anwesenheitsprofilen auch charakteristische Haushaltskennzahlen, die in der folgenden Tabelle 3-3dargestellt sind.

**Tabelle 3-3: Übersicht der Haushaltscharakteristiken zur Erstellung von konventionellen Lastprofilen**

| Charakteristiken | Beschreibung |
|---|---|
| Haushaltstyp | Singlehaushalt, Mehrpersonenhaushalt mit oder ohne Kinder |
| Haushaltseinkommen | Monatliches Gesamt-Haushaltseinkommen (netto) |
| Haushaltsvorstand | Alter des Haushaltsvorstands bzw. der Haupteinkommensperson |

Die Methode basiert auf der in [61] veröffentlichten Dissertation. Für jede WE werden zunächst Ausstattungsgrad und Gerätekonfiguration anhand der Charakteristiken in Tabelle 3-3 sowie der sozioökonomischen Daten bestimmt. Anschließend wird tagesweise die Gerätenutzung simuliert, welche auf Nutzungswahrscheinlichkeiten, Häufigkeiten, Dauern, Startzeiten und den aggregierten Anwesenheitszeiten der Bewohner basiert. Dabei wird unterschieden, ob Geräte während der gesamten Nutzung Anwesenheit erfordern (z. B. Herd) oder nur zum Start (z. B. Waschmaschine), sowie zwischen aktiver Nutzung mit Anwesenheitsbezug (z. B. Kochen) und Stand-by-Profilen (z. B. Kühlschrank). Aus diesen Informationen entstehen detaillierte Lastprofile je WE, die zum konventionellen Gesamtlastprofil der WG aggregiert werden.

Für NWG werden Lastprofile mithilfe der Bibliothek nach [62] auf Basis der BDEW-Standardlastprofile erzeugt. Das entsprechende zugeordnete Standardlastprofil aus der folgenden Tabelle 3-4 wird auf den jährlichen Energieverbrauch des betrachteten NWG skaliert, sodass auch für diese Gebäude hochaufgelöste, quartierskompatible Lastprofile bereitgestellt werden können.

**Tabelle 3-4: Zuordnung der Standardlastprofile zu den definierten Standard-NWG-Typen**

| **NWG Typ** | NWG 1 | NWG 2 | NWG 3 | NWG 4 | NWG 5 | NWG 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Standardlastprofil** | G1 | G1 | G2 | G4 | G1 | G2 |

Wärme- und Kältebedarf

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs wird, analog zur vorherigen Ermittlung der konventionellen Haushaltslasten, zunächst zwischen den Gebäudekategorien WG und NWG unterschieden. Für WG erfolgt weiterhin eine getrennte Bestimmung von Raumwärme- und Warmwasserbedarf.

Die Berechnung des Raumwärmebedarfsprofils basiert auf der Methode nach [63], welche die Außenbilanzierung der Gebäudehülle beschreibt. Hierfür werden individuelle Gebäudecharakteristiken wie Hüll- und Fassadenflächen, Ausrichtung sowie für Neubaugebiete typische Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) berücksichtigt. Basierend auf diesen detaillierten Gebäudecharakteristiken, dem Außentemperaturverlauf und einer Solltemperatur

von 21 °C werden Gradtagszahlen ermittelt, auf deren Basis zusammen mit allen relevanten Wärmeverlusten und -gewinnen (eingehende Solarstrahlung und interne Wärmegewinne durch Bewohner) das stündliche Raumwärmeprofil bestimmt wird.

Der Warmwasserbedarf wird im Gegensatz zur Raumwärme nicht für ein Gebäude, sondern auf Ebene der einzelnen WE berechnet und hängt primär vom Nutzerverhalten ab. Dieses wird in Anlehnung an [64] über statistisch modellierte Entnahmegründe (kurz, lang, Bad, Dusche) beschrieben, für welche Volumenstrom, Dauer und Häufigkeit auf Basis statischer Daten normalverteilt vorgegeben sind. Für jede WE werden daraus tagesweise Entnahmen generiert und mithilfe der zeitlichen Wahrscheinlichkeitsfunktionen aus Abbildung 3-3 sowie der Anwesenheitszeiten der Bewohner zu einem Warmwasserprofil zusammengeführt.

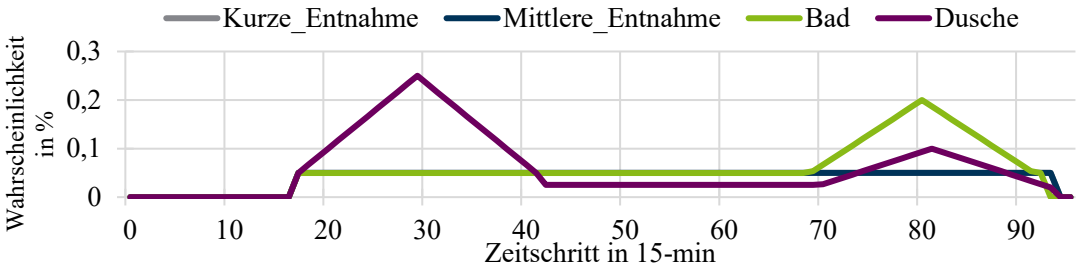


**Abbildung 3-3: Tagesverläufe der Wahrscheinlichkeitsfunktionen zugehöriger Entnahmegründe von Warmwasser nach [64]**

Für NWG wird das Wärmebedarfsprofil analog zur konventionellen Lastermittlung mithilfe der Bibliothek nach [62] und anhand individueller Gebäudekennzahlen erstellt; das zugehörige Standardlastprofil wird auf den jährlichen Wärmebedarf des betrachteten Gebäudes skaliert.

Ergänzend zum Wärmebedarf wird für die Klimatisierung von Gebäuden auch der Kältebedarf ermittelt. Dieser wird, analog zur Bestimmung des Raumwärmebedarfs, über ein Hüllflächenverfahren berechnet. Grundlage ist ebenfalls die Außenbilanzierung der Gebäudehülle, jedoch unter Berücksichtigung höherer Außentemperaturen und zusätzlicher interner Wärmegewinne. Aus dem Temperaturverlauf, den spezifischen Gebäudeparametern sowie den maßgeblichen solaren Einträgen ergibt sich so ein zeitabhängiges Kältebedarfsprofil.

Potentielle PV-Erzeugung

Die Ermittlung potenzieller PV-Zeitreihen erfolgt gebäudescharf auf Basis der jeweiligen Gebäudecharakteristiken und standortspezifischer Geodaten. Ausgangspunkt ist die maximal installierbare PV-Nennleistung, die aus der zweidimensionalen Projektion der Dachfläche unter Berücksichtigung der Dachform sowie eines marktüblichen Modulleistungswerts von 0,2 kWp/m² bestimmt wird [65]. Zu diesem Zweck wird zwischen den Dachformen Flach-, Pult- und Satteldächern unterschieden, wie in der folgenden Abbildung 3-4 schematisch dargestellt ist.

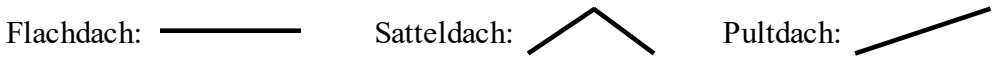


**Abbildung 3-4: Schematischer Überblick der berücksichtigten Dachformen**

Zusätzlich werden Ausrichtung und Neigung der PV-Module berücksichtigt. Die Ausrichtung ergibt sich, wie exemplarisch in Abbildung 3-5 dargestellt, aus dem orientierten Minimalrechteck der Dachfläche. Während diese bei Pult- und Satteldächern auch der Modulausrichtung entspricht, werden Module auf Flachdächern unabhängig davon nach optimal Süden optimiert

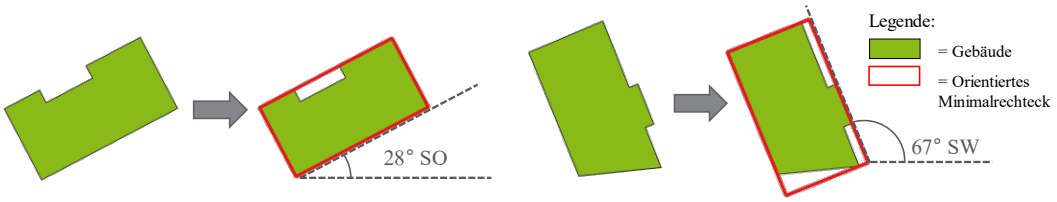


**Abbildung 3-5: Exemplarische Anwendung eines orientierten Minimalrechtecks zur Ermittlung der dominanten Ausrichtung**

Auch die Neigung unterscheidet sich je nach Dachform: Pult- und Satteldächer übernehmen die Dachneigung, während Flachdächer mittels Aufständerungssystemen in ertragsoptimaler Neigung von 35° ausgestattet werden [65]. Aus diesen Gebäudeparametern sowie den standortspezifischen Klimadaten (u.a. wetterbedingte Einstrahlung, Temperatur) werden mit der Methode nach [66] individuelle potenzielle PV-Erzeugungszeitreihen für jedes Gebäude erzeugt. Auf diese Weise können, speziell durch die Integration der spezifischen Ausrichtung und Neigung, die zugehörigen, individuellen Tagesverläufe der Erzeugung von PV-Anlagen mit unterschiedlichen Zeitpunkten maximaler Einstrahlung differenziert abgebildet werden.

Prozesswärme bzw. Prozessgas

Für den Bedarf an Prozesswärme und Prozessgas können mit der in diesem Rahmen betrachteten, allgemeingültigen Perspektive keine belastbaren oder übergreifend gültigen Zeitreihen abgeleitet werden, da diese Bedarfe stark von den jeweiligen Prozessen, Betriebsweisen und branchenspezifischen Anforderungen abhängen. Daher müssen diese Bedarfszeitreihen individuell für jedes zu versorgende NWG im vorliegenden Neubauquartier vorgegeben werden. Dies hat zugleich den Vorteil, dass sich die Methodik flexibel an sehr unterschiedliche Nutzungen anpassen lässt und damit auch spezifische, reale Prozessanforderungen präzise in die übergreifende energetische Betrachtung integriert werden können.

Mit den beschriebenen Methoden werden somit für jede einzelne individuelle Anschlussfläche konsistente und interdependente Zeitreihen für Strom-, Wärme-, Warmwasser- und Kältebedarfe abgeleitet. Die Kombination aus Gebäudecharakteristiken, Nutzerverhalten und klimatischen Einflussgrößen ermöglicht dabei eine realitätsnahe Abbildung der energetischen Anforderungen auf Einzelgebäudeebene. Diese individuellen Profile bilden zugleich die Grundlage für den nächsten Schritt: die Überführung der Gebäudemodelle in einen räumlichen Kontext. Erst durch die Zusammenführung vieler solcher Zeitreihen und die Betrachtung der Gebäude im räumlichen Zusammenhang werden charakteristische Lastsituationen und Wechselwirkungen auf diesen höheren Aggregationsebenen sichtbar.

# 4 Gebäude im räumlichen Zusammenhang

Nach der gebäudespezifischen Analyse wird im nächsten Schritt der räumliche Zusammenhang von Gebäuden evaluiert. Erst durch diese Betrachtung lassen sich zentrale Synergien identifizieren, etwa die standortübergreifende Nutzung lokaler Energiepotenziale oder Abwärmequellen innerhalb des Quartiers. Darüber hinaus ermöglicht die Umsetzung einer zentralen Wärmeversorgung, Flächenrestriktionen einzelner Gebäudetypen, bspw. begrenzte Aufstellflächen für Luftwärmepumpen, zu überwinden und gemeinsame Infrastrukturen zu nutzen bspw. durch zentrale Standorte für Speicher oder Großwärmeerzeuger. [67]

In diesem Leitfaden wird der Begriff „Gebäude im räumlichen Zusammenhang“ als konzeptioneller Übergang von der Betrachtung einzelner Gebäudetypen zur Analyse gesamter Quartiere verstanden. Zu diesem Zweck werden Zwischenebenen zwischen der Einzelgebäudeebene und der Gesamtquartiersebene eingeführt. Darauf aufbauend wird ein Bottom-up-Ansatz angewendet, der eine schrittweise Analyse potenzieller Synergien erlaubt und insbesondere die Frage adressiert, ob für die jeweilige Bebauungsstruktur unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten eine zentrale oder dezentrale Wärmeversorgung präferabel ist

In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über verschiedene Stadtraumtypen (SRT) gegeben (Abschnitt 4.1), die als stadtmorphologisch ähnliche Einheiten definiert werden und eine systematische Unterteilung von Quartieren ermöglichen [68]. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 4.2 die aktuell gängigen Wärmeversorgungskonzepte sowie die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen dargestellt, die für die Planung von Neubauquartieren relevant sind. Basierend auf diesen Grundlagen werden in Abschnitt 4.3 Zwischenebenen bzw. Optimierungsebenen zwischen der Gebäude- und Gesamtquartiersebene gebildet.

## 4.1 Vergleich auf Basis der Stadtraumtypen

Im Rahmen dieses Leitfadens erfolgt die Unterteilung eines Quartiers in räumliche zusammenhängende Gebäudebereiche zunächst auf Grundlage von SRT [68]. So lassen sich die SRT in zehn abgrenzbare bauliche Strukturen für Siedlungsräume gliedern. Dabei werden die SRT von Siedlungsräumen in drei Hauptkategorien unterschieden, solche mit überwiegender Wohnnutzung, mit überwiegender Mischnutzung sowie mit überwiegender Büro- und gewerblicher Nutzung. Im Rahmen dieses Leitfadens werden die der Hauptkategorie SRT mit überwiegender Mischnutzung zugeordneten Typen, SRT 6 (dörfliche Bebauung), SRT 7 (historische Altstadtbebauung) und SRT 8 (Innenstadtbebauung), zu einem zusammenfassenden SRT aggregiert, der die Mischnutzung (MG) abbildet, um die Variantenvielfalt zu reduzieren. Die dritte Hauptkategorie der SRT mit überwiegender Büro- und gewerblicher Nutzung wird als NWG zu einem eigenständigen Typ zusammengefasst. Dieser SRT wird separat betrachtet, da NWG, wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, in Abhängigkeit ihrer funktionalen

Prägung stark unterschiedliche Strom- und Wärmebedarfe aufweisen. So unterscheiden sich beispielsweise Büro-, Verwaltungs- oder Amtsgebäude deutlich in ihren energetischen Anforderungen von Produktions-, Werkstatt-, Lager- oder Betriebsgebäuden. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Auslegung der Energieinfrastruktur [69].

Die Begriffsbestimmung der in diesem Leitfaden betrachteten SRT ist in Tabelle 4-1aufgeführt.

**Tabelle 4-1: Begriffsbestimmung der verschiedenen SRT, eigene Darstellung basierend auf [68].**

| | |
|---|---|
| **Stadtraumtypen mit überwiegender Wohnnutzung** | |
| SRT 1 | Kleinteilige, freistehende Wohnbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit |
| SRT 2 | Reihenhausbebauung |
| SRT 3 | Zeilenbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit |
| SRT 4 | Großmaßstäbliche Wohnbebauung hoher Geschossigkeit |
| SRT 5 | Blockrandbebauung |
| **Stadtraumtyp mit überwiegender Mischnutzung** | |
| MG | Mischgebäude |
| **Stadtraumtyp mit überwiegender gewerblicher und industrieller Nutzung** | |
| NWG | Nichtwohngebäude |

In Abbildung 4-1 werden zusammenfassend die strukturellen Merkmale aller SRT mit überwiegender Wohnnutzung dargestellt.

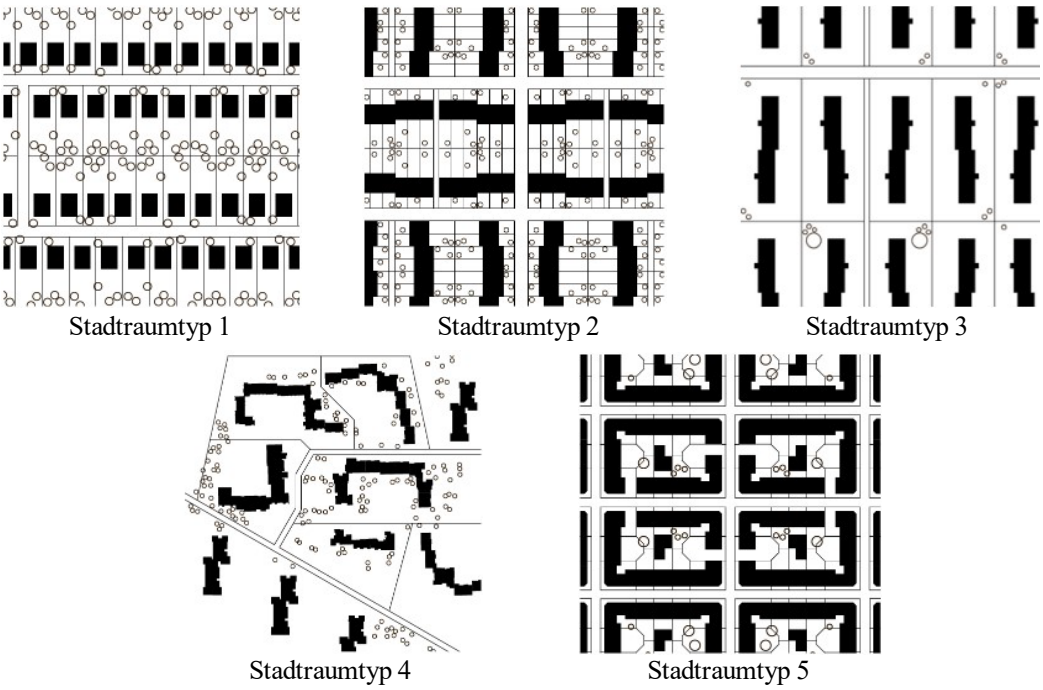


**Abbildung 4-1: Strukturelle Darstellung der SRT mit überwiegender Wohnnutzung [68]**

Auf Grundlage der Begriffsbestimmungen in Tabelle 4-1 und Abbildung 4-1 werden im Folgenden die Unterarten der SRT mit überwiegender Wohnnutzung näher beschrieben. Dabei werden die Bauweise, Orientierung, Parzellierung, bauliche Dichte sowie typische Merkmale der Freiflächen und Grünstrukturen der jeweiligen SRT dargestellt.

SRT 1 - Kleinteilige, freistehende Wohnbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit

Der SRT 1 klassifiziert eine kleinteilige Wohnbebauung mit einer Mischung aus freistehenden ein- bis dreigeschossigen EFH und MFH in offener Einzel- oder Doppelbauweise. Die Gebäude sind ungerichtet orientiert, die Parzellierung erfolgt mit Vorgartenzonen und großzügigen rückwärtigen Hausgärten, ergänzt durch straßenseitige Stellplätze oder Carports sowie kleinere Nebengebäude. Insgesamt ist die bauliche Dichte gering, wodurch ein stark aufgelockerter Siedlungscharakter entsteht. [68]

SRT 2 – Reihenhausbebauung

Eine Reihenhausbebauung mit einer reinen Wohnnutzung wird im SRT 2 zusammengefasst. Dabei sind die Gebäude in dieser Bauweise parallel oder orthogonal zueinander angeordnet. Häufig sind es gekuppelte anderthalb- bis dreigeschossige EFH. Die einzelnen Gebäude können in einer Reihenhauszeile gegeneinander verschoben sein. Durch die Reihung mehrerer Häuser mit kleinteiliger Parzellierung entsteht eine deutlich dichtere Bebauung als im SRT 1, gegliedert in Vorgartenzonen zur Straße und rückwärtige Hausgärten. [68]

SRT 3 - Zeilenbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit

Der SRT 3 umfasst eine vier- bis sechsgeschossige Zeilenbebauung mit reiner Wohnnutzung. Die gekuppelten MFH sind mit großzügigen Abständen annähernd parallel angeordnet. Stellplätze und Garagen sind meist parallel zur Straße angeordnet. Die Gebäude befinden sich oft im Eigentum von Genossenschaften oder Wohnungsbaugesellschaften, eingebettet in gemeinschaftlich genutzte, halböffentliche Freiräume. [68]

SRT 4 - Großmaßstäbliche Wohnbebauung hoher Geschossigkeit

Der SRT 4 ist gekennzeichnet durch großmaßstäbliche, unregelmäßig und weitläufig angeordnete Wohnbebauungen aus 7- bis 16-geschossigen MFH. Dabei handelt es sich um eine Mischung aus freistehenden Punkthochhäusern und gekoppelten Zeilen- oder Kettenhochhäusern. Zwischen den Baukörpern liegen weitläufige begrünte Freiflächen, durchzogen von Fußwegen, Spielplätze und Sitzbereichen, oft zu mehreren Hektar zusammenhängend. Die Erschließung erfolgt über die anliegenden Straßen, an die große Parkplatzflächen angrenzen. [68]

SRT 5 - Blockrandbebauung

SRT 5 umfasst gekuppelte MFH mit drei bis sechs Geschossen die häufig direkt an den Gehweg grenzen. Die Innenhöfe sind meist halböffentlich, teils begrünt und mit untergeordneten Nebengebäuden ausgestattet. [68]

## 4.2 Wärmeversorgungskonzepte in Neubauquartieren

Im Folgenden wird der Begriff „Wärme“ für diesen Leitfaden im Kontext der Energieversorgung entsprechend dem vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. gebräuchlichen Begriffsverständnis verstanden. Dabei wird Wärme nach den Anwendungsbereichen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Prozesskälte und Klimakälte unterschieden [70]. In Abbildung 4-2 wird der Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland im Jahr 2023 nach Anwendungsbereichen dargestellt. Die insgesamt 1.248 Mrd. kWh Endenergieverbrauch im Bereich Wärme entfallen zu 48 % auf Haushalte, 37 % auf Industrie und 15 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) [70].

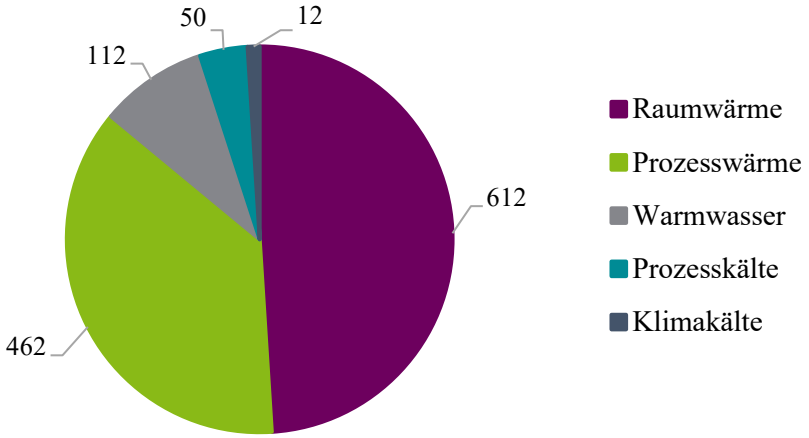


**Abbildung 4-2: Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 im Bereich Wärme nach Anwendungsbereichen, eigene Darstellung basierend auf [70].**

Auf Grundlage des dargestellten Endenergieverbrauchs im Bereich Wärme wird deutlich, dass insbesondere im Verbrauchssektor Haushalte ein großer Anteil des Wärmebedarfs anfällt. Um zukünftige Entwicklungen der Wärmeversorgung besser beurteilen zu können, ist es sinnvoll, die Beheizungsstrukturen von Gebäuden näher zu betrachten. Im Rahmen dieses Leitfadens werden insbesondere die Beheizungsstrukturen in Neubauquartieren analysiert, um nachzuvollziehen zu können, welche Heizsysteme dort derzeit von Relevanz sind.

Die Beheizungsstrukturen neuer WG sind in Abbildung 4-3und die neuer NWG in Abbildung 4-4 dargestellt. Die Darstellung erfolgt jeweils getrennt nach Baufertigstellungen (oben) und Baugenehmigungen (unten). Abgebildet wird die Entwicklung der Heizsysteme in neuen WG und NWG im Zeitraum von 2014 bis 2022 [71].

Deutlich wird, dass vor allem Umweltwärme und Geothermie (Wärmepumpen), Fernwärme sowie Gas (inklusive Biogas und Biomethan) die Beheizungsstruktur von WG prägen. Der Anteil der Fernwärme bleibt mit 7-9 % weitestgehend konstant, während Umweltwärme und Geothermie zunehmend Gas als Energieträger für die Beheizung verdrängt haben. Dieser Trend zeigt sich besonders in den Baugenehmigungen, da diese die geplanten Neubauten abbilden und den Entwicklungen in den letzten Jahren vor der tatsächlichen Fertigstellung vorauslaufen.

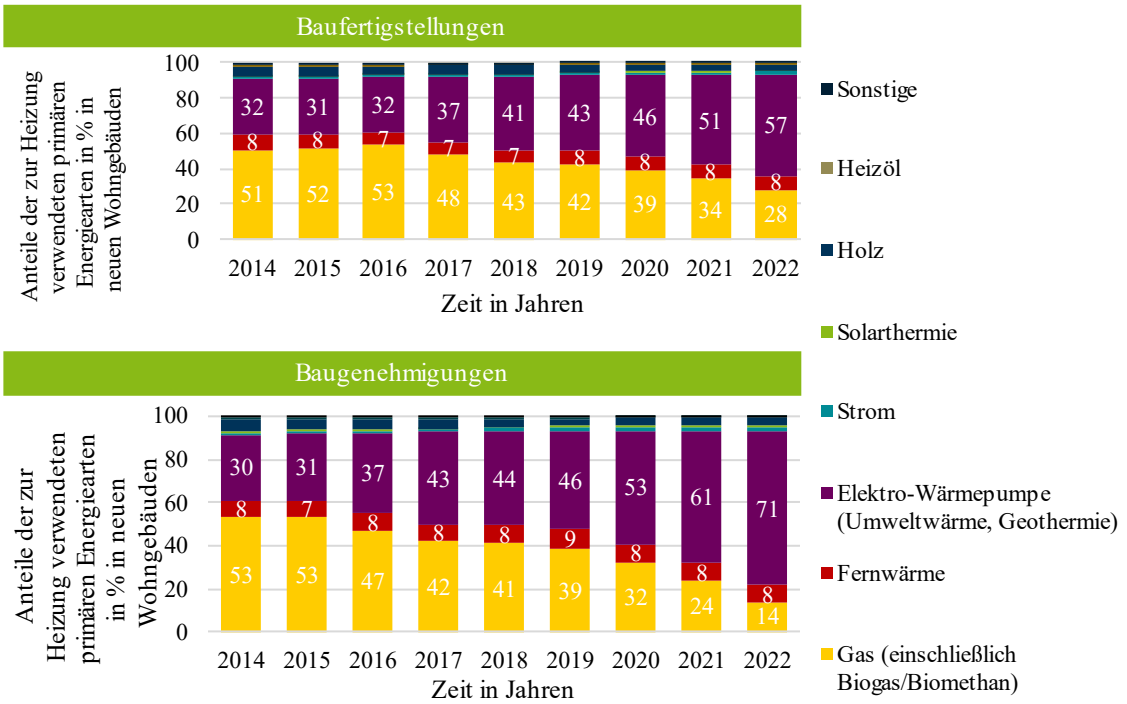


**Abbildung 4-3: Beheizungsstrukturen neuer WG in Deutschland auf Basis von Baufertigstellungen (oben) und auf Basis von Baugenehmigungen (unten), eigene Darstellung basierend auf [71].**

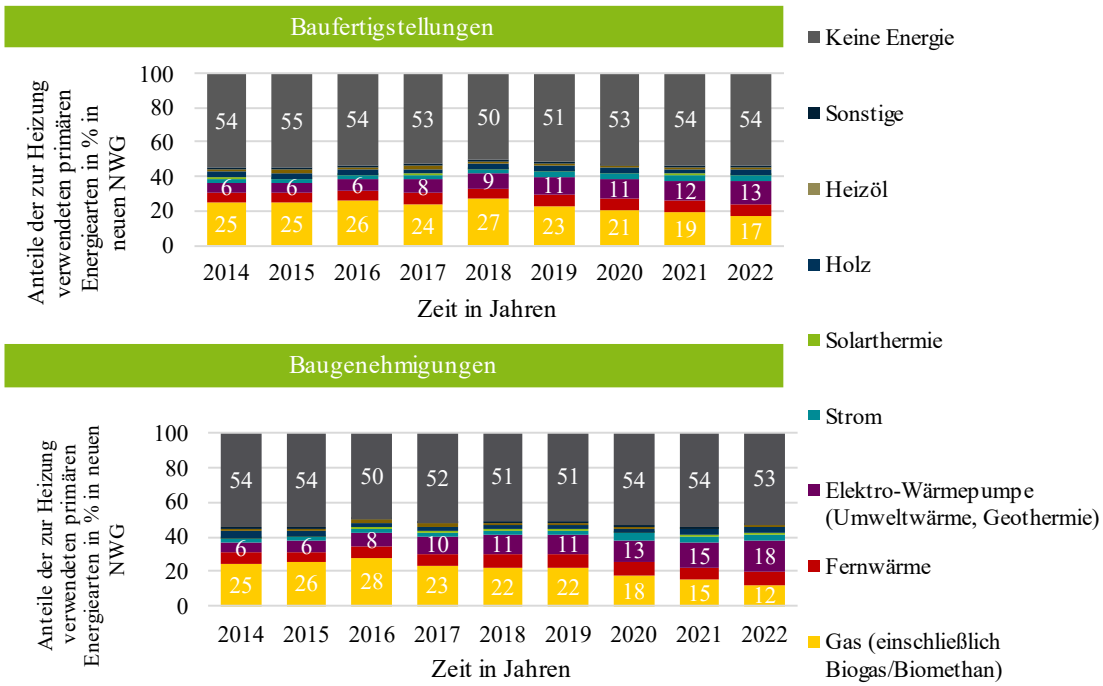


**Abbildung 4-4: Beheizungsstrukturen neuer NWG in Deutschland auf Basis von Baufertigstellungen und auf Basis von Baugenehmigungen, eigene Darstellung basierend auf [71].**

Bei den Baufertigstellungen und Baugenehmigungen im Bereich der NWG ergibt sich ein abweichendes Bild. Die Hälfte der NWG benötigt keine Energie für die Beheizung. Bei der anderen Hälfte, die beheizt wird, dominieren wie bei den WG vor allem die Energieträger Umweltwärme und Geothermie (Wärmepumpen), Fernwärme sowie Gas (inklusive Biogas und Biomethan). Der Anteil der Fernwärme bleibt mit 6-8 % auch weitgehend konstant, während

Umweltwärme und Geothermie den Gasanteil zwar ebenfalls verdrängen, dies jedoch deutlich schwächer ausgeprägt ist als bei den WG.

Die Auswertung der Beheizungsstrukturen in Neubauten verdeutlicht die derzeitigen Präferenzen hinsichtlich der eingesetzten Energieträger. Für die Planung und Bewertung von Wärmeversorgungskonzepten sind die geltenden gesetzlichen Vorgaben und politischen Strategien entscheidend. Das GEG vereint frühere Regelungen (Gesetz zur Förderung erneuerbaren Energien im Wärmebereich (EEWärmeG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Energieeinsparungsgesetz (EnEG)) im Jahr 2021[72]. Im Jahr 2024 legt es fest, dass Neubauten ab dem Jahr 2024 mindestens 65 % ihrer Wärme aus EE oder unvermeidbarer Abwärme beziehen müssen; außerhalb ausgewiesener Neubaugebiete gilt die Regelung frühestens ab 2026. Eigentümer können zwischen verschiedenen Technologien wählen, darunter Wärmenetzanschluss, Wärmepumpen, Stromdirektheizungen, solarthermische Anlagen, Biomasseheizungen, Hybridlösungen sowie Systeme mit grünem oder blauem Wasserstoff, wobei letzterer vorrangig für Industrie und Verkehr vorgesehen ist [8], [18], [19]. Für Bestandsgebäude treten die Anforderungen gestaffelt ab dem Jahr 2026 bzw. 2028 in Kraft [8].

Das WPG verfolgt das Ziel, die Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 vollständig auf EE und unvermeidbare Abwärme umzustellen. Kommunale Wärmepläne fördern die Anbindung an Wärmenetze, deren EE-Anteil ab Jahr 2025 mindestens 65 % betragen muss; ab dem Jahr 2030 sollen mindestens 50 % der Wärme in Wärmenetzen aus EE oder Abwärme stammen [21].

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD aus dem Jahr 2025 ist angekündigt, das bestehende GEG durch ein technologieoffeneres, flexibleres Gesetz zu ersetzen, das neben Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Technologieoffenheit vor allem die $CO_2$-Vermeidung als zentrale Steuerungsgröße verankert [73]. Bislang bleibt das GEG jedoch die gültige Rechtsgrundlage für Neubauten und Bestandsgebäude.

Vor diesem Hintergrund lassen sich verschiedene Wärmeversorgungskonzepte ableiten, die in Kapitel 6 zu den Technologieszenarien zusammengeführt werden.

## 4.3 Bestimmung von Optimierungsebenen

Auf Basis der Analysen im räumlichen Zusammenhang werden die Optimierungsebenen zur Evaluation potenzieller Teilbereiche innerhalb eines Quartiers für ein zentrales Wärmeversorgungskonzept definiert. Eine Optimierungsebene ist dabei so definiert, dass sie verschiedene Gebäudebereiche mit unterschiedlichen räumlichen Ausdehnungen im Quartier umfasst. Insgesamt werden die Optimierungsebenen in die Optimierungsebenen „Sektion“ (S), „Block“ (B), „Blockgruppierung“ (C) und „Quartier“ (Q) unterteilt. Diese bilden die Grundlage für den Bottom-Up-Ansatz, der eine schrittweise Analyse von Synergien zwischen den Optimierungsebenen ermöglicht. Dabei wird insbesondere bewertet, ob unter ökonomischen Gesichtspunkten eine zentrale oder dezentrale Wärmeversorgung zu bevorzugen ist.

Bottom-Up-Approach

Durch die fünf Optimierungsebenen kann der Bottom-Up-Approach bis zur gesamten Quartiersebene automatisiert angewendet werden (Abbildung 4-5). Die hierarchische Struktur erlaubt eine differenzierte Bewertung verschiedener Wärmeversorgungskonzepte auf allen Ebenen, sodass die Bewertung für Quartier und Teilbereiche möglich ist

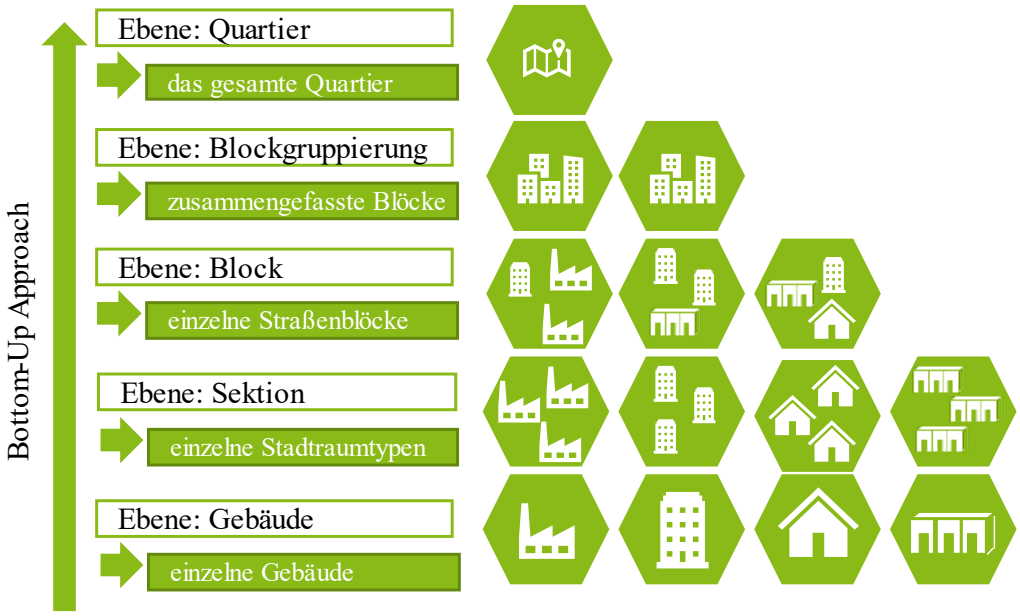


**Abbildung 4-5: Gesamtübersicht der Optimierungsebenen**

Ermittlung der Optimierungsebene „Gebäude“

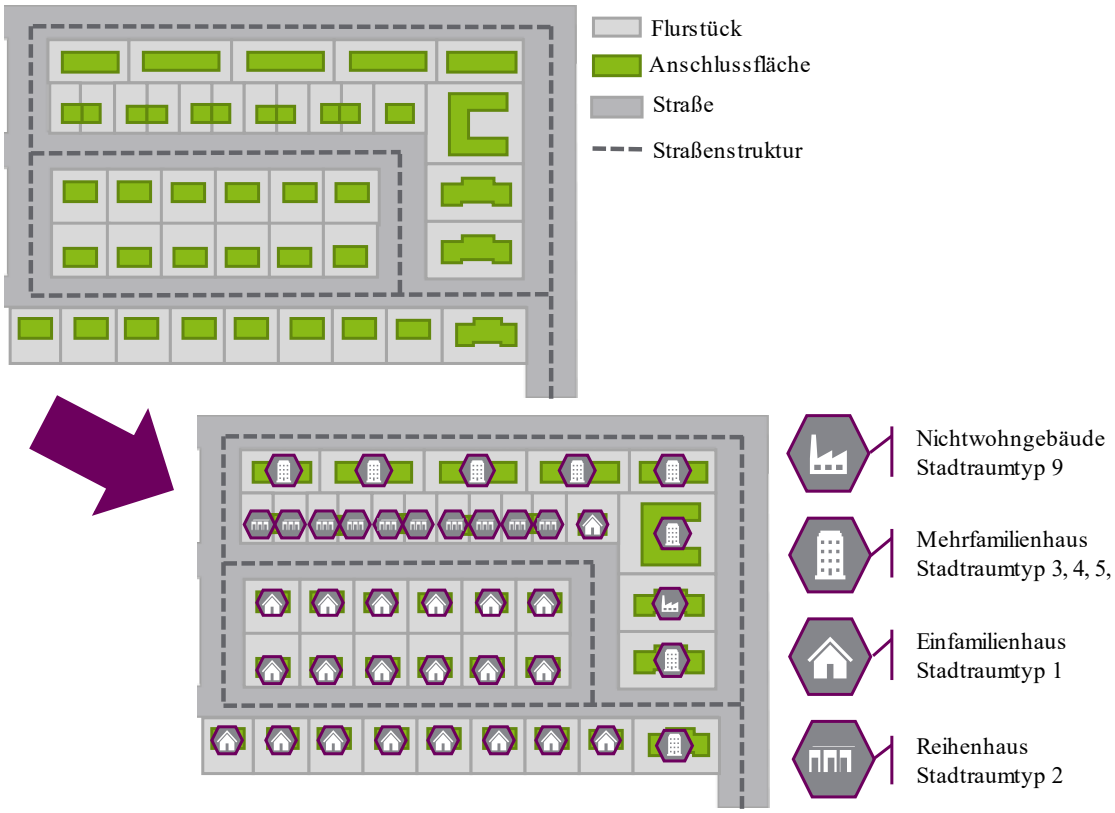


**Abbildung 4-6 : Darstellung der Optimierungsebene „Gebäude“ in einem schematischen Quartier**

Die unterste Optimierungsebene stellt die einzelnen Anschlussflächen dar (Abbildung 4-6) und wird als Optimierungsebene G bezeichnet. Jeder Anschlussfläche (grün) ist dabei ein bestimmter SRT zugeordnet, wobei die Zuordnung in Abbildung 4-6 durch die lila markierten Sechsecke dargestellt ist.

Ermittlung der Optimierungsebene „Sektion“ und „Block“

Auf der zweiten Optimierungsebene, der S, werden baustrukturell homogene Flächen mit identischem SRT zusammengefasst. Eine Sektion kann dabei unterschiedliche Anschlussflächentypen umfassen, bspw. PF, Tiefgaragen, Wald-, Wiesen- oder Straßenflächen sowie netzdienliche Flächen, sofern diese demselben SRT zugeordnet und strukturell homogen sind. Als Sonderfall sind Tiefgaragen zu betrachten, da diese sich über mehrere Anschlussflächen erstrecken können. Die Abgrenzung einer Sektion erfolgt durch benachbarte Sektionen mit abweichendem SRT oder durch öffentliche Verkehrswege.

Die darüberliegende Optimierungsebene, der B, fasst mehrere Sektionen zusammen, die durch Straßen, Schienen oder natürliche Grenzen voneinander abgegrenzt sind, sodass diese Ebene weitestgehend einem Straßenblock entspricht. Diese Definition orientiert sich an § 3 WPG, wonach ein Block als „[…] ein Gebäude oder mehrere Gebäude oder Liegenschaften, das oder die von mehreren oder sämtlichen Seiten von Straßen, Schienen oder sonstigen natürlichen oder bauliche Grenzen umschlossen ist […]“ beschrieben wird [21].

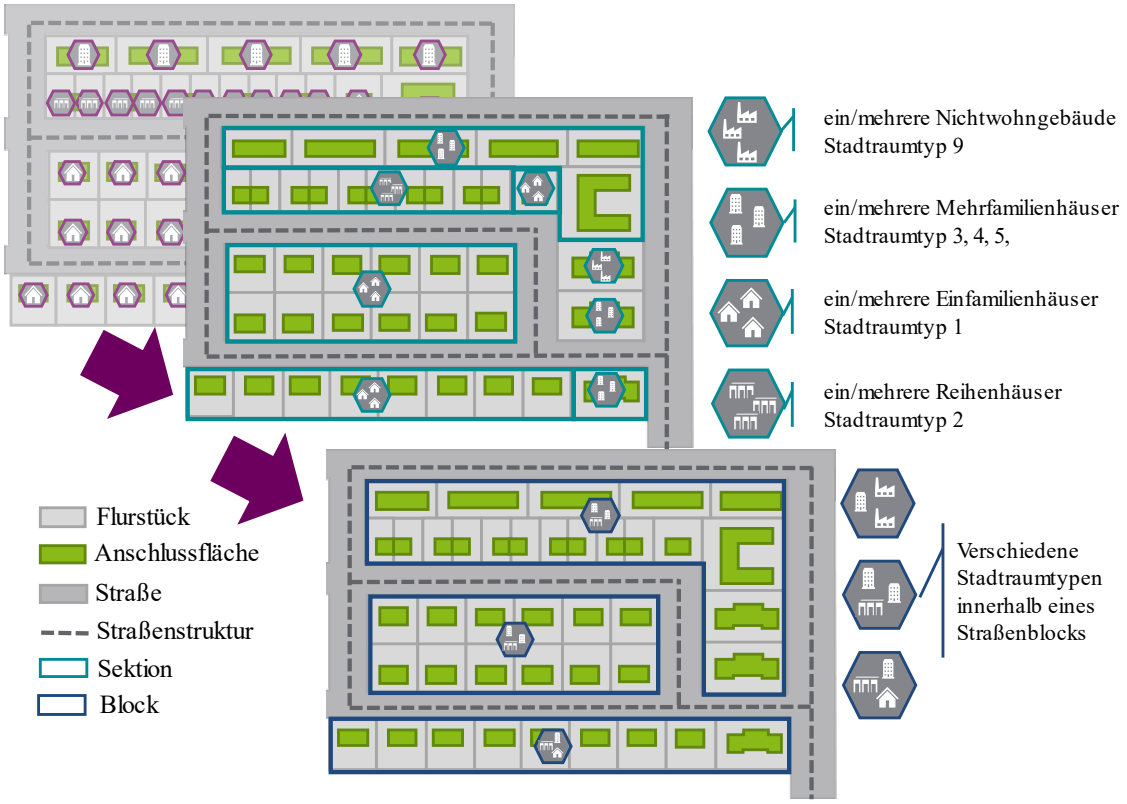


**Abbildung 4-7: Darstellung der Optimierungsebenen „Sektion“ und „Block“ in einem schematischen Quartier**

Zur Ermittlung der Optimierungsebenen S und B wird eine automatisierte Methode verwendet, die auf geometrischen und gebäudespezifischen Eingangsdaten basiert. Diese Methode wird im Folgendem kurz dargestellt; eine detaillierte Beschreibung findet sich in [74]. Die sich aus der Methode ergebenden räumlichen Zuordnungen für die Optimierungsebenen S und B sind in Abbildung 4-7 für ein schematisches Quartier dargestellt."

Ermittlung der Optimierungsebene „Blockgruppierung"

Aufbauend auf der bestehenden Methode, die Gebäude im räumlichen Zusammenhang anhand von Gebäudecharakteristiken wie Grundfläche oder Vollgeschosshöhe betrachtet, wird die Optimierungsebene C eingeführt, um die Versorgungsaufgabe stärker in den Fokus zu rücken. Während die bisherigen Optimierungsebenen S und B für die Analyse der Wärmeversorgung zu kleinteilig sind, ermöglicht die Blockgruppierung eine angemessene räumliche Auflösung, indem Heizlasten der Anschlussflächen innerhalb eines Quartiers berücksichtigt und die Abgrenzung über Straßenblöcke hinaus erweitert wird. Die Ermittlung der Optimierungsebene C erfolgt in drei aufeinanderfolgenden Schritten, um die Versorgungsaufgabe auf dieser Optimierungsebene stärker zu berücksichtigen.

Im ersten Schritt wird die Versorgungsaufgabe definiert. Grundlage hierfür ist die Analyse der spezifischen Gebäude-, Klima- und Energiecharakteristiken. Daraus werden, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, die Zeitreihen für Raumwärmebedarf und Wasserbereitstellung abgeleitet und daraus die Heizlasten der Gebäude bestimmt.

Im zweiten Schritt werden die potenziellen Standorte für Wärmequellen identifiziert und hinsichtlich ihres Wärmebereitstellungspotenzials bewertet. Die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung dieser Potenziale wird in Abschnitt 3.1.3 ausführlicher beschrieben. Diese Flächen für Standorte für Wärmequellen werden im Folgendem als netzdienliche Flächen bezeichnet.

Im dritten Schritt erfolgt eine Clusterung der Anschlussflächen. Grundlage bilden die zuvor ermittelten Daten sowie ein vollständiges Knoten-Kanten-Modell (KK-Modell), welches in Abschnitt 5.2 erläutert wird und alle potenziellen Anschlusswege der Anschluss- und netzdienlichen Flächen abbildet. Ziel ist die Zuordnung der Anschlussflächen zu Versorgungsclustern, die jeweils einer Wärmequelle (netzdienlichen Fläche) zugeordnet sind. Dazu wird zunächst bestimmt, wie viele netzdienliche Flächen erforderlich sind, um die Versorgung aller Anschlussflächen sicherzustellen. Grundlage ist die Spitzenheizlast des Quartiers, also der Zeitpunkt des maximalen Wärmebedarfs für Raumheizung und Wärmebereitstellung. Zur Priorisierung der netzdienlichen Flächen werden zwei Kriterien herangezogen: die Entfernung der Wärmelast-Schwerpunkte der Anschlussflächen zu den geometrischen Zentren der netzdienlichen Flächen sowie das Potenzial der Fläche zur Wärmebereitstellung. Die Kombination dieser zwei Kriterien gewährleistet sowohl kurze Verbindungswege als auch eine höhere Priorisierung der netzdienlichen Flächen mit größerem Wärmebereitstellungspotenzials. Auf Grundlage dieser Bewertung wird eine Prioritätenliste der

netzdienlichen Flächen erstellt. Anschließend werden die Anschlussflächen den netzdienlichen Flächen zugeordnet, wobei die geometrischen Zentren der priorisierten netzdienlichen Flächen als Ausgangspunkt dienen. Das grundlegende Clusterverfahren entspricht einem Verfahren aus der automatisierten Stromnetzplanung, das in Abschnitt 5.2 näher beschrieben wird.

Abschließend erfolgt die Zuordnung der Anschlussflächen zu ihren jeweiligen netzdienlichen Flächen in einem iterativen Prozess. Ziel ist eine optimale Netzstruktur, die den räumlichen Zusammenhang zwischen Anschlussflächen und netzdienlichen Flächen sowie deren Wärmebereitstellungspotenzial berücksichtigt. Dabei darf die Heizlast der zugeordneten Anschlussflächen das Potenzial der jeweiligen netzdienlichen Flächen nicht überschreiten. In jeder Iteration werden potenzielle Anschlussflächen identifiziert, die einer netzdienlichen Fläche zugeordnet werden können. Die Auswahl orientiert sich am Mindestabstand der Straßenpunkte zur nächstgelegenen Clusterhülle, der räumlichen Begrenzung aller bisher einem Cluster zugeordneten Anschlussflächen, sowie an einem Faktor, der die lokale Anschlussdichte berücksichtigt. Für jede Anschlussfläche und jedes Cluster wird anschließend ein Aggregationsfaktor, der sich aus statischen und dynamischen Aggregationsfaktoren zusammensetzt, berechnet. Eine detaillierte Beschreibung aller Aggregationsfaktoren erfolgt in Abschnitt 5.2. Für die Ermittlung der Optimierungsebene C werden gegenüber der Stromnetzplanung nur einzelne statische und dynamische Aggregationsfaktoren angepasst. Bei den statischen Aggregationsfaktoren wird statt des Maximus der Auslastung der Ortsnetztransformatoren (ONT) (vgl. Abschnitt 5.2) nun die maximale Auslastung der netzdienlichen Flächen auf Grundlage der Heizlast der zugeordneten Anschlussflächen herangezogen. Bei den dynamischen Aggregationsfaktoren wird die prozentuale Auslastung der netzdienlichen Flächen herangezogen. Sie ersetzt die bisher in der Stromnetzplanung verwendete Auslastung der ONT für die Betriebsfälle Starklast und Starkeinspeisung und wird als Verhältnis der aktuell zugewiesenen gleichzeitigen Lasten zum verfügbaren Wärmebereitstellungspotenzial berechnet.

Die übrigen statischen und dynamischen Aggregationsfaktoren entsprechen unverändert der Stromnetzplanung. Darüber hinaus wird das ursprünglich für die Stromnetzplanung entwickelte Clusterverfahren für die Optimierungsebene C erweitert. Neben den bereits angepassten Aggregationsfaktoren kommen Cluster auf Basis des Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise (DBSCAN) [75] zum Einsatz und die Zuordnung der Anschlussflächen erfolgt unter Berücksichtigung der Optimierungsebene B. Beim DBSCAN Algorithmus wird die Dichteverbundenheit der Punkte analysiert. Das genaue Vorgehen dieses Algorithmus ist in Abbildung 4-8 dargestellt. Der DBSCAN Algorithmus benötigt zwei Parameter: die Nachbarschaftslänge zur Bestimmung der Nachbarschaft eines Punktes und die Mindestanzahl an Punkten, die innerhalb dieses Radius liegen müssen, damit ein Punkt als Kernpunkt gilt. Punkte werden in Kernpunkte, Randpunkte und Rauschen eingeteilt. Kernpunkte erfüllen die

Mindestanforderungen an Nachbarn, Randpunkte liegen im Radius eines Kernpunktes und werden diesem zugeordnet, Rauschen umfasst Punkte, die keinem Cluster angehören.

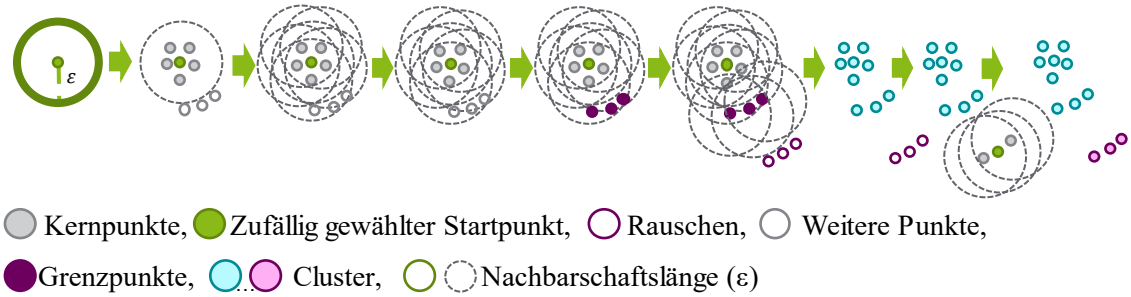


**Abbildung 4-8: Darstellung der Funktionsweise des Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise (DBSCAN), eigene Darstellung basierend auf [75]**

Die gesamte implementierte Methode zur Anwendung des DBSCAN Algorithmus ist in Abbildung 4-9 schematisch dargestellt.

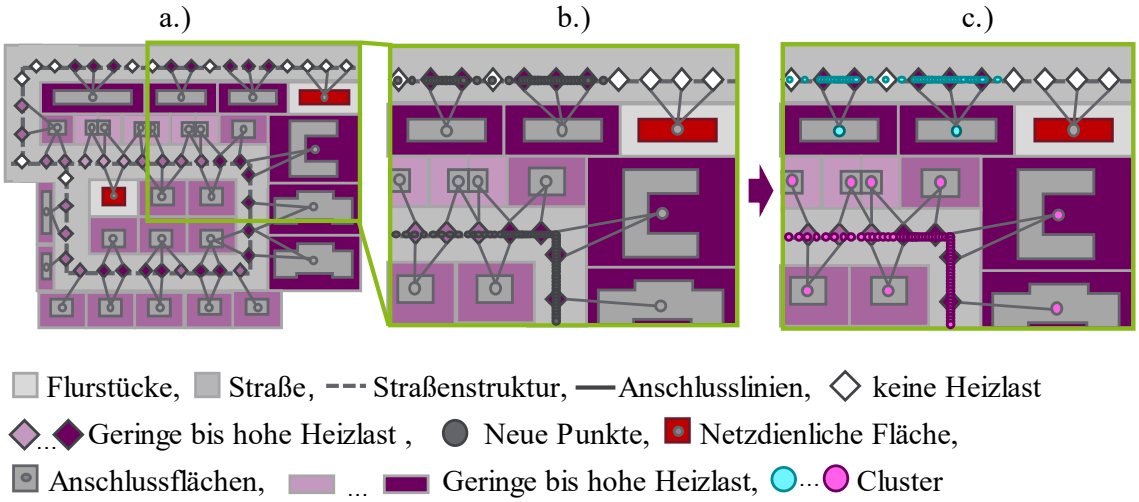


**Abbildung 4-9: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens zur Bildung der Optimierungsebene „Blockgruppierung“ unter Anwendung des DBSCAN-Algorithmus**

Für die Anwendung werden zunächst die Anschlusswege aller Anschlussflächen zu den Straßenpunkten des vollständigen KK-Modell berücksichtigt (siehe in Abbildung 4-9 a.)). Dabei wird die Heizlast der einzelnen Anschlussflächen über die Anschlusswege auf die jeweiligen Straßenpunkte übertragen und dort aufsummiert (siehe in Abbildung 4-9 b.)). Auf Basis dieser aufsummierten Werte wird die Straßenstruktur segmentiert, wobei Straßenlinien mit hoher Wärmeliniendichte eine höhere Punktdichte erhalten. Anschließen werden die so erzeugten Punkte dem DBSCAN-Algorithmus übergeben, der entlang der Straßenstruktur Cluster bildet. Diese Cluster werden über die Anschlusswege der jeweiligen Anschlussflächen zugeordnet, sodass jede Anschlussfläche dem am häufigsten vertretenen Cluster auf ihrem Anschlussweg zugeordnet wird (siehe in Abbildung 4-9 c.)). In einem weiteren Schritt erfolgt die Umverteilung der Anschlussfläche auf der Optimierungsebene C. Dabei wird sichergestellt, dass alle Anschlussflächen welcher in der Optimierungsebene B zusammengefasst wurden, konsistent

einer C zugewiesen werden. Berücksichtigt werden dabei die Entfernungen der netzdienlichen Flächen zum geometrischen Zentrum der Blöcke, die Anzahl der zugeordneten Anschlussflächen sowie das verbleibende Wärmebereitstellungspotenzial der netzdienlichen Fläche. Die in diesem Abschnitt erläuterte Methode ist auch in [76] detailliert beschrieben.

Abbildung 4-10 zeigt die räumliche Zuordnung der Anschlussflächen gemäß der Methode zur Bildung der Optimierungsebene C. Darüber hinaus ist die übergeordnete Optimierungsebene Q dargestellt, welche das gesamte Untersuchungsgebiet, d. h. das gesamte Quartier, abbildet.

**Abbildung 4-10: Darstellung der Optimierungsebenen „Blockgruppierung“ und „Quartier“ in einem schematischen Quartier**

# 5 Elemente einer strategischen Energieleitplanung

Auf Basis der zuvor in Abschnitt 3.2 hergeleiteten Versorgungsaufgaben für jede Anschlussfläche und der Überführung der Gebäude in ihren räumlichen Kontext wird nun deutlich, dass eine isolierte Betrachtung einzelner Energiesektoren an ihre Grenzen stößt. Strom-, Wärme- und Gasversorgung beeinflussen sich gegenseitig, sowohl in ihren zeitlichen Lastverläufen als auch in ihren räumlichen Anforderungen. Eine zukunftsfähige Quartiers- und Netzplanung erfordert daher einen sektorenübergreifenden Ansatz, der diese Wechselwirkungen systematisch berücksichtigt. In diesem Kapitel werden die zentralen Elemente einer solchen integrierten Energieleitplanung vorgestellt und zu einer übergeordneten Methodik zusammengeführt.

## 5.1 Sektorenübergreifender Planungsansatz

Die Planung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen steht im Kontext der voranschreitenden Energiewende vor neuen Herausforderungen. Während Strom, Wärme und Gas bislang überwiegend individuell betrachtet wurden, führen die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität sowie der wachsende Einsatz von EE zu einer zunehmenden Verflechtung der Sektoren auf Seiten Versorgungsaufgabe. Ein sektorengetrennter Planungsansatz stößt damit an seine Grenzen, da er häufig zu ineffizienten Strukturen, höheren Kosten und verpassten Synergien führt. Hinzu kommen begrenzte Flächenpotenziale in Neubaugebieten und mögliche Raumkonflikte, die eine koordinierte Planung erfordern [77].

Ein sektorenübergreifender Planungsansatz eröffnet demgegenüber erhebliche Vorteile. Technisch lassen sich Erzeugungsanlagen und Speicher besser ausnutzen, Lastspitzen durch sektorübergreifende Lastverschiebung abmildern und die Versorgungssicherheit durch redundante Versorgungsoptionen erhöhen. Gleichzeitig können durch abgestimmte Netzauslegung Überdimensionierungen vermieden und durch gebündelte Trassenführungen Erschließungskosten gesenkt werden. Auch die gemeinsame Nutzung bestehender peripherer Infrastruktur trägt zu geringeren Investitionen bei [20].

Neben den technischen und ökonomischen Effekten beschleunigt eine sektorenübergreifende Planung auch die Genehmigungs- und Bauprozesse. Bündelungen in der Trassenplanung und koordinierte Verfahren verkürzen Planungszeiten und reduzieren den Aufwand für alle Beteiligten. Darüber hinaus ist die Integration der Sektoren eine zentrale Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Klimaneutrale Quartiere können nur entstehen, wenn EE wie PV sowie sektorenübergreifende Umwandlungsanlagen oder Verbraucher wie Wärmepumpen, Nahwärmenetze und Ladeinfrastruktur effizient in einem gemeinsamen Energiesystem gedacht und geplant werden [20].

Damit wird deutlich: Eine integrierte Betrachtung von Sektorenkopplung ist der Schlüssel zu einer effizienten und klimaneutralen Quartiersentwicklung. Voraussetzung dafür ist eine

frühzeitige, koordinierte und digital unterstützte Planung, die technische, räumliche und regulatorische Aspekte integriert. Als zukünftiger Weg hin zu einer konsistenten und transparenten Entwicklung von Energieinfrastrukturen wird daher eine Energieleitplanung benötigt, die diese sektorenübergreifenden Zusammenhänge systematisch berücksichtigt und als verbindlicher Rahmen für die konkrete Netzplanung dient.

Im folgenden Kapitel wird eine Methodik vorgestellt, die diesen Anspruch aufgreift. Dabei ermöglicht sie eine automatisierte und konsistente Planung von leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen für die Energieträger Strom, Wärme und Gas, die im Rahmen einer umfassenden, sektorenübergreifenden Energieleitplanung für neue Quartiere eine integrierte Perspektive ermöglicht.

## 5.2 Planung leitungsgebundener Energieträger

Die in diesem Leitfaden verwendete Methodik zur Planung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen besteht aus fünf aufeinander aufbauenden Methoden, die in Abbildung 5-1 schematisch dargestellt sind. Die Methodik wurde in [78] detailliert beschrieben und ermöglicht eine konsistente, sektorenübergreifende Planung neuer Quartiere. Grundlage der Anwendung sind geografische Eingabedaten aller relevanter Quartiersbestandteile, zu denen die Straßenstruktur, Anschlussflächen und Flurstücke sowie technische Parameter zur Versorgungsaufgabe und den zu verwendenden Standardbetriebsmitteln (z. B. die Bemessungsscheinleistung für den ONT, Kabel- und Rohrtypen) gehören.

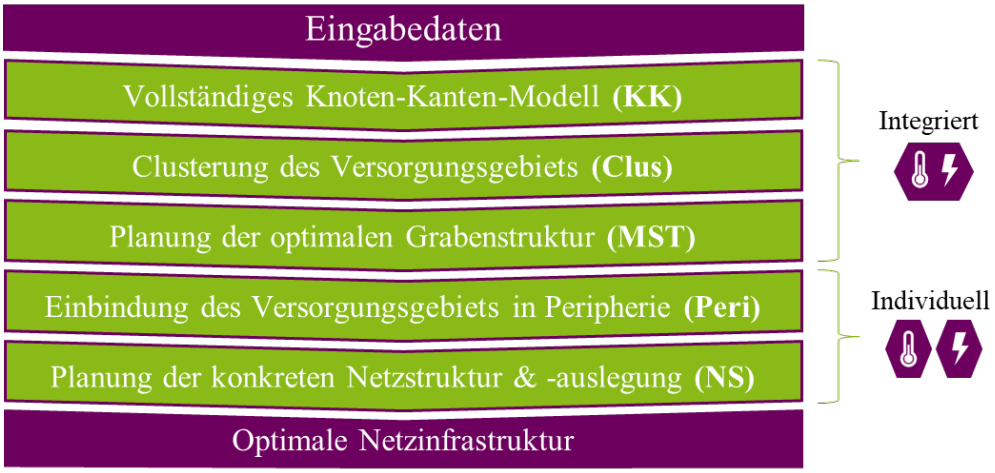


**Abbildung 5-1: Aufbau der Methodik zur Planung von leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen [79]**

Folgend dieser Methodik wird zunächst ein vollständiges KK-Modell erstellt, das als gemeinsame Basis aller potenziellen Leitungsverbindungen dient. Anschließend werden die Anschlussflächen in Versorgungsgebiete geclustert und für diese Cluster Grabenstrukturen mit minimaler Gesamtlänge ermittelt. Diese drei Methoden beruhen vornehmlich auf den geografischen Strukturen und Berechnungen im Zusammenhang mit den Versorgungsaufgaben. Diese ähnlichen Anforderungen führen dazu, dass diese drei Methoden mit geringen Anpassungen für alle leitungsgebundenen Infrastrukturen einheitlich angewendet werden.

Im Gegensatz dazu planen die letzten beiden Methoden die Anbindung der Cluster an die Quartiersperipherie sowie die detaillierte Netzstruktur. Da hier sektorspezifische technische Rahmenbedingungen maßgeblich sind, unterscheiden sich die Umsetzungen je nach Infrastrukturtyp und werden aufgrund ihrer Komplexität in den Kapiteln 7-9 gesondert beschrieben. Insgesamt ermöglicht der übergreifende Aufbau der Methodik eine konsistente und sektorenübergreifende Planung neuer Energieinfrastrukturen.

Im Folgenden werden die ersten drei integrierten Methoden im Detail erläutert [78].

Das vollständige Knoten-Kanten-Modell

Im ersten Schritt der übergreifenden Methodik wird ein allgemeines und vollständiges KK-Modell erstellt, welches als gemeinschaftliche Basis aller potentiellen Verbindungen im gesamten Quartier den Rahmen für die folgenden Planung definiert. Hierzu wird die Straßenstruktur segmentiert und jede Anschlussfläche unter den folgenden definierten Nebenbedingungen an mögliche Netzanschlussknoten angebunden:

1. Die zughörigen Flurstücke der Anschlussfläche und des Netzanschlussknotens auf der Straßenstruktur müssen benachbart sein, d.h. sie müssen sich berühren.
2. Die potentiellen Anschlusswege zwischen dem Anschlusspunkt an der Anschlussfläche und dem Netzanschlussknoten dürfen ausschließlich nur die zugehörigen Flurstücke dieser Knoten berühren.
3. Der Winkel $\alpha$ zwischen der Straßenstruktur und der potentiellen Anschlussleitung muss innerhalb des Intervalls $90° \pm 15°$ liegen, um einen annährend orthogonalen Anschluss zu gewährleisten.

Das Ergebnis ist eine vollständige topologische Abbildung aller potenziellen Netzverbindungen, wie schematisch in der folgenden Abbildung 5-2 dargestellt ist.

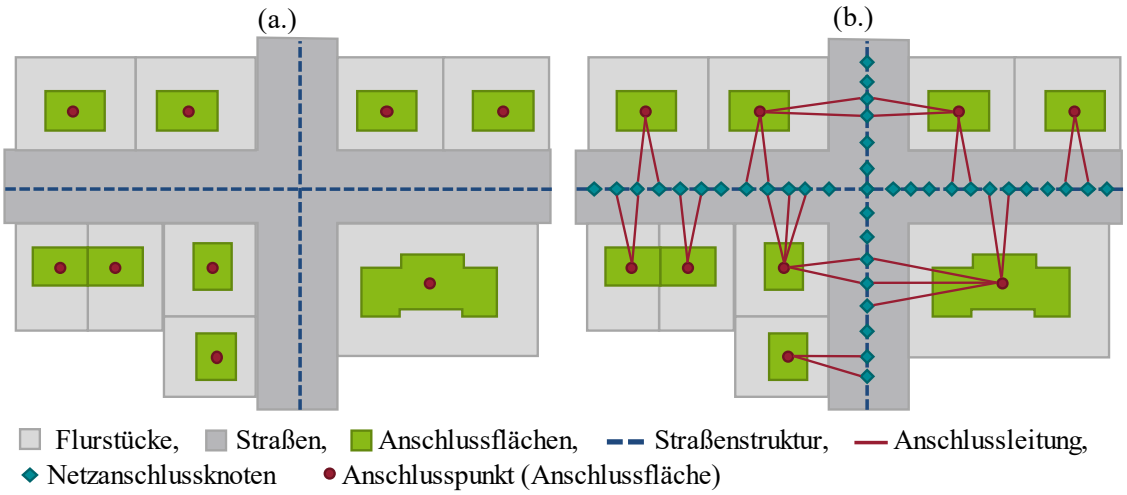


**Abbildung 5-2: Schematische Darstellung der Erstellung eines vollständigen Knoten-Kanten-Modells [79]**

Clusterung der Versorgungsgebiete

Mit der nächsten Methode werden die Anschlussflächen in die jeweiligen Versorgungsgebiete geclustert, z. B. in NS-Netzgebiete. Die Clusterung erfolgt in einem dreistufigen Prozess.

Im ersten Schritt wird die Anzahl der benötigten Cluster bestimmt. Dazu wird auf Basis der zeitabhängigen Versorgungsaufgabe die maximale gleichzeitige Belastung eines ONT ermittelt. Überschreitet diese die Bemessungsscheinleistung inklusive eines 20 %-Sicherheitsfaktors für potentielle Abweichungen infolge unterschiedlichen Clusterzuordnungen, wird die Clusteranzahl erhöht. Dies wird wiederholt, bis die maximale gleichzeitige Belastung aller Anschlussflächen über die jeweilige Clusteranzahl versorgt werden kann.

Mit der ermittelten Clusteranzahl wird im zweiten Schritt ein gewichteter k-means Algorithmus auf die Netzanschlussknoten angewendet, um allgemeine Versorgungsschwerpunkte mit netzseitigem Fokus auf die Straßenstruktur zu extrahieren. Die Gewichtungen jedes Netzanschlussknotens werden dabei durch eine Kombination der maximalen netzseitigen Belastung an diesem Netzanschlussknoten durch die potentiell angebunden Anschlussflächen, sowie der lokalen Anschlussdichte der zugehörigen Anschlussflächen definiert. Dadurch werden die Versorgungsschwerpunkte innerhalb der Straßenstruktur identifiziert. Diese liefern die initialen Clusterzentren als Basis für die weitere Aggregation, wie schematisch in der folgenden Abbildung 5-3 dargestellt ist.

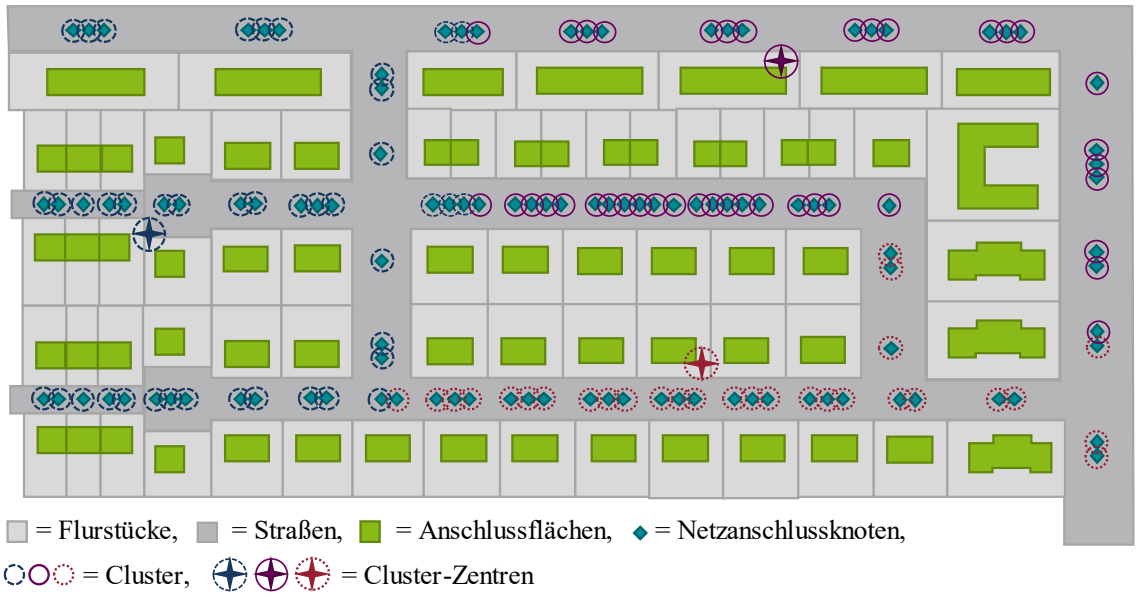


**Abbildung 5-3: Initiale k-means Clusterung der Anschlusspunkte auf der Straßenstruktur und der zugehörigen Cluster-Zentren [79]**

Im dritten und finalen Schritt der Clusterung werden alle Anschlussflächen in einem iterativen Prozess den Clustern zugeordnet. Das übergreifende Ziel dieser sequenziellen Zuweisung ist die Minimierung der räumlichen Zusammenhänge der geclusterten Versorgungsgebiete unter der Voraussetzung erfolgen, dass die maximale gleichzeitige Belastung in jedem Cluster nicht die Bemessungsscheinleistung des standardmäßig definierten ONT übersteigt. Die Entscheidung

basiert auf einer Zuweisungskennzahl, die die Distanzen zu Clustern sowie eine Reihe an statischen und dynamischen Faktoren innerhalb der iterativen Zuweisung kombiniert:

- Maximale netzseitige Belastung an den potenziellen Netzanschlussknoten einer Anschlussfläche, als der maximale Leistungsbezug bzw. der maximalen Rückspeisung der individuellen Versorgungaufgabe Anschlusspunkt (statisch)
- Euklidische Distanz einer Anschlussfläche zu den initialen Cluster-Zentren (statisch)
- Euklidische Distanz einer Anschlussfläche zur peripheren des Quartiersgrenze (statisch)
- Maximale, bereits zugewiesene und gleichzeitige Belastung des zugehörigen ONT vom nächsten Cluster zu einer Anschlussfläche (dynamisch)
- Verhältnis der Distanzen der zugehörigen Netzanschlussknoten einer Anschlussfläche zu den bereits zugewiesenen Netzanschlussknoten der nächsten Cluster (dynamisch)
- Partnerfaktoren, basierend auf gemeinschaftlichen potentiellen Netzanschlussknoten einer Anschlussfläche mit denen bereits zugewiesener Anschlussflächen (dynamisch)

Die Anwendung der Aggregationsfaktoren für die iterative Clusterzuweisung simuliert dabei den Aufbau von Hüllflächen bestehend aus den Mengen der bereits zugewiesenen Netzanschlussknoten, die sich entlang der Straßenstruktur ausbreiten, um die zugehörigen Anschlussflächen den jeweiligen Clustern zuzuweisen, wie schematisch in der folgenden Abbildung 5-4 dargestellt ist.

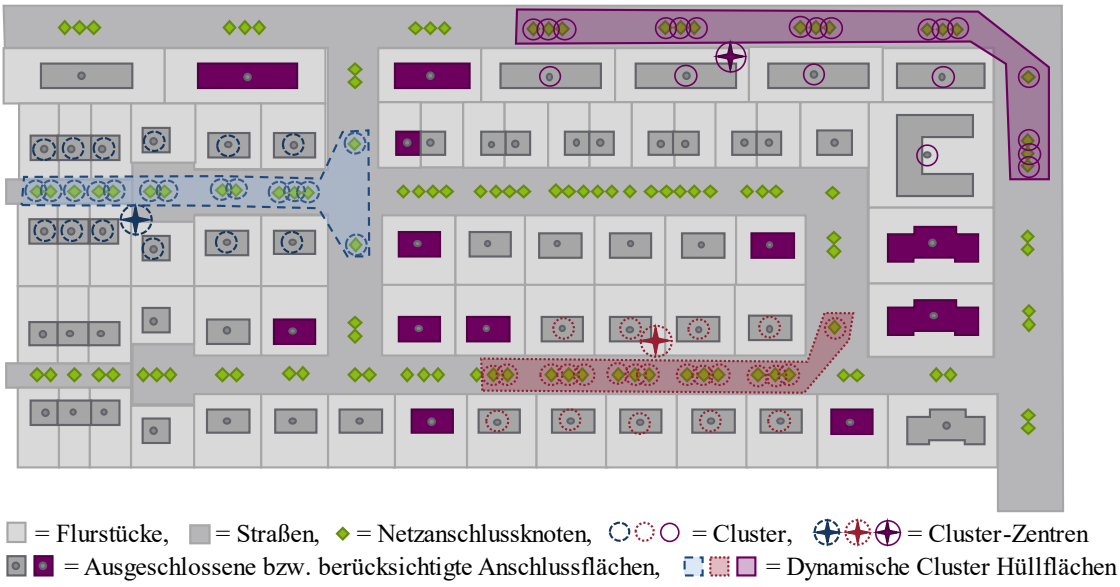


**Abbildung 5-4: Exemplarische Darstellung der simulierten Hüllflächen sowie während einer Iteration betrachteten und ausgeschlossenen Anschlussflächen für den iterativen Aufbau der Cluster [79]**

Zusätzlich wird der Prozess in zwei Zuweisungsphasen durchgeführt, in denen sich die Gewichtungen der einzelnen Faktoren unterscheiden. Auf diese Weise wird der Fokus innerhalb des gesamten Zuweisungsprozess gezielt auf die jeweiligen räumlichen und versorgungstechnischen Eigenschaften gelegt, die für diese spezielle Zuweisungsphase am signifikantesten sind.

Neben der zuvor beschreiben Clusterung mit dem übergreifenden alleinigen Ziel der Kostenoptimierung eröffnet die Methode allerdings auch die Möglichkeit einer flexiblen Erweiterung um alternative, „weiche“ Kriterien und Optimierungsziele. So können bestimmte Anschlussfläche bereits im Vorfeld zu räumlich sinnvollen Einheiten oder funktionalen Zusammenhängen voraggregiert werden. Diese Voraggregation fließen anschließend in die Clusterung mit ein und stellen sicher, dass bestimmte Anschlussflächen über dasselbe NS-Netz versorgt werden.

Ermittlung der optimalen Grabenstruktur

Nach Abschluss der Clusterung wird mit der nächsten Methode für jedes Cluster eine optimierte Grabenstruktur abgeleitet Da die Kosten für die Grabenstruktur direkt von der zugehörigen Grabenlänge abhängig sind, gilt für die Grabenstruktur in erster Instanz das Ziel der Minimierung der gesamten Länge der Grabenstruktur. Dabei wird, wie bereits in Abschnitt 2.1 erläutert, in der NS grundsätzlich die Planung einer Strahlentopologie vorgesehen. Die Methode besteht aus zwei Schritten. Zunächst wird basierend auf einer eine weiterentwickelte Methode von [80] ein minimaler Spannbaum für alle potentiellen Netzanschlussknoten der Anschlussflächen entlang der Straßenstruktur berechnet, wie schematisch in der folgenden Abbildung 5-5 dargestellt ist.

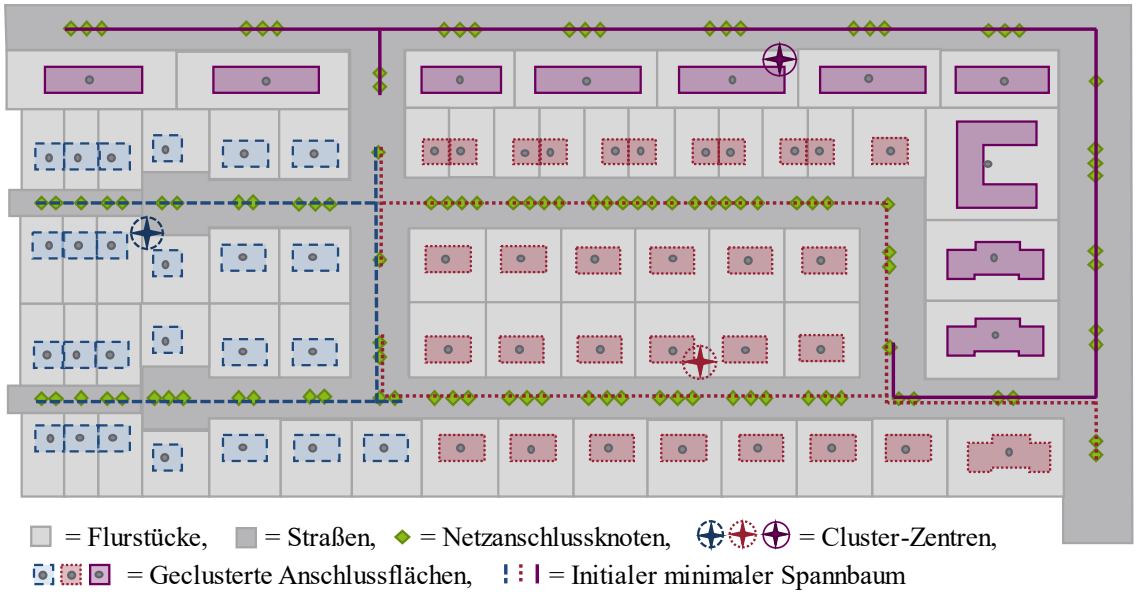


**Abbildung 5-5: Initialer minimaler Spannbaum für alle NS-Cluster [79]**

Ausgehend von diesem initialen minimalen Spannbaum werden die einzelnen Anschlussflächen nun für die Erstellung des finalen minimalen Spannbaum angebunden. Dazu werden sequenziell die längsten, redundanten Straßensegmente an den Blättern des initialen minimalen Spannbaums entfernt. Auf diese Weise entsteht ein reduzierter Spannbaum, an den anschließend die Anschlussflächen über die kürzeste Verbindung angebunden werden. Dies ergibt den finalen minimalen Spannbaum und damit die finale Grabenstruktur mit minimaler Gesamtlänge, wie in der folgenden Abbildung 5-6 schematisch dargestellt ist.

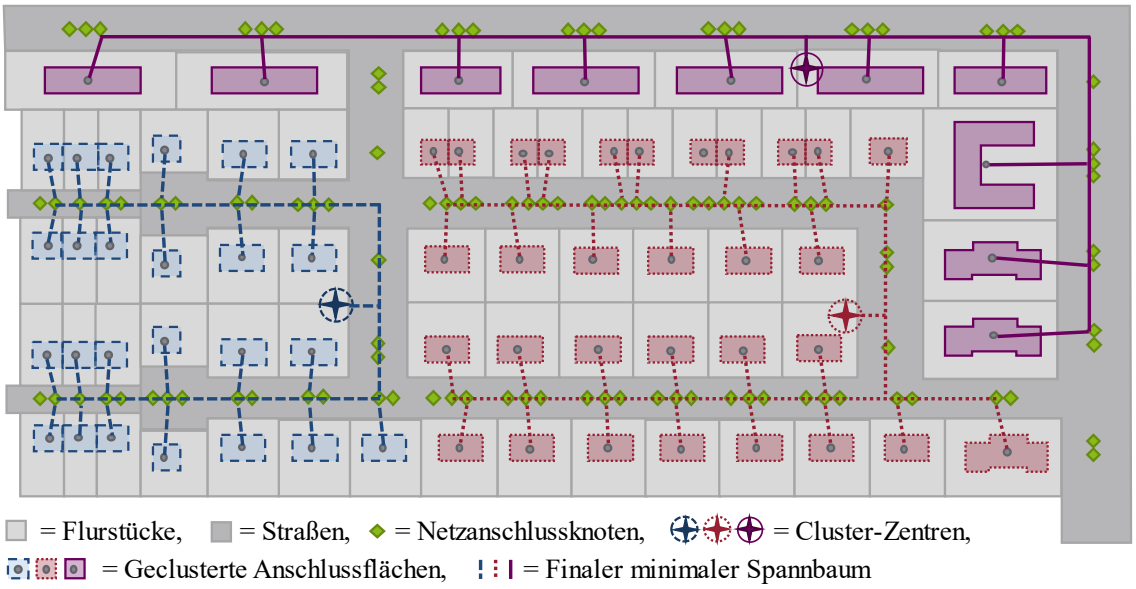


**Abbildung 5-6: Finaler minimaler Spannbaum mit geupdateten Cluster-Zentren [79]**

Ein weiterer entscheidender Aspekt der Erstellung der optimierten Grabenstrukturen ist die Positionierung der Ortsnetzstation (ONS), da dieser maßgebliche Einfluss auf die resultierende Netzstruktur und die möglichen Abgangskonstellationen hat. Eine zentral gelegene ONS ermöglicht kurze, radial abgehende Stammstrecken und führt in der Regel zu einer kosteneffizienten und betrieblich robusten Netzarchitektur. In der praktischen Umsetzung spielen jedoch zusätzliche Rahmenbedingungen wie verfügbare Flächen, städtebauliche Vorgaben und mögliche Nutzungskonflikte eine wesentliche Rolle. Daher wird die ONS, sofern strukturell möglich, an einer zentralen Kreuzung innerhalb der optimierten Grabenstruktur positioniert. Wenn dies nicht möglich ist, erfolgt die Positionierung möglichst nahe am geometrischen bzw. lastbezogenen Zentrum des Spannbaums.

Ebenso wie bei der Clusterung der Anschlussflächen wurde auch bei der Ermittlung optimierter Grabenstrukturen die Möglichkeit einer flexiblen Erweiterung um alternative Optimierungsziele vorgesehen. Diese Erweiterung erlaubt somit die Integration von strategisch positionierten Kabelverteilerschränken (KVS), an welche die ansonsten unverbunden Ausläufer der Grabenstruktur angebunden werden können. Auf diese Weise kann eine flexiblere Netzführung durch temporäre Umschaltung von Netzbereichen ermöglicht werden.

# 6 Energiewirtschaftliche Bewertung aller Optimierungsebenen

Nach Evaluation der Versorgungsaufgabe auf Basis baulicher Parameter erfolgt eine Modellierung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge. Diese umfasst zum einen die Anlagentechnik zur Bereitstellung der benötigten Endenergieform mit ihren relevanten technischen Parametern, zum anderen die kaufmännische Modellierung von Anlagen und Energieströmen, welche durch weitere Parameter wie $CO_2$-Intensität ergänzt wird.

## 6.1 Definition und Aufbau des Lösungsraums

Anspruch an die Modellierung ist es alle praxisrelevanten Technologien zur Bereitstellung der benötigten Endenergie in einem Lösungsraum vorzudefinieren, so dass eine technologieoffene Optimierung nach kaufmännischen Gesichtspunkten erfolgen kann.

### 6.1.1 Grundlagen zur Lösungsraummodellierung

Wie in den vorherigen Kapiteln 3 und 4 ausführlich beschrieben, bildet der B-Plan die Grundlage für die energiewirtschaftliche Modellierung des zu planenden Quartiers. Auf Basis der Bebauungsstrukturen sowie der bekannten Baustandards (z. B. „KfW-55-Standard“) werden Zeitreihen für die jeweiligen Energiebedarfe, wie Strom, Wärme oder Kälte, berechnet. Diese Daten werden unter Berücksichtigung der klimatischen Rahmenbedingungen am Standort des Quartiers mit geeigneten Software-Tools zu Zeitreihen mit hoher Auflösung aufbereitet und auftretende Spitzenlastprofile und Ganzjahresbedarfskurven ermittelt [59].

Ein analoges Vorgehen erfolgt zur Ermittlung der potenziellen Energieerzeugung innerhalb des Quartiers wie in Kapitel 3 detailliert beschrieben. Flächen, die sich für die lokale Gewinnung von Strom oder Wärme eignen, werden analysiert, und die witterungsabhängige Erzeugung, beispielsweise durch Solaranlagen, wird aus jährlichen Wetterzeitreihen abgeleitet und in Potenzialzeitreihen überführt. Gleiches erfolgt für die Potenziale von Luft- und Solewärmepumpen anhand der entsprechenden Parameter [59].

Zusätzlich werden die peripheren Versorgungsnetze berücksichtigt und als Randbedingungen in die energetische Optimierung einbezogen. Hierzu zählen beispielsweise in Quartiersnähe befindliche Bestandsfernwärmenetze sowie Anschlusspunkte an das öffentliche Stromnetz. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse und Zeitreihen wird ein umfassendes Modell erstellt, das alle relevanten technischen Systeme zur Erzeugung, Umwandlung und Speicherung von Energie integriert.

Zur Modellierung des Energiesystems und dessen Optimierung wird die Open Energy Modelling Framework (OEMOF) verwendet. OEMOF ist eine in der Programmiersprache Python

entwickelte Open-Source-Plattform zur Modellierung und Optimierung von Energiesystemen [81]. Sie ermöglicht eine strukturierte und reproduzierbare Abbildung komplexer Energiesysteme und dient der Analyse von Energieflüssen, Umwandlungsprozessen und Versorgungsszenarien. Dabei ist die Simulation und Optimierung sektorübergreifender Energiesysteme, in denen Strom-, Wärme- und Gasflüsse gekoppelt betrachtet werden, möglich.

Die Funktionsweise von OEMOF basiert auf einem generischen Modellansatz, in dem Energiesysteme als Netzwerke aus Knoten (z. B. Verbraucher, Speicher, Erzeugungs- und Umwandlungsanlagen) und Kanten (Energieflüsse) dargestellt werden. Die wirtschaftliche Modellierung der Knoten ist dabei auf Fixkosten und spezifische Kosten je installierte Leistung beschränkt. Diese Struktur wird insbesondere durch das Modul ‚oemof.solph' mathematisch beschrieben und mittels linearer und gemischt-ganzzahliger Optimierung gelöst. Die Optimierung erfolgt typischerweise mit Hilfe etablierter Solver (z. B. CBC), die über eine entsprechende Python-Schnittstelle angesteuert werden. Die deklarative Modellierung ermöglicht durch ihren modularen Aufbau eine Beschreibung komplexer Energiesysteme, sowie eine einfache Erweiterung und Parametrierung bestehender Modelle mit welcher komplexe Energiesysteme beschrieben werden können [82].

### 6.1.2 Modellierung und Kategorisierung der Energiebedarfe

Grundsätzlich werden die Energiebedarfe im Rahmen des vorgestellten Modells als Endenergiebedarfe definiert. Dies bedeutet, dass stets von der letztlich benötigten Energieform ausgegangen wird, während die technologische Lösung zu deren Bereitstellung Gegenstand der Optimierung ist. Die Energiebedarfe umfassen dementsprechend den konventionellen Strombedarf, beispielsweise für Beleuchtung, den Kühlbedarf zur Deckung Kühllasten sowie verschiedene Formen des Wärmebedarfs.

Beim Wärmebedarf erfolgt eine Differenzierung nach den jeweils anliegenden Temperaturniveaus, welche im Modell entsprechend berücksichtigt werden. Im Lösungsraum wird dabei zwischen einem Bedarf an „Wärme 1", der ein Temperaturniveau unter 55 °C beschreibt, wie es typischerweise beim Heizen in modernen Neubauten auftritt, sowie höheren Temperaturbedarfen unterschieden. „Wärme 2" steht hierbei für ein Temperaturniveau bis 95 °C, wie es beispielsweise für legionellenfreie Trinkwasserspeicher, bestimmte Prozessanwendungen oder Heizsysteme in Bestandsgebäuden erforderlich ist, während „Wärme 3" ein Temperaturniveau über 95 °C beschreibt, das in industriellen Dampfprozessen und anderen großtechnischen Anwendungen anfällt. Diese Differenzierung ist für eine treffende Modellierung der Bedarfe erforderlich, da die Effizienz von Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Zieltemperatur steht, was signifikante Auswirkungen auf das Optimierungsergebnis hat. Ein Effekt, der bei konventionellen Heiztechnologien wie Heizkesseln nicht in signifikantem Ausmaß auftritt [83].

Die Definition von Erdgas- und Wasserstoffbedarfen ist in der Systematik grundsätzlich vorgesehen, beschränkt sich jedoch auf chemische Anwendungen, wie sie beispielsweise in Teilen der chemischen Industrie, etwa bei der Düngemittelherstellung, anfallen.

### 6.1.3 Im Lösungsraum berücksichtigte Technologien

Grundsätzlich sollen im Lösungsraum alle praxisrelevanten Technologien berücksichtigt werden, um auf Basis sämtlicher verfügbarer technischer Optionen eine möglichst optimale Lösung unter Einbeziehung aller Bedarfe, Potenziale und Randbedingungen zu bestimmen. Eine Analyse des Heizungsmarktes zeigt, dass der Bestand von fossilen Heizsystemen dominiert wird [56], während im Neubau und bei Sanierungen überwiegend Wärmepumpen und Wärmenetze zum Einsatz kommen [71]. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend aufgrund der bestehenden und sich weiter verschärfenden regulatorischen Rahmenbedingungen auch künftig fortsetzen wird [8], [21], [72]. Darüber hinaus ist im gewerblichen und industriellen Umfeld sowie zur Speisung von Wärmenetzen der Einsatz von KWK-Anlagen, wie BHKW oder Gasturbinen, weit verbreitet [56]. Tabelle 14-4 im Anhang bietet einen Überblick über die im Modell berücksichtigten Umwandlungstechnologien, unter anderem Sole-Wärmepumpen, welche auf im Gebiet vorhandene Erdwärmepotenziale angewiesen sind. Da dieser Anlagentyp elektrische Energie zur Umwandlung benötigen, werden sie im Modell den Umwandlungsanlagen zugeordnet, was sie von Anlagen zur lokalen Energieerzeugung abgrenzt. Als primäre lokale Energiequelle wird insbesondere die solare Einstrahlung betrachtet. Der Einsatz von Windkraftanlagen ist aufgrund des hohen Flächenbedarfs und der in Neubauquartieren typischerweise dichten Bebauungsstruktur nicht vorgesehen. Die im Modell abgebildeten Technologien zur lokalen Eigenerzeugung sind PV und Solarthermie.

Zusätzlich können vorhandene (Ab-)Wärmepotenziale mit den spezifischen Eigenschaften in einer eigenen Erzeugungszeitreihe im Energiesystem abgebildet werden. Neben Anlagen zur Erzeugung und zur Umwandlung in die benötigte Endenergieform spielen Speicher in der modernen Energieinfrastruktur eine wachsende Rolle, da sie helfen können Schwankungen zwischen Energieerzeugung und -verbrauch auszugleichen und so eine stabile, effiziente und nachhaltige Versorgung zu gewährleisten. Auf Gebäudeebene ermöglichen Strom- und Wärmespeicher eine verbesserte Ausnutzung lokaler Erzeugungspotenziale und können so zur Optimierung von Kosten und Eigenversorgungsgrad beitragen. In Quartieren und Wärmenetzen können Speicher durch gemeinschaftliche Nutzung und intelligente Steuerung zusätzliches Optimierungspotenzial erschließen. Im Bereich der Wärmespeicher sind Heißwasserspeicher die marktbeherrschende Technologie [84], während im Bereich der Stromspeicher in erster Linie Batteriespeicher mit steigender Relevanz für das Gesamtsystem aufweisen [85], wobei die Lithium-Ionen-Akkutechnologie von größter Bedeutung ist [86].

Zur langfristigen Speicherung von elektrischer Überschussleistung gilt zudem die Wasserstoffelektrolyse als wichtige Zukunftstechnologie, so dass sie der im Modell

berücksichtigten Speichertechnologien sind, wenn gleich die Größenordnung der aktuellen Nutzung noch nicht im Systemrelevanten Bereich angekommen ist (vgl. hierzu auch Tabelle 14-5 im Anhang) [87].

Alle vorgestellten Anlagentypen wurden mit ihren technischen Eigenschaften in OEMOF modelliert und zur Optimierung des Energiesystems verwendet, so dass sich der in Abbildung 6-1 gezeigte Gesamtlösungsraum ergibt. Mit Hilfe dieses umfassenden Anlagenmodells kann die Deckung der auftretenden Energiebedarfe technologieoffen optimiert werden. Auch der Vergleich verschiedener technischer Lösungen können durch gezielte Einschränkungen des Lösungsraums adressiert werden.

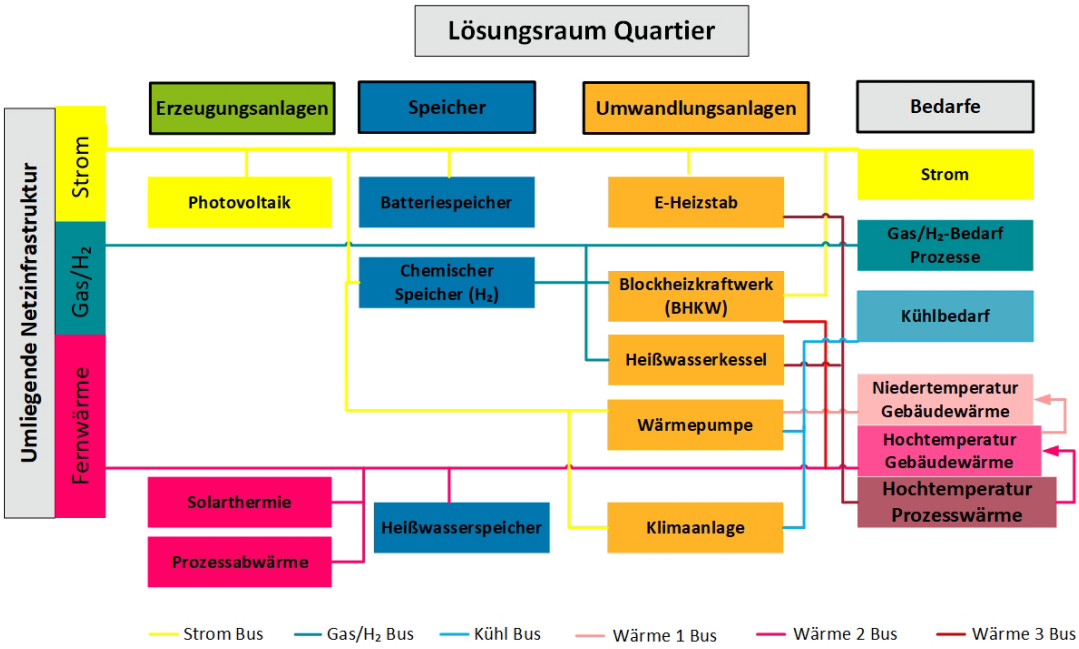


**Abbildung 6-1: Übersicht des Gesamtlösungsraums der Energiesystemoptimierung**

Zusätzlich erfolgt eine übergreifende Optimierung des gesamten Energiesystems durch den Abgleich mit der zur Versorgung benötigten Netzinfrastruktur. Mit Hilfe dieses Vorgehens, kann das geplante Energiesystem als Ganzes nicht nur aus Kundensicht, sondern auch volkswirtschaftlich oder aus Sicht eines Fernwärmeanbieters bewertet werden. Dies wird durch entsprechende Aufbereitung der in der Optimierung errechneten Größen erreicht.

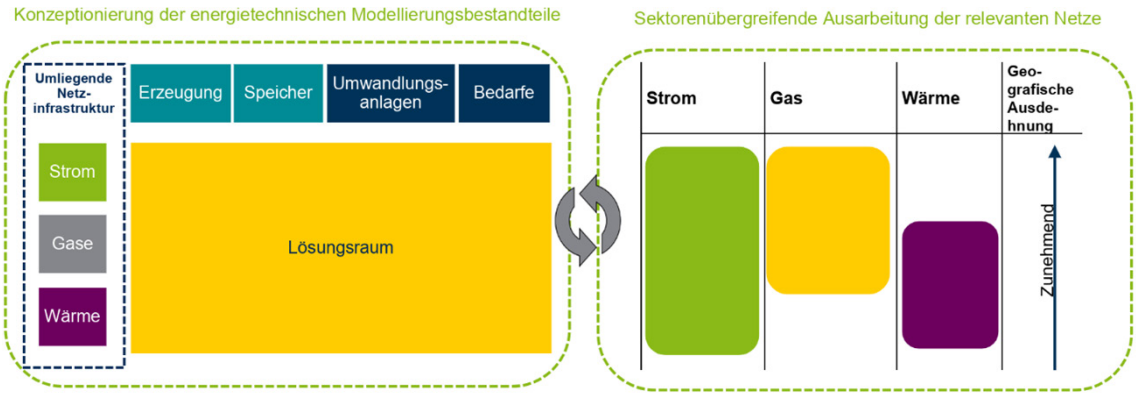


**Abbildung 6-2: Darstellung iterativer Prozess zwischen Anlagenkonfiguration und Netzplanung**

Mit Hilfe der beschriebenen und in Abbildung 6-2 visualisierten Herangehensweise ist dementsprechend eine Gesamtsystemsicht verfügbar, welche unter Berücksichtigung aller Wechselwirkungen zur Optimierung des gesamten Energiesystems verwendet werden kann.

### 6.1.4 Varianten zum Vergleich der Eignung verschiedener Technologieszenarien

Um eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Technologielösungen zu ermöglichen, wird der Lösungsraum in verschiedene Technologieszenarien unterteilt („All-Electric“, „Strom + Fernwärme“ und „Strom + Gas“), deren Ergebnisse anschließend miteinander verglichen werden. Ausgehend vom initialen, umfassenden Lösungsraum werden die jeweiligen Technologieszenarien definiert und die darin enthaltenen Technologien entsprechend eingeschränkt. Auf diese Weise können nicht nur optimale Gesamtlösungen berechnet, sondern auch die spezifischen Vor- und Nachteile der einzelnen technischen Optionen systematisch bewertet und aufbereitet werden.

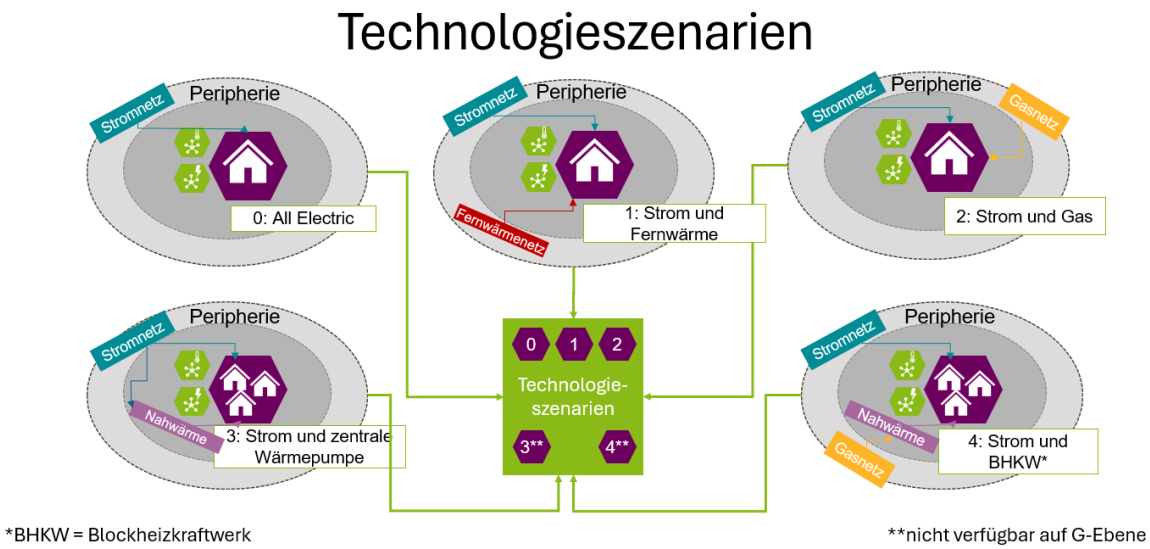


**Abbildung 6-3: Überblick über die verwendeten Technologieszenarien am Beispiel der Sektionsebene**

Auf der Optimierungsebene einzelner Gebäude (G) werden drei Technologiekonzepte miteinander verglichen. Dabei handelt es sich um die vollständig elektrisch versorgte „All-Electric“-Variante („0“), die Variante „Strom + Fernwärme“, bei der die Bereitstellung der Heizwärme durch ein peripheres Fernwärmenetz erfolgt („1“), sowie um eine Variante, in der zusätzlich der Einsatz von Gas zur Energiebereitstellung zugelassen ist („2“).

Bei Optimierungen im größeren räumlichen Zusammenhang werden darüber hinaus eigene Nahwärmelösungen betrachtet. Hierbei wird zwischen einer rein elektrisch betriebenen Nahwärmevariante („3“) und einer gasgestützten Nahwärmevariante („4“) unterschieden, in welcher auch gasbasierte Heiz- und KWK-Technologien berücksichtigt werden.

Bei der Optimierung von verschiedenen Technologien ist, neben dem Einsatz oder Ausschluss bestimmter Technologien auch die Verwendung zentraler bzw. dezentraler Lösungen, insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung von hoher Relevanz. Zur Identifikation von

Optimierungspotenzialen durch die Nutzung von zentralen Potenzialen zur Wärmebereitstellung, wird ein „Bottom-Up“-Ansatz verwendet, welcher Gebäude nach klaren Regeln zusammenführt und im Zusammenhang optimiert [76].

Die Ergebnisse auf den verschiedenen Optimierungsebenen werden verglichen und die bessere Lösung ausgewählt. Diese wird im Folgenden zum Vergleich mit der nächsthöheren Optimierungsebene herangezogen und auf diese Weise vom Einzelgebäude ausgehend bis hin zur Gesamtquartiersebene („Bottom-Up“) eine optimale Kombination aus zentralen und dezentraler Wärmeversorgungslösungen ermittelt.

Diese werden anhand der Bebauungsstrukturen ausgehend von der Optimierungsebene G, über die Optimierungsebene S und eine Optimierungsebene B bis hin zu einer Optimierungsebene C und über das gesamte Quartier (Optimierungsebene Q) im räumlichen Zusammenhang definiert, optimiert und im Anschluss miteinander verglichen (vgl. Abschnitt 4.3).

Gemäß den Vorgaben des GEG ist sicherzustellen, dass mindestens 65 % der bereitgestellten Wärme aus EE stammen. Vor diesem Hintergrund wurde, auch im Sinne einer Reduktion der Ergebniskomplexität, analysiert in welchem Kontext die Berechnung des Szenarios „Strom + Gas“ überhaupt von praktischer Relevanz ist. Zwar wäre der Einsatz eines Spitzenlastgaskessels unter Einhaltung der 65 %-Regel grundsätzlich denkbar, jedoch führt dessen geringe Betriebsdauer zu einer entsprechend niedrigen Netzauslastung, was aus ökonomischer Perspektive wenig attraktiv erscheint. Auf Grundlage der aktuellen Kostenstrukturen zeigt sich zusätzlich (vgl. Abschnitt 6.2), dass insbesondere reine Gasheizungen, die technisch nicht für KWK geeignet sind, aufgrund steigender Arbeitspreise auch ohne regulatorische Eingriffe zunehmend an Wirtschaftlichkeit verlieren. Hinzu kommen zusätzliche Investitionskosten für die Anlage selbst sowie laufende Aufwendungen, beispielsweise Grundgebühren und zusätzliche Kosten für Bau und Wartung eines Schornsteins.

Daraus folgt, dass der Einsatz elektrischer Heizstäbe zur Abdeckung seltener Spitzenlasten im Kleinkundenbereich die ökonomisch vorteilhaftere Lösung darstellt. Als praxisgerechte Untergrenze wurde für Gaskunden eine Gasbezugsleistung von etwa 50 kW definiert, unterhalb derer keine Varianten mit Gasbezug mehr modelliert werden.

## 6.2 Energiewirtschaftliche Prämissen und Optimierungsziel

Die führende Größe zur Optimierung der modellierten Energiesysteme sind die Kosten. Es wird also in allen Fällen eine wirtschaftliche Optimierung durchgeführt. Andere denkbare Optimierungsgrößen wie beispielsweise der Autarkiegrad oder die $CO_2$-Effizienz der Lösung werden dementsprechend monetär modelliert und bewertet. Reine Optimierungen hinsichtlich einzelner nicht monetären Zielgrößen führen zwangsläufig zu Einschränkungen des Lösungsraums. So bewirkt beispielsweise eine ausschließlich auf Autarkie ausgerichtete Optimierung, dass der Bezug von Energie aus dem Netz vollständig ausgeschlossen wird. Ebenso

führt eine Optimierung mit dem alleinigen Ziel der $CO_2$-Neutralität dazu, dass Energieträger mit fossilem Anteil grundsätzlich ausgeschlossen werden. Aus diesen Gründen werden die entsprechenden Zielgrößen durch monetäre Steuerungsmechanismen, wie etwa eine $CO_2$-Bepreisung oder Kostenaufschläge für den Netzbezug, adäquater abgebildet und die entsprechenden Sensitivitäten zielführender erfasst werden können.

**Tabelle 6-1: Zugrunde gelegte Energiepreise**

| Szenario | Strom in ct/kWh | Fernwärme in ct/kWh | Gas in ct/kWh$_{Hu}$ |
|---|---|---|---|
| Durchschnitt 2025-2045 (Prognose) | Privat: 32<br>Gewerbe: 25<br>Industrie: 17 | 12,6 | Privat: 17,6<br>Gewerbe: 14,1<br>Industrie: 12,8 |

In einer weiteren Betrachtung wird die langfristige Entwicklung der Energiepreise zu Grunde gelegt. Kern dieser Überlegung, ist die Maßgabe, dass ein im aktuellen Umfeld errichtetes Quartier lange in die Zukunft hinein existieren und demensprechend im Betrieb auch von langfristigen Veränderungen der Energiekosten tangiert sein wird. Dementsprechend wurden auf Basis vorliegender Studien und Prämissen von an der Erstellung dieses Leitfadens beteiligter Energieversorgungsunternehmen (EVU) Langfristprognosen herangezogen und durchschnittliche Energiepreise auf einen 20 Jahreshorizont hin ermittelt, welche die Grundlage für die Betrachtung der verschiedenen Technologieszenarien bilden. Diese werden, insbesondere im Strombereich, von öffentlich zugänglichen Studien untermauert [88]. Hierbei ist hervorzuheben, dass die für 2045 erwartete Energiepreisstruktur zu Grunde legt, dass fossiles Erdgas aufgrund des Marktmechanismus der $CO_2$-Bepreisung und dem stetigen Verknappen von Zertifikaten auf Nettonull im Jahr 2045 vollständig durch grüne Gase ersetzt sein wird [89], [90]. Die Prognosen zur Entwicklung der Gestehungskosten für Biogas- und Wasserstoff zeigen auf, dass diese Annahme realistisch ist, wobei davon auszugehen ist, dass Erdgas + $CO_2$ die marktbestimmende Größe sein wird bis endgültig auf fossiles Erdgas verzichtet werden kann [91].

Neben den Arbeitspreisen sind die Infrastrukturkosten für Netze und Anlagen ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen. Dementsprechend müssen neben den in Abschnitt 6.1 gezeigten technischen Eigenschaften auch die spezifischen Kosten und Lebensdauern der verwendeten Anlagen modelliert werden. Auf Basis umfangreicher Marktrecherchen wurden die in Tabelle 14-6 im Anhang dargelegten spezifischer Kosten je installierte Einheit, die zu erwartenden jährlichen Wartungs- und Betriebskosten und die zu erwartende Lebensdauer der verwendeten Anlagen eruiert.

Die Kapitalkosten für den Anlagenbau werden auf Basis der aktuellen Bauzinsen auf 4 % beziffert [92]. Die Optimierung verwendet zur Berechnung der Kapitalkosten die vereinfachte Kapitalbindungsmethode, welche auf Basis einer linearen Abschreibung einer durchschnittlichen Kapitalbindung von 50 % des investierten Betrags ausgeht [93].

## 6.3 Adressieren von Spitzenlasten

Grundsätzlich wird, wie in Abschnitt 6.1 gezeigt, eine Gesamtsystemoptimierung unter Berücksichtigung der Energiebereitstellung und der zur Verteilung erforderlichen Netzinfrastruktur mit Hilfe eines iterativen Planungsprozesses sichergestellt. Wesentlicher Unterschied zwischen der ganzjährigen Betriebsoptimierung und der Netzplanung ist, dass die ganzjährige Betriebsoptimierung technisch auf eine möglichst hohe Auslastung der verwendeten Assets auslegt wird, um eine hohe Wirtschaftlichkeit der getätigten Investitionen zu gewährleisten. Die Auslegung der Netzinfrastruktur muss hingegen anhand von Extremwertbetrachtungen erfolgen, so dass gewährleistet werden kann, dass das Energiesystem auch unter maximaler Belastung noch zuverlässig funktioniert. Bei der Betrachtung von Jahreszeitreihen zeigt sich, dass auftretende Extremtemperaturereignisse nicht oder nur zufällig enthalten sind. Wird beispielsweise eine Zeitreihe des Jahres 2019 verwendet, so enthält diese nicht zwingend alle im mehrjährigen Kontext auftretende Spitzenlasten. Hier sind exemplarisch die in Deutschland im Jahr 2018 aufgetretene Extremhitze oder das in Teilen des Landes aufgetretene Extremkälteergebnis aus 2021 zu nennen. Hieraus resultierend werden Anlagen bei einjähriger Betrachtung potenziell unterdimensioniert. Um dies zu vermeiden und eine sichere Versorgung von Spitzenlasten zu gewährleisten, verwenden etablierte Verfahren wie die DIN 12831 eine Auslegungstemperatur für den jeweiligen Ort zur Definition von Spitzenlasten. Hiermit wird die maximale Heizwärmeleistung berechnet und das Heizsystem entsprechend ausgelegt [94].

Diese Methodik ist für die Berechnung reiner Lastspitzen von Heizanlagen gut geeignet, jedoch erlaubt sie weder Aussagen über die Dauer einer solchen Wetterlage noch etwas über die Begleitumstände wie beispielsweise der Gleichzeitigkeit mit anderen Wetterphänomenen wie Wind oder solarer Einstrahlung. Auch Möglichkeiten der Lastspitzenglättung mit Hilfe von Speichern und temperaturunabhängige Einflüsse auf das Gesamtenergiesystem werden auf diese Weise nicht adressiert. Für eine sektorenübergreifende Modellierung der Spitzenlasten wurden deshalb zunächst die Treiber für das Auftreten von Lastspitzen in den jeweiligen Zeitreihen methodisch analysiert.

Wie in Tabelle 6-2 gezeigt werden Spitzenlasten entweder durch die Außentemperatur oder aber stochastisch durch Anwesenheitszeiten und Gleichzeitigkeitseffekte, wie sie beispielsweise beim Laden von Elektrofahrzeugen auftreten, getrieben. Hierbei spielen unter anderem die betrachteten Wochentage und das damit verbundene Verhalten der Quartiersnutzer eine Rolle. Um durch bestimmte Wochentage bedingte Verzerrungen ausschließen zu können wurde eine Zeitspanne von 7 Tagen als Betrachtungszeitraum angesetzt. Für die außentemperaturbezogenen Parameter wurde der laststärkste 7-Tages-Zeitraum der letzten 20 Jahre herangezogen und auf Basis der dort herrschenden Wetterbedingungen Lastzeitreihen und Zeitreihen der Verfügbarkeit von solarer Einstrahlung berechnet. Die hierfür benötigten Daten sind kostenfrei online verfügbar [95].

**Tabelle 6-2: Übersicht der kausalen Abhängigkeiten für Bedarfszeitreihenwerte**

| Typ | Führende Größe | Bestimmung der Spitzenlast durch |
|---|---|---|
| Gebäudeheizung | Außentemperatur | Phase geringster Außentemperatur |
| Warmwasser | Anwesenheit | Phase höchsten Bedarfs aus Lastzeitreihe / Stochastische Gleichzeitigkeitsverteilung |
| Konventioneller Strombedarf | Anwesenheit | Phase höchsten Bedarfs aus Lastzeitreihe / Stochastische Gleichzeitigkeitsverteilung |
| E-Mobilität | Anwesenheit | Phase höchsten Bedarfs aus Lastzeitreihe / Stochastische Gleichzeitigkeitsverteilung |
| Gewerblicher Wärmebedarf | Betriebszeiten, Außentemperatur | Phase geringster Außentemperatur |
| Gewerblicher Strombedarf | Betriebszeiten | Phase höchsten Bedarfs aus Lastzeitreihe / Stochastische Gleichzeitigkeitsverteilung |
| Kühlung | Außentemperatur | Phase höchster Außentemperatur |

Um eine kaufmännisch zutreffende Optimierung der verwendeten Anlagen zu modellieren, muss zudem ein zielführender Ansatz zur Berechnung der ‚Abschreibung für Abnutzung' (Afa) gefunden werden, da die zeitabhängige Afa im Kontext der betrachteten Spitzenlastwoche nicht zielführend ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Zeitraum insbesondere bei Heizungsanlagen ein überdurchschnittlicher Anteil der Jahresarbeit verrichtet wird. Deshalb wird, ausgehend von der Jahres-Afa, ein Korrekturfaktor eingeführt, der den Anteil der Spitzenlastwoche an der Jahresarbeit ausdrückt. Wird in der Spitzenlastwoche beispielsweise ein Anteil von 10% der Jahresarbeit verrichtet, so beträgt der Korrekturfaktor zur Jahres-Afa eben diesem Wert. Vergleicht man den Wert mit der zeitabhängigen Berechnungsmethodik, welche zu einem Wert von knapp unter 2 % der Jahres-Afa (1/52 Jahr = 1 Woche) führen würde, so wird die praktische Relevanz der unterschiedlichen Berechnungsweisen deutlich. Auf Basis der anteiligen Jahresarbeit können die Anlagenkosten in einen zielführenden Vergleichskontext gesetzt und kaufmännisch-technische Vor- und Nachteile, insbesondere bei der Effizienz und spezifischen Kosten der verschiedenen Anlagen korrekt adressiert werden [96].

## 6.4 Zusammenfassung der Methodik zur Energiesystemoptimierung und Variantenbetrachtung

Das Ablaufdiagramm in Abbildung 6-4 fasst den Gesamtprozess der energetischen Modellierung, Optimierung und Netzbewertung innerhalb des entwickelten Modellrahmens zusammen und verdeutlicht die Abfolge der in den vorherigen Abschnitten vorgestellten Modellierungs- und Optimierungsschritte.

Zunächst wird auf Basis von Wetterdaten der letzten 20 Jahre die Woche höchster Last durch die geringsten Außentemperaturen identifiziert und in eine Zeitreihe mit 15 Minuten-Zeitschritten überführt. Im ersten Schritt der energiebasierten Optimierung erfolgt auf Basis der Spitzenlastzeitreihen eine Optimierung zur Dimensionierung der technischen Anlagen. Ziel dieser

Spitzenlastoptimierung ist die Bestimmung der erforderlichen installierten Leistungen sowie der Mindestkapazitäten von Speichern und Erzeugungseinheiten.

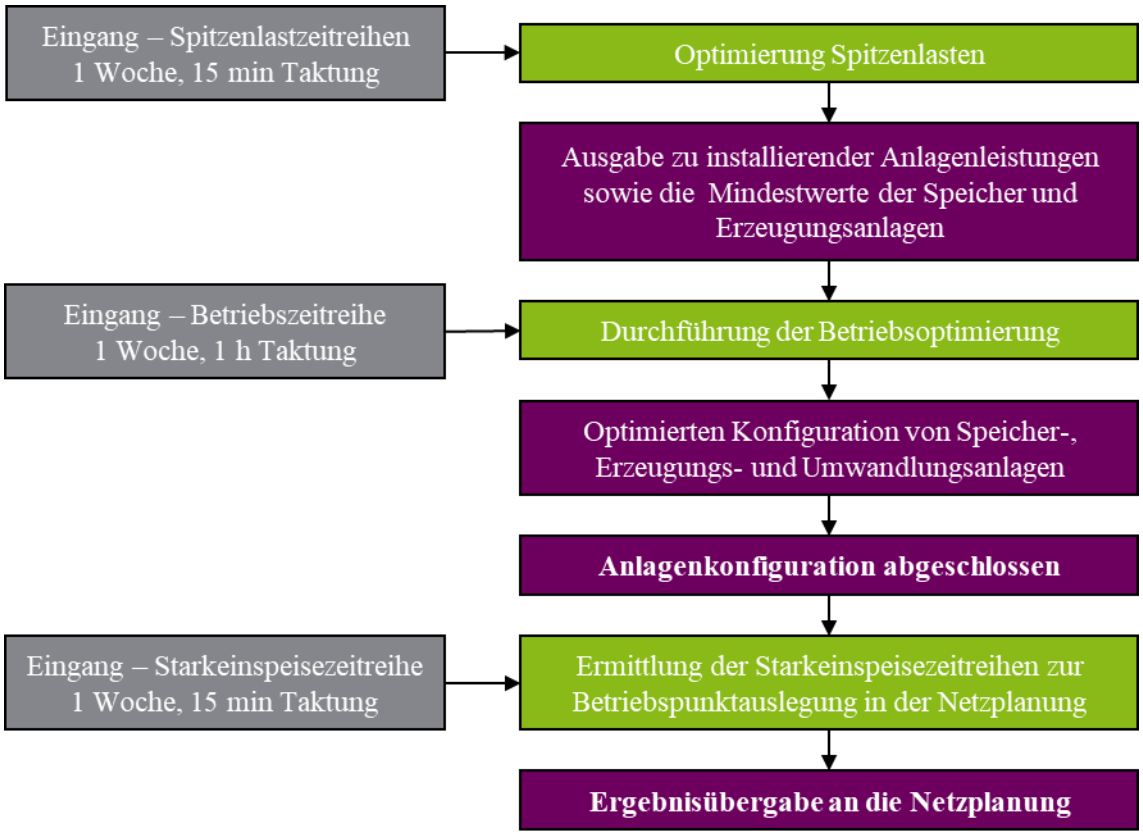


**Abbildung 6-4: Schematischer Ablauf der energiebasierten Optimierung**

Diese Ergebnisse dienen als Grundlage für die anschließende Betriebs- bzw. Ganzjahresoptimierung, bei der die ermittelten Anlagenkonfigurationen unter Verwendung von Jahreszeitreihen mit stündlicher Auflösung hinsichtlich eines energie- und kosteneffizienten Betriebs optimiert werden. Nach Abschluss dieser Optimierung liegt eine konsistente und technisch umsetzbare Anlagenkonfiguration für Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungsanlagen vor. Darauf aufbauend kann die Netzplanung durchgeführt werden, indem die Betriebszustände im Starkeinspeisefall mit jenen des Starklastfalls verglichen werden. Auf diese Weise können potenzielle Belastungsspitzen identifiziert und deren Auswirkungen auf das zu planende Netz bewertet werden. Nach Abschluss dieser Prüfung stehen folglich die resultierenden Netzbelastungen fest. Diese Ergebnisse werden abschließend an die nachgelagerte Netzplanung übergeben und bilden damit die Grundlage für die weiterführende netztechnische Auslegung des betrachteten Quartiers.

# 7 Methode der Gasnetzplanung

Die zukünftige Ausrichtung von Gasnetzen befindet sich in einer Phase tiefgreifender struktureller Veränderungen. Politische Zielsetzungen zur Reduktion von THG, die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie technologische Entwicklungen im Bereich gasförmiger Energieträger, insbesondere Wasserstoff und synthetische Gase, tragen wesentlich zu dieser Entwicklung bei (vgl. Kapitel 1und Kapitel 4). Im Kontext von Neubauquartiere sind darüber hinaus die Vorgaben des GEG relevant, da dieses festlegt, dass Neubauten ab dem Jahr 2024 mindestens 65 % ihrer Wärme aus EE oder unvermeidbarer Abwärme beziehen müssen [8]. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Identifikation von Abnehmern mit nicht oder nur eingeschränkt substituierbarem Gasbedarf an Bedeutung. Aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen wird der Einsatz gasförmiger Energieträger in Neubauquartieren mit überwiegend WG nicht als primäres Wärmeversorgungskonzept vorgesehen. Gasnetze können dennoch planungsrelevant sein, sofern technische, wirtschaftliche oder strategische Gründe eine Berücksichtigung erforderlich machen, bspw. zur Versorgung industrieller Einrichtungen im Umfeld oder innerhalb des Quartiers, deren Prozesse zusätzlich als Quelle nutzbarer Abwärme dienen können.

Das vorliegende Kapitel beschreibt die im Leitfaden getroffenen Restriktionen, definiert den Begriff des „Ankerkunden“ unter Berücksichtigung der rechtlichen Vorgaben des GEG und stellt eine methodische Vorgehensweise zur vereinfachten Ermittlung geeigneter Trassenführungen dar. Dabei werden sowohl bestehende Erdgasnetze als auch potenzielle zukünftige Wasserstoffinfrastrukturen betrachtet. Für die modellhaften Bewertungen wird unter anderem ein durchschnittlicher Energiepreis für den Zeitraum vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2045 zugrunde gelegt, der sowohl konventionelles Erdgas als auch erneuerbare gasförmige Energieträger, z. B. Biogas und grünen Wasserstoff, abbildet. Zudem wird angenommen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur insbesondere auf Ebene der Verteilnetze grundsätzlich für den Transport von Erdgas und Wasserstoff geeignet ist. Wie in [97] dargestellt, können die in Verteilnetzen überwiegend eingesetzten Leitungsmaterialien, wie z B. Polyethylen (PE) oder Polyvinylchlorid (PVC), Stahl, als wasserstofftauglich eingestuft werden. Einschränkungen ergeben sich jedoch bei nicht Rohrleitungs-Assets, wie z B. Verdichter oder Gasdruckregelanlagen, deren Wasserstofftauglichkeit teilweise auf Beimischungsanteile von etwa 20 % bis 60 %begrenzt ist [97]. Ein uneingeschränkter Betrieb mit 100 % Wasserstoff erfordert Anpassungen oder den Austausch einzelner Komponenten der Erdgasinfrastruktur, was im Rahmen des Leitfadens jedoch nicht im Detail betrachtet wird.

Auf Grundlage dieser Rahmenbedingungen wird im weiteren Verlauf einen systematischen Ansatz entwickelt, der die Rolle gasbasierter Wärmeversorgung in Neubauquartiere unter technologischen und rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert. Ein zentrales Element dieses

Ansatzes stellt das Konzept der Ankerkunden dar. Ankerkunden sind in diesem Leitfaden als Verbraucher definiert, deren Wärmebereitstellung auch langfristig einen gasförmigen Energieträger erfordert und deren Bedarf nicht oder nur in begrenztem Umfang durch alternative Technologien substituiert werden kann. Dabei werden insbesondere prozessspezifische Anforderungen, große thermische Wärmebedarfe berücksichtigt, die eine vollständige Elektrifizierung oder den Ersatz durch alternative erneuerbare Wärmequellen nur eingeschränkt zulassen. Der Ansatz verfolgt nicht die vollständige Anbindung aller Gebäude eines Quartiers an ein Gasnetz. Vielmehr werden nur solche Gebäude berücksichtigt, die entweder als Ankerkunden klassifiziert werden oder netzdienliche Flächen deren Anschluss im Rahmen eines bestimmten Technologieszenarios (z. B. SZ 4 „Strom und BHKW“) technisch erforderlich ist. Netzdienliche Flächen, deren Anschluss potenziell notwendig sein kann, können zunächst nicht als Ankerkunden definiert werden, da ihr Anschlussbedarf erst innerhalb der energiebasierten Optimierung bestimmt wird. Die Identifikation von Ankerkunden bildet den Ausgangspunkt für die Initialisierung der Gasnetzinfrastruktur.

Für die Analyse und Auslegung sowohl des initialen Gasnetzes als auch der Variante im Rahmen des Technologieszenarios werden die in Kapitel 5 erläuterten Instrumente der Energieleitplanung genutzt. Zunächst wird unter Verwendung des vollständigen KK-Modell die Netzstruktur aller potenziellen Anschlussflächen abgebildet. Anschließend wird die optimale Grabenstruktur zwischen der Peripherie und Ankerkunden ermittelt. Das resultierende initiale Gasnetz dient primär der Versorgung der Ankerkunden. BHKW, die Bestandteil des Technologieszenarios SZ 4 sind, werden unabhängig von bestehenden Ankerkunden grundsätzlich an ein Gasnetz angeschlossen. Falls bereits ein initiales Gasnetz existiert, berücksichtigt das Technologieszenario die Synergien des vorhandenen Netzes, um redundante Leitungsstrukturen zu vermeiden und die Infrastruktur effizient zu nutzen. Auf diese Weise entstehen zwei Varianten: das rein ankerkundenbasierte initiale Gasnetz und das Gasnetz, das ausschließlich für die Anforderungen des Technologieszenarios erforderlich ist. Beide Varianten werden in Abbildung 7-1 schematisch dargestellt.

In einem nachgelagerten Schritt wird geprüft, ob weitere Gebäude aufgrund ihres hohen Wärmebedarfs an das initiale Gasnetz angebunden werden sollten. Für diesen Leitfaden wird hierfür ein Schwellenwert von 50 kW angesetzt, der auf typischen Heizlasten von neuen WG von etwa 28 W/m² basiert [98]. Dieser Wert nur bei großen Wohn- und Gewerbegebäuden erreicht und stellt sicher, dass wirtschaftlich und technisch relevante Anschlussfälle identifiziert werden. Typische EFH und RMH/REH sowie MFH unterhalb dieses Schwellenwerts werden nicht pauschal angebunden. Gebäude, die den Schwellenwert überschreiten, werden ergänzend betrachtet, da bei ihnen Leistungs- oder Effizienzgrenzen alternativer Wärmeversorgungskonzepte bestehen können.

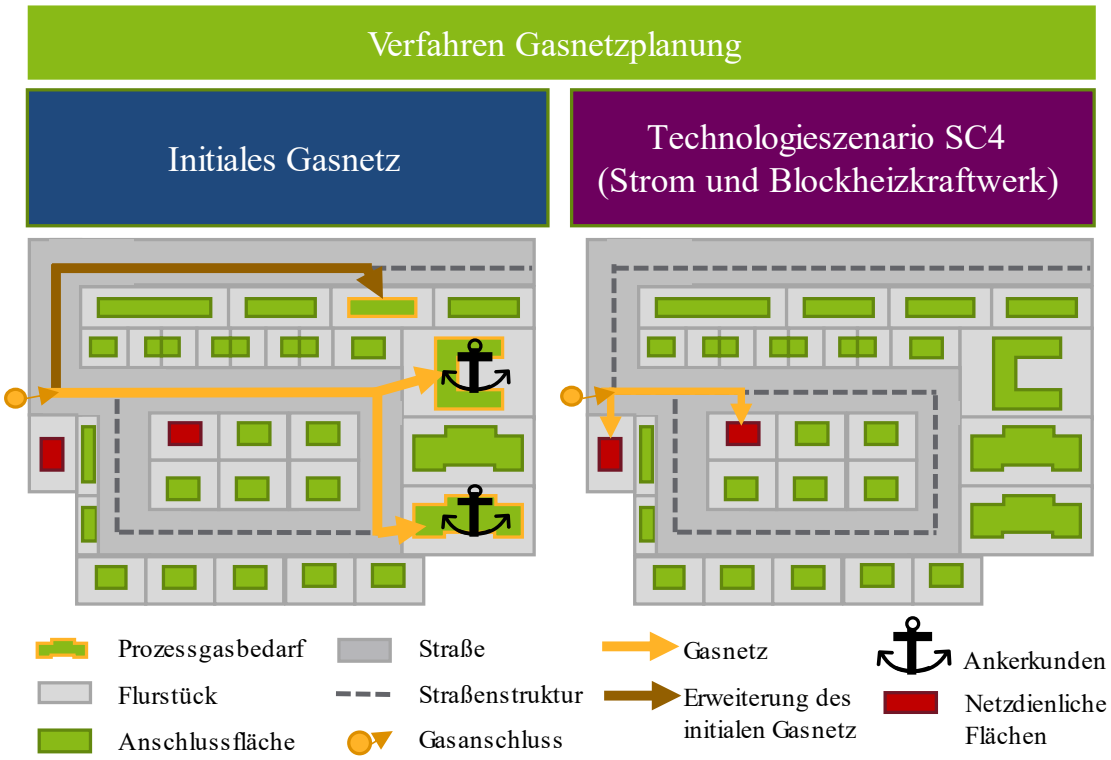


**Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Verfahrens der Gasnetzplanung**

Für die in diesem Leitfaden betrachteten Gasnetze erfolgt die Bewertung ausschließlich auf Basis der Leitungslängen, d. h., es wird eine kostenbasierte Betrachtung ohne detaillierte technische Auslegung der Netze durchgeführt. Technische Aspekte wie Rohrdimensionierung, Druckverluste oder Regelungstechnik werden in dieser Analyse nicht weiter vertieft.

# 8 Methode der Wärmenetzplanung

Die Wärmenetzplanung ist, ebenso wie die Gasnetz- und Stromnetzplanung (siehe Kapitel 7 und Kapitel 9) ein Bestandteil des sektorenübergreifenden Ansatzes für Neubauquartiere. Obwohl die Planung der Strom-, Wärme und Gasnetze in der zugrunde liegenden Methode zunächst separat durchgeführt werden, bestehen inhaltliche Parallelen (siehe Kapitel 5) sowie direkte Abhängigkeiten der Ergebnisse, die eine Weiterentwicklung zu einem sektorenübergreifenden Ansatz ermöglichen.

Zu Beginn werden die notwendigen Inputdaten bereitgestellt, auf deren Grundlage die Wärmenetzplanung aufsetzt. Anschließend, wird in Abhängigkeit von der Optimierungsebene und der Art des Wärmenetzes (Fern- oder Nahwärme) die optimale Grabenstruktur ermittelt. Darauf aufbauend erfolgt die Dimensionierung der Rohrleitungen und die wirtschaftliche Bewertung der ermittelten Wärmenetzvarianten.

Für die Wärmenetzplanung werden die Geometrien der Anschlussflächen, das vollständige KK-Modell, die Optimierungsebenen, das Technologieszenario sowie die Ergebnisse aus der energiebasierten Optimierung (siehe Kapitel 6) benötigt. Diese umfassen zum einen die Zeitreihen des Wärmebedarfs je Gebäude, den das Wärmenetz bereitstellen muss, sowie die Zeitreihen der Wärmequelle selbst und zum anderen die für die Wärmenetzplanung relevanten Anlagengrößen (Hausübergabestationen, Wärmequellen) sowie die zugehörigen Kosten für Wärmequellen, Hausübergabestationen und Energieträger.

Für jede Optimierungsebene (d. h. G, S, B, C und Q) wird ein Fernwärmenetz dimensioniert. Auf der Optimierungsebene G erfolgt dies ausschließlich über die Peripherie, wobei lediglich die Leitungslänge bestimmt wird, die für den Anschluss jedes einzelnen Gebäudes notwendig ist. Eine detaillierte Rohrdimensionierung findet hier nicht statt. Diese vereinfachte Vorgehensweise ist erforderlich, um auf der untersten Optimierungsebene einen konsistenten Vergleich verschiedener Wärmeversorgungskonzepte zu ermöglichen. Da auf der Optimierungsebene G sowohl zentrale als auch dezentrale Wärmeversorgungskonzepte gegenübergestellt werden, müssen die potenziellen Kosten einer Anbindung an ein Fernwärmenetz bereits berücksichtigt werden. Die ausschließliche Betrachtung der Leitungslängen erlaubt eine einheitliche, technologieunabhängige Kostenabschätzung und stellt sicher, dass das SZ 1 auch auf dieser Optimierungsebene vergleichbar in die Bewertung einbezogen wird.

Zusätzlich wird für die Optimierungsebenen S, B, C und Q ein Nahwärmenetz ermittelt. Dabei wird auf jeder dieser Optimierungsebenen überprüft, ob eine netzdienliche Fläche vorhanden ist, auf der eine Wärmequelle installiert werden kann. Für die Optimierungsebenen S und B ist eine solche netzdienliche Fläche jedoch nicht zwingend erforderlich, um eine Wärmenetznetzvariante eines Wärmenetzes zu bestimmen. Es wird angenommen, dass in diesen Fällen Wohnungsbaugesellschaften als Betreiber auftreten

können, sodass eine Haus-zu-Haus-Trassierung innerhalb der Sektion oder des Blocks möglich ist und die Leitungen nicht über öffentliche Straßen geführt werden müssen. Dieses Vorgehen ermöglicht die Bewertung der Technologieszenarien SZ 3 „Strom und Großwärmepumpe“ sowie SZ 4 „Strom und BHKW“. Für das Technologieszenario SZ 4 „Strom und BHKW“ wird zusätzlich der Gasanschluss des BHKW berücksichtigt. Auch werden auf der Optimierungsebene Q nicht nur einfach gespeiste Nahwärmenetze berücksichtigt, sondern auch mehrfachgespeiste, indem die ausgewählten netzdienlichen Flächen von der Optimierungsebene C in ein Nahwärmenetz speisen. Auf diese Weise lassen sich insgesamt vier verschiedene Wärmenetzvarianten berücksichtigen: drei Nahwärmevarianten mit der Nahwärme Wohnungsbaugesellschaft, der einfachgespeisten und mehrfachgespeisten Nahwärme, sowie eine Fernwärmevariante Fernwärme. In Abbildung 8-1 ist zusammenfassend dargestellt, auf welcher Optimierungsebene die verschiedenen Wärmenetzvarianten berücksichtigt werden: Nahwärme Wohnungsbaugesellschaft (blau), mehrfachgespeiste Nahwärme (grau), einfachgespeiste Nahwärme (türkis) und Fernwärme (lila) sind durch Pfeile auf der linken Seite der Abbildung gekennzeichnet.

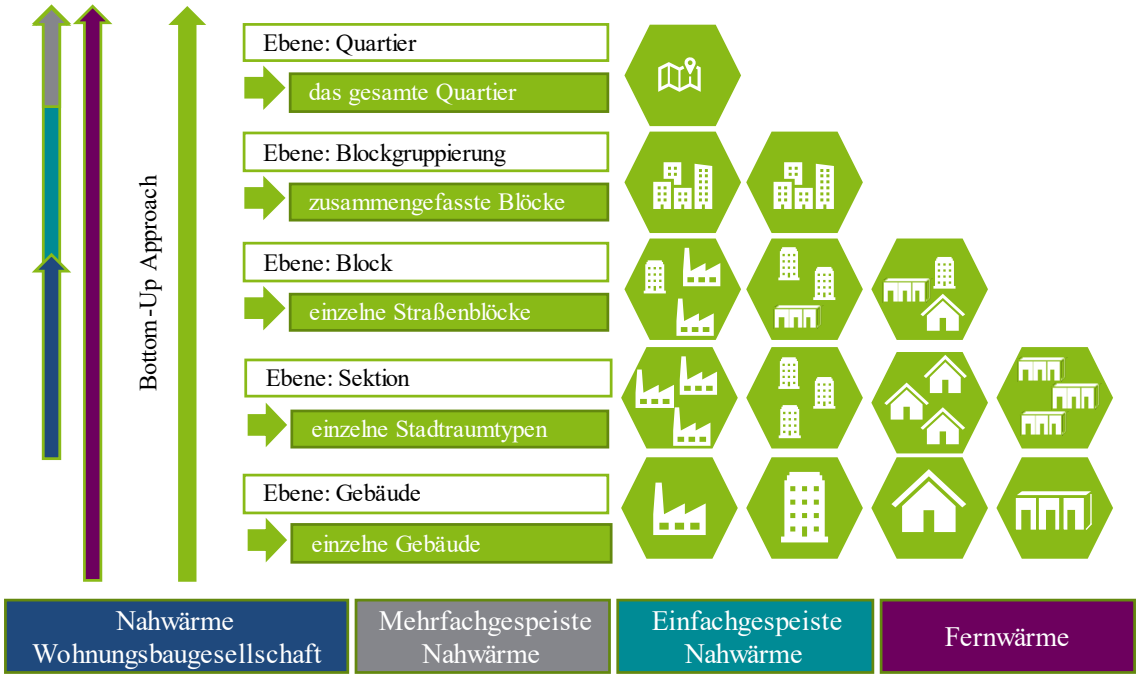


**Abbildung 8-1: Darstellung der Berücksichtigung verschiedener Wärmenetzvarianten auf den unterschiedlichen Optimierungsebenen**

Für die vier verschiedenen Wärmenetzvarianten ist es zunächst erforderlich die optimale Grabenstruktur zu ermitteln. Dafür wird die in Kapitel 5 vorgestellte Methode für die Bestimmung der optimalen Grabenstruktur auf die Wärmenetzvarianten mehrfachgespeiste Nahwärme, einfachgespeiste Nahwärme und Fernwärme angewendet. Bei der Bestimmung der optimalen Grabenstruktur für das Wärmenetz werden die auf der jeweiligen Optimierungsebene liegenden Anschlussflächen miteinander verbunden. Dabei wird unter anderem berücksichtigt, ob

netzdienliche Flächen vorhanden sind oder ein Anschluss über die Peripherie erforderlich ist. Durch die Verwendung dieser Methode wird sichergestellt, dass alle erforderlichen Anschlusspunkte einer Optimierungsebene innerhalb der Straßenstruktur optimal verbunden werden. Somit ist die Grabenstruktur für jede Optimierungsebene für die drei Wärmenetzvarianten auf Basis des vollständigen KK-Modells in Bezug auf die Länge optimal.

Für die Wärmenetzvariante Nahwärme Wohnungsbaugesellschaft wird hingegen eine andere Methode angewendet, die ebenfalls auf einer Methode zur Ermittlung der optimalen Grabenstruktur basiert, jedoch keine Straßenstruktur berücksichtigt. Stattdessen werden die kürzesten Entfernungen zwischen den Anschlussflächen innerhalb einer Sektion oder eines Blocks direkt verwendet. Die Wärmequelle wird zentral innerhalb der Fläche der Sektion oder des Blocks positioniert. Sie befindet sich dabei auf einer nicht als Anschlussfläche definierten Fläche, wodurch ein lokales, in sich geschlossenes Wärmenetz realisiert wird. Diese Methode spiegelt die Annahme wider, dass Wohnungsbaugesellschaften als Betreiber auftreten und die Leitungen innerhalb der Flurstücke oder Sektionen und Blöcke verlaufen können, ohne öffentliche Straßen zu queren.

Anschließend wird das initiale Wärmenetz erstellt. Basierend auf der zuvor ermittelten Grabenstruktur wird für jede Optimierungsebene und Wärmenetzvariante das entsprechende initiale Wärmenetz gemäß der Struktur der optimalen Grabenstruktur aufgebaut (siehe Abbildung 8-2).

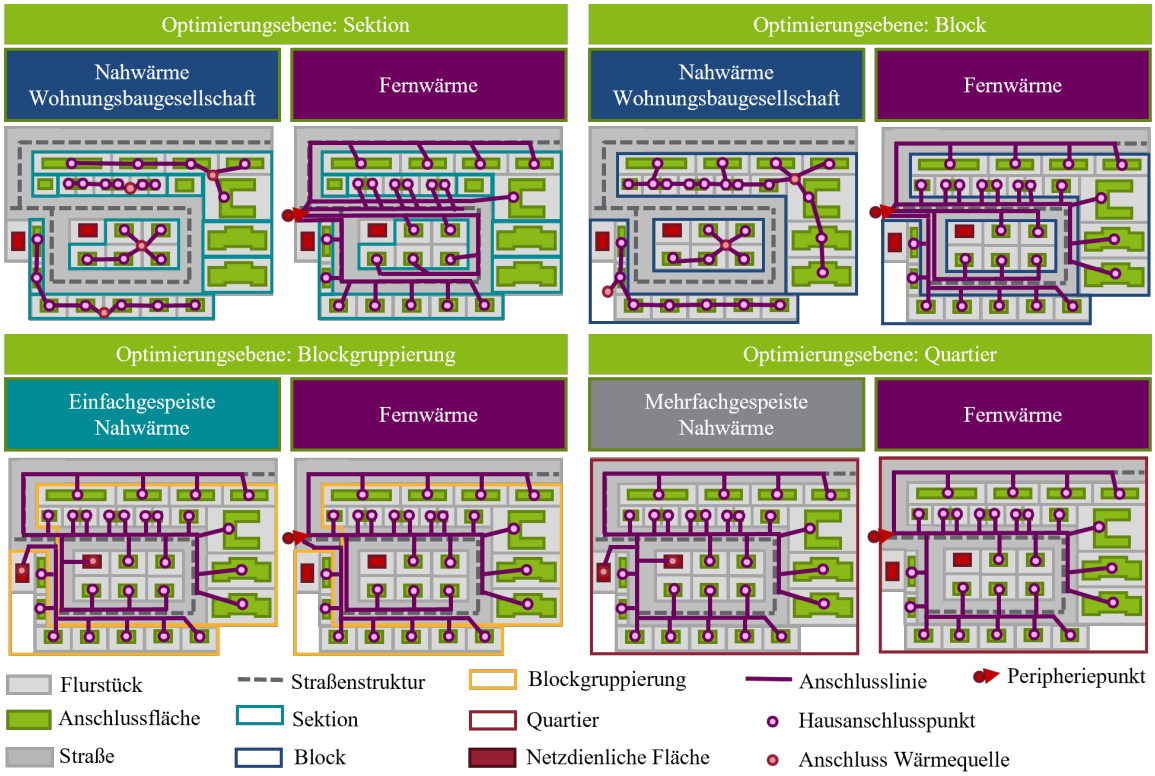


**Abbildung 8-2: Aufbau der initialen Wärmenetze je Optimierungsebene und Wärmenetzvariante auf Basis der optimalen Grabenstruktur.**

Die optimale Grabenstruktur dient als VL des initialen Wärmenetzes, während der Rücklauf als leicht versetzte Kopie des VL erzeugt wird, um die initiale Platzierung der Hausübergabestationen (Wärmetauscher und Massenstromregler) sowie der Umwälzpumpe zu ermöglichen [99]. Die Modellierung der Wärmequelle erfolgt abhängig von der jeweiligen Wärmenetzvariante. Bei einfachgespeisten Nah- und Fernwärmenetzen wird eine druckgeregelte Umwälzpumpe eingesetzt, die einen konstanten Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf sicherstellt und damit den Betrieb einer einzelnen zentralen Wärmequelle abbildet. Auch bei mehrfachgespeisten Wärmenetzen wird eine zentrale, druckgeregelte Pumpe eingesetzt, die das übergeordnete Druckniveau im Netz vorgibt. Zusätzliche Wärmequellen werden über massenstromgeregelte Pumpen eingebunden, die unabhängig vom aktuellen Netzdruck einen definierten Massenstrom einspeisen. Während die Wärmetauscher gebäudeweise anhand der jeweiligen Wärmezeitreihen dimensioniert werden, basiert die Auslegung der Wärmequelle auf der Summe aller Gebäudezeitreihen und dem daraus resultierenden gleichzeitigen Spitzenlastfall.

Nachdem das initiale Wärmenetz ermittelt worden ist werden die Rohrsegmente des Vor- und Rücklaufs dimensioniert. Grundlage der Dimensionierung sind die maximale zulässige Fließgeschwindigkeit und der spezifische Druckverlust, die als zentrale Auslegungskriterien dienen. Die Rohrdimensionierung erfolgt algorithmisch auf Basis vordefinierter Material- und Auslegungsparameter. Beginnend mit der kleinstmöglichen Nennweite werden Fließgeschwindigkeit und Druckverlust je Rohrabschnitt geprüft und die Nennweite iterativ an die zulässigen Grenzwerte angepasst.

Nach der Auslegung des Wärmenetzes wird eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt, um die Netzkosten zu ermitteln. Hierfür werden die Investitionskosten für die Pumpen, für die Rohre sowie den Tiefbau berechnet. Die zugehörigen Kostenannahmen sind in Tabelle 14-2 im Anhang dargestellt. [100]

Für die Betriebskosten der Rohre werden 2 % der Investitionskosten angesetzt. Die Kosten der zentralen Umwälzpumpe werden anhand des zentralen Volumenstroms berechnet, wobei die Kosten die Abhängigkeit von der Pumpenleistung widerspiegeln. Sie werden auf die Lebensdauer des Wärmenetzes hochgerechnet und zusätzlich werden Betriebskosten von 2 % angenommen. Neben den Wärmenetzkosten, werden auch die neu zu errichtenden Wärmequellen berücksichtigt.

Für den Energieträger Fernwärme wird ein Pauschalpreis von 12,6 ct/kWh (siehe Kapitel 6) angenommen, welcher mit den Bezugskosten eines Jahres verrechnet wird. Zusätzlich wird für die Wärmenetzvariante Fernwärme die Kosten für die Netzauslegung des Wärmenetzes sowie die Hausübergabestationen mit ein, sodass die Gesamtkosten für das Technologieszenario SZ 1 „Strom und Fernwärme“ ermittelt werden. Für die zwei Nahwärmenetzvarianten wird der Preis des Energieträgers individuell auf Basis der neu zu errichtenden Wärmequellen berechnet. Hierfür werden die Investitionskosten der Wärmequellen und der zu deckende Wärmebedarf berücksichtigt. Zusätzlich werden die Netzkosten für das Wärmenetz berücksichtigt für die

Technologieszenarien SZ 3 „Strom und Großwärmepumpe“ und S4 „Strom und BHKW“. Für das Technologieszenario SZ 4 „Strom und BHKW“ werden zudem die Kosten des Gasnetzes berücksichtigt. Nachdem die Gesamtkosten für alle Technologieszenarien ermittelt wurden, unabhängig davon, ob ein zentrales oder dezentrales Wärmeversorgungskonzept zugrunde liegt, können die fünf Technologieszenarien auf den einzelnen Optimierungsebenen miteinander verglichen werden. Auf dieser Basis lässt sich entscheiden, welches Wärmeversorgungskonzept für die jeweilige Optimierungsebene am wirtschaftlichsten ist. Das Vorgehen ist in Abbildung 8-3 schematisch dargestellt. Wie in Kapitel 6 beschrieben, beginnt der Vergleich auf der Gebäudeebene.

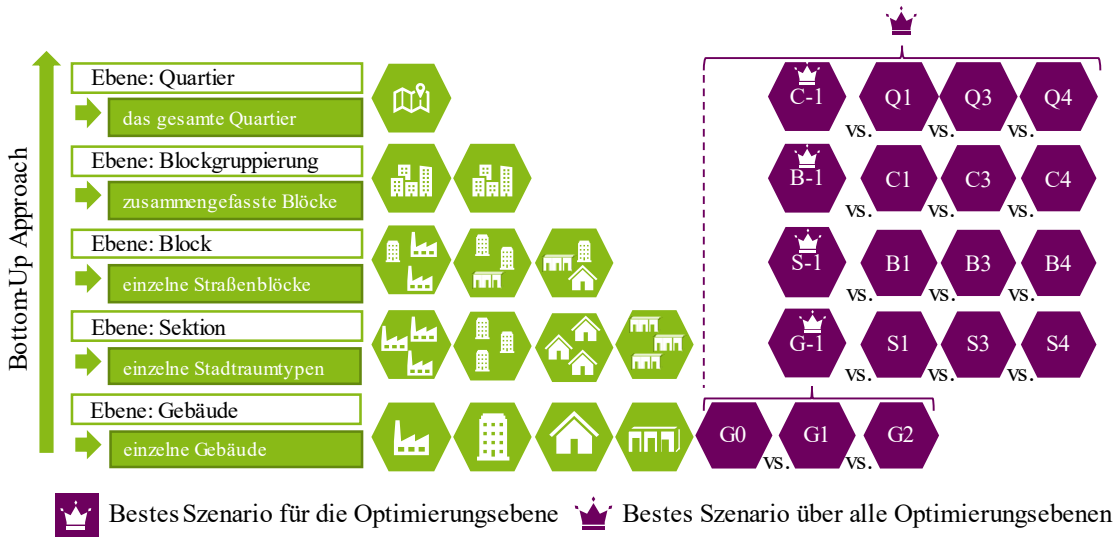


**Abbildung 8-3: Schematische Darstellung des Vergleichs der Technologieszenarien auf den Optimierungsebenen zur Ermittlung des wirtschaftlich optimalen Wärmeversorgungskonzepts**

Zunächst werden die drei Technologieszenarien betrachtet, die auf der Optimierungsebene „Gebäude“ die Wärmeversorgung eines einzelnen Gebäudes repräsentieren. Das wirtschaftlich günstigste Technologieszenario dieser Optimierungsebene wird anschließend in der nächsthöheren Optimierungsebene übertragen und dort als Referenzszenario verwendet. Auf der nächsthöheren Optimierungsebene, bspw. der Optimierungsebene „Sektion“ oder „Block“, wird dieses Referenzszenario mit den drei Technologieszenarien verglichen, welche zentrale Wärmeversorgungskonzepte beinhalten. Auf diese Weise kann geprüft werden, ob sich durch die Bildung eines zentralen Wärmenetzes wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer dezentralen Einzelversorgung ergeben. Durch den iterativen Bottom-Up-Vergleich aller Optimierungsebenen wird schrittweise das wirtschaftlich günstigste Technologieszenario identifiziert und daraus das insgesamt wirtschaftlich optimale Wärmeversorgungskonzept für das gesamte Quartier abgeleitet.

Neben der rein wirtschaftlichen Bewertung der vier Wärmenetzvarianten werden auch technische und strukturelle Bewertungskriterien für jede Wärmenetzvariante und Optimierungsebene herangezogen. Dazu zählen insbesondere die verwendete Nennweiten der Rohrsegmente, die

Graben- und Rohrlänge, die Anzahl der angeschlossenen Wärmeabnehmer sowie die resultierende Wärmeliniendichte.

Nachdem die vier Wärmenetzvarianten ausgelegt und eine Entscheidung über das zu wählende Wärmversorgungskonzept für das Quartier getroffen wurde, erfolgt im nächsten Schritt die Auslegung des Stromnetzes. Hierbei werden die für die Planung des Stromnetzes relevanten Informationen aus der Wärmenetzplanung übergeben. Dazu zählen die Leistungen, Zeitreihen, Standorte der an das Stromnetz anzuschließenden Wärmequellen sowie die Informationen, welche Anschlussflächen nicht über eine dezentrale Wärmequelle versorgt werden können.

# 9 Spannungsebenenübergreifende Stromnetzplanung

Im Anschluss an die optimierte Planung der Wärmeversorgung über alle potenziellen Ebenen der räumlichen Zusammenhänge in einem Neubauquartier und die zugehörige Auslegung und Betriebsoptimierung der zugehörigen Anlagen, findet darauf aufbauend eine spannungsebenenübergreifende Stromnetzplanung statt. Wie bereits in Abschnitt 2.1 erläutert fokussiert sich der Rahmen dieses Leitfadens auf die Netzebenen 5-7, also die MS und die NS sowie die MS/NS Umspannebene. Zu diesem Zweck wird folgend dem übergreifenden Planungskonzept leitungsgebundener Energieträger aus Abschnitt 5.2 zunächst die periphere Integration des Quartiers und die zugehörigen potenziellen Netzstrukturen zur Versorgung der geclusterten Versorgungsgebiete über die MS ermittelt. Nach dieser Ermittlung von optimierten MS-Netzvarianten sowie den zugehörigen Übergabespannung für die NS in den auslegungsrelevanten Betriebspunkten, Starklast uns Starkeinspeisung, werden diese Spannung folgend für die Planung der konkreten NS-Netzstrukturen verwendet. Auf diese Weise wird eine spannungsebenenübergreifende Planung zwischen der MS und NS gewährleistet, welche auch Potenziale zur Reduktion von potenziell aufgrund des Spannungsbandes notwendigen Netzdimensionierungen heben kann.

## 9.1 Peripherie Einbindung des Versorgungsgebiets

Die Anbindung von Neubauquartieren an die bestehende Strominfrastrukturen erfolgt in der Regel über die MS und basiert auf der Veröffentlichung nach [101]. Dies ist maßgeblich durch die zu erwartenden Leistungsanforderungen begründet, insbesondere unter Berücksichtigung von elektrisch betriebenen Wärmeversorgungssystemen mit hoher Gleichzeitigkeit, einer Auslegung auf eine hohe bzw. wachsende Durchdringung von Elektromobilität und hohen Bebauungsdichten im Vergleich zum Bestand. Selbst in vergleichsweise kleinere Neubauquartieren übersteigen die dafür notwendigen Leistungsanforderungen die noch freien Anschlusskapazitäten in der NS, vor allem unter Berücksichtigung von ebenso steigenden Leistungsanforderungen im Bestand im Rahmen der fortschreitenden Energiewende.

Mit der grundsätzlichen Festlegung auf eine MS-Anbindung folgt jedoch zugleich, dass die Planung und Auslegung den dort geltenden Betriebs- und Sicherheitsanforderungen entsprechen muss. Während in der NS aufgrund der kleinteiligen Versorgungsgebiete und dem andernfalls sehr hohen erforderlichen Aufwand für die Netzdimensionierung eine reine n-0 Auslegung üblich ist, ist in der MS eine n-1 sichere Versorgung notwendig. Dis begründet sich durch die systemische Relevanz der MS, da hier potentielle Ausfälle bspw. einer Station oder Leitung größere Versorgungsgebiete betreffen. Dieser Leitfaden definier daher das Redundanzprinzip einer n-1 Auslegung so, dass nach dem Ausfall einer MS-Komponente die Versorgung in kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann.

Um eine n-1 Auslegung in der MS zu gewährleisten, muss eine n-1 sichere Netztopologie für die Planung gewählt werden, zu welchen insbesondere Ring- oder Stichstrukturen mit Redundanz zählen. Im Normalbetrieb werden diese Topologien meist radial betrieben, um Schutz und Selektivitätsanforderungen klar definieren zu können. Im Fehlerfall ermöglichen diese Topologien wiederum eine rasche Umschaltung und Wiederversorgung. Daher wird im Rahmen der, diesem Leitfaden zugrundeliegenden, Methodik zwischen den folgenden 3 potenziellen Netztopologien entschieden:

1. Eine Ringstruktur von einem Peripheriepunkt über alle ONS im Quartier
2. Eine Dreibeinstruktur von einem Peripheriepunkt zu einer Schwerpunktstation, auf dessen Beine die Stationen aufgeteilt sind
3. Zwei Ringstrukturen von einem oder zwei unterschiedlichen Peripheriepunkten über alle ONS im Quartier

Diese grundsätzlichen MS-Topologien sind in der folgenden Abbildung 9-1 schematisch mit einer exemplarischen Menge und Verteilung von ONS und im Normalbetrieb offenen Trennstellen dargestellt.

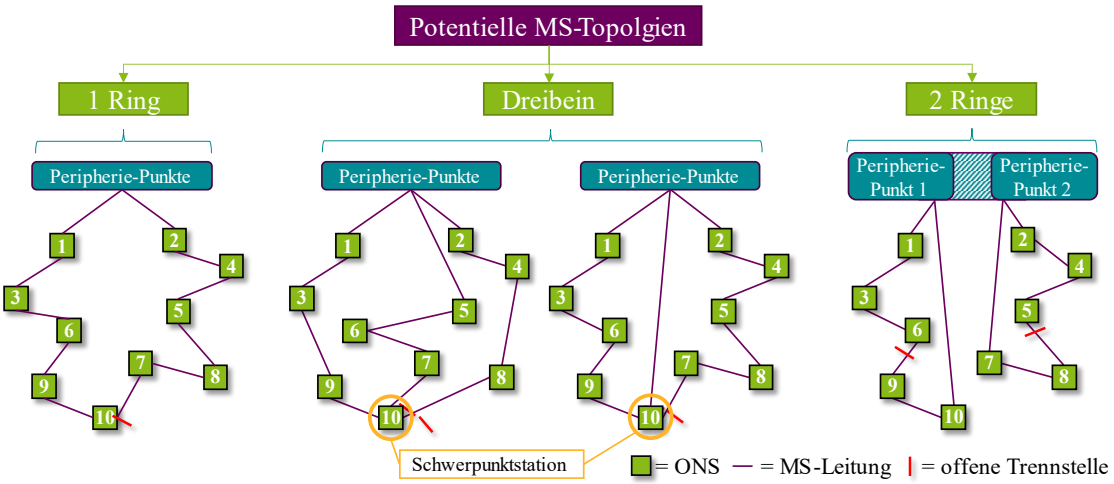


**Abbildung 9-1: Schematische Darstellung potentieller MS-Topologien**

Jede dieser Topologien erlaubt im Fehlerfall die Wiederversorgung der ONS durch Freischaltung betroffener Abschnitte und Zuschalten offener Trennstellen. Dies ermöglicht eine Einschleifung des Neubauquartiers in die bestehende MS-Netzperipherie ohne zusätzlichen planerischen Aufwand außerhalb der definierten Quartiersgrenze, da die Anschlusskonzepte der Verteilnetzbetreiber in der Regel lediglich einen definierten Übergabepunkt erfordern. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Optimierung der MS-Topologie unabhängig von externen Netzerweiterungen erfolgen kann und zugleich eine eindeutige Schnittstelle zum Bestandsnetz besteht, während die weiterführende Netztopologie vollständig innerhalb des Quartiers abgebildet und optimiert werden kann.

Die Auswahl der erforderlichen Topologie erfolgt dabei in Abhängigkeit der maximal auftretenden gleichzeitigen Belastung der ONS und den thermischen Grenzwerten der definierten Standardkabel für die MS. Bei einer Ringstruktur muss das MS-Standardkabel im Fehlerfall die volle Last aller ONS tragen können. Bei der Dreibeinstruktur werden zwei Varianten unterschieden. Mit einer gleichmäßigen Aufteilung der ONS auf drei Beine sind die Kabel im Normalbetrieb auch gleichmäßig ausgelastet, müssen im Fehlerfall allerdings mindestens $2/3$ der Belastung aller ONS versorgen können. Alternativ führt eine Struktur mit einem redundanten im Normalbetrieb unbelasteten „Wiederversorgungsbein“ dazu, dass die Kabel im Fehlerfall nur mindestens $1/2$ der Belastung aller ONS versorgen können müssen. Für die Topologie mit zwei Ringen gilt derselbe Grenzwert von mindestens $1/2$ der Belastung aller ONS.

In der konkreten Anwendung der Methodik zur Planung eines Neubauquartiers werden für jeden Peripheriepunkt die MS-seitigen Erschließungskosten sowie die zulässigen Spannungsgrenzen der auslegungsrelevanten Betriebspunkte definiert. Zu diesen zählen die sich einstellenden Übergabespannungen am Peripheriepunkt, sowie der zulässige Spannungshub bzw. -abfall über die MS-Struktur innerhalb des Quartiers. Damit wird für jeden relevanten Peripheriepunkte und unter Berücksichtigung aller Ausfallszenarien die jeweilige MS-Netzauslegung berechnet und die Spannungen an den ONS gespeichert, um eine spannungsebenenübergreifende Planung mit der in Abschnitt 9.2 folgenden NS zu ermöglichen. Auf diese Weise können unterschiedliche MS-Strukturen mit den zugehörigen NS-Netzen integriert geplant werden, aus welchen dann nach Abschluss der NS-Planungen die günstigste, zulässige Kombination ausgewählt werden kann.

## 9.2 Planung der konkreten Niederspannungsnetzstrukturen

Nachfolgend zu der zuvor in Abschnitt 9.1 erläuterten Ermittlung einer n-1 sicheren MS-Struktur zur peripheren Integration der geclusterten Versorgungsgebiete erfolgt in diesem Schritt nun die konkrete Planung der spezifischen optimierten NS-Netze folgend der detaillierten Veröffentlichung nach [78]. Diese Planung basiert auf den individuellen Versorgungsaufgaben der einzelnen Anschlussflächen, den zu verwendenden Kabeltypen sowie den bereits in Abschnitt 5.2 ermittelten optimierten Grabenstrukturen. Darüber hinaus werden auch die zuvor in Abschnitt 9.1 ermittelten Spannungswerte je auslegungsrelevantem Betriebspunkt als Slackspannung verwendet, um eine spannungsebenenübergreifende Planung zu ermöglichen.

Die Methode zur automatisierten Planung von NS-Netzen basiert dabei auf einer neuartigen, weiterentwickelten Variation des genetischen Algorithmus (GA) nach [102]. Der GA ist ein metaheuristisches Verfahren, welches auf dem evolutionären Ansatz basiert, um komplexe Problemstellungen anhand einer Vielzahl an Varianten schrittweise zu verbessern um schlussendlich eine annährend optimale Lösung zu finden. Eine Analyse von umfangreichen Metastudien zum Thema automatisierter Zielnetzplanungen zeigt, dass GA das am meisten genutzte Verfahren für diese Anwendung sind, aufgrund ihrer Fähigkeit komplexe

kombinatorische Optimierungsprobleme zu lösen [103], [104], [105]. Einer ihrer wesentlichen Vorteile liegt in ihrer natürlichen Unterstützung für multikriterielle Optimierungen sowie der einfachen Möglichkeit technische und regulatorische Randbedingungen direkt in den Optimierungsprozess einzubinden. Dies ist besonders relevant für die Planung von NS-Netzen in Neubauquartieren, wo die Problemstellung durch räumliche Unregelmäßigkeiten und die starke Abhängigkeit von der städtebaulichen Struktur geprägt ist. Zusätzlich erhöht der große Freiheitsgrad in der Planung, bedingt durch das Fehlen bestehender Infrastrukturen bei der „Grüne-Wiese-Planung“, die Komplexität erheblich. In diesem Zusammenhang eignet sich der GA besonders gut, da er Problemstellungen in großen und komplexen Lösungsräume effizient optimieren kann.

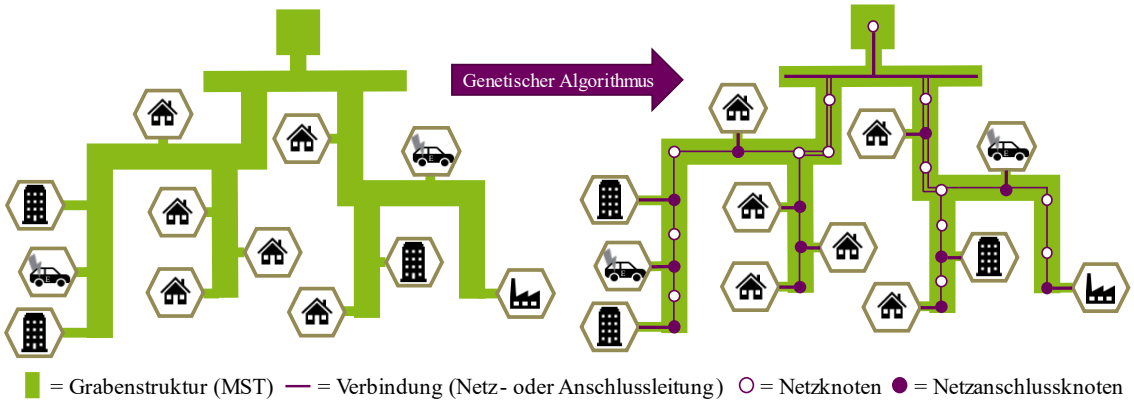


**Abbildung 9-2: Schematische Darstellung der Nutzung der optimalen Grabenstrukturen als Basis für die konkrete NS-Planung**

Nachteilig an der Anwendung des GA ist allerdings, dass er rechenintensiv ist und empfindlich auf die Parameter, wie z. B. Populationsgröße, Mutationsrate und Auswahlstrategie, reagiert. Um diesen Herausforderungen zu begegnen und die Konvergenzgeschwindigkeit zu verbessern, wird der Algorithmus innerhalb der übergeordneten Methodik aus Abschnitt 5.2 in hybridisierter Form eingesetzt. Dabei dient die ermittelte Grabenstruktur als Ausgangspunkt, in welche die einzelnen Abgänge eingebettet werden. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 9-2 schematisch dargestellt.

### 9.2.1 Spezifikationen und Aufbau des genetischen Algorithmus

Die Grundlage für die Optimierung und die Anwendung des GA ist ein Basisnetz in der Netzberechnungssoftware pandapower, das aus den zuvor ermittelten optimierten Grabenstrukturen generiert wird [106]. Diese Grabenstrukturen definieren den räumlichen Verlauf potenzieller Leitungswege innerhalb der Quartiere. Da in Neubaugebieten keine bestehende Infrastruktur den potentiellen Lösungsraum einschränken und üblicherweise beide Straßenseiten baulich genutzt werden, beinhaltet das Basisnetz eine neuartige, differenzierte Betrachtung der beiden Seiten. Für jeden Straßenknoten wird ein korrespondierender Knoten auf der gegenüberliegenden Seite erzeugt und über Querverbindungen gekoppelt, wie in der folgenden

Abbildung 9-3 schematisch dargestellt ist. Auf diese Weise kann der GA später flexibel entscheiden, welche Straßenseite zur Versorgung herangezogen werden soll.

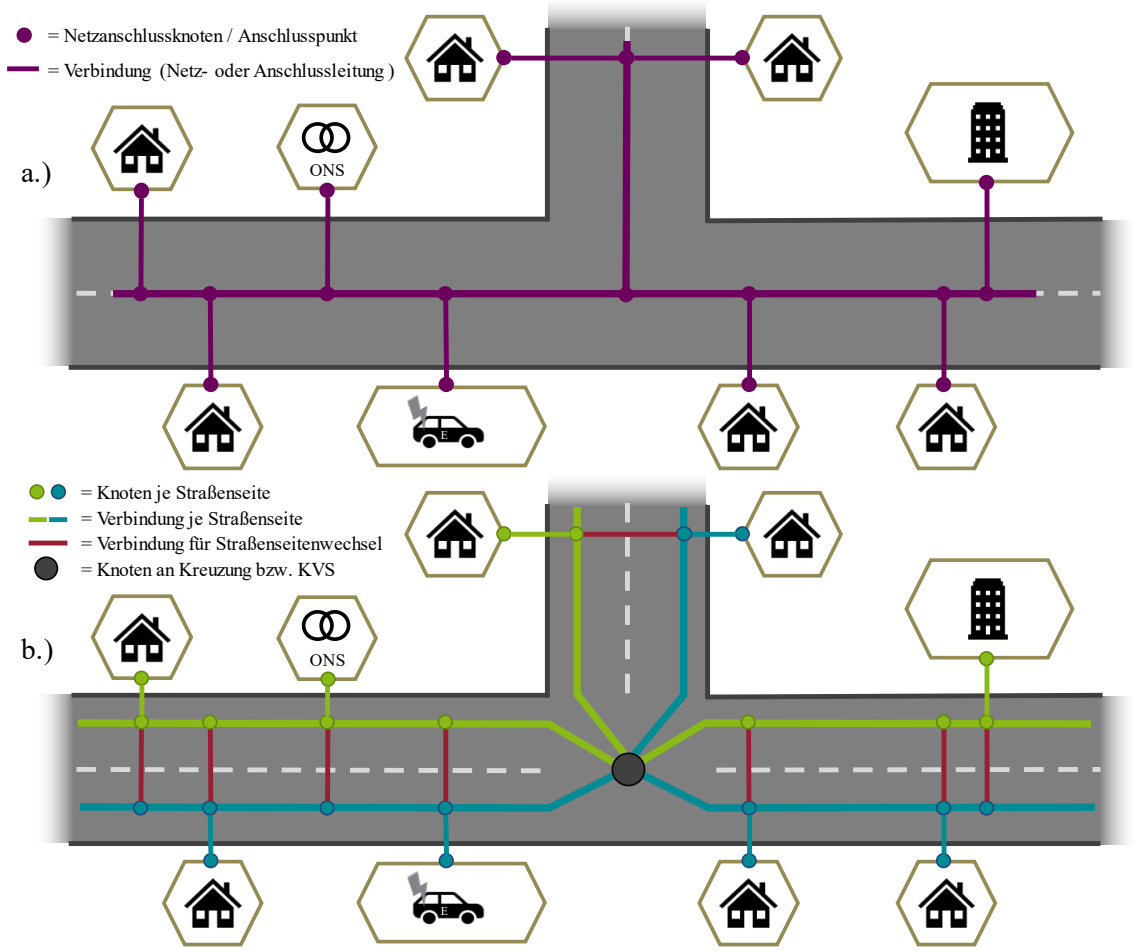


**Abbildung 9-3: Schematische Darstellung der Grabenstruktur und der Erweiterung zur Basisnetzstruktur mit Straßenseitendifferenzierung**

Zur besseren Handhabbarkeit wird das Netz anschließend in Subnetze unterteilt, die jeweils eine Hauptrichtung der Abgänge von der ONS repräsentieren. Je nach Lage der ONS entstehen zwischen zwei bis vier solcher Subnetze. Diese werden im weiteren Verlauf unabhängig voneinander optimiert, da Abgänge in entgegengesetzten Richtungen keine sinnvolle gemeinsame Optimierungslösung besitzen. Innerhalb der Subnetze erfolgt zusätzlich eine Unterteilung in Zonen, die durch Kreuzungen gebildet werden. Diese Unterteilung in Zonen hilft in der folgenden Optimierung dabei, räumliche Abgrenzungen abzubilden, die sich für die Abgangszuordnung als vorteilhaft erweisen und ist in der folgende Abbildung 9-4 exemplarisch dargestellt.

Um den Rechenaufwand während des GA zu reduzieren, werden sämtliche kürzesten Wege zwischen der ONS und allen Anschlussflächen jeweils getrennt nach Straßenseiten und segmentiert nach Zonen vorab berechnet. Zusätzlich wird für jede Zone eine dominante Straßenseite bestimmt, die tendenziell die meisten Anschlussflächen enthält. Diese Information dient später als heuristische Unterstützung für die Wahl der passenden Seite, wenn mehrere gleichwertige Optionen bestehen.

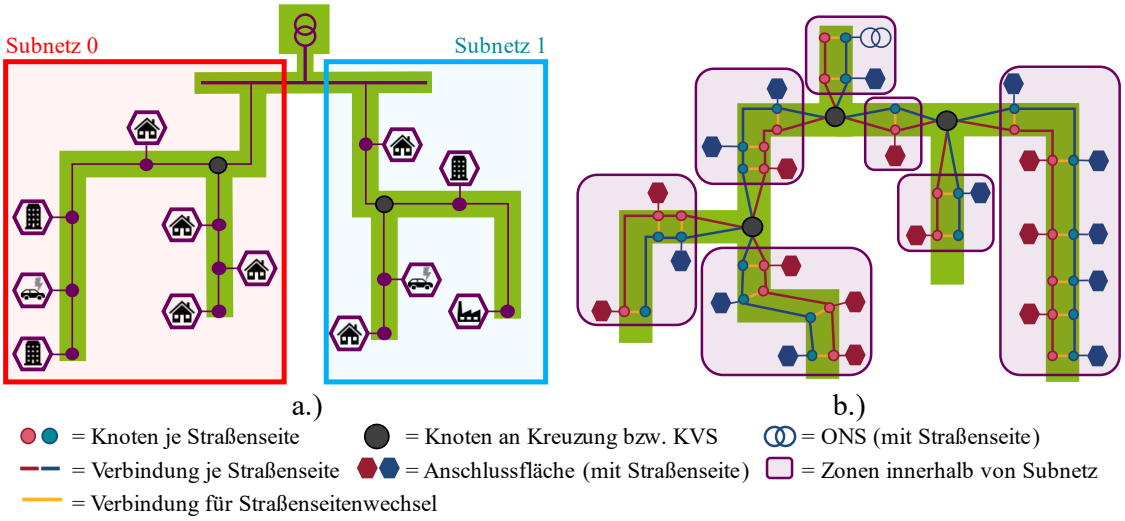


**Abbildung 9-4: Schematische Darstellung der Unterteilung in Subnetze und Zonen**

Ein weiterer wichtiger Schritt besteht darin, die Basisnetzstruktur für jeden potenziellen Abgang der ONS zu duplizieren. Dieses Vorgehen ermöglicht es, in einem gemeinsamen Netzmodell sämtliche Abgänge parallel zu aktivieren, ohne dass ungewollte Querverbindungen auftreten. Die Duplikation reduziert den Rechenaufwand erheblich, da nicht für jede Netzvariante ein neues Modell erzeugt werden muss – stattdessen wird lediglich auf den vorbereiteten Kopien gearbeitet.

Weiterhin wird vor der Anwendung des GA überprüft, ob einzelne Anschlussflächen als sogenannte Großverbraucher einzustufen sind. Dies ist der Fall, wenn deren maximale netzseitige Belastung der individuellen Versorgungsaufgabe die thermische Belastbarkeit der vorgesehenen Standard-Hausanschlussleitungen überschreiten würden. Für diese Anschlussflächen wird separat untersucht, wie viele Abgänge minimal erforderlich sind, um sie technisch zulässig versorgen zu können und sie werden in der Planung ohne Hausanschlussleitung direkt an die NS-seitige SS der ONS angeschlossen. Zu diesem Zweck wird für jedes Subnetz ein lineares Programm formuliert, welches die Großverbraucher so in ihre zugehörigen Abgänge gruppiert, dass die Summe der maximalen gleichzeitigen Belastung je gruppiertem Abgang die zulässigen Grenzwerte nicht überschreitet. Die entsprechenden Großverbraucher werden folglich fest den zugehörigen Abgängen zugeordnet und die Abgänge entsprechend ausgelegt. Damit reduziert sich auch die Gesamtanzahl der verfügbaren Abgänge, auf welchen die verbleibenden Anschlussflächen mit dem folgenden GA optimiert werden.

### 9.2.2 Anwendung des genetischen Algorithmus

Das Kernstück der Optimierung wird durch den GA gebildet, welcher für jedes der zuvor definierten Subnetze individuell ausgeführt wird, um optimale Abgangszuordnungen zu identifizieren. Zu diesem Zweck erzeugt der GA eine Vielzahl potentieller Netzvarianten, welche individuell bewertet werden, um die besten Netzvarianten zu selektieren. Aus diesen besten Netzvariante werden dann neue Netzvarianten als Teil einer neuen Population erstellt, welche somit iterativ verbessert werden bis keine bessere Lösung mehr gefunden werden kann. Dafür

verwendet der GA die drei Operatoren, welche in der folgenden Abbildung 9-5 schematisch dargestellt sind.

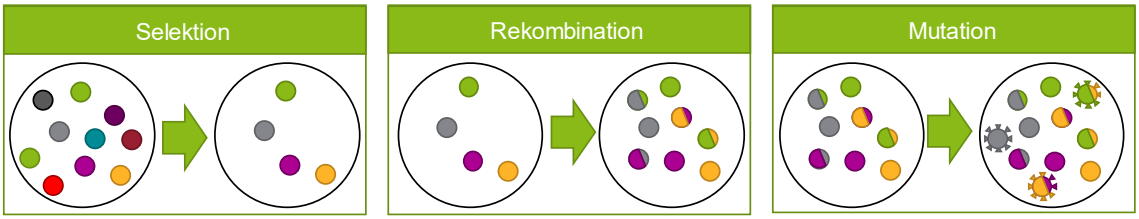


**Abbildung 9-5: Schematische Darstellung der Operatoren des genetischen Algorithmus [102]**

Zunächst erstellt der GA eine Startpopulation aus Netzvarianten, wobei jede Netzvariante eindeutig durch eine Gensequenz beschrieben wird, in der innerhalb jedes Gens für die zugehörige Anschlussfläche drei Informationen hinterlegt sind. Zu diesen zählt der ausgewählte Abgang, der Kabeltyp der netzseitigen Anbindung sowie der Kabeltyp der Hausanschlussleitung. Die Startpopulation umfasst bis zu unterschiedliche 50 Netzvarianten und wird bewusst strukturell divers aufgebaut. Sie enthält:

(1) eine Basisvariante mit allen Anschlussflächen in nur einem Abgang,
(2) eine Variante mit der Abgangszuordnung basierend auf den Straßenseiten,
(3) Varianten mit der Abgangszuordnung basierend auf den Zoneneinteilungen,
(4) Varianten mit der Abgangszuordnung basierend auf einer Kombination der Straßenseiten und Zoneneinteilung,
(5) sowie zufällig modifizierte Varianten zur Erweiterung des Lösungsraums.

Diese initiale, strukturelle Variation der Startpopulation über den potenziellen Lösungsraum ist unerlässlich, um eine vorzeitige Konvergenz zu lokalen Minima zu vermeiden und eine schnellere Identifizierung optimierter Lösungen mit weniger Iterationen zu unterstützen. In der folgenden Abbildung 9-6 sind die Variante (4) und (5) schematisch dargestellt.

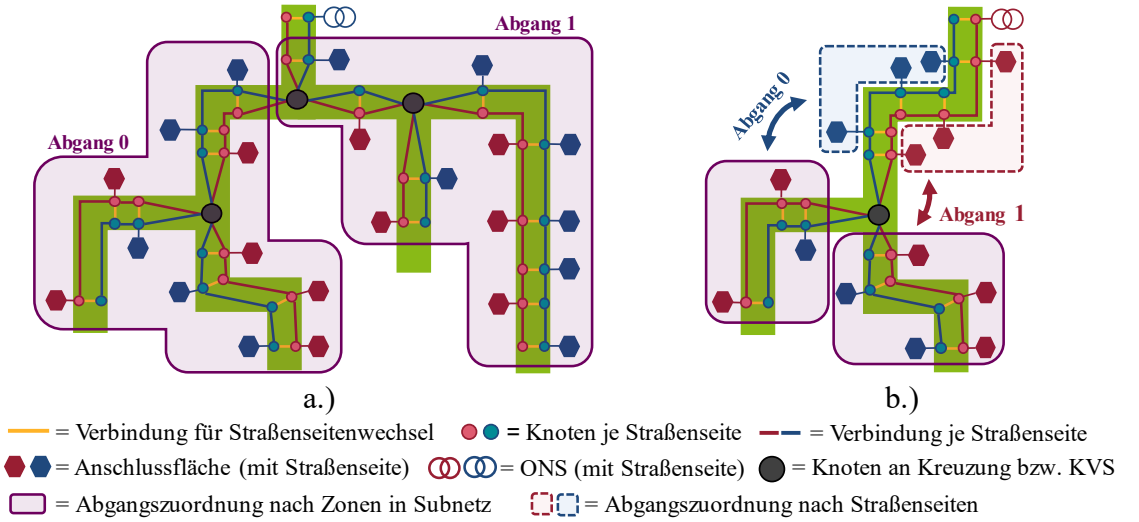


**Abbildung 9-6: Schematische Darstellung einer Netzvariante mit Abgangszuordnung auf Basis der Zonen sowie der Kombination aus Zonen und Straßenseiten**

Für jede Netzvariante wird aus der Gensequenz ein vollständiges Netzmodell konstruiert, indem die für die Versorgung benötigten Leitungen in den Abgangsduplikaten des Basisnetzes aktiviert werden. Dabei wird für jede Anschlussfläche der vorberechnete kürzeste Weg genutzt und der zu verwendende Kabeltyp gemäß der Gensequenz und unter Berücksichtigung der Kabeltypen der bereits aktivierten Leitungen bestimmt.

Die Bewertung erfolgt anhand einer standardisierten, kostenbasierten Gesamtbewertungsgröße $C_{total}$, die sich aus Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) sowie potenziellen Strafkosten zusammensetzt und somit eine konsistente Bewertung aller Netzvarianten ermöglicht (vgl. Tabelle 14-1 im Anhang für die zugehörigen Kostenannahmen). Die Strafkosten beurteilen in dieser Bewertung die Zulässigkeit einer Netzvariante. Sie werden für unzulässige Spannungen oder thermische Überlastungen vergeben. Bei Feststellung einer GWV fallen Strafkosten proportional zum Ausmaß der Überschreitung an, sodass auch unzulässige Netzvarianten qualitativ bewertet werden können. Auf diese Weise kann der GA auch im Fall einer Optimierung mit sehr begrenztem zulässigem Lösungsraum durch die vergleichbare Bewertung der unzulässigen Netzvarianten systematisch in die Richtung technisch zulässiger Netzvarianten gelenkt wird. Zusätzlich werden die Knoten und Verbindungen, die GWV verursachen, für jede Netzvariante extrahiert, um sie für nachfolgende Iteration der Optimierung zu berücksichtigen.

Auf Basis dieser Bewertung werden die besten Netzvarianten ausgewählt bzw. selektiert, wie in Abbildung 9-5 schematisch dargestellt ist. Diese Netzvarianten werden dann mittels der anderen beiden Operatoren, Rekombination und Mutation, weiterentwickelt, um eine neue Population von Netzvarianten basierend auf diesen besten Netzvarianten zu erzeugen. Bei der Rekombination werden zwei Netzvarianten miteinander „gekreuzt“, indem Teile ihrer Gensequenzen gegenseitig ausgetauscht werden. Die Mutation hingegen verändert gezielt einzelne Gene gezielt durch die Varianten der Abgangszuordnung oder der zu verwendenden Kabeltypen für die zugehörigen Anschlussflächen. Diese Mutation findet im zuvor beschrieben Fall von ungültigen Netzvarianten insbesondere an Anschlussflächen statt, an deren zugehörigen Knoten bzw. Leitungen GWV aufgetreten sind. Auch die Einführung oder Entfernung eines Abgangs ist möglich, sofern dies technisch sinnvoll erscheint.

Auf diese Weise entsteht ein sich wiederholender Optimierungszyklus, der solange iterativ fortgeführt wird, bis über zehn aufeinanderfolgende Iterationen keine neue, bessere Netzvariante gefunden wird. Die beste Netzvariante aus allen durchlaufenen Generationen wird anschließend als finale Zielnetzvariante für das entsprechende Subnetz festgelegt. Da der GA allerdings jedes Subnetz individuell optimiert und eine übergreifende Maximallimitierung auf die gesamte Anzahl der Abgänge an der ONS vorliegt, werden mehrere beste Zielnetze mit unterschiedlichen Anzahlen an Abgängen je Subnetz gespeichert. Aus diesen Zielnetzvarianten je Subnetz wird dann zuletzt die kostengünstigste Kombination mit zulässiger Anzahl an Abgängen ausgewählt. Die bereits zuvor festgelegten Abgänge für die Großverbraucher werden dabei berücksichtigt.

# 10 Analyse repräsentativer Quartiere

Für die Erstellung repräsentativer Quartiere werden zunächst bestehende Quartiere analysiert. Aus dieser Analyse lassen sich typische Charakteristika ableiten, die für die Planung von Neubauquartieren relevant sind. Auf Basis dieser Charakteristika werden anschließend sieben Quartiersszenarien entwickelt, die sowohl wirtschaftlich als auch technisch bewertet werden.

## 10.1 Zensusdatenanalyse repräsentativer Neubauquartiere

Zur Auswahl repräsentativer Quartiere wurden die verfügbaren Daten aus der Zensusdatenbank des Zensus 2022 herangezogen und analysiert. Der Zensus 2022 stellt dabei umfassende Informationen zu gesellschaftlichen Themen wie Bildung, Demografie, Erwerbstätigkeit, Familienstrukturen, Gebäudebestand, Haushalten und Wohnsituationen in Deutschland bereit. Grundlage der Erhebung ist der Zensus-Stichtag am 15.05.2022 [107].

Um repräsentative Neubauquartiere zu identifizieren, werden sowohl soziodemografische als auch baustrukturelle Merkmale erhoben und verglichen. Diese dienen dazu, die Neubauquartiere systematisch aufzubauen und die resultierende Versorgungsaufgabe zu ermitteln, siehe dazu auch Kapitel 3. Zu diesem Zweck werden zunächst die vom Zensus 2022 bereitgestellten Daten auf Ebene von 1 km² großen Rasterzellen analysiert. Im Fokus stehen dabei Informationen zu Gebäuden mit Wohnraum, differenziert nach Baujahr. Dazu zählen insbesondere Bewohnerdaten, Gebäudetypen sowie die durchschnittliche Fläche pro WE. Für die weitere Betrachtung werden jene Rasterzellen ausgewählt, die WG mit einem Baujahr von 2020 oder später enthalten, welche in diesem Leitfaden als Neubauquartiere definiert werden. Nach der Vorauswahl der Rasterzellen erfolgt auf Basis aktueller Satellitenbilder eine Kategorisierung in kleinere Nachverdichtungen bzw. Baulückenschließungen und zusammenhängende Neubauquartiere. Nur Rasterzellen, die als zusammenhängende Neubauquartiere identifiziert werden können, werden in die weitere Analyse einbezogen, um eine belastbare Datengrundlage für die Untersuchung repräsentativer Neubauquartiere zu gewährleisten.

Insgesamt werden so 51 Neubauquartiere ermittelt, welche sich über ganz Deutschland verteilen. Diese sind in Abbildung 10-1 in violett im rechten Teil dargestellt. Im linken Teil der Abbildung ist die regionalstatistische Raumtypologie (RegioStar) für Deutschland dargestellt. Dabei handelt es sich um eine Klassifizierung des Siedlungsraums, die Städte und Gemeinden nach vergleichbaren Raum- und Siedlungsstrukturen gruppiert [108]. Die RegioStar unterscheidet vier Regionstypen, die „Metropolitane Stadtregion“ (SR) (lila) und „Regiopolitane SR“ (türkis), die gemeinsam die SR bilden, sowie die Landregion (LR), die in „Stadtregionsnahe ländliche Regionen“ (blau) und „Peripherie ländliche Regionen“ (grün) unterteilt werden.

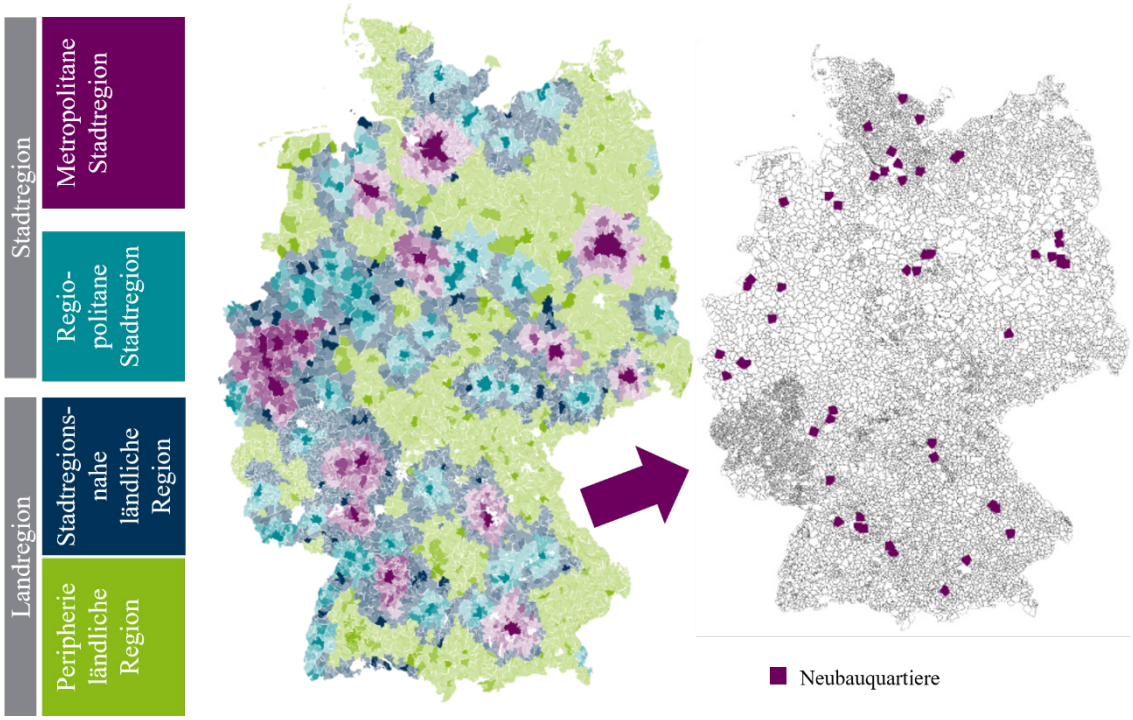


**Abbildung 10-1: Darstellung der Auswahl von 51 Neubauquartieren innerhalb der regionalstatistischen Raumtypologie, eigene Darstellung basierend auf] [107], [108]**

Von den insgesamt 51 Neubauquartieren liegen 30 Neubauquartiere in „Metropolitane SR“ und 14 Neubauquartiere in „Regiopolitane SR“, sodass 44 Neubauquartiere der SR zugeordnet werden können. Der ländlichen Region sind mit sieben Neubauquartieren deutlich weniger zugeordnet, davon liegen vier in „Peripherie ländliche Region“ und drei in „Stadtregionsnahen ländliche Region“, siehe dazu Abbildung 10-2.

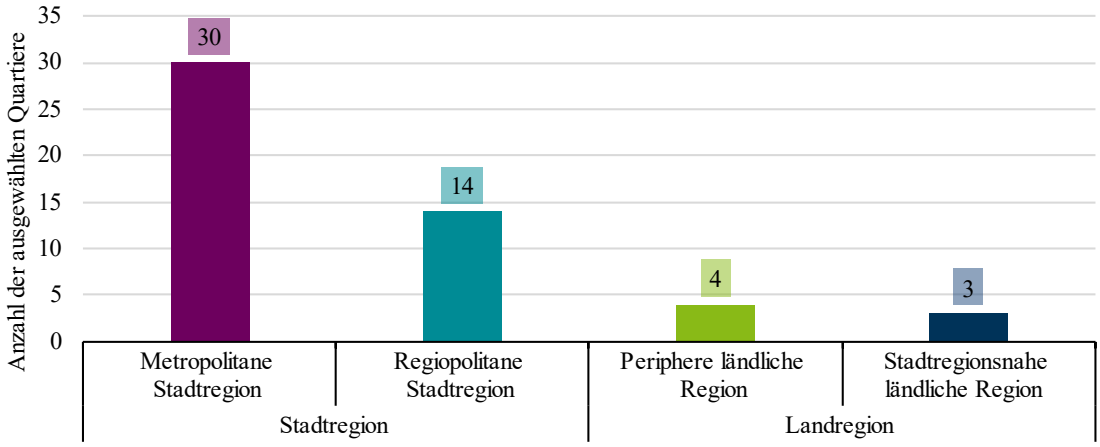


**Abbildung 10-2: Verteilung der Auswahl von 51 Neubauquartieren auf die regionalstatistische Raumtypologie**

Nach der Zuordnung der 51 Neubauquartiere zu den Kategorien SR oder LR werden die Gebäudekategorien innerhalb der Quartiere ermittelt. Hierzu werden WG auf 100-m-Rasterzellenebene analysiert: 100-m-Rasterzellen mit ausschließlich EFH, RH oder MFH werden jeweils der entsprechenden Gebäudekategorie zugeordnet. 100-m-Rasterzellen, die mehrere Gebäudekategorien enthalten, werden als „Mischgebäudekategorie“ (MGK) klassifiziert. Die Wahl der 100-m-Rasterzellen ergibt sich aus der Datenverfügbarkeit des Zensus 2022, da dies die

kleinste räumliche Auflösung der bereitgestellten Daten darstellt. Die Zuordnung basiert auf der Analyse von Satellitenbildern. Für die weitere Identifizierung repräsentativer Neubauquartiere werden nur Rasterzellen mit eindeutiger Gebäudekategorie berücksichtigt. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 10-3 dargestellt.

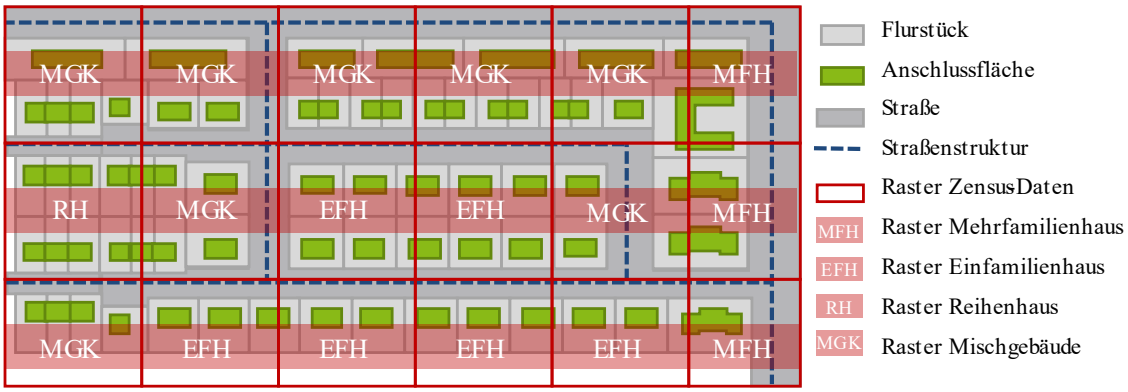


**Abbildung 10-3: Zuordnung der 100-m-Rasterzellen zu Gebäudekategorien für die Auswahl repräsentativer Neubauquartiere**

Auf Basis der Daten des Zensus 2022 werden für jede 100-m-Rasterzelle und Gebäudekategorie (EFH, RH, MFH) unterschiedliche Kenngrößen analysiert, darunter die Anzahl der Bewohner pro WE, das Alter der Bewohner sowie die Fläche pro WE. Zusätzlich wird untersucht, ob sich Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Neubauquartieren zeigen. In städtischen Neubauquartieren treten EFH, MFH und RH auf, während in ländlichen Neubauquartieren lediglich EFH und MFH identifiziert werden. Daher beziehen sich die Kenngrößen für RH in der Gesamtbetrachtung der Neubauquartiere ausschließlich auf städtische Neubauquartiere.

Bewohnerdaten

In den Gebäudekategorien EFH, RH, MFH liegt der Anteil der Bewohner im Alter von 30 bis 39 Jahren zwischen 29 % und 38 %. In städtischen Neubauquartieren machen Haushalte dieser Altersgruppe durchschnittlich rund 32 % aller Haushalte aus, während ihr Anteil in ländlichen Neubauquartieren mit etwa 33 % geringfügig höher liegt. Besonders stark vertreten sind Bewohner im Alter von 30 bis 39 Jahren mit ca. 38 % in RH. In städtischen Neubauquartieren mit MFH liegt der Anteil der Haushalte mit Haushaltsvorständen unter 30 Jahren bei rund 22 %, während er in ländlichen Neubauquartieren mit lediglich 11 % deutlich geringer ausfällt. Umgekehrt sind in ländlichen Neubauquartieren in MFH vor allem Haushalte mit einem Alter zwischen 40 und 59 Jahren stärker vertreten. Dies verdeutlicht, dass jüngere Haushalte überwiegend in städtischen Neubauquartieren wohnen, während in ländlichen Neubauquartieren tendenziell Haushalte mit einem höheren Alter überwiegen. Im Vergleich dazu stellen in Deutschland über alle WG hinweg Personen ab 60 Jahren mit 43% in MFH und 47 %-48 % in EFH/RH die größte Altersgruppe dar, basierend auf den Daten aus [109]. Die Analyse des Alters der Bewohner ist in Abbildung 10-4 aufgeschlüsselt dargestellt. Insgesamt zeigen die Daten, dass

Neubauquartiere überwiegend von jüngeren Altersgruppen bewohnt werden, während ältere Menschen in Neubauquartieren nur einen vergleichsweise geringen Anteil ausmachen.

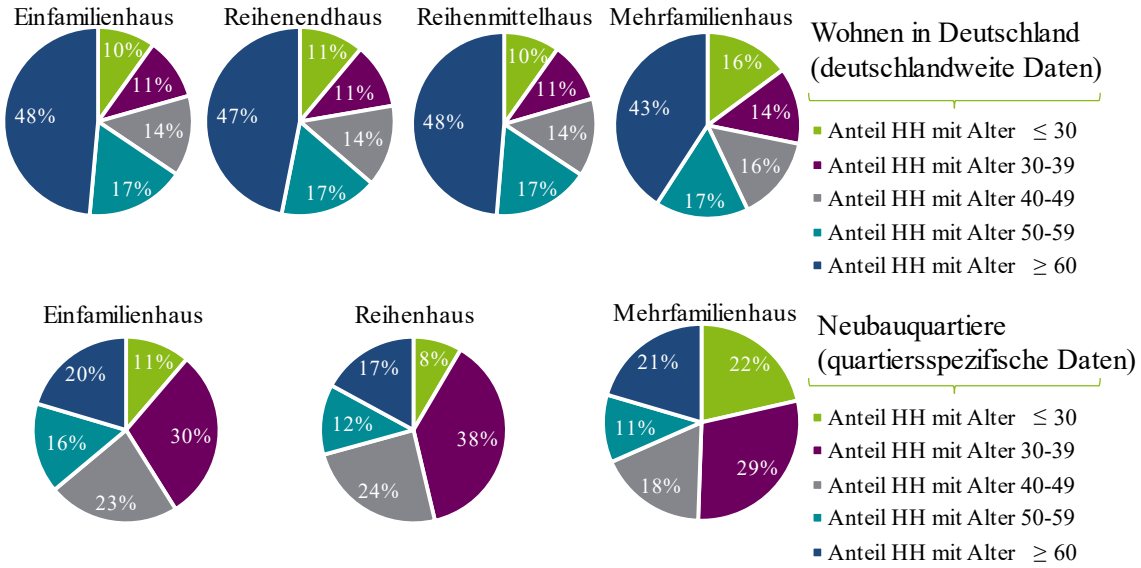


**Abbildung 10-4: Altersverteilung in Bestands- und Neubauquartiere, eigene Darstellung basierend auf [107], [109]**

Die durchschnittliche Anzahl der Bewohner pro WE in Neubauquartieren liegt bei 2,19 (MFH), 2.83 (EFH) und 2,92 (RH) und fällt damit in MFH geringer aus als in EFH oder RH. Betrachtet man die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Neubauquartieren, zeigt sich zudem, dass die durchschnittliche Anzahl der Bewohner pro WE in ländlichen Neubauquartieren tendenziell höher ist als in städtischen Neubauquartieren. So leben in MFH in ländlichen Neubauquartieren durchschnittlich 2,37 Bewohner pro WE, während es in städtischen Neubauquartieren 2,18 Bewohner pro WE sind. Ähnliches zeigt sich bei EFH, wo die Anzahl der Bewohner pro WE in städtischen Neubauquartieren bei 2,78 Bewohner pro WE und in ländlichen Neubauquartieren bei 3,08 Bewohner pro WE liegt. Für RH liegt die durchschnittliche Anzahl der Bewohner pro WE bei 2,92 Bewohner pro WE.

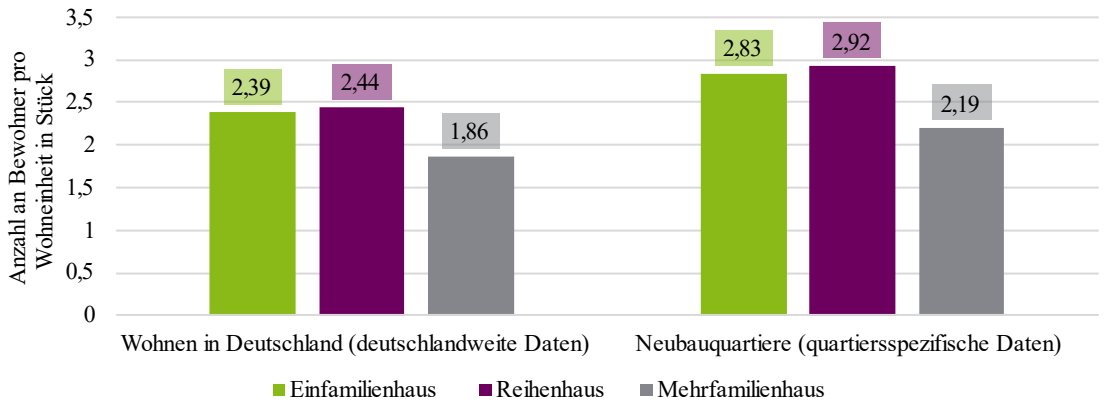


**Abbildung 10-5: Anzahl an Bewohner pro Wohneinheit in Bestands- und Neubauquartieren, eigene Darstellung basierend auf [107], [109]**

Abbildung 10-5 zeigt darüber hinaus eine Gegenüberstellung mit deutschlandweiten Daten, welche auch Bestandsquartiere berücksichtigen. Bei diesen liegt die Anzahl der Bewohner pro WE bei EFH bei 2,39 Bewohner pro WE, bei MFH bei 1,86 Bewohner pro WE und bei RH bei ca. 2,45 Bewohner pro Wohneinheit [107], [109]. Insgesamt wird deutlich, dass Neubauquartiere in allen Gebäudekategorien eine höhere Anzahl an Bewohner pro WE aufweisen als Bestandsquartiere. Die Gegenüberstellung ist auch in Abbildung 10-5 dargestellt.

Fläche pro Wohneinheit

Betrachtet man die durchschnittliche Wohnfläche je WE in Neubauquartieren, zeigt sich, dass die Wohnfläche deutlich nach Gebäudekategorie variiert. Mit durchschnittlich 139,32 m² weisen EFH die größte Wohnfläche je WE auf, gefolgt von RH mit 128,27 m² und MFH mit durchschnittlich 87,97 m². Ein Vergleich zwischen städtischen und ländlichen Neubauquartieren zeigt zudem deutliche Unterschiede bei den Gebäudekategorien EFH und MFH. In diesen Gebäudekategorien sind die WE in ländlichen Neubauquartieren größer als in städtischen Neubauquartieren. So beträgt die durchschnittliche Wohnfläche in MFH in ländlichen Neubauquartieren 99,59 m², während sie in städtischen Neubauquartieren bei 87,59 m² liegt. Auch für EFH zeigt sich diese Tendenz mit 144,63 m² in ländlichen und 136,37 m² in städtischen Neubauquartieren. Im Vergleich zu den Bestandsquartieren, in denen die durchschnittliche Wohnfläche je WE bei 134,5 m² in EFH, 118,4 m² in RH und 75,9 m² in MFH liegt [109], zeigt sich, dass die WE in Neubauquartieren über alle Gebäudekategorien hinweg größer ausfallen. In Abbildung 10-6 werden die Wohnflächen pro WE in Bestands- und Neubauquartieren gegenübergestellt.

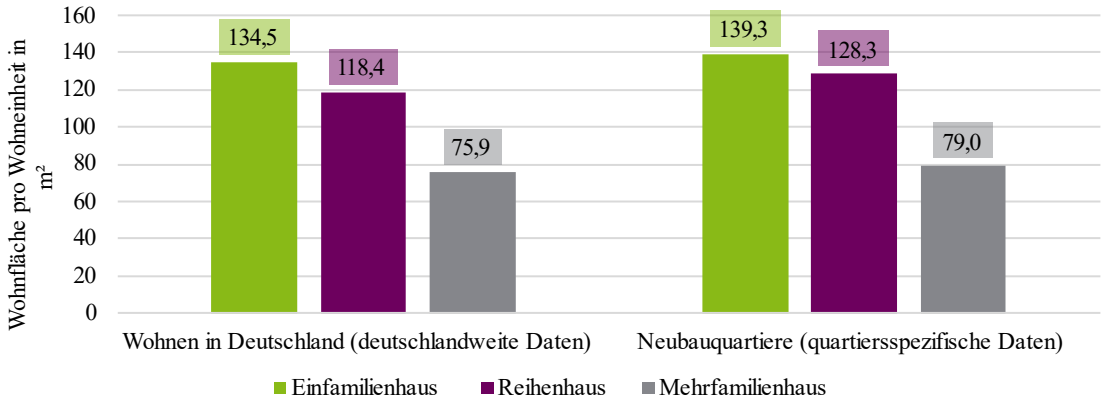


**Abbildung 10-6: Wohnfläche pro Wohneinheit in Bestands- und Neubauquartieren, eigene Darstellung basierend auf [107], [109]**

Wohngebäudefläche

Bei der Betrachtung der durchschnittlichen Wohngebäudefläche in Neubauquartieren zeigen sich ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den Gebäudekategorien. MFH verfügen mit durchschnittlich 299,64 m² über die größte Wohngebäudefläche, gefolgt von EFH mit 101,73 m² und RH mit 71,68 m². Ein Vergleich zwischen städtischen und ländlichen Neubauquartieren

verdeutlicht zudem, dass die Unterschiede in der Gebäudefläche neben der Gebäudekategorie auch stark von der Region abhängen. Während EFH in ländlichen Neubauquartieren mit 109,66 m² im Durchschnitt größere Wohngebäudeflächen aufweisen als in städtischen Neubauquartieren (100,33 m²), zeigt sich bei MFH der umgekehrte Trend: In städtischen Neubauquartieren liegt die durchschnittliche Wohngebäudefläche bei 302,18 m² und damit deutlich über dem Wert ländlicher Neubauquartiere (222,69 m²). Ein Vergleich mit dem Gebäudebestand zeigt, dass Neubauten in allen drei Gebäudekategorien größere Wohngebäudeflächen aufweisen. Im Bestand liegen die durchschnittlichen Flächen bei 92,79 m² für EFH, 72,94 m² für RH und 290,52 m² für MFH und damit jeweils unter den Werten von Neubauquartieren [68].

Analyse von Bebauungsplänen

Neben den zuvor analysierten Kenngrößen werden zusätzlich die B-Pläne der 51 Neubauquartiere ausgewertet, für die entsprechende Pläne vorliegen, da die Zensus-Daten nicht alle Informationen enthalten, die für weiterführende Berechnungen erforderlich sind. Dazu gehören z. B. die zulässige Anzahl der Vollgeschosse oder die Dachform, die für die Abschätzung des Wärmebedarfs sowie für die Ausrichtung potenzieller PV-Anlagen von Bedeutung sind. Für jeden B-Plan wurde hierfür ein standardisierter Erfassungsbogen ausgefüllt und ausgewertet. Eine Darstellung eines Beispielbogens ist im Abschnitt 14.4 im Anhang zu finden.

In den B-Plänen wird die mögliche Bebauungsdichte über die Festsetzung der maximalen Grundflächenzahl (GRZ) definiert. Die Auswertung der vorliegenden B-Pläne zeigt, dass in allgemeinen Wohngebieten (WA) die GRZ überwiegend zwischen 0,3 und 0,4 festgesetzt ist, was häufig Neubauquartiere mit EFH und RH entspricht. Für Neubauquartiere in denen MFH zulässig sind, etwa dichtere WA-Bereiche, Mischgebiete (MI), urbane Gebiete (MU) oder Sondergebiete (SO), liegen die maximal zulässigen GRZ dagegen deutlich höher und reichen typischerweise von 0,4 bis 0,8, vereinzelt sogar bis zu 0,9 oder 1,0. Die GRZ beschreibt dabei jedoch die planungsrechtlich maximal zulässige Bebauungsdichte, die im tatsächlich realisierten Bestand häufig nicht vollständig ausgeschöpft wird. Dies zeigt sich bei der Betrachtung bestehender Gebäude: Im Durchschnitt liegen die realisierten Werte deutlich unter den zulässigen Obergrenzen. EFH erreichen eine mittlere GRZ von 0,161, RH von 0,256 und MFH von 0,204 [68]. Damit wird deutlich, dass die bauliche Ausnutzung im Bestand meist geringer ist als im Bebauungsplan vorgesehen. Gebiete mit RH weisen dabei die höchste mittlere Bebauungsdichte auf, während MFH trotz planungsrechtlich höherer zulässiger GRZ aufgrund größerer Grundstücke im Mittel niedrigere Werte erreichen. In zentralen Innenstadtbereichen können hingegen durchschnittliche GRZ von bis zu 0,88 erreicht werden [68].

Für die Ableitung der in Tabelle 10-1 und Tabelle 10-2 angesetzten Bebauungsdichten für Neubaugebiete wurden daher nicht die maximal zulässigen GRZ aus den B-Plänen direkt übernommen, sondern ein realistischer Zwischenwert aus planungsrechtlichem Potenzial und

tatsächlich beobachteter Bestandsbebauung angesetzt. Ergänzend wurde die Untersuchung der Bebauungsdichte in Deutschland aus [110] herangezogen und mit den RegioStar Daten verknüpft, um regionale Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Räumen abzubilden. Dabei zeigt sich, dass städtische Regionen im Mittel deutlich höhere Bebauungsdichten aufweisen als ländliche Regionen. Vor diesem Hintergrund werden für SR höhere GRZ-Werte angenommen als für LR. Für SR wurden für EFH 0,28 für RH 0,38 und für MFH 0,36 angesetzt. In LR liegen die Werte mit 0,22 für EFH und 0,30 für MFH entsprechend niedriger. Die gewählten Werte liegen damit oberhalb der heutigen durchschnittlichen Bestandswerte, bleiben jedoch deutlich unter den maximal zulässigen GRZ der Bebauungspläne und bilden somit eine realistische Annahme für zukünftige Neubauentwicklungen ab.

Nach der Bestimmung der relevanten Kenngrößen bieten Tabelle 10-1 und Tabelle 10-2 eine Übersicht über die verwendeten Daten und Parameter für die verschiedenen Regionen und Gebäudekategorien. Während Tabelle 10-1 die Analyseergebnisse der SR zusammenfasst, stellt Tabelle 10-2 die entsprechenden Werte für die LR dar.

**Tabelle 10-1: Übersicht der Kenngrößen für die Stadtregion**

| | **Stadtregion** | | |
|---|---|---|---|
| | **EFH** | **RH** | **MFH** |
| Ø Fläche pro WE in m2 | 136,37 | 128,27 | 87,59 |
| Ø Anzahl Bewohner pro WE | 2,78 | 2,92 | 2,18 |
| Anteil HH <= 30 in % | 10,26 | 8,45 | 21,58 |
| Anteil HH 30-39 in % | 29,49 | 37,86 | 29,11 |
| Anteil HH 40-49 in % | 23,42 | 24,42 | 17,67 |
| Anteil HH 50-59 in % | 16,67 | 12,22 | 10,98 |
| Anteil HH >= 60 In % | 20,66 | 17,95 | 20,67 |
| Bebauungsdichte (GRZ) | 0,28 | 0,38 | 0,36 |
| Wohngebäudefläche in m2 | 100 | 72 | 302 |

**Tabelle 10-2: Übersicht der Kenngrößen für die Landregion**

| | **Landregion** | | |
|---|---|---|---|
| | **EFH** | **RH** | **MFH** |
| Ø Fläche pro WE in m2 | 144,63 | - | 99,59 |
| Ø Anzahl Bewohner pro WE | 3,07 | - | 2,37 |
| Anteil HH <= 30 in % | 16,81 | - | 42,33 |
| Anteil HH 30-39 in % | 31,83 | - | 11,21 |
| Anteil HH 40-49 in % | 19,44 | - | 31,18 |
| Anteil HH 50-59 in % | 12,96 | - | 24,66 |
| Anteil HH >= 60 In % | 18,96 | - | 17,01 |
| Bebauungsdichte (GRZ) | 0,22 | - | 0,30 |
| Wohngebäudefläche in m2 | 110 | - | 223 |

## 10.2 Ableitung von Quartiersszenarien für das Quartier alter Güterbahnhof

Für das Projektgebiet „alter Güterbahnhof“ in Bielefeld, Nordrhein-Westfalen, werden die zuvor dargestellten Kenngrößen aus Abschnitt 10.1 genutzt, um repräsentative Quartiersszenarien zu entwickeln. Die räumliche Ausdehnung des Projektgebietes „alter Güterbahnhof“ und dessen Lage mitten im Zentrum des Stadtgebiets von Bielefeld sind in Abbildung 10-7 dargestellt.

Da für das Projektgebiet kein B-Plan vorliegt, ermöglicht die Aufstellung mehrerer Quartiersszenarien innerhalb des gleichen Projektgebiets eine systematische Analyse unterschiedlicher Gebäudestrukturen. Für jedes Quartiersszenario wird das zuvor vorgestellte sektorenübergreifende Planungsverfahren durchgeführt, welches anschließend technisch und wirtschaftlich bewertet wird.

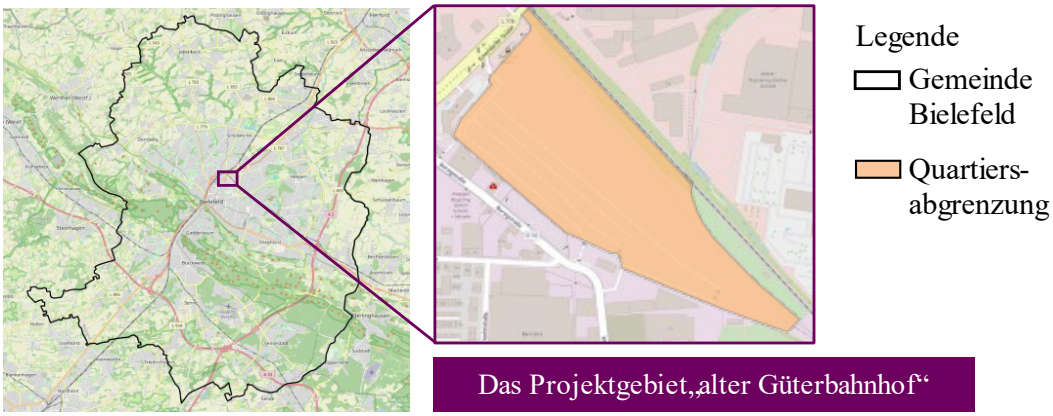


**Abbildung 10-7: Projektgebiet „alter Güterbahnhof“ im Stadtgebiet von Bielefeld**

Die Quartiersszenarien für die SR und LR werden im Folgenden aufgezählt:

- Vier Szenarien für die SR:
  - SR: EFH
  - SR: RH
  - SR: MFH
  - SR: Mischgebiet
- Drei Szenarien für die LR:
  - LR: EFH
  - LR: MFH
  - LR: Mischgebiet

Auf diese Weise lassen sich vergleichbare Ergebnisse ableiten und PuB für die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energienetzen in Quartieren ableiten. Die unterschiedlichen betrachteten Quartiersszenarien für das Projektgebiet „alter Güterbahnhof“ werden in Abbildung 10-8 dargestellt.

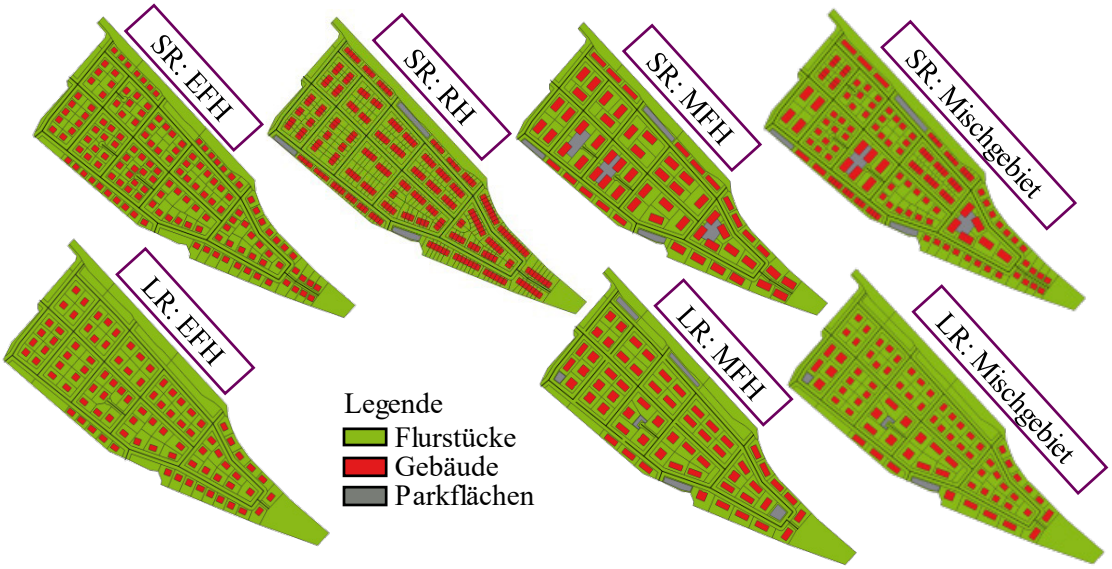


**Abbildung 10-8: Darstellung der analysierten Quartiersszenarien**

Im Anhang sind für jedes Quartiersszenario Steckbriefe enthalten, siehe dazu Abschnitt 14.2. Diese fassen die zentralen strukturellen und energetischen Kenngrößen des jeweiligen Quartiersszenarios zusammen. Dazu zählen unter anderem die Anzahl und Typologie der WG, die vorhandenen Parkflächen sowie die Ausprägung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Ergänzend werden grundlegende Wohngebäudecharakteristiken wie die Anzahl der Einwohner und Haushalte sowie die gesamte Wohngebäudefläche ausgewiesen. Darüber hinaus enthalten die Steckbriefe Angaben zum Energiebedarf innerhalb der verschiedenen Quartiersszenarien, differenziert nach konventionellem Stromverbrauch, Strombedarf der Elektromobilität, Raumwärme- und Warmwasserbedarf. Weiterhin werden das Potenzial zur dezentralen PV-Nutzung einschließlich der maximalen installierbaren PV-Nennleistung sowie die Potenziale für verschiedene Wärmequellen, wie Luft-, Erdkollektor- und Erdsondenwärme dargestellt.

Abbildung 10-9 zeigt die Gebäudestruktur für die sieben Quartierszenarien. EFH finden sich in den Quartieren mit EFH- und Mischgebieten, RH nur in Quartieren der SR und MFH vor allem in Quartieren mit MFH- und Mischgebieten; Quartiere der LR enthalten nur EFH und MFH.

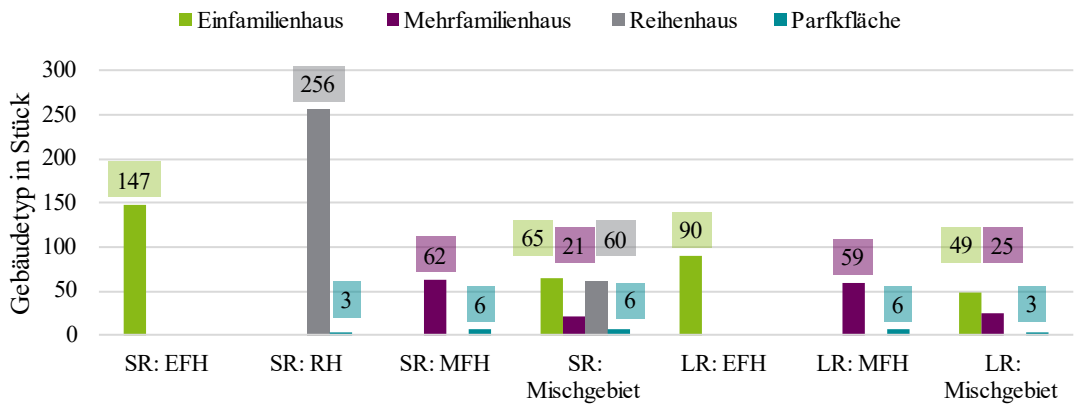


**Abbildung 10-9: Gebäudestruktur der sieben Quartiersszenarien**

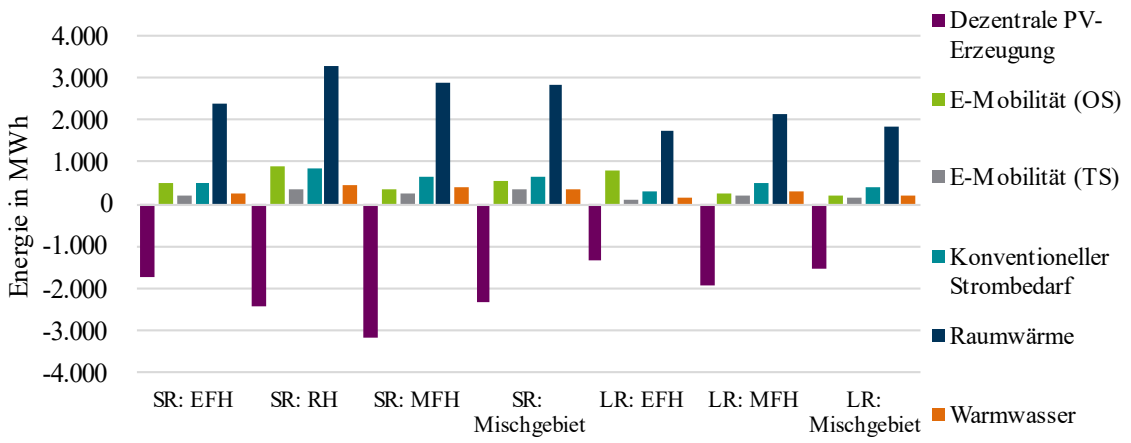


**Abbildung 10-10: Gegenüberstellung der Wärme- und Strombedarfe der sieben Quartiersszenarien**

Abbildung 10-10 zeigt die Gegenüberstellung der Energiebedarfe sowie der potentiellen PV-Erzeugung für die sieben Quartiersszenarien. Deutlich wird, dass der Raumwärmebedarf in allen Quartiersszenarien den größten Anteil an den Gesamtbedarfen ausmacht. Außerdem zeigt sich ein erhebliches Erzeugungspotenzial für PV-Anlagen. Die weiteren Energiebedarfe, Warmwasser Mobilitätsstrom (TS und OS) sowie der konventionelle Strombedarf sind ebenfalls dargestellt.

In Abbildung 10-11 sind die Wärme- und Strombedarfe der sieben Quartiersszenarien pro Einwohner dargestellt. Es zeigt sich, dass der Raumwärmebedarf pro Einwohner insbesondere in Quartiersszenarien mit EFH höher ist als in Quartiersszenarien mit RH und MFH. Die dezentrale PV-Erzeugung pro Einwohner fällt in allen Quartiersszenarien hoch aus, insbesondere allerdings in Neubauquartieren mit EFH und MFH.

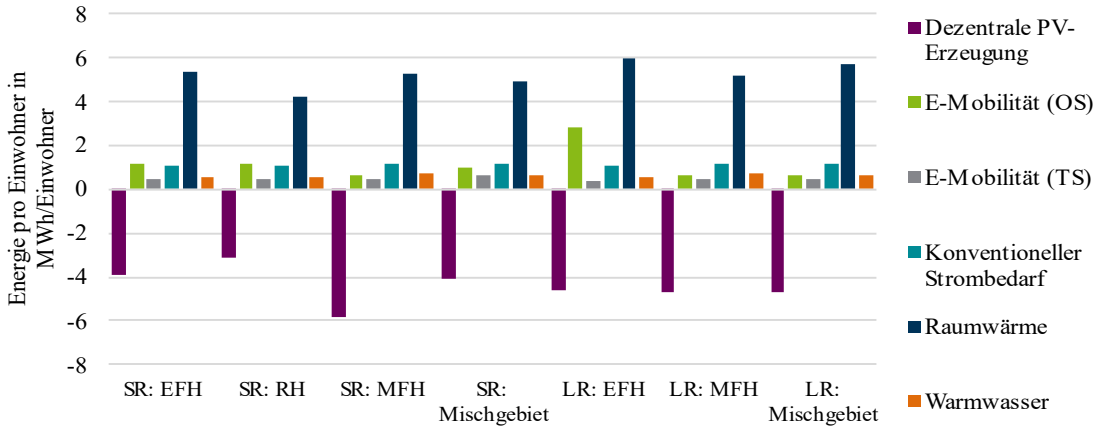


**Abbildung 10-11: Gegenüberstellung der Wärme- und Strombedarfe pro Einwohner aller Quartiersszenarien**

Zur Beantwortung der Wärmeversorgungsfrage und als Grundlage für die anschließende Stromnetzplanung werden für jedes der sieben Quartiersszenarien fünf unterschiedliche Optimierungsebenen (G, S, B, C, Q) in Kombination mit fünf Technologieszenarien (SZ0 bis SZ4) aus Abschnitt 6.1.4 analysiert. Zusätzlich werden die zwei Elektromobilitätsszenarien (TS, OS) aus Abschnitt 3.1.3 berücksichtigt. Daraus ergeben sich pro Quartierszenario 50 Variantem, die miteinander verglichen werden, was zu einem Gesamtumfang von 350 zu untersuchenden Varianten für alle sieben Quartiersszenarien führt.

## 10.3 Exemplarisches Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet

In diesem Abschnitt werden exemplarisch die Ergebnisse der Anwendung der vorgestellten Methoden auf das Quartiersszenario SR Mischgebiet aus Abschnitt 10.2 analysiert, welches aufgrund seiner heterogenen Bebauungsstruktur die gezielte Betrachtung einer Vielzahl der Funktionalitäten der angewandten Methoden ermöglicht. Im Rahmen dieser Analyse werden die Versorgungsaufgabe, die optimierten Wärmeversorgungskonzepte je Optimierungsebene, sowie die ausgelegten Wärme- und Stromnetze untersucht. Das Quartiersszenario SR Mischgebiet umfasst 65 EFH, 21 RH sowie 60 MFH. Daraus ergeben sich 572 Einwohner in 204 Haushalten. Die detaillierte Aufschlüsselung der Gebäudestruktur ist in Abbildung 10-12 dargestellt.

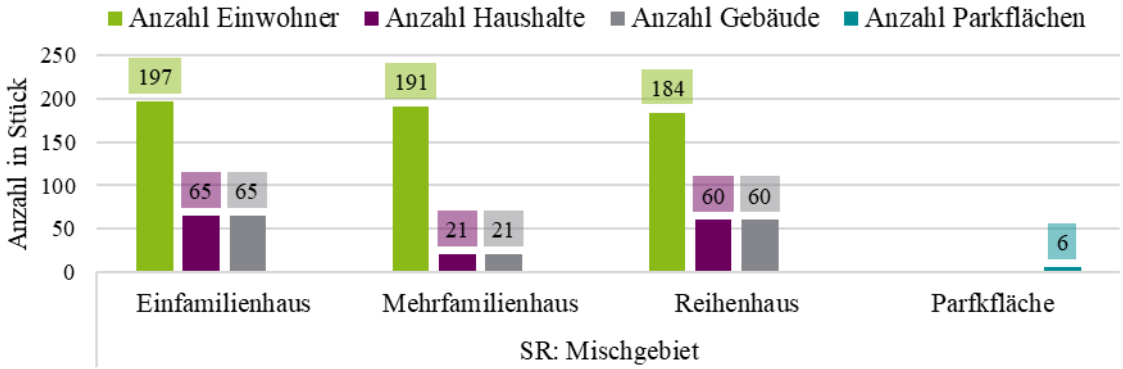


**Abbildung 10-12: Aufschlüsselung der Gebäudetypen sowie Einwohner- und Haushaltszahlen im Quartiersszenario SR Mischgebiet**

Basierend auf dieser Bebauungsstruktur wird nach der Methodik aus Abschnitt 3.2 die Versorgungsaufgabe, bestehend aus interdependenten Last- und Erzeugungszeitreihen individuell für jede Anschlussfläche im Quartier abgeleitet. Im Folgenden werden ausgewählte Bestandteile dieser Versorgungsaufgabe mit ihren Einflussfaktoren analysiert. Grundsätzlich können diese Last- und Erzeugungszeitreihen, folgend den Ausführungen in Abschnitt 6.3, nach den maßgeblichen Einflussgrößen hinsichtlich ihrer kausalen Abhängigkeit differenziert werden. Demnach werden die Last- und Erzeugungszeitreihen entweder durch den Verlauf der Außentemperatur bestimmt oder diese werden durch stochastisches Nutzerverhalten unter Berücksichtigung spezifischer Nebenbedingungen, wie z.B. der Anwesenheit, bestimmt. In der Abbildung 10-13 sind die kumulierten Raumwärmebedarfsprofile und PV-Erzeugungszeitreihen aller Anschlussflächen im Quartier zusammen mit dem zugehörigen Verlauf der Außentemperatur dargestellt. Dabei unterscheidet die Darstellung entsprechend zu Abschnitt 6.3 zwischen den Ganzjahreszeitreihen in stündlicher Auflösung (links) und den Wochenzeitreihen in 15-minütiger Auflösung zur Adressierung von Spitzenlasten (mittig und rechts). Die Abbildung verdeutlicht den Einfluss niedriger Außentemperaturen auf einen höheren Raumwärmebedarf sowie die saisonalen und tageszeitabhängigen Abhängigkeiten der PV-Erzeugungszeitreihen. Darüber hinaus zeigt die PV-Erzeugungszeitreihe auch die charakteristische Volatilität mit tages- und stundenweisen größeren Schwankungen, welche mit volatiler Sonneneinstrahlung in Folge von Wettereinflüssen und Verschattungen einhergehen.

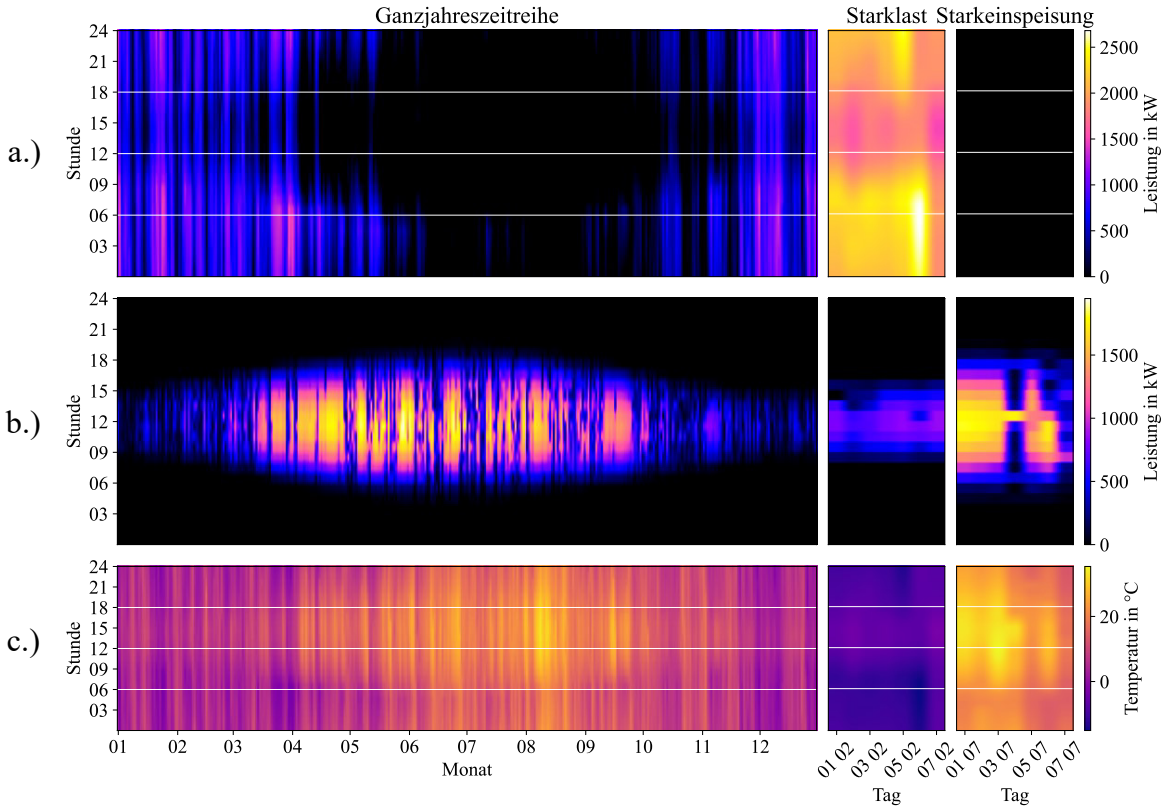


**Abbildung 10-13: Kumuliertes Raumwärmebedarfsprofil (a.) sowie aggregierte PV-Erzeugungszeitreihe (b.) in Abhängigkeit der Außentemperatur (c.) für alle Anschlussflächen im Quartier**

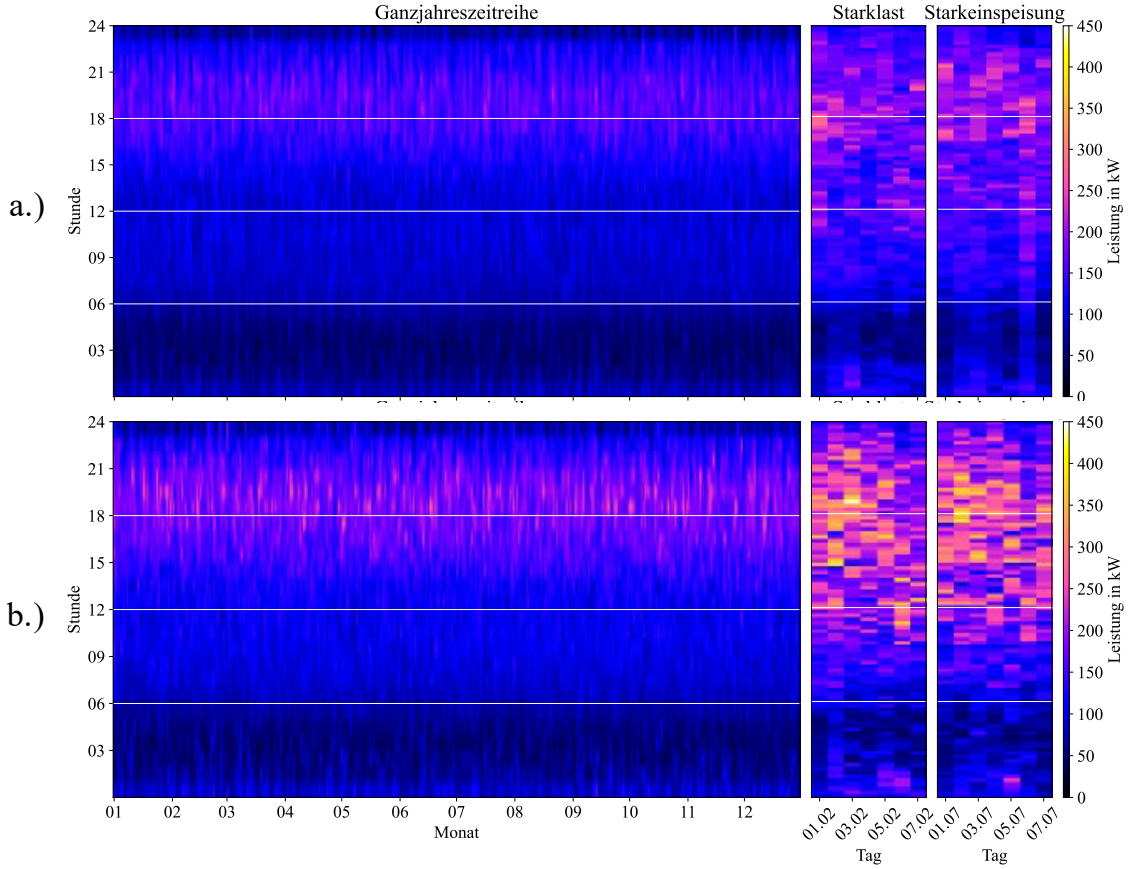


**Abbildung 10-14: Aggregierte elektrische Lastzeitreihen mit stochastischer Abhängigkeit (konventionelle Last & Elektromobilität) für die Elektromobilitätsszenarien TS (a.) und OS (b.)**

Für die Untersuchung der Lastzeitreihen mit stochastischer Abhängigkeit ist in Abbildung 10-14 die aggregierte, elektrische Lastzeitreihe der konventionellen Last sowie die Elektromobilität dargestellt, wobei zwischen den Elektromobilitätsszenarien TS (a.) und OS (b.) unterschieden wird. Diese Abbildung verdeutlicht neben der Abwesenheit von saisonalen Abhängigkeiten die vorhandenen tageszeitabhängigen Lastschwerpunkte am Vormittag und in den Abendstunden, die sich aus dem stochastischen Nutzerverhalten ergeben. Darüber hinaus auch der Einfluss des progressiveren Elektromobilitätsszenario OS gegenüber dem TS ersichtlich. Dieser zeigt sich in der Abbildung einerseits in den marginal helleren, grünlichen Lastschwerpunkten im OS, vor allem in den Abendstunden, welche durch durchschnittlich höhere Leistungen begründet sind. Andererseits wird dieser Einfluss auch in den Maximalwerten deutlich, welche für das OS im hell-gelben Werten signifikant höher sind als die hell-grünen Werte für das TS. Diese grafische Interpretation wird auch durch die konkreten Kennwerte der zugehörigen Zeitreihen bestätigt. Der Mittelwert der aggregierten elektrischen Lastzeitreihe liegt für das TS bei 102,4 kW gegenüber 115,6 kW für das OS. Bei ausschließlicher Berücksichtigung des Lastschwerpunkts in den Abendstunden von 16:00 bis 21:00 Uhr erhöhen sich diese Mittelwerte auf 129,2 kW für das TS und 148,2 kW für das OS. Die Maximalwerte dieser Lastzeitreihen liegen dabei bei 267,7 kW für das TS und 452,7 kW für das OS. Damit lässt sich schlussfolgern, dass das Elektromobilitätsszenario OS auf Quartiersebene sowohl in der gesamten Betrachtung als auch im Lastschwerpunkt der Abendstunden zu einer marginal höheren durchschnittlichen Leistung im Vergleich zum TS führt, während sich die Maximalbelastungen durch die progressivere Elektromobilitätsverteilung signifikant erhöhen. Dieser Effekt ist maßgeblich durch die entstehende Gleichzeitigkeit der stochastischen Verteilungen begründet.

Darauf aufbauend zeigt Abbildung 10-15 die Auswahl der Technologieszenarien auf den unterschiedlichen Optimierungsebenen; die Ergebnisse für die Elektromobilitätsszenarien TS und OS sind dabei identisch. Die Abbildungen verdeutlichen den Einfluss der räumlichen Zusammenhänge auf die Wahl des jeweils kostenoptimalen Technologieszenarios. Auf der untersten Optimierungsebene G erweist sich überwiegend das Technologieszenario SZ0 als wirtschaftlich vorteilhaft. Nur vereinzelte Anschlussflächen in unmittelbarer Nähe zu einem der Peripheriepunkte des bestehenden Fernwärmenetzes profitieren von einem Fernwärmeanschluss. Je höher der räumliche Zusammenhang der Optimierungsebene ist beziehungsweise je mehr Gebäude innerhalb einer Optimierungsebene zusammengefasst werden, desto stärker verschiebt sich die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zugunsten zentraler Wärmeversorgungskonzepte: Das Technologieszenario SZ1 wird zunehmend bevorzugt, während das Technologieszenario SZ0 nur noch einen kleinen Teil innerhalb des Quartiersszenarios versorgt. Auf den Optimierungsebenen C und Q werden schließlich alle Anschlussflächen durch das Technologieszenario SZ1 versorgt. Dieser Trend zeigt sich konsistent in beiden Elektromobilitätszenarien.

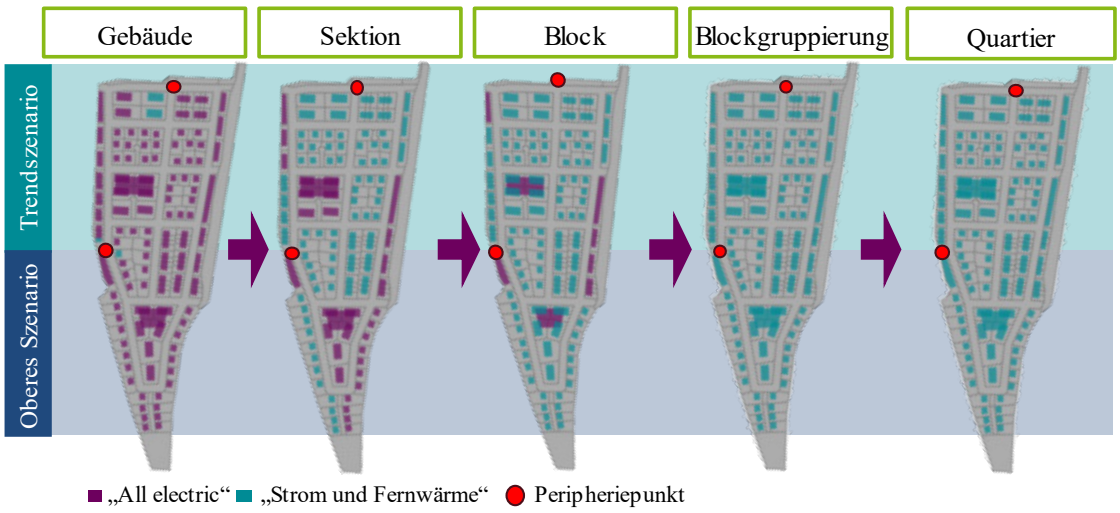


**Abbildung 10-15: Kostenoptimale Technologieszenarien über alle Optimierungsebenen (gleichermaßen für beide Elektromobilitätszenarien: Trendszenario und Oberes Szenario)**

Da das Technologieszenario SZ1 als wirtschaftlich vorteilhaft identifiziert wird, zeigt Abbildung 10-16 das hierfür geplante Wärmenetz.

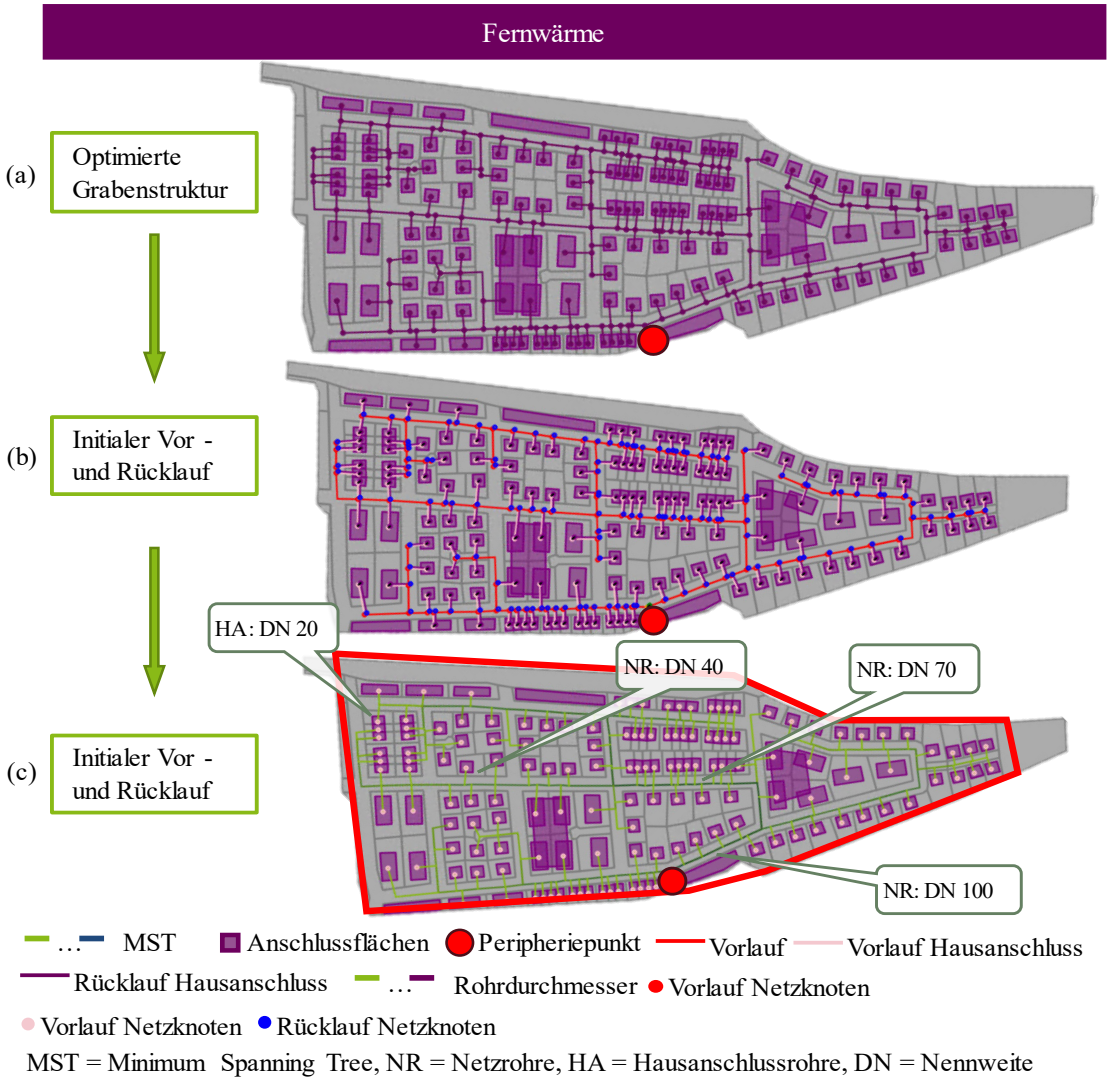


**Abbildung 10-16: Wärmenetzauslegung Optimierungsebene „Quartier“**

Dabei wird in (a) die optimale Grabenstruktur, in (b) der initiale Vor- und Rücklauf sowie in (c) die abschließende Auslegung des Wärmenetzes dargestellt, die auf der in Kapitel 8 beschriebenen thermischen und hydraulischen Berechnung basiert. Als optimale Anbindung wird der östliche Peripheriepunkt gewählt. Die Hauptleitung ist mit einer Nennweite von DN 100 dimensioniert, während die Hausanschlussleitungen beispielsweise bei Einfamilienhäusern mit einer Nennweite von DN 20 ausgeführt werden.

Für die Kostenbewertung der Wärmeversorgungskonzepte werden die Investitions- und Betriebskosten der Anlagen, die Kosten der eingesetzten Energieträger sowie die Energieinfrastruktur für Gas- und Wärmenetze berücksichtigt. Zudem fließt der vergütete Stromüberschuss in die Kostenbewertung ein. Auch die Kosten für den konventionellen Strombedarf und Elektromobilität werden separat ausgewiesen. Die Gegenüberstellung der Kosten mit und ohne Anteile für die Wärmeversorgungskonzepte ist in Abbildung 10-17 dargestellt.

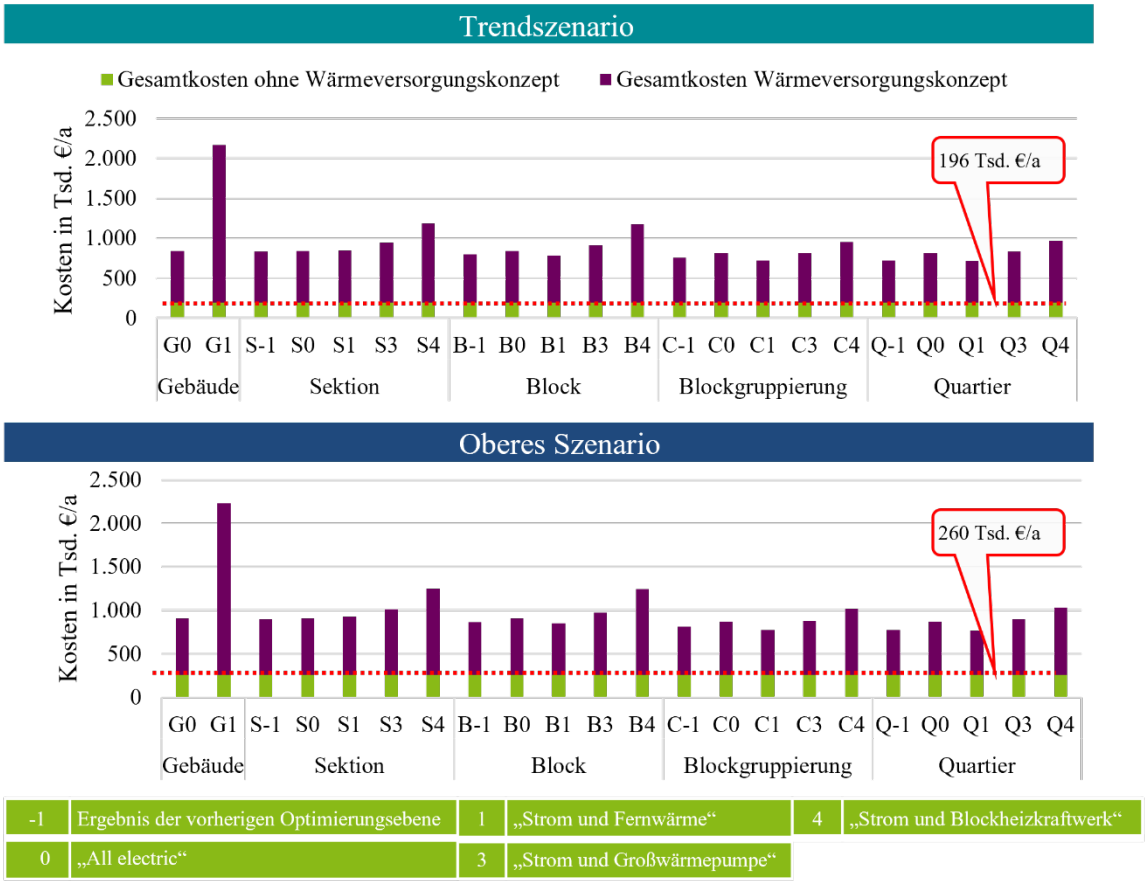


**Abbildung 10-17: Gesamtkosten mit und ohne Wärmeversorgungskonzept (Elektromobilitätszenario: Trendszenario und Oberes Szenario)**

In der Abbildung sind die Kosten für alle Optimierungsebenen sowie die verschiedenen Technologieszenarien dargestellt. Die Bezeichnungen auf der x-Achse geben jeweils die Optimierungsebene und das zugehörige Wärmeversorgungskonzept an. Dabei stehen G für die Optimierungsebene „Gebäude“, S für die Optimierungsebene „Sektion“, B für die

Optimierungsebene „Block“, C für die Optimierungsebene „Blockgruppierung“ und Q für die Optimierungsebene „Quartier“. Werte von -1 kennzeichnen Ergebnisse, die von der vorhergehenden Optimierungsebene übernommen werden, sodass auch Kombinationen mehrerer Technologieszenarien bis hin zur Optimierungsebene „Quartier“ abgebildet werden können. Die Werte 0, 1, 3 und 4 entsprechen den ausgewählten Technologieszenarien SZ0, SZ1, SZ3 bzw. SZ4. Das Technologieszenario SZ2 wird nicht dargestellt, da im Quartiersszenario SR Mischgebiet keine Anschlussflächen mit Prozessgasbedarf vorhanden sind. Auf der Optimierungsebene „Gebäude“ sind die auf Gebäudeebene zu berücksichtigenden Technologieszenarien SZ0 und SZ1 dargestellt. In den Abbildungen sind diese drei Komponenten, d. h. der Stromüberschuss, der konventionelle Strombedarf und die Elektromobilität, zusammen in den grünen Balken dargestellt, welche die jährlichen Gesamtkosten ohne Wärmeversorgungskonzept repräsentieren. Alle weiteren Kostenbestandteile, einschließlich der Investitions- und Betriebskosten der Wärmeversorgung sowie der Energieträger und Energieinfrastruktur, werden in den lila Balken für die jährlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgungskonzepte zusammengefasst.

Es zeigt sich, dass die jährlichen Gesamtkosten ohne Berücksichtigung eines Wärmeversorgungskonzepts (grün) im Elektromobilitätsszenario TS bei ca. 196 Tsd. €/a und im Elektromobilitätsszenario OS bei ca. 260 Tsd. €/a liegen. Diese vergleichsweisen niedrigen Kosten ergeben sich insbesondere durch die Berücksichtigung des vergütenden Stromüberschusses. Im Gegensatz dazu liegen die jährlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgungskonzepte (lila) je nach Technologieszenario und Optimierungsebene deutlich höher zwischen 516 Tsd. €/a und 1.975 Tsd. €/a im Elektromobilitätsszenario TS sowie zwischen 506 Tsd. €/a und 1.972 Tsd. €/a im Elektromobilitätsszenario OS.

Damit wird ersichtlich, dass die Wahl des Wärmeversorgungskonzeptes den dominierenden Einfluss auf die Gesamtkosten hat. Die Betrachtung und Analyse der beiden Elektromobilitätsszenarien zeigt, dass diese keinen maßgeblichen Einfluss auf die Wahl des Technologieszenarios und das damit einhergehende Wärmeversorgungskonzept haben. Aus diesem Grund werden im weiteren Verlauf des Leitfadens die Ergebnisse für die Wärmeversorgung einheitlich für das Elektromobilitätsszenario TS dargestellt.

Aufbauend auf der bisherigen Kostenbewertung wird in Abbildung 10-18 die relative Abweichung der Wärmeversorgungskosten vom Mittelwert in Prozent dargestellt. Die Darstellung erlaubt einen direkten Vergleich der Wärmeversorgungskonzepte und macht wirtschaftliche Unterschiede sichtbar. Negative Werte zeigen Konzepte, die günstiger als der Durchschnitt sind, positive Werte weisen auf höhere Kosten hin. Durch die Normierung auf den Mittelwert lassen sich Trends zwischen den Optimierungsebenen unabhängig von den absoluten Kosten erkennen. Auf der Optimierungsebene G ist SZ0 wirtschaftlicher als SZ1. Auf den Optimierungsebenen S und B stellt hingegen die kombinierte Lösung SZ-1, bestehend aus

Anteilen von SZ0 und SZ1, das wirtschaftlichste Wärmeversorgungskonzept dar. Ab der Optimierungsebene C verschiebt sich die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit vollständig zugunsten von SZ1, sodass SZ0 keine relevanten Anteile mehr in im Wärmeversorgungskonzept aufweist und SZ-1 faktisch in SZ1 übergeht. Mit zunehmender räumlicher Aggregation bis hin zur Optimierungsebene Q bleibt SZ1 somit das dominante Wärmeversorgungskonzept, während SZ0 vollständig verdrängt wird.

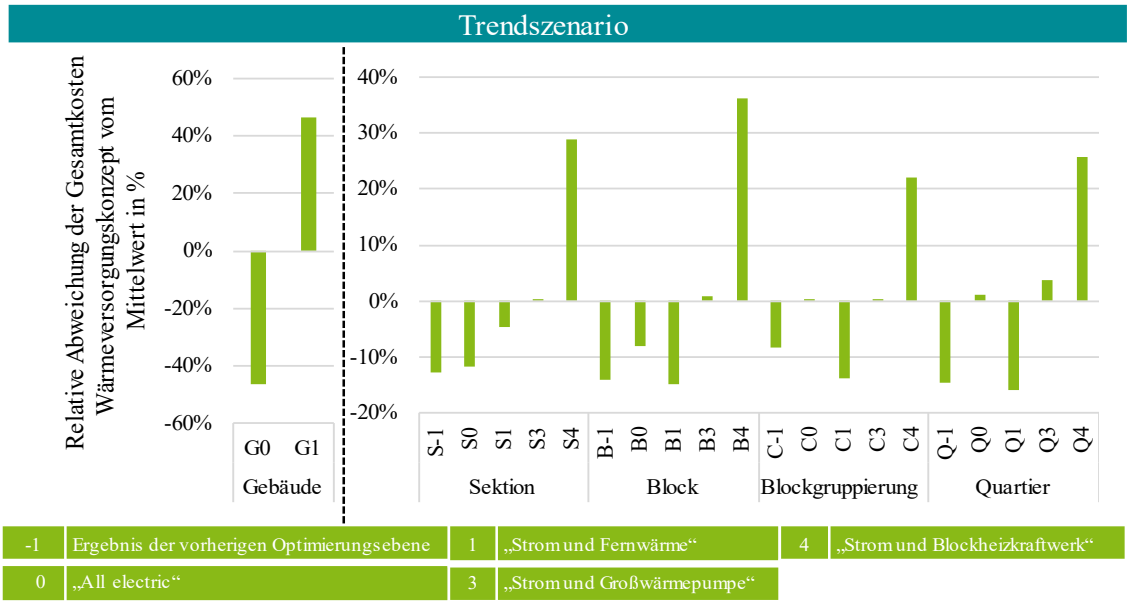


**Abbildung 10-18: Prozentuale Abweichung der Gesamtkosten Wärmeversorgungskonzept nach Wärmeversorgungskonzept für das Quartiersszenario SR Mischgebiet**

Über alle Optimierungsebenen hinweg schwanken die Abweichungen der Wärmeversorgungskosten zwischen etwa -47 % und +47 %. Auf den höheren Optimierungsebenen ab S liegen die Abweichungen der Wärmeversorgungskosten zwischen etwa -16 % und +36 %. SZ3 liegt überwiegend nahe am Durchschnitt und SZ4 weist durchgehend die höchsten Wärmeversorgungskosten auf. Die Analyse der Unterschiede zwischen SZ0 und SZ1 zeigt, dass SZ0 auf den unteren Optimierungsebenen (z. B. S) wirtschaftlich leicht günstiger ist (z. B. -7 %), während die Vorteile mit zunehmender räumlicher Aggregation abnehmen und SZ1 auf höheren Optimierungsebenen (z. B. Q) bis zu -17 % über dem Durchschnitt wirtschaftlich dominiert. Dies verdeutlicht, dass mit zunehmender Aggregation zentrale Wärmeversorgungskonzepte an Bedeutung gewinnen.

Die zuvor dargestellten relativen Abweichungen basieren ausschließlich auf den Gesamtkosten des Wärmeversorgungskonzepts. Ergänzend dazu werden die Wärmegestehungskosten analysiert. Diese umfassen die Kosten für Energieträger, Wärmebereitstellungs- und Speicheranlagen sowie für die Netzinfrastruktur, normiert auf den jährlichen Wärmebedarf. Dadurch wird ein direkter Kostenvergleich über die verschiedenen Technologieszenarien und Optimierungsebenen hinweg ermöglicht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10-19 dargestellt. Die Wärmegestehungskosten liegen, abhängig von Technologieszenario und Optimierungsebene,

zwischen 16,75 ct/kWh und 136,24 ct/kWh, wobei vereinzelte Extremwerte auf den Optimierungsebenen „Gebäude“ und „Sektion“ den oberen Bereich der Spannweite bestimmen.

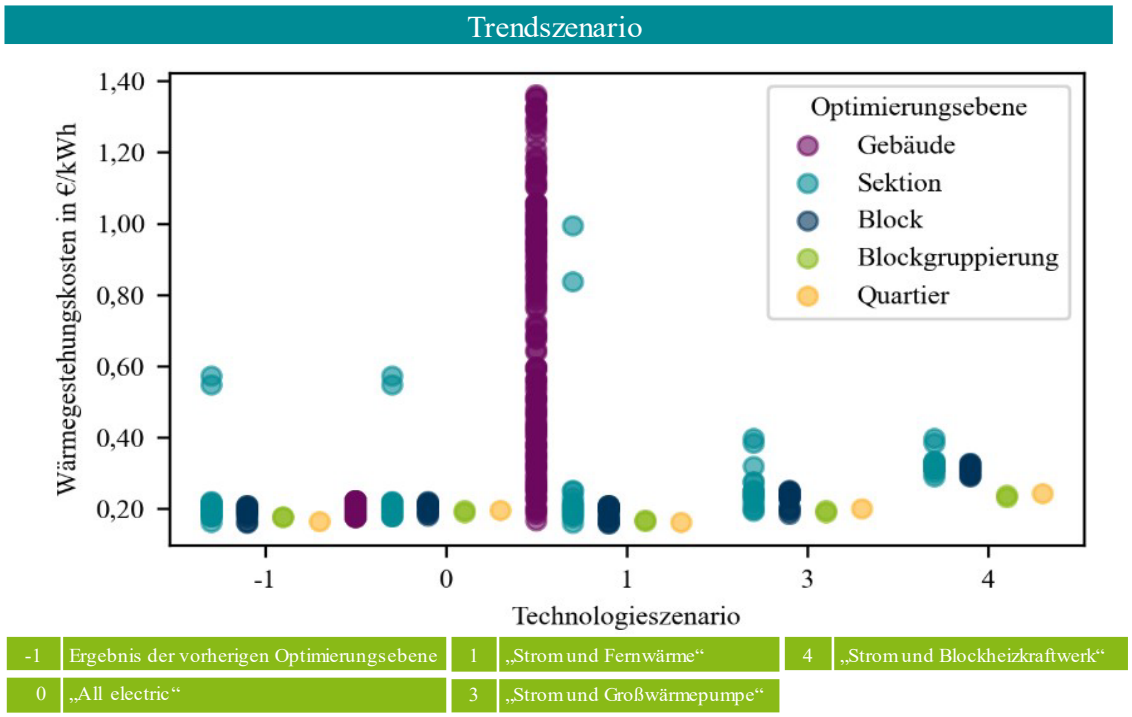


**Abbildung 10-19: Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario SR Mischgebiet**

Zusätzlich werden die Abweichungen der Wärmegestehungskosten zwischen den Optimierungsebenen und Technologieszenarien in Form von Boxplots in Abbildung 10-20 visualisiert.

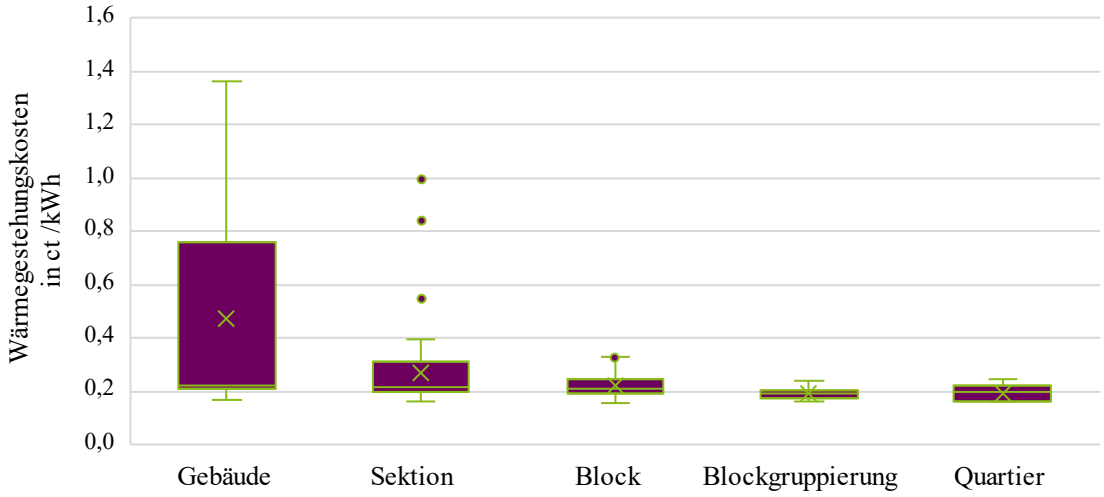


**Abbildung 10-20: Boxplots der Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet**

Dabei zeigt sich, dass die Streuung der Kosten mit zunehmender räumlicher Aggregation abnimmt: Der Mittelwert beträgt auf der Optimierungsebene G 47,02 ct/kWh, auf der Optimierungsebene S 26,63 ct/kWh, auf der Optimierungsebene B 22,42 ct/kWh, auf der Optimierungsebene „Blockgruppierung“ 19,34 ct/kWh und auf der Optimierungsebene

„Quartier“ 19,35 ct/kWh. Dies deutet darauf hin, dass durch die räumliche Aggregation von Anschlussflächen wirtschaftliche Vorteile für zentrale Wärmeversorgungskonzepte realisiert werden können. Mit zunehmender Aggregation können insbesondere Fernwärmenetze in SZ1 besser ausgelastet werden, da redundante Leitungen reduziert werden und auf höheren Optimierungsebenen mehrere Gebäude gemeinsam angeschlossen werden. Die unterschiedliche Streuung der Boxplots, in Abbildung 10-20, ist zudem darauf zurückzuführen, dass auf der Einzelgebäudeebene deutlich mehr Beobachtungen vorliegen als auf den höheren Optimierungsebenen.

Neben der Optimierung von Kosten ist vor dem Hintergrund der Klimaziele auch eine Betrachtung der $CO_2$-Emissionen ein relevanter Faktor für die Entscheidung für oder gegen eine Energiesystemlösung, wobei die Abwägung zwischen Kosten und Klimaschutz häufig als Spannungsfeld wahrgenommen wird.

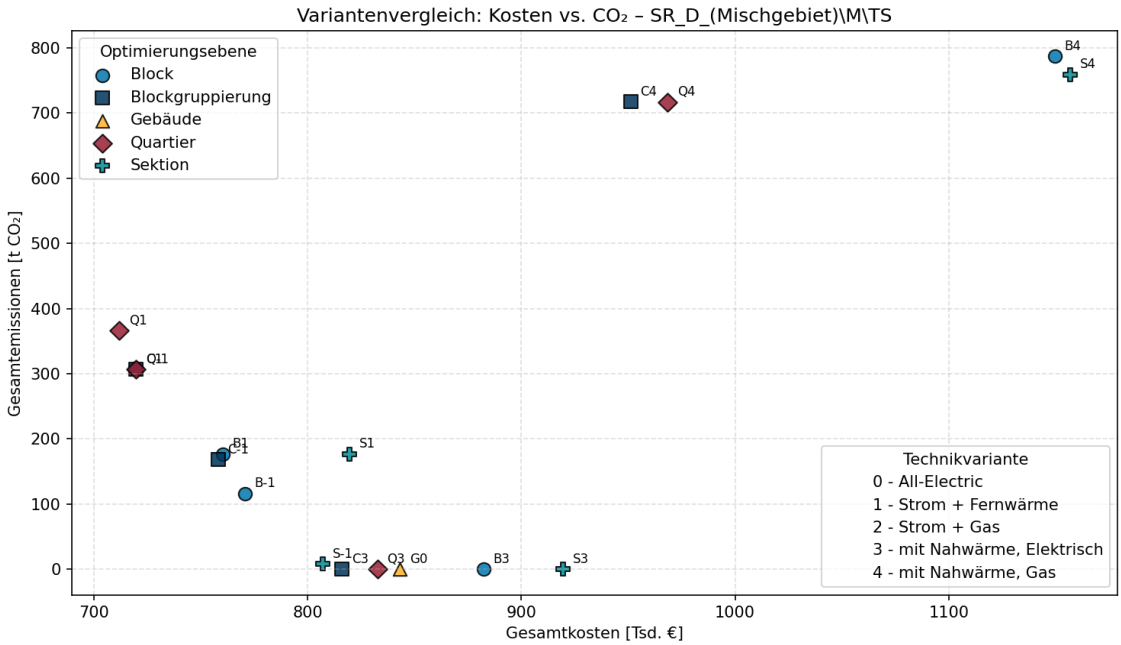


**Abbildung 10-21: Gegenüberstellung von Kosten und CO2-Emissionen verschiedener Technologieszenarien**

Die in Abbildung 10-21 gezeigte Gegenüberstellung von Gesamtkosten für die Quartiersversorgung und der mit der jeweiligen Technologieszenarien verbundenen $CO_2$-Emissionen zeigt deutlich, dass es für die Wahrnehmung dieses Spannungsfelds nachweisbaren techno-ökonomischen technischen Zusammenhang gibt. Viel mehr liegt die günstigste Technologieszenario im Bereich mittlerer Emissionen, während die teuersten Lösungen, unter den betrachteten Rahmenbedingungen auch die $CO_2$intensivste Lösung darstellen. Die für das betrachtete Neubauquartier emissionsärmste Lösung mit wärmepumpenbetriebenen Nahwärmenetzen (Technologieszenario 3), welche öffentliche PV-Potenziale zum Betrieb der Wärmepumpen und zur Überschusseinspeisung nutzen, ist gegenüber dem kostengünstigsten Technologieszenario SZ1 rund 7 % teurer, erreicht durch bilanzielles Einbeziehen von Überschusseinspeisung jedoch nahezu Netto-Null Emissionen.

Basierend auf der energiebasierten Optimierung und der Untersuchung potentieller Wärmeversorgungskonzepte über alle Optimierungsebenen findet im finalen Schritt der automatisierten sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung aus Abschnitt 1.2 die Stromnetzplanung statt. Die angewandte Methodik sowie die zugehörigen Planungsannahmen werden im Folgenden als Neu-Planung bezeichnet. Dies beinhaltet neben der grundlegenden Methodik aus Abschnitt 5.2 und Kapitel 9 eine Planung auf den Grenzwert von 100 % für die thermische Bemessungsleistung der ONT ebenso wie für den thermischen Grenzstrom der Leitungen. Abbildung 10-22 zeigt die finale Clusterung der NS-Netzgebiete mit den zugehörigen gleichzeitigen Belastungen in den Betriebspunkten sowie die optimierte Grabenstruktur mit den zugehörigen gesamten Grabenlängen.

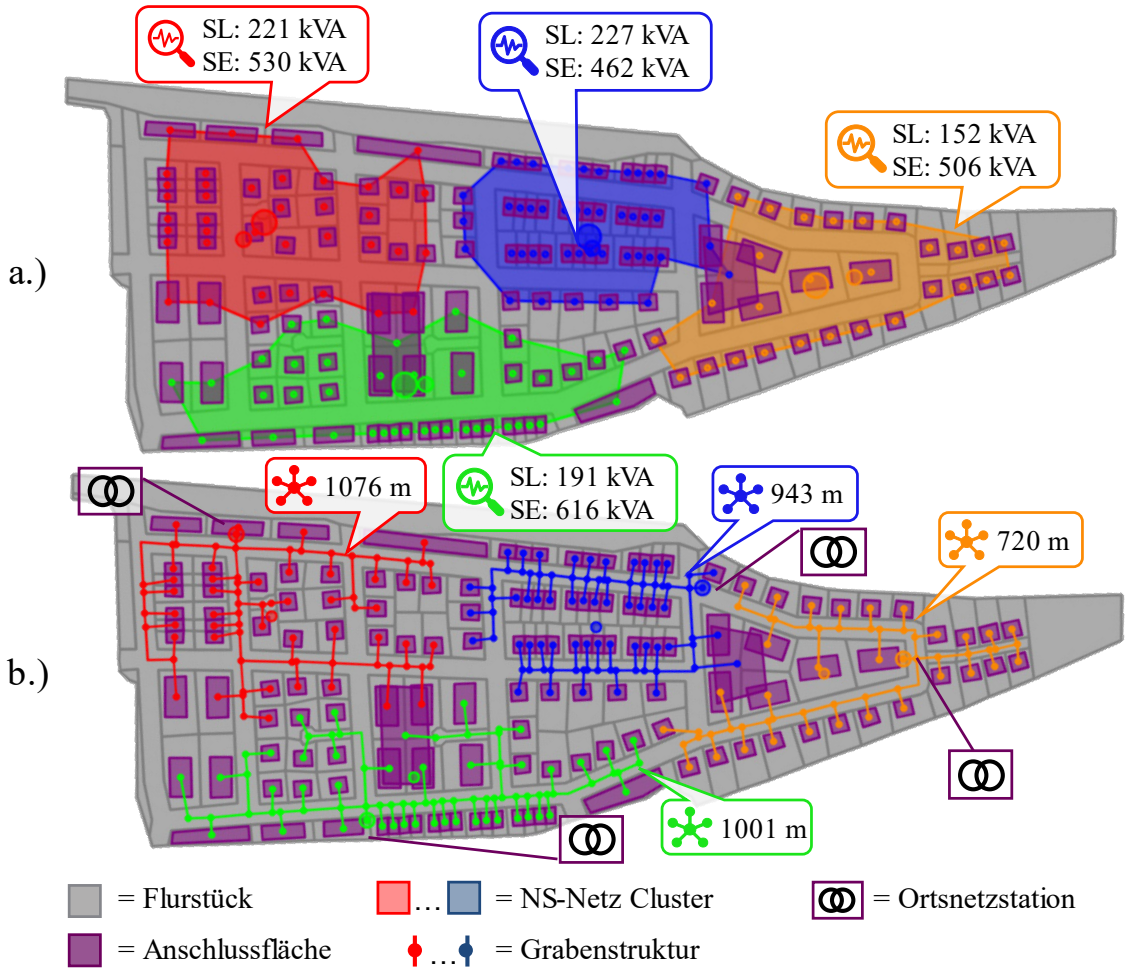


**Abbildung 10-22: Finale Clusterung der NS-Netzgebiete (a.) und optimierte Grabenstruktur (b.) für das Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung**

Die Abbildung zeigt in a.), dass für die Auslegung der NS-Netzgebiete in diesem Quartiersszenario der Betriebspunkt SE auslegungsrelevant ist, da die gleichzeitige Rückspeisung im Betriebspunkt SE den gleichzeitigen Leistungsbezug im Betriebspunkt SL in allen geclusterten NS-Netzgebieten auf mehr als das Doppelte übersteigt. Dies wird insbesondere durch die hohe Gleichzeitigkeit in der PV-Einspeisung im Gegensatz zu der geringen Gleichzeitigkeit der Elektromobilität sowie der vorgegebenen Planung von Fernwärme als zu verwendendes

Wärmeversorgungskonzept begründet. Darüber hinaus sind auch leichte Unterschiede in den Belastungen der Betriebspunkte in Abhängigkeit der Bebauungsstruktur in dem jeweiligen NS-Netzgebiet zu erkennen. In den NS-Netzgebieten mit eng-parzellierter Bebauungsstruktur durch einen hohen Anteil an RH (siehe blaues NS-Netzgebiet) ist die Diskrepanz zwischen den Belastungen der Betriebspunkte geringer als in den NS-Netzgebieten mit größeren Gebäudegrundflächen durch einen größeren Anteil an MFH (siehe grünes NS-Netzgebiet). Dieser Effekt ist maßgeblich durch die zugehörigen Dachflächen mit den jeweiligen PV-Potenzialen begründet. Des Weiteren zeigt die Abbildung in b.), dass eine höhere Anschlussdichte trotz der insgesamt geringeren räumlichen Ausdehnung eines NS-Netzgebiets zu insgesamt längeren Grabenlängen führt als ein NS-Netzgebiet mit vergleichbarer räumlicher Ausdehnung, aber geringerer Anschlussdichte (vgl. blaues und oranges NS Netzgebiet).

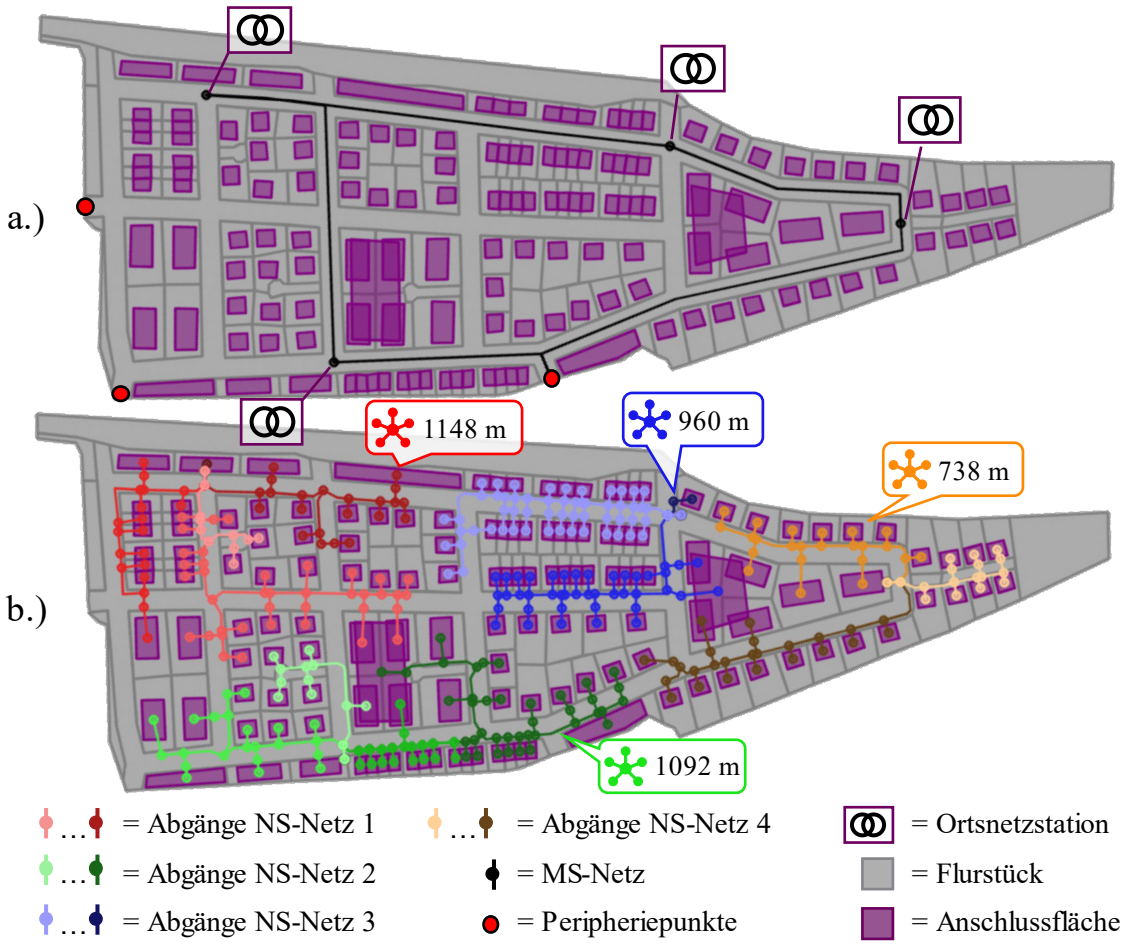


**Abbildung 10-23: Periphere MS-Einbindung (a.) und finale NS-Netzstrukturen (b.) für Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung**

Abbildung 10-23 zeigt die finale Planung der MS-Einbindung in die Peripherie sowie die konkreten NS-Netzstrukturen. Dabei liegt die maximale gleichzeitige Belastung aller ONS im Quartier bei 571 kW im Betriebspunkt SL und 2052 kW im Betriebspunkt SE. Somit ergibt sich für ein standardmäßiges MS-Kabel vom Typ NA2XS(F)2Y 3x240 mm$^2$ je nach n-1 Ausfallszenario und Verschaltung der peripheren Einbindung in ein 10 kV MS-Netz eine

maximale Auslastung von 27,4 %. Der maximale Spannungsabfall über die gesamte MS-Einschleifung des Quartiers im Betriebspunkt SL liegt dabei bei 0,04 % und der maximale Spannungshub im Betriebspunkt SE bei 0,15 %. Aufgrund dieser geringen Auslastung sowohl auf die MS-Netzstruktur innerhalb des Quartiers als auch auf die MS-Peripherie erfolgt die MS-Einschleifung in a.) maßgeblich in Abhängigkeit der erforderlichen Längen über den nächstgelegenen Peripheriepunkt. Des Weiteren wird aus der Abgangsstruktur in b.) ersichtlich, dass in den meisten Fällen alle Anschlussflächen in einer Abgangsrichtung ausgehend von der ONS über denselben Abgang versorgt werden. Die einzigen Ausnahmen dafür sind die beiden jeweils längsten Abgangsrichtungen im roten und grünen NS-Netzgebiet (NS-Netz 1 und NS-Netz 2) mit 20 bzw. 25 angebundenen Anschlussflächen, welche über zwei Abgänge versorgt werden. Somit ergibt sich ein erstes Indiz dafür, dass in vielen Fällen die Abgänge nicht durch die belastungstechnischen Grenzwerte der thermischen Auslastung und des zulässigen Spannungsbandes begrenzt werden, sondern durch die räumliche Struktur selbst. Dies führt auch zu einer sehr geringen Parallelverlegung, weswegen die finalen Kabellängen in Abbildung 10-23 nur marginal höher sind im Vergleich zu den Grabenlängen in Abbildung 10-22. Abbildung 10-24 zeigt die resultierenden Leitungslängen der verwendeten Kabel in den finalen NS-Netzstrukturen.

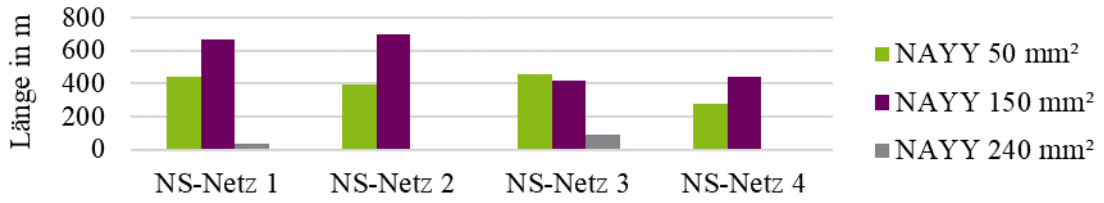


**Abbildung 10-24: Leitungslängen der verwendeten Kabeltypen für NS-Netzstrukturen im Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung**

Dabei wird neben dem deutlich höheren Anteil an Hausanschlussleitungen im NS-Netz 3 aufgrund der hohen Anschlussdichte auch die signifikant geringere Verwendung des höheren Standardkabelquerschnitts 240 mm² verdeutlicht. Dies ist ein weiteres Anzeichen dafür, dass die Abgangsdimensionierung in vielen Fällen nicht von den Belastungskennzahlen begrenzt wird, sondern von der räumlichen Struktur bzw. der Anzahl von Anschlussflächen in einer Abgangsrichtung. Dieser Effekt wird allerdings maßgeblich durch die zentrale Positionierung der ONS in dem zugehörigen NS-Netzgebiet beeinflusst.

Zur Bewertung der zuvor beschriebenen Neu-Planung ist ein Vergleich mit einem herkömmlichen Planungsansatz allerdings unerlässlich. In realen Anwendungen finden die Planungen jedoch größtenteils mit manuellen, vereinfachten Methoden und ohne umfassende software-gestützte Optimierungen statt [111]. Daher wird im Rahmen dieses Leitfadens auch ein herkömmlicher Planungsansatz (SQ-Planung) untersucht, deren Ziel es ist eine manuellere und intuitivere Planung zu simulieren. Zu diesem Zweck werden die in Abschnitt 5.2 beschriebenen Erweiterungen einer Voraggregation der Anschlussflächen für die NS-Clusterung und der Integration von KVS zur Vermaschung der Grabenstruktur für potentielle Umschaltungen

angewandt. Des Weiteren, wird ein konservativer „Sicherheitspuffer“ angewendet, indem der zulässige Lösungsraum für die Belastung der ONT auf 90 % der Bemessungsleistung und für die Leitungen auf 80 % des thermischen Grenzstroms beschränkt wird. Dieser „Sicherheitspuffer“ dient dazu, potentielle Risikoaversionen einer manuellen Planung mit begrenzter Datenverfügbarkeit und Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung abzubilden. Zur Simulation dieser potentiellen Schwierigkeiten manueller Planungen wird die Versorgungsaufgabe der SQ-Planung auch mit standardisierten Lastwertannahmen und GZF für die auslegungsrelevanten Betriebspunkte SL und SE nach [30] gebildet, wobei die Anlagenkonfiguration in beiden Planungen identisch bleibt. Daher nimmt auch die SQ-Planung Fernwärme als zu verwendendes Wärmeversorgungskonzept an. Abbildung 10-25 zeigt die finale Clusterung der NS-Netzgebiete und die optimierte Grabenstruktur für die simulierte SQ-Planung.

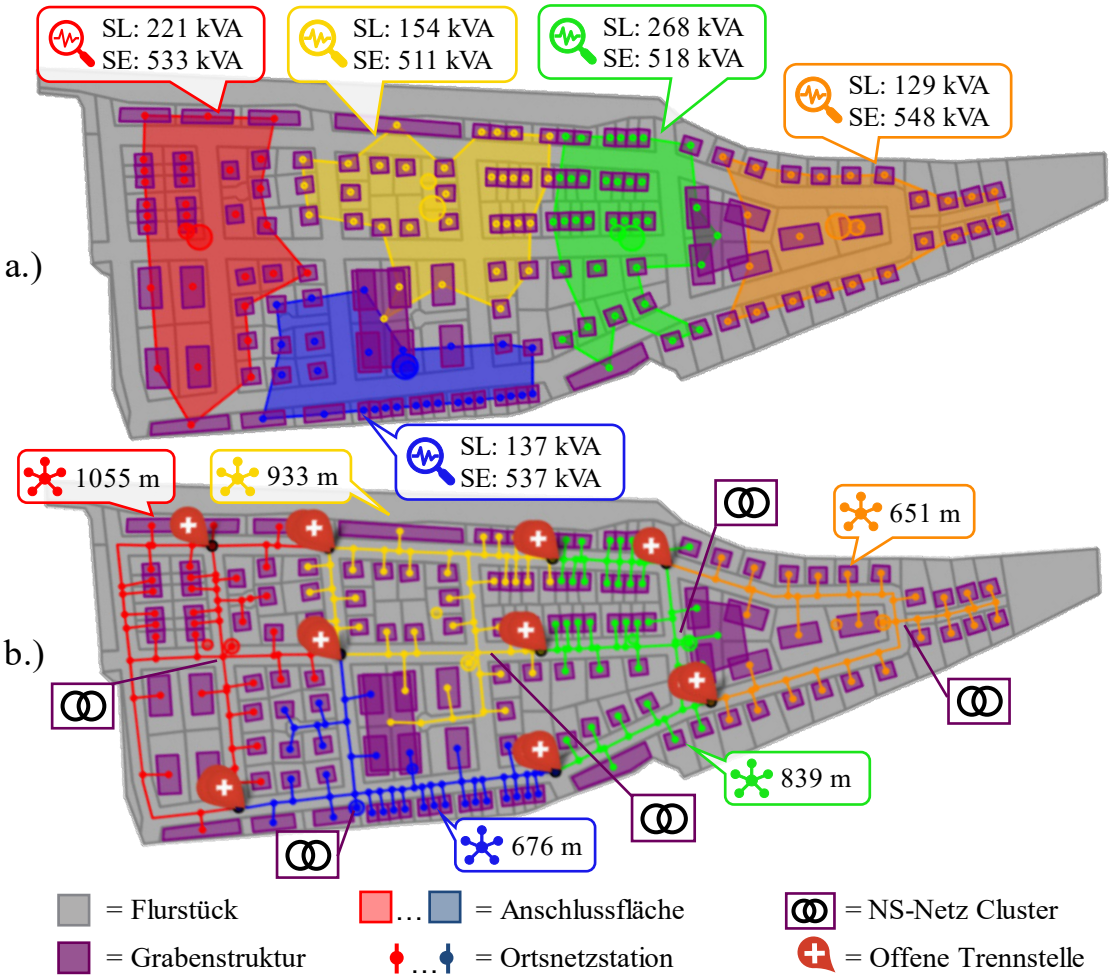


**Abbildung 10-25: Finale Clusterung der NS-Netzgebiete (a.) und optimierte Grabenstruktur (b.) für das Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der SQ-Planung**

Die Abbildung zeigt in a.), dass im Vergleich zur Neu-Planung in Abbildung 10-22 die SQ-Planung eine zusätzliche ONS zur Versorgung des Quartiers benötigt. Dies ist maßgeblich durch die höhere PV-Einspeisung aufgrund der verwendeten GZF sowie den „Sicherheitspuffer“ des ONT zu begründen. Ebenso wie bei der Neu-Planung ist allerdings auch bei der SQ-Planung der Betriebspunkt SE signifikant auslegungsrelevant auf der NS-Netzebene. Des Weiteren zeigt

sich in b.), dass die Vermaschung der Grabenstruktur durch das Verlängern der Abgänge auf zusätzliche KVS bei der SQ-Planung trotz der höheren Anzahl an NS-Netzen zu einer insgesamt höheren Grabenlänge mit 4154 m im Vergleich zur Neu-Planung mit 3938 m führt.

Die folgende Abbildung 10-26 zeigt die finale Planung der MS-Einbindung in die Peripherie sowie die konkreten NS-Netzstrukturen für die SQ-Planung.

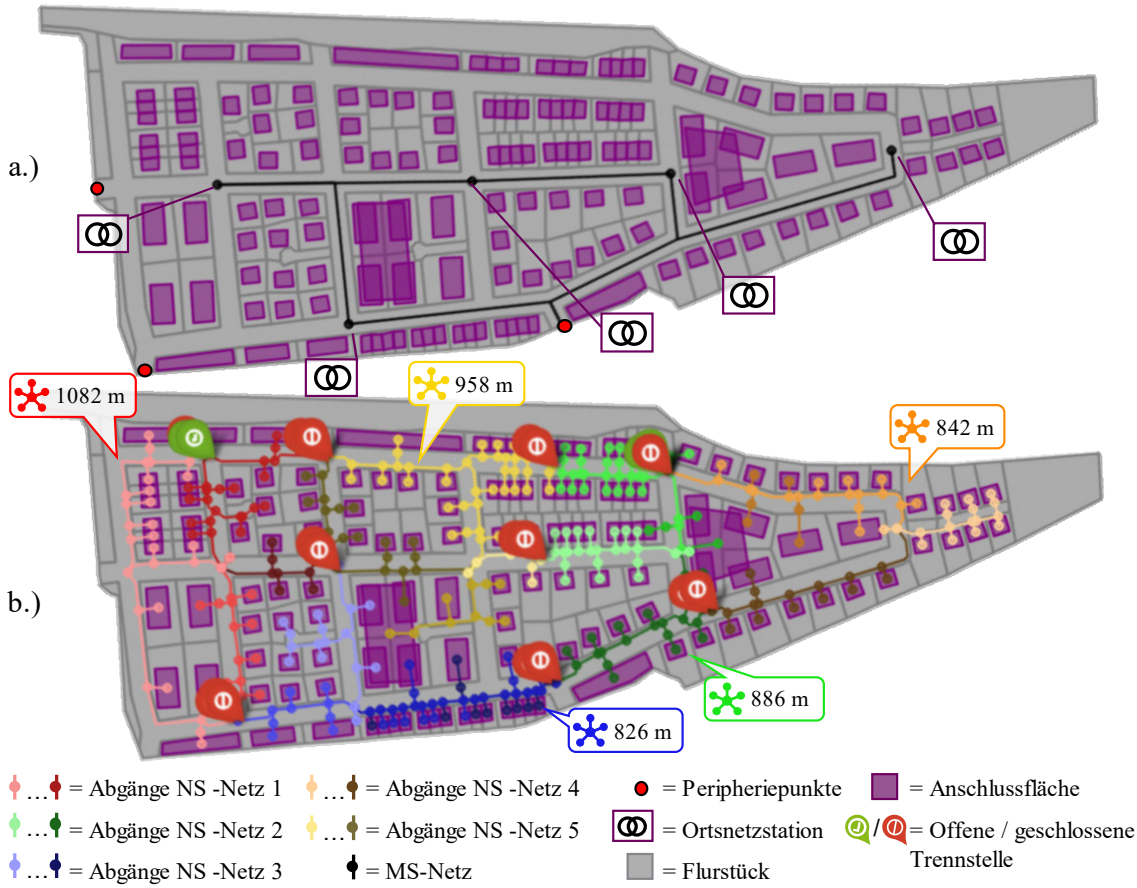


**Abbildung 10-26: Periphere MS-Einbindung (a.) und finale NS-Netzstrukturen (b.) für Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS mit herkömmlichen Planungsannahmen**

In der Abbildung wird in a.) ersichtlich, dass ebenso wie bei der Neu-Planung in Abbildung 10-23 auch bei der SQ-Planung die MS-Einschleifung aufgrund der geringen MS-seitigen Auslastung maßgeblich in Abhängigkeit der erforderlichen Längen über den nächstgelegenen Peripheriepunkt erfolgt. Des Weiteren verdeutlicht die Abgangsstruktur in b.) auch eine Zunahme der Parallelverlegung mit 440 m bei einer gesamten Leitungslänge von 4594 m bei der SQ-Planung im Vergleich zu einer Parallelverlegung von 198 m bei einer gesamten Leitungslänge von 3740 m bei der Neu-Planung. Dieser Effekt lässt sich trotz der größeren Anzahl an NS-Netzen mit geringerer räumlicher Ausdehnung insbesondere durch die Verwendung des „Sicherheitspuffers“ für die Leitungen begründen. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass in diesem exemplarischen Quartiersszenario die Planungsannahmen der SQ-Planung zu einer größeren Anzahl, kleinerer NS-Netze mit einer insgesamt größeren Graben- und Leitungslänge mit mehr Parallelverlegung führen.

# 11 Ableitung von zentralen Erkenntnissen zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung

Die exemplarische Analyse aus Abschnitt 10.3 liefert bereits erste Erkenntnisse für die Planung sektorenübergreifender Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren. Zur Ableitung allgemeingültiger PuB müssen jedoch die Ergebnisse einer größeren Anzahl an Planungen mit unterschiedlichen Szenarien systematisch analysiert werden. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse aller Quartiersszenarien mit der zusätzlichen Untersuchung weiterer Szenarien hinsichtlich ihrer Sensitivität analysiert, um auf diese Weise belastbare allgemeingültige PuB abzuleiten. Diese Untersuchung differenziert dabei zwischen allgemeinen Planungsgrundlagen für Wärmeversorgungskonzepte und der Stromnetzplanung sowie Betriebsgrundsätzen der Energieflussoptimierung.

## 11.1 Zentrale Erkenntnisse für die Wärmeversorgung

In diesem Kapitel werden unter anderem die Ergebnisse der Analyse aller Quartiersszenarien vorgestellt. Die bisherigen Untersuchungen aus Abschnitt 10.3 zeigen, dass die Wärmeversorgungskonzepte, insbesondere SZ0 und SZ1, bezüglich ihrer wirtschaftlichen Bewertung relativ nahe beieinanderliegen. Daher wird im Abschnitt 11.1.1 noch einmal untersucht, welchen Einfluss die Bebauungsstruktur auf die Wahl des Wärmeversorgungskonzepts hat. Im Abschnitt 11.1.2 wird durch eine Sensitivitätsbetrachtung analysiert, welche zentralen Einflussfaktoren, wie Energieträgerpreise oder Technologie- und Betriebsparameter, unter welchen Bedingungen für ein Wärmeversorgungskonzept vorteilhafter ist. Die Sensitivitätsanalyse erfolgt exemplarisch am Neubauquartier SR Mischgebiet.

### 11.1.1 Diskussion der Analyse aller Quartiersszenarien

Nach der detaillierten Analyse des Quartiersszenarios SR Mischgebiet in Abschnitt 10.3 werden im Folgenden die Ergebnisse aller sieben Quartiersszenarien miteinander verglichen, um den Einfluss der Gebäudestruktur auf die Wahl des Wärmeversorgungskonzeptes zu bewerten. Da sowohl die Quartiersform als auch die potenziellen Fernwärmeanschlusspunkte und die Straßenführung in allen Quartiersszenarien identisch sind, liegt der Fokus dieses Vergleichs auf der Gebäudetypologie. Abbildung 11-1 zeigt die relativen Abweichungen der Wärmeversorgungskonzepte auf der Optimierungsebene Q. Die relativen Abweichungen der Wärmeversorgungskonzepte liegen in den betrachteten Quartiersszenarien überwiegend in einem Bereich zwischen etwa -20 % und +30 %. Die größten Extremwerte treten im Quartiersszenario SR MFH auf, in dem die Abweichungen von -23 % bis +37 % reichen. Das Wärmeversorgungskonzept SZ1 wird in nahezu allen Quartiersszenarien als optimale Lösung identifiziert. Ausnahmen bilden die Quartiersszenarien LR MFH und LR Mischgebiet. In diesen

Fällen erweist sich eine Kombination mehrerer Wärmeversorgungskonzepte als wirtschaftlich vorteilhaft; diese wird in der Abbildung unter der Bezeichnung SZ-1 dargestellt.

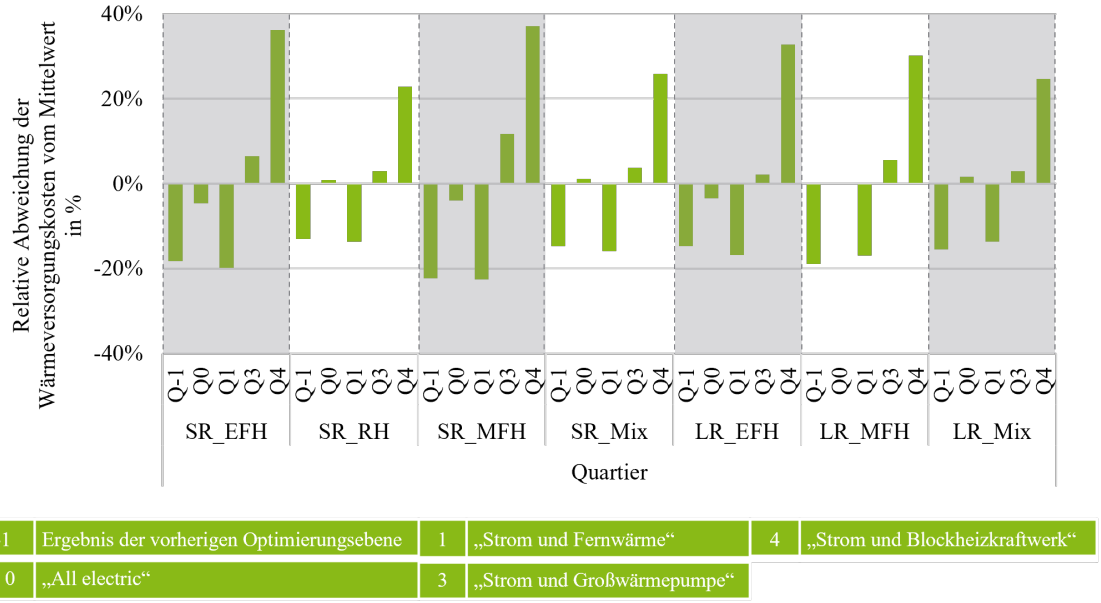


**Abbildung 11-1: Prozentuale Abweichung der Wärmekosten nach Wärmeversorgungskonzept für alle Quartiersszenarien**

Insgesamt zeigt sich, dass SZ1 auf der Optimierungsebene Q in fünf von sieben betrachteten Quartiersszenarien wirtschaftlicher ist als SZ0, was auf eine überwiegende Vorteilhaftigkeit hinweist. Die Kostenunterschiede liegen dabei zwischen 14 % und 19 %. Darüber hinaus weisen Quartiersszenarien mit EFH tendenziell geringere Kostenunterschiede zwischen den Wärmeversorgungskonzepten auf als Quartiersszenarien mit MFH. Zudem sind die Unterschiede in den Quartiersszenarien der SR stärker ausgeprägt als in denen der LR. Die Wärmeversorgungskonzepte SZ3 und SZ4 erweisen sich hingegen in allen betrachteten Quartiersszenarien als kostenintensiver als SZ0 als auch SZ1.

Die zuvor aufgezeigten Unterschiede können u. a. auf die Gebäudestruktur der Quartiersszenarien zurückgeführt werden, insbesondere auf die Bebauungsdichte sowie das Verhältnis zwischen Wärmebedarf und erforderlicher Leitungslänge. Ein zentraler Indikator zur Bewertung dieser Zusammenhänge ist die Wärmeliniendichte. Diese ist für die sieben Quartiersszenarien in Abbildung 11-2 unter a.) dargestellt, während unter b.) die jeweiligen Jahreswärmebedarfe in MWh/a auf der Optimierungsebene Q dargestellt sind. Es wird ersichtlich, dass Quartiersszenarien mit EFH mit 636 kWh/(m·a) bzw. 699 kWh/(m·a) die geringsten Wärmeliniendichten aufweisen. Die höhere Wärmeliniendichte im Quartiersszenario mit EFH (699 kWh/(m·a) gegenüber 671 kWh/(m·a) im Quartiersszenario mit RH tritt trotz der geringeren Gesamtwärmeabnahme (2.647 MWh/a gegenüber 3.717 MWh/a) auf. Während das Quartiersszenario mit RH aufgrund der dichteren Bebauung und geringeren Gebäudeabstände eine kompaktere Hauptnetzstruktur aufweist und tendenziell geringere Wärmeabnahmen pro Gebäude besitzt, führt die höhere Anschlussdichte zu einem deutlich größeren Anteil von

Hausanschlussleitungen (3,77 km gegenüber 1,93 km), wodurch sich die Gesamtnetzlänge erhöht. Dadurch verteilt sich die höhere Wärmenachfrage auf eine größere Netzlänge, was zu einer geringeren Wärmeliniendichte führt. Demgegenüber erreichen Quartiersszenarien mit MFH deutlich höhere Werte von 1.314 kWh/(m·a) bzw. 1.006 kWh/(m·a), da sie aufgrund der größeren Anzahl von Wohneinheiten und höheren Wärmebedarfe pro Anschluss die Wärmeliniendichte erhöhen. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass Quartiersszenarien der SR insgesamt höhere Wärmeliniendichten aufweisen als Quartiersszenarien der LR. Diese Unterschiede spiegeln sich in auch in den zuvor dargestellten Kostenabweichungen der Wärmeversorgungskonzepte wider. In den betrachteten Quartiersszenarien mit EFH zeigen sich aufgrund der geringeren Wärmeliniendichte tendenziell geringere Kostenunterschiede zwischen den untersuchten Wärmeversorgungskonzepten. Dies ist unter anderem auf die Grundannahmen aus Kapitel 6 und die daraus resultierende Struktur der Wärmenachfrage zurückzuführen, wodurch der wirtschaftliche Vorteil zentraler Wärmeversorgungskonzepte in diesen Quartiersszenarien weniger stark ausgeprägt ist.

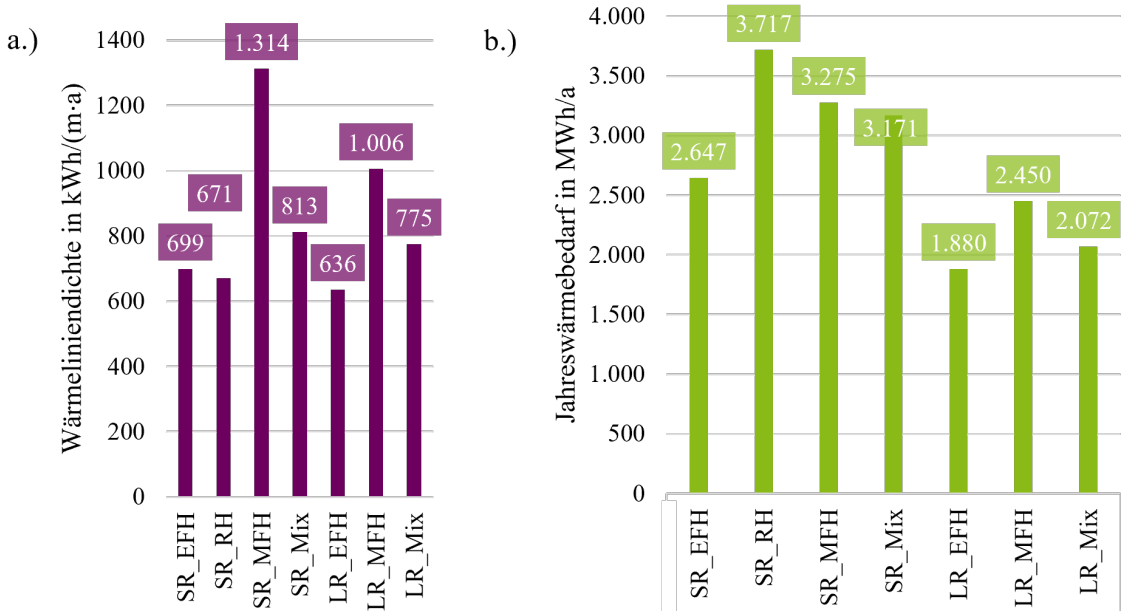


**Abbildung 11-2: Vergleich der Wärmeliniendichte a.) und Jahreswärmebedarfe b.) der Quartiersszenarien auf der Optimierungsebene „Quartier“**

In Quartiersszenarien mit MFH hingegen führen die höheren Wärmeliniendichten zu einer besseren Auslastung der Wärmenetze, wodurch sich die wirtschaftlichen Unterschiede zwischen den betrachteten Wärmeversorgungskonzepten deutlicher zeigen. Dabei ist insbesondere hervorzuheben, dass die Kosten für den Ausbau der Wärmenetze der entscheidende Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Wärmeversorgungskonzept SZ1 ist. Ein ähnlicher Zusammenhang lässt sich auch zwischen SR und LR beobachten: Die höheren Wärmeliniendichten in städtischen Quartiersszenarien begünstigen zentrale Wärmeversorgungskonzepte stärker, sodass sich dort größere Kostenunterschiede zwischen den Konzepten ergeben als in ländlichen Quartierszenarien.

Um die Wirtschaftlichkeit der zentralen und dezentralen Wärmeversorgungskonzepte weiter einzuordnen, wird zusätzlich untersucht, unter welchen Bedingungen eine Kostenparität zwischen den Szenarien SZ0 und SZ1 erreicht wird. Der Vergleich dieser beiden Wärmeversorgungskonzepte erfolgt, da sie in den vorherigen Analysen die geringsten Kostenunterschiede aufweisen und wirtschaftlich am nächsten beieinander liegen. Die Szenarien SZ3 und SZ4 hingegen in allen Quartiersszenarien höhere Kosten auf.

Ziel dieser Betrachtung ist es, zu bestimmen, wie nah die beiden Wärmeversorgungskonzepte wirtschaftlich beieinanderliegen. Hierzu wird analysiert, welche zusätzliche Wärmenetzlänge noch realisiert werden kann, bevor ein Wechsel der optimalen Lösung zwischen zentraler und dezentraler Wärmeversorgung eintritt. Die zusätzliche Wärmenetzlänge entspricht der Leitung, die potentiell erforderlich ist, um das neu errichtete Quartierswärmenetz mit dem bestehenden Fernwärmenetz zu verbinden und beschreibt damit den Abstand zwischen dem Peripheriepunkt des Quartiers und dem nächstgelegenen Anschlusspunkt des bestehenden Fernwärmenetzes. Somit lässt sich bestimmen, wie groß die Entfernung des potenziellen Anschlusspunktes an das bestehende Fernwärmenetz in der Peripherie des Quartiers maximal sein darf, bevor SZ0 wirtschaftlicher wird als SZ1. In Abbildung 11-3 sind die Längen für einen Systemwechsel zwischen zentraler und dezentraler Wärmeversorgung in Abhängigkeit von der Wärmenetzlänge für die sieben Quartiersszenarien dargestellt.

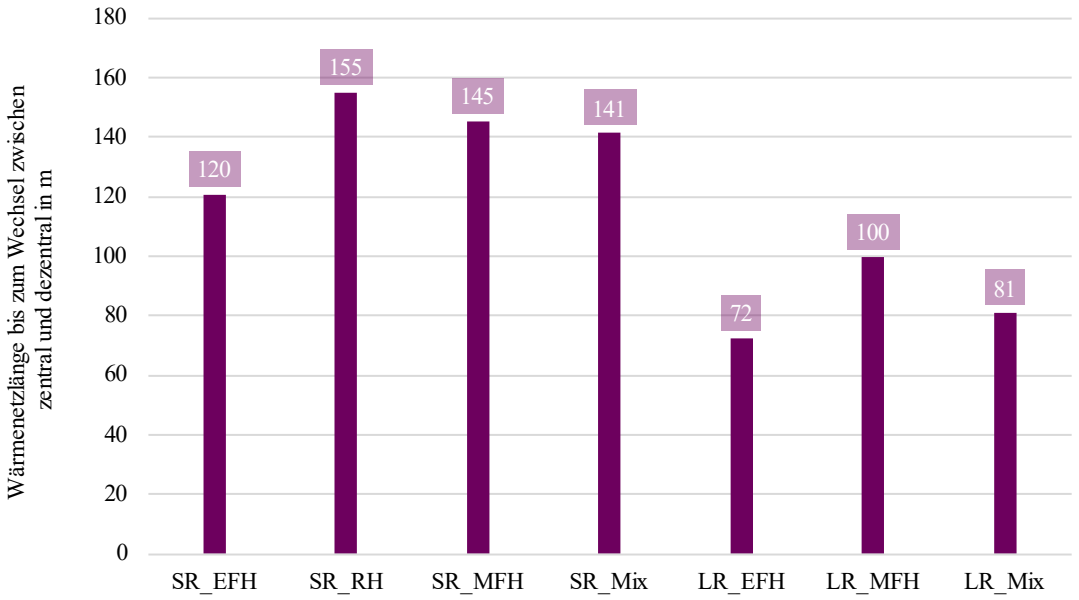


**Abbildung 11-3: Wärmenetzlängen, bei denen eine Kostenparität zwischen SZ0 und SZ1 in den betrachteten Quartiersszenarien erreicht wird**

Dabei liegen die Werte zwischen 72 m und 155 m. Auch bei dieser Auswertung wird ersichtlich, dass bei den Quartiersszenarien der LR, insbesondere bei Quartiersszenarien mit EFH, schneller eine Parität erreicht wird.

Die Analyse der sieben Quartiersszenarien in Hinblick auf verschiedene Wärmeversorgungskonzepte zeigt, dass sowohl die Gebäudetypologie als auch die Lage des

Quartiers in SR oder LR die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungskonzepte beeinflussen. Quartiersszenarien mit EFH und in LR erreichen schneller eine Kostenparität zwischen zentraler und dezentraler Wärmeversorgungskonzepten, während Quartiersszenarien mit MFH und in SR höhere Wärmeliniendichten aufweisen, wodurch zentrale Wärmeversorgungskonzepte tendenziell wirtschaftlicher sind.

Ergänzend zur volkswirtschaftlichen Gesamtkostenbetrachtung wird im Folgenden die Perspektive der Netzbetreiber berücksichtigt. Hierzu werden die Kosten des Wärme- und Stromnetzes den jeweiligen Erlösen aus dem Anteil der Wärmepreisen der Wärmenetze beziehungsweise Stromnetzentgelten gegenübergestellt, um die Wirtschaftlichkeit der Netzinfrastrukturen zu bewerten. Da die Stromnetzkosten nur für zwei unterschiedliche Wärmeversorgungskonzepte (vollständig dezentrale Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen sowie zentrale Wärmeversorgung über ein peripher angebundenes Fernwärmenetz) betrachtet werden, erfolgt eine anteilige Zuordnung der Stromnetzkosten entsprechend der prozentualen Verteilung der Wärmeversorgungskonzepte. Dabei werden die Stromnetzkosten entsprechend dem Anteil der Gebäude, die dem zentralen bzw. dezentralen Wärmeversorgungskonzept zugeordnet sind, aufgeteilt. Die jeweiligen Anteile der Anschlussflächen je Optimierungsebene und Quartiersszenario sind in Abbildung 11-4.

**Abbildung 11-4: Anteile der Gebäude je Wärmeversorgungskonzept zur anteiligen Zuordnung der Stromnetzkosten**

In Abbildung 11-15 werden die Netzbetreiberkosten des optimalen Wärmeversorgungskonzepts als kombinierte Kosten für Strom- und Wärmenetz dargestellt, also als Strom- und Wärmenetzbetreiberkosten (SZ-1) (TS). Zusätzlich wird das Wärmeversorgungskonzept SZ0 aus der Stromnetzplanung betrachtet, bei dem ausschließlich die Stromnetzkosten berücksichtigt werden (Stromnetzbetreiberkosten (SZ0) (TS)).

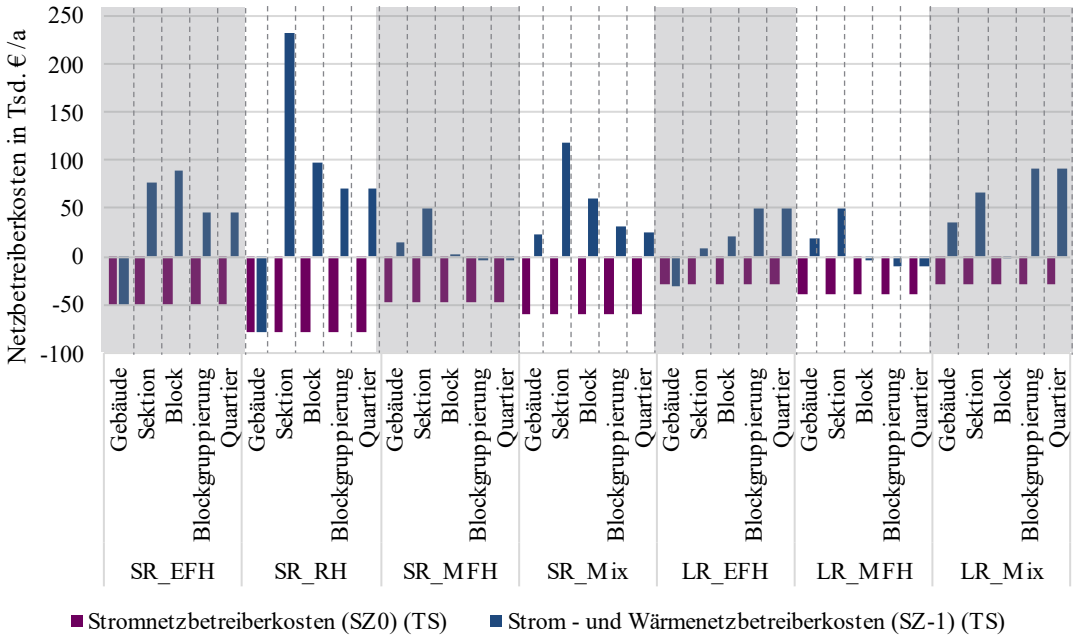


**Abbildung 11-5: Vergleich der Netzbetreiberkosten für die Wärmeversorgungskonzepte SZ-1 und SZ0**

Im Wärmeversorgungskonzept SZ0 weisen alle Quartiersszenarien durchgehend negative Werte auf, was auf Erlösüberschüsse hinweist. Da hier ausschließlich die Stromnetzkosten bei dezentraler Wärmversorgung betrachtet werden, übersteigen die Erlöse aus den Stromnetzentgelten die anfallenden Kosten für das Stromnetz. Besonders hohe wirtschaftliche Vorteile zeigen sich auf der Optimierungsebene Q in den städtischen Quartiersszenarien mit RH, Mischgebiet und EFH. Im Szenario SZ-1 verändert sich die wirtschaftliche Situation deutlich, da zusätzlich Wärmenetzkosten sowie Erlöse aus den Wärmepreisen berücksichtigt werden. In mehreren Quartiersszenarien entstehen positive Werte, was darauf hinweist, dass die Gesamtkosten aus Strom- und Wärmenetz die erzielten Erlöse übersteigen. Lediglich die Quartiersszenarien auf der Optimierungsebene Q mit MFH erreichen negative Werte. Insgesamt ist die rein dezentrale Wärmeversorgung im Wärmeversorgungskonzept SZ0 aus Sicht des Netzbetreibers wirtschaftlich vorteilhafter als das kombinierte Strom- und Wärmenetz im Wärmeversorgungskonzept SZ-1.

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse sind im Kontext der in Kapitel 6 definierten Grundannahmen zu interpretieren. Dies betrifft unter anderem die angesetzten Arbeitspreise für Fernwärme sowie die Investitions- und Betriebskosten der Wärmeerzeugungsanlagen. Wie bereits zuvor erläutert, kann für die Anbindung eines Neubauquartiers an ein bestehendes Fernwärmenetz ein zusätzlicher Netzbau erforderlich sein. Maßgeblichen Einfluss darauf hat insbesondere die Bebauungsstruktur des betrachteten Quartiersszenarios, da sie die Anschlussdichte sowie die erforderlichen Leitungslängen pro angeschlossenem Gebäude bestimmt. Eine geringe Wärmeliniendichte führt zu höheren spezifischen Netzkosten, während höhere Wärmeliniendichten günstigere Voraussetzung für ein zentrales Wärmeversorgungskonzept bieten. Darüber hinaus können die Veränderungen der

Grundannahmen betreffend der angesetzten Arbeitspreise für Fernwärme sowie die Investitions- und Betriebskosten der Wärmeerzeugungsanlagen die Wirtschaftlichkeitsgrenzen zwischen zentralen und dezentralen Wärmeversorgungskonzepten beeinflussen. Diese Fragestellung wird im folgenden Kapitel vertiefend untersucht.

### 11.1.2 Sensitivität der Planung optimierter Wärmeversorgungskonzepte

Die bisherigen Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungskonzepte u. a. von städtebaulichen Strukturen, wie der Gebäudetypologie oder der Lage in SR bzw. LR abhängt. Zur Bewertung der Entscheidung zwischen den verschiedenen Wärmeversorgungskonzepten wird im Folgendem eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, weitere Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungskonzepte zu identifizieren, die Robustheit der Wahl gegenüber Änderungen der Rahmenbedingungen zu bewerten und daraus allgemeine PuB für die Wärmeversorgung in Neubauquartieren abzuleiten. Aufbauend auf den zuvor analysierten städtebaulichen Strukturen wird im SR Mischgebiet die Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Dabei werden die Einflussfaktoren in Energieträgerpreise sowie Technologie- und Betriebsparameter unterteilt, da die städtebaulichen Strukturen unverändert bleiben. Die Technologie- und Betriebsparameter sind relevant, da sie die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit verschiedener Wärmeversorgungskonzepte beeinflussen. Kosten dienen in der zuvor vorgestellten Methodik in erster Linie als Vergleichsmaßstab zwischen den unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepten und sind daher ein zentrales Bewertungskriterium, da das wirtschaftlichste Wärmeversorgungskonzept auf Grundlage der niedrigsten Kosten ausgewählt wird. Darüber hinaus werden Strom- und Gaskosten differenziert nach privaten Haushalten (P), gewerblichen Nutzern (G) und Industrie (I) betrachtet. Die Fernwärmekosten werden hingegen nicht weiter differenziert.

**Tabelle 11-1: Sensitivitätsannahmen und veränderte Werte**

| Sensitivitätsannahme | (vorherige Werte), geänderte Werte | Grundlage der geänderten Werte |
|---|---|---|
| FW14 | (12,6 ct/kWh), 14,4 ct/kWh | [112] |
| FW18 | (12,6 ct /kWh), 18,6 ct/kWh | [112] |
| STU | (P: 32 ct/kWh, G: 25 ct/kWh, I:17 ct/kWh), P: 25 ct/kWh, G: 17 ct/kWh, I:14 ct/kWh | [88] |
| STO | (P: 32 ct/kWh, G: 25 ct/kWh, I:17 ct/kWh), P: 39 ct/kWh, G: 31 ct/kWh, I:28 ct/kWh | [88] |
| EEG5 | (8,25 ct /kWh), 5 ct/kWh | [113] |
| COP4 (Luftwärmepumpe) | (JAZ3,2), JAZ4 | [114] |

Die Grundannahmen werden in Kapitel 6 genauer erläutert. Es werden sechs Sensitivitätsannahmen berücksichtigt (siehe Tabelle 11-1): FW14 und FW18 stehen für mittlere

bzw. hohe Fernwärmepreise, STU und STO für niedrige bzw. hohe Strompreise, EEG5 bezeichnet eine reduzierte Einspeisevergütung für PV-Strom und COP4 eine Sensitivitätsannahme mit höherer Effizienz für Luftwärmepumpen (Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,2 auf 4). Als Referenz dienen dabei stets die Grundannahmen, die in Kapitel 6 genauer erläutert werden.

In Abbildung 11-6 sind die Wärmegestehungskosten für die vier verschiedenen Wärmeversorgungskonzepte, Sensitivtätsananhmen und Optimierungsebenen aufgeführt.

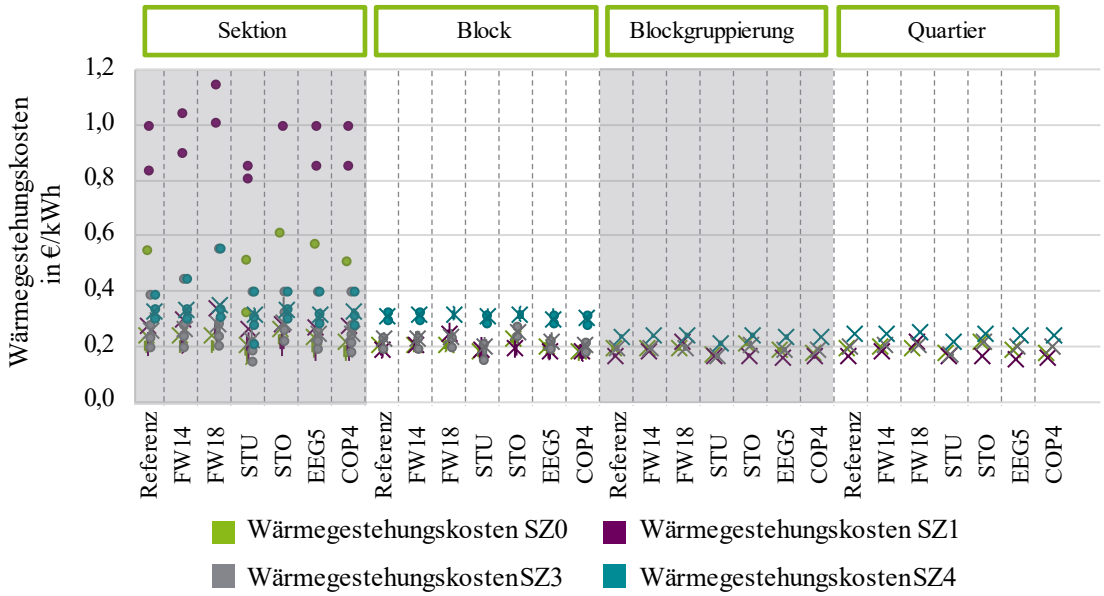


**Abbildung 11-6: Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet für unterschiedliche Sensitivitätsannahmen und Wärmeversorgungskonzepte**

Zu erkennen ist einmal, dass bei allen Sensitivitätsannahmen und Wärmeversorgungskonzepten, je höher der räumliche Zusammenhang ist, die Streuung der Wärmegestehungskosten abnimmt. Auf der Optimierungsebene Q variieren die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Sensitivitätsannahmen für SZ0 zwischen 17,5 ct/kWh und 19,6 ct/kWh, für SZ1 zwischen 15,5 ct/kWh und 21,4 ct/kWh, für SZ3 zwischen 17,2 ct/kWh und 21,7 ct/kWh und für SZ4 zwischen 21,9 ct/kWh und 24,8 ct/kWh. Die maximale Spannweite beträgt damit rund 6 ct/kWh. Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der betrachteten Wärmeversorgungskonzepte in einem vergleichsweise ähnlichen Kostenbereich liegen. Auf der Optimierungsebene Q bewegen sich die Werte je nach Sensistivitätsannahme daher zwischen etwa 15,5 ct/kWh und 24,8 ct/kWh. Die Kostenbereiche der einzelnen Wärmeversorgungskonzepte zeigen deutliche Überschneidungen.Dies deutet darauf hin, dass kein Wärmeversorgungskonzept unter allen Annahmen eindeutig wirtschaftlich überlegen ist.

Gleichzeitig zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass Änderungen zentraler Parameter bspw. der Strom- oder Fernwärmepreise, zu merklichen Verschiebungen der Wärmegestehungskosten führen können, siehe dazu auch Abbildung 11-7.

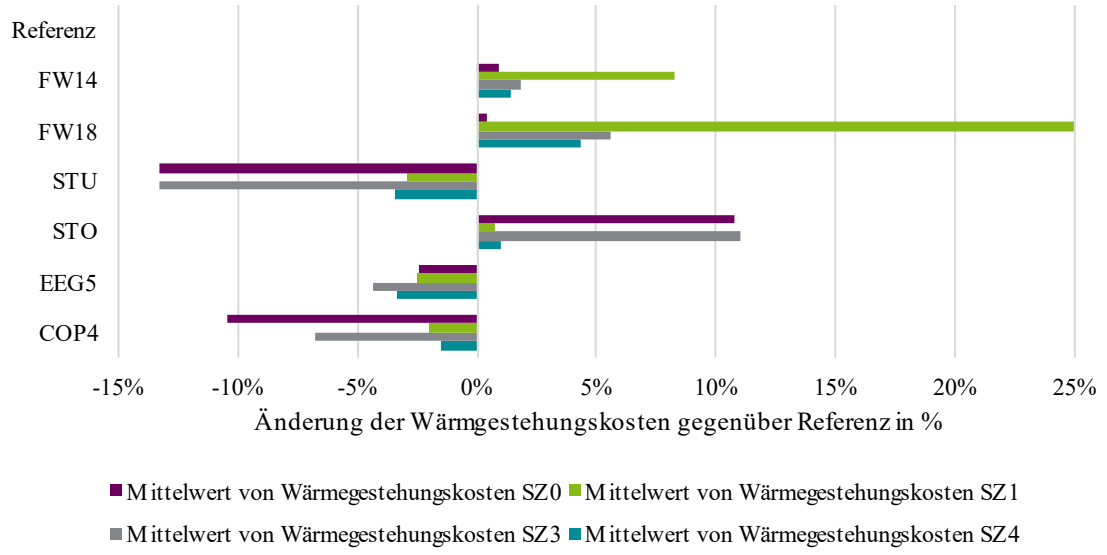


**Abbildung 11-7: Prozentuale Änderungen der Wärmegestehungskosten gegenüber der Referenz für unterschiedliche Sensitivitätsannahmen**

Hier sind die prozentualen Änderungen der Wärmgestehungskosten bei den unterschiedlichen Sensitivitätsannahmen in Prozent dargestellt. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass STO bspw. in SZ0 und SZ3 zu Kostensteigerungen von bis zu rund 11 % führen, während STU die Wärmegestehungskosten in diesen Wärmeversorgungskonzepten um bis zu 13 % reduzieren. Auch höhere Fernwärmepreise können die Wärmegestehungskosten deutlich erhöhen, insbesondere in SZ1 mit einer Steigerung von bis zu 25 %. Auch die Effizienzsteigerung der Wärmepumpen kann die Wärmegestehungskosten bis zu 10 % bei SZ0 und SZ3 reduzieren. Demgegenüber wirken sich Änderungen der PV-Einspeisevergütung insgesamt moderat aus und führen überwiegend zu Kostenveränderungen im Bereich von etwa 2 bis 4 %. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungskonzepte hängt daher in hohem Maße von den zugrunde gelegten Grundannahmen ab.

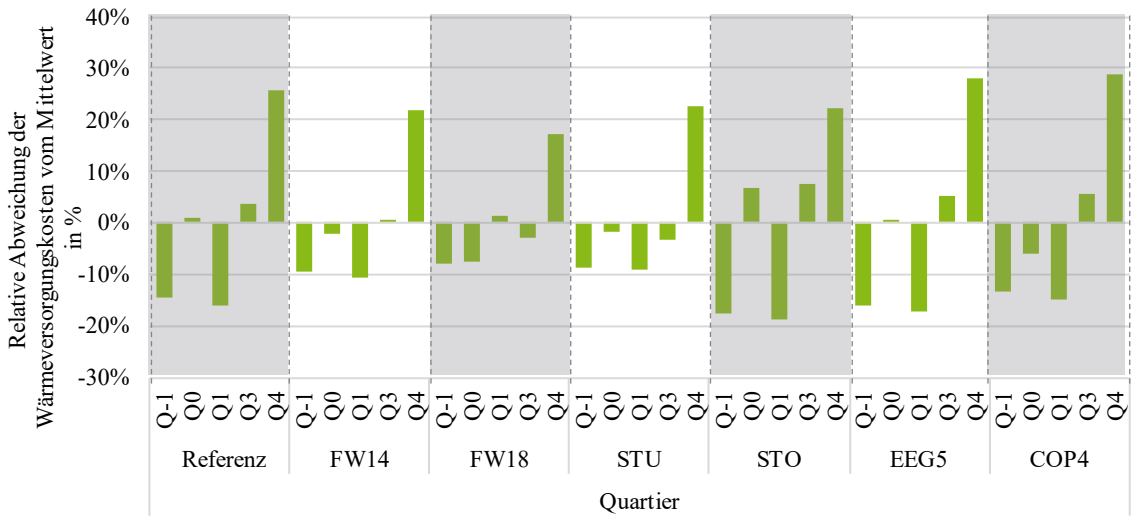


**Abbildung 11-8: Relative Abweichungen der Wärmeversorgungskosten nach Wärmeversorgungskonzept und Sensitivitätsannahmen**

Aufbauend auf den zuvor beschriebenen Sensitivitätsannahmen werden in Abbildung 11-8 die prozentualen Abweichungen für die Wärmegestehungskosten für die Optimierungsebene Q dargestellt. Unter den Referenzannahmen ist SZ1 (Q1 in Abbildung 11-8) das wirtschaftlichste Wärmeversorgungskonzept. SZ1 zeigt über die Sensitivitätsannahmen hinweg in der Regel die geringsten Wärmegestehungskosten. Lediglich unter der Sensitivitätsannahme FW18 führt ein höheres Fernwärmepreisniveau dazu, dass SZ0 wirtschaftlich vorteilhafter ist. Die Kostenunterschiede zwischen SZ0 und SZ1 liegen zwischen 7 % und 17 %, was zeigt, dass die relative Vorteilhaftigkeit der Wärmeversorgungskonzepte stark von den zugrunde liegenden Annahmen abhängt und Sensitivitätsanalysen daher für die wirtschaftliche Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte von zentraler Bedeutung sind.

Die Analyse unterschiedlicher Quartiersszenarien, aus Abschnitt 11.1.1, zeigt eine Vielzahl potenzieller relevanter Wärmeversorgungskonzepten, deren wirtschaftliche Vor- und Nachteile u. a. von städtebaulichen Strukturen abhängen.

Ein Planungsansatz, der die städtebaulichen Strukturen berücksichtigt, zeigt in Quartiersszenarien der LR, insbesondere bei EFH, geringere Unterschiede zwischen SZ0 und SZ1 als in Stadtquartieren mit MFH.

Ein weiterer Planungsgrundsatz lautet: Je mehr Gebäude räumlich zusammengefasst und an ein gemeinsames Wärmenetz angeschlossen werden, desto vorteilhafter werden zentrale Wärmeversorgungskonzepte.

Unter moderaten Fernwärmepreisen von 12,6 ct/kWh und stabilen Preisannahmen bleibt SZ1 häufig bevorzugt, während dezentrale Wärmeversorgungskonzepte insbesondere in weniger dicht besiedelten Quartieren weiterhin realisierbar sind. Zu beachten ist jedoch, dass SZ1 nur dann umsetzbar ist, wenn das bestehende Fernwärmenetz in unmittelbarer Nähe zum Quartier liegt; andernfalls ist SZ0 wirtschaftlich vorteilhafter.

Nahwärmenetzlösungen, wie SZ3 und SZ4 sind in der Regel weniger wettbewerbsfähig und zeigen nur in Ausnahmefällen wirtschaftliche Vorteile.

Schließlich empfiehlt sich ein automatisiertes, sektorenübergreifendes Planungsverfahren, um die Einflussfaktoren auf zentrale und dezentrale Wärmeversorgungskonzepte transparent abzubilden. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Wahl zwischen diesen Konzepten insbesondere von Strom- und Fernwärmepreisen sowie der Effizienz von Wärmepumpen abhängt. Dadurch lassen sich alle relevanten Einflussfaktoren systematisch berücksichtigen und eine konsistente, belastbare Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung von Wärmeversorgungskonzepten schaffen.

## 11.2 Zentrale Erkenntnisse für die Stromnetzplanung

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse einer systematischen Analyse der Einflüsse unterschiedlicher Planungsannahmen und Versorgungsvarianten auf die resultierenden Stromnetze dargestellt und diskutiert. Dies dient dabei dem übergeordneten Ziel, allgemeine PuB für eine sektorenübergreifende Stromnetzplanung in Neubauquartieren abzuleiten.

Für jedes betrachtete Quartiersszenario aus Abschnitt 10.2, werden entsprechend Abschnitt 3.1.3, die beiden Elektromobilitätsszenarien TS und OS, sowie die Planung von zwei unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepten betrachtet. Letztere unterscheiden zwischen einer vollständig dezentralen Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen (WP) und einer zentralen Wärmeversorgung über ein peripher angebundenes Fernwärmenetz (FW). Aus diesen Kombinationen ergeben sich je Quartier vier unterschiedliche Versorgungsvarianten. Neben diese vier Versorgungsvarianten je Quartier, werden darüber hinaus noch die zwei unterschiedlichen Planungsannahmen aus Abschnitt 10.3, Neu-Planung und SQ-Planung, unterschieden. Somit ergeben sich insgesamt 56 unterschiedliche Stromnetzplanungen, welche es ermöglichen robuste Muster zu erkennen, die über die spezifischen Fallbeispiele aus Abschnitt 10.3 hinausgehen und repräsentativ aufzeigen, wie ein optimiertes Stromnetz im Neubau geplant werden sollte.

Da die übergeordnete Zielgröße aller betrachteten Stromnetzplanungen, unabhängig von den zugrundeliegenden Quartiers-, Planungsannahmen oder Versorgungsvarianten, die Minimierung der Gesamtkosten ist, sind in der folgenden Abbildung 11-9 zunächst die resultierenden Gesamtkosten für die MS und die NS je Stromnetzplanung dargestellt.

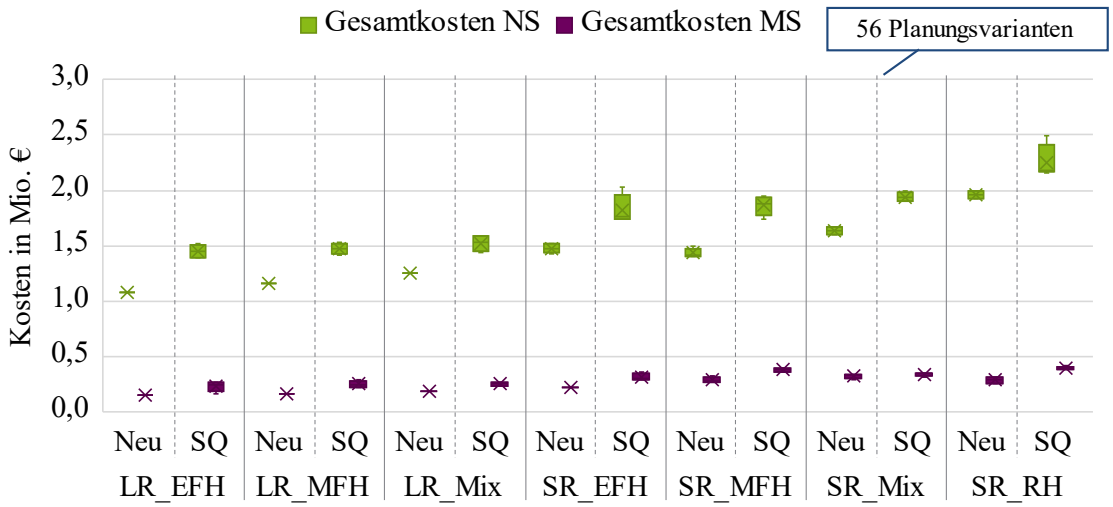


**Abbildung 11-9: Übersicht der Gesamtkosten für die MS und NS je Planungsvariante**

In dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die SQ-Planung durchschnittlich zu ca. 25 % Mehrkosten für die Stromnetzplanung pro Quartier führt. Dies lässt sich sowohl bei den Punktmaßnahmen durch durchschnittlich ca. 25-50 % mehr ONS pro Quartier, als auch durch durchschnittlich ca. 16 % mehr Grabenlänge und ca. 26 % mehr Leitungslänge pro Quartier begründen, wie die Boxplots in der folgenden Abbildung 11-10 verdeutlichen. Darüber hinaus zeigt die rechte Grafik

in Abbildung 11-10 ebenso, dass die Diskrepanz zwischen Graben- und Leitungslänge bei der SQ-Planung größer ist als bei der Neu-Planung ist. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die herkömmliche SQ-Planung zu mehr Parallelverlegung führt.

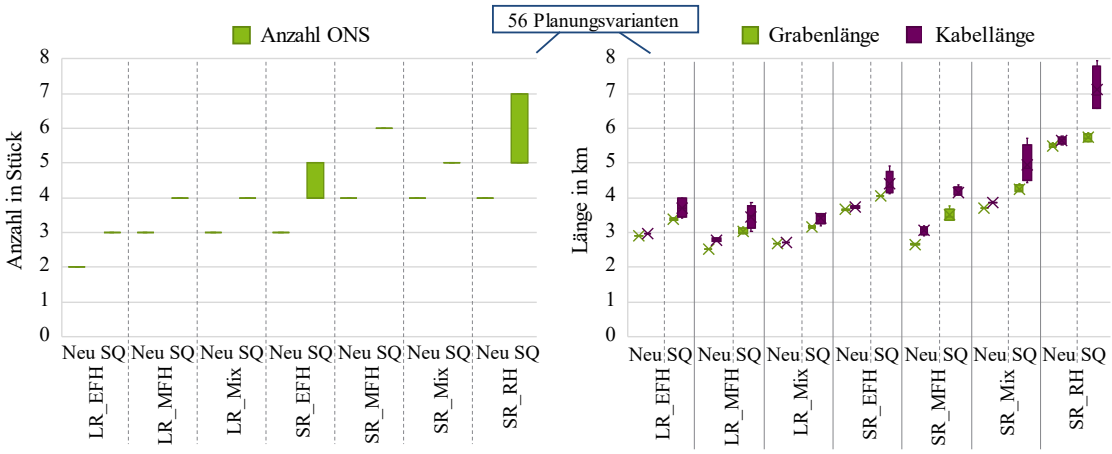


**Abbildung 11-10: Übersicht der benötigten Anzahl an ONS (links) sowie der Graben- und Leitungslänge je Planungsvariante (rechts) als Boxplots über je alle vier Versorgungsvarianten**

Zusammenfassend lässt sich damit festhalten, dass die Wahl der Planungsannahmen einen signifikanten Einfluss auf die resultierenden Gesamtkosten hat. Die Simulation zeigt, dass herkömmliche Planungsannahmen mit alternativen Planungszielen neben der reinen Kostenoptimierung, insbesondere aufgrund der konservativen Beschränkung des zulässigen Lösungsraums und der zusätzlichen Erweiterungen für KVS, zu mehr erforderlichen NS-Netzen mit insgesamt mehr Graben- und Leitungslänge pro Quartier führen.

Um die Einflüsse unterschiedlicher Versorgungsaufgaben auf die Stromnetze ohne weitere Variationen bewerten zu können werden in der folgenden Analyse nur noch diejenigen Planungsvarianten betrachtet, die mit der Neu-Planung durchgeführt wurden. Dafür zeigt Abbildung 11-11 für alle Quartiersszenarien eine Übersicht der versorgten HA und ZP je NS-Netz (links), sowie die maximale gleichzeitige Leistung je Betriebspunkt auf NS-Netzebene (rechts).

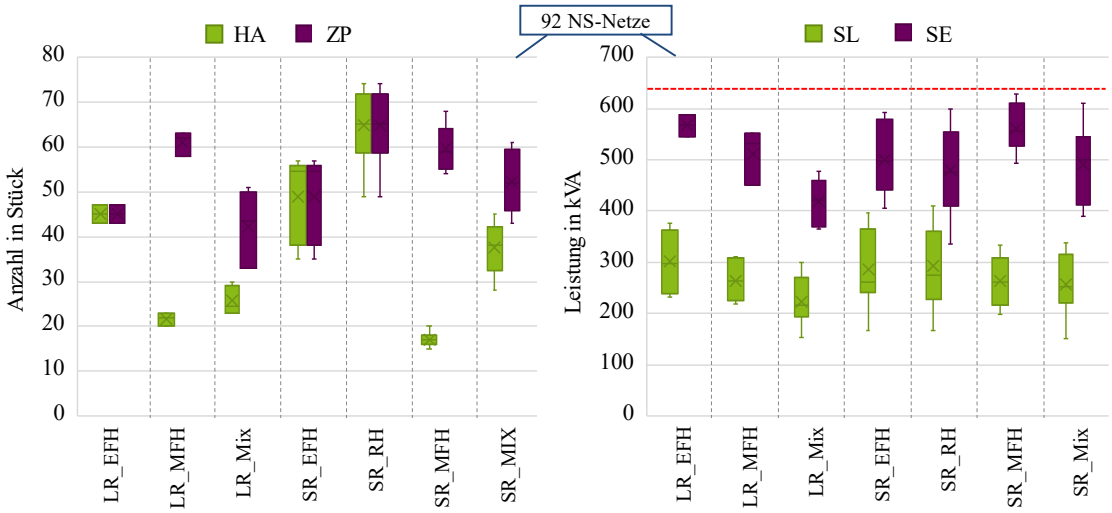


**Abbildung 11-11: Übersicht der HA und ZP sowie der maximalen auslegungsrelevanten Belastungen im SL- und im SE-Fall je NS-Netz**

Diese Abbildung bestätigt die erste Erkenntnis aus Abschnitt 10.3, dass der SE-Fall unabhängig von der zugehörigen Quartiersstruktur auslegungsrelevant für die Dimensionierung der NS-Versorgungsgebiete ist. Dies geschieht dabei in Abhängigkeit der zugehörigen standardmäßigen ONT-Dimensionierung (hier: 630 kVA, rote Linie in rechter Grafik von Abbildung 11-11). Ursache hierfür ist die hohe Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung der zugehörigen Anschlussflächen, welche im Neubau typischerweise durch die sehr ähnlichen Ausrichtungen der einzelnen Gebäude verstärkt wird. Auf diese Weise können in einem typischen Neubauquartier ca. 45 EFH, 65 RH oder 20 MFH bzw. 60 WE in einem NS-Netz über einen 630 kVA ONT versorgt werden.

Auf der Ebene der NS-Abgänge, zeigt die folgende Abbildung 11-12, dass ein Großteil der Abgänge eine maximale Belastung zwischen 60 % und 80 % in den auslegungsrelevanten Betriebspunkten aufweist. Bei ein paar vereinzelten Abgängen sinkt dieser Wert sogar auf zum Teil unter 20 %. Dies bestätigt ebenfalls die exemplarische Auswertung aus Abschnitt 10.3, dass in diesen Fällen die Abgangsdimensionierung nicht durch die Belastungskennzahlen, sondern durch die räumlichen Strukturen in der jeweiligen Abgangsrichtung begrenzt wird. Damit wird an dieser Stelle erneut die Wichtigkeit der Positionierung der ONS an einer zentralen Stelle innerhalb des Versorgungsgebiets verdeutlicht. Des Weiteren zeigt sich auch, dass die Begrenzung des Versorgungsgebiets unter Verwendung eines 630 kVA ONT zu teilweise nicht optimal ausgelasteten Abgängen führt, weshalb in diesen Fällen eine höhere standardmäßige ONT-Dimensionierung von bspw. 800 kVA vorteilhaft sein kann. Dies ist allerdings sehr stark abhängig von dem Vermaschungsgrad der zugrundeliegenden Straßenstruktur und der zugehörigen Anschlussdichte. Trotzdem lassen sich somit in einem typischen Neubauquartier bis zu 20 EFH, 30 RH oder 8 MFH bzw. 25 WE über einen NS-Abgang versorgen.

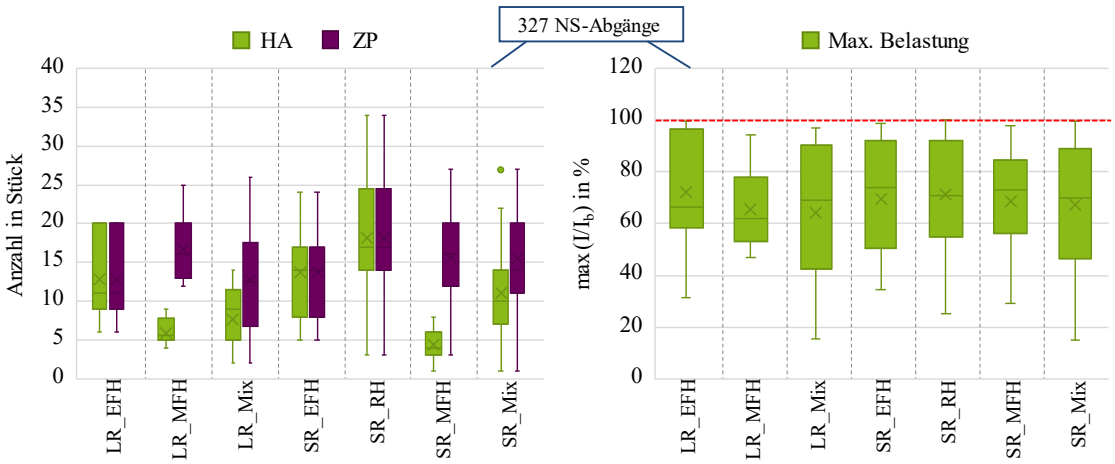


**Abbildung 11-12: Übersicht der HA und ZP sowie der maximalen auslegungsrelevanten Belastung im SL- und SE-Fall je NS-Abgang**

Zusätzlich lässt sich mit Blick auf die folgende Abbildung 11-13 schlussfolgern, dass für die Dimensionierung der NS-Abgänge die Differenzierung des auslegungsrelevanten Betriebspunktes neben den räumlichen Strukturen auch von der zugrundliegenden

Versorgungsvariante abhängt. Eine vornehmlich dezentrale Wärmeversorgung und hohe Durchdringung mit WP führen auf Abgangsebene besonders bei hohen Anschlussdichten dazu, dass in diesen Abgängen häufig der SL-Fall auslegungsrelevant ist. Im Gegensatz dazu bleibt selbst bei einer erhöhten Durchdringung an LP für Elektromobilität ebenso wie auf der gesamten NS-Netzebene der SE-Fall auslegungsrelevant. Dies ist durch die höhere Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen begründet. Bei größeren Gebäuden mit höherem PV-Potenzial und geringerer Anschlussdichte dominiert unabhängig von der Versorgungsvariante stets der SE-Fall.

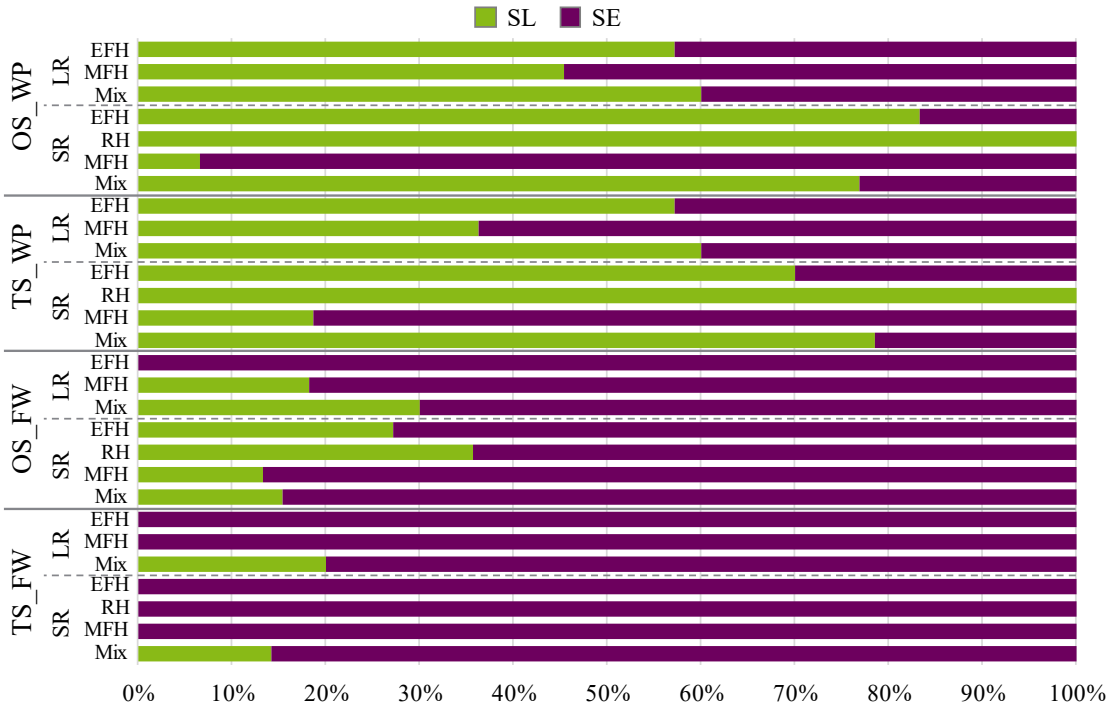


**Abbildung 11-13: Differenzierung der Auslegungsrelevanz der Betriebspunkte je NS-Abgang nach Versorgungsvarianten**

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass neben der Versorgungsaufgabe auch die Wahl der Planungsannahmen und die räumlichen Strukturen maßgeblichen Einfluss auf das resultierende Stromnetz haben. Die identifizierten Muster bilden damit die Grundlage für eine effiziente und zukunftssichere Planung von sektorenübergreifenden Stromnetzen in Neubauquartieren.

## 11.3 Zentrale Erkenntnisse im Rahmen der Energieflussoptimierung

Es zeigt sich in den untersuchten Szenarien ein Wettbewerb zwischen der Versorgung mittels dezentraler Wärmepumpen und einer zentralen Versorgung durch Fernwärme. Gasheizungen und BHKWs spielen in der Betrachtung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten in keiner Variante eine signifikante Rolle. Zentrale Kriterien für die Abwägung der geeigneten Versorgungslösung sind neben der lokalen Verfügbarkeit eines Fernwärmenetzes insbesondere der Arbeitspreis sowie die Wärmeliniendichte im Quartier, wie in den Abschnitten 10.3 und 11.1 detailliert dargestellt.

Zur Bestimmung einer wirtschaftlich sinnvollen Lösung ist zwischen der Verbraucher- und der Anbietersicht zu differenzieren. Aus Verbrauchersicht sind primär der Arbeitspreis, die Kosten für die Übergabestation sowie mögliche Ausbaukostenbeiträge relevant. Demgegenüber erfolgt die Bewertung aus Sicht der Wärmenetzbetreiber nach anderen Maßstäben. In den angebotenen Grund- und Arbeitspreisen werden in der Regel sowohl die Gestehungskosten als auch zumindest anteilige Netzkosten sowie eine erforderliche Marge berücksichtigt [115]. Ergänzend werden die Erlöse durch kundenseitige Ausbaukostenbeiträge erhöht. Die Festlegung dieser Ausbaukostenbeiträge erfolgt entweder über eine Bewertung des technischen Aufwands oder ergänzend zur kostenbasierten Kalkulation aus Anbietersicht marktbasiert über einen Heizkostenvergleich. Hierbei werden die Kosten der jeweils nächstbesten kundenseitigen Heizungsalternative als Referenz herangezogen. Der Ausbaukostenbeitrag wird darauf aufbauend maximal in Höhe der sich ergebenden Kostendifferenz zur Fernwärme angesetzt. Ist die Fernwärme bereits vor Berücksichtigung von Ausbaukostenbeiträgen die kostenintensivere Option, ist sie in der Logik des Heizkostenvergleichs nicht marktfähig.

Ein entsprechender Vergleich zwischen dezentraler Wärmepumpe (G0) und dem Anschluss an ein bestehendes Fernwärmenetz (G1) wird in Tabelle 11-2 exemplarisch für verschiedene Gebäudetypen dargestellt. Für den Vergleich werden die jährlichen Kosten zur Versorgung eines Gebäudes des beschriebenen Typs auf Gebäudeebene ermittelt, wobei Ausbaukosten für das (Fern)Wärmenetz explizit ausgeklammert werden. Die dargestellten Kosten stellen dementsprechend den Kostenvorteil gegenüber einer dezentralen Heizlösung dar und bieten eine Indikation für eine marktfähige Beteiligung des Kunden an den anfallenden Ausbaukosten.

**Tabelle 11-2: Preisdifferenzen Technologieszenario G0 und G1 in Abhängigkeit der Fernwärmepreisszenarien**

| | **Fernwärmepreisszenario** | | | **Fernwärmepreisszenario** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | FW12 (Referenz) | FW14 | FW18 | FW12 (Referenz) | FW14 | FW18 |
| Gebäudetyp | Jährl. Kostenvorteil Fernwärme zur Wärmepumpe [€/a] (ohne Netzbaukosten) | | | Marktfähiger Ausbaukosten-beitrag bei 20-jähriger Ab-schreibung und 4 % Kapitalzins [€] | | |
| EFH | 1.047 | 824 | 308 | 14.955 | 11.778 | 4.400 |
| MFH | 2.332 | 1.657 | 128 | 33.322 | 23.678 | 1.822 |
| RH | 874 | 697 | 280 | 12.488 | 9.956 | 4.000 |

Es zeigt sich, dass der Kostenvorteil der Fernwärme mit steigenden Arbeitspreisen signifikant abnimmt, in den betrachteten Konstellationen jedoch unter den getroffenen Annahmen zu Anlagen- und Stromkosten weiterhin im positiven Bereich verbleibt. Insbesondere im Szenario „FW18“ wird der Spielraum für die Umlage von Kosten für Hausanschlussleitungen oder gar für das Verteilnetz deutlich eingeschränkt, sodass bei einer Umlage der Ausbaukosten auf die Kunden, wie in den Abschnitten 10.3 und 11.1 dargestellt, eine Verschiebung der

Wirtschaftlichkeit zugunsten dezentraler Wärmepumpen erfolgt. Gleichzeitig zeigt sich, dass Fernwärme auch bei höheren Arbeitspreisen konkurrenzfähig bleiben kann, sofern Netzkosten anbieterseitig bereits im Arbeitspreis berücksichtigt sind und Ausbaukostenbeiträge nur in geringer Höhe bzw. gar nicht erhoben werden.

Neben der zuvor betrachteten Versorgung über Fernwärme stellt auch der Aufbau dezentraler Nahwärmenetze eine potenzielle Versorgungsoption dar, jedoch zeigen die durchgeführten Simulationen, dass der Bau dezentraler Nahwärmenetze unter den verwendeten Prämissen gegenüber der Nutzung dezentraler Wärmepumpen nicht wirtschaftlich vorteilhaft ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Skalenvorteile größerer Erzeugungsanlagen den zusätzlichen Aufwand für den Bau des Wärmenetzes in der Regel nicht kompensieren können. Zentral für die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmenetzen ist die Verfügbarkeit einer kostengünstigen (Ab)Wärmequelle, die entweder den COP der eingesetzten Wärmepumpen im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen signifikant erhöht oder ein Temperaturniveau bereitstellt, das den Einsatz von Wärmepumpen entbehrlich macht. Die betrachteten BHKW-Varianten mit KWK-Stromerzeugung sind im gewählten Bilanzierungsrahmen auf Volleinspeisung und Vermarktung zu einem festen Strompreis (vgl. Abschnitt 14.1) ausgelegt, sodass der erzeugte Strom nicht zur Vermeidung von kostenintensiverem Netzbezug genutzt werden kann. Eigenverbrauch von lokal erzeugtem KWK-Strom zur Vermeidung von teurerem Netzbezug oder auch eine strommarktgeführte Fahrweise der KWK-Anlagen könnte jedoch potenziell weitere wirtschaftliche Vorteile erschließen. Die Simulation weiterer Technikvarianten, welche die Eigennutzung von KWK-Strom sowie den Einsatz von Smart Metern berücksichtigt und so potenziell weitere Optimierungspotenziale erschließt, kann zur Senkung der Gesamtkosten beitragen und Einfluss auf die Ausgestaltung des Energiesystems haben.

Unabhängig von den aufgezeigten Optimierungspotenzialen ergeben sich in den untersuchten statischen Szenarien signifikante Potenziale für den Einsatz von Speicherlösungen zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Insbesondere Heißwasserspeicher erweisen sich als wirtschaftlich interessante Lösung zur Optimierung des Energiesystems, sodass eine breite Anwendung, vor allem bei dezentralen Heizlösungen, zu verzeichnen ist (vgl. Abbildung 11-14).

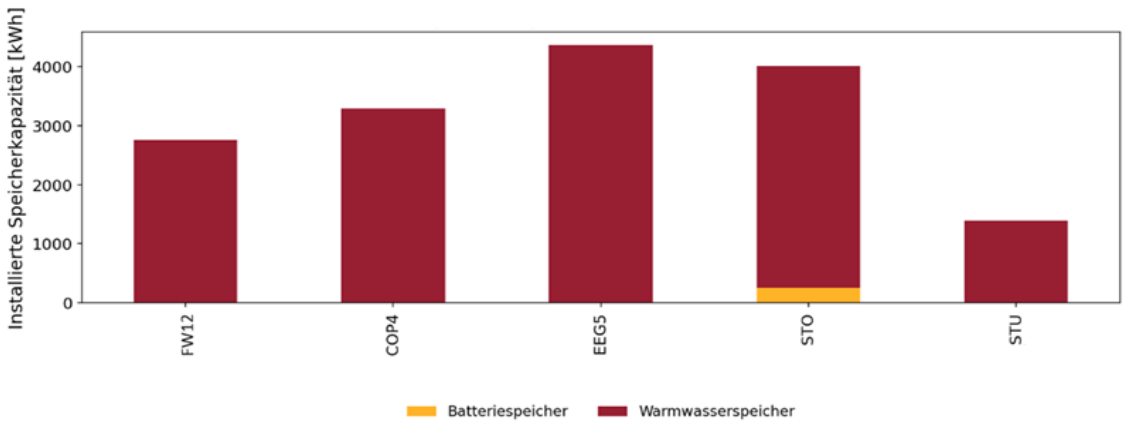


**Abbildung 11-14: Überblick Speicherkapazitäten in verschiedenen Energiepreisszenarien**

Die Analyse der installierten Speicherkapazitäten auf Quartiersebene verdeutlicht zudem, dass eine Speicherung in Form von Wärme in der Regel wirtschaftlich vorteilhaft ist, während elektrische Speicher nur in bestimmten Konstellationen überhaupt relevant werden. Ursächlich hierfür sind die vergleichsweise geringen spezifischen Kosten von Wärmespeichern gegenüber Batteriespeichern sowie deren deutlich höhere Lebensdauer.

Ist die Optimierung der Wärmeversorgung durch den Einsatz eines Wärmespeichers in allen untersuchten Fällen relevant, so ist die weitere Optimierung der (Eigen-)Versorgung mit Strom mittels eines Batteriespeichers nur in einer untersuchten Variante für einige Gebäudetypen interessant. Grund hierfür sind die hohen spezifischen Kosten von Batteriespeichern, so dass für eine Steigerung der Gesamtwirtschaftlichkeit eine große Differenz zwischen Einspeisevergütung und Netzbezugspreis für Strom erforderlich ist. Dies wird nur im Szenario mit hohem Strompreis erreicht, in dem die Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom durch Einsatz eines Stromspeichers wirtschaftlich wird und ein entsprechender Speicher folglich zum Einsatz kommt.

Bei Betrachtung der verwendeten Anlageninfrastruktur im der Optimierungsebene Q fällt neben der Verwendung unterschiedlicher Technologien zur Wärmebereitstellung eine Differenz bei der Ausnutzung der im Quartier vorhandenen Solarpotenziale auf, welche maßgeblich von der Einspeisevergütung abhängt, wie in Abbildung 11-15 zu erkennen ist.

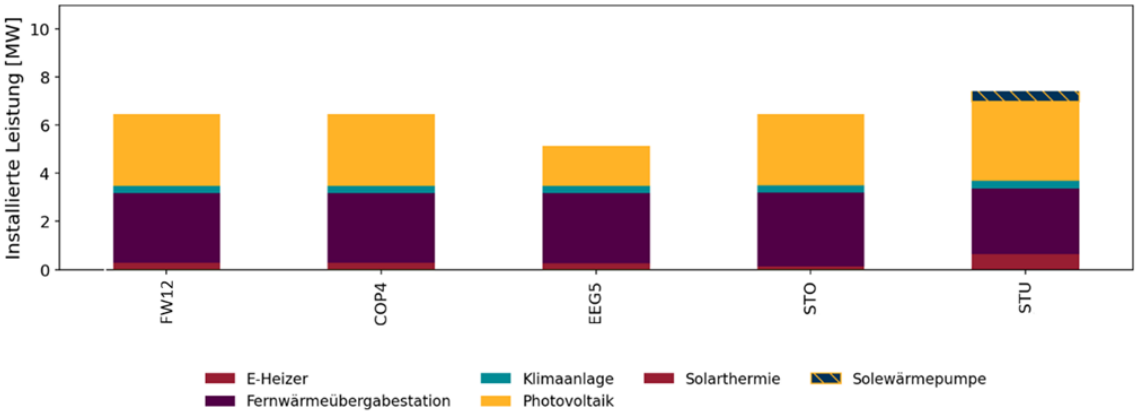


**Abbildung 11-15: Installierte Anlagenleistungen in verschiedenen Energiepreisszenarien**

Wird bei der zugrunde gelegten Einspeisevergütung von 8,25 ct/kWh im Standardfall in der Regel eine vollständige Ausnutzung der vorhandenen Potenziale, insbesondere der Dachflächen, vorgesehen, so fällt diese bei einer Einspeisevergütung von lediglich 5 ct/kWh (Preisszenario „EEG5“) deutlich geringer aus. In diesem Fall steht primär die Eigenversorgung mit PV-Strom im Vordergrund, während die Einspeisung signifikanter Überschüsse wirtschaftlich nicht mehr vorteilhaft ist, da die zusätzlichen Investitionskosten für jene Anlagenteile, die maßgeblich zur Überschusseinspeisung beitragen, nicht mehr wirtschaftlich sind.

# 12 Planungs- und Betriebsgrundsätze zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung

Die im Rahmen dieses Leitfadens entwickelten Methoden und die damit erzielten Ergebnisse liefern in Kapitel 11 eine Reihe zentraler Erkenntnisse. Diese PuB für die Neuplanung von sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturen in Neubauquartieren sind im Folgenden zusammenfassend erläutert und in den Kontext der übergeordneten Ergebnisse eingeordnet:

1. **Die sektorenübergreifende Energieinfrastrukturplanung von Neubauquartieren ist ausgesprochen komplex und von einer Vielzahl an Einflussgrößen abhängig. Um die energiewirtschaftlich optimale Auslegungsvariante zu ermitteln ist eine automatisierte Planung unerlässlich.**

Die Planung von Neubauquartieren ist durch die starke Wechselwirkung zwischen der räumlichen Struktur, potentiellen Energieversorgungskonzepten, regulatorischen Randbedingungen sowie den technischen Anforderungen unterschiedlicher Infrastrukturen geprägt. Gleichzeitig entstehen durch die Vielzahl möglicher Kombinationen aus Wärmeversorgungskonzepten, Netzstrukturen, Betriebsmitteldimensionierungen und Kostenannahmen sehr große Lösungsräume, die mit konventionellen manuellen Planungsmethoden nur eingeschränkt analysiert werden können. Diese Komplexität wird durch die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklungen noch weiter verstärkt. Eine automatisierte und integrierte Methodik ermöglicht es dabei, unterschiedliche Szenarien systematisch zu bewerten, sensitivitätsabhängige Entwicklungen abzubilden und die jeweils energiewirtschaftlich optimale Energieinfrastruktur effizient zu identifizieren.

2. **Die wichtigsten Einflussgrößen für die sektorenübergreifende Energieinfrastrukturplanung von Neubauquartieren sind:**
   - **Die zukünftig realisierbaren Strom- und Fernwärmepreise**
   - **Die räumliche Entfernung zum bestehenden peripheren Fernwärmenetz**
   - **Die spezifische Bebauungsstruktur innerhalb des Neubauquartiers**

Die Analysen im Rahmen dieses Leitfadens zeigen, dass insbesondere die wirtschaftlichen Randbedingungen einen entscheidenden Einfluss auf die Wahl des Wärmeversorgungskonzeptes und damit auf die gesamte Infrastrukturplanung besitzen. Bereits moderate Änderungen der relativen Preisniveaus von Strom und Fernwärme können zu deutlich unterschiedlichen optimalen Versorgungslösungen führen. Gleichzeitig besitzt die Entfernung des Neubauquartiers zum bestehenden peripheren Fernwärmenetzen eine hohe Relevanz, da bereits vergleichsweise geringe zusätzliche Erschließungslängen die Wirtschaftlichkeit zentraler Wärmeversorgungskonzepte signifikant reduzieren können. Zuletzt beeinflussen auch die räumliche Struktur und Bebauungsdichte eines Neubauquartiers maßgeblich die Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Infrastrukturen sowie die resultierenden Netzdimensionierungen.

3. **Die Auswahl des Wärmeversorgungskonzeptes ist die initial erforderliche Entscheidung und hat fundamentalen Einfluss auf die Energieinfrastruktur in einem Neubauquartier**.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Auswahl des Wärmeversorgungskonzepts fundamentalen Einfluss auf die zugehörigen Energieinfrastrukturen hat. Sie definiert den gesamten Rahmen für die weiteren Optimierungs- und Planungsprozesse, da von ihr sowohl die erforderlichen leitungsgebundenen Infrastrukturen als auch die energietechnischen Belastungen und die sektorübergreifenden Wechselwirkungen abhängen. Im Gegensatz zur Stromversorgung, die unabhängig vom gewählten Versorgungskonzept grundsätzlich flächendeckend erforderlich ist, ergeben sich bei der Wärmeversorgung strukturell stark divergierende Lösungsräume – insbesondere zwischen zentralen Wärmenetzen und dezentralen Versorgungskonzepten. Daher muss die Entscheidung über das Wärmeversorgungskonzept bereits initial getroffen werden und bildet die Grundlage für alle nachfolgenden Planungsschritte.

Dabei wird sie maßgeblich von den jeweiligen strukturellen und standortspezifischen Gegebenheiten definiert und ist diesen gegenüber mit einer hohen Sensitivität versehen. Zu diesen Gegebenheiten zählen insbesondere die räumliche Struktur und die daraus resultierende Versorgungsaufgabe des Neubauquartiers, sowie dessen räumlich-periphere Einbindung.

4. **Größere Versorgungsbereiche mit höherer räumlicher Dichte begünstigen zentrale Wärmeversorgungskonzepte, setzen jedoch die Nähe zu bestehenden Fernwärmenetzen voraus.**

Insbesondere dichte Bebauungsstrukturen begünstigen zentrale Wärmeversorgungskonzepte, da hier Skaleneffekte und eine effizientere Netzauslastung realisiert werden können. Fundamental für die Möglichkeit zur Realisierung eines zentrale Wärmeversorgungskonzeptes ist allerdings die unmittelbare Peripherie des Neubauquartiers. Dies beinhaltet insbesondere die Verfügbarkeit von Fernwärme und den erforderlichen Aufwand für die Erschließung des Neubauquartiers in das bestehende periphere Fernwärmenetz. In der Analyse der repräsentativen Neubauquartieren in Abschnitt 11.1.1 führen bereits zusätzliche periphere Wärmenetzlängen zur Erschließung von ca. 2 – 6 % der Wärmenetzlänge innerhalb des Neubauquartiers zu einer Kostenparität zwischen einem zentralen und einem dezentralen Wärmeversorgungskonzept. Diese Entscheidung wird dabei neben den strukturellen Gegebenheiten der Peripherie maßgeblich durch die äußeren Rahmenbedingungen, insbesondere die zugrundeliegenden Kostenannahmen definiert.

5. **Die Wahl zwischen zentraler oder dezentraler Wärmeversorgung wird primär durch die relativen Preisunterschiede zwischen Strom- und Fernwärmepreis sowie der Effizienz der Wärmepumpen entschieden. Nahwärmenetze sind nur selten konkurrenzfähig.**

Die Entscheidung zwischen einem zentralen oder dezentralen Wärmeversorgungskonzept hängt maßgeblich von den zugrundeliegenden Rahmenbedingungen ab. Insbesondere die relativen Unterschiede der Kostenannahmen zwischen den Anlagen, Energieträgern und den

leitungsgebundenen Infrastrukturen haben einen signifikanten Einfluss auf das finale Wärmeversorgungskonzept. So führt eine Erhöhung des Fernwärmepreises von 12,6 ct/kWh auf 18,6 ct/kWh, was dem maximalen Fernwärmepreis einer Auswertung der großen Fernwärmeversorgungsunternehmen in Deutschland im Jahr 2025 entspricht [112], dass in allen untersuchten Neubauquartieren eine dezentrale Wärmeversorgung wirtschaftlicher wird. Ebenso ist ab einem $COP > 4$ in der Regel eine dezentrale Wärmversorgung mit Wärmepumpen vorteilhaft, sofern zukünftig keine niedrigen Fernwärmepreisen unterhalb von ca. 13 ct/kWh realisiert werden können.

Gleichzeitig ist die Planung von Energieinfrastrukturen aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen mit erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger variabler Kosten, speziell der Energieträger, und politischer Rahmenbedingungen verbunden. Diese Unsicherheit in Verbindung mit der bereits beschriebenen hohen Sensitivität erfordert die Möglichkeit, für jedes Neubauquartier eine Vielzahl an potentiellen Szenarien zu betrachten und die zugehörigen optimalen Energieversorgungsinfrastrukturen möglichst automatisiert zu modellieren und miteinander zu vergleichen. Eine entsprechende Analyse kann mit der in diesem Leitfaden vorgestellten Methodik effizient und zielgerichtet erfolgen. Trotz dieser Unsicherheiten hat sich in der Analyse repräsentativer Quartiersszenarien unter den spezifischen Annahmen in diesem Leitfaden gezeigt, dass die Entscheidung des optimalen Wärmeversorgungskonzepts zumeist zwischen zentraler Fernwärme oder dezentralen Wärmepumpen fällt.

Für die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmelösungen sind geringe Kosten einer zentralen Wärmegestehung auf dem Quartier erforderlich. Diese können in einer hohen Verfügbarkeit von Flächen zur Eigenversorgung z.B. von Photovoltaik oder Abwärmepotenzialen vorliegen. Diese Erforderlichkeit ist jedoch individuell für jedes Neubauquartier zu untersuchen und für repräsentative Neubauquartiersstrukturen nicht charakteristisch.

**6. Für die Stromnetzplanung hat die Wahl des Wärmeversorgungskonzeptes insgesamt nur einen geringen Einfluss. Zumeist ist zukünftig der Starkeinspeisefall auslegungsrelevant.**

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die Stromnetzplanung in großen Teilen unabhängig von der Auswahl des optimalen Wärmeversorgungskonzepts ist. Speziell auf der Ebene der NS-Netze dominiert in Neubauquartieren mit der angenommen Einspeisevergütung die Auslastung durch Rückspeisung der optimierten PV-Anlagen. Dies ist auf der einen Seite insbesondere durch die hohe Gleichzeitigkeit der PV-Anlagen begründet, auf der anderen Seite aber ebenso durch die, im Vergleich zu Bestandsgebäuden, geringeren Belastungen von Wärmepumpen im Winter aufgrund von guten Wärmedämmungen. Auf der NS-Abgangsebene führt eine hohe Durchdringung von Wärmepumpen, speziell bei eng parzellierten RH mit geringem Dachflächenpotenzial, zum Teil auch zu einer lastbedingten Auslegung. Eine progressivere Durchdringung mit E-PKW und LP sowie höhere Ladeleistungen haben nur im Fall einer zentralen Wärmeversorgung einen eher marginalen Einfluss auf die Auslegung der NS-Abgänge.

**7. Die Möglichkeit einer zentralen Positionierung der Ortsnetzstation im NS-Netz hat einen entscheidenden Einfluss auf eine effiziente Netzstruktur.**

Eine zentrale Positionierung der ONS ermöglicht eine effiziente Planung der Abgangsstrukturen in der NS, welche die Menge an erforderlicher Parallelverlegung minimiert. Damit konnte die erforderliche Parallelverlegung in Abschnitt 11.2 für alle Neubauquartiere durchschnittlich auf ca. 5 % der gesamten Grabenlänge begrenzt werden. Des Weiteren führt dies dazu, dass die NS-Abgänge in vielen Fällen stärker durch die räumliche Struktur des Versorgungsbereichs selbst als durch die belastungstechnischen Charakteristiken begrenzt werden.

Zusätzlich zu der entwickelten Methodik und den damit erzielten Ergebnissen, identifiziert dieser Leitfaden in bestimmten Themenbereichen noch weiteren Forschungsbedarf, für den die im Rahmen dieses Leitfadens entwickelte Methodik eine planungstechnische Basis bietet.

Zu diesen Themenbereichen zählt auf der einen Seite die Anwendung dieser integrierten Methodik auf weitere Quartiersstrukturen. Dazu zählen speziell die Gebäudestrukturen der NWG, die im Rahmen dieses Leitfadens nicht im Fokus standen, für die allerdings die Grundlagen geschaffen wurden, um diese in der integrierten Methodik abzubilden und sie bei der Berechnung ebenfalls berücksichtigen zu können. Dabei bieten NWG aber insbesondere auch im Kontext der Quartiersbetrachtung ein erhebliches Optimierungspotenzial. Für umfassendere Erkenntnisse bedarf es allerdings einer individuelleren Analyse, die über die allgemeingültige Charakterisierung dieses Leitfadens hinausgeht. Dies begründet sich maßgeblich in der Vielzahl von potentiellen NWG-Typen mit unterschiedlichen Dimensionierungen und energetischen Charakterisierungen hinsichtlich der zugehörigen Bedarfs- und Nutzungsprofile. Entsprechende Nutzungsprofile können mit geringem Aufwand in die entwickelte Methodik aufgenommen werden und es können optimierte Versorgungslösungen auf dieser Basis für die zugehörigen Anforderungen geplant werden. Analog dazu lässt sich der entwickelte Optimierungsansatz auch potentiell auf Bestandsstrukturen unter der Berücksichtigung von Sanierungsraten zur Ermittlung eines zukünftigen Zielbildes für die optimale Energieversorgungsinfrastruktur eines Quartiers anwenden.

Auf der anderen Seite gibt es weiteren Forschungsbedarf zur Untersuchung von alternativer Regulatorik und die damit verbundenen Auswirkungen auf die zugehörige Energieversorgungsinfrastruktur. Damit ist explizit die Anwendung von aggregierten Bilanzierungskonzepten, wie z. B. Energy Sharing Communities zu nennen, die weitere Synergieeffekte zwischen den einzelnen Anschlüssen erzielen können [116].

Darüber hinaus zeigen die Methoden der Optimierung in diesem Leitfaden auch die Notwendigkeit einer integrierteren Betrachtung in der Planung und intensiveren Kooperation mit weiteren Planungsdisziplinen wie der Raumplanung, sowie der Quartiers- und Stadtentwicklung auf. Insbesondere bei eng parzellierten Quartiersstrukturen sind Flächenkonflikte innerhalb des Quartiers unvermeidbar. Daher sollte die Planung der optimalen Energieversorgungsinfrastruktur

bereits bei der Raumplanung im Rahmen eines B-Plan in Form einer integrierten Quartiersplanung einbezogen werden.

Dieser Leitfaden richtet sich somit an alle Unternehmen und Institutionen, die sich mit Quartiersentwicklung beschäftigen und zielt darauf ab, Methoden und Erkenntnisse bereit zu stellen, die mit einer sektorenübergreifenden und optimierten Energieleitplanung für Neubauquartiere zu einer nachhaltigen und kostengünstigen Energieversorgung beitragen.

# 13 Literatur


[1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), "Global warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty," Cambridge University Press, 2022.

[2] Umwelt Bundesamt, "International Climate Initiatives - A way forward to close the emissions gap?: Initiatives' potential and role under the Paris Agreement," Dessau-Roßlau, 2017.

[3] Bundesministerium der Justiz, *Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 235) geändert worden ist: KSG*, 2019.

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung," 2023.

[5] Bundesministerium der Justiz, *Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. November 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 283) geändert worden ist: KVBG*, 2020.

[6] Bundesministerium der Justiz, *Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728; 2022 I S. 2098), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 70) geändert worden ist: BEHG*, 2019.

[7] Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, "Der CO2-Preis für Gebäude und Verkehr: Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel," 2023.

[8] Bundesministerium der Justiz, *Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 9. Januar 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 4) geändert worden ist: GEG*, 2020.

[9] Umwelt Bundesamt. "Erneuerbaren Energien in Zahlen." Zugriff am: 5. August 2025. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick

[10] Harry Wirth, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," Zugriff am: 5. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de

[11] K. F. Schäfer, *Systemführung: Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze*. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg, 2025, ISBN: 3658470054.

[12] Bundesministerium für Digitales und Verkehr Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Masterplan Ladeinfrastruktur II: Gesamtstrategie der Bundesregierung für den Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität," 2023.

[13] Bundesrepublik Deutschland, *Siebtes Gesetz zur Änderung des Kraftfahrzeugsteuergesetzes*, 2020.

[14] M. Zdrallek, K. Kotthaus, W. Gerth, F. Göbelsmann, "Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von BDEW und ZVEI," 2024.

[15] AG Energiebilanz e.V. (AGEB). "Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2024." Zugriff am: 8. August 2025. [Online.] Verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/

[16] Agora Energiewende, Prognos, GEF, "Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar: Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?," 2024.

[17] M. Ammon und J. Thiele, "Basisanalyse kommunaler Wärmepläne: Wege in eine dekarbonisierte Wärmeversorgung," Bonn, 2025, ISBN: 978-3-98655-133-9. doi: 10.58007/mjar-pf15.

[18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Die Nationale Wasserstoffstrategie," 2020.

[19] Bundesministerium für WIrtschaft und Klimaschutz, Hg., "Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023," 2023.

[20] Deutsche Energie-Agentur, "Lokale Energieinfrastrukturen – Rückgrat der Energiewende vor Ort, Impulse für einen integrierten Planungsprozess auf lokaler Ebene," 2023.

[21] Bundesministerium der Justiz, *Wärmeplanungsgesetz vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 348) geändert worden ist: WPG*, 2023.

[22] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023: Zweiter Entwurf der Übertragungs netzbetreiber," 2023.

[23] Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., "Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032," 2024.

[24] Bundesnetzagentur, "Bericht - zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021: Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung) Stand: Frühjahr 2022," 2020.

[25] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, ISBN: 978-3-8348-1699-3, doi: 1007/978-3-8348-2174.

[26] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022, ISBN: 978-3-662-64773-8. doi: 1007/978-3-662-64774-5.

[27] *DIN EN 50160:2020-11, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160:2022-11, DIN / CENELEC, Berlin.

[28] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015, ISBN: 978-3-662-45984-3. doi: 1007/978-3-662-45985-0.

[29] Bundesministerium der Justiz, *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. März 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) geändert worden ist: EnWG*, 2005.

[30] P. Wintzek, S. Ali, J. Monscheid, B. Gemsjäger, A. Slupinski, M. Zdrallek, "Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen: Neue Energie aus Wuppertal," Bergische Universität Wuppertal, 2021.

[31] *VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb*, VDE-AR-N 4105, VDE / FNN, Berlin.

[32] *VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb*, VDE-AR-N 4110, VDE / FNN, Berlin.

[33] *DIN VDE 0276-1000 – Starkstromkabel: Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnugsfaktoren,* DIN / VDE, Berlin.

[34] *DIN EN 60076-1 (VDE 0532-1): Leistungstransformatoren: Teil 1: Allgemeines,* DIN / VDE, Berlin.

[35] M. Pehnt, "Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht: Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwa rmenetzen“," Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, 2017. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Wärmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf

[36] J. Krimmling, *Energieeffiziente Nahwärmesysteme: Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer*. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl., 2011, ISBN: 978-3-8167-8342-8.

[37] P. Konstantin und M. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung: Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme- und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung,* 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2024, ISBN: 9783662695265. doi: 1007/978-3-662-69526-5.

[38] Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, "Planungshandbuch Fernwärme," Bern, ISBN: 3-908705-30-4.

[39] H. Lund *et al.,* "4th Generation District Heating (4GDH)," *Energy*, Jg. 68, S. 1–11, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.

[40] J. Seifert und P. Seidel, "Wärmenetze der 5. Generation: eine Technologiebeschreibung," 2022. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.freie-waerme.de/fileadmin/Freie-Waerme-DE/Downloads/Fachbeitrag_Kalte_Nahwaerme/Wa__rmenetze_der_5._Generation_230322.pdf

[41] Bundesministerium der Justiz, *Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 2009), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 6. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 149) geändert worden ist: BEGTPG*, 2005.

[42] Bundesnetzagentur. "Un-zu-stän-dig-keit der Bundesnetzagentur." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Unzustaendigkeit/artikel.html

[43] Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. "AGFW-Regelwerk." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.agfw-regelwerk.de/

[44] Bundesministerium der Justiz, *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juli 2022 (BGBl. I S. 1134) geändert worden ist: AVBFernwärmeV*, 1980.

[45] M. Blesl, "Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs," 2002, doi: 10.18419/opus-1569.

[46] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Hg., "Wärmenetze: Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland," 2022.

[47] X. Liu, N. Jenkins, J. Wu und A. Bagdanavicius, "Combined Analysis of Electricity and Heat Networks," *Energy Procedia*, Jg. 61, S. 155–159, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.928.

[48] G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung,* 8. Aufl. München: Hanser Carl, 2016, ISBN: 978-3-446-44965-7.

[49] Statista GmbH, Hg., "Industrien & Märkte: Erdgas in Deutschland," 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/studie/id/7433/dokument/fossile-energie-erdgas-in-deutschland/

[50] Deutsche Energie-Agentur GmbH, "dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050," 2018.

[51] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration,* 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017, ISBN: 3662488922.

[52] Deutsche Energie-Agentur, "Das Quartier - Teil 1, Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderrichtlinien für die Energieversorgung von Gebäuden im räumlichen Zusammenhang," 2021.

[53] Deutsche Energie-Agentur, "Das Quartier – Teil 2, Analyse des Zusammenspiels und Aufzeigen von Schwachstellen," 2022.

[54] Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat, "Leitfaden Nachhaltiges Bauen: Zukunftsfähiges Planen, Bauen und Betreiben von Gebäuden," 2019.

[55] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, "Bauland- und Innenentwicklungspotenziale in deutschen Städten und Gemeinden," 2022.

[56] Deutsche Energie-Agentur, Hg., "Dena-Gebäudereport 2025.: Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand," 2024.

[57] Institut Wohnen und Umwelt, Hg., "Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude: Primärdatenerhebung zur Erfassung der Struktur und der energetischen Qualität des Nichtwohngebäudebestands in Deutschland," Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.datanwg.de/fileadmin/user/iwu/210412_IWU_Projektinfo-8.3_BE_Strukturdaten_final.pdf

[58] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach, R. Born, "Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden," Darmstadt, 2015.

[59] E. Schulze Berge, W. Gerth, M. Güths, M. Zdrallek, "Modeling of innovative load and generation time series for cross-sector energy network planning," in *Tagungsband zum 18. Symposium Energieinnovation, Graz, 2024*.

[60] R. Uhlig, *Neue Energie aus Wuppertal/Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität Roman Uhlig,* 2. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 13). Berlin: epubli, 2017, ISBN: 9783745059595.

[61] K. Korotkiewicz, *Neue Energie aus Wuppertal/ Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen Kamil Korotkiewicz,* 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 31). Berlin: epubli, 2021.

[62] B. Schachler, C. Möller, G. Plessmann, *demandlib* (2016). Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://demandlib.readthedocs.io/en/latest/index.html

[63] A. Hobert *et al.,* "Power to Heat as Flexibility Option in Low Voltage Grids from Urban Districts," in *2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Istanbul, Turkey, 2020, S. 1–6, doi: 10.1109/SEST48500.2020.9203183.

[64] A. Hobert, *Analyse der Flexibilitätsoptionen zur Optimierung des elektrischen Energiesystems von urbanen Quartieren Alexander Hobert,* 4. Aufl. Berlin: epubli, 2023, ISBN: 9783757518059.

[65] K. Mertens, *Photovoltaics fundamentals, technology and practice Konrad Mertens*. Hoboken, NJ: Wiley, 2019.

[66] W. F. Holmgren, C. W. Hansen und M. A. Mikofski, "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems," *JOSS*, Jg. 3, Nr. 29, S. 884, 2018, doi: 10.21105/joss.00884.

[67] Deutsche Energie-Agentur, Hg., "Abschlussbericht, Klimaneutrale Quartiere und Areale," 2021.

[68] J. Dettmar, C. Drebes, S. Sieber, "Energetische Stadtraumtypen: Strukturelle und energetische Kennwerte von Stadträumen," 2020.

[69] Deutsche Energie-Agentur, Hg., "Zielparameter für klimaneutrale Nichtwohngebäude im Bestand," 2023.

[70] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., "Statusreport Wärme: Basisdaten und Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland," 2025. Zugriff am: 14. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: https:// www.bdew.de/media/documents/2025_09_24_Statusreport_Waerme_final.pdf

[71] Statistisches Bundesamt. "GENESIS-Online: Die Datenbank des Statistischen Bundesamtes." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online

[72] Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung. "Struktur des GEG." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bbsr-geg.bund.de/GEGPortal/DE/ GEGRegelungen/StrukturGEG/GEG-node.html #:~:text=Das%20Geb%C3%A4udeenergiegesetz%20(GEG)%20ersetzt%20seit,Energien%2DW%C3%A4rmegesetz%20(EEW%C3%A4rmeG).

[73] CDU, CSU, SPD, "Verantwortung für Deutschland: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 21. Legislaturperiode," 2025.

[74] W. Gerth, E. Schulze Berge, M. Güths und M. Zdrallek, "Use of urban space types for the planning of cross-sectoral energy infrastructures," in *Tagungsband zum 18. Symposium Energieinnovation, Graz, 2024.*

[75] D. Deng, "DBSCAN Clustering Algorithm Based on Density," in *2020 7th International Forum on Electrical Engineering and Automation (IFEEA)*, Hefei, China, 2020, S. 949–953, doi: 10.1109/IFEEA51475.2020.00199.

[76] W. Gerth, E. Schulze Berge, M. Güths und M. Zdrallek, "Automatisierte Clusterung von Quartieren basierend auf Wärmebedarfsanalysen," in *Tagungsband zum Symposium Zukunft Wärme, Bad Staffelstein 2025*.

[77] I. van Beuzekom, M. Gibescu, P. Pinson und J. G. Slootweg, "Optimal planning of integrated multi-energy systems," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom, 2017, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980886.

[78] E. Schulze Berge, W. Gerth, M. Güths und M. Zdrallek, "Automated greenfield-planning of integrated low-voltage distribution network structures," *IET Conf. Proc.*, Jg. 2025, Nr. 14, S. 430–433, 2025, doi: 10.1049/icp.2025.1512.

[79] E. Schulze Berge, W. Gerth, M. Güths, M. Zdrallek, "Automated Greenfield-Planning of optimized Low-Voltage Distribution Networks with Street-Side Differentiation," in *ACM SIGEnergy Energy Informatics Review*, Bd. Vol. 5 (3), 2025, doi: 10.1145/3777518.3777521.

[80] Y. F. Wu, P. Widmayer und C. K. Wong, "A faster approximation algorithm for the Steiner problem in graphs," *Acta Informatica*, Jg. 23, Nr. 2, S. 223–229, 1986, doi: 10.1007/BF00289500.

[81] S. Hilpert, "The Open Energy Modelling Framework (oemof): A new approach to facilitate open science in energy system modelling," in *ScienceDirect*, Bd. 22, 16–25, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.07.001.

[82] oemof developer group, Hg., "Open Energy Modelling Framework (oemof)," oemof developer group, 2021. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://oemof.readthedocs.io/en/latest/

[83] M. Güths, E. Schulze Berge, W. Gerth, M. Zdrallek, "Temperature-level dependent modeling of energy flows at the quarter level," in *in Tagungsband zum 18. Symposium Energieinnovation, Graz.*

[84] Deutsche Energie-Agentur, Hg., "Thermische Energiespeicher für Quartiere: Aktualisierung, Überblick zu Rahmenbedingungen, Marktsituation und Technologieoptionen für Planung, Beratung und politische Entscheidungen im Gebäudesektor," Berlin, 2023.

[85] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Deutlich mehr Stromspeicher in Deutschland: Bestand an Batteriespeichern 2024 in Deutschland um 50% gewachsen*. Berlin, 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2025/06/Meldung/direkt-erfasst.html

[86] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *HTW Berlin und KIT testen Stromspeicher: Lithium-Ionen-Batterien unangefochten*. Berlin, 2023. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iwr.de/news/htw-berlin-und-kit-testen-stromspeicher-lithium-ionen-batterien-unangefochten-news38236

[87] Deutsche Energie-Agentur, *Elektrolysekapazitäten in Deutschland: Stand und Ausblick*. Berlin, 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland/#:~:text=Seit%20der%20Ver%C3%B6ffentlichung%20der%20Nationalen,waren%20rund%20116%20MW%20installiert.

[88] Kopernikus-Projekt Ariadne und Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Hg., "Ariadne-Report: Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045," Potsdam, 2025.

[89] A. Brüggemann, "Hochlauf der grünen Wasserstoffwirt- schaft – wo steht Deutschland?," Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Berlin, Nov. 2024. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2024/Fokus-Nr.-475-November-2024-Wasserstoff.pdf

[90] M. Wietschel, B. Weißenburger, M. Rehfeldt, B. Lux, L. Zheng und J. Meier, "Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse," Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2023. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf

[91] Umwelt Bundesamt, *Der Europäische Emissionshandel*. Berlin, 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels

[92] Dr. Klein AG. "Zinschart Baufinanzierungszinsen: Zinsentwicklung im Überblick." Zugriff am: 17. Oktober 2025. [Online.] Verfügbar: https://www.drklein.de/zinsentwicklung-prognose.html

[93] A. Galli, *Grundlagen der Investitionsrechnung,* 1. Aufl. Freiburg: Schäffer-Poeschel Verlag für Wirtschaft Steuern Recht GmbH, 2017, ISBN: 9783799264242.

[94] Greenhouse Media GmbH, Hg., "Heizlastberechnung: Rechen-Verfahren & Formeln im Überblick," Hamburg, Jul. 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/heizungsanlage/heizlastberechnung#c24992

[95] Deutscher Wetterdienst, Hg., "Klimadaten Deutschland - Stundenwerte (Archiv)," Offenbach, 2025. Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html

[96] M. Güths, W. Gerth, E. Schulze Berge und M. Zdrallek, "Kaufmännisch-technische Optimierung von Energieflüssen auf Quartiersebene," in *Tagungsband Konferenz Zukünftige Stromnetze, Berlin, 2025*.

[97] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., "Roadmap Gas 2050:: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender," 2022.

[98] A. Meinzenbach, L. Schinke, M. Knorr, J. Seifert und A. Perschk, "Energetische Bewertung des Einsatzes von Infrarotheizungen als Spitzenlastabdeckung in Kombination mit einer Wärmepumpe für ein Einfamilienhaus verschiedener Baualtersklassen: Abschlussbericht," Mai. 2024. Zugriff am: 5. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://ig-infrarot.de/wp-content/uploads/Abschlussbericht_Studie-2-TUD_2024-05-27.pdf

[99] W. Gerth, E. Schulze Berge, M. Güths und M. Zdrallek, "Development of a Methodology for Heating Network Planning to be Considered in Electricity Network Planning," *Proc Tagung Zukünftige Stromnetze | Future Power Grids Conf*, Jg. 2, 2025, doi: 10.52825/zukunftsnetz.v2i.2588.

[100] T. Nussbaumer und S. Thalmann, "Influence of system design on heat distribution costs in district heating," *Energy*, Jg. 101, S. 496–505, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.02.062.

[101] E. Schulze Berge, "Peripheral integration of medium voltage network structures within the framework of automated greenfield power network planning,"

[102] T. Riedlinger, B. B. Wierzba, M. Zdrallek, L. Lohrberg und D. Wolter, "Integration of renewal planning results in an automated strategic power grid planning," *IET Conf. Proc.*, Jg. 2022, Nr. 25, S. 13–18, 2023, doi: 10.1049/icp.2022.3296.

[103] P. S. Georgilakis und N. D. Hatziargyriou, "A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research," *Electric Power Systems Research*, Jg. 121, S. 89–100, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.010.

[104] V. Vahidinasab *et al.,* "Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning," *IEEE Access*, Jg. 8, S. 34750–34769, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2973455.

[105] G. L. Aschidamini *et al.,* "Expansion Planning of Power Distribution Systems Considering Reliability: A Comprehensive Review," *Energies*, Jg. 15, Nr. 6, S. 2275, 2022, doi: 10.3390/en15062275.

[106] L. Thurner *et al.,* "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.

[107] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. "zensus datenbank: Über die Zensusdatenbank." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https:// ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online/about

[108] Bundesministerium für Verkehr. "Regionalstatistische Raumtypologie: (RegioStaR)." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/ Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html

[109] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. "Wohnen in Deutschland: Ergebnisse aus dem Zusatzprogramm des Mikrozensus." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/wohnen-deutschland

[110] M. Behnisch, M. Schorcht, S. Kriewald und D. Rybski, "Settlement percolation: A study of building connectivity and poles of inaccessibility," *Landscape and Urban Planning*, Jg. 191, S. 103631, 2019, doi: 10.1016/j.landurbplan.2019.103631.

[111] G. T. P. u. E. Bundesnetzagentur für Elektrizität, *Monitoringbericht … / Bundesnetzagentur ; Bundeskartellamt*. Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.

[112] Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. "Fernwärmepreisvergleich 2025: Fernwärmepreise unterscheiden sich zwischen den Anbietern um mehr als 150 Prozent – im Schnitt sinken sie um 10 Prozent." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.vea.de/newsroom/pressemitteilungen/pressemitteilung/ fernwaermepreisvergleich-2025

[113] Bundesnetzagentur. "Archivierte EEG-Ver-gü-tungs-sät-ze." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/Archiv_VergSaetze/start.html

[114] Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende, Hg., "KWW-Technik-katalog Wärme-planung & Begleit-do-ku-ment," Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kww-halle.de/service/infothek/detail/kww-technikkatalog-waermeplanung-begleitdokument

[115] A. Yildirim. "Preisbildung & Preisanpassung." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/wirtschaft-und-markt/markt-preise/preisbildung

[116] Deutsche Energie-Agentur GmbH, "Leitfaden zur Umsetzung von Energy Sharing Communities in Deutschland," 2025.

[117] J. Thomsen *et al.,* "Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats.," 2022.

[118] M. Wagnitz, "So schneidet die Wärmepumpe im Realitätscheck ab," *SBZ Magazin*, S. 160. Zugriff am: 9. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.sbz-online.de/heizung/jahresarbeitszahlen-der-praxis-so-schneidet-die-waermepumpe-im-realitaets-check-ab

[119] S. Greif, *Räumlich hoch aufgelöste Analyse des technischen Potenzials von Wärmepumpen zur dezentralen Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland*. München, 2023.

[120] Fraunhofer ISE, "WPSMART IM BESTAND Felduntersuchung optimal abgestimmter Wär- mepumpenheizungssysteme in Bestands- gebäuden beim Betrieb im konventionellen so- wie im intelligenten Stromnetz (Smart Grid)," Freiburg.

[121] Energie Experten. "Experten-Ratgeber: Wirkungsgrad & Effizienz von Wärmepumpen." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/waermepumpenheizung/wirkungsgrad

[122] C. Dittmar. "Grundlagen der Wärmepumpentechnik (Teil 1) Wärmepumpen-Know-How Funktionsprinzip und Betriebsarten." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.shk-profi.de/artikel/shk_Waermepumpen-Kn_ow-how-1485826.html

[123] A. Rosenkranz. "Hochtemperatur-Wärmepumpe: Funktion und Einsatz." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.heizung.de/waermepumpe/wissen/hochtemperatur-waermepumpe-funktion-und-einsatz.html

[124] Viessmann Holding International GmbH. "So funktioniert das Kühlen mit der Wärmepumpe." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.heizung.de/waermepumpe/kuehlung-mit-waermepumpe.html

[125] I. Nemeth. "Optimierung der sektorübergreifenden, regenerativen Energieversorgung in Quartieren." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://opus4.kobv.de/opus4-rosenheim/frontdoor/deliver/index/docId/2364/file/Potenziale_Sektorkoppl_Quartier_Schlussbericht.pdf

[126] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. "BHKW Grundlagen." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bhkw-infozentrum.de/download/asue-bhkw-grundlagen-2010.pdf

[127] V. Aschmann. "Abgas- und Leistungsverhalten biogasbetriebener BHKW an Praxisanlagen." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://hohpublica.uni-hohenheim.de/server/api/core/bitstreams/32a1f657-7000-4546-9826-ca7141194f54/content

[128] Caterpillar Energy Solutions GmbH. "MWM holt das Triple „BHKW des Monats“: Mit niedrigen Emissionen und hohem thermischen Wirkungsgrad versorgen MWM TCG 3016 Gasmotoren die Anwohner von Bad Oldesloe mit Wärme und Strom." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.mwm.net/news/news-releases/mwm-holt-das-triple-bhkw-des-monats-mit-niedrigen-emissionen-und-hohem-thermischen-wirkungsgrad/

[129] B. Thomas. "Wirkungsgrade von Biogas-BHKW." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://publikationen.reutlingen-university.de/frontdoor/deliver/index/docId/399/file/399.pdf

[130] M. Haider und G. Luedeking. "Auslegung und Wirtschaftlichkeit von KWKK-Anlagen Teil 1." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.ki-portal.de/wp-content/uploads/featured_image/827de130c38.pdf

[131] Buderus GmbH und Bosch Thermotechnik GmbH. "Wirkungs- und Nutzungsgrade von Kesseln." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.baunetzwissen.de/heizung/fachwissen/heizkessel/wirkungs--und-nutzungsgrade-von-kesseln-161184

[132] H.Wenzl und F. Kaiser, "Sektorenkopplung der Energiesysteme durch Power to Heat," Göttingen, 2026, ISBN: 9783736982659.

[133] Eurovent Certita Certification. "Zum Verständnis von SEER und SCOP." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.eurovent-certification.com/de/category/article/understanding-seer-and-scop?universe=energy-efficiency

[134] Umweltbundesamt, Hg., "Der Blaue Engel für Raumluftklimageräte - ein nationales Zeichen für internationale Wirkung," Berlin, 2020.

[135] J. Weniger, S. Maier, N. Orth und V. Quaschning. "Vergleich von Batteriespeichern für Wohngebäude." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://solar.htw-berlin.de/publikationen/vergleich-von-batteriespeichern/

[136] Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency. "Warmwasserbereiter / boiler u. Warmwasserspeicher - Energieeffizienz und Verbrauch." Zugriff am: 18. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.klimaaktiv.at/private/topprodukte/warmwasserspeicher

[137] C.A.R.M.E.N. e.V. "Marktübersicht für Elektrolyseure." Zugriff am: 18. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.carmen-ev.de/marktuebersicht-elektrolyseure-online-version/

[138] Pektra GmbH. "Kosten Wasserstoffspeicher als Stromspeicher." Zugriff am: 18. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.stromtankstellen.eu/kosten-wasserstoffspeicher.html

[139] Stephano Fonseca. "Wärmepumpe: Größe und Leistung berechnen." Zugriff am: 2. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://gruenes.haus/waermepumpe-leistung-groesse-berechnen/

[140] Vaillant GmbH. "Die Kosten einer Wärmepumpe." Zugriff am: 2. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.vaillant.at/privatanwender/tipps-und-wissen/heiztechnologien/warmepumpen/kosten-warmepumpe/

[141] Bosch GmbH. "Wärmepumpe Kosten: Damit müssen Sie rechnen." Zugriff am: 2. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/waermepumpe-kosten/

[142] CO2-Online Gemeinnützig Beratungsgesellschaft GmbH. "Wärmepumpe: Kosten, Funktion & Förderung 2024." Zugriff am: 2. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/waermepumpe

[143] Agora Energiewende und Fraunhofer IEG, *Rollout von Großwärmepumpen in Deutschland: Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie*. Berlin, 2023, doi: 10.24406/publica-1440.

[144] N. Langreder. "Kurzgutachten zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/08_Sonstige/Filedump/LANGREDER.pdf

[145] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. "Faustzahlen." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/

[146] Energas BHKW GmbH. "Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für ein BHKW." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://energas-gmbh.de/voraussetzungen-bhkw/

[147] Stefan Heimann. "Blockheizkraftwerk: Kosten & Wirtschaftlichkeit." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/blockheizkraftwerk-kraft-waerme-kopplung/blockheizkraftwerk-kosten/

[148] S. Märtel. "Anschaffungskosten und Betriebskosten eines BHKW." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.heizungsfinder.de/bhkw/kosten-preise

[149] T. Schneider. "Blockheizkraftwerk Kosten Wie viel kostet die KWK-Anlage für Zuhause?" Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://energis.de/ratgeber/heizung/blockheizkraftwerk_kosten

[150] P. Viebahn *et al.,* "Technologien für die Energiewende. Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)," Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.

[151] M. Kinder. "Gastherme: Vorteile, Nachteile, Kosten, Förderung." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.energieheld.de/heizung/etagenheizung/Gastherme

[152] Raleo Digital GmbH. "Überblick Gasheizungen." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://raleo.de/category/heizung/gas-heizung

[153] M. D. Nguyen. "Heizungswartung: Kosten, Pflichten & Regelmäßigkeit." Zugriff am: 15. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.heizspiegel.de/heizkosten-senken/heizungswartung/

[154] Meinhausshop. "Tecalor Elektro-Heizflansch." Zugriff am: 24. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.meinhausshop.de/tecalor-Elektro-Heizflansch

[155] Fenix Deutschland GmbH. "Heizstab / Heizpatrone für Boiler mit Thermostat." Zugriff am: 24. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://shop.fenixdeutschland.de/

[156] Klimaworld GmbH. "Elektro-Heizstab Heizpatrone für Pufferspeicher." Zugriff am: 24. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.klimaworld.com/collections/heizen-speicherzubehoer

[157] *VDI 2067 Blatt 1 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung,* Verband deutscher Ingenieure (VDI), Berlin.

[158] M. Kinder. "Fernwärme: Anschluss, Kosten & Vorteile dieser Heizung." Zugriff am: 14. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://energieheld.de/heizung/fernwaerme

[159] Energie Experten. "Stromspeicher 5 kWh bis 50 kWh Preis 2024: Entwicklung & Vergleich." Zugriff am: 12. März 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/preise

[160] G. Doormann. "Stromspeicher-Kosten: Welche Preise für Batteriespeicher." Zugriff am: 14. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: https://solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/preise

[161] A. Vöpel. "Was kostet eine 5 kWp PV-Anlage mit Speicher?" Zugriff am: 14. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: https://gruenes.haus/photovoltaik-komplettanlage-5-kwp/

[162] Der Spiegel. "Sachsen-Anhalt bekommt Mega-Batteriespeicher." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.spiegel.de/wirtschaft/batteriespeicher-einer-der-groessten-europas-soll-in-sachsen-anhalt-entstehen-a-2bc67386-c751-4314-9749-2ab208a2a580

[163] Fraunhofer ISE. "BAT4CPP Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten."

[164] Statista GmbH. "Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Akkus in ausgewählten Jahren von 2013 bis 2023 (in USD /kWh)." Zugriff am: 13. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/

[165] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. "Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht."

[166] Intilion GmbH. "INTILION | Scalepac The power package - All-in-one." Zugriff am: 23. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://intilion.com/hubfs/Website/PDFs%20und%20Dokumente/Produkte/INTILION%20scalepac/Produktbrosch%C3%BCre%20INTILION%20scalepac.pdf?hsLang=de

[167] Florian Ruesch. "Druckloser Stahltank Faktenblatt 1: Wärmespeicher in thermischen Netzen." Zugriff am: 23. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/bigstoredh-factsheet-stahltank-drucklos.pdf-stahltank-drucklos.pdf

[168] G. Valerisu. "Solarthermie Kollektoren im Vergleich." Zugriff am: 24. April 2024. [Online.] Verfügbar: https://solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-technik/solarthermie-kollektoren-im-vergleich

[169] S. Duy. "Solarthermie - Nutze die Kraft der Sonne für deine Heizung." Zugriff am: 24,04.2024. [Online.] Verfügbar: https://www.finanztip.de/heizkosten-sparen/solarthermie

[170] M. Tix. "Grüne Fernwärme - Baubeginn für Leipziger Solarthermieanlagen." Zugriff am: 29. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.energate-messenger.de/news/242664/baubeginn-fuer-leipziger-solarthermieanlage

[171] C. Maaß und M. Sandrock, "Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freflächen Solarthermieanlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze in Baden-Würtemmberg," Hamburg Institut, Hamburg, 2016.

[172] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Freiburg, 2024. Zugriff am: 23. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publictations/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf

[173] Thorsten Lütten. "Große Solarthermie für Industrie und Kommunen." Zugriff am: 29. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: https://energiemetropole-leipzig.de/wp-content/uploads/2023/04/Savosolar-Solarthermie-fuer-Industrie-und-Kommunen.pdf

[174] Allgemeiner Deutscher Automobilclub (ADAC). "Klimaanlage mit Einbau: Mit diesen Kosten müssen Sie rechnen." Zugriff am: 23. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.adac.de/rund-ums-haus/wohnen/haushalt/klimaanlage-mit-einbau-kosten/

[175] Idealo Preisvergleich. "Split-Klimaanlagen." Zugriff am: 23. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.idealo.de/preisvergleich/ProductCategory/28660F1141530.html

[176] MBH Green GmbH. "Die Klimaanlage für 2-5 Räume." Zugriff am: 23. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.mhb-green.de/multisplit-klimaanlagen-bosch/

# 14 Anhang

## 14.1 Technische und Ökonomische Eingangsdaten und Parameter

Der folgenden Tabelle 14-1 können die Investitions- und Betriebsmittelkosten für die jeweiligen Betriebsmittel und Technologien im Rahmen der Stromnetzplanung entnommen werden. Die Kosten stellen dabei gemittelte Annahmen dar und können sich grundsätzlich zwischen den Netzbetreibern unterscheiden.

**Tabelle 14-1: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten für die Stromnetzplanung**

| Kostenkomponente | Angenommener Wert |
|---|---|
| Tiefbaukosten für MS & NS | 150 €/m |
| MS-Kabel: NA2XS(F)2Y 3x1x240 $mm^2$ | 40 €/m |
| MS-Kabel: NA2XS(F)2Y 3x1x300 $mm^2$ | 55 €/m |
| NS-Kabel: NAYY 4x1x50 $mm^2$ | 10 €/m |
| NS-Kabel: NAYY 4x1x90 $mm^2$ | 15 €/m |
| NS-Kabel: NAYY 4x1x150 $mm^2$ | 20 €/m |
| NS-Kabel: NAYY 4x1x240 $mm^2$ | 30 €/m |
| Betriebskosten (OPEX) Kabel | 2,5 % CAPEX/a |
| Ortsnetzstransformator: 630 kVA | 30.000 € |
| Betriebskosten (OPEX) Ortsnetzstransformator | 2,5 % CAPEX/a |
| Neubau Ortsnetzstation | 40.000 € |

In Tabelle 14-2 sind die Investitionskosten dargestellt, welche für die Wärmenetzplanung verwendet werden. Diese Kostensätze können je nach Netzbetreiber variieren.

**Tabelle 14-2: Spezifische Kosten für Rohre, Tiefbau für Kunststoffmantelrohre der Isolierklasse 2 für die Verlegung im Erdreich; Eigene Darstellung basierend auf [100]**

| Nennweite in mm | Rohrkosten in €/m | Tiefbaukosten in €/m | Gesamtkosten in €/m |
|---|---|---|---|
| 20 | 226 | 83 | 308 |
| 25 | 231 | 83 | 313 |
| 32 | 257 | 83 | 340 |
| 40 | 272 | 83 | 355 |
| 50 | 293 | 107 | 400 |
| 65 | 335 | 107 | 442 |
| 80 | 376 | 124 | 500 |
| 100 | 504 | 140 | 645 |
| 125 | 640 | 157 | 798 |
| 150 | 791 | 165 | 956 |
| 200 | 960 | 182 | 1.141 |
| 250 | 1.363 | 207 | 1.569 |

In Tabelle 14-3 sind die Investitionskosten dargestellt, welche für die Gasnetzplanung verwendet werden. Diese Kostensätze können je nach Netzbetreiber variieren.

**Tabelle 14-3: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten für die Gasnetzplanung; Eigene Darstellung basierend auf [117]**

| Infrastruktur | Kostentyp | Kosten in €/m |
|---|---|---|
| Nieder- und Mitteldruck DN 150 und kleiner | Leitungskosten Rohr und Tiefbau | 180 |

Der folgenden Tabelle 14-4 können die angenommenen technischen Eingangsdaten und Parameter für die Umwandlungsanlagen sowie die Fernwärmeübergabestation entnommen werden.

**Tabelle 14-4: Umwandlungsanlagen sowie die Fernwärmeübergabestation mit ihren spezifischen In- und Outputgrößen sowie den jeweiligen Wirkungsgraden**

| Anlagentyp | Input | Output | Wirkungsgrad / Jahresarbeitszahl | Grundlage der Werte |
|---|---|---|---|---|
| Luft-Wasser-Wärmepumpe | Strom | Wärme / Kälte | Wärme1: 3,2<br>Wärme2: 2,1<br>Kälte: 3,2 | [118], [119], [120], [121], [122], [123], [124] |
| Sole-Wasser-Wärmepumpe | Strom | Wärme / Kälte | Wärme1: 4<br>Wärme2: 2,8<br>Kälte: passiv (bis 40 % inst. Wärme1-Leistung) | [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125] |
| BHKW | Erdgas / Wasserstoff | Wärme2 / Strom | Wärme2: 50 %<br>Strom: 39 % | [126], [127], [128], [129] |
| Gasturbine | Erdgas / Wasserstoff | Wärme3 / Strom | Wärme3: 49 %<br>Strom: 32 % | [130] |
| Gaskessel | Erdgas / Wasserstoff | Wärme3 | Wärme3: 90 % | [131] |
| Elektroheizstab | Strom | Wärme3 | Wärme3: 98 % | [132] |
| Fernwärme-übergabestation | Fernwärme | Wärme2 | Wärme2: 100 % (Wärmezählung an Übergabestation) | |
| Klimaanlage | Strom | Kälte | Kälte: 3,5 | [133], [134] |

Die angenommenen technischen Eingangsdaten und Parameter der Speicheranlagen sind in der folgenden Tabelle 14-5 dargestellt.

**Tabelle 14-5: Speicheranlagen mit spezifischen In- und Outputgrößen, sowie Wirkungsgraden**

| Speichertyp | Input | Output | Wirkungsgrad/ Jahresarbeitszahl | Grundlage der Werte |
|---|---|---|---|---|
| Lithiun-Ionen-Speicher | Strom | Strom | 95 % | [135] |
| Warmwasserspeicher | Wärme1 / Wärme2 | Wärme1 / Wärme2 | Zeitabhängig; mit 95 % im Normalbetrieb angenähert | [136] |
| Chemische Speicherung in Wasserstoff (Elektrolyseur) | Strom | Wasserstoff | 63 % | [137] |
| Speicherung in Wasserstoff: Wasserstofftank | Wasserstoff | Wasserstoff | 99 % | [138] |

Aus der nachfolgenden Tabelle 14-6 gehen die angenommenen ökonomischen Eingangsdaten und Parameter hervor.

**Tabelle 14-6: Überblick über ökonomische Eingangsdaten und Parameter der modellierten Anlagen**

| Anlagentyp | Spezifische Kosten | Wartungs- und Betriebskosten | Lebensdauer | Grundlage der Werte |
|---|---|---|---|---|
| Luft-Wasser-Wärmepumpe | < 50 kW: 4.000 € + 1.300€/kW > 50 kW: 40.000 € + 800 €/kW | 4 %/a · spez. Kosten | 20 a | [139], [140], [141], [142], [143] |
| Sole-Wasser-Wärmepumpe | 10.000 € + 2.000 €/kW | 2,4 %/a · spez. Kosten | Bohrung: unbegrenzt Anlage: 20 a | [140], [141], [142], [143], [144] |
| BHKW | 15.000 € + 230 €/kW | 5 €/MWh | 20 a | [145], [146], [147], [148], [149] |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Gasturbine | 50.000 €+320 €/kW | 8 €/MWh | 40.000 Betriebsstunden | [150] |
| Gaskessel | 4.000 €+90 €/kW | 1 % · spez. Kosten | 20 a | [151], [152], [153] |
| Elektroheizstab | 30 €/kW | 0,6 €/MWh | 5.000 Betriebsstunden | [154], [155], [156] |
| Fernwärme-übergabestation | 3.500 € + 150 €/kW | 0 | 50 a | [157], [158], |
| Lithiun-Ionen-Speicher | < 140 kWh: 3.000 € + 700 €/kWh > 140 kWh: 40.000 € + 430 €/kWh | < 140 kWh: 0,5 € + 0,117 €/kWh > 140 kWh: 6,67 € + 0,07 €/kWh | 6.000 Lade-zyklen | [135], [159], [160], [161], [162], [163], [164], [165], [166] |
| Warmwasserspeicher | Für Wärme1: 90 €/kWh Für Wärme2: 36 €/kWh | 0 | 50 a | [167] |
| Chemische Speicherung in Wasserstoff (Elektrolyseur) | 900 €/kW | 0 | 10 a | [137], [168] |
| Speicherung Wasserstoff in Wasserstofftank | 27 €/kW | 22,50 €/MWh | 1.200 Lade-zyklen | [138] |
| Photovoltaik | < 100 kWp : 3.000 €+1.100 €/ kWp > 100 kWp : 110.000 €+600 €/ kWp | 1,75 % · spez. Kosten | 30 a | [168], [169], [170], [171], [172] |
| Solarthermie | 900 €/kWp | 1 % · spez. Kosten | 25 a | [168], [169], |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | [170], [171], [173] |
| Klimaanlage | 400 €/kWp | 0 | 20 a | [174], [175], [176] |

## 14.2 Steckbriefe der Quartiersszenarien

**Stadtregion Einfamilienhaus**

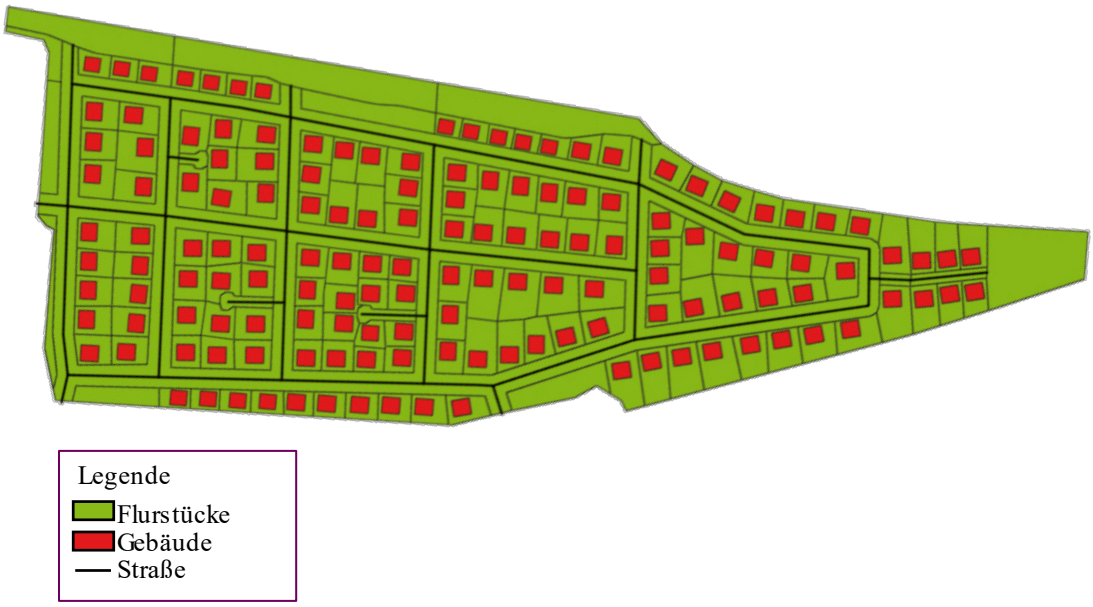


**Abbildung 14-1: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Einfamilienhaus**

**Tabelle 14-7: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Einfamilienhaus**

| **Stadtregion Einfamilienhaus** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 147 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 0 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 0 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (147/0) | (0/294) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (0/0) | (0/0) | in Stück |
| Wohngebäudecharakteristiken | Einwohner | 446 | | in Stück |
| | Haushalte | 147 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 93,74 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 477,76 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 190,48 | 512,81 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 2.392,79 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 255,31 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 1.759,04 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 2,64 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 1,81 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,6 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,652 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 10 | | in Stück |

## Stadtregion Reihenhaus

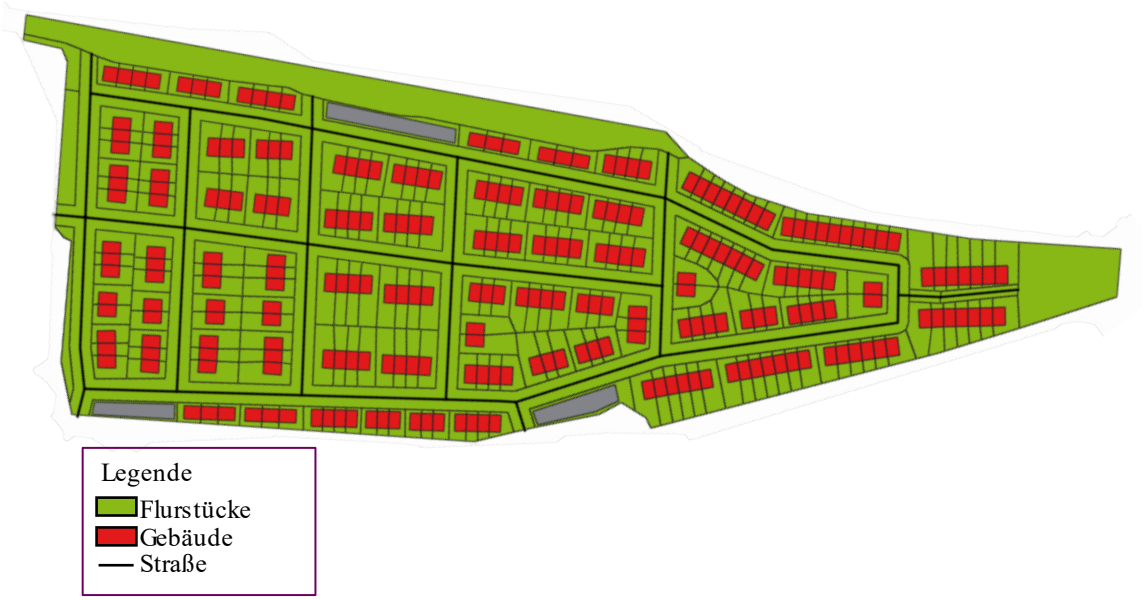


**Abbildung 14-2: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Reihenhaus**

**Tabelle 14-8: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Reihenhaus**

| **Stadtregion Reihenhaus** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 256 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 3 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (197/0) | (0/394) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (24/0) | (0/24) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 781 | | in Stück |
| | Haushalte | 256 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 74,96 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 832,033 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 333,36 | 902,81 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 3.273,18 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 444,78 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 2.437,58 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 3,78 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 2,78 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,434 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,02 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 8 | | in Stück |

## Stadtregion Mehrfamilienhaus

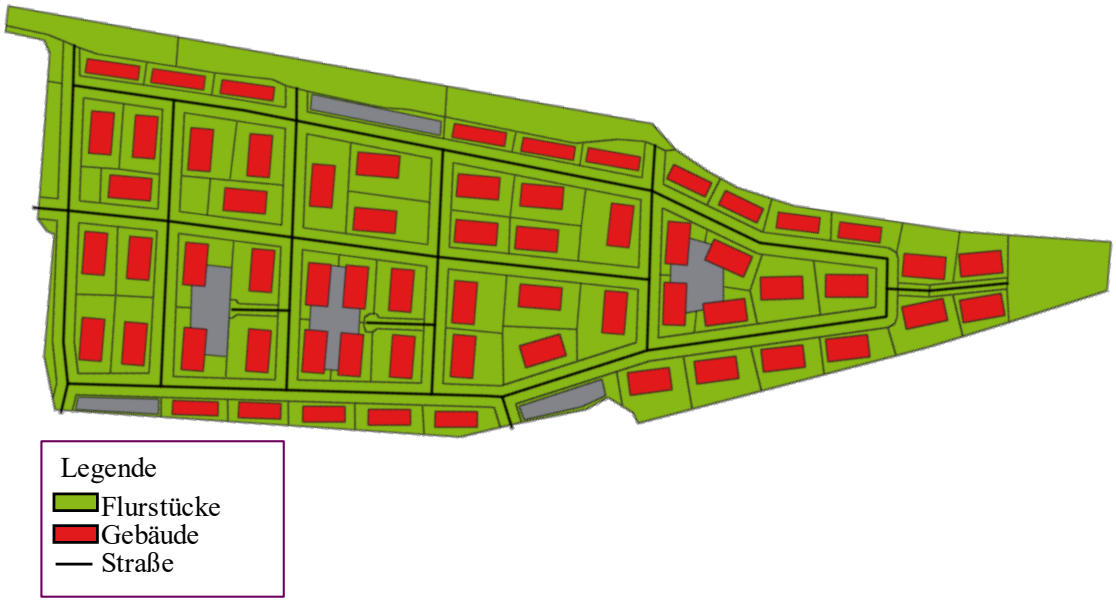


**Abbildung 14-3: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Mehrfamilienhaus**

**Tabelle 14-9: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Mehrfamilienhaus**

| **Stadtregion Mehrfamilienhaus** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 0 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 62 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 6 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (31/0) | (0/31) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (59/0) | (0/59) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 549 | | in Stück |
| | Haushalte | 223 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 337,10 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 656,45 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 258,54 | 354,41 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 2.871,24 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 404,37 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 3.190,89 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 3,78 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 2,78 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,434 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,02 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 8 | | in Stück |

## Stadtregion Mischgebiet

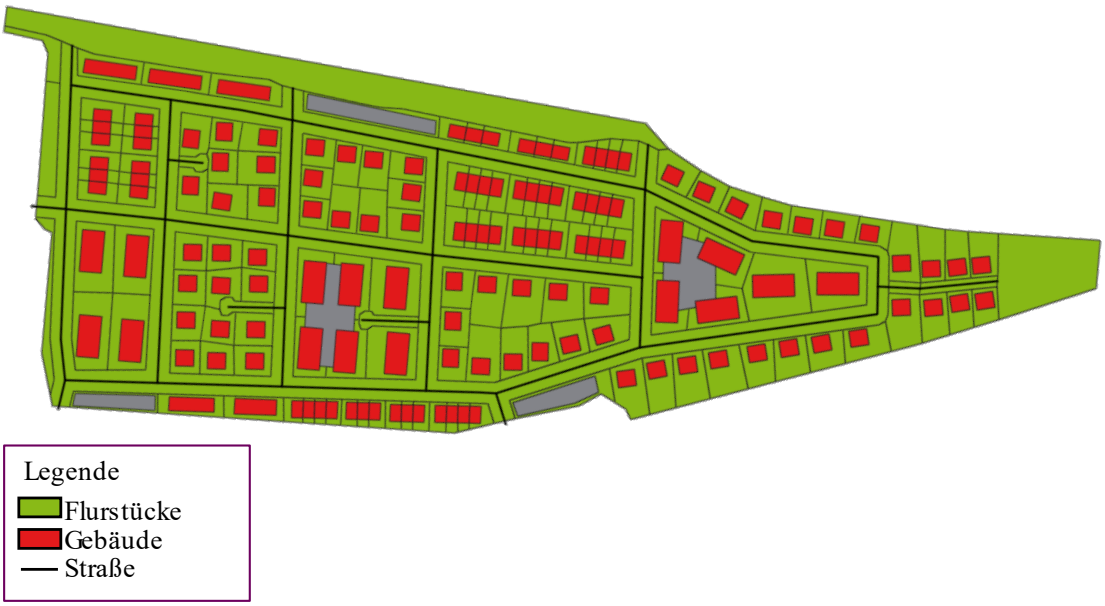


**Abbildung 14-4: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet**

**Tabelle 14-10: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet**

| **Stadtregion Mischgebiet** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 65 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 60 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 21 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 5 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (114/0) | (0/219) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (51/0) | (0/51) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 572 | | in Stück |
| | Haushalte | 204 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 136,67 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 646,64 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 350,83 | 568,88 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 2.817,61 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 354,33 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 2.351,56 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 3,66 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 1,74 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,60 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,54 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 8 | | in Stück |

## Landregion Einfamilienhaus

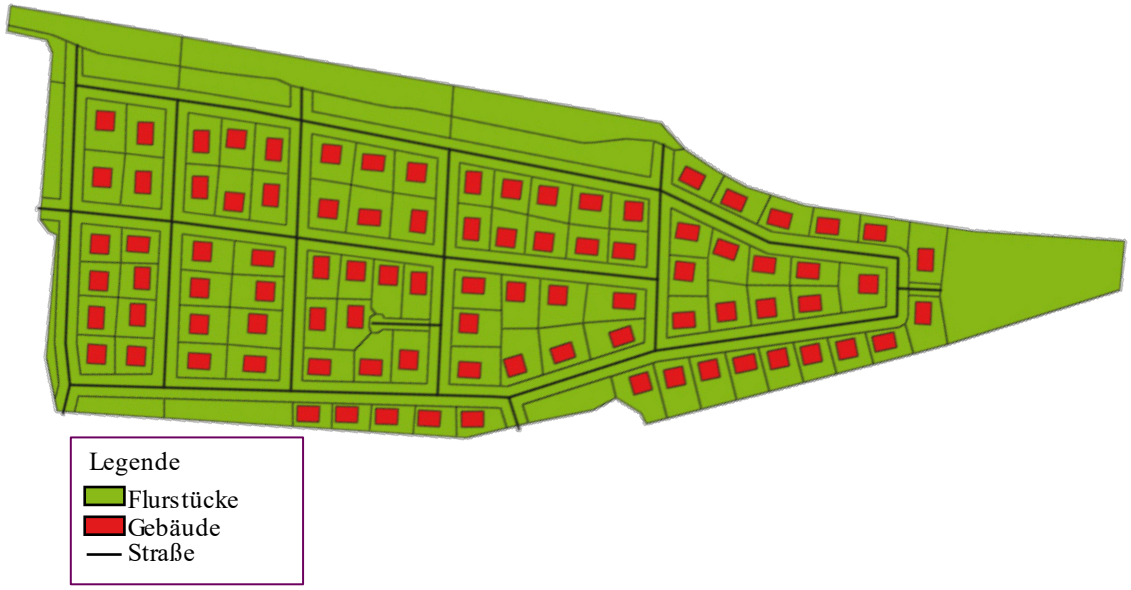


**Abbildung 14-5: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Einfamilienhaus**

**Tabelle 14-11: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Einfamilienhaus**

| **Landregion Einfamilienhaus** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 90 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 0 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 0 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (90/0) | (0/180) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (0/0) | (0/0) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 288 | | in Stück |
| | Haushalte | 90 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 110,72 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 311,90 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 120,01 | 812,72 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 1.724,95 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 156,11 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 1.337,92 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 1,96 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 1,20 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,581 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,795 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 12 | | in Stück |

## Landregion Mehrfamilienhaus

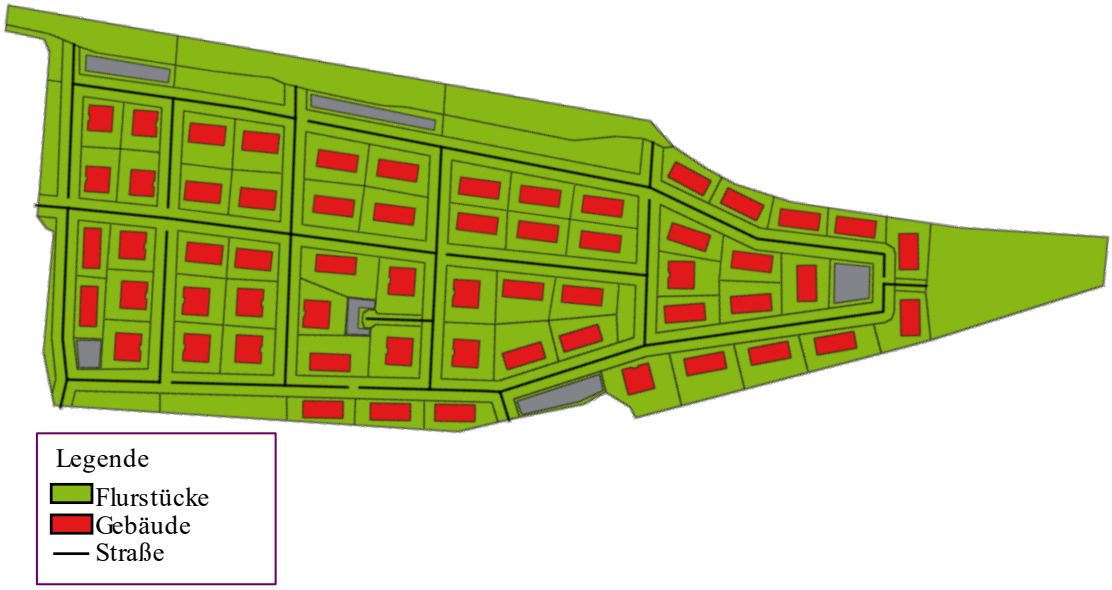


**Abbildung 14-6: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Mehrfamilienhaus**

**Tabelle 14-12: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Mehrfamilienhaus**

| **Landregion Mehrfamilienhaus** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 0 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 0 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 59 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 0 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (48/0) | (0/48) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (48/0) | (0/48) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 417 | | in Stück |
| | Haushalte | 177 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 232,52 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 491,37 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 195,50 | 265,37 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 2.146,72 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 305,485 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 1.938,78 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 3,23 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 0,80 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,56 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,70 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 11 | | in Stück |

## Landregion Mischgebiet

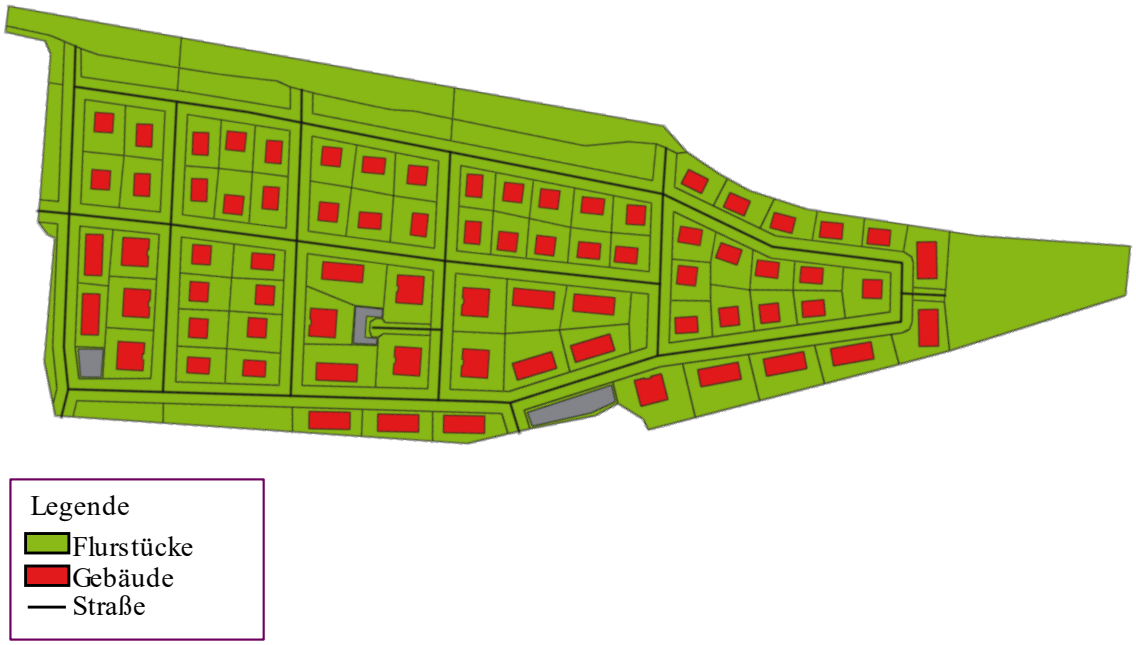


**Abbildung 14-7: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Mischgebiet**

**Tabelle 14-13: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Mischgebiet**

| **Landregion Mischgebiet** | | | | **Einheit** |
|---|---|---|---|---|
| Wohngebäude | Einfamilienhäuser | 49 | | in Stück |
| | Reihenhäuser | 0 | | in Stück |
| | Mehrfamilienhäuser | 25 | | in Stück |
| Parkflächen | Öffentliche Parkflächen | 3 | | in Stück |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Private LP (11 / 22 kW) | (73/0) | (0/122) | in Stück |
| | Gemeinschaftliche LP (11 / 22 kW) | (24/0) | (0/24) | in Stück |
| Wohngebäude-charakteristiken | Einwohner | 324 | | in Stück |
| | Haushalte | 124 | | in Stück |
| | Wohngebäudefläche (Mittelwert) | 153,99 | | in m² |
| Energiebedarf | Konventioneller Strombedarf | 311,90 | | in MWh |
| | **E-Mobilität Szenario** | **TS** | **OS** | |
| | Strombedarf für E-Mobilität | 120,01 | 812,72 | in MWh |
| | Raumwärmebedarf | 1.724,95 | | in MWh |
| | Warmwasserbedarf | 156,11 | | in MWh |
| Potenzial PV | Potenzial dezentrale PV | 1.337,92 | | in MWh |
| | Maximale PV Nennleistung | 2,43 | | in MW |
| Potenzial Wärmeversorgung | Maximales Luftwärmepotenzial | 1,01 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdkollektor) | 0,57 | | in MW |
| | Maximales Erdwärmepotenzial (Erdsonde) | 0,83 | | in MW |
| | Netzdienliche Flächen | 13 | | in Stück |

## 14.3 Merkmale der Wärmenetzgenerationen

**Tabelle 14-14: Merkmale der vier Generationen von Wärmenetzen, eigene Darstellung auf Basis von [39]**

| | 1. Generation | 2. Generation | 3. Generation | 4. Generation |
|---|---|---|---|---|
| Zeitspanne für Bestverfügbare Technologie | 1880-1930 | 1930-1980 | 1980-2020 | 2020-2050 |
| Wärmeträger | Dampf | Unter Druck stehendes heißes Wasser, meist über 100 °C | Unter Druck stehendes heißes Wasser, meist unter 100 °C | Niedrig-temperatur Wasser 30-70 °C |
| Rohrtypen | Isolierte Stahlrohre | Isolierte Stahlrohre | Vorisolierte Stahlrohre | Vorisolierte flexible (Möglichkeit Doppelrohrwärme tauscher) Rohre |
| Gebäude | Wohnungen und gewerbliche Gebäude in der Stadt | Wohnungen und gewerbliche Gebäude: 200 – 300 kWh/m$^2$ | Wohnungen und gewerbliche Gebäude sowie manche Einfamilienhäuser (EFH): 100 – 200 kWh/m$^2$ | Neue Gebäude: < 25 kWh/m$^2$ Bestandsgebäude: 50 – 150 kWh/m$^2$ |
| Vor-/Rücklauf-temperaturen | >100 °C | 120/70 °C | 90/50 °C | 60/30 °C |
| Heizungssysteme | Hoch-temperatur-Heizkörper (+ 90 °C), welche Dampf oder Wasser verwenden | Hoch-temperatur-Heizkörper (90 °C), welche Wasser des Wärmenetzes direkt oder indirekt verwenden | Mittel-temperatur-Heizkörper (70 °C), welche Wasser des Wärmenetzes direkt oder indirekt verwenden | Fußboden-heizung, Niedertemperatur-heizung (50 °C), indirektes System |

## 14.4 Auswertung Bebauungspläne

Nachstehend ist in der Tabelle 14-15 der standardisierte Erfassungsbogen dargestellt, der ausgefüllt und ausgewertet wurde, um die 51 Neubauquartiere besser zu klassifizieren und für die Ableitung repräsentativer Neubauquartiere zu nutzen.

**Tabelle 14-15: Standardisierter Erfassungsbogen zur Klassifizierung von Neubauquartieren und Auswertung von Bebauungsplänen**

| Was ist vorhanden im folgenden Bebauungsplan | |
|---|---|
| **Bauplanerische Festsetzung der Bauweise und dem Baufeld** | |
| Arten von Wohngebieten: | WA (12) und WR (1) |
| Grundflächenzahl: | |
| Geschossflächenzahl: | |
| Flurstücknummer: | |
| **Höhe der baulichen Anlagen (in m als Höchstmaß)** | |
| Sockelhöhe: | |
| Traufwandhöhe: | |
| Firsthöhe: | |
| **Anzahl der Gebäude je Bauweise** | |
| offene Bauweise: | |
| Einzelhäuser: | |
| Doppelhäuser: | |
| Dachformen | Satteldach<br>Flachdach<br>Pultdach |
| Elektriziät (Ortsnetzstationen): | |
| Anschlüsse: | |
| **Flächennutzung** | |
| öffentliche Grünflächen: | |
| Parkanlagen: | |
| Erhaltung von Bäumen: | |
| Anpflanzung von Bäumen: | |

Verkehrsflächen:

Wasserversorgung:

Sonstige Darstellung und Kennzeichnung:

| **Sind mögliche klimaschutzrelevante Festsetzungen im Bebauungsplan vorhanden?** | |
|---|---|
| Sind mögliche klimaschutzrelevante Festsetzungen im Bebauungsplan vorhanden? | Ja/Nein |

| **Punktbasierte Bewertung technischer Voraussetzungen für eine nachhaltige Energieentwicklung (0 = nicht vorhanden, 1 = vorhanden, 2 = stark vorhanden)** | |
|---|---|
| **Vorraussetzung** | **Punktzahl** |
| Vorgaben zur Gebäudehöhe und -ausrichtung zur Minimierung von Verschattung und zur Verbesserung der solaren Einstrahlung. | |
| Festlegungen zur Geothermie durch die Sicherung von Flächen für Bohrungen. | |
| Pflichten zur Nutzung von Dachflächen, z. B. für die Installation von Photovoltaik- oder Solarthermieanlagen nach § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB. | |
| Berücksichtigung von § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB im Bauplan (Einschränkung bestimmter fossiler Brennstoffe) | |
| Bauweise sowie Festsetzungen zu überbaubaren und nicht überbaubaren Grundstücksflächen sowie zur Stellung der baulichen Anlagen. | |
| Festsetzungen zur Führung oberirdischer oder unterirdischer Versorgungsanlagen und -leitungen. | |
| Versorgungsflächen für Energieanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Kraft-Wärme-Kopplung (Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Strom, Wärme und Kälte) | |

**Planungsrechtliche Voraussetzungen für klimaneutrale Quartiere (Ja/Nein-Bewertung)**

**Lokale klimaneutrale Energiequellen**

Solarenergie

Förderung Geothermie-Wärme

Wasserkraft

Biogene Brennstoffe

Abwärmequelle Industrie

| |
|---|
| Abwärme Abwasserkanal |
| **Zentrale Wärmeversorgung** |
| Heizzentrale |
| Großwärmespeicher |
| **Stromversorgung** |
| Quartierbattteriespeicher |
| E-Ladesäulen |

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Anteil EE am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärm, Kälte und Verkehr von 2000 bis 2024, eigene Darstellung auf Basis von [9] .....6

Abbildung 1-2: Prozentuale Verteilung der Energieträger zur Fernwärmeerzeugung, eigene Darstellung auf Basis von [15] .....7

Abbildung 1-3: Ablauf der automatisierten sektorenübergreifenden Planung .....9

Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Netztopologien mit Einfärbung nach Abgängen .....14

Abbildung 2-2: Vereinfachte Darstellung eines Wärmenetzes, eigene Darstellung nach [37] .....16

Abbildung 3-1: Anzahl GEG-relevanter NWG nach funktionaler Prägung, eigene Darstellung nach [57] .....25

Abbildung 3-2: Übersicht der Methoden zur Erstellung interdependenter Last- und Erzeugungszeitreihen [59] .....28

Abbildung 3-3: Tagesverläufe der Wahrscheinlichkeitsfunktionen zugehöriger Entnahmegründe von Warmwasser nach [64] .....30

Abbildung 3-4: Schematischer Überblick der berücksichtigten Dachformen .....30

Abbildung 3-5: Exemplarische Anwendung eines orientierten Minimalrechtecks zur Ermittlung der dominanten Ausrichtung .....31

Abbildung 4-1: Strukturelle Darstellung der SRT mit überwiegender Wohnnutzung [68] ....34

Abbildung 4-2: Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 im Bereich Wärme nach Anwendungsbereichen, eigene Darstellung basierend auf [70]. .....36

Abbildung 4-3: Beheizungsstrukturen neuer WG in Deutschland auf Basis von Baufertigstellungen (oben) und auf Basis von Baugenehmigungen (unten), eigene Darstellung basierend auf [71]. .....37

Abbildung 4-4: Beheizungsstrukturen neuer NWG in Deutschland auf Basis von Baufertigstellungen und auf Basis von Baugenehmigungen, eigene Darstellung basierend auf [71]. .....37

Abbildung 4-5: Gesamtübersicht der Optimierungsebenen .....39

Abbildung 4-6 : Darstellung der Optimierungsebene „Gebäude“ in einem schematischen Quartier .....39

Abbildung 4-7: Darstellung der Optimierungsebenen „Sektion“ und „Block“ in einem schematischen Quartier .....40

Abbildung 4-8: Darstellung der Funktionsweise des Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise (DBSCAN), eigene Darstellung basierend auf [75] ..... 43

Abbildung 4-9: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens zur Bildung der Optimierungsebene „Blockgruppierung“ unter Anwendung des DBSCAN-Algorithmus ..... 43

Abbildung 4-10: Darstellung der Optimierungsebenen „Blockgruppierung“ und „Quartier“ in einem schematischen Quartier ..... 44

Abbildung 5-1: Aufbau der Methodik zur Planung von leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen [79] ..... 46

Abbildung 5-2: Schematische Darstellung der Erstellung eines vollständigen Knoten-Kanten-Modells [79] ..... 47

Abbildung 5-3: Initiale k-means Clusterung der Anschlusspunkte auf der Straßenstruktur und der zugehörigen Cluster-Zentren [79] ..... 48

Abbildung 5-4: Exemplarische Darstellung der simulierten Hüllflächen sowie während einer Iteration betrachteten und ausgeschlossenen Anschlussflächen für den iterativen Aufbau der Cluster [79] ..... 49

Abbildung 5-5: Initialer minimaler Spannbaum für alle NS-Cluster [79] ..... 50

Abbildung 5-6: Finaler minimaler Spannbaum mit geupdateten Cluster-Zentren [79] ..... 51

Abbildung 6-1: Übersicht des Gesamtlösungsraums der Energiesystemoptimierung ..... 56

Abbildung 6-2: Darstellung iterativer Prozess zwischen Anlagenkonfiguration und Netzplanung ..... 56

Abbildung 6-3: Überblick über die verwendeten Technologieszenarien am Beispiel der Sektionsebene ..... 57

Abbildung 6-4: Schematischer Ablauf der energiebasierten Optimierung ..... 62

Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Verfahrens der Gasnetzplanung ..... 65

Abbildung 8-1: Darstellung der Berücksichtigung verschiedener Wärmenetzvarianten auf den unterschiedlichen Optimierungsebenen ..... 68

Abbildung 8-2: Aufbau der initialen Wärmenetze je Optimierungsebene und Wärmenetzvariante auf Basis der optimalen Grabenstruktur. ..... 69

Abbildung 8-3: Schematische Darstellung des Vergleichs der Technologieszenarien auf den Optimierungsebenen zur Ermittlung des wirtschaftlich optimalen Wärmeversorgungskonzepts ..... 71

Abbildung 9-1: Schematische Darstellung potentieller MS-Topologien ..... 74

Abbildung 9-2: Schematische Darstellung der Nutzung der optimalen Grabenstrukturen als Basis für die konkrete NS-Planung ..... 76

Abbildung 9-3: Schematische Darstellung der Grabenstruktur und der Erweiterung zur Basisnetzstruktur mit Straßenseitendifferenzierung ..... 77

Abbildung 9-4: Schematische Darstellung der Unterteilung in Subnetze und Zonen ..... 78

Abbildung 9-5: Schematische Darstellung der Operatoren des genetischen Algorithmus [102] ..... 79

Abbildung 9-6: Schematische Darstellung einer Netzvariante mit Abgangszuordnung auf Basis der Zonen sowie der Kombination aus Zonen und Straßenseiten ..... 79

Abbildung 10-1: Darstellung der Auswahl von 51 Neubauquartieren innerhalb der regionalstatistischen Raumtypologie, eigene Darstellung basierend auf] [107], [108] ..... 82

Abbildung 10-2: Verteilung der Auswahl von 51 Neubauquartieren auf die regionalstatistische Raumtypologie ..... 82

Abbildung 10-3: Zuordnung der 100-m-Rasterzellen zu Gebäudekategorien für die Auswahl repräsentativer Neubauquartiere ..... 83

Abbildung 10-4: Altersverteilung in Bestands- und Neubauquartiere, eigene Darstellung basierend auf [107], [109] ..... 84

Abbildung 10-5: Anzahl an Bewohner pro Wohneinheit in Bestands- und Neubauquartieren, eigene Darstellung basierend auf [107], [109] ..... 84

Abbildung 10-6: Wohnfläche pro Wohneinheit in Bestands- und Neubauquartieren, eigene Darstellung basierend auf [107], [109] ..... 85

Abbildung 10-7: Projektgebiet „alter Güterbahnhof“ im Stadtgebiet von Bielefeld ..... 88

Abbildung 10-8: Darstellung der analysierten Quartiersszenarien ..... 89

Abbildung 10-9: Gebäudestruktur der sieben Quartiersszenarien ..... 89

Abbildung 10-10: Gegenüberstellung der Wärme- und Strombedarfe der sieben Quartiersszenarien ..... 90

Abbildung 10-11: Gegenüberstellung der Wärme- und Strombedarfe pro Einwohner aller Quartiersszenarien ..... 90

Abbildung 10-12: Aufschlüsselung der Gebäudetypen sowie Einwohner- und Haushaltszahlen im Quartiersszenario SR Mischgebiet ..... 91

Abbildung 10-13: Kumuliertes Raumwärmebedarfsprofil (a.) sowie aggregierte PV-Erzeugungszeitreihe (b.) in Abhängigkeit der Außentemperatur (c.) für alle Anschlussflächen im Quartier ..... 92

Abbildung 10-14: Aggregierte elektrische Lastzeitreihen mit stochastischer Abhängigkeit (konventionelle Last & Elektromobilität) für die Elektromobilitätsszenarien TS (a.) und OS (b.) ..... 92

Abbildung 10-15: Kostenoptimale Technologieszenarien über alle Optimierungsebenen (gleichermaßen für beide Elektromobilitätszenarien: Trendszenario und Oberes Szenario) ..... 94

Abbildung 10-16: Wärmenetzauslegung Optimierungsebene „Quartier“ ..... 94

Abbildung 10-17: Gesamtkosten mit und ohne Wärmeversorgungskonzept (Elektromobilitätszenario: Trendszenario und Oberes Szenario) ..... 95

Abbildung 10-18: Prozentuale Abweichung der Gesamtkosten Wärmeversorgungskonzept nach Wärmeversorgungskonzept für das Quartiersszenario SR Mischgebiet..... 97

Abbildung 10-19: Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario SR Mischgebiet..... 98

Abbildung 10-20: Boxplots der Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet ..... 98

Abbildung 10-21: Gegenüberstellung von Kosten und CO2-Emissionen verschiedener Technologieszenarien ..... 99

Abbildung 10-22: Finale Clusterung der NS-Netzgebiete (a.) und optimierte Grabenstruktur (b.) für das Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung ..... 100

Abbildung 10-23: Periphere MS-Einbindung (a.) und finale NS-Netzstrukturen (b.) für Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung ..... 101

Abbildung 10-24: Leitungslängen der verwendeten Kabeltypen für NS-Netzstrukturen im Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der Neu-Planung ..... 102

Abbildung 10-25: Finale Clusterung der NS-Netzgebiete (a.) und optimierte Grabenstruktur (b.) für das Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS auf Basis der SQ-Planung..... 103

Abbildung 10-26: Periphere MS-Einbindung (a.) und finale NS-Netzstrukturen (b.) für Quartiersszenario SR Mischgebiet und Elektromobilitätsszenario OS mit herkömmlichen Planungsannahmen ..... 104

Abbildung 11-1: Prozentuale Abweichung der Wärmekosten nach Wärmeversorgungskonzept für alle Quartiersszenarien..... 106

Abbildung 11-2: Vergleich der Wärmeliniendichte a.) und Jahreswärmebedarfe b.) der Quartiersszenarien auf der Optimierungsebene „Quartier“..... 107

Abbildung 11-3: Wärmenetzlängen, bei denen eine Kostenparität zwischen SZ0 und SZ1 in den betrachteten Quartiersszenarien erreicht wird ..... 108

Abbildung 11-4: Anteile der Gebäude je Wärmeversorgungskonzept zur anteiligen Zuordnung der Stromnetzkosten ..... 109

Abbildung 11-5: Vergleich der Netzbetreiberkosten für die Wärmeversorgungskonzepte SZ-1 und SZ0 ..... 110

Abbildung 11-6: Wärmegestehungskosten für das Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet für unterschiedliche Sensitivitätsannahmen und Wärmeversorgungskonzepte ..... 112

Abbildung 11-7: Prozentuale Änderungen der Wärmegestehungskosten gegenüber der Referenz für unterschiedliche Sensitivitätsannahmen ..... 113

Abbildung 11-8: Relative Abweichungen der Wärmeversorgungskosten nach Wärmeversorgungskonzept und Sensitivitätsannahmen ..... 113

Abbildung 11-9: Übersicht der Gesamtkosten für die MS und NS je Planungsvariante ..... 115

Abbildung 11-10: Übersicht der benötigten Anzahl an ONS (links) sowie der Graben- und Leitungslänge je Planungsvariante (rechts) als Boxplots über je alle vier Versorgungsvarianten ..... 116

Abbildung 11-11: Übersicht der HA und ZP sowie der maximalen auslegungsrelevanten Belastungen im SL- und im SE-Fall je NS-Netz ..... 116

Abbildung 11-12: Übersicht der HA und ZP sowie der maximalen auslegungsrelevanten Belastung im SL- und SE-Fall je NS-Abgang ..... 117

Abbildung 11-13: Differenzierung der Auslegungsrelevanz der Betriebspunkte je NS-Abgang nach Versorgungsvarianten ..... 118

Abbildung 11-14: Überblick Speicherkapazitäten in verschiedenen Energiepreisszenarien ..... 120

Abbildung 11-15: Installierte Anlagenleistungen in verschiedenen Energiepreisszenarien ..... 121

Abbildung 14-1: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Einfamilienhaus ..... 146

Abbildung 14-2: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Reihenhaus ..... 147

Abbildung 14-3: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Mehrfamilienhaus ..... 148

Abbildung 14-4: Strukturplan des Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet ..... 149

Abbildung 14-5: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Einfamilienhaus ..... 150

Abbildung 14-6: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Mehrfamilienhaus ..... 151

Abbildung 14-7: Strukturplan des Quartiersszenario Landregion Mischgebiet ..... 152

# Tabellenverzeichnis


Tabelle 3-1: Differenzierung der Gebäudetypologie für Wohngebäude ..... 24

Tabelle 3-2: Übersicht der betrachteten Mobilitätsszenarien je Gebäudetyp ..... 27

Tabelle 3-3: Übersicht der Haushaltscharakteristiken zur Erstellung von konventionellen Lastprofilen ..... 29

Tabelle 3-4: Zuordnung der Standardlastprofile zu den definierten Standard-NWG-Typen ..... 29

Tabelle 4-1: Begriffsbestimmung der verschiedenen SRT, eigene Darstellung basierend auf [68]. ..... 34

Tabelle 6-1: Zugrunde gelegte Energiepreise ..... 59

Tabelle 6-2: Übersicht der kausalen Abhängigkeiten für Bedarfszeitreihenwerte ..... 61

Tabelle 10-1: Übersicht der Kenngrößen für die Stadtregion ..... 87

Tabelle 10-2: Übersicht der Kenngrößen für die Landregion ..... 87

Tabelle 11-1: Sensitivitätsannahmen und veränderte Werte ..... 111

Tabelle 11-2: Preisdifferenzen Technologieszenario G0 und G1 in Abhängigkeit der Fernwärmepreisszenarien ..... 119

Tabelle 14-1: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten für die Stromnetzplanung ..... 141

Tabelle 14-2: Spezifische Kosten für Rohre, Tiefbau für Kunststoffmantelrohre der Isolierklasse 2 für die Verlegung im Erdreich; Eigene Darstellung basierend auf [100] ..... 141

Tabelle 14-3: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten für die Gasnetzplanung; Eigene Darstellung basierend auf [117] ..... 142

Tabelle 14-4: Umwandlungsanlagen sowie die Fernwärmeübergabestation mit ihren spezifischen In- und Outputgrößen sowie den jeweiligen Wirkungsgraden ..... 142

Tabelle 14-5: Speicheranlagen mit spezifischen In- und Outputgrößen, sowie Wirkungsgraden ..... 143

Tabelle 14-6: Überblick über ökonomische Eingangsdaten und Parameter der modellierten Anlagen ..... 143

Tabelle 14-7: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Einfamilienhaus ..... 146

Tabelle 14-8: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Reihenhaus ..... 147

Tabelle 14-9: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Mehrfamilienhaus ..... 148

Tabelle 14-10: Eigenschaften des Quartiersszenario Stadtregion Mischgebiet ..... 149

Tabelle 14-11: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Einfamilienhaus .....150

Tabelle 14-12: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Mehrfamilienhaus .....151

Tabelle 14-13: Eigenschaften des Quartiersszenario Landregion Mischgebiet.....152

Tabelle 14-14: Merkmale der vier Generationen von Wärmenetzen, eigene Darstellung auf Basis von [39] .....153

Tabelle 14-15: Standardisierter Erfassungsbogen zur Klassifizierung von Neubauquartieren und Auswertung von Bebauungsplänen .....154

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| Afa | Abschreibung für Abnutzung |
| AGFW | Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. |
| BauGB | Baugesetzbuches |
| BEHG | Brennstoffemissionshandelsgesetz |
| BHKW | Blockheizkraftwerke |
| B-Plan | Bebauungsplan |
| DBSCAN | Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise |
| EE | Erneuerbare Energie |
| EFH | Einfamilienhaus |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetzes |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| FNP | Flächennutzungsplan |
| GA | Genetischer Algorithmus |
| GEG | Gebäudeenergiegesetz |
| GMH | Großes Mehrfamilienhaus |
| GZF | Gleichzeitigkeitsfaktor |
| HD | Hochdruck |
| HöS | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| IWU | Institut für Wohnen und Umwelt |
| KKM | Knoten-Kanten-Modell |

| | |
|---|---|
| KSG | Klimaschutzgesetz |
| KVS | Kabelverteilerschränke |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplungs(-anlagen) |
| LP | Ladepunkt |
| LR | Landregion |
| MD | Mitteldruck |
| MFH | Mehrfamilienhaus |
| MG | Mischgebäude |
| MS | Mittelspannung |
| ND | Niederdruck |
| NS | Niederspannung |
| NWG | Nichtwohngebäude |
| öLP | eingeschränkt öffentlicher Ladepunkt |
| ONS | Ortsnetzstation |
| ONT | Ortsnetztransformator |
| OS | Oberes Szenario |
| PE | Polyethylen |
| PF | Parkfläche |
| pLP | privater Ladepunkt |
| PuB | Planungs- und Betriebsgrundsätze |
| PV | Photovoltaik(-anlage) |
| PVC | Polyvinylchlorid |
| REH | Reihenendhaus |

| | |
|---|---|
| RH | Reihenhaus |
| RL | Rücklauf |
| RMH | Reihenmittelhaus |
| ROG | Raumordnungsgesetz |
| sLP | Ladepunkt mit individuellem Netzanschluss |
| SR | Stadtregion |
| SRT | Stadtraumtyp |
| SS | Sammelschiene |
| THG | Treibhausgas |
| TS | Trendszenario |
| VL | Vorlauf |
| WE | Wohneinheit |
| WG | Wohngebäude |
| WPG | Wärmeplanungsgesetz |

# NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

**Band 1**
Neusel-Lange, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

**Band 2**
Stötzel, M.:
Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen
1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

**Band 3**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2014

**Band 4**
Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

**Band 5**
Athamna, I.:
Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks
1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

**Band 6**
Thies, H. H.:
Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb
1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

**Band 7**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2016

**Band 8**
Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
1. Auflage 2016

**Band 9**
Pawlowski, E.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen
1. Auflage 2016, ISBN: 978-3-7418-1983-4

**Band 10**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen
2. aktualisierte Auflage 2017

**Band 11**
Beerboom, D.:
Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung
1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7418-9539-5

**Band 12**
Tabke, T.:
Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungs-verfahrens für $SF_6$-Hochspannungsschaltanlagen
1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-0240-9

**Band 13**
Uhlig, R.:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen
1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-5959-5

**Band 14**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2018

**Band 15**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Portrait des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
1. Auflage 2017

**Band 16**
Steffens, P.:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7450-9538-8

**Band 17**
Johae, C.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren
1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-4381-3

**Band 18**
Meese, J.:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-7558-6

**Band 19**
Dorsemagen, F.:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene
1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-7488-6

**Band 20**
Harnisch, S.:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-2122-8

**Band 21**
Nebel, A.:
Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland
1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1948-5

**Band 22**
Kornrumpf, T.:
Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen
1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1394-0

**Band 23**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Seminar „Smart Grid Systeme 2019“ – Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen
1. Auflage 2019

**Band 24**
Wolter, D.:
Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze
1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-8662-3

**Band 25**
Hopfer, N.:
Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7734-0

**Band 26**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2020

**Band 27**
Schäfer, K. F.:
Netzberechnung - Übungsaufgaben mit Lösungen
1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7910-0

**Band 28**
Dahlmann, B.:
Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs
1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-6673-2

**Band 29**
Ludwig, M.:
Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen
1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-8649-5

**Band 30**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Web-Seminar „Elektromobilität in der Netzplanung“ – Strategien für Ladeinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele
1. Auflage 2020

**Band 31**
Korotkiewicz, K.:
Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen
1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7541-5783-1

**Band 32**
Steinbusch, P.:
Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-1625-8

**Band 33**
Möhrke, F.:
Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-6565-2

**Band 34**
Wruk, J.:
An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planning at Low-Voltage Level
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-5679-7

**Band 35**
Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M. (Hrsg.):
Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
1. Auflage 2021, https://d-nb.info/1252809050/34

**Band 36**
Kamps, K.:
Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3464-7

**Band 37**
Cibis, K.:
Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-3846-1

**Band 38**
Stephan, J.:
Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3272-8

**Band 39**
Schmidt, R.:
Gewinnoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken
1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3274-2

**Band 40**
Paulat, F.:
Lokale Flexibilitätsmärkte für das präventive Engpassmanagement von Mittelspannungsnetzen
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-4406-6

**Band 41**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 6. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2022

**Band 42**
Kotthaus, K.:
Marktbasierter Flexibilitätseinsatz zur präventiven Netzengpassbewirtschaftung in Mittel- und Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-5610-6

**Band 43**
Dalamaras, P.:
Realitätsgerechte Alterungsmodelle von Mittelspannungs-Netzstationen als Basis optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-1604-9

**Band 44**
Garzón Real, J.:
Ein Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-0908-9

**Band 45**
Uhlemeyer, B.:
Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel- und Niederspannungsebene
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-1956-9

**Band 46**
Hobert, A.:
Analyse der Flexibilitätsoptionen zur Optimierung des elektrischen Energiesystems von urbanen Quartieren
1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7575-1805-9

**Band 47**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zur Eröffnung des Kompetenzzentrums Zustandsbewertung
1. Auflage 2023

**Band 48**
Azad, S.:
Optimierte Netzzustandsschätzung von Niederspannungsnetzen durch Integration von Smart Meter Daten in Automatisierungssysteme
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-1542-3

**Band 49**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Workshop „Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze“
1. Auflage 2023

**Band 50**
Baumeister, D.:
Betrieb und Planung von Oberleitungsbussystemen
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-3977-1

**Band 51**
Wazifehdust, M.:
Prädiktive Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-3974-0

**Band 52**
Modemann, M.:
Adaptive Netzzustandsidentifikation zur Automatisierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-6626-5

**Band 53**
Abohat, M.:
Real-World Simulation Model for Advanced Analyses and Developments of Trolleybus Systems
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-5022-6

**Band 54**
Wintzek, P.:
Innovative Grundsätze für die strategische Planung von städtischen Niederspannungsnetzen im Kontext der Sektorenkopplung
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-5891-8

**Band 55**
Weber, J.:
Analyse des Blindleistungspotentials von zukünftigen Verteilnetzen
1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7575-6603-6

**Band 56**
Kerzel, M.:
Dynamische Vermaschung von Mittelspannungsnetzen zur Erhöhung der Stromnetzkapazität
1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7575-7112-2

**Band 57**
Reske, T.:
Alterungsverhalten von Mittelspannungskabelanlagen
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-7618-9

**Band 58**
Ali, S.:
New Strategic Planning Guidelines for Urban Medium-Voltage Grids
1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7584-2429-8

**Band 59**
Koralewicz, M.:
Integrierte Simulation gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-3804-2

**Band 60**
Koch, M.:
Verbesserte Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch Breitband Powerline Technik
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-3758-8

**Band 61**
Pack, S.:
Realisierung eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Basis des BDEW-Ampelkonzeptes
1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-4109-7

**Band 62**
Möller, C.:
Marktorientierter, systemdienlicher und netzdienlicher Einsatz der Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen
1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7584-7368-5

**Band 63**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 7. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2024

**Band 64**
Schnittmann, E.:
Dimensionierung und erlösoptimierter Betrieb von Ladeparks für Elektrofahrzeuge
1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7584-4972-8

**Band 65**
Müller, T.:
Charakterisierung und Bewertung von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen in urbanen Niederspannungsnetzen
1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7598-4271-8

**Band 66**
Bondorf, M.:
Zustandsbewertung von Mittel- und Niederspannungskabelnetzen mittels Breitband-Powerline-Kommunikation
1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7598-3918-3

**Band 67**
Jakob, J.:
Integrierte Planung und koordinierter Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8187-4225-6

**Band 68**
Zipperling, E.:
Identifikation, Aktivierung und Einsatz industrieller Flexibilitätsoptionen
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-2987-5

**Band 69**
Babizki, A.:
Objektive Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren als Grundlage eines optimierten Asset-Managements
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-3891-4

**Band 70**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Workshop Krisenfallvorsorge Blackout
1. Auflage 2025

**Band 71**
Becker, M.:
Integration von Sektorenkopplungsanlagen in städtischen Quartieren am Beispiel von Wärmepumpen
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-4522-6

**Band 72**
Wierzba, B. B.:
Innovative Planungsgrundsätze von Mittel- und Niederspannungsnetzen durch automatisierte Erneuerungs- und Zielnetzplanung unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8197-8210-7

**Band 73**
Forchheim, M.:
Prognose und Regelung von Flexibilitäten in Nichtwohngebäuden auf Basis des maschinellen Lernens
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-01352-4

**Band 74**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband BUW Workshop SpaZiel
1. Auflage 2025

**Band 75**
Bäcker, N.:
Alterungsverhalten von Leistungstransformatoren auf Basis einer ganzheitlichen, realitätsgerechten Zustandsbewertung
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-1186-70

**Band 76**
Schubert, F.:
Ganzheitliche Bewertung von Mittelspannungskabelnetzen mittels Archetypen
1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-14320-7

**Band 77**
Zdrallek, M. (Hrsg.):
Tagungsband zum 8. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2026

**Band 78**
Gromoll, D.:
Realitätsgerechte Prognosemodelle für eine wertebasiertes Asset-Management von Ortsnetzstationen
1. Auflage 2026, ISBN 978-3-565-26800-9

**Band 79**
Cano-Tirado, D.:
Optimierte markt- und netzorientierte Bewirtschaftung der Flexibilität von Nichtwohngebäuden
1. Auflage 2026