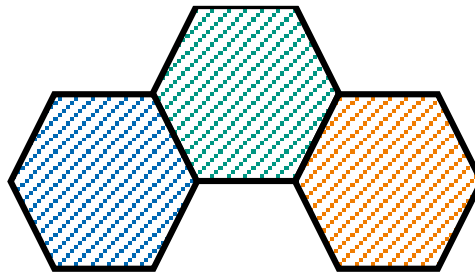


BMWK-Verbundvorhaben



TrafoKommunE

Transformationsprozess für die kommunale Energiewende - Sektorengekoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren (TrafoKommunE)

Abschlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EN3008

Projektlaufzeit: 01.03.2020 - 31.05.2023

Die Verantwortung für die Veröffentlichung des Inhaltes liegt bei den Autoren.



ebi



Fraunhofer



Projektpartner

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut des Karlsruher Instituts für Technologie,
DVGW-EBI (Projektkoordination)

Karlsruher Institut für Technologie:

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, KIT-IIP

Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, KIT-IEH

Institut für Automation und angewandte Informatik, KIT-IAI

Institut für Fahrzeugsystemtechnik, KIT-FAST

Institut für Technikfolgen-abschätzung und Systemanalyse, KIT-ITAS

Stadtwerke Karlsruhe GmbH, SWKA

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V.:

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Fh-ISI

Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie, Fh-IEG

Rolls Royce Solutions GmbH, RRS

Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH, IREES

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., GWI

Unterauftragnehmer

Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V., GFaI

Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, SWKN

Karlsruher Energie- und Klimaschutzagentur gGmbH, KEK

Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH, SWE

Assoziierte Partner

Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG

Stadtwerke Kiel Netz GmbH

Autoren

Christian Hotz, Louis Wayas, Jithin Mohan, Lisa Merz, Volkan Isik, Wolfgang Köppel (DVGW-EBI)

Konstantin Glaser (Stadtwerke Karlsruhe)

Max Kleinebrahm (KIT-IIP)

Steven de Jongh (KIT-IEH)

Simon Gräfenhorst, Kevin Förderer (KIT-IAI)

Michael König (KIT-FAST)

Volker Stelzer (KIT-ITAS)

Stella Oberle, Judith Stute (Fh-IEG)

Martin Wietschel, Daniel Speth, Till Gnann, Tim Hettesheimer (Fh-ISI)

Marion Powilleit (GFaI)

Nico Ulmer (IREES)

Bernd Gewiese (KEK)

Claus Schmalzing, Julian Studt, Simon Hettig (RRS)

Martin Schmelzer, Tim Müntefering, Frederic Frankenhoff, Jörn Benthin, Rolf Albus (GWI)

Management-Summary

Deutschland strebt bis 2045 die Klimaneutralität an. Damit dieses ambitionierte Ziel erreicht werden kann, sind viele Investitionen im Energiesystem notwendig. Es müssen heute wichtige Weichen gestellt werden, was zu erheblichen Veränderungen im Energiesystem insbesondere in den nächsten zwei Jahrzehnten führen wird. Das Projekt TrafoKommunE untersuchte den Transformationsprozess mit Fokus auf die kommunale Energiewende. Dabei spielen lokale Energieversorger und Kommunen eine Schlüsselrolle. Im Rahmen des Projekts wird der lokale Ausbau von erneuerbaren Energiequellen, die Nutzung alternativer Technologien (z. B. Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge) und Sanierungsmaßnahmen untersucht. Die leitungsgebundene Energieinfrastruktur wird auf die daraus resultierende notwendige Transformation analysiert. In TrafoKommunE werden neben den technischen Maßnahmen auch mögliche Geschäftsmodelle für lokale Energieversorger betrachtet sowie Fragestellungen bezüglich der Akzeptanz von Stakeholdern. Darüber hinaus wurden die aktuellen politischen Rahmenbedingungen untersucht und es fanden Aktivitäten statt, die zur Aktivierung von Energieversorgungsunternehmen beitragen, eine aktive Rolle bei der lokalen Energiewende einzunehmen.

Im Rahmen von TrafoKommunE wurde das Stadtmodell Re³ason weiterentwickelt. Ein Schwerpunkt lag dabei auf der Entwicklung einer übertragbaren Methodik, die auf einer Vielzahl öffentlich verfügbarer Daten basiert. Mit Hilfe von Re³ason können Energiebedarfe von Haushalten bottom-up modelliert werden und mit Hilfe von Ausbau- und Sanierungsszenarien in die Zukunft projiziert werden. Energiebedarfe von ansässigem Gewerbe und Industrie wurden in einem top-down Ansatz abgeschätzt. Durch Sanierungsmaßnahmen, Ausbau von Photovoltaik und Wechsel der Heizungstechnologie von Einzelhaushalten wird der lokale Transformationsprozess im Energiesystem abgebildet. Dabei wurden 192 Transformationsszenarien entwickelt und simuliert, welche sich in der Ausprägung der verwendeten Technologie und in Randbedingungen unterscheiden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Sanierungsrate von Gebäuden eine entscheidende Rolle einnimmt. Höhere Sanierungsraten reduzieren den Energiebedarf erheblich. Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung ist ökologisch und ökonomisch vorteilhaft. Insbesondere im urbanen und hochverdichteten Raum ist der Ausbau von Fernwärme langfristig wirtschaftlich.

Der städtische Personen- und Güterverkehr wurde mit einer Agenten-basierten Simulation abgebildet und durch Im- und Exportverkehr über die kommunalen Grenzen ergänzt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzbelastung durch batterieelektrische Fahrzeuge erheblich zunimmt. Dies ist sowohl durch die Zunahme im Personenverkehr als auch im städtischen Güterverkehr bedingt. Es konnte gezeigt werden, dass mittels netzdienlicher Ladestrategien durch Ladezeitverschiebungen die Netzbelastung reduziert und Lastspitzen geglättet werden können. Stehen neben Heimpladestationen auch öffentliche Ladestationen (Arbeitgeber, Supermärkte, etc.) zur Verfügung, können Fahrzeuge zeitlich und leistungstechnisch flexibel geladen werden und Verteilernetze entlastet werden. Für den Import und Export von Gütern aus und in die Stadt werden Schnellladestationen an zentralen Versorgungszentren im Mittelspannungsnetz erforderlich. Im städtischen Binnenverkehr erfolgt die Versorgung vorwiegend im Niederspannungsnetz dezentral über Schnell- und Normalladestationen. Für den städtischen Personenverkehr ist die Stärkung des Fußgänger-, Rad- und öffentlichen Nahverkehrs zielführend.

Die Energiebedarfe und Netzeinspeisung aus Re³ason und der Mobilitätssimulation wurden an die Netzmodelle übergeben. Die Verteilung von Strom, Gas und Fernwärme für Haushalte, Gewerbe und Industrie wurde durch Netzsimulationen abgebildet. Dabei wurde im Projekt ein Wabenansatz als eine übertragbare Methode entwickelt. Für unterschiedliche Siedlungs- und Gewerbestrukturen wurden

Wabentypen erstellt und daraus die kommunale Netzstruktur nachgebildet. Der Wabenansatz wurde eng mit den realen Gesamtnetzen abgeglichen.

Mithilfe der Stromnetzsimulation konnte gezeigt werden, dass zusätzliche Lasten und Erzeuger wie Photovoltaik, Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge im Niederspannungsnetz zu einer deutlichen Mehrbelastung führen. Es kommt zu Spannungsbandverletzungen sowie Leitungsüberlastungen. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, besteht Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen, die je nach Durchdringung von Wärmepumpen, Photovoltaik und Elektromobilität in den betrachteten Netzgebieten stark unterschiedlich ausfiel. Im Rahmen von TrafoKommunE wurde gezeigt, dass, dynamische Stromtarife in Abhängigkeit ihres Marktanteils einen positiven oder negativen Effekt auf die lokalen Niederspannungsnetze haben können.

Wärmenetze bieten eine gute Möglichkeit, um den Wärmebedarf insbesondere im verdichteten Raum von Städten zu decken. Zur Reduktion der Treibhaushausemission müssen klimaneutrale Wärmequellen zur Verfügung stehen (industrielle Abwärmequellen, Großwärmepumpen, erneuerbare Brennstoffe, Geothermie). In den TrafoKommunE-Szenarien war der Wärmebedarf im Wärmenetz fast konstant, da der Mehrbedarf durch neue Anschlüsse durch Sanierungsmaßnahmen bei Bestandskunden im Wärmenetz ausgeglichen wurde. Dabei lag eine Sanierungsrate zwischen 1,3 und 1,7 % aus den BMWK-Langfristszenarien zu Grunde. Für das bestehende Netz ergaben sich im Modell daher keine Netzverstärkungsmaßnahmen. Da die Infrastruktur von Wärmenetzen vergleichsweise kostenintensiv ist, ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil bei dichter Bebauung. Für bestehende Wärmenetze ist eine hohe Nachverdichtung im Netz wirtschaftlich von Vorteil, da keine zusätzlichen Leitungen benötigt werden. Im Modell mussten weitere Netzgebiete erschlossen werden, um ausreichend Neukunden anschließen zu können.

Der Energiebedarf im Gasnetz wird in den Szenarien als stark rückläufig gesehen. Die Gasnetzmodelle zeigen, dass die hydraulische Kapazität der bestehenden Netze daher auch zukünftig ausreichend ist. Bei Unterschreitung der zulässigen Gasflüsse müssen möglicherweise Messeinrichtungen getauscht werden. Durch den Wechsel der Heizungstechnologie bei Kunden ist zu erwarten, dass Leitungen obsolet werden. Im Rahmen des Projekts wurde der Zusammenhang von Kundenrückgang und obsoleten Leitungslängen untersucht. Außerdem wurden für ein Teilnetzgebiet Kosten und Zeitaufwand für die Umstellung der Endgeräte abgeschätzt.

Durch den Kundenrückgang im Gasnetz werden auch die Netzentgelte beeinflusst. Innerhalb des Projekts wurde das Modell MERLIN entwickelt, welches die aktuelle Regulierung der Gasverteilnetze und verschiedene Nachfrageszenarien mit einer langfristigen Investitionsbewertung kombiniert. Die Ergebnisse zeigen, dass zukünftig die (teilweise) Stilllegung von Gasverteilnetzen relevant wird und eine anteilige Stilllegung der Netze mit einer Anerkennung der Stilllegungskosten in der Regulierung die wirtschaftlich attraktivste Option für Netzbetriebe und Netznutzende ist. Wenn in einem Netzgebiet ein Wärmenetz ausgebaut wird, so sollte dies möglichst mit der Stilllegung des Gasverteilnetzes kombiniert werden.

Im Rahmen von TrafoKommunE wurden zukunftssichere Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Strukturen für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber untersucht. Neue Herausforderungen in Koordinierungsaufgaben von Redispatch 2.0, Mieterstromangebote und Umsetzung von Demand-Side-Management machen den Einsatz vernetzter Messgeräte in Verteilnetzen unumgänglich. Ein Schlüsselfaktor liegt in der Unterstützung von externen und internen IKT-Schnittstellen. Dies gewährleistet eine reibungslose Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen und ermöglicht eine effektive Koordination der verschiedenen Aufgaben und Prozesse. Dort wo Zählerstände von wenig dynamischen Energie- oder Stoffströmen erfasst werden müssen, kann

eine LoRa-Infrastruktur das manuelle Ablesen ersetzen. Zähler, die hoch aufgelöste Daten liefern, müssen in der Regel an eine Stromversorgung angeschlossen werden. Die Kommunikation kann über das Mobilfunknetz, WLAN oder eine andere geeignete Funktechnologie erfolgen.

Neben der technischen Betrachtung der Kommune lag ein großer Schwerpunkt auf der Akzeptanzforschung. Im Rahmen des Projekts wurden der Stand der Forschung zur Akzeptanz gegenüber verschiedenen EE-Technologien sowie Akzeptanz und Beteiligungsprozesse in den vier Städten Karlsruhe, Esslingen, Göppingen und Kiel untersucht. Methodisch wurden die Untersuchungen durch Akteursanalysen, (Experten-) Interviews und Fokusgruppen begleitet. Abgeleitet aus den Erkenntnissen der Recherchen, Interviews und Fokusgruppen wurden Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der städtischen Energiewende hinsichtlich der bestehenden gesellschaftlichen Herausforderungen gegeben. Die Ergebnisse für unterschiedliche Akteure wurden in Form eines Übersichtsposters dargestellt. In Experteninterviews wurde angemerkt, dass Stadtwerke im Rahmen der kommunalen Wärmeplanungen in die politischen Prozesse eingebunden sind. Die endgültige Entscheidungshoheit liegt jedoch bei der Politik. Vertreter von Handwerkern kritisierten in Interviews, dass Erdgas über lange Zeit als sauber galt. Nun müssen Empfehlungen von Handwerkern revidiert werden, ohne Alternativen bieten zu können. Dazu wurde empfohlen, einen Leitfaden mit Argumentationshilfen für Handwerker aufzusetzen. Gebäudebesitzer wiesen insbesondere auf das Spannungsfeld zwischen Denkmalschutz und klimafreundlichen Sanierungsmaßnahmen hin. Hier wurde der Klimaschutz mittlerweile teilweise priorisiert.

Durch die Energiewende entstehen dezentralisierte Energiesysteme, die sowohl Consumer als auch Prosumer umfassen. Aus der Transformation des Energiesystems ergeben sich daher auch Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle, die im Rahmen von TrafoKommunE untersucht wurden. Der Aufbau von Schlüsselkompetenzen für neue Servicedienstleistungen erfordert neue Partnerschaften zwischen Marktakteuren, z. B. EVU und Anlagenhersteller sowie der Nutzung von Flexibilitäten und Kopplung verschiedener Technologien.

Im Projekt wurde für drei Industrieunternehmen (Logistikunternehmen, produzierendes Gewerbe, Einkaufszentrum) kostenoptimale Transformationspfade für die zukünftige Energieversorgung entwickelt. Dabei wurde das Verhältnis von Erdgaspreis zu Strompreis als der entscheidende Faktor für die Auswahl der Heiztechnologie identifiziert. Es wurde festgestellt, dass fast alle Investitionsentscheidungen ohne Wissen über zukünftige Entwicklungen No-Regret-Maßnahmen waren, da die Abschreibung im Vergleich zu den Betriebskosten gering ist. Darüber hinaus ergibt sich durch die Kopplung mit weiteren Abnehmenden aus dem GHD- und Privatbereich Quartierslösungen mit hoher Eigenverbrauchsquote und somit potenziell wirtschaftliche Vorteile. Die aktuelle Regulierung ist auf ein zentralisiertes Energiesystem zugeschnitten und wurde als Hemmnis identifiziert. Die potenzielle Wirtschaftlichkeit der Quartierslösung ist daher von der weiteren Entwicklung der Regulatorik abhängig.

Die Dissemination der Ergebnisse aus TrafoKommunE wurde begleitet durch Aktivitäten zur Aktivierung von Stadtwerken. Im Rahmen des Projekts wurde die Veranstaltungsreihe SW.aktiv zusammen mit Fraunhofer Umsicht und der AGFW sehr erfolgreich ins Leben gerufen. Darüber hinaus wurde ein Video zum Thema Energiewende im kommunalen Raum sowie das Webtool KoSy-Web entwickelt. Mit Hilfe von KoSy-Web kann in einer grafisch aufbereiteten Webanwendung der Einfluss von Sektorenkopplung in einer Energiesystems simulation vom User erkundet werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Beschreibung der Ausgangssituation	9
1.1	Politische und regulatorische Rahmenbedingungen (AP 1.1 – SWKA, DVGW-EBI, RRS)	9
1.1.1	Situation zu Projektbeginn	9
1.1.2	Umfrage unter Verbänden	17
1.1.3	Aktuelle Entwicklungen der politischen Rahmenbedingungen	21
1.2	Automatisierte Bereitstellung von Strukturdaten (AP 1.4, KIT-IIP)	22
2	Szenarienentwicklung und –bewertung	25
2.1	Randbedingungen aus Deutschlandszenarien (AP 2.1, DVGW-EBI)	25
2.2	Energiebedarfe auf kommunaler Ebene (AP 2.2, KIT-IIP)	30
2.2.1	Transformation des Wohngebäudebestands	30
2.2.2	Auslegung und Betrieb der Wohngebäudetechnik	32
2.2.3	Simulation der Wohngebäudeenergienachfrage	33
2.2.4	Vorgehen zur Transformation der Energienachfrage im Industrie- und GHD Sektor	33
2.2.5	Transformation der Energienachfrage der Beispielkommune Karlsruhe	34
2.3	Energieangebot auf kommunaler Ebene (AP 2.5, KIT-IIP)	38
2.3.1	Zielfunktion	39
2.3.2	Angebotsseitige Erweiterungen des Stadtmodells	40
2.3.3	Kommunale Energiesystemtransformation der Beispielkommune Karlsruhe	41
2.4	Mobilitätskonzepte (AP 2.3 KIT-FAST)	44
2.4.1	Motivation und Zielsetzung	44
2.4.2	Szenarioauswahl	44
2.4.3	Personenverkehr	47
2.4.4	Güterverkehr	52
2.5	Energiebereitstellung (AP 2.4 RRS / GFal)	57
2.5.1	Motivation und Zielsetzung	57
2.5.2	Methodik und Vorgehen	57
2.5.3	Transformationsstrategien	58
2.5.4	Energiepreise	60
2.5.5	Emissionsfaktoren	60
2.5.6	Transformationspfade für das Logistikzentrum	61
2.5.7	Transformationspfade für den Industriebetrieb	66
2.5.8	Transformationspfade für das Einkaufszentrum	69
2.5.9	Zusammenfassung und Fazit	71
3	Konzeptionierung der Energieinfrastruktur	73
3.1	Wabenmodell (DVGW-EBI)	73
3.2	Gasverteilnetz (AP 3.1, DVGW-EBI)	76
3.2.1	Modellierung Gasverteilnetz	76
3.2.2	Ergebnisse Gasverteilnetz	81
3.3	Stromverteilnetz (AP 3.2)	90
3.3.1	Elektrische Netzmodelle (KIT-IEH)	91
3.3.2	Netzausbau (Fh-IEG)	107
3.3.3	Einfluss variabler Stromtarife (Fh-IEG)	116
3.4	Wärmenetz (AP 3.3, DVGW-EBI)	118

3.4.1	Bestandsnetz	118
3.4.2	Modellierung –Wabenansatz	119
3.4.3	Szenarien	123
3.4.4	Simulation Ergebnissen	128
3.4.5	Wärmenetzausbau für die Zukunftsjahre	131
3.4.6	Zusammenfassung	137
3.5	IKT-Anbindung (AP 3.4, GWI)	137
3.5.1	Einleitung.....	137
3.5.2	Energie-Monitoring	138
3.5.3	Energiezähler und Messeinrichtungen	140
3.5.4	Datenübertragung	150
3.5.5	Datenhaltung.....	152
3.5.6	Visualisierung und Analyse	153
3.6	Vernetzung der Infrastrukturen (AP 3.5, KIT-IAI)	156
3.6.1	Vorgehensweise	157
3.6.2	Kommunale Infrastrukturen.....	158
3.6.3	IKT-Systemarchitektur.....	159
3.6.4	IKT Bausteine	161
3.6.5	Prototypische Umsetzung: Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten	167
3.6.6	Verbesserung der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Dreiphasen-Stromnetzmodellen	172
3.6.7	Realisierung	174
3.6.8	Handlungsempfehlung	176
3.6.9	Zusammenfassung.....	178
3.7	Sektorale Kopplung der Infrastrukturen - Auswirkungen im Kontext Stadtwerke, Endnutzende und Netzbetriebe (AP3.6, IEG)	179
3.7.1	Vorgehensweise	179
3.7.2	Investitionsstopp für das Gasverteilnetz.....	188
3.7.3	Stilllegungsmaßnahmen für das Gasverteilnetz.....	191
3.7.4	Sensitivitäten	202
3.7.5	Ausbau Wärmenetz	206
3.7.6	Fazit	210
4	Geschäftsmodelle (AP 4)	212
4.1	Beschreibung des Arbeitspakets	212
4.2	Analyse spezifischer Geschäftsmodelle (AP4.1 – SWKA, RRS)	212
4.3	Bewertung von Geschäftsmodellen (AP4.2 - SWKA, RRS, DVGW-EBI, KIT-IIP, ISI)	213
4.3.1	[BC1]: Grüne Energiesysteme (Microgrids).....	219
4.3.2	[BC2]: Dynamische Stromtarife	221
4.3.3	[BC3]: Kauf- / Mietmodelle für Anlagen(verbünde).....	223
4.3.4	[BC4]: Geothermie - Erzeugung von Strom / Wärme, saisonale Speicherung.....	225
4.3.5	[BC5]: Windkraft - Akzeptanzsteigerung durch Anwohnerbeteiligung	227
4.3.6	[BC6]: Aufbau und Betrieb öffentlicher Netze zur Wärmeversorgung	229
4.4	Handlungsempfehlungen zur Umsetzung (AP4.3 – SWKA, RRS, DVGW-EBI)	231
4.4.1	Zusammenfassung der Ergebnisse aus AP2.4: „Energiebereitstellung“	231
4.4.2	Beispielrechnung für eine Energiezelle basierend auf den Ergebnissen aus AP 2.4.....	232
4.5	Fazit und Ausblick	237

5	Akzeptanz und Beteiligung (AP 5).....	238
5.1	AP5.1 Recherche und Input.....	238
5.1.1	Stand der Forschung zur Akzeptanz (AP5.1.1)	238
5.1.2	Projekte zur Energiewende im kommunalen Bereich (AP 5.1.2)	247
5.1.3	Akzeptanz und Beteiligungsprozesse in den vier Städten (AP5.1.3).....	249
5.2	Akteursanalyse (AP 5.2)	250
5.3	Expert*inneninterviews (AP 5.3).....	256
5.4	Fokusgruppen (AP 5.4)	258
5.5	AP5.5 Policy Workshops.....	263
5.6	AP5.6 Informationsmaterial	266
5.7	Diffusion	268
5.8	Zusammenfassung AP5	269
6	Dissemination (AP 6, DVGW-EBI).....	270
6.1	SW.aktiv.....	270
6.2	Video.....	271
6.3	Webtool.....	271
7	Handlungsempfehlungen und Zusammenfassung (AP 7)	277
8	Abbildungsverzeichnis	284
9	Tabellenverzeichnis	290
10	Literaturverzeichnis	293

1 Beschreibung der Ausgangssituation

1.1 Politische und regulatorische Rahmenbedingungen (AP 1.1 – SWKA, DVGW-EBI, RRS)

1.1.1 Situation zu Projektbeginn

1.1.1.1 Allgemeine Bemerkungen

Das übergeordnete Ziel des Projekts „TrafoKommunE“ besteht darin, technische und strategische Handlungsempfehlungen für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber bezogen auf die Anforderungen an die jeweiligen Versorgungsdienstleistungen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 zu entwickeln. Insbesondere gehören hierzu:

- Aufzeigen von Transformationspfaden für die Energieinfrastrukturen
- Entwicklung von Maßnahmen zur Kopplung der Energieinfrastrukturen
- Erarbeitung von Strategien für einen verbesserten Wissenstransfer von Forschung zu Praxis

Da es sich somit um eine Betrachtung im Bereich der Energiewirtschaft handelt, sind die dafür geltenden politischen und regulatorischen Einflüsse als Rahmenbedingungen in alle Überlegungen mit einzubeziehen. Es gilt dabei die folgende Unterscheidung:

- Politische Rahmenbedingungen:
Die politischen Rahmenbedingungen ergeben sich aus den ausformulierten Grundsätzen und Zielen der zuständigen Regierungen. Dazu gehören die Darstellung von angestrebten Leitbildern, die Beschreibung von entsprechenden Transformationspfaden und die Definition von Meilensteinen und Maßnahmen. Die Ziele beziehen sich dabei im Wesentlichen auf den Aspekt des Klimaschutzes.
- Regulatorische Rahmenbedingungen:
Die regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen aus den geltenden Gesetzen und Regularien, die von den Regierungen erlassen wurden und deren Einhaltung von den Behörden entsprechend kontrolliert wird. Zielsetzung ist es hierbei, die übergeordneten politischen Rahmenbedingungen in detaillierte Vorgaben zu übersetzen. Je nach betrachtetem Bereich und den jeweiligen technischen Rahmenbedingungen kann es dabei zu einer unterschiedlichen Detailtiefe der Vorgabe kommen.

In beiden Fällen gilt, dass die Rahmenbedingungen von unterschiedlichen Ebenen vorgegeben werden. Da der Fokus von „TrafoKommunE“ auf der Transformation der Energieinfrastrukturen im kommunalen Bereich (insbesondere am Beispiel Karlsruhe) liegt, gibt es mindestens die folgenden vier Ebenen, von denen Rahmenbedingungen erlassen werden können:

- 1) Europäische Union
- 2) Deutschland
- 3) Baden-Württemberg (als zuständiges Bundesland)
- 4) Karlsruhe (als zuständige Kommune)

Bei einer Übertragung der Projektergebnisse auf andere Kommunen in Deutschland muss somit eine Anpassung der Rahmenbedingungen an die jeweiligen Gegebenheiten vorgenommen werden. Betroffen sind hiervon die Ebenen 3 und 4, da sich die Projektziele von TrafoKommunE auf die deutsche Energiewirtschaft beschränken.

Generell gilt, dass die auf den vier Ebenen formulierten Rahmenbedingungen miteinander konsistent sein sollten. Zu Abweichungen kann es dahingehend kommen, dass ein gewisser zeitlicher Versatz bei der Umsetzung von übergeordneten Regelungen vorhanden sein kann (z.B. bei der Umsetzung eines EU-Gesetzes in nationale Gesetzgebung) oder dass eine untere Ebene sich dazu entscheiden kann, über die Vorgaben der übergeordneten Ebene hinauszugehen. Insbesondere bei konkreten Umsetzungsmaßnahmen ist auf den höheren Ebenen typischerweise ein gewisser Freiraum für die Anpassung an lokale Gegebenheiten vorgesehen.

Im Weiteren zeigt sich, dass es zwei grundlegende Arten an Regularien gibt, mit der politische Zielsetzungen umgesetzt werden können:

- 1) Strikte Gebote oder Verbote definieren einen fixen Zeitpunkt, ab dem für einen bestimmten Zweck eine gewisse Technologie eingesetzt werden muss oder nicht mehr eingesetzt werden darf. Der Vorteil in diesem Ansatz besteht in der Zuverlässigkeit des gewünschten Technologiewechsels zum definierten Zeitpunkt, sodass alle Anlagen, die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, auch den entsprechenden Anforderungen entsprechen werden. Als nachteilig kann sich erweisen, dass falsch eingeschätzte wirtschaftliche Faktoren für einen Investitionsstau sorgen können: Ineffiziente Altanlagen werden im Bestandsschutz weiterbetrieben, solange der Austausch durch eine effizientere Anlage sich durch die hohen Investitionskosten nicht lohnt. Die Schwierigkeit dieses Instruments liegt somit in der korrekten Abschätzung des richtigen Wechselzeitpunkts. Ein Beispiel für diesen Ansatz ist das Gebäude-Elektromobilitäts-Infrastrukturgesetz (GEIG) aus dem Jahr 2020, das beim Neubau oder der Renovierung von Gebäuden mit mehreren Stellplätzen zwingend die Installation von Schutzrohren für Elektrokabel vorschreibt, sodass eine einfache Nachrüstung von Ladeinfrastruktur für elektrische Fahrzeuge möglich ist. (Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (federführend), Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (federführend) 2020)
- 2) Wirtschaftliche Anreize in Form von Technologieförderungen oder Strafzahlungen (Bonus-Malus-Regelung) können den Markthochlauf von Technologien beschleunigen bzw. dafür sorgen, dass andere Technologien beschleunigt vom Markt verschwinden. Ein Beispiel für diesen Ansatz sind die Förderprogramme für elektrisch betriebene PKW-Fahrzeuge und die zugehörige Infrastruktur, die insbesondere in Zusammenspiel mit den fälligen Strafzahlungen der Automobilhersteller gegenüber der EU bei Überschreitung eines definierten CO₂-Flottenwertes dafür gesorgt haben, dass das Angebot und die Nachfrage nach elektrisch betriebenen Fahrzeugen beschleunigt wurde – und sich erste Automobilhersteller perspektivisch aus der Herstellung von Verbrennerfahrzeugen verabschieden.

Zusätzliche Probleme können dadurch entstehen, dass durch die technologische Weiterentwicklung oder Wechselwirkungen zwischen den Regularien Hürden im praktischen Alltag entstehen können, die nicht im ursprünglichen Sinne der Regularien waren. Ein Beispiel hierfür ist das „Unbundling“, die Entflechtung von Netzbetreibern und Energieversorgern gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (§§6 ff. EnWG): Ursprünglicher Sinn dieser Entflechtung ist die Verhinderung der Quersubventionierung von

Energieversorgern über Einnahmen aus dem Netzbetrieb und damit die Sicherstellung eines liberalisierten Energiemarkts. In der Folge ist Netzbetreibern auch der Betrieb von Energieerzeugungsanlagen untersagt, wozu auch Speicher (z.B. Batteriespeicher) gezählt werden. Somit ergibt sich die Situation, dass Netzbetreiber aufgrund der zunehmenden Anzahl an fluktuierenden Erzeugern und Verbrauchern im Netz immer stärker auf die Nutzung von stabilisierenden Elementen wie Speichern angewiesen sind, sie diese jedoch nur eingeschränkt (d.h., wenn sie nicht zur Deckung des Eigenstromverbrauchs genutzt werden) betreiben dürfen – sofern nicht dargelegt werden kann, dass der Markt keine entsprechenden Möglichkeiten bietet.

Die folgende Liste enthält die wichtigsten Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft.

1.1.1.2 Politische Rahmenbedingungen

1.1.1.2.1 Europäische Ebene

Die Europäische Union betrachtet den Klimaschutz als eines ihrer Schwerpunktthemen. Dabei angestrebte Ziele sind eine Klimaneutralität des gesamten EU bis spätestens 2050 (d.h., eine weitgehende Reduktion bei der Emission von Treibhausgasen und eine Kompensation der Restemissionen). Auf dem Weg dahin soll eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 55 % im Jahre 2030 in Relation zum Bezugsjahr 1990 erreicht werden. Zur Umsetzung dieser Ziele hat die EU-Kommission 2019 den „European Green Deal“ vorgestellt: Auf Basis dieses Konzepts werden derzeit auf europäischer und nationaler Ebene konkrete Strategien und Maßnahmen zum Erreichen der oben aufgeführten Zielsetzungen ausgearbeitet. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Online-Kommunikation und Social Media kein Datum)

1.1.1.2.2 Nationale Ebene (Deutschland)

Nach der Unterzeichnung des Pariser Klimaabkommens verabschiedete die Bundesrepublik Deutschland im November 2016 den „Klimaschutzplan 2050“. Dabei handelt es sich um eine grundlegende Willenserklärung der Bundesrepublik, durch entsprechende Anstrengungen die globale Erwärmung auf höchstens 2, besser noch 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Arbeitsgruppe IK III 1 2016) Dies steht in Übereinstimmung mit den Zielen der Europäischen Union, die ebenfalls zu den Unterzeichnern des Pariser Abkommens gehörte – entsprechend gibt es eine große Schnittmenge zwischen den Positionen beider Institutionen, z.B. in Bezug auf die angestrebten Reduktionsziele bei Treibhausgasen für die Jahre 2030 und 2050.

1.1.1.2.3 Landesebene (Baden-Württemberg)

Das Land Baden-Württemberg formuliert seit 2014 im „Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg“ (IEKK) Strategien und Maßnahmen, mit denen es Treibhausgasreduktionen in den einzelnen Sektoren – beispielsweise Strom, Wärme, Verkehr und Landnutzung – erreichen möchte. (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg 2014)

1.1.1.2.4 Kommunale Ebene (Karlsruhe)

Die Stadt Karlsruhe hat im Jahr 2020 das „Klimaschutzkonzept Karlsruhe 2030“ verabschiedet. In der zugehörigen Aufstellung wurden über 70 Maßnahmen formuliert, mit deren Umsetzung die Stadt die Klimaneutralität bis spätestens 2050 erreichen möchte. Unter anderem werden dabei konkrete Zielsetzungen wie eine Ausbaurate für Photovoltaik von 500 kW_p/a, die Umrüstung der Busse des ÖPNV im Stadtbereich auf elektrische Antriebe oder auch verbindliche Quoten für Ökostrom und Ökogas am Gesamtbedarf im Stadtgebiet aufgezählt. Insbesondere sieht sich die Stadtverwaltung in einer Vorreiterrolle, sodass sie mit ihren Dienststellen und Eigenbetrieben sowie ergänzenden städtischen Gesellschaften bereits für das Jahr 2040 eine vollständige Klimaneutralität anstrebt. (Stadtverwaltung Karlsruhe 2020)

1.1.1.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

1.1.1.3.1 Europäische Ebene

Zur Durchsetzung Ihrer klimapolitischen Ziele hat die Europäische Union mehrere Verordnungen erlassen. Hierzu gehören beispielsweise:

1) EU-Emissionshandel

>> Im Rahmen des EU-Emissionshandels wird regelmäßig eine Emissionsobergrenze für verschiedene energieintensive Sektoren und die entsprechenden Unternehmen festgelegt (u.a. Energiewirtschaft, Stahlwerke, Raffinerien, Zementwerke und innereuropäischer Luftverkehr). Nichtgenutzte Emissionsbudgets können dabei an Unternehmen verkauft werden, die die Obergrenzen überschreiten. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Online-Kommunikation und Social Media kein Datum)

2) EU-Klimaschutzverordnung

>> Die EU-Klimaschutzverordnung regelt die angestrebte Emissionsreduktion für alle Sektoren, die nicht vom EU-Emissionshandel betroffen sind. Dabei gilt eine regionale Differenzierung bei den angestrebten Treibhausgasminderungen, um den entsprechenden Potenzialen und Wirtschaftsleistungen Rechnung zu tragen. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Online-Kommunikation und Social Media kein Datum)

3) EU-Verordnung über die Landnutzung

>> Im Rahmen der EU-Verordnung über die Landnutzung werden Emissionen und CO₂-Einbindungen durch Land- und Forstwirtschaft gemäß der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen erfasst. Davon ausgeschlossen sind die separat erfassten Beiträge aus Tierhaltung und Düngernutzung. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Online-Kommunikation und Social Media kein Datum)

4) Erneuerbare-Energien-Richtlinie II

>> In ihrer aktualisierten Form strebt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 32 % im Jahr 2030 bezogen auf die Europäische Union an. Unter Berücksichtigung nationaler und regionaler Gegeben-

heiten ergeben sich dabei unterschiedliche Zielsätze für die einzelnen Mitgliedsstaaten. (AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. 2018)

1.1.1.3.2 Nationale Ebene (Deutschland)

Die regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland folgen grundsätzlich den Vorgaben auf europäischer Ebene und sind teilweise auch direkte Umsetzungen davon:

- 1) Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)
>> Durch das BEHG werden seit dem 01.01.2021 alle Unternehmen mit einer Abgabe belangt, die Benzin, Diesel, Heizöl oder Erdgas in Umlauf verbringen. Die Abgabe richtet sich dabei nach den Emissionen der Brennstoffe und liegt derzeit bei 25 €/t(CO₂). Durch eine jährliche Steigerung der Abgabe sollen emissionsarme Technologien attraktiver werden. (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz kein Datum)
- 2) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
>> Das EnWG reguliert Strom- und Gasversorgungsnetze derart, dass ein wirksamer Wettbewerb auf europäischer Ebene sichergestellt wird, wobei die entsprechende Versorgung mehr und mehr auf erneuerbaren Energien beruhen soll. (Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz 2005)
- 3) Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
>> Ziele des EEG sind die Treibhausgasneutralität des in Deutschland erzeugten und verbrauchten Stroms im Jahre 2050 und ein Anteil der Erneuerbaren Energien von min. 65 % am in Deutschland erzeugten und verbrauchten Strom im Jahre 2030. Zur Erreichung dieser Ziele definiert das EEG in seiner aktuellen Version vom Dezember 2020 Ausbaupfade für verschiedene Energiequellen (u.a. Windenergie an Land, PV und Biomasse) sowie für die Menge jährlich erneuerbar erzeugter Energie für die Jahre 2021 bis 2029. (Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz 2014)
- 4) Gebäudeenergiegesetz (GEG)
>> Das GEG verfolgt den Zweck eines möglichst sparsamen Energieeinsatzes bei zunehmender Nutzung erneuerbarer Energien. Zu diesem Zweck ist beispielsweise der Einbau von Kohle- oder Ölheizungen ab dem Jahr 2026 nur noch in Ausnahmefällen gestattet. (Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz kein Datum)
- 5) Gebäude-Elektromobilitäts-Infrastruktur-Gesetz (GEIG)
>> Das GEIG ist einer der Bausteine, die den Markthochlauf der Elektromobilität in Deutschland unterstützen sollen. Es gibt vor, dass vorhandene Parkplätze bei umfangreichen Baumaßnahmen (in Abhängigkeit von Gebäudetyp und -größe) für die Installation von Ladeinfrastruktur vorbereitet oder sogar direkt damit ausgestattet werden muss. (Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (federführend), Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (federführend) 2020)
- 6) Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)
>> Das KWKG hat das Ziel, die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen bis auf 120 TWh im Jahr 2025 zu erhöhen. Dies entspricht einer jährlichen Steigerungsrate von ca. 2 %. Hauptinstrument hierfür ist eine garantierte Einspeisevergütung für den per KWK-Anlagen erzeugten Strom. (Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz 2016)

7) Bundesbedarfsplangesetz (BBPLG)

>> Basierend auf dem jeweiligen Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Bundesnetzagentur listet das BBPLG die Höchstspannungsleitungen, deren Aufbau eine kritische Bedeutung für den deutschen Strommarkt zugesprochen wird. (Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz kein Datum)

1.1.1.3.3 Landesebene (Baden-Württemberg)

Hier gibt es in erster Linie zwei Gesetzeswerke in den Bereichen Klima und Energie:

1) Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW)

>> Das KSG BW enthält einerseits die Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2050. Darüber hinaus enthält es auch konkrete Maßnahmen, z.B. die Verpflichtung zur kommunalen Wärmeplanung und die Pflicht, neugebaute Nichtwohngebäude mit Photovoltaikanlagen auszustatten. (Landesrecht BW Bürgerservice kein Datum)

2) Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg (EWärmeG)

>> Das EWärmeG reguliert den Heizungstausch für alle Gebäude in Baden-Württemberg, die vor dem 01.01.2009 errichtet wurden und unter dem Einsatz von Energie beheizt wurden. Ziel des Gesetzes ist es, die Nachhaltigkeit der Energieversorgung im Wärmebereich zu verbessern und damit zur allgemeinen Reduktion der Treibhausgasemissionen beizutragen. (Landesrecht BW Bürgerservice 2015)

1.1.1.3.4 Kommunale Ebene (Karlsruhe)

Nachrangig zu Gesetzen auf Bundes- und Landesebene kann eine Kommune Regularien in Form von Satzungen einführen. Allerdings werden klimarelevante Festsetzungen in Bebauungsplänen als problematisch bewertet, insbesondere bei Bauvorhaben auf privaten Grundstücken sind die Möglichkeiten einer Kommune begrenzt über die Landesverordnungen hinauszugehen. Die Stadt Karlsruhe setzt daher darauf, klimarelevante Maßnahmen (wie zum Beispiel eine Photovoltaik-Pflicht) durch Klimaklauseln in städtebaulichen Verträgen, Durchführungs- und Grundstückskaufverträgen in Kombination mit einer angemessenen Bodenvorratspolitik durchzusetzen. (Stadtverwaltung Karlsruhe 2020)

1.1.1.4 Allgemeine Bewertung der Regulatorien

Bei einer allgemeinen Betrachtung der aufgeführten Regulatorien fällt auf, dass sie die Klimaneutralität in den jeweiligen Bereichen hauptsächlich vor dem Hintergrund des Treibhausgasausstoßes verfolgen. Es wäre wünschenswert, wenn in den kommenden Jahren auch weitere Kriterien wie Müllvermeidung und reduzierter Ressourcenverbrauch (beispielsweise in puncto Materialverbrauch oder Flächenbedarf) Eingang in die entsprechenden Rahmenbedingungen finden würden.

Zusätzlich ist darauf zu achten, dass nicht nur die Abgabenlast bei der Durchführung von klimaschädlichen Prozessen steigt, sondern die dadurch generierten Einnahmen zur zielgerichteten Reduktion allgemeiner Abgaben verwendet werden. Eine Verwendung der CO₂-Abgaben zur Minderung der EEG-Umlagen im Strombereich kann dazu führen, dass die CO₂-Abgaben in größerem Umfang erhöht werden können (und somit schneller eine lenkende Wirkung erzielen), ohne dass es zu sozialen Verwerfungen durch die Belastung von Haushalten mit niedrigerem Einkommen kommt.

1.1.1.5 Unterscheidung nach Sektoren

Drei Sektoren bilden das Rückgrat der Energieversorgung in Deutschland: Strom-, Gas- und (Fern- oder Nah-) Wärme. Strom- und Gasnetze bilden dabei insofern vergleichbare Strukturen, als dass es sich dabei um überregional verknüpfte Systeme mit verschiedenen Verteilebenen handelt. Im Gegensatz dazu bilden Wärmenetze begrenzte Strukturen, da größere Ausdehnungen unter Berücksichtigung der dabei auftretenden Leitungsverluste weder unter technischen noch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sind.

Gemeinsam ist den Verteilnetzen aus allen drei Sektoren, dass es sich dabei um „natürliche Monopole“ handelt: Ein paralleler Aufbau mehrerer Versorgungsnetze des gleichen Sektors in einem Gebiet ist meist weder volks- noch betriebswirtschaftlich sinnvoll. Seit 2009 wird der somit fehlende Wettbewerb im Rahmen der „Anreizregulierung“ für die Bereiche Strom und Gas simuliert: Die Bundesnetzagentur prüft in Zusammenarbeit mit den zuständigen Landesregulierungsbehörden die Betriebskosten der Netzbetreiber, vergleicht die Effizienz der einzelnen Unternehmen und bewilligt auf Basis dieses Vergleichs die zu erhebenden Netzgebühren in den einzelnen Versorgungsgebieten. Durch diese Vorgehensweise solle die Netzbetreiber zu einer Produktivitätssteigerung angeregt werden. Gleichzeitig sollen Benachteiligungen für die einzelnen Akteure mit ihren unterschiedlichen Aufgabenbereichen (u.a. Erzeuger, Endabnehmer, Energieversorgungsunternehmen, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber) verhindert werden. (Bundesnetzagentur für Elektrizität 2007) Eine weitere Folge dieser Situation ist das bereits erwähnte „Unbundling“ zwischen Energieversorger und Netzbetreiber (1.1.1.1).

Durch die Abwesenheit überregionaler Akteure, die notwendige Anpassungen an lokale Gegebenheiten, den direkten Wettbewerb mit anderen Heiztechnologien und die Tatsache, dass Energieversorger und Netzbetreiber üblicherweise eine Einheit bilden, hat sich der freie Markt in der Vergangenheit in vielerlei Hinsicht als ausreichendes Regulierungsinstrument erwiesen. Entsprechend sind die Meinungen dazu, ob eine Anreizregulierung in diesem Bereich zu echten Vorteilen für die Endverbraucher sorgen würde oder ob der entstehende administrative Aufwand den potentiellen Nutzen übersteigen würde, noch gespalten. Bei den Wärmenetzen handelt es sich somit bisher um weitgehend unregulierte Systeme, bei denen ein „Unbundling“ bisher auch noch nicht angestrebt wurde. Durch die enorme Wichtigkeit, die den Wärmenetzen bei einem schnellen Umbau hin zu einem klimaneutralen Wärmesektor zukommt, ist eine stärkere Regulatorik in diesem Bereich jedoch möglich. Sollte die neue Landesregierung in Baden-Württemberg beispielsweise zu dem Schluss kommen, dass sie einen Anschlussanspruch nebst Einspeise- und Durchleitungsrecht für erneuerbare Wärme und Abwärme durchsetzen möchte ((Baden-Württemberg) 2021), so sind zumindest technische Regularien notwendig, um die Effizienz der Wärmenetze nicht zu beeinträchtigen.

1.1.1.6 Einfluss der Rahmenbedingungen auf „TrafoKommunE“

Betrachtet man den zeitlichen Rahmen, in dem sich Veränderungen in den einzelnen Gesetzeswerken ergeben, so zeigt sich die Dynamik, die auch in diesem Feld herrscht. So hat beispielsweise das EEG seit seinem Inkrafttreten im Jahre 2000 bereits 6 größere Entwicklungen durchlaufen (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 + PV-Novelle 2012, EEG 2014, EEG 2017, EEG 2021). (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - Referat Soziale Medien, Öffentlichkeitsarbeit kein Datum) Die durchschnittliche Zeit zwischen zwei Novellierungen liegt somit bei etwa drei Jahren. Extrapoliert auf den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren in „TrafoKommunE“ zeigt sich, dass die politischen und regulatorischen

Rahmenbedingungen in ihrer heutigen Form nicht als gesetzt angenommen werden können. Vielmehr ist zu erwarten, dass sie sich sowohl über die Projektlaufzeit als auch erst recht über den Prognosezeitraum hinweg als veränderlich erweisen werden. Die aktuelle Regulatorik liefert somit zwar einen grundlegenden Rahmen bei der allgemeinen Definition der Szenarien, wird jedoch nicht als starres, unveränderliches Fundament betrachtet. Insbesondere in den Arbeitspaketen 6 („Aktivierung Stadtwerke“) und 7 („Transformationsprozess“) sollen besondere Chancen und Risiken der Regulatorik angesprochen und Handlungsempfehlungen an die Politik formuliert werden.

1.1.2 Umfrage unter Verbänden

1.1.2.1 Allgemeine Vorgehensweise und Organisatorisches

Zur Untermauerung der in den vorigen Abschnitten getroffenen Aussagen wurde im Rahmen des Projekts ein Fragebogen verfasst und an verschiedene Akteure aus der Energiewirtschaft verteilt. Basis für den Verteilerkreis bildete die in Arbeitspaket 5.2 („Akzeptanz und Beteiligung: Akteursanalyse“) erarbeitete Akteursliste. Schlussendlich wurden 52 Institutionen aus sechs verschiedenen Kategorien zur Teilnahme an der Umfrage eingeladen.

Die vollständige Umfrage umfasste 38 Fragen aus zwölf Kategorien. Da zur Beantwortung einiger Frage eine spezielle Expertise seitens der Teilnehmenden erforderlich war, wurde die Umfrage in drei Fragebögen (A, B, C) unterteilt, denen die Teilnehmenden entsprechend zugeordnet wurden.

Kategorie	Frage	In Fragenkatalog vorhanden		
		A	B	C
Erdgasverteilnetz	In welcher Form ist für Sie eine Anpassung des Erdgasverteilnetzes bis 2030 notwendig?		x	x
	In welcher Form ist für Sie eine Anpassung des Erdgasverteilnetzes bis 2040 notwendig?		x	x
Wasserstoffnetz	Falls ja, wie soll das Wasserstoffverteilnetz hauptsächlich entstehen?		x	x
	Sehen Sie die Notwendigkeit eines Wasserstoffverteilnetzes?		x	x
	Sollte die Regulatorik eines Wasserstoffverteilnetzes in die Regulatorik des Gasverteilnetzes integriert werden?		x	x
Fernwärme	Halten Sie eine Anreizregulierung im Fernwärmenetz für sinnvoll?		x	
	In welchem Bereich sehen Sie die größten Hindernisse beim Ausbau der Fernwärme?		x	
	Wie hoch ist die derzeitige Ausbaugeschwindigkeit bei der Fernwärme? (Haushalte pro Jahr)		x	
	Wie viele Haushalte werden derzeit in Ihrem Gebiet mit Fernwärme versorgt (absolut)?		x	
	Wie viele Haushalte werden derzeit in Ihrem Gebiet mit Fernwärme versorgt (relativ)?		x	
Photovoltaik	Halten Sie eine PV-Pflicht für realistisch durchführbar?	x	x	x
	Halten Sie eine PV-Pflicht für sinnvoll?	x	x	x
	Was ist für Sie das größte Hindernis bezüglich PV-Ausbau?	x	x	x
	Wie hoch ist derzeit die Ausbaugeschwindigkeit (kW_peak pro Jahr) im Bereich PV in Ihrem Gebiet?		x	
	Wie hoch ist derzeit die kumulierte Peakleistung der PV-Anlagen in Ihrem Gebiet?		x	
Energiespeicher	Sehen Sie eine Notwendigkeit für den Betrieb von Speichern durch die Netzbetreiber?		x	
	Welche regulatorischen Änderungen bezüglich Speicher sehen Sie als notwendig an?		x	
	Welche Speichermedien planen Sie zukünftig für langfristige / saisonale Energiespeicherung ein?		x	
	Welche Speichertechnologien sehen Sie zukünftig als wichtig an?		x	x
	Welche Speichertechnologien werden in Ihrem Gebiet / Bestand heute schon genutzt?		x	
Digitalisierung	In welchen Bereichen der Energiewirtschaft sehen Sie den größten Bedarf an Digitalisierung?		x	
	Welche Hürden sehen Sie für die angestrebte Digitalisierung?		x	
Standardisierung	Sehen Sie einen Bereich, in dem eine weitere Standardisierung für Stadtwerke problematisch ist? Wenn ja, welchen?			x
	Sehen Sie einen Bereich, in dem eine weitere Standardisierung für Stadtwerke wünschenswert ist? Wenn ja, welchen?			x
Politik / Regulatorik	In welchem Bereich der Regulatorik sehen Sie dringenden Handlungsbedarf?	x	x	x
	Unterstützen Sie einen Wegfall der EEG-Umlage?	x	x	x
	Welche Erwartungen haben Sie an die zukünftige Bundesregierung im Bereich der Energiewirtschaft?	x	x	x
	Wünschen Sie sich - über die Diskussion der EEG-Umlage hinaus - eine komplette Neugestaltung des Strompreises?	x	x	x
Sanierung	Halten Sie die Unterstützung, die Sie im Falle einer anstehenden Sanierung erhalten können, für ausreichend? (ISFP,...)	x	x	x
	Mit welchen Maßnahmen könnte die Sanierungsrate deutlich erhöht werden?	x	x	x
	Wo sehen Sie die höchste Priorität?	x	x	x
Quartierslösungen	Für welche Anlagen sehen Sie zukünftig ein hohes Marktpotential für den zentralen Einsatz auf Quartiersebene?	x	x	
	Welche Energiequellen sehen Sie zukünftig im Bereich der Nahwärmenetze?	x	x	
Stadtwerke	In welchen Bereichen müssten die Stadtwerke Ihrer Meinung nach aktiver werden?	x	x	x
	Unterhalten Sie derzeit Kooperationen mit Stadtwerken?	x	x	x
Umwelt	Halten Sie die angestrebte Entwicklung des CO ₂ -Preises für sinnvoll? (55€/t in 2025)	x	x	x
	Halten Sie die derzeitige Höhe des CO ₂ -Preises für sinnvoll? (25€/t in 2021)	x	x	x
	Halten Sie die Erweiterung von autofreien Bereichen (z.B. autofreie Innenstädte) für sinnvoll?	x	x	x

Tabelle 1-1: Zuordnung der 38 Fragen des kompletten Fragebogens zu den Fragebögen A, B und C

Akteur	Kategorie	Fragenbogen
Am für Hochbau und Gebäudewirtschaft	Behörde	A
Amt für Umwelt- und Arbeitsschutz		A
Bauordnungsamt		A
Denkmalschutzbehörde Stadt Karlsruhe		A
Forstamt		A
Karlsruher Energie- und Klimaschutzagentur		A
Klimaschutz- und Energieagentur Baden Württemberg		A
Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB) BW		A
Liegenschaftsamt		A
Stadtplanungsamt, Tiefbauamt		A
Bürgerenergiegenossenschaft Durmersheim	Energieversorgung	B
Bürgerenergiegenossenschaft Karlsruhe Ettlingen		B
Bürgerenergiegenossenschaft Rheinstetten		B
Energieversorgung Filstal		B
Erdgas Südwest GmbH		B
Stadtwerke Esslingen a.N.		B
Stadtwerke Karlsruhe		B
Windmühlen Windkraftanlagen Verwaltungs GmbH	Netzbetrieb	B
Netze BW GmbH		B
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH		B
Stadtwerke Kiel Netz GmbH	Sonstige	B
Architektenkammer Baden-Württemberg		A
Deutsche Stiftung Denkmalschutz		A
Kreishandwerksschaft mit Innung		A
SHK- Innung BW		A
Verbraucherzentrale Baden-Württemberg		A
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches		B
Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK		B
European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers		B
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau		B
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft		C
Deutscher Städte- und Gemeindebund		C
Energieforum Karlsruhe		C
Handwerkskammer Karlsruhe		C
Industrie- und Handelskammer Karlsruhe		C
KEFF (regionaleKompetenzstelle Netzwerk Energieeffizienz)		C
Verband kommunaler Unternehmen		C
Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland	Umweltschutz	A
Bürgeraktion Umweltschutz Zentraler Oberrhein		A
Bürgerinitiative Müll und Umwelt Karlsruhe		A
Bürgerinitiative Das Bessere Müllkonzept		A
Fächergärtner		A
Greenpeace Karlsruhe		A
Grüne Liga		A
Hardtwaldfreunde Karlsruhe e.V.		A
Naturschutzbund Deutschland		A
Naturtreff Grötzingen		A
PULS-SCHLAG e.V.		A
Reparaturcafe Karlsruhe		A
H&G Haus und Grund GmbH	Wohnungswesen	B
Hardtwaldsiedlung Karlsruhe		B
Mieter- und Bauverein Karlsruhe		B
Volkswohnung GmbH		B
Vonovia		B

Tabelle 1-2: Zuordnung der angeschriebenen Akteure zu den Fragebögen A, B und C.

Die Zuordnung der Fragen bzw. Akteure zu den Fragebögen findet sich in Tabelle 1-1 bzw. Tabelle 1-2.

Die Fragebögen wurden in das Online-Frage-Tool „Easy Feedback“ (<https://www.easy-feedback.de>) eingepflegt. Zum Großteil handelte es sich dabei um Multiple-Choice-Fragen, bei denen teilweise auch mehrere Antworten zulässig waren. Pro Fragebogen wurden darüber hinaus zwei bis drei Fragen gestellt, in denen um eine Freitextantwort gebeten wurde. Die verschiedenen Akteursgruppen wurden per E-Mail um ihre Teilnahme gebeten, wobei der Direktlink zum jeweiligen Fragebogen in der Einladungsmail enthalten war. Die ersten Einladungsmails wurden am 17.12.2021 verschickt, gefolgt

von einer Erinnerungsmail am 12.01.2022. Am Abend des 13.01.2022 wurden die Fragebögen deaktiviert und in der Folge mit der Auswertung begonnen.

Insgesamt haben 26 der angeschriebenen 52 Akteure (Fragebogen A: 15/25; B: 9/20; C: 2/7) anonymisiert eine Rückmeldung abgegeben. Die somit hohe Teilnahmequote von 50% (A: 60%; B: 45%; 29%) zeigt, dass die Umfrage ein für die Akteure interessantes Themengebiet aufgegriffen hat.

1.1.2.2 Ergebnisse im Überblick

Die Aufbereitung der detaillierten Ergebnisse der Umfrage erfolgte in Form eines PowerPoint-Foliensatzes und wurde den Projektpartnern und interessierten Teilnehmenden der Umfrage zugänglich gemacht. An dieser Stelle wird eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse gegeben:

1) Erdgasverteilnetz

Befragt nach der Entwicklung des Erdgasverteilnetzes geht die Mehrheit der Teilnehmenden davon aus, dass das Erdgasverteilnetz auch im Jahr 2040 noch genutzt werden wird. Für einen weiteren Ausbau spricht sich nur ein sehr geringer Anteil aus. Einen Rückbau halten die Teilnehmenden erst nach dem Jahr 2030 für realistisch.

2) Wasserstoffverteilnetz

Zum Themenkomplex „Wasserstoffverteilnetz“ haben viele Teilnehmende keine Angaben gemacht. Das deutet darauf hin, dass in diesem Bereich noch nach Antworten gesucht wird und sich viele Akteure noch nicht endgültig festgelegt haben.

Unter den Befragten sprechen sich nur ca. 1/3 für den Aufbau eines Wasserstoffverteilnetzes aus. Sollte es zu einem Aufbau eines Wasserstoffverteilnetzes kommen, wird eine Umwidmung des bestehenden Erdgasverteilnetzes gegenüber einer Parallelstruktur befürwortet - inkl. einer an die des Erdgasnetzes gekoppelten Regulatorik.

3) Fernwärme

Die Bedingungen im Bereich der Fernwärme werden insgesamt als zufriedenstellend bewertet. Beispielsweise scheinen ausreichend Wärmequellen für den Betrieb eines entsprechenden Netzes erschließbar zu sein. Als problematisch für einen flächendeckenden Einsatz wird die Wirtschaftlichkeit gesehen (für den Kunden, insbesondere aber auch für den Netzbetreiber). Darüber hinaus stellt die Verfügbarkeit der notwendigen Ressourcen (Fachpersonal für Planung und Bau, Verfügbarkeit der notwendigen Maschinen...) ein Hindernis dar.

4) Photovoltaik

Photovoltaik wird allgemein als notwendig und wichtig erachtet, sodass knapp 80% der Teilnehmenden eine PV-Pflicht bei umfangreichen Dacharbeiten befürworten, 70% der Teilnehmenden halten diese auch für realistisch umsetzbar. Probleme werden wiederum bei der Verfügbarkeit notwendiger Ressourcen gesehen (in erster Linie in Bezug auf Fachpersonal, aber auch in Bezug auf die notwendige Fläche). Die mit Genehmigung und Anmeldung einer Anlage einhergehenden Aufwände werden darüber hinaus als zu hoch angesehen.

5) Energiespeicher

Über 50% der Teilnehmenden berichten davon, dass derzeit noch keine Energiespeicherung bei Ihnen durchgeführt wird. Bei den übrigen Teilnehmenden überwiegen derzeit die Batteriespeicher – und werden dies nach allgemeiner Meinung auch zukünftig tun. Für spezifische Anwendungen, insbesondere die saisonale Energiespeicherung, werden jedoch auch Wärme-/Kältespeicher und Power-To-X-Anlagen als notwendig erachtet.

6) Digitalisierung

Digitalisierung wird in verschiedenen Bereichen (Erfassung von Verbrauchs- und Netzzustandsdaten, Kommunikation dieser Daten, Steuerung von Lasten) als notwendig erachtet. Allerdings werden bei der Umsetzung Hindernisse gesehen, bspw. fehlendes Fachpersonal für Implementierung und Wartung, die schwierige (kurzfristige) Kosten-/Nutzen-Abbildung in finanzieller und zeitlicher Hinsicht sowie die geltende Regulatorik / Bürokratie.

7) Standardisierung bei Stadtwerken

Zum diesem Themenblock wurden keine Rückmeldungen abgegeben.

8) Politik / Regulatorik

Die vorherrschende Regulatorik wird als zu kompliziert wahrgenommen und Vereinfachungen gewünscht. Konkrete Beispiele hierfür sind die Bereiche der Mieterstrommodelle, die Förderung erneuerbarer Energien sowie die Zusammensetzung des Strompreises.

9) Sanierung

Weniger als die Hälfte der Teilnehmenden ist mit der vorhandenen Unterstützung bei einem Sanierungsvorhaben zufrieden. Zwar werden auch die zugänglichen Fördermittel als Punkt genannt, wichtiger aber sind den Teilnehmenden einfachere Genehmigungsverfahren, transparentere Sanierungsanforderungen und ein ausgeglichenes Beteiligungsverhältnis zwischen Vermietern und Mietern an den anfallenden Kosten.

10) Quartierslösungen

Die Teilnehmenden gehen davon aus, dass sich verschiedene Technologien als Quartierslösungen installieren und nutzen lassen. Als Beispiele wurden insbesondere elektrische Anlagen (Batteriespeicher, Großwärmepumpen, Photovoltaikanlagen) genannt, sodass der allgemeine Trend zur Elektrifizierung auch an dieser Stelle zu Tage tritt.

11) Stadtwerke

Knapp die Hälfte der Teilnehmenden unterhält derzeit Kooperationen mit Stadtwerken. Sie wünscht sich – neben einer erschwinglichen Energie- und Wärmeversorgung – in erster Linie noch ein größeres Maß an Beratungsleistungen von den Stadtwerken, z.B. auch bezogen auf Quartierslösungen und PV-Anlagen.

12) Umwelt

Befragt nach dem aktuellen Stand und der geplanten Entwicklung des CO₂-Preises würden die Teilnehmenden eher höhere Preise ansetzen. Dies spricht dafür, dass eher eine stärker lenkende Rolle des politischen Umfelds gewünscht wird. Dafür spricht auch der große Teil der Teilnehmenden, der weitere Maßnahmen wie PKW-Verbote in Innenstädten befürwortet.

Insgesamt lässt sich aus den Antworten ablesen, dass es sich eher um ein stadtwerkenahes Feld an Teilnehmenden handelte: Es zeichnet sich eine hohe Vertrautheit mit den angesprochenen Themen ab. Somit können die Ergebnisse allerdings nicht als repräsentative Umfrage in der Bevölkerung gewertet werden, sondern als eine Umfrage unter Fachpublikum.

Dabei gibt es insbesondere zwei Kritikpunkte, die über verschiedene Themenbereiche hinweg genannt werden:

- 1) Die mangelnde Verfügbarkeit von Fachpersonal ist ein starkes Hindernis bei vielen Umsetzungen (PV, Fernwärme, Sanierungsmaßnahmen, Digitalisierung).
- 2) Die Kompliziertheit bestehender regulatorischer Bedingungen wird als zu hoch angesehen.

Der erste Punkt signalisiert dabei indirekt, der zweite dafür sehr konkret, einen Handlungsbedarf an die politischen und regulatorischen Akteure.

Eine Stabilisierung der globalen politischen Lage und eine Entspannung auf den Energiemärkten ist noch nicht absehbar. Aktuell hat die Versorgungssicherheit höchste Priorität, sodass Gedanken und Pläne bezüglich Klimaneutralität ein Stück nach hinten gereicht werden.

Positiv gesehen bleibt festzuhalten, dass eine möglichst autarke, von fossilen Brennstoffen unabhängige Energieversorgung eine deutlich höhere Gewichtung erhalten haben. Erneuerbare, möglichst lokal erzeugbare Energien bedienen damit nicht mehr „nur“ das Ziel der Klimaneutralität, sondern werden auch zu einem wichtigen Grundpfeiler der Versorgungssicherheit und damit einer stabilen Wirtschaft, im Endeffekt also zur Basis einer erfolgreichen westlichen Gesellschaft. Ein Beispiel für diese positive Entwicklung ist das EEG 2023, mit dem die Errichtung und der Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen als Tätigkeiten mit „überragendem öffentlichen Interesse“, die der „öffentlichen Sicherheit dienen“, eingestuft werden. Dies gibt dem Ausbau der erneuerbaren Energien eine deutlich höhere Priorität, erleichtert somit die Genehmigung einzelner Projekte und reduziert auf diese Weise die Projektdauer. Die damit avisierten beschleunigten Ausbauziele sollen zudem über regulatorische Erleichterungen unterstützt werden, sodass mit diesem Maßnahmenpaket bereits einige der in der hier präsentierten Umfrage kritisierten Punkte angegangen werden.

Es steht entsprechend zu hoffen, dass die im aktuellen Krisenmodus getroffenen Entscheidungen einen langfristigen Trend auslösen, der die Ziele aus den TrafoKommunE-Szenarien begünstigt.

1.2 Automatisierte Bereitstellung von Strukturdaten (AP 1.4, KIT-IIP)

Der energetische Istzustand der Gebäude und vorhandene Wohngebäudetechnologien werden auf Basis von Geodaten und öffentlich verfügbaren Statistiken (z.B. zur Effizienz der Haushaltsgeräte, Heizungstechnologieverteilungen, etc.) abgeleitet. Hierfür wurde im Arbeitspaket 1.4 eine Vorgehensweise weiterentwickelt, die es ermöglicht den Karlsruher Gebäudebestand auf Basis von Open Street Map Daten [1] gebäudescharf zu erfassen und den einzelnen Gebäuden ihre Gebäudegrundfläche zuzuordnen. Zur Analyse der Gebäudetypenverteilung werden Daten aus der Zensusdatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder [2], welche für jede 1 km²-Rasterzelle in Deutschland Informationen über die Anzahl der Wohngebäude sowie über deren Häufigkeitsverteilung über 10 Alters- und Gebäudegrößenklassen bereitstellen, verwendet. Diese beiden Datenquellen werden mit einer Methodik verschnitten und aggregiert, die es ermöglicht, dass die erfassten Gebäude den Gebäudeklassen der TABULA Gebäudetypologie zugeordnet werden [3,4]. Innerhalb des Modells wird zwischen 40 Gebäudetypenklassen unterschieden. Nach Zuordnung der Gebäudetypenklassen zu den aus Open Street Map vorliegenden Gebäudegrundrissen, werden die Gebäudetypen anhand der Gebäudegrundfläche skaliert. Bei der Bestimmung des Gebäudealters wird angenommen, dass die Gebäude innerhalb einer Gebäudealtersklasse gleichverteilt vorliegen. Bei den Gebäudetypen wird zwischen vier Gebäudetypklassen unterschieden (EFH: Einfamilienhaus, RH: Reihenhauses, MFH: Mehrfamilienhaus, GMH: Großes Mehrfamilienhaus). Nach der Zuordnung der Wohngebäudetypen zu deren Repräsentationen in Open Street Map lassen sich alle Gebäude in Wohngebäude und Nichtwohngebäude unterteilen. In Abbildung 1-2 wird beispielhaft für die Karlsruher Oststadt die Auswertung des Wohngebäudebestands auf Basis von Open Street Map und Zensusdaten visualisiert.

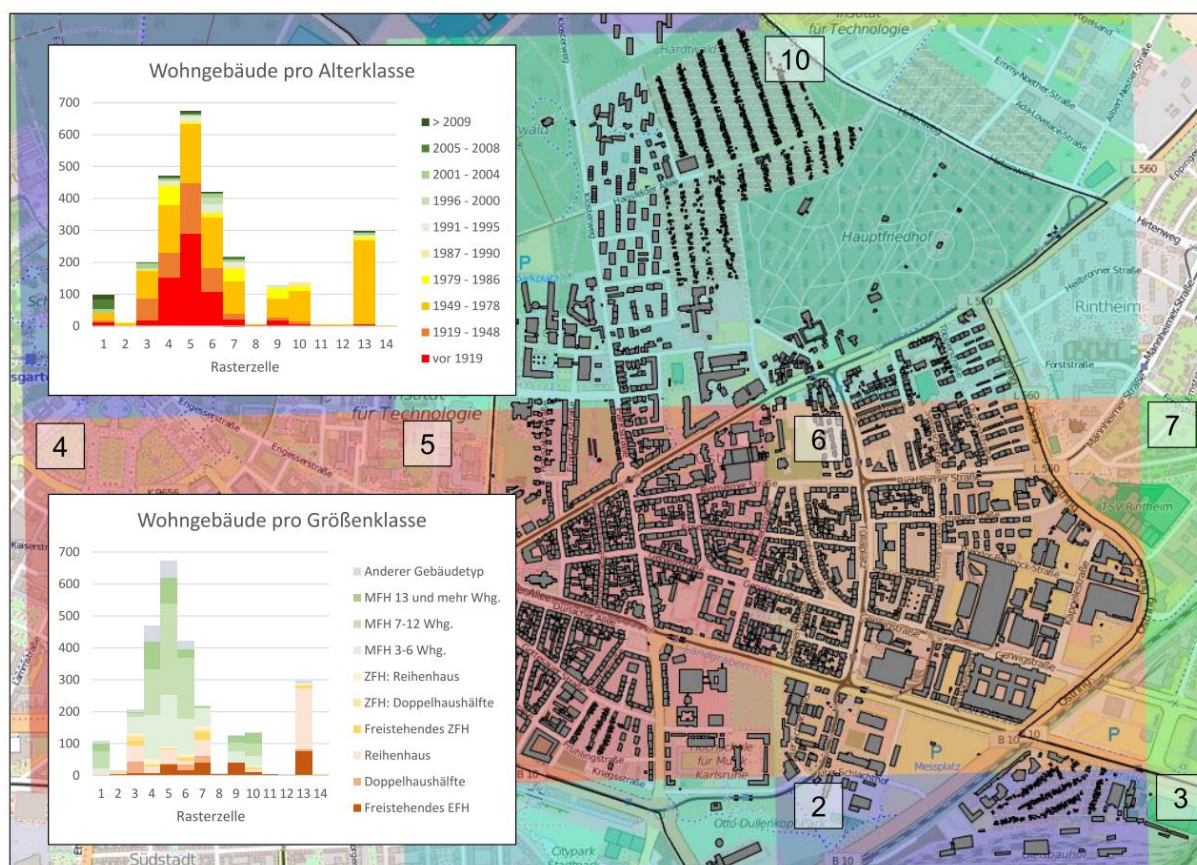


Abbildung 1-2: Auswertung der Daten zum Wohngebäudebestand aus der Zensusbefragung. Beispiel der Karlsruher Oststadt. Quelle: [4] mit Daten von [2] und Open Street Map.

Ausgehend von dem ermittelten Gebäudebestand wurde ein übertragbares Vorgehen zur Ermittlung des Sanierungsausgangszustandes entwickelt. Hierbei werden in einer Simulation bereits durchgeführte Sanierungsmaßnahmen an Gebäuden abgeschätzt. Als zentrale Quelle für Informationen zu den bisher durchgeführten Sanierungsmaßnahmen wird auf die Datenerhebung des Wohngebäudebestands 2016 zurückgegriffen [5]. In Tabelle 1-3: Nachträglich gedämmte Bauteilfläche nach Baualtersklassen im deutschen Wohngebäudebestand [5] werden die prozentualen Anteile der wärmegeprägten Bauteilflächen, auf dessen Grundlage der Sanierungsausgangszustand basiert, dargestellt.

Tabelle 1-3: Nachträglich gedämmte Bauteilfläche nach Baualtersklassen im deutschen Wohngebäudebestand [5]

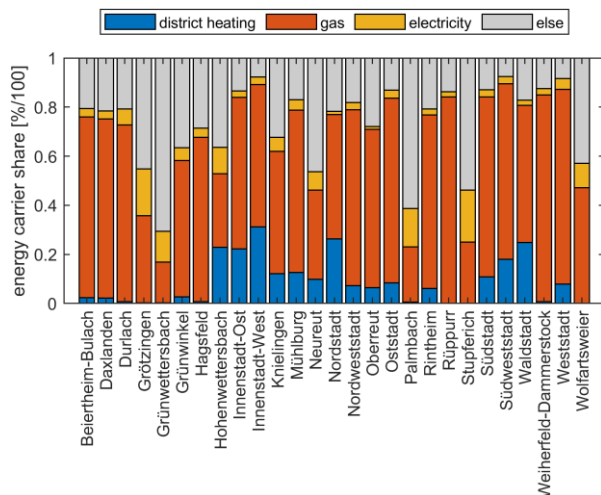
	Außenwand (%)	Dach/ Obergeschoss (%)	Fußboden/ Kellerdecke (%)	Gesamtmodernisierungsgrad (%)	Anteil Gebäude (%)
Alle Wohngebäude	18,8	37,2	9,7	22,2	100
Bis 1948	29,6	61,2	17,5	36,3	24
1949-1957	32,9	60,9	14,9	37,0	9
1958-1968	29,6	56,1	13	33,6	12
1969-1978	20,2	39,5	9,2	23,4	14
1979-1994	9,9	19	4,7	11,4	21
1995-...	2,2	3,6	1,5	2,5	21

Der Gesamtmodernisierungsgrad wird hier analog zum Vorgehen der Berechnung der Gesamtmodernisierungsrate in [5] (siehe Seite 76) bestimmt. Dabei setzt sich der flächengewichtete

Gesamtmodernisierungsgrad aus den flächengewichteten Modernisierungsgraden der einzelnen Bauteile zusammen. Hierbei werden Gewichtungsfaktoren für die einzelnen Bauteilklassen verwendet (Außenwand: 44 %, Dach/Obergeschossdecke 31 %, Fußboden/Kellerdecke: 25 %). Um zu gewährleisten, dass im Jahr 2016 der Gesamtmodernisierungsgrad in den jeweiligen Baualtersklassen im synthetisch erzeugten Gebäudebestand der betrachteten Kommune eingehalten wird, werden in einem ersten Schritt die Gebäude der jeweiligen Baualtersklasse, bei denen bereits vor 2016 eine Wärmedämmmaßnahme durchgeführt wurde, zufällig gezogen. In einem zweiten Schritt wird der Wärmedämmzeitpunkt bestimmt. Dabei wird angenommen, dass Dämmmaßnahmen ab dem Jahr 1990 durchgeführt werden. Folglich ergibt sich eine durchschnittliche Sanierungsrate von 0,85 %/a (22,2 % / 26 a) im Zeitraum zwischen 1990 und 2016. Dieser Wert ist vergleichbar mit Sanierungsraten die in der Literatur zu finden sind (vgl. [6] ~0,8 %/a). Anschließend werden Jahr für Jahr zwischen 1990 und 2016 aus der Menge der zu sanierenden Gebäude zufällig $1/(2016 - 1990) \sim 3,85 \%$ der Gebäude gezogen, bei denen eine Dämmmaßnahme im jeweiligen Jahr durchgeführt wird. Bei der zufälligen Ziehung werden Gewichtungen verwendet, sodass sichergestellt wird, dass ältere Gebäude mit einer höheren Wahrscheinlichkeit saniert werden. Der Zielsanierungszustand nach der Durchführung einer Dämmmaßnahme wird auf Grundlage der IWU Gebäudetypologie bestimmt [3]. Dabei wird angenommen, dass Gebäude die vor dem Jahr 2009 saniert werden, auf die zu dem Sanierungsjahr üblichen Neubauanforderungen saniert werden (ähnlich zu [7]). Bei Sanierungsmaßnahmen, die ab dem Jahr 2009 durchgeführt werden, wird angenommen, dass die Gebäude, die im jeweiligen Jahr saniert werden, auf den Sanierungsstand „usual refurbishment“ gebracht werden, der in der IWU Gebäudetypologie festgelegt wird und sich an den gegebenen Anforderungen in den jeweiligen Untersuchungsländern orientiert. Ausgehend vom Jahr 2016 wird bis zum Jahr 2020 eine Sanierungsrate von 1 %/a angenommen. Dies entspricht der Sanierungsgeschwindigkeit in Deutschland im Zeitraum zwischen 2010 und 2016 [5].

Dem erzeugten synthetischen Wohngebäudebestand werden im weiteren unter Verwendung empirischer Daten aus [5] und [8] Wärmeerzeugertechnologien und Endenergieträger zugewiesen. Die Zensus Informationen liegen dabei auf 1km² Ebene vor, während in [5] repräsentative Daten für den nationalen Gebäudebestand bereitgestellt werden. Abbildung 1-3 beschreibt die Unterschiede in der Endenergieträgerverteilung nach Stadtteilen in Karlsruhe, zwischen Realdaten (bereitgestellt von den SWKA) und simulierten Daten. Es ist zu erkennen, dass die Realdaten teilweise deutlich von den im Modell bestimmten Verteilungen abweichen. Hauptgrund hierfür ist die sehr heterogene Verteilung der Endenergieträger, sodass die Qualität der simulierten Verteilungen des Stadtmodells durch die Unterstützung von Realdaten deutlich verbessert werden kann.

Source: SWKA



Sources: census 1km², Diefenbach et al. 2018

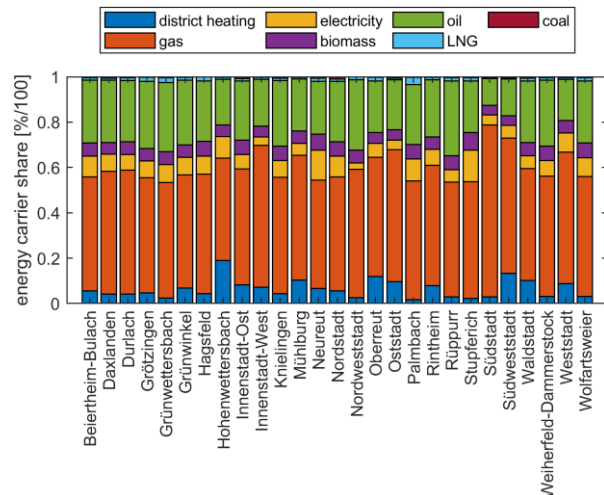


Abbildung 1-3: Beschreibung der Endenergieträgerverteilung in den verschiedenen Stadtteilen in Karlsruhe. Links wird die Endenergieträgerverteilung auf Basis empirischer Daten der Stadtwerke Karlsruhe (SWKA) dargestellt, während rechts die Ergebnisse der im Stadtmodell durchgeführten Simulationen auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten dargestellt wird.

Folglich wurde das Stadtmodell um ein Modul erweitert, welches es ermöglicht auf Basis der Realdaten der Stadt Karlsruhe die Gewichtungen, auf denen die stochastische Zuteilung der Wärmeerzeuger und Endenergieträger zu den einzelnen Gebäuden erfolgt, zu kalibrieren. Ausgehend von den kalibrierten Gewichtungen wird stochastisch ein synthetischer Ausgangszustand für jedes Wohngebäude der Stadt Karlsruhe im Jahr 2020 erzeugt und der Endenergiebedarf für Raumwärme ermittelt. Weiterhin wurde der Datensatz um Dachflächenpotentiale für Solaranlagen erweitert, welche vom Stadtmodell berechnet wurden.

Die mit dem beschriebenen Vorgehen erzeugten Informationen zum Karlsruher Gebäudebestand wurden in einer Projektdatenbank gespeichert. Die Datenbank dient als Grundlage für die Projektion der kommunalen Energiebedarfe (Kapitel 2.2), für Verteilnetzrechnungen und für die Konzeption des Wabenmodells (siehe Kapitel 3). Das konzeptionelle Vorgehen der beschriebenen Methodik zur Ableitung der Gebäudebestandsinformationen wurde in Kapitel 3.2.1.1 in [9] veröffentlicht.

2 Szenarienentwicklung und –bewertung

2.1 Randbedingungen aus Deutschlandszenarien (AP 2.1, DVGW-EBI)

Allein im Jahr 2021 wurden zahlreiche Studien zur Transformation des deutschen Energiesystems mit dem Ziel der Erreichung der Klimaneutralität veröffentlicht (Tabelle 2-1). Die ersten beiden Studien wurden vor der Novellierung des deutschen Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 veröffentlicht und zielen daher nicht auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 ab. Das Szenario solidEU (Solidarität in der EU) ist ein ganzheitliches europäisches Energiesystemszenario zur Reduzierung von Treibhausgasen Gasemissionen in Europa um 95 % im Vergleich zum Niveau von 1990 [10]. Sektorale, nationale oder Zwischenziele im Jahr 2030 werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zu allen anderen Studien werden die Ergebnisse der europäischen Szenarien und relevante

Zwischenergebnisse, wie zum Beispiel Endenergiebedarf oder CO₂-Emissionen der einzelnen Sektoren mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung bereitgestellt. Die Daten sind in einem Szenario Explorer abrufbar. In den BMWK Langfristszenarien [11] werden drei Alternativszenarien, jeweils mit dem Ziel Klimaneutralität 2050, verglichen. Die drei Szenarien unterscheiden sich in der Ausprägung der Nutzung der Hauptenergieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe. Wobei eine große Tendenz zur Elektrifizierung von Anwendungen in allen Szenarien angenommen wird. Über einen umfangreichen Szenario-Explorer werden zahlreiche Detaillierungsergebnisse zu den drei Szenarien, wie Strompreiszeitreihen sowie jahresspezifische Kosten und Emissionsfaktoren der Energieträger, bereitgestellt. Die Agora Studie [12] und die dena Leitstudie [13] enthalten je nur ein Szenario. Während sich die Agora Studie auf eine „all-electric“ Welt konzentriert, verfolgt die dena eher einen technologieoffenen Weg. Wie die BMWK-Studie beinhaltet auch die Ariadne Studie [14] von Kopernikus verschiedene Szenarien: Mix, Elektrifizierung, H₂ und E-Fuel mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Die BDI-Studie beinhaltet ebenfalls ein Szenario mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Alle Szenarien bestehen aus einer Kombination verschiedener Bottom-up-Modelle auf der Energienachfrage- und Angebotsseite (Simulation & Optimierung). Darüber hinaus konzentrieren sich alle Studien, außer BDI, auf die volkswirtschaftliche Analyse. Die BDI-Studie konzentriert sich auf die betriebswirtschaftlichen Kosten.

Tabelle 2-1: Vergleich von Studien aus dem Jahr 2021 zur Erreichung der Klimaneutralität auf deutscher und europäischer Ebene (THG: Treibhausgas, KN: Klimaneutralität)

Studien	Szenario Namen	Ziel	Umfang	Verfügbarkeit von öffentlichen Daten
The FfE Open Data Portal – eXtremOS [10]	solidEU	GHG - 95%	EU	Hoch (räumlich, zeitlich, sektoral)
BMWK Langfristszenarien [11]	TN-PtG/PtL, TN-Strom, TN-H ₂	KN 2050	DE	Aggregiert (sektoral)
Agora Studie – Klimaneutrales Deutschland 2045 [12]	KN2045	KN 2045	DE	Aggregiert (sektoral)
dena Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität [13]	KN100	KN 2045	DE	Aggregiert (sektoral)
Ariadne [14]	Mix, Elektrifizierung, H ₂ , E-Fuel	KN 2045	DE	Aggregiert (sektoral)

Laut den verschiedenen bundesweiten Szenarien ist der Gasbedarf (Methan und Wasserstoff) in den Energieverbrauchssektoren rückläufig. Allerdings ist dieser Rückgang in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich stark ausgeprägt. Abbildung 2-1 zeigt die Entwicklung des Gasbedarfs (Methan und Wasserstoff) für verschiedene Szenarien. Es ist zu erkennen, dass sich der Gasbedarf von Deutschland für das Jahr 2045 zwischen 92 und 540 TWh liegt. Der niedrigste Bedarf ergibt sich aus dem Agora Studie im KN2045 Szenario. Der höchste Bedarf ergibt sich aus dem BMWK Langfristszenarien aus TN-H₂ Szenario.

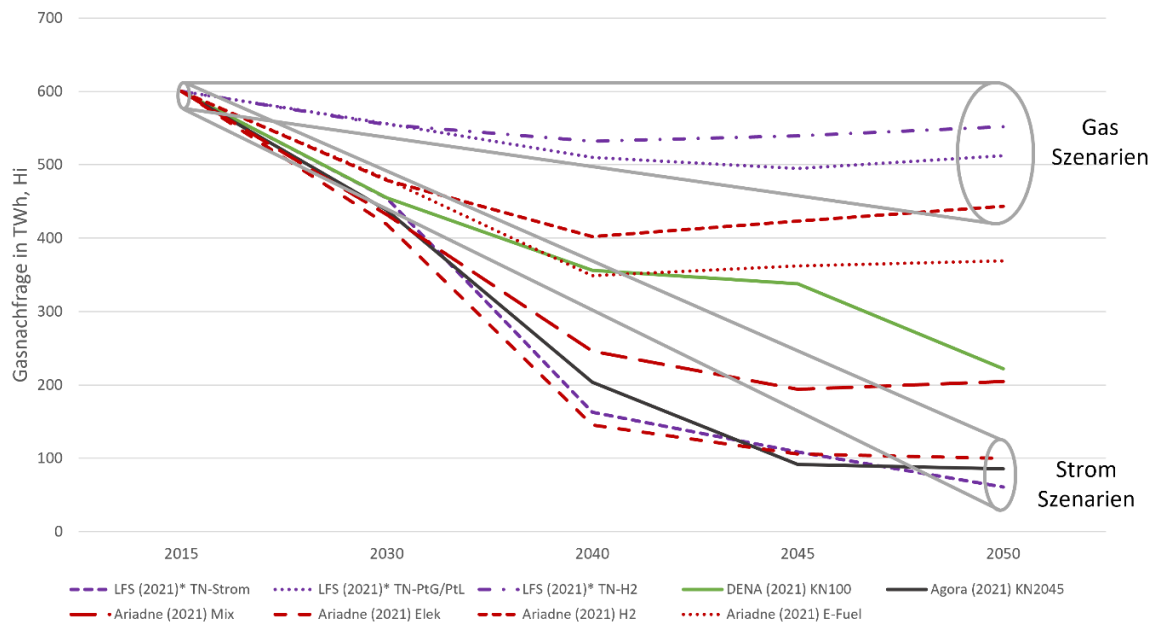


Abbildung 2-1: Entwicklung der Gas-Endenergienachfrage nach Sektoren (Methan & Wasserstoff) für Industrie, Gebäude und Mobilität, eigene Darstellung aus Quellen [11–14]. Lineare Interpolation für 2045.

Im Gegensatz zur Gasnachfrage steigt die Stromnachfrage (Abbildung 2-2) in den Verbrauchssektoren in allen bundesweiten Szenarien über die Jahre immer weiter an. Ähnlich ist die Höhe des Anstiegs der Stromnachfrage in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich und schwankt zwischen 450 und 1030 TWh. Die höchste Stromnachfrage ergibt sich im Stromszenario des Ariadne aus Elektrifizierung, und der geringste Bedarf entsteht hingegen im TN-PtG/PtL Szenario aus BMWK Langfristszenarien.

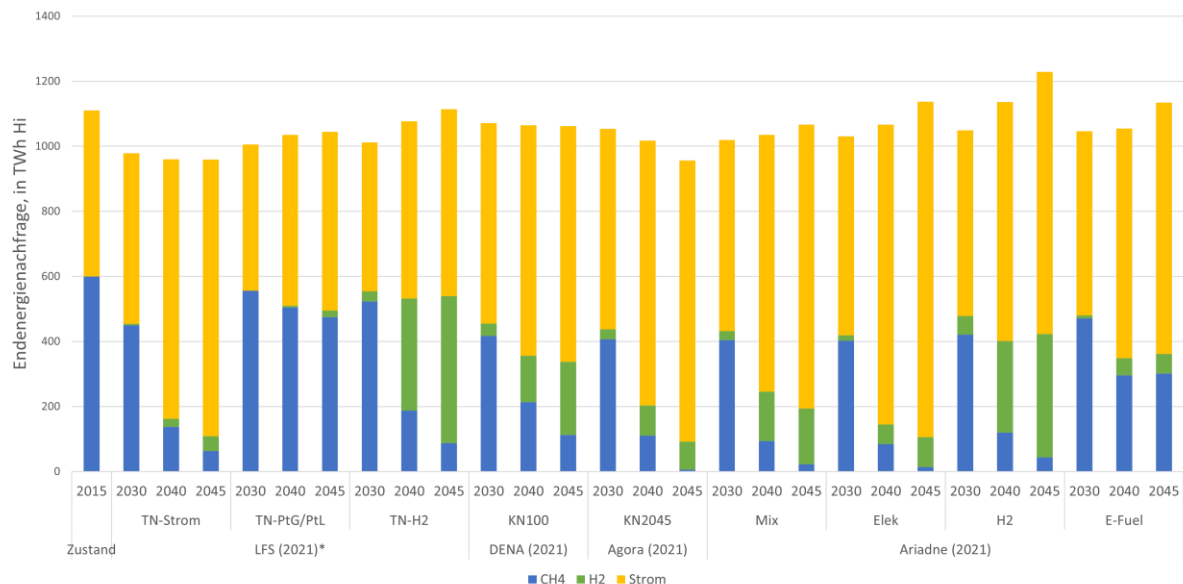


Abbildung 2-2: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Sektoren (Methan, Wasserstoff und Strom) für Industrie, Gebäude und Mobilität, eigene Darstellung aus Quellen [11–14]. Lineare Interpolation für 2045.

Alle erwähnten Szenarien wurden für Deutschland erstellt. Für das Projekt TrafoKommunE werden jedoch Daten auf kommunaler Ebene benötigt. Dazu werden die Daten aus den deutschlandweiten Szenarien herunterskaliert. Die Modelle werden für die Stadt Karlsruhe als Beispielstadt erstellt. Wie in der Abbildung 2-3 zu sehen ist, werden für Karlsruhe die herunterskalierten Daten für GHD und Industrie benötigt. Diese Daten fließen dann in das Stadtmodell ein. Die herunterskalierten Daten für den Mobilitäts- und Gebäudesektor werden nur zur Plausibilisierung verwendet. Für dieses Projekt wurde das BMWK LFS-Szenario als Referenzszenario gewählt, da es die einzige auf dem Markt verfügbare Studie für Deutschland mit regionalisierten Daten ist. Da einer der Partner (Fraunhofer ISI) an der Erstellung der BMWK Langfristszenarien beteiligt war, konnte auf die regionalisierten Daten zurückgegriffen werden.

Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) werden im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen "Leitszenarios", sondern die Untersuchung von unterschiedlichen Szenariowelten um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen. Die Studie bildet derzeit u.a. für die Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung, der Plattform Klimaneutrale Stromsysteme und der Verteilnetze der Zukunft eine Grundlage.

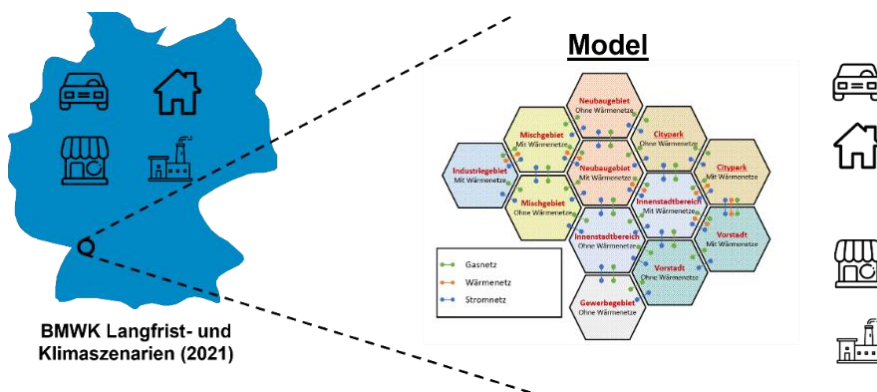


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Herunterskalierung

Im Projekt TrafoKommunE werden drei Szenarien definiert (Strom-, Mittelweg- und Gasszenario), anhand derer die Energiesystemtransformation der Beispielkommune Karlsruhe untersucht wird. Strom- und Gasszenarien sind angelehnt an TN-Strom und TN-PtG/PtL aus den BMWK Langfristszenarien [11]. Die zentrale Zielvorgabe für die Szenarien war Treibhausgasneutralität (TN) bis 2050. Spezifische Sektorziele wurden nicht vorgegeben.

Im Stromszenario liegt der Schwerpunkt auf einer maximalen Elektrifizierung der Endenergiesektoren (Gebäude, Industrie, Mobilität und GHD). Hier wird der Markthochlauf der elektrischen Wärmepumpen in den Gebäuden als hoch und ambitioniert angenommen. Die Sanierungsrate ist für dieses Szenario 1,66 %/a (siehe TN-Strom-Szenario des BMWK Langfristszenarien [11]). Zusätzlich steigen die Anforderungen an die Gebäudehülle, in Form von ambitionierteren U-Werten, und es wird

ein erhöhter Anteil ambitionierter Sanierungen erwartet. Durch die ambitionierten Annahmen bzgl. Wohngebäudesanierungen kann ein Großteil der Wärmenachfrage durch Wärmepumpen und Wärme aus Fernwärmenetzen gedeckt werden. Das Gasszenario geht von einer geringeren Elektrifizierung aus. Hier werden verstärkt erneuerbaren Gase in den Endenergieverbrauchssektoren eingesetzt. Im Gebäudesektor ist der Markthochlauf von Wärmepumpen nicht so hoch wie im Stromszenario, sodass der Anteil an Gas-Heizungen und Wärmepumpen an den Wärmeerzeugertechnologien im Gebäudesektor in Deutschland im Jahr 2050 nahezu identisch ist. Auch hier werden erneuerbare Gase im System bevorzugt werden. Die Sanierungsrate für dieses Szenario ist 1,33 %/a (siehe TN-PtG/PtL des BMWK Langfristszenarien [11]). Im Mobilitätssektor wird insbesondere für den Schwerlastverkehr auch Gasmobilität gesehen. Das Mittelwegsszenario liegt zwischen diesen beiden Extremszenarien. Hier wird davon ausgegangen, dass es eine moderaten Umsetzungswillen und einen gewissen Druck aus der Politik gibt. Die Sanierungsrate für dieses Szenario ist 1,55 %/a. Annahmen zu Sanierungstiefen orientieren sich am „TN-PtG“ Szenario der BMWK Langfristszenarien. In den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Mobilität wird erwartet, dass es nicht zu einer vollständigen Elektrifizierung in allen Bereichen kommt und eine, wenn auch im Vergleich zum Gasszenario geringe, Restnachfrage nach synthetischen Gasen im Jahr 2050 bestehen bleiben wird.

Kommunale Transformationsprozesse des Energiesystems sollten im Einklang mit nationalen Transformationsszenarien analysiert werden. Wechselwirkungen zwischen dem nationalen und dem kommunalen Energiesystem werden im Projekt TrafoKommune über Importe und Exporte von Energieträgern modellendogen berücksichtigt. Die Wechselwirkungen werden unter Berücksichtigung nationaler Energieträgerpreise, regionaler Energienachfragen und regionaler Potentiale für Energiebereitstellungstechnologien bestimmt. Preisentwicklungen von Energieträgern sowie von Emissionszertifikaten werden durch nationale Entwicklungen aus den BMWK Langfristszenarien vorgegeben. Zum Zeitpunkt der Durchführung der Modellrechnungen im Projekt TrafoKommune lagen noch keine Ergebnisse der BMWK Langfristszenarien mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 vor. Im Folgenden werden daher die Rahmenbedingungen aus den BMWK Langfristszenarien mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 verwendet (siehe Tabelle 2-2)

Tabelle 2-2: Rahmenbedingungen aus nationalen Energiesystemtransformationsszenarien [15]. Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise sowie CO₂-Emissionsfaktoren.

Beschaffung [€/MWh]	Elektrizität	Gas	H ₂	Kohle	Öl	Synthetisches Methan	CO ₂ [€/ton]
2020	34	37	111	3.6	32	140	25
2030	65	36	101	6.4	35	120	75
2040	68	36	91	6.25	40	110	125
2050	56	31	81	-	-	94	500
CO ₂ Emissionsfaktoren [g/kWh]							
2020	430	190	0	374	260	0	-
2030	110	170	0	374	230	0	-
2040	30	150	0	374	190	0	-
2050	0	0	0	-	-	0	-

Im „Stromszenario“ wird von einem hohen Grad der Elektrifizierung in allen Sektoren ausgegangen. Das Stromszenario ist an das „TN-Strom“ Szenario der BMWK Langfristszenarien angelehnt. Im Wohngebäudesektor wird dabei von einer erhöhten Sanierungsrate von 1,66 %/a ausgegangen, was einer Beschleunigung der Sanierungszyklen von 20% entspricht. (siehe „TN-Strom“ Szenario in [15]). Im Vergleich zum Stromszenario wird im „Gasszenario“ eine niedrigere Sanierungsrate (1,33 %/a) in Kombination mit weniger ambitionierten Anforderungen an die Gebäudehülle verwendet. Das Gasszenario ist an das „TN-PtG“ Szenario der BMWK Langfristszenarien angelehnt. Zusätzlich wird ein „Mittelwegsszenario“ definiert, in dem von einem weniger starken Anstieg der Sanierungsrate im Gebäudesektor, im Vergleich zum „Stromszenario“ ausgegangen wird (1,55 %/a).

2.2 Energiebedarfe auf kommunaler Ebene (AP 2.2, KIT-IIP)

Aufbauend auf dem in Kapitel 1.2 für das Ausgangsjahr 2020 abgeleiteten Gebäudebestand der Beispielkommune Karlsruhe und unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.1 definierten Randbedingungen der übergeordneten nationalen Energiesystemtransformation wird im Folgenden das Vorgehen zur Projektion der Energiebedarfe auf kommunaler Ebene bis zum Jahr 2050 vorgestellt.

2.2.1 Transformation des Wohngebäudebestands

Die entwickelte Methodik zur Simulation der Transformation des kommunalen Gebäudebestands wird in Abbildung 2-4 dargestellt. Im ersten Schritt werden für jedes Simulationsjahr, beginnend ab 2020 bis zum Zieljahr, die zu sanierenden Gebäude identifiziert. Als Eingabeparameter werden eine jährliche Sanierungsrate in Form von Vollsanierungsäquivalenten sowie Angaben zum Anteil tiefgreifender Sanierungen benötigt. Für die Auswahl der zu sanierenden Gebäude werden für alle Gebäude des Gebäudebestandes der Raumwärmebedarf nach einer konventionellen und ambitionierten Sanierung sowie die energetischen Kosten der Sanierungsmaßnahmen berechnet. Unter Verwendung der berechneten Levelised Cost Of Saved Heat (LCOSH), der eingesparten Wärmemenge pro m² der jeweiligen Sanierungsmaßnahmen und des Gebäudealters werden Sanierungsgewichtungen berechnet. Basierend auf diesen Gewichtungen werden stochastisch die Gebäude identifiziert, die im jeweiligen Simulationsjahr einen Sanierungszyklus durchlaufen.

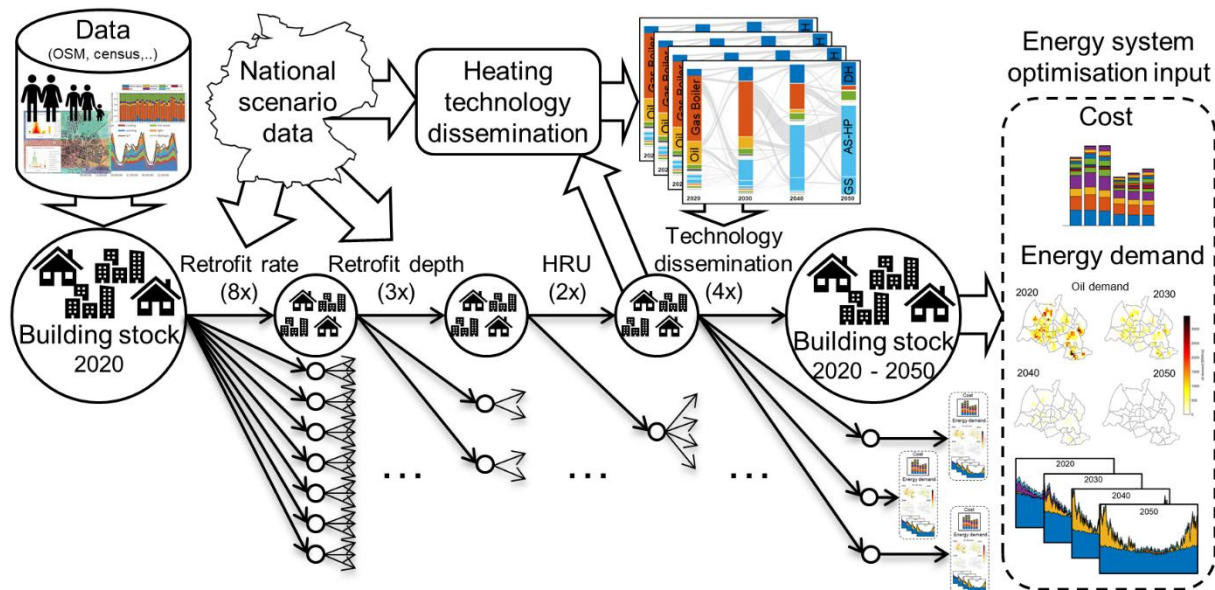


Abbildung 2-4: Generierung verschiedener Wohngebäudetransformationsszenarien unter Verwendung übertragbarer Daten und Informationen aus nationalen Energiesystemtransformationssstudien. Eigene Darstellung, publiziert in [9].

Anschließend wird auf Basis der simulierten Verteilung und des Alters der Wärmerückgewinnungsanlagen (WRG) im Ausgangsgebäudebestand die zukünftige Verteilung der WRG anhand von Zielverteilungen aus den übergeordneten nationalen Szenarien für die zukünftigen Betrachtungsjahre berechnet. Für die Verbreitung der WRG-Systeme wird davon ausgegangen, dass diese nur in neu errichteten oder gut isolierten Gebäuden mit einem maximalen Wand-U-Wert von $0,3 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ installiert werden.

Der iterative Prozess zur Simulation der Verbreitung von Heiztechnologien im zukünftigen lokalen Gebäudebestand ist in Abbildung 2-5 beschrieben. Informationen über den lokalen Gebäudebestand, zukünftig erwartete Anteile an Wärmeerzeugungstechnologien aus nationalen Szenarien, historische Heiztechnologiewechselraten und Annahmen zu lokalen Modernisierungsraten werden als Eingabeparameter für die Simulation benötigt. Die Wahrscheinlichkeiten für einen Heiztechnologiemstieg werden auf Basis der Heiztechnologie und -alters sowie historischer Wechselraten berechnet. Darüber hinaus werden Informationen zum Zeitpunkt der Sanierung aus vorherigen Berechnungsschritten und technologiespezifische Anforderungen berücksichtigt (Wärmepumpen können z. B. nur in Gebäuden mit Raumwärmebedarf $< 120 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{a}$ installiert werden). In Gebieten, in denen viele Gebäude bereits über einen Fernwärmeanschluss verfügen, steigt die Wahrscheinlichkeit eines Anschlusses an das Fernwärmenetz proportional zur Anzahl der bereits installierten Anschlüsse. Basierend auf diesen Übergangswahrscheinlichkeiten und der angenommenen jährlichen Modernisierungsrate wird für jedes Gebäude eine Heiztechnologiewechselwahrscheinlichkeit bestimmt.

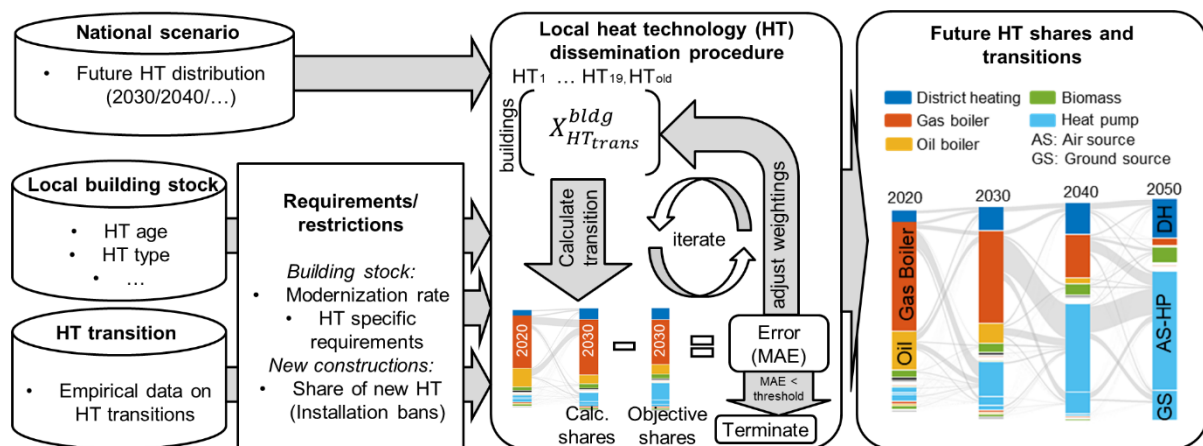


Abbildung 2-5: Visualisierung des iterativen Prozesses zur Berechnung der Verbreitung von Heiztechnologien im lokalen Gebäudebestand basierend auf übergeordneten Transformationsprozessen auf nationaler Ebene.

Die Berechnung der Heiztechnologietransformation im Ausgangsgebäudebestand und der neu hinzukommenden Heiztechnologien in den Neubauten erfolgt in Jahresschritten. Die Verbreitung der Heiztechnologien in Neubauten folgt den Trends im Gebäudebestand. Zusätzlich können optionale höhere Anforderungen, wie z. B. Installationsverbote von bspw. Gas- oder Ölheizungen berücksichtigt werden. Die berechneten Anteile der Heiztechnologien im Referenzjahr werden mit den aus den nationalen Szenarien abgeleiteten Sollverteilungen der Heiztechnologien in den Referenzjahren unter Berücksichtigung des lokalen Ausgangszustands verglichen. Basierend auf den Abweichungen der Verteilungen wird ein Abweichungsmaß (mean absolute error: MAE) berechnet. Basierend auf den heiztechnologiespezifischen Abweichungen werden die historischen Übergangsraten angepasst und der Heiztechnologieübergang iterativ berechnet, bis der MAE einen vordefinierten Schwellenwert erreicht. Wenn aufgrund der lokalen Beschaffenheit des Gebäudebestands der MAE den vorgegebenen Schwellenwert nicht unterschreitet, stoppt der Algorithmus nach einer bestimmten Anzahl von Iterationen ohne Verbesserung des MAE.

Die Verbreitung von Kühlgeräten in Form von Klimaanlage im lokalen Wohngebäudebestand wird im Modell auf Basis der von [16] definierten Szenarien umgesetzt. Es werden zwei Szenarien für die Durchdringung von Klimaanlage im Haushaltsbereich analysiert (niedrig: ~ 14 %, hoch: ~ 25 % der Haushalte nutzen Klimaanlage im Jahr 2050). Wie in [16] hängt die Schwere der Szenarien negativ von der angenommenen Sanierungsrate ab. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Klimaanlage überwiegend in gut renovierten Gebäuden installiert werden und durchschnittlich 50 % der Wohnfläche gekühlt werden [16].

2.2.2 Auslegung und Betrieb der Wohngebäudetechnik

Zur sachgerechten Dimensionierung der Heiztechnologien wird die Auslegungsheizlast in Anlehnung an [17] unter Berücksichtigung der thermischen Standards der Gebäudehülle berechnet. Die Auslegungsheizlast stellt sicher, dass der erforderliche Wärmebedarf auch bei tiefsten Wintertemperaturen ohne solare und interne Gewinne gedeckt werden kann. Blockheizkraftwerke (BHKW) und Solarthermie-Anlagen sind nicht darauf ausgelegt, den Wärmebedarf zu 100 % zu decken. Die Größe des BHKW wird anhand einer angestrebten Vollaststundenzahl (5000 h/a) gemäß [18] ermittelt, wobei davon ausgegangen wird, dass das BHKW wärmegeführt betrieben wird. Die

Auslegung der Solarthermie-Anlagen erfolgt je nach verfügbarer Dachfläche und Nutzungsart (Kombinationsanlage oder nur zur Warmwasserbereitung).

Für die Simulation des Technologiebetriebs werden technische Parameter aus den technischen Berichten der dänischen Energieagentur verwendet [19]. Die Leistungszahl der Wärmepumpen wird in Stundenaufösung in Abhängigkeit von der Wärmequellentemperatur (Außenluft oder Erdwärme) und der Wärmesenktemperatur berechnet. Die Wärmesenktemperatur hängt von der Außentemperatur und der Vorlauftemperatur des Wärmeverteilsystems ab, wobei die Vorlauftemperatur abhängig vom Alter des Gebäudes geschätzt wird [7,20]. Zur Simulation der thermischen Energieversorgung der Solarthermie Anlagen wird die Einstrahlung für alle Dachflächen des lokalen Gebäudebestandes berechnet. Dafür werden auf Basis von Satellitendaten alle nutzbaren Dachflächen mit der in [21] vorgestellten Methode identifiziert. Repräsentative Flächenausrichtungen werden unter Verwendung eines k-Means Clusteransatzes basierend auf Azimut und Neigung der Dachflächen bestimmt. Anschließend werden Strahlungssimulationen für die repräsentativen Ausrichtungen durchgeführt [22]. Die Wärmebereitstellung für alle solarthermischen Anlagen wird nach der Methode von [23] berechnet.

2.2.3 Simulation der Wohngebäudeenergienachfrage

Basierend auf dem parametrisierten Gebäudebestand wird der Bedarf an Nutzenergie für Haushaltsstromgeräte, Warmwasserbereitung und Raumheizung in stündlicher Auflösung berechnet. Dafür wurde das für Großbritannien entwickelte CREST-Modell zur Simulation des Strombedarfs von Privathaushalten mit Daten zum Verhalten deutscher Bewohner und deutscher Haushaltsgeräteinformationen parametrisiert [24–26]. Unter Berücksichtigung der lokalen Wetterbedingungen werden Belegungs-, Warmwasser- und Elektrizitätsbedarfsprofile von Haushaltsgeräten für 1000 Haushalte unterschiedlicher Haushaltsgröße simuliert. Anschließend werden die 1000 Haushalte durch stochastische Stichprobenziehung unter Berücksichtigung der Haushaltsgröße den Haushalten der Kommune zugeordnet. Ausgehend von der aktuellen elektrischen Nachfrage und dem aktuellen Gerätebestand haben sowohl zukünftige demographische Veränderungen als auch prognostizierte Effizienzsteigerungen sowie eine verstärkte prognostizierte Verbreitung von Verbraucher Applikationen Auswirkungen auf die zukünftige Elektrizitätsnachfrage von Haushaltsgeräten. Basierend auf historischen Effizienzsteigerungsraten aus den letzten 20 Jahren werden in TrafoKommune gerätekategorie-spezifische Effizienzsteigerungen bis zum Jahr 2050 verwendet. Für die Prognose der Bevölkerungsentwicklung wurden verschiedene Quellen herangezogen und verglichen und abschließend auf die Raumordnungsprognose des BBSR (Mai 2021) zurückgegriffen [27]. Der Wärmebedarf für Raumwärme wird auf Basis eines 5R1C-Modells nach [28] berechnet, unter Verwendung der internen Wärmegewinne aus der Haushaltssimulation und der thermischen Gebäudeparameter der TABULA-Wohngebäudetypologie [29].

2.2.4 Vorgehen zur Transformation der Energienachfrage im Industrie- und GHD Sektor

Für die Berücksichtigung der Transformation des Endenergiebedarfs in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) wird im Folgenden ein Top-Down Ansatz vorgestellt. Der Top-Down Ansatz basiert auf räumlich und zeitlich disaggregierten Sektor spezifischen Daten der nationalen bzw. europäischen Entwicklung der Endenergienachfrage aus [15] und [10]. Die jährlich aggregierten Sektor spezifischen Endenergiebedarfe der deutschen NUTS3 Regionen aus den BMWK

Langfristszenarien [15] werden in einem ersten Schritt, gemäß Abbildung 2-6, mit den Sektor spezifischen stündlich aufgelösten Profilinformatoren aus dem Projekt ExtremOS [10] skaliert. Ausgehend von dem im Projekt ExtremOS verwendeten Bezugswetterjahr 2012 wird im zweiten Schritt eine Anpassung an das Bezugswetterjahr des Projekts TrafoKommune, unter Berücksichtigung des Temperaturprofils und der Wochentags Kategorien, vorgenommen. Abschließend erfolgt im letzten Schritt eine weitere räumliche Disaggregation der Endenergienachfrage auf die in Kapitel 1.2 identifizierten Nichtwohngebäude. Die Disaggregation erfolgt auf Basis von Expertendaten in Kombination mit öffentlich verfügbaren Informationen aus Open Street Map.

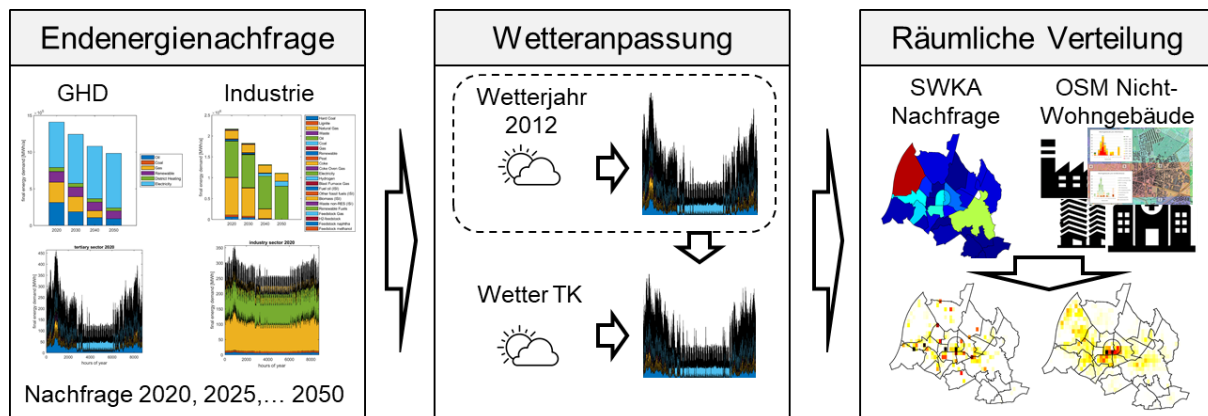


Abbildung 2-6: Beschreibung des Top-Down Vorgehens zur Disaggregation der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

2.2.5 Transformation der Energienachfrage der Beispielkommune Karlsruhe

Zur Veranschaulichung der vorgestellten Methodik wird eine beispielhafte Fallstudie für die Stadt Karlsruhe durchgeführt. Karlsruhe ist eine Stadt mit rund 308.000 Einwohnern [27], deren Endenergiebedarf sich zu etwa gleichen Teilen auf die Sektoren Haushalte (24 %), Industrie (26 %), GHD (24 %) und Verkehr (26 %) verteilt [30]. Ein Fernwärmenetz nutzt Abwärme aus Industrieprozessen (61 %), Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (18 %) und einem Gasheizwerk (21 %) und versorgt im Jahr 2020 25% der Wohnungen in Karlsruhe mit Fernwärme [31]. Karlsruhe zeichnet sich im Vergleich zum Bundesdurchschnitt durch eine relativ hohe Sonneneinstrahlung [32] und ein hohes Potenzial für Geothermie Anlagen aufgrund hoher erreichbarer hydrothermischer Temperaturen (130-160 °C) aus [33].

2.2.5.1 Transformation der Energienachfrage des lokalen Wohngebäudesektors

Im Rahmen des Projekts TrafoKommune wurden gemäß Abbildung 2-4 192 Transformationsszenarien für den lokalen Wohngebäudesektor der Gemeinde Karlsruhe in Deutschland berechnet. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Sanierungsrate (8x), der Höhe der Ziel-U-Werte (3x), der Verbreitung von Wärmerückgewinnungsanlagen (2x) und der Verbreitung der Heiztechnologien (4x). Die Definition des Parameterbereichs in Tabelle 2-3 orientiert sich an den nationalen Szenarien aus [15]. Im Vergleich zum Szenario „TN-PtG“ weist das Szenario „TN-Strom“ eine ambitioniertere jährliche Sanierungsrate und Sanierungstiefe (geringere U-Werte) sowie höhere Wärmepumpenanteile am zukünftigen Gebäudebestand auf. Die zukünftig erreichbare Sanierungsrate ist einer der am häufigsten diskutierten Parameter in Gebäudebestandsstudien. Daher wird insbesondere der Einfluss der Sanierungsrate unter Berücksichtigung einer Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen zwischen

den untersuchten repräsentativen Jahren untersucht. Szenarien für die Verbreitung von Heiztechnologien werden durch Interpolation zwischen den beiden Extremszenarien ermittelt. Bei der Ermittlung der zukünftigen Sanierungstiefen (U-Werte) wird zwischen drei Szenarien unterschieden, in denen erreichbare U-Werte für Neubauten (nb) sowie konventionelle (ks) und anspruchsvolle Sanierungsmaßnahmen (as) definiert werden (vgl. Tabelle 2-3). Aus den 192 verfügbaren Szenarien, wurden in Projekt Workshops 3 Szenarien für die Transformation des Wohngebäudesektors ausgewählt, die dem Gas-, Strom- und Mittelwegsszenario entsprechen.

Tabelle 2-3: Definition der Parameterbereiche für die berechneten Haushaltssektor-Szenarien. (: „Gasszenario“, **: „Stromszenario“, ***: „Mittelwegsszenario“)*

Parameter			Parameterbereich						
Sanierungsrate [%/a]	20-30	1	1.33*	1.66**	2	1.33	1.5***	2	2
	30-40	1	1.33*	1.66**	2	1.66	2***	3	1.5
	40-50	1	1.33*	1.66**	2	1.66	2***	3	1.5
U-Werte (nb/ks/as) [W/m²K]	Dach	0.15/0.15/0.13**(*)		0.17/0.17/0.13*		IWU [34] (building type and age-specific)			
	Wand	0.16/0.16/0.14**(*)		0.20/0.20/0.18*					
	Fenster	0.80/0.80/0.70**(*)		1.00/1.00/0.80*					
	Boden	0.22/0.22/0.20**(*)		0.26/0.26/0.23*					
Anteil									
Wärmerückgewinnung [%bldg,2050]	-	21*		32**		37**			
Anteil Heiztechnologie [%bldg,2050]	Gas- kessel	2**		12.33***		22.66		33*	
	Wärme- pumpe	70**		57.66***		45.33		33*	

Abbildung 2-7 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der Endenergienachfrageentwicklung für Raumwärme (SH) und Warmwasser (DHW) in Karlsruhe für das Stromszenario. Ausgehend von der übergeordneten bundesweiten Transformation des Heiztechnologiebestandes wird die Transformation der Heiztechnologien im lokalen Gebäudebestand abgeleitet. Die hier vorgestellte Fallstudie basiert auf einer empirisch abgeleiteten historischen Modernisierungsrate von 3 %/Jahr [35] zwischen 2020 und 2030, welche auf 4 %/Jahr zwischen 2030 und 2050 ansteigt. Das in Abbildung 2-7 dargestellte Stromszenario geht von einem starken Anstieg des Anteils von Wärmepumpen im nationalen Gebäudebestand insbesondere zwischen 2030 und 2040 aus, dieser starke Anstieg kann aufgrund der örtlichen Gegebenheiten im lokalen Gebäudebestand und der angenommenen maximal erreichbaren Modernisierungsrate nicht vollständig erreicht werden. Daher ist zwischen 2040 und 2050 ein verstärkter lokaler Ausbau von Wärmepumpen zu beobachten. Im beschriebenen Szenario reduziert sich der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser zwischen 2020 und 2050 um 48 %. Während Öl und Gas im Ausgangszustand im Jahr 2020 rund 69 % der Endenergie ausmachen, ist im Jahr 2050 nur noch ein geringer Anteil an Gaskesseln im örtlichen Gebäudebestand vorhanden und der Großteil der Gebäude wird durch Wärmepumpen und Fernwärme versorgt.

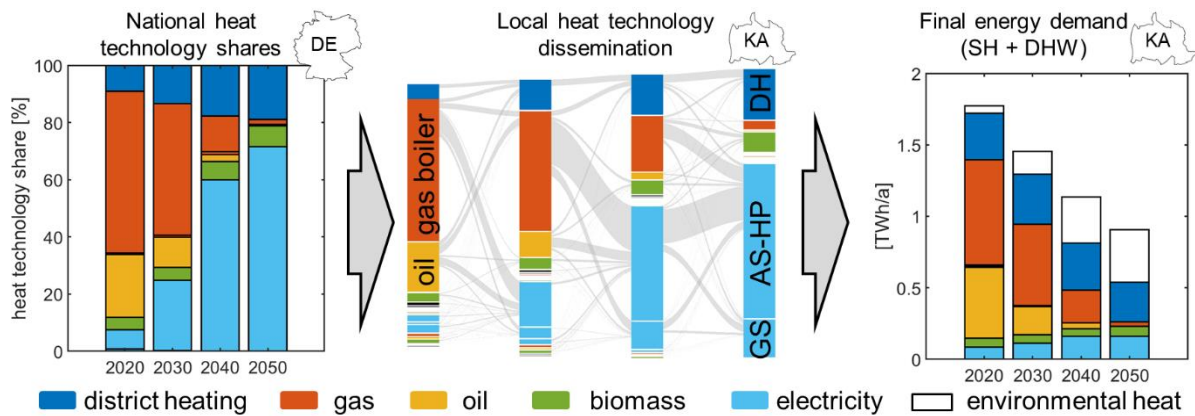


Abbildung 2-7: Visualisierung der Berechnungsschritte zur Simulation der lokalen Endenergiebedarfsentwicklung des Wohngebäudesektors für die Gemeinde Karlsruhe (KA) im Stromszenario.

Im Gegensatz zum Stromszenario beschreibt Abbildung 2-8 die Entwicklungen des örtlichen Gebäudebestands für das Gasszenario. Der Anteil von Wärmepumpen im Jahr 2050 ist im Gasszenario im Vergleich zum Stromszenario deutlich geringer. Aufgrund der geringeren Sanierungsrate von 1,33 % pro Jahr, der geringeren Anforderungen an die Sanierungsmaßnahmen in Form weniger anspruchsvoller U-Werte und einer angenommenen schwächeren Verbreitung von Wärmerückgewinnungsanlagen im Gegensatz zum Stromszenario ergibt sich eine Reduzierung der Endenergienachfrage von 36% im Zeitraum von 2020 bis 2050. Während der Gasanteil am Endenergiebedarf in 2050 im Stromszenario auf rund 3% absinkt, liegt der Anteil im Gasszenario im Jahr 2050 noch bei 40%.

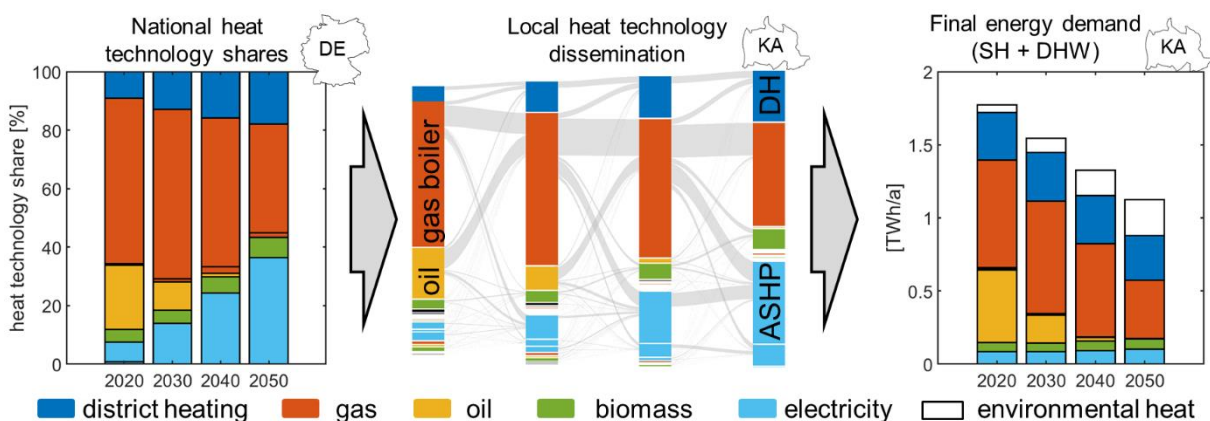


Abbildung 2-8: Visualisierung der Berechnungsschritte zur Simulation der lokalen Endenergiebedarfsentwicklung des Wohngebäudesektors für die Gemeinde Karlsruhe (KA) im Gasszenario.

Weitere Informationen zu Kostenentwicklungen und Kostenzusammensetzungen der verschiedenen Gebäudebestandsszenarien sowie Informationen zur räumlichen Disaggregation der Energienachfrage innerhalb der Kommune Karlsruhe können der zugehörigen Publikation [9] entnommen werden.

2.2.5.2 Transformation der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Haushalte

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Endenergienachfrage aus den Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Haushalte für die Kommune Karlsruhe beschrieben. Basierend auf dem in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Verfahren zur Simulation der Elektrizitätsnachfrage der Haushaltsgeräte wird die in Kapitel 2.2.5.1 vorgestellte Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser ergänzt. Die aggregierte Entwicklung der Endenergienachfrage des Haushaltssektors für die drei Szenarien kann den oberen drei Diagrammen aus Abbildung 2-9 entnommen werden. Die aus den Top-Down Verfahren resultierenden Endenergienachfrageentwicklungen der weiteren Sektoren werden in den Diagrammen in den Zeilen 2 bis 4 dargestellt. Während in den Sektoren GHD und Transport eine kontinuierliche Transformation der Endenergienachfrage ersichtlich ist, fällt im Industriesektor der große Unterschied der Endenergienachfrage zwischen den Jahren 2020 und 2030 auf. Der Unterschied kann durch die Nichtberücksichtigung der Endenergienachfrage des Grundstoffchemiesektors ab dem Jahr 2030 begründet werden. In den BMWK Langfristszenarien wird für das Jahr 2050 im TN-Strom (TN-PtG) Szenario eine Endenergienachfrage aus dem Grundstoffchemiesektor von 18 TWh/a (12 TWh/a) erwartet. Aus dem Vergleich der prognostizierten Energienachfrage des Grundstoffchemiesektors mit der gesamten Endenergienachfrage der Kommune Karlsruhe im Jahr 2020 (<9 TWh/a), geht hervor, dass die prognostizierten Entwicklungen im Grundstoffchemiesektor einen großen Einfluss auf das Energiesystem der Kommune Karlsruhe haben werden. Da es schwer ist im Rahmen einer übertragbaren Methodik solche extremen Entwicklungen abzubilden, wurde für die Untersuchung der Beispielkommune Karlsruhe im Projekt TrafoKommune beschlossen, die Endenergienachfrage des Grundstoffchemiesektors nicht mit zu bilanzieren.

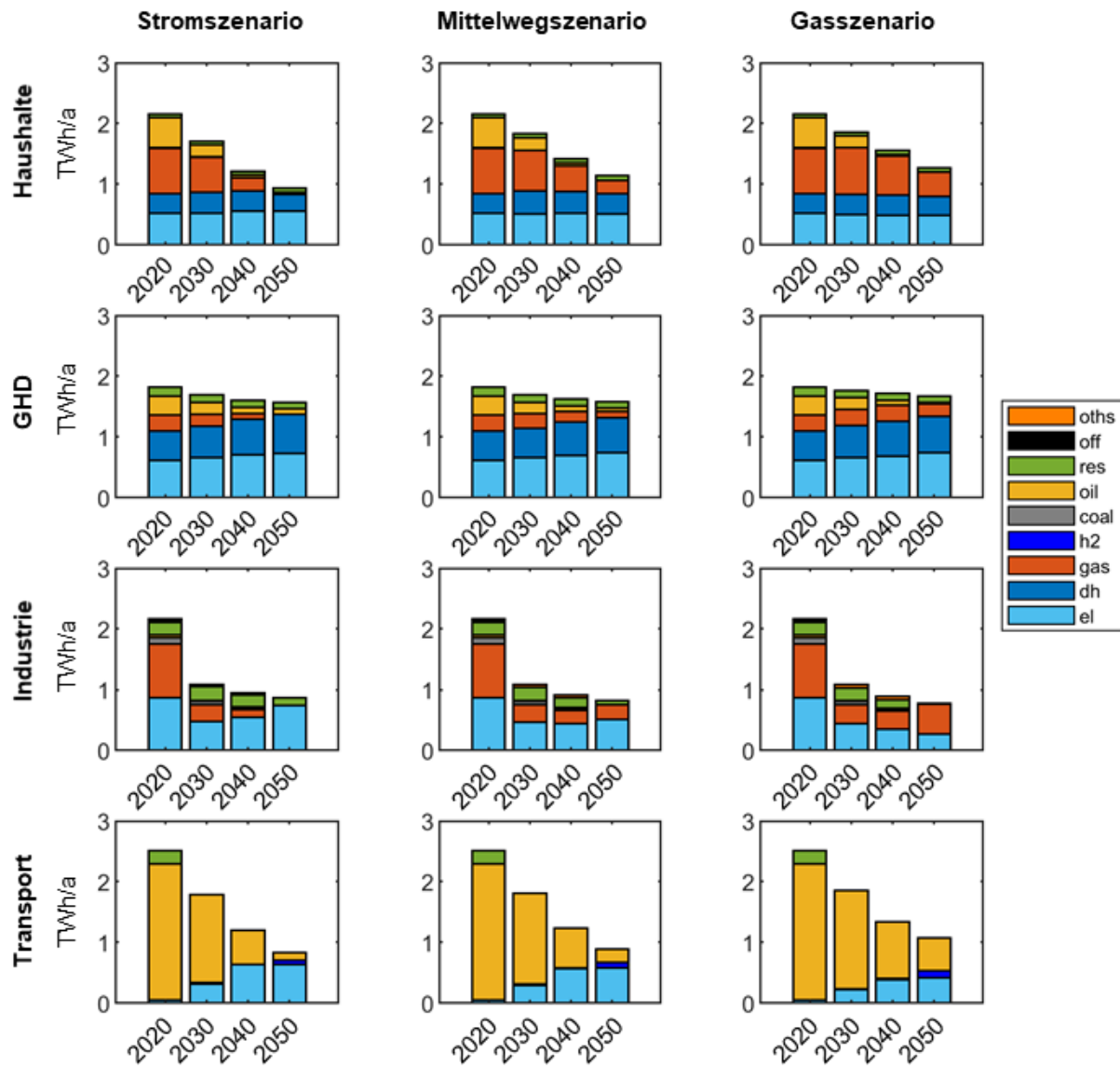


Abbildung 2-9: Entwicklung der Endenergienachfrage in Karlsruhe basierend auf Bottom-Up Berechnungen und dem in Kapitel 2.2.4 beschriebenen Top-Down Verfahren. Ab dem Jahr 2030 wird im Industriesektor die Endenergienachfrage aus dem Grundstoffindustriesektor ausgeschlossen.

2.3 Energieangebot auf kommunaler Ebene (AP 2.5, KIT-IIP)

Für die Modellierung kommunaler Energiesysteme sind große Datenmengen erforderlich. Ein Großteil der Daten, wie zum Beispiel Potenziale von erneuerbaren Energien oder Informationen zum Gebäudebestand, sind kommunenspezifisch. Das Energiesystemoptimierungsmodell RE³ASON (Stadtmodell) minimiert den Aufwand bei der Datenerhebung durch die Verwendung übertragbarer Methoden auf Basis öffentlich verfügbarer Daten. Basierend auf dem Standort der Gemeinde werden lokale Wetterdaten, orts aufgelöste Bevölkerungs- und Gebäudebestandsinformationen sowie Flächennutzungspotenziale für erneuerbare Energiequellen berechnet und zur Ableitung lokaler Energienachfrage und technologiespezifischer erneuerbarer Potenziale weiterverarbeitet. In einem nachgelagerten Optimierungsmodell werden die gesamten diskontierten Systemkosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eines zentralen Gemeindeplaners im Rahmen einer technoökonomisch

optimalen Energiesystemtransformation bestimmt. Dabei werden Größe und Einsatz der Energiebereitstellungstechnologien und nachfrageseitige Maßnahmen geschlossen über die Stützjahre 2020/2030/2040/2050 optimiert. Das Stadtmodell RE³ASON wurde im Rahmen des Projekts TrafoKommune an verschiedenen Stellen erweitert. Ein Überblick der Erweiterungen wird in Tabelle 2-4 gegeben. Während nachfrageseitige Erweiterungen bereits detailliert in Kapitel 2.2 vorgestellt wurden, wird im Folgenden von einer detaillierten Beschreibung der angebotsseitigen Erweiterungen abgesehen und auf die Beschreibungen in [9] verwiesen.

Tabelle 2-4: Beschreibung der Modellerweiterungen des Energiesystemoptimierungsmodells RE³ASON (Stadtmodell) im Rahmen des Projekts TrafoKommune.

No.	RE ³ ASON (Stadtmodell) [4,33,36–38]	RE ³ ASON + Erweiterungen aus TrafoKommune
1	Aggregierte Darstellung des Gebäudebestands durch wenige Typgebäude (keine Berücksichtigung der zeitlichen Trägheit bei der Umsetzung von Investitionsentscheidungen)	Stochastische Gebäudebestandssimulation auf Basis übergeordneter Parameter aus nationalen Transformationsprozessen. Integration durch binäre Entscheidungsvariablen in Energiesystemoptimierung (siehe Kapitel 3.1 und 3.2.1 in [9])
2	Konstanter Energiebedarf des GHD, Industrie- und Verkehrssektors	Integration der Transformation des Energiebedarfs des Verkehrs-, Tertiär- und Industriesektors (siehe Kapitel 2.2.4)
3	Erweiterung des angebotsseitigen Technologiebestands (siehe Ausgangszustand in [4,37])	Bestehende Technologien + freistehende PV&ST, H ₂ -Infrastruktur, CO ₂ -Ströme und CO ₂ -Minderungstechnologien + Berücksichtigung von max. Technologieausbaugeschwindigkeiten (siehe Kapitel 3.3 in [9])
4	Einstufige Optimierung basierend auf vier Typwochen pro Jahr	Zweistufige Optimierung mit stündlicher Auflösung (siehe Kapitel 3.3 in [9])

2.3.1 Zielfunktion

Abbildung 2-10 zeigt die Zielfunktion des MILP-Optimierungsmodells (Mixed-Integer Linear Program) zur Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten aus Sicht eines gemeinwohlorientierten Gemeindeplaners. Die orangen und grauen Verbindungen zum nationalen Energiesystem beschreiben die unterschiedlichen Energieträger- und CO₂-Flüsse, die im Energiesystemmodell, unter Berücksichtigung zukünftiger Preisentwicklungen aus dem übergeordneten nationalen Szenario, optimiert werden. Um die hohe Variabilität der Börsenstrompreise und das Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien adäquat zu erfassen, wird im Gegensatz zu früheren Studien [33,36] eine stündliche Modellauflösung verwendet. Die blau und grün hervorgehobenen Bereiche beschreiben die Kosten, die mit dem Ausbau und dem Betrieb und der Wartung des lokalen Energiesystems verbunden sind. Investitionen in Technologien finden in den Intervallen zwischen den repräsentativen Betrachtungsjahren statt.

Die Berücksichtigung einer Vielzahl möglicher Haushaltstransformationsszenarien wird durch den rot hervorgehobenen Bereich dargestellt. Während in [9] innerhalb der Energiesystemoptimierung

zwischen 192 Transformationsszenarien des Haushaltssektors gewählt werden kann, werden innerhalb des Projekts TrafoKommune die drei vorgestellten Szenarien (Strom-, Gas- und Mittelwegsszenario) exogen vorgegeben. Die Haushaltstransformationsszenarien werden dabei im Optimierungsmodell in Form von Endenergienachfrageprofilen und den zugehörigen Kosten der Transformation berücksichtigt. Auf diese Weise wird der hohen Heterogenität des Wohngebäudebestands Rechnung getragen, ohne dass das Modell unhandlich wird. Die Dynamik des Gebäudebestands kann so detaillierter im vorgelagerten Simulationsmodell abgebildet werden, wobei unterschiedliche Sanierungsraten, Sanierungstiefen, Modernisierungsraten für Heiztechnologien und zusätzliche Technologien wie Wärmerückgewinnungseinheiten und Klimaanlage berücksichtigt werden. Aus Sicht eines zentralen Stadtplaners werden auf der Einzelgebäudeebene keine optimalen Entscheidungen getroffen. Transformationen auf der Einzelgebäudeebene werden auf Basis top-down vorgegebener nationaler Rahmenbedingungen abgeleitet.

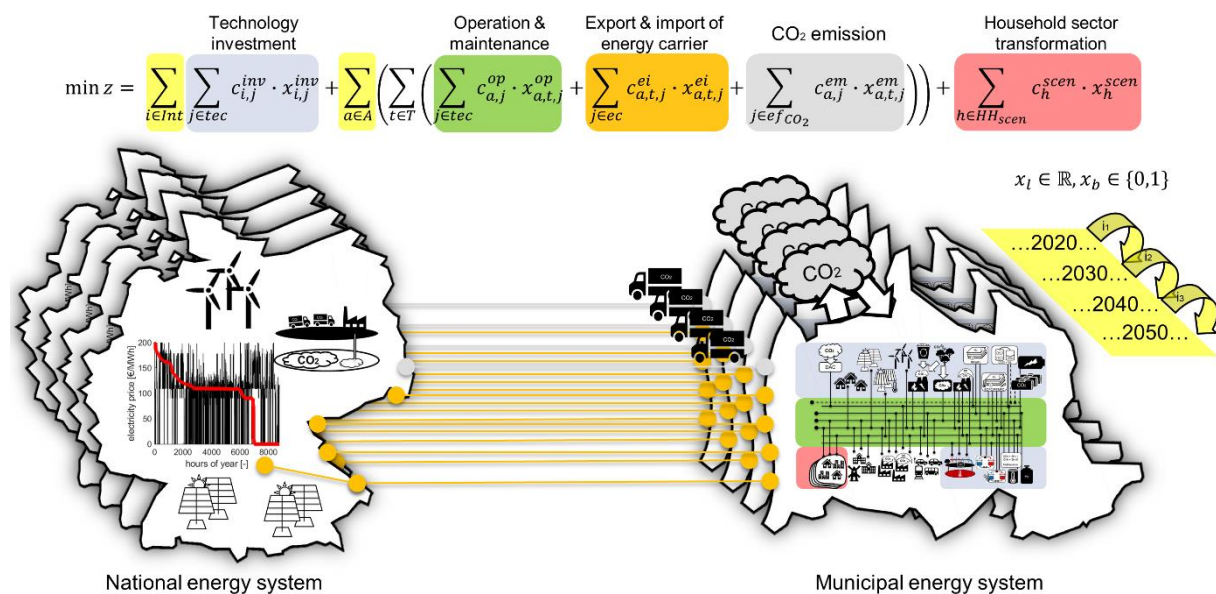


Abbildung 2-10: Visualisierung der Zielfunktion zur Minimierung der diskontinierten Gesamtsystemkosten der kommunalen Energiewende.

2.3.2 Angebotsseitige Erweiterungen des Stadtmodells

Das Basismodell RE³ASON [39] wurde im Rahmen des Projekts erweitert, um alle relevanten Technologien einzubeziehen, die in den in Kapitel 2.1 diskutierten nationalen Studien zur Energiewende berücksichtigt werden. Integrierte Technologien im Basismodell sind Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen (PV) auf Dächern, Biomassetechnologien, Erdgas-BHKW, Lithium-Ionen-Batterien und Tiefengeothermiekraftwerke. Das Verfahren zur übertragbaren Ermittlung der lokalen erneuerbaren Potenziale für Windkraftanlagen, Aufdach-PV und Biomasseanlagen basiert auf lokalen Flächennutzungspotenzialen auf Basis von Open Street Map und Satellitendaten und ist ausführlich beschrieben in [39]. Die übertragbare Methodik zur Ermittlung des Geothermiefpotenzials und zur Umsetzung der gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung aus Geothermieanlagen ist in [33] beschrieben.

Im Rahmen des Projekts TrafoKommune wurde das Modell um alle in Abbildung 2-11 dargestellten Technologieoptionen und Energieträgerströme erweitert. Erweiterungen umfassen dabei die Berücksichtigung von Potentialen für Freiflächen PV und Solarthermie, Wasserstoffinfrastruktur, Hoch-

und Niedertemperaturwärme, CO₂-Transport und Abscheidungstechnologien sowie Langzeitspeicher. Für eine detaillierte Beschreibung der technischen Modellintegration wird an dieser Stelle auf Kapitel 3.3 in [9] verwiesen.

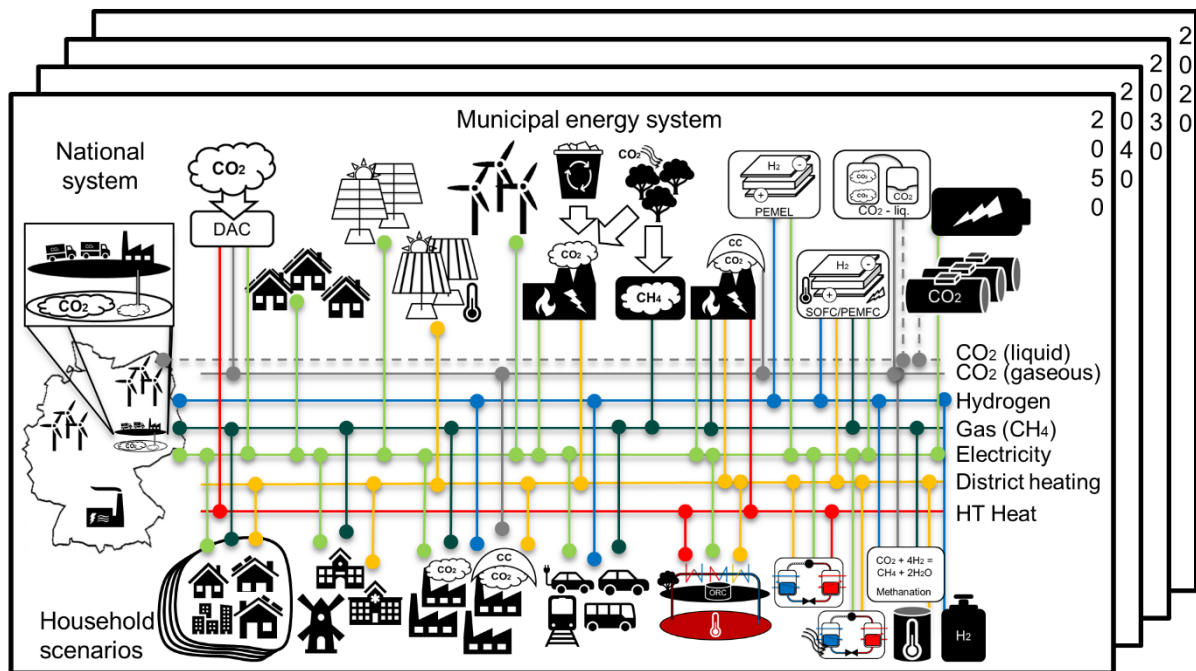


Abbildung 2-11: Visualisierung der bei der kommunalen Energiesystemoptimierung berücksichtigten Technologieoptionen und Energieträgerströme und Darstellung der Austauschströme mit dem nationalen Energiesystem.

2.3.3 Kommunale Energiesystemtransformation der Beispielkommune Karlsruhe

Die Transformation des lokalen Energiesystems basiert auf den sektorspezifischen Endenergieträgernachfrageentwicklungen und den lokalen Potenzialen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Zur Deckung des Endenergiebedarfs können Energieträger aus dem übergeordneten nationalen Energiesystem importiert oder lokal selbst erzeugter Strom, Wärme und erneuerbare Gase genutzt werden. Die lokalen Potenziale für Biomasseanlagen und Aufdach Photovoltaikanlagen der Kommune Karlsruhe werden in Abbildung 2-12 graphisch dargestellt. Durch die Angabe der Wärmeleistung und der zeitlichen Verfügbarkeit können lokale Abwärmequellen im Modell integriert werden. Die primären Abwärmequellen Karlsruhes sind eine Raffinerie mit einem Abwärmepotenzial von 90 MW und die Abwärme eines Kohlekraftwerks mit einem Abwärmepotenzial von 220 MW [31]. Im Folgenden wird angenommen, dass beide Abwärmequellen bis zum Jahr 2035 zur Verfügung stehen. Ab 2022 wird zusätzlich die Abwärme einer Papierfabrik mit einer angenommenen Wärmeleistung von 30 MW [31] und einer Verfügbarkeit über den gesamten Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Zusätzlich wird angenommen, dass ab 2030 eine große Abwärmequelle mit 250 MW aus der Grundstoffindustrie zur Verfügung steht (siehe Entwicklungen aus BMWK Szenarien in Kapitel 2.2.5.2). Das Heizkraftwerk West wird ebenfalls zur Bereitstellung von Fernwärme im Modell durch die Verbrennung von Erdgas berücksichtigt. Darüber hinaus liegt Karlsruhe im Oberrheingraben und verfügt über ein hohes geothermisches Potenzial. In einer Bohrtiefe von 5000 Metern können hydrothermale Temperaturen zwischen 130 und 160 °C erreicht werden [33].

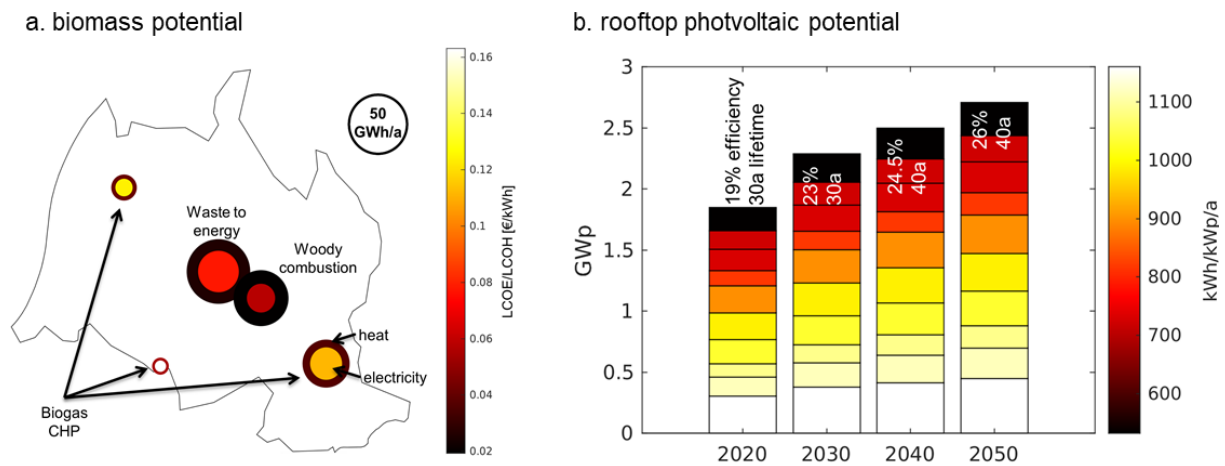


Abbildung 2-12: a. Räumliche Darstellung der Biomasseanlagenstandorte und der Potenziale zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie der mit der Erzeugung verbundenen Stromgestehungskosten (LCOE) und Wärme gestehungskosten (LCOH) für die Stadt Karlsruhe. Die Berechnung der LCOE und LCOH basiert auf einem Zinssatz von 5 %/a und einer angenommenen Systemlebensdauer von 20 Jahren. Die Potenziale werden nach dem in [39] dargestellten Verfahren berechnet. b. Entwicklung des technischen Potenzials für Photovoltaik-Dachanlagen der Stadt Karlsruhe, berechnet nach dem in [39] beschriebenen Verfahren.

Die Ergebnisse der Energiesystemoptimierung werden in Abbildung 2-13 anhand der Entwicklungen der Energieträgerimporte, der CO₂-Emissionen und der lokalen Strom- und Wärmeerzeugung graphisch dargestellt. Beim Vergleich der Entwicklungen der Endenergieträgerimporte und der lokalen Strom- und Wärmeerzeugung fällt auf, dass die drei Szenarien hauptsächlich Unterschiede hinsichtlich der Entwicklung der Energieträgerimporte aufweisen und der Ausbau der lokalen Erzeugung in allen Szenarien nahezu identisch ist. Bei der Bilanzierung der lokalen Erzeugung in Abbildung 2-13 wird die Wärmebereitstellung aus Abwärmequellen und die Stromerzeugung des Rheinhafen-Dampfkraftwerks Karlsruhe nicht mitbilanziert, da die Bereitstellung außerhalb der Systemgrenzen des Stadtmodells liegt. Folglich werden diese Energieflüsse bei den Energieträgerimporten inkludiert. Während in allen drei Szenarien CO₂ Emissionen bis 2050 stark reduziert werden, wird im Stromszenario über den gesamten Betrachtungszeitraum zwischen 2020 und 2050 ca. 10% weniger CO₂ emittiert als im Gasszenario und 6% weniger als im Mittelwegsszenario. Der Großteil der im Stadtmodell lokal erzeugten Elektrizität wird durch PV bereitgestellt und steigt von 180 GWh/a in 2030 auf ca. 520 GWh/a in 2050 an. Die obere Grenze der jährlichen PV Ausbaugeschwindigkeiten wird im Stadtmodell in Anlehnung an nationale PV Ausbaugeschwindigkeiten begrenzt (siehe dazu Kapitel 4.3 in [9]). Weiterhin werden lokale Biomasse Potenziale genutzt und durch Biomasse basierte Blockheizkraftwerke Strom und Wärme bereitgestellt. Während im Ausgangsjahr 2020 im Stadtmodell noch ca. 30% der Fernwärmenachfrage durch die Verbrennung von Erdgas zu Spitzenlastzeiten bereitgestellt wird, sinkt dieser Anteil ab 2030 auf <3%, was auf die zusätzlich ab 2030 zur Verfügung stehende Abwärmequellen zurückzuführen ist.

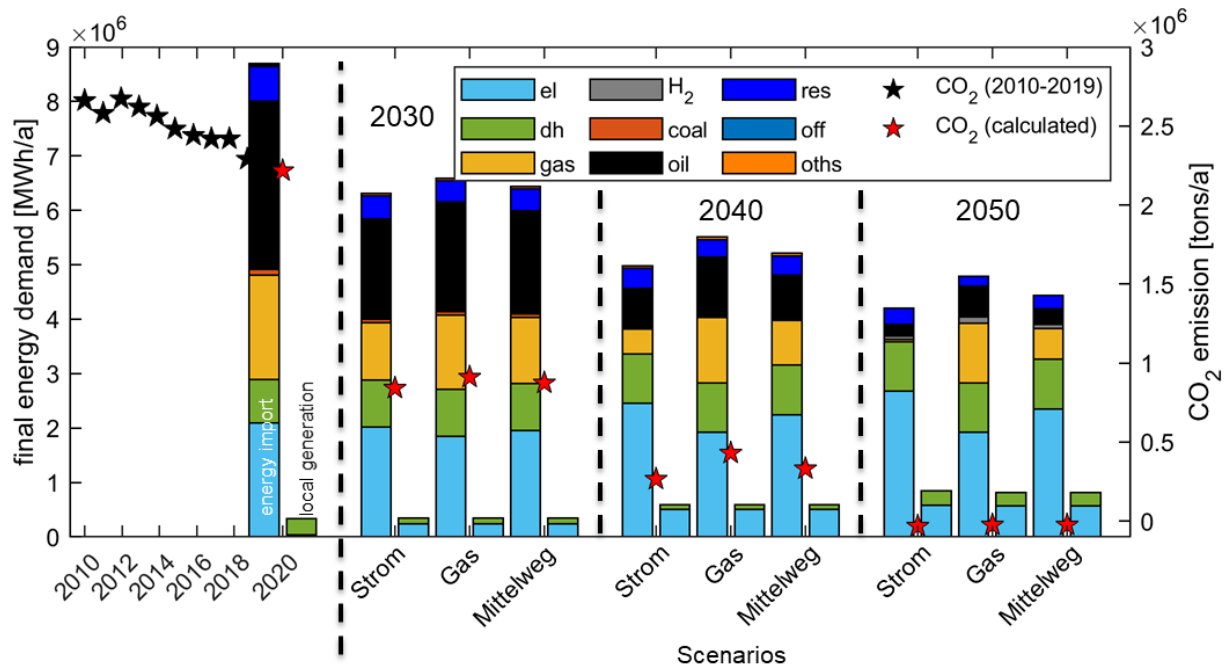


Abbildung 2-13: Visualisierung der Entwicklung der Energieträgerimporte, der lokalen Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Entwicklung der CO₂ Emissionen für Karlsruhe. Zwischen 2010 und 2019 werden historische CO₂ Emissionen basierend auf [31] gezeigt.

Sensitivitäten der Energiesystemanalysen hinsichtlich der Auswirkungen einzelner Maßnahmen, wie bspw. ein 10% schnellerer PV Ausbau im Vergleich zum nationalen Durchschnitt, eine Nichtberücksichtigung von Biomassepotenzialen oder eine Erhöhung/Absenkung der lokalen Sanierungsgeschwindigkeit können Kapitel 4.3 in [9] entnommen werden.

2.4 Mobilitätskonzepte (AP 2.3 KIT-FAST)

2.4.1 Motivation und Zielsetzung

Motivation

Der Verkehrssektor ist für einen Großteil der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich. Im Jahr 2020 verursachte der Straßenverkehr in Deutschland laut ((BMWK) 2021) Emissionen in Höhe von 141 Millionen Tonnen CO₂, die einem Anteil an den gesamten energiebedingten Emissionen von 22,56% entsprechen. Für die Erreichung der Emissionsziele ist eine massive Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor somit ausschlaggebend. Dies zeigt sich auch durch die hohe Bedeutung des Verkehrssektors in der Entwicklung der Langfristszenarien ((BMWI) 2021). Sowohl im straßenbasierten Güter- als auch im Personenverkehr werden alternative Antriebe als wichtige Alternative für eine Emissionsreduktion erachtet. Zudem soll durch eine höhere Attraktivität alternativer Mobilitätsangebote der emissionsintensive Anteil des Pkw-Verkehrs am Modal-Split reduziert werden. Mobilitätskonzepte im straßenbasierten Personen- und Güterverkehr stellen somit eine Schlüsselrolle für eine Zielerreichung dar.

Zielsetzung

Im Rahmen des Projekts TrafoKommunE gilt es daher, den Einfluss und die Entwicklung der Mobilitätskonzepte zu berücksichtigen. Aufbauend auf dem in Kapitel 1 für das Ausgangsjahr 2020 abgeleiteten Gebäudebestand der Beispielkommune Karlsruhe und unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.1 definierten Randbedingungen der übergeordneten nationalen Energiesystemtransformation sowie auf den Langfristszenarien ((BMWI) 2021) wird im Folgenden das Vorgehen zur Projektion der Energiebedarfe im Verkehrssektor auf kommunaler Ebene bis zum Jahr 2050 vorgestellt. Im Arbeitspaket 2.3 werden die Bedarfe des Verkehrssektors getrennt für den Personen- und Güterverkehr in den verschiedenen Szenarien (Strom, Mittelweg, Gas) und Jahresscheiben (2020, 2030, 2040, 2050) ermittelt. Der Bedarf des elektrifizierten Personenverkehrs an Gebäudeanschlüssen (Wohngebäude, Gewerbe, Industrie) wird darüber hinaus in stündlicher Auflösung für die Modellierung der Stromnetze in AP 3.3 ermittelt.

2.4.2 Szenarioauswahl

Im Rahmen des Projekts TrafoKommunE werden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Die Szenarien basieren dabei auf den Langfristszenarien ((BMWI) 2021), die nachfolgend in einem Exkurs vorgestellt werden. Anschließend wird die Szenarioauswahl beschrieben.

Exkurs: Verkehrsmodellierung in den Langfristszenarien

Die Langfristzenarien im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), ehemals Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), stellen eine umfangreiche Analyse zur Dekarbonisierung Deutschlands dar ((BMWI) 2021). Innerhalb der aktuellen, dritten

Modellierungsrunde liegt ein Schwerpunkt auf der Entwicklung von Szenarien, die Treibhausgasneutralität zum Ziel haben. In einem ersten Schritt wurden Szenarien entwickelt, die dieses Ziel bis 2050 über alle Sektoren hinweg erreichen (TN-Szenarien). Aufgrund verschärfter Klimaziele wurden in einem zweiten Schritt aktualisierte Szenarien entwickelt, die das Ziel der Treibhausgasneutralität bereits 2045 erreichen und zusätzliche sektorspezifische Zwischenziele 2030 einhalten (T45-Szenarien). Zusätzlich wurden jeweils drei verschiedene Ausprägung betrachtet: Eine Ausprägung setzt stark auf den Einsatz von Elektrizität (TN-Strom, T45-Strom), eine auf den Einsatz von Wasserstoff (TN-H2, T45-H2), die dritte auf den Einsatz synthetischer Kraftstoffe (TN-PtG/PtL, T45-PtG/PtL). Die Ausprägungen sind dabei als Extremszenarien zu verstehen, bei denen durchaus Mittelwege denkbar sind.

Im Verkehrssektor erfolgt eine zweistufige Modellierung für alle Szenarien. In einem ersten Schritt schätzt das Modell AsTra anhand soziographischer Daten das Verkehrsaufkommen, die Verkehrsverteilung und die Verkehrsmittelwahl im betrachteten Zeitraum bis 2050. Anschließend wird anhand agentenbasierter Simulation im Modell ALADIN die Antriebswahl getroffen. In einem ersten Schritt wird hierfür anhand realer Fahrprofile die technische Machbarkeit batterieelektrischer Antriebsalternativen geprüft. Anschließend erfolgt für jedes Fahrprofil eine individuelle Nutzenmaximierung. Unter Benzin- und Dieselfahrzeugen, sowie batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV), Plug-in Hybriden (PHEV), Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) und Gasfahrzeugen (NGV)) wird die Antriebsalternative ausgewählt, die unter den definierten Randbedingungen den höchsten Nutzen für das jeweilige Fahrprofil bietet. Anschließend werden die einzelnen Fahrprofile auf die deutschlandweite Fahrzeugflotte hochgerechnet und in einem Bestandsmodell die Fahrzeugflotte sowie deren Energiebedarf ermittelt. Abbildung 2-14 stellt eine Übersicht des Vorgehens dar.

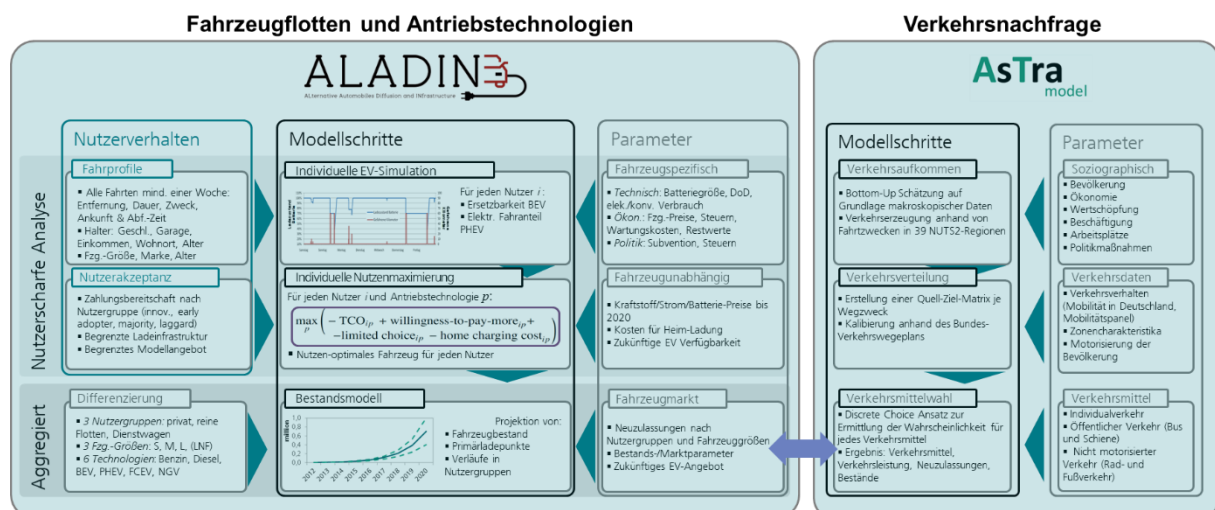


Abbildung 2-14: Verknüpfung zwischen den Modellen ASTRA-M und ALADIN zur Modellierung des Verkehrssektors in den Langfristszenarien ((BMW) 2021)

Abbildung 2-15 zeigt den Pkw-Bestand sowie den Pkw-Energiebedarf für die in diesem Bericht relevanten Szenarien für die Jahre 2030 und 2050. Es ist zu erkennen, dass im Szenario TN-PtG/PtL stark auf den Einsatz synthetischer Kraftstoffe gesetzt wird. Die Szenarien TN-Strom sowie T45-Strom zeigen hingegen einen klaren Weg zur Elektrifizierung der Pkw-Flotte. Das aktuellere Szenario T45-Strom nimmt dabei den aktuellen Trend der Flottenelektrifizierung nochmals deutlich ambitionierter auf. Zur Erreichung der Sektorziele im Verkehr wird die Elektrifizierung weiter beschleunigt.

Abbildung 2-16 stellt die Entwicklung der Nutzfahrzeugflotte in den Szenarien TN-Strom sowie TN-PtG/PtL dar. Bei leichten Nutzfahrzeugen kommt es in allen Szenarien zu einer nahezu vollständigen Elektrifizierung. In Szenarien, in denen eine Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge zur Verfügung steht, wird auch ein relevanter Anteil des schweren Straßengüterverkehrs mit einem zulässigen Gesamtgewicht (zGG) über 12 t elektrifiziert. Im hier verwendeten Szenario TN-Strom steht als Infrastruktur beispielhaft eine Oberleitung für Lkw zur Verfügung. Prinzipiell ist jedoch auch die Elektrifizierung mit stationären Lademöglichkeiten möglich und kann aufgrund fortschreitender Batterie-Entwicklung auch bei schweren Nutzfahrzeugen zu einer nahezu vollständigen Umstellung auf Strom führen.

Detaillierte Informationen zu den Langfristszenarien finden sich unter www.langfristszenarien.de

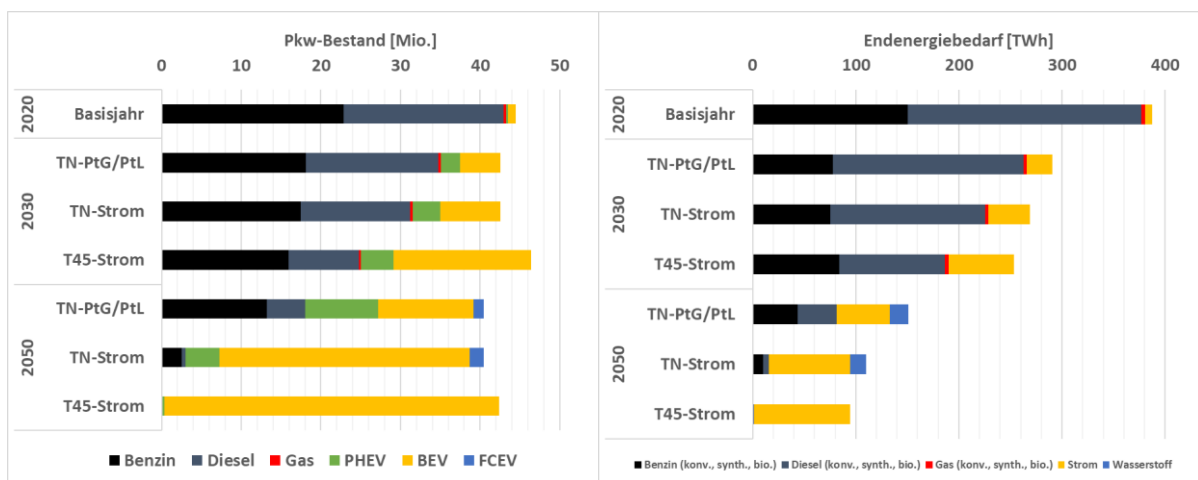
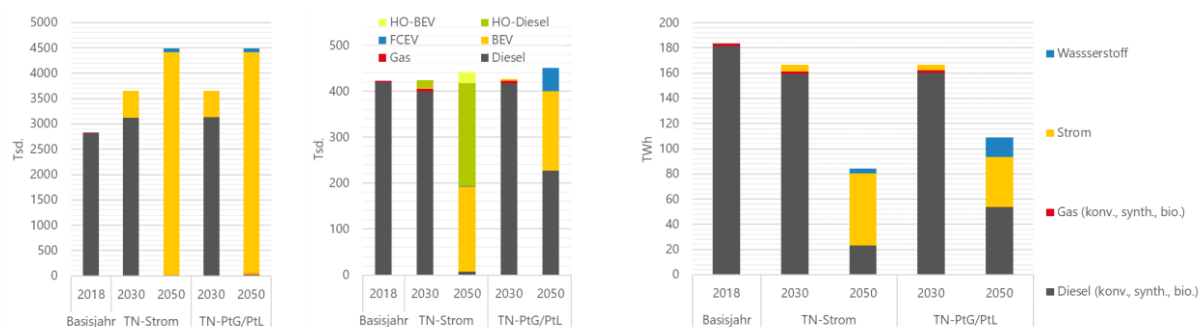


Abbildung 2-15: Pkw-Bestand und Pkw-Endenergiebedarf in den Szenarien TN-PtG/PtL, TN-Strom und T45-Strom der Langfristszenarien ((BMWI) 2021)



Bestand < 12 t zGG

Bestand $\geq$ 12 t zGG

Energiebedarf Nutzfahrzeuge

Abbildung 2-16: Nutzfahrzeug-Bestand und -Endenergiebedarf in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-Strom ((BMWI) 2021)

Auswahl der Szenariengrundlage im Rahmen des Projekts TrafoKommunE

Im Projekt TrafoKommunE sollen drei Szenarien betrachtet werden. Es sollen zwei Extremszenarien mit Fokus auf den Einsatz von Elektrizität („Szenario Strom“) oder mit Fokus auf den Einsatz von Gas

(„Szenario Gas“) betrachtet werden. Für diese beiden Szenarien werden die beiden passenden Langfristszenarien „TN-Strom“ sowie „TN-PtG/PtL“ als Grundlage verwendet. Mit dem dritten Szenario soll ein realistischeres Szenario betrachtet werden. Für das Szenario „Mittelweg“, einen realistischeren „Mittelweg“ zwischen den beiden anderen, extremeren Szenarien beschreiben soll, wurde für den Sektor Verkehr eine andere Herangehensweise gewählt als einen einfachen Mittelweg zwischen den beiden anderen definierten Szenarien. Seit der Veröffentlichung der Langfristszenarien wurden die Emissionsziele der Bundesregierung deutlich verschärft. Das neue Zieljahr für die Erreichung der Zielsetzung liegt nun bereits im Jahr 2045 statt wie zuvor im Jahr 2050. Um diese neuen Ziele in die Langfristszenarien zu übertragen, wurden neue T45-Szenarien entwickelt, die eine deutlich schnellere Transformation im Verkehrssektor fordern ((BMWK) 2022). Dies zeigt sich insbesondere in einer deutlich stärkeren und schnelleren Elektrifizierung im Pkw-Bestand. Dieser hat sich seit der Veröffentlichung der ursprünglichen Langfristszenarien zudem stärker in Richtung einer Elektrifizierung entwickelt als zuvor erwartet. Daher bilden die neuen T45-Szenarien eine realistischere Entwicklung für den Personenverkehr ab. Für die Definition eines realistischer zu erwarteten „Szenario Mittelweg“ im Projekt TrafoKommunE wird daher für den Personenverkehr auf das Szenario „T45-Strom“ aufgebaut. Da zum Zeitpunkt der Modellierung noch keine aktualisierten Langfristszenarien für den Güterverkehr zur Verfügung stehen, wird für den Güterverkehr weiterhin das Szenario TN-Strom als Basis verwendet.

2.4.3 Personenverkehr

Szenarioentwicklung

Zunächst werden die Szenarien Strom, Mittelweg und Gas auf Basis der Langfristszenarien ((BMWI) 2021) und Erhebungen zur Stadt Karlsruhe zu Fahrzeugbestand und Modal-Split übertragen und extrapoliert. Daraus ergeben sich je Szenario und Jahresscheibe ein Modal-Split des Verkehrsaufkommens sowie ein Fahrzeugbestand.

Für die Versorgung von Elektrofahrzeugen und die räumliche Verteilung der resultierenden Stromnetzbelastung ist die Entwicklung der Ladeinfrastruktur relevant. Auf Basis der Langfristszenarien und angestrebten Verhältnissen von Ladesäulen verschiedener Leistungskategorien und der Anzahl von Elektrofahrzeugen wurde für jedes Szenario und jede Jahresscheibe ein Bestand der installierten Ladeinfrastruktur bestimmt und räumlich in der Modellstadt auf Gebäude nach Lage, Gebäudetyp (Wohngebäude, Gewerbe, Industrie) und Pkw-Besitz der jeweiligen Bewohner verteilt.

Methodik

Abbildung 2-17 zeigt die Vorgehensweise für die Bestimmung der Energieträgerbedarfe im Personenverkehr. Nach einer Modellierung des Verkehrsaufkommens wird eine Wegeliste erstellt, mit deren Hilfe der Aufenthaltsort eines jeden Fahrzeugs zu jedem Zeitpunkt eindeutig bestimmt werden kann. Darüber hinaus kann aus der Historie der vergangenen Fahrten und Ladevorgänge eines jeden Fahrzeugs dessen aktueller Lade- bzw. Tankfüllzustand bestimmt werden.

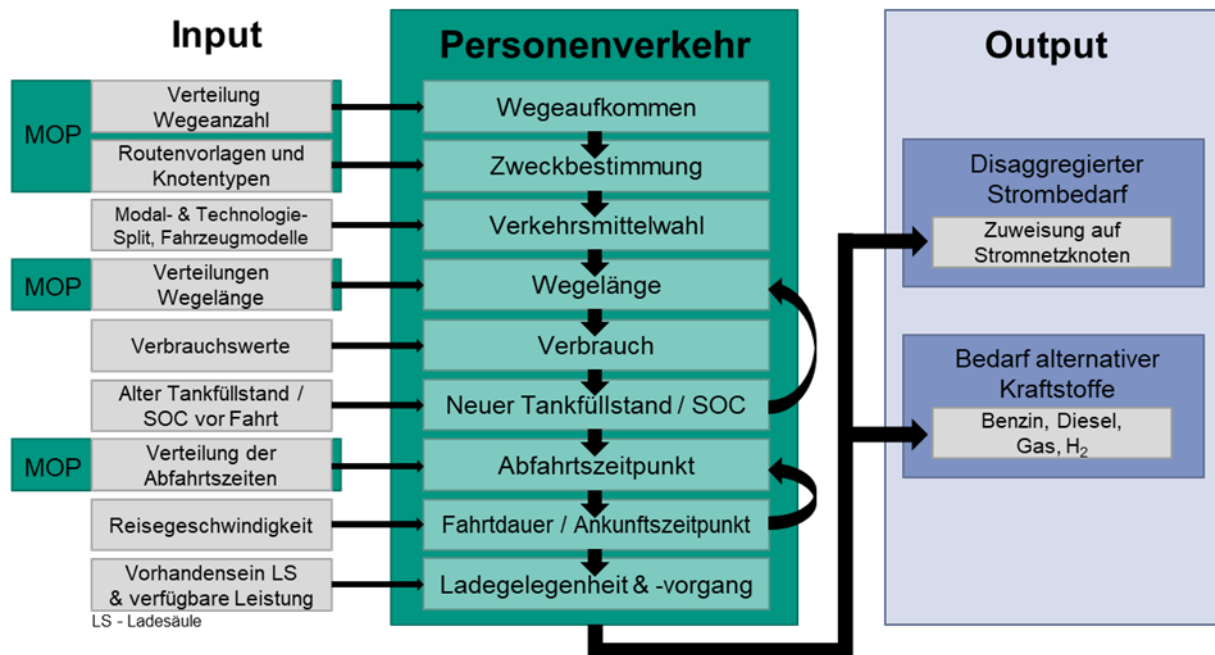


Abbildung 2-17 Vorgehensweise zur Bestimmung der Ergebnisgrößen im Personenverkehr

Anschließend an die Simulation des Verkehrsaufkommens erfolgt die Simulation des Tankverhaltens für die nicht-elektrischen Antriebsarten Benzin, Diesel, Gas und FCEV sowie die Simulation des Ladeverhaltens für die Elektromobilität. Für die Fahrzeuge der der Antriebsarten Benzin, Diesel, Gas und FCEV wurden die absoluten Energieträgerbedarfe für das jeweilige Szenariojahr bestimmt. Abbildung 2-18 beschreibt die Vorgehensweise zur Modellierung des Ladeverhaltens der Elektromobilität detailliert.

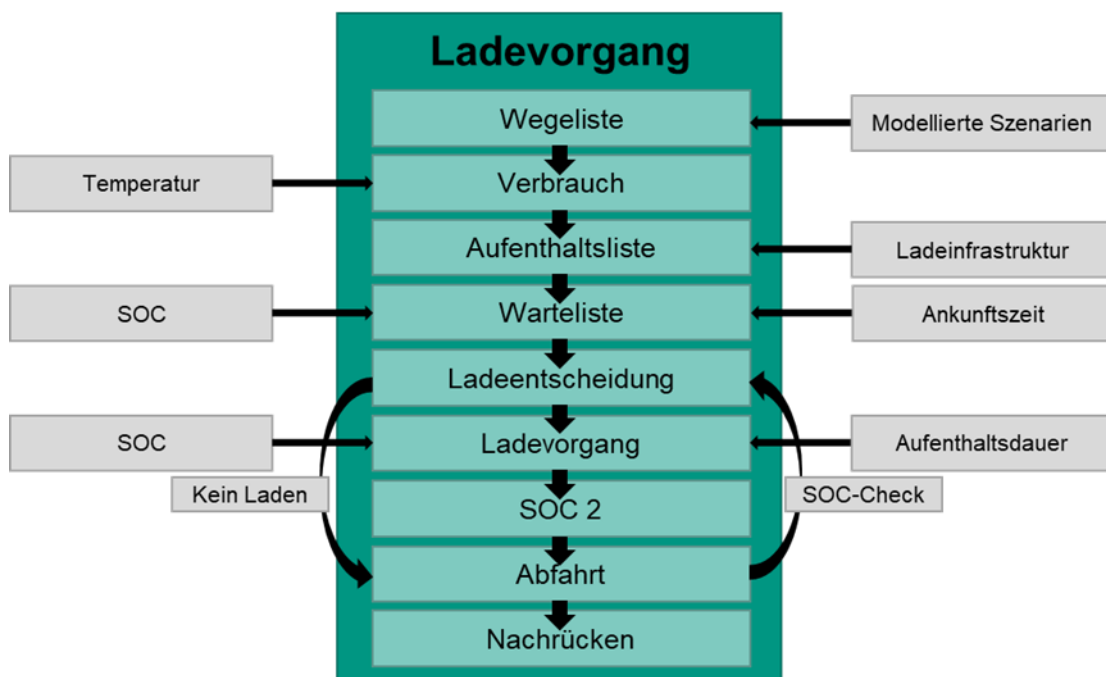


Abbildung 2-18 Vorgehensweise zur Modellierung des Ladeverhaltens im Personenverkehr.

Zu jeder Stunde werden alle zur Verfügung stehenden Ladestationen betrachtet, an denen sich elektrische Fahrzeuge befinden. Chronologisch nach der längsten bereits verstrichenen Aufenthaltszeit

werden alle an der verfügbaren Ladestation vorhandenen Fahrzeuge für einen Ladevorgang in Betracht gezogen, bis entweder alle verfügbaren Ladestationen besetzt wurden oder sich kein wartendes Fahrzeug mehr anbietet. Zunächst wird eine Bilanz über die vergangenen Fahrten und Ladevorgänge gezogen, woraus sich der aktuelle Ladezustand der Fahrzeugbatterie bestimmt. Kann das aktuell betrachtete Fahrzeug zusätzliche Ladung aufnehmen, wird eine Entscheidung entweder für oder wider eines Ladevorgangs herbeigeführt. Bei Unterschreitung eines minimalen Ladezustands erfolgt grundsätzlich eine positive Entscheidung für eine Nutzung der Ladestation. Das Fahrzeug lädt nun entweder für seinen restlichen Aufenthalt oder aber bis zum maximalen Ladezustand an der Ladestation und belegt diese für diesen Zeitraum. Nach dem Ladevorgang wird die Ladestation wieder freigegeben. Falls das Fahrzeug nicht für einen Ladevorgang in Frage kommt oder sich gegen einen solchen entscheidet, so wird das nächste wartende Fahrzeug betrachtet. Dies wird fortgeführt, bis entweder ein Fahrzeug die Ladestation besetzt oder alle wartenden Fahrzeuge sich gegen einen Ladevorgang entschieden haben.

Im Weiteren werden jeweils für jede Ladestation alle auf sie zugewiesenen Ladevorgänge aufaddiert und zu einer einzigen Zeitreihe des Leistungsbedarfs an dieser Station vereinigt. Ergebnis der Simulation des Ladeverhaltens ist eine Matrix mit Zeitreihen des Leistungsbedarfs für jede Ladestation. Diese werden an die Stromnetzsimulation weitergegeben, die in AP3.3 erfolgt. Über eine Referenzierung der Gebäudenummer können die Zeitreihen auf einzelne Stromnetzanschlüsse zugewiesen werden.

Aufgrund der steigenden Anzahl von elektrischen Fahrzeugen, verbauten Ladestationen und dem daraus resultierenden Aufkommen von Ladevorgängen wurde ein exponentielles Wachstum der Rechenzeit vom Ausgangsjahr 2020 bis zum Zieljahr 2050 beobachtet. Für eine Optimierung der Rechenzeit wurde eine Skalierung des Modells unternommen, indem ausschließlich für einen Ausschnitt der modellierten Stadt das Ladeverhalten simuliert wurde. Die charakteristischen Zeitreihen des Leistungsbedarfs an den Anschlüssen des reduzierten Beobachtungsraums wurden anschließend auf die nicht betrachteten Gebäude mit Hilfe statistischer Methoden übertragen. Somit konnte der Rechenzeitbedarf signifikant gesenkt werden.

Ergebnisse

Auf Basis der Langfristszenarien und ähnlicher Studien zur Entwicklung des Mobilitätsverhaltens in deutschen Städten wie (Öko-Institut 2020) wurde ausgehend von Erhebungen zum Ausgangszustand in Karlsruhe (Ecke, et al. 2020) eine Projektion des Modal-Splits des Verkehrsaufkommens auf die modellierten Jahresscheiben 2020, 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Tabelle 2-5 zeigt den resultierenden Modal-Split der Wege bzw. des Verkehrsaufkommens in Karlsruhe.

Tabelle 2-5 Modal-Split des Verkehrsaufkommens in Karlsruhe in den modellierten Jahresscheiben 2020, 2030, 2040 und 2050. Schätzung auf Basis ((BMWl) 2021), (Ecke, et al. 2020) und (Öko-Institut 2020).

	Fuß	Fahrrad	Bus Nahverkehr	Bus Fernverkehr	Zug Nahverkehr	Zug Fernverkehr	MIV privat	Car&RideSharing	RidePooling
2020	23,31%	9,96%	4,25%	0,18%	3,94%	0,21%	58,15%	0,00%	0,00%
2030	23,02%	13,12%	6,72%	0,29%	6,24%	0,32%	44,51%	3,60%	2,18%
2040	28,28%	15,11%	7,74%	0,34%	7,18%	0,37%	31,60%	6,03%	3,35%
2050	27,88%	17,87%	8,89%	0,39%	8,25%	0,43%	23,10%	8,58%	4,61%

Des Weiteren wurde der Fahrzeugbestand des Karlsruher Personenverkehrs, gezeigt in Tabelle 2-6, ausgehend vom Ausgangszustand im Jahr 2020 auf die zukünftigen Jahresscheiben analog zu den überregionalen Anteilen der Antriebstechnologien laut Langfristszenarien projiziert ((BMWl) 2021) und ((kba) 2021).

Tabelle 2-6 Fahrzeugbestand in Karlsruhe nach Antriebstechnologie, Ausgangsjahr 2020 nach Angabe des ((kba) 2021), weitere Jahresscheiben nach eigener Berechnung durch Projektierung analog überregionaler Entwicklung nach ((BMWl) 2021).

Szenario	Größe	Gesamt	BEV	Benzin	Diesel	PHEV	Gas	FCEV
Alle	2020	141.805	737	91.292	48.113	423	1.240	0
Strom	2030 Strom	138.716	24.716	56.849	44.929	11.206	1.015	0
Strom	2040 Strom	134.505	69.734	34.341	16.395	13.598	104	332
Strom	2050 Strom	131.850	102.402	8.146	1.668	13.849	0	5.784
Gas	2030 Gas	138.716	16.633	58.947	54.299	7.840	997	0
Gas	2040 Gas	134.505	30.684	49.861	35.803	17.612	92	453
Gas	2050 Gas	131.850	38.882	43.071	15.797	29.798	0	4.301
Mittel	2030 Mittel	138.716	57.538	33.195	21.725	25.353	0	0
Mittel	2040 Mittel	134.505	101.609	6.695	1.480	23.659	0	973
Mittel	2050 Mittel	131.850	110.309	339	58	14.453	0	6.690

Der Bestand der Ladeinfrastruktur wurde ausgehend von den Stadtwerken gemeldeten Zahlen ((SWKA) 2021) zu Wallboxen und Schnellladeanschlüssen anhand von angestrebten Verhältnissen zwischen Ladeinfrastrukturanschlüssen und Elektrofahrzeugen (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020) sowie der Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in der modellierten Stadt berechnet. Tabelle 2-7 zeigt die Entwicklung der Ladeinfrastruktur in Karlsruhe unterteilt nach Leistungsklasse.

Tabelle 2-7 Bestand Ladeinfrastruktur unterteilt nach privaten Wallboxen, Öffentlicher Normal- und Schnellladeinfrastruktur sowie Ladeanschlüsse für Arbeitnehmer bei ihren Arbeitsplätzen nach ((SWKA) 2021) und (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020).

Szenario		wallbox_private	cs_low	cs_fast	cs_work
Alle	2020	669	31	5	0
Strom	2030	34.251	1.326	194	2.851
Strom	2040	67.449	2.788	350	23.810
Strom	2050	90.327	3.488	349	55.363
Gas	2030	24.638	857	124	843
Gas	2040	40.374	1.570	195	7.721
Gas	2050	58.112	2.060	206	18.217
Mittel	2030	79.735	3.087	451	6.636
Mittel	2040	98.279	4.063	509	34.693
Mittel	2050	97.301	3.757	376	59.638

Tabelle 2-8 zeigt das Ergebnis der Modellierung des straßenbasierten Personenverkehrs im Rahmen von AP2.3 die resultierenden absoluten Energieträgerbedarfe in den modellierten Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 nach Szenario in der modellierten Stadt Karlsruhe. In den Szenarien „Strom“ und „Mittelweg“ steigt analog zum Bestand elektrischer Fahrzeuge in Karlsruhe der Bedarf nach elektrischer Energie stärker als im Szenario „Gas“, wohingegen in letzterem die Bedarfe nach den Energieträgern Benzin, Diesel, CNG und H2 langsamer zurückgehen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen der Langfristszenarien, die im Rahmen von TrafoKommunE auf die modellierte

Kommune angewendet wurden ((BMWI) 2021). Als wichtigsten Energieträger für die Deckung des Bedarfs im straßenbasierten Personenverkehr zeigt sich in allen Szenarien die elektrische Energie.

Tabelle 2-8 Resultierende absoluten Energieträgerbedarfe in den modellierten Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 nach Szenario in der modellierten Stadt Karlsruhe.

Szenario	Größe Einheit	Strom kWh	Benzin L	Diesel L	CNG kg	H2 kg
Alle	2020	3.657.319	75.291.233	36.960.314	666.257	0
Strom	2030	110.935.977	44.138.753	34.495.531	513.545	0
	2040	231.412.801	24.248.102	13.049.941	47.832	31.649
	2050	313.310.936	5.705.324	3.400.333	0	546.894
Gas	2030	75.551.343	45.534.809	40.426.320	501.646	0
	2040	121.125.135	34.401.904	25.856.689	41.260	42.197
	2050	158.113.593	29.560.226	14.955.873	0	398.522
Mittel	2030	266.852.664	26.798.625	21.183.936	0	0
	2040	345.062.382	4.744.690	4.975.860	0	93.102
	2050	337.056.095	237.443	2.456.004	0	633.273

Als Ergebnis der Simulation der Ladeverhaltens werden für Gebäude mit Ladeanschlüssen resultierende Ladeverläufe als Belastung des Niederspannungsnetzes ausgegeben. Die stündliche zeitliche Auflösung dieser Verläufe entspricht der Anforderungen für die Integration in die Modellierung der Niederspannungsnetze in AP 3.3. Abbildung 2-19 zeigt beispielhaft einen einwöchigen Ausschnitt der Netzbelastung an mehreren Knoten aus dem Jahr 2050 des Szenarios „Strom“. Abbildung 2-20 zeigt beispielhaft die aggregierte Netzbelastung für das Jahr 2050 des Szenarios „Strom“. Klar zu erkennen sind hohe Schwankungen in der superpositionierten Netzbelastung. Durch netzdienliche Ladestrategien und einem Ausnutzen der Flexibilität im System der Elektromobilität können die Lastspitzen reduziert werden.

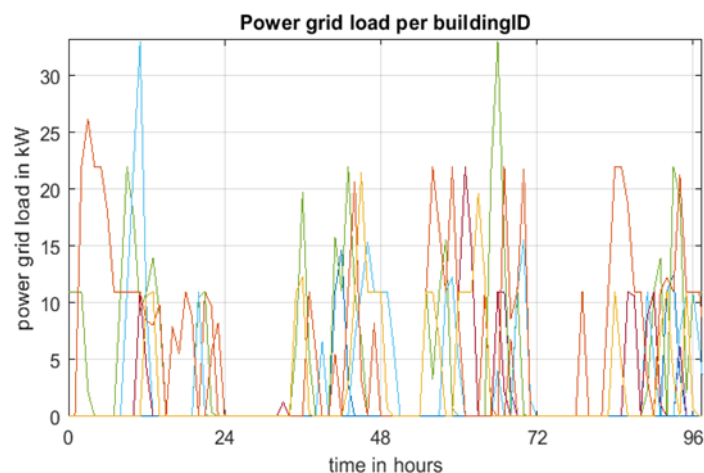


Abbildung 2-19 Einwöchiger Ausschnitt der Netzbelastung in kW über der Zeit t in Stunden h an mehreren Knoten aus dem Jahr 2050 des Szenarios „Strom“.

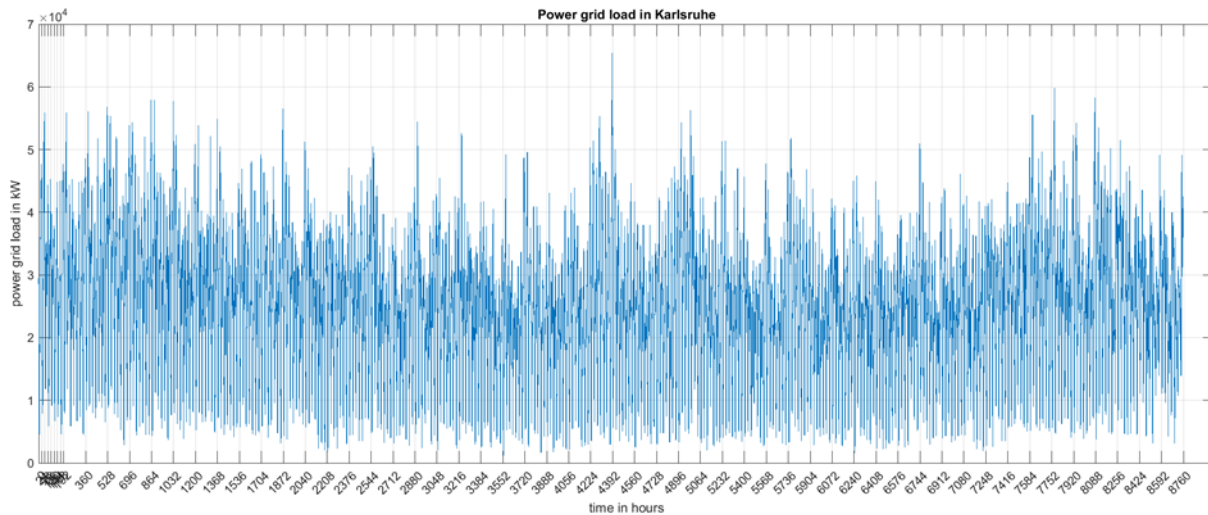


Abbildung 2-20 Superposition der Ladeanschlusslastkurven der modellierten Stadt über ein vollständiges Jahr am Beispiel für 2050 des Szenarios „Strom“. Die resultierende Leistung kW der Netzbelastung wird über der Zeit t in Stunden h abgebildet.

2.4.4 Güterverkehr

Szenarioentwicklung

Analog zu den Szenarien für den straßenbasierten Personenverkehr werden den Szenarien für den straßenbasierten Güterverkehr die Langfristszenarien zugrunde gelegt ((BMWI) 2021). Da für die Modellierung des Güterverkehrs im Projekt TrafoKommunE die aktualisierten T45-Szenarien nicht rechtzeitig vorlagen, werden für das realistischere „Szenario Mittelweg“ die gleichen Annahmen wie im „Szenario Strom“ verwendet. Tabelle 2-9 zeigt den Modal-Split im Güterverkehr der Langfristszenarien nach Fahrzeugklasse in den verschiedenen Jahresscheiben ((BMWI) 2021).

Tabelle 2-9 Modal-Split im Güterverkehr nach Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG) in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 ((BMWI) 2021).

Einheit	Kategorie	2020	2030	2040	2050
Mrd. Tonnenkilometer	LNF < 3,5 t zGG	10,19	13,48	14,42	16,13
	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	33,41	39,75	43,99	48,16
	SNF > 12 t zGG	435,66	466,51	498,61	504,63
	Gesamt Lkw	479,26	519,74	557,01	568,93
Mrd. Fahrzeugkilometer	LNF < 3,5 t zGG	48,81	64,35	68,28	75,78
	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	11,68	13,94	15,32	16,67
	SNF > 12 t zGG	34,49	36,60	38,81	39,05
	Gesamt Lkw	94,99	114,89	122,41	131,50

Methodik und Ergebnisse

Ziel der Modellierung ist es, den gesamten Güterverkehr in Karlsruhe aus den überregionalen Langfristszenarien ((BMWI) 2021) zu bestimmen und auf einzelne Fahrten aufzuteilen. Über die einzelnen Fahrten soll die transportierte Gütermenge, die Fahrtweite, die Art des genutzten LKW,

sowie der Start- und Zielort bekannt sein. Mit diesen Größen wird der Bedarf im Güterverkehr beschrieben, der die Kommune der Modellstadt Karlsruhe im Rahmen des Projekts TrafoKommune betrifft. Das entwickelte empirische Modell ist angelehnt an das „kleinräumige Wirtschaftsverkehrsmodell“ nach (Uwe Clausen 2013) (Dirk Vallée 2021).

Der Güterverkehr wird häufig in den Güterverkehr von drei LKW-Fahrzeugklassen unterteilt. Diese definieren sich über die zulässige Gesamtmasse. Leichte Nutzfahrzeuge (LNF) haben eine zulässige Gesamtmasse (zGG) von weniger als 3,5 Tonnen. Schwere Nutzfahrzeuge (SNF) haben eine zGG von 3,5 bis 12 Tonnen und sehr schwere Nutzfahrzeuge (SSNF) haben eine zGG von über 12 Tonnen.

Als Grundlage der Modellierung dient neben überregionalen Szenariodaten aus den Langfristszenarien eine Datenreihe der Karlsruher Güterverkehrsverflechtungen mit anderen NUTS3-Regionen, die dem Projekt durch ((kba) 2022) zur Verfügung gestellt wurde. Diese umfasst für jede Verkehrsverflechtung die Anzahl der Fahrten sowie die insgesamt transportierte Gütermenge, die zurückgelegten Tonnen- sowie Fahrzeugkilometer. Tabelle 2-10 zeigt die aggregierten Daten für das Jahr 2020 nach Fahrzeugklasse für Anzahl von Fahrten, beförderten Tonnen, Fahrzeug- und Tonnenkilometer.

Tabelle 2-10 Güterverkehrsaufkommen Karlsruhe im Jahr 2020 nach ((kba), Datenabfrage zum Güterverkehrsaufkommen Karlsruhe 2022).

	Tonnenkilometer	Fahrzeugkilometer	Tonnen	Fahrten
LNF	76.066	239.264.091	4.505.544	13.074.283
SNF	249.421	57.270.211	2.361.323	492.157
SSNF	3.252.424	169.062.667	21.022.375	1.024.829
Gesamt	3.577.911	465.596.969	27.889.242	14.591.269

Analog zur überregionalen Entwicklung des Güterverkehrsaufkommen, die über die Langfristszenarien beschrieben werden, wird das kommunale Güterverkehrsaufkommen in die betrachteten Jahresscheiben projiziert. Die Datenreihen des LNF, SNF und SSNF werden in weiteren Schritten um Informationen des Binnenverkehrs, Exports und Imports angereichert. Anhand von Statistiken nach (Uwe Clausen 2013) zum Einsatz der drei Fahrzeugklassen im Binnen-, Import- und Exportverkehr sowie zur Beladung, Leerfahrtsanteilen und durchschnittlichen Wegelängen von Güterverkehrsfahrten mit den verschiedenen Fahrzeugklassen wird das absolute Güterverkehrsaufkommen auf einzelne Fahrten mit Fahrzeugen der verschiedenen Klassen verteilt, zu denen dann die Beladung sowie die zurückgelegte Distanz bekannt sind. Tabelle 2-11 bis Tabelle 2-13 zeigen das Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in Form von Fahraufkommen, gefahrenen Kilometern und beförderter Tonnage nach Güterverkehrsklasse und Versandart für die einzelnen Jahresscheiben.

Tabelle 2-11 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in Fahrten nach Verkehrsart (Binnen- Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).

2020		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Fahrten	LNF < 3,5 t zGG	5.496.684	4.825.582	2.752.017	13.074.283
Fahrten	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	160.463	211.230	120.464	492.157
Fahrten	SNF > 12 t zGG	149.481	557.441	317.907	1.024.829
Fahrten	Gesamt Lkw	5.806.628	5.594.253	3.190.388	14.591.269
2030		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Fahrten	LNF < 3,5 t zGG	7.246.561	6.361.813	3.628.125	17.236.500
Fahrten	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	191.458	252.032	143.733	587.224
Fahrten	SNF > 12 t zGG	158.609	591.478	337.318	1.087.404
Fahrten	Gesamt Lkw	7.596.628	7.205.323	4.109.177	18.911.128
2040		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Fahrten	LNF < 3,5 t zGG	7.689.277	6.750.478	3.849.779	18.289.534
Fahrten	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	210.467	277.056	158.004	645.527
Fahrten	SNF > 12 t zGG	168.187	627.198	357.690	1.153.075
Fahrten	Gesamt Lkw	8.067.932	7.654.732	4.365.473	20.088.137
2050		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Fahrten	LNF < 3,5 t zGG	8.533.165	7.491.334	4.272.287	20.296.786
Fahrten	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	228.982	301.428	171.904	702.314
Fahrten	SNF > 12 t zGG	169.227	631.076	359.901	1.160.205
Fahrten	Gesamt Lkw	8.931.375	8.423.838	4.804.092	22.159.305

Tabelle 2-12 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in zurückgelegten Kilometern nach Verkehrsart (Binnen- Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).

2020		Binnen	Versand	Empfang	Summe
km	LNF < 3,5 t zGG	26.099.011	122.083.339	91.081.741	239.264.091
km	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	4.848.724	30.022.695	22.398.792	57.270.211
km	SNF > 12 t zGG	5.743.215	93.535.883	69.783.569	169.062.667
km	Gesamt Lkw	36.690.950	245.641.917	183.264.102	465.596.969
2030		Binnen	Versand	Empfang	Summe
km	LNF < 3,5 t zGG	34.407.669	160.948.748	120.077.746	315.434.164
km	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	5.785.326	35.822.022	26.725.450	68.332.798
km	SNF > 12 t zGG	6.093.890	99.247.078	74.044.474	179.385.442
km	Gesamt Lkw	46.286.885	296.017.849	220.847.670	563.152.404
2040		Binnen	Versand	Empfang	Summe
km	LNF < 3,5 t zGG	36.509.747	170.781.635	127.413.689	334.705.071
km	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	6.359.730	39.378.658	29.378.920	75.117.308
km	SNF > 12 t zGG	6.461.915	105.240.862	78.516.209	190.218.986
km	Gesamt Lkw	49.331.392	315.401.155	235.308.819	600.041.365
2050		Binnen	Versand	Empfang	Summe
km	LNF < 3,5 t zGG	40.516.643	189.524.694	141.397.174	371.438.512
km	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	6.919.197	42.842.806	31.963.390	81.725.393
km	SNF > 12 t zGG	6.501.869	105.891.564	79.001.673	191.395.106
km	Gesamt Lkw	53.937.709	338.259.064	252.362.237	644.559.010

Tabelle 2-13 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in transportierten Tonnen nach Verkehrsart (Binnen-Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).

2020		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Gesamt
Tonnen	LNF < 3,5 t zGG	3.123.306	971.858	410.380	4.505.544
Tonnen	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	551.755	1.272.316	537.252	2.361.323
Tonnen	SNF > 12 t zGG	2.705.575	12.878.630	5.438.171	21.022.375
Tonnen	Gesamt Lkw	6.380.636	15.122.803	6.385.803	27.889.242
2030		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Tonnen	LNF < 3,5 t zGG	4.117.615	1.281.250	541.025	5.939.890
Tonnen	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	658.335	1.518.082	641.030	2.817.447
Tonnen	SNF > 12 t zGG	2.870.774	13.664.984	5.770.219	22.305.978
Tonnen	Gesamt Lkw	7.646.724	16.464.317	6.952.274	31.063.315
2040		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Tonnen	LNF < 3,5 t zGG	4.369.174	1.359.526	574.078	6.302.777
Tonnen	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	723.698	1.668.807	704.676	3.097.181
Tonnen	SNF > 12 t zGG	3.044.147	14.490.248	6.118.698	23.653.093
Tonnen	Gesamt Lkw	8.137.019	17.518.580	7.397.451	33.053.051
2050		Binnenverkehr	Versand	Empfang	Summe
Tonnen	LNF < 3,5 t zGG	4.848.685	1.508.732	637.082	6.994.499
Tonnen	SNF 3,5 t bis 12 t zGG	787.362	1.815.612	766.666	3.369.641
Tonnen	SNF > 12 t zGG	3.062.969	14.579.840	6.156.529	23.799.339
Tonnen	Gesamt Lkw	8.699.016	17.904.185	7.560.278	34.163.478

Die einzelnen Fahrten werden durch Fahrzeuge aus dem Bestand der Kommune abgewickelt. Anhand der Entwicklung der Anteile der verschiedenen Antriebstechnologien im Bestand der Güterverkehrsfahrzeuge aus den Langfristszenarien wird einzelnen Fahrzeugen eine genutzte Antriebstechnologie zugewiesen ((BMWI) 2021).

Das solchermaßen herunterskalierte Güterverkehrsaufkommen fließt anschließend in ein eigens aufgebautes Simulationsmodell zur agentenbasierten Modellierung der Güterverkehrsfahrzeuge sowie ihrer Interaktion mit der Tank- und Ladeinfrastruktur in der modellierten Stadt ein. Die Fahrten werden hierfür auf einzelne Fahrzeuge sowie Abfahrts- und Zielorte zugewiesen.

Für die Dokumentation der Entwicklung der Tank- und Ladezustände der Fahrzeuge über die Fahrten eines Jahres hinweg ist eine lückenlose Historie von Fahrten und Tank- bzw. Ladevorgängen erforderlich. Die ist jedoch nur für Binnenverkehrsfahrten möglich, da hier alle Fahrten und Tank-/Ladevorgänge lückenlos bekannt sind. Abbildung 2-21 zeigt als Schema den agentenbasierten Binnenfahrzeugpool und wie dieser durch Import- und Exportfahrten beeinflusst wird. Wenn ein Fahrzeug in die Systemgrenze der modellierten Kommune im Rahmen einer Importfahrt von außerhalb eintritt, ist unbekannt, mit welchem Tank- bzw. Ladezustand das Fahrzeug ankommt. Tank- und Ladevorgänge außerhalb der Stadtgrenzen sind unbekannt. Für Importfahrten werden daher neue Fahrzeuge als Agenten definiert, die in den Fahrzeugpool der Kommune aufgenommen werden und anschließend für Binnenverkehrs- oder Exportfahrten zur Verfügung stehen. Sie werden hinsichtlich ihres Tank- bzw. Ladezustand zu ihrer Ankunft zufällig parametrisiert. Alle Fahrzeuge, die eine Exportfahrt übernehmen, werden wiederum hiernach aus dem Binnenfahrzeugpool entfernt, da unbekannt ist, inwieweit zusätzliche Fahrten oder Tank-/Ladevorgänge außerhalb der Systemgrenze

erfolgen, bevor die Fahrzeuge evtl. wieder in das betrachtete System zurückkommen. Für einkommende Fahrten wird ein Lade- bzw. Tankfüllstand bestimmt, der in Abhängigkeit der Fahrtlänge sowie der Güterverkehrsklasse statistisch ermittelt wird.

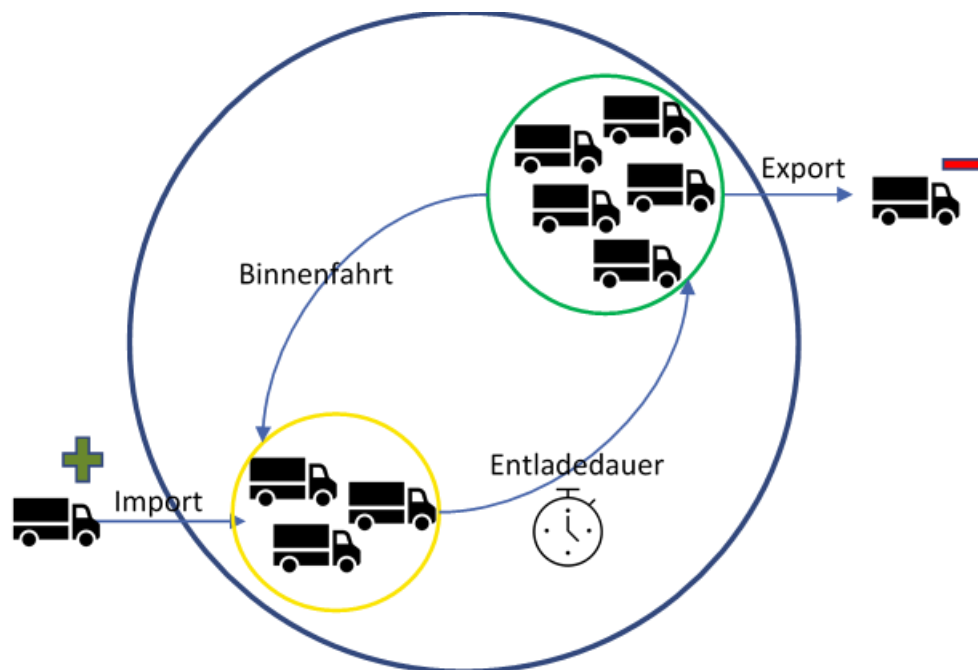


Abbildung 2-21 Agentenbasierter Binnenfahrzeugpool der modellierten Stadt.

Somit wurde eine Bestimmung des Güterverkehrsbedarfs durch eine Quantifizierung des Güterverkehrsaufkommens mit Verteilung auf einzelne Fahrten und Fahrzeuge umgesetzt. Anschließend kann analog zum Personenverkehr eine Simulation der Interaktion der Fahrzeuge mit der Tank- und Ladeinfrastruktur erfolgen.

Für die Modellierung der Niederspannungsnetze in AP3.3 sind ausschließlich die Stromnetzbelastungen auf Niederspannungsebene relevant. Lokal konzentrierte Ladevorgänge mit hohen Ladeleistungen bei beispielsweise über einem Megawatt würden zu einer lokalen Überlastung der Niederspannungsnetze führen. Solche Ladeinfrastrukturen erfordern daher einen gesonderten Anschluss direkt an das Mittelspannungsnetz und entfallen daher aus der Modellierung der Niederspannungsnetze. Zur Vereinfachung wurden daher alle Fahrten des SNF und SSNF auf sogenannte Distributionszentren aufgeteilt, an denen eine ausreichende Ladeleistung durch gesonderte Mittelspannungsanschlüsse ermöglicht werden. Alternativ können diese Fahrzeuge an Ladeinfrastrukturen außerhalb der modellierten Stadt versorgt werden, beispielsweise durch Schnellladeinfrastrukturen an Hauptverkehrsadern. Fahrzeuge der Klasse LNF können eher an Ladeinfrastrukturen über die Niederspannungsnetze versorgt werden. Hier bieten sich analog zum Personenverkehr Ladestrategien zur Entzerrung der Stromnetzbelastung an.

2.5 Energiebereitstellung (AP 2.4 RRS / GFal)

2.5.1 Motivation und Zielsetzung

Motivation

Auf kommunaler Ebene führt die Energiewende zu einer Transformation der Energieinfrastruktur (Strom, Gas, Wärme) bis 2050. Der Energiebedarf der Kommunen unterscheidet sich räumlich (Gewerbegebiet, Wohngebiet, ländliches Gebiet) signifikant und wird im Projekt über entsprechende Wabenstrukturen (siehe Kapitel 3.1) beschrieben.

Lokale Akteure, wie kleine und mittlere Unternehmen, sind Kunden von Rolls-Royce Solutions. Diese agieren innerhalb Ihrer Wabenstruktur und wandeln das Energieangebot der lokalen Versorger unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten i.A. in Kraft, Wärme und/oder Kälte um. Die Energieumwandlung kann durch unterschiedlichste Technologien erfolgen.

Die Kombination von Technologien wird im Folgenden als Energiesystem bezeichnet. Neue Technologien und Energieträger bieten neue Möglichkeiten, erschweren aber auch die Identifikation des optimalen Energiesystems. Der Umbau von Energiesystemen (Transformationspfade) hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen der Energiewende.

Zielsetzung

Für unterschiedliche Unternehmen, als lokale Akteure innerhalb der Wabenstruktur, werden Ausbaustrategien hin zu einer CO₂ neutralen Energieversorgung bis 2050 aufgezeigt und bewertet. Insbesondere soll untersucht werden, welchen Einfluss, die Randbedingungen der Sektorenkopplung, auf die Ausbaupfade haben.

Für Randbedingungen, wie z.B. Energiepreise, welche mit hoher Unsicherheit behaftet sind, sollen Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, in denen die Energiepreise variiert werden, um die Auswirkungen abzuschätzen.

Energiesysteme, welche die Energieversorgung unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten und unter Berücksichtigung der sich ändernden Energieinfrastruktur optimal ermöglichen, werden identifiziert. Darüber hinaus soll aufgezeigt werden, welchen Einfluss Investitionsstrategien auf die techno-ökonomische Bewertung haben.

2.5.2 Methodik und Vorgehen

Die Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik wurde von der Rolls-Royce Solutions GmbH (RRS) beauftragt, Transformationsszenarien für relevante Industrieunternehmen zu modellieren und zu optimieren. Drei typische Anwendungs-szenarien wurden identifiziert:

- Logistikzentrum mit Kraft-Wärme-Kältekopplung
- Industriebetrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung
- Einkaufszentrum mit Strombedarf

Die Zeitreihen für die benötigten Energiebedarfe der jeweiligen Anwendung wurden von Rolls-Royce Solutions zur Verfügung gestellt. Wesentliche Informationen der einzelnen Technologien wie Investitions- und Betriebskosten, Lebensdauer, Wirkungsgrade beruhen auf Daten der dänischen Energie Agentur (Danish Energy Agency 2021) und aus Informationen aus Arbeitspaket 1.3.

Die Verfügbarkeit und Kosten der erwartbaren, zukünftigen Energieversorgung wurden in Abstimmung mit den Projektpartnern und als Ergebnis des Projekts TrafoKommunE berücksichtigt. Bei

Informationen, die mit hoher Unsicherheit behaftet sind, wie z.B. zukünftige Kosten von Energieträgern, wurden Parameterstudien durchgeführt.

Das Simulationswerkzeug Top-Energy

Die Berechnung der Transformationspfade der einzelnen Anwendungen wurde mit dem GFal-Tool Top-Energy (GFal e.V 2022) durchgeführt. Top-Energy nutzt den Ansatz gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung (Kallrath 2002). Die Linearisierung erlaubt die Optimierung des Energiesystems bei vertretbarem Rechenaufwand. Als Zielgröße für die Optimierung wurde für alle Varianten die Option „minimale annualisierte Gesamtkosten“ gewählt.

Superstrukturen

In einem ersten Schritt der Modellbildung wird die Superstruktur der Anwendung aufgebaut. Die Superstruktur beinhaltet alle realistisch denkbaren Technologien zur Befriedigung des benötigten Energiebedarfs. Abbildung 2-23 zeigt z.B. die Superstruktur des Logistikzentrums. Mit dieser wird eine ganzjahresgekoppelte strukturelle Optimierung des Systems durchgeführt, um die optimale Anlagendimensionierung zu bestimmen (Nennleistungen, Kapazitäten und zugehörige Investitionskosten). Darüber hinaus wird auch die Fahrweise der einzelnen Anlagen in Bezug auf minimale Betriebskosten, optimal bestimmt. Da der Optimierer Komponenten der Superstruktur die nicht wirtschaftlich betrieben werden, nicht nutzt, kann somit auch eine Aussage über die Topologie des jeweiligen Energiesystems getroffen werden.

2.5.3 Transformationsstrategien

Als weitere Dimension zur Bestimmung zielführender Transformationspfade muss nun noch die übergeordnete, zeitliche Änderung von Randbedingungen wie etwa CO₂-Kosten und Energiekosten, berücksichtigt werden. Hierfür wurden drei Stützjahre der Neuinvestition definiert (2030, 2040 und 2050). Für die erneuten Investitionen wurden unterschiedliche Strategien entwickelt, welche im Folgenden vorgestellt werden.

Grüne-Wiese-Strategie

Für einen ersten Überblick wurde die optimale Energiesystemstruktur des jeweiligen Stützjahres als *Grüne-Wiese-Strategie* vorgenommen. Diese von der vorhandenen Struktur unabhängige Optimierung im jeweiligen Stützjahr setzt voraus, dass kein bestehendes Energiesystem berücksichtigt werden muss. In das Optimierungsproblem fließen als Information lediglich die Energiebedarfe, -preise, die Auswahl relevanter Technologien (Superstruktur) und übergeordnete Randbedingungen wie Standort, verfügbare Fläche für PV, Zinssatz etc. ein. Das Lösungsoptimum stützt sich auf die spezifischen Randbedingungen des zu simulierenden Jahres.

Da aber in der Realität nicht zu jedem Stützjahr (alle zehn Jahre) ein neues Energiesystem installiert wird, soll die vorhandene oder zukünftig geplante Struktur mit in die Optimierung einbezogen werden. Dafür werden zwei unterschiedliche Methoden angewandt. Die erstellten Transformationspfade resultieren einmal aus einer Vorwärts- und einmal aus einer Rückwärtsbetrachtung.

Vorwärtsstrategie

Die Vorwärtsbetrachtung entspricht der chronologischen Betrachtung eines Energiesystemumbaus. Sie behandelt die Frage, ob es, trotz eines bestehenden Energiesystems, ökonomisch sinnvoll sein kann, Zubauten vorzunehmen. Begonnen wird mit dem Ist-Zustand der Versorgungsstruktur, dem Startjahr 2022. Die Komponenten sind vorgegeben und decken die Bedarfe vollständig.

Zur Optimierung des nachfolgenden Stützjahres, 2030, werden die Komponenten der Energieversorgungsstruktur 2022 als bestehende Komponenten in die Superstruktur eingefügt. Die Superstruktur enthält darüber hinaus aber noch variable Komponenten, welche als Ergebnis der Strukturoptimierung erweitert werden können.

Sensitivitätsanalysen liefern Informationen über signifikante Energiepreisverhältnisse. Durch diese zeichnet sich ab, wann und ob sich die Energieversorgerstruktur entscheidend ändert. Aus jedem sensitiven Parameter lassen sich zwei unterschiedliche Pfade ableiten, indem statt der recherchierten Randbedingung ein Wert oberhalb und einer unterhalb des Umschlagpunkts verwendet wird (z. B. folgt aus der Randbedingung „hoher Erdgaspreis“ ein hauptsächlich elektrisch betriebenes Energiesystem, wohingegen sich aus der Bedingung „niedriger Erdgaspreis“ ein auf Erdgas-BHKWs basierendes System ergibt). Auf diese Weise entstehen aus einem Stützjahr mit denselben vorhandenen Komponenten mehrere Verzweigungen, aus welchen jeweils im folgenden Stützjahr wiederum unterschiedliche Pfade hervorgehen.

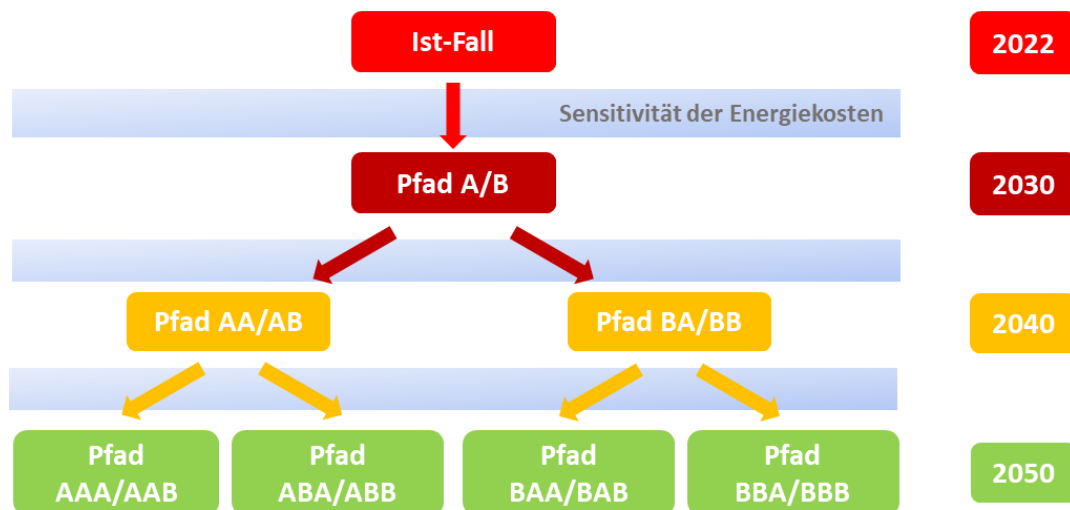


Abbildung 2-22: Schematische Darstellung der Ausbaupfade in der Vorwärtsstrategie

Nach erfolgter Strukturoptimierung geht als Ergebnis hervor, ob und in welcher Größe neue Anlagen zugebaut werden. Damit wird die Frage beantwortet, ob sich die zusätzliche Erweiterung der Anlagen lohnt, obwohl ein ausreichendes Energiesystem zur Verfügung gestanden hätte.

Die Prozedur wird für die Übergänge von 2030 zu 2040 und 2040 zu 2050 wiederholt. Die resultierenden Anlagengrößen aus dem Stützjahr 2030 gehen als feste Anlagen in das nachfolgende Stützjahr 2040 ein. Die jeweilige Lebensdauer der Komponenten (meist 20 bis 30 Jahre) wird berücksichtigt. Ist diese abgelaufen, muss die Komponente ersetzt werden.

Nach Abbildung 2-22 würden somit **8 Ausbaupfade** entstehen, da aber einige Ausbaupfade im Hinblick auf Ihre Struktur einander sehr ähnlich sind, war es ausreichend, sich auf 3 bzw. 5 Pfade zu beschränken!

Rückwärtsstrategie

Hintergrund der Rückwärtsstrategie ist die These, dass die optimale Energieversorgungsstruktur aus der unabhängigen Optimierung (Grüne-Wiese-Strategie) des Zieljahres 2050 in den Vorwärtspfaden

nicht erreicht wird, da vermutlich der Weiterbetrieb eines suboptimalen Systems günstiger ist als ein investitionsaufwändiger Umbau. Deswegen wird in den Rückwärtspfaden geprüft, ob Komponenten, die sich im nachfolgenden Stützjahr lohnen, bereits im vorherigen Stützjahr verwendet werden, sofern sie fester Bestandteil des Energiesystems sind. Die Idee dieser Methode ist es, zu evaluieren, mit welchen Umbaumaßnahmen man sinnvoll zum optimalen Energiesystem 2050 gelangt.

Ausgehend vom Optimierungsergebnis des Zieljahres 2050 werden anhand der signifikanten Energiepreisverhältnisse mehrere Pfade abgeleitet. Das jeweilige optimale Energiesystem wird im vorausgegangenen Stützjahr fixiert und in die Superstruktur integriert. Die Auswahl der Randbedingungen für die Verzweigungen eines Stützjahres erfolgt analog zur Vorwärtsstrategie. Der Unterschied in der Methodik besteht darin, dass die Pfaderstellung nicht vom Ist-Fall aus beginnt, sondern vom optimierten Energiesystem des Zieljahres 2050 ausgeht.

2.5.4 Energiepreise

Vorstudien zeigten, dass die Kosten der Energieträger entscheidend für die Komponentenauswahl der Energiesysteme sind. Darüber hinaus ist das Kostenverhältnis von Strom- zu Erdgas bzw. Wasserstoff ausschlaggebend, weniger die absolute Höhe der Preise.

Tabelle zeigt die nach (Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2020) und (Fraunhofer-Institut 2022) prognostizierten Energiepreise. Da diese aber mit großer Unsicherheit behaftet sind, wurden für den Erdgas- und den Wasserstoffpreis Parameterstudien durchgeführt. Wichtig ist zu erwähnen, dass der Strompreis für **alle Berechnungen** festgehalten wurde.

	Ø-Strompreis [ct/kWh]	Erdgas-Preis [ct/kWh]	H ₂ -Preis [ct/kWh]
2030	13,94	7,07	-
2040	13,49	9,84	13,36
2050	12,47	12,91	7,99

Tabelle 2-14: Energiepreise als Grundlage für die Simulation

2.5.5 Emissionsfaktoren

Im Rahmen der Energiewende müssen die Emissionsfaktoren der Energieträger in den nächsten Dekaden fallen. Tabelle zeigt die Prognose der Emissionsfaktoren des Dynamis Hauptbericht (Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2020), welche dieser Arbeit zu Grunde liegen. Da dort keine Aussage über die Emissionsfaktoren von Erdgas getroffen wird, werden die Prognosen der Langfristszenarien des Fraunhofer-Institut (Fraunhofer-Institut 2022) herangezogen. In den Langfristszenarien werden fallende Emissionsfaktoren für Erdgas infolge Beimischung von synthetisch erzeugtem Methan prognostiziert.

	Energieform	Emissionsfaktoren [g/kWh]
2020	Strom	351
	Fernwärme	297
	Wasserstoff	127
	Erdgas	201
2030	Strom	193
	Fernwärme	140
	Wasserstoff	180
	Erdgas	170
2040	Strom	60
	Fernwärme	56
	Wasserstoff	171
	Erdgas	150
2050	Strom	24
	Fernwärme	20
	Wasserstoff	0
	Erdgas	-

Tabelle 2-15: Emissionsfaktoren verfügbarer Energieträger

2.5.6 Transformationspfade für das Logistikzentrum

Zuerst wurden die Ausbaupfade für das Logistikzentrum untersucht. Das Logistikzentrum hat einen Strom-, Wärme- und Kältebedarf mit unterschiedlichen Temperaturniveaus für Klimatisierung und Tiefkühlung. Aber auch die Technologien zur Wärmeerzeugung wurden unterteilt, da das Temperaturniveau von Wärmepumpe, Polymerelektrolytbrennstoffzelle und Solarthermie nicht zum effizienten Antrieb einer Absorptionskältemaschine geeignet ist.

Tabelle 2-16 zeigt die Technologien welche für das Logistikzentrum als ökonomisch und technologisch relevant erachtet und in die Untersuchungen aufgenommen wurden. In Abbildung 2-23 ist die zugehörige Superstruktur dargestellt. Es besteht eine Anbindung an das Strom-, Gas- und Wasserstoffnetz.

Strom	Hochtemperatur- wärme	Niedertemperatur- wärme	Klimakälte	Tiefkühlkälte
Photovoltaik	Heißwasserkessel (H2&CH4)	Wärmepumpe	Absorptions-kältemaschine	Absorptions-kältemaschine
Blockheizkraftwerk (H2&CH4)	Blockheizkraftwerk (H2&CH4)	Solarthermie	Kompressions-kältemaschine	Kompressions-kältemaschine
Festoxid-Brennstoffzelle	Festoxid-Brennstoffzelle			
Polymerelektrolyt-brennstoffzelle	Elektrischer Heißwasserkessel	Polymerelektrolyt-brennstoffzelle		

Tabelle 2-16: Relevante Technologien - Logistikzentrum

Das Logistikzentrum hat einen Strombedarf von 17,6 GWh/a, einen Wärmebedarf von 2,5 GWh/a und einen Kältebedarf (Klima- und Tiefkühlkälte) von 17,8 GWh/a. Der maximal mögliche Zubau von Photovoltaik ist durch die verfügbare Fläche limitiert und beträgt 1,8 MW_{peak}.

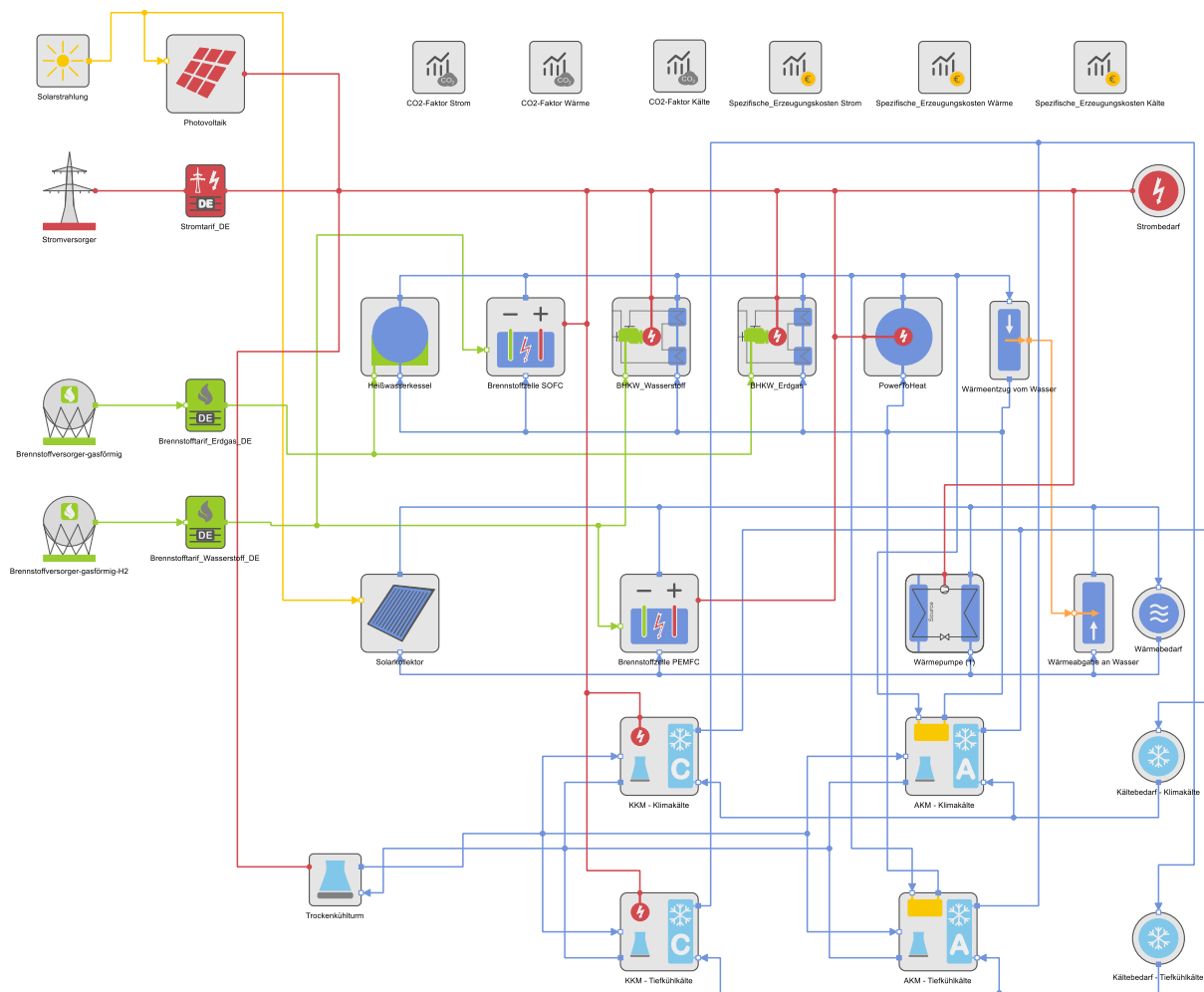


Abbildung 2-23: Superstruktur des Logistikzentrums

Ergebnisse der Transformationspfad Analyse

Durch unterschiedliche Preisanreize der Energiekosten konnten 5 relevante Transformationspfade identifiziert werden. Zusätzlich wurde der Referenzpfad mit bestehender Technologie (BHKW, HWK, AKM, KKM) und Erdgasbezug betrachtet.

Abbildung 2-24 zeigt die CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Ausbaupfade für das Logistikzentrum. Bei Pfad 3 und 4 steigen die CO₂-Emissionen im ersten Stützjahr 2030 sogar an. Ursache: Durch niedrige Erdgaskosten werden erdgasbetriebene Komponenten zugebaut. Dies ist ein Beispiel wie wichtig es ist, richtige Preisanreize für Energieträger zu setzen.

Generell führen aber fallende Emissionsfaktoren der Energieträger (Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2020) zu rückläufigen CO₂-Emissionen. Da laut Prognose die Stromerzeugung auch im Jahr 2050 noch CO₂ behaftet ist, fallen die Emissionen bei Ausbaupfaden, welche Strom aus dem Netz beziehen nicht ganz auf null. Der Ausbaupfad mit den geringsten CO₂-Emissionen (Pfad 5, Strom-H₂) emittiert 25% CO₂ weniger als das Referenzsystem, dies entspricht einer absoluten Reduktion um 40.000 Tonnen.

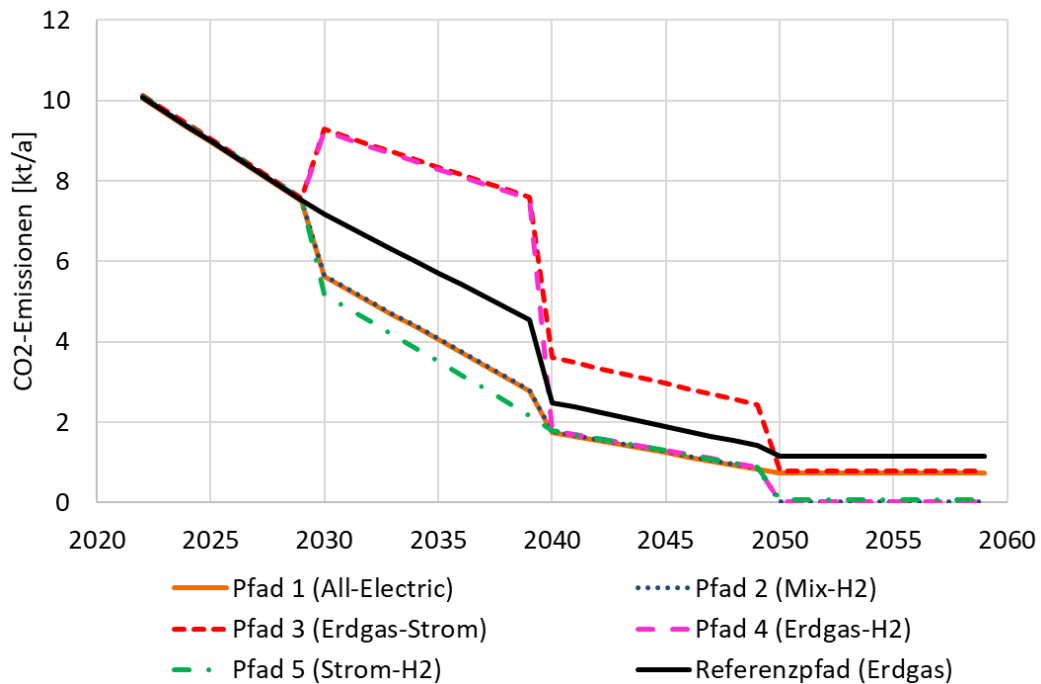


Abbildung 2-24: CO₂-Emissionen der Ausbaupfade

In Abbildung 2-25 sind die thermischen Nennleistungen der Komponenten zur Wärmeerzeugung im Stützjahr 2050 als Variation über den Wasserstoffpreis dargestellt. Die SOFC als Technologie zur Wärme- und Stromversorgung wird mit zunehmendem Wasserstoffpreis zurückgedrängt. Bei einem Preis von 8,7 ct/kWh wird die Wärmegrundlast von einer Wärmepumpe und die Spitzenlast über einen elektrischen Heizkessel gedeckt (Pfad 1, All-Electric). Der Anstieg der Wärmeerzeugung bei Wasserstoffpreisen unterhalb 8,1 ct/kWh wird durch den nun ökonomischen Ausbau der Absorptionskältemaschine verursacht.

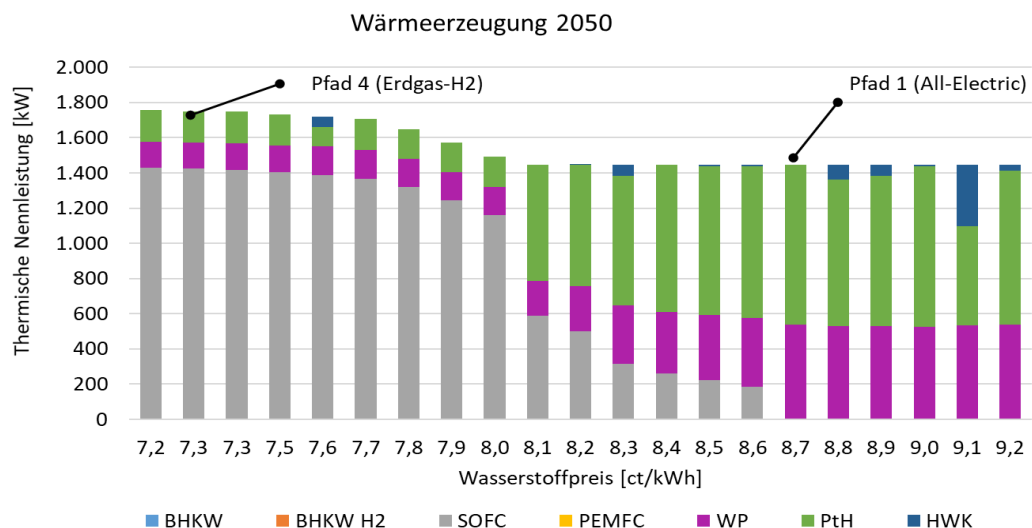


Abbildung 2-25: Thermische Nennleistung der Komponenten im Jahr 2050

In Abbildung 2-26 sind für den Ausbaupfad All-Electric die Betriebskosten und die CO₂-Emissionen sowohl für die Vorwärts- als auch die Rückwärtsstrategie dargestellt. Wie bereits erwähnt ist dieser Ausbaupfad bei sich annäherndem Energiekostenverhältnis ökonomisch sinnvoll. Man erkennt aber auch, dass die Ausbaustrategie keinen entscheidenden Einfluss auf Betriebskosten, CO₂-Emissionen und somit auf das Energiesystem besitzt.

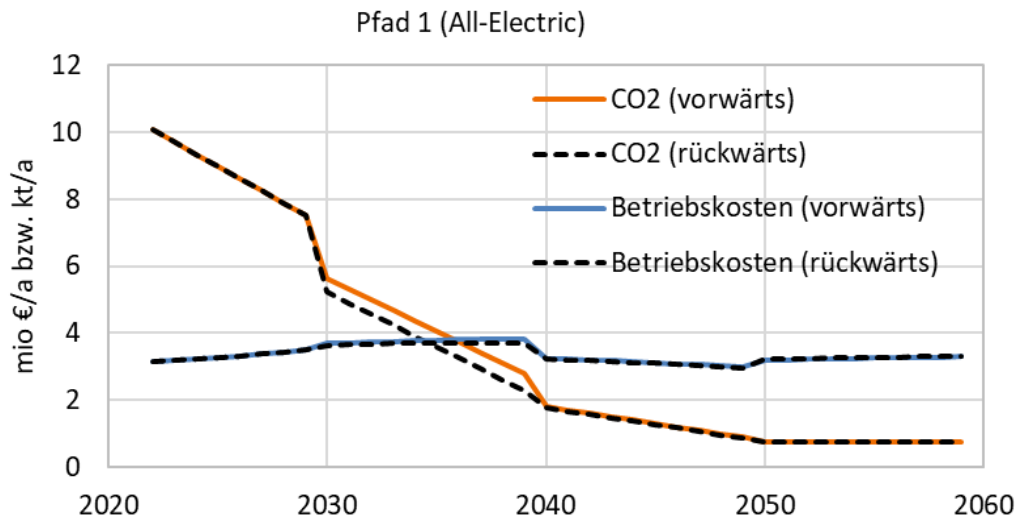


Abbildung 2-26: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 1

Im Ausbaupfad 4 (Erdgas-H₂) ist das Energiekostenverhältnis deutlich größer. Bis zum Stützjahr 2040 wird Wärme und Strom im Wesentlichen über Blockheizkraftwerke erzeugt. Hohe CO₂-Kosten führen dann im Stützjahr 2040 dazu, dass Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung herangezogen werden. Ab 2050 erfolgt der Umbau auf Solid Oxide Brennstoffzellen, betrieben mit grünem Wasserstoff, die CO₂-Emission fällt auf null. Wieder sind die Ergebnisse für den Vorwärts- und Rückwärtspfad nahezu identisch.

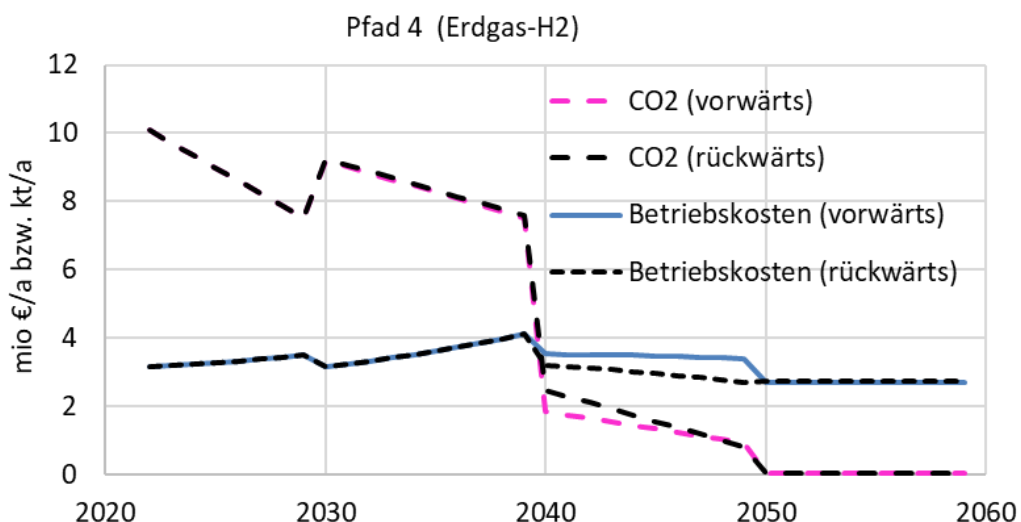


Abbildung 2-27: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 4

Sensitivität der Investitionskosten

Der geringe Einfluss der Ausbaustrategie auf das gefundene optimale Energiesystem ist positiv zu bewerten, da dies die Robustheit/Verlässlichkeit der gefundenen Ergebnisse untermauert. Es besteht aber auch die Möglichkeit, dass die Ursache eine Unterschätzung der Investitionskosten ist. Der Vergleich der beiden folgenden Diagramme zeigt aber, dass auch bei doppelten spezifischen Investitionskosten das als optimal identifizierte Energiesystem unverändert ist.

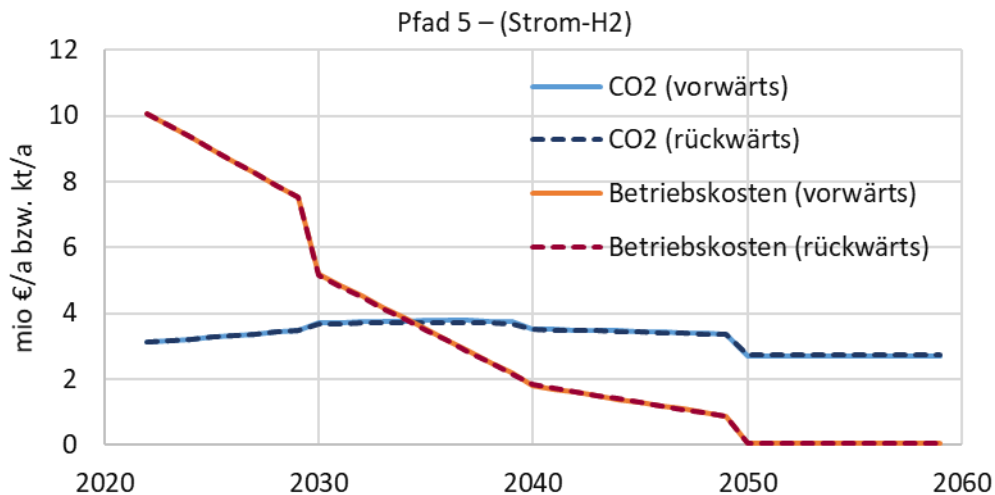


Abbildung 2-28: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 5

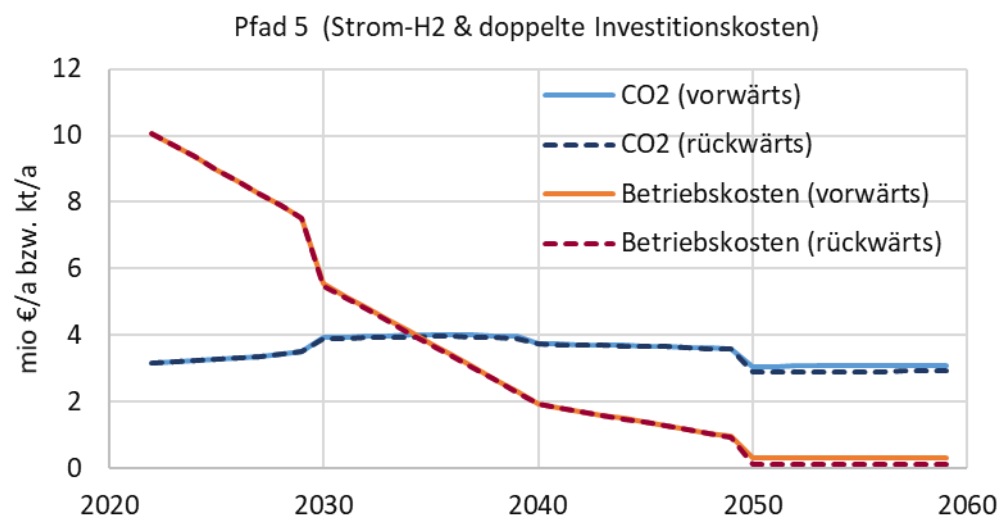


Abbildung 2-29: Ausbaupfad 5 bei doppelten spezifischen Investitionskosten

2.5.7 Transformationspfade für den Industriebetrieb

Der Industriebetrieb hat einen jährlichen Strombedarf von 35,8 GWh und einen Wärmebedarf von 35,3 GWh. Ein Kältebedarf besteht nicht. Der maximal mögliche Zubau von Photovoltaik ist wieder durch die verfügbare Fläche limitiert und beträgt 7 MW_{peak}.

Für die Anwendungsszenarien Industriebetrieb wird die Sensitivitätsanalyse für die Energiepreise nur noch für die Vorwärtsstrategie durchgeführt. Die frei gewordene Ressource wird dafür genutzt, das Potential von Warmwasserspeichern und Stromspeichern zu bewerten. Alle weiteren Randbedingungen wie Stützjahre der Reinvestition, Energiekosten bzw. deren Sensitivitäten, Investitionskosten etc. entsprechen dem Logistikzentrum. Tabelle 2-17 zeigt die relevanten untersuchten Technologien. Es besteht eine Anbindung an das Strom-, Gas- und Wasserstoffnetz.

Strom	Wärmebedarf	Speicher
Photovoltaik	Solarthermie	Warmwasserspeicher
Blockheizkraftwerk (H2&CH4)	Blockheizkraftwerk (H2&CH4)	Stromspeicher
Festoxid-Brennstoffzelle	Festoxid-Brennstoffzelle	
Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle	Elektrischer Heißwasserkessel	
	Wärmepumpe	
	Heißwasserkessel (H2&CH4)	

Tabelle 2-17: Relevante Technologien – Industriebetrieb

Ergebnisse der Transformationspfad Analyse

Im Referenzpfad sind die Technologien zur Wärme und Stromerzeugung erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke und Heißwasserkessel, zusätzlich wird Strom aus dem Netz bezogen. Die Sensitivitätsanalyse der Preise für Erdgas und Wasserstoff führt wieder zu fünf Ausbaupfaden. Die signifikanten Energiekostenverhältnisse, bei welchen sich eine sinnvolle Aufteilung der Ausbaupfade ergibt, sind denen zum Logistikzentrum sehr ähnlich (Abbildung 2-30 vs. Abbildung 2-25).

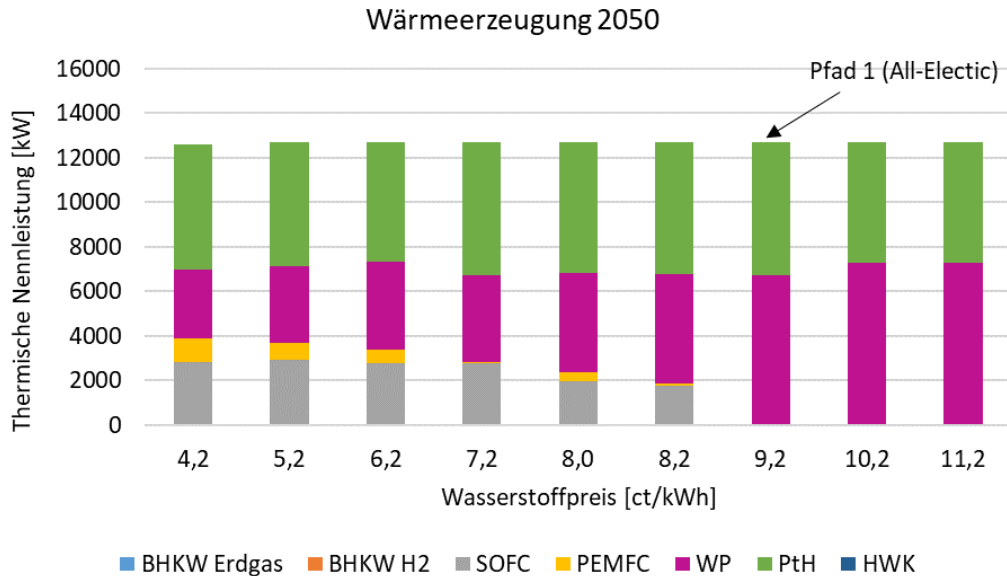


Abbildung 2-30: Thermische Nennleistung der Komponenten - Wärmeerzeugung 2050

Aus der Nennleistung einer Komponente kann nicht auf die erzeugte Energiemenge rückgeschlossen werden. Ein Vergleich von Abbildung 2-30 und Abbildung 2-31 zeigt dies beispielhaft. Der elektrische Heißwasserkessel hat unabhängig vom Wasserstoffpreis eine Nennleistung oberhalb 5000 kW. Die geringen spezifischen Kosten, Stromüberschuss der PV-Anlage machen den Ausbau ökonomisch sinnvoll obwohl maximal 3% der vom Industriebetrieb benötigten Wärme durch diese Komponente erzeugt wird.

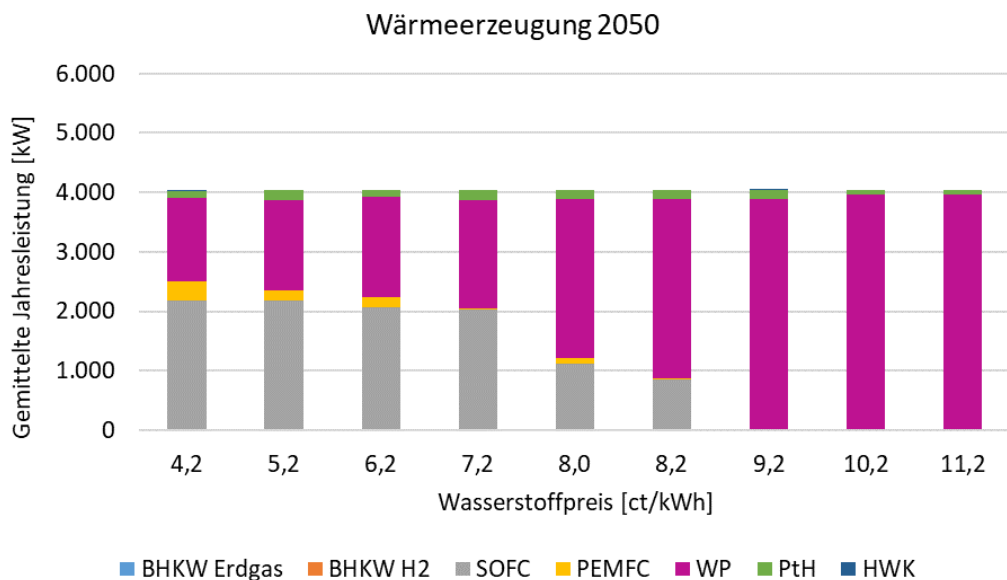


Abbildung 2-31: Mittlere Jahresleistung der Komponenten – Wärmeerzeugung 2050

Wie Abbildung 2-32 zeigt, haben alle Ausbaupfade einen geringeren CO₂-Ausstoß als der Referenzpfad. Pfad 1, 2 und 5 erreichen dies durch schnelle Elektrifizierung, getrieben durch hohe Preise für Erdgas bzw. Wasserstoff. Integral über Laufzeit werden im Ausbaupfad 1 (All-Electric) 232.000 Tonnen Kohlendioxid emittiert, während es im Referenzpfad 492.000 Tonnen sind. Die auch im Referenzpfad

fallenden CO₂-Emissionen werden durch die Beimischung von synthetisch erzeugtem Methan in das Erdgasnetz verursacht (siehe auch Abschnitt 2.5.5 Emissionsfaktoren).

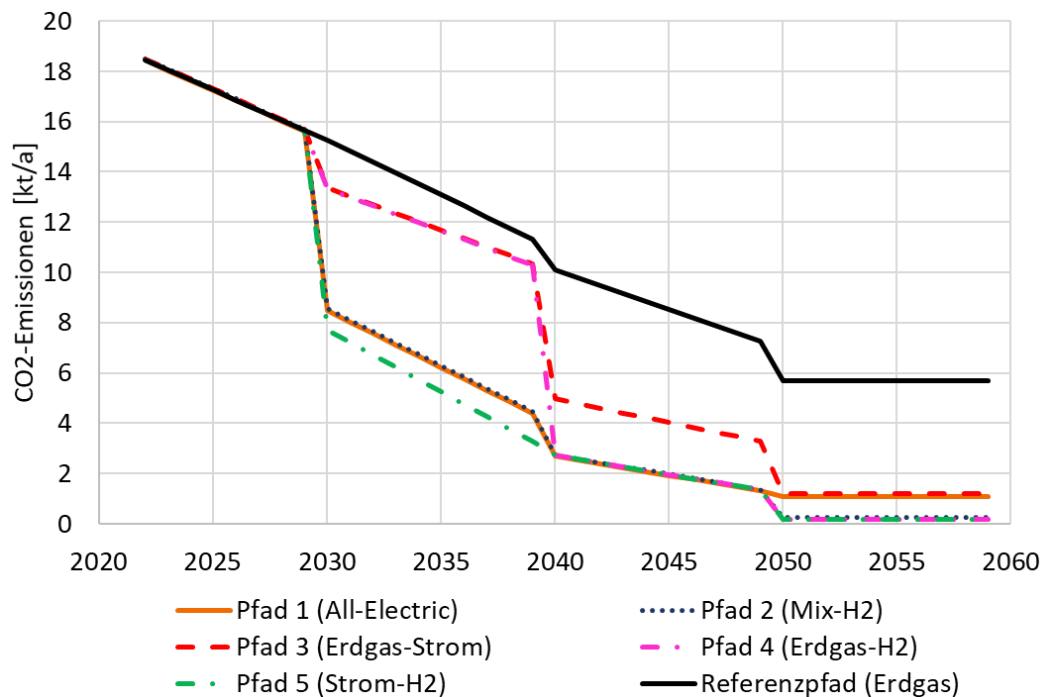


Abbildung 2-32: CO₂-Emissionen der Ausbaupfade - Industriebetrieb

Warmwasserspeicher

Die geringen spezifischen Investitions- und Betriebskosten des Warmwasserspeichers machen diesen zu einer geeigneten Technologie, um Wärmespitzen zu *glätten*. In allen Stützjahren und allen Ausbaupfaden (außer natürlich dem Referenzpfad, der ja unverändert bleibt) kommt der Wärmespeicher zum Einsatz.

Stromspeicher

Die hohe Volatilität der Stromerzeugung durch erneuerbare Technologien macht es wahrscheinlich, dass Stromtarife dies widerspiegeln. Wie bereits erwähnt, wurde der Strompreis, bis auf den Anteil der CO₂-Kosten, konstant gehalten. Allerdings wurde aus oben genanntem Grund bei allen Simulationen ein saisonaler und tageszeitlicher Einfluss auf die Stromkosten berücksichtigt. Zeitlich variable Tarifstrukturen könnten den Einsatz von Stromspeichern begünstigen, da einerseits das Stromnetz entlastet wird, andererseits Tageszeiten mit niedrigen Strompreisen genutzt werden können.

Batteriespeicher lohnen sich unter den getroffenen Annahmen erst im Jahr 2050 bei Wasserstoffpreisen oberhalb 9 ct/kWh. Unter diesen Randbedingungen wird die Energieerzeugung des Industriebetriebs elektrifiziert, die Investitionskosten von Stromspeichern sind gefallen (150 €/kWh), die bezogene Strommenge steigt, Leistungsspitzen werden nicht mehr durch weitere Technologien geglättet und die PV wird maximal ausgebaut.

Die Differenzen in Tabelle 2-18 beziehen sich auf die Ergebnisse der Strukturoptimierung des Industriebetriebs mit und ohne Stromspeicher bei einem Wasserstoffpreis von 9,2 ct/kWh im Jahr 2050. Durch Verwendung des Speichers können Betriebskosten von 669000 €/a eingespart werden, es werden jedoch 12,7 t/a mehr CO₂ emittiert, da Verluste beim Ein- und Ausspeichern entstehen und der Netzstrom im Jahr 2050 ja noch einen Emissionsfaktor von 60 g/kWh aufweist (Tabelle).

2050			
CO₂-Emissionsdifferenz	[t/a]	+12,7	+1,2%
Betriebskostendifferenz	[€/a]	-669000	-1,2%
Speicherkapazität	[kWh]	5700	
Investitionskosten	[€]	856000	

Tabelle 2-18: Potential Stromspeicher – Ausbaupfad 1 (All-Electric)

Generell zeigen die Berechnungen, dass Stromspeicher, in diesem Fall, nur bei geringen spezifischen Investitionskosten und gleichzeitig hohen Wasserstoffpreisen ökonomisch sinnvoll betrieben werden. Ökologisch bieten sich keine Vorteile.

2.5.8 Transformationspfade für das Einkaufszentrum

Der Anwendungsfall Einkaufszentrum wird durch einen jährlichen Strombedarf von 3 GWh charakterisiert. Ein Wärme- oder Kältebedarf liegt nicht vor. Die verfügbare Dachfläche erlaubt die Installation von 3,3 MW_{peak} was zu einem signifikanten Überschuss an PV-Strom führen würde. In diesem Szenario sollte deshalb untersucht werden, ob Stromspeicher, Wasserstoff-Elektrolyse und Rückverstromung oder Verkauf des erzeugten Wasserstoffs sinnvoll sind.

Strom	Power to Gas
Photovoltaik	Elektrolyseur
H₂-Blockheizkraftwerk	Wasserstoffspeicher
Festoxid-Brennstoffzelle	
Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle	
Stromspeicher	

Tabelle 2-19: Relevante Technologien - Einkaufszentrum

Ergebnisse der Transformationspfad Analyse

Der Referenzpfad besteht lediglich aus einer Anbindung an das Stromnetz, die fallenden CO₂-Emissionen werden durch, fallende Emissionsfaktoren verursacht.

In beiden Ausbaupfaden wird 2030 die Photovoltaik und der Stromspeicher ausgebaut, was zu fallenden CO₂-Emissionen führt. Die Investitionskosten für Wasserstofftechnologien sind noch sehr

hoch, weshalb diese keine Berücksichtigung finden. Die Ausbaupfade unterscheiden sich bis 2040 nicht.

Im Pfad 1 wird im Jahr 2040 die Wasserstoffherzeugung ausgebaut. Der erzeugte Wasserstoff wird ins Netz eingespeist, wodurch es zu einer Verdrängung des 2040 noch CO₂ behafteten Wasserstoffs kommt. Nach der Gutschriftenmethode (Sievers 2010) wird die CO₂-Bilanz sogar negativ. Dieser Vorteil wird, bis 2050 durch, fallende Emissionsfaktoren aufgebraucht. Wichtig ist darauf hinzuweisen, dass der Ausbau der PtG Komponenten nur bei **unrealistisch** hohen Vergütungen für den Wasserstoff von 20 ct/kWh erfolgt und somit eher akademischen Charakter besitzt.

Im Pfad 2 erfolgt keine größere Änderung des Energiesystems im Reinvestitionsjahr 2040. Im Jahr 2050 jedoch, infolge Verfügbarkeit günstigen Wasserstoffs, wird eine SO-Brennstoffzelle zur Stromerzeugung zugebaut. Es wird kein Strom aus dem Netz bezogen und die CO₂-Emissionen fallen auf null.

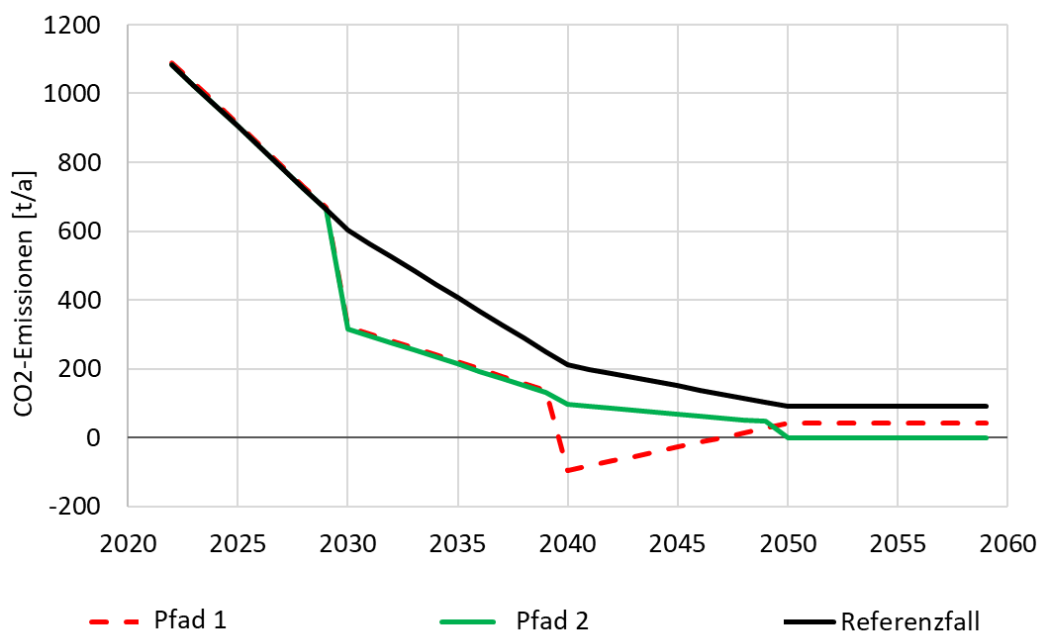


Abbildung 2-33: CO₂-Emissionen der Ausbaupfade – Einkaufszentrum

Abbildung 2-34 zeigt Nennleistung und Speicherkapazität für die unterschiedlichen Zeitpunkte der Reinvestition. Rechts ist die aufgenommene bzw. bezogene elektrische Leistung dargestellt. Man erkennt, dass die Wasserstoffherzeugung mit einem maximalen Ausbau der PV (3,3 MW_{peak}) einhergeht, dies geschieht, wie bereits erwähnt, nur bei H₂-Arbeitspreisen oberhalb 20 ct/kWh.

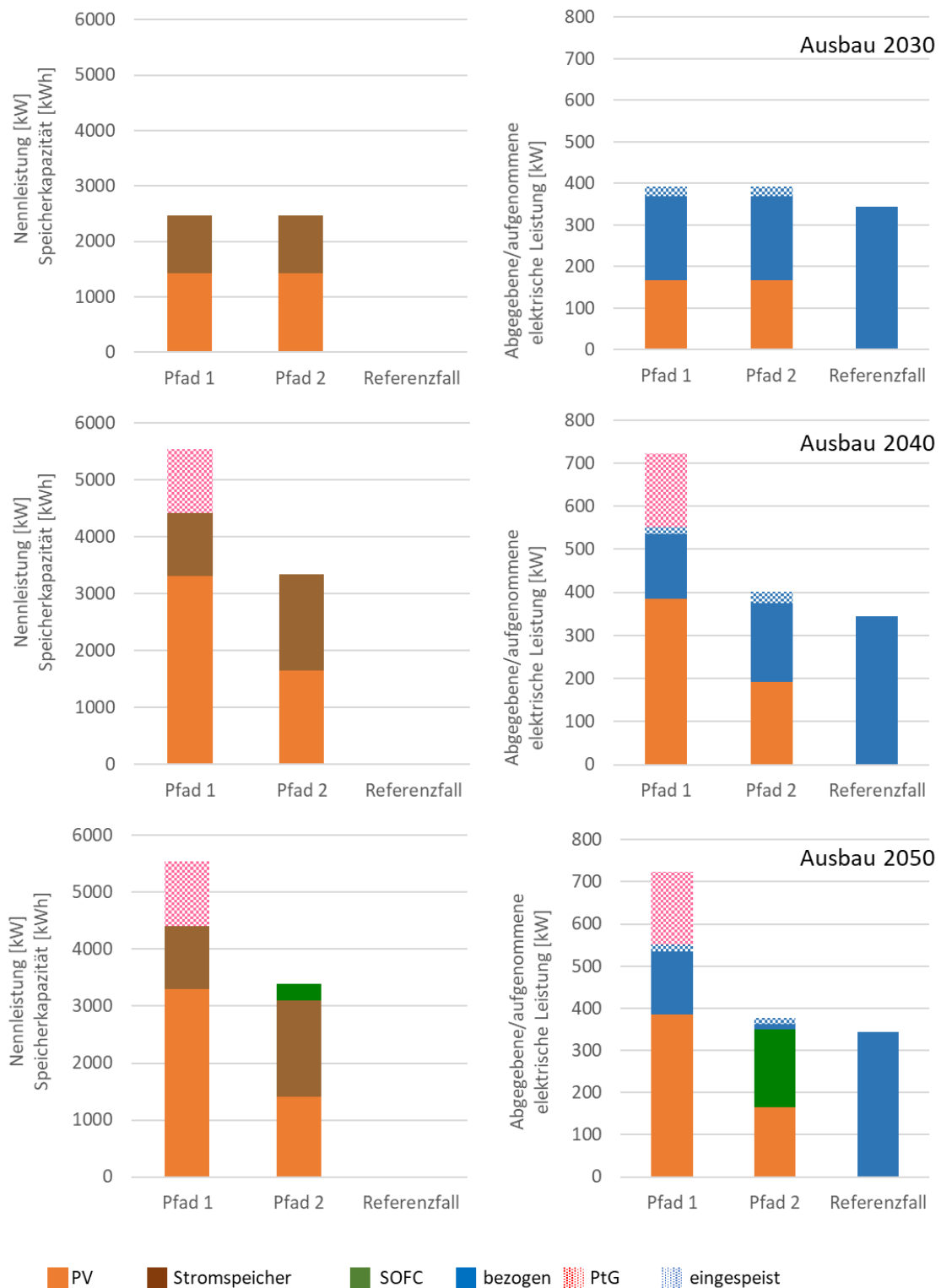


Abbildung 2-34: Leistungsparameter der Ausbaupfade – Einkaufszentrum

2.5.9 Zusammenfassung und Fazit

Auf kommunaler Ebene führt die Energiewende zu einer Transformation der lokalen Versorgerstruktur (Strom, Gas, Wärme) bis 2050. Ansässige Unternehmen wandeln dabei das Energieangebot ihrer lokalen Versorger unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten in Kraft, Wärme und/oder Kälte um. Die Energieumwandlung kann durch unterschiedlichste Technologien erfolgen. Der Umbau von

Energiesystemen (Transformationspfade) hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen der Energiewende.

Mit Hilfe des Simulationstools Top-Energy wurden durch die Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik (GFal e.V.) Transformationspfad-Analysen für drei typische Unternehmen durchgeführt. Transformationspfad bedeutet nicht, in welche Technologien *sollten* Unternehmen investieren um CO₂ neutral zu werden, sondern in welche Technologien *würden* Unternehmen unter ökonomischen Gesichtspunkten und bei gegebenen Randbedingungen investieren. Folgende Randbedingungen wurden berücksichtigt:

- Die unterschiedlichen Energiebedarfe und Energieformen der Unternehmen
- Verfügbarkeit, Lebensdauer, Investitions- und Betriebskosten relevanter Technologien
- Verfügbare Energieformen und deren Emissionsfaktoren -> Sektorenkopplung
- Eine Variation der Energiepreise, da diese mit hoher Unsicherheit behaftet sind
- Zeitpunkte (2030, 2040, 2050) möglicher Neuinvestitionen
- Unterschiedliche Investitionsstrategien

Fazit

Die Investitionsstrategie spielt bei der Transformationspfad-Analyse nur eine untergeordnete Rolle. Dies bedeutet, dass auch ohne das Wissen wie die Welt 2050 aussieht, sinnvolle Investitionen durch Unternehmen getätigt werden können. Neu-Investitionen zu späteren Zeitpunkten sind meist sinnvoll bzw. notwendig (Lebensdauern).

Auch die Verdopplung der Investitionskosten hatte nur geringen Einfluss auf die Ausbaupfade. Dieses Ergebnis ist insofern positiv, als es die Belastbarkeit der Simulationsergebnisse erhöht.

Es ist nicht die Höhe der Energiepreise, sondern das Energiekostenverhältnis welches den Ausbaupfad maßgeblich bestimmt
$$EKR = \frac{\text{Stromkosten}}{\text{Kosten chem.Energieträger}} \cdot$$

Sensitive Energiepreisverhältnisse wurden identifiziert. Bei einem EKR < 1,6 wurden die Energiesysteme bei allen Anwendungen weitgehend elektrifiziert. Bei schlecht gewählten Preisanreizen war die CO₂ Emission 30 bis 37 % höher (Best- zu Worstcase).

Auch bei bestehenden Energiesystemen fallen die CO₂-Emissionen wegen fallender Emissionsfaktoren der lokalen Versorger. Deutliche Einsparungen darüber hinaus können dennoch, durch geeignete Technologieauswahl gewonnen werden. Das Größte CO₂-Potential wird durch die Elektrifizierung der Komponenten innerhalb der nächsten 10 Jahre erzielt.

In allen Anwendungsfällen war der maximal mögliche Ausbau der PV positiv. Solarthermie und Geothermie als Wärmelieferanten, die nicht von den Energiepreisen abhängen, waren in keiner der industriellen Anwendung ökonomisch sinnvoll.

Die Nutzung von Power to Gas, auch bei vorhandenem Überschussstrom (PV), war ökonomisch nicht zielführend. Durch die Kopplung von Wärme- und Stromnetz durch Wärmepumpen und/oder BHKWs sind Wärmespeicher die günstigere Alternative im Vergleich zu Stromspeichern.

3 Konzeptionierung der Energieinfrastruktur

3.1 Wabenmodell (DVGW-EBI)

In TrafoKommunE wurde eine übertragbare Methode entwickelt, um Netze durch sich wiederholende Muster kleinerer Netzausschnitte zu modellieren. Hierzu wurden unterschiedliche Ausschnitte verschiedener Kategorien eines Netzgebietes identifiziert und aus einem bestehenden Netzmodell herausgelöst. Der herausgelöste Ausschnitt wird als Wabe bezeichnet. Folgende Wabentypen wurden erstellt: *städtisch hoch verdichtet*, *städtisch gering verdichtet*, *ländlich*, *Citypark*, *Neubaugebiet* und *gewerblich industriell*. Die Waben werden entsprechend eines Wabenplanes wieder zu einem vollständigen Netzgebiet zusammengesetzt, der Wabenstadt. Dieser Ansatz wurde für die Netzmodellierungen in AP 3.1 – 3.3 verwendet.

Für die Wabenstadt wurde Karlsruhe als reales Vorbild aufgrund von Erfahrungswerten in Waben zerlegt. Dazu wurde ein hexagonförmiges Raster über den Stadtkreis gelegt. Zunächst musste eine passende Rastergröße gewählt werden. Je kleiner das Raster, desto höher ist die Auflösung und die Modellstruktur kann der tatsächlichen genauer entsprechen. Aber es wird dadurch auch eine höhere Anzahl an Waben benötigt, um den Stadtkreis zu füllen, was den Arbeitsaufwand der Typisierung und Modellierung enorm erhöht. Auch wurden bereits typische Siedlungsstrukturen identifiziert, die eine gewisse Größe besitzen. Die Größe des Wabenrasters sollte nicht zu sehr von der Größe dieser Strukturen abweichen. Außerdem müssen die Daten zur Zuordnung des Wabentyps, z.B. aus Zensusdaten, mindestens in dieser Granularität vorliegen. In Abwägung dieser Faktoren wurde eine Kantenlänge von 1000 m für das Wabenraster gewählt.

Anschließend wurden die Waben aufgrund von Erfahrungswerten den vorgesehenen Wabentypen zugeteilt (s. Abbildung 3-1), um später bewertet und gegebenenfalls geändert zu werden.

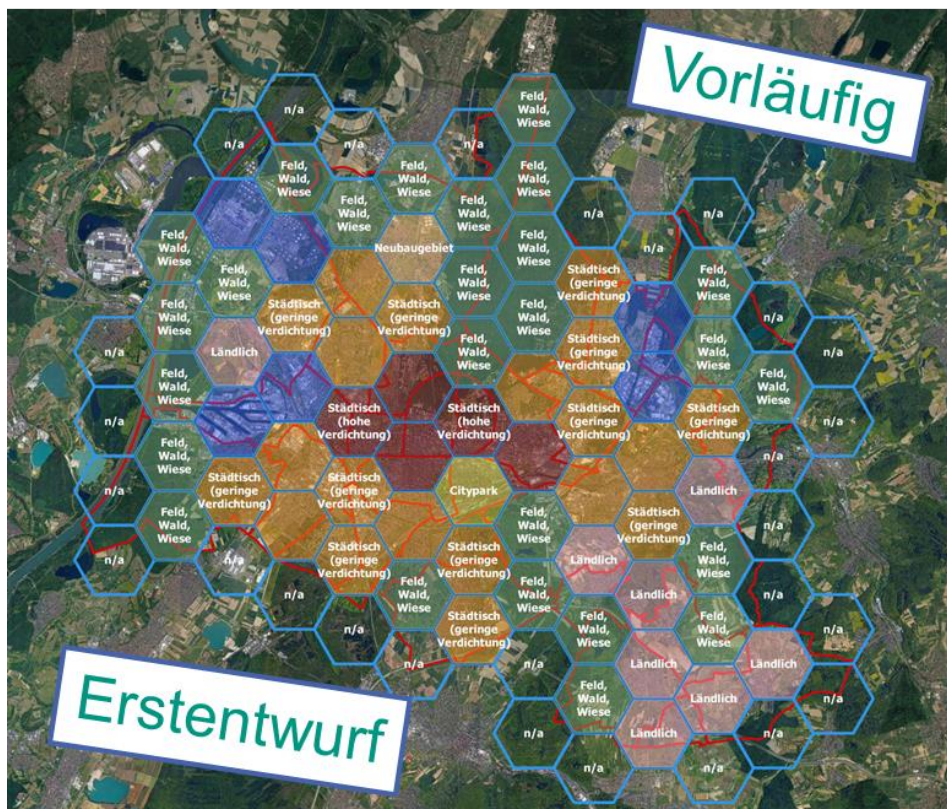


Abbildung 3-1 Erstentwurf des Wabenplans (finaler Wabenplan ist in Abbildung 3-5 abgebildet).

Für die Bewertung der vorläufigen Einteilung wurde diese an das KIT-IIP übergeben und Kennzahlen aus dem RE³ASON Modell zurückgespielt. Die verfügbaren Daten wurden dabei den Waben zugeordnet, um die Waben gleichen Typs untereinander und die Kategorien der Wabentypen miteinander zu vergleichen und Ausreißer zu identifizieren. Liegt eine Kennzahl einer Wabe weit außerhalb des Wertebereichs der anderen Waben ihres Typs, so muss die Wabe gegebenenfalls einem anderen Wabentyp zugeordnet werden. Es wurde hierbei die Einwohnerzahl, Gebäudeanzahl, Gebäudefläche, Wohnfläche, sowie der Anteil der Ein- und Mehrfamilienhäuser analysiert (s. Abbildung 3-2 - Abbildung 3-4).

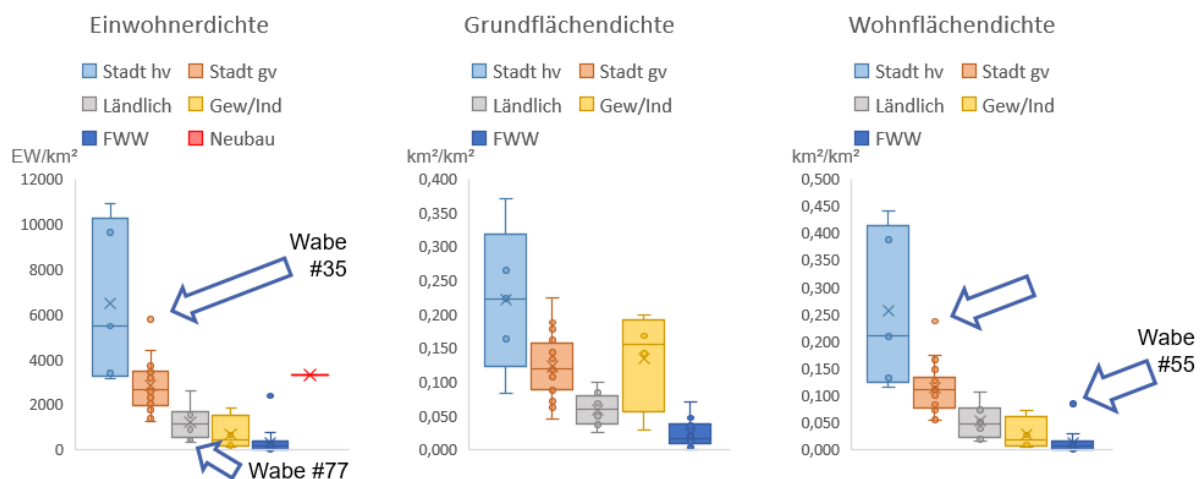


Abbildung 3-2 Analyse der vorläufigen Einteilung der Stadt in Wabentypen mit dem Stadtmodell.

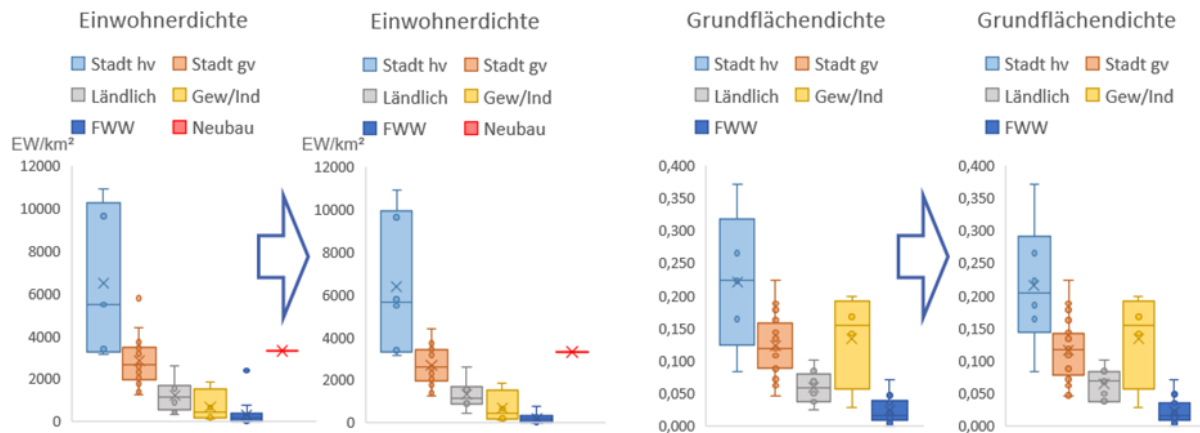


Abbildung 3-3 Änderung der Ausreißer durch verbesserte Einteilung nach Einwohnerdichte nach Analyse mit dem Stadtmodell.

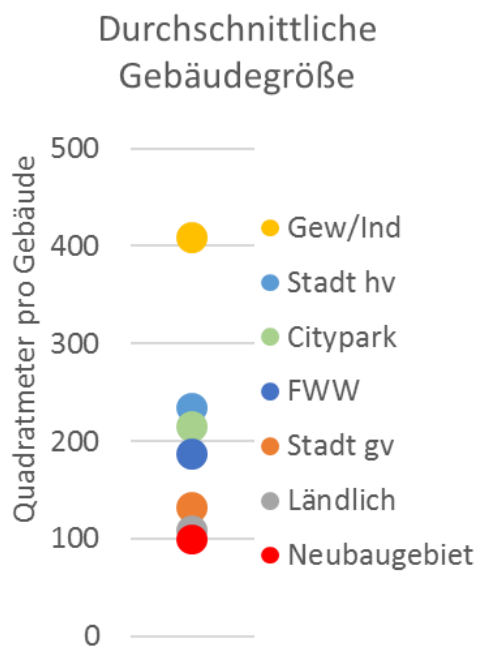


Abbildung 3-4 Durchschnittliche Grundflächengröße von Gebäuden je Wabenkategorie (Analyse mit dem Stadtmodell).

Alle Daten, ausgenommen die Gebäudeanzahl und die Gebäudefläche, beschränkten sich auf Wohnhäuser. Es konnten Ausreiser in der vorläufigen Zuordnung festgestellt werden. Jedoch kann eine Wabe mit Extremwerten, z.B. der Einwohnerdichte, auch gleichzeitig in anderen Kennzahlen zum Durchschnitt gehören. Zusätzlich gibt es weitere siedlungsstrukturelle Bedingungen, die in die Entscheidung den Typ einer Wabe zu ändern, eingeflossen sind. So gibt es beispielsweise städtisch geringverdichtete Waben, die eine ähnlich geringe Einwohnerdichte aufzeigen, wie Waben des Typs

ländlich. Dennoch liegen sie im Kernstadtbereich, weshalb eine Zuordnung zum Typ ländlich nicht vorgenommen wird. Einige Waben schließen zum Teil unbebautes Gebiet ein. Dadurch werden Kennzahlen, die auf die Wabenfläche bezogen sind (Einwohnerdichte, Gebäudegrundflächendichte) rechnerisch vermindert. Unter Einbezug dieser Erkenntnisse wurden drei Waben geändert. Als Hauptkriterium wurde die Einwohnerdichte verwendet. Der finale Wabenplan ist in Abbildung 3-5 zu sehen.

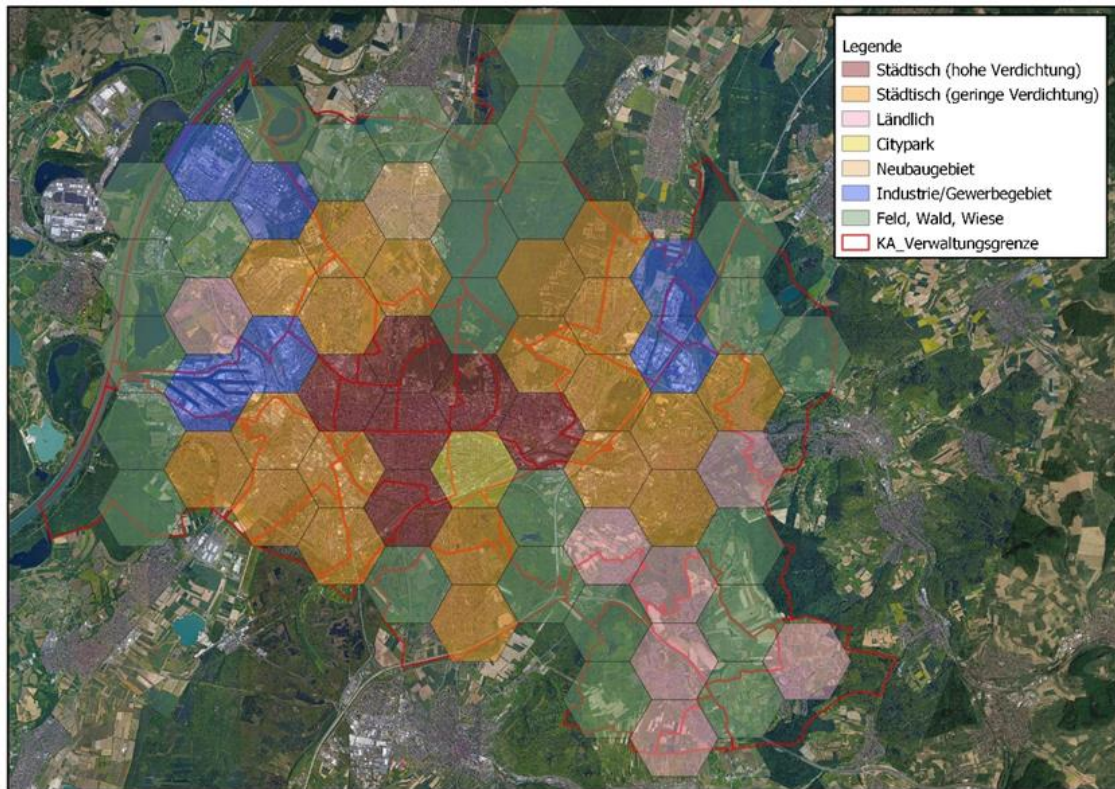


Abbildung 3-5 Finale Wabenstadt

3.2 Gasverteilnetz (AP 3.1, DVGW-EBI)

3.2.1 Modellierung Gasverteilnetz

Anhand des zuvor beschriebenen Wabenplanes wurden repräsentative Netzausschnitte aus dem vollständigen Gasverteilnetz herausgelöst. Der Wabenplan sieht 39 Waben mit einem Gasnetz vor, davon 6 städtisch hoch verdichtet, 20 städtisch gering verdichtet, 6 gewerblich-industriell und 7 ländlich. Die Wabentypen Neubaugebiet und Citypark sollen kein Gasnetz besitzen. Die Wabenausschnitte wurden entsprechend angeordnet. Je Wabentyp gibt es einen oder zwei Anschlüsse an eine Hauptversorgungsleitung mit Regelanlagen. Entsprechend der ursprünglichen Vermaschung auf den untergeordneten Leitungen, wurden die vorherigen Querverbindungen erneut mit benachbarten Wabenausschnitten hergestellt und so das Gasnetzmodell der Wabenstadt (s. Abbildung 3-6) erstellt.

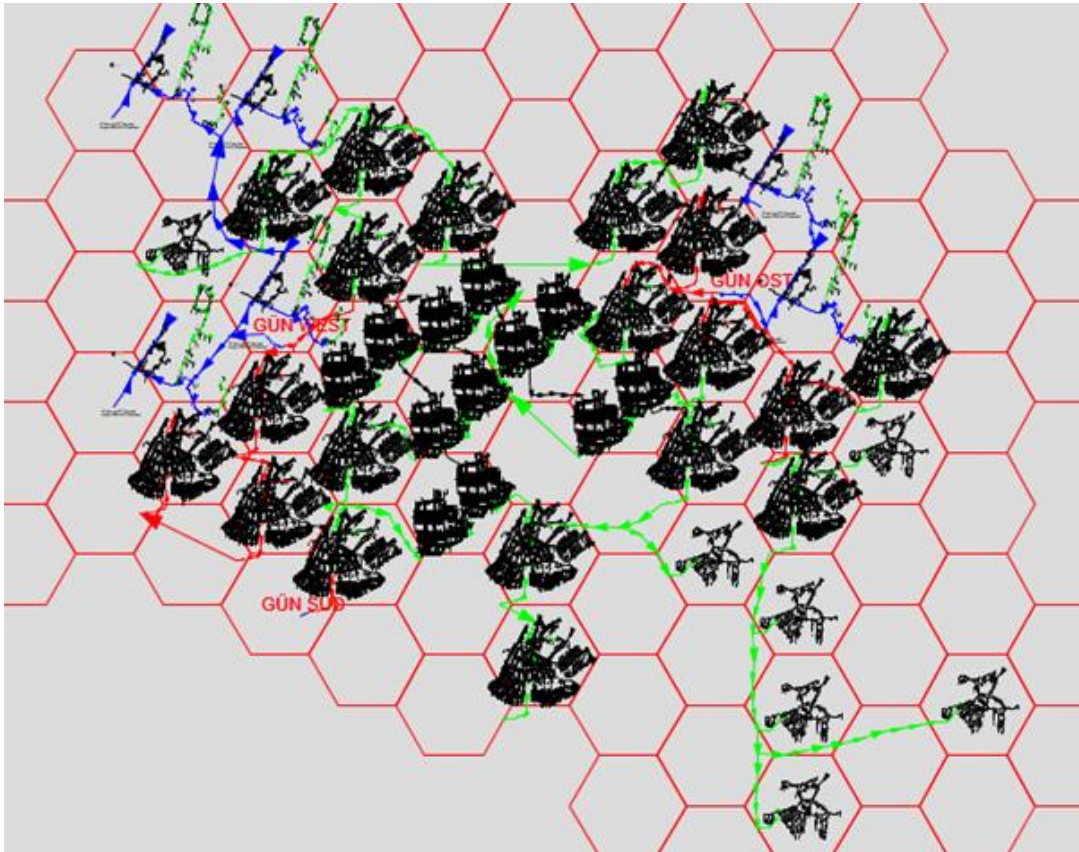


Abbildung 3-6 Wabenmodell des Gasverteilnetzes

Die Gasverbräuche wurden durch die Szenarien vorgegeben. Es wurden drei Szenarien verwendet, ein Strom, ein Mittelwegs und ein Gas-Szenario. Die Gesamtentwicklungen der Gasnachfrage dieser Szenarien sind in Abbildung 3-7 - Abbildung 3-9 gezeigt. In allen wird ein Rückgang der Gasnachfrage betrachtet, jedoch unterschiedlich ausgeprägt. Im Szenario Gas sind außerdem Unterschiede der Wabentypen untereinander vorhanden, die in den beiden anderen Szenarien nicht vorliegen.

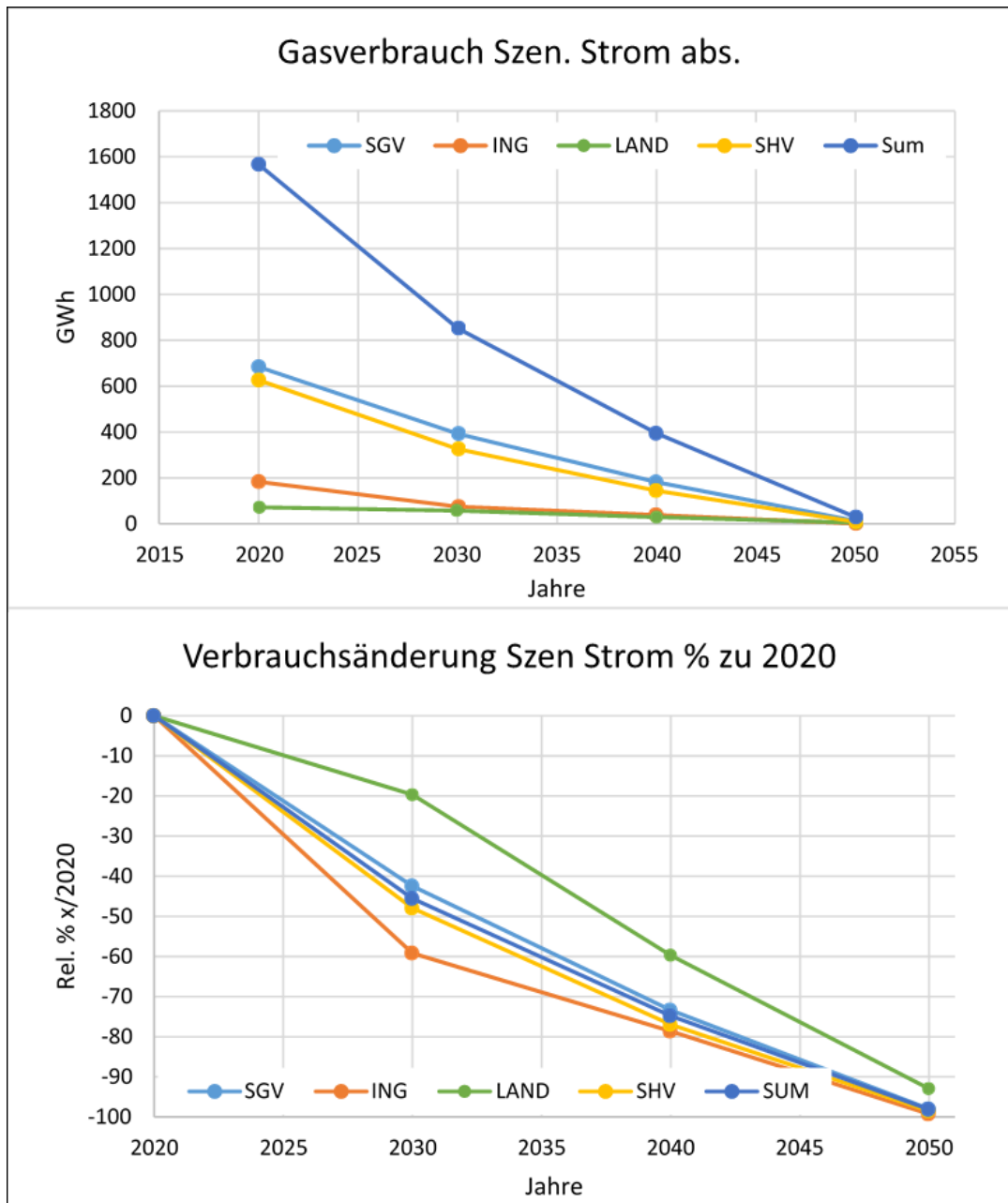


Abbildung 3-7: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Strom über Zeit

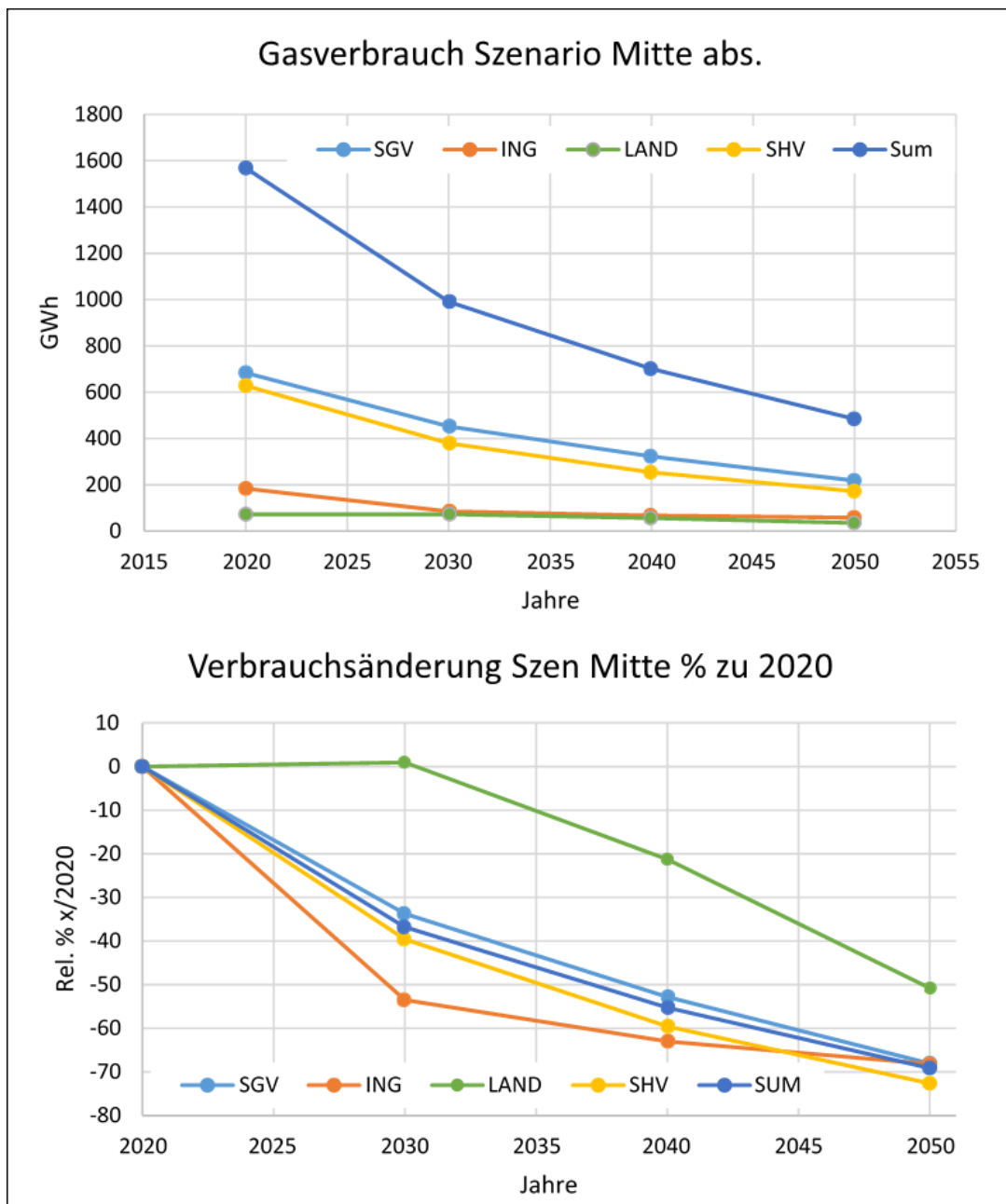


Abbildung 3-8: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Mittelweg über Zeit

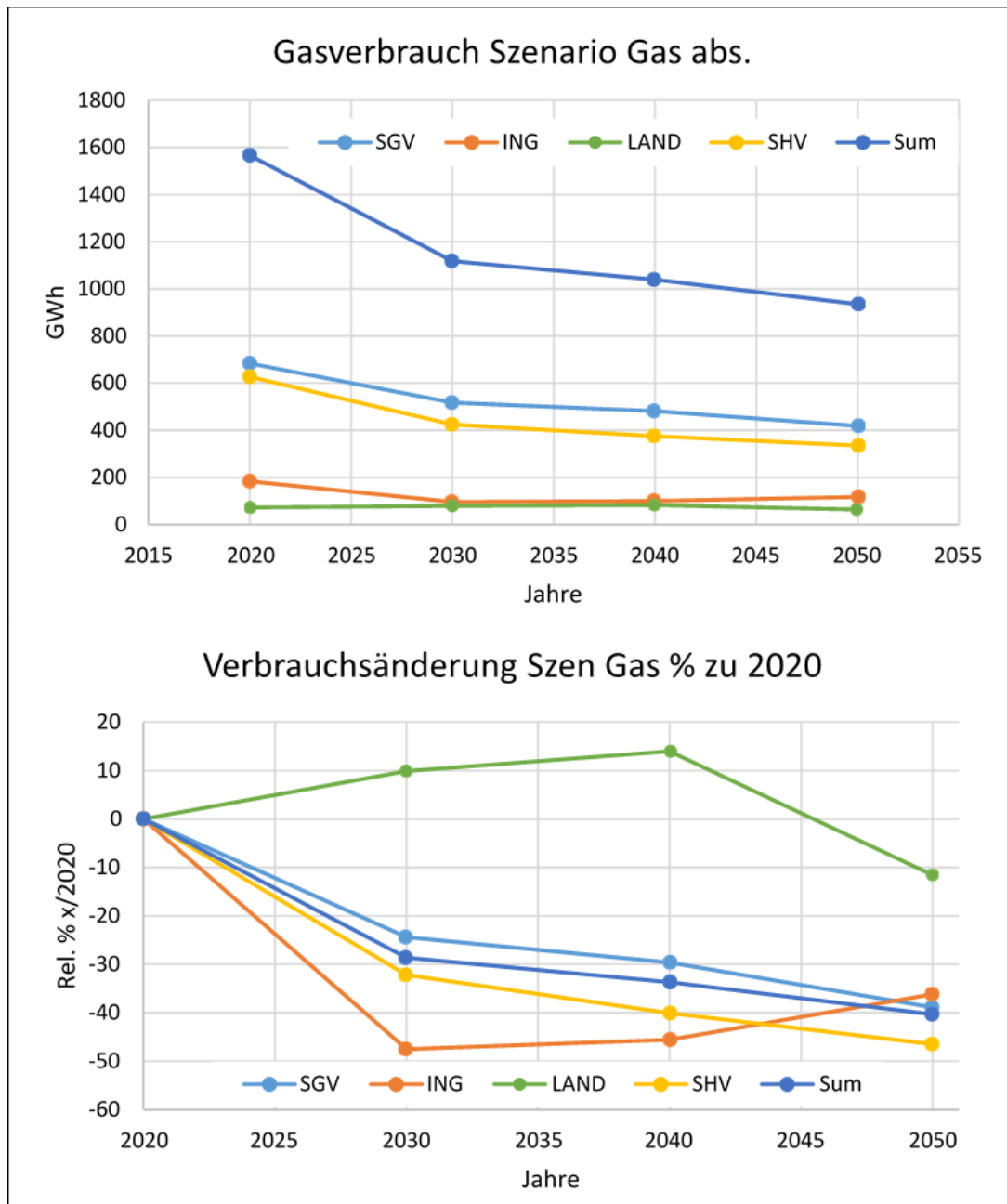


Abbildung 3-9: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Gas über Zeit

Im Szenario Gas senken die Wabentypen städtisch geringverdichtet (SGV) und städtisch hochverdichtet (SHV) ihren Verbrauch fortlaufend. Der Wabentyp ländlich (LAND) verzeichnet zunächst leicht steigende Verbräuche bis 2040, danach einen bis 2050 auf unter das Niveau von 2020 gesunkenen Verbrauch. Der Wabentyp industriell gewerblich (ING) wird mit zunächst stark sinkenden Verbräuchen bis 2030 und bis 2050 leicht zurückkehrenden Gasverbräuchen abgebildet.

In den Szenarien Mittelweg und Strom sind stärkere Rückgänge abgebildet. Im ländlichen Wabentyp im Szenario Mittelweg ist noch bis 2030 ein nahezu gleichbleibender Gasverbrauch vorgesehen. Die Gasnachfrage im Szenario Strom geht bis 2050 in jedem Wabentyp nahezu vollständig zurück.

3.2.2 Ergebnisse Gasverteilnetz

Energiebilanz und Durchflüsse

Das erstellte Modell wurde mit dem Netzberechnungsprogramm STANET® simuliert. Als Wetter- und Kalenderjahr wurde 2017 verwendet. In Abbildung 3-10 sind die durch das Gasnetz verteilten Mengen an Methangasen in den verschiedenen Szenarien (Minimum bis Maximum) im Zeitverlauf zu sehen.

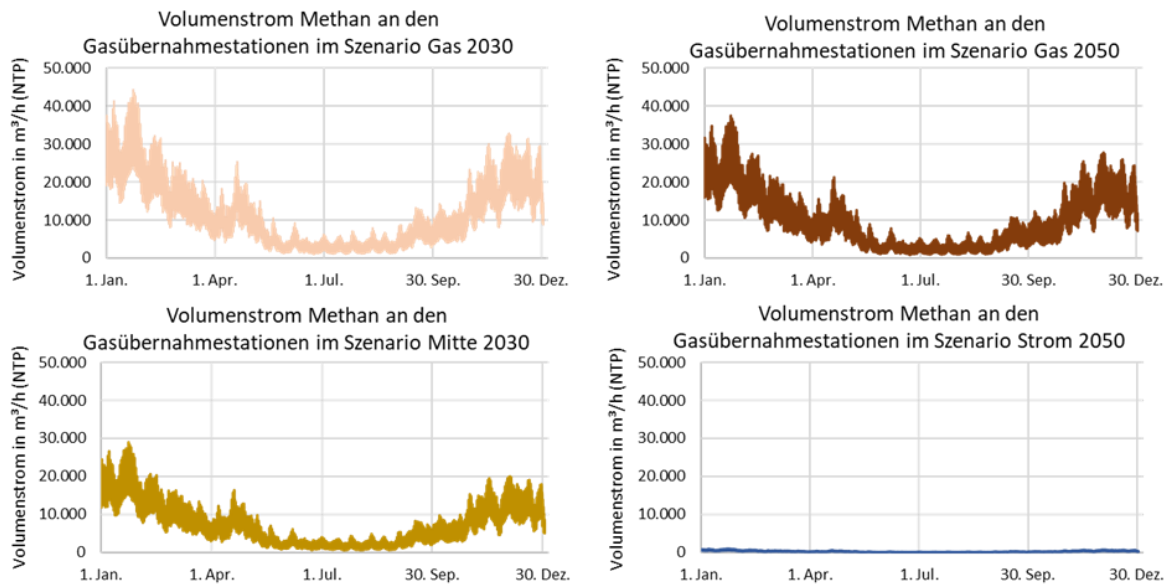


Abbildung 3-10: Übersicht der Jahresverläufe des gesamten Gasflusses einer Auswahl an Szenarien und Jahren

Das vorhandene Heizkraftwerk (HKW) bezieht ebenfalls Gas zur Erzeugung von Wärme, die in das städtische Wärmenetz eingespeist wird. Das HKW verbraucht bereits ab 2030 in allen Szenarien signifikante Mengen Gas. Die Bedarfe am HKW sind in allen Szenarien je Stützjahr identisch (siehe Kapitel 2 Szenarienentwicklung und –bewertung). Die Gasmenge für das HKW fließt allerdings nicht im Verteilnetz, sondern durch den separaten Anschluss des HKW in unmittelbarer Nähe zum Übernahmepunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber. Die so zusätzlich vom vorgelagerten Netz übernommenen Mengen sind in Abbildung 3-11 bis Abbildung 3-13 dargestellt.

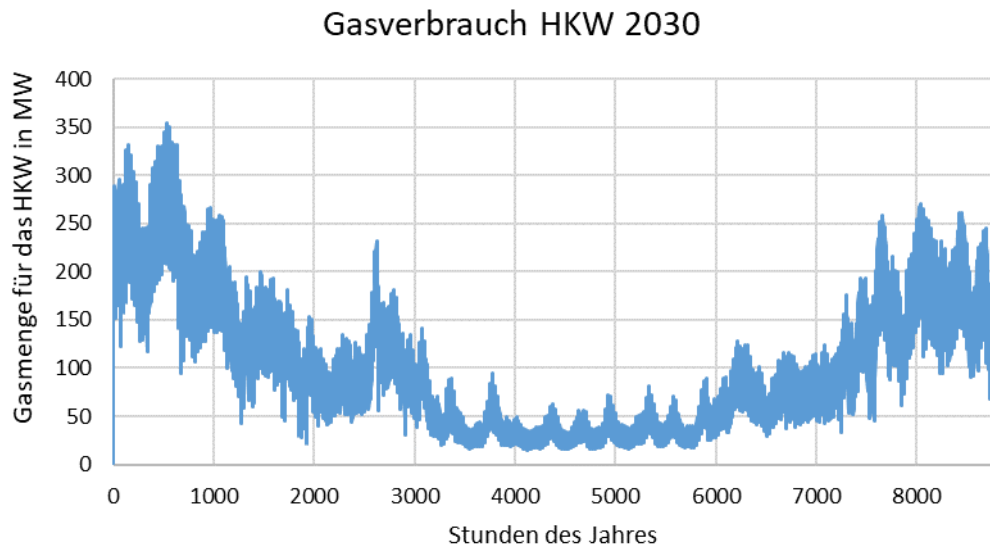


Abbildung 3-11: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2030

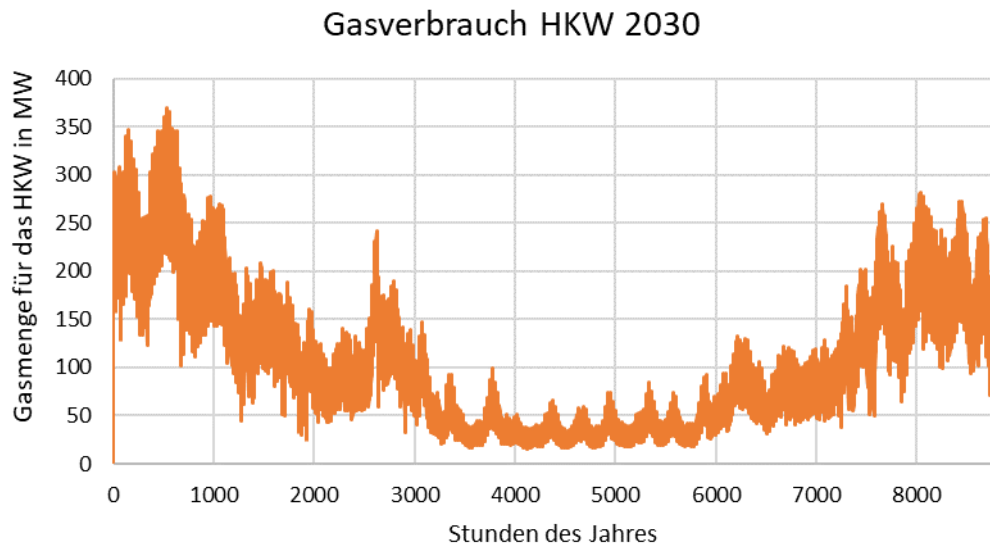


Abbildung 3-12: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2040

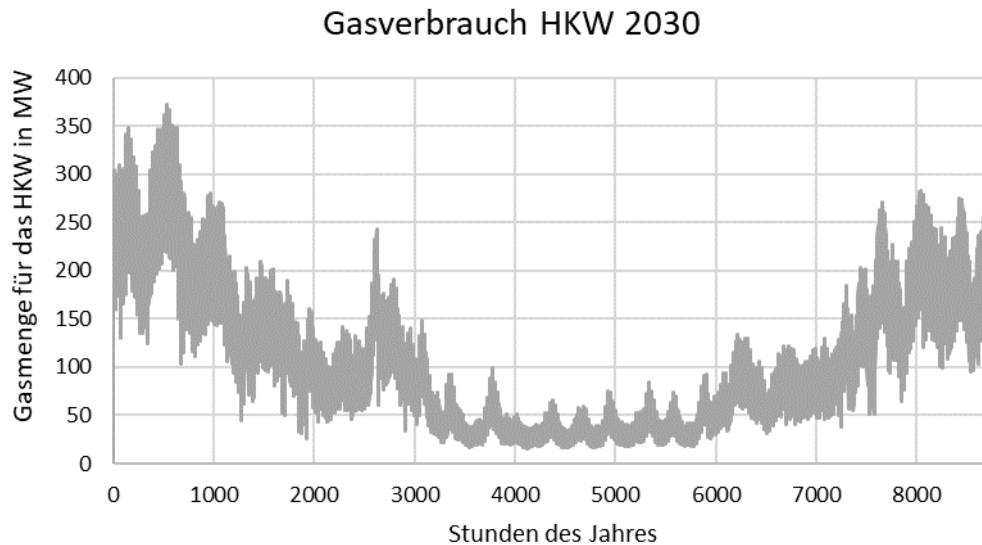


Abbildung 3-13: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2050

Die Verbräuche des HKW in den Jahren 2030-2050 sind relativ ähnlich zueinander und in jedem Szenario gleich. Sie machen im Jahr 2050 im Vergleich zu den Gasverbräuchen des restlichen Netzes im Szenario Strom 97%, im Szenario Mittelweg 61% und im Szenario Gas 47% aus. Der Netzbezug aus Abbildung 3-10 liegt dabei parallel zum Verbrauch des HKW vor. Das HKW ist am Punkt der Gasübernahme angeschlossen, womit zur Bildung des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz der Netzbezug und der Verbrauch des HKW zusammengezählt werden muss.

Der vertraglich festgehaltene maximale Leistungsbezug der Gasübernahme vom vorgelagerten Netzbetreiber muss unter solchen Bedingungen genauer betrachtet und bewertet werden. Sollte ein zunehmender Teil des wachsenden Wärmenetzes über ein gasbetriebenes Heizwerk versorgt werden, muss der maximale Leistungsbezug berücksichtigt und neu beurteilt werden. Auch die technische Seite sollte unter diesen Gesichtspunkten berücksichtigt werden. Die vorhandenen Betriebsmittel der Gasübernahmestation(en) müssen auch in diesem Fall innerhalb ihrer Betriebsgrenzen betrieben werden.

Im Wabenmodell sind alle Waben der gleichen Kategorie durch denselben Netzausschnitt abgebildet. Trotzdem bestehen aufgrund der Vermaschung der Waben und die daraus resultierende Netzhydraulik, Unterschiede in den Durchflüssen an Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRA / GRDMA) der Waben derselben Typs.

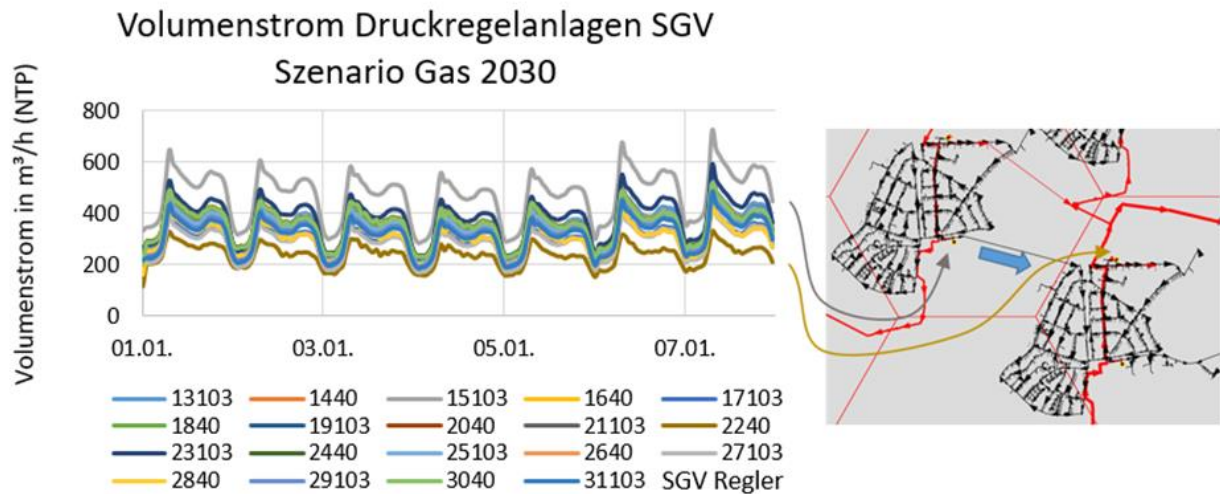


Abbildung 14: Heterogenität der Durchflüsse innerhalb einer Wabenkategorie aufgrund von Ausgleichseffekten durch Vermaschung der unteren Netzebenen

Um aus diesen Ausschnitten wieder ein zusammenhängendes und vermaschtes Verteilnetz zu erstellen, wurden nebeneinanderliegende Waben auf der unteren Netzebene miteinander verbunden. Für gleiche Waben würden auch gleiche Lastkurven zu erwarten sein. Damit würden identische Durchflüsse an den gleichen GDRA berechnet werden. Durch die wiederhergestellten Querverbindungen ergeben sich unterschiedlich hohe Durchflüsse an den gleichen GDRA, wie es auch in Realität der Fall ist (s. Abbildung 14). Je nachdem wie „weit“ (hydraulisch gesehen) Regler und Abnehmer voneinander entfernt sind, fließen Gasmengen von einer Wabe auch auf den unteren Netzebenen über Querverbindungen in die nächste Wabe. Das führt dazu, dass der Volumenstrom des einen Reglers steigt und dadurch zum Teil den Volumenstrom des anderen Reglers übernimmt, dessen Volumenstrom deshalb sinkt.

Die Wabenkategorie *ländlich* weist aufgrund der Abstände der Waben zueinander, sowohl in Realität als auch in der modellierten Wabenstadt, keine Verbindungen auf der unteren Netzebene auf. Sie entsprechen damit untereinander identischen Inselnetzen.

Stilllegung und Umbau

Wird von sinkenden Gasverbräuchen in Haushalten ausgegangen, so entstehen diese durch zwei Ursachen bei Endkunden. 1. Der Energieträger wird gewechselt. Dabei wird zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser kein Gas mehr eingesetzt und die jeweiligen Geräte ausgetauscht. Hierbei wird der Gasbedarf eines Endkunden null. 2. Die Versorgung zum Endkunden bleibt bestehen, aber verringert sich, wenn z.B. energetische Sanierungen an der Gebäudehülle durchgeführt oder effizientere Gastechnologien eingesetzt werden. Da viele Endkunden innerhalb einer Wabe betrachtet werden, bei denen beide Effekte auftreten können, überlagern sich beide Effekte.

Auch ohne Kenntnis der einzelnen Gaskunden, die sich entscheiden zu einem anderen Energieträger zu wechseln, kann die obsolet werdende Netzlänge aufgrund topologischer Zusammenhänge durch eine Potenzfunktion angenähert werden [40]. Da die individuelle und im Netzgebiet verteilte Lage von

Kunden, die sich zu einem Energieträgerwechsel entscheiden, unbekannt ist, wurde die Näherungsfunktion mit einer Bandbreite versehen. Damit wird der Fall abgedeckt, dass die Verbrauchsrückgänge in einem direkten Zusammenhang zur obsoleten Leitungslänge stehen. Das bedeutet, dass mit jedem aus dem Gasnetz ausscheidenden Kunden nahezu die gleiche Länge obsolet werden würde ($k = 0,9$). Dies kann beispielsweise auch durch externe Anreize passieren. Dem steht zum anderen der Fall gegenüber, dass aus dem Gasnetz ausscheidende Kunden so positioniert sind oder andere Faktoren dazu führen, dass geringe Rückgänge kaum zu einer obsoleten Leitungslänge führen ($k = 0,3$). Im zweiten Fall sind jedoch bei weiteren Rückgängen die obsolet werdenden Leitungslängen von einer starken Steigerungsrate betroffen. Deshalb wird diese Wirkung mit „verzögert“ gekennzeichnet.

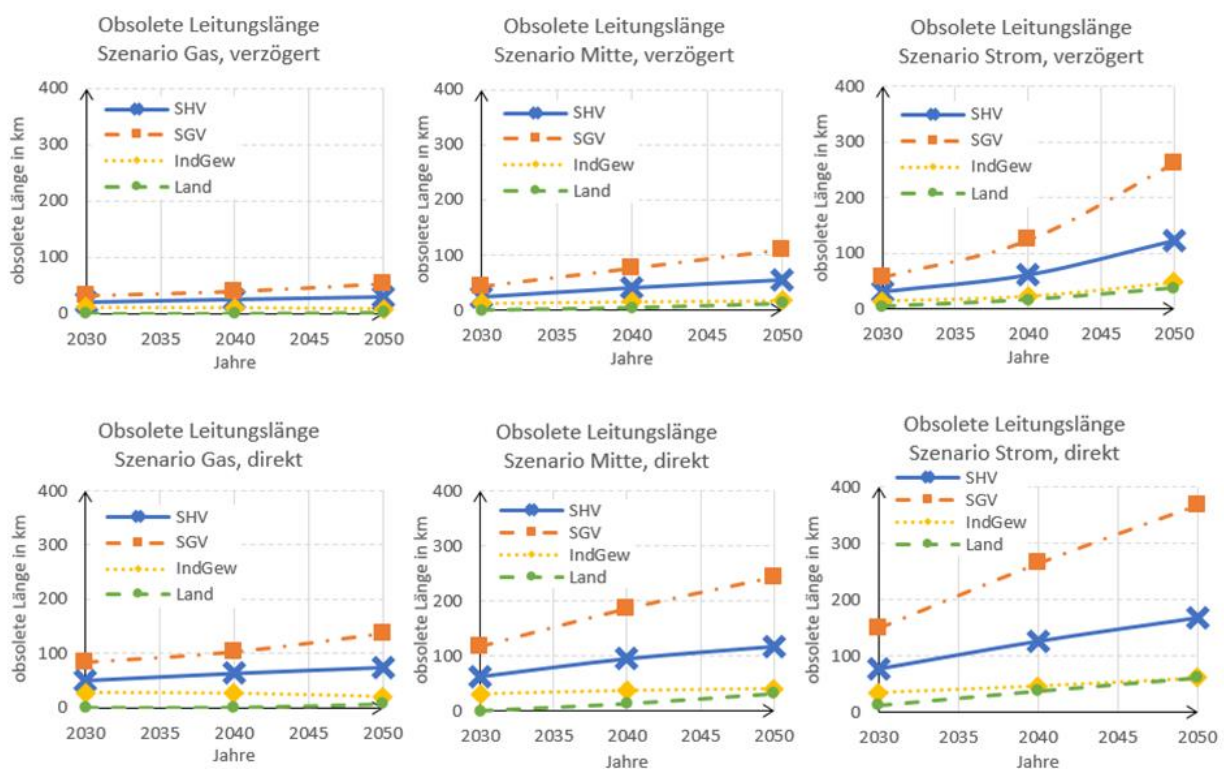


Abbildung 3-14: Obsolete Leitungslängen je Wabentyp und Szenario über Zeit bei direkter und verzögerter Wirkung

Abbildung 3-14 zeigt die obsoleten Leitungslängen der betrachteten Wabentypen für unterschiedliche Szenarien. Im Szenario Strom ist der unterschiedliche zeitliche Verlauf der verzögerten Wirkung ($k=0,3$) gegenüber der direkteren Wirkung ($k = 0,9$) deutlich erkennbar. Die obsoleten Leitungslänge ist zu Beginn noch niedriger als im direkten Fall. Die Zunahme an weiteren Leitungskilometern mit weiter sinkendem Gasverbrauch wird dadurch im weiteren Verlauf aber deutlich beschleunigt.

Die städtisch gering verdichteten Wabentypen weisen die größten Mengen an obsoleten Leitungslängen auf, da sie auch die größte Netzlänge als Basis besitzen. Für das Stromszenario ist der Gasverbrauch 2050, so gering, dass ein Weiterbetrieb des verbleibenden Gasnetzes vermutlich nicht wirtschaftlich ist. Für die obsoleten Leitungslänge wurde daher zusätzlich die Hauptversorgungsleitungen als obsolet angenommen. Tabelle 3-1 zeigt die Ergebnisse der obsoleten Leitungslängen für 2050.

Obsolete Leitungen in 2050 in km	Verzögert	Direkt
<i>Szenario Gas</i>	92	238
<i>Szenario Mittelweg</i>	197	435
<i>Szenario Strom</i>	727	727

Tabelle 3-1: Obsolete Leitungslänge in 2050

Die Stilllegungskosten sind linear abhängig von der obsoleten Leitungslänge (Gesamtkosten = obsolete Leitungslänge * Kostenfaktor Maßnahme pro Kilometer. s. Tabelle 3-2. Zur dauerhaften Außerbetriebnahme wurden drei gängige Methoden berücksichtigt: das Versiegeln, das Verdämmen und der Rückbau.

Das Versiegeln, also das Verschließen einer Leitung an beiden Enden, wird mit 21 000 €/km (2015) beziffert. Das Verdämmen, also das Verfüllen des gesamten Leitungshohlraumes, verursacht Kosten in Höhe von 70 000 €/km (2015). Bei Leitungen mit kleineren Nenndurchmessern als 100 mm ist eine Versiegelung ausreichend. Größere Leitungen sollten verdämmt werden. Oberhalb einer Nennweite von 500 mm ist eine Verdämmung nicht mehr zu empfehlen. Rohrleitungen dieser Größe sind zeitnah nach einer Außerbetriebnahme und möglicherweise einer Versiegelung rückzubauen. Diese Kosten betreffen einen durchschnittlichen Aufwand der Oberflächen- und Tiefbauarbeiten und sind nochmals in Tabelle 2 zusammengefasst. Ob diese Maßnahmen auch als dauerhafte Lösung geeignet sind, hängt davon ab, ob der jeweilige Leitungsstrang dadurch auch langfristig in einen Zustand, der für Mensch und Umwelt keine Gefahr darstellt, versetzt werden kann. Durch das Füllen des Leitungshohlraumes beim Verdämmen, wird dieser mechanisch stabil. Stoffliche Belastungen der Rohre und die Rohrmaterialien selbst sind zu berücksichtigen, um langfristige Belastungen des Erdbodens durch die Rohrmaterialien zu vermeiden. In den Gasverteilnetzen werden heute häufig Rohre aus Polyethylen verbaut. Reicht eine Versiegelung oder Verdämmung nicht aus und soll die Leitung dauerhaft außerbetrieb genommen werden, muss über den Rückbau der Leitung vorgesehen werden. Da bei diesen Tiefbauarbeiten ein sehr hoher Planungs-, Kosten- und Zeitaufwand entsteht, ist auf die Kombination mit weiteren Trassenarbeiten (z. B. Verlegung von Glasfaser, Ausbau Stromnetz, Erneuerung verlegter Betriebsmittel) zu achten.

Maßnahme	Kosten
Rückbau GDRMA klein	10 000 € pro Stück (2015)
Rückbau GDRMA groß	75 000 € pro Stück (2015)
Umbau GDRMA	31 000 € pro Stück (2016)
Versiegelung Rohrleitung D < 100 mm	20 000 € pro Kilometer (2015)
Verdämmung Rohrleitung D > 100 mm	70 000 € pro Kilometer (2015)

Tabelle 3-2: Kosten der betrachteten Maßnahmen an Betriebsmitteln im Gasverteilnetz [41]

Zur Berechnung wurde die deutschlandweite Verteilung von 61,5% Rohrleitungen <1 bar und <100 mm (Versiegelung), sowie 38,5% Anteil mit <1 bar mit 100 mm – 200 mm (Verdämmung) angenommen. Die kumulierten Kosten bis zum Jahr 2050 belaufen sich auf minimal 3,6 Mio. € (2015) und maximal 29,9 Mio. € (2015). Es sei dabei nochmals darauf hingewiesen, dass dies lediglich temporäre Maßnahmen abdeckt. Bei sofortigem Rückbau ohne Kombination der Trassenarbeiten erhöhen sich die Kosten circa um den Faktor sieben (25,7 – 203,5 Mio. €). Kommen zunächst temporäre Maßnahmen mit einem anschließenden Rückbau zusammen, erhöhen sich die Kosten entsprechend weiter.

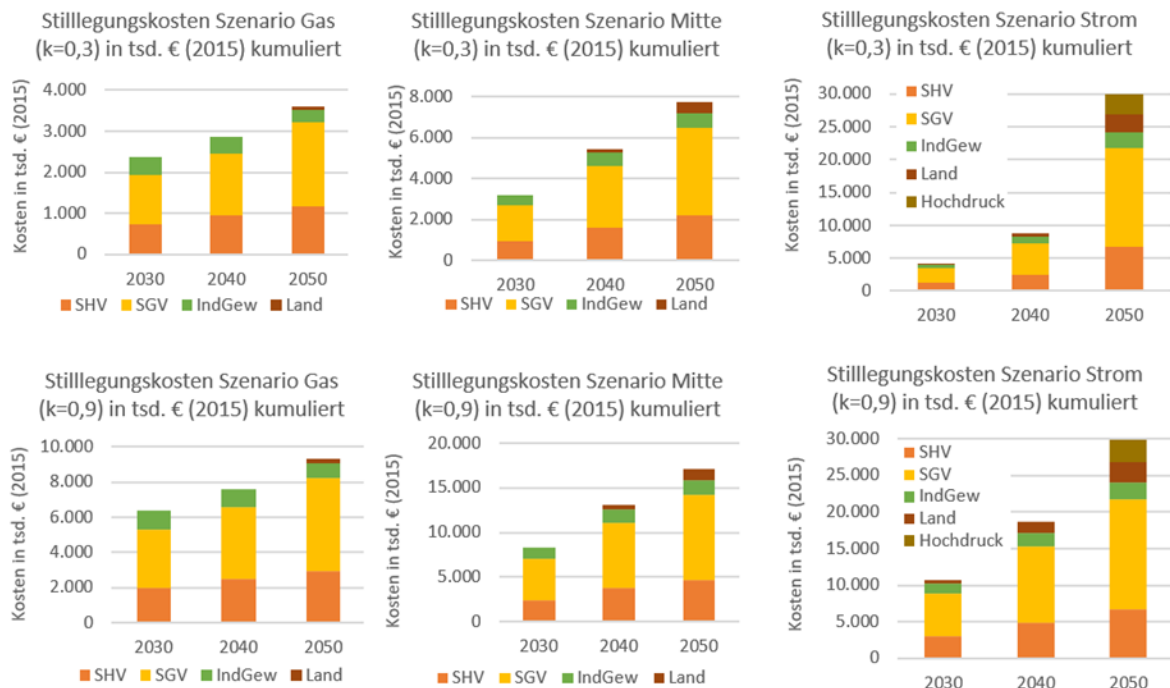


Abbildung 3-15: Kumulierte Stilllegungskosten durch temporäre Maßnahmen (Verdämmung und Versiegelung) je Wabenkategorie in den drei Szenarien. Direkte Wirkung aus Nachfragerückgang ($k=0,9$) und verzögerte Wirkung ($k=0,3$).

Umrüstungs- oder Rückbaumaßnahmen der Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA) wurden anhand der Rückgänge der Durchflussmengen in der hydraulischen Netzsimulation abgeschätzt. Ein Rückbau wird angenommen, falls keinerlei Verbrauch mehr hinter einer bestehenden GDRMA vorhanden ist. Umrüstungsmaßnahmen können aber schon vorher auftreten. Verschiedene in einer GDRMA vorhandene Komponenten, vor allem die Messeinrichtung, sind auf einen Betriebspunkt ausgelegt. Um den Betriebspunkt einer GDRMA liegt ein Kalibrierbereich, in dem die Messeinrichtung ordnungsgemäß verwendet werden kann. Der Betriebsvolumenstrom soll im Maximum nicht mehr als 90 % über dem Auslegungsvolumenstrom liegen. Im Minimum soll der Betriebsvolumenstrom nicht ein Zwanzigstel des Auslegungsvolumenstromes unterschreiten. Werden diese Grenzen verlassen, muss die bisherige Messeinrichtung ersetzt werden. Der bisherige Auslegungsvolumenstrom der GDRMA konnte durch Simulationen des Ist-Zustandes mit aktuellen Verbräuchen ermittelt werden. Dahingehend schwierig zu bewerten sind Netzabschnitte, die mehrseitig gespeist werden. Liegen in solchen Netzabschnitten vorrangig Raumwärmebedarfe und sind diese von einem starken Nachfragerückgang betroffen, ist es häufig möglich, eine oder mehrere Einspeisungen saisonal oder dauerhaft außer Betrieb zu nehmen. Die verbleibenden Einspeisungen und ihre enthaltenen GDRMA übernehmen dadurch größere Anteile der Versorgung. Das bedeutet, dass sie von höheren

Gasvolumenströmen durchfließen werden, wodurch das Betriebsfenster der Messeinrichtung erreicht werden kann. Zusätzlich besagt die Richtlinie G 492 des DVGW über *Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar*, „Es können besondere Maßnahmen zur Einhaltung der Belastungsbereiche bei saisonal wechselnder Belastung erforderlich werden. Dies lässt sich durch verschiedene Maßnahmen, wie Verändern des Messdruckes, Ausrüsten mit einer weiteren Messstrecke oder einer belastungsabhängigen Umschalteneinrichtung realisieren. Beim Betrieb dieser Systeme ist auf angemessene Überlappung der Belastungsbereiche zu achten.“ Durch diese Maßnahmen kann einem Unterschreiten des minimal zulässigen Betriebsvolumenstroms entgegengewirkt und Kosten einer Umrüstung der Messeinrichtung vermieden werden.

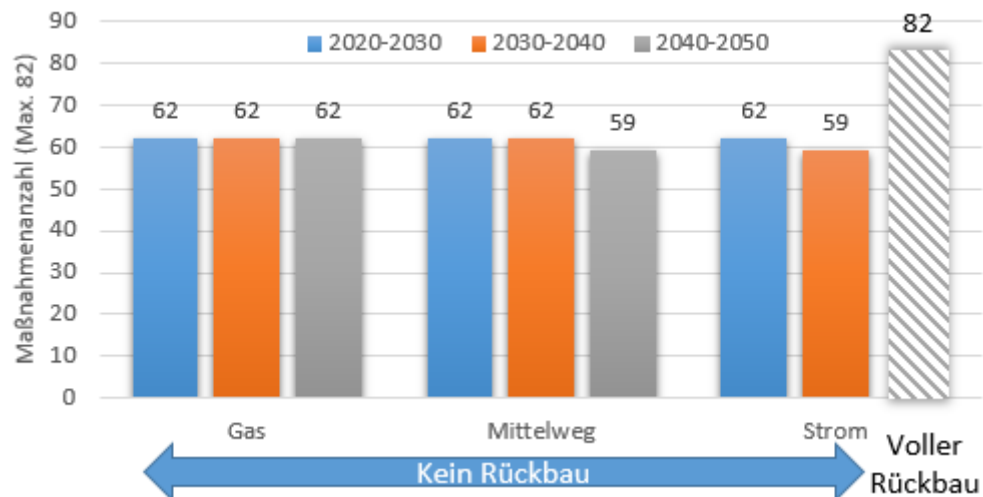


Abbildung 3-16: Anzahl an Umbau oder Rückbaumaßnahmen an Gas-Druckregel- und –Messanlagen in Zeitscheiben aller Szenarien

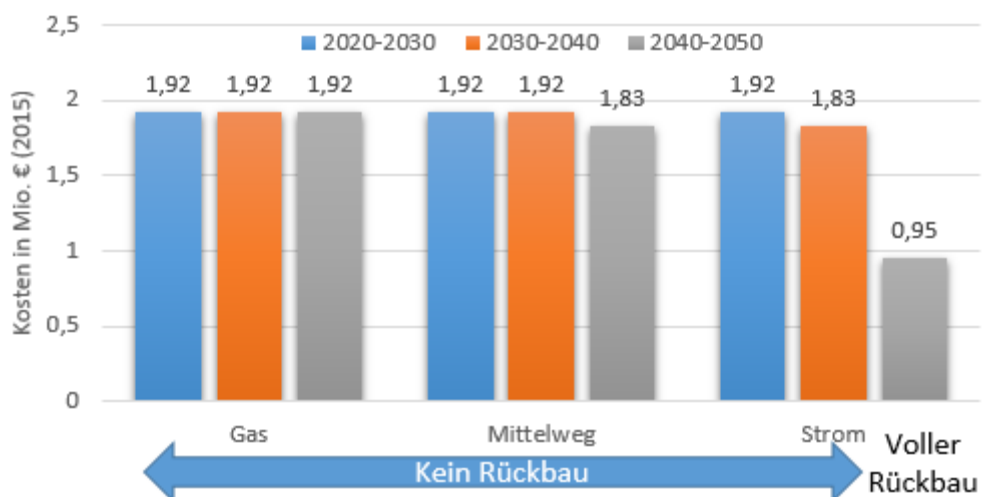


Abbildung 3-17: Kosten der Umbau oder Rückbaumaßnahmen an Gas-Druckregel- und –Messanlagen in Zeitscheiben aller Szenarien

In Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 ist das Ergebnis der Abschätzung der Anzahl und Kosten der Um- und Rückbaumaßnahmen an GDRMA gezeigt. In allen Szenarien außer Strom 2050 kommt es nur zu Umrüstungen. Rückbauten sind für kleine Anlagengrößen typischerweise günstiger als Umrüstungen.

Deshalb ergeben sich niedrigere Kosten im Fall des Szenario Strom 2050, wo es zum vollständigen Rückbau kommt. Nicht jede Gasdruckregelanlage enthält eine Messeinrichtung. Insbesondere in den unteren Druckstufen des Verteilnetzes werden häufiger GDRA anstelle von GDRMA eingesetzt. Die gezeigten Werte sind damit Maximalabschätzungen. Die tatsächlichen Maßnahmen können geringfügiger ausfallen. Des Weiteren können die wiederholten Maßnahmen an denselben GDRMA vermieden werden, indem vorausschauend Messeinrichtungen mit einem für die Durchflüsse der nächsten Zeitscheibe passenden Kalibrierbereich eingebaut werden. Die hier berechneten Kosten berücksichtigen den Maßnahmenbedarf immer nur im anfallenden Zeitraum und nicht vorausschauend. Dadurch werden in aufeinanderfolgenden Zeitscheiben Maßnahmen an denselben GDRMA notwendig.

Umstellung von Endnutzern auf Wasserstoffheizgeräte

Für ein durch Haushalte geprägtes Teilnetzgebiet wurde die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff betrachtet. Für die Umrüstung von umrüstfähigen Endgeräten wurden maximale Kosten von 1000 € und minimale Kosten von 400 € (=Herstellerangaben) angenommen. Der Anschaffungspreis neuer wasserstofffähiger Endgeräte wird mit minimal 3300 € und maximal 3600 € angenommen. Wasserstofffähige Brennwertgeräte sind im Markt verfügbar, aber bisher im Netz kaum vorhanden. Daher wurden zunächst von Neuanschaffungen im betrachteten Teilnetzgebiet ausgegangen. Für die Kosten dieser Geräte ergibt sich ein Wertebereich zwischen 4,5 Mio. € und 4,9 Mio. € (2021). Neben den Kosten wurde auch der Zeitbedarf abgeschätzt. Dieser ist von der Anzahl der Handwerker abhängig. Der Zeitbedarf wurde auf Basis bekannter Daten aus der L-H-Gas-Umstellung abgeschätzt. Pro Monteur/Installateur(-trupp), bestehend aus max. 2 Personen, wird von 4 – 11 Umrüstungen und 0,7 – 1,9 Neuinstallationen pro Tag ausgegangen. Um den Neueinbau von 1367 Endgeräten in acht Monaten außerhalb der Heizsaison zu bewältigen sind 5-13 Monteur(trupps) (ein bis zwei Personen) notwendig (s. Abbildung 3-18, heller Bereich unterhalb der roten Linie).

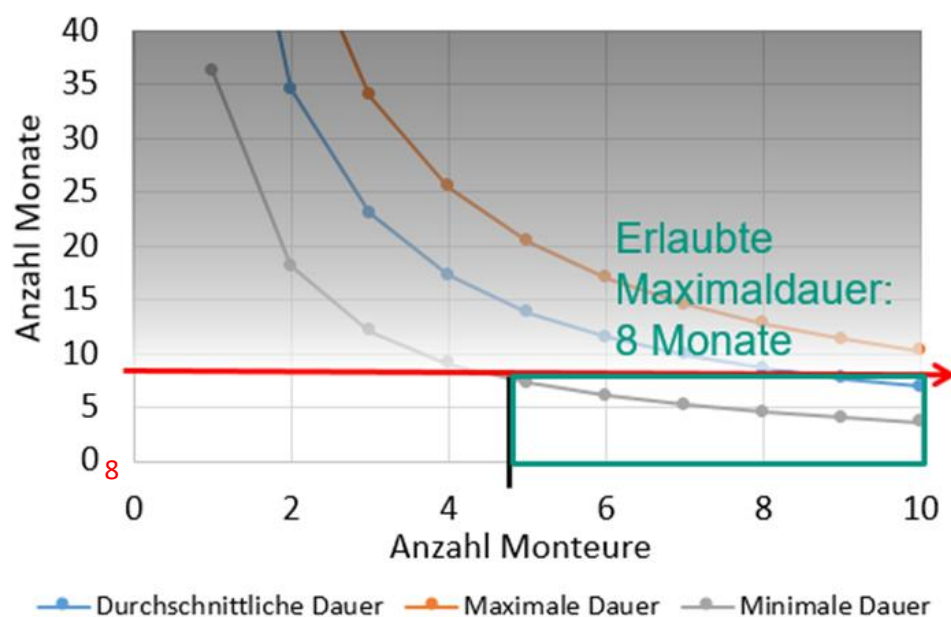


Abbildung 3-18: Benötigte Zeit zum Neueinbau von 1367 Gasendgeräten in Abhängigkeit der Personenanzahl und deren zeitliche Arbeitseffizienz

Als Zweites wurde ein Alternativszenario mit geringerem Aufwand betrachtet. Nach der deutschlandweiten Aufteilung (2019) ergibt sich ein Anteil von ca. 54% Niedertemperatur- und 46% Brennwertkessel. Niedertemperaturkessel sind typischerweise zu alt und müssten durch neue Geräte ersetzt werden. Wird der Anteil der Brennwertkessel als bereits umrüstfähig angenommen, beläuft sich die Anzahl der notwendigen Monteurtrupps (1-2 Personen) auf 3-9 (s. Abbildung 3-19). Die Kosten liegen hierbei zwischen 2,7 Mio. € und 3,3 Mio. € (2021).

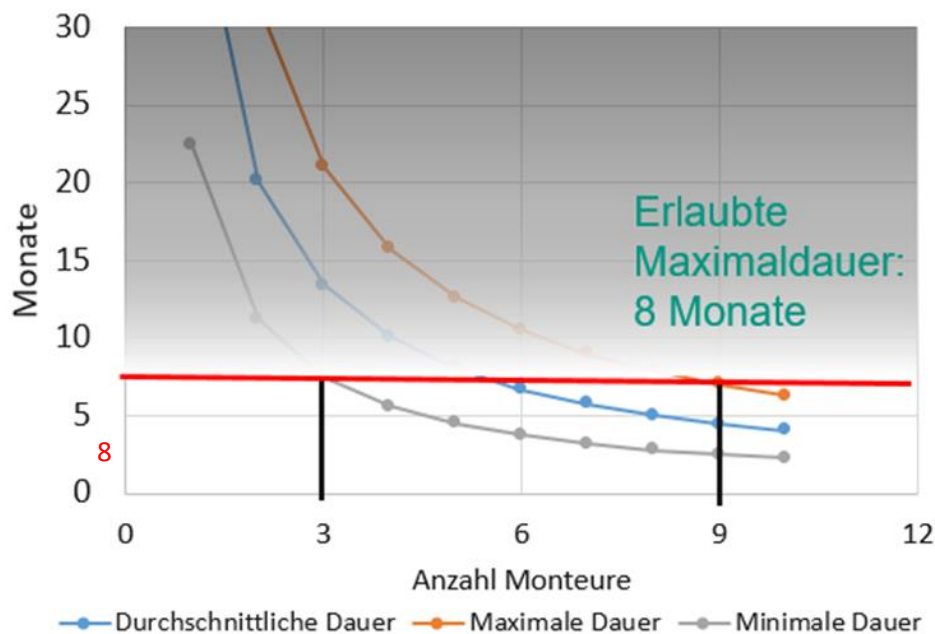


Abbildung 3-19: Benötigte Zeit zur Umrüstung und teilweisen Neueinbau von Gasendgeräten in Abhängigkeit der Personenanzahl und deren zeitliche Arbeitseffizienz

Alle Kostenangaben beziehen sich auf aktuell verfügbare Herstellerpreise der Endgeräte. Die Lohnkosten der abgeschätzten Arbeitskräfte und deren Zeit sind nicht enthalten.

3.3 Stromverteilnetz (AP 3.2)

Im ursprünglichen Arbeitspaket 3.2. sollte die Steuerbarkeit von Anlagen im elektrischen Verteilnetz im Rahmen des Projektes TrafoKommuneE gezeigt werden. Dazu sollten Methoden der künstlichen Intelligenz zum Einsatz kommen, um einen netzdienlichen Einsatz dieser Technologien zu ermöglichen. Da jedoch keine rechenbare Netzmodelle der Verteilnetze für die Kommunen zur Verfügung standen, wurde der Fokus des Arbeitspaketes nach Evaluierung der Anforderungen geändert. Der neue Fokus wurde auf die Erstellung von rechenbaren Netzmodellen der Niederspannungsnetze ausgelegt. Die Modelle sollen aus geographischen Daten der Netzbetreiber, sowie öffentlich verfügbaren Daten abgeleitet werden. Die Gebäude und Ladestationen für Elektrofahrzeuge werden von den Projektpartnern KIT-IIP und KIT-FAST modelliert und werden in Form von Jahreszeitreihen für die Szenarien im Netzmodell als Lasten und Erzeugung eingebunden. Mit Hilfe der Ergebnisse der Berechnungen lassen sich die Auswirkungen der Entwicklungen im Energiesystem auf die elektrischen Netze auswerten und es werden Tendenzen und Handlungsempfehlungen aufgezeigt. In einem weiteren Schritt werden die Netzausbaubedarfe für die unterschiedlichen Netzmodelle bestimmt und

bewertet. Abschließend erfolgt eine Analyse zum Einfluss dynamischer Stromtarife auf lokale Stromverteilnetze anhand von Typnetzen.

3.3.1 Elektrische Netzmodelle (KIT-IEH)

3.3.1.1 Modellierung

Ableiten der Netzmodelle:

Die Netzmodelle zur Simulation der Leistungsflüsse für die Szenarienjahre werden anhand von Daten aus dem Geoinformationssystemen (GIS) der Netzbetreiber, sowie öffentlich verfügbaren Daten erstellt. Dabei müssen die Daten aus dem typischen GIS-Format (*LineString*, *Point*, *Polygon*) zunächst in einem zusammenhängenden Graph überführt werden. Dieser wird anschließend auf seine topologischen Eigenschaften (zusammenhängender Graph, Knotengrade, Pfade, Subgraphen) untersucht und Fehler werden gegebenenfalls behoben. Der resultierende Graph besitzt Kanten und Knoteneigenschaften die Verweise auf verwendete Leitungstypen, Adressen, angeschlossene Betriebsmittel etc. enthalten. Im nächsten Schritt wird dieser Graph in ein elektrisches Modell überführt, sodass Berechnungen der Leistungsflüsse durchgeführt werden können.

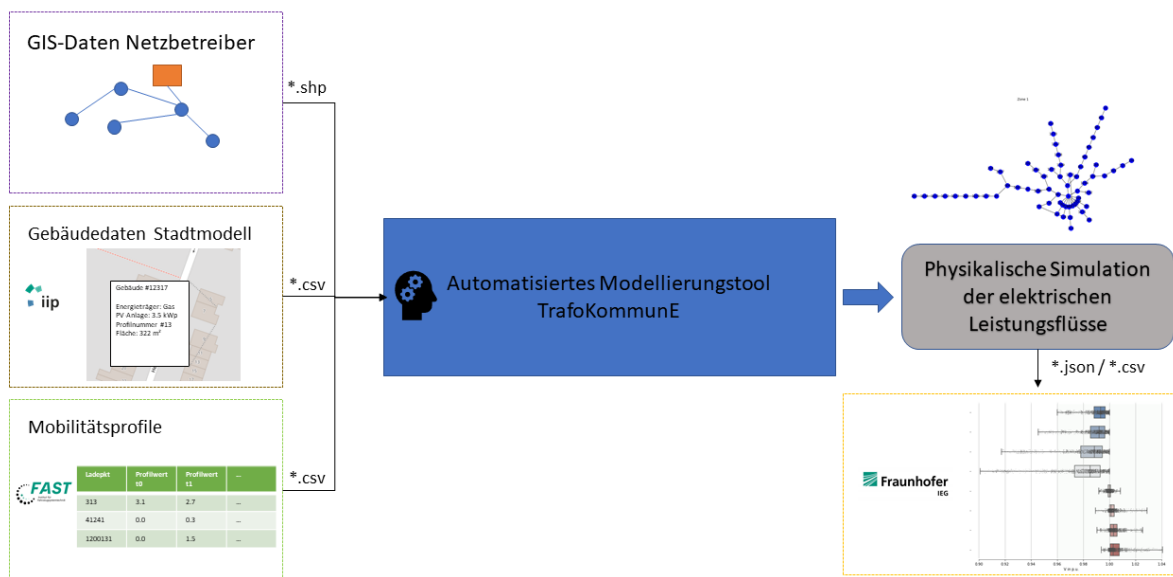


Abbildung 3-20: Übersicht über Datenfluss im entwickelten automatisierten Modellierungswerkzeug

Die Daten des Stadtmodells des KIT-IIP enthalten geographische Eigenschaften aller Gebäude im betrachteten Netzgebiet. Zudem sind energietechnische Eigenschaften, wie beispielsweise verwendete Heiztechnologie und Jahresverbräuche, sowie demografische Daten und sonstige technische Gebäudedaten enthalten. Die Lasten im Netzmodell müssen mit den Gebäuden des Stadtmodells verbunden werden, um eine eindeutige Zuweisung der elektrischen Lastprofile zu den Netzknoten des Simulationsmodells zu ermöglichen.

Methodik zur Umwandlung von GIS-Daten in elektrische Netzmodelle:

Die Umwandlung von GIS-Daten der Netzbetreiber findet in einer automatisierten Form mit Hilfe der im Projekt entwickelten Methoden statt. Da GIS-Daten lediglich geographische Objekte, jedoch keine Relationen zwischen diesen, enthalten, müssen elektrische Verbindungen zwischen den jeweiligen

Komponenten automatisiert gefunden werden. Dies kann einerseits „händisch“ durch eine Person erarbeitet werden, führt allerdings bei einer Knotenzahl von mehreren hunderttausend Knoten zu einem durch menschliche Arbeit nicht handhabbaren Aufwand. Die Implementierung von intelligenten Algorithmen um diese Aufgabe automatisiert durchzuführen, ist Gegenstand dieses Projektes. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist folgendermaßen:

1. Durch Projektion der Gebäude (*Point*-Objekte) auf die Leitungen (*LineString*-Objekte) werden Hilfsknoten zur Verbindung hinzugefügt.
2. Für jeden *LineString*-Typ werden mögliche Verbindungspartner (Knotenobjekte) festgelegt.
3. Es wird iterativ für jeden *LineString* eine Verbindung zu benachbarten Knoten hergestellt, wenn diese in einem Abstand eines gewissen Toleranzbandes liegen. Dabei wird von den häufigsten Verbindungsarten zu den selteneren Verbindungsarten übergegangen.
4. Sind alle *LineStrings* verbunden, kann ein zusammenhängender Graph erstellt werden.
5. Basierend auf dem Graph und Bauteilbezeichnungen werden die resultierenden elektrischen Parameter (beispielsweise Admittanz der Leitungen) berechnet.

Da bei den Schritten 1. - 5. Vergleiche zwischen sehr vielen geographischen Objekten durchgeführt werden müssen, ist es essentiell hierzu intelligente Methoden zu verwenden, um eine exponentielle Zeitkomplexität zu verhindern. Im Rahmen des Projekts werden dazu Methoden wie *Ball-Trees* und *kD-Trees* eingesetzt [42,43]. Diese Methoden erlauben das schnelle Finden von benachbarten geographischen Objekten, welche bei der Vereinigung der Netzelemente bei der Netzerstellung Anwendung finden.

Wabenmodell und Wabeneigenschaften:

Die abgeleiteten Netzmodelle werden im Projekt TrafoKommunE in simulierbare Waben unterteilt. Diese Waben decken verschiedene Charakteristika von Gebieten in typischen Kommunen ab. Durch Kombination der verschiedenen Wabentypen soll es dadurch möglich sein, beliebige Stadtgrößen zu simulieren. Im Projekt werden die Netze der jeweiligen Stromnetzabteilungen aus Daten, die aus dem realen Netz abgeleitet werden, erstellt. In Tabelle 3-3 sind die verwendeten Wabentypen und deren Netzeigenschaften dargestellt.

Wabentyp	Wabeneigenschaften	
Ländlich	Knotenanzahl	1326
	Leitungsanzahl	1335
	Gebäudeanzahl	915
	Ortsnetztransformatoren	17
Citypark	Knotenanzahl	827
	Leitungsanzahl	940
	Gebäudeanzahl	642
	Ortsnetztransformatoren	15

Städtisch Verdichtung)	(geringe	Knotenanzahl	4235
		Leitungsanzahl	4295
		Gebäudeanzahl	3324
		Ortsnetztransformatoren	27
Städtisch Verdichtung)	(hohe	Knotenanzahl	1283
		Leitungsanzahl	1413
		Gebäudeanzahl	971
		Ortsnetztransformatoren	29
Neubaugebiet		Knotenanzahl	1150
		Leitungsanzahl	1175
		Gebäudeanzahl	853
		Ortsnetztransformatoren	9
Industriegebiet		Knotenanzahl	244
		Leitungsanzahl	268
		Gebäudeanzahl	146
		Ortsnetztransformatoren	9

Tabelle 3-3: Eigenschaften der verwendeten Wabenmodelle

Um Rückschlüsse auf einzelne Haushalte oder Straßenzüge zu vermeiden, werden alle Netzdaten bei der Netzerstellung für die Waben anonymisiert. Dadurch lassen sich weiterhin generelle Aussagen über die Netzauslastung treffen, jedoch ohne Rückschlüsse auf die Netznutzer zuzulassen.

Bei der Anonymisierung werden alle geographische Knoten- und Kanteninformationen entfernt. Die Straßen- und Hausnummernbezeichnungen werden bei allen Netzlasten und Erzeugern entfernt.

Simulationsmethodik:

Die Simulation nutzt statische Lastflussberechnungen mittels des Newton-Raphson Verfahrens um die Auslastung der elektrischen Netze für alle 8760 Stunden des jeweiligen Szenarienjahrens zu simulieren. Als Simulationssoftware wird die Softwarebibliothek pandapower [44,45] in der Programmiersprache Python verwendet. Die Lasten und Erzeuger im Netz werden mit Daten aus dem Stadtmodell des KIT-IIP, sowie mit Daten zu Elektromobilitätsprofilen von Ladesäulen des KIT-FAST parametrisiert. Die Eingangsdaten erhalten Zeitreihen mit typischen Leistungsverläufen für alle 8760 Stunden des Jahres. Zusätzlich werden Photovoltaikanlagen auf den Dächern mit bester Ausrichtung simuliert. Dafür wird die jeweilige Dachfläche berücksichtigt, sowie ein typischer Wert von 150 W/m² und Penetrationen von 10 %, 20 %, 35 % und 50 % der verfügbaren Gebäude.

Die Ergebnisse der Simulation beinhalten die Leistungsflüsse im Netz zu allen Zeitpunkten des jeweiligen Szenarienjahres, sowie die Knotenspannungen an allen Knoten im System. Die abgespeicherten Ergebnisse können anschließend für alle Waben analysiert und in Abbildungen dargestellt werden.

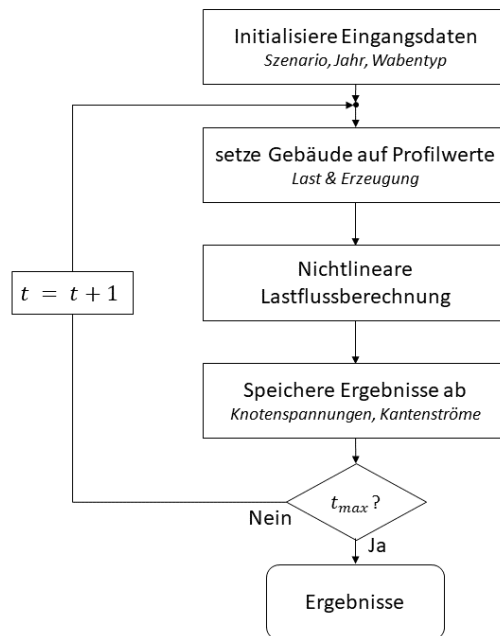
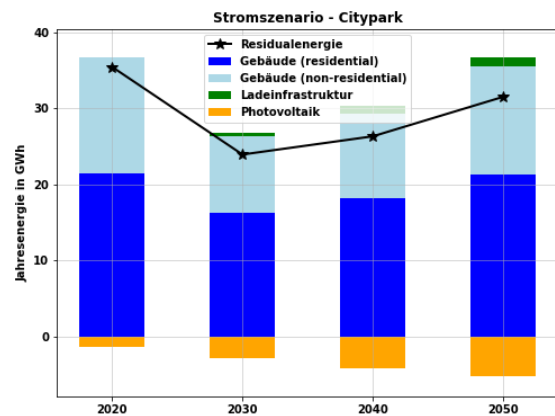


Abbildung 3-21: Schematischer Simulationsablauf der Jahreszeitreihenberechnung

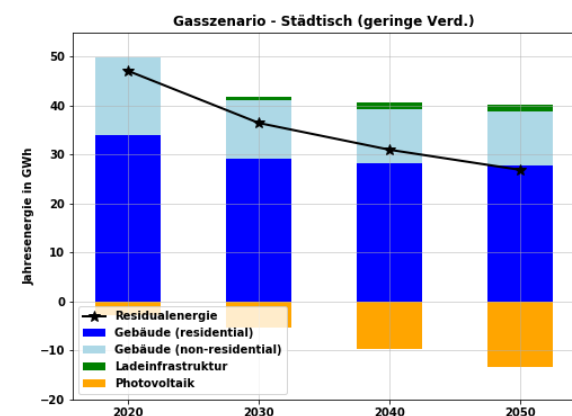
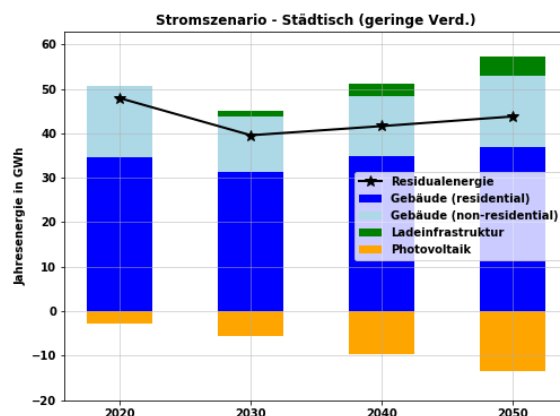
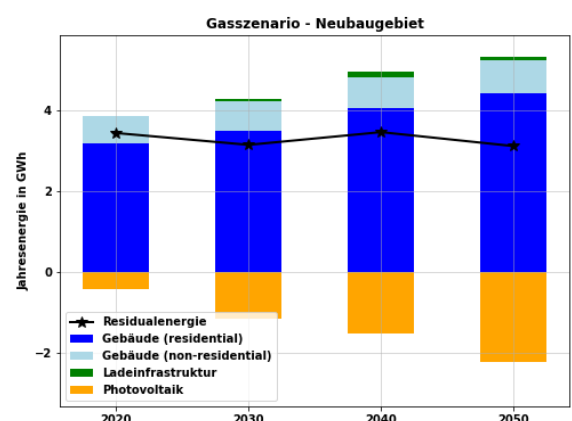
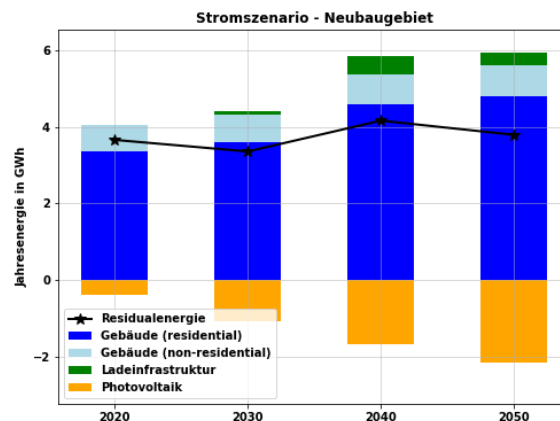
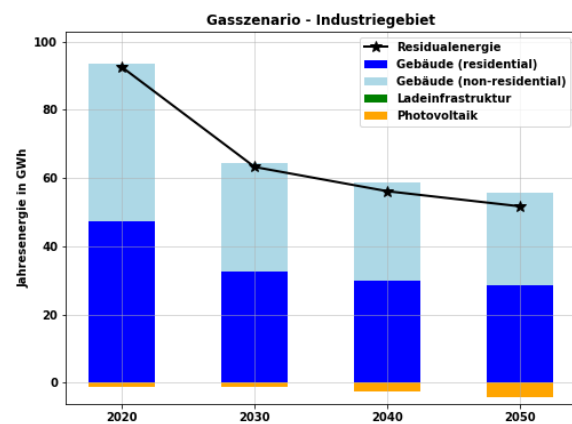
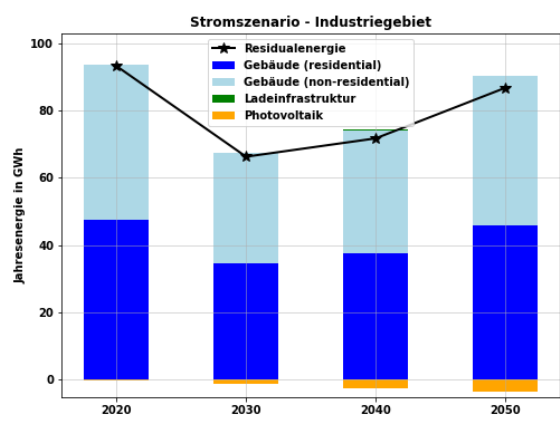
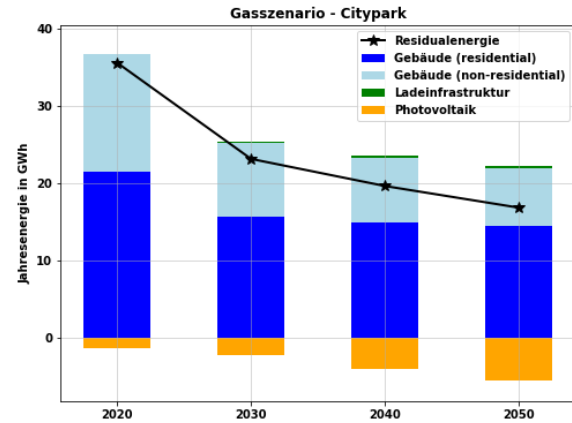
3.3.1.2 Ergebnisse

In Abbildung 3-22 sind die aus dem Stadtmodell und Mobilitätsdaten erhaltenen Daten als Gesamtenergiemengen über die Szenarienjahre 2020 bis 2050 dargestellt. Die Höhe der Balken gibt die in den jeweiligen Szenarienjahren der Wabe verbrauchte (Gebäude und Ladeinfrastruktur) und erzeugte Energie (Photovoltaik) in Gigawattstunden an. Die Residualenergie, dargestellt über die schwarze Linie mit schwarzen Sternen, ist die sich über das jeweilige Jahr ergebende Energiebilanz von Verbrauch abzüglich der Erzeugung. Sie lässt sich berechnen über $E_{\text{residual}} = E_{\text{Gebäude}} + E_{\text{Ladeinfrastruktur}} - E_{\text{PV}}$. Die in Gebäuden verbrauchte Energie ist unterteilt in Wohngebäude (dunkelblaue Balken) und Nicht-Wohngebäude (hellblaue Balken). Es ist zu erkennen, dass sich die Jahresenergien der jeweiligen Gebiete stark unterscheiden, was der unterschiedlichen Größe und Bebauungsdichte der einzelnen Waben (siehe Tabelle 3-3) geschuldet ist. Der kleinste Verbrauch ergibt sich damit im Neubaugebiet mit knapp unter 6 GWh in 2050 und der größte Verbrauch ergibt sich im städtischen Gebiet mit hoher Verdichtung mit über 110 GWh. In allen Szenarien und Waben nimmt die Residualenergie von 2020 bis 2030 leicht ab. Anschließend nimmt der Verbrauch elektrischer Energie in den Stromszenarien bis in das Szenarienjahr 2050 zu. Im Gasszenario nimmt die Gesamtlast, sowie die Residuallast in allen Waben bis auf die Neubaugebietswabe ab. Die Abnahme im Stromszenario kann durch Effizienzsteigerungen bei elektrischen Verbrauchern in den Gebäuden erklärt werden.

Stromszenario



Gasszenario



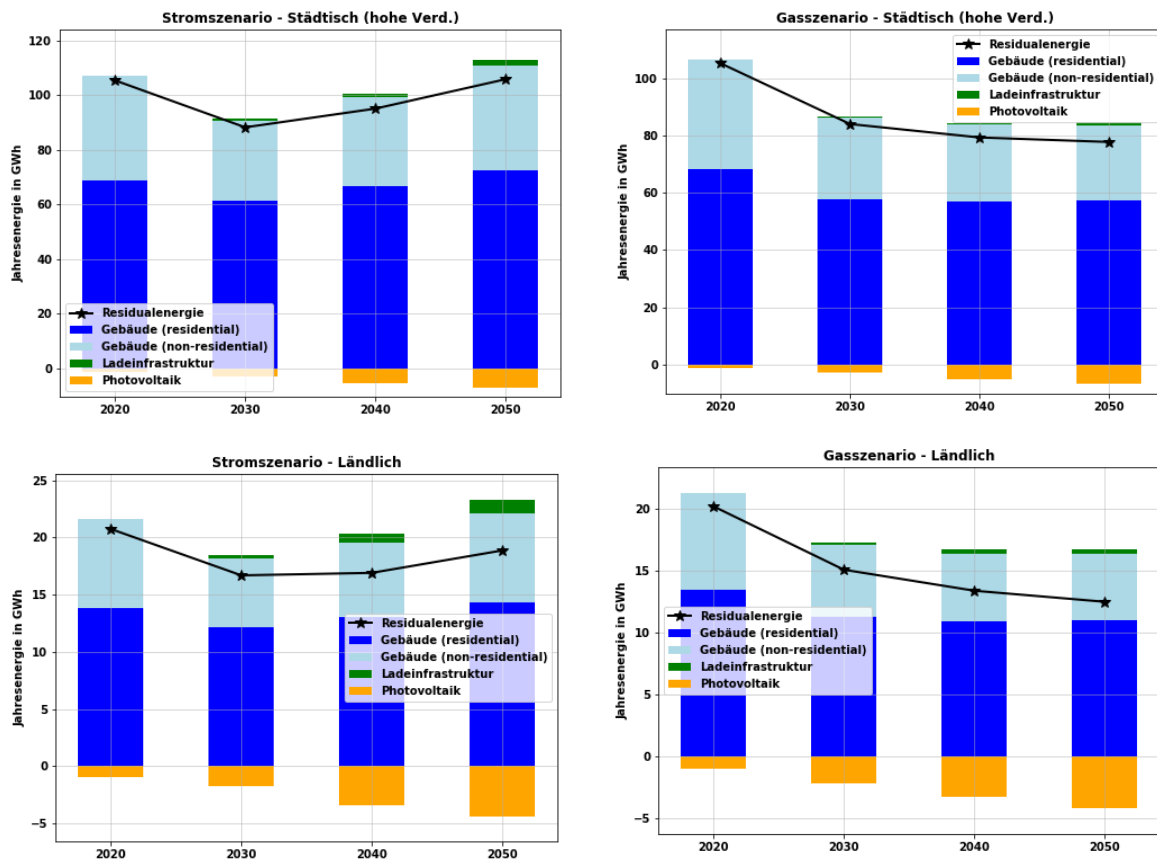


Abbildung 3-22: Energiebilanz in den betrachteten Waben für die Szenarijahren 2020, 2030, 2040 und 2050.

In allen Szenarien nimmt die durch Photovoltaik erzeugte Energie stetig bis in das Jahr 2050 zu. Aufgrund der größeren zur Verfügung stehenden Dachfläche in den Waben „Neubaugebiet“, „Ländlich“ und „Städtisch (geringe Verdichtung)“ ist das Verhältnis von Photovoltaikenergie zu Lastenergie größer als in den Gebieten „Städtisch (hohe Verdichtung)“, „Citypark“ und „Industriegebiet“. Alle Gebiete sind bilanziell bis in das Jahr 2050 lastgetrieben, sodass die gesamte Last die gesamte Erzeugung in den Gebieten übersteigt.

Die durch elektrische Ladestationen bezogene elektrische Energie nimmt in den Stromszenarien stärker zu als in den Gasszenarien. Der Anteil der bezogenen Energie über Ladestationen ist in den Gebieten „Ländlich“, „Neubaugebiet“, „Citypark“ und „Städtisch (geringe Verdichtung)“ höher als in den Gebieten „Städtisch (hohe Verdichtung)“ und „Industriegebiet“. Dies lässt sich durch die größere verfügbare Fläche für Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur zurückzuführen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass nur Ladevorgänge auf Niederspannungsebene betrachtet werden, wodurch beispielsweise in der Wabe „Industriegebiet“ nur ein sehr geringer Bedarf an elektrischer Energie für Ladeinfrastruktur hervorgerufen wird. Insgesamt ist zu erkennen, dass der Anteil der elektrischen Energie für Ladevorgänge deutlich kleiner ist, als der in den Gebäuden verbrauchte Anteil der elektrischen Energie. Da für die Netzbelastung jedoch nicht nur die Energiebilanzen ausschlaggebend ist, sondern vor allem die Leistungswerte zu einzelnen Zeitpunkten des Jahres, werden im Folgenden die Ergebnisse der Jahreszeitreihenberechnungen vorgestellt. Diese betrachten jede Stunde des Jahres mit den Profilen der Gebäude, Ladeinfrastruktur, sowie der Photovoltaikeinspeisung.

Die Leitungsbelastung ist definiert als:

$$\text{Leitungsauslastung}_{ij} = \frac{|i_{ij}(t)|}{|i_{ij,\max}|} \cdot 100 \%$$

In den Darstellungen ist jeweils die Leitungsbelastung für die Stunde des Szenarienjahrens mit der größten mittleren Leitungsauslastung dargestellt. Je nach Szenarienjahr ergeben sich dadurch unterschiedliche Zeitpunkte maximaler Belastung wie in nachfolgender Tabelle dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die maximalen Belastungen für Leitungsüberlastungen und Spannungen immer zeitgleich auftreten, was durch die physikalische Abhängigkeit der beiden Größen voneinander erklärbar ist. Alle maximalen Belastungen treten in den Monaten Januar, Februar und April auf. Die Tageszeit der auftretenden Maximalbelastung unterscheidet sich und Lastspitzen treten sowohl morgens, mittags als auch abends auf. Vor allem in den Szenarien die weiter in der Zukunft liegen ist eine Häufung um 20 Uhr zu erkennen. Von den Überlastungen treten 17 im Januar auf, eine im Februar und vier im April. Die Häufung im Januar und Februar lässt sich durch den erhöhten Bedarf an Heizenergie in diesen Monaten erklären. Die Maxima im April treten vor allem im Gasszenario auf, in dem die Belastung durch Wärmepumpen geringer ist als im Stromszenario.

Wabe	Szenarienjahr	Zeitpunkt maximaler Leitungsbelastung	Zeitpunkt minimaler Spannungen
Citypark	2020 Strom / Gas	18 Jan, 21:00 Uhr	18 Jan, 21:00 Uhr
	2030 Strom	20 April, 12:00 Uhr	20 April, 12:00 Uhr
	2030 Gas	20 April, 13:00 Uhr	20 April, 13:00 Uhr
	2040 Strom	7 Feb, 08:00 Uhr	7 Feb, 08:00 Uhr
	2040 Gas	20 April, 13:00 Uhr	20 April, 13:00 Uhr
	2050 Strom	24 Jan, 09:00 Uhr	24 Jan, 09:00 Uhr
	2050 Gas	20 April, 13:00 Uhr	20 April, 13:00 Uhr
Ländlich	2020 Strom / Gas	24 Jan, 20:00 Uhr	24 Jan, 20:00 Uhr
	2030 Strom	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
	2030 Gas	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
	2040 Strom	6 Jan, 21:00 Uhr	6 Jan, 21:00 Uhr
	2040 Gas	6 Jan, 21:00 Uhr	6 Jan, 21:00 Uhr
	2050 Strom	6 Jan, 21:00 Uhr	6 Jan, 21:00 Uhr
	2050 Gas	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
Städtisch (hohe Verdichtung)	2020 Strom / Gas	18 Jan, 21:00 Uhr	18 Jan, 21:00 Uhr
	2030 Strom	20 Jan, 20:00 Uhr	20 Jan, 20:00 Uhr
	2030 Gas	20 Jan, 20:00 Uhr	20 Jan, 20:00 Uhr
	2040 Strom	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
	2040 Gas	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
	2050 Strom	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr
	2050 Gas	6 Jan, 20:00 Uhr	6 Jan, 20:00 Uhr

Tabelle 3-4: Zeitpunkte maximaler Netzbelastung in den Waben

Es ist an der grafischen Darstellung der Maximalbelastungszeitpunkte (Abbildung 3-23) zu erkennen, dass in allen Szenarien die maximalen Leitungsbelastung über die Szenarienjahre zunimmt. Die Leitungsbelastung im Stromszenario ist größer als die Leitungsbelastung im Gasszenario. Außerdem ist zu erkennen, dass für einige Szenarien die Belastung im Basisjahr schon 100 % für einige Leitungen

erreicht. Da keine Überlastungen aus dem realen Betrieb bekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass diese Überlastungen an diesen Stellen in der Realität nicht auftreten. Die Überlastungen lassen sich daher vermutlich auf Fehler im Netzmodell, den Eingangsdaten oder der Verknüpfung von Netzmodell und Jahreszeitreihen erklären. Außerdem findet durch Verwendung des Wabenansatzes ein „Abschneiden“ relevanter Betriebsmittel an den Gebietsgrenzen statt. Dies kann zu unrealistischen Ergebnissen an den Gebietsgrenzen führen. Neben der Betrachtung der Maximalbelastung der Netze, kann eine statistische Auswertung der Ergebnisse herangezogen werden.

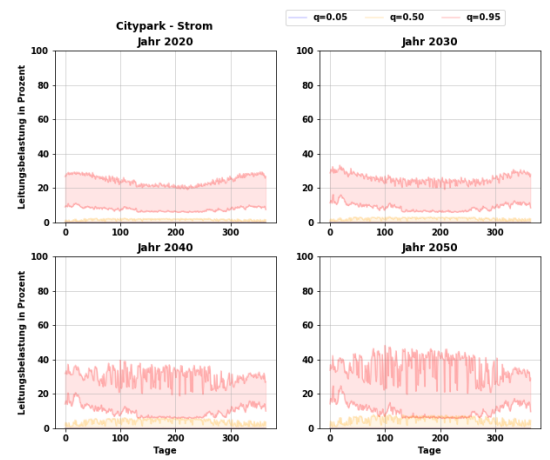
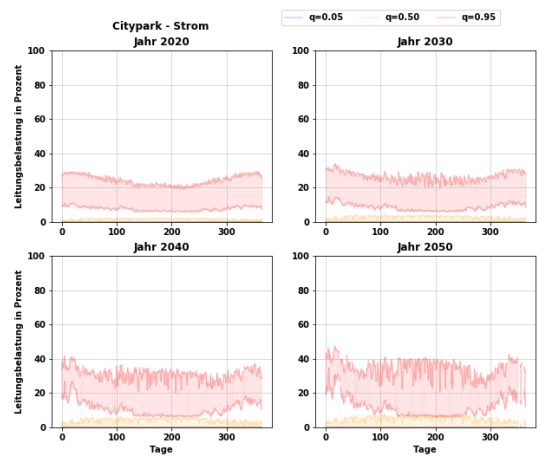
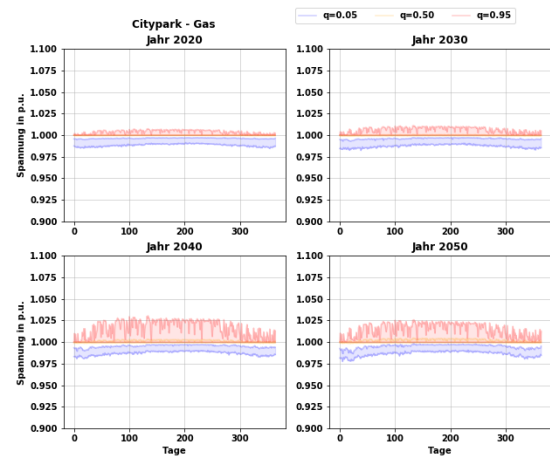
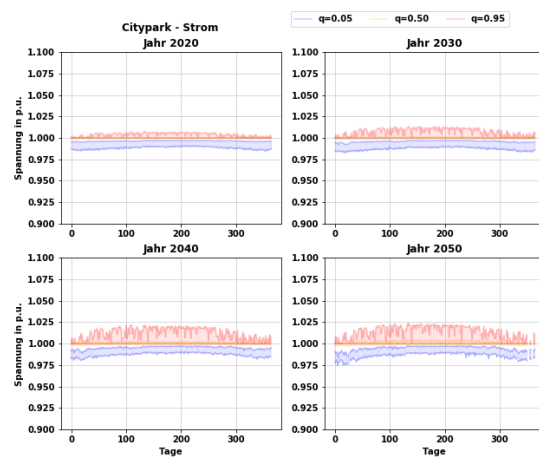
Statistische Betrachtung der Netzauslastungen:

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Knotenspannungsbeträge in per unit (p.u.), sowie die Leitungsauslastung in Prozent für die Szenarijahren 2020, 2030, 2040 und 2050 und das Strom- und Gasszenario. Es sind jeweils die 5 %-, 50 %- und 95 % Quantile dargestellt um den Effekt von Ausreißern in den Darstellungen zu reduzieren. Da für jeden Tag im Jahr ein Maximal- und Minimalwert erreicht werden, werden die Größen jeweils als Band zwischen diesen Minimal- und Maximalwerten des Tages dargestellt. Es ist erkennbar, dass es in der Wabe „*Städtisch (geringe Verdichtung)*“ zu Datenausfällen kommt. Dies liegt an nicht-konvergierenden Zeitpunkten bei der Jahreszeitreihensimulation und wird durch eine Überlastung von Teilen des Netzes ausgelöst. Dieser Effekt tritt vor allem in den späteren Szenarijahren auf, aufgrund der höheren Spitzenbelastung die in diesen Szenarien auftritt. In den Ergebnissen ist erkennbar, dass die Belastung der Niederspannungsnetze in den Waben in allen Szenarien bis in das Jahr 2050 kontinuierlich zunimmt. Es kommt zu Spannungsbandverletzungen durch die Quantilwerte im Szenario „*Städtisch (geringe Verdichtung)*“, welche im Stromszenario ab 2040 und im Gasszenario in 2050 auftreten. In der Wabe „*Städtisch (hohe Verdichtung)*“ kommt es im Jahr 2040 und 2050 des Stromszenarios zu Leitungsüberlastungen der Quantile. Für alle anderen Fälle sind die Quantilwerte in den erlaubten Grenzen von 0.9 p.u. bis 1.1 p.u., sowie 0 % und 100 % Leitungsauslastung. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Spannungsbandgrenzen mit dem überlagerten Mittelspannungsnetz geteilt werden und es daher in der Realität sinnvoll ist, mit Grenzen von $\pm 4\%$ zu rechnen. Setzt man diese Grenzen an, so kommt es zu Überschreitung der Grenzen in mehreren Szenarien.

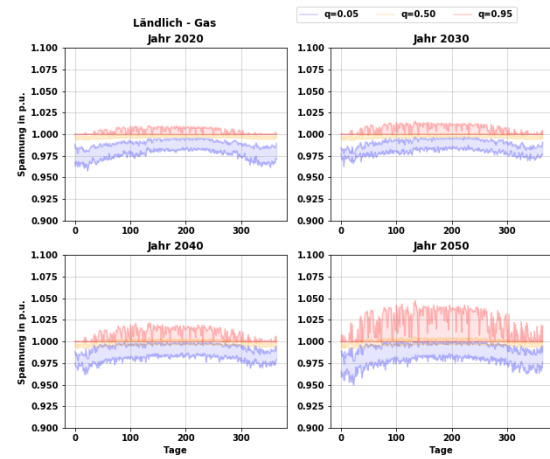
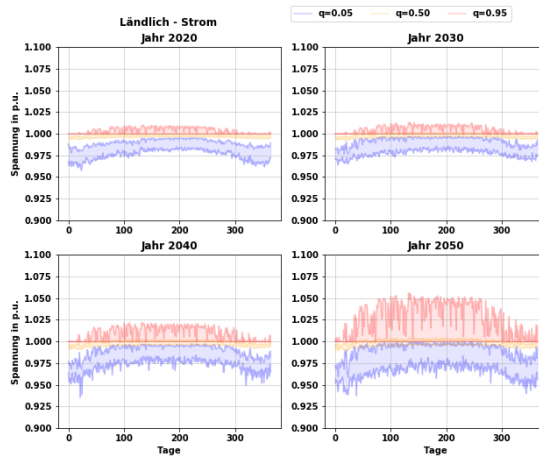
Stromszenario

Gasszenario

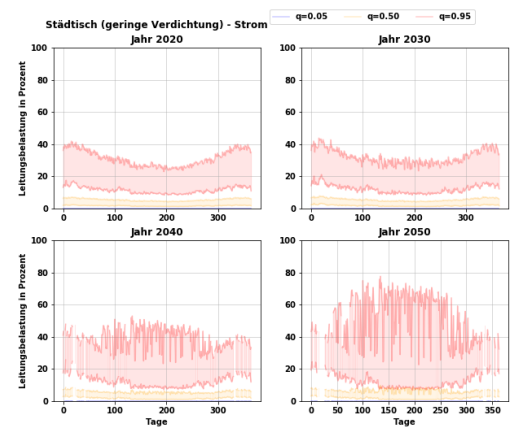
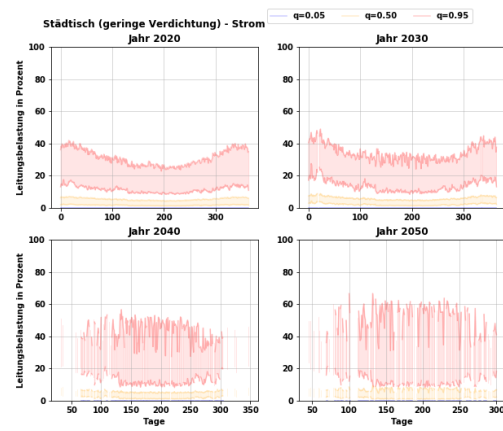
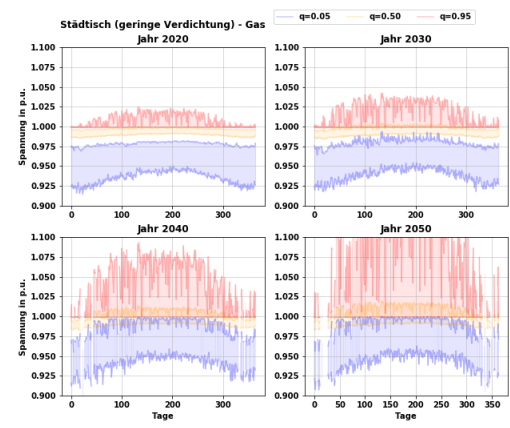
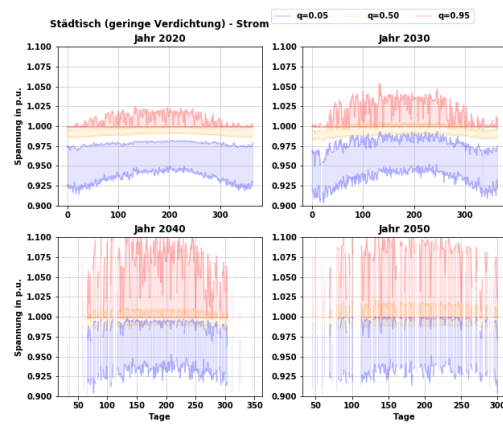
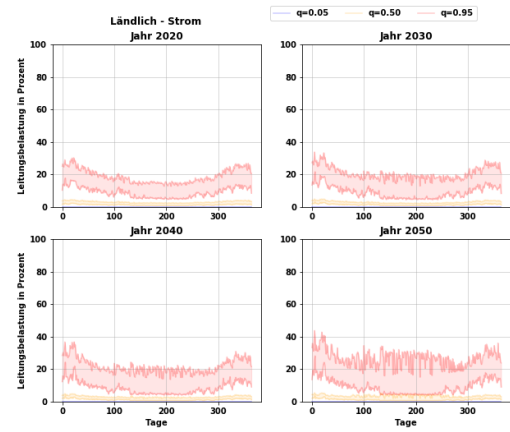
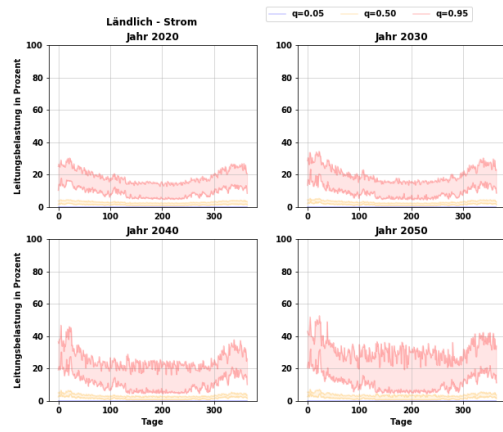
Citypark



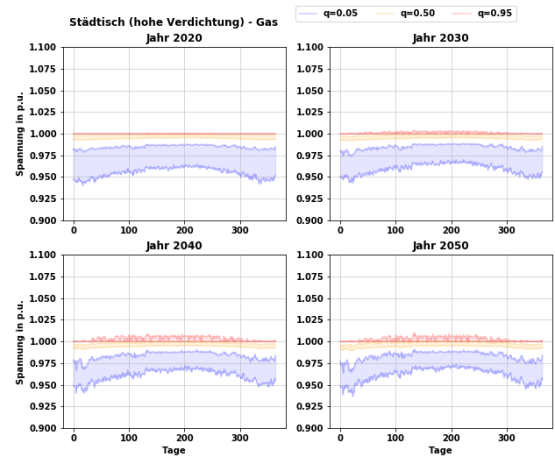
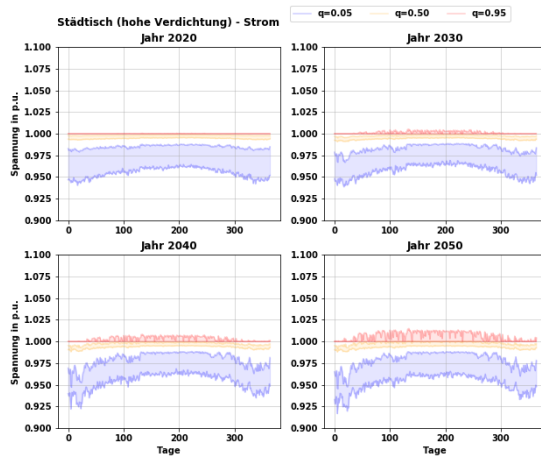
Ländlich



Städtisch (geringe Verdichtung)



Städtisch (hohe Verdichtung)



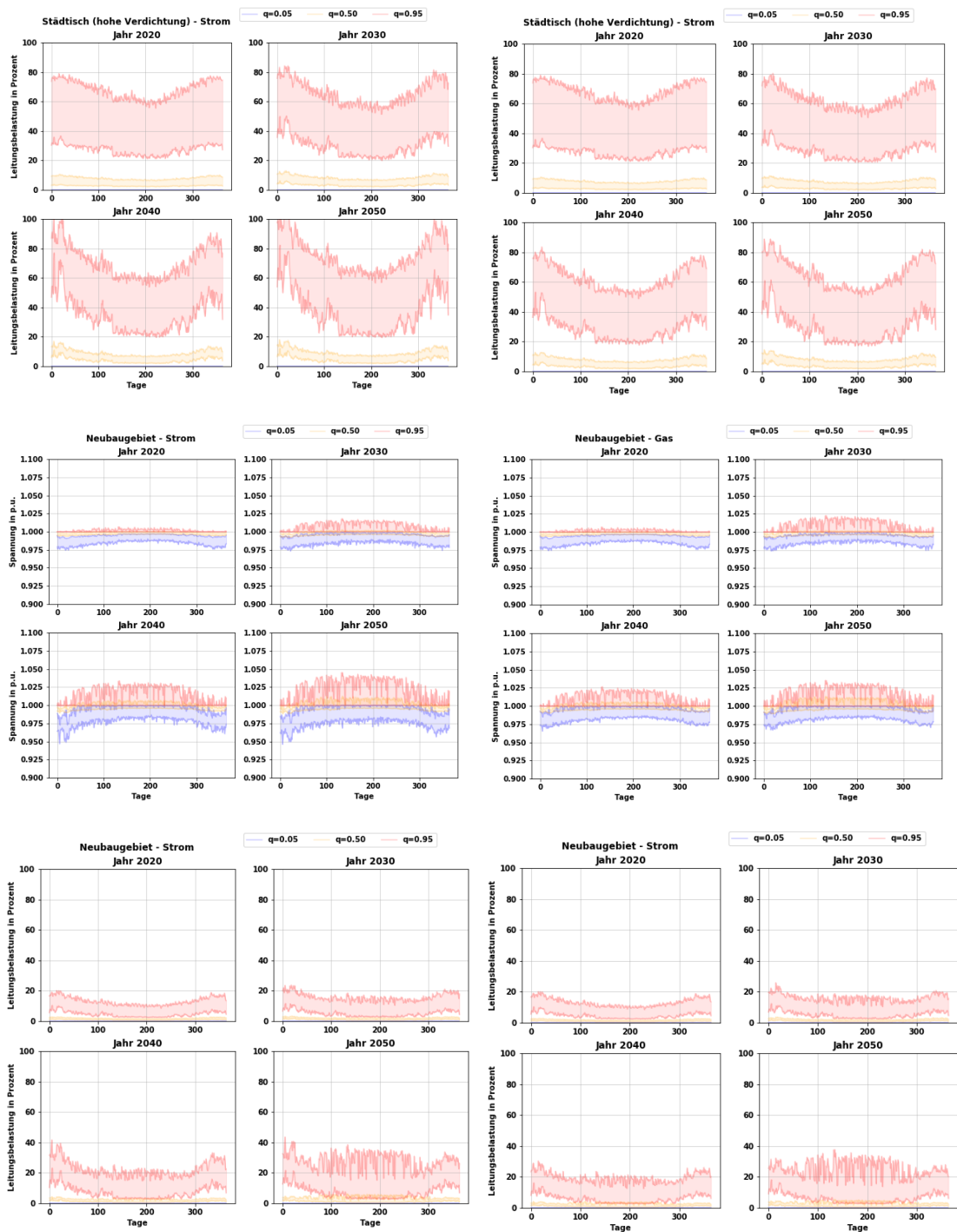


Abbildung 3-23: Quantile der Leitungsbelastung und Knotenspannungen in den Szenarienjahren

Die sich ergebenden Überlastungen durch die 95 %-Quantile sind in Tabelle 3-5 dargestellt. Die Ergebnisse sind mittels Ampelfarben kodiert. Ein grünes Feld bedeutet, dass es in der Spaltenkategorie zu keiner Überlastung gekommen ist. Ein gelbes Feld weist darauf hin, dass eine starke Belastung in der jeweiligen Kategorie festgestellt worden ist. Ein rotes Feld weist auf eine Überlastung hin.

Folglich können auch keine Ergebnisse für Leitungsbelastungen und Spannungsbandverletzungen ermittelt werden, weswegen die jeweiligen Felder grau dargestellt sind. Weiterhin muss angemerkt werden, dass die obige Darstellung lediglich einen Trend beschreibt. Da nur die Ergebnisse der 95 %-Quantile dargestellt sind, ist nicht sichergestellt, dass es nicht zu vereinzelt Knotenüberlastungen und Kantenüberlastungen gekommen ist. Durch die erkennbaren Trends aus der Simulation lässt sich ableiten, in welchen Gebieten es zukünftig zu verstärkter Belastung kommen kann und wo genauere Studien der Netzbelastung notwendig sind. Es ist zu erkennen, dass im Gebiet „Citypark“ keinerlei Überlastungen oder Starkbelastungen vorkommen. In der Wabe „Ländlich“ kommt es in den Zukunftsszenarien zu sehr starken Belastungen. Die Waben „Städtisch (geringe Verdichtung)“ und „Städtisch (hohe Verdichtung)“ weisen sehr starke Belastungen und Überlastungen auf. Diese treten sehr deutlich in den Szenarijahren 2040 und 2050 auf. Weiterhin lässt sich erkennen, dass die Belastung im Gebiet mit der geringeren Verdichtung höher ist als im Gebiet mit hoher Verdichtung. Dies kann unter anderen eine Folge von größerem Elektromobilitätsaufkommen, Freileitungsnetzen oder höherem Anteil an elektrischer Wärmebereitstellung sein.

Wabe	Szenario	Jahr	Nicht-konvergenz	Spannung < 0.9 p.u.	Spannung > 1.1 p.u.	Spannung < 0.9 p.u. oder > 1.1 p.u.	Leitungsauslastung > 100 %
Citypark	Strom	2020	0.0 %	1.57 %	0.0 %	1.57 %	1.28 %
		2030	0.0 %	1.33 %	0.0 %	1.33 %	1.28 %
		2040	0.06 %	1.81 %	0.0 %	1.81 %	2.02 %
		2050	0.40 %	1.57 %	0.0 %	1.57 %	1.60 %
	Gas	2030	0.0 %	0.85 %	0.0 %	0.85 %	1.38 %
		2040	0.0 %	0.85 %	0.0 %	0.85 %	1.38 %
		2050	0.0 %	0.85 %	0.0 %	0.85 %	1.38 %
	Strom	2020	0.0 %	1.21 %	0.0 %	1.21 %	1.05 %
		2030	0.0 %	1.21 %	0.0 %	1.21 %	0.97 %
		2040	0.0 %	1.21 %	0.0 %	1.21 %	1.50 %
Ländlich	Gas	2050	0.0 %	2.19 %	0.0 %	2.19 %	2.77 %
		2030	0.0 %	0.68 %	0.0 %	0.68 %	1.12 %
		2040	0.0 %	0.00 %	0.0 %	0.0 %	0.75 %
	Strom	2050	0.0 %	0.30 %	0.0 %	0.30 %	0.97 %
		2020	0.0 %	3.90 %	1.53 %	5.43 %	0.68 %
		2030	0.07 %	6.87 %	2.13 %	8.10 %	1.61 %
Städtisch (geringe Verd.)	Strom	2040	9.26 %	10.27 %	6.00 %	11.59 %	3.47 %
		2050	12.85 %	11.26 %	6.64 %	14.52 %	6.17 %
	Gas	2030	0.0 %	3.83 %	2.24 %	6.07 %	1.09 %
		2040	0.64 %	6.52 %	4.86 %	8.97 %	2.51 %
		2050	1.16 %	7.41 %	7.85 %	11.95 %	4.42 %

Städtisch (hohe Verd.)	Strom	2020	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	2.76 %
		2030	0.0 %	0.31 %	0.0 %	0.31 %	3.40 %
		2040	0.0 %	2.10 %	0.0 %	2.10 %	6.09 %
		2050	0.0 %	2.26 %	0.0 %	2.26 %	7.64 %
	Gas	2030	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	2.83 %
		2040	0.0 %	0.86 %	0.0 %	0.86 %	3.47 %
		2050	0.0 %	1.17 %	0.0 %	1.17 %	4.32 %
	Strom	2020	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2030	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2040	0.0 %	1.67 %	0.0 %	1.67 %	0.13 %
Neubaugebiet	Gas	2050	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2030	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2040	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
	Strom	2050	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2030	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
		2040	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %
Industriegebiet	Strom	2020	100.0 %				
		2030	100.0 %				
		2040	100.0 %				
		2050	100.0 %				
	Gas	2030	99.66 %				
		2040	70.73 %				
		2050	58.45 %				

Tabelle 3-6: Prozentualer Anteil an Überlastungen und Spannungsbandverletzungen (grün: 0.0 %, gelb: >0.0 %, < 5 %, rot: >= 5 %)

In Tabelle 3-6 ist der Anteil der Ereignisse an denen es zu einer Grenzwertverletzung oder nicht-konvergenz kommt dargestellt. Der Anteil berechnet sich über:

$$\frac{\sum \text{Gesamtereignisse pro Jahr}}{\sum \text{Anzahl Netzelemente}} \cdot 100 \%$$

Es ist zu erkennen, dass die Anzahl der Netzknoten und -kanten die Grenzwerte verletzen über die Jahre zunimmt. Verletzungen treten teilweise im Jahr 2020 auf, was auf Fehler im Netzmodell oder den Eingangsdaten hinweist, da keine Verletzungen im realen Netz bekannt sind. Die meisten Grenzwertverletzungen treten in der Wabe „Städtisch (geringe Verdichtung)“ gefolgt von „Städtisch (hohe Verdichtung)“ auf. Der geringste Anteil der Grenzwertverletzungen ist in der Wabe „Neubaugebiet“ zu erkennen. Spannungen unter der Grenze 0.9 p.u. treten häufiger auf als Spannungsbandverletzungen größer 1.1 p.u. Dies zeigt, dass Lastsituationen häufiger zu Verletzungen führen als Einspeisung. Da die elektrische Last im Gasszenario geringer ist, treten Spannungsbandverletzungen über 1.1 p.u. häufiger auf als im Stromszenario.

Zusammenfassung der Ergebnisse:

Die Ergebnisse der Szenarienberechnung im Stromnetz lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Die Gesamtenergie von Last & Erzeugung nimmt im Stromszenario bis ins Jahr 2050 leicht zu.
- Die Gesamtenergie der Last im Gasszenario nimmt bis in das Jahr 2050 deutlich ab. Die Erzeugung nimmt deutlich zu.

- Der Anteil der Gesamtenergie der Ladeinfrastruktur auf Niederspannungsebene ist deutlich kleiner als der Anteil der Wohn- und Gewerbegebäude an der Gesamtenergie.
- Die Belastung der Netze nimmt über die Szenarienjahre in allen Gebieten zu. Dies führt zu einer steigenden Anzahl an Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen.
- Starke Belastungen sind vor allem in den Gebieten „*Städtisch (geringe Verdichtung)*“, „*Städtisch (hohe Verdichtung)*“ und „*Ländlich*“ sichtbar.

Modellunsicherheiten & Verbesserungsmöglichkeiten:

Bei der Erstellung der Modelle für die Stromnetzsimulation sind einige Unsicherheiten zu benennen. Diese müssen bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden und werden im Folgenden zusammengefasst:

- Datenqualität:

Die Datenqualität der Eingangsdaten ist ein beschränkender Faktor. Bei Fehlern in den Eingangsdaten in das Modell, kann es zu unrealistischen Ergebnissen kommen. Die Datenqualität spielt eine Rolle bei:

- Daten aus dem Geoinformationssystem welche zu fehlerhaften Topologien und Betriebsmittelparametrisierungen führen können.
- Gebäudedaten (z.B. aus öffentlichem Kartenmaterial), was zu falschen Annahmen bei Last & Erzeugung führen kann.

- Prognoseunsicherheit:

Neben der Datenqualität der Daten zum Ist-Zustand des Netzes (GIS, Gebäudedaten, ...), spielen die Prognosen eine entscheidende Rolle. Da keine Validierung der Eingangsdaten für Zukunftsszenarien durchgeführt werden kann, diese aber stark von regulatorischen, gesellschaftlichen und technischen Entwicklungen beeinflusst werden, wird ein nicht unerheblicher Anteil an Unsicherheit in die Szenarien eingebracht.

- Modellierungsart:

Die angewandten Simulationsmethoden nutzen eine einphasige Modellierung des Netzes und simulieren die Lasten in stündlicher Auflösung für die Szenarienjahre. Unsymmetrische Belastungen und Effekte auf kleineren Zeitskalen können also nicht bewertet werden.

- Kreuzvalidierung mit Messungen:

Da Messdaten auf Niederspannungsebene nicht in ausreichender Zahl zur Verfügung stehen, kann keine Kreuzvalidierung der Berechnungsergebnisse (Knotenspannungen, Leitungsströme) mit Messdaten vorgenommen werden. Verbesserungen der elektrischen Netzmodelle sind somit nur begrenzt möglich.

- Modelldetailgrad:

Im elektrischen Modell werden Lasten im Niederspannungsnetz, sowie deren Rückwirkung auf die Stromnetze simuliert. Dazu werden Zeitreihen aller Lasten für die Szenarienjahre genutzt. Da einzelne Lastprofile aufgrund ihrer Zufälligkeit nicht exakt vorhersagbar sind, approximieren die Knotenprofile nur das Verhalten der tatsächlichen Haushalte. Daher sollte die Aussage der Ergebnisse nur als statistische Größe über das Gesamtszenario betrachtet

werden. Einzelne Knoten- oder Leitungswerte zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr können stark von den tatsächlichen Werten zu diesem Zeitpunkt abweichen.

- **Wabenansatz:**

Im Projekt TrafoKommune wurde ein Wabenansatz ausgewählt, da dieser eine gute Skalierung von kommunalen Energiesystemen auf beliebige Stadtgrößen erlaubt. Da jedoch die realen elektrischen Niederspannungsnetze nicht einer Wabenstruktur folgen, kann es zu Fehlern an bei der Umwandlung in ein Wabenmodell kommen. Insbesondere in den Randregionen der Waben ist davon auszugehen, dass physikalische Größen nicht korrekt berechnet werden können, da Energieflüsse in benachbarte Netzgebiete nicht korrekt abgebildet werden.

- **Betrachtung von Flexibilität und dynamischen Strompreisen:**

Die Annahmen, die den Profilen im Projekt zugrunde liegen beruhen auf statischen Haushaltsstrompreisen und starren Profilen für Verbrauch und Erzeugung. Es ist denkbar, dass durch veränderte regulatorische Rahmenbedingungen und ökonomische Anreize (beispielsweise dynamische Strompreise) Flexibilitäten im System anders eingesetzt werden. Dies hat dann auch eine Folge für die Netzbelastung, da Last und Erzeugung zu anderen Zeitpunkten auftritt. Speicher von elektrischer Energie (beispielsweise Batterien) wurden bei der Stromnetzsimulation nicht betrachtet. Je nachdem, welches Optimierungsziel die Speicher verfolgen, können diese die Netzauslastung stark beeinflussen.

Empfehlungen an Verteilnetzbetreiber:

Die Erkenntnisse, die für Verteilnetzbetreiber aus den Stromnetzsimulationen in TrafoKommune gezogen werden können, werden im Folgenden zusammengefasst:

- **Wichtigkeit von Daten & automatisierter digitaler Prozesse:**

Es hat sich gezeigt, dass die Verfügbarkeit von Daten zur Berechnung in elektrischen Netzen eine sehr hohe Bedeutung für Verteilnetzbetreiber hat. Nur mit verfügbaren Daten ausreichender Qualität kann auf die Herausforderungen, die durch Elektromobilität, Photovoltaik und elektrische Wärmeerzeugung auf Verteilnetzebene entstehen, eingegangen werden. Sobald Daten in guter Qualität vorliegen, können nicht nur viele Prozesse des VNBs automatisiert und vereinfacht werden, sondern es werden zusätzliche Möglichkeiten der algorithmischen Bearbeitung neuer Geschäftsprozesse ermöglicht.

- **Wichtigkeit von Verknüpfung von verschiedenen Systemen:**

Die Daten, die zur Berechnung von elektrischen Lastflüssen benötigt werden sind zurzeit bei vielen Verteilnetzbetreiber über mehrere Systeme (z.B. GIS, Abrechnungssysteme, Leitsysteme, Zeitreihendatenbanken) verteilt. Dies betont die Wichtigkeit der Verknüpfung der Daten aus verschiedenen Systemen, um ein schlüssiges Gesamtbild des Verteilnetzes zu erhalten. Die jeweiligen Systeme müssen so verbunden werden, dass Änderungen in einem der Teilsysteme im Gesamtsystem sichtbar werden. Notwendige Prozesse können damit über alle Systeme hinweg ausgelöst und somit effizienter gelöst werden.

- **Wichtigkeit von Messdaten zur Modellvalidierung:**

Im Projekt hat sich herausgestellt, dass Berechnungen in Niederspannungsnetzen aufgrund der begrenzten Anzahl an verfügbaren Messdaten mit intrinsischen Modellunsicherheiten

verbunden sind. Ein Kernpunkt zur korrekten physikalischen Berechnung und damit zur Verbesserung der Modellqualität muss also die Verknüpfung der Berechnungsergebnisse mit Rückkopplungen aus der Realität sein. Eine naheliegende Rückkopplungsmöglichkeit ist die Nutzung von Messungen an ausgewählten Stellen im Netz, mit denen die Berechnungsmodelle validiert und, falls nötig, Änderungen an den Modellen durchgeführt werden können.

- **Wichtigkeit der Simulation für zukünftige Szenarien:**

Es hat sich gezeigt, dass die gewaltigen Änderungen, die auf die Verteilnetze zukommen die Berechnung von Zukunftsszenarien zur Abschätzung kritischer Punkte im Netz nötig machen. Da Vorhersagen über mehrere Jahrzehnte mit nicht unerheblichen Unsicherheiten einhergehen, ist es unumgänglich diese Berechnungen in regelmäßigen Abständen (beispielsweise jährlich) zu wiederholen. Dadurch können alle zugrundeliegenden Annahmen und Modelle auf den aktuellen Stand angepasst werden, um eine realistische Ausgangslage zu erhalten. Zusätzlich macht die Betrachtung von einer Vielzahl von Zukunftsszenarien mit unterschiedlichen zugrundeliegenden Annahmen Sinn, da dadurch die Sensitivität der Ergebnisse auf verschiedene Annahmen untersucht werden kann. Durch Analyse der Ergebnisse aus einer Vielzahl an Szenarien lässt sich danach ein robustes, kosteneffizientes System auslegen.

3.3.2 Netzausbau (Fh-IEG)

Innerhalb des Projekts wurde das in Abbildung 3-33 beschriebene Modell zusätzlich um einen Netzverstärkungsalgorithmus erweitert, um für die betrachteten Netze des Stadtgebiets Karlsruhe die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen in den betrachteten Szenarien abzuschätzen. Hierbei ist festzuhalten, dass es sich bei einem automatisierten Vorgehen um eine generische Vorgehensweise handelt und somit die bestimmten notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen eher vergleichend zwischen den Szenarien genutzt werden und nicht als Vorhersage realer Ausbaukosten zu bewerten sind.

3.3.2.1 Restriktionen im Netzbetrieb von Niederspannungsnetzen

Im Verteilnetzbetrieb in der Niederspannung gibt es zwei Arten von Restriktionen, die beachtet werden müssen. Dies ist zum einen die thermische Überlastung von Betriebsmitteln und zum anderen Spannungsbandverletzungen.

Thermische Überlastung von Betriebsmitteln

Betriebsmittel wie Transformatoren oder Kabel bzw. Freileitungen haben einen zulässigen Nennstrom, der nicht überschritten werden sollte. Auf der Niederspannungsebene dürfen Betriebsmittel i. d. R. bis zu diesem Nennstrom belastet werden. Wird der zulässige Nennstrom überschritten, verkürzt dies die Lebensdauer der Betriebsmittel deutlich.

Spannungsbandverletzungen

Für jede Spannungsebene im Stromnetz gibt es in Deutschland ein zulässiges Spannungsband, welches nicht über- bzw. unterschritten werden darf. Die Regelungen hierfür finden sich in DIN EN 50160. Das Spannungsband beschreibt dabei die zulässige Abweichung von der Nennspannung. Die genannte Norm schreibt für die Mittel- und Niederspannung ein Spannungsband von $\pm 10\%$ vor. Die Aufteilung

auf die drei Spannungsebenen (MS, MS/NS, NS) erfolgt dabei von Netzbetrieb zu Netzbetrieb unterschiedlich. Genauer ist festgelegt, dass das Spannungsband im Integrationsintervall von 10 Minuten innerhalb einer Woche in 95 % der Fälle nicht über- oder unterschritten werden darf. Da eine so genaue Auswertung auch aufgrund der zeitlichen Auflösung der verfügbaren Daten nicht möglich ist, wird die zulässige Spannung im Niederspannungsnetz – in Absprache mit der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH - generell auf $\pm 6 \%$ festgelegt.

3.3.2.2 Netzverstärkungsalgorithmus

Der implementierte Netzverstärkungsalgorithmus ist angelehnt an [46,47] und angepasst nach Gesprächen mit der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH und wird im Folgenden kurz beschrieben.

Im ersten Schritt erfolgt eine Lastflussberechnung für das betrachtete Niederspannungsnetz. Im Anschluss wird geprüft, ob es thermische Überlastungen von Betriebsmitteln oder Spannungsbandverletzungen gibt. Ist dies der Fall, greift der Netzausbaualgorithmus. Dabei werden immer zuerst Transformatorüberlastungen behoben. Im zweiten Schritt werden Spannungsbandverletzungen gelöst und im dritten Schritt Überlastungen von Kabeln und Freileitungen.

Transformatorüberlastung

Bei einer vorliegenden Transformatorüberlastung wird zunächst der aktuelle Transformator durch einen Transformator mit höherer Scheinleistung ersetzt. Dieser Schritt wird so lange durchgeführt, bis die Überlastung gelöst ist. Ist die maximale Größe des Transformators erreicht, bevor die Überlastung gelöst wurde, wird ein baugleicher Transformator parallel gebaut (siehe Abbildung 3-24).

Transformatorüberlastung



Verstärkung oder Austausch

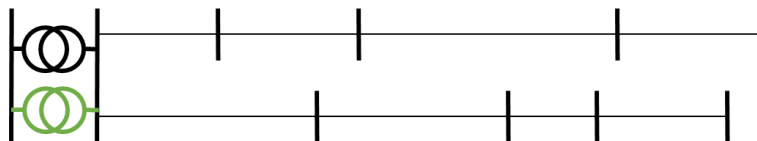
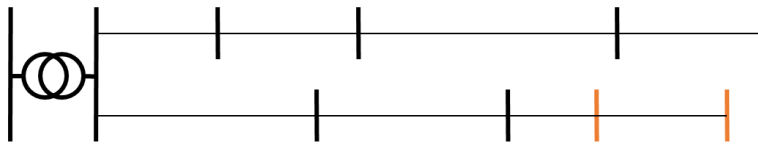


Abbildung 3-24: Schematische Darstellung der Maßnahmen des Netzverstärkungsalgorithmus bei Transformatorüberlastungen; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung

Spannungsbandverletzung

Bei der Behebung von Spannungsbandverletzungen erfolgt eine Strangaufftrennung bei 2/3 der Strecke vom Transformator zum Netzknoten, an welchem die Spannungsbandverletzung auftritt (siehe Abbildung 3-25). Strangaufftrennung bedeutet, dass der betroffene Netzstrang in zwei Stränge aufgeteilt wird. Bei sehr hohen Spannungsbandverletzungen kann es vorkommen, dass ein Strang in mehr als zwei Stränge aufgeteilt wird.

Spannungsbandverletzung



Strangaufftrennung bei 2/3

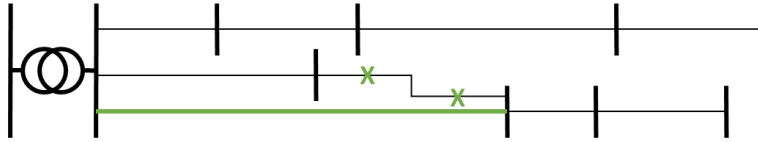
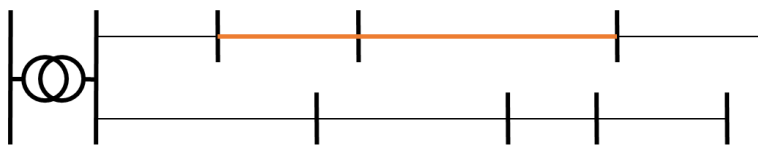


Abbildung 3-25: Schematische Darstellung der Maßnahme des Netzverstärkungsalgorithmus bei einer Spannungsbandverletzung; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung

Leitungsüberlastung

Im Falle einer Leitungsüberlastung von einem Kabel oder einer Freileitung wird zunächst eine Leitung gleicher Bauart parallel gebaut. Ist dies nicht ausreichend, um die Leitungsüberlastung zu lösen, werden die beiden parallelen Leitungen durch eine stärkere Leitung ersetzt (siehe Abbildung 3-26). Nach Rücksprache mit der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH wird hierbei direkt die Standardleitung NAYY-J 4x150 mm² eingesetzt. Sollte es sich bei der überlasteten Leitung um ein Kupferkabel handeln, wird nicht parallel gebaut, sondern auch direkt mit der stärkeren Leitung ersetzt.

Leitungsüberlastung



Verstärkung oder Austausch

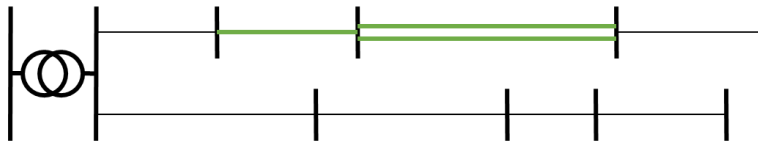


Abbildung 3-26: Schematische Darstellung der Maßnahmen des Netzverstärkungsalgorithmus bei der thermischen Überlastung von Leitungen; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung

Bestimmung der Netzverstärkungskosten

Die Netzverstärkungskosten ergeben sich nach erfolgreichem Abschluss der Netzverstärkung aus den einzelnen Netzverstärkungsmaßnahmen.

Die mit dem Ausbau von Transformatoren verbundenen Kostenannahmen wurden von der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH angegeben und sind in Tabelle 3-7 dargestellt. Es erfolgt eine Unterteilung in die Investition des Transformators und in die Investition in die MS/NS Ortsnetzstation, für den Fall, dass ein zusätzlicher Transformator parallel gebaut wird.

Tabelle 3-7: Kostenannahmen Transformatoren für den Netzverstärkungsalgorithmus

<i>Transformortyp</i>	<i>Investition Transformator</i>	<i>Investition MS/NS Ortsnetzstation</i>
250 kVA 10/0,4 kV oder 20/0,4 kV	19 Tsd. €	45 Tsd. €
400 kVA 10/0,4 kV oder 20/0,4 kV	21 Tsd. €	45 Tsd. €
630 kVA 10/0,4 kV oder 20/0,4 kV	24 Tsd. €	45 Tsd. €
800 kVA 10/0,4 kV oder 20/0,4 kV	27-30 Tsd. €	45 Tsd. €

Auch für die Behebung von Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen entstehen Netzausbaukosten durch den Neubau der Leitung vom Transformator zum Auftrennungspunkt bzw. den Bau paralleler Leitungen oder Ersatz bestehender Leitungen. Bei der Kostenbetrachtung von Kabeln und Freileitungen werden mehrere Kostenbestandteile in die Betrachtung mit einbezogen: Neben Tiefbau- und Materialkosten sind dies Kosten für Montage, Einmessung, Planung und sonstige Gemeinkostenzuschläge. Je nach Unternehmen unterscheidet sich die Eigenleistungstiefe, weshalb ein durchschnittlicher Gesamtwert der Herstellungskosten für Kabel-/Leitungsausbau angenommen wird. Dieser ist gültig für eine Großstadt inkl. Randbezirke (innerstädtisch, vorstädtisch, ländlich) und beläuft sich nach Angaben der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH im Niederspannungsnetz (1-kV-Kabel) auf 160 – 180 Tsd. €/km.

3.3.2.3 Ergebnisse der Netzverstärkungsbetrachtungen

Vorbereitung

Der Netzausbau soll für die in AP3.2 erstellten Netzmodelle ermittelt werden. Hierbei ist vorab anzumerken, dass der Netzverstärkungsalgorithmus für „typische“ Niederspannungsnetze entwickelt wurde. Konkret heißt das, dass er für Strahlen- und offene Ringnetze optimiert ist. Die erhaltenen Netzdaten enthalten jedoch auch einige stärker vermaschte Strukturen, sodass der Netzverstärkungsalgorithmus nicht für alle Netze eine Lösung finden kann.

Die betrachteten Netze bestehen jeweils aus mehreren Subnetzen. Dabei ist jedes Subnetz für sich gesehen alleinstehend und besteht aus einem Transformator mit mehreren Abgängen. Die Subnetze sind untereinander über Schalter verbunden, die jedoch nur im Fehlerfall genutzt werden, weshalb die Betrachtung der Subnetze als einzelnes möglich ist.

Ergebnisse

Subnetze mit Netzverstärkungsbedarf und Erfolgsquote Netzverstärkungsausbaualgorithmus

In den meisten Netzgebieten ergibt sich für die betrachteten Jahre 2030, 2040 und 2050 in beiden Szenarien (Gas, Strom) ein Anteil von bis zu ca. 50 % der Subnetze, die einen Verstärkungsbedarf aufzeigen (siehe Tabelle 3-8, jeweils linke Zahl). Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden im Weiteren nur diejenigen Subnetze mit einbezogen, bei denen die Netzverstärkung (sofern notwendig) in allen betrachteten Szenarien und Stützjahren erfolgreich war (Tabelle 3-8, jeweils rechte Zahl).

Einen hohen Verstärkungsbedarf bei gleichzeitig geringer Erfolgsquote gibt es im Netzgebiet „Industriegebiet“. Hier ist jedoch die Datengrundlage wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben

problematisch, wodurch die Ergebnisse in diesem Netzgebiet nicht weiter betrachtet werden. Ebenfalls nicht weiter betrachtet werden die Ergebnisse im Netzgebiet „*Städtisch (geringe Verdichtung)*“, da aufgrund der Art der Netzbelastungen der Netzverstärkungsalgorithmus für einzelne Spannungsbandverletzungen mit einer sehr hohen Zahl an Strangauffrennungen reagiert, was als nicht realistisch eingestuft wird.

Tabelle 3-8: Übersicht über Subnetze mit Verstärkungsbedarf (linke Zahl) und betrachtete Subnetze mit erfolgreich abgeschlossenem Netzverstärkungsalgorithmus (rechte Zahl) für das Strom- und Gasszenario und alle betrachteten Stützjahre

Jahr	Citypark	Industrie- gebiet	Ländlich	Neubau- gebiet	Städtisch hohe Verdichtung	Städtisch geringe Verdichtung
	15 Subnetze	9 Subnetze	17 Subnetze	9 Subnetze	29 Subnetze	27 Subnetze
Stromszenario						
2030	4/2	8/2	3/2	1/1	10/2	18/3
2040	5/3	8/2	8/7	3/2	14/6	22/15
2050	4/2	8/2	9/8	2/1	15/7	22/11
Gasszenario						
2030	5/3	8/2	3/2	1/1	9/2	18/9
2040	5/3	8/2	5/4	1/1	9/2	21/9
2050	6/4	7/1	5/4	2/1	12/4	21/9

Unterschiede zu vorherigen gezeigten Ergebnissen des KIT-IEH

Die Unterschiede in den Netzbelastungen zwischen den hier durchgeführten Netzverstärkungssimulationen und den in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Lastflussrechnungen ergibt sich zum einen durch die dortige ausschließliche Betrachtung der 95 %-Quantile und zum anderen dadurch, dass hier die Subnetze als Einzelnes betrachtet werden und nicht das jeweilige Netzgebiet als Ganzes. Die Tendenz der Ergebnisse (starke Belastungen in den Waben „*Städtisch (geringe/hohe Verdichtung)*“, geringe Belastung in den Waben „*Citypark*“ und „*Neubaugebiet*“), ist jedoch in beiden Betrachtungen vergleichbar.

Anzahl notwendiger Verstärkungsmaßnahmen und zugebaute Leitungslängen

Die Anzahl notwendiger Verstärkungsmaßnahmen in den betrachteten Wabennetzen ist in Abbildung 3-27 für alle Subnetze aggregiert dargestellt. Es können pro Subnetz mehrere Verstärkungsmaßnahmen notwendig sein, um die Verletzung von Netzrestriktionen zu lösen. In der Abbildung ist zu erkennen, dass vor allem in der Wabe „*Ländlich*“ und „*Städtisch (hohe Verdichtung)*“ eine höhere Anzahl an notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen entsteht, was mit der Anzahl der Subnetze mit Netzverstärkungsbedarf korreliert. Außerdem zeigt sich, dass im Gasszenario (blaue Balken) weniger Verstärkungsmaßnahmen notwendig sind als im Stromszenario (grüne Balken), was vor allem durch die geringere Elektrifizierung und damit einem geringeren Strombedarf im Gasszenario zu begründen ist.

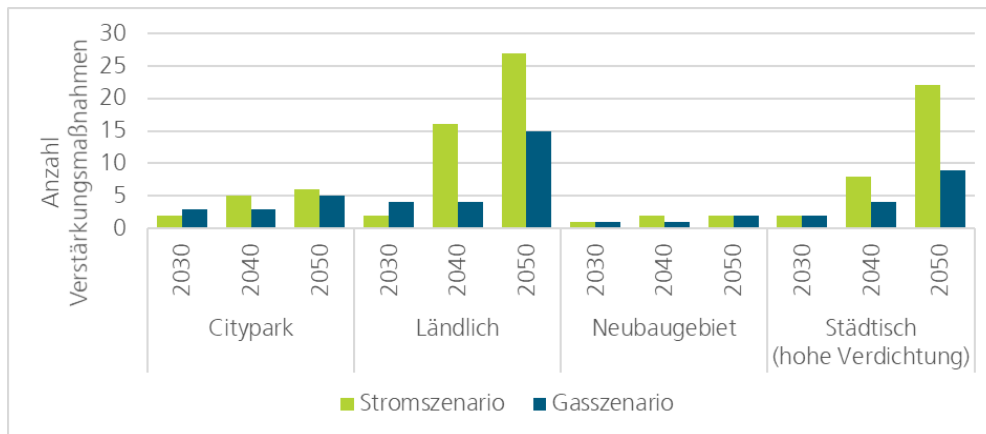


Abbildung 3-27: Anzahl der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen in den betrachteten Wabennetzen und Szenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050

Abbildung 3-28 gibt einen Überblick über die Gründe für Netzverstärkungsmaßnahmen in den einzelnen Wabennetzen. In den Waben „Citypark“ und „Städtisch (hohe Verdichtung)“ überwiegen thermische Überlastungen, wohingegen in den Waben „Ländlich“ und „Neubaugebiet“ Spannungsbandverletzungen ein häufiger Grund für Netzverstärkungen sind. Die Angaben zu thermischen Überlastungen von Transformatoren sind in ihrer Aussagekraft eingeschränkt, da für die Waben keine genaue Angabe zur Leistung der Ortsnetzstationen verfügbar ist und somit für alle Subnetze pauschal ein 630 kVA Transformator angenommen wurde.

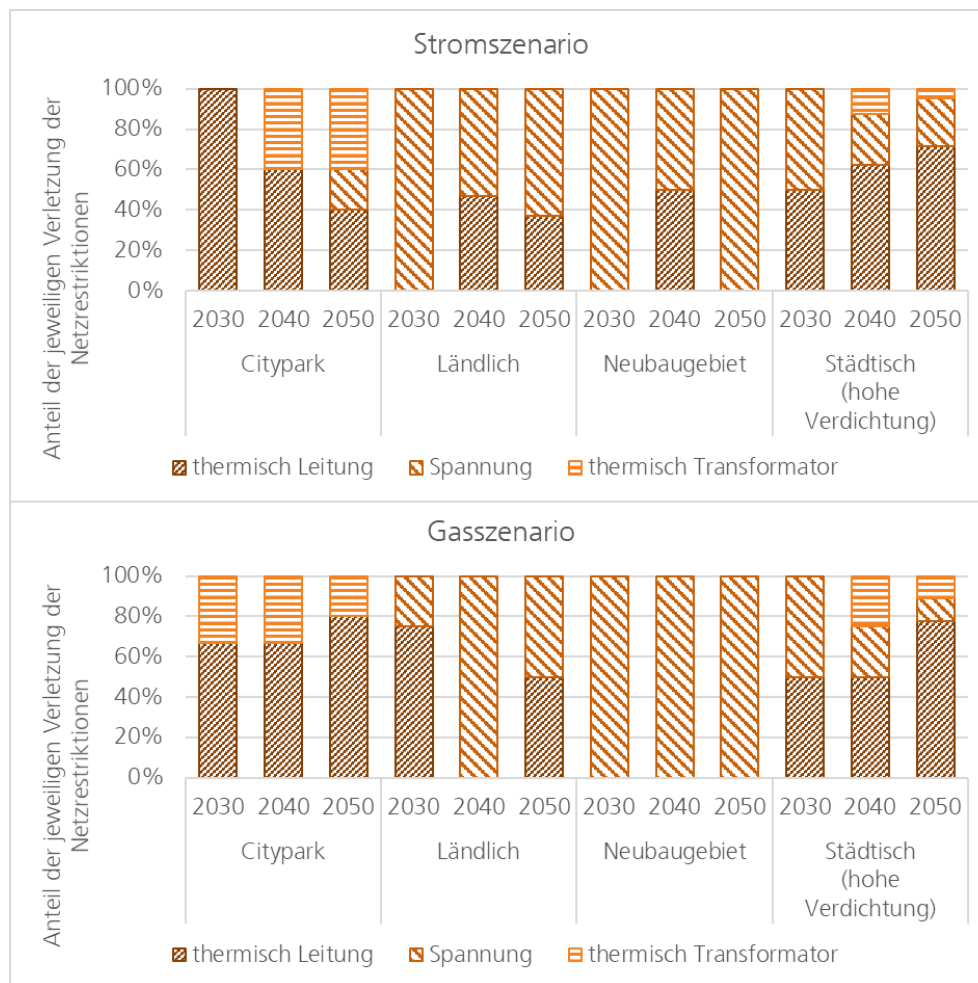


Abbildung 3-28: Übersicht über den Anteil der jeweiligen Netzrestriktionen als Grund für Verstärkungsmaßnahmen für die betrachteten Szenarien und Stützjahre

Die zugebauten Leitungslängen sind in der Wabe „Ländlich“ am höchsten (Abbildung 3-29). Dies kommt zum einen dadurch, dass es hier auch verhältnismäßig viele Verstärkungsmaßnahmen gibt und zum anderen in ländlichen Gegenden Gebäude weiter auseinander stehen und somit die Wege generell weiter sind. Da im Gasszenario insgesamt ein geringerer Netzverstärkungsbedarf besteht, sind auch hier die zugebauten Leitungslängen geringer als im Stromszenario. Bezogen auf die gesamten Leitungslängen in den jeweiligen Waben liegen die zugebauten Leitungslängen im Stromszenario zwischen 0,03 % („Citypark“, 2030) und 11,77 % („Ländlich“, 2050) und im Median bei 0,91 %. Im Gasszenario liegen die Werte zwischen 0,06 % („Citypark“, 2030) und 5,51 % („Ländlich“, 2050) und im Median bei 0,51 % der gesamten Leitungslängen in den Waben. Es ist anzumerken, dass es sich hier um eine Untergrenze für die Abschätzung der zugebauten Leitungslängen handelt, da ausschließlich diejenigen Subnetze betrachtet werden, für die mit dem Verstärkungsalgorithmus eine Lösung gefunden wurde.

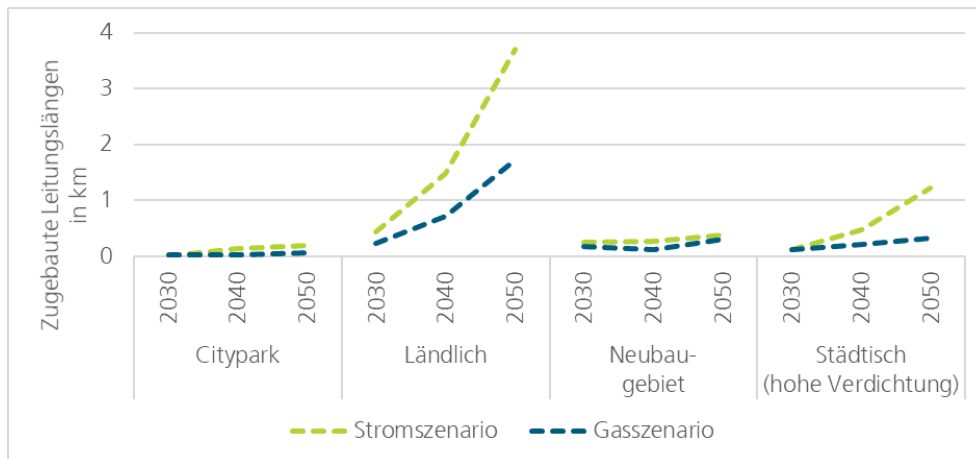


Abbildung 3-29: Zugebaute Leitungslängen in den betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahren

Netzausbaukosten – Vergleich zwischen den Szenarien

Die Netzverstärkungskosten sind in Abbildung 3-30 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass, obwohl im Gasszenario die Anzahl der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen größtenteils geringer ist als im Stromszenario, für diese Netzverstärkungsmaßnahmen überproportional hohe Kosten anfallen. Insgesamt zeigen sich jedoch für die meisten der betrachteten Fälle höhere Netzverstärkungskosten im Stromszenario. In Summe ergeben sich Netzverstärkungskosten von rund 1,9 Mio. € im Strom- und 1,1 Mio. € im Gasszenario. Die gezeigten Netzverstärkungskosten dienen eher einem Vergleich zwischen den Stützjahren und Waben und bilden nicht die Realität ab, da der hier genutzte Netzverstärkungsalgorithmus eine automatisierte Betrachtung darstellt. In der Realität ist eine Netzplanung und Optimierung der Netzplanung viel komplexer und kann zu anderen Netzverstärkungskosten führen. Zusätzlich wurden für die Netzverstärkung Durchschnittswerte angenommen. Auch hier variieren die Kosten je nach Verstärkungsmaßnahme.

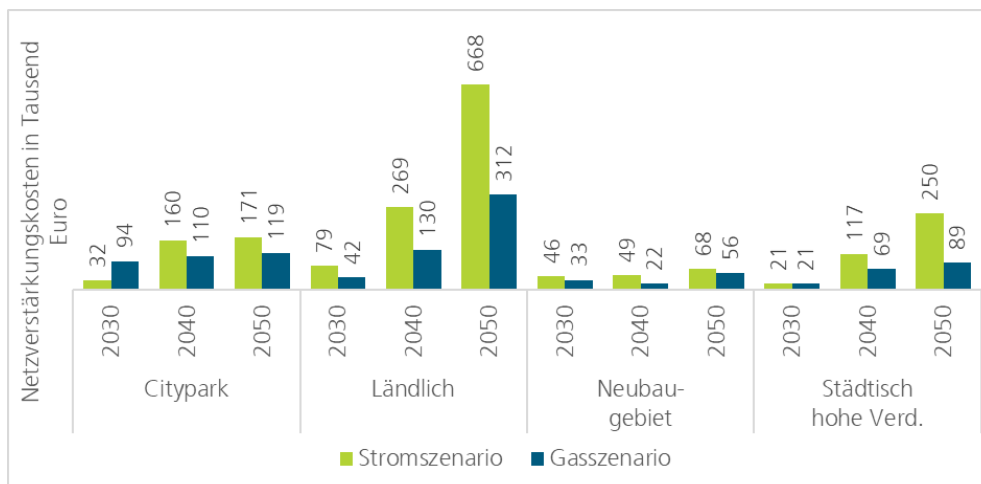


Abbildung 3-30: Netzverstärkungskosten in den betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahren

Ein Vergleich der Netzverstärkungskosten in den beiden Szenarien Stromszenario und Gasszenario ist in Abbildung 3-31 dargestellt. Es zeigt sich, dass in fast allen Fällen das Gasszenario geringere Netzverstärkungskosten hat als das Stromszenario. Der Median liegt hier bei -36 %. Die höheren Kosten in der Wabe „Citypark“ im Jahr 2030 kommen durch einen Transformatorausbau im Gasszenario zustande, welcher im Stromszenario nicht benötigt wird. Auch hier handelt es sich – wie

bereits bei den zugebauten Leitungslängen erwähnt – um eine Untergrenze der Abschätzung der Netzverstärkungskosten.

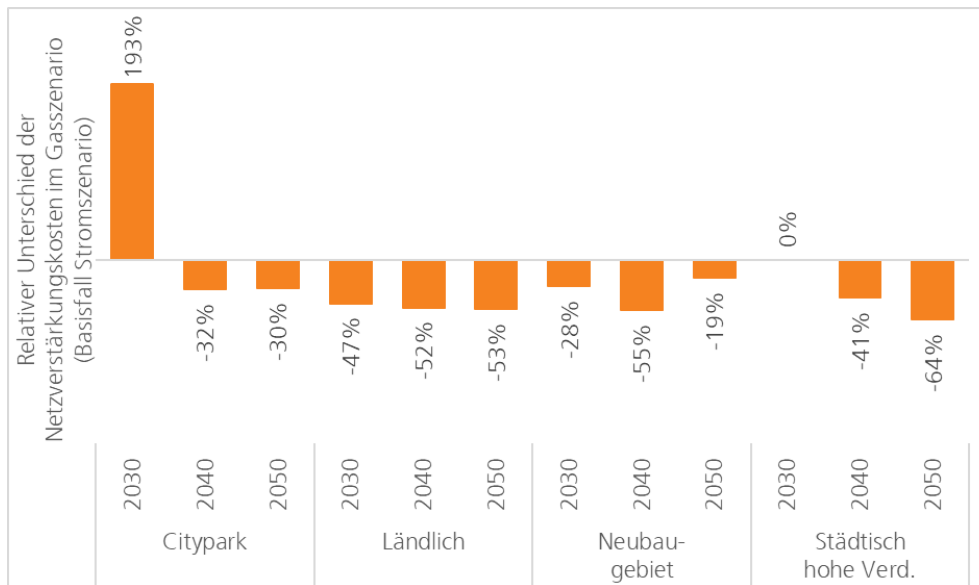


Abbildung 3-31: Relativer Unterschied der Netzverstärkungskosten im Gasszenario im Vergleich zum Stromszenario für alle betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahre

3.3.2.4 Diskussion und kritische Würdigung

Aus den hier durchgeführten Simulationen lassen sich verschiedene Erkenntnisse ableiten.

Es hat sich gezeigt, dass der Netzverstärkungsalgorithmus in typischen, wenig oder nicht vermaschten Niederspannungsnetzen recht zuverlässig funktioniert, in stärker vermaschten Netzen jedoch an seine Grenzen stößt und auch nicht immer ein realistisches Bild liefert, was Netzverstärkungsmaßnahmen betrifft. Hier wäre eine Weiterentwicklung des Algorithmus für vermaschte Niederspannungsnetze sinnvoll. Dies war im Rahmen des Projekts aufgrund des damit verbundenen sehr hohen Zusatzaufwandes (Analyse der Effektivität unterschiedlicher Verstärkungsmaßnahmen in vermaschten Niederspannungsnetzen, Recherche von „typischen“ Maßnahmen, Ableitung von Regeln für den Algorithmus, Implementierung, Testläufe etc.) leider nicht möglich.

Weiterhin zeigt sich, dass die hier betrachteten Wabennetze generell gut für die untersuchten Szenarien gerüstet sind und sich die notwendigen Netzverstärkungen im Rahmen halten. Es ist festzuhalten, dass nicht für alle Subnetze eine Lösung für die Netzverstärkung gefunden wurde, und damit der Netzausbau unterschätzt wird, vor allem in der Wabe „Städtisch (hohe Verdichtung)“. Wenn jedoch die gezeigten Ergebnisse auf alle Subnetze mit Netzverstärkungsbedarf hochgerechnet werden, ergibt sich weiterhin ein eher geringer Netzverstärkungsbedarf (siehe Abbildung 3-32). Die minimalen Netzverstärkungskosten belaufen sich in Summe über alle Waben auf rund 3,0 Mio. € im Strom- und 2,0 Mio. € im Gasszenario.

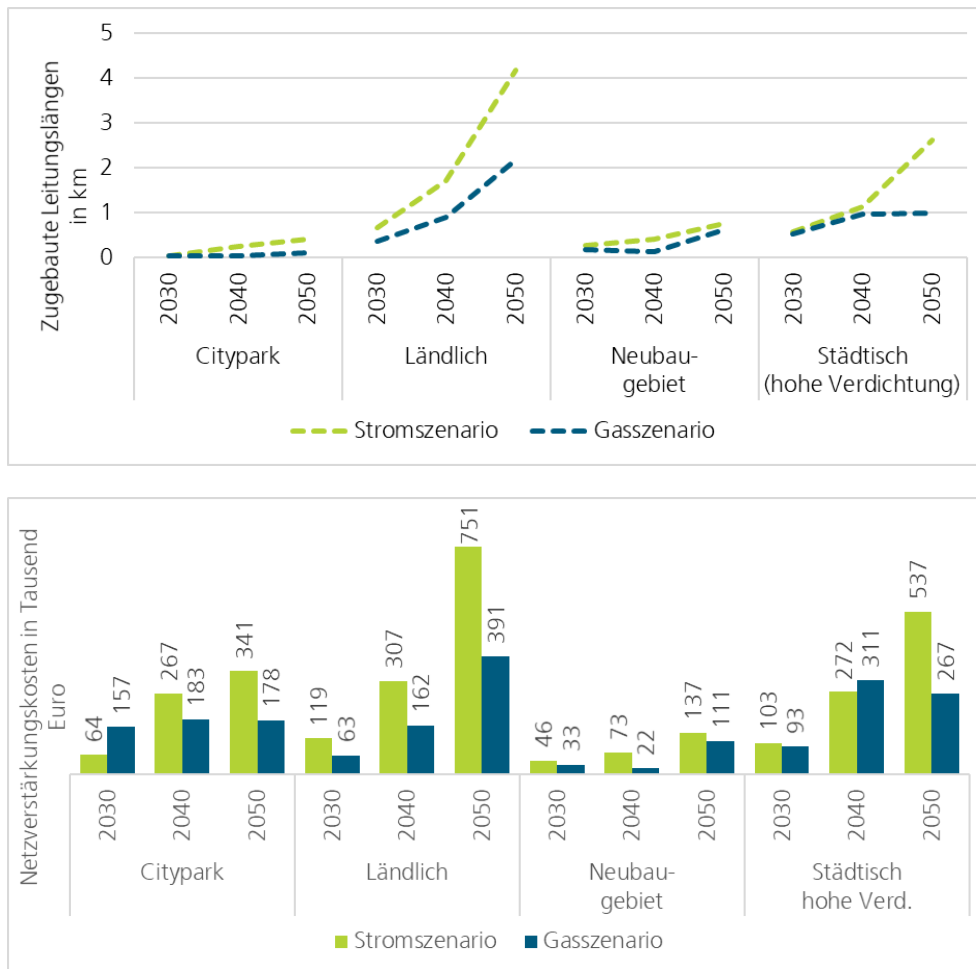


Abbildung 3-32: Hochrechnung für zugebaute Leitungslängen und Netzverstärkungskosten für alle Subnetze mit Netzverstärkungsbedarf für die betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahre

Die Ergebnisse zeigen, dass im Gasszenario ein geringerer Netzverstärkungsbedarf und somit auch geringere Netzverstärkungskosten entstehen. Dies wirkt zunächst positiv, muss jedoch für eine abschließende Bewertung in Verbindung mit allen weiteren Kostenentwicklungen und anderen Effekten in den verschiedenen Sektoren und für die unterschiedlichen Akteure betrachtet werden.

3.3.3 Einfluss variabler Stromtarife (Fh-IEG)

Variable Stromtarife sind eine vieldiskutierte Option, um über preisliche Anreize die Nutzung von Flexibilität aus Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und PV-Batteriespeichern anzureizen. In der Forschungslandschaft gibt es bereits eine Vielzahl an Studien zur finanziellen Attraktivität von variablen Stromtarifen aber auch zu deren Auswirkungen auf lokale Verteilnetze. Dabei gibt es einen gemeinsamen Nenner bei fast allen Studien. In den Fallstudien wird jeweils nur ein Tarif je Szenario unterstellt, d. h., dass in einem Netzgebiet angenommen wird, dass alle flexiblen Verbraucher diesen Tarif nutzen. Dies ist jedoch keine realistische Annahme. In der Realität befinden sich Endverbraucher mit unterschiedlichen Tarifen – die sie frei wählen können – innerhalb eines Netzgebietes. Die systemischen Auswirkungen der variablen Stromtarife werden hierbei durch die Summe der Tarifwahl aller Verbrauchenden innerhalb eines Netzgebietes beeinflusst. In Deutschland sind Endkund*innen frei in der Wahl ihres Stromtarifs und es ist aufgrund der Heterogenität der

Haushalte unwahrscheinlich, dass alle Endverbraucher innerhalb eines Netzgebiets denselben Tarif wählen werden.

Im Projekt wurden zwei Forschungsfragen abgeleitet:

- Sind die heute auf dem Markt angebotenen variablen Stromtarife für flexible Verbraucher und Prosumer finanziell attraktiv?
- Haben die variablen Stromtarife bei der Vielfalt der für flexible Verbraucher verfügbaren Tarife einen positiven Einfluss auf das Verteilnetz?

Um diese Forschungsfragen zu beantworten, wurde ein Modell erstellt, welches die Entscheidungsfindung der Verbraucher bzgl. der Tarifwahl abbildet, indem es den Kund*innen eine Reihe von verschiedenen statischen und dynamischen Tarifoptionen anbietet. Bei der Tarifwahl wird über die „theory of innovations“ von Rogers das Entscheidungsverhalten abgebildet. Im Anschluss an die Tarifwahl aller Haushalte im betrachteten Netzgebiet erfolgt eine Lastflussberechnung, die Einblicke gibt in die Belastung des Niederspannungsnetzes. Abbildung 3-33 gibt einen Überblick über das verwendete Modell.

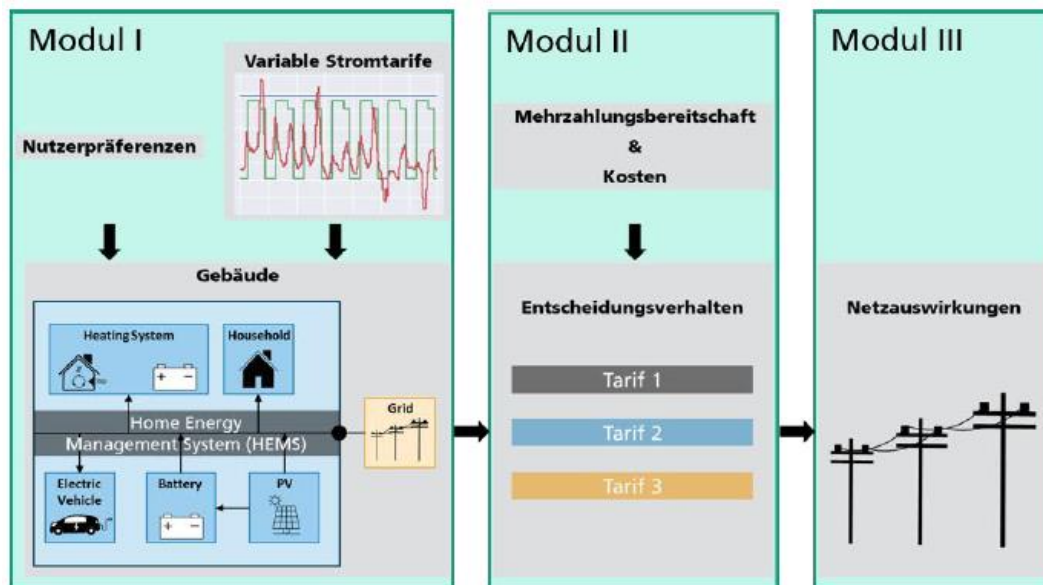


Abbildung 3-33: Schematische Darstellung des verwendeten Modells zur Bestimmung der Auswirkungen von variablen Stromtarifen auf Niederspannungsnetze

Die Kernergebnisse der Untersuchung sind:

- Durch variable Stromtarife steigt der maximale Netzbezug auf Haushaltsebene meist an.
- Heute verfügbare variable Stromtarife sind für Verbraucher können in Verbindung mit einem Energiemanagementsystem zu Kosteneinsparungen führen (auch unter Berücksichtigung der Investition für das Energiemanagementsystem und die zusätzlichen Kosten für den Messstellenbetrieb des Smart Meters).
- Nicht für alle Haushalte sind dieselben Tarife finanziell am attraktivsten, die Haushalte im Netzgebiet entscheiden sich somit für unterschiedliche Tarife.

- d. Heizwerk Ahaweg mit einer Leistung von 100 MW
- e. Heizwerk Waldstadt mit einer Kapazität von 40 MW

Rund 60 % der gesamten Wärmeversorgung stammt aus industrieller Abwärme von MIRO und RDK, während der KWK-Anteil etwa 34 % beiträgt. Die gesamte Wärmeerzeugung im Jahr 2023 wird auf rund 850 GWh geschätzt, bei einem Gesamtverbrauch von bis zu 750 GWh [52].

3.4.2 Modellierung –Wabenansatz

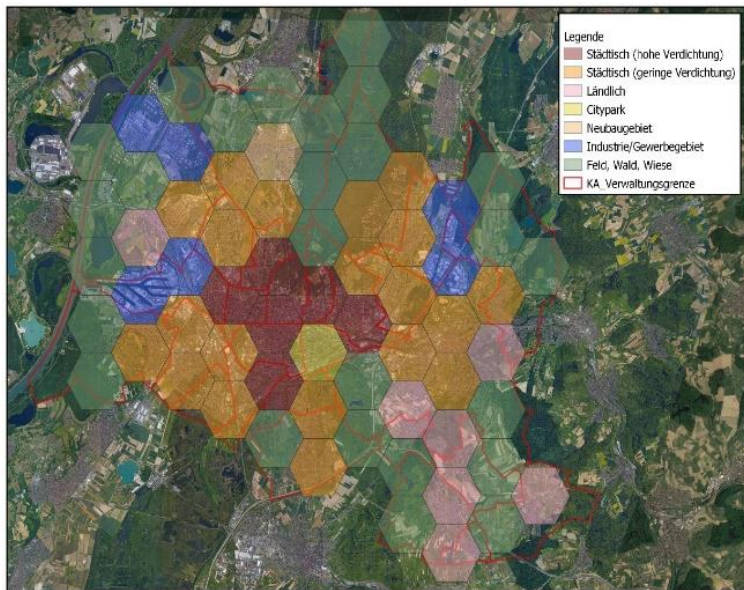


Abbildung 3-35: Wabenansatz für die Modellierung

Innerhalb einer Kommune sind typischerweise viele Haushalte angeschlossen, sodass die Modellierung sehr zeitintensiv ist. In TrafokommunE wird ein übertragbarer Modellierungsansatz entwickelt, um das Wärmenetz auf der Grundlage von charakteristischen Waben abzubilden. Dabei werden charakteristische Waben- aus dem realen Wärmenetze von Karlsruhe herausgelöst. Anschließend wird eine fiktive Stadt (Wabenstadt) aus den Waben zusammengesetzt. Dazu wird zunächst eine optimale Kombination von verschiedenen Wabentypen gesucht, die in allen wichtigen Parametern wie Netzlänge, Gesamtwärmeverbrauch usw. mit dem realen Wärmenetz übereinstimmt. Dieser Modellierungsansatz kann einfach für die Modellierung weiterer Städte verwendet werden. Da das modellierte Netz auf dem Karlsruher Netz basiert, werden Einzelheiten dazu angegeben. Für die Wabenstadt wird Karlsruhe mithilfe von 7 verschiedenen Wabentypen abgebildet (siehe Abbildung 3-35). Die Wabentypen sind nach Bevölkerungsdichte und Flächennutzung (Haushalte / GHD, Industrie) charakterisiert. Eine detaillierte Beschreibung der Wabenstruktur finden Sie in Abschnitt 3.2. Für die Entwicklung des Wabenmodells für das Wärmenetz wird zunächst eine Vorlage für jeden Wabentyp auf der Grundlage des realen Wärmenetzes von Karlsruhe identifiziert.

3.4.2.1 Realer Vorbilder für die Wabentypen im Wärmenetz

Die Identifizierung von Gebieten, die als reale Vorbilder der Wabentypen verwendet werden, basiert auf dem Netzplan der Stadtwerke Karlsruhe. Die ausgewählten Gebiete entsprechen dabei nicht den Gebieten aus dem Gas- und Stromnetz, da teilweise kein Wärmenetz vorhanden ist. Die Gebiete, die als Vorbilder für die Wabentypen ausgewählt wurden, sind in Abbildung 3-36 dargestellt.

- SHV: Städtisch hohe Verdichtung – Innenstadt West (rot)
- SGV: Städtisch geringe Verdichtung – Waldstadt (lila)
- NBG: Neubaugebiet – Nordstadt (orange)
- ING: Industrie/Gewerbegebiet – Siemens-Industriepark (schwarz)
- CPK: Citypark – Citypark Karlsruhe (braun)

Die einzelnen Wabentopologien wurden aus dem von der Stadtwerke Karlsruhe in STANET erhaltenen Master-Wärmenetzmodell für Karlsruhe entnommen. Für jede Wabe wurden neue STANET-Modelle auf der Grundlage dieser Topologien erstellt. In jedem Wabenmodell sind die Anschlusspunkte für den Anschluss an andere Waben modelliert. Jedes Modell wurde auf Topologiefehler geprüft, die beim Übertragen von Netzwerkmodellen in STANET typisch sind. Die fehlenden Knoten und Rohrleitungen wurden identifiziert und ergänzt. Alle Topologiefehler in allen fünf Wabenmodellen wurden korrigiert. In jedem Wabenmodell wurde ein fiktives Einspeisewerk zur Wärmeeinspeisung modelliert und eine stationäre Berechnung erfolgreich durchgeführt, um die Plausibilität des Modells zu überprüfen.

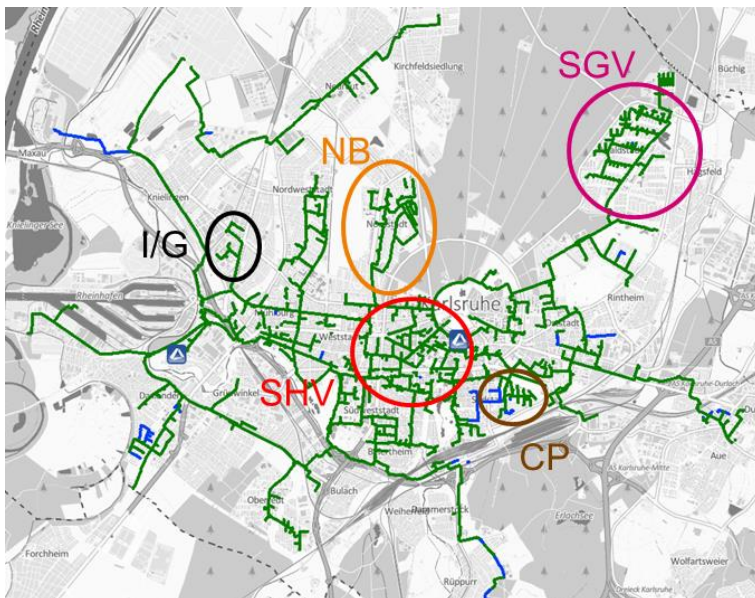


Abbildung 3-36: Reale Vorbilder für die Wärmenetz Waben

3.4.2.2 Waben-Typen

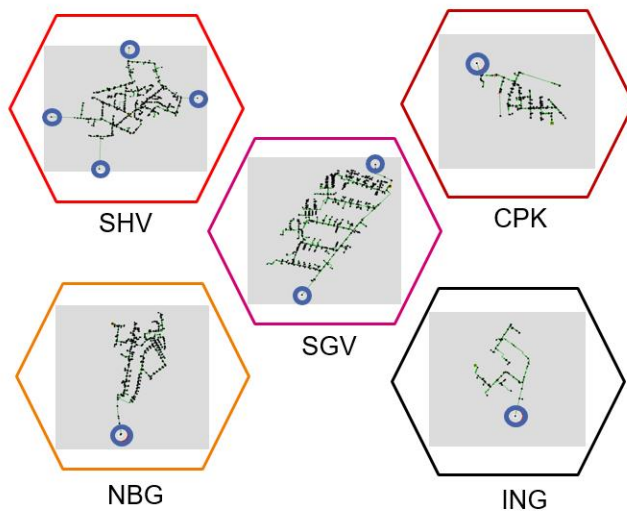


Abbildung 3-37: Wärmenetz Wabentopologie

Die fünf charakteristischen Wabentypen, die in Abbildung 3-37 dargestellt sind, werden zur Modellierung der Wabenstadt verwendet. Die SHV Waben haben die höchste Anschlussdichte von 6,5 MWh/(Jahr m), während die ING Waben mit 2,1 MWh/(Jahr m) die niedrigste haben. SGV Waben etwa die halbe Anschlussdichte im Vergleich zu den SHV Waben, obwohl die Netzlänge für beide Wabentypen vergleichbar ist. Die CPK Wabe hat eine hohe Anschlussdichte von 4,8 MWh/(Jahr m), wobei die Netzlänge nur 8,6 km beträgt. Die Netzlänge der NBG Waben ist mehr oder weniger ähnlich wie die der SGV Waben, obwohl die Anschlussdichte nur 3,2 MWh/(Jahr m) beträgt. Die SHV Waben verfügen über 4 Anschlusspunkte, um sich mit anderen Waben zu verbinden, während SGV nur 2 hat. Die NBG, CPK und ING Waben haben nur einen einzigen Anschlusspunkt. Die wichtigsten Netzwerkmerkmale für die modellierte Waben sind in Tabelle 3-9 zusammengefasst.

Wabentyp	Verbindungspunkte	Netzlänge (km)	Anschlussdichte (MWh/(Jahr m))	Wärmeverbrauch (GWh)
SHV	4	26,8	6,5	87,5
SGV	2	22,9	3,8	43,2
CPK	1	8,6	4,8	20,9
NBG	1	22,5	3,2	35,4
ING	1	4,7	2,1	4,9

Tabelle 3-9: Charakteristische Werte für die Wabentypen

3.4.2.3 Wabenstadt Modellierung in STANET

Das Wärmenetz der Wabenstadt wird mit der Simulationssoftware STANET modelliert [53]. Das Wabenmodell besteht insgesamt aus 17 Waben, davon vier SHV Waben, neun SGV Waben, einer NBG, einer CPK und zwei ING Waben. Abbildung 3-38 zeigt das bestehende Karlsruher Wärmenetz auf der linken Seite und das Wabenmodell auf der rechten Seite. Das Wabenmodell enthält drei Einspeisewerke: Ahaweg, Waldstadt und Heizkraftwerk West. In der Wärmeeinspeisung Heizkraftwerk

West ist auch die Wärmeversorgung von MIRO und RDK integriert. Zusätzlich zu diesen drei Hauptwärmeeinspeisungen wurden alle modellierten Waben mit einem Einspeisewerk versehen, um etwaige neue zukünftige Wärmequellen einzubeziehen. Die Wetterdaten für das Jahr 2017 wurden ebenfalls in das Modell importiert.

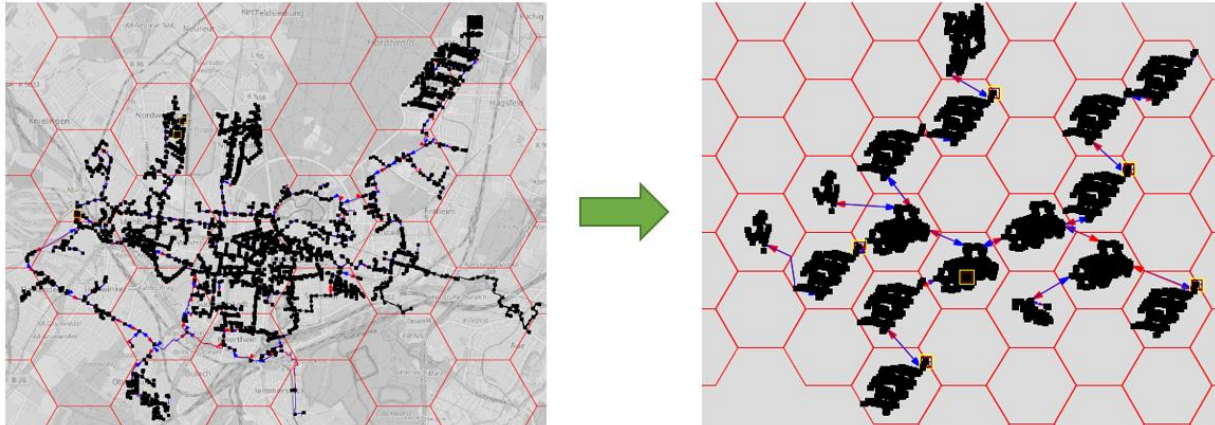


Abbildung 3-38: Wabenstadt Wärmenetzmodell für Karlsruhe

Verbindungen: Die einzelnen Waben sind durch Standard-Verbindungsrohrleitungen mit einem Innendurchmesser von 300 mm miteinander verbunden. Je nach Wabentyp werden eine oder mehrere Verbindungen zu den benachbarten Waben hergestellt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insgesamt gibt es im Wabenestadt-Modell 16 Verbindungen mit einer Gesamtrassenlänge von 7,5 km.

SLP Temperaturen: Für die jährlichen Simulationen des Wärmenetzmodells in STANET werden für alle betrachteten Szenario Jahre Wetterdaten von Karlsruhe für das Jahr 2017 verwendet. Für die in STANET verwendeten Standardlastprofile (SLP) für die Wärmeverbraucher wird eine geometrische Viertagesmitteltemperatur benötigt, wie in [54] beschrieben. Die Tagesmitteltemperaturen (blau) und die für die STANET-Simulationen verwendeten Temperaturen (orange) sind in Abbildung 3-39 dargestellt.

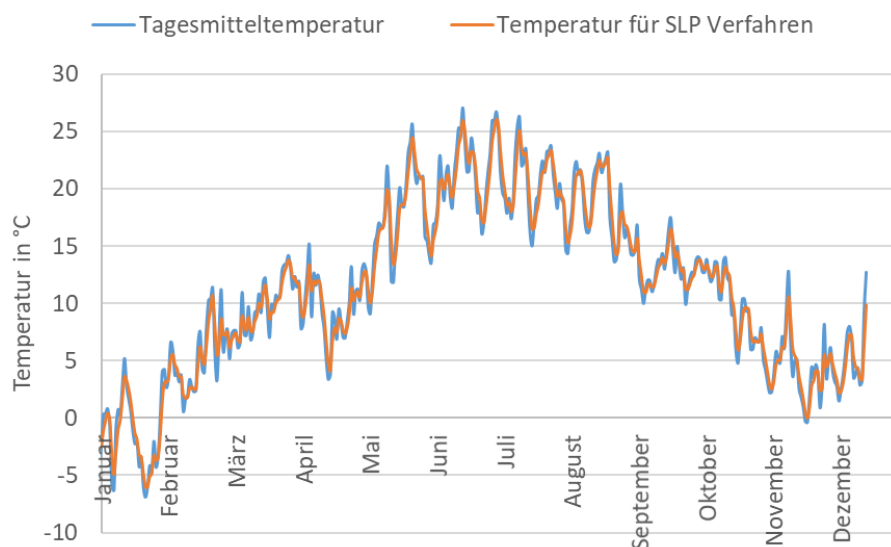


Abbildung 3-39: SLP Temperaturen für STANET

Klimafaktor: Die Wärmeverbraucher in STANET werden mit Hilfe von Standardlastprofilen (SLP) modelliert. Jeder im Netzwerk modellierte Verbraucher ist mit einem jährlichen Verbrauchswert und einem spezifischen SLP-Profil (EFH, MFH ...) versehen. Die SLP-Profile sind generische Profile für verschiedene Gebäudetypen. Um die Auswirkungen des Wetters und der klimatischen Bedingungen in der betreffenden Region zu berücksichtigen, muss ein zusätzlicher Skalierungsfaktor, der so genannte Klimafaktor, mit den SLP-Profilen multipliziert werden. Die Klimafaktoren werden für gleitende 12-Monats-Zeiträume als Quotienten aus der TRY-Zeitreihe der Potsdamer Messstation und den aktuellen Jahresgradtagen für den jeweiligen Ort berechnet [55]. Der Klimafaktor für die Region Karlsruhe für das Jahr 2017 beträgt 1,23. Der Klimafaktor wird für alle Simulationen mit den Wärmeverbrauchswerten der Kunden im Netz multipliziert.

Einspeisewerke: Für die Wärmeerzeugung sind im Modell drei Einspeisewerke vorgesehen. Die Wärmeerzeugung aus den Heizwerken (HW) im Ahaweg und der Waldstadt werden als Einspeisewerke mit einer vorgegebenen Wärmeleistung modelliert. Die Werte dafür werden der gemessenen Wärmeproduktion dieser beiden Anlagen für das Jahr 2017 entnommen. Die Wärmeproduktion der Heizwerke Ahaweg und Waldstadt ist in Abbildung 3-40 dargestellt. Die Gesamtwärmeproduktion des HW Ahaweg beträgt 27 GWh/Jahr. Die Wärmeproduktion des HW Waldstadt beträgt 3,5 GWh/Jahr. Das dritte Einspeisewerk, das die Wärmeeinspeisung aus den Anlagen von MIRO, RDK und HK West repräsentiert (im Folgenden HKW genannt), wird als eine einzige Einspeiseanlage mit Druckregelung modelliert. Die Werte der produzierten Wärme für jeden Zeitpunkt werden von STANET berechnet.

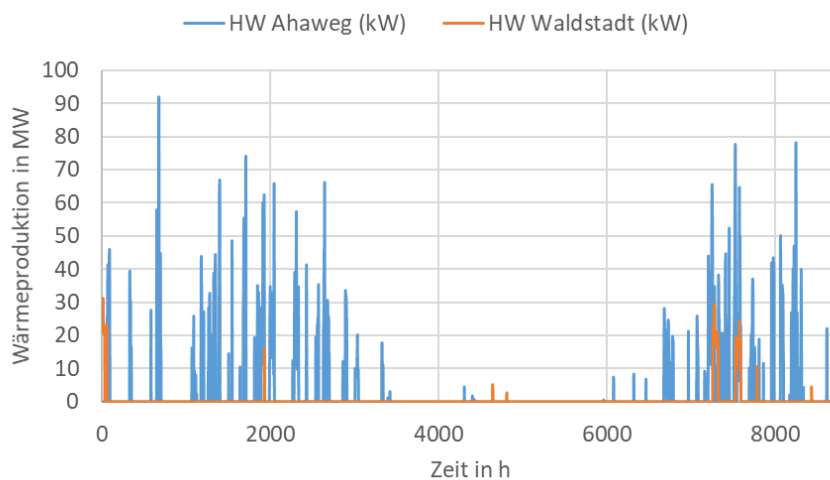


Abbildung 3-40: Wärmeeinspeisung durch Heizwerk Ahaweg und Waldstadt

3.4.3 Szenarien

3.4.3.1 Gesamtwärmeverbrauch

Der Gesamtwärmeverbrauch für verschiedene Szenarien in allen betrachteten Stützjahren wurde vom KIT-IIP ermittelt (siehe Abschnitt 2.2) und ist in Abbildung 3-41 dargestellt. Das Jahr 2020 wird als Referenzjahr mit einem Gesamtwärmebedarf von 800 GWh angenommen. Der Wärmeverbrauch in den Szenarien steigt bis 2040 auf 909 GWh und bleibt bis 2050 konstant. Vom Bezugsjahr bis 2050 ist ein Anstieg der Wärmenachfrage um insgesamt 12 % zu beobachten.

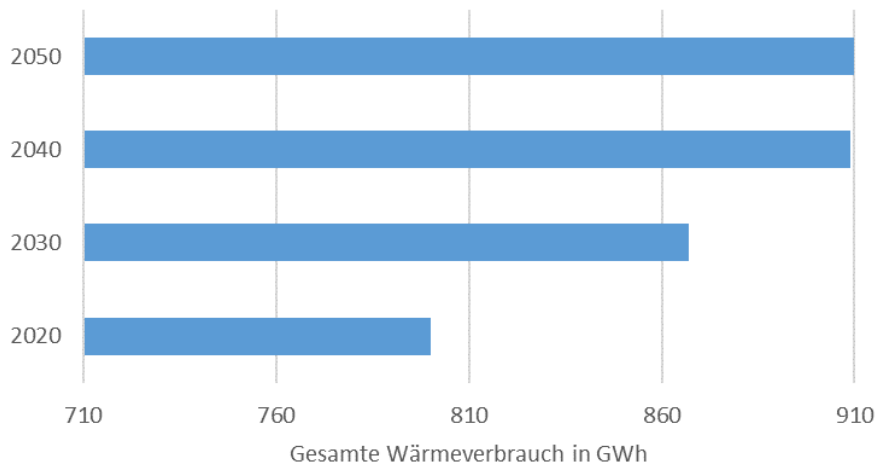


Abbildung 3-41: Gesamtwärmeverbrauch für die betrachtete Stützjahre

In den Stützjahren haben alle drei betrachteten Szenarien (Strom, Gas, Mittelweg) den gleichen Wärmebedarf (siehe Abschnitt 2.2). Obwohl der Gesamtwärmebedarf innerhalb der drei Szenarien konstant ist, sind die Wärmeverbrauchswerte für die Wohngebäude in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich (siehe Tabelle 3-10). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Haushaltssektor mit dem Stadtmodell von IIP mit gebäudespezifischen Daten ‚Bottom-up‘ modelliert wurde. Für das Jahr 2050 weist das Strom Szenario den niedrigsten Wärmebedarf auf, während das Mittelweg Szenario den höchsten Wärmebedarf für Wohngebäude hat. Sowohl das Gas- als auch das Strom Szenario zeigen einen Rückgang des Wärmebedarfs für spätere Stützjahre. Der Wärmebedarf steigt für das Mittelweg Szenario bis 2030 an und zeigt danach einen abnehmenden Trend.

Der Wärmeverbrauch der Nichtwohngebäude wurde dann als Differenz zwischen dem Gesamtwärmeverbrauchswerten und den für die Wohngebäude berechneten Wärmeverbrauchswerten ermittelt. Die Wärmeverbrauchswerte für die Nicht-Wohngebäude sind in Tabelle 3-11 aufgeführt.

Szenarien	2020	2030	2040	2050
Gas	322	321	311	284
Mittelweg	323	365	354	301
Strom	323	342	314	258

Tabelle 3-10: Wärmeverbrauch für Wohngebäude für die betrachteten Szenarien und Stützjahre

Szenarien	2020	2030	2040	2050
Gas	478	545	598	627
Mittelweg	477	502	555	609
Strom	477	524	595	652

Tabelle 3-11: Abbildung 4 10: Wärmebedarf für die Nichtwohngebäude für die betrachteten Szenarien und Stützjahre

3.4.3.2 Wabenspezifische Trends

Die Änderung des Wärmebedarfs für jeden Wabentyp wird aus dem Stadtmodell (siehe Abschnitt 2.2) mit Hilfe von Adressabgleich mit einem Python-Skript extrahiert. Für den Adressabgleich wurden für jeden der fünf Wabentypen Shape-Dateien mit Geokoordinaten erstellt. Die Ergebnisse des Adressabgleichs wurden dann verwendet, um Wärmeverbrauchstrends für die drei Szenarien für die betrachteten Stützjahre zu erstellen.

Die Abbildung 3-42 zeigt die Entwicklung der verschiedenen Wabentypen für das Szenario Gas für die betrachteten Stützjahre im Vergleich zum Referenzjahr 2020. Der Wärmeverbrauch für alle Wabentypen steigt für spätere Stützjahre. Die Wabentypen SHV und SGV zeigen einen ähnlichen Trend für die verschiedenen Jahre. Beide Wabentypen zeigen bis 2040 einen steigenden Trend, danach ist für die letzten 10 Jahre ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Die absolute prozentuale Veränderung ist bei der SGV-Wabe im Vergleich zur SHV-Wabe größer. Die ING-Wabe zeigt einen progressiv ansteigenden Trend mit einem maximalen Anstieg von 23 % im Jahr 2050. Die NBG-Wabe zeigt einen linearen Anstieg des Wärmebedarfs mit einem Anstieg von 20 % im Jahr 2050. Der Wärmebedarf für die CPK-Wabe zeigt ebenfalls einen linearen Anstieg bis 2040 auf 20 %, danach ist für die letzten zehn Jahre ein abnehmender Trend mit einem Wert von 15 % im Jahr 2050 zu beobachten.

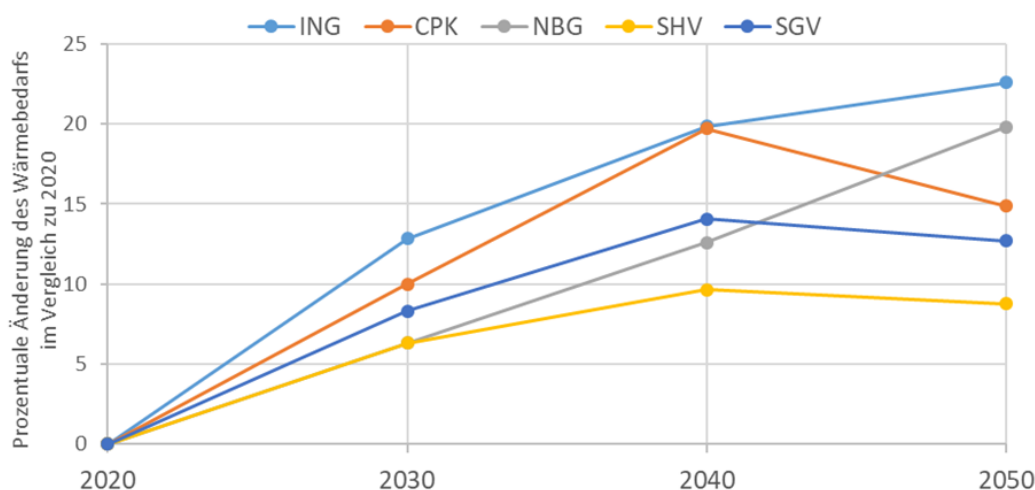


Abbildung 3-42: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Gas für die betrachtete Stützjahre

Abbildung 3-43 zeigt die Trends für alle Wabentypen für das Szenario Mittelweg. In diesem Szenario zeigt die NBG-Wabe den höchsten Anstieg des Wärmebedarfs mit dem höchsten Wert von 23 % für das Jahr 2050. Die ING-Wabe hat ebenfalls einen Anstieg des Wärmebedarfs um 21 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzjahr 2020. Im Vergleich zum Szenario Gas weist die CPK niedrigere absolute Wärmebedarfswerte auf. Die SHV-Wabe weist mit nur 7 % den geringsten Anstieg für das Jahr 2050 auf. Die SGV-Wabe folgt einem ähnlichen Trend wie im Szenario Gas.

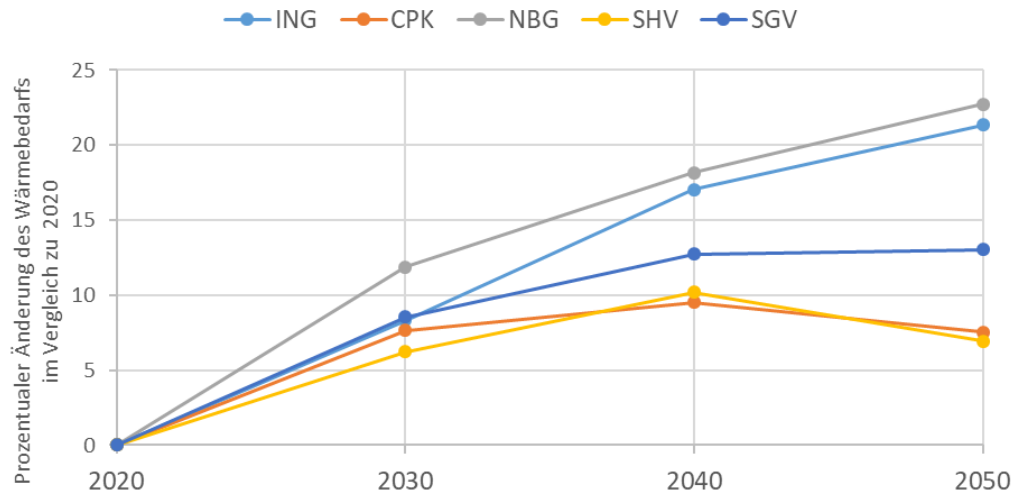


Abbildung 3-43: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Mittelweg für die betrachtete Stützjahre

Die Abbildung 3-44 zeigt die Trends für alle Wabentypen für das Szenario Strom. Für das Strom Szenario zeigt die SHV-Wabe die geringste Veränderung des Wärmeverbrauchs für das Jahr 2050, während die ING-Wabe die höchste Veränderung aufweist. Die ING-Wabe zeigt einen starken linearen Aufwärtstrend. Die SGV-Wabe zeigt einen ähnlichen Trend wie in den anderen Szenarien. Bei der CPK-Wabe ist bis 2030 ein steigender Trend zu beobachten, danach ist in den folgenden Jahren ein rückläufiger Trend zu verzeichnen. Der abnehmende Trend ist in den letzten zehn Jahren stärker ausgeprägt

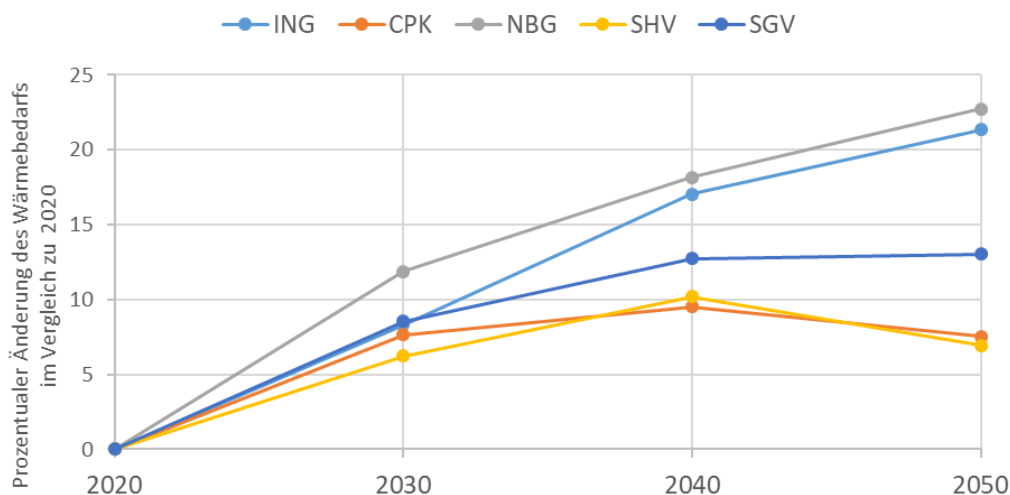


Abbildung 3-44: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Strom für die betrachtete Stützjahre

Die prozentualen Veränderungen für die verschiedenen Szenarien werden im Wabenmodell als Skalierungsfaktoren für den Wärmeverbrauch berücksichtigt. Somit sind die Modelle für alle drei Szenarien für die betrachteten Jahre mit den importierten Skalierungsfaktoren bereit für Simulationen. In der hydraulischen Netzsimulation ist kein Netzausbau berücksichtigt. Der Anstieg des Wärmeverbrauchs kann als Verdichtung der Anschlussnehmer im Netz betrachtet werden. Wenn eine Netzerweiterung berücksichtigt werden soll, müssen entweder neue Waben hinzugefügt oder die Wabentypen der vorhandenen Waben geändert werden. Auch eine Kombination der beiden genannten Methoden kann eine Option zur Modellierung des Wärmenetzausbaus sein.

3.4.3.3 Szenarien Verbrauchdeckung mit Skalierung

Die Skalierungsfaktoren für jeden Wabentyp wurden, wie im vorigen Abschnitt erwähnt, in das Wärmenetzmodell aufgenommen. Tabelle 3-12, Tabelle 3-13 und Tabelle 3-14 zeigen den Gesamtwärmeverbrauch für verschiedene Wabentypen für alle betrachteten Stützjahre für die Szenarien Gas, Mittelweg und Strom. Die SGV-Waben haben in allen Fällen mit fast 49 % den größten Anteil am Gesamtwärmeverbrauch. Die SHV-Waben haben mit fast 43 % den zweitgrößten Anteil in allen betrachteten Fällen. Die CPK-, NBG- und ING-Waben tragen zusammen zu weniger als 10 % des Gesamtwärmeverbrauchs bei.

Waben	Anzahl Waben	Wärmeverbrauch in GWh			
		2020	2030	2040	2050
SHV	4	350	372	384	385
SGV	9	388	421	443	444
CPK	1	21	23	25	24
NBG	1	35	38	40	43
ING	2	10	11	12	12

Tabelle 3-12: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedenen Wabentypen mit Skalierung für das Gas Szenario

Waben	Anzahl Waben	Wärmeverbrauch in GWh			
		2020	2030	2040	2050
SHV	4	350	372	387	379
SGV	9	388	422	440	449
CPK	1	21	22	23	23
NBG	1	35	40	42	45
ING	2	10	11	12	12

Tabelle 3-13: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedenen Wabentypen mit Skalierung für das Mittelweg Szenario

Waben	Anzahl Waben	Wärmeverbrauch in GWh			
		2020	2030	2040	2050
SHV	4	350	371	382	373
SGV	9	388	418	448	459
CPK	1	21	23	24	23
NBG	1	35	39	39	41
ING	2	10	11	12	13

Tabelle 3-14: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedenen Wabentypen mit Skalierung für das Strom Szenario

Die Tabelle 3-15 zeigt den Vergleich zwischen den Verbrauchswerten des Wabenmodells und den Referenzverbrauchswerten aus dem Stadtmodell. In allen Fällen werden die Referenzwerte für den Gesamtwärmeverbrauch in Wabenmodell fast genau wiedergegeben.

Szenarien	2020	2030	2040	2050
IIP Daten	800	867	909	910
Gas	804	864	904	908
Mittelweg	804	866	904	909
Strom	804	862	904	908

Tabelle 3-15: Vergleich zwischen Modellierter Wärmebedarf für alle Szenarien mit IIP Datensatz

3.4.4 Simulation Ergebnissen

3.4.4.1 Allgemeine Ergebnisse

Abbildung 3-45 zeigt die aggregierten Ergebnisse der Simulationen für die betrachteten Jahre. Der in der Simulation verwendete Wärmebedarf weicht nur geringfügig um weniger als 3 % von dem durch die Szenarien vorhergesagten Wärmebedarfe ab. Der Wärmebedarf und damit die Wärmeproduktion von 2020 bis 2050 zeigt einen steigenden Trend. Für das Jahr 2050 wird eine Gesamtwärmeproduktion von 1007 GWh/Jahr berechnet. Die Ergebnisse zeigen einen Anstieg der Wärmeproduktion um 12 % im Vergleich zum Referenzjahr 2020. Der absolute Wärmeverlust für die verschiedenen Szenario Jahre ist mehr oder weniger konstant und liegt bei 80 GWh/Jahr.

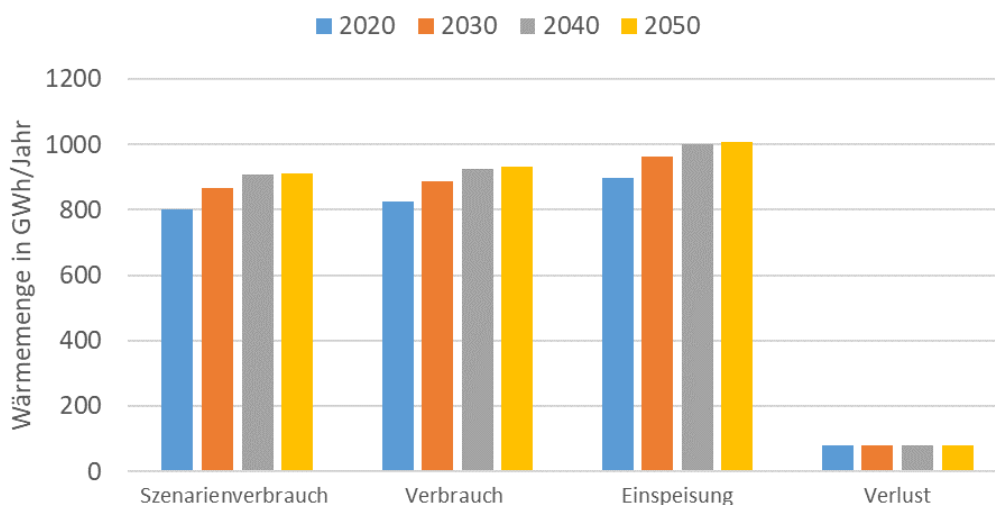


Abbildung 3-45: Aggregierte Simulationsergebnisse

3.4.4.2 Wärmeeinspeisung für die zukünftigen Jahre

Die gesamte Wärmeeinspeisung des Wärmenetzmodells wird von drei Wärmequellen gespeist, nämlich dem HKW (einschließlich der Abwärme aus MIRO und Wärme aus RDK), dem HW Ahaweg und HW Waldstadt. Die Wärmezufuhr aus dem HW Ahaweg und der Waldstadt wird für alle Simulationen konstant gehalten und ist in Abbildung 3-40 dargestellt. Diese können von der gesamten Wärmezufuhr abgezogen werden, um den Beitrag des HKW zu erhalten, der in Abbildung 3-46 dargestellt ist.

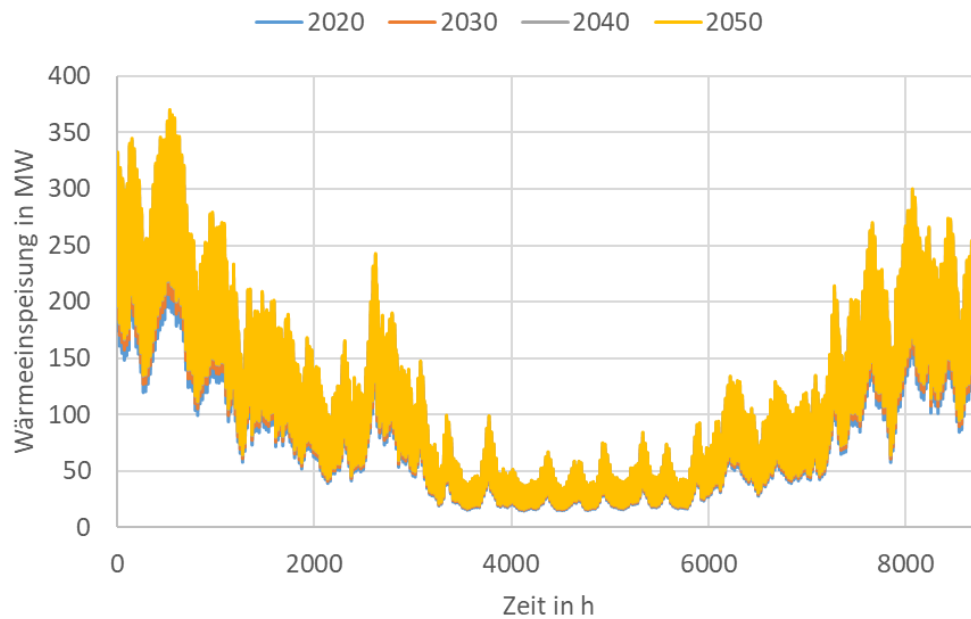


Abbildung 3-46: Gesamt Wärmeinspeisung HKW (Miro + RDK + HK West)

Die Gesamtwärmeproduktion des HKW zeigt für die zukünftigen Jahre einen ähnlich steigenden Trend. Die Gesamtwärmeproduktion des HKW beträgt für das Jahr 2050 etwa 976 GWh/Jahr. Die maximale Wärmeproduktion des HKW zeigt ebenfalls einen Anstieg von 331 MW im Jahr 2020 auf 371 MW im Jahr 2050 (siehe Abbildung 3-47). In den Sommermonaten steigt die Gesamtwärmezufuhr in den kommenden Jahren ebenfalls geringfügig an. Die maximale Wärmelieferung liegt jedoch in allen Fällen unter 50 MW.

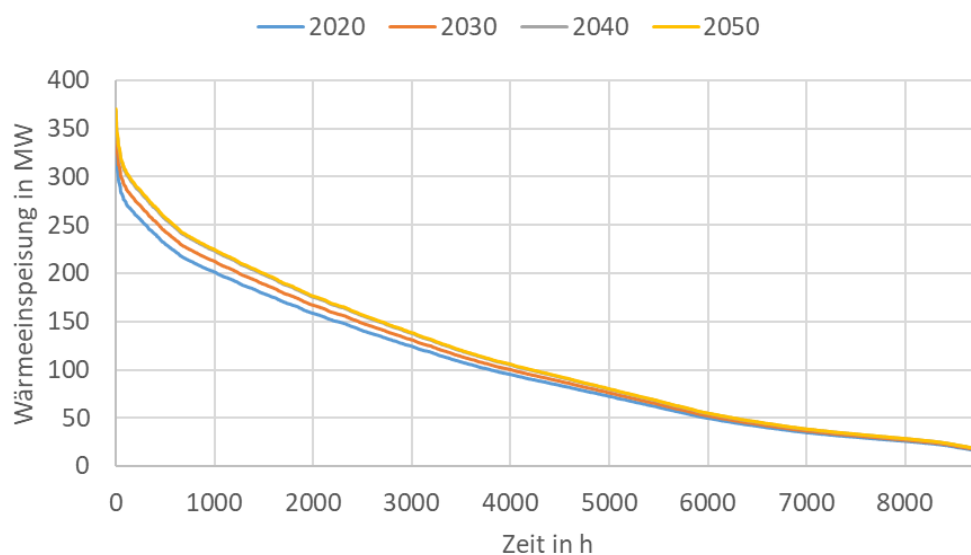


Abbildung 3-47: Jahresdauerlinie der Wärmeinspeisung des HKW für die betrachteten Stützjahre

3.4.4.3 Analyse Verbindungsleitungen

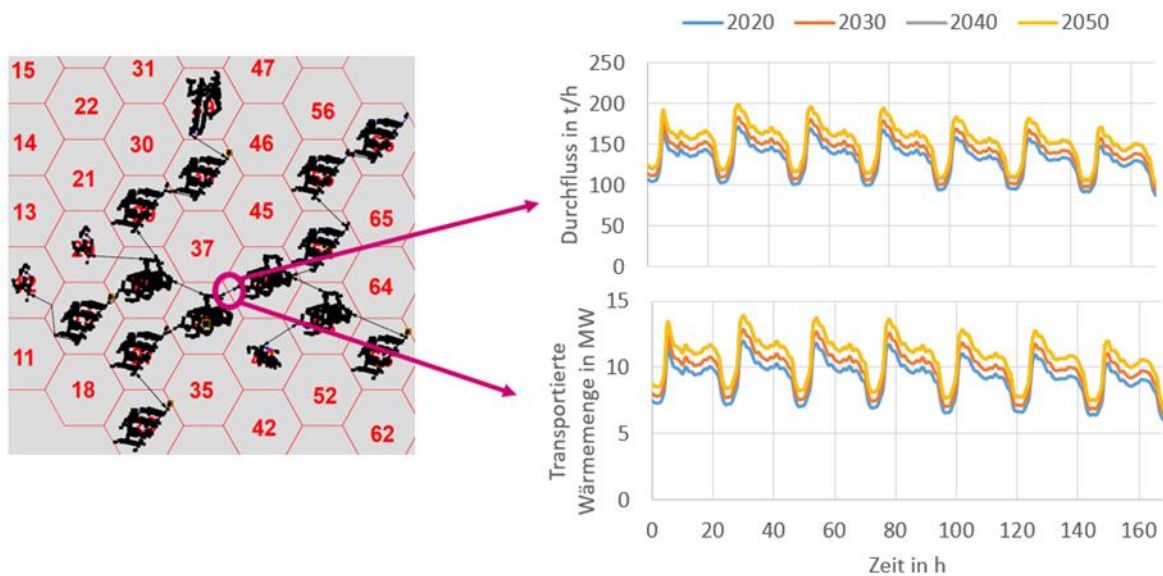


Abbildung 3-48: Durchfluss und Wärmemenge durch eine Verbindungsleitung

Die Abbildung 3-48 zeigt die Strömungseigenschaften durch die Verbindungsleitung zwischen SHV-Waben während einer Starklastwoche. Ein zunehmender Durchfluss und damit ein zunehmender Wärmetransport wird mit einer Zunahme des Stützjahres beobachtet. Der maximale Durchfluss steigt von 166 t/h im Jahr 2020 auf 193 t/h im Jahr 2050. Der Wärmetransport über dieselbe Verbindungsleitung steigt von 2020 bis 2050 um 2 MW. Sowohl der Anstieg des Durchflusses als auch der transportierten Wärme liegen jedoch innerhalb der maximalen Transportkapazität der vorhandenen Rohrleitungen.

3.4.4.4 Heterogenität bei dem gleichen Waben Typ

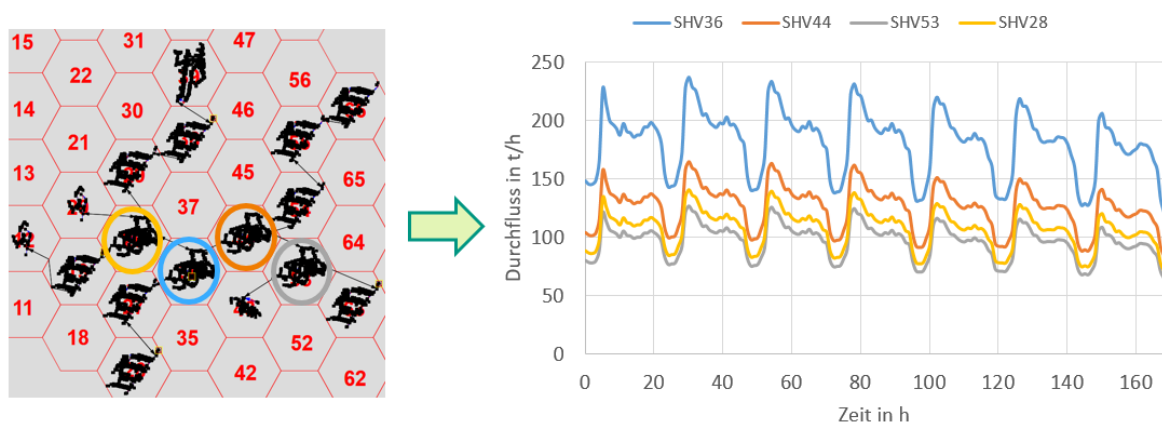


Abbildung 3-49: Heterogenität in den Waben desselben Typs

Die Abbildung 3-49 zeigt den Durchfluss durch dieselbe Rohrleitung in vier verschiedenen SHV Waben. Die Heterogenität ist in den Durchflussergebnissen deutlich zu erkennen. Die Amplitude der Spitzen spiegelt die Entfernung der Rohrleitung von der Wärmequelle wider. Die primäre Wärmequelle

befindet sich in der SHV 36 Wabe (in blau dargestellt), was zu größeren Spitzen mit einem maximalen Durchfluss von etwa 237 t/h führt. Die kleinste Amplitude ist bei Wabe 53 zu sehen, die von den betrachteten Waben am weitesten von der Wärmequelle entfernt ist und einen maximalen Durchfluss von etwa 127 t/h aufweist.

3.4.4.5 Maximale Geschwindigkeiten in den Rohrleitungen

In Tabelle 3-16 sind die maximalen Geschwindigkeiten im Netz für alle betrachteten Stützjahre aufgeführt. Die maximale Geschwindigkeit des Wärmeträgermediums um die erforderliche Wärme zu transportieren steigt von 2020 bis 2050 um etwa 13 % für den Starklastfall. Die maximale Geschwindigkeit überschreitet in keinem der betrachteten Jahre in der stark letzten Situation 10 m/s. Dies liegt unter der kritischen Geschwindigkeit der Rohrleitungen. Im Schwachlastfall werden deutlich niedrigere Geschwindigkeiten unter 1 m/s beobachtet. Das modellierte Netz ist hydraulisch in der Lage ist, den in den Szenarien prognostizierten erhöhten Wärmebedarf zu bewältigen.

Fall	Maximum Geschwindigkeit (m/s)			
	2020	2030	2040	2050
Starklast	8,3	8,9	9,3	9,4
Schwachlast	0,6	0,7	0,8	0,8

Tabelle 3-16: Maximalen Geschwindigkeit im Netz

3.4.5 Wärmenetzausbau für die Zukunftsjahre

Die Simulation des Wärmenetzes der Wabenstadt zeigte, dass das Netz hydraulisch robust gegenüber dem in den Szenarien prognostizierten Anstieg des Wärmebedarfs ist. Die Modellierung des erhöhten Wärmebedarfs erfolgte jedoch mit Hilfe von Skalierungsfaktoren, die aus den Stadtmodell abgeleitet wurden. Es wurde also keine topologische Änderung vorgenommen, um den Anstieg der Nachfrage zu berücksichtigen. Mit dem bisher gezeigten Modellierungsansatz ist es nicht möglich Informationen über die Entwicklung des Netzes zu erhalten. Für den Netzbetreiber ist es jedoch wichtig, die Zunahme der Netzlänge zu kennen, um mögliche Netzerweiterungen zu planen. Daher wird eine alternative Methode auf der Grundlage von Statistiken verwendet, um die erforderliche Netzausbau zu bestimmen. Hier werden die folgenden Informationen verwendet, um eine genaue Schätzung zu erhalten:

1. Historische Anschlussrate im Bestandsnetz
2. Entwicklung der Anschlüsse aus Szenarien
3. Verteilung der Neuanschlüsse auf Nachverdichtung und Netzneubau
4. Vergleich mit historischer Ausbaugeschwindigkeit

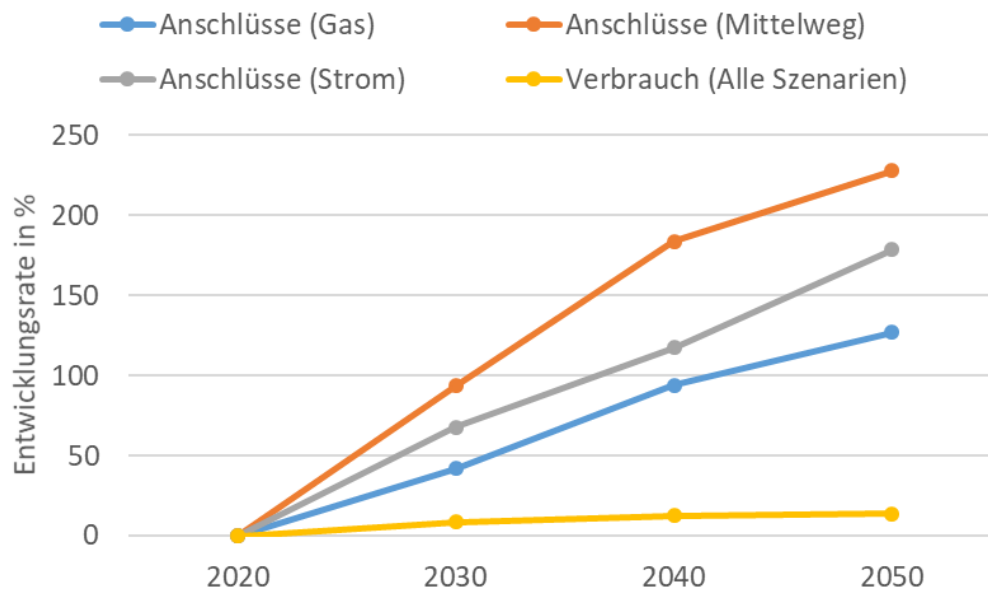


Abbildung 3-50: Entwicklung von Wärmeverbrauch und Anschlüsse im Wärmenetz für die drei Szenarien in den betrachteten Stützjahren.

Abbildung 3-50 zeigt den Vergleich des Gesamtwärmebedarfs und der Anschlussentwicklung für die verschiedenen Szenarien. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Anstieg der Wärmenachfrage im Vergleich zur Anschlussrate für alle Szenarien deutlich geringer ist. Die Wärmenachfrage steigt von 2020 bis 2050 nur um 13 %, während die Anschlussquote bei den Szenarien Gas, Strom und Mittelweg um 130, 181 bzw. 231 % zunimmt. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass die meisten der derzeit bestehenden Häuser renoviert werden und die neu an das Wärmenetz angeschlossenen Häuser im Vergleich zu den heutigen Häusern eine bessere Energieeffizienz aufweisen werden. Daher steigt die Wärmenachfrage nur gering im Vergleich zur Anzahl von Anschlüssen.

3.4.5.1 Methodik für die Berechnung des Netzausbaus

Bei den Berechnungen der Netzentwicklungen muss die Auswirkung von Sanierung berücksichtigt werden. Für die aktuelle Berechnung werden die folgenden Annahmen getroffen:

1. Bestehenden Häuser mit Anschluss ans Wärmenetz im Jahr 2020 werden zuerst saniert bis alle Häuser, die entsprechend der Sanierungsrate aus dem Szenario saniert werden sollen, saniert sind.
2. Die neuen Anschlüsse sind schon saniert
3. Die unsanierten Häuser haben in späteren Stützjahren den gleichen Wärmebedarf wie im Jahr 2020

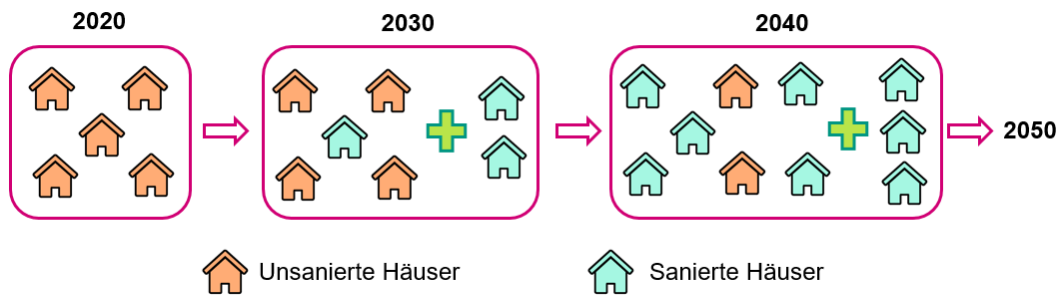


Abbildung 3-51: Annahme für Sanierungsmaßnahmen für die zukünftigen Jahre

Die Abbildung 3-51 zeigt die schematische Darstellung, wie die Sanierungen für die zukünftigen Jahre in den Berechnungen berücksichtigt werden. Unter Berücksichtigung der genannten Annahmen wird der geschätzte Netzausbau für das nachfolgende Basisjahr berechnet, wie in Abbildung 3-52 dargestellt. Für das Bezugsjahr sind die Parameter Anzahl der Hausanschlüsse, Gesamtwärmebedarf und Gesamtnetzlänge bekannt. Aus diesen Parametern wird der Wärmebedarf pro Anschluss sowie der Wärmebedarf pro Leitungslänge geschätzt. Für das neue Jahr, für das der Netzausbau geschätzt werden soll, wird die Anzahl der sanierten Hausanschlüsse mit Hilfe der Sanierungsraten berechnet (siehe Stadtmodell-Daten in Abschnitt 2.2). Anschließend wird der Wärmebedarf für die unsanierten Hausanschlüsse mit Anschluss ans Wärmenetz unter Berücksichtigung des Wärmebedarfs pro Hausanschluss für das Bezugsjahr ermittelt. Der Gesamtwärmebedarf für das neue Jahr ist ebenfalls aus den Szenarien bekannt. Mit diesen Informationen wird der Wärmebedarf pro Anschluss der Summe der sanierten und unsanierten Häuser im neuen Jahr berechnet. Die Szenarien liefern auch Informationen über die Gesamtzahl der neuen Anschlüsse im neuen Jahr. Dies wird genutzt, um den Wärmebedarf für die neuen Anschlüsse zu berechnen. Die zusätzlich zu bauende Netzlänge wird dann geschätzt, wobei eine Annahme darüber getroffen wird, wie viel des gesamten Wärmebedarfs der neuen Anschlüsse auf die Netzerweiterung und wie viel auf die Netzverdichtung zurückzuführen ist. Bei Netzverdichtung werden Gebäude angeschlossen, die bereits über ein Wärmenetz vor der Haustür verfügen.

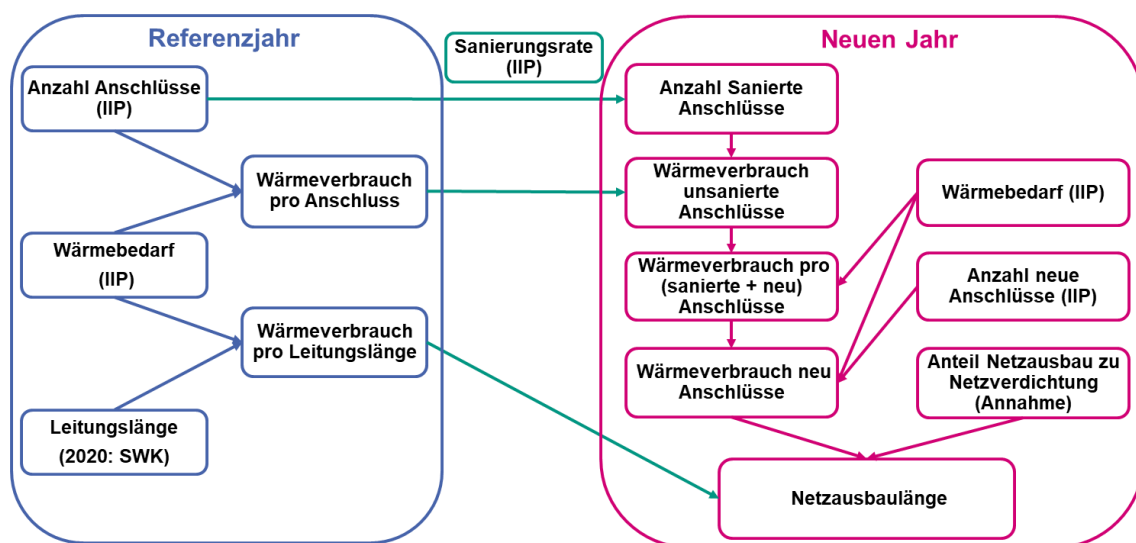


Abbildung 3-52: Berechnung der Netzlänge für zukünftige Jahre

3.4.5.2 Ergebnisse der Berechnungen zum Netzausbau

1 % Sanierung pro Jahr: Abbildung 3-53 zeigt die für die betrachteten Stützjahre geschätzte zusätzliche Netzlänge für verschiedene Verhältnisse zwischen Netzausbau und Netzverdichtung, die im folgenden Text als Netzausbaurate bezeichnet werden. Dabei bezieht sich 100 % Netzausbaurate auf den Fall, dass der Wärmebedarf aufgrund der neuen Anschlüsse ausschließlich durch Netzausbau realisiert wird, und für den 0 %-Fall nur durch Netzverdichtung. Für die Berechnung wird eine Sanierungsrate von 1 %/Jahr zugrunde gelegt. Für die Berechnung wird die Hausanschlussrate für das Gas-Szenario berücksichtigt. Um den Einfluss der Netzausbaurate zu bewerten, wird der Parameter variiert. Wie in Abbildung 3-53 zu beobachten ist, steigt die zusätzliche Netzlänge, die benötigt wird, um den erhöhten Wärmebedarf der Szenarien zu decken, mit zunehmender Netzausbaurate. Bei einer Netzausbaurate von 100 % müssen 340 km zusätzliches Netz gebaut werden, während im Fall der dominierenden Netzverdichtung bei einer Netzausbaurate von 10 % nur 28 km zusätzlich gebaut werden müssen.

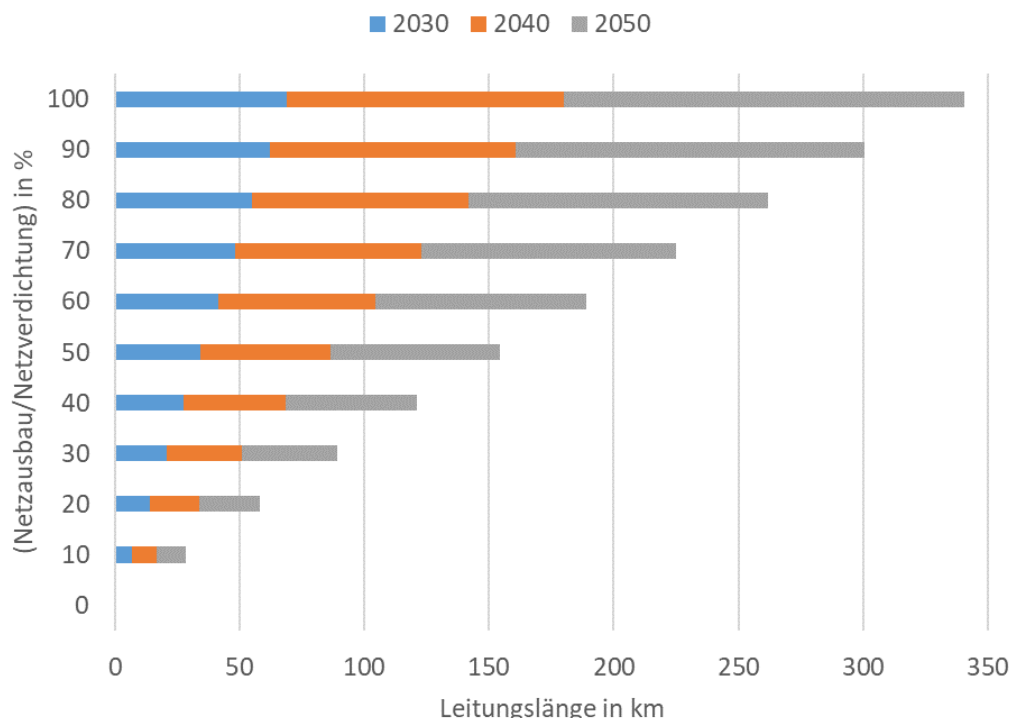


Abbildung 3-53: Berechnete zusätzliche Netzlänge für unterschiedliche Netzausbauraten bei einer Sanierungsrate von 1 %/a.

Die Abbildung 3-54 zeigt die berechnete Wärmeverbrauchsichte für verschiedene Netzausbauraten bei einer Sanierungsrate von 1 %/Jahr. Für das Referenzjahr 2020 beträgt die konstante Wärmeverbrauchsichte 1810 MWh/Jahr m. Die Wärmeverbrauchsichte zeigt für die betrachteten Stützjahre einen abnehmenden Trend mit steigender Netzausbaurate. Der abnehmende Trend wird mit zunehmenden Stützjahren stärker ausgeprägt. Bei einer Netzausbaurate von 100 % sinkt die Wärmeverbrauchsichte im Jahr 2050 um etwa 35 % im Vergleich zum Referenzjahr 2020.

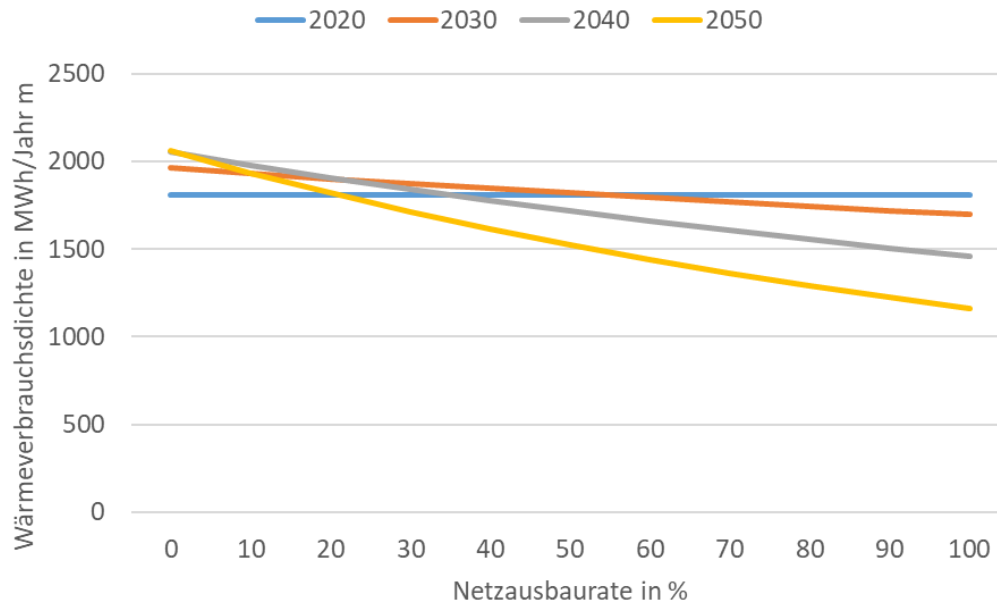


Abbildung 3-54: Berechnete Wärmeverbrauchsichte für verschiedene Netzausbauraten bei einer Sanierungsrate von 1 %/Jahr

Szenarien: Der zusätzlich erforderliche Netzausbau wird ebenfalls für die betrachteten Szenarien berechnet. Für die Szenarien Gas, Mittelweg und Strom werden Sanierungsraten von 1,33, 1,55 bzw. 1,66 %/Jahr zugrunde gelegt (siehe Abschnitt 2.2). Die Entwicklungsrate der Hausanschlüsse wird ebenfalls für das jeweilige Szenario angenommen (siehe Abbildung 3-50). Die Abbildung 3-55 zeigt den für die betrachteten Szenarien erforderlichen zusätzlichen Netzausbau für die Netzausbauraten 30, 50, 80 und 100 %. Eine Erhöhung der Netzausbauraten führt in allen Szenarien zu einer Zunahme der Netzlänge. Die berechnete Netzlänge ist für das Mittelweg-Szenario am höchsten, gefolgt vom Strom-Szenario und am niedrigsten für das Gas-Szenario für alle Netzausbauraten. Für eine Netzausbaurate von 100 % ist für das Mittelweg Szenario eine zusätzliche Länge von 425 km erforderlich. Ebenso eine zusätzliche Netzlänge von 402 km und 367 km für die Szenarien Strom und Gas. Bei einer Netzausbaurate von 50 % ist die zusätzlich benötigte Netzlänge für das Mittelweg-Szenario um etwa 56 % geringer im Vergleich zum Fall einer Netzausbaurate von 100 %. Ein ähnlicher Trend zeigt sich für die Szenarien Strom und Gas mit etwa 55 bzw. 54 % weniger zusätzlicher Netzlänge.

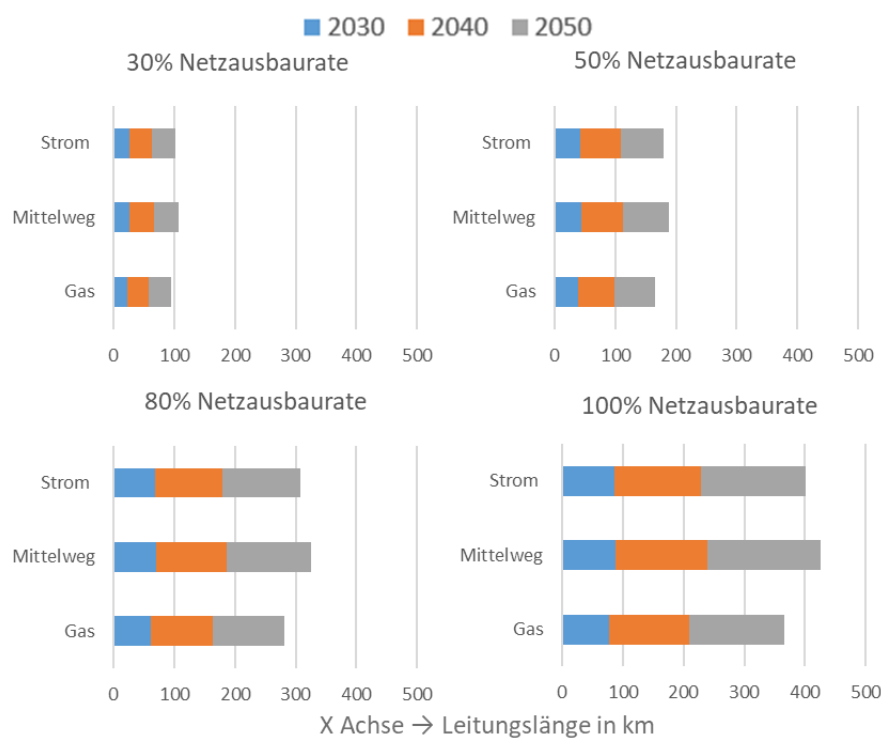


Abbildung 3-55: Berechnete zusätzliche Netzlänge für die betrachteten Szenarien für unterschiedliche Netzausbauraten

Unter Berücksichtigung der historischen Netzausbaurate von 9,7 km/Jahr wäre bis 2050 eine zusätzliche Netzlänge von etwa 291 km möglich. Zur näheren Betrachtung der Netzausbaukosten werden zwei Netzausbauraten ausgewählt: 40% und 80%. (siehe *Tabelle 3-17*). Eine Netzausbaurate von 40 % entspricht eher einer konservativen Schätzung. Eine Netzausbaurate von 80% entspricht einem realistischeren Netzausbau im Einklang mit der historischen Netzausbaurate.

Szenario	Netzausbaurate in %	Zusätzliche Netzlänge in km			
		2030	2040	2050	Summe
Gas	40	31	48	50	129
	80	62	102	117	281
Mittelweg	40	35	55	58	148
	80	70	117	137	324
Strom	40	34	51	54	140
	80	69	110	128	307

Tabelle 3-17: Berechnete zusätzliche Netzlänge in km für die betrachteten Szenarien für 40 und 80 % Netzausbaurate

3.4.6 Zusammenfassung

Es wurde ein übertragbarer Modellierungsansatz entwickelt, um Wärmenetze für verschiedene Gemeinden zu modellieren. Der Modellierungsansatz basiert auf Waben, die miteinander verbunden werden können. Die realen Vorlagen für die Wabentypen basieren auf der realen Netztopologie in Karlsruhe. So wird eine fiktive Wabenstadt mit 17 Waben von fünf verschiedenen Wabentypen modelliert, die in wichtigen Parametern wie Netzlänge, Wärmebedarf und Bevölkerungsdichte mit dem realen Wärmenetz in Karlsruhe übereinstimmen. Die Abweichung des modellierten Netzes bei Netzlänge und Wärmebedarf beträgt weniger als 3 %.

Das Wärmenetzmodell für die Wabenstadt hat drei primäre Wärmequellen. Die primäre Wärmequelle ist das Heizkraftwerk (HKW), das neben der Wärme aus dem HKW selbst die Abwärme der Ölraffinerie MIRO und Rheinshafendampfkraftwerk (RDK) enthält. Das Heizwerk Ahaweg und die Waldstadt werden mit dem Wärmeversorgungsprofil für das Jahr 2017 modelliert und für alle Berechnungen konstant gehalten. Die Wetterdaten für alle Simulationen basieren ebenfalls auf dem Jahr 2017. Die Nachfrage in späteren Stützjahren wird auf der Basis der Entwicklung im Stadtmodell modelliert. Die Szenarien zeigen bis 2050 einen Anstieg der Hausanschlüsse um 230 % für das Mittelweg-Szenario und 180% für das Strom-Szenario und 130 % für das Gas-Szenario. Der Wärmeverbrauch steigt aufgrund von Sanierung nur um 12 % bis 2050 (alle Szenarien). zu.

Die hydraulischen Netzsimulationen legen nahe, dass die Netze für alle zukünftigen Jahre hydraulisch ausreichend dimensioniert sind, um die erhöhte Nachfrage in der Zukunft zu decken. Die gesamte Wärmeproduktion für das Jahr 2050 wird auf 1007 GWh/Jahr berechnet. Der Wärmeverlust ist in allen simulierten Jahren annähernd konstant 80 GWh/Jahr.

Mit dem Wabenansatz kann kein Netzausbau abgeschätzt werden. Daher wird der Netzausbau mithilfe von statistischen Methoden für die kommenden Jahre abgeschätzt. Der höchste Netzausbau wird für das Mittelweg-Szenario beobachtet, gefolgt vom Strom-Szenario und der geringste Netzausbau wird für das Gas-Szenario beobachtet. Unter Annahme, dass keine Nachverdichtung im bestehenden Wärmenetz stattfindet (100 % Netzausbaurate) müssen für das Mittelweg-Szenario 402 km zusätzliche Rohrleitungslänge gebaut werden. Wird die historische Netzausbaurate zum Vergleich bis 2050 extrapoliert, führt dies zu einem Gesamtnetzausbau von etwa 291 km, was einer modellierten Netzausbaurate von etwa 80 % (= 20 % Nachverdichtung) entspricht.

3.5 IKT-Anbindung (AP 3.4, GWI)

3.5.1 Einleitung

Energieeffizienz ist ein zentraler Baustein der Energiewende. Zukünftig müssen alle Aspekte der Energiewirtschaft, die Erzeugung, der Transport, die Speicherung, die Kopplung der einzelnen Sektoren und die Nutzung von Energie so effizient wie möglich umgesetzt werden. Nur so lassen sich die Herausforderungen des Klimawandels angehen. Ein effizientes Energiesystem ist ressourcenschonend, verursacht geringe Kosten bei allen Akteuren und garantiert eine hohe Zuverlässigkeit und Ausfallsicherheit aller Systeme.

Dieser effiziente Betrieb von Energiesystemen ist nur durch eine umfangreiche Vernetzung der einzelnen Systemkomponenten möglich. Die Informations- und Kommunikationstechnik, kurz IKT, ist ein wichtiger Baustein auf dem Weg zu effizienten Energiesystemen. Wenn alle relevanten Energie- und Stoffströme in Kombination mit Umwelt- und Marktdaten erfasst werden, können auf Basis der gewonnenen Daten Optimierungen durchgeführt und letztendlich Energie eingespart werden.

Im LivingLab am Gas- und Wärme-Institut in Essen wird der Aufbau einer IKT-Infrastruktur im Wohn-, GHD- und Industriesektor untersucht. Dazu wurde ein umfangreiches Monitoring-System aufgebaut, in dem alle relevanten Energieströme und Umweltdaten aufgezeichnet werden. Zunächst wurde dafür eine geeignete Messtechnik ausgewählt. Diese sollte der Anwendung entsprechend ausreichend hoch aufgelöste Daten liefern und die benötigten Schnittstellen für eine Integration in die Kommunikationsinfrastruktur aufweisen. Die Kommunikation der Messstellen kann über unterschiedliche kabelgebundene oder kabellose Netze erfolgen. Jede Technologie bietet dabei Vor- und Nachteile, die, ebenso wie die Möglichkeiten der Datenhaltung, mit in die Untersuchungen einfließen.

Die erhobenen Daten werden schlussendlich in einem Dashboard visualisiert und für einfache Analysen und die Entwicklung von Use Cases genutzt.

3.5.2 Energie-Monitoring

Das Erfassen von relevanten Energieströmen ist ein notwendiger erster Schritt, um den Bedarf, die Bereitstellung und gegebenenfalls die Speicherung von Energie zu analysieren und im Anschluss effizienter zu gestalten. Der Bedarf einzelner Anlagen, Gebäude, Quartiere oder ganzer Städte und Regionen kann nur dann reduziert werden, wenn die wichtigsten Parameter erfasst und für eine weitere Analyse nutzbar gemacht werden können.

Ein Energie-Monitoring kann durch das Erfassen von Energieströmen dazu beitragen den Energieverbrauch zu reduzieren, die Energieeffizienz zu verbessern und die Betriebskosten zu senken. Dazu muss das System für alle Messpunkte und in für den jeweiligen Anwendungsfall passender zeitlicher Auflösung Daten erfassen. Durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten kann der Energiebezug bei Bedarf in Echtzeit gemessen und analysiert werden.

Monitoring Systeme können in vielen Bereichen eingesetzt werden, von IT-Systemen über Produktionsprozesse bis hin zu Ökosystemen kann das Monitoring als Werkzeug zur systematischen Erfassung von relevanten Daten eingesetzt werden. Das Energiemonitoring im speziellen beschäftigt sich mit der Erfassung von Energieströmen und nahen Verwandten. In der Regel sind damit Strom, Gas, Öl und Wärme gemeint, es können aber auch Trink- und Abwasser, sowie insbesondere in Gewerbe oder Industrie bestimmte andere Stoffströme (z. B. Druckluft, Dampf, Wasserstoff, ...) einbezogen werden. Ein Energie-Monitoring kann dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren und die Betriebskosten zu senken, was sowohl aus ökologischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht erstrebenswert ist.

In (Wohn-)Gebäuden, Quartieren oder Städten bilden Strom für alle elektrische Anwendungen sowie Raum- und Nutzwärme die größten Energieflüsse. Die Wärme kann dabei durch den direkten Bezug von (Fern-)Wärme, durch den Bezug von Gas, Öl, Kohle oder Biomasse für den Betrieb einer Heizungsanlage oder durch Strom für eine Wärmepumpe oder Stromdirektheizung bereitgestellt

werden. Für diese Anwendungen wird die einfachste Form des Monitorings, das regelmäßige Ablesen von Zählerständen durch die Versorgungsbetriebe, genutzt. Diese Methode erfordert einen hohen personellen Aufwand und ist fehleranfälliger als eine automatisierte Lösung. Die ermittelten Zählerstände wurden bislang meist nur zur Abrechnung des Energiebezugs genutzt. Im Fall des automatisierten Auslesens von geeichten Zählern zu Abrechnungszwecken wird in der Regel von Metering statt von Monitoring gesprochen.

Automatisierte Lösungen zum Auslesen von Zählerständen sind bereits für einige Anwendungen und Kundengruppen verpflichtend. In naher Zukunft wird beispielsweise der Smart Meter Rollout dafür sorgen, dass Stromzähler digital und potenziell fernauslesbar werden. In einem ersten Schritt kann dann das manuelle Ablesen automatisiert werden. Eine daraus entstehende höhere Ableserate kann neue Geschäftsmodelle ermöglichen, wie beispielsweise die Weitergabe variabler Strompreise an Privatkunden.

Darauf aufbauende Anwendungen können eine detailliertere Netzplanung zur Vermeidung von Engpässen oder Probleme durch Überproduktionen aus PV-Anlagen sein. Auch Bürgerstrom Modelle in denen Privatpersonen den selbst erzeugten Strom an Nachbarn verkaufen sind mit intelligenten Messstellen möglich, sofern für den Verkauf ein entsprechender rechtlicher Rahmen geschaffen wird. Selbstverständlich sind solche Modelle nicht nur auf die Stromversorgung beschränkt, auch Wärme kann beispielsweise über kleine oder große Wärmenetze geteilt werden.

Am Gas- und Wärme-Institut wurde im Zuge des Projektes ein Energie-Monitoring-System, das LivingLab, aufgebaut, um die wichtigsten Energieflüsse des Standorts zu erfassen und für weitere Analysen nutzbar zu machen. Der Fokus lag dabei auf den Strom-, Gas- und Wärmeflüssen. Aber auch Wetterdaten, die Erdgaszusammensetzung vor Ort und weitere Umweltsensoren und externe Quellen wurden in das System eingebunden.

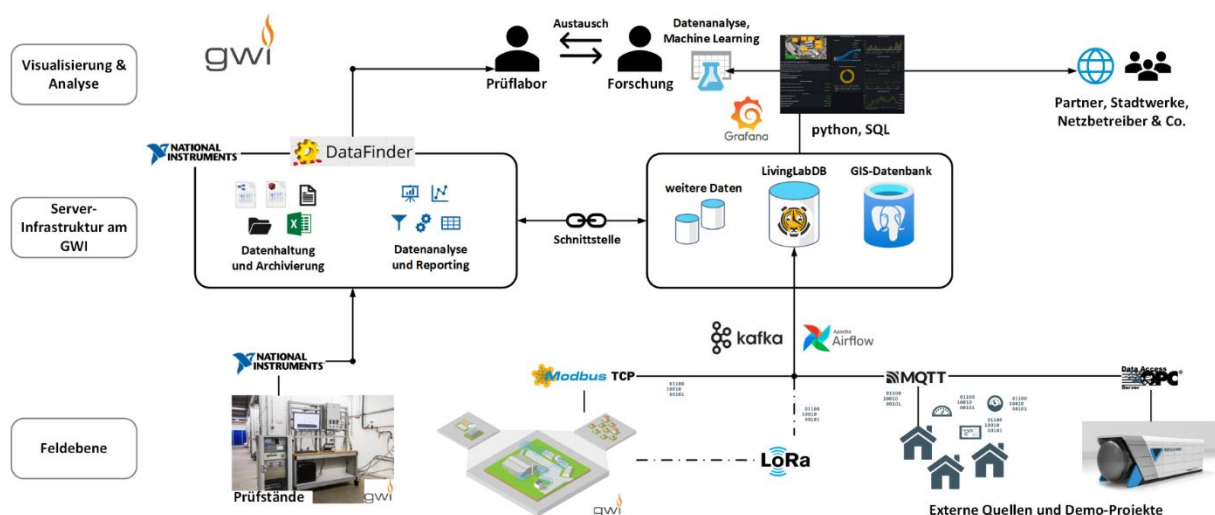


Abbildung 3-56: LivingLab Infrastruktur am GWI (eigene Darstellung)

Die LivingLab Infrastruktur ist grob in drei Ebenen unterteilt. Auf der untersten Feldebene werden die Messdaten erfasst. Diese können von Energiezählern am Standort selbst, aus den Prüfständen der Forschungsabteilungen oder von externen Quellen wie Demoprojekten oder von Partnern stammen. Alle Messdaten werden in der zweiten Ebene im Datenhaltungssystem gesichert. Die Datenhaltung besteht aus mehreren Servern, die anwendungsspezifisch aufgebaut sind. So laufen beispielsweise die

Messdaten der Energiezähler in Zeitreihendatenbanken auf, die besonders effizient große Mengen an gleichbleibenden Sensordaten mit Zeitstempeln halten können.

Die dritte Ebene ist die Visualisierung und Analyse der gewonnenen Daten. Die Visualisierung bildet den ersten Schritt zu einer Optimierung des Betriebsverhaltens einzelner Anlagen, Systeme oder Gebäudeteile. Energiespitzen, hohe Grundlasten oder fehlerhafte Komponenten können teilweise mit einem Blick auf den zeitlichen Verlauf der Energiebezüge erkannt werden. Für weitergehende Analysen lassen sich die Daten exportieren oder mittels Tools wie Maschinellem Lernen oder Big Data Analysen untersuchen. Neben der internen Verarbeitung können Daten zudem mit externen Partnern geteilt werden.

Die eingesetzte Software ist, wenn möglich, Open Source Software. Dadurch lassen sich hohe Kosten für Lizenzen vermeiden, die Community liefert viele Informationen und Hilfestellungen und es gibt häufig Erweiterungen, um die Integration von Datentypen zu vereinfachen.

3.5.3 Energiezähler und Messeinrichtungen

Messtellen wurden in der Vergangenheit häufig nur dort verbaut, wo Energiemengen oder andere Stoffströme zu Abrechnungszwecken erfasst werden mussten. Sie wurden, insbesondere in häuslichen Anwendungen, einige Male im Jahr abgelesen, um den Bezug und damit die Kosten für Strom, Gas oder Wasser zu ermitteln. Diese Arbeit wurde und wird manuell von Mitarbeitern der Versorgungsunternehmen durchgeführt.

Durch den flächendeckenden Einsatz von smarten Energiezählern kann dieser Prozess automatisiert werden. Neben dem vereinfachten Übermitteln von Zählerständen bietet der Einsatz von Smart Metern und Monitoring-Systemen weitere Vorteile gegenüber herkömmlichen analogen Zählern. Durch die kontinuierliche Erfassung des Energieverbrauchs in Echtzeit können Endverbraucher ihre Verbräuche besser kontrollieren und optimieren. So können sie zum Beispiel den Betrieb bestimmter Verbraucher an die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien anpassen, mittels Demand Side Management die Lastverteilung verbessern oder fehlerhafte Prozesse oder Systeme erkennen. Jede Steigerung der Effizienz resultiert wiederum in reduzierten Betriebskosten.

Nicht immer müssen dafür Smart Meter verbaut werden. Das so genannte Metering, das Erfassen von Energiemengen zu Abrechnungszwecken, wird in der Regel an den Übergabepunkten vom Energienetz an den Verbraucher durchgeführt. Dazu werden geeichte Zähler benötigt, die besonders präzise die bezogene oder eingespeiste Energiemenge erfassen. In vielen Fällen kann es jedoch sinnvoll sein ungeeichte Messstellen zu errichten, um Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes oder Standortes zu erfassen. Das Monitoring dient in erster Linie nicht dem Abrechnen von Energie, sondern dem Erfassen von relevanten Energieströmen. Das kann in den Netzen von Energieversorgern oder an Industrie- und Gewerbestandorten relevant sein. Selbst in privaten Haushalten können mit einfachen Strommessgeräten für die Steckdose elektrische Verbräuche erfasst werden.

In vielen Fällen hilft eine Sensibilisierung der Verbraucher bereits, um Energie und Kosten einzusparen. Häufig ist Haushalten und Unternehmen nicht bewusst, wie sich der eigene Energiebedarf zusammensetzt und wo gegebenenfalls Optimierungspotenziale liegen. Hochaufgelöste Daten von Energiezählern sorgen somit für mehr Transparenz.

Auf Seiten der Energieversorger können intelligente Messstellen dazu beitragen, das Stromnetz effektiver zu steuern. Energieversorger erhalten durch die kontinuierliche Erfassung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens wertvolle Daten zur Netzbelastung und können das Stromnetz entsprechend anpassen. Durch die bessere Steuerung des Stromnetzes kann die Stabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung gewährleistet werden.

Smarte Energiezähler bieten zahlreiche Vorteile für Endverbraucher, Energieversorger und die Netzinfrastruktur. Durch eine bessere Steuerung von Verbräuchen und der Einbindung von dezentralen Erzeugern können Energiekosten reduziert werden und die Stabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung verbessert werden.

Nicht zu vernachlässigen sind allerdings die Gefahren von Datenmissbrauch oder -diebstahl. Es muss sichergestellt sein, dass die Daten von privaten Haushalten, Firmen und Versorgern stets mit größter Sorgfalt behandelt werden, nicht bewusst oder unbewusst an Dritte weitergegeben werden und mögliche Sicherheitslücken schnell und nachhaltig geschlossen werden.

3.5.3.1 Stromzähler

Stromzähler werden überall dort eingesetzt, wo elektrischer Strom aus dem Stromnetz des Versorgers entnommen wird. Sie dienen in der Regel der Abrechnung der bezogenen elektrischen Energie und werden dafür regelmäßig durch Mitarbeiter des Versorgers abgelesen.

Zähler für elektrische Energie funktionieren alle nach einem ähnlichen Prinzip. Der Zähler muss an die zu überwachende Leitung angeschlossen sein, um die vorherrschende Spannung erfassen zu können. Über eine direkte Messung, bei der ein Zähler direkt in der Leitung installiert wird, oder über Wandler bei größeren Leistungen, wird der Strom der zu überwachenden Leitung erfasst. Daraus kann dann die bezogene Energiemenge bestimmt werden.

Zusätzlich liefern so genannte smarte Stromzähler Informationen über die Netzfrequenz, Wirk-, Schein- und Blindleistungen und gegebenenfalls weitere relevante Kennzahlen, mit denen die Stromqualität bestimmt werden kann.

Smarte Stromzähler, auch als intelligente Messsysteme bezeichnet, erlauben es, den Stromverbrauch in Echtzeit messen, aufzeichnen und übertragen zu können. Im Gegensatz zu herkömmlichen Stromzählern, die lediglich den Stromverbrauch anzeigen und manuell ausgelesen werden müssen, können smarte Stromzähler automatisch Daten sammeln und an Energieversorger übertragen. Das ermöglicht Energieversorgern, das Stromnetz effektiver zu steuern und zu optimieren, was zu einer höheren Energieeffizienz und einer Reduzierung von Netzengpässen führen kann. Zum anderen können smarte Stromzähler auch für Endverbraucher von Vorteil sein. Durch die Überwachung des Stromverbrauchs in Echtzeit können Endverbraucher ihren Energieverbrauch besser kontrollieren und somit Energiekosten sparen.

Neue Geschäftsmodelle wie variable Tarife können nur dann sinnvoll umgesetzt werden, wenn der Strombezug detailliert erfasst und einem bestimmten Tarif zugeordnet werden kann. Davon würden in erster Linie die Verbraucher profitieren, doch auch für Energieversorger können variable Tarife einen Wettbewerbsvorteil bedeuten. Zukünftig kann damit beispielsweise Strom besonders günstig, da bedarfsorientiert, von dezentralen Erzeugern zugekauft werden. Theoretisch lassen sich damit auch lokale Energiemärkte realisieren, in denen private Haushalte Energie untereinander handeln können.

Darüber hinaus können smarte Stromzähler auch dazu beitragen, den Übergang zu erneuerbaren Energien zu erleichtern. Da erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie nicht kontinuierlich verfügbar sind, können smarte Stromzähler dazu beitragen, die Verfügbarkeit und Nutzung von erneuerbaren Energien zu maximieren, indem sie den Stromverbrauch automatisch an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien anpassen.

Die flächendeckende Installation von Smart Meter zur Abrechnung von elektrischer Energie ist in Deutschland seit Jahren geplant. Der so genannte Smart Meter Rollout wurde im Jahr 2016 gestartet und hat zum Ziel, bis 2032 etwa 40 Millionen smarte Stromzähler zu installieren.

Im Rahmen des Rollouts werden zunächst Haushalte und Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Seit 2022 werden auch Haushalte und Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 1.000 Kilowattstunden in den Rollout einbezogen [56].

Die Einführung von intelligenten Messsystemen hat in Deutschland auch für Kritik gesorgt. Insbesondere gibt es Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes und der Datensicherheit im Zusammenhang mit smarten Stromzählern. Es ist daher wichtig, dass geeignete Sicherheits- und Datenschutzmaßnahmen getroffen werden, um die Privatsphäre der Endverbraucher zu schützen.

Am GWI werden die elektrischen Bedarfe im LivingLab durch die Installation von Energiezählern in den Unterverteilungen der relevanten Gebäude und Anlagen erfasst. Die genutzten Zähler erlauben eine einfache Hutschienen-Montage, sodass die Zähler dort verbaut werden können, wo die Stromflüsse erfasst werden müssen.

Die verbauten Stromzähler sind per Ethernet in das Firmennetzwerk eingebunden. Eine feste Verkabelung erlaubt besonders hochfrequente Abfragen der aktuellen Leistungen, sowie eine geringe Störanfälligkeit.



Abbildung 3-57: Stromzähler in einer Unterverteilung am GWI (Foto GWI)

Die Messdaten werden per ModbusTCP abgerufen und in eine Datenbank geschrieben. ModbusTCP hat sich in der Projektzeit als robustes Kommunikationsprotokoll erwiesen. Ein Dutzend Zähler können problemlos in Echtzeit ausgelesen werden.

3.5.3.2 Gaszähler

Gaszähler bilden zusammen mit Stromzählern die allgemein am weitesten verbreiteten Energiezähler. Anders als beispielsweise Öl wird der Bedarf in der Regel durch ein Leitungsnetz gedeckt. Daher muss auch dort der Bezug messtechnisch erfasst und abgerechnet werden. Auch beim Gas erfolgt das Ablesen meist manuell durch Mitarbeiter des Versorgers.

Auch Gaszähler können mit intelligenten Messstellen ausgestattet werden. Im Gewerbe- und Industriesektor werden zum Beispiel nicht nur die bezogenen Gasmengen abgerechnet, sondern, ähnlich wie beim elektrischen Bezug, Leistungspreise für Spitzenlasten gezahlt. Die Leistungsspitzen müssen dafür selbstverständlich erfasst werden. Eine rein mechanische Durchflussmessung reicht dafür nicht aus. Bei Großabnehmern werden daher oft vernetzte Gaszähler mit modernen Messverfahren eingesetzt, die neben dem Gasbezug auch die Leistungsspitzen mit einer hohen zeitlichen Auflösung liefern. Ein Gaszähler muss daher auf die jeweilige Anwendung in der er eingesetzt werden soll, angepasst sein. Anders als beim Strom gibt es unterschiedliche Arten von Gaszählern deren Messprinzipien sich teilweise voneinander unterscheiden.

Im LivingLab wurden zu Demonstrationszwecken die gängigsten Zählertypen verbaut. Dadurch können neben Eignung für die gewählte Anwendung auch die Funktionalitäten verschiedener Technologien untersucht werden.

Aus dem häuslichen Bereich sind vor allem Balgengaszähler bekannt. Ein Balgengaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch das periodische Aufblähen und Ablassen eines flexiblen Gummibalgs misst. Dabei strömt das Gas durch einen Einlass in den Balg und durch einen Auslass wieder hinaus. Die Häufigkeit des Aufblähens hängt vom Gasdurchfluss ab und wird durch einen Zähler erfasst.

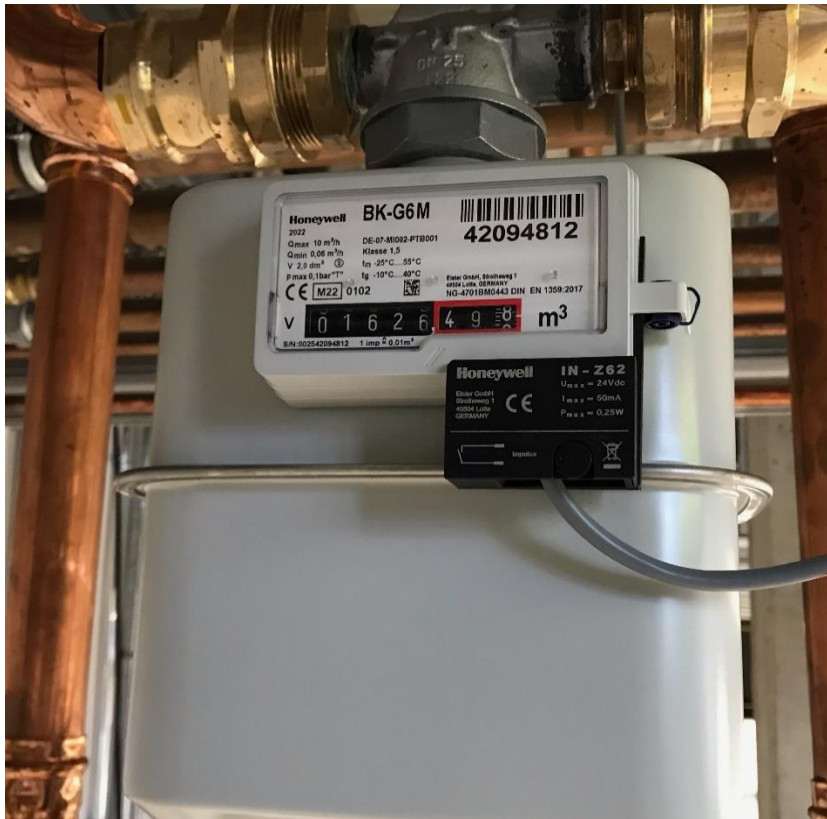


Abbildung 3-58: Balgengaszähler am GWI (Foto GWI)

Ein Balgengaszähler muss passend zu dem zu erwartenden Durchfluss dimensioniert sein. Ist der Durchfluss zu groß, kann der Zähler beschädigt werden. Ist er zu klein, kann keine präzise Messung durchgeführt werden, da eine vollständige Befüllung bzw. Entleerung des Balgs notwendig ist, um durch das Zählwerk registriert zu werden. Zudem sind die meisten Balgengaszähler nur für geringe Betriebsdrücke ausgelegt und werden daher erst in der druckreduzierten Hausinstallation eingesetzt.

Ebenfalls häufig verbaut werden Drehkolbengaszähler. Ein Drehkolbengaszähler ist ein Volumengaszähler, bei dem das durchströmende Gasvolumen durch das Drehen von zwei ineinandergreifenden rotierenden Kolben erfasst wird. Die Drehung der Kolben ist proportional zum Gasdurchfluss und wird durch einen Zähler erfasst.

Das Messprinzip ähnelt dem des Balgengaszählers, da beide immer ein definiertes Volumen abrechnen. Da das Volumen beim Drehkolbengaszähler deutlich kleiner ist, wird die durchströmte Menge häufiger registriert und die Auflösung ist etwas höher. Durch die robuste Bauweise können Drehkolbengaszähler bei deutlich höheren Drücken betrieben werden.



Abbildung 3-59: Drehkolbengaszähler am GWI (Foto GWI)

Da Drehkolbengaszähler keine empfindlichen Gummibälge enthalten die im Laufe der Zeit altern und brüchig werden können, sind sie im Allgemeinen robuster als Balgengaszähler.

Für gewerbliche und industrielle Anwendungen werden außerdem Turbinenradgaszähler und Ultraschallgaszähler eingesetzt. Ein Turbinenradgaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch die Drehung eines Turbinenrades erfasst. Das Gas strömt durch das Turbinenrad und versetzt es in Rotation, wobei die Häufigkeit der Umdrehungen des Rades proportional zum Gasdurchfluss ist.

Turbinenradgaszählern können in einer passenden Anwendung sehr genau sein. Sie bieten hohe Durchflusskapazitäten und können bei hohen Drücken und Temperaturen arbeiten. Zudem sind sie in der Regel unempfindlich gegenüber Verunreinigungen und können in unterschiedlichen Gasarten eingesetzt werden.



Abbildung 3-60: Turbinenradgaszähler am GWI (Foto GWI)

Ein wesentlicher Nachteil von Turbinenradgaszählern können stark variierende Durchflussmengen sein. Durch das Messprinzip kann ein stark ansteigender Durchfluss aufgrund der Trägheit des Turbinenrades nicht sofort erfasst werden. Auf der anderen Seite läuft das Rad bei einem plötzlich aussetzenden Durchfluss mitunter nach. Turbinenradgaszähler eignen sich daher besonders für Anwendungen mit gleichmäßigen, konstanten Durchflüssen.

Ein Ultraschallgaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch die Laufzeitmessung von Ultraschallwellen erfasst. Das Gas strömt durch einen Messbereich, in dem sich ein Sender und ein Empfänger von Ultraschallwellen gegenüberstehen. Die Laufzeit der Ultraschallwellen von einem Sender zum Empfänger wird gemessen und ist proportional zum Gasvolumen, das durch den Messbereich fließt.

Einige Vorteile von Ultraschallgaszählern sind ihre hohe Genauigkeit und die Möglichkeit in unterschiedlichen Gaszusammensetzungen und bei verschiedenen Durchflussraten zu arbeiten. Sie sind auch unempfindlich gegenüber Verunreinigungen im Gasstrom und können in beide Durchflussrichtungen messen. Ultraschallgaszähler haben zudem keine beweglichen Teile, was sie wartungsarm und langlebig macht.



Abbildung 3-61: Ultraschallgaszähler am GWI (Foto GWI)

Anders als Balgen- und Drehkolbengaszähler liefern Turbinenrad- und vor allem Ultraschallgaszähler neben dem reinen Zählerstand auch weitere Kennzahlen wie den momentanen Durchfluss oder die minimalen und maximalen Durchflüsse.

Die Gasversorgung wird in Zukunft durch das Beimischen von Bio- und Synthesegasen oder Wasserstoff dekarbonisiert werden müssen. Einige Gaszähler sind für die veränderten Zusammensetzungen nicht zugelassen und würden bei einer von Erdgas abweichenden Dichte nicht mehr ausreichend genau funktionieren. Ultraschallgaszähler können durch ihr Messprinzip unterschiedliche Gaszusammensetzungen erfassen. In Kombination mit einem Gaschromatographen, der die Zusammensetzung des zu messenden Gases bestimmt sind viele Anwendungen mit wechselnder Gaszusammensetzung denkbar.

Die im LivingLab installierten Gaszähler verfügen über eine Schnittstelle zum Auslesen der Zählerstände. Eine Einbindung ins Netzwerk per Ethernet und die Integration per ModbusTCP erlauben die Gaszähler nicht. Um die Zählerstände dennoch erfassen zu können, werden Datenlogger oder Mengenumwerter eingesetzt. An diesen Geräten können mehrere Gaszähler über eine serielle Schnittstelle angeschlossen werden, sodass diese im Anschluss über das Netzwerk erreichbar sind.



Abbildung 3-62: Datenlogger für die Einbindung der Gaszähler ins Netzwerk (Foto GWI)

Insbesondere für gewerbliche oder industrielle Anwendungen können Datenlogger oder Mengenumwerter mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen ausgestattet werden. Häufig setzen Versorger dabei auf GSM-Module, die im 15-Minuten Takt die Gasmenge und die Bezugsleistung per Mobilfunknetz an den Versorger übermitteln. Logger können zudem Daten zwischenspeichern. Im Falle eines Netzwerkausfalls gehen dadurch kurzfristig keine Daten verloren.

3.5.3.3 Weitere Messeinrichtungen

Neben reinen Energiezählern kann es sinnvoll sein weitere Messtellen in ein Monitoring-System zu integrieren. Neben Energieströmen ist das beispielsweise der Wasserverbrauch. Der Wasserverbrauch ist, anders als Gas- und besonders Strombezug deutlich weniger flexibel. Es gibt keine dezentralen Einspeiser und der Verbrauch kann nicht an eine fluktuierende Erzeugung angepasst werden.

Trotzdem gibt es Use Cases für smarte Wasserzähler. In einem ersten Schritt können Wasserzähler umgerüstet werden, um den Zählerstand automatisiert an den Versorger zu übermitteln. Dadurch entfällt das regelmäßige, manuelle Ablesen, der Versorger kann Personal einsparen und der Verbraucher muss keine vor Ort Termine einplanen. In einem zweiten Schritt können anhand der ermittelten Daten Rückschlüsse auf den Zustand des Wassernetzes gemacht werden. Dabei können die Verbräuche der Abnehmer mit der Einspeisung der Wasserwerke verglichen und Undichtigkeiten schneller und präziser gefunden werden. Für das Auslesen von Wasserzählern eignet besonders die Funktechnik LoRa (LongRange). Diese Technik erlaubt eine besonders stromsparende Datenübertragung mit großer Reichweite und Durchdringung, sodass weder Strom- noch Datenkabel verlegt werden müssen.

Am Standort des GWI in Essen wird neben den bezogenen Gasmengen auch die Gaszusammensetzung ermittelt. Das ist vor allem für den laufenden Laborbetrieb am Institut relevant, da Schwankungen der

Gasqualität und -Zusammensetzung einen Einfluss auf die Effizienz oder die Emissionen von gasbetriebenen Anlagen haben.



Abbildung 3-63: Gaschromatograph zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Foto GWI)

Die Schwankungen in der Gasqualität sind für Haushalte und viele Gewerbe- und Industriekunden wenig relevant, da die Qualität immer innerhalb vordefinierter Grenzen liegen muss. Das garantiert der Netzbetreiber. In Zukunft kann der Einsatz von Messstellen zur Überwachung der Gasqualität und -zusammensetzung jedoch an Bedeutung gewinnen. Durch die geplante Dekarbonisierung des Wärmemarktes wird zunächst ein Teil des Erdgases durch Biogas, Synthesegase oder Wasserstoff ersetzt werden müssen. Die Beimischung dieser Gase darf dabei die Qualität nicht negativ beeinflussen und es muss sichergestellt sein, dass Grenzwerte nicht überschritten werden. Dazu muss an den Einspeisestellen die Gasqualität überwacht werden.

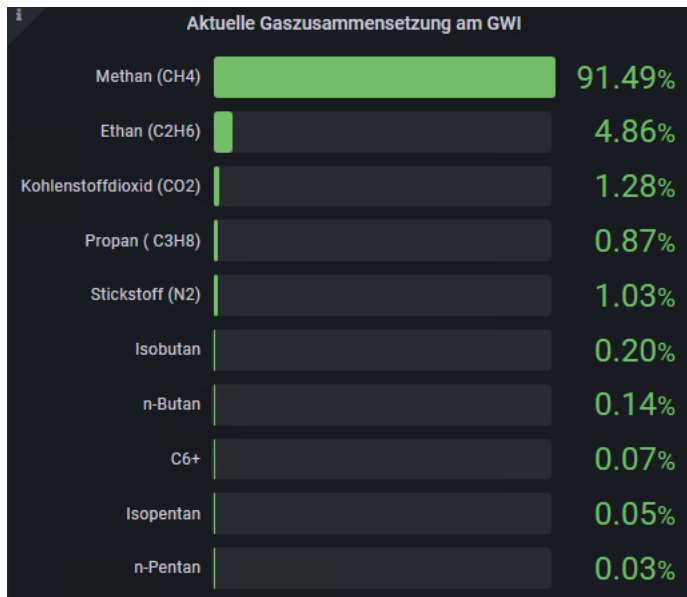


Abbildung 3-64 Übersicht der Erdgaszusammensetzung am GWI (Foto GWI)

Zuletzt kann eine Einbindung von Umwelt- und Wetterdaten in bestimmte Monitoring-Systeme sinnvoll sein. Insbesondere Prognosen zu Bewölkung, Niederschlag oder Windgeschwindigkeiten helfen Betreibern von erneuerbaren Energie Anlagen Schätzungen über die zu erwartende Stromproduktion zu treffen. Ebenso können Vorhersagen zu Temperaturen helfen den zu erwartenden Gas- oder Strombezug abzuschätzen. Aktuell können Versorger damit nur auf mögliche Engpässe oder vorgehaltene Energiemengen reagieren, bei einer vorschreitenden Sektorenkopplung kann eine gute Vorhersage den Netzbetrieb optimieren.

3.5.4 Datenübertragung

Die Weiterleitung von (Mess-)Daten aus unterschiedlichen Quellen in ein Datenhaltungssystem kann vielfältig aussehen. Es gibt kostenpflichtige, robuste und damit auch schlüsselfertige Systeme, die in der Industrie Anwendung finden sowie eine große Auswahl an kostenlosen Open Source Varianten.

Zunächst wurde das Datenhandling über die Software Node-RED realisiert. Node-RED bietet eine grafische Nutzeroberfläche und erlaubt den Bau von einfachen Anwendungen durch das Verbinden von vordefinierten Programmierbausteinen. So kann beispielsweise ein Baustein die Modbus Daten eines Energiezählers abrufen, der nächste wandelt sie in eine speicherbare Form um, sodass ein dritter Baustein die Daten anschließend in eine Datenbank schreiben kann. Dieses System ist sehr einfach aufgebaut und ermöglicht eine schnelle Umsetzung von prototypischen Aufgaben.

Die große Anzahl von Sensoren und Zählern sowie die teilweise hohen Abstraten von Zählerständen und Leistungswerten führte in einigen Fälle dazu, dass Node-RED nur verzögert oder nicht mehr zuverlässig funktionierte. Die Datenübertragung wurde daher in das sogenannte Batch-Processing und das Streaming-Processing unterteilt.

Beide Formen der Datenübertragung haben sich für die Anwendungen im Monitoring-System als performant und robust erwiesen. Im beinahe zweijährigen Projektbetrieb kam es an dieser Stelle zu keinen Ausfällen oder Problemen. Auch Node-RED eignet sich für kleinere Monitoring Aufgaben, sofern die Anzahl der Messstellen nicht zu groß wird. Zudem wurde es aufgrund der einfachen

Bedienung häufig als erste Prototyping-Schnittstelle genutzt, um das Ansprechen und Auslesen von neuen Geräten zu erproben, bevor sie in das bestehende System eingebunden wurden.

3.5.4.1 Batch-Processing

Batch-Processing ist ein Ansatz, bei dem eine größere Menge von Daten in einem Schritt verarbeitet wird. Die Daten werden in der Regel gesammelt und zwischengespeichert, bis genügend Daten vorliegen, um einen effizienten Verarbeitungsdurchlauf durchzuführen. Diese Art der Datenverarbeitung eignet sich, am Beispiel des Monitoring-Systems, für Sensoren, die nicht nur einen einzelnen Messwert produzieren, sondern direkt eine ganze Reihe und die außerdem nicht in Echtzeit oder mit einer besonders hohen Abtastrate erfasst werden müssen. Ein Beispiel dafür wäre eine Wetterstation. Diese nimmt Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Luftdruck, solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeit/-richtung, Niederschlag und gegeben falls noch weitere Messwerte auf. Die Veränderung dieser Werte ist dabei mitunter träge. Es ist ausreichend die Daten minütlich abzufragen. Dafür eignet sich das Batch-Processing. Es sammelt ein Datenpaket aus allen Messwerten und übermittelt sie an die Datenbank.

Das Batch-Processing des LivingLab wird über Apache Airflow realisiert. Apache Airflow ist eine Open-Source-Plattform zur Erstellung, Planung und Überwachung von Workflows. Mit Apache Airflow können Benutzer Workflows als DAGs (Directed Acyclic Graphs) definieren, die eine Abfolge von Schritten darstellen, die ausgeführt werden müssen, um eine bestimmte Aufgabe zu erledigen. Jeder Schritt kann ein einzelnes Python-Skript, eine SQL-Abfrage oder ein beliebiges anderes ausführbares Element sein. Für das Monitoring-System am GWI koordiniert Airflow vor allem das Auslesen von Daten per Modbus, MQTT und OPC, wobei die Skripte jeweils in Python geschrieben sind. Die Übertragung in die Datenbank erfolgt dann per SQL.

Airflow ermöglicht es Benutzern, Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Schritten in einem Workflow zu definieren, damit der Workflow automatisch gestoppt wird, wenn ein bestimmter Schritt fehlschlägt. Es bietet eine umfassende Benutzeroberfläche, um den Fortschritt und die Ergebnisse von Workflows zu überwachen. Dazu zählt auch das Anpassen der Häufigkeit von Abfragen. So kann beispielsweise die solare Einstrahlung einer Wetterstation minütlich erfasst, der Zählerstand eines Wasserzählers jedoch nur einmal pro Tag abgerufen werden.

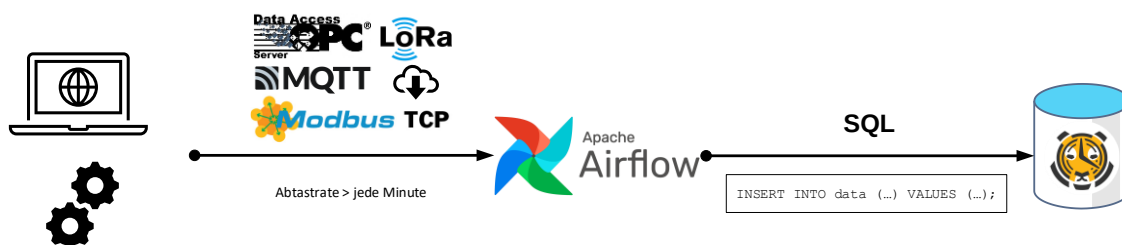


Abbildung 3-65: Batch-Processing (eigene Darstellung)

3.5.4.2 Streaming-Processing

Im Gegensatz zum Batch-Processing ist das Streaming-Processing ein Ansatz, bei dem Daten in Echtzeit verarbeitet werden können. Die Daten werden kontinuierlich und in kleinen Chargen verarbeitet, anstatt in einer einzigen großen Batch-Operation. Dieser Ansatz wird typischerweise für Aufgaben wie Echtzeitüberwachung, Betrugserkennung, Sensoranalyse und Live-Daten-Feeds verwendet.

Das Streaming-Processing wird im Monitoring dort eingesetzt, wo die Messdaten sehr häufig oder sogar in Echtzeit erfasst und verarbeitet werden müssen. Am GWI ist das beispielsweise die Leistungsmessung der Stromzähler, die jeweils sekündlich erfasst werden. Diese hohe Auflösung von elektrischen Leistungen kann helfen, die Erzeugung, Verteilung, Einspeisung und den Bezug von Energie aus bzw. in das übergeordnete Netz zu regeln. Zum Beispiel kann eine Routine erstellt werden, die eine Ladesäule so steuert, dass ein Elektrofahrzeug nur mit der Überschussleistung einer PV-Anlage geladen wird. Dadurch kann ein Netzbezug vermieden werden oder überschüssiger Strom wird in das Fahrzeug geladen und nicht eingespeist.

Das Streaming-Processing wird am GWI mit Apache Kafka realisiert. Kafka ist eine Open-Source-Plattform, die für die Verarbeitung von großen Datenströmen in Echtzeit entwickelt wurde. Kafka bietet eine verteilte Architektur, die es Benutzern ermöglicht, große Mengen von Daten von einer Vielzahl von Quellen zu sammeln, zu verarbeiten und zu speichern. Es wird häufig für die Verarbeitung von Ereignissen und Log-Daten eingesetzt, da es in der Lage ist, große Datenmengen schnell und effizient zu verarbeiten.

Kafka speichert Daten in sogenannten "Topics". Ein Topic ist ein Name, der einem bestimmten Datenstrom zugeordnet wird. Benutzer können Kafka-Consumer verwenden, um Daten aus einem oder mehreren Topics zu lesen und Kafka-Producer, um Daten in einen oder mehrere Topics zu schreiben. Kafka speichert die Daten in Partitionen, die auf verschiedenen Servern in einem Cluster verteilt sein können.

Kafka bietet auch eine Reihe von Zusatzfunktionen, wie z.B. die Möglichkeit, Daten in Echtzeit zu streamen, eine hohe Skalierbarkeit und Widerstandsfähigkeit gegen Ausfälle und Datenverluste. Es ist in der Regel sehr performant und kann in vielen Anwendungsfällen eingesetzt werden, auch wenn einzelne Messwerte einmal nicht zur Verfügung stehen oder ein Zähler kurzzeitig nicht erreichbar oder überlastet ist.



Abbildung 3-66: Streaming-Processing (eigene Darstellung)

3.5.5 Datenhaltung

Die Datenhaltung ist ein zentraler Baustein jedes Monitoring-Systems. Die erhobenen Messwerte können nur dann sinnvoll aufbereitet werden, wenn sie in nutzbarer Form, effizient, widerspruchsfrei und dauerhaft gespeichert werden können.

Monitoring-Systeme werden häufig mit einer Großzahl an Messstellen und einer hohen zeitlichen Auflösung betrieben. Auch wenn für kleinere Anwendungen Tabellen oder Textdateien zur Speicherung genutzt werden können, werden aufgrund der zu erwartenden Datenmengen und der benötigten Datenintegrität Datenbanken eingesetzt.

Datenbanken sind für das Speichern großer Datenmengen gedacht. Neben der Datenhaltung bieten sie zusätzliche Tools zur Langzeitsicherung und stellen damit die Verfügbarkeit der Messwerte über einen langen Zeitraum sicher. Zudem sollten sie den hohen Anforderungen an den Datenschutz gerecht werden, da es sich bei den Verbrauchsdaten um besonders zu schützende, personenbezogene Daten handeln kann. Zuletzt sollte eine Datenbank zur Haltung von Messdaten aus einem Monitoring System auch über geeignete Schnittstellen zur Weitergabe der Daten verfügen. So können beispielsweise die Zählerdaten eines Privathaushaltes, die ein Stadtwerk digital erfasst und speichert, über eine Schnittstelle dem Kunden zur Verfügung gestellt werden.

Das Monitoring-System am GWI nutzt für die Datenhaltung eine Zeitreihendatenbank (time series database). Diese Art von Datenbank ist für das Speichern von Zeitreihen optimiert. Dazu gehören beispielsweise Wetterdaten, Finanzdaten, Verkehrsaufkommen oder Sensordaten, die immer das gleiche Format aufweisen und jeweils mit einem Zeitstempel versehen sind. Zeitreihendatenbanken sind dadurch effizienter in der Messdatenhaltung als klassische relationale Datenbanken. Sie erlauben schnelle Abfragen von vielen Datenpunkten, um beispielsweise die Erzeugungsleistung einer PV-Anlage über ein ganzes Jahr mit sekundlicher Auflösung darzustellen. Diese Effizienz und Flexibilität ermöglicht im Nachgang eine umfangreiche Aufarbeitung und Analyse der erfassten Messwerte.

Am GWI wird eine TimescaleDB genutzt. TimescaleDB ist eine Open-Source-Zeitreihendatenbank, die für den Einsatz in Anwendungen entwickelt wurde, die große Mengen von Zeitreihendaten speichern, verarbeiten und analysieren müssen. TimescaleDB baut auf der Open-Source-Datenbank PostgreSQL auf und bietet eine Vielzahl von Funktionen speziell für die Arbeit mit Zeitreihendaten, wie z.B. die automatische Datenpartitionierung, Komprimierung, Datenaggregation und eine SQL-basierte Abfragesprache.

Durch die automatische Partitionierung von Daten kann TimescaleDB große Datenmengen effizient verarbeiten und bietet gleichzeitig eine hohe Skalierbarkeit und Leistung. Die Komprimierung von Daten kann den Speicherbedarf reduzieren und somit auch Kosten sparen. Die Datenaggregation ermöglicht es, große Datensätze schnell zu analysieren und Trends zu erkennen.

TimescaleDB ist auch in der Lage, Daten aus verschiedenen Quellen zu integrieren und bietet eine Vielzahl von Integrationen mit anderen Datenbanken, Tools und Frameworks wie z. B. Apache Kafka, Mqtt oder Grafana. Aufgrund dieser Interkompatibilität ist TimescaleDB besonders gut für Anwendungen, wie z. B. Energiemonitoring, IoT-Systeme, industrielle Prozesse oder Finanzdienstleistungen geeignet, die auf der Erfassung und Analyse von Zeitreihendaten basieren.

3.5.6 Visualisierung und Analyse

Nachdem (Mess-) Daten erfasst und in einer Datenbank gespeichert sind, kann die eigentliche Nutzung der Daten beginnen. In welcher Art und Weise Daten weiterverarbeitet oder analysiert werden hängt stark vom jeweiligen Anwendungsfall ab. Häufig können Daten zunächst aufbereitet und visualisiert werden, um bereits erste Erkenntnisse zu gewinnen.

Die Visualisierung von Energiedaten kann als nützliches Instrument zur Unterstützung der Energieeffizienz und Nachhaltigkeit betrachtet werden. Durch die grafische Aufbereitung von Energiedaten können Versorger oder Verbraucher einen Überblick über Energieverbräuche erhalten, Energieeinsparpotenziale identifizieren und Energieverbräuche mit ähnlichen Abnehmern oder Verbrauchern vergleichen. Die Überwachung von Energieproduktion und -verbrauch kann dazu beitragen, unnötige Verbräuche zu vermeiden und sicherzustellen, dass Energieressourcen optimal genutzt werden. Die Visualisierung bietet damit ein besseres Verständnis des Energieverbrauchs, fördert ein nachhaltiges Verhalten und unterstützt die Umsetzung von energieeffizienten Maßnahmen.

Im LivingLab wird die Visualisierung mit Grafana realisiert. Grafana ist eine Open-Source-Plattform zur Visualisierung und Analyse von Daten. Es bietet eine flexible und leistungsstarke Benutzeroberfläche zur Erstellung von Dashboards und Grafiken, um komplexe Daten in Echtzeit zu analysieren und darzustellen.

Grafana unterstützt eine Vielzahl von Datenquellen, darunter auch Zeitreihendatenbanken wie InfluxDB und PostgreSQL. Es ermöglicht Benutzern, Daten aus diesen Quellen zu bündeln und in verschiedenen Diagrammtypen wie Balken-, Linien-, Flächen- oder Kuchendiagrammen darzustellen. Mit Grafana können Benutzer auch Alarme und Warnungen einrichten, um über kritische Ereignisse oder Zustandsänderungen informiert zu werden. Es bietet erweiterte Funktionen, wie das Anpassen von Datenabfragen, das Hinzufügen von Annotationen, das Exportieren von Dashboards sowie das gemeinsame Bearbeiten von Dashboards mit anderen Benutzern.

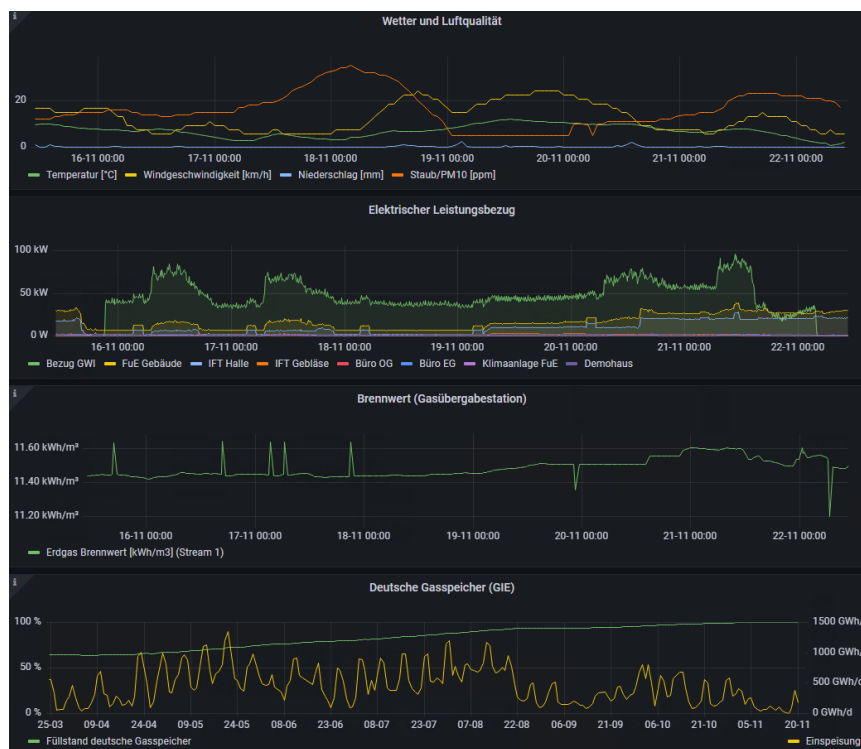


Abbildung 3-67: LivingLab Dashboard des Energiemonitorings am GWI (Foto GWI)

Neben Grafana wird für einige Anwendungen im LivingLab auch Dash genutzt. Plotly Dash ist ein Open-Source-Framework für die Erstellung von interaktiven Webanwendungen zur Datenvisualisierung. Mit

Dash können Entwickler Daten in Diagrammen und anderen interaktiven Elementen darstellen und diese in eine Webanwendung integrieren, die direkt über einen Webbrowser aufgerufen werden kann. Dash bietet eine Vielzahl von benutzerdefinierten Anpassungen und Erweiterungen, darunter interaktive Widgets, Echtzeit-Updates und benutzerdefinierte Themes. Die Plattform ist in Python geschrieben und bietet eine Integration mit anderen Python-Bibliotheken wie NumPy und Pandas. Dash eignet sich, ähnlich wie Grafana, um schnell und effizient Datenvisualisierungs-Webanwendungen zu erstellen.

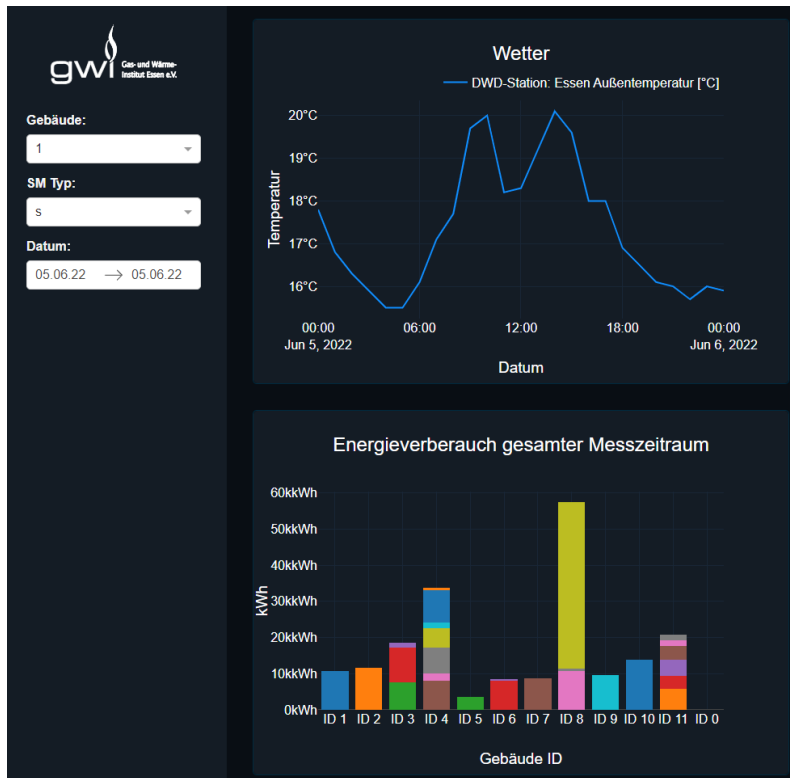


Abbildung 3-68: Darstellung von Wetter- und Energiedaten mit Dash

Im Gegensatz zu Grafana kann eine Visualisierung mit Dash interaktiv gestaltet werden. Über verschiedene Auswahlmenüs können Messstellen, Datentypen oder Zeiträume ausgewählt werden. Dabei eignet sich Dash, um herunterladbare Inhalte über eine Website zu teilen. Im LivingLab kann darüber beispielsweise die vom Gaschromatographen bereitgestellte Gaszusammensetzung des Erdgases abgerufen werden.

Neben der Visualisierung können erhobene Messdaten vielfältig analysiert werden. Insbesondere statistische Auswertungen oder die Analyse mit maschinellen Lernmethoden eignen sich besonders für große Datensätze. Häufig sind dafür allerdings große Datenmengen von vielen Messstellen oder über einen langen Zeitraum nötig. Sofern die Datenmenge ausreichend ist, lassen sich Muster und Trends, Zusammenhänge und Korrelationen erkennen.

3.6 Vernetzung der Infrastrukturen (AP 3.5, KIT-IAI)

Die Verbreitung von informationstechnisch angebundenen Messgeräten in den Verteilnetzen nimmt immer weiter zu. Die Messgeräte sind für einen reibungslosen Betrieb der Netze wichtig, da neuartige Energieanlagen nicht mehr vorhersehbar Energie aus den Netzen entnehmen, sondern nun, teilweise Wetterabhängig, Energie umwandeln, entnehmen und einspeisen.

Die dezentraler Energieerzeugung in Form von Photovoltaikanlagen, elektrischen Fahrzeugen und der damit verbundenen Ladeinfrastruktur sowie die fortschreitende Elektrifizierung des Gebäudesektors bieten für Stadtwerke neue Geschäftsfelder und stellen gleichzeitig Herausforderungen dar. Die Vermarktung von dezentral erzeugter Energie als Mieterstrom ist ein Beispiel für ein neues Geschäftsmodell, welches unterschiedliche Infrastrukturelemente betrifft. Die Planung, sowie der Bau von größeren, dezentralen Photovoltaikanlagen erfordert die Einhaltung unterschiedlicher Gesetze und Normen. Der Aufbau und Anschluss der Anlagen erfordert Fachpersonal. Zudem müssen die Netzbereiche, in welche neue Anlagen integriert werden, freie Kapazitäten aufweisen. Der Betrieb und die Steuerung solcher Anlagen verlangt nach Informations- und Kommunikationstechnik sowohl vor Ort als auch bei den zuständigen Betreibern. Schließlich wird für die Vermarktung der Energie eine Angebots- und Abrechnungsplattform benötigt.

Ein weiteres Beispiel ist die Installation und der Betrieb von Ladestationen für elektrische PKWs. Die Installation von neuen Anlagen erfordert auch hier freie Netzkapazitäten in den örtlichen Niederspannungsnetzen, Kommunikationstechnik vor Ort und IKT-Systeme beim Betreiber der Anlagen.

Als Energielieferant müssen Stadtwerke auch hier neue IKT-Systeme in bestehende Infrastrukturen integrieren. Die Verbreitung von Smart Metern schreitet in Deutschland immer weiter fort, weshalb die Verarbeitung von Smart Meter Messdaten zu Abrechnungszwecken automatisierter Bestandteil von modernen Abrechnungssystemen sein muss. Außerdem könnten Smart Meter Daten einen weiteren Nutzen für die Verteilnetzbetreiber haben, beispielsweise zum Zwecke der Netzüberwachung und der Modernisierungsplanung.

In diesem Bericht wird eine moderne IKT-Architektur vorgestellt, welche die Integration neuer Verteilnetzinfrastrukturen in die bestehende Architektur ermöglicht. Im Rahmen einer prototypischen Umsetzung neuartiger Netzüberwachungsmethoden mithilfe von Smart Home Geräten wird die vorgestellte Architektur umgesetzt und die Vor- und Nachteile evaluiert. Schließlich werden Umsetzungsstrategien für Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke vorgestellt, welche auf Produkten von Dienstleistern basieren.

Im ersten Teil des Berichts wird erläutert, welchen Anforderungen das Verteilnetz gerecht werden muss und wie der Betrieb des Verteilnetzes gestaltet ist. Anschließend werden Chancen zur Modernisierung und Herausforderungen durch die Integration von neuen Infrastrukturen erläutert. Im zweiten Teil stehen die IKT-Infrastrukturen von Stadtwerken im Fokus. Die Architektur bisheriger Leitwartensoftware und Entwicklungspfade zu modernen Architekturen werden dargestellt. Insbesondere die Aggregation, Speicherung und Auswertung von Messdaten und die Steuerung von Energieinfrastrukturen im Feld stehen hierbei im Vordergrund. Im dritten Teil werden Möglichkeiten zur praktischen Umsetzung aufgezeigt. Für kleinere Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber ist der selbstständige Aufbau einer IKT-Architektur wie im zweiten Teil

vorgeschlagen oftmals nicht wirtschaftlich, weshalb beispielhafte Produkte von Dienstleistern hinsichtlich des Funktionsumfangs und der Architektur analysiert werden.

3.6.1 Vorgehensweise

Um aktuelle Probleme bei der IKT-Struktur von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern zu analysieren, wurde in der Projektphase zunächst die Bestandsinfrastruktur analysiert und dokumentiert. Hierbei ist insbesondere aufgefallen, dass durch die langjährige Nutzung von Infrastrukturen und die hohe Lebenserwartung nur eine geringe Modernisierungsquote erreicht wird. Dies beeinflusst auch die Ausstattung der Infrastrukturen mit modernen Mess- und Steuergeräten.

Im Anschluss an die Analyse der Bestandsinfrastrukturen fanden Abwägungen zur Priorisierung der Infrastrukturen statt. Durch die sehr lückenhafte Überwachung des Verteilnetzes und der Ortsnetzstationen auf der untersten Spannungsebene, sind hier noch große Unsicherheiten vorhanden. Eine günstige Methode zur Erweiterung der Verteilnetzüberwachung wurde prototypisch umgesetzt und evaluiert: Es wurde untersucht, inwiefern Smart Home Geräte in Form von Smart Plugs durch Spannungsmessungen in den Haushalten Messdaten aufzeichnen können, welche anschließend von dem Verteilnetzbetreiber für die Netzüberwachung genutzt werden können. Hierbei ist aufgefallen, dass die Messgenauigkeit von kostengünstigen und einfach zu installierenden Smart Home Geräten durchaus ausreichend ist, um das Verteilnetzmonitoring zu augmentieren. Gleichzeitig sind jedoch auch Fragen aufgeworfen worden, welche die praktische Umsetzung betreffen. Welche Anreize können geschaffen werden, damit Endkunden solche Smart Home Geräte installieren und die Daten dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stellen? Wie kann die Datenübertragung zwischen den Smart Home Geräten und den Servern des Verteilnetzbetreibers oder eines Dienstleisters realisiert werden?

Um die Nutzbarkeit der verteilten Messdaten für die Überwachung des Verteilnetzes weiter zu erhöhen, wurde anschließend das dreiphasige Stromnetz eines Einfamilienhauses modelliert und analysiert, welchen Einfluss asymmetrische Lasten und asymmetrische Erzeugung auf das Verteilnetz haben. Hierbei ist aufgefallen, dass auch die Installation von kleineren, häuslichen Verbrauchern und Erzeugern wichtig ist, um das Netz möglichst optimal auslasten zu können.

Schließlich wurde eine IKT-Architektur entwickelt, um unterschiedliche Mess- und Steuergeräte, sowie externe Dienstleister, Umspannwerke und andere Stakeholder mit den jeweils notwendigen Protokollen ansprechen zu können. Eine Microservice-Architektur, welche das komplexe Gesamtsystem in viele kleinere Komponenten aufteilt, erscheint für diese Herausforderung sehr gut geeignet. Die Umsetzung einer solchen Architektur kann in der Praxis oftmals mithilfe unterschiedlicher Dienstleister erfolgen, sodass der Entwicklungsaufwand bei Stadtwerken oder Netzbetreibern geringgehalten wird. Auch moderne Leitwartensoftware ist oftmals an eine solche Architektur angelehnt, weshalb die Integration neuer Dienste teilweise direkt in das Leitwartensoftware-Ökosystem möglich ist.

In dem Evaluationsbericht der Arbeitspakete 3.4 und 3.5 sind weitere Ergebnisse verschriftlicht. Insbesondere die Analyse der Bestandsinfrastrukturen und Hintergrundinformationen zum hier vorgestellten IKT-Konzept sind im Evaluationsbericht detaillierter dargestellt, als es in dem vorliegenden Abschlussbericht möglich wäre.

3.6.2 Kommunale Infrastrukturen

3.6.2.1 Stromnetzinfrasturktur

Anfang des 20. Jahrhunderts wurden in Deutschland die ersten öffentlichen Stromnetze zur Versorgung von Privathaushalten installiert. Die Stromnetzinfrasturktur wurde seitdem immer wieder erneuert und ausgebaut. Viele Komponenten, wie beispielsweise Kabel und Transformatoren, haben eine sehr lange Lebensdauer von bis zu 40 Jahren. Aus diesem Grund sind auch heute noch in vielen Teilen des Stromnetzes Infrastrukturen verbaut, welche in den 90er Jahren installiert wurden.

Die Integration von neuen Infrastrukturen in das Stromnetz gestaltet sich unter anderem aufgrund der historisch gewachsenen Bestandsinfrastruktur teilweise problematisch. Zudem werden auch ältere Komponenten so lange betrieben wie möglich, um Modernisierungskosten zu reduzieren. Dies führt dazu, dass moderne und historische Geräte und Leitungen im selben Netzbereich existieren können.

3.6.2.2 Gasnetzinfrasturktur

Das Gasnetz ist, ähnlich zum Stromnetz, in mehrere Ebenen aufgeteilt. Die Endverbraucher befinden sich auf der untersten Ebene des Netzes, dem Niederdrucknetz. Wie auch für die Stromversorgung gelten für die Gasversorgung Vorschriften zur Entflechtung von Netzbetreibern und Energielieferanten. Oftmals ist ein lokaler Verteilnetzbetreiber für den Betrieb der Niederdrucknetze verantwortlich. In Karlsruhe ist dies die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH. Die Niederdrucknetze werden mit einem Druck von weniger als 100 mbar betrieben.

Die Niederdrucknetze beinhalten die Gaszähler der Endkunden, welche jedoch in Karlsruhe kaum fernauslesbar sind. Teilweise sind jedoch fernauslesbare Zähler verbaut, sodass diese Messwerte in stündlicher Auflösung für den Vortag bereitstehen.

Die Mitteldrucknetze beinhalten Gas- Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen), welche die Niederdrucknetze speisen. Diese Anlagen beinhalten Druckminderer für die Versorgung nachgeschalteter Niederdrucknetze und Messgeräte. Zudem sind an dieser Stelle Anlagen verbaut, welche dem geruchslosen Gas einen Stoff zusetzen, um den charakteristischen Gasgeruch zu erzeugen. In den GDRM-Anlagen wird das Gas außerdem von Staub gereinigt und getrocknet, um den Wasserdampfanteil zu reduzieren.

Mithilfe der verbauten Messgeräte in den GDRM-Anlagen können Druck, Durchflussmenge und Zusammensetzung aufgezeichnet werden. Bei der zunehmenden Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz darf ein bestimmter, netzabhängiger Wasserstoffanteil im Erdgas nicht überschritten werden. Die dezentrale Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz kann mithilfe dieser Messgeräte kontrolliert werden. In den Mitteldrucknetzen herrscht im Allgemeinen ein Druck von 100 mbar bis 1 bar.

In den Hochdrucknetzen wird das Gas über weite Distanzen mit einem Druck von bis zu 100 bar übertragen. Hier sind hauptsächlich Kraftwerke und größere Industriebetriebe, sowie Gasspeicher angeschlossen.

3.6.3 IKT-Systemarchitektur

Die Systemarchitektur beschreibt den Aufbau der gesamten IKT-Struktur innerhalb von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern. Solche Infrastrukturen können auf unterschiedliche Arten aufgebaut sein. Entweder sie vereinen viele unterschiedliche Funktionen in einem großen Gesamtsystem, oder viele kleine Komponenten arbeiten mithilfe von definierten Schnittstellen und Protokollen zusammen. Beide Optionen haben Vor- und Nachteile, welche im Folgenden weiter diskutiert werden.

Die Architektur eines IKT-Systems kann entweder von monolithischer oder verteilter Natur sein. Als monolithisch wird eine Architektur bezeichnet, wenn sie aus einer oder wenigen großen Komponenten besteht wohingegen eine verteilte Architektur aus einer Vielzahl von Komponenten besteht, welche über Schnittstellen miteinander kommunizieren. Beide Architekturmodelle können noch weiter unterteilt werden, jedoch gelten einige Vor- und Nachteile der jeweiligen Modelle generell.

Monolithische Softwarearchitekturen sind unabhängig von Schnittstellen zwischen einzelnen Diensten, da die Dienste alle in einer großen Komponente zusammengefasst sind. Diese Komponente kann ihre Aufgabe auch dann wahrnehmen, wenn keine Kommunikation mit anderen Komponenten möglich ist.

Außerdem können Latenz und Bandbreite zwischen einzelnen, verteilten Komponenten die Leistung des Gesamtsystems beeinträchtigen. Gibt es nur eine einzelne, monolithische Komponente, so kann die Leistung des Systems in einigen Fällen besser optimiert werden. Der Datenaustausch zwischen den einzelnen Funktionen ist bei der Integration in eine große Komponente oftmals performanter als bei der Aufteilung der Funktionen auf mehrere Komponenten. Zudem erhöht der Datenaustausch zwischen Komponenten über ein Netzwerk die Angriffsfläche und erfordert je nach Netzwerk unterschiedliche Sicherheitsvorkehrungen bei der Datenübertragung. Die Komplexität des Datenaustauschs wird beispielsweise durch notwendige Verschlüsselungen erhöht, was die Latenz und Bandbreite zusätzlich mindern kann.

Durch die Modularität einer verteilten Softwarearchitektur kann es während des Betriebs zu Änderungen kommen. Bei Änderungen am Kommunikationsnetzwerk kann sich auch die Latenz und die Bandbreite zwischen den einzelnen Komponenten ändern, was sich auf die Funktionalität des Gesamtsystems auswirken kann.

Die Komplexität verteilter Systeme steigert schließlich auch die Anschaffungs- und Betriebskosten der benötigten Hardware. Effizienzminderungen durch die notwendige, zusätzliche Kommunikation führt zu höheren Anforderungen an die Hardware. Im Gegensatz zu monolithischen Systemen muss bei verteilten Systemen zusätzliche Hardware für die Kommunikation zwischen den Komponenten installiert werden. Ein weiterer Fallstrick beim Betrieb der Kommunikationstechnik ist das Mischen von unterschiedlichen Herstellern, wodurch die Kommunikation zwischen den Geräten nicht immer reibungslos abläuft.

Bei dem Softwaredesign verteilter Systeme lassen sich die unterschiedlichen Funktionen in unabhängige Komponenten aufteilen. Jeder Komponente kann eine separate Aufgabe zugewiesen werden und jede Komponente ist nur für stark zusammenhängende Aufgaben zuständig. Dies bedeutet, dass die Komponenten unabhängig voneinander entwickelt und erweitert werden können. Im Softwaredesign wird dieses Prinzip „Separation of Concerns“ genannt, also „Trennung von Verantwortlichkeiten“.

Die Aufteilung der Funktionen auf unterschiedliche Komponenten bewirkt beispielsweise, dass unterschiedliche Funktionen auf unterschiedlichen Hardwaresystemen implementiert werden können. Komponenten, welche von vielen Nutzern gleichzeitig genutzt werden, wie beispielsweise Benutzeroberflächen, können mehr Ressourcen zugeordnet werden als Komponenten, welche nur selten genutzt werden. Das Gesamtsystem kann die verfügbaren Ressourcen effizienter nutzen.

Mit mehreren Komponenten, die auf verteilten Systemen laufen, kann zudem die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems reduziert werden. Bei dem Ausfall einzelner Komponenten aufgrund von Hardware- oder Softwareproblemen, sind die anderen Komponenten nicht direkt beeinträchtigt. Reparaturen an oder der Austausch von Hardwarekomponenten kann ohne aufwändige Vorarbeiten durchgeführt werden, weil die laufende Software flexibel auf andere Hardwarekomponenten verlagert werden kann. Auch Softwareupdates einzelner Komponenten sind schneller und ohne großen Aufwand möglich. Die Updates umfassen immer nur einzelne Services und sind deswegen kleiner und einfacher zu handhaben. Dies führt dazu, dass schneller und öfter Updates installiert werden können. Funktionsupdates als auch Sicherheitsupdates sind somit deutlich aktueller und Sicherheitslücken können schneller behoben werden.

Hinzu kommt, dass die Software- und Hardwareänderungen einfacher zu testen sind. Parallel zum laufenden Service kann ein neuer Service mit neuer Soft- oder Hardware erstellt werden. Der neue Service übernimmt die Aufgaben ohne Unterbrechung und sollte ein Fehler auftreten oder der Service abstürzen, so kann der alte Service wieder übernehmen. Insbesondere unkritische Aufgaben, wie beispielsweise ein Kundenportal oder eine Abrechnungsplattform, können mit diesen Strategien agil weiterentwickelt werden. Bei einem Fehler in einem monolithischen System kann im Gegensatz dazu das gesamte System beeinträchtigt werden.

Moderne Software wird meistens als servicebasierte Architektur entwickelt. Auch die Softwareangebote für Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke bestehen meistens aus vielen einzelnen Komponenten, welche teilweise unabhängig voneinander betrieben werden können. Bei der Eigenentwicklung einer Softwarearchitektur ist die Aufteilung der Funktionen auf viele unabhängige Services sinnvoll, um die Vielzahl an Funktionen unabhängig voneinander entwickeln und einsetzen zu können. Die Unterstützung neuer Kommunikationsprotokolle, die Einhaltung neuer Gesetze, die Integration neuer Anlagen und die Entwicklung neuer Bedienkonzepte sind in den nächsten Jahren wiederkehrende Aufgaben, die mithilfe einer verteilten Softwarearchitektur besser gemeistert werden können als mithilfe einer monolithischen Architektur. Viele Änderungen im Bereich der erneuerbaren Energien im Verteilnetz, flexibler Verbraucher und den damit verbundenen Technologien sorgen für einen Innovationsdruck, welcher auch Auswirkungen auf die Softwarelandschaft der Netzbetreiber und Stadtwerke hat.

3.6.4 IKT Bausteine

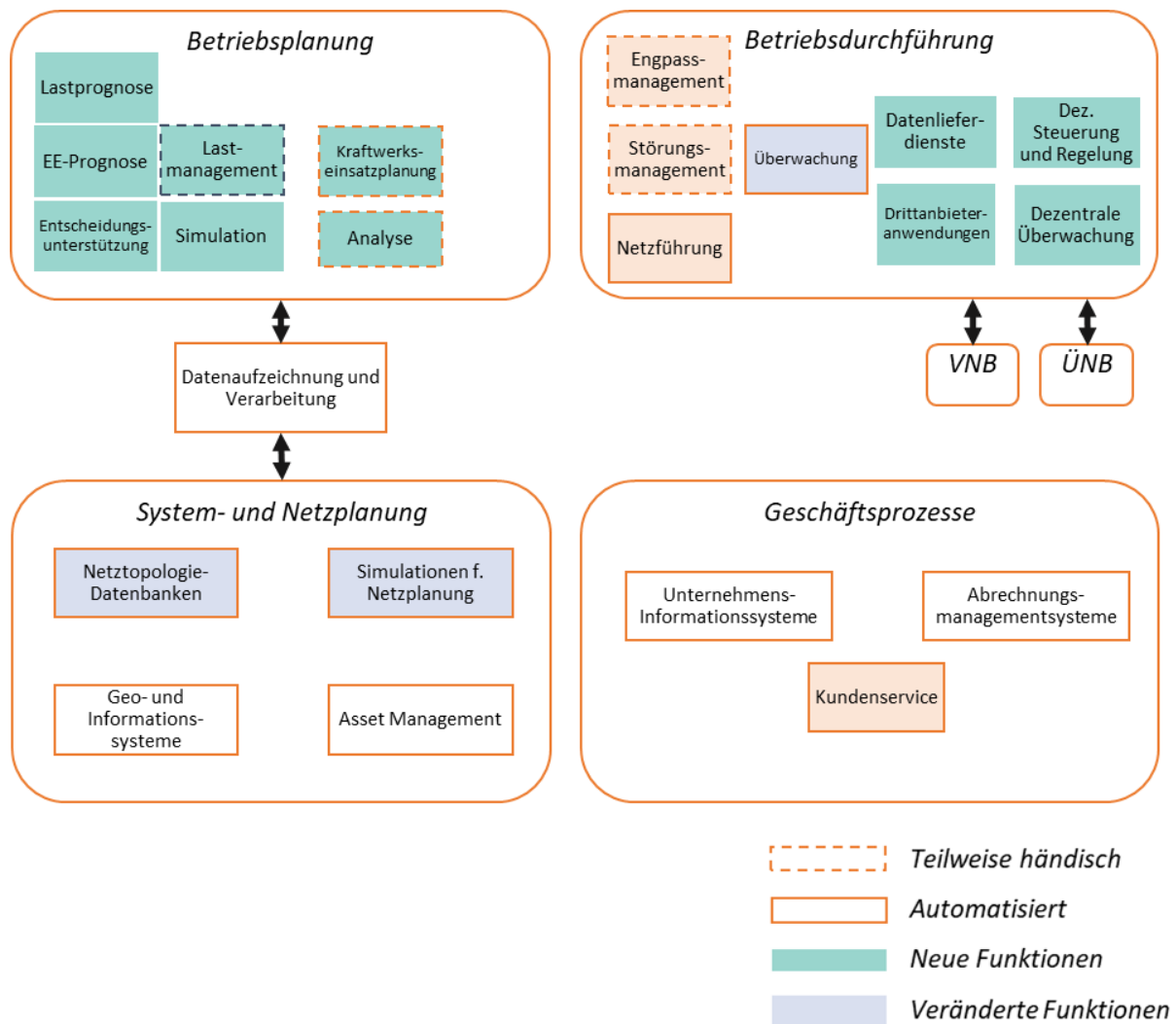


Abbildung 3-69 Funktionen moderner Leitwartensysteme. Vgl. [57].

Die bisher eingesetzten Leitwartensysteme sind oft monolithisch konzipiert. Dies führt dazu, dass ein untrennbares, homogenes Softwaresystem für viele unterschiedliche Aufgabenbereiche des Netzbetreibers verwendet wird. Betriebsplanung, Betriebsführung und Geschäftsprozesse sind so eng miteinander verknüpft, dass die Erweiterung oder die Anpassung von Teilfunktionen immer mit einer Modifikation des gesamten Softwaresystems verbunden sind. Außerdem betreffen Softwareaktualisierungen immer große Teile des Gesamtsystems, weshalb eher wenige große als viele kleine Aktualisierungen durchgeführt werden.

In Zukunft müssen Leitwartensysteme deutlich mehr Funktionalitäten und Schnittstellen anbieten. Zudem muss die Leitwartensoftware kontinuierlich weiterentwickelt und an die immer neuen Anforderungen angepasst werden. Die einzelnen Bausteine der Leitwartensoftware werden unabhängig und eigenständig betrachtet. Dies führt dazu, dass die Systeme einzeln aktualisiert werden können und unabhängig voneinander agieren. Gleichzeitig sorgt diese Unabhängigkeit aber auch dafür,

dass standardisierte Kommunikationsschnittstellen entwickelt werden müssen, über welche die Bausteine Informationen austauschen können.

3.6.4.1 Digitale Zwillinge

Neue, flexible Verbraucher und erneuerbare Erzeugungsanlagen verlangen nach neuartigen Prognose- und Analysemethoden. Virtuelle Abbilder von physischen Anlagen, sogenannte Digital Twins (digitale Zwillinge), können zur Überwachung, Simulation, Steuerung, Prognose und Analyse genutzt werden. Digitale Zwillinge beinhalten hierbei nicht nur die elektrischen Zustände und Kennwerte, sondern auch physische, wie beispielsweise den Standort. Auch weitere Sensorwerte, zum Beispiel aktuelle Temperaturen oder Schalterstellungen, sind in dem digitalen Abbild enthalten. Das Netz und die Netzinfrastruktur sollen möglichst gut repliziert werden, um zukünftige Zustände präzise vorhersagen zu können. So kann die Berechnung von Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten für „predictive Maintenance“ (vorausschauende Wartung) genutzt werden. Hierbei werden die Anlagen umfangreich überwacht und die Sensordaten beispielsweise mithilfe von neuronalen Netzen auf Unregelmäßigkeiten untersucht. Sollte der Algorithmus auffällige Sensordaten erkennen, so kann die betroffene Komponente ausgetauscht werden, bevor es zu einem Ausfall kommt. Solche proaktiven Wartungsmaßnahmen minimieren die Störungszeiten und erhöhen die Effizienz des Gesamtsystems. Allerdings ist es gleichzeitig notwendig, umfangreiche Datensätze zu erfassen, zu speichern und auszuwerten.

Digitale Zwillinge können zudem für eine effiziente Netzführung sorgen. Indem der gesamte Netzbereich als digitaler Zwilling abgebildet wird, lassen sich beliebige Szenarios simulieren und vorausberechnen. Elektromagnetische Vorgänge, wie Blitzeinschläge, Schaltvorgänge und Einschaltströme, können im digitalen Zwilling simuliert werden, wodurch Störungen im realen Netz schneller geortet oder ganz vermieden werden können. Selbstverständlich steigt mit zunehmender Genauigkeit der Simulation auch der Rechenaufwand, weshalb hierfür spezielle Echtzeitsimulationssysteme entwickelt wurden.

Zur Speisung der Simulationen müssen umfangreiche Daten erhoben und schnellstmöglich an die Leitwarte übertragen werden. Viele verteilte Sensoren und Kommunikationseinheiten liefern im Verteilnetz, den darin installierten Anlagen und den Netzinfrastrukturen die Informationen, auf denen die Simulationen basieren.

3.6.4.2 Demand Side Management (DSM)

Demand Side Management (DSM) ist ein Konzept, um den Energieverbrauch auf der Verbraucherseite zu steuern und zu optimieren. Zur Umsetzung von DSM bedarf es intelligente Zähler, eine Möglichkeit zur Laststeuerung und Kommunikationswege vor und zur Last. Ziele von DSM sind die Reduzierung des Energieverbrauchs oder die zeitliche Umdisponierung der Last, sodass Lastspitzen im Netzbereich vermieden werden. Zu Mittagszeiten oder in den Abendstunden können mithilfe von DSM beispielsweise Kühlschränke oder Wärmepumpen abgeregelt werden, sodass der Energieverbrauch dieser Geräte kurzzeitig sinkt. Gleichzeitig steigt jedoch bei einem Kühlschrank die Temperatur, sodass nach der Spitzenlastzeit etwas mehr Energie benötigt wird, um die Solltemperatur wieder einzuhalten. Die Leistung wird zeitlich verzögert abgerufen. Komplexere Strategien für DSM beinhalten die

Prognostizierung von Umwelteinflüssen und menschlichem Verhalten mit dem Ziel, die Sollparameter in festgelegten Grenzen dauerhaft einzuhalten. Außerdem können unterschiedliche Geräte in unterschiedlichen Netzbereichen kooperativ gesteuert werden, sodass beispielsweise die durch PV-Anlagen eingespeiste Energie direkt von Wärmepumpen in nahegelegenen Netzbereichen bezogen werden und eine mögliche Abregelung bei Übereinspeisung vermieden werden kann.

3.6.4.3 Entscheidungsunterstützung

Die Entscheidungsunterstützung ist Teil jedes modernen Leitwartensystems. Sie ermöglicht dem Leitwartenpersonal fundierte Entscheidungen in kürzester Zeit zu treffen, indem ein schneller Überblick und eine Analyse der wichtigsten Parameter bereitgestellt werden. Insbesondere beim Auftreten von unvorhergesehenen Störungen ist oft eine schnelle Entscheidungsfindung wichtig, um Ausfallzeiten zu minimieren. Die Leitwartensysteme können dabei helfen, indem sofort wichtige Parameter aus unterschiedlichen Datenbanken miteinander verknüpft und visuell einfach dargestellt werden. Beispielsweise können beim Ausfall von Infrastrukturen im Feld direkt die Verortung und relevante Messdaten vor dem Ausfall bereitgestellt werden, damit ein Techniker schnellstmöglich beauftragt und mit den wichtigsten Eckdaten versorgt werden kann.

Softwaresysteme, die menschliche Entscheidungsträger bei der Abwägung unterschiedlicher Lösungsmöglichkeiten unterstützen, werden Entscheidungsunterstützungssysteme genannt. Die Systeme sollen hierzu die relevanten Informationen ermitteln, aufbereiten und zusammenfassen, sodass Lösungsmöglichkeiten effizient miteinander verglichen werden können [58].

In einer Leitwarte können Entscheidungsunterstützungssysteme genutzt werden, um nur die notwendigen Informationen kompakt zusammenzufassen und alle, für die zu treffende Entscheidung nicht relevanten Informationen, auszublenden. Zudem können die vorliegenden Daten für eine Prognose und eine Simulation genutzt werden. Bei einem Ausfall von Infrastrukturen im überwachten Netzbereich, Überlastungen von Übertragungsstrecken oder anderen Komplikationen, können solche Systeme zum Einsatz kommen.

3.6.4.4 Redispatch 2.0

Als Redispatch wird im Allgemeinen ein Eingriff in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken bezeichnet. Vor Redispatch 2.0 wurden hierbei nur Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 10 MW betrachtet. Diese mussten ihre Leistung anpassen, falls der zuständige Netzbetreiber einen Engpass erkannt und dies für notwendig gehalten hatte. Mit Redispatch 2.0 wurde ein Instrument geschaffen, um auch kleinere Anlagen ab 100 kW steuern zu können. Ab dem 1.10.2021 sind Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber verpflichtet, am Redispatch dieser kleineren Anlagen teilzunehmen. Zudem sind alle Anlagen zur Teilnahme verpflichtet, welche bereits durch einen Netzbetreiber gesteuert werden konnten.

Im Gegensatz zu Redispatch 1.0 sollen die angeschlossenen Anlagen nun prädiktiv und planungsbasiert gesteuert werden. Aus diesem Grund müssen Anlagenbetreiber Prognosen über die geplante Stromerzeugung und Redispatch-Potentiale abgeben. Netzbereichsverantwortliche müssen dementsprechend dazu in der Lage sein, die Prognosen der Anlagenbetreiber zu empfangen. Auch müssen weitere Stammdaten, sowie Stammdatenänderungen und Verfügbarkeiten an den zuständigen Netzbetreiber gemeldet werden.

Die Stammdaten werden entweder vom Einsatzverantwortlichen oder dem Anlagenbetreiber selbst an den Netzbetreiber gesendet. Somit kann der Netzbetreiber abschätzen, für welche Maßnahmen die Anlage geeignet ist. Außerdem werden Planungsdaten übermittelt, falls das Planwertmodell für die jeweilige Anlage als Bilanzierungsmodell ausgewählt wurde. In diesem Fall ist der Anlagenbetreiber für die Bereitstellung von Einspeiseprognosen verantwortlich und stellt diese dem Netzbetreiber zur Verfügung. Andernfalls kann das Prognosemodell gewählt werden. Dieses sieht vor, dass die Einspeisung vom Netzbetreiber prognostiziert wird und ist der Standardfall. Beide Modelle haben Vor- und Nachteile für den Anlagenbetreiber. Beim Planwertmodell ist der Aufwand für den Anlagenbetreiber aufgrund der Prognostizierung höher, jedoch berechnet der Anlagenbetreiber in diesem Fall die Ausfallarbeit im Falle des Redispatch und einer Abregelung seiner Anlage mithilfe seiner eigenen Prognose selbstständig. Dies ermöglicht größtmögliche Transparenz bei der Berechnung des finanziellen Ausgleichs.

Zudem übermittelt der Anlagenbetreiber Nichtbeanspruchbarkeiten, welche beispielsweise Wartungsmaßnahmen, Außeneinflüsse oder den Eigenverbrauch beinhalten können. Der Netzbetreiber wird somit im Voraus informiert, sollten Redispatch Maßnahmen zeitweise nicht möglich sein. Schlussendlich werden noch die Echtzeitdaten der Erzeugungsanlagen mindestens einmal pro Minute übermittelt.

Die Regelung der Anlagen erfolgt nach Berechnung von Prognosen und Netzmodellen schließlich entweder direkt durch den Netzbetreiber (Duldungsfall) oder durch den Anlagenbetreiber (Aufforderungsfall). Der Duldungsfall stellt hierbei den Standard dar.

3.6.4.5 Externe Schnittstellen

Zur Datenübermittlung zwischen Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichem und Netzbetreiber, sowie für die Netzbetreiberkooperation, wird über die Connect+ Plattform durchgeführt. Connect+ hat das Ziel, alle Datenaustauschprozesse für den Redispatch 2.0 wie von der BNetzA gefordert zu ermöglichen. Der Datenaustausch wird mithilfe vorgegebener Verschlüsselungs- und Signierungsverfahren ermöglicht, um ein Mitlesen bzw. Verändern der Daten durch Dritte zu verhindern. Die Prozessteilnehmer kommunizieren dabei nur mit RAIDA, einer Softwarelösung von Connect+. Bei der Meldung von Daten wird die Datenqualität überprüft und fehlerhafte Meldungen direkt abgewiesen. Die Teilnehmer kommunizieren insbesondere nicht untereinander. Auch werden die Daten über RAIDA den Teilnehmern zur Verfügung gestellt, welche sie benötigen. Die Einstiegshürde für die Beteiligten Parteien wird mithilfe von einfachen Softwarelösungen möglichst geringgehalten.

Die Datenübertragung der Echtzeitdaten wurde im Rahmen der Festlegung der BNetzA nicht definiert, sodass dies zwischen Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichem und Netzbetreiber abgestimmt werden muss. Auch die Anlagensteuerung beim Aufforderungsfall, die Übermittlung von Prognosen im Planwertmodell und weitere aktuelle Daten werden nicht über Connect+ übertragen. Eine Möglichkeit zur Übertragung dieser Daten bietet DA/RE. Anstatt direkt auf die RAIDA Schnittstelle zuzugreifen, kann die DA/RE Plattform als Kommunikationsplattform verwendet werden. Weiterhin müssen die Prozessteilnehmer nur mit einer Plattform kommunizieren, können jedoch auf weitere Funktionen zugreifen und den vollständigen Redispatch 2.0 Prozess über DA/RE abwickeln [59].

3.6.4.6 Netzsimulationen und Netzanalysen

Trotz des stetigen Ausbaus dezentraler Energieanlagen im Verteilnetz, sind oftmals immer noch große Reserven vorhanden. Dies führt dazu, dass eine Netzsimulation und Engpassprognose aktuell in den Verteilnetzen nicht unbedingt notwendig ist. Die maximale Auslastung einzelner Komponenten beträgt heutzutage meist nicht mehr als 50 %. Im ländlichen Raum ist jedoch eine deutliche Steigerung der Auslastung einzelner Ortsnetzstationen und Verteiler abzusehen, welche durch den Zubau von Ladestationen für Elektroautos und PV-Anlagen auf großen Dachflächen begründet ist.

Bei der Netzanalyse wird in Abständen von einigen Wochen ein Teil des Verteilnetzes analysiert und eine Lastflussberechnung durchgeführt. Auf der Basis der Analyseergebnisse lässt sich abschätzen, ob ein Zubau von Ladestationen, PV-Anlagen, Wärmepumpen und anderen erneuerbaren Energieanlagen in dem lokalen Netzbereich problematisch werden kann. Moderne Leitwartensysteme ermöglichen die weitgehend automatisierte Durchführung ebenjener Analysen.

3.6.4.7 Kommunikation mit eigenen Infrastrukturen

Moderne Leitwartensysteme müssen per Fernwirktechnik mit Netzinfrastrukturen kommunizieren können. Neue Protokolle, wie beispielsweise IEC 61850 ermöglichen die informationstechnische Integration von Umspannstationen, sowie die Kommunikation innerhalb einer Station. Zudem werden Datenstrukturen bereitgestellt, welche herstellerübergreifende Standards etablieren. Ältere Kommunikationsstandards, beispielsweise IEC 60870-5-104 aus dem Jahr 2000, werden mittlerweile von nahezu allen modernen Geräten unterstützt.

Ein neuer Standard, welcher von IoT Geräten oft genutzt wird, ist MQTT. Kurze Nachrichten werden von den unterschiedlichen IoT Geräten an einen zentralen Server gesendet, welcher die Nachrichten anschließend an registrierte Teilnehmer weiterleitet.

Alle Kommunikationsprotokolle verwenden die darunter liegenden IP und TCP / UDP Strukturen. Dies sorgt dafür, dass herkömmliche Internetstrukturen und Anbindungen genutzt werden können und die verbauten Netzwerkgeräte keinen speziellen Anforderungen genügen müssen.

Die Verteilnetzinfrastrukturen sind meistens per DSL oder Glasfaser angeschlossen. Werden neue Hochspannungsleitungen verlegt, so lassen sich Glasfaserleitungen oft im selben Zuge mitverlegen. Ortsnetzstationen können somit direkt über das einspeisende Umspannwerk angebunden werden. Als Übergangslösung bietet sich die Nutzung des Mobilfunknetzes an, falls Netzstationen sonst nur mit erheblichem Aufwand angebunden werden können. Die vergleichsweise niedrigen Datenübertragungsraten sind für die fernwirktechnische Instrumentierung ausreichend. Insgesamt sind heutzutage jedoch noch lange nicht alle Netzstationen instrumentiert. Je nach Historie des Verteilnetzbetreibers sind oft nur wenige Prozent aller Netzstationen fernwirktechnisch mit der Leitwarte verbunden.

3.6.4.8 Archivierung

Die Datenarchivierung ermöglicht die Analyse von Stromausfällen, Leistungsschwankungen oder anderen Problemen. Zukünftig können Probleme so früher erkannt und behoben oder schneller lokalisiert werden. Außerdem ist es durch eine umfangreiche Datenarchivierung von Messdaten und

Steuerbefehlen möglich Trends zu erkennen und Prognosen zu berechnen. Neben der Berechnung von Prognosen basierend auf historischen Aufzeichnungen wird die Datenarchivierung zur Nachweisführung und Absicherung benötigt. Treten Komplikationen auf, so kann der Leitwartenbetreiber basierend auf den Aufzeichnungen belegen, dass richtig gehandelt wurde. Außerdem dienen aufgezeichnete Daten als Beleg für Abrechnungen und Nachweis für die korrekte Umsetzung von Richtlinien und Gesetzen.

3.6.4.9 Intelligente Messsysteme

Ein intelligentes Messsystem (iMSys) entsteht durch die Kombination einer oder mehrerer moderner Messeinrichtungen (mME) mit einem Smart Meter Gateway (SMGW). Diese Begrifflichkeiten werden durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) umfassend definiert. Vorgaben zur genauen Funktionalität des SMGW werden in der Technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI definiert. Darüber hinaus gelten weitere Anforderungen, unter anderem formuliert von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (im Konkreten das Dokument PTB-A 50.8 Smart Meter Gateway) und das Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (verschiedene Dokumente). Es folgt zunächst eine (verkürzte) Zusammenfassung der wesentlichen Punkte:

Moderne Messeinrichtung: Messgerät das (1) den Elektrizitätsverbrauch in Verbindung mit der Nutzungszeit erfasst und (2) an ein Smart Meter Gateway angebunden werden kann.

Smart Meter Gateway: Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems, die (1) mME und andere technische Einrichtungen (z.B. Energieanlagen) entsprechend diverser Anforderungen sicher in ein Kommunikationsnetz anbindet und (2) Funktionalität zur Erfassung, Verarbeitung und dem Versenden von Daten bereitstellt.

Die mME wird durch Anbindung an das SMGW zum iMSys. Um beide Geräte koppeln zu können, müssen diese über kompatible Schnittstellen verfügen. Die Technische Richtlinie sieht dafür die unidirektionale Kommunikation per Wireless MBUS, sowie die bidirektionale und kabelgebundene Kommunikation per COSEM/OBIS - SML - TLS - HDLC - RS485 Protokollstapel vor. Aus Sicht des SMGW (siehe Abbildung) befinden sich die mME im sogenannten lokalen metrologischen Netzwerk (LMN). Die so empfangenen bzw. bezogenen Messwerte werden entsprechend definierter Regelsätze - den Tarifierungsanforderungen – verarbeitet, gespeichert und für externe Marktteilnehmer verfügbar gemacht, z.B. indem die aus diesen Regeln abgeleiteten Daten zu definierten Zeitpunkten versendet werden. Externe Marktteilnehmer sind beispielsweise Energieversorgungsunternehmen, welche die Zählerstände zu Abrechnungszwecken erfassen wollen oder Netzbetreiber, die aktuelle Netzzustandsdaten benötigen. Sie befinden sich aus Sicht des SMGWs im Wide Area Network (WAN), welches mittels verschiedener Kommunikationstechnologien, beispielsweise LTE oder Power Line Communication, angebunden ist. Für eine Übersicht über die Tarifierungsanforderungen, sowie die abgeleiteten und versendeten Daten sei auf die TR verwiesen.

Entsprechend der obigen Definition bindet das SMGW neben den mME noch weitere technische Einrichtungen in das Kommunikationsnetz ein. Diese befinden sich aus Sicht des SMGW im Home Area Network (HAN). Die Anbindung erfolgt über den sogenannten transparenten Kanal, einem gesicherten Datentunnel zwischen der angebundenen Einrichtung (entsprechend der TR Controllable Local System bzw. CLS genannt) und einem dazu berechtigten (aktiven) externen Marktteilnehmer. Dieser Kanal kann auf Wunsch der technischen Einheit, auf Wunsch des externen Marktteilnehmers oder

automatisiert, entsprechend einer im SMGW hinterlegten Konfiguration, aufgebaut werden. Es ist jedoch zu beachten, dass in der ersten Generation nicht jedes SMGW alle drei Varianten unterstützt [60].

Zuletzt bietet das SMGW Schnittstellen für Servicetechniker und Letztverbraucher, damit diese im HAN auf die aufgezeichneten Daten und Logs zugreifen können. Der Servicetechniker erhält darüber hinaus Funktionen zur Konfiguration des Geräts.

Für eine detailliertere Übersicht über die Funktionen und Anforderungen sei nochmals auf die TR und die weiteren einleitend genannten Dokumente verwiesen. Zusammenfassend sind die wichtigsten Kernfunktionen des SMGW und damit des iMSys:

- Erfassung, Verarbeitung und Versand von Messwerten (nicht nur für Strom)
- Bereitstellung des (gesicherten) transparenten Kanals
- Umfassendes Sicherheitskonzept

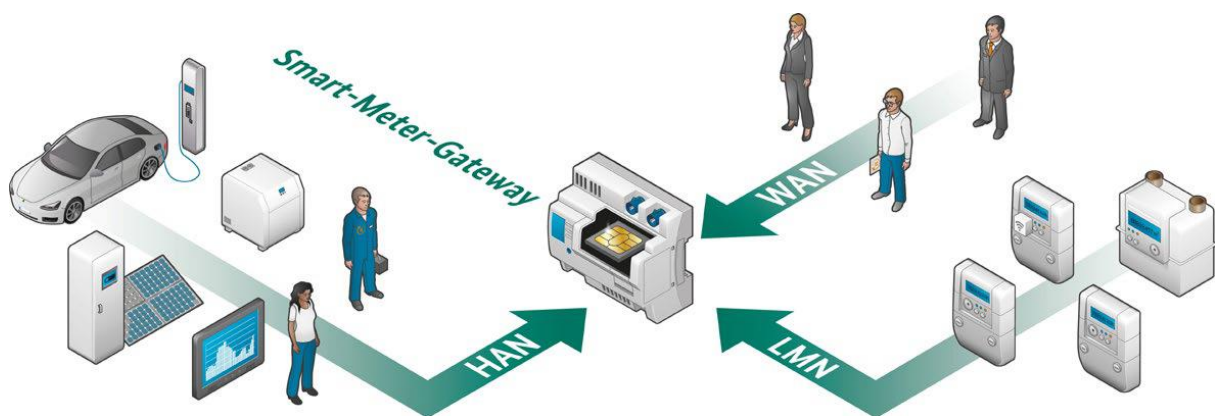


Abbildung 3-70: SMGW Systemarchitektur. Aus "Das Smart-Meter-Gateway", BSI 2022 [61]

3.6.5 Prototypische Umsetzung: Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten

Zur Evaluation des vorgestellten IKT-Konzeptes wurde das Anwendungsbeispiel der Verteilnetzüberwachung ausgewählt. Die Überwachung des Verteilnetzes wird aufgrund des Zubaus von neuen, dezentralen Energieinfrastrukturen immer wichtiger. Endkunden integrieren erneuerbare Erzeugung, beispielsweise in Form von PV-Anlagen, in das Verteilnetz und sorgen so für neue Szenarien, welche die Verteilnetzinfrastruktur auf andere Arten belastet. Auch Ladestationen für die Elektromobilität stellen neue Anforderungen an das Verteilnetz, weil oftmals viel Leistung an dezentraler Stelle benötigt wird. Um das Verteilnetz vor Überlastungen zu schützen, müssen die Infrastrukturen überwacht werden. Die Transformatoren in den Ortsnetzstationen, die Schalter und Sicherungsmechanismen und die verlegten Kabel arbeiten schon heutzutage insbesondere in ländlichen Gebieten teilweise nah an der Grenze ihrer Leistungsfähigkeit. Um gezielt die notwendigen Netzausbaumaßnahmen ergreifen zu können, muss deswegen in Zukunft zusätzlich zu dem

Hochspannungsübertragungsnetz auch das Niederspannungsverteilnetz umfangreich überwacht werden.

Zur Verteilnetzüberwachung lassen sich unterschiedliche Geräte nutzen, welche an verschiedenen Stellen im Netz installiert werden können. Messgeräte können in den Ortsnetzstationen installiert werden und den Stromfluss des gesamten Verteilnetzbereiches überwachen. Sie können außerdem das Spannungsniveau überwachen was, falls ein regelbarer Ortsnetztransformator verbaut ist, die Regelung eines solchen Transformators ermöglicht.

iMSys werden hingegen bei Endkunden installiert und können an unterschiedlichen Stellen im Verteilnetz das Spannungsniveau messen. Diese Messwerte können genutzt werden, um den Zustand des Verteilnetzes genauer zu überwachen. Weil der Rollout dieser iMSys aktuell noch nicht abgeschlossen ist, kann jedoch keine lückenlose Überwachung der Verteilnetze in Deutschland mithilfe von iMSys realisiert werden. Zudem senden die iMSys mit einer vergleichsweise geringen Frequenz von nur einem Datensatz innerhalb von 15 Minuten die Messwerte an den Smart Gateway Administrator. Eine mögliche Alternative stellen Smart Home Geräte dar, welche oftmals auch über Fähigkeiten zur Spannungsmessung und somit zur Netzüberwachung verfügen. Trotzdem die rechtlichen Rahmenbedingungen der Nutzung solcher Messwerte nicht geklärt sind, lassen sich beispielsweise intelligente Steckdosen (Smart Plugs / Smart Sockets) aus technischer Sicht gut für eine Verteilnetzüberwachung nutzen. Aktuelle Messwerte können mehrfach pro Sekunde gesendet werden, wodurch auch kurzzeitige Störungen oder Spannungsschwankungen erkannt werden können. Um die Genauigkeit der Messungen, sowie die informationstechnische Integration in ein Leitwartensystem zu evaluieren, wurden prototypisch einige Smart Plugs im Energy Lab 2.0 am Karlsruher Institut für Technologie verbaut.

In der Literatur lassen sich weitere Beispiele für die dezentrale Überwachung im Stromnetz mithilfe von IoT Geräten finden, wie beispielsweise in [62] und [63]. Um die Spannungsgrenzwerte nach EN50160 einzuhalten, wurde in [62] ein neuartiges IoT Gerät entwickelt. Dieses nutzt die Steckdosen in Haushalten als Messpunkte. Das Gerät beinhaltet mehrere Platinen, mit unterschiedlichen Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsbauteilen. Das Gerät wurde von den Autoren entwickelt und sendet die gemessenen Daten über eine serielle Bluetooth-Schnittstelle an ein Smartphone. Die Daten werden direkt auf dem Smartphone ausgewertet und nicht an einen zentralen Server weitergesendet. Eine umfassende, dezentrale Netzüberwachung ist mit diesen selbstgebaute Geräten nicht möglich.

Die Autoren von [63] entwickeln eine intelligente Steckdose, um Lastspitzen im Netz abzumildern. Sie betreiben mithilfe der selbstgebaute intelligenten Steckdose DSM und verschieben Lasten, um die Höchstlasten zu senken. Da das Gerät für den indischen Markt entwickelt wird und dort viele Haushalte nicht an das Internet angebunden sind, basiert die Lastverschiebung und die Entscheidungsfindung ausschließlich auf den gemessenen Spannungsniveaus.

Selbstgebaute Geräte haben den entschiedenen Nachteil, dass die Entwicklung und Zertifizierung solcher Geräte hohe Kosten verursachen. Ein flächendeckender Einsatz von selbstentwickelten Lösungen ist mit einem sehr viel höheren Aufwand verbunden als die Verteilung von kostengünstigen kommerziellen Smart-Home Geräten, welche für weniger als 10~€ angeboten werden. Die vorgestellten anderen Arbeiten, welche das Verteilnetz mithilfe von dezentralen Messgeräten überwachen, beschäftigen sich nicht mit der Datenaufzeichnung und Auswertung. Auch die damit

verbundenen Hürden, wie beispielsweise eine möglichst schnelle Datenübertragung mit geringer Latenz, sind für die dargestellten Anwendungsfälle nicht von Relevanz.

Die kommerziell verfügbaren Smart Plugs verwenden eine angepasste Tasmota – Firmware, um Daten per WLAN-Verbindung an einen MQTT Broker zu senden. Auch die Anbindung per Zigbee oder LoRaWAN wären Alternativen, jedoch sind bei diesen beiden Kommunikationstechnologien weitere Gateway Geräte notwendig. LoRaWAN-fähige Steckdosen übertragen geringe Datenmengen mit vergleichsweise hoher Latenz an ein LoRaWAN Gateway. Der Vorteil dieser Übertragungstechnologie liegt insbesondere in dem geringen Energieverbrauch und der hohen Reichweite. Smart Home Geräte, welche über Zigbee angebunden werden, können die Daten ebenfalls über eine größere Distanz übertragen als bei der Verwendung von WLAN. Bei der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten soll jedoch auch die Installationskomplexität der Geräte minimiert werden, um einen flächendeckenden Einsatz schnell und kostengünstig zu ermöglichen. Für diesen Anwendungsfall scheint deswegen die Einbindung der Geräte über WLAN am besten.

Zur Aggregation der Messdaten publizieren die Smart Plugs die gemessenen Werte zunächst als MQTT Nachrichten. Sie senden Messdaten in einem konfigurierbaren Intervall von zunächst 10 Sekunden an den MQTT Broker, welcher die Nachrichten dann an abonnierte Klienten weiterleitet. Die Verbindung zwischen Smart Plug und MQTT Broker wird per SSL mit vorher ausgetauschtem Schlüssel gesichert, damit andere Teilnehmer desselben WLANs oder der weiteren Netzwerkinfrastruktur die gesendeten Messdaten weder mitlesen noch verändern können. In der prototypischen Umsetzung wurde der MQTT Broker als Service in einem separierten Container auf einem Kubernetes-Servercluster installiert.

Um die Messwerte für eine anschließende Auswertung abzuspeichern, ist auf demselben Servercluster in einem anderen Container ein Influx Datenbankserver installiert. Als Schnittstelle zwischen den beiden Containern dient ein Go-Microservice, welcher wiederum in einem separierten Container installiert wurde. Der Go-Microservice fungiert als Subscriber des MQTT Brokers und liest alle Nachrichten der Smart-Plugs. Anschließend werden die Daten in die Influx Datenbank geschrieben.

Bei einer ersten Betrachtung der Daten fällt auf, dass die Messwerte in Raster fallen und nicht jeder mögliche Wert in den Messdaten auftritt. Die gemessenen Spannungen unterscheiden sich um 0,2 V bis 0,4 V. So werden beispielsweise Werte von 230,6 V und 231 V gemessen, nicht aber 230,7 V oder 230,8 V. Diese Messungenauigkeit scheint durch Rundungsfehler verursacht zu werden. Aus diesem Grund wird die Firmware der Smart-Plugs genauer untersucht und die Spannungsberechnung modifiziert, sodass nun Spannungen mit einer Genauigkeit von 0,1 V ausgegeben werden. Zudem wird die Strommessung für die Untersuchung des Verteilnetzes deaktiviert, wodurch eine höhere Frequenz von Spannungsmessungen ermöglicht wird. Es wird nun jede Sekunde ein Messwert an den MQTT Broker gesendet. Ein Vergleich der Messwertabweichung zwischen den Smart-Plugs und den Janitza Power-Analysen ist in zu sehen.

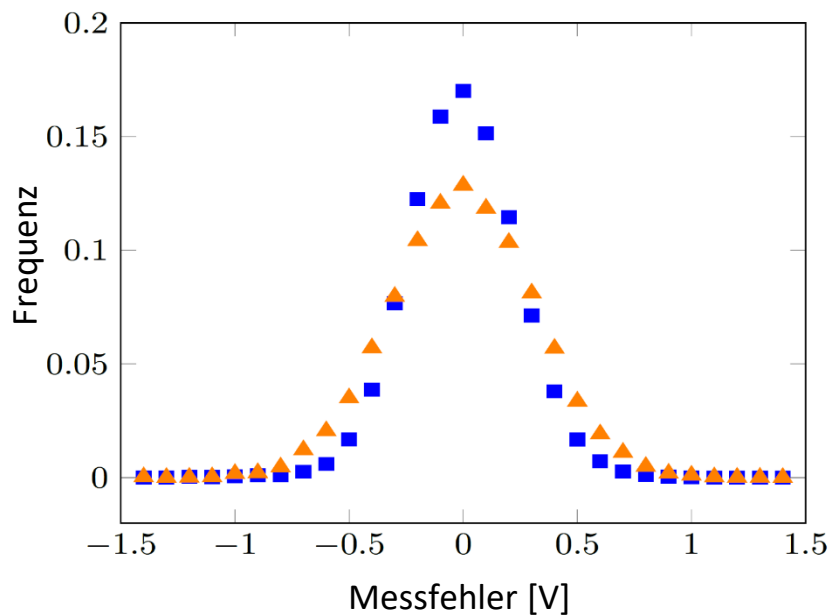


Abbildung 3-71: Messfehler der Smart Plugs mit der modifizierten Firmware (Blau) und der unmodifizierten Firmware (Orange)

Die Verteilung der Messfehler der Smart Plugs mit den entwickelten Firmwaremodifikationen hat eine Standardabweichung von 0,27 V und die Verteilung des Messfehlers mit der unmodifizierten Tasmota Firmware hat eine Standardabweichung von 0,33 V. In der Abbildung 3-71 ist der Unterschied anhand des Gradienten sehr gut zu erkennen. Beide Messfehler sind für eine grobe Abschätzung des Zustands des Verteilnetzes ausreichend. Insbesondere die Richtlinie EN-50160 ist ausschlaggebend für die Gewährleistung der Netzqualität, da hier ein erlaubtes Spannungsband von $230\text{ V} \cdot 0,9$ bis $230\text{ V} \cdot 1,1$ festgelegt ist.

3.6.5.1 Evaluation

Anhand des vorgestellten Anwendungsfalls lässt sich das IKT-Konzept sehr gut verdeutlichen. Viele neue vernetzte Geräte werden in den nächsten Jahren Teil des Stromnetzes werden. Insbesondere IoT Geräte werden immer populärer, da sie kostengünstig und oftmals einfach zu installieren sind. Zusätzlich werden die vorhandenen Netzinfrastrukturen, beispielsweise Ortsnetzstationen, mit weiterer Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet. Smart-Plugs sind IoT Geräte, welche neben den herkömmlichen Funktionen für die Endkunden auch netzdienlich eingesetzt werden können. Außerdem lassen sie sich mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen, in diesem Fall WLAN, mit dem Internet verbinden. Sie unterstützen das, bei IoT Geräten weit verbreitete MQTT Protokoll und senden regelmäßig Messdaten an einen zentralen Server. Deswegen sind Smart Plugs ein gutes Beispiel für die vernetzten Geräte, welche in Zukunft Teil des Verteilnetzes werden.

Um eine Vielzahl von Geräten im Verteilnetz anbinden zu können, muss die beim Netzbetreiber verwendete Infrastruktur zur Datenaggregation erweiterbar sein. Aus diesem Grund wird der Anwendungsfall mithilfe eines Kubernetes-Serverclusters umgesetzt. Auf diesem sind der MQTT Broker, ein Go-Adapter als Microservice und ein Influx Datenbankserver zur Speicherung der Messdaten installiert.

Der Go-Adapter ist als Microservice konzipiert. Er stellt die Verbindung zwischen dem MQTT Broker und der Influx Datenbank her. Zudem versieht er die Messwerte mit notwendigen Metadaten. Diese Metadaten werden genutzt, um bei der Datenauswertung auf Daten zur Verortung, den Typ des Messgerätes, die Messgenauigkeit und weitere Informationen zugreifen zu können. Bei der Implementierung neuer Services kann dann direkt auf diese Informationen zugegriffen werden, ohne dass weitere Datenspeichersysteme abgefragt werden müssen. In dem Anwendungsfall mit der Spannungsmessung an unterschiedlichen Stellen im Verteilnetz ist die Verortung der einzelnen Messgeräte wichtig, um Rückschlüsse auf das Verteilnetz zu ermöglichen. Der Go-Microservice fügt den Messdaten entsprechende Metadaten hinzu. Sollen weitere Messgeräte über eine andere Schnittstelle als MQTT angebunden werden, so ist das Hinzufügen eines weiteren Microservices notwendig. Beispielsweise könnten Daten per HTTP an eine Rest-Schnittstelle gesendet werden. Diese Schnittstelle würde als Microservice implementiert werden und die empfangenen Daten an dieselbe Influx Datenbank weiterleiten, wie der Go-Adapter. Weitere Dienste, welche die gespeicherten Daten nutzen, würden sowohl mit den Smart Plug Daten, welche über die MQTT Schnittstelle empfangen wurden, als auch mit den Daten der anderen Messgeräte, welche über die Rest-Schnittstelle empfangen wurden, arbeiten können.

Andere Messgeräte, beispielsweise IEDs in Ortsnetzstationen, übermitteln die Daten oftmals über das IEC 60870-5 Protokoll. Auch hierfür kann ein weiterer Adapter implementiert werden, sodass die Messdaten aus den Ortsnetzstationen in derselben Datenbank abgespeichert werden können, wie die Daten von IoT Geräten.

Zusätzlich zum Messdatenempfang kann die aufgezeigte IKT-Infrastruktur auch unterschiedliche Steuerungsgeräte ansprechen. Die Smart Plug IoT Geräte können direkt über den MQTT Broker mit entsprechenden Nachrichten konfiguriert und gesteuert werden. Mit entsprechenden Adaptern, welche als Microservices implementiert werden, können auch weitere Geräte gesteuert werden.

3.6.5.2 Fazit

Die vorgestellte Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten ist als Übergangslösung konzipiert und ein Beispiel für die netzdienliche Nutzung von neuen IoT Geräten. Solange Smart Meter noch nicht flächendeckend installiert sind, der Ausbau von erneuerbaren Energien im Verteilnetz aber immer weiter fortschreitet, kann die Nutzung von anderen Geräten zur Netzüberwachung notwendig sein. Dass Smart Home Geräte hierfür ein Beispiel sind, wurde im Rahmen des Projekts aufgezeigt.

Verteilnetzbetreiber können die Smart Home Geräte, in unserem Beispiel die Smart Plugs, an Endkunden verkaufen oder verschenken. Ein einzelnes Gerät kostet im Einkauf weniger als 10 €. Eine Verteilnetzüberwachung mithilfe dieser Smart Plugs wäre für einen Verteilnetzbetreiber also vergleichsweise kostengünstig. Da die Smart Plugs auch komplexe Zeitschaltfunktionen unterstützen, lassen sich neben der Fernsteuerung der Steckdosen noch weitere Anwendungsfälle realisieren. Als Anreiz für den Endkunden könnte eine genaue Anleitung zur Nutzung oder zu Energiesparpotentialen entworfen werden, beispielsweise die Abschaltung von Standby-Geräten in der Nacht. Die Smart Plugs können vom Endkunden selbst installiert und eingerichtet werden.

Im Gegensatz zu Smart Metern können die Smart Plugs frei konfiguriert werden. Dies schließt auch das Zeitintervall ein, mit welchem die Messdaten an einen Server gesendet werden. In der Praxis können Netzbetreiber so einen Zustand des Verteilnetzes ermitteln, welcher nur minimal verzögert ist.

Allerdings weisen die Smart Meter eine deutlich höhere Messgenauigkeit auf, da sie zertifizierte Zähler nach DIN EN 50470-1 sind. Die Smart Home Geräte sind nicht zertifiziert und weisen je nach verbauter Hardware eine unterschiedliche Messgenauigkeit auf. Zwar weisen die im Rahmen des Projekts getesteten Geräte eine ausreichende Genauigkeit auf, jedoch lassen sich keine Rückschlüsse auf die Geräte anderer Hersteller ziehen. Zudem werden die Smart Meter an einer definierten Stelle, dem Hausanschluss installiert. Die Smart Plug Steckdosen können von den Endnutzern in eine Steckdose ihrer Wahl eingesteckt werden, weshalb der Abstand zum Hausanschluss unterschiedlich ist. Dies führt zu einem variierenden Spannungsabfall zwischen Steckdose und Hausanschluss und deswegen auch zu unterschiedlichen Messgenauigkeiten. Schließlich messen Smart Meter die Spannungs- und Leistungsdaten aller Phasen, während die Smart Plugs nur die Spannung einer einzelnen Phase messen. Die vom Smart Plug gemessene Leistung ist vom angeschlossenen Gerät abhängig und es kann kein Rückschluss auf die Gesamtleistung aller Verbräuche im Haushalt gezogen werden.

Aus diesen Gründen sind Smart Home Messgeräte eine tragfähige und praxistaugliche Möglichkeit, die Zeitspanne bis zur flächendeckenden Verbreitung von Smart Metern zu überbrücken. Sie bieten einige Vorteile gegenüber Smart Metern, insbesondere in Hinblick auf die Aktualität der Daten. Für die Abschätzung von Engpässen im Verteilnetz und notwendigen Ausbaumaßnahmen eignen sich die genaueren und zertifizierten Messungen von Smart Metern jedoch besser.

3.6.6 Verbesserung der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Dreiphasen-Stromnetzmodellen

Die Smart Home Geräte werden in der Regel nur mit einer einzigen Phase verbunden und messen auch deswegen auch nur die Spannung dieser einen Phase. Um ein umfassendes Bild des Verteilnetzes zu erstellen und das Monitoring des Netzes ganzheitlich zu betrachten, ist ein Netzmodell erforderlich, welches diesen Umstand abbildet.

Last und Erzeugung im Verteilnetz werden entweder als identisch auf allen drei Phasen angesehen oder im statistischen Mittel durch Aufsummieren der unterschiedlichen Netzteilnehmer als identisch angenommen. Kleine, dezentrale PV-Anlagen und Ladestationen für Elektroautos sind jedoch Lasten, die nicht unbedingt symmetrisch sind. Sie sorgen dafür, dass die einzelnen Phasen sehr unterschiedlich belastet werden können. Falls nun auch noch das Verteilnetz in dem Bereich solcher Lasten sehr wenig instrumentiert ist, kann es passieren, dass das Netz mit einer symmetrisch verteilten Last noch innerhalb der erlaubten Schwankungen betrieben werden kann, durch die asymmetrische Last jedoch aus dem zulässigen Bereich herausfällt. Die detaillierte Modellierung des Verteilnetzes und der drei Phasen kann helfen, solche Netzzustände zu erkennen.

Andere Verteilnetzmodelle bestehen aus vielen tausend Häusern und unterschiedlichen Netzstrukturelementen, modellieren jedoch nur eine einzige Phase des Netzes [64]. Dies ist insbesondere in anderen Ländern, wie beispielsweise in den USA, oftmals realitätsnah. In Europa ist jedoch das dreiphasige Verteilnetz weit verbreitet, in welchem der Wechselstrom über drei Phasen von einer Ortsnetzstation zum Endkundenanschluss verteilt wird.

Das Stromnetzmodell des Einfamilienhauses ist so konzipiert, dass es in bestehende Netzsimulationen integriert werden kann. Das bedeutet, dass bestehende Verteilnetzmodelle in Pandapower mithilfe des Hausnetzmodells so erweitert werden können, dass schließlich jede einzelne Steckdose im Verteilnetz im Modell abgebildet wird. Die Lasten im Haushalt können deswegen genau den einzelnen

Phasen zugeordnet und mithilfe der Netzsimulation können die Effekte einzelner Geräte auf das Stromnetz bestimmt werden.

Für die Modellierung des Stromnetzes wird ein Musterhaus am Energy Lab 2.0 am KIT genau analysiert. Ein Musterhaus besteht aus zwei Stockwerken mit einer Grundfläche von 9,57 mal 7,6 m. Die Wohnfläche beträgt insgesamt 107,5 m² und die Häuser beinhalten Büros, eine Küche mit Küchengeräten, ein Badezimmer, ein Treppenhaus und einen Heizungsraum. Die Topologie der Verkabelung kann den Verkabelungsplänen entnommen werden. Die Leitungsparameter sind den Datenblättern der Hersteller zu entnehmen. Um das Stromnetzmodell aufzubauen, werden jedoch zusätzlich noch die Leitungslängen benötigt. Diese wurden im ersten Schritt geschätzt und anschließend mithilfe genauer Messgeräte validiert. Hierfür wurde der Spannungsabfall zwischen unterschiedlichen Netzknoten beobachtet. Mithilfe der Last, welche den Spannungsabfall verursacht hat, und den Leitungsparametern, kann die Leitungslänge berechnet werden. Die Abbildung 3-72 zeigt einen Netzbereich, in welchen vier Häuser beispielhaft integriert wurden.

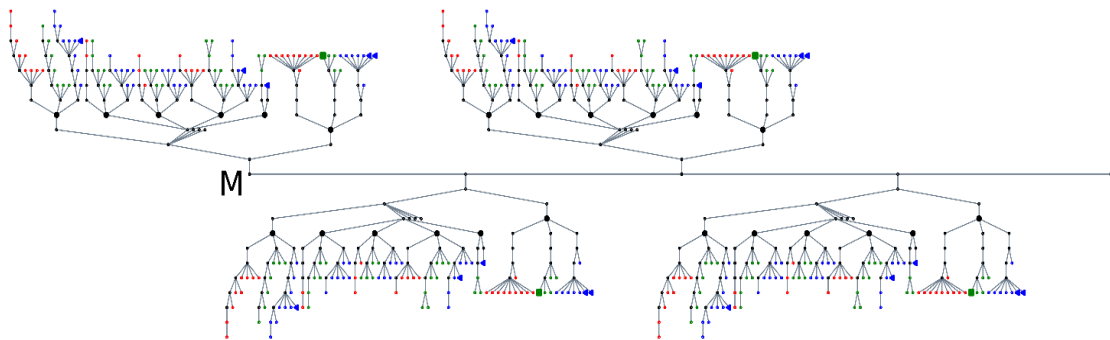


Abbildung 3-72: Beispielhafter Verteilnetzbereich mit vier Häusern. Die Häuser werden mit dem dreiphasigen Modell abgebildet.

In der Simulation des abgebildeten Netzbereiches ist erkennbar, dass die Untersuchung einzelner, asymmetrischer Lasten in bestimmten Szenarien sehr wichtig ist. Es ist ein deutlicher Unterschied zwischen der Betrachtung von asymmetrischen Lasten gegenüber der Annahme, dass alle Lasten symmetrisch sind, erkennbar. Bei installierten PV-Systemen von 3 kW Leistung in jedem Haus und Lasten von 7 kW Leistung pro Haus ergibt sich bei der Annahme, dass Erzeugung und Last an dieselbe Phase angeschlossen sind ein Spannungsabfall von ca. 6,5 V am Punkt M. Sind die Erzeugung und die Last auf unterschiedliche Phasen verteilt, so steigt die Spannung am Punkt M auf der einen Phase um 3,8 V und sinkt auf einer anderen Phase um 10,6 V.

Mithilfe einer solchen Simulation lässt sich auch der Messfehler von dezentralen Messgeräten klassifizieren und möglicherweise bereinigen. Es kann die Unsicherheit der Messungen an dezentralen Stellen, wie beispielsweise durch Smart Plugs, mithilfe unterschiedlicher Szenarien bestimmt werden. Dies kann insbesondere bei der Integration vieler dezentraler Messgeräte in eine gemeinsame Verteilnetzüberwachung von Nutzen sein.

Um die Weiterentwicklung des Modells und die Nutzung für unterschiedlichste Zwecke zu ermöglichen, ist das Modell als Open-Source Software auf Github zu finden [65].

3.6.7 Realisierung

Die Realisierung der vorgestellten theoretischen Softwarearchitekturen und die Installation und der Betrieb der benötigten Rechnerinfrastrukturen verlangt entweder nach einer umfangreichen, hausinternen IT-Abteilung oder nach der Unterstützung externer Dienstleister. Eine interne Umsetzung lässt sich anhand der beschriebenen prototypischen Umsetzung der beispielhaften Anwendungsfälle ableiten. Im Folgenden wird die Umsetzung der vorgestellten Konzepte mithilfe von externen Dienstleistern erläutert und darauf eingegangen, inwiefern die vorgestellten Konzepte, Datenübertragungsmethoden und Infrastrukturen eingesetzt werden.

Datenübertragung

Zur Datenübertragung zwischen Feldgeräten und Leitwarte kommen je nach angeschlossener Komponente unterschiedliche Protokolle zum Einsatz. Bei stationären Komponenten, welche sich auf oder in Liegenschaften der Stadtwerke bzw. des Netzbetreibers befinden, ist die Datenübertragung per Lichtwellenleiter die schnellste und gegenüber elektrischen Störungen unempfindlichste Methode. Bestehende Kommunikationsinfrastrukturen, wie beispielsweise DSL oder Kabelanschlüsse, können möglicherweise auch ausreichende Datenübertragungsraten bereitstellen. Sie können auch in Zukunft noch für Notfälle als redundante Anbindung von Umspannwerken genutzt werden.

Messdaten Schnittstelle

Robotron bietet mit dem Robotron IoT Hub4U eine Kommunikations- und Serviceplattform für den Datenempfang und -versand an. Das Unternehmen wirbt damit, Daten von unterschiedlichen Sensoren über verschiedene Schnittstellen empfangen und verwalten zu können. Zu diesen Sensoren gehören Temperatur, Luftfeuchtigkeits- und Lichtsensoren. Außerdem können Messdaten von Smart Meter Gateways empfangen werden. Der Betrieb der Plattform kann entweder von robotron übernommen, also über ein entferntes Rechenzentrum realisiert werden. Alternativ ist auch der Betrieb bei dem Kunden möglich, beispielsweise also im Rechenzentrum der Stadtwerke oder eine hybride Lösung, bei welcher einige Komponenten in einem entfernten Rechenzentrum und andere Komponenten vor Ort betrieben werden.

Umspannwerke

Die Stationsautomatisierung in Umspannwerken und Ortsnetzstationen überwacht und steuert die verschiedenen Komponenten. Damit einher gehen Protokollierungs-, Diagnose-, Simulations- und Optimierungsfunktionen. Stationsautomatisierungsplattformen beinhalten Soft- und Hardwarelösungen für den gesamten Betrieb von Umspannstationen.

Anbieter solcher Plattformen sind beispielsweise Siemens oder Schneider Electric. Die Stationsautomatisierungssysteme beinhalten viele verschiedene Funktionalitäten und können deswegen auf unterschiedliche Arten implementiert werden. Die SICAM 8 Automatisierungsplattform von Siemens bietet unterschiedliche Applikationen an, welche modular zusammengesetzt werden können [66]. Die Plattform setzt den Microservice-Ansatz um, indem das Gesamtsystem in unterschiedliche kleinere Applikationen aufgeteilt wird.

Auch die Plattform "EcoStruxure™ Power Automation System" von Schneider Electric bietet unabhängige Applikationen an, die über normierte Kommunikationsprotokolle zusammenarbeiten. Die Systemstruktur wird als modular, flexibel und skalierbar beworben. Dies sind typische Vorteile von verteilten Architekturen.

Leitwarte

Leitwartensysteme beinhalten, ähnlich wie Stationsautomatisierungsplattformen, viele verschiedene Funktionalitäten. Die Netzleittechnik von PSI besteht aus Modulen, welche modular an ein Grundmodul angeschlossen werden können. Die Funktionalität für den Datenaustausch im Rahmen von Redispatch 2.0 wird beispielsweise über ein eigenständiges Modul "GLDPM" bereitgestellt. Das Leitwartensystem Spectrum Power™ ADMS von Siemens ist auf Verteilnetzbetreiber zugeschnitten, die in ihrem Verteilnetz den Betrieb von verteilten Energieanlagen (DER) optimieren müssen. Es ermöglicht die Überwachung, Prognoseberechnung, Optimierung und Steuerung der dezentralen Anlagen. Außerdem bietet das Leitwartensystem Bausteine zur Netzüberwachung, Netzoptimierung, Betriebsführung und Organisation von Wartungs- und Reparaturarbeiten. Die Netzüberwachung und -analyse schließt Funktionen zur Aggregation von Echtzeitdaten, der Analyse und der Visualisierung dieser Daten ein. Dies umfasst auch die Abschätzung des aktuellen Netzzustands, also die Berechnung von Spannungsniveaus, Blind- und Wirkleistungsflüssen an allen Netzknoten. Engpässe und Störungen können mithilfe dieses umfassenden Abbilds des Netzbereiches von den Leitwartenmitarbeitern schnell erkannt und behoben werden.

Für die Optimierung des Netzes werden Last und Erzeugung prognostiziert und dementsprechend beispielsweise die Transformatoren konfiguriert und Energiespeicher gesteuert. So werden die vorhandenen Infrastrukturen bestmöglich ausgelastet. Das Ausfallmanagement bietet Funktionen zur Zusammenführung von Störungsinformationen aus allen verfügbaren Quellen, Identifizierung der Art des Ausfalls, einschließlich Fehlertyp und Verortung im Netz und die Entsendung von Mitarbeitern zur Durchführung von Reparaturarbeiten. Auch hier ist die Visualisierung für die Leitwartenmitarbeiter essentieller Bestandteil. Zur Weiterbildung und zur Schulung werden in einer Offline-Umgebung realitätsnahen Bedingungen hergestellt. Die Übungen umfassen Notfallszenarien, tagtägliche Arbeiten und Schwarzstart-Szenarien, bei welchen ein zuvor abgeschalteter Netzbereich wieder integriert werden muss. Die Visualisierungen der unterschiedlichen Komponenten des Siemens Spectrum Power™ ADMS stellt eine Art der Entscheidungsunterstützung für die Leitwartenmitarbeiter dar.

Datenfluss

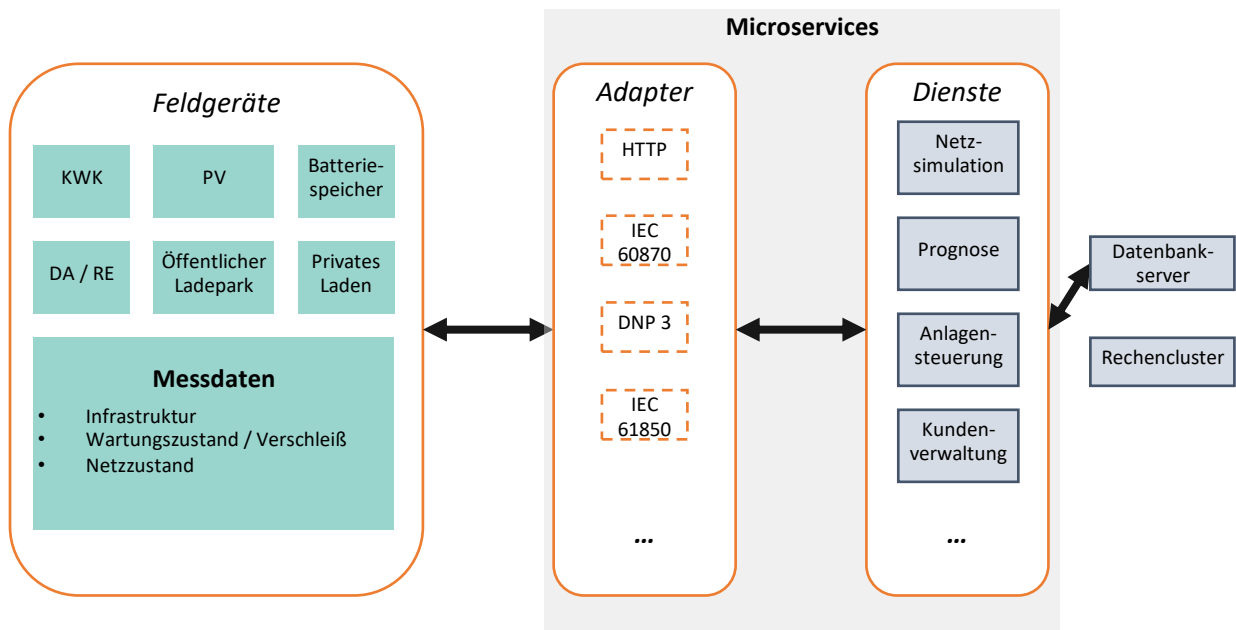


Abbildung 3-73: Beispielhafter Datenfluss in einer Microservice-Architektur

Die vorgestellte Architektur ist in allen Ebenen modular aufgebaut. Die Abbildung 3-73 zeigt die mögliche Realisierung einer solchen Architektur.

Die Feldgeräte in Abbildung 3-73 kommunizieren mit Adaptern, welche als Microservices implementiert sind. Diese leiten Daten der Feldgeräte an zugeordnete Dienste weiter, welche die Daten verarbeiten und speichern. Gleichzeitig werden die von den unterschiedlichen Diensten generierten Daten an die zugeordneten Feldgeräte weitergeleitet.

Auch die Dienste sind als Microservices implementiert oder werden von externen Dienstleistern bereitgestellt. Die Adapter als Abstrahierungsschicht ermöglichen die unabhängige Entwicklung und Wartung von Diensten und Feldgeräten.

3.6.8 Handlungsempfehlung

Für einen effizienten Netzbetrieb und die Priorisierung des Netzausbaus ist es für den Netzbetreiber wichtig, den genauen Zustand des Netzes zu kennen daraus weitere Informationen zur Planung, Simulation und Prognostizierung abzuleiten. Eine präzise und möglichst aktuelle Netzüberwachung ist deswegen von großer Bedeutung. Sie dient nicht nur der Sicherstellung eines reibungslosen Netzbetriebs, sondern bildet auch die Grundlage für verschiedene Geschäftsmodelle, wie beispielsweise den Betrieb von dezentralen Energieanlagen. Der Netzausbau, der eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielt, hängt ebenfalls eng mit dem Zustand und der Auslastung des Netzes zusammen. Eine fundierte Kenntnis des Netzzustands ermöglicht es den Netzbetreibern, den Ausbau gezielt dort voranzutreiben, wo es erforderlich ist, um die steigenden Anforderungen zu erfüllen. Um den Netzzustand zu überwachen und eine erste Einschätzung vornehmen zu können, sind nicht immer hochpräzise Messgeräte erforderlich. Oftmals reicht der Einsatz von nichtgeeichten Messgeräten aus, um eine Zustandsschätzung und ein erstes Monitoring durchzuführen. Diese nichtgeeichten Messgeräte bieten den Vorteil einer unkomplizierten Lastüberwachung, die eine schnelle Reaktion auf Veränderungen im Netz ermöglicht. Darüber hinaus können ungenaue Messgeräte auch zur Identifizierung von wichtigen Knotenpunkten im Netz dienen. Solche Messgeräte können

beispielsweise Smart Home Geräte sein, welche auch jetzt schon weit in Privathaushalten verbreitet sind. Die von diesen Geräten aufgezeichneten Daten könnten dem Netzbetreiber ohne Verzögerung innerhalb weniger Millisekunden bereitgestellt werden. An kritischen Stellen können dann im Anschluss präzisere Messgeräte installiert werden, um eine genauere Überwachung und Auswertung zu ermöglichen. Durch diese gezielte Verbesserung der Messtechnik an den relevanten Standorten wird die Effizienz des Monitorings weiter gesteigert und eine optimierte Netzführung ermöglicht.

Die Integration verschiedener Messsysteme und Datenlieferdienste in ein Gesamtsystem kann aufgrund der Vielfältigkeit eine anspruchsvolle Aufgabe sein. Die reibungslose Kommunikation und Interaktion zwischen den einzelnen Diensten ist eine besondere Hürde, weil die Datenschnittstellen oftmals nicht standardisiert sind oder unterschiedlichen Standards entsprechen. Ein flexibles Gesamtsystem, bestehend aus unabhängigen Diensten und Adaptern, welche die unterschiedlichen Schnittstellen miteinander verbinden, ist insbesondere in Hinblick auf zukünftige Erweiterungen empfehlenswert. Ein flexibles Gesamtsystem ermöglicht es, neue Dienste nahtlos in die bestehende Infrastruktur zu integrieren, ohne dass dabei das gesamte System umgebaut werden muss. Dies erfordert eine gut durchdachte Architektur, die eine klare Trennung zwischen den einzelnen Diensten und eine sinnvolle Verwaltung der Schnittstellen ermöglicht. Eine Microservice-Architektur bietet sich in diesem Fall an (Abbildung 3-74).

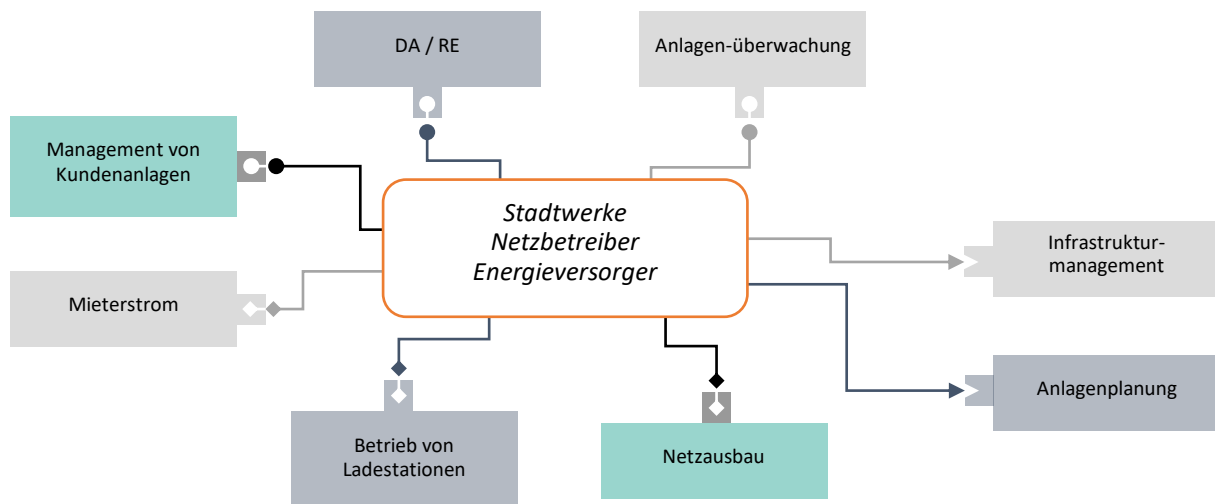


Abbildung 3-74: Beispielhafte Sammlung von Schnittstellen von Stadtwerken, Netzbetreibern und Energieversorgern

Darüber hinaus ist es wichtig, dass die unabhängigen Dienste innerhalb des Gesamtsystems unabhängig skalierbar sind. Das bedeutet, dass die Skalierung eines Dienstes nicht die Skalierung anderer Dienste beeinflussen sollte. Jeder Dienst sollte in der Lage sein, seine Ressourcenbedürfnisse eigenständig anzupassen, um eine optimale Leistung zu gewährleisten. Auch hierfür ist eine Microservice-Architektur empfehlenswert, da die unterschiedlichen Komponenten auf verschiedene Rechnerserver ausgelagert und unabhängig skaliert werden können.

Eine Microservice Architektur bietet Unternehmen die Möglichkeit zur Einbindung von Dienstleistern in ihre Infrastruktur. Spezialisierte Dienstleister können ihre Expertise in einzelnen Bereichen gezielt einbringen, indem eine Anwendung in kleine, unabhängige Services aufgeteilt wird.

Zudem gibt es die Möglichkeit, den Betrieb einer Microservice-Architektur ganz oder teilweise an externe Dienstleister zu vergeben. Diese Dienstleister übernehmen die Verantwortung für den reibungslosen Betrieb der einzelnen Services und die Gewährleistung der notwendigen

Ausfallsicherheit. Dies entlastet Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber von technischen Aufgaben und ermöglicht ihm die Konzentration auf das Kerngeschäft.

Ausfallsicherheit und Aktualisierungshäufigkeit sind zwei der Hauptvorteile einer Microservice-Architektur. Durch die Aufteilung einer Anwendung in unabhängige Services wird das Gesamtsystem weniger fehleranfällig. Fällt ein Service aus, bleibt der Rest des Systems funktionsfähig. Außerdem können Updates schnell und isoliert durchgeführt werden, ohne das Gesamtsystem zu beeinträchtigen.

Neue Leitwartensysteme, beispielsweise die aktuellen Versionen von Siemens Spectrum Power, sind oftmals modular aufgebaut. Die Architektur kann als Mischung von Microservice- und monolithischer Architektur verstanden werden, da die einzelnen Komponenten sehr große und komplexe Systeme sind. Gleichzeitig werden jedoch auch eine Vielzahl von Schnittstellen zur Anbindung weiterer, externer Systeme bereitgestellt.

3.6.9 Zusammenfassung

Die Verbreitung von informationstechnisch angebundenen Messgeräten in den Verteilnetzen nimmt immer weiter zu. Gleichzeitig werden den Verteilnetzbetreibern durch Redispatch 2.0, Mieterstrom-Angeboten und Demand-Side-Management immer mehr Steuerungs- und Koordinierungsaufgaben zugeteilt. Die IKT-Infrastruktur von Stadtwerken und Netzbetreibern muss deswegen in Zukunft mit vielen unterschiedlichen Systemen kommunizieren und zusätzliche Funktionen, beispielsweise im Bereich der Prognostizierung und Planung, flexibel integrieren. In der Praxis besteht ein solches Gesamtsystem aus vielen einzelnen Komponenten, welche von unterschiedlichen Dienstleistern bereitgestellt werden und miteinander kommunizieren müssen. Im Rahmen von TrafoKommune wurden steuerbare Steckdosen, sog. Smart-Plugs, als exemplarisches Beispiel für zukunftssträchtige Messgeräte in eine IKT-Infrastruktur integriert und die Umsetzung des vorgestellten Konzeptes verdeutlicht.

In der Umsetzung können schlüsselfertige Systeme zugekauft oder eigene Systeme auf Basis von Open Source Technologien aufgebaut werden. Die einzelnen Bausteine der Messdatenerfassung, Datenhaltung, Auswertung und Visualisierung sind dabei unabhängig voneinander kombinierbar und bieten so die Möglichkeit, verschiedene Use Cases zu abbilden.

Im Rahmen des Projekts wurden unterschiedliche Veröffentlichungen vorbereitet, welche nun in Peer-Review-Prozessen begutachtet werden. Eine Arbeit zu einem Dreiphasigen-Stromnetzmodell für Einfamilienhäuser wurde im Oktober veröffentlicht. Die ausführliche Evaluation der Nutzung von Smart Home Geräten zur Verteilnetzüberwachung wird voraussichtlich im Dezember 2023 veröffentlicht.

Zusammen mit dem AP 3.4 wurde während der Projektlaufzeit ein Evaluationsbericht erstellt, welcher die Erkenntnisse zusammenfasst. Insbesondere sind in dem Evaluationsbericht tiefere Einblicke in die vernetzten Infrastrukturen von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern als Grundlage für die hier vorgestellten IKT-Konzepte zu finden.

3.7 Sektorale Kopplung der Infrastrukturen - Auswirkungen im Kontext Stadtwerke, Endnutzende und Netzbetriebe (AP3.6, IEG)

In Deutschland unterliegen Gas- und Stromverteilnetze einer Anreizregulierung mittels einer Erlösobergrenze [67]. Dies bedeutet vereinfacht, dass Netzbetriebe ihre Netzkosten an die Regulierungsbehörde melden und diese, basierend auf den Netzkosten und einem Effizienzvergleich mit ähnlichen Netzbetrieben, die Erlösobergrenze festlegen. Mittels prognostizierter Nachfragen verteilen Netzbetriebe diese genehmigte Erlösobergrenze, und somit die Netzkosten, auf deren Netznutzende. Dies entspricht den sogenannten Netzentgelten. Sinkt die Nachfrage deutlich ab, bzw. verringert sich die Anzahl an Netznutzenden, so werden die Netzkosten auf immer weniger Netznutzende verteilt und die Netzentgelte steigen an.

In den in diesem Projekt betrachteten Szenarien sinkt insbesondere die Gasnachfrage, sodass die Netzentgelte deutlich ansteigen können und Maßnahmen, um mit dieser sinkenden Nachfrage umgehen zu können, benötigt werden. Somit wird im Folgenden untersucht, welche Auswirkungen die verschiedenen Nachfrageszenarien und Investitionsmöglichkeiten der Gasnetzbetriebe im Rahmen der Regulierung auf die Netznutzenden und Netzbetriebe haben. In diesem Zusammenhang werden mögliche Anpassungen der Regulierung und deren Auswirkung auf Netznutzende und Netzbetrieb betrachtet. Des Weiteren wird der Ausbau von Wärmenetzen und dessen Auswirkung auf die Wärmenetznutzenden und -netzbetriebe mit den Gasverteilnetznutzenden und -netzbetrieben verglichen.

3.7.1 Vorgehensweise

Im Rahmen von TrafoKommunE wurde das Modell MERLIN entwickelt. Abbildung 3-75 gibt einen Überblick über die benötigten Inputdaten (linker Kasten), die implementierte Methode (mittlerer Kasten) und die Modellergebnisse (rechter Kasten). Wie im mittleren Kasten dargestellt wird als erstes die Erlösobergrenze des betrachteten Netzbetriebs ermittelt. Hierbei werden die zeitlichen Abhängigkeiten aufgrund der Regulierungsperiode, welche auf fünf Jahre begrenzt ist, berücksichtigt. Darauf basierend können im nächsten Schritt, mittels der modellexogenen Nachfrageentwicklung, die Netzentgelte bestimmt werden. Abschließend werden die verschiedenen Investitionsmöglichkeiten des Netzbetriebs mittels einer Kapitalwertanalyse bewertet. Das Modell betrachtet den Zeitraum von 2018 bis 2050, inklusive dem Basisjahr 2015, und rechnet in Jahresschritten. Alle Kosten werden in €₂₀₂₀ angegeben. Details zur Methode und dem Modell werden in [68] und [69] veröffentlicht.

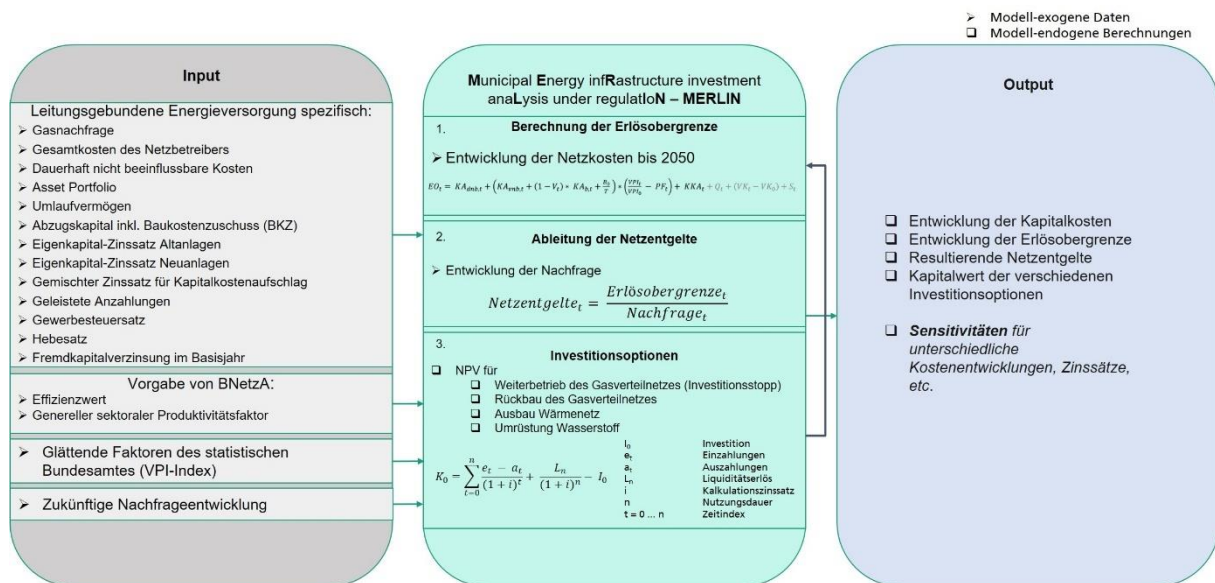


Abbildung 3-75: Übersicht Modell MERLIN (eigene Darstellung)

Basierend auf realen Netzdaten der Stadtwerke Karlsruhe und der Stadtwerke Esslingen wird das Modell MERLIN validiert. Tabelle 3-18 und Tabelle 3-19 stellt die Ergebnisse der Validierung anhand der Erlösobergrenze (EOG) mit und ohne Kapitalkostenaufschlag (KKA) dar. Der Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt neue Investitionen, welche während einer Regulierungsperiode getätigt werden. Da keine Plandaten für 2021 und 2022 vorliegen, sind die Erlösobergrenzen mit Kapitalkostenaufschlag in 2021 und 2022 grau hinterlegt. Die Datenbasis für diese Jahre reicht nicht für die entsprechende Validierung aus. Man kann erkennen, dass für die anderen Jahre in beiden Tabellen die Abweichungen der Werte kleiner 0,5 % sind und somit die Realität recht genau abgebildet werden kann.

Tabelle 3-18: Modellvalidierung anhand Daten von den Stadtwerken Karlsruhe (eigene Darstellung)

Jahre	EOG ohne KKA			EOG mit KKA		
	MERLIN in Tsd. €	Stadtwerke Karlsruhe in Tsd. €	Abweich- ungen	MERLIN in Tsd. €	Stadtwerke Karlsruhe in Tsd. €	Abweich- ungen
2018	24.031	23.984	0,20 %	25.986	25.873	0,44 %
2019	23.522	23.479	0,18 %	25.753	25.732	0,08 %
2020	22.955	22.916	0,17 %	25.805	25.764	0,16 %
2021	22.206	22.174	0,14 %	24.696	25.331	-2,50 %
2022	21.473	21.444	0,14 %	23.814	25.101	-5,13 %

Tabelle 3-19: Modellvalidierung anhand Daten von den Stadtwerken Esslingen (eigene Darstellung)

Jahre	EOG ohne KKA			EOG mit KKA		
	MERLIN in Tsd. €	Stadtwerke Esslingen in Tsd. €	Abweich- ungen	MERLIN in Tsd. €	Stadtwerke Esslingen in Tsd. €	Abweich- ungen
2018	12.395	12.404	-0,08 %	13.177	13.222	-0,34 %
2019	12.148	12.160	-0,10 %	13.326	13.283	0,33 %
2020	11.878	11.885	-0,06 %	13.348	13.327	0,16 %
2021	11.517	11.526	-0,08 %	12.965	13.226	-1,98 %
2022	11.163	11.173	-0,08 %	12.450	-	-

Fiktive Netzbetriebe

Da der Großteil der Daten der Stadtwerke Karlsruhe und Stadtwerke Esslingen unter einer Geheimhaltungsvereinbarung liegen, werden für die weiteren Betrachtungen fiktive Netzbetriebe abgeleitet. Diese werden summenbasiert und durchschnittsbasiert mittels der Daten der Stadtwerke Karlsruhe GmbH (SWKA), der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (SWKN), der Netzeigentumsgesellschaft Rheinstetten GmbH & Co. KG (NEG) und der Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH & Co. KG (SWE) erstellt. Tabelle 3-20 gibt einen Überblick über die entsprechenden Annahmen. Details zu den verwendeten Daten sind in [68] und [69] veröffentlicht.

Tabelle 3-20: Erstellung der fiktiven Netzbetriebe (eigene Darstellung)

	Summenbasiert	Durchschnittsbasiert
Gewerbesteuerhebesatz	Durchschnitt aus Hebesatz von SWE, SWKA, SWKN und NEG	
Effizienzwert	Durchschnitt aus Karlsruhe und Esslingen	
Asset-Portfolio, Investitionen	Alle Assets SWE, SWKA, SWKN und NEG	Durchschnitt bei Assets mit gleichem Typ, Anschaffungsjahr und Nutzungsdauer Restliche Assets von Esslingen werden Karlsruhe hinzugefügt
BKZ, Umlaufvermögen, Abzugskapital, weitere Assets, Gasnachfrage, FK-Verzinsung, Durchschnittliche Vorauszahlungen, Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, Gesamtkosten	Summe SWE, SWKA, SWKN und NEG	Durchschnitt SWE, SWKA, SWKN und NEG
Verteilung Ineffizienzen, EK-Zinssatz, EK-II-Zinssatz, Gemischter Zinssatz, Sektoraler Produktivitätsfaktor, Gewerbesteuersatz, Verbraucherpreisgesamtindex	Bleibt gleich	

Abbildung 3-76 vergleicht die Erlösobergrenze der fiktiven Netzbetriebe mit den realen Netzbetrieben. Die Erlösobergrenze der Stadtwerke Karlsruhe ist in Orange dargestellt und die der Stadtwerke Esslingen in Grün. In Blau sind auf der linken Seite die Erlösobergrenzen des summenbasierten Netzbetriebs dargestellt, welche leicht höher sind als die Erlösobergrenzen für Karlsruhe und deutlich höher als für Esslingen. Hingegen zeigt die Grafik auf der rechten Seite in Blau die Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs, welche deutlich niedriger sind als für Karlsruhe und leicht höher als für Esslingen. Somit können unterschiedlich große Netzbetriebe untersucht werden.

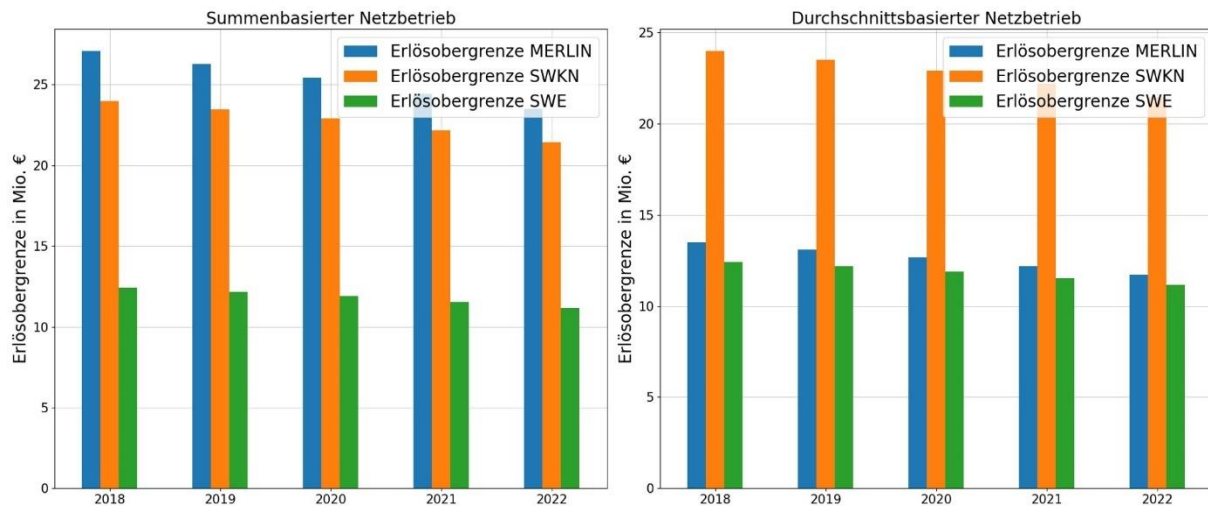


Abbildung 3-76: Vergleich der Erlösobergrenzen der fiktiven Netzbetriebe zu den realen Netzbetrieben (eigene Darstellung)

Annahmen Gasverteilnetz

Auf Grund des Wabenansatzes kann kein Netzausbau bzw. -rückbau für das gesamte Netzgebiet abgeleitet werden. Aus diesem Grund werden die Netzlängen des Gasverteilnetzes basierend auf einer Potenzfunktion nach [70] ermittelt. Formel 1 beschreibt den Zusammenhang der Netzlänge zum Verhältnis der Kundenanzahl. Aufgrund einer eingeschränkten Datenbasis wird in TrafoKommunE statt der Kundenanzahl die Nachfrage aus Kapitel 2 verwendet. Dies führt zu einer gewissen Ungenauigkeit, da die Gasnachfrage auch durch Sanierungsmaßnahmen sinken kann, aber die Kunden weiterhin das Gasverteilnetz nutzen. Nichtsdestotrotz ist dies ein Ansatz, um eine erste Bandbreite von Gasverteilnetzentwicklungen darzustellen. Da kein direkter linearer Zusammenhang zwischen Netzlänge und Nachfrageentwicklung besteht, wird mittels dem Parameter k , welcher überwiegend zwischen null und eins liegt, eine Abweichung zum linearen Zusammenhang eingeführt. Dies ist notwendig, da die Verteilung der zurückgehenden Nachfrage sehr zufällig und im Netz verteilt sein kann, sodass viele Leitungen weiterhin für die Versorgung der verbleibenden Kunden benötigt werden und dadurch weiterhin ein recht großes Netz genutzt wird. Dies wird bei niedrigen k -Werten angenommen. Findet hingegen ein geordneter Ausstieg aus dem Netz statt, sodass ein hoher Zusammenhang zwischen Nachfragerückgang und Netzlänge besteht, dann werden hohe k -Werte angenommen. Basierend auf den Einschätzungen des DVGW-EBI wird ein k -Wert von 0,3 für einen eher zufälligen Rückgang der Nachfrage und ein k -Wert von 0,9 für einen eher geordneten Rückgang der Nachfrage angenommen.

$$L_t^{Netz} = L_{t=0}^{Netz} * \left(\frac{n_t^{Kunden}}{n_{t=0}^{Kunden}} \right)^k \quad \text{Formel 1}$$

$$\xrightarrow{\text{subst.}} L_t^{Netz} = L_{t=0}^{Netz} * \left(\frac{N_t^{Kunden}}{N_{t=0}^{Kunden}} \right)^k$$

Mit:

L_t^{Netz}	Netzlänge im Jahr t
N_t^{Kunden}	Nachfrage der Netzkunden im Jahr t
n_t^{Kunden}	Anzahl der Netzkunden im Jahr t
k	Beschreibt die Abweichung von der linearen Beziehung zwischen Nachfrage und Netzlänge

Die mittels der oben beschriebenen Formel 1 und den Nachfrageszenarien aus Kapitel 2 errechneten Netzlängen sind in Abbildung 3-77 und Abbildung 3-78 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dargestellt. Abbildung 3-77 zeigt die Netzlängenentwicklung, wenn ab 2024 die Länge des Gasverteilnetzes zurück gehen wird. Man erkennt, dass die Gasverteilnetzlänge im Gasszenario $k = 0,3$ (dunkelblau gestrichelte Linie) den geringsten Längenrückgang aufweist. Dies liegt an dem geringen Rückgang der Gasnachfrage im Gasszenario und an der nicht-linearen Verteilung des Nachfragerückgangs ($k = 0,3$). Hingegen verdeutlicht die Gasverteilnetzlänge im Stromszenario $k = 0,9$ (grüne durchgehende Linie) einen starken Rückgang der Netzlänge, da im Stromszenario die Gasnachfrage deutlich sinkt und hier ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen Netzlänge und Nachfrageentwicklung ($k = 0,9$) angenommen wird. Die Netzlänge der Leitungen, die noch nicht vollständig abgeschrieben sind, stellt die grau gepunktete Linie dar. Man erkennt, dass lediglich im Stromszenario $k = 0,9$ (geordneter Rückgang) Leitungen nicht mehr benötigt werden, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Dies liegt an der rein mengenmäßigen Betrachtung der Netzlängenentwicklung. Berücksichtigt man zusätzlich die Verortung der Leitungen und der Nachfragerückgänge, so kann auch im Gasszenario $k = 0,3$ (zufälliger Rückgang) Leitungen obsolet werden, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind.

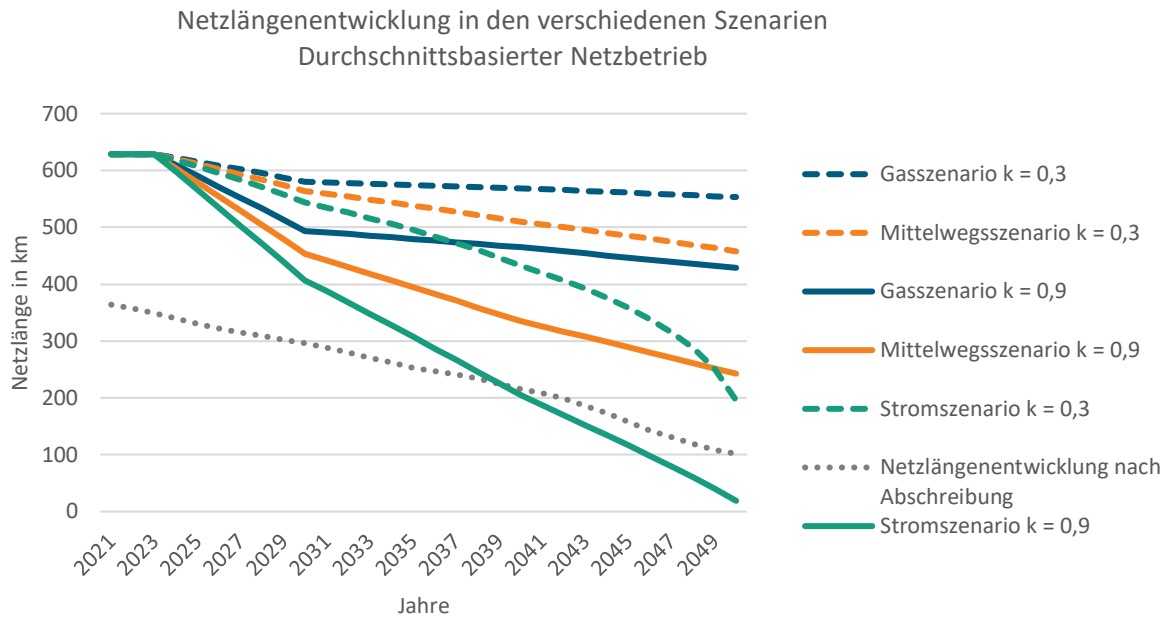


Abbildung 3-77: Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierter Netzbetrieb. Szenarien mit $k = 0,3$ stellen eine eher zufällige Verteilung des Nachfragerückgangs dar, während Szenarien mit $k = 0,9$ einen eher geordneten Netzausstieg zeigen (eigene Darstellung)

In Abbildung 3-78 werden ebenfalls die Netzlängenentwicklungen basierend auf Formel 1 und den Nachfrageszenarien aus Kapitel 2 dargestellt. Jedoch beinhaltet diese Abbildung eine gewisse zeitliche Verzögerung zur Berücksichtigung von Rückstellungen, um die Stilllegungskosten zu finanzieren. Dies bedeutet, dass 2023 entschieden wird, Rückstellungen für die Stilllegung zu tätigen. Diese können frühestens mit dem Basisjahr 2025 in der Regulierungsperiode 2028 – 2032 berücksichtigt werden, sodass ab 2033 mittels diesen Rückstellungen Stilllegungen durchgeführt werden können. Dadurch verzögert sich der Rückgang der Gasverteilnetzlänge. Dennoch entsprechen die Netzlängen im Jahr 2050 den zuvor beschriebenen Netzlängen (siehe Abbildung 3-77). Wie bereits in Abbildung 3-77 werden auch in diesem verzögerten Fall Leitungen im Stromszenario $k = 0,9$ obsolet, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind.

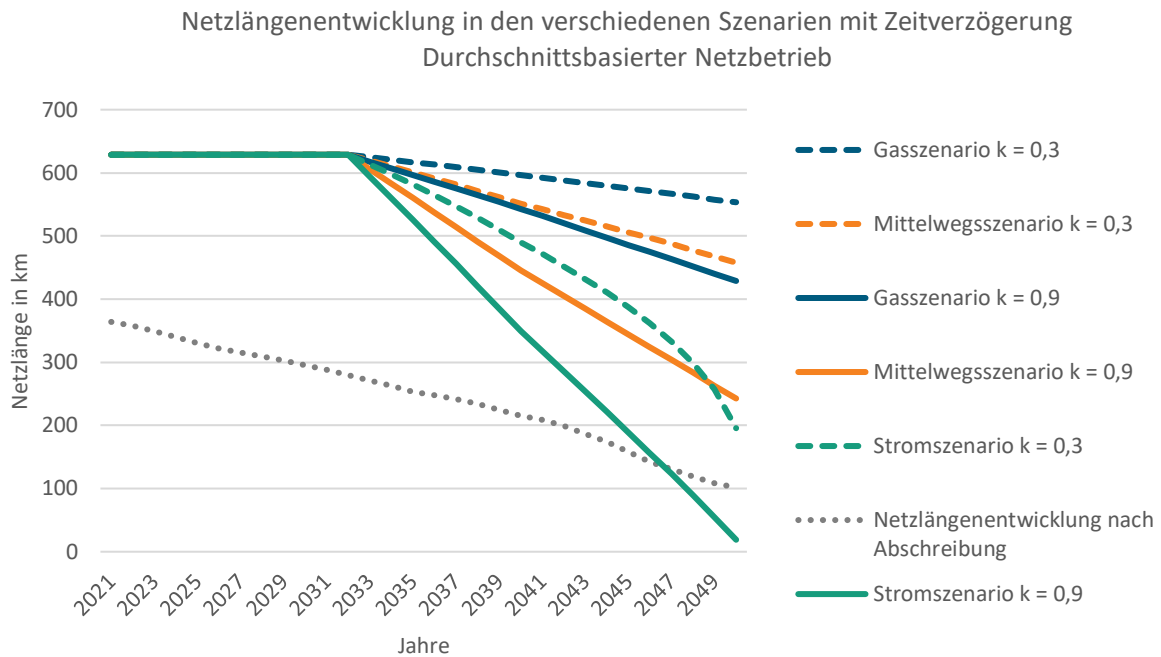


Abbildung 3-78: Netzlängenentwicklung mit Zeitverzögerung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Szenarien mit $k = 0,3$ stellen einen eher zufälligen Verteilung des Nachfragerückgangs dar, während Szenarien mit $k = 0,9$ einen eher geordneten Netzausstieg zeigen (eigene Darstellung)

Basierend auf den Annahmen in [71] und den Ergänzungen von [72] werden die Stilllegungskosten für die obsoleten Leitungen abgeleitet. Tabelle 3-21 gibt einen Überblick über die Kostenannahmen und die angenommene Verteilung der Stilllegungsmaßnahmen. Laut [72] und [73] werden je nach Durchmesser Leitungen lediglich versiegelt, sodass diese als Hohlraum in der Erde bleiben oder zusätzlich noch mit einem Füllstoff verdämmt werden, sodass kein Hohlraum besteht. In seltenen Fällen werden Leitungen zurückgebaut, wodurch diese vollständig aus dem Erdreich entfernt werden. Jedoch kann der/die Konzessionsgebende einen vollständigen Rückbau des Netzes oder von Netzabschnitten im Konzessionsvertrag fordern. Aus diesem Grund wird im Folgenden zwischen einer anteiligen Stilllegung nach der Verteilung von [71] und einem vollständigen Rückbau des Netzes unterschieden.

Tabelle 3-21: Annahmen zur Verteilung der anteiligen Stilllegung und den entsprechenden Kosten basierend auf [71] und [72]

Stilllegungsmaßnahme	Anteil in %	Kosten pro Einheit in Tsd. €/km
Rückbau	5	280
Verdämmung und Versiegelung	30	70
Versiegelung	65	20

Annahmen Wärmenetz

Für die Wärmenetzbetrachtungen liegen lediglich Daten der Stadtwerke Karlsruhe vor, sodass diese an die fiktiven Netzbetriebe mittels Faktoren angepasst werden. Hierfür werden die in Tabelle 3-22 dargestellten Anteile der Erlösobergrenzen verwendet.

Tabelle 3-22: Skalierung der Wärmenetzdaten (eigene Darstellung)

	2019
Erlösobergrenze SWKA in €	23.479.000
Erlösobergrenze durchschnittsbasierter Netzbetrieb in €	12.954.000
Erlösobergrenze summenbasierter Netzbetrieb in €	26.013.000
Anteil durchschnittsbasierter Netzbetrieb	0,55
Anteil summenbasierter Netzbetrieb	1,11

Wie bereits in Abschnitt 3.4.5 beschrieben, kann anhand des Wabenmodells kein Wärmenetzausbau abgeleitet werden, weshalb dies basierend auf statistischen Betrachtungen durchgeführt wird. Im Folgenden wird somit für die drei verschiedenen Nachfrageszenarien aus Kapitel 2 zwei Ausbauvarianten unterschieden. Dies ist einmal ein Fall von 80 % Neubau mit 20 % Verdichtung des Wärmenetzes und zum anderen 40 % Neubau und 60 % Verdichtung. Abbildung 3-79 illustriert den Verlauf des Wärmenetzausbaus in den verschiedenen Szenarienvarianten.

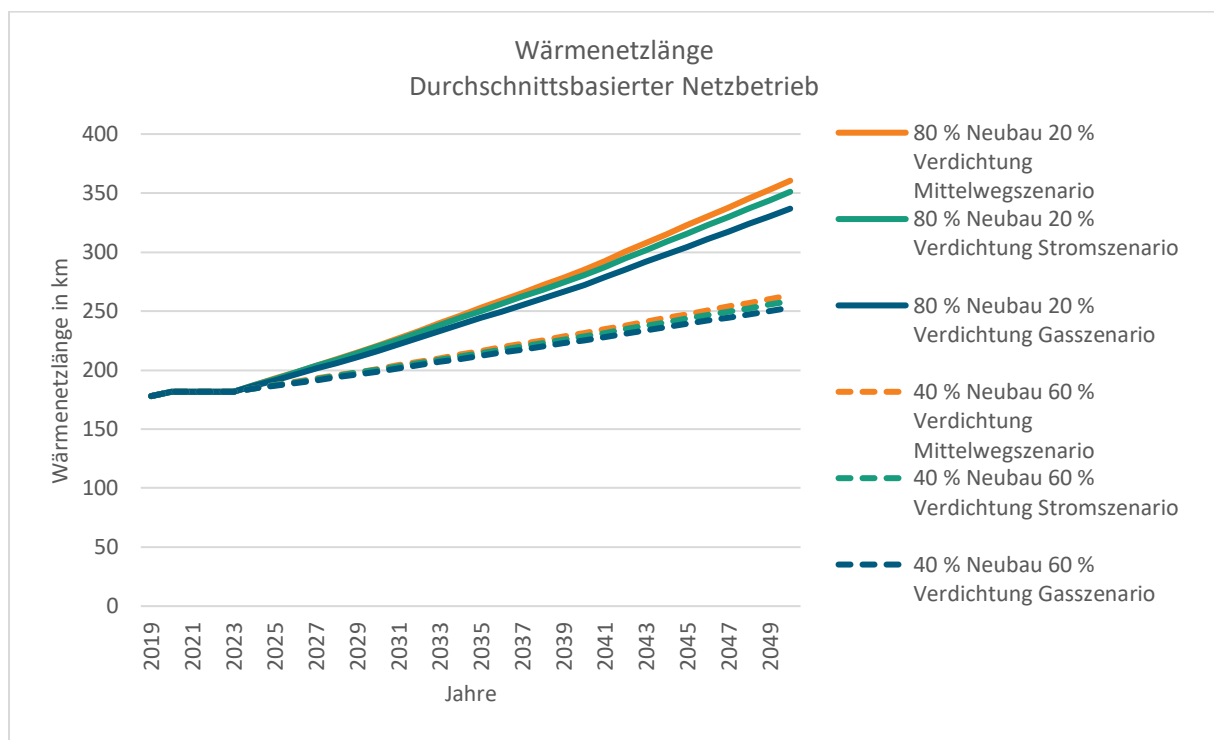


Abbildung 3-79: Entwicklung der Wärmenetzlänge (eigene Darstellung basierend auf Abschnitt 3.4.5)

Durch den statistischen Ansatz gibt es keine Informationen über die Durchmesser der neuen Leitungen oder in welchem Untergrund diese Leitungen verlegt werden. Deshalb werden die Investitionen

basierend auf der Literatur abgeschätzt und ein Maximal- und ein Minimalfall untersucht. Die entsprechenden Annahmen sind in Tabelle 3-23 dargestellt.

Tabelle 3-23: Annahmen Ausbaukosten für Wärmenetze in der Literatur basierend auf [74], [75], [76], [77], [78] und [79]

Annahmen Kosten Wärmenetzausbau	Min [€/m]	Max [€/m]
Kaspers et al. (2019) S. 21	200	500
Thamling et al. (2020) S. 78	1.000	
Pehnt et al (2017) S. 85	200	1.800
Persson et al. (2019) S. 608	300	1.550
Persson et al. (2021) S. 15, 19	454	1.613
Land Baden-Württemberg (2021) S. 66	650	1.000
Durchschnitt in €/m	467	1.244

Die Wärmequelle des Wärmenetzes ist nicht Teil des Untersuchungsrahmens in diesem Projekt. In Karlsruhe wird das Wärmenetz überwiegend aus Abwärme gespeist und lediglich 21,1 % der eingespeisten Wärme wird mittels gasbasierten Heizwerken erzeugt [80]. Entsprechend wird auch für die Abschätzung der Betriebskosten der fiktiven Netzbetriebe davon ausgegangen, dass der Anteil von 21,1 % eingespeister Wärme gasbasiert produziert wird. Der betrachtete Szenariorahmen zielt auf ein klimaneutrales Deutschland bis 2050 ab, sodass bis 2050 Erdgas durch synthetisches Methan ersetzt wird. Zur Ermittlung der Veränderung der Materialkosten durch den Wechsel von Erdgas zu synthetischem Methan werden basierend auf dem Gasverbrauch des Karlsruher Wärmenetz die Gasverbräuche des durchschnittsbasierten und summenbasierten Wärmenetzbetriebs abgeleitet, welche 98 GWh und 197 GWh entsprechen. Mittels den Preisannahmen der Langfristszenarien 3¹ [50] wird die Preisentwicklung des Gasgemisches abgeleitet (siehe Tabelle 3-24) und somit der Anstieg der Materialkosten bestimmt.

Tabelle 3-24: Annahmen Gasgemischpreis² und CO₂-Preis basierend auf [50] und [81]

	2021	2030	2040	2050
Anteil synthetisches Methan am Gasgemisch in %	0	5	25	100
Beschaffungspreis Gasgemisch in €/t/kWh	2,95	2,72	4,40	9,40
CO ₂ -Preis in €/t _{CO2}	25	75	125	500
CO ₂ -Preis des Gasgemisches in €/t/kWh	0,75	2,86	3,77	0,00

Darüber hinaus wird angenommen, dass die Betriebskosten, wie z. B. Materialaufwand, Abschreibung und Personalaufwand, entsprechend der Netzlängenentwicklung bis 2050 leicht steigen. Ein Zusammenhang zwischen Materialaufwand und Netzlänge ist gegeben. Dies trifft allerdings nicht auf

¹ Die Langfristszenarien 3 [50] sind auch die Basis der Szenarien in diesem Projekt

² Alle Preisannahmen basieren auf Erdgas-Preisen vor Kriegsbeginn in der Ukraine und entsprechend vor der Energiepreiskrise.

den Personalaufwand zu, sodass eine weitere Variante mit konstanten Personalkosten betrachtet wird.

Zur Bestimmung der Endkundenpreise für Wärme werden die Wärmenetzkosten als Wärmebeschaffungskosten herangezogen. Zusätzlich wird ein CO₂-Preis entsprechend des CO₂-Anteils des Gasgemisches, welches zur gasbasierten Erzeugung der 21,1 % Wärme benötigt wird, berücksichtigt. Die Annahmen für die zukünftige Entwicklung der CO₂-Preise basieren ebenfalls auf den Langfristszenarien 3 und sind in Tabelle 3-24 dargestellt. Mittels den Konzessionsgebühren in Karlsruhe werden die Konzessionsgebühren für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (0,59 €/kWh) und den summenbasierten Netzbetrieb (1,19 €/kWh) abgeleitet [82]. Diese werden als konstant bis 2050 angenommen. Abschließend wird eine Marge von 20 % berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Endkundenpreise für das Gasgemisch werden die Entwicklungen des Beschaffungspreises und des CO₂-Preises in Tabelle 3-24 angenommen. Die Konzessionsgebühren für das Gasverteilnetz basieren auf Daten von den Stadtwerken Karlsruhe und Esslingen. Für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb ergeben sich Konzessionsgebühren von 0,06 €/kWh und für den summenbasierten von 0,12 €/kWh. Diese werden ebenfalls als konstant bis 2050 angenommen. Die Netzentgelte des Gasverteilnetzes entsprechen den Modellergebnissen aus dem zuvor beschriebenen Modell MERLIN. Zusätzlich wird die Energiesteuer von 0,55 €/kWh gemäß EnStG § 2 Abs. 3 berücksichtigt. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Endkundenpreisen Wärme und Gasgemisch herzustellen werden die Gasgemischpreise durch die Effizienz von 90 % dividiert [83], um Preise pro Nutzenergie Wärme zu erhalten.

Weitere Details zu den getroffenen Annahmen sind in [68] beschrieben.

3.7.2 Investitionsstopp für das Gasverteilnetz

Als erster Schritt wird, als Extremfall für die heutige Situation, in welcher lediglich in das Nötigste investiert wird, der Fall eines Investitionsstopps untersucht. In dieser untersuchten Variante wird angenommen, dass ab 2020 (Jahresbasis der vorliegenden Daten) keine neuen Investitionen getätigt werden. Abbildung 3-80 illustriert den Verlauf der Restwerte für den summenbasierten Netzbetrieb (linke Grafik) und den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (rechte Grafik). Man erkennt, dass in der vierten Regulierungsperiode (2023 – 2027) die Restwerte leicht steigen, da diese Regulierungsperiode auf dem Basisjahr 2020 basiert und bis zu diesem Zeitpunkt neue Investitionen getätigt wurden. Anschließend sinken die Restwerte kontinuierlich ab. Im Jahr 2045 ergeben sich für den summenbasierten Netzbetrieb Restwerte in Höhe von 40,6 Mio. € und 2050 in Höhe von 25,1 Mio. €, während für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb 2045 Restwerte in Höhe von 20,4 Mio. € und im Jahr 2050 in Höhe von 13,3 Mio. € entstehen. Sinkt die Gasnachfrage in den betrachteten Netzen bis 2045 bzw. 2050 deutlich ab, so besteht die Gefahr, dass diese Restwerte zu „Stranded Assets“³ werden.

³ Unter „Stranded Assets“ versteht man Vermögensgegenstände, welche plötzlich oder zu früh abgeschrieben, abgewertet oder zu Verbindlichkeiten werden [84].

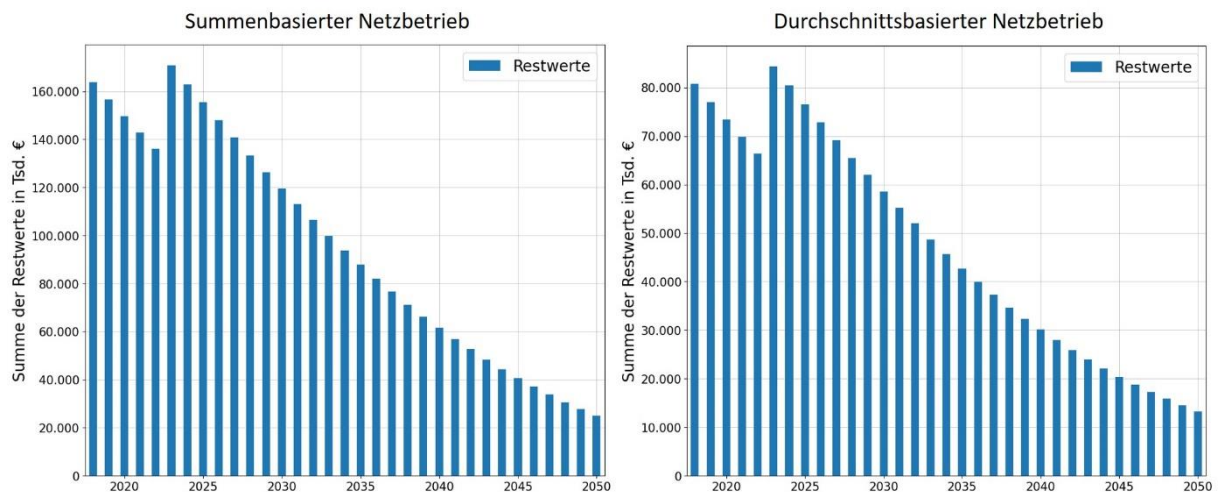


Abbildung 3-80: Entwicklung der Restwerte im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)

Der Rückgang der Restwerte wirkt sich deutlich auf die Entwicklung der Kapitalkosten der beiden fiktiven Netzbetriebe aus. Abbildung 3-81 stellt in der linken Grafik die Kapitalkosten des summenbasierten Netzbetriebs und in der rechten Grafik des durchschnittsbasierten Netzbetriebs dar. Man erkennt, dass für beide Netzbetriebe die Kapitalkosten beträchtlich absinken, wobei die Eigenkapitalverzinsung (orangene Balken) des summenbasierten Netzbetriebs stärker absinken als für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Dies liegt an der unterschiedlichen Netzstruktur und insbesondere den unterschiedlichen Anteilen von Alt- und Neuanlagen der beiden Netzbetriebe (siehe Tabelle 3-20).

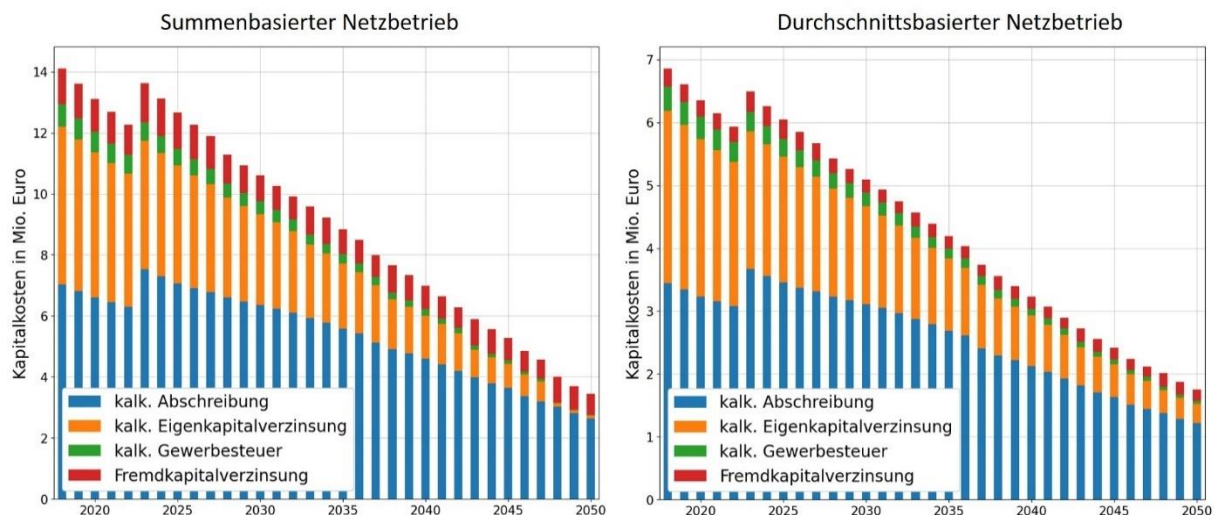


Abbildung 3-81: Entwicklung der Kapitalkosten im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)

Die Erlösobergrenzen der beiden Netzbetriebe sinken jedoch weniger deutlich ab, wie Abbildung 3-82 darstellt. Dies liegt daran, dass zwar keine neuen Investitionen getätigt werden, aber die Netze weiterhin vollständig betrieben werden. Somit fallen weiterhin Betriebskosten, wie Material- und Personalkosten, an, wodurch die Erlösobergrenzen weniger stark sinken.

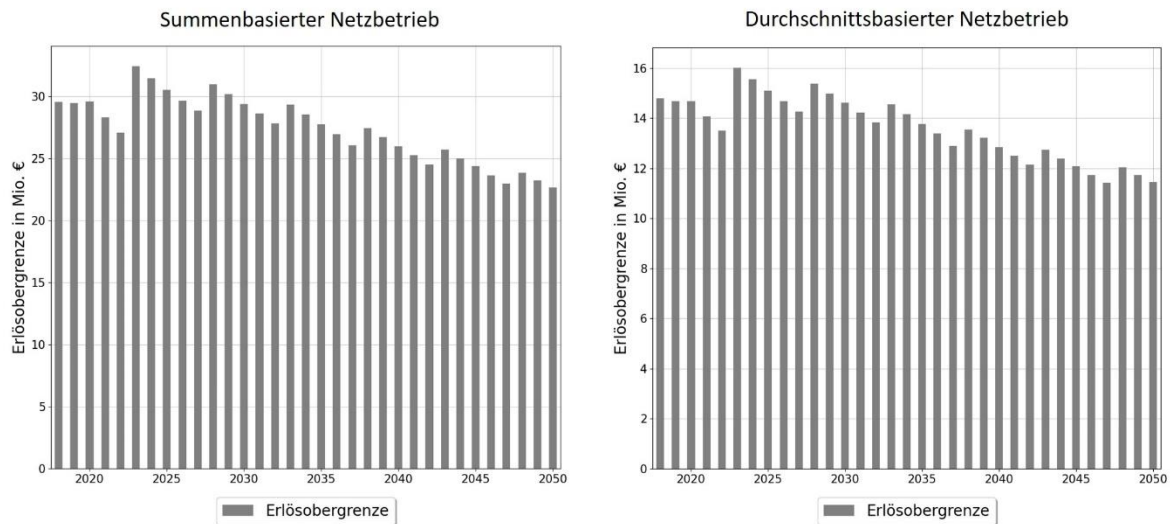


Abbildung 3-82: Entwicklung der Erlösobergrenze im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)

Abschließend illustriert Abbildung 3-83 die Entwicklung der Netzentgelte in den betrachteten Nachfrageszenarien. Diese sind für beide Netzbetriebe ähnlich, da die Nachfragen und das Investitionsverhalten gleich sind. Man erkennt, dass im Stromszenario (grüne Linie) ein nahezu exponentieller Anstieg der Netzentgelte entsteht, da die Nachfrage stark zurück geht und somit die Netzkosten (bzw. die Erlösobergrenze) auf immer weniger Nachfragende verteilt werden. Dies führt im Jahr 2050 zu Netzentgelten in Höhe von bis zu 45 €/kWh für beide Netzbetriebe. Hingegen steigen die Netzentgelte im Gasszenario nur leicht. Im Mittelwegsszenario steigen die Netzentgelte von 1,02 €/kWh auf mehr als das Doppelte bis zum Jahr 2050 an (2,56 €/kWh beim summenbasierten Netzbetrieb und 2,60 €/kWh beim durchschnittsbasierten Netzbetrieb). Im Vergleich dazu lag der Erdgaspreis für Haushaltskunden im Jahr 2020 bei 6,68 €/kWh [85] und stieg während der Energiepreiskrise auf 22 €/kWh im September 2022 [86].

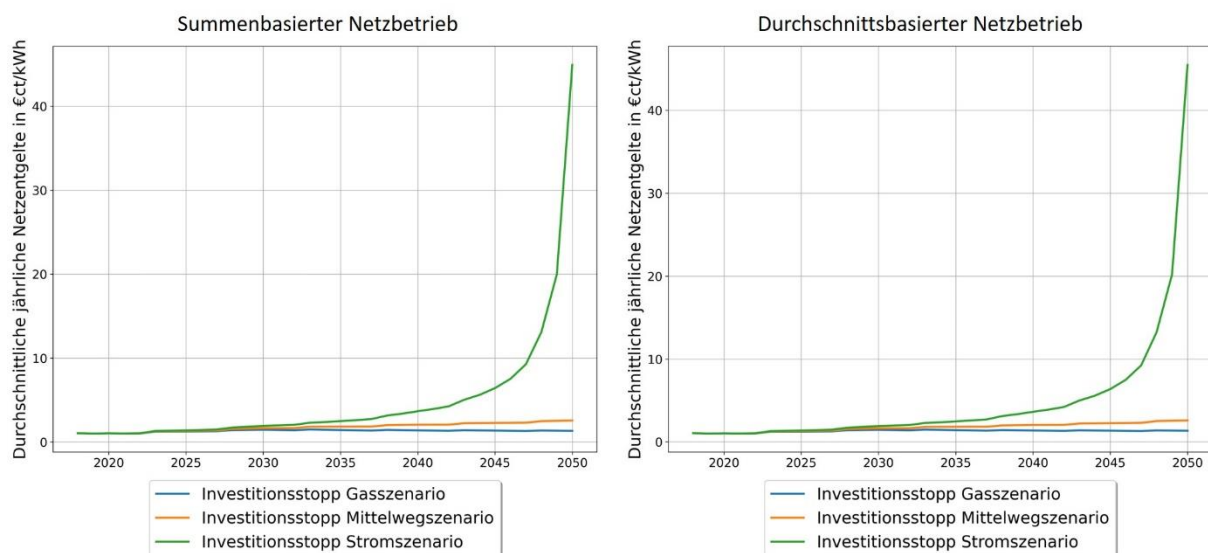


Abbildung 3-83: Entwicklung der Netzentgelte im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)

Die Ergebnisse des Investitionsstopps verdeutlichen, wie ähnlich die beiden fiktiven Netzbetriebe sich verhalten, sodass im Folgenden der Fokus auf dem durchschnittsbasierten Netzbetrieb liegt.

3.7.3 Stilllegungsmaßnahmen für das Gasverteilnetz

Um den hohen Netzentgelten aus Abschnitt 3.7.2 entgegenzuwirken werden verschiedene Stilllegungsvarianten und deren Einbindung in die Regulierung untersucht. Wie in Abschnitt 3.7.1 erläutert, werden eine anteilige Stilllegung und ein vollständiger Rückbau unterschieden. Bisher wird die Stilllegung von Gasverteilnetzen nicht im regulatorischen Rahmen geregelt, sodass im Folgenden verschiedene Varianten untersucht werden. Abbildung 3-84 gibt, in Anlehnung an [73], einen Überblick über die verschiedenen Regulierungsvarianten. Im ersten Schritt wird unterschieden ob Leitungen obsolet werden, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Dies ist in den hier betrachteten Szenarien im Stromszenario $k = 0,9$ der Fall (siehe Abschnitt 3.7.1). Ende 2022 beschloss die Bundesnetzagentur (BNetzA) die „KANU“-Festlegung, laut derer für neue Netzanlagen, welche in oder nach 2023 aktiviert wurden, die Nutzungsdauern gekürzt werden dürfen, sodass diese bis 2045 vollständig abgeschrieben sind [87]. Im Rahmen des Projekts wird der Fall betrachtet, dass auch für Bestandsanlagen eine entsprechende Verkürzung vorgenommen werden darf, wie es das Stromszenario $k = 0,9$ erfordert. Eine degressive Abschreibung, bei welcher die Höhe der Abschreibung zu Beginn der Nutzungsdauer hoch ist und im Zeitverlauf deutlich absinkt, wird im Rahmen von diesem Projekt nicht betrachtet.

Bei der Stilllegung von bereits abgeschrieben Leitungen treten gewisse Stilllegungskosten auf, welche innerhalb des Projekts auf drei verschiedene Weisen in der Regulierung berücksichtigt werden. In der ersten Regulierungsvariante werden die Stilllegungskosten nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt (siehe Abbildung 3-84), sodass der Netzbetrieb für die anfallenden Kosten aufkommen muss. In der zweiten Variante werden die Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze anerkannt und somit diese Kosten über die Netznutzenden finanziert. Die letzte Variante ist eine Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen. Hierbei erhöhen sich die Netzentgelte zu Beginn der Betrachtung und sinken später mit der Rückstellungsauflösung wieder ab. Dies führt dazu, dass die Stilllegung zu einem früheren Zeitpunkt von einer höheren Anzahl an Netznutzenden finanziert wird und die wenigen letzten Netznutzenden entlastet werden.

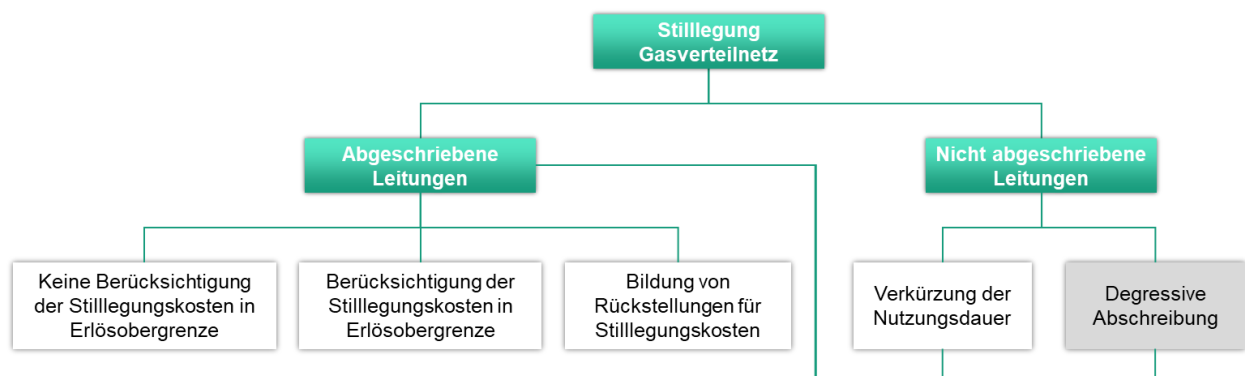


Abbildung 3-84: Übersicht der Regulierungsoptionen im Falle einer Stilllegung (eigene Darstellung basierend auf [73])

Auswirkung auf den Netzbetrieb

Die Auswirkungen der beiden Stilllegungsstrategien und der verschiedenen Regulierungsoptionen auf den Netzbetrieb werden durch Kapitalwerte dargestellt. Tabelle 3-25 vergleicht die Auswirkungen innerhalb des Stromszenarios $k = 0,3$. Dieses Szenario beinhaltet einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage, welcher zufällig verteilt ist und somit besteht eine geringe Linearität zwischen

Nachfrage und Netzlänge. Für die anteilige Stilllegungsstrategie führt die Berücksichtigung der Stilllegungskosten zu einem leicht positiven Kapitalwert, während die Berücksichtigung von Rückstellungen zu etwas geringeren Verlusten führt als im Fall der Nichtberücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze. Ähnliche Ergebnisse werden für den vollständigen Rückbau gezeigt, mit dem Unterschied, dass aufgrund der hohen Stilllegungskosten kein positiver Kapitalwert erzielt wird. Darüber hinaus enthält Tabelle 3-25 den Kapitalwert im Falle eines Investitionsstopps, welcher zu höheren Verlusten als die anteilige Stilllegung, aber zu wesentlich geringeren Verlusten als der vollständige Rückbau führt. Aus Sicht des Netzbetriebs wäre es daher besser, nichts zu tun, anstatt das Netz vollständig zurückzubauen. Die letzte Spalte in Tabelle 3-25 zeigt den heutigen Restwert des Netzes im Jahr 2050. Dieser ist niedriger als die möglichen Verluste in den verschiedenen Varianten.

Tabelle 3-25: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Stromszenario $k = 0,3$ für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen
Investitionsstopp	-8.652		
Vollständiger Rückbau	-48.933	-13.119	-20.260
Anteilige Stilllegung	-5.424	715	-3.716
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Abschreibungsdauer	3.495		

Für das Stromszenario $k = 0,9$, welches eine annähernd lineare Entwicklung von Netzlänge und Nachfrage bei einem starken Nachfragerückgang zeigt, ergeben sich ähnliche Ergebnisse wie für das Stromszenario $k = 0,3$, allerdings mit stärker ausgeprägten Werten (Tabelle 3-26). Auch in diesem Szenario führt die Berücksichtigung der Stilllegungskosten einer anteiligen Stilllegung zu einem positiven Kapitalwert, während die Finanzierung über Rückstellungen zu einem leicht negativen Kapitalwert von - 16 Tsd. € führt. Die Nichtberücksichtigung der anteiligen Stilllegungskosten führt zu einem negativen Kapitalwert von - 749 Tsd. €. Hingegen resultiert der vollständige Rückbau bei Nichtberücksichtigung der Rückbaukosten in sehr hohen Verlusten von bis zu mehr als - 81 Mio. €, während die Berücksichtigung der Stilllegungskosten nur zu Verlusten von - 4,6 Mio. € führt und damit niedriger ist als beim Investitionsstopp. Weiterhin werden der Restwert des Netzes in diesem Szenario mit verkürzter Abschreibungsdauer und der Restwert des Netzes in diesem Szenario mit verkürzter Abschreibungsdauer sowie Berücksichtigung der Rückstellung mit dem Restwert für die anderen Szenarien im Jahr 2050 verglichen. Die verkürzte Abschreibungsdauer in diesem Szenario führt zu etwas niedrigeren Restwerten als in den anderen Szenarien, aber die zeitliche Verzögerung durch die Berücksichtigung der Rückstellung hat nur einen geringen Einfluss auf den Restwert im Jahr 2050.

Tabelle 3-26: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Stromszenario $k = 0,9$ für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen
Investitionsstopp	-8.652		
Vollständiger Rückbau	-81.466	-4.629	-27.389
Anteilige Stilllegung	-749	12.423	-16
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Abschreibungsdauer	3.495		
Restwert des Netzes bei einer Verkürzung der Nutzungsdauern	2.217		
Restwert des Netzes bei einer Verkürzung der Nutzungsdauern und einer Zeitverzögerung durch die Finanzierung über Rückstellungen	2.218		

Im Mittelwegsszenario mit $k = 0,3$ führen alle Optionen zu einem negativen Kapitalwert und damit zu Verlusten für den Netzbetrieb (Tabelle 3-27). Die Berücksichtigung der Stilllegungskosten führt jedoch bei der anteiligen Stilllegung und dem vollständigen Rückbau zu den geringsten Verlusten. Während die Finanzierung über Rückstellungen bei der anteiligen Stilllegung zu ähnlichen Verlusten führt wie die Nichtberücksichtigung von Stilllegungskosten, ist diese beim vollständigen Rückbau für den Netzbetrieb vorteilhafter als die Nichtberücksichtigung von Stilllegungskosten. In diesem Szenario sind alle Regulierungsoptionen der anteiligen Stilllegung im Vergleich zum Investitionsstopp vorteilhaft, und selbst die Berücksichtigung der vollständigen Rückbaukosten führt zu geringeren Verlusten.

Ähnliche Ergebnisse wie für das Stromszenario $k = 0,9$ ergeben sich für das Mittelwegsszenario $k = 0,9$, das in den beiden unteren Zeilen von Tabelle 3-27 dargestellt ist. Nur die Berücksichtigung der anteiligen Stilllegungskosten führt zu einem positiven Kapitalwert, während die beiden anderen Regulierungsoptionen für diese Stilllegungsstrategie auf einem ähnlichen Niveau liegen. Darüber hinaus führt die Berücksichtigung der vollständigen Rückbaukosten zu etwas geringeren Verlusten als die beiden anderen Regulierungsoptionen der anteiligen Stilllegung und der Fall eines Investitionsstopps.

Tabelle 3-27: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen
Investitionsstopp	-8.652		
Mittelwegsszenario $k = 0,3$ vollständiger Rückbau	-29.220	-6.998	-15.776
Mittelwegsszenario $k = 0,3$ anteilige Stilllegung	-6.520	-2.710	-6.266
Mittelwegsszenario $k = 0,9$ vollständiger Rückbau	-58.229	-2.685	-23.693
Mittelwegsszenario $k = 0,9$ anteilige Stilllegung	-3.269	6.253	-3.117
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Abschreibungsdauer	3.495		

Die Ergebnisse des Gasszenarios zeigen in Tabelle 3-28 ähnliche Entwicklungen wie im Mittelwegsszenario.

Tabelle 3-28: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Gasszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen
Investitionsstopp	-8.652		
Gasszenario $k = 0,3$ vollständiger Rückbau	-19.275	-6.156	-11.614
Gasszenario $k = 0,3$ anteilige Stilllegung	-7.507	-5.258	-7.588
Gasszenario $k = 0,9$ vollständiger Rückbau	-37.482	-1.719	-16.573
Gasszenario $k = 0,9$ anteilige Stilllegung	-5.507	624	-5.815
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Abschreibungsdauer	3.495		

Auswirkung auf die Netznutzenden

Die resultierenden Netzentgelte veranschaulichen die Auswirkungen der verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen auf die Netznutzenden. Abbildung 3-85 zeigt die resultierenden Netzentgelte für das Stromszenario. In der oberen linken Grafik sind die Netzentgelte für den vollständigen Rückbau im Stromszenario $k = 0,3$ dargestellt. Die Option der Berücksichtigung von Stilllegungskosten führt zu den höchsten Netzentgelten, die selbst höher sind als beim Investitionsstopp. Hingegen führt die Finanzierung über Rückstellungen zu den niedrigsten Netzentgelten und ist damit günstiger für die Netznutzenden. Eine ähnliche Schlussfolgerung lässt sich aus den Netzentgelten für den vollständigen Rückbau im Stromszenario $k = 0,9$ ziehen (Abbildung 3-85, oben rechts), auch wenn der Unterschied zwischen der Finanzierung über Rückstellungen und der Nichtberücksichtigung von Stilllegungskosten gering ist. Die beiden unteren Diagramme in Abbildung 3-85 zeigen die gleichen Szenarien für die anteilige Stilllegung. Insgesamt gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den verschiedenen Regulierungsoptionen, und der Effekt der Finanzierung über Rückstellungen tritt nicht auf, bei welchem höhere Netzentgelte zwischen 2027 und 2037 und anschließend niedrigere Netzentgelte entstehen. Dies ist hauptsächlich auf die länger anhaltenden hohen Netzkosten zurückzuführen, die sich aus der zeitlichen Verzögerung der Finanzierung von Rückstellungen vor der Stilllegung ergeben. Im Falle eines vollständigen Rückbaus ist dieser Effekt wesentlich geringer, da sehr hohe Rückbaukosten über die Rückstellungen finanziert werden.

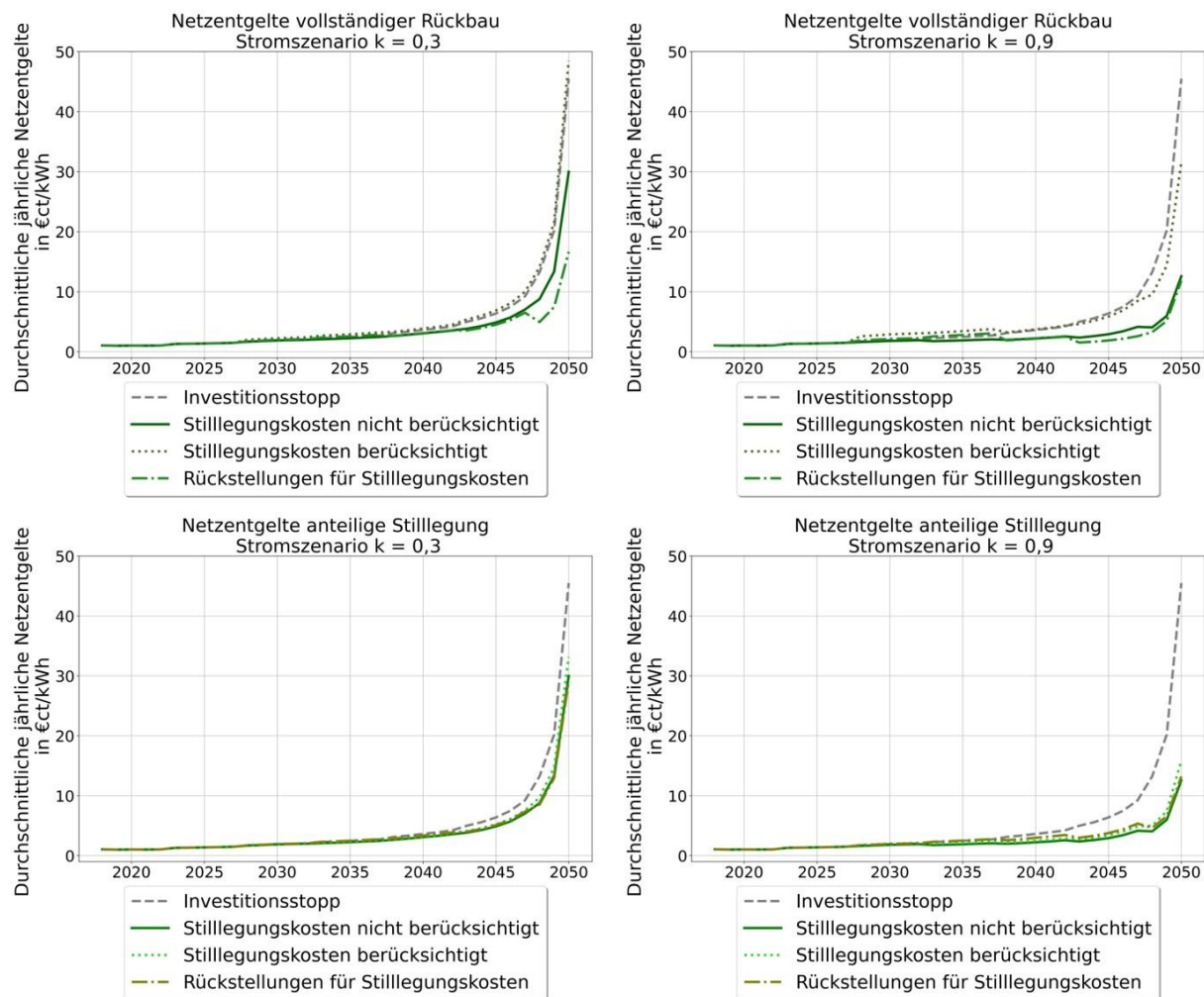


Abbildung 3-85: Entwicklung der Netzentgelte im Stromszenario (eigene Darstellung)

Im Mittelwegsszenario sind die Netzentgelte insgesamt um einen Faktor 10 niedriger als im Stromszenario, so dass sich die Änderungen zwischen den Regulierungsoptionen insgesamt weniger stark auf die Netznutzenden auswirken. Die Betrachtung des vollständigen Rückbaus der nicht mehr benötigten Leitungen (obere Diagramme in Abbildung 3-86) zeigt, dass die Berücksichtigung der Stilllegungskosten zu den höchsten Netzentgelten führt, während die Finanzierung über Rückstellungen zunächst höhere Netzentgelte und am Ende niedrigere Netzentgelte zeigt. Insgesamt liegen die resultierenden Netzentgelte zwischen rund 1-2,5 €/kWh. Wie beim Stromszenario zeigt auch das Mittelwegsszenario bei der anteiligen Stilllegung aufgrund der zeitlichen Verzögerung und der daraus resultierenden höheren Netzkosten keinen Rückstellungseffekt. Insgesamt schwanken die Netzentgelte bei dieser Stilllegungsstrategie um weniger als 1 €/kWh.

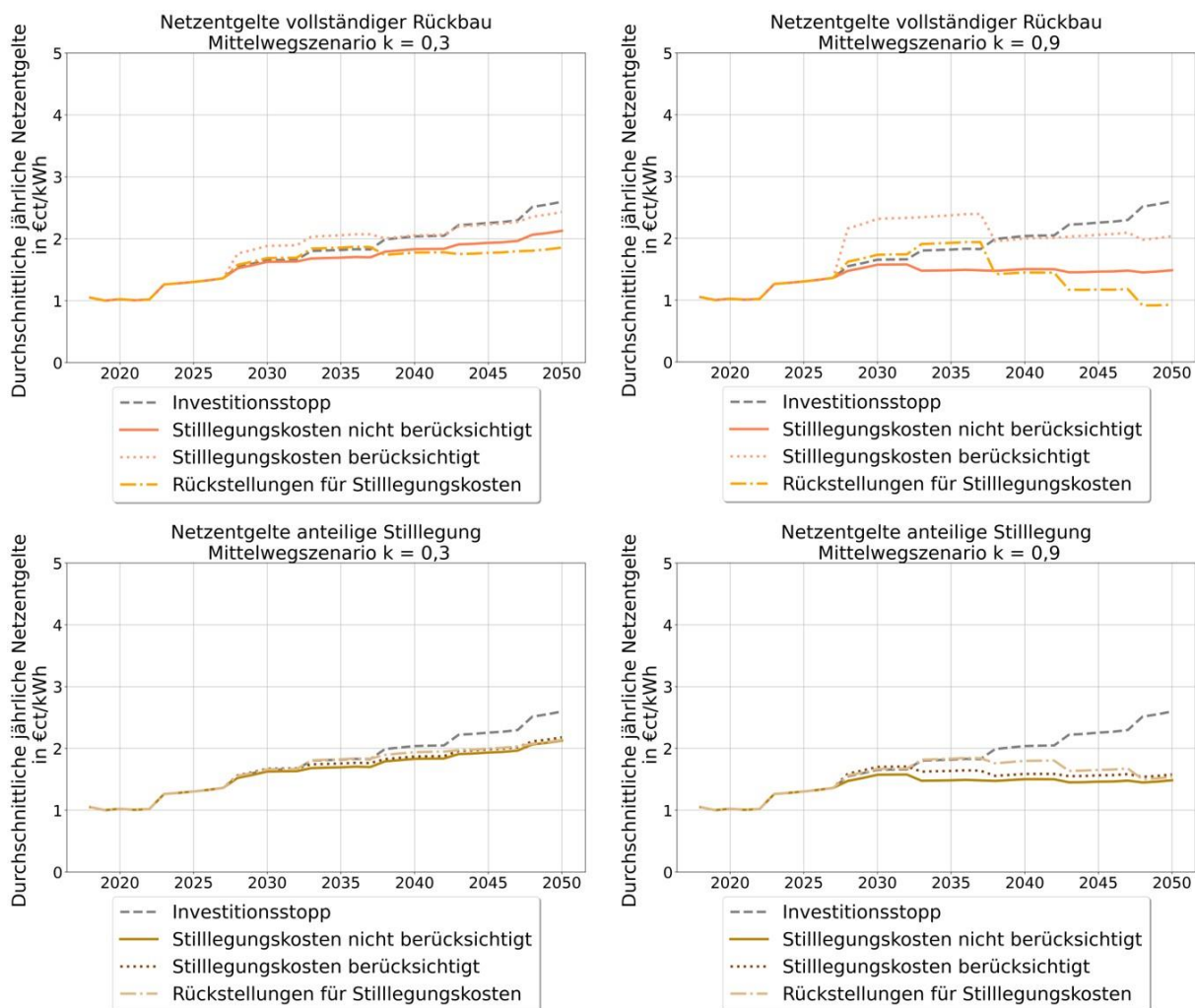


Abbildung 3-86: Entwicklung der Netzentgelte im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)

Ähnlich wie im Mittelwegsszenario variieren die Netzentgelte für das Gasszenario um weniger als 1 €/kWh (siehe Abbildung 3-87). Eine etwas höhere Variation der Netzentgelte weist das Gasszenario k = 0,9 mit vollständigem Rückbau im Vergleich zu den anderen Gasszenarien auf. Es zeigt deutlich den Anstieg der Netzentgelte aufgrund der Berücksichtigung der vollständigen Rückbaukosten (gestrichelte Linie) und zeigt auch den Rückstellungseffekt von zunächst höheren und später niedrigeren Netzentgelten (gestrichelte Linie).

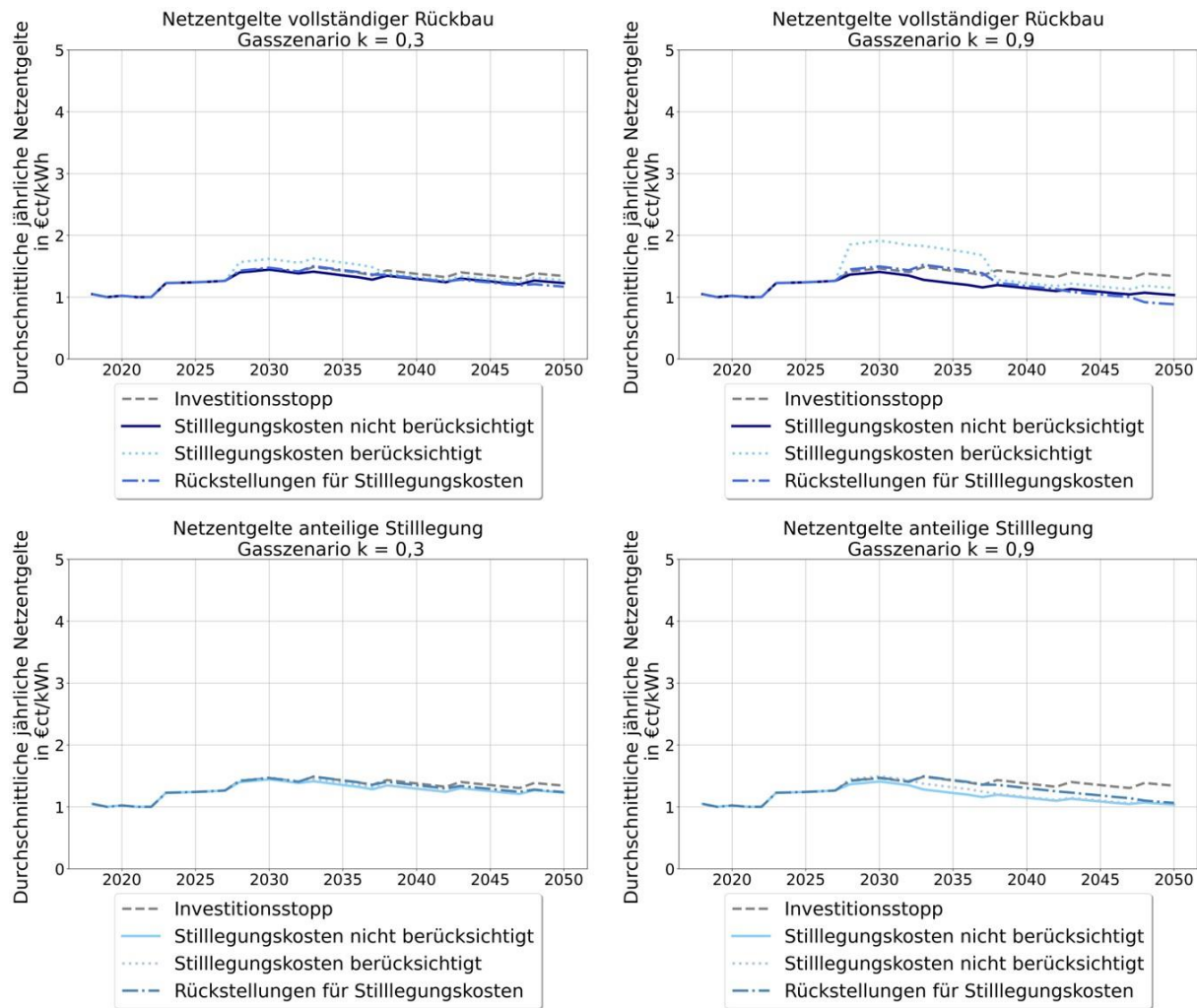


Abbildung 3-87: Entwicklung der Netzentgelte im Gasszenario (eigene Darstellung)

Kapitalkostenabzug

Die Berücksichtigung von Rückstellungen führt zu einer Verringerung des Kapitalkostenabzugs und folglich zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze (Details hierzu in [68] und [69]). Abbildung 3-88 vergleicht den Kapitalkostenabzug für die Stromszenarien. Während die Stromszenarien mit anteiliger Stilllegung (untere Grafiken in Abbildung 3-88) nur einen geringen Rückgang des Kapitalkostenabzugs aufweisen, führen die Stromszenarien mit vollständigem Rückbau (obere Grafiken in Abbildung 3-88) zu negativen Kapitalkostenabzügen, die nach der aktuellen Regulierung nicht zulässig sind. Wird der Kapitalkostenabzug jedoch auf null gesetzt, führt dies zu höheren Verlusten für den Netzbetrieb, nur geringfügig veränderten Netzentgelten und nahezu keiner Kostensenkung während der Regulierungsperioden. Das eigentliche Ziel der Regulierung, der Abbau von Ineffizienzen, wird damit stark eingeschränkt und Rückstellungen für die Stilllegung des Netzes werden nicht erwirtschaftet.

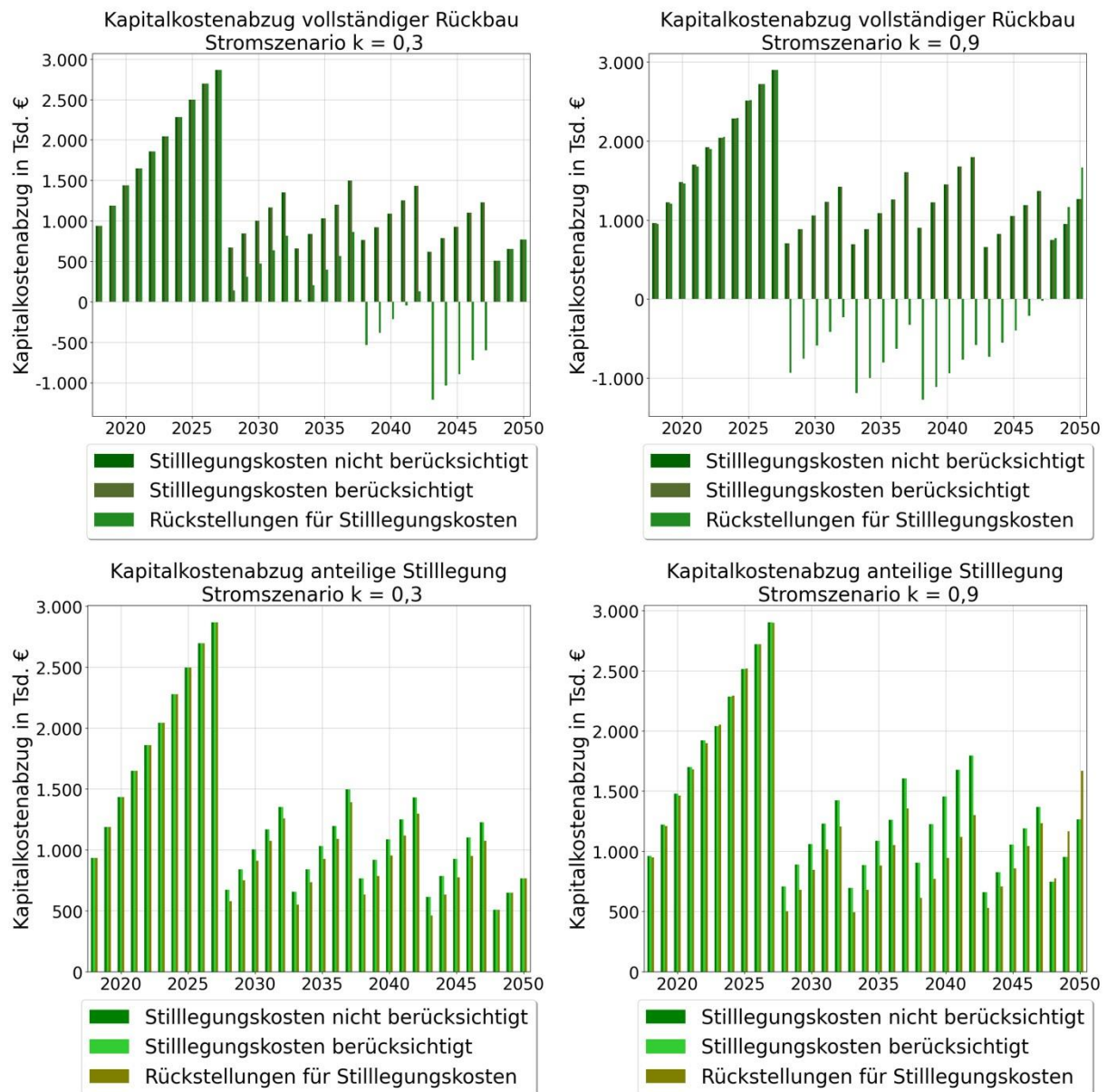


Abbildung 3-88: Kapitalkostenabzug im Stromszenario (eigene Darstellung)

Negative Kapitalkostenabzüge treten auch im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ bei einem vollständigen Rückbau auf (Abbildung 3-89, oben rechts), während die anderen Mittelwegsszenarien und Stilllegungsstrategien nur eine geringe Verringerung des Kapitalkostenabzugs aufweisen, wie in der aktuellen Regulierung vorgesehen.

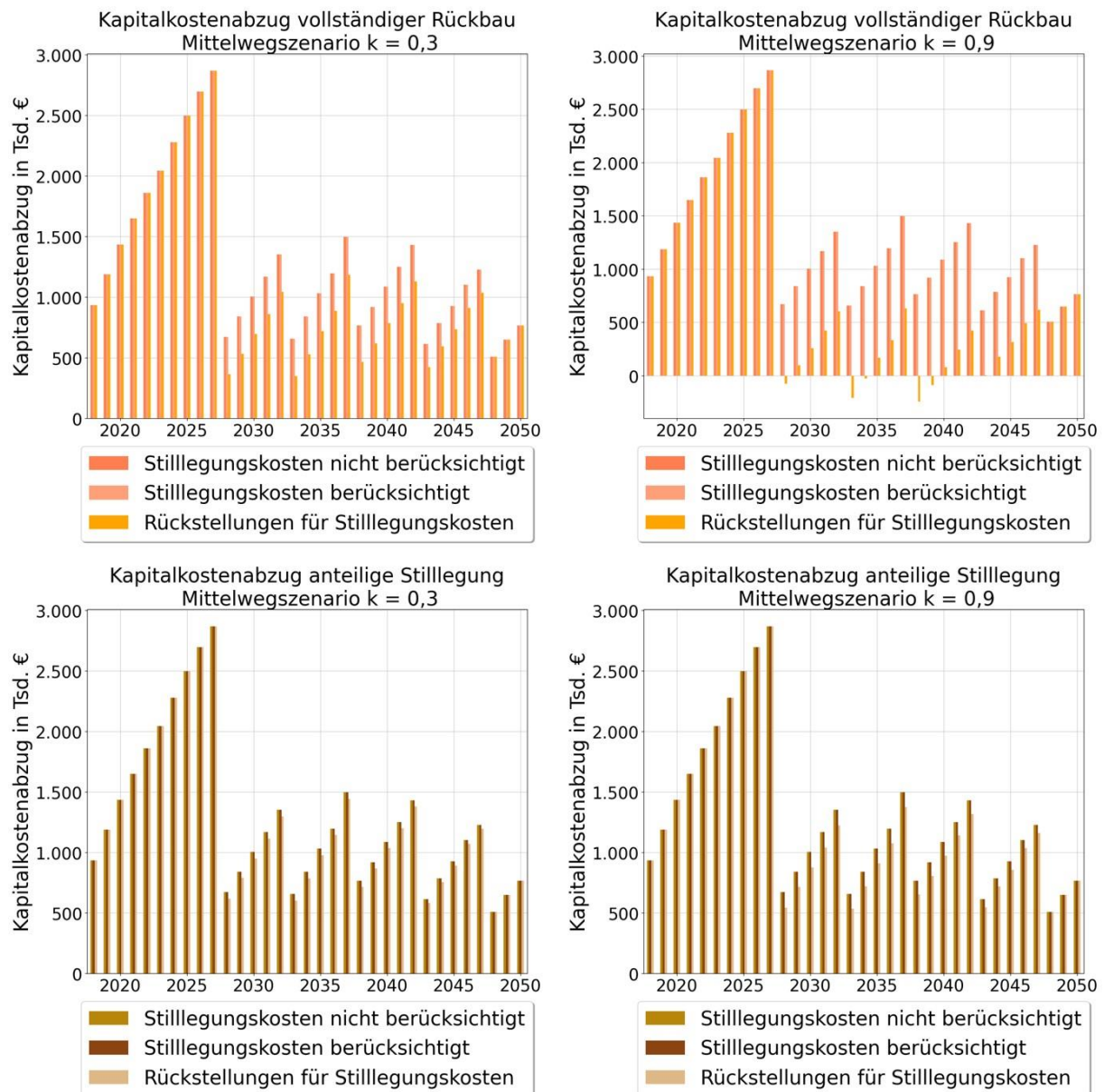


Abbildung 3-89: Kapitalkostenabzug im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)

Im Gasszenario treten keine negativen Kapitalkostenabzüge auf, wie Abbildung 3-90 zeigt.

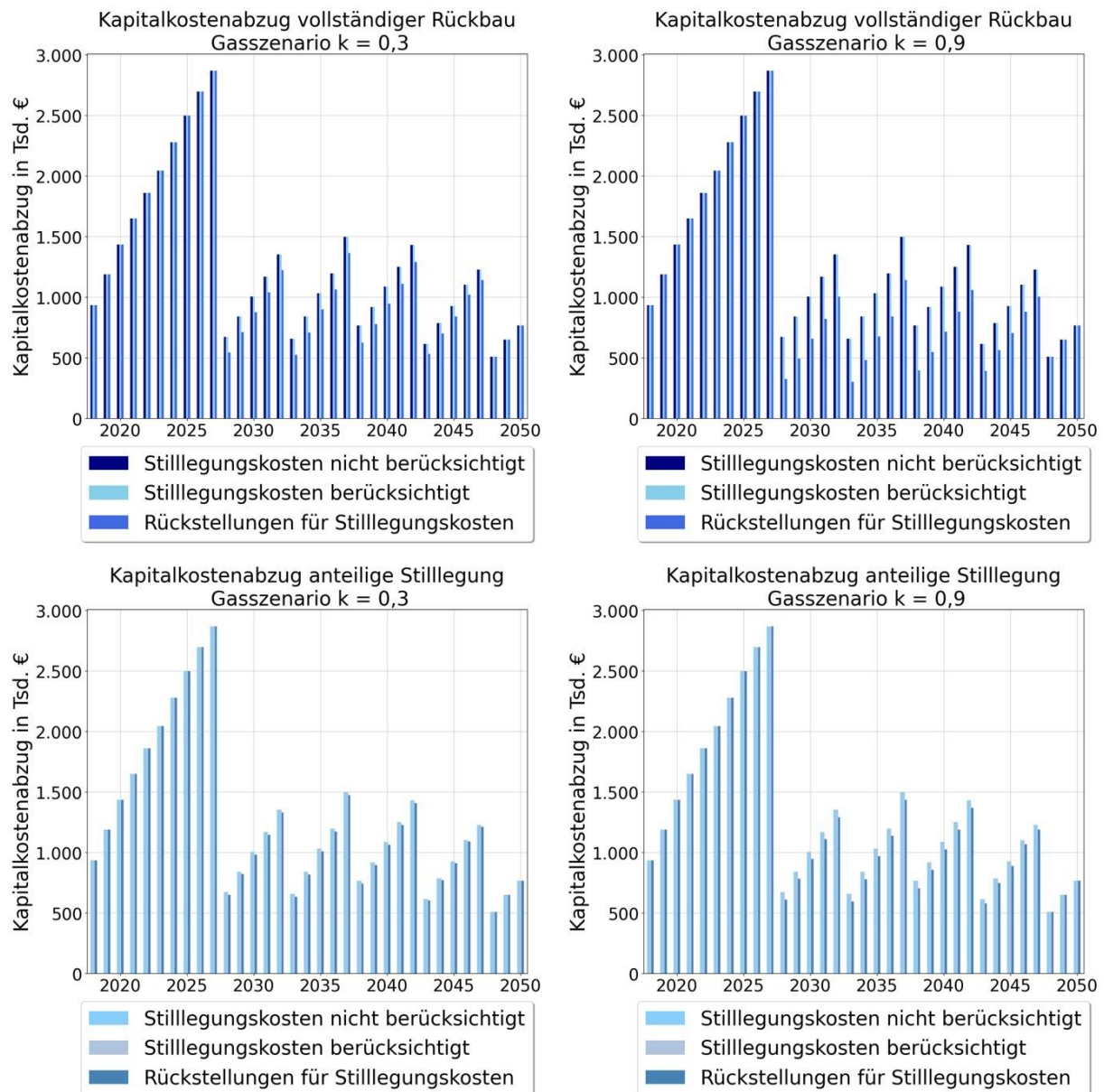


Abbildung 3-90: Kapitalkostenabzug im Gasszenario (eigene Darstellung)

Zusammenfassung

Um die Ergebnisse zusammenzufassen, gibt Abbildung 3-91 einen Überblick über die Auswirkungen der verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen auf den Gasverteilnetzbetrieb und dessen Netznutzenden. Für die Auswirkungen auf den Netzbetrieb werden die resultierenden Kapitalwerte mit einem Farbschema verglichen, welches hohe Kapitalwerte in Grün und niedrige Kapitalwerte in Rot darstellt. Die Auswirkungen auf die Netznutzenden zeigen die durchschnittlichen Netzentgelte zwischen 2018 und 2050, wobei das Farbschema von Rot für die höchsten Netzentgelte bis Grün für die niedrigsten reicht. Die rechte Spalte zeigt, ob negative Kapitalkostenabzüge auftreten und somit Rückstellungen teils nicht finanziert werden können.

Das Stromszenario mit $k = 0,3$ und einem vollständigen Rückbau stellt den ungünstigsten Fall für die Gasverteilnetze dar. Das Szenario zeigt einen starken Rückgang der Nachfrage mit einer nichtlinearen Abhängigkeit zwischen Netzlänge und Nachfrageentwicklung. In der Realität könnte diese Entwicklung eintreten, wenn viele Netznutzenden einzeln und unkoordiniert in einem Netzgebiet

zu alternativen Versorgungstechnologien wechseln, während einige wenige nachgelagerte Netznutzenden auf anderen Leitungen verbleiben, so dass die Leitungen nicht stillgelegt werden können. Für den Netzbetrieb ist die Berücksichtigung der Stilllegungskosten im Falle eines vollständigen Rückbaus die attraktivste Regulierungsoption, während dies jedoch für die Netznutzenden zu deutlich höheren Netzentgelten führt. Ein Kompromiss stellt die Finanzierung durch Rückstellungen dar, welche zu höheren Verlusten für den Netzbetrieb, aber deutlich niedrigeren Netzentgelten für die Netznutzenden führt. Allerdings zeigt diese Regulierungsvariante eine Lücke der Regulierung auf, da negative Kapitalkostenabzüge auftreten und somit Rückstellungen nicht erwirtschaftet werden können. Das gleiche Szenario mit einer anteiligen Stilllegung erzielt durch die Berücksichtigung der Stilllegungskosten einen positiven Kapitalwert und nur geringfügig höhere Netzentgelte für die Netznutzenden, so dass diese Variante zu bevorzugen ist.

Im Stromszenario mit $k = 0,9$ sinkt die Netzlänge nahezu linear mit der Nachfrageentwicklung. Dies kann bei einem organisierten Ausstieg aus dem Gasverteilnetz der Fall sein. Zum Beispiel bei einem geplanten Ausbau von Wärmenetzen mit einer Gasverteilnetzstilllegung. Ein Wechsel vom Gasverteilnetz zum Wärmenetz führt jedoch höchstwahrscheinlich eher zu einer stufenförmigen als zu einer kontinuierlichen Verringerung der Nachfrage. Im Falle eines vollständigen Rückbaus wird das Dilemma, dass die attraktivste Option für den Netzbetrieb die teuerste Option für die Netznutzenden ist, deutlich. Des Weiteren führt auch die Finanzierung über Rückstellungen zu negativen Kapitalkostenabzügen, sodass Rückstellungen nicht erwirtschaftet werden können. Hingegen erzielt eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten den höchsten Gewinn für den Netzbetrieb und führt zum zweitbesten Ergebnis bei den Netzentgelten. Die Unterschiede zwischen den durchschnittlichen Netzentgelten sind jedoch gering, so dass die Berücksichtigung der Stilllegungskosten die wirtschaftlich attraktivste Variante ist.

Für das Mittelwegsszenario und das Gasszenario beträgt die Abweichung zwischen den Netzentgelten weniger als 2 €/kWh, so dass der größere Einfluss der gewählten Stilllegungsstrategie und der untersuchten Regulierungsoption für den Netzbetrieb zu beobachten ist. Daher ist die Regulierungsoption mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten die attraktivste Regulierungsoption, während die anteilige Stilllegung die attraktivste Stilllegungsstrategie für den Netzbetrieb ist, wenn die Grundstückbesitzenden in ihrem Konzessionsvertrag keinen vollständigen Rückbau fordern.

Insgesamt zeigt sich ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Nachfrageentwicklung und den Netzentgelten (siehe Abbildung 3-91). Für den Netzbetrieb hingegen ist diese Abhängigkeit nicht ersichtlich. Für diesen, bzw. für die Kapitalwerte, ist die Differenz zwischen Verlusten und Gewinnen umso größer, je stärker die Gasnachfrage zurückgeht, so dass das Stromszenario mit anteiliger Stilllegung unter Berücksichtigung der Stilllegungskosten und einem nahezu linearem Zusammenhang zwischen Nachfrage und Netzlänge zu den höchsten Gewinnen für den Netzbetrieb führt, während im gleichen Szenario mit vollständigem Rückbau und ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten die höchsten Verluste auftreten. Ähnliche Ergebnisse konnten für den summenbasierten Netzbetrieb ermittelt werden.

		Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)			Auswirkung auf Netznutzende (Durchschnitt der Netzentgelte 2018 – 2050 in €ct/kWh)			Negative Kapitalkosten- abzüge ¹
		Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	
Stromszenario k = 0,3	Vollständiger Rückbau	-48.933	-13.119	-20.260	3,82	5,39	3,12	Ja
	Anteilige Stilllegung	-5.424	715	-3.716	3,82	4,08	3,89	Nein
Stromszenario k = 0,9	Vollständiger Rückbau	-81.466	-4.629	-27.389	2,42	4,51	2,35	Ja
	Anteilige Stilllegung	-749	12.423	-16	2,42	2,78	2,83	Nein
Mittelwegszenario k = 0,3	Vollständiger Rückbau	-29.220	-6.998	-15.776	1,61	1,81	1,59	Nein
	Anteilige Stilllegung	-6.520	-2.710	-6.266	1,61	1,64	1,66	Nein
Mittelwegszenario k = 0,9	Vollständiger Rückbau	-58.229	-2.685	-23.693	1,39	1,85	1,38	Ja
	Anteilige Stilllegung	-3.269	6.253	-3.117	1,39	1,47	1,54	Nein
Gasszenario k = 0,3	Vollständiger Rückbau	-19.275	-6.156	-11.614	1,26	1,33	1,27	Nein
	Anteilige Stilllegung	-7.507	-5.258	-7.588	1,26	1,27	1,29	Nein
Gasszenario k = 0,9	Vollständiger Rückbau	-37.482	-1.719	-16.573	1,17	1,36	1,20	Nein
	Anteilige Stilllegung	-5.507	624	-5.815	1,17	1,20	1,25	Nein

Abbildung 3-91: Zusammenfassung der Ergebnisse zur Stilllegung des Gasverteilnetzes des durchschnittsbasierten Gasverteilnetzbetriebs (eigene Darstellung)

3.7.4 Sensitivitäten

Die Vielzahl an Eingangsdaten und deren Annahmen, die in Abschnitt 3.7.1 sowie in [68] und [69] erläutert werden, beinhalten ein gewisses Maß an Unsicherheit, sodass der Einfluss dieser Parameter mittels verschiedener Sensitivitäten beispielhaft anhand des Stromszenarios $k = 0,3$ mit einer anteiligen Stilllegung und Berücksichtigung der Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb untersucht wird. Ein Parameter, der nicht nur vom betrachteten Netzbetrieb, sondern auch von ähnlichen Netzbetrieben abhängt, ist der Effizienzwert. Dieser kann zwischen 60 % und 100 % liegen, sodass dieser Bereich in 10 Prozentpunkten-Schritten als Teil der Sensitivitätsanalyse variiert wird. In den ursprünglichen Berechnungen wird ein konstanter Effizienzwert von 86 % angenommen. Die Ergebnisse zeigen einen signifikanten Einfluss des Effizienzwertes auf den Kapitalwert (Abbildung 3-92 grüne Linie). Ein effizienter Netzbetrieb mit einem Effizienzwert von 100 % ab dem Jahr 2048 kann einen Gewinn von 6 Mio. € statt 0,7 Mio. € (mit dem ursprünglichen Effizienzwert) erzielen. Allerdings führt bereits eine Verringerung des Effizienzwertes auf 80 % ab dem Jahr 2048 (von 86 %) zu einem negativen Kapitalwert von 1,6 Mio. €. Inwieweit die Stilllegung von Gasnetzleitungen den Effizienzwert beeinflusst, ist nicht bekannt und hängt von den Entscheidungen der anderen ähnlichen Netzbetriebe im Effizienzvergleich ab.

Ein weiterer relevanter Parameter ist der Eigenkapitalzinssatz (EK-Zinssatz) für Alt- und Neuanlagen. Die bisherigen Ergebnisse beruhen auf einem Zinssatz von 5,07 % für Neuanlagen und 3,51 % für Altanlagen. Diese Zinssätze werden bis 2050 konstant gehalten. Um die Sensitivität auf den Kapitalwert zu analysieren, werden die Zinssätze in Schritten von 1 Prozentpunkt zwischen 1 % und 10 % variiert.

Ihr Einfluss ist in Abbildung 3-92 als hellbraune gestrichelte Linie dargestellt, die eine nahezu konstante Linie ergibt. Allerdings führt bereits eine leichte Erhöhung des Zinssatzes um einen Prozentpunkt zu einem Rückgang des Kapitalwerts um fast 14 %. Darüber hinaus wird der Zinssatz für Neuanlagen als Zinssatz für die Berechnung des Kapitalwerts verwendet, und dessen Einfluss wird durch die dunkelbraune gestrichelte Linie in Abbildung 3-92 illustriert. Der Einfluss ist stärker als der der EK-Zinssätze für Alt- und Neuanlagen, so dass eine Erhöhung des Zinssatzes um einen Prozentpunkt zu einer Verringerung des Kapitalwerts um fast 50 % führt. Wenn schließlich alle Zinssätze angepasst werden, d. h. die EK-Zinssätze für Alt- und Neuanlagen und der Zinssatz für die Berechnung des Kapitalwerts, führt eine Erhöhung um einen Prozentpunkt zu einer Verringerung des Kapitalwerts um 60 % (orange gestrichelte Linie, Abbildung 3-92). Folglich führen steigende Zinssätze zu niedrigeren Kapitalwerten und sinkende Zinssätze zu höheren Kapitalwerten, so dass sich die Attraktivität von Stilllegungen über die Zinssätze beeinflussen lässt.

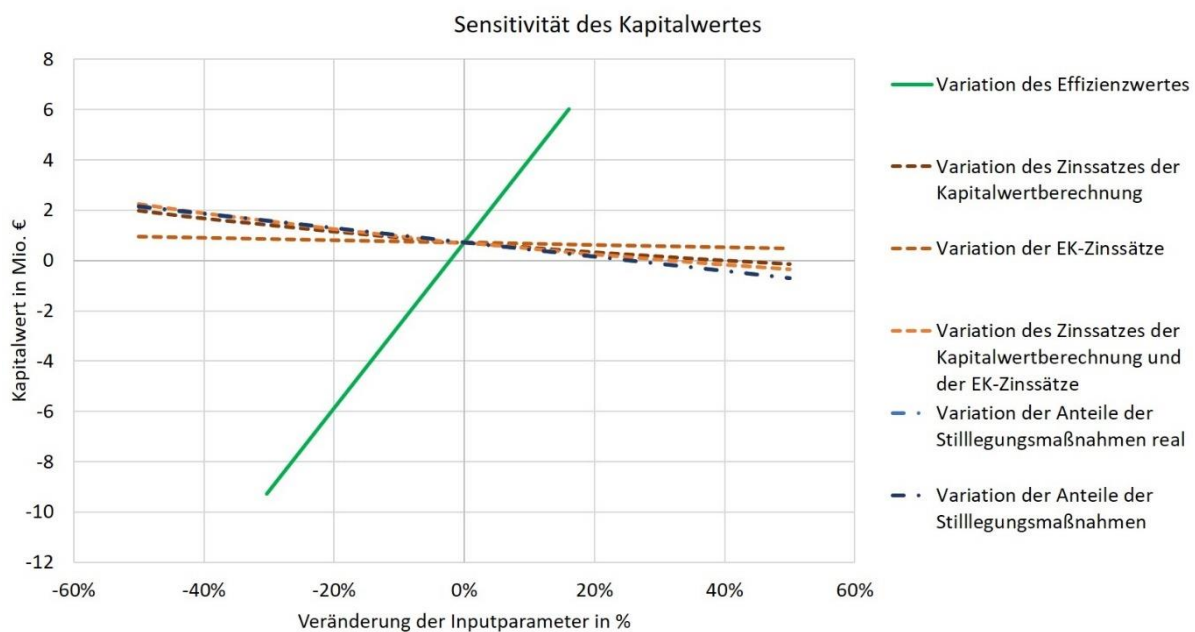


Abbildung 3-92: Sensitivität des Kapitalwertes am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,3$ mit anteiliger Stilllegung und Berücksichtigung der Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Die Anteile der Stilllegungsmaßnahmen für die anteilige Stilllegung sind abhängig von den Durchmessern der Leitungen und deren Verortung. Allerdings gibt es in der Literatur keine eindeutige Definition des Durchmessers für die verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen [69]. Basierend auf Einschätzungen des DVGWs wird davon ausgegangen, dass Rohrleitungen mit einem Durchmesser unter 100 mm lediglich versiegelt werden können, während zwischen 100 mm und 500 mm eine Versiegelung und Verdämmung erforderlich ist. Bei Durchmessern über 500 mm wird von einem Rückbau ausgegangen [69]. Der Rückbau bereits versiegelter und/oder verdämmter Leitungen sollte mit anderen Erdarbeiten kombiniert werden, um Kosten zu senken. Da für das hier untersuchte Netz die genauen Durchmesser nicht bekannt sind, werden entsprechend Tabelle 3-29 und Tabelle 3-30 verschiedene Anteile von Stilllegungsmaßnahmen untersucht. Die hellblauen und dunkelblauen Strich-Punkt-Linien in Abbildung 3-92 veranschaulichen deren Einfluss auf den Kapitalwert. Es ist zu erkennen, dass der Einfluss der unterschiedlichen Anteile an Stilllegungsmaßnahmen stärker ist als die Zinssätze, aber weitaus geringer als der Effizienzwert. Folglich haben die Netzstruktur und die

gewählten Stilllegungsmaßnahmen einen bedeutenden Einfluss auf die wirtschaftliche Machbarkeit der Stilllegung.

Tabelle 3-29: Variation der Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen basierend auf realen Daten (eigene Darstellung basierend auf Daten von Karlsruhe und Esslingen sowie [71] und [88])

	Deutschlandweite Verteilung nach [71]	Verteilung basierend auf Daten von Karlsruhe	Verteilung basierend auf Annahmen des DVGW- EBI	Bundesweite Verteilung nach [88]	Verteilung basierend auf Daten von Esslingen
Rückbau (DN > 500 mm)	5 %	0,0 %	0,0 %	0,7 %	0,0 %
Verdämmung und Versiegelung (DN 100 mm bis 500 mm)	30 %	62,6 %	38,5 %	48,8 %	61,6 %
Versiegelung (DN < 100 mm)	65 %	37,4 %	61,5 %	50,5 %	38,4 %

Tabelle 3-30: Gleichmäßige Variation der Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen (eigene Darstellung)

	Deutschlandweite Verteilung nach [71]	Kein Rückbau, geringe Verdämmung	Kein Rückbau, hohe Verdämmung	Mittlerer Rückbau	Hoher Rückbau
Rückbau (DN > 500 mm)	5 %	0 %	0 %	10 %	20 %
Verdämmung und Versiegelung (DN 100 mm bis 500 mm)	30 %	5 %	60 %	40 %	40 %
Versiegelung (DN < 100 mm)	65 %	95 %	40 %	50 %	40 %

In den ursprünglichen Berechnungen wird angenommen, dass die Personalkosten entsprechend der Netzlänge sinken. Da zwischen Netzlänge und Personalkosten keine direkte Korrelation besteht werden die Personalkosten im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung variiert, wie die ersten beiden Spalten von Tabelle 3-31 verdeutlicht. Die Ergebnisse in der rechten Spalte von Tabelle 3-31 zeigen einen deutlichen Einfluss der Personalkosten auf den Kapitalwert. Bereits eine Erhöhung der

Personalkosten von 30 % der ursprünglichen Personalkosten zu 60 % der Personalkosten im Jahr 2050 führt zu einer Verringerung des Kapitalwertes um rund - 170 %.

Tabelle 3-31: Sensitivität des Kapitalwertes bei Variation der Personalkosten (eigene Darstellung)

	Anteilige Veränderung der Personalkosten zur ursprünglichen Annahme in %	Kapitalwert in Mio €
Personalkosten = 120 %	300%	-10,3
Personalkosten = konstant	233%	-7,3
Personalkosten = 90 %	200%	-5,8
Personalkosten = 60 %	100%	-1,2
Personalkosten = 30 % (abhängig von Netzlängenrückgang)	0%	0,7

Der Einfluss der zuvor beschriebenen Parameter wird ebenfalls für die Netzentgelte im Jahr 2030 und 2050 untersucht. Da die Parameter immer bis zum Jahr 2050 variiert werden, sind die Variationen im Jahr 2030 geringer und somit auch die Auswirkungen auf die Netzentgelte. Dennoch erkennt man in Abbildung 3-93, dass die Einflüsse der Parameter auf die Netzentgelte im Jahr 2050 zwar höher sind als im Jahr 2030, aber deutlich niedriger als auf den Kapitalwert. Auch bei den Netzentgelten hat der Effizienzwert den stärksten Einfluss, sodass dieser zu Schwankungen der Netzentgelten zwischen etwas weniger als 30 €/ct/kWh und etwas mehr als 35 €/ct/kWh führt.

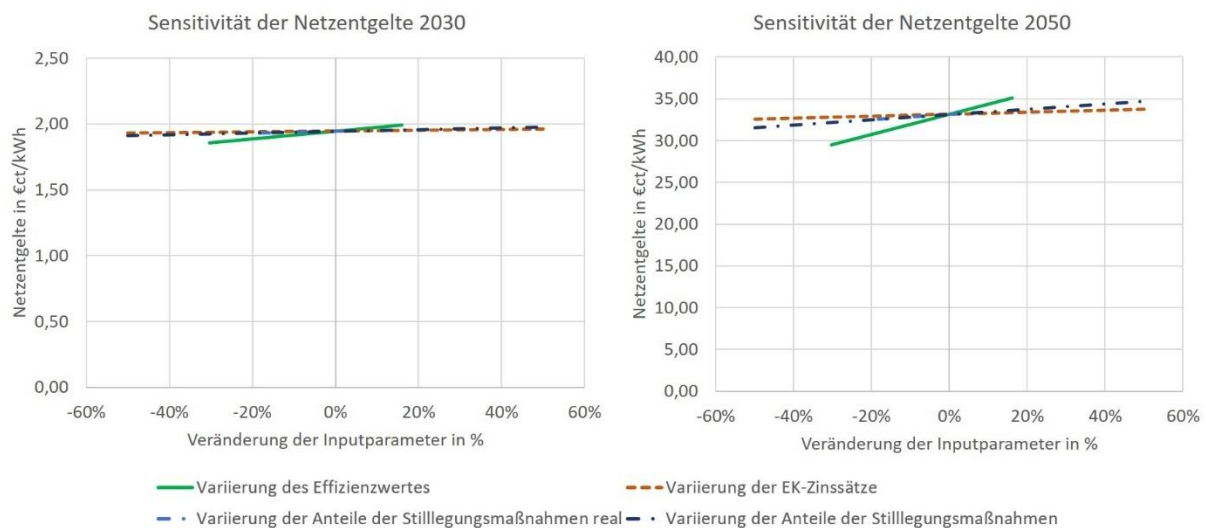


Abbildung 3-93: Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,3$ mit anteiliger Stilllegung und Berücksichtigung der Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)

Ähnlich haben auch die Personalkosten einen Einfluss auf die Netzentgelte, welcher deutlich geringer ist als auf den Kapitalwert. Werden 30 % höhere Personalkosten als ursprünglich angenommen betrachtet, so steigen die Netzentgelte um 2,40 €/ct/kWh. Dies entspricht einen Anstieg um etwas mehr als 7 %.

Tabelle 3-32: Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 bei Variation der Personalkosten (eigene Darstellung)

	Anteilige Veränderung der Personalkosten zur ursprünglichen Annahme in %	Netzentgelte 2030 in €ct/kWh	Netzentgelte 2050 in €ct/kWh
Personalkosten = 120 %	300%	1,98	47,12
Personalkosten = konstant	233%	1,97	43,28
Personalkosten = 90 %	200%	1,97	41,36
Personalkosten = 60 %	100%	1,95	35,60
Personalkosten = 30 % (abhängig von Netzlängenrückgang)	0%	1,95	33,15

3.7.5 Ausbau Wärmenetz

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Wärmenetzausbaus mit den positivsten Konstellationen der Gasverteilnetzstilllegung bzw. einer Erhaltung der restlichen Leitungskilometern verglichen. Tabelle 3-33 stellt die entsprechenden Kapitalwerte bzw. die Auswirkungen auf die Netzbetriebe dar. Für den Wärmenetzbetrieb wird zwischen minimalen und maximalen Investitionen unterschieden. Des Weiteren wird ein Ausbau von 40 % mit einer Verdichtung von 60 % mit einem Ausbau von 80 % und einer Verdichtung von 20 % verglichen. Hierbei werden die Personalkosten entweder entsprechend der Netzlänge variiert oder konstant gehalten. Man erkennt, dass die Kapitalkosten für den Wärmenetzbetrieb deutlich höher sind als für den Gasverteilnetzbetrieb. Des Weiteren wird deutlich, dass eine höhere Verdichtung für den Wärmenetzbetrieb attraktiver ist als ein höherer Ausbau.

Tabelle 3-33: Vergleich der Kapitalwert der Varianten eines Wärmenetzausbaus mit den positivsten Konstellationen eines Erhalts des Gasverteilnetzes (eigene Darstellung)

			Kapitalwert in Mio. €		
			Stromszenario	Mittelwegszenario	Gasszenario
Wärmenetz	Maximale Investitionen	40 % Ausbau	159,16	157,06	161,70
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	155,81	153,53	158,60
		80 % Ausbau	118,43	114,64	124,90
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	111,35	107,28	118,45
	Minimale Investitionen	40 % Ausbau	190,16	189,87	190,41
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	186,81	186,34	187,31
		80 % Ausbau	185,26	184,64	185,95
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	178,18	177,28	179,50
Gasverteilnetz	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze $k = 0,9$		12,42	6,25	0,62
	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze $k = 0,3$		0,72	-2,71	-5,26
	Investitionsstopp		-8,65		

Um die Auswirkung auf die Endnutzenden zu betrachten, werden basierend auf den Annahmen in Abschnitt 3.7.1 die Endkundenpreise für Wärme und ein Gasgemisch ermittelt. Abbildung 3-94 zeigt die Preisentwicklungen im Stromszenario. Hierbei werden die Bandbreiten des Gasgemischpreises in Blau und des Wärmepreises in Orange dargestellt. Der Gasgemischpreis steigt deutlich im Zeitverlauf an und übersteigt größtenteils die Wärmepreise ab 2040. Dies liegt vor allem an den stark steigenden Netzentgelten, welche den Gasgemischpreis überwiegend beeinflussen.

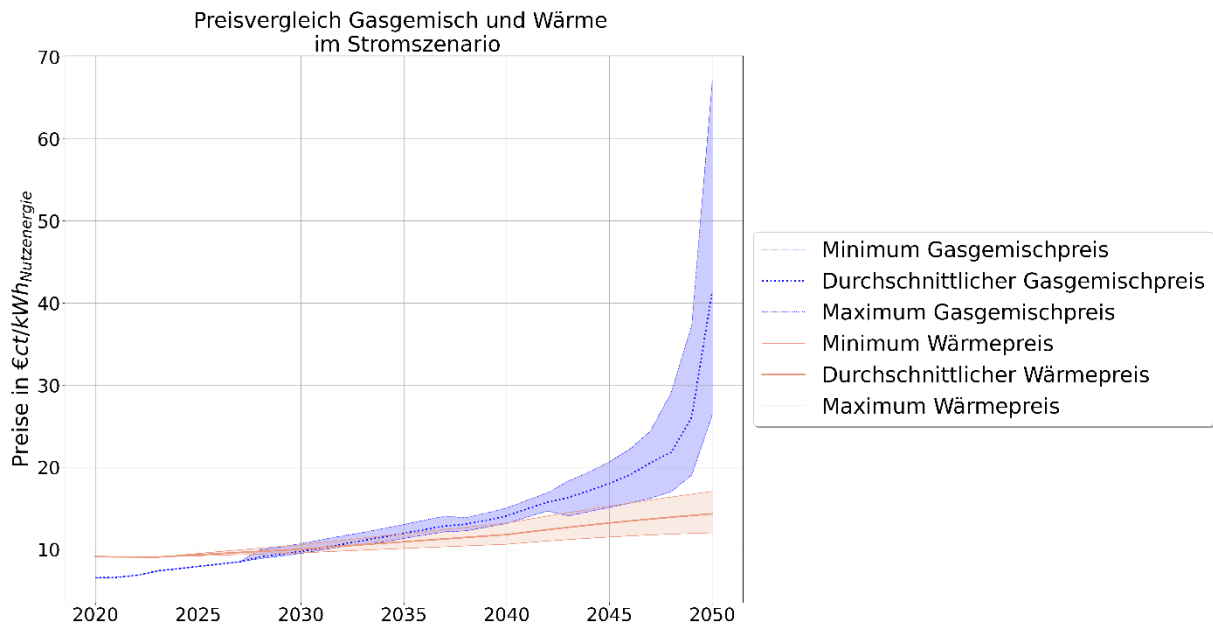


Abbildung 3-94: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Stromszenario (eigene Darstellung)

Im Mittelwegsszenario ist der Einfluss der Netzentgelte auf den Gasgemischpreis deutlich geringer, da diese auf Grund der etwas höheren Nachfrage nicht so stark steigen wie im Stromszenario. Man erkennt in Abbildung 3-95, dass die Preise des Gasgemisches weiterhin deutlicher ansteigen als die Wärmepreise. Diese übersteigen allerdings die Wärmepreise nicht, sondern sind auf einem vergleichbaren Niveau mit den höheren Wärmepreisen. Der deutliche Anstieg resultiert insbesondere durch den steigenden Beschaffungspreis auf Grund des steigenden Anteils von synthetischem Methan. Des Weiteren sinken die Gasgemischpreise ab 2045 leicht ab, da der CO₂-Preis durch den überwiegenden Anteil von synthetischem Methan entfällt.

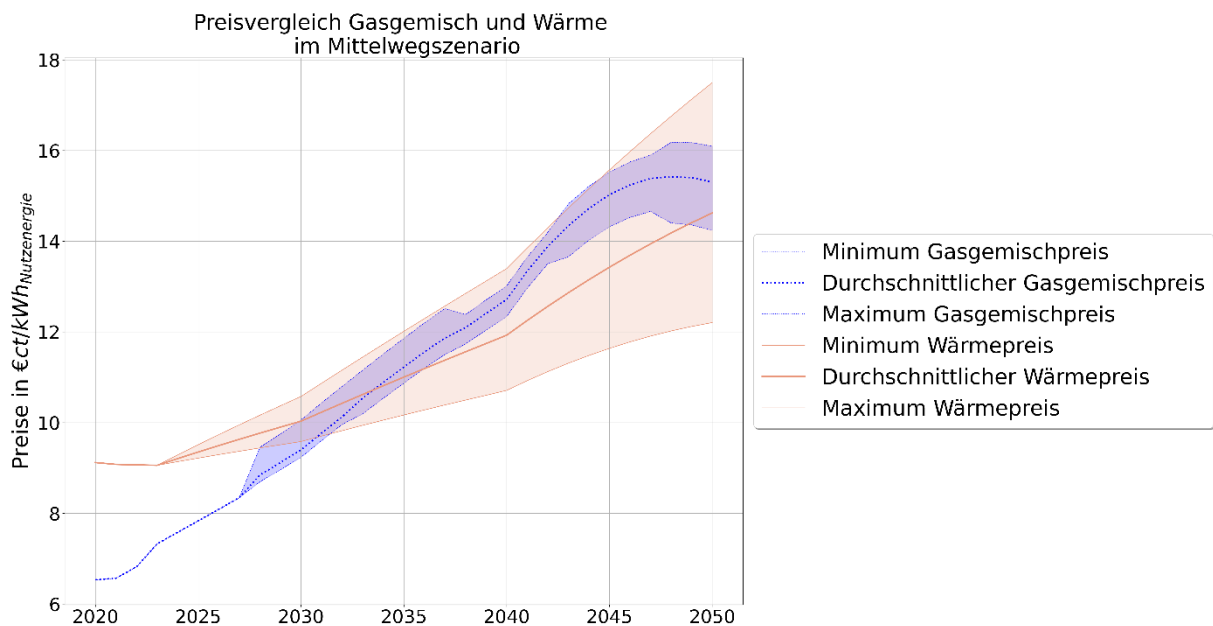


Abbildung 3-95: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)

Ähnlich zu den Entwicklungen im Mittelwegsszenario sind auch im Gasszenario die Gasgemischpreise auf einer vergleichbaren Höhe wie die höheren Wärmepreise (Abbildung 3-96). Auch in diesem Szenario steigt die Bandbreite des Gasgemischpreises auf Grund der Beschaffungspreise für synthetisches Methan deutlicher als die Wärmepreise und sinken ab 2045 durch das Entfallen der CO₂-Preise. Die Bandbreite der Gasgemischpreise ist schmaler auf Grund der geringeren Unterschiede der Netzentgelte.

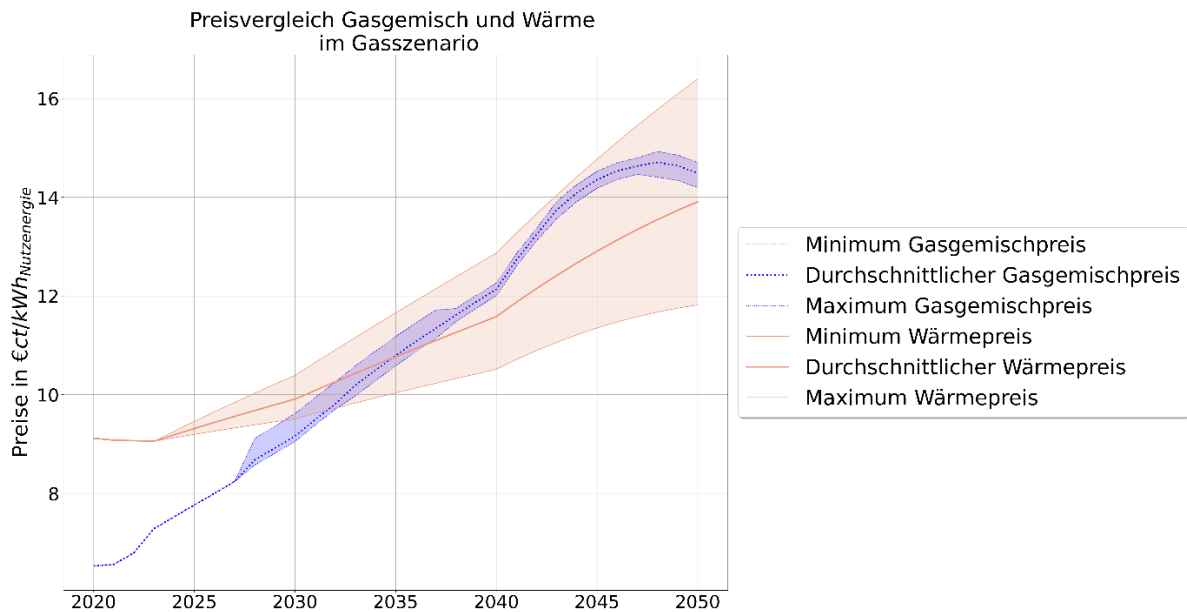


Abbildung 3-96: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Gasszenario (eigene Darstellung)

Abschließend gibt Abbildung 3-97 einen Überblick über die Ergebnisse zum Wärmenetzausbau und der positivsten Konstellationen der Gasverteilnetzstilllegung. Hierbei werden die höchsten Kapitalwerte in Grün und die niedrigsten in Rot dargestellt. Die Wärme- und Gasgemischpreise werden rot markiert, wenn diese am höchsten sind und grün, wenn diese am niedrigsten sind. Es ist zu erkennen, dass die Kapitalwerte für einen Wärmenetzbetrieb im Falle eines Wärmenetzausbaus deutlich höher sind als die Gasverteilnetzstilllegung für einen Gasverteilnetzbetrieb. Des Weiteren erkennt man einen positiven Einfluss eines verdichteten Wärmenetzes. Für die Netznutzenden ergeben sich die niedrigsten Preise bei einem verdichteten Wärmenetz, während bei einer geringeren Verdichtung die Wärmepreise auf einer ähnlichen Höhe wie die meisten Gasgemischpreise liegen. Dennoch ergeben sich die höchsten Preise für das Gasgemisch, welche bis zu drei Mal höher sein können als die höchsten Wärmepreise.

		Kapitalwert in Mio. €			Vergleich der Wärme- und Gasgemischpreise 2050 in €/kWh _{Nutzenergie}			
		Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gaszenario	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gaszenario	
Wärmenetz	Maximale Investitionen	40 % Ausbau	159,16	157,06	161,70	12,74	12,97	12,49
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	155,81	153,53	158,60	12,02	12,21	11,82
		80 % Ausbau	118,43	114,64	124,90	17,06	17,50	16,39
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	111,35	107,28	118,45	15,46	15,81	14,93
	Minimale Investitionen	40 % Ausbau	190,16	189,87	190,41	12,74	12,97	12,49
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	186,81	186,34	187,31	12,02	12,21	11,82
		80 % Ausbau	185,26	184,64	185,95	17,06	17,50	16,39
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	178,18	177,28	179,50	15,46	15,81	14,93
Gasverteilnetz	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösbergrenze k = 0,9	12,42	6,25	0,62	30,80	14,97	14,38	
	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösbergrenze k = 0,3	0,72	-2,71	-5,26	50,05	15,63	14,59	
	Investitionsstopp		-8,65		63,76	16,10	14,70	

Abbildung 3-97: Übersicht der Ergebnisse zum Wärmenetzausbau und der positivsten Konstellationen für den Erhalt des Gasverteilnetzes (eigene Darstellung)

3.7.6 Fazit

In diesem Abschnitt wurde der Einfluss unterschiedlicher Stilllegungsstrategien und deren Integration in die Regulierung auf Netzbetrieb und Netznutzende untersucht, sowie ein Vergleich zum Wärmenetzausbau und der Wärme- sowie Gasgemischpreise gezeigt. Der Referenzfall eines Investitionsstopps verdeutlicht, dass bereits mit dem heutigen Anlagenbestand (2020) erhebliche Restwerte im Jahr 2045 und 2050 bestehen, welche bei einem deutlichen Rückgang der Gasnachfrage Gefahr laufen „Stranded Assets“ zu werden. Dies verdeutlicht, dass die Festlegung der BNetzA zur Verkürzung der Nutzungsdauern um Bestandsanlagen erweitert werden sollte.

Des Weiteren verdeutlicht die Analyse, dass eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösbergrenze für Netzbetrieb und Netznutzende die attraktivste Option darstellt. Hingegen ist insbesondere im Stromszenario ein vollständiger Rückbau mit Berücksichtigung der Rückbaukosten in der Erlösbergrenze für den Netzbetrieb die wirtschaftlichste Option, während dies für die Netznutzenden zu den höchsten Netzentgelten führt. Ein Kompromiss kann die Finanzierung der Stilllegung über Rückstellungen darstellen. Hierbei steigen die Verluste des Netzbetriebs an, aber die Netzentgelte sinken deutlich. Allerdings führt dies in den Stromszenarien und dem Mittelwegsszenario $k = 0,9$ zu negativen Kapitalkostenabzügen, welche nach heutiger Regulierung nicht zulässig sind. Erlaubt man keine negativen Kapitalkostenabzüge, so können die Rückbaukosten nicht über Rückstellungen finanziert werden. Sollte ein vollständiger Rückbau der Gasverteilnetze angereizt werden, so sollte die Berücksichtigung der Rückstellungen in der Regulierung angepasst werden.

Die Untersuchung der Sensitivitäten zeigt insbesondere den hohen Einfluss des Effizienzwertes auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Investitionsoptionen. Der Effizienzwert wird mittels eines Effizienzvergleichs zwischen ähnlichen Netzbetrieben seitens der Regulierung bestimmt, sodass ein Netzbetrieb keinen direkten Einfluss auf diesen Wert hat. Bisher ist noch unklar wie sich die Stilllegung auf die Effizienzwerte auswirken wird, sodass die Berücksichtigung der Stilllegung im Effizienzvergleich so gewählt werden sollte, dass die Netzbetriebe durch die Stilllegung keine Nachteile haben.

Abschließend ergibt der Vergleich zum Ausbau des Wärmenetzes, dass sich durch diesen wesentlich höhere Kapitalwerte ergeben als durch eine Erhaltung eines Teils der stillgelegten Gasverteilnetze. Grundsätzlich sollte beim Ausbau des Wärmenetzes zunächst eine Verdichtung des Wärmenetzes angestrebt werden, bevor die Größe des Netzes erweitert wird. Die Gasgemischpreise steigen in den meisten Szenarien auf ein ähnliches Niveau wie die höheren Wärmepreise, wobei die Gasgemischpreise im Stromszenario deutlich höher werden als die Wärmepreise. Die höchsten Gasgemischpreise sind drei Mal höher als die höchsten Wärmepreise. Es ist empfehlenswert eine Kombination von Wärmenetzausbau und Gasverteilnetzstilllegung anzustreben, da dadurch die Ausbau- bzw. Rückbaukosten verringert werden können. Dies erfordert allerdings einen gewissen Koordinations- und Kommunikationsaufwand mit den betroffenen Akteur*innen.

Das im Rahmen dieses Projektes entwickelte Modell MERLIN konzentriert sich derzeit auf den deutschen Regulierungsrahmen. Aufgrund der breiten Anwendung der anreizbasierten Regulierung mit Erlösobergrenzen in der EU kann das Modell mit geringen Anpassungen, wie z. B. der Anpassung der Länge der Regulierungsperiode, auch auf andere Länder übertragen werden. Eine Einschränkung dieser Arbeit ist jedoch die fehlende Lokalisierung der stillzulegenden Leitungen. Dieser Ansatz gibt einen breiten Überblick über verschiedene Längenentwicklungen, wobei die Netzstruktur und bestimmte Verlangsamungseffekte bei der Netzlängenreduzierung mit einer Potenzfunktion berücksichtigt werden. In der Realität können selbst in einem Szenario mit hoher verbleibender Gasnachfrage neuere Leitungen, die noch nicht abgeschrieben sind, obsolet werden, wodurch höhere Verluste für den Netzbetrieb entstehen. Des Weiteren werden in dieser Untersuchung die letzten Endverbrauchenden weiterhin vom Gasnetzbetrieb beliefert. Im Falle eines starken Nachfragerückgangs könnten die letzten Endverbrauchenden Unterstützung oder Anreize benötigen, um auf eine alternative Energieversorgung umzusteigen. Wie diese Unterstützung oder Anreize gestaltet werden können, bedarf weiterer Forschung.

4 Geschäftsmodelle (AP 4)

4.1 Beschreibung des Arbeitspakets

Die Grundlage für die Szenarienbetrachtungen in TrafoKommunE bildeten in erster Linie die TN-Langfristszenarien, die im Auftrag des BMWK berechnet wurden. (ISI, Langfristszenarien 2021) Dabei handelt es sich um Zielszenarien, mit denen mögliche Randbedingungen für ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2050 aufgezeigt werden sollten. Bei der Berechnung der Zielszenarien wurde das Energiesystem Deutschlands unter volkswirtschaftlichen Aspekten optimiert, sodass auch TrafoKommunE im ersten Schritt eine volkswirtschaftliche Perspektive einnimmt.

Im Arbeitspaket 4 wurde von diesem volks- zu einem betriebswirtschaftlichen Standpunkt gewechselt, indem einzelne Geschäftsmodelle aus einzelwirtschaftlicher Perspektive identifiziert und bewertet wurden. Dazu wurden in den entsprechenden Unterarbeitspaketen die folgenden Schritte durchlaufen:

- ❖ AP4.1: Analyse des Ist-Zustands (aktuelle Stakeholder & Geschäftsmodelle)
- ❖ AP4.2: Bewertung hinsichtlich Zukunftspotential (relevante Trends & Entwicklungen)
- ❖ AP4.3: Umsetzungsempfehlungen an einem konkreten Beispiel

4.2 Analyse spezifischer Geschäftsmodelle (AP4.1 – SWKA, RRS)

Aufbauend auf den im AP5 („Akzeptanz und Einbindung“) identifizierten Akteuren der kommunalen Energiewirtschaft wurde eine Liste von insgesamt 45 relevanten Stakeholdern erstellt, die hinsichtlich ihrer Aktivitäten in 8 Gruppen zusammengefasst werden konnten:

1) Anlagenhersteller	(z.B. Rolls Royce Solutions)
2) Berater	(z.B. Karlsruher Energie und Klimaagentur)
3) Energieversorger	(z.B. Stadtwerke Karlsruhe)
4) Investoren	(z.B. Sparkasse Karlsruhe)
5) Mobilitätsanbieter	(z.B. Verkehrsbetriebe Karlsruhe)
6) Prosumer	(z.B. Haus & Grund Karlsruhe)
7) Verteilnetzbetreiber	(z.B. Stadtwerke Karlsruhe Netzservice)
8) Sonstige	(z.B. Contractoren)

Die Zuordnung eines Stakeholders zu einer Gruppe muss dabei nicht disjunkt erfolgen, sondern Stakeholder können auch mehreren Gruppen zugeordnet werden. So stand insbesondere die Gruppe der Prosumer nahezu allen Akteuren offen.

Im zweiten Schritt wurden die Geschäftsmodelle der verschiedenen Stakeholder betrachtet und hinsichtlich ihrer Projektnähe eingeordnet. Projektnahe Geschäftsmodelle wurden dabei unter zwei Punkten als besonders attraktiv angesehen:

- 1) Projektnahe Geschäftsmodelle bezogen auf ihre Hauptaktivitäten sind von den in den Szenarien beschriebenen notwendigen Transformationen am stärksten betroffen und können entsprechend von den Ergebnissen der anderen Arbeitspakete am deutlichsten profitieren.
- 2) Projektnahe Geschäftsmodelle bezogen auf die hauptsächlichen Geschäftspartner bieten sich zur Betrachtung an, weil hierbei die Expertise im Projektkonsortium vorhanden ist.

Gesamt	Geschäftsmodell [Modellnummer]	Zukunfts- fähigkeit	Wirtschaft- lichkeit	THG- Reduktions- potential	Umsetzbarkeit		
					techn.	regulat.	akzept.
4,2	Kauf- / Mietmodelle für Anlagen(verbünde) [BC3]	4,7	4,7	4,7	4,3	3,0	4,0
4,2	Grüne Energiesysteme (Microgrids) [BC1]	5,0	4,3	4,3	4,0	3,3	4,0
4,1	Windkraft - Akzeptanzsteigerung Beteiligung [BC5]	4,7	4,0	5,0	4,3	3,7	3,0
4,0	Geothermie - Erzeugung Strom, Wärme/ saisonale Speicher [BC4]	4,3	4,0	5,0	4,3	4,0	2,3
3,9	Dynamische Stromtarife [BC2]	4,0	3,7	4,0	4,0	3,7	4,3
3,7	Aufbau / Betrieb öffentlicher Netze zur Wärmeversorgung [BC6]	4,3	3,7	3,3	4,3	3,0	3,3

Tabelle 4-1: Reduzierte Liste an Geschäftsmodellen, die aus dem AP4.1 an AP4.2 übergeben wurde.

Unter diesen Überlegungen ergab sich eine Liste von zehn Geschäftsmodellen, die als projektnah gewertet wurden. Sie wurden im folgenden Schritt hinsichtlich weiterer sechs Kriterien bewertet:

- a) Wird das Geschäftsmodell als zukunftsfähig eingeschätzt?
- b) Kann von einer zukünftigen Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells ausgegangen werden?
- c) Besitzt das Geschäftsmodell das Potential, zu einer Treibhausgas-Reduktion beizutragen?
- d) Lässt sich das Geschäftsmodell ohne größere Aufwände umsetzen bezüglich...
 - der dafür notwendigen Technologie?
 - des regulatorischen Rahmens?
 - der in der Bevölkerung vorhandenen Akzeptanz?

Für diese Bewertungen gaben die im Arbeitspaket beteiligten Projektpartner individuell einen Wert auf einer Likert-Skala zwischen 5 („ja“) und 1 („nein“) an. Anschließend wurde für jedes betrachtete Geschäftsmodell der Mittelwert über alle Projektpartner und über alle Kriterien gebildet. Es zeigen sich die sechs in Tabelle 4-1 dargestellten Geschäftsmodelle (BC1 - BC6), die für die weiteren Betrachtungen im AP4.2 herangezogen wurden.

4.3 Bewertung von Geschäftsmodellen (AP4.2 - SWKA, RRS, DVGW-EBI, KIT-IIP, ISI)

Die konkrete Bewertung des Zukunftspotentials eines Geschäftsmodells benötigt Werkzeuge, um einzelne Kriterien des Geschäftsmodells zu beschreiben. In der Folge können Geschäftsmodelle miteinander verglichen, ihre individuellen Abhängigkeiten von diversen Faktoren identifiziert und somit ihre Erfolgsaussichten bei Veränderung dieser Faktoren abgeschätzt werden. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden zu diesen Zwecken zwei unterschiedliche Werkzeuge eingesetzt:

1) PESTEL-Analyse:

Eine PESTEL-Analyse dient dazu, das Umfeld zu kategorisieren, in dem sich ein Geschäftsmodell behaupten muss. Das Umfeld wird mit möglichst detaillierten Aussagen beschrieben, die einzelnen Aussagen dabei in sechs unterschiedliche Kategorien gruppiert:

- politisch (engl. political) P
- ökonomisch (economical) E
- sozial (social) S
- technologisch (technological) T
- ökologisch (ecological) E
- rechtlich (legal) L

Somit lassen sich Kategorien identifizieren, aus denen Unterstützung oder Hindernisse für ein Geschäftsmodell stammen. Darauf aufbauend kann abgeschätzt werden, ob der Zeitpunkt für einen Markteintritt bereits gekommen ist.

2) Business Canvas:

Auf einem Business Canvas werden in übersichtlicher Form die notwendigen Aspekte eines Geschäftsmodells dargestellt. Beispiele für diese Aspekte sind Schlüsselpartner, Schlüsselaktivitäten, angedachte Kunden sowie der mögliche Nutzen für die Kunden. Dieses Werkzeug dient daher als erster Schritt auf dem Weg zur Darstellung der notwendigen Wertschöpfungskette und der zugehörigen Schnittstellen / Interaktionen im Rahmen eines Geschäftsmodells.

1) PESTEL-Analyse der TN-Langfristszenarien des BMWK

Für die PESTEL-Analyse der TN-Langfristszenarien wurde der dazu veröffentlichte Kurzbericht (ISI, Langfristszenarien 3 - Kurzbericht 2021) durchgearbeitet und die relevanten Aspekte als einzelne Thesen formuliert. Es ergaben sich 32 Thesen, die die Entwicklung der Bereiche Energiesystem, Energieträger, Infrastruktur und Rahmenbedingungen beschreiben. Allerdings ließen sich diese Thesen nicht direkt auf die PESTEL-Kategorien verteilen, da viele Thesen unterschiedliche Kategorien miteinander vermischen. Beispielsweise hat die These „Die Potentiale der erneuerbaren Energien werden sehr stark ausgeschöpft“ neben einer politischen (Gesetzgebung, Subventionen und Steuerregelungen dürfen den Ausbau nicht ausbremsen) auch eine ökologische Seite (Umweltauflagen müssen erfüllt werden, Infrastruktur und notwendige Rohstoffe müssen vorhanden sein). Entsprechend wurde die Auswertung der These in Form der in Tabelle 4-2 dargestellten Matrix durchgeführt. Daraus wurde eine Aussage darüber abgeleitet, welchen Kategorien die Thesen (in den einzelnen Bereichen bzw. insgesamt) hauptsächlich zugeordnet werden konnten, in dem die folgende Formel genutzt wurde:

$$K_B = \frac{N_{B,K}}{N_B}$$

(K: Kategorie, B: Bereich, N: Anzahl der Thesen)

Im Bereich „Energiesysteme“ wurden vier von sechs Thesen der Kategorie „politisch“ zugeordnet:

$$Politisch_{Energiesystem} = \frac{N_{Energiesystem,Politisch}}{N_{Energiesystem}} = \frac{4}{6} = 0,67$$

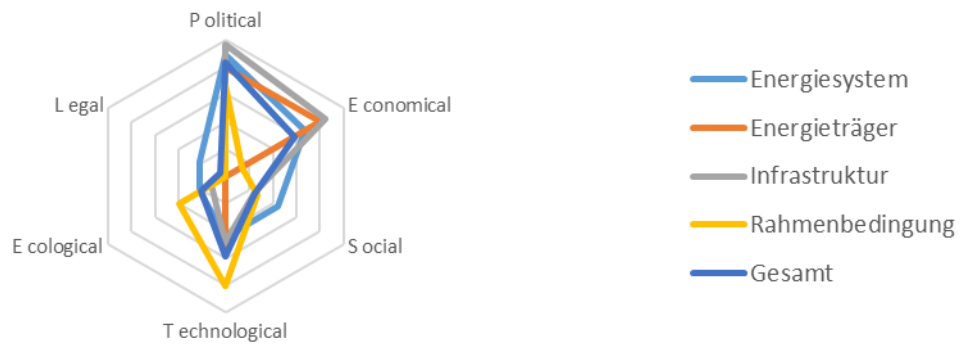


Abbildung 4-1 Die graphische Darstellung der verschiedenen Kategorien zeigt, dass die TN-Langfristszenarien insbesondere politische, technologische und ökonomische Faktoren abbildet.

Die resultierenden Kennzahlen bewegen sich zwischen 0 und 1 und können in Form eines Spinnennetzgraphen dargestellt werden. In Abbildung 4-1 wird so ersichtlich, dass die TN-Langfristszenarien als Resultat einer techno-ökonomischen Optimierung mit Ziel Treibhausgasneutralität in erster Linie politische, technologische und ökonomische Faktoren abbilden, während rechtliche und soziale Aspekte weitgehend unberücksichtigt bleiben.

Tabelle 4-2 Darstellung der aus den BMWK-Langfristszenarien [2] abgeleiteten Thesen und Einordnung gemäß PESTEL-Kategorien.

	P olitical	E conomical	S ocial	T echnological	E cological	L egal	These
Energiesystem	x				x		EE-Potentiale werden sehr stark ausgeschöpft.
Energiesystem		x					Hoher Stromhandel zur Nutzung großflächiger Ausgleichseffekte - inkl. hohem Nettostromimport nach D.
Energiesystem	x			x		x	Nachfrageflexibilität bestimmen Kosten des Netzausbaus.
Energiesystem	x		x				Akzeptanz für den starken Ausbau der EE in Deutschland und Europa zentral.
Energiesystem	x	x	x				Wasserstoff und Stromhandel stabilisieren das Stromnetz.
Energiesystem		x		x			Wärmenetze und Wärmespeicher nehmen Energie auf - Sektorkopplung schafft allgemein Flexibilitäten.
Energieträger		x		x			Synthetische Kraftstoffe sind nur bei hohen Preisen für CO ₂ -Einlagerung / hohen Leckagen konkurrenzfähig.
Energieträger	x						Methangas kann unter günstigen politischen Bedingungen eine Rolle spielen (z.B. LKW)
Energieträger		x		x			CO ₂ wird langfristig zu einem wichtigen Rohstoff mit entsprechendem Infrastrukturbedarf (z.B. zur Herstellung von Olefinen)
Energieträger	x	x					Umfassende Veränderung des Wärmeerzeuger-Mixes - Wärmepumpen und -netze als no-regret-Maßnahmen.
Energieträger	x						Internationaler Luftverkehr und Hochseeschifffahrt benötigen synthetische Kraftstoffe.
Infrastruktur				x			PKW und leichte LKW werden elektrifiziert.
Infrastruktur	x	x					Entwicklung einer europäischen Wasserstoff-Infrastruktur sinnvoll.
Infrastruktur		x					Rückgang des Bedarfs an Gasverteilnetzes in allen Szenarien.
Infrastruktur	x	x		x			Regional ist die Industriestruktur durch wenige sehr große Standorte geprägt. Diese beeinflussen die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs - hohe Unsicherheiten entstehen deshalb durch die regionalen Transformationsgeschwindigkeiten.
Infrastruktur		x					Infrastrukturplanung muss regionale Unterschiede berücksichtigen und (z.B. in Form eines H ₂ -Transportnetzes) am Bedarf großer Industrienachfrager ausgerichtet werden.
Infrastruktur	x		x				Hohe Gebäudeeffizienz wird für einen hohen Deckungsanteil des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Quellen benötigt - Investitionen ins Gebäude reduzieren die Investitionen in Brennstoffe.
Infrastruktur	x	x	x				Ladeinfrastrukturausbau für PKW, leichte und mittlere Nutzfahrzeug notwendig. (Betrifft auch Wasserstofftankstellen). - Auf der Langstrecke ist die Technologieentscheidung noch offen.
Infrastruktur	x				x		Der nationale Wasserstoffbedarf lässt sich nicht national decken, eine europäische Infrastruktur wird benötigt.
Infrastruktur	x						Die europäischen Übertragungsnetze müssen bedarfsgerecht ausgebaut werden. Ein frühzeitiges und koordiniertes Vorgehen wird benötigt.
Infrastruktur	x	x		x			In den Strom-Verteilnetzen entsteht flächendeckend und in allen Netzebenen ein erheblicher Investitionsbedarf.
Infrastruktur	x	x		x			In den Gas-Verteilnetzen werden Stilllegungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen notwendig.
Rahmenbedingung				x			Energieverbrauch sinkt bis 2050 um etwa 20% (Energie- und Materialeffizienz, Prozesswechsel, H ₂ bzw. Elektrifizierung)
Rahmenbedingung					x		Industrie steht vor tiefgreifender Transformation inkl. einem umfassenden Umbau des Anlagenbestands - Dekarbonisierung benötigt großflächige Umstellung auf CO ₂ -freie Sekundärenergieträger.
Rahmenbedingung	x						Ambitionierte Grenzwertverschärfungen / Förderungen können Entwicklung beschleunigen.
Rahmenbedingung	x			x			Import von größeren Mengen an Wasserstoff - verwendete Menge stark abhängig vom Einsatz im Verbrauchssektor.
Rahmenbedingung				x	x		THG-Neutralität in D benötigt Prozesse mit negativen Emissionen.
Rahmenbedingung	x	x					CO ₂ -Preise sind nur realisierbar, wenn die internationale Wettbewerbsfähigkeit gesichert ist.
Rahmenbedingung			x	x	x		Minderungsstrategien (Energie- und Materialeffizienz, Kreislaufwirtschaft) senken Systemkosten und Druck auf EE-Potentiale.
Rahmenbedingung	x		x	x			Vollständiger Umbau des Anlagenbestands bis 2050 benötigt eine Markteinführung im industriellen Maßstab um 2025/2030 (u.a. für Stahl-, Zement- und Chemieindustrie).
Rahmenbedingung				x			Gesamtenergiebedarf sinkt im GHD- und HH-Sektor um ca. 30% durch Elektrifizierung und Verbesserung der Geräte. Zusätzlicher Energiebedarf durch IKT-Strukturen und Klimatisierung muss dabei durch entsprechende Effizienzsteigerungen kompensiert werden.
Rahmenbedingung	x						Wasserstoffimporte aus dem außereuropäischen Ausland sind nur bei geringen Transportkosten / Flächenknappheit in Europa / geringer Ausbaugeschwindigkeit der EE in Europa konkurrenzfähig.

2) PESTEL-Analyse für die einzelnen Geschäftsmodelle

Während die PESTEL-Analyse der Langfristszenarien dazu dient, das mittel- und langfristige Umfeld der Geschäftsmodelle zu skizzieren, dient die PESTEL-Analyse der einzelnen Geschäftsmodelle dazu, das aktuelle Umfeld zu betrachten. Tabelle 4-3 enthält die hierzu genutzten Fragen.

Eine positive Antwort ist dabei ein Indiz dafür, dass das betrachtete Geschäftsmodell keine weitere Unterstützung aus diesem Bereich benötigt, sondern bereits mit einer entsprechenden Nachfrage zu rechnen ist. Das Geschäftsmodell sollte, sofern nicht schon geschehen, eingeführt werden. Eine negative Antwort bedeutet, dass die Marktumgebung sich noch verbessern könnte. Ein Angebot des Geschäftsmodells ist aktuell noch mit dem Risiko einer reduzierten Nachfrage verbunden.

Üblicherweise erhält ein Geschäftsmodell bei dieser Analyse ein gemischtes Feld an positiven und negativen Rückmeldungen. Um wiederum eine Darstellung in Spinnennetzgraphen zu ermöglichen und damit eine Möglichkeit zu schaffen, auf einen Blick die positiven und negativen Randbedingungen eines Geschäftsmodells zu erfassen, werden die folgenden beiden Kennzahlen genutzt:

$$K_+ = \frac{N_{K,+}}{N_K} \quad \text{bzw.} \quad K_- = \frac{N_{K,-}}{N_K}$$

(K: Kategorie, N: Anzahl der Antworten, +: positiv, -: negativ)

Für das Geschäftsmodell zur Geothermie (BC4) ergaben sich beispielsweise in der technologischen Kategorie drei positive und zwei negative Antworten:

$$Technologisch_{BC4,+} = \frac{3}{5} = 0,6 \quad \text{bzw.} \quad Technologisch_{BC4,-} = \frac{2}{5} = 0,4$$

Die Summe der Kennzahlen weicht von 1 ab, wenn zu einer Frage keine feste Aussage gefunden wurde.

P olitical	Wird das GM entsprechend der aktuellen Entwicklung bereits ausreichend gefördert?
P olitical	Sind die notwendigen Genehmigungsverfahren einfach genug, um keine Behinderung von Einzelprojekten zu bedeuten?
P olitical	Sind die notwendigen Steuerrichtlinien einfach genug, um keine Behinderung von Einzelprojekten zu bedeuten?
P olitical	Bedient das GM die aktuellen politischen Zielsetzungen?
E conomical	Ist die Rendite des GM stabil und hoch genug, um Investitionsbereitschaft zu gewährleisten?
E conomical	Können durch das GM die (zukünftigen) OPEX-Kosten des Kunden reduziert werden?
E conomical	Gibt es Synergieeffekte, sodass der Kunde die Kosten des GM nicht allein aus seinem üblichen Alltagsgeschäft bedienen muss?
E conomical	Kann das die GM die Wirtschaftlichkeit üblicher / vorhandener (Infra-)Strukturen sichern / ergänzen?
E conomical	Kann das GM für den Kunden zusätzliche Einnahmen generieren? (Trifft die Frage aufs GM zu?)
S ocial	Wird das GM allgemein als positiv empfunden - profitiert das Image des Kunden davon? (Akzeptanz der Anwohner vorhanden?)
S ocial	Befriedigt das GM einen (gefühlten) Mangel in der Gesellschaft?
T echnological	Kann die verfügbare Technologie die Ansprüche des GM decken?
T echnological	Wird das GM durch eine realistische Technologieentwicklung an Attraktivität gewinnen?
T echnological	Lässt die Technologie eine komfortable Bedienung durch den Kunden (z.B. durch Fernüberwachung und präventive Wartung) zu?
T echnological	Ist die Technologie bereits so weit, dass sie bei JEDEM potentiellen Kunden ohne Aufwand integriert werden kann?
T echnological	Kann das GM davon profitieren, dass es Möglichkeiten für Serviceverträge bietet?
E cological	Ist der Rohstoffbedarf des GM (zukünftig) zu günstigen Bedingungen gesichert?
E cological	Existiert eine Kreislaufwirtschaft für die benötigten Rohstoffe?
E cological	Dient das GM dem Klimaschutz?
L egal	Bedient/unterstützt das GM eine Umsetzungspflicht des Kunden?
L egal	Reduziert das GM zukünftige Risiken des Kunden?

Tabelle 4-3: Fragenkatalog für PESTEL-Analyse des Umfelds einzelner Geschäftsmodelle

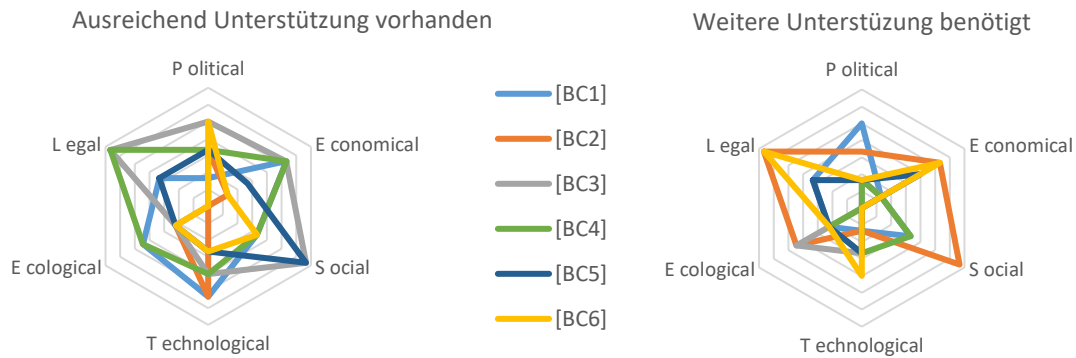


Abbildung 4-2: Im direkten Vergleich werden die Geschäftsmodelle aus unterschiedlichen Kategorien bereits unterstützt (li.) und sind entsprechend auf komplementäre Unterstützung angewiesen (re.).

Bei einer graphischen Gegenüberstellung der beiden Kennzahlen sollte sich daher ein komplementäres Bild ergeben: Erfährt ein Geschäftsmodell aus dem politischen Umfeld bereits eine große Unterstützung (bspw. die Windkraft in BC4 aufgrund der nationalen Ausbauziele), so sollte dieses Geschäftsmodell nicht auf weitere politische Unterstützung angewiesen sein.⁴

Im direkten Vergleich der einzelnen Geschäftsmodelle ist deutlich sichtbar, dass die einzelnen Geschäftsmodelle bereits aus unterschiedlichen Kategorien heraus unterstützt werden, aber entsprechend auch noch unterschiedliche Bedarfe an Unterstützung haben. Als Gegenbeispiel zu der bereits erwähnten Windkraft zeigen sich zum Beispiel dezentrale grüne Energiesysteme (BC1), deren wirtschaftlicher Betrieb von den aktuellen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen noch deutlich ausgebremst wird.

3) Business Canvas und Beschreibung der einzelnen Geschäftsmodelle

Auf den folgenden Seiten wird auf die einzelnen Geschäftsmodelle detaillierter eingegangen. Einen Einstieg ins jeweilige Geschäftsmodell bildet dabei eine Beschreibung im Umfang von 0,5 – 1 Seite. Im folgenden Business Canvas werden jeweils die wichtigsten Aspekte der Geschäftsmodelle (BC) stichwortartig aufgeführt. Zur Befüllung der einzelnen Abschnitte wurden dabei die folgenden Fragen beantwortet:

- Key partners:	Welche Geschäftspartner werden für das BC benötigt?
- Key activities:	Welche Aktivitäten führen die einzelnen Partner aus?
- Key resources:	Welche Ressourcen werden für diese Aktivitäten benötigt?
- Value Propositions:	Welchen Nutzen zieht der Kunde aus dem BC?
- Customer Relationships:	Wie / womit lassen sich Kunden gewinnen?
- Channels:	Wie lassen sich Kunden ansprechen?
- Customer Segments:	Wie sieht die Kundenzielgruppe aus?
- Cost Structure:	Welche Ausgaben sind zur Umsetzung des BC notwendig?
- Eco-Social Costs:	Welche negativen Auswirkungen gibt es darüber hinaus?
- Revenue Streams:	Auf welche Weise wirft das BC Geld ab?
- Eco-Social Benefits:	Welche positiven Auswirkungen gibt es darüber hinaus?

⁴ Dies bedeutet nicht, dass diese Geschäftsmodelle in der Praxis bereits problemlos umgesetzt werden und keine (weitere) Unterstützung benötigen.

4.3.1 [BC1]: Grüne Energiesysteme (Microgrids)

Die Energiewende erfordert einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien. Dabei können grundsätzlich zwei verschiedene Strategien verfolgt werden.

- ❖ Zentraler Ansatz: Beim zentralen Ansatz werden an vereinzelten Stellen mit hohem Wind- oder Sonnenpotential Anlagen mit großer Kapazität errichtet. Ein Beispiel dafür sind z.B. Offshore Windparks in küstennahen Regionen. Die dort erzeugte Energie muss über weite Strecken zum Nutzungsort transportiert werden. Die dazu notwendige Infrastruktur ist jedoch teuer und die weite Strecke führt zu Energieverlusten (ISE 2016).
- ❖ Dezentraler Ansatz: Beim dezentralen Ansatz wird Energie möglichst am Erzeugungsort verbraucht. Dies geschieht durch die Kombination verschiedener kleinerer Energieerzeuger zusammen mit Speichertechnologien und einer intelligenten Steuerung. Ein sogenanntes Microgrid lässt sich nicht nur leichter steuern und überwachen, sondern senkt auch die Notwendigkeit, den Strom über lange Strecken zu transportieren. Durch die Eigenverbrauchsoptimierung sinkt der Bedarf an Energie, der aus externen Quellen wie dem Strom- oder Wärmenetz bezogen wird. Dies führt zu einer größeren Unabhängigkeit vom Energiemarkt und somit zu einer erhöhten Planungssicherheit. Zudem entstehen durch die verringerte Netznutzung und eine optimierte Steuerung Einsparungen für die Nutzer.

Da der Ausbau der notwendigen zentralen Netzinfrastuktur nur langsam vorangeht und mit großen Hürden verbunden ist, ist mittelfristig ein dezentraler Ansatz favorisiert. Neben den genannten Kostenvorteilen für die Nutzer führen Microgrids zu einer Entlastung der bereits bestehenden Infrastruktur, da der Bezug von Energie aus dem Netz reduziert wird.

Gerade Industriebetriebe verwenden oft dezentrale Energieerzeuger und Speichersysteme, um ihre Energiekosten oder Netznutzungsentgelte zu senken. Für Wohngebiete oder ganze Distrikte ist der Ansatz bisher noch wenig umgesetzt. Ziel dieses Geschäftsmodells ist die Erschließung dieses ungenutzten Potentials.

Key partners 1. Investoren 2. Projektierer 3. Lieferanten für Komponenten: ○ PV ○ Speicher ○ BHKW ○ ... 4. Quartiersmanager von ○ Stadtwerken, ○ Wohnungsbaugesellschaft, ○ Dienstleister, ○ Zusammenschluss von Anwohnern ○ ...	Key Activities - Planung [1.,2.] - Installation und Bau [2., 3.] - Instandhaltung [2.,3.] - Betrieb der Anlage [4.] - Energieversorgung nach EnWG [4.]	Value Propositions - Unabhängigkeit/Autarkie - Energiepreisstabilität, erhöhter Eigenenergieverbrauch - Günstige Energieversorgung (abhängig von Technik und Regulatorik) - „grün“: CO2 Reduktion (durch politische Vorgaben) - Eigenkapitalverzinsung - Lokale Wertschöpfung	Customer Relationships - Sehr enge Kooperation zwischen Key Partnern notwendig mit früher Einbindung aller möglichen Stakeholder zum Quartiersentwicklungsprojekt	Customer Segments - Kommunen - Industriebetriebe - Quartiere, Quartiersprojekte
	Key Ressources - Komponenten - Controller / Steuerungsgeräte - Arbeitskraft		Channels - Homepage - Ansprechpartner vor Ort	
	Cost Structure - CAPEX: Systemkomponenten, Engineering - OPEX: Systemkomponenten, Energiepreise (Gas / Strom), Personalkosten, Customizing/Config		Revenue Streams - Einspeisung von Strom ins Netz - Einnahmen durch Verkauf Energielieferungen (im Quartier) - Einnahmen durch Einsparung von Kosten	
Eco-Social Costs - Beeinträchtigung des Landschaftsbilds - Geräusch und Lichtemissionen			Eco-Social Benefits - CO2 Einsparung durch verringerte Emissionen & verlängerte Nutzung bestehender Assets (Verbesserung Footprint) - große Flex-Potentiale schöpfbar, ohne Neuinvest schöpfbar (optimierte Regelung / Fahrweise); - Reduzierter „Stromtransport“ durch steigenden Autarkiegrad notwendig - Partizipation der Anwohner	

Abbildung 4-3: Business-Canvas zu [BC1] - Grüne Energiesysteme (Microgrids)

4.3.2 [BC2]: Dynamische Stromtarife

Das klassische Commodity-Geschäft in den Sparten Strom, Gas, und Fernwärme ist die ursprüngliche Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen und war als solche über lange Jahre Garant für ihre stabile wirtschaftliche Lage, insbesondere in der Zeit vor der Liberalisierung von Strom- und Gasmarkt (1998 bzw. 2007). Die Aufteilung der Unternehmen in Infrastrukturbetreiber einerseits und reine Energieversorger andererseits sowie das damit verbundene Ende ihrer Monopolstellungen zwang die Energieversorgungsunternehmen dazu, ihre Preismodelle einem marktwirtschaftlichen Umfeld anzupassen. Es wurde somit deutlich interessanter, sich mit Werkzeugen auseinanderzusetzen, die in diesem Umfeld einen Vorteil versprechen, wie es z.B. digitale Lösungen häufig tun.

Aktuell scheint es dabei zwei Trends zu geben, die den Kampf um Marktanteile beeinflussen:

- ❖ Auf Seite (insbesondere der großen) Energieversorgungsunternehmen werden Skaleneffekte bei digitalen Lösungen dazu genutzt, die Kosten für Energiehandel und Betreuung der Kundschaft und damit die Verkaufspreise weiter zu reduzieren bzw. Mitbewerbende entsprechend unter Druck zu setzen.
- ❖ Speziell im Stromsektor besteht für die Verbrauchenden die Möglichkeit, bspw. mit Hilfe von PV-Anlagen, Batteriespeichern und der Nutzung intelligenter digitaler Dienste einen hohen Autarkiegrad zu erreichen und zu bestimmten Zeitpunkten sogar einen Rollenwechsel von Energiekonsumierenden zu Energieproduzierenden vorzunehmen. Das Energieversorgungsunternehmen wird damit von einer "Hauptenergiequelle" zu einem Backup-Plan für die Momente, in denen die eigene Anlage nicht ausreichend Energie erzeugt.

Beide Entwicklungen sorgen dafür, dass insbesondere das Strom-Geschäft deutlich an Dynamik gewinnt und ein Geschäftsmodell, in dem der Verkauf von Strom als alternativlose Einbahnstraße vom Energieversorgungsunternehmen zu dem Letztverbrauchenden verstanden wird, an seine Grenzen stößt. Die veränderten Rahmenbedingungen haben darüber hinaus weitere Unternehmen ins Umfeld des Stromhandels gerufen, sodass auch zusätzliche Konkurrenzsituationen entstehen können:

- ❖ Anlagenherstellende Unternehmen suchen nach Möglichkeiten, wie sie ihr Portfolio erweitern können. Hierzu gehören Soft- und Hardwarelösungen, die durch ein geschicktes Steuern von Anlagen den externen Strombedarf reduzieren und dadurch Kosten senken.
- ❖ Unternehmen des Netzbetriebs stehen vor dem Problem, dass volatile Erzeugung und Verbrauch durch dezentrale Anlagen wachsende Anforderungen an die Infrastruktur stellen. Diesen Anforderungen kann man durch einen massiven Netzausbau begegnen oder das Unternehmen muss gewährleisten können, dass die einzelnen Anschlüsse nicht gleichzeitig ihre maximal verfügbare Leistung abrufen. Hierzu kann entweder die Steuerung von den Knotenpunkten des Netzes auf die einzelnen Haushalte geschoben werden (z. B. indem der Netzbetrieb steuernden Zugriff auf Ladestationen, Wärmepumpen... erhält) oder der Netzbetrieb muss Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Verbrauchenden schaffen (z. B. durch dynamische Netzentgelte).

Insgesamt wandelt sich das reine Commodity-Geschäft im Strombereich vom Kern- zu einem Beigeschäft, während der Handel mit Flexibilitäten in den Mittelpunkt rückt. Ein wirtschaftliches Geschäftsmodell verknüpft die Flexibilitätswerkzeuge (Speicher, dynamische Stromtarife...) mit den Nutzungsmöglichkeiten (Lastbegrenzung, Arbitrage-Handel...).

Key partners 1. Energieversorger - o Projektierer - o Betrieb (techn.) - o Betrieb (kaufm. – Abrechn. /Handel) - o Vertrieb 2. Kunden - o Endverbraucher - o Vermieter (u.ä.) 3. Netzbetreiber - o Messstellenbetrieb 4. Subunternehmer - o Handwerker - o Anlagenhersteller /-betreiber	Key Activites - Preisgestaltung [1.] - Flexibilitätsmanagement [1.] - Abrechnung [1.] - Netzanbindung [3.] - Betriebsführung [3., 4.] - Anlagenbereitstellung [4.] Key Ressources - Flexibilisierung / Steuerung - o Öffentliches Netz - o Lokales Netz - Kundenzugang	Value Propositions - Sicherung Geschäftsmodell [1.] - Steigerung Wertschöpfung [1., 4.] - Kostenreduktion f. Kunden [2.] - o optimaler Zeitpunkt - o Lastreduktion - Versorgungssicherheit [2.] - Netzdienlichkeit (Lastreduktion) [3.] - Erweiterung Lösungsportfolio [4.]	Customer Relationships - Newsletter - Persönl. Ansprechpartner - Indirekte Ansprache der Endverbraucher über Vermieter - o Zwang (Regulatorik) - o Benefits Channels - Homepage - Kundenportal - Kundenhotline - Ansprechpartner vor Ort	Customer Segments - Endverbraucher - o Privat - o Gewerblich - o Industriell - Vermieter / Quartierebene - o Wohnbereich - o Gewerbebereich / Industrie
Cost Structure - Projektierung - Anschaffung Hardware / Software - Vertrieb - Laufende Kosten Hardware / Software - Laufende Kosten Handel		Revenue Streams - Anlagenbetrieb - Arbitrage-Geschäfte (Speicher) - Verkaufsmarge Commodities - Abrechnungsvergütung (Mieterstrom, Plattformbetrieb im Quartier...)		
Eco-Social Costs - Netzgebühren steigen (pro kWh) - Ressourcenbedarf (z.B. Batteriespeicher vs. Netzausbau, Serverbedarf...)		Eco-Social Benefits - Vermeidung Netzausbau durch mehr Flexibilität // netzdienliches Verhalten - Kostenreduktion		

Abbildung 4-4: Business-Canvas zu [BC2] - Dynamische Stromtarife

4.3.3 [BC3]: Kauf- / Mietmodelle für Anlagen(verbünde)

Bereits in BC1 werden die Möglichkeiten beschreiben, die sich durch die Schaffung sogenannter Microgrids ergeben: Die intelligente Verknüpfung verschiedener Anlagentypen kann zu einem hohen Autarkiegrad eines Netzausschnitts und damit zu einem minimalen Energiebezug aus dem öffentlichen Netz führen. Zusätzliche Kosten durch Aufbau und Betrieb des Microgrids werden idealerweise durch eingesparte Netzentgelte und Anschlussgebühren überkompensiert. Die hierfür notwendigen Synergien entstehen allerdings erst durch das Zusammenspiel einer bestimmten Zahl an Anlagen.

Auch auf kleinerer Ebene entstehen immer mehr Anlagenverbünde, teils aufgrund technischer Entwicklungen, teils aber auch aufgrund des regulatorischen Umfelds. Ein Beispiel für den zweiten Fall ist der Einzelhandel: Nach den aktuellen Vorschriften in Baden-Württemberg ist die Installation einer PV-Anlage bei einem Dachneubau, einer Dachsanierung oder einem Parkplatzneubau verpflichtend; zusätzlich muss auf größeren Parkflächen eine Lademöglichkeit für elektrische PKW angeboten werden. Allein die Kombination aus PV-Anlage und Ladeinfrastruktur benötigt bei Auslegung, Aufbau und im Betrieb ein ordentliches Maß an Expertise in verschiedenen Bereichen (Auslegung, Installation, Abrechnung gegenüber den Nutzern). Der Aufbau dieser Expertise ist allerdings erst für Handelsketten ab einer gewissen Größenordnung leistbar. Für kleinere Unternehmen ist es notwendig, dass Sie einen kompetenten Technologiepartner finden, der Ihnen die rechtlich notwendigen Aufgaben abnimmt – und dessen Attraktivität im Marktvergleich direkt daran gekoppelt ist, ob er für das Unternehmen noch Kostensenkungen oder zusätzliche Einnahmen generieren kann (z.B. durch reduzierten externen Energiebezug oder zusätzliche Erlöse aus Ladestromverkauf).

Eine weitere Reduktion der Anforderungen an die Unternehmen kann erfolgen, indem die Unternehmen die entsprechenden Anlagen nicht käuflich erwerben, sondern entsprechende Grundstücksteile zur Verfügung stellen. Je nach Auslegung des Anlagenverbundes folgt daraus eine Ausgleichszahlung von Unternehmen an Technologiepartner (als Miete für den Anlagenverbund) oder von Technologiepartner an Unternehmen (als Pacht für den Grundstücksteil).

Key partners 1. Akquise 2. Projektierer 3. Netzbetreiber (Anmeldung) 4. Stromlieferant (Reststrom) 5. Anlagenhersteller - o PV - o Batterie, - o Ladeinfrastruktur - o ... 6. Investoren 7. Handwerker 8. Betreiber (Betriebsführung, Abrechnung) 9. Automation (Lademanagement) 10.Stromvermarktung 11.Service/Wartung	Key Activities - Projektierung - Optimierung d. Betriebsführung - Betrieb der Anlage - Stromvermarktung / -Lieferant - Störungsüberwachung & Instandhaltung - Services (Abrechnung, Zugangskontrolle...)	Value Propositions - Reduzierter Eigenenergieverbrauch - Erhöhter Komfort für Endkunden (Laden beim Einkaufen) = Zusätzl. Erlös für Betreiber - „Green Image“ - „Auslagern der Erfüllung von gesetzlichen Verpflichtungen“ (Dienstleistung)	Customer Relationships - Auslegungstool auf Website - o Wissen vermitteln - o Knowhow sichtbar machen - o Neugier wecken - o Sichtbarkeit erhöhen	Customer Segments - B2B: - o Industrie - o Supermärkte - o Logistikzentren - o Gewerbehallen allgem. - o Öffentliche Einrichtungen ▪ Ämter ▪ Schulen ▪ Sporthallen ▪ Bäder - o Parkhäuser / Parkplätze - o Bürogebäude - o Wohngebäude (Mehrfamilienhaus etc.)
Key Ressources - Projektierer - Automatisierungs-Ing.	Channels - Online-Präsenz mit „Auslegungs“Tool => Interesse wecken - Direktkontakt/ -vertrieb/ - Projektentwicklung			
Cost Structure - Akquise & Beratung (Personal-, Marketing-Kosten hoch, sofern noch nicht etabliert am Markt) - Entwicklung Tools / Automation zu Beginn kostenintensiv (hohe Einmalkosten)		Revenue Streams - Festpreis im Falle von Consulting / Erste Potentialanalysen - Betriebs-Gebühr / SaaS(Vermietung) angestrebt; bei ersten Kunden erfolgreich umgesetzt. - Zusätzliche Erlös für Betreiber von Endkunden		
Eco-Social Costs - Steigender Netzausbau notwendig => Finanzielle Belastung der Haushalte durch steigende Netzgebühren		Eco-Social Benefits - CO2 Einsparung durch verringerte Emissionen und verlängerte Nutzung bestehender Assets - optimierte Regelung / Fahrweise => große Flex-Potentiale ohne Neuinvest schöpfbar - reduzierter „Stromtransport“ notwendig		

Abbildung 4-5: Business-Canvas zu [BC3] - Kauf- /Mietmodelle für Anlagen(verbünde)

4.3.4 [BC4]: Geothermie - Erzeugung von Strom / Wärme, saisonale Speicherung

Im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energien spielt die Geothermie eine wichtige Rolle für die Energiewende, um die Nutzung fossiler Energien und der Atomenergie zu beenden. Der besondere Vorteil der Geothermie ist dabei, dass mit ihr – im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energien, die fluktuierend anfallen – Grundlastkraftwerke betrieben und damit besonders Braunkohle- und Atomkraftwerke direkt ersetzt werden können.

Das geothermische Potential in Deutschland ist dabei immens: Theoretisch könnte der gesamte deutsche Bedarf an Strom und Wärme mit Geothermie gedeckt werden. Dazu müssen nur entsprechend tiefe Löcher gebohrt werden, da die Temperatur im Erdinnern üblicherweise um etwa 3°C pro 100 Meter ansteigt. In einer Tiefe von 3.000 bis 5.000 Metern werden in Deutschland somit Temperaturen von ca. 100–200°C erreicht. (München 2021) (Klimaschutz, Informationsportal Erneuerbare Energien kein Datum)

In der Praxis müssen die Erdschichten unter der Oberfläche allerdings genau erforscht werden, um die Wärme effizient nutzen zu können. Positiv sind insbesondere oberflächennahe Schichten aus porösem Gestein, die warmes Wasser führen können sowie große Temperaturgradienten, sodass – wie beispielsweise in Karlsruhe – bereits bei relativ geringen Bohrtiefen hohe Temperaturen erreicht werden können. Darüber hinaus ist die Prüfung des Untergrundes wichtig, um Folgeschäden zu vermeiden: Entweicht beispielsweise bei der Bohrung Gas aus einer Erdschicht, kann das dafür sorgen, dass Gebäude im Umfeld der Umgebung absacken. Bei tiefer Geothermie ist es vereinzelt auch schon zu leichten Erdbeben gekommen. Entsprechend groß sind die Befürchtungen in der Öffentlichkeit, auch wenn Expert:innen auf die geringe Anzahl an Problemen im Vergleich zur hohen Gesamtzahl an Bohrungen verweisen. ((BUND) 2007)

Im Allgemeinen kämpfen geothermische Bohrungen noch mit weiteren Akzeptanzproblemen:

- ❖ Eine Bohrung betrifft in der Regel auch das Grundwasser. Dabei gilt: Die öffentliche Wasserversorgung hat Vorrang. Geothermische Bohrungen können daher von den Behörden untersagt werden, wenn Schaden am Grundwasser zu befürchten ist.
- ❖ Die Bohrungen ins Erdinnere sind teuer - vor allem, da es trotz vielfältiger explorativer Maßnahmen keine Garantie gibt, dass sie erfolgreich sind.
- ❖ Da die mehrere Monate dauernden Bohrungen einigen Lärm erzeugen, werden geothermische Kraftwerke häufig weit abseits von Wohnhäusern angesiedelt. Dies macht die Abwärmenutzung der Kraftwerke in Form von Fern- und Nahwärmenetzen jedoch schwierig, sodass geothermische Kraftwerke häufig immer noch ohne Abwärmenutzung konzipiert werden. ((UBA) 2021)

Technisch wie wirtschaftlich sind somit folgende Restriktionen in einem idealen Geschäftsmodell zu beachten:

- Förderung der Geothermie (Bohrungen)
- Aufbereitung und thermische Konzentration der Geothermie
- Folgeschäden für die Umwelt (Grundwasser, Erdbeben)
- Verteilung und Nutzung der Geothermie (Wärmenetze)

Key partners 1. Projektierer 2. Anlagenhersteller 3. Investoren 4. Handwerker (für einzelne Gewerke) 5. Netzbetreiber (Anmeldung, Abrechnung) 6. Betreiber (technisch) 7. Betreiber (kaufmännisch) 8. Gesellschaftsführung 9. Lieferant (Abnehmer) 10. Bilanzkreiskoordinator 11. Bilanzkreisverantwortlicher 12. Messstellenbetreiber	Key Activities - Vorprüfung Standorteignung - Detaillierte Standortanalyse (Seismik) - Bohrung und Kraftwerksbau - Finanzierungsplanung - Projektumsetzung - Betriebsführung	Value Propositions - Grundlast Strom/Wärme - Emissionsarm - CO2 neutrale Wärme	Customer Relationships - Beziehung über Energieversorger (für Strom und Wärme) - Direkte Lieferung an Industriekunden oder private Kunden (Fernwärme)	Customer Segments - Industriekunden - Gewerbliche Kunden - Kommunen - Haushalte - Stadtwerke bzw. Stromanbieter <u>Customer Segment abhängig von Betreiber und Standort der Anlage</u>
	Key Ressources - Kapital (EK & FK) - Standort, Land - Handwerker		Channels - Website des Vermarkters - direkter Kontakt mit - o Industriekunden - o Kommunen - o Stadtwerken	
Cost Structure - Projektierung: - o Untersuchung geeigneter Flächen (auch hinsichtlichl Anbindung an Wärme- und Stromnetz) - o Bohrung(en) & Bau der Anlage - Kapitalverzinsung: EK & FK (CAPEX, OPEX der Anlage)			Revenue Streams - Vermarktung von Wärme - Vermarktung von Strom	
Eco-Social Costs - Ggf. Natur- und Umweltauswirkungen - Ggf. Erdbebengefahr - Erdrutschgefahr			Eco-Social Benefits - CO2-Einsparungen - Lokale Wertschöpfung - Ausschöpfung von Solarpotentialen durch saisonale Speicherung von Solarthermie	

Abbildung 4-6: Business-Canvas zu [BC4] - Geothermie – Erzeugung von Strom / Wärme, saisonale Speicherung

4.3.5 [BC5]: Windkraft - Akzeptanzsteigerung durch Anwohnerbeteiligung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet seit Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 stetig voran. (Klimaschutz, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2022) Während die Akzeptanz für die Energiewende und den Ausbau der Erneuerbaren in der Bevölkerung hoch ist (Andor 2016) und durch den Russland-Ukraine-Konflikt sogar verstärkt wurde, spiegelt sich dieses hohe Akzeptanzniveau häufig nicht auf lokaler Ebene wider. (Siegrist 2017) Proteste und Klagen können den Erneuerbaren-Ausbau nicht nur verzögern oder gar verhindern, sondern gehen auch mit hohen Kosten und Risiken einher. Studien haben gezeigt, dass der frühzeitige Einbezug der lokalen Bevölkerung, z.B. durch Informationsbereitstellung, Planungsmitbestimmung oder finanzielle Teilhabe, Widerstände verringern kann. (Bradley 2012) (Langer 2017) Dies führt nicht nur zu einer Steigerung der Akzeptanz, die zunehmend an Bedeutung gewinnt, sondern erhöht damit auch die Planungssicherheit und verringert die finanziellen Risiken beim Bau von Neuanlagen. Der Business Case 5 „Windkraft-Akzeptanzsteigerung durch Bürger-/Anwohnerbeteiligung“ beschreibt, wie die lokale Bevölkerung beim Bau von Windkraftanlagen, die besonders stark von lokalen Widerständen betroffen sind, miteinbezogen und damit die Wohlfahrt aller Beteiligten erhöht sowie die negativen Externalitäten reduziert werden können.

Key partners 1. Bürger*innen 2. Projektierer 3. Anlagenhersteller 4. Investoren (EK (u.a. Bürger*innen), FK) 5. Handwerker (für einzelne Gewerke) 6. Netzbetreiber (Anmeldung, Abrechnung) 7. Betreiber (technisch) - o Einsatzverantwortlicher - o Handwerker (Service/Wartung) 8. Betreiber (kaufmännisch) - o Gesellschaftsführung - o Direktvermarkter - o Lieferant (Abnehmer) - o Bilanzkreisordinator - o Bilanzkreisverantwortlicher - o Messstellenbetreiber	Key Activities - Projektierung - o Vorprüfung Standorteignung - o Gesellschaftsgründung - o Flächensicherung - o Detaillierte Standortanalyse - o Netzanbindung - Finanzierungsplanung - o Anteil EK/FK festlegen & erwerben - o Projektumsetzung - o Betriebsführung - o Technische Betriebsführung - o Kaufmännische Betriebsführung Key Ressources - Kapital (EK & FK) - Akzeptanz lok. Bevölkerung - Handwerker	Value Propositions - Lokale Akzeptanzsteigerung - o Reduzierte Kosten - o (Schnellere) Umsetzung - „Green Image“ der Region - Autarkie der Region - Steigerung der lokalen Wertschöpfung (z.B. Gewerbesteuer, Beschäftigung) - Eigenkapitalverzinsung - Fremdkapitalverzinsung - (Günstige Elektrizität)		Customer Relationships - Newsletter - Kundenportal (Strom + EK-Verzinsung) - Persönlicher Ansprechpartner (E-Mail, Telefon, vor Ort) Channels - Homepage - Kundenhotline - Ansprechpartner vor Ort	Customer Segments - Bürgerinitiative mit Wunsch nach Bau & Betrieb sowie Beteiligung an Windkraftanlage - Bürger*innen, denen (nur) Beteiligung an Windkraftanlage ermöglicht werden soll <u>Unterteilung nach Grad der Einbezogenheit</u>
Cost Structure - Projektierung - Kapitalverzinsung: EK & FK		Revenue Streams - Direktvermarktungserlöse (zzgl. Marktprämie) - EK- und FK-Verzinsung			
Eco-Social Costs - Natur- und Umweltauswirkungen - Geräusch- und Lichtimmissionen - Beeinträchtigung des Landschaftsbilds - Bodenversiegelung		Eco-Social Benefits - CO2-Einsparungen - Akzeptanzsteigerung - Lokale Wertschöpfung - Vermeidung Rechtsstreitigkeiten (allgemein: Risikoreduzierung)			

Abbildung 4-7: Business-Canvas zu [BC5] - Windkraft – Akzeptanzsteigerung durch Anwohnerbeteiligung

4.3.6 [BC6]: Aufbau und Betrieb öffentlicher Netze zur Wärmeversorgung

Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetze bilden das Rückgrat der Energieversorgung Deutschlands. Der direkte Vergleich anhand der veröffentlichten Zahlen für das Beispiel Karlsruhe zeigt dabei, dass das Gasverteilnetz derzeit die größte Energiemenge pro Jahr zu den Endverbrauchern im Netzgebiet transportiert (für 2021: 1588 GWh Strom, 2040 GWh Gas, 977 GWh Fernwärme (Umweltschutz 2022)). Folgt man den aktuell publizierten Szenarien (z.B. den Langfristszenarien des BMWK (ISI, Langfristszenarien 2021)), so wird Strom als Energieträger deutlich an Bedeutung gewinnen. Beispielsweise wird der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen im Wärmesektor, speziell in Kombination mit dezentraler Energieerzeugung durch PV-Anlagen zu veränderten Anforderungen an das Stromnetz führen. Das heutige Prinzip, dass ein flächendeckendes Netz betrieben werden muss, dessen Kosten auf alle Anschlussnehmer*innen umgelegt werden kann, wird seine Gültigkeit nicht verlieren – eventuell wird es aber eine Kopplung der Netzentgelte an die abgerufene Last statt an die gelieferte Arbeit geben.

Im Gegensatz dazu ergeben sich für Erdgas- und Fernwärmeverteilnetze andere Herausforderungen:

- ❖ Sanierungsmaßnahmen reduzieren Energiebedarf insbesondere für die Raumtemperierung.
- ❖ Nah- und Fernwärmenetze werden – z.B. unter Verwendung von Industrieabwärme, Geothermie oder Großwärmepumpen – als effiziente und klimagünstige Lösungen an Bedeutung gewinnen.
- ❖ Ein Energieträgerwechsel insbesondere von Erdgas hin zu Fernwärme oder Strom wird in Hinblick auf Effizienz und THG-Emissionen langfristig für viele Gebäude wahrscheinlich.

Der erste Punkt wird dafür sorgen, dass der jährliche Energiebedarf pro Trassenmeter über die Jahre abnehmen wird. Der zweite Punkt klingt aus unternehmerischer Sicht auf den ersten Blick zwar positiv – allerdings besteht die Möglichkeit, dass ab einem gewissen Marktanteil die Fernwärme (analog zu Strom- und Erdgasverteilnetz) einer Marktliberalisierung mit einhergehender Anreizregulierung unterworfen wird. In diese Richtung zeigt zum Beispiel der Koalitionsvertrag der aktuellen Landesregierung Baden-Württemberg, welcher eine Öffnung der Wärmenetze für jegliche Wärmequellen vorsieht ((Baden-Württemberg) 2021). Dadurch muss der Betrieb eines Wärmenetzes nicht unattraktiver werden, es kann aber durchaus zu erheblichen bürokratischen Aufwendungen und somit höheren laufenden Kosten führen. Der dritte Punkt hat gravierende Folgen für den Betrieb des Erdgasnetzes: Eine reduzierte Anzahl angeschlossener Gebäude sorgt dafür, dass die Netzentgelte pro Anschluss steigen werden. Theoretisch kann dadurch eine Preisspirale in Gang gesetzt werden, da steigende Netzentgelte für weitere Abwanderungen sorgen werden. Im (für den Netzbetreibenden) schlimmsten Fall entstehen Netzabschnitte, die vor erfolgter Abschreibung nicht mehr genutzt werden und somit nicht mehr refinanziert werden, wodurch sogenannte „Stranded Investments“ entstehen. Insbesondere dadurch, dass die anzusetzenden Abschreibungszeiträume im Rahmen der Anreizregulierung mit Zeiträumen zwischen 45 und 65 Jahren vorgegeben sind, kann ein Unternehmen des Netzbetriebs sich so in einer wirtschaftlich schwierigen Situation wiederfinden.

Zusammenfassend lässt sich daher sagen, dass der Betrieb von Gas- und Fernwärmeleitungen in der heutigen Form mit Risiken verbunden ist, die auch dadurch begünstigt werden, dass beide Netzstrukturen häufig parallel betrieben werden. Unter Berücksichtigung der abnehmenden Energiebedarfe pro Hausanschluss ist es mittelfristig sinnvoller, klare Trennungen zwischen fernwärme- und gasversorgten Netzgebieten vorzunehmen.

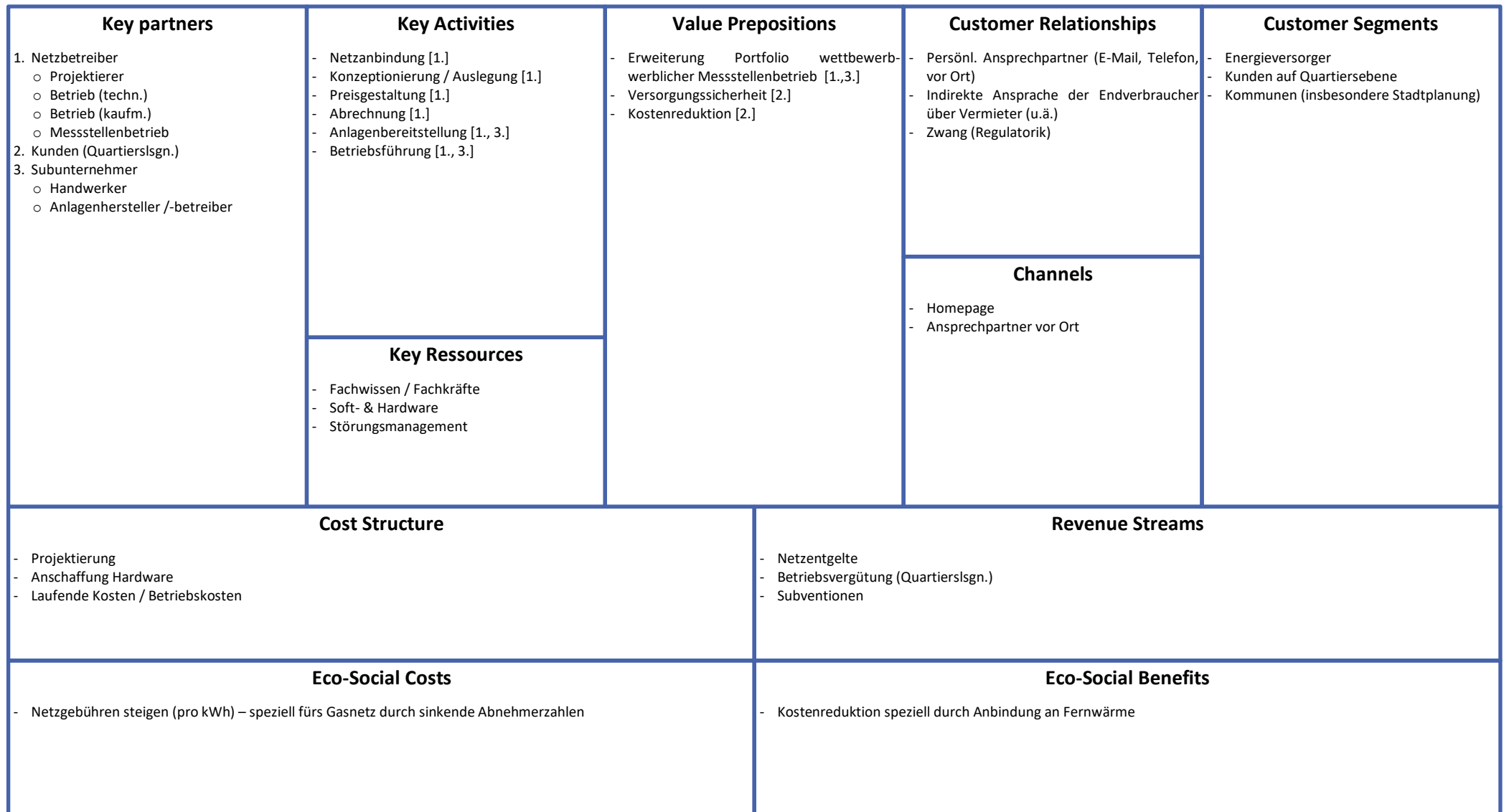


Abbildung 4-8: Business-Canvas zu [BC6] - Kauf- /Mietmodelle für Anlagen(verbünde)

4.4 Handlungsempfehlungen zur Umsetzung (AP4.3 – SWKA, RRS, DVGW-EBI)

Im folgenden Abschnitt soll eines der in AP4.2 aufgearbeiteten Geschäftsmodelle im Detail betrachtet und daraus konkrete Umsetzungsempfehlungen abgeleitet werden. Für diese Aufgabe wurde der BC1: „Grüne Energiesysteme (Microgrids)“ ausgewählt. Die folgenden Punkte waren für diese Entscheidung ausschlaggebend:

- ❖ Der bereits in Absatz „[BC1]: Grüne Energiesysteme (Microgrids)“ beschriebene, dezentrale Ansatz entspricht einer Transformation des Energiesystems auf einer lokalen Ebene und greift somit das große Thema des Forschungsprojekts „TrafoKommunE“ direkt auf.
- ❖ Die Ergebnisse des Arbeitspakets 2.4 „Energiebereitstellung“ liefern einen direkten Ausgangspunkt für weitere Betrachtungen in diesem Arbeitspaket.
- ❖ Aktuelle Veröffentlichungen (z.B. durch den VDE (Informationstechnik 2019)) zeigen die positiven Effekte auf, die der Ansatz eines „zellularen Energiesystems“, also eines Verbundes aus lokalen Versorgungsstrukturen wie z.B. Microgrids, haben kann.
- ❖ In der PESTEL Analyse der einzelnen Geschäftsmodelle (Abschnitt 2) hat sich gezeigt, dass die notwendigen Grundlagen aus den technologischen, ökonomischen und ökologischen Bereichen bereits heute vorliegen. Hürden bei der Umsetzung finden sich dagegen noch in den politischen, regulatorischen und sozialen Bereichen. Der Bereich „Microgrids“ bildet die Schnittfläche der klassischen Geschäftsfelder der beteiligten Industriepartner, d.h. des Anlagenbetriebs auf Seiten der Rolls Royce Power Solutions GmbH und der Energieversorgung auf Seiten der Stadtwerke Karlsruhe.

4.4.1 Zusammenfassung der Ergebnisse aus AP2.4: „Energiebereitstellung“

Im Unterauftrag von RRS hat die GFal (Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik) im AP2.4 Transformationsszenarien für beispielhafte Industrieunternehmen modelliert. Dabei wurden drei verschiedene Unternehmenstypen betrachtet:

- ❖ Logistikzentrum mit Kraft-Wärme-Kopplung
- ❖ Industriebetrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung
- ❖ Einkaufszentrum mit Strombedarf

Für jedes Unternehmen wurden drei Transformationsstrategien betrachtet:

- ❖ Aufbau auf der „grünen Wiese“:
Aufbau einer optimalen Infrastruktur im Jahr 2050 ohne existierende Komponenten in 2020
- ❖ Vorwärtsstrategie:
Aufbau einer Infrastruktur im Jahr 2050 unter Berücksichtigung bereits existierender Komponenten 2020
- ❖ Rückwärtsstrategie:
Aufbau der optimalen Infrastruktur des „grünen Wiese“-Ansatzes unter Berücksichtigung der existierenden Komponenten aus 2020

Vorwärts- und Rückwärtsstrategie unterscheiden sich dabei insofern, dass manche Komponenten in 2020 noch weiterbetrieben werden, auch wenn sie im „grüne Wiese“-Ansatz nicht mehr existieren –

falls der Weiterbetrieb eines suboptimalen Systems kostengünstiger sein sollte als ein investitionsaufwändiger Umbau.

Es stellte sich heraus, dass die Transformationsstrategie eine eher untergeordnete Rolle spielte bzw. sich immer ähnliche Ergebnisse im Zieljahr 2050 ergaben. Sinnvolle Investitionsentscheidungen lassen sich somit zu den notwendigen Zeitpunkten (=am Ende der Lebensdauern der einzelnen Komponenten) auch ohne Wissen über den idealen Endzustand treffen. Haupttreiber der Investitionsentscheidungen ist dabei das Energiekostenverhältnis (Stromkosten vs. Kosten chemischer Energieträger), weniger die absolute Höhe dieser Kosten oder die Investitionskosten

Damit ergibt sich auch die Möglichkeit, ein Unternehmen und seine Infrastruktur nicht als abgeschottete Einheit, sondern als Kern einer Energiezelle zu begreifen. Die Zelle kann sich dabei dynamisch an die Umgebungsbedingungen anpassen, um Synergieeffekte zwischen Zellkern und weiteren Erzeugern / Verbrauchern nutzbar zu machen und Win-Win-Situationen zu erzeugen.

4.4.2 Beispielrechnung für eine Energiezelle basierend auf den Ergebnissen aus AP 2.4

Auf Basis der Ergebnisse des Gfal wurde der BC1 an einem Beispiel detaillierter analysiert und beschrieben. Das Ziel eines Microgrids ist die Erzeugung und den Verbrauch von Energie möglichst lokal zusammenzuführen. Dadurch sollen die Netze entlastet und gleichzeitig der Autarkiegrad lokaler Einheiten erhöht werden. Im vorliegenden BC wurden im ersten Schritt Erzeugungskapazitäten ermittelt, z.B. freie Dachflächen eines Unternehmens, um dann im zweiten Schritt passende Verbraucher zu suchen, die die lokal erzeugte Energie nutzen können.

In AP2.4 wurden bereits Erzeugungskapazitäten und erste Verbrauchsmöglichkeiten ermittelt. Konkret wurde die Energieversorgung eines Industriebetriebs, eines Logistikzentrums und eines Einkaufszentrums auf Basis von Lastprofilen und verfügbaren PV-Flächen optimiert. Die dort entstandene Anlagenkonfiguration wird als Ausgangspunkt für die nachfolgenden Berechnungen genommen. In diesem AP wurde nun untersucht, wie der überschüssige Strom dieser Anlagen in unmittelbarer Umgebung verbraucht werden kann. Folgende Vorteile wurden identifiziert:

- ❖ Für den Ausgangspunkt: Zusätzliche Einnahmen und Grünes Image bzw. besseres lokales Image. Der Standort muss seine überschüssige Leistung nicht selbst vermarkten, sondern gibt diesen Aufwand ab.
- ❖ Für angeschlossene Betriebe oder Haushalte: Potenziell günstigere Energie und größere Unabhängigkeit von den Märkten.
- ❖ Für Stadtwerke: Projektgeschäft und Instandhaltung; Betrieben in lokaler Umgebung können günstigere Preise angeboten werden.
- ❖ Für RRS: Verkauf und Wartung von mehr Leistung und Komponenten. Zusätzliches Verkaufsargument durch erhöhte Wirtschaftlichkeit.

Zur Bewertung wird aus den Simulationsergebnissen der Gfal die überschüssige Energie am jeweiligen Standort sowie die dazugehörige Größe einer PV-Anlage in Tabelle 4-4 gezeigt.

	Logistikzentrum	Industriestandort	Einkaufszentrum
PV-Leistung	1760 kWp	7000 kWp	1200 kWp
Überschüssige Energie	123.502 kWh	803.460 kWh	279.716 kWh

Tabelle 4-4: Leistung der Photovoltaik-Anlage sowie Energiemenge, die nicht lokal verbraucht wird

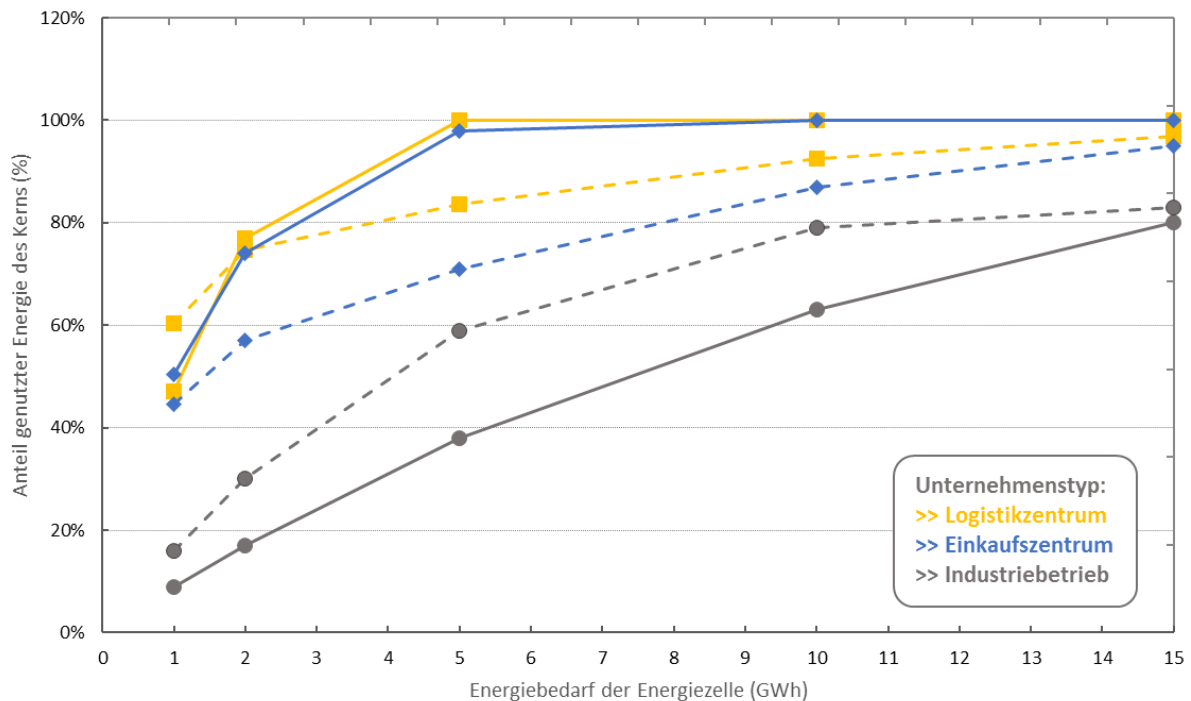


Abbildung 4-9: Genutzte eigenerzeugte Energie einer Energiezelle als Anteil der durch das ansässige Unternehmen produzierten Energiemenge über dem Energiebedarf der Zelle (durchgezogen: Kombination von Unternehmen /H0-Profilen; gestrichelt: Kombination von Unternehmen/G1-Profil)

Der zeitliche Lauf der überschüssigen Energie wird verschiedenen Verbrauchern gegenübergestellt, die möglichst viel davon aufnehmen sollen. Als Beispiele werden hier H0- bzw. G1- Standardlastprofile verwendet. Im G1-Profil gibt es einen erhöhten Verbrauch in der Mittagszeit, welcher sich mit dem PV-Erzeugungsprofil gut deckt.

Wie Abbildung 4-9 zeigt, ist eine Einzelfallbetrachtung wichtig. Für jeden der drei Fälle wird die überschüssige Energie unterschiedlich effizient genutzt, dabei ist vor allem die Skalierung und Art des jeweiligen Profils entscheidend, welches die überflüssige Energie absorbiert. Die Grafiken zeigen jeweils den Energiebedarf der Profile H0 bzw. G1 und wie weit sie die Überschussenergie des ansässigen Unternehmens aufbrauchen. Beim Logistik- und Einkaufszentrum nutzt das G1 Profil die Energie nur bei geringem Bedarf effektiv, ab einer gewissen Größe wird durch das H0 Profil mehr Energie verwendet. Beim Industriebetrieb hingegen ist die Kombination mit einem G1-Profil bis zu einer Energiemenge von 15GWh zu präferieren.

Auf den ersten Blick werden die Verbraucher innerhalb der Energiezelle – mit Ausnahme des ansässigen Unternehmens als Zellkern – als eine kumulierte Einheit betrachtet. Führt man diese Betrachtung auch auf die wirtschaftlichen Aspekte hin fort, so ergibt sich eine Situation, die mit einem PPA („power purchase agreement“) vergleichbar ist. Hierbei kommt es zu einer direkten

Stromliefervereinbarung zwischen Erzeuger und Verbraucher. Die Stromkosten für den Verbraucher innerhalb einer solchen Vereinbarung orientieren sich häufig an den sogenannten „fairen PPA-Werten“, die diverse Anbieter (z.B. enervis, energy Brainpool) in ihren regelmäßig erscheinenden Monitoringberichten veröffentlichen. Dieser berechnet sich aus einem Basispreis, d.h. einem Szenarienpreis in Abhängigkeit der Laufzeit des angestrebten Liefervertrags, sowie diversen Risikoauf- und -abschlägen (u.a. für das Wetter, Kosten für den Herkunftsnachweise, ...). In seiner aktuellen Ausgabe des PPA-Preismonitors ermittelt Energy Brainpool einen fairen PPA-Wert von 114,46€/MWh (Solar-PPA, Laufzeit 5 Jahre, Settlementpreis am 06.02.2023 (KG kein Datum)).

Energiebedarf (GWh)	Logistikzentrum		Einkaufszentrum		Industriebetrieb	
	H0	G1	H0	G1	H0	G1
Zusätzliches Einkommen für Unternehmen – pro Jahr in €						
1	6.643	8.535	16.168	14.247	8.276	14.714
2	10.884	10.562	23.692	18.249	15.633	27.589€
5	14.136	11.827	31.375	22.731	34.946	54.258
10	14.136	13.070	32.016	27.854	57.937	72.651
15	14.136	13.690	32.016	30.415	73.571	76.330
Ersparnis für Verbraucher (absolut) – pro Jahr in €						
1	13.672	17.564	33.271	29.318	17.032	30.279
2	22.399	21.735	48.754	37.554	32.171	56.774
5	29.089	24.339	64.566	46.777	71.913	111.655
10	29.089	26.896	65.884	57.319	119.225	149.505
15	29.089	28.173	65.884	62.590	151.397	157.074

Tabelle 4-5: Durch den Ansatz der Energiezelle zusätzlich generierte Umsätze (o.) und Ersparnisse (u.)

Mit den bekannten Mengen an Überschussenergie aus Tabelle 4-4 und den Energiebedarfen der Energiezelle aus Abbildung 4-9 lassen sich so die zusätzlichen Umsätze abschätzen, die das energieerzeugende Unternehmen durch einen Energieliefervertrag generieren könnte. Diese sind in Tabelle 4-5 (oben) dargestellt. Bei einem Strompreisniveau von 35ct/kWh auf der Verbrauchsseite, so ergeben sich die in Tabelle 4-5 (unten) gezeigten Ersparnisse durch Energieliefervertrag auf der Seite der Verbraucher. Die mögliche Ersparnis auf der Verbraucherseite liegt deutlich über dem möglichen zusätzlichen Umsatz des erzeugenden Unternehmens. Allerdings gilt nach aktuellem regulatorischem Rahmen, dass für jede kWh Strom, die durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird, noch Netzentgelte und weitere Steuern und Umlagen anfallen. Möchte man dieses Geschäftsmodell auch in dieser Hinsicht an übliche PPA-Verträge anlegen, so werden diese Kosten auf der Verbraucherseite angesetzt, sodass die mögliche Ersparnis entsprechend geschmälert wird.

Ein Energieliefervertrag zwischen einem energieerzeugenden Unternehmen und einer größeren Anzahl an Verbrauchern ist in seiner täglichen Betreuung nicht trivial, da sie häufig nicht zur Alltagsroutine der Vertragsparteien gehört. In Abbildung 4-10 ist dargestellt, welche Aufgaben sich rund um dieses Geschäftsmodell ergeben und welche weiteren sich für deren Ausgestaltung anbieten. Aufbauend darauf ist in Abbildung 4-11 zu sehen, welche Kosten, Einnahmen und vermiedene Kosten

sich im Rahmen des Geschäftsmodells ergeben. Es zeigt sich, dass neben den in Tabelle 5 dargestellten, direkt mit den Stromlieferungen verknüpften Beträgen, weitere Erträge generiert werden können.

Insbesondere interessant sind dabei die vermeidbaren Netzausbaukosten beim Netzbetreiber, da sie nicht nur eine finanzielle Komponente haben, sondern weitere Ressourcen (Zeit, Fachpersonal...) für Stellen freisetzen können, an denen ein Ausbau des Verteilnetzes nicht vermieden werden kann. Schließlich ist – neben dem Aufbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen – der gezielte und bedarfsgerechte Ausbau der Netzinfrastrukturen einer der wichtigsten Bausteine der Energiewende.

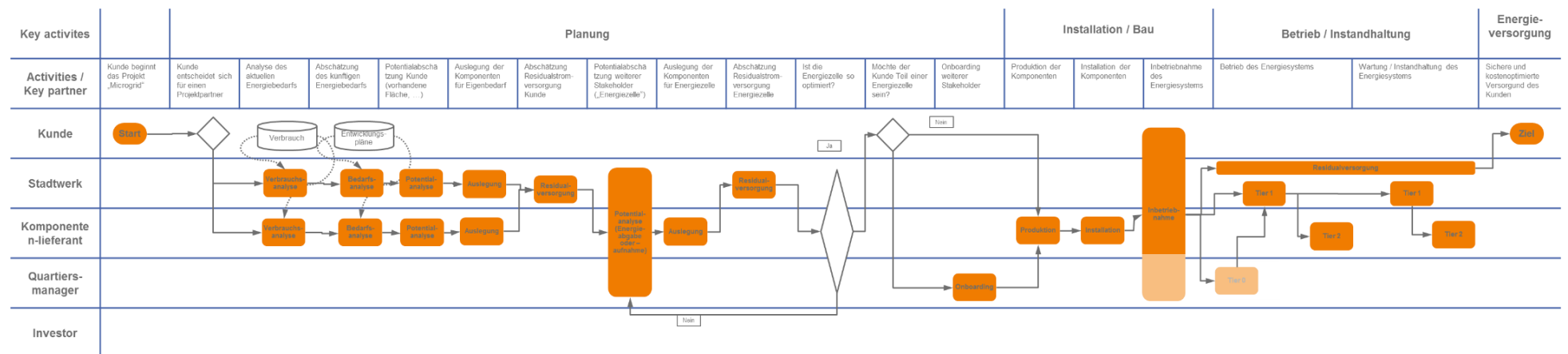


Abbildung 4-10: Flussdiagramm der verschiedenen Aufgaben und Rollen, die bei der Kombination von energieerzeugendem Unternehmen und umliegenden Verbrauchern zu einer Energiezelle notwendig werden

	Einmalige			Laufende			
	Kosten	Einnahmen	vermiedene Kosten	Kosten		Einnahmen	vermiedene Kosten
Kunde	Anlage		Baukosten-zuschuss	Wartung/Instandhaltung	Residualstrom	Überschussstrom	Netzgebühren
Stadtwerk						Wartung/Instandhaltung	Residualstrom
Komponenten-lieferant		Anlage				Wartung/Instandhaltung	Lizenzgebühren
Quartiers-manager							
Endverbraucher (Zelle) – HH, GHD, Ind.				Überschussstrom	Residualstrom		Netzgebühren
Netzbetreiber			Netzausbau				

Abbildung 4-11 Kosten, Einnahmen und vermiedene Kosten (einmaliger und laufender Art), die sich durch die Kombination von energieerzeugendem Unternehmen und umliegenden Verbrauchern zu einer Energiezelle für die Schlüsselpartner ergeben.

4.5 Fazit und Ausblick

Ziel der Arbeiten in Arbeitspaket 4 war es, die aus volkswirtschaftlicher Sicht in den Arbeitspaketen 1-3 formulierten Transformationspfade für die kommunale Energiewende in betriebswirtschaftlich sinnvolle Geschäftsmodelle zu überführen.

Hierzu wurden aktuelle Geschäftsmodelle der wichtigsten Akteure im Bereich der kommunalen Energiewirtschaft betrachtet, die Auswirkungen auf das Umfeld dieser Akteure im Rahmen der TrafoKommunE-Szenarien analysiert und anschließend an sechs verschiedenen Geschäftsmodellen die zukünftig notwendigen Schlüsselpartner und Schlüsselaktivitäten abgeschätzt.

Am Beispiel eines Unternehmens als Nukleus eines (grünen) Microgrids wurde anschließend erörtert, welche wirtschaftlichen Möglichkeiten sich durch die Etablierung von dezentralen Verbrauchsstrukturen ergeben würde.

Aktuelle Aktivitäten rund um das Thema „Energiegemeinschaft“ auf deutscher und europäischer Ebene zeigen dabei, wie sehr dieses Modell den Zahn der Zeit trifft (Alemany 2023). Schnell zeigt sich dabei aber auch, dass energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle sehr stark von der zugehörigen Regulatorik einerseits, von der Akzeptanz der verschiedenen Marktakteure andererseits abhängig sind: Eich- und Zertifizierungsvorschriften bezüglich der einsetzbaren Zähler sorgen in Kombination mit der großen Anzahl an Zählerpunkten dafür, dass sich die möglichen Märkte für neue Geschäftsmodelle nur sehr zäh entwickeln. Regulatorische Bedingungen, die Marktteilnehmen zu Energielieferungen ermächtigen, sind starr und führen dazu, dass Geschäftsideen unwirtschaftlich werden oder mit großem Aufwand verbunden sind, welcher die Marktteilnehmer überfordert. Die Motivation und Akzeptanz der Marktteilnehmen für entsprechende Projekte nimmt dadurch ab.

Entsprechend ist darauf zu hoffen, dass die politischen Zielstellungen, die sich durch techno-ökonomische Modellierungen ergeben haben, auch durch eine angepasste Regulatorik unterstützt werden: Schließlich ist am Beispiel der vielerorts sehr regen Bürgerenergiegenossenschaften zu sehen, wie viel Aktivität sich generieren lässt, wenn lokale Akteure entsprechend motiviert werden– und die einfachste Form der Motivation ist hierbei häufig das betriebswirtschaftliche Interesse von Einzelpersonen oder Unternehmen.

5 Akzeptanz und Beteiligung (AP 5)

5.1 AP5.1 Recherche und Input

Im Folgenden Abschnitt wird der Forschungsstand zu Beteiligungs- und Akzeptanzprozessen dargestellt. Das Arbeitspaket ist dabei aufgeteilt in AP5.1.1 *Stand der Forschung zur Akzeptanz gegenüber verschiedenen Technologien der Erneuerbaren Energien* sowie AP5.2 *Projekte zur Energiewende im kommunalen Bereich*, in denen gesellschaftliche Aspekte (konkret: Akzeptanz sowie Bürgerbeteiligung) im Fokus stehen. Generell lässt sich konstatieren, dass der Großteil der Menschen in Deutschland den Erneuerbaren Energien offen gegenüberstehen. So unterstützen nach einer Umfrage der *Agentur für Erneuerbare Energien* (AEE, 2021) acht von zehn Menschen einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Ergebnisse des Energiewendebarmometers der *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW, 2023) zeigen zudem, dass fast neun von zehn deutschen Haushalten der Energiewende positiv gegenüberstehen.

5.1.1 Stand der Forschung zur Akzeptanz (AP5.1.1)

Die folgenden Abschnitte gliedern sich in die Akzeptanz von Stromtechnologien, die Akzeptanz von Wärmetechnologien und Gebäudesanierung, aktuelle und vergangene Projekte zur Energiewende im kommunalen Bereich sowie Akzeptanz und Beteiligungsprozesse in den vier Städten Karlsruhe, Esslingen, Göppingen und Kiel. Laut Umweltbundesamt (2023) betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2022 in Deutschland 46,2 %. Der Windenergie kommt mit 26 % oder 125 TWh der größte Beitrag zu, gefolgt von Photovoltaik mit 12 % oder knapp 61 TWh. Ende 2021 waren in Deutschland PV-Module mit einer Nennleistung von 59 GW installiert, die sich auf über 2 Millionen Anlagen verteilt. Daher wird besonderes Augenmerk auf diese Stromtechnologien gelegt.

Akzeptanz, Treiber und Hemmnisse von Stromtechnologien

Die kumulierte installierte Gesamtleistung aus Onshore-Windenergie betrug laut dem Bundesverband Windenergie (2023) im Jahre 2023 rund 58 GW. Um die entscheidenden Hemmnisse und Treiber für einen weiteren Ausbau der Windenergie herauszuarbeiten, wurde eine Literaturrecherche durchgeführt. Die Ergebnisse werden in Folge erläutert und basieren auf den Studien des Bundesverband Windenergie (2018, 2020) sowie der Fachagentur Windenergie an Land (2022).

- **Mindestabstände zu Siedlungen:** Durch Einhalten von Mindestabständen können die oben beschriebenen befürchteten Risiken für die eigene Gesundheit in den Hintergrund rücken. Aber auch potenzielle Wertminderungen der Immobilie oder die Sichtbarkeit der Anlagen wird dadurch beeinflusst.
- **Technologische (Schall- und Licht-)Innovation:** Innovation und technologische Verbesserungen reduzieren entstehenden Schall und Geräusche. Auch kann eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung verbaut werden, bei der Lichtsignale nur dann aktiv sind, wenn diese tatsächlich benötigt werden.
- **Artenschutz:** Auf diese Weise können die Risiken für die Natur und Tier abgeschwächt werden. So können gleichartige Ausgleichsmaßnahmen geschaffen werden, beispielsweise durch Ausweisung von Schutzgebieten, oder Stiftungen, die Artenschutz fördern, werden aktiv. Aber auch hier kann die technologische Innovation greifen: Ein höheres Rotorniveau oder intelligente Abschaltalgorithmen, die das Flugverhalten in der Jagdzeit analysieren verringern das Kollisionsrisiko mit Vögeln signifikant.

- **Regionale Wertschöpfung:** Die regionalen positiven wirtschaftlichen Effekte von Windenergieanlagen können gestärkt werden. Eine Möglichkeit ist, einen prozentualen Anteil des jährlichen Umsatzes für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung im Sinne regional-wirtschaftlicher Effekte am Standort oder in den angrenzenden Gemeinden zu verwenden. Alternativ kann auch eine möglichst hohe Ausschüttung der Gewerbesteuer genutzt werden.
- **Steigerung der Beteiligung:** Eine faire, direkt Beteiligung möglichst vieler Interessengruppen soll hierbei das Ziel sein. Um das garantieren zu können, kann auf die Standardisierung von Beteiligungsprozessen mit Hilfe von Gütesiegeln gesetzt werden.
- **Transparenz und Dialog:** Einrichtungen von unabhängigen Servicestellen vor Ort stärken den Dialog und schaffen verlässliche, gut erreichbare Informationsangebote für Bürgerinnen und Bürger.

Diesen Treibern stehen Hemmnisse für den weiteren Ausbau von Windenergie gegenüber. Diese Hemmnisse können viele der erläuterten Treiber gegebenenfalls abschwächen oder gar beseitigen:

- **Befürchtete Risiken für die eigene Person:** Bürgerinnen und Bürger fürchten Risiken für die eigene Gesundheit. Diese ergeben sich aus Infraschall, Schattenwurf, entstehenden Geräuschen und periodischen Lichtsignalen. Darüber hinaus ist eine Wertminderung der eigenen Immobilie gefürchtet. Das geht einher mit dem Wunsch nach einem unberührten, ästhetischen Landschaftsbild, das durch die Sichtbarkeit der Windkraftanlagen eingeschränkt wird.
- **Risiken für die Natur:** Ebenso gefürchtet sind offene Fragen der Umweltverträglichkeit von Windenergieanlagen, wobei sich insbesondere um die Sicherheit von Tieren wie Vögeln gesorgt wird.
- **Nutzungskonkurrenzen:** Nutzungskonkurrenzen beziehen sich an dieser Stelle nicht nur auf Landwirtschaft, Flächennutzung, Natur- und Vogelschutz, sondern auch auf Konflikte mit dem Flächenbedarf von Bundeswehr, Flugplätzen, Wetterradaren und Ähnlichem.
- **Technikakzeptanz:** Hemmnisse bezüglich der Technikakzeptanz oder auch der Akzeptanz einer innovativen Technologie sind oftmals abhängig von der Altersstruktur. Je älter die Bevölkerung, desto geringer ist die Akzeptanz.
- **Ökonomische Gründe:** Diese Kategorie betrifft die Wirtschaftlichkeit sowohl für die Betreiber der Anlagen als auch die Endnutzer. So sorgen sich die Betreiber um Kosten/Nutzen-Abwägungen, auftretende Transaktionskosten und um Fragen der Refinanzierung. Für Endnutzer sind hingegen die Kosten der Wind-KWh relevant. Auftretende Fragen lauten: Wie teuer wird die Energiewende? Wie teuer wird es mit und ohne Wind? Was ist der Preis für Alternativen wie den Import von Energie (z.B. aus der MENA-Region)?
- **Beteiligung und Information:** Es können sowohl zu wenige Informationen vorliegen als auch Probleme beim Filtern von vorhandenen Informationen entstehen, da unklar ist, welche Informationen glaubwürdig sind und welche wiederum nicht. Darüber hinaus kommt unter Bürgerinnen und Bürgern oftmals der Wunsch nach mehr Beteiligung auf, da es sich um hohe Investitionskosten und um eine Veränderung des eigenen Umfeldes handelt.

Im Gegensatz zu den erläuterten Hemmnissen der Windkraft zählt die Photovoltaik (PV) zu den beliebtesten Kraftwerken in Deutschland. So ergab eine Umfrage von Volker Walzer des Stromversorgers Lichtblick (2020) hinsichtlich des Neubaus von Energieanlagen, dass Solaranlagen auf Dächern (nicht aufgeschlüsselt nach PV/Solarthermie) in der Bevölkerung mit 46 % am meisten befürwortet werden. Auch Windkraftanlagen auf See (37 %) und Solaranlagen auf Freiflächen (35 %) werden befürwortet, allerdings von einem kleineren Teil der Befragten. Schlusslicht bilden Kohlekraftwerke, deren Neubau von nur 3 % der Befragten befürwortet wird. Den Vorschlag, auf allen Gewerbe- sowie Wohnungsneubauten Solaranlagen zu installieren, befürworteten im Rahmen der oben genannten Umfrage 51 % für Gewerbeneubauten und 45 % für Wohnungsneubauten.

Die Frage „Inwieweit sind Sie für oder gegen den Gebrauch von Solarenergie in Deutschland?“ im Zuge einer Umfrage des Statista Research Department (2011!) beantwortete die klare Mehrheit der Befragten mit 75% mit „Voll und ganz dafür“, während 20% „Eher dafür“ sind. Dem gegenüber stehen 3% der Befragten, die „Eher dagegen“ sind und lediglich 1% der Befragten, die die Antwort „Voll und ganz dagegen“ abgaben. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch zehn Jahre später eine Umfrage der Agentur für Erneuerbare Energien (2021): Eine Mehrheit von 77 % der Befragten befürworteten demnach Solaranlagen auf dem Dach. Dieser Wert stieg auf 90%, wenn sich Solaranlagen in der Nachbarschaft der Befragten befanden. Dieser hohe Wert wird von der Studie Naturbewusstsein (2019) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) bestätigt: Demnach befürworten 93% der Befragten Solaranlagen auf oder an Gebäuden. Solaranlagen auf Wiesen und Feldern treffe dagegen bei 61% der Befragten auf Zustimmung.

Trotz der in Umfragen hohen Akzeptanz von auf Dächern installierter PV sind laut einer Studie der EUPD Research (2021) 89 % des Solarpotenzials auf deutschen Dachflächen bisher ungenutzt. Die Studie „bestätigt eine durchschnittlich erreichte Sättigung von 11%. Auf Bundesländerebene erreicht Baden-Württemberg mit 21% den Spitzenwert.“ Hieraus ließe sich die These ableiten, dass der Ausbau der PV mit einer weiteren Normalisierung und daher höheren Akzeptanz der PV einhergeht. Diese These manifestiert sich vor dem Hintergrund folgender Umfragen:

- Nach einer Studie der Agentur für Erneuerbare Energien (2021) erhöht sich die Akzeptanz, wenn sich Anlagen in der Nachbarschaft der Befragten befinden.
- Auch eine Studie des Bereichsleiters PV des Fraunhofer ISE (2022) zählt die auf Dächern installierte PV zu den beliebtesten Kraftwerken. Der Autor leitet diese Akzeptanz aus der Anzahl der installierten PV-Anlagen ab, die laut Statistischem Bundesamt (2023) deutschlandweit bei 2,2 Millionen liege. Von diesen Anlagen seien 60 % Kleinanlagen mit Leistungen unterhalb von 10 kW (Wirth 2022, p. 38). Die Studie die höhere Akzeptanz als Folge der praktischen Erfahrbarkeit von Solaranlagen in der eigenen Nachbarschaft.

Jedoch stehen dem Ausbau von Solaranlagen Hemmnisse im Weg (Siegel et al., 2018). Das betrifft beispielsweise organisatorische, technische und personelle Hemmnisse. Hier geht es u.a. um den Mangel an Fachkräften mit aktuellen Kenntnissen zum Thema Innovation (siehe auch AP 5.4, der seitens der Anwohner*innen genannt wurde). Aber auch die Verschattung, der Baumbestand und Regelungen zum Denkmalschutz können negative Effekte auf den weiteren Ausbau haben. Des Weiteren spielen ökonomisch-rechtliche Hemmnisse eine Rolle: So entstehen bei der Installation der Anlagen Kosten. Eigentümer*innen stellen sich die Frage der Amortisation im Sinne von Erlösmöglichkeiten durch den energiewirtschaftlichen Rahmen, was durch den Wegfall der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Umlage erschwert wurde (Siegel et al., 2018).

Auffallend ist an dieser Stelle, dass sich die Hemmnisse für einen weiteren Ausbau zu einem großen Teil auf technische und ökonomisch-rechtliche Herausforderungen beschränken; die Akzeptanz rückt eher in den Hintergrund. Eine mögliche Ursache ist die bereits eher hohe Akzeptanz der PV. Folglich sollte bei der künftigen Projektplanung angestrebt werden, dass der weitere Ausbau nicht nur rechtlich, wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist, sondern auch von der Mehrheit der Bevölkerung akzeptiert wird (Akzeptanz für Erneuerbare Energien: Akzeptanz planen, Beteiligung gestalten, Legitimität gewinnen – Kurzfassung, 2012): Wird ein Projekt von der Mehrheit der Bevölkerung abgelehnt, könnte sich der weitere von der Bundesregierung anvisierte Ausbau verzögern.

AP5.1.1.2 Akzeptanz, Treiber und Hemmnisse von Wärmetechnologien

Wärmepumpen

Deutschland befindet sich europaweit im oberen Drittel der Absatzzahlen von Wärmepumpen (Endbericht Umweltbundesamt, 2016). Insbesondere seit 2017 steigen die Absatzzahlen stark an, was sich seit Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine nochmals verstärkte. Laut Paul Waning, Vorstandsvorsitzender des Bundesverbands Wärmepumpe, zeige der anhaltend positive Markttrend „die hohe Akzeptanz der Wärmepumpe unter Verbraucherinnen und Verbrauchern.“ In Zahlen betrachtet ergibt sich für das Jahr 2021 ein Absatz von 154.000 Wärmepumpen, was einem Wachstum von 28% gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die in Deutschland am häufigsten verbauten Wärmepumpen sind die Luft-Wasser Wärmepumpe und die Erdwärme Wärmepumpe, wobei der Marktanteil der Luft-Wasser Wärmepumpe überwiegt (Fachportal für Gebäudetechnik, 2022). Im Jahre 2022 kam es laut Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2023) zu einem starken Anstieg der Wärmepumpenanträge, der jedoch im Jahr 2023 rückläufig war.

Für viele Verbraucher*innen sind die Investitions- und Betriebskosten nach wie vor das entscheidende Kaufkriterium. So sind die Investitionskosten gegenüber konventionellen Öl- und Gasheizungen höher. Ursächlich sind hierfür auf der einen Seite die doch noch geringen Stückzahlen aus Sicht der Produktion und die geltenden Sicherheitsvorschriften. Alle in Europa hergestellten oder in Verkehr gebrachten Produkte müssen konform zu den entsprechenden (Sicherheits-)Richtlinien der Europäischen Gemeinschaft sein (so z. B. die Maschinenrichtlinie EG 2006a). Diese Vorschriften sollen die Sicherheit der Anlagen sowie die Akzeptanz der Interessenten gewährleisten, da Bedenken bezüglich Brennbarkeit, Explosionsgefahr und Lautstärke der Anlagen bestehen können. Die Einhaltung dieser Richtlinien führt jedoch zu einem höheren Produktionsaufwand und in Folge zu einer Verteuerung (Endbericht Umweltbundesamt, 2016).

Die Betriebskosten betreffend besteht die Abwägung für Verbraucher*innen darin, dass die in Deutschland im internationalen Vergleich hohen Strompreise zu Kostennachteilen gegenüber konventionellen Öl- und Gasheizungen führen können (Borderstep Institut, 2022). Darüber hinaus muss das Gebäude, um die Betriebskosten möglichst gering zu halten, Grundvoraussetzungen wie einen guten Wärmeschutz erfüllen. Viele Gebäude sollten daher zuerst energetisch saniert werden. Die hohen Sanierungskosten sind hierbei eine entscheidende Barriere. Für die energetische Sanierung können Fördermittel beantragt werden, jedoch sind die Anforderungen für den Erhalt einer Förderung hoch und für Verbraucher*innen mitunter schwierig zu überblicken (Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz, 2020).

Aber es gibt auch Wege, die Investitions- und Betriebskosten zu verringern. Eine höhere Akzeptanz seitens der Verbraucher*innen könnte zu einer stärkeren Marktdurchdringung führen, was durch größere Stückzahlen wiederum die Komponentenpreise und damit die Investitionskosten fallen ließe. Im Gegenzug würden Wärmepumpen finanziell attraktiver, was wiederum mit einer Akzeptanzsteigerung einhergehen könnte (Endbericht Umweltbundesamt, 2016). Die Betriebskosten einer Wärmepumpe, die sich Wartung sowie der bezogenen Strommenge ergeben, sollen durch spezielle Tarife bei Stromversorgern geringgehalten werden. Diese Stromtarife sind auf Wärmepumpen zugeschnitten im Vergleich zu normalem Strom wesentlich günstiger (Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz, 2020). Weiter führte der Wegfall der EEG-Umlage auf den Strompreis im Rahmen von der Ampelkoalition geplanten Klimapolitik zum 01.01.2023 zu sinkenden

Strompreisen, auch bei speziellen Wärmepumpen-Tarifen. Hinzu kommt die steigende CO₂-Steuer, was langfristig zu relativen Vorteilen gegenüber konventionellen Heizungen führen wird. Um darüber aufzuklären, aber auch die Akzeptanz zum Zwecke einer weiteren Marktdurchdringung zu erhöhen, ist stets eine gute Kommunikation notwendig (Borderstep Institut, 2022).

Möglich ist auch der Einsatz der Wärmepumpe in der Industrie und zur Produktion, jedoch sind (Stand 2012) Wärmepumpen, die Temperaturen von über 90 Grad erreichen, momentan nicht auf dem Markt verfügbar. Da es aber Anwendungen gibt, die höhere Temperaturen benötigen, besteht hier weiteres Forschungs- und Entwicklungspotenzial (Endbericht Umweltbundesamt, 2016).

Fernwärme/Nahwärme

Gemessen an der Wärmeversorgung des Jahres 2018, trägt die Fern- und Nahwärme insgesamt 8 % zu dieser bei. In Städten mit Fernwärmenetzen liegen die Anteile weit höher, so beispielsweise mit etwa 25 % in Hamburg und Berlin. Ein Großteil des Wärmeabsatzes findet also in großen Wärmenetzen statt, das heißt in Netzen mit über 100 Kilometer Trassenlänge (Beitrag vom BMWK, 2022). Wie auch schon bei der Wärmepumpe spielen die Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zu konventionellen Wärmetechnologien eine bedeutsame Rolle. So nannten in einer Studie von Böhnisch et al. (2006) 82% der befragten Personen die Wirtschaftlichkeit als zentrale Determinante ihrer Entscheidung über die in ihrem Haushalt eingesetzte Wärmetechnologie. 70% bewerteten dabei die Anschlusskosten an ein Wärmenetz als zu hoch und 62% gaben sich nicht mit der vorhandenen Tarifstruktur zufrieden. Eine weitere Studie von Mahapatra und Gustavsson (2009) legt darüber hinaus nahe, dass der Preis die ausschlaggebendste Rolle bei der Entscheidung für ein neues Heizsystem darstellt und sich auch weit vor dem Umweltschutz ansiedelt. Man kann hierbei zwar annehmen, dass sich in den vergangenen Jahren in Bezug auf das Umweltbewusstsein viel getan hat, aber der Preis bleibt wohl weiter das ausschlaggebende Kriterium. An dieser Stelle lohnt sich für die Verbrauchenden eine Vollkostenbetrachtung. So fallen für den Hauseigentümer*innen im Unterscheid zur Wärmeversorgung durch eine hauseigene Heizungsanlage keine Kosten für Wartung und Instandhaltung an, was die hohen Investitionskosten relativieren kann (Borderstep Institut, 2012; Verbraucherzentrale NRW, 2015).

Weiter ergibt sich für viele Verbraucher*innen bei der Fernwärme eine gefühlte Abhängigkeit vom Wärmebetreibenden, da die Wärme gegenüber konventionellen Heizungstechnologien im eigenen Keller nun von außen bezogen wird. Die zumeist lange Vertragsdauer von über 10 Jahren und damit einhergehende mögliche Preissteigerungen, während der Vertragslaufzeit verstärkt die Unsicherheit. Hilfreich ist an dieser Stelle ein Einbezug der Einwohner*innen in den Planungsprozess, da eine gute Gemeinschaft die Umsetzung des Vorhabens fördert, Unsicherheiten reduziert und folglich akzeptanzsteigernd wirken kann. Auch ist ein Einsatz von Marketingkampagnen denkbar (Borderstep Institut, 2012).

Aber auch seitens der Betreibenden von Wärmenetzen gibt es hemmende Faktoren. So verringert der hohe Wärmedämmstandard in vielen Neubauten und deren Siedlungen oder auch in energetisch sanierten Bestandsbauten den Energiebedarf. Infolgedessen können die Wärmenetz-Betreibenden nur relativ wenig Wärme absetzen. Bei gleichzeitig hohen Investitionskosten und gleichbleibenden Grundkosten für den Betrieb verringert sich die Gewinnspanne. Darüber hinaus ist bei Neubausiedlungen, aufgrund ihrer ungewissen Entwicklung, der Wärmebedarf nur schwer abzuschätzen, da die Potenziale des Netzes nicht voll ausgeschöpft werden. Beide Faktoren - geringe

Wärmeabnahme sowie ungewisse Entwicklung des Wärmebedarfs – verringern die Attraktivität, in solchen Siedlungen zu investieren. Ein Treiber für den Ausbau von Wärmenetzen ist allerdings die regionale Wertschöpfung: Werden die Investitionen für den Ausbau durch Unternehmen vor Ort getätigt, können Kommunen und weitere lokale Unternehmen in Form von Wachstums- und Beschäftigungsimpulsen sowie höheren Steuereinnahmen langfristig profitieren (Borderstep Institut, 2012; Verbraucherzentrale NRW, 2015).

Geothermie

In Deutschland befinden sich (Stand 2020) 42 Geothermie-Anlagen mit einer installierten Wärmeleistung von 359 MW am Stromnetz (Fraunhofer IEG, 2022). Das entspricht in etwa der Leistung eines einzelnen kleineren Kohlekraftwerks. Geothermie ist folglich im Vergleich zu anderen Energie-Technologien weniger etabliert, was sich nicht zuletzt auch auf gescheiterte Projekte zurückführen lässt: Ein Projekt wurde in Rheinland-Pfalz aufgrund von mangelnder Akzeptanz bis auf weiteres pausiert und insgesamt vier Projekte in Bayern und Hessen konnten nicht realisiert werden, da die Bohrungen nicht erfolgreich waren (geco-co GmbH, 2018). Weiter spielt das Fündigkeitsrisiko der Geothermie eine Rolle, welches ein wirtschaftliches Risiko darstellt. Für die Untersuchung und Umsetzung einer Bohrung fallen mitunter hohe Investitionskosten für Betreibende oder Entscheidungsträger*innen an. Hinzu kommt ein oberirdischer Platzbedarf, der insbesondere in dicht besiedelten Gebieten eine Herausforderung darstellen und vom nötigen Mindestabstand zu anderen Bebauungen nochmals verstärkt werden kann. Seitens der Bevölkerung wirkt sich das Risiko der seismischen Aktivitäten im Zuge der Bohrungen negativ auf die Akzeptanz aus. Auch der Widerstand aufgrund von Lärmbelästigung während der Bau- oder Bohrphase stellt ein Hemmnis dar (BDEW, 2021).

Es ist eine breite Öffentlichkeitsarbeit notwendig, um Unsicherheit abbauen zu können. Da die Potenziale der Geothermie bei Entscheidungsträgern nur unzureichend bekannt sind und diese Technologie in Deutschland nicht weit verbreitet ist, soll die Öffentlichkeitsarbeit auch dazu genutzt werden, Unwissen zu beseitigen. Dadurch kann über Vorteile wie die geringen Betriebskosten der geothermischen Wärmeerzeugung oder auch das regionale Wertschöpfungs- und Arbeitsmarktpotenzial aufgeklärt werden (BDEW, 2021; Fraunhofer IEG, 2022).

Tabelle 5-1 Übersicht über gesellschaftliche Aspekte ausgewählter Wärme-Technologien

Technologie	Eigentums-verhältnis	Private und selbstnutzende Eigentümer*innen	Mieter*innen	Vermieter*innen	
				Privat	Genossenschaft
Wärmepumpe		- Investitionskosten höher - Kostennachteile beim Betrieb - Energetische Sanierung des Gebäudes notwendig - Sicherheitsbedenken - Bedenken bezüglich der Lautstärke	- Kostennachteile beim Betrieb - Evtl. Sicherheitsbedenken - Bedenken bezüglich der Lautstärke - Sorge vor Steigerung der Miete durch Verbau einer Wärmepumpe oder durch die Sanierung	- Kein Interesse an Investition, da hohe Investitionskosten ohne anschließende Ersparnis (→ Investor*in-Nutzer*in-Dilemma) - Energetische Sanierung des Gebäudes kostenintensiv und nicht rentabel	- Energetische Sanierung des Gebäudes kostenintensiv und nicht rentabel - Investition (oder auch energetische Sanierung) nicht möglich, da festgeschriebene Höhe der Miete
Fernwärme/ Nahwärme		- Anschlusskosten an das Wärmenetz hoch - Tarifstruktur nicht zufriedenstellend - Sorge vor langfristiger Abhängigkeit vom Energieversorger und Machtlosigkeit gegenüber Preissteigerungen	- Tarifstruktur nicht zufriedenstellend - Machtlosigkeit gegenüber Preissteigerungen - Sorge vor Steigerung der Miete durch Anschluss an das Wärmenetz	Kein Interesse an Investition in den Anschluss an das Wärmenetz, da nicht rentabel in der kurzen Frist	Investition in den Anschluss an das Wärmenetz nicht möglich, da festgeschriebene Höhe der Miete
Geothermie		- Sorge vor seismischen Aktivitäten - Sorge vor Lärmbelästigung während der Bau- oder Bohrphase		Sorge vor geringerer Attraktivität des Wohngebiets und damit einhergehend vor einer Senkung der Miete	Sorge vor geringerer Attraktivität des Wohngebiets und folglich vor Gewinnverlust

Entscheidungskriterien für Gebäudesanierung

Um die entscheidenden Faktoren, nach denen Gebäudeeigentümer*innen sich für oder gegen eine Sanierung entscheiden, herauszufiltern, wurden acht Studien analysiert, die sowohl mit quantitativen Methoden (schriftliche Befragungen) als auch mit qualitativen Methoden (Fokusgruppen und Interviews) arbeiteten. Tabelle 5-2 gibt eine Übersicht über die jeweilige Stichprobe und den Stichprobenumfang.

Tabelle 5-2 Übersicht über die analysierten Studien

Studie	Methode	Stichprobe	Stichprobenumfang
Technomar (2005)	quantitativ: schriftl. Befragung	Eigentümergebiet EFH	400
BMVBS (2007)	quantitativ: schriftl. Befragung	Eigentümergebiet von vor 1979 erbauten Häusern; 2 Bevölkerungsbefragungen	<1.000 1.000
Stieß et al. (2009)	qualitativ: Interviews	Eigentümergebiet • konventionelle Sanierung • energetische Sanierung	44
Stieß et al. (2010)	quantitativ: schriftl. Befragung	• Eigentümergebiet von EFH und ZFW • Bus-Befragung	1.008 3.000
Weeber & Partner, 2012)	quantitativ: schriftl. Befragung	Vermieter und Selbstnutzer (WEG)	23 WEGs
Peters et al. (2012)	qualitativ: Fokusgruppen zum Thema Wohnen	unbekannt	38
Renz & Hacke (2016)	qualitativ: Interviews	Vermieter und Selbstnutzer von EFH/ZFH/MFH	32
Weiß et al. (2018)	qualitativ: Interviews	private Kleinvermieter, professionelle Vermieter	unbekannt

Aus der Analyse der acht Studien konnten folgende Sanierungstreiber bzw. Sanierungsmotive abgeleitet werden:

- **Ökonomische Gründe:** An erster Stelle sind hier finanzielle Aspekte ausschlaggebend, z. B. die Senkung der Energiekosten. Aber auch die Sichtweise, dass das Gebäude eine Kapitalanlage ist, die es zu erhalten gilt, spielt hier eine Rolle. In die Gruppe der ökonomischen Gründe kommen noch Förderanreize dazu, die gleichwohl ebenso Mitnahmeeffekte darstellen können.
- **Werterhaltung-/steigerung:** Nahe an den ökonomischen Gründen ist auch der Wunsch der Werterhaltung bzw. Wertsteigerung. Hier steht die Kapitalanlage der Immobilie allerdings nicht so im Vordergrund. Das mag daran liegen, dass diese Immobilien meist selbst bewohnt werden. So spielt u. a. der Wunsch, im höheren Alter die Immobilie zu bewohnen, oder die Immobilie in guten Zustand an die Kinder oder Enkel weiterzugeben, eine relevante Rolle. Anders verhält es sich, wenn die Immobilie vermietet ist, der Eigentümer oder die Eigentümerin also eine Baugesellschaft oder Baugenossenschaft ist. Hier spielen der Wert und der Erhalt der Immobilie eine große Rolle.
- **Erwerb, Instandhaltungsmaßnahmen:** Diese Kategorie beschreibt die häufigsten Anlässe, warum eine Sanierung durchgeführt wird. Es sind die „Gelegenheitsfenster“, die durch den Erwerb einer Immobilie entstehen, oder durch Instandhaltungsmaßnahmen, wenn z. B. eine Heizungsanlage kaputt ist. Im letzten Fall gilt es, schnell zu entscheiden, so dass die Vorüberlegungen über einen ökologisch-ökonomisch durchdachten Sanierungsfahrplan zu kurz kommen könnten.
- **Ökologische Gründe:** Bei den ökologischen Gründen sind die Meinungen nicht eindeutig. Hier wäre eine tiefergehende psychologische Analyse zu Einstellungen und Überzeugungen der Eigentümerinnen und Eigentümer notwendig. Die Aussagen, welchen Wert ökologische Gründe für eine Sanierung hatten, variierten zwischen „bedeutend“ und „wenig relevant“.
- **Verbesserung der Wohnqualität:** Auch die Steigerung der Wohnqualität ist ein Sanierungstreiber. Dies gilt für Eigenheimbesitzer*innen genau wie für Eigentumswohnungen, egal ob diese vermietet oder selbst bewohnt werden, sowie für die gewerbliche Immobilienwirtschaft. Bei vermieteten Objekten können unter anderem Beschwerden von Mietern und Mieterinnen ausschlaggebend sein. Auch der Ausbau von Dach- oder Kellerflächen zählt in diese Kategorie. Unter die Wohnqualität kann auch die Barrierefreiheit und altersgerechtes Wohnen subsumiert werden.
- **Wissen, Erfahrungen, Meinung Dritter:** Nicht zu vernachlässigen sind die Informationsschienen über andere, vorzugsweise Vertrauenspersonen des Gebäudeeigentümers bzw. der Gebäudeeigentümerin wie beispielsweise Empfehlungen von Schornsteinfeger*innen oder dem „Haushandwerker“. Auch Nachahmungseffekte, wenn zum Beispiel in einer Wohnsiedlung ein Dach neu eingedeckt wird, und die Erfahrung darüber unter den Nachbarn die Runde macht, können zu einem Sanierungsmotiv werden.
- **Technisches Interesse, Fähigkeiten:** Nicht zuletzt können auch Technikaffinität oder handwerkliche Kompetenzen für eine Sanierung entscheidend sein.

Die oben genannten Faktoren werden in der Regel nicht isoliert genannt. Meist ist es ein Bündel von Gründen, die zusammengekommen die Sanierung zur Entscheidung bringen. Viele der Faktoren verstärken sich auch gegenseitig, so dass eine Sanierungsentscheidung schneller getroffen wird und daher eine Beschleunigung zu beobachten ist. Wenn zum Beispiel die Entscheidung zur Sanierung fast sicher ist, nur die Ausgestaltung noch nicht klar ist, können Förderanreize oder eine Rücksprache mit dem Hausinstallateur oder der Hausinstallateurin oder einem Nachbarn/einer Nachbarin, der oder die gerade diesen Prozess durchlaufen hat, die Umsetzung der Sanierung beschleunigen. Den

Sanierungstreibern stehen Sanierungshemmnisse gegenüber. Aus der Analyse der Studien ergeben sich folgende Hemmnisse:

- **Sanierungskosten:** Hohe Sanierungskosten sind über alle Eigentümergruppen hinweg eine entscheidende Barriere. Insbesondere bei der energetischen Gebäudesanierung ist es sinnvoll, einen Sanierungsfahrplan zu erstellen, da Gebäudehülle, Technik und Wohnkomfort ineinandergreifen. Oft ist auch zu beobachten, dass Lebenszykluskosten nicht betrachtet werden, sondern nur die reine Investition. Daher ist eine Sanierungsberatung stets sinnvoll. Während dieser Beratung kann eine Investition genauer berechnet werden, u. a. nach statischer und dynamischer Amortisation, was nur eine Risikobewertung darstellt, und nach der Barwertmethode oder der internen Verzinsung. Die beiden letztgenannten Methoden geben Auskunft über die Wirtschaftlichkeit einer Investition, da die Lebensdauer der Maßnahme mit einberechnet wird. Dies kann dazu führen, dass Sanierungskosten manchmal auch überschätzt werden, da Einsparungen, erhöhter Wohnkomfort, unter Umständen mehr Wohnraum oder geringerer Wartungsbedarf von dem Eigentümer oder der Eigentümerin nicht mitberücksichtigt werden.
- **Amortisationszeiten, Wirtschaftlichkeitsberechnungen:** Auch wenn die Rentabilität einer Sanierungsmaßnahme gegeben ist, stellt die eventuell **lange Amortisationszeit** sich für viele Eigenheimbesitzende als Hemmnis zur Sanierung dar. Insbesondere, wenn die Eigentümer*innen schon älter sind, haben sie Zweifel am Sinn der Investition. Ein Argument, dennoch zu sanieren, wäre der Werterhalt bzw. ein erhöhter Wert, falls die Immobilie dann vererbt wird.
- **Alter der Bewohnenden:** Neben dem Zeitfaktor kommt bei älteren Personen oft auch das Thema der Barrierefreiheit hinzu, die bereits als Sanierungstreiber genannt wurde. Sind die Bewohnenden davon betroffen, gehen viele jedoch davon aus, dass sie sowieso irgendwann in ein betreutes Wohnen oder in ein Altersheim gehen werden, so dass die Investition in eine Sanierung nicht betrachtet wird.
- **Wunsch nach Finanzierung über Eigenkapital:** Über alle Studien hinweg ist zu beobachten, dass Sanierungsmaßnahmen, insbesondere im privaten, aber auch im gewerblichen Bereich, gerne mit Eigenkapital finanziert werden. Fremdkapital wird ungern dazu genutzt. Die Investitionsroutinen, bestehend aus Sparphase (z. B. über Mieteinnahmen) und Investitionsphase, führen eher dazu, dass immer nur Einzelmaßnahmen durchgeführt werden, statt das gesamte Objekt über einen Sanierungsfahrplan zu optimieren.
- **Investor-Nutzer-Dilemma:** Bei vermieteten Objekten ist hier auch das Investor-Nutzer-Dilemma zu nennen. Der Eigentümer / die Eigentümerin kann die Kosten für die Sanierung nur bedingt auf die Miete übertragen. Den Nutzen der energetischen Sanierung haben die Mietenden, die Eigentümer*innen dagegen eine potenziell lange Amortisationszeit.
- **Finanzielle Restriktionen:** Wohnungsunternehmen können bereits am Rande der finanziellen Belastbarkeit sein, so dass weitere Sanierungen als nicht prioritär gesehen werden.
- **Fehlende Notwendigkeit:** Als wesentlicher Treiber wurde bereits eine bauliche Notwendigkeit genannt. Ein oft festgestelltes Hemmnis ist die Einschätzung von Immobilienbesitzern der fehlenden Notwendigkeit, energetisch zu sanieren: Die Sanierung verursacht Kosten, die durch geringeren Energieverbrauch oft nur teilweise wieder kompensiert werden können. Dass dies mit einem verminderten CO₂-Ausstoß verbunden ist, wird nicht als persönlicher Nutzen wahrgenommen. Die direkte Betroffenheit ist dagegen der Auslöser, etwa defekte Bauteile oder eine kaputte Heizung.

- **Geringer wahrgenommener Nutzen:** Möglicherweise wird der Nutzen einer energetischen Sanierung nicht in dem Maße gesehen, wie es notwendig wäre, um sich für eine solche Investition zu entscheiden. Die oben beschriebenen Faktoren können, je nach Blickwinkel, Treiber oder Hemmnis sein, was vom persönlich wahrgenommenen Nutzen abhängt.
- Manchmal sind auch Befürchtungen bezüglich der **Veränderung der Gebäudeästhetik** vorhanden. Hier spielt ebenfalls die Veränderung des bekannten Zustandes in einen noch unbekannten Zustand eine Rolle – wie verändert sich das gewohnte Gebäude?
- **Informationsdefizite bzw. Informationsüberflutung** können die Aktivierung für eine Sanierung zusätzlich hemmen. Förderhilfen über Energieberatungen, Sanierungshilfen, KfW-Kredite oder Zuschüsse sind oft nicht bekannt oder werden als zu bürokratisch empfunden. Auch das Gegenteil kann hemmen: die Informationsüberflutung. Zu viele Informationen, insbesondere ungefiltert aus dem Internet oder aus dem Zusammenhang herausgerissene Informationen können schnell zu Verunsicherung führen. Hier können persönliche Faktoren wie Nachbarschaftserfahrungen, Handwerker*innen des Vertrauens oder eventuell Aktivitäten der Kommune dieses Hemmnis überwinden.

Diese Erkenntnisse sind teilweise auch auf Quartiere übertragbar. Da es sich meist um eine/n Eigentümer*in bzw. Investor*in handelt, sind die Ergebnisse der Metastudie hier auch sinnvoll angebracht. Anders sieht die Situation bei Wohnungseigentümer*innengemeinschaften aus. Dies ist die Zielgruppe, die am schwersten zu einer energetischen Sanierung gebracht werden kann, da die Entscheidungsprozesse komplexer sind.

5.1.2 Projekte zur Energiewende im kommunalen Bereich (AP 5.1.2)

Deutschlandweit finden sich in den letzten Jahren zahlreiche Projekte, die sich mit dem Gelingen der Energiewende unter Einbeziehung der Bürger*innen auseinandersetzen. Über die Plattform des Bundesamts für Naturschutz sowie EnArgus des BMWK wurden Projekte mit den Schlagworten *Energiewende* UND *Kommun** und *Beteiligung* ODER *Bürger** gesucht. Über EnArgus ergab die Kombination *Energiewende*, *Kommun** und *Beteiligung* 81 Suchergebnisse, wobei einige der Ergebnisse dasselbe Projekt listen, mit jeweils anderem (Teilprojekt-)Förderkennzeichen. Die Auflistung aller Projekte spränge den Rahmen der Recherche. Als besonders relevant für das weitere Vorgehen im TrafoKommunE-Projekt erachten wir die in Tabelle 5-3 gelisteten Projekte, da sie einen konkreten thematischen Bezug mit teils sozialwissenschaftlichem Fokus aufweisen.

Tabelle 5-3 Energiewende-Projekte mit konkretem Bezug zu gesellschaftlichen Aspekten

Projektname	Kurz-Beschreibung	Projektergebnis
<u>ACCEPT EE:</u> Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien Laufzeit: 12/2016 – 01/2019	„Ziel des vorliegenden Projekts ist es, das Spannungsfeld zwischen Naturschutz- sowie Umweltbelangen und dem Ausbau erneuerbarer Energien zu verkleinern. Im Fokus steht die Frage, ob ein natur- und umweltverträglicher Ausbau zu einer höheren Akzeptanz von erneuerbaren Energien führen kann. Dafür werden zunächst akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien im Kontext von Natur-, Landschafts- und Klimaschutz interdisziplinär analysiert, sowie Synergien zwischen Naturschutz und Nutzung von erneuerbaren Energien dargelegt. Daraus sollen zielgruppenspezifische Kommunikationsstrategien und Handlungsempfehlungen zur Steigerung der Akzeptanz für einen naturverträglichen Ausbau erneuerbarer Energien abgeleitet werden.“	Endbericht
<u>Ar4wind:</u> Unterstützung von Bürgerbeteiligungsprozessen durch Ad-hoc-Visualisierung geplanter Windenergieanlagen mittels Mobile Augmented-Reality-Technologie Abschluss 06/2023	„Für die Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele spielt die Windenergie an Land eine große Rolle. Die Entscheidungen über mögliche Standorte von zukünftig zu planenden Windrädern sind oftmals begleitet von langwierigen und kontroversen Debatten auf lokaler Ebene. Etwaige akustische und visuelle Beeinträchtigungen werden kritisiert, ebenso die Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Um eine möglichst transparente Kommunikation mit der ortsansässigen Bevölkerung sicherzustellen und damit auch höhere Akzeptanz zu erreichen, können praxisnahe Visualisierungswerkzeuge in die Bürgerbeteiligung eingebunden werden.“	Ergebnisse der ersten Projektphase
<u>EE100 KONKRET:</u> Naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende Laufzeit: 12/2017 – 07/2020	„Den letzten Untersuchungsschwerpunkt bildet die Kommunikation. Dialoge mit verschiedenen Zielgruppen sollen Konflikte und Hemmnisse beim naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der Anpassung von Bereitstellungstechnologien sowie eines veränderten, energiebewussten Verhaltens (Suffizienz) identifizieren helfen. Hierzu werden verschiedene Fachdisziplinen sowie Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft einbezogen.“	Endbericht
<u>VerNetzen:</u> Sozial-ökologische, technische und ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende Laufzeit 05.2013 – 04/2016	„Ziel des Vorhabens ist die Integration sozial-ökologischer Schlüsselfaktoren bezüglich der Akzeptanz der Energiewende in die technisch-ökonomische Energiesystemmodellierung. Dabei werden Schwerpunkte auf die Bereiche Windenergie und Netzausbau gelegt. Im Forschungsprojekt wird eine Brücke zwischen den Sozialwissenschaften und der energietechnischen Forschung geschlagen.“	Endbericht
<u>WAERMER: Waermewende im urbanen Gebäudebestand mit Hilfe interaktiver Entscheidungsraumanalyse</u> Laufzeit: 08/2022–07/2025	„Das Projekt WAERMER soll einen partizipativen Entscheidungsunterstützungsprozess für die lokale Wärmewende der Partnerkommune Kiel prototypisch beschreiben und erproben.“	[Projekt laufend]
<u>PartEEnschaften:</u> Transformative Partizipation für Erneuerbare Energie-Landschaften,	„Inzwischen liegen umfassende Studien zu Akzeptanzfaktoren von Erneuerbare Energieprojekten (EE-Projekten) vor. Dagegen fehlen praktische Validierungen weitgehend. Aktuelle Forschung weist darauf hin, dass positive Narrative zum	[Projekt laufend]

'Wertschöpfung, Beteiligung, Akzeptanz; Teilvorhaben: Akzeptanz und Beteiligung Laufzeit: 09/2023 – 08/2026	Handeln für die Transformation der Energiewende anregen können, wohingegen sich negative Narrative negativ auf das Gerechtigkeitsempfinden und damit auf die Akzeptanz auswirken. Ungeklärt ist jedoch bisher, wie positive Narrative in partizipativen Prozessen generiert und in die Öffentlichkeit kommuniziert werden können, um eine realistische Wahrnehmung einer mehrheitlichen Akzeptanz zu erreichen.“	
<u>BePart - Quo vadis</u> <u>Beteiligung:</u> Bewertung von Partizipation in Energieprojekten; Teilvorhaben: Stakeholderbeteiligung, Kommunikation und Ergebnistransfer Laufzeit: 04/2023 – 09/2025	„Ziel dieses Projekts ist es, mit einem inter- und transdisziplinären Ansatz die Ergebnisse von Partizipationsprozessen in einer großangelegten Stichprobe (n>150) zu bewerten, Form und Grad der Partizipation sowie ihrer Wirkungen mittels nachvollziehbarer Kriterien zu messen, um Empfehlungen für zukünftige Solarstrom-, Windkraft- und Stromnetzinfrastrukturprojekte zu geben, und dieses Wissen auch für andere Bereiche der Energiewende wie den Mobilitäts- und Wärmesektor und lokale Energiemärkte verfügbar zu machen.“	[Projekt laufend]
<u>EnerVi:</u> Individualisierte Visualisierung von Energiewendemaßnahmen; Teilvorhaben: Kommunikation und Transfer Laufzeit: 04/2023 – 03/2026	„Ziel des Verbundprojekt 'EnerVi ' Individualisierte Visualisierung von Energiewendemaßnahmen' ist es, im Rahmen von partizipativ-gesellschaftlichen Prozessen systemübergreifend Innovationen zu entwickeln, um Stakeholder:innen und Verbraucher:innen die Folgen der Energiewende transparent zu machen, nachhaltiges Verhalten zu aktivieren und zu festigen. Das Vorhaben umfasst technische, soziale, institutionelle und organisationale Innovationen in den Modellregionen (Stadt Berlin und die Ortsgemeinde Neuerkirch).“	[Projekt laufend]
<u>Stadt-Land-Energie:</u> Robustheit und Übertragbarkeit von interkommunalen Energiewendeszenarien im Stadt-Land-Nexus Laufzeit: 08/2022 – 07/2025	„Im Projekt „Stadt-Land-Energie“ entwickelt das RLI Methoden und Tools, die es ermöglichen, robuste, regional verzahnte und sektorengekoppelte Energiewendeszenarien für den Stadt-Land-Nexus zu berechnen und geeignet aufzubereiten. Das Ziel ist es damit die interkommunale Zusammenarbeit zu fördern und die Energiewende vor Ort zu beschleunigen.“	[Projekt laufend]

5.1.3 Akzeptanz und Beteiligungsprozesse in den vier Städten (AP5.1.3)

Tabelle 5-4 zeigt die Recherche-Ergebnisse der Datenlage der vier Städte Karlsruhe, Esslingen, Göppingen und Kiel. Betrachtet wurden hierfür die jeweiligen in den Klimaschutz-Konzepten geplanten Maßnahmen hinsichtlich der Akzeptanz- sowie Beteiligungsprozesse. Wie ersichtlich ist nimmt insbesondere das Stichwort *Beteiligung* in allen vier Klimaschutz-Konzepten eine quantitativ zentrale Rolle ein, die *Akzeptanz* ist demgegenüber eher untergeordnet. In allen Klimaschutz-Konzepten sind sowohl *Beteiligung* als auch *Akzeptanz* mehrfach integriert, im Kieler Klimaschutz-Konzept sind beide Begriffe am häufigsten genannt (Beteiligung 59 mal, Akzeptanz 24 mal). Die Klimaschutz-Konzepte der verschiedenen Städte wurden zwischen 2013 und 2020 vorgestellt, wobei sich das Göppinger Klimaschutz-Konzept derzeit (Stand 7/2023) in Überarbeitung befindet und bis Ende des Jahres 2023 aktualisiert und konkretisiert werden soll.

Tabelle 5-4 Übersicht der Klimaschutz-Konzepte sowie der genannten Akteure

Stadt	Akteure des Klimaschutzes
Karlsruhe: Karlsruher Klimaschutzkonzept 2030 - Maßnahmenkatalog , 2020	Laut Klimaschutzstrategie des Landkreises Karlsruhe: Energieagentur, Kommunen, Bürger*innen, Gewerbe, Energieversorger, Landkreis, Bürgerenergie- und Baugenossenschaften. Orientierung an gelungenen Fallbeispielen anderer Kommunen.
Esslingen: Integriertes Klimaschutzkonzept für den Landkreis Esslingen , 2020	Zielgruppen in acht Handlungsfeldern: Bewohner*innen des Landkreises, Schulen, Jugendeinrichtungen, Vereine, Landratsamt, Kommunen, private Haushalte und Gewerbe, Nutzer*innen, Kleine und mittlere Betriebe, Gebäudeeigentümer*innen, Gesamtbevölkerung.
Göppingen: Integriertes Klimaschutzkonzept , 2013 (derzeit in Überarbeitung)	Landkreis, Energieagentur Landkreis Göppingen, Amt für Mobilität, Verkehrsverbund, Städte und Gemeinden, Stadtwerke, Wirtschaftsförderung, Industrie und Gewerbe, weitere Einrichtungen.
Kiel: Masterplan 100 % Klimaschutz für die Landeshauptstadt Kiel , 2017	Viele Einzelakteure und Akteursgruppen: Haushalte und Einwohner*innen, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen / Industrie; aktive Einbeziehung lokaler Expert*innen, Entscheidungsträger*innen sowie der lokalen Bevölkerung in Konzepterstellung des Masterplans.

5.2 Akteursanalyse (AP 5.2)

Technische Lösungsansätze für den Klimaschutz können nur so gut greifen, wie diese von Endnutzer*innen, Marktpartner*innen und Akteuren an relevanten Schnittstellen verstanden und akzeptiert werden. Wie in Tabelle 5-4 dargestellt geht es beispielsweise um private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Industriekunden, aber auch Energieberater*innen, Architekt*innen, Handwerker*innen oder Autohändler*innen. Dazu wurde auf Basis der Informationen eine Akteursanalyse erstellt, die alle relevanten Stakeholder (wie etwa Entscheidungsträger*innen, Beeinflusser*innen etc.) einschließt. Die relevanten Akteure wurden analytisch aus den relevanten Stakeholdern in AP5.1 identifiziert. Neben der fundierten Kenntnis der Bedarfe und der Informationsdefizite der verschiedenen Akteursgruppen besteht daher eine wesentliche Aufgabe in der zielgruppenorientierten Vermittlung komplexer Zusammenhänge eines Energiesystems und der in AP 3 entwickelten Szenarien. Als Beispiel dient die Abbildung 5-1, in der verschiedene Rollen unterschiedlichen Akteuren zugewiesen sind.

Investor	Umsetzer	Eigentümer	Nutzer	Betreiber	Ideel Beteiligte
• Kommune • Bauherr • Stadtwerke • WBG • Contractor • Bank	• Beteiligte Unternehmen • Planer	• Kommune • Bauherr • Stadtwerke • WBG • Eigentümer-gesellschaft	• Bewohner • (End-)Kunden	• Kommune • Bauherr • Stadtwerke • WBG • Betreibergesellschaft	• Politik • Verbände und Vereine • Bürger • Nachbarn

Abbildung 5-1 Beteiligte bei einer Quartiersentwicklung (Wrobel et al. 2016)

Um konkret am Beispiel von Karlsruhe die Akteursanalyse anwenden zu können, wurde diese Analyse durch die lokalen Gegebenheiten spezifiziert. Die Akteursanalyse wurde daher für die Stadt Karlsruhe als Pilotkommune erarbeitet. Die Spezifizierung auf die jeweilige Stadt diente auch dazu, Akteure für die folgenden Arbeitspakete zu identifizieren:

- die Interviewpartner*innen für AP 5.3,
- die relevanten Stakeholder für die Fokusgruppen im Hinblick auf Beteiligungs- und Akzeptanzfragen in AP 5.4 sowie
- die Stakeholder für die Interviews zur Hemmnisanalyse und Widerspiegeln der Ergebnisse an die Interviewpartner*innen in AP 5.5

Die Akteure für die anderen teilnehmenden Städte wurden ebenfalls graphisch illustriert, siehe Abbildung 5-2, Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 auf den folgenden Seiten. Ziel hierbei war die Vielzahl der Akteure ins Blickfeld zu holen. Als Klassifikationen werden für das Projekt TrafoKommune basierend auf der durchgeführten Recherche die im Folgenden definierten ausgewählt.

Tabelle 5-5 Arten der Akteure im Kommunalen Klimaschutz

<u>Gruppe</u>	<u>Beschreibung</u>
Beschleuniger*innen	Nach Hohmeyer et al. 2018 sind Beschleuniger die tatkräftigen Umsetzer mit hoher Begeisterung, Netzwerker, wollen sich vor Ort engagieren und haben die Fähigkeit gut zu kommunizieren. Sie sind oftmals in der Führungsebene zu finden, bringen neue Aspekte mit ein und können diese multiplizieren (ebd.: 24).
Informationsvermittler*innen	Hohmeyer et al. 2018 versteht unter Informationsvermittlern Impulsgeber, welche klar einzuordnen sind bezüglich ihrer Stellung und Aufgaben im Projekt. Sie überzeugen aufgrund ihrer Sachkompetenz, Reputation und Charisma. Sie bringen Ideen und Informationen, mit denen sie das Projekt unterstützen (ebd.: 17). Juerges (2016) betont, dass Wissensgenerierer sowohl aus der Wissenschaft als auch aus der Praxis kommen können. Die Mischung aus beidem fördert auch die politische Akzeptanz für das Projekt (ebd.: 12)
Initiator*innen	Nach Hohmeyer et al. 2018 sind Initiatoren hohe Entscheidungsträger, die das Projekt mit initiieren, koordinieren und umsetzen. Sie sind die wichtigsten Ansprechpartner*innen mit hohem Charisma und Teil der Führungsebene. Sie sind lokal gut vernetzt und haben die Aufgabe, das Netzwerk stabil zu halten. Zudem haben sie eine „dynamisch zupackende

	Art“ und einen gewissen Handlungsdruck (ebd.:17) (Juerges, 2016:13). Initiatoren besitzen häufig auch finanziellen Einfluss und haben eigene Interessen die sie aktiv mit dem Projekt verfolgen (Miles 2017:450). Im Rahmen des Projektes TrafoKommunE zählen u.a. die Mitglieder des Projektkonsortiums zu den Initiatoren.
Kollaborierer*innen	... sind nach Miles 2017 Akteure, welche die Fähigkeiten haben zu kollaborieren und am Projekt teilzuhaben ohne das sie Macht oder besondere Ansprüche setzen. Kollaborierer agieren tendenziell passiv (ebd.: 451). So sind Bürger*innen, die zu einer Informationsveranstaltung kommen, Kollaborierer, indem sie das Projekt zur Kenntnis nehmen, sich informieren, ansprechen lassen und das Projekt nicht hemmen (IREES, 2021).
Unterstützer*innen	... können nach McElroy & Miles 2000 aktiv oder passiv sein, wichtig ist jedoch, dass sie das Projekt auf irgendeine Weise (finanziell, Informationen usw.) unterstützen. Für TrafoKommunE werden Unterstützer als aktiv gesehen, im Vergleich dazu sind Kollaborierer*innen passiv (IREES, 2021). Hohmeyer <i>et al.</i> 2018 versteht unter „Unterstützern“ Menschen, welche eine hohe Eigenmotivation und Begeisterungsfähigkeit besitzen, selbständig sind und gut koordinieren können. Sie haben einen Managerfunktion, können gute Moderatoren zwischen verschiedenen Ebenen sein und auch gute fachliche Expertise besitzen (ebd: 18).

Es können zudem auf einen Akteur auch mehrere Klassifikationen zutreffen, was zur Mischtypenbildung führt (s. Hohmeyer 2018, S. 28; Miles 2017, S. 452). Im Rahmen dieser Akteursanalyse wurden zuerst allgemeine Akteure bzw. Akteursgruppen der kommunalen Energiewende identifiziert. Die Darstellung in Abbildung 5-2, angelehnt und erweitert nach Hohmeyer (2018). Dabei werden die institutionelle, intermediäre Ebenen und die individuelle Ebene betrachtet:

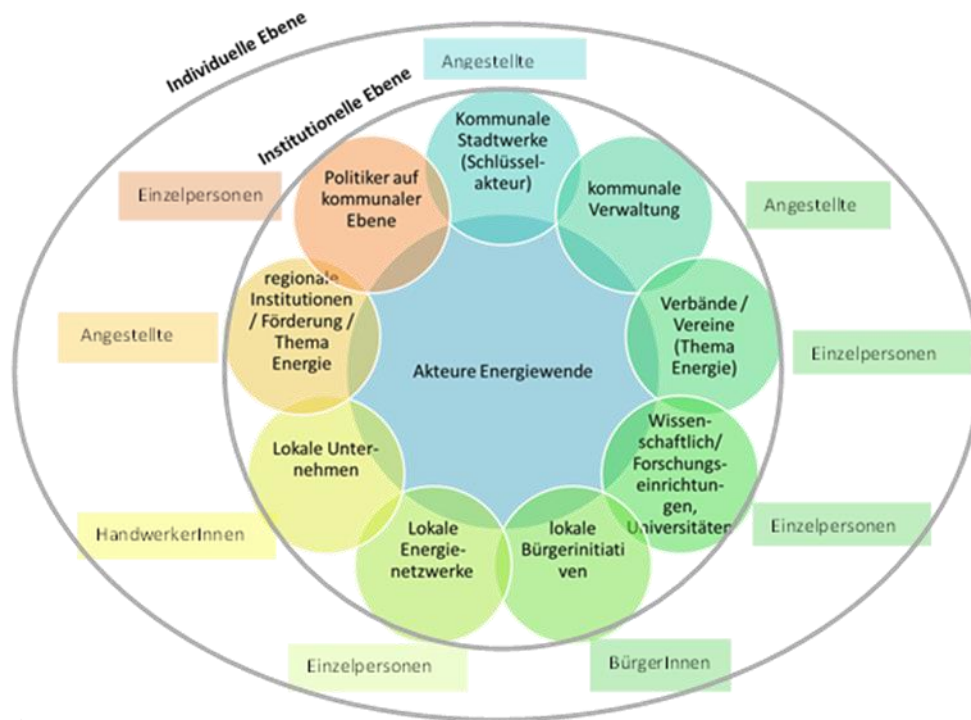


Abbildung 5-2 Akteursanalyse generisch - Ebenen der kommunalen Energiewende (eigene Darstellung nach Hohmeyer 2018)

Für die Stadt Karlsruhe, welche als Pilotstadt für die Akteursanalyse gewählt wurde, lassen sich demnach die Akteure wie Abbildung 5-2 dargestellt, identifizieren. Diese Schlüsselakteure ergeben sich aus dem zuvor erstellten Akteurskatalog und die Zuordnung zu den Kategorien und Indikatoren. Diese Darstellung kann zum einen auf alle Follower-Städte die im Projekt TrafoKommunE bearbeitet werden, übertragen und an die dortigen lokalen Akteure angepasst werden. Zum anderen kann sie prinzipiell für alle Städte (hier der Fokus auf Länder mit einem ähnlichen Organisations-/Verwaltungsaufbau) verwendet werden, bei denen es um die Akteure der kommunalen Energiewende geht.

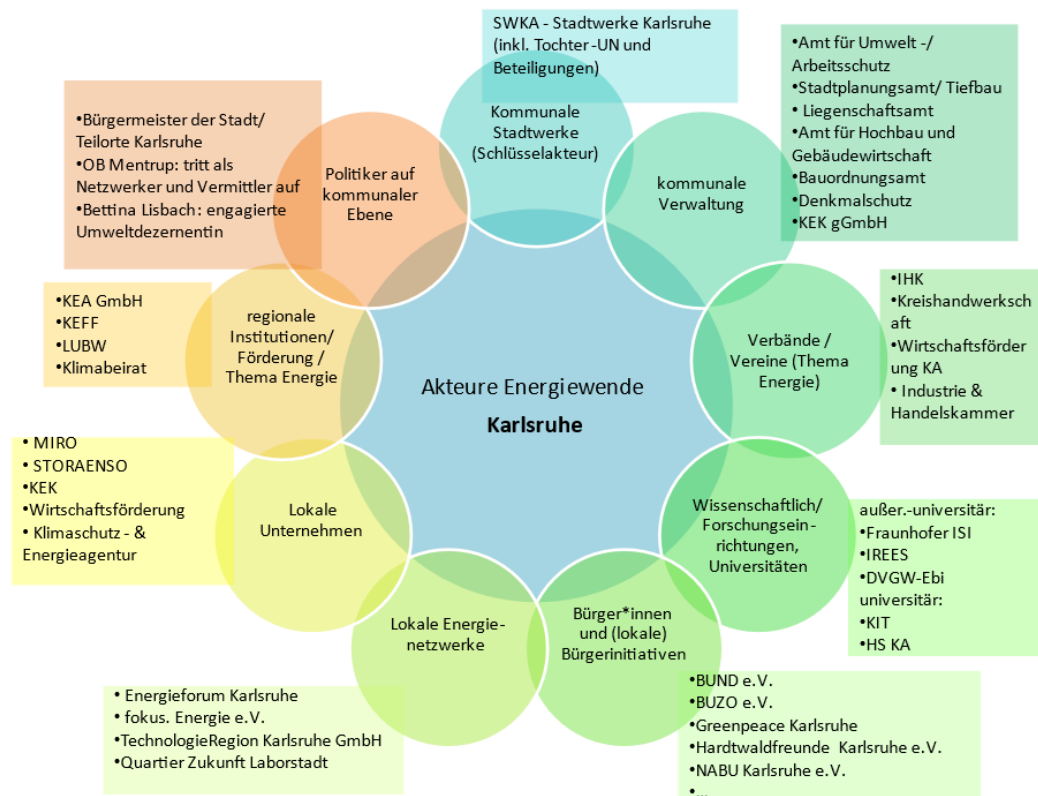


Abbildung 5-3 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Karlsruhe

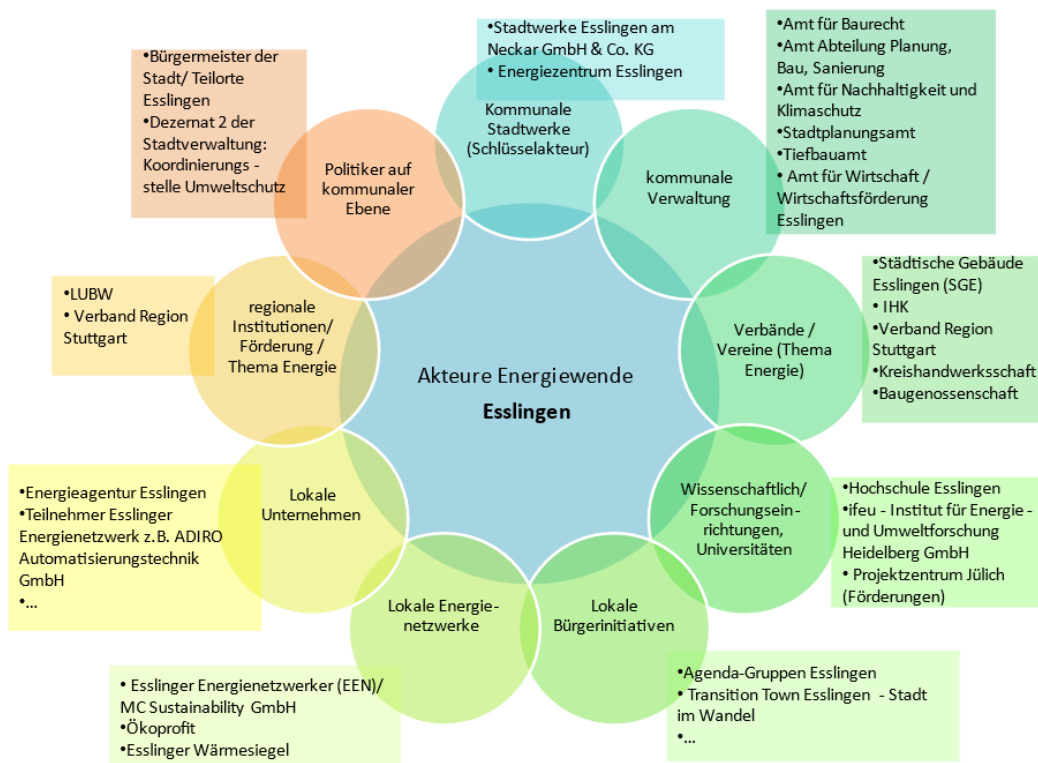


Abbildung 5-4 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Esslingen

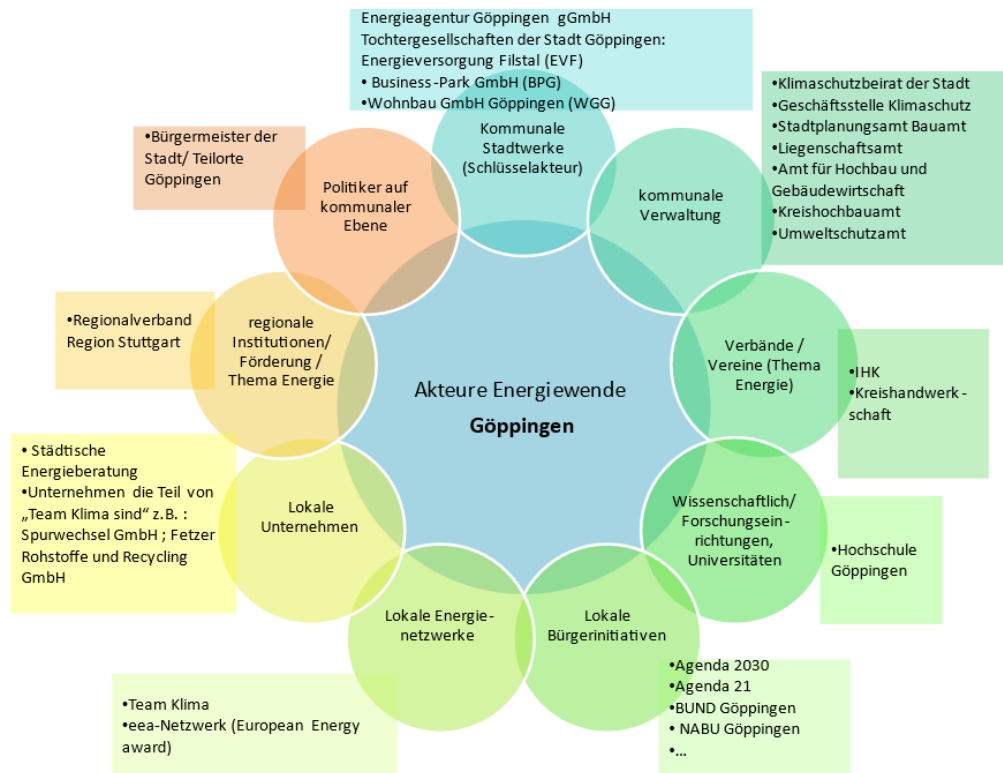


Abbildung 5-5 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Göppingen.

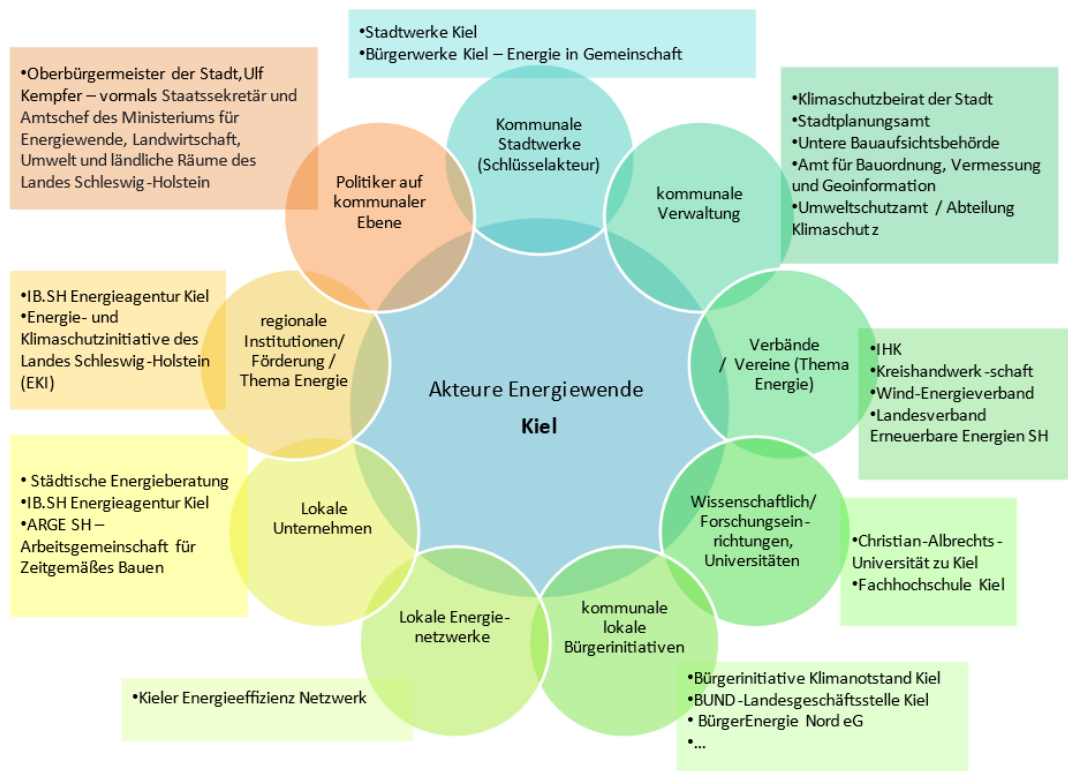


Abbildung 5-6 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Kiel

5.3 Expert*inneninterviews (AP 5.3)

In AP5.3 wurden standardisierte Expert*inneninterviews mit Vertreter*innen der Stadtwerke in den vier verschiedenen Städten geführt. Die anhand eines Leitfadens geführten Interviews fokussierten sich auf die Ausbaupläne der Stadtwerke im Bereich der Erneuerbaren und Fossilen Energien sowie den dabei wahrgenommenen Treibern und Hemmnissen beim Ausbau. Ebenfalls wurden die Interviewten zu damit zusammenhängenden Akzeptanzfragen befragt. Die Interviews gaben Einblicke in:

- die subjektiven Einschätzungen der Interviewten, die als Schlüsselakteure des Transformationsprozesses in ihrer Rolle als Vertretende der Stadtwerke fungieren sowie
- die Hürden, die bezüglich des Transformationsprozesses wahrgenommen werden, mit Fokus auf die ausgewählten technologischen Themenschwerpunkte.

Abbildung 5-7 zeigt die Arbeitsschritte der qualitativen Methodik.

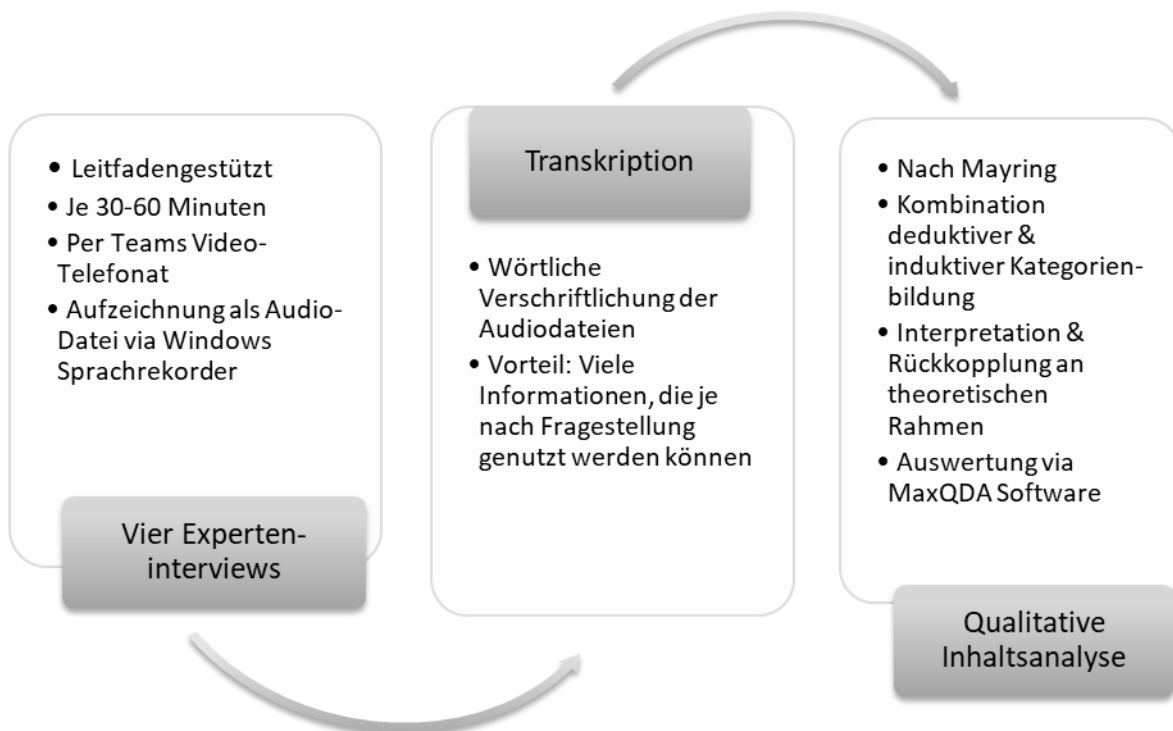


Abbildung 5-7 Vorgehensweise Interviewauswertung

Bezüglich der **Ausbaupläne** ergab sich bei den verschiedenen Stadtwerken ein uneinheitliches Bild. Seitens der Interviewten wurden die jeweiligen Klimaschutzpläne und geplanten Zeiträume bezüglich des Ausbaus verschiedener Energietechnologien genannt, deren Ziele sich laut den jeweiligen Klimaschutzplänen auf die nächsten zwei bis drei Jahrzehnte beziehen. In den Interviews wurden Ausbaupläne verschiedener Energie-Technologien genannt, wie etwa:

- der Ausbau der Windkraft, wobei hier mitunter gesellschaftliche Widerstände und komplexen rechtlichen Vorgaben den Fortschritt verlangsamen.
- Photovoltaik (PV), etwa über die herrschende PV-Pflicht bei Neubauten,
- der Ausbau der Fernwärme, wo möglich. Im Interview mit dem Göppinger Stadtwerk wurde darauf verwiesen, dass bereits zur Zeit des Interviews keine Gasleitungen mehr in

Neubaugebieten gebaut würden. Ein Rückbau des Gasnetzes sei derzeit aber noch nicht in Planung.

- Insbesondere seit Frühjahr 2022 der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen.
- Überlegungen zu Tiefengeothermie bei geologischer Eignung.
- Der Einsatz von Wasserstoff (sowohl im Bereich Wärme als auch Mobilität). Prinzipiell zeigten sich die Interviewten offen gegenüber Wasserstofftechnologien, betonten aber gleichzeitig, dass diese Entscheidung nicht in der Hand der Stadtwerke läge. Hier wurde der Wunsch artikuliert, dass seitens der Politik klare Vorgaben festgelegt und kommuniziert werden müssten, an denen sich die Stadtwerke orientieren könnten.
- Die Umstellung einer Müllverbrennungsanlage, die künftig mit Altholz befeuert werden soll.

Gleichzeitig verwiesen die Interviewten auf eine Reihe hemmender Faktoren, die dem Ausbau verschiedener Energietechnologien im Wege stünden:

- Wirtschaftliche Faktoren
Finanzielle Restriktionen, wie etwa Fernwärme durch die Altstadt zu legen. Der Bau von Großanlagen sei derzeit „wirtschaftlich etwas schwierig“ (Kiel), da der politische Wille fehle.
- Infrastruktureller Art
So stünde teilweise nicht genug städtische Fläche für PV-Anlagen zur Verfügung. Ebenfalls seien sinnvolle Standorte für Windkraftanlagen eine Herausforderung.
- Regulatorische Herausforderungen:
 - o Denkmalschutz: seitens aller Akteure wurde zur Zeit des Interviews der Denkmalschutz als entscheidende Hürde für den Ausbau insbesondere der Photovoltaik sowie Solarthermie genannt.
 - o Konfligierende rechtliche Vorgaben: Begrünung von Dachflächen bei gleichzeitiger PV-Pflicht, d.h. dass die PV eventuell überwuchert wird.
- Politische Unklarheiten
Im Zeitraum der Interviews (Herbst 2021) nahmen die Interviewten politische Unklarheiten bezüglich der weiteren Entwicklung der Energiewende wahr. Diese Unklarheiten nahmen seit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine im Frühjahr 2022 weiter zu.
- Kommunalpolitische Faktoren
Mitunter herrsche hinsichtlich Fragen der konkreten Verantwortlichkeiten zwischen Kreis und Stadt eine verworrene und „hochkomplexe“ Situation. Für die Stadtwerke sei das kommunale System auch wirtschaftlich herausfordernd: da es einige städtische Betriebe wie etwas Schwimmbäder gäbe, die stets Verluste machten, andere städtische Betriebe wie die Stadtwerke dagegen finanziellen Gewinn erwirtschaften (müssen), seien den Stadtwerken die Hände bei Investitionen gebunden, die nur wenig oder keinen Gewinn erwarten ließen.
- Reputation verschiedener Energieträger
Der Interviewte in Kiel betonte den zur Zeit des Interviews schlechten Ruf der Fernwärme, da seitens der Bürger und Bürgerinnen mitunter ein gewisses Monopol des Versorgers wahrgenommen würde, und damit eine Abhängigkeit assoziiert werde. Die Befürchtung sei hier, dass der Versorger Preiserhöhungen festsetze und man diesen ausgeliefert sei. Die Rückmeldung des Fernwärmevertriebs sei meist, dass Kunden und Kundinnen weiter auf ihren Gasanschluss bestünden.
- Gesellschaftlicher Art:
 - o Die Aussagen der Interviewten hinsichtlich der empfundenen gesellschaftlichen Akzeptanz verschiedener Technologien deckt sich mit Literatur in AP5.1. So würde die PV generell gut angenommen, insbesondere im Bereich der Windkraft aber gäbe es Widerstand seitens der Bürger und Bürgerinnen, vor allem, wenn es Waldflächen

betrifft. Bezüglich Wärmepumpen konnten die Interviewten keine Aussagen zur gesellschaftlichen Akzeptanz treffen, da diese Technologie zum Zeitpunkt der Interviews noch tendenziell unbekannt bzw. für die städtische Energieversorgung noch weitgehend irrelevant war.

- Ebenfalls wurden Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Geothermie-Projekten erwähnt: Deutschlandweit gäbe es einige Städte, die mit Geothermie-Anlagen gute Erfahrungen gemacht hätten, in anderen Städten dagegen seien die Fronten aufgrund mangelnder Transparenz verhärtet. Daher beobachte man in diesem Stadtwerk die Entwicklung, schiebt die Projekt-Entwicklung aber nicht aktiv voran. Generell wurde seitens dieses Stadtwerks jedoch betont, dass Bürger*inneninitiativen nicht stets negativ und als ‚anti‘ gesehen werden sollten, da mit einer Bürger*inneninitiative gute Erfahrungen gemacht wurden. Deren verstärkte, proaktive Einbindung sei daher wichtig.
- Hinsichtlich einer bestehenden Power-to-Gas Forschungsanlage in Esslingen berichtete der Interviewte, dass die Akzeptanz im entsprechenden Wohnquartier, in dem die Anlage installiert wurde, „eigentlich groß war“.
- Im Bereich Wasserstoff teilte der Interviewte in Esslingen mit, dass es anfangs große Schwierigkeiten gegeben habe. Dort sei man anfangs „eigentlich gegen alle Wände gelaufen, die es so gibt“. Seitens der Feuerwehr gab es beispielsweise Sicherheitsbedenken hinsichtlich des Umgangs mit Wasserstoff im Brandfall. Weiter sei seitens der Eichbehörde, die bezüglich der Verbrauchsmessung von Wasserstoff Bedenken anmeldete. Zuletzt habe es infrastrukturelle Hindernisse, was das Verlegen von Wasserstoffleitungen anging. Laut dem Interviewten in Göppingen seien Bedenken bei neuen Energie-Technologien allerdings normal, und frühzeitige Aufklärung entsprechend wichtig.
- Seitens des Interviewten des Kieler Stadtwerks wurde als hemmender Faktor genannt, dass „keine tiefen Einblicke in die Kundenstrukturen“ vorhanden seien, und Entscheidungen hauptsächlich aus betrieblicher Sicht getroffen würden.

Als treibende Faktoren zur Umsetzung von Energieprojekten wurden u.a. die bestehenden Klimaschutzkonzepte genannt, die die Richtung der künftigen städtischen Energieversorgung vorgäben. Mit Energie-Contracting, d.h. bestehende Kooperationen mit ansässigen Handwerksunternehmen, die dann Anlagen für die Stadtwerke bauten und warteten, wurden in Karlsruhe gute Erfahrungen gemacht. In Kiel wiederum kam die finanzielle Teilhabe der Bürger und Bürgerinnen zur Sprache, die sich als vorteilhaft erwies.

5.4 Fokusgruppen (AP 5.4)

Aufbauend auf den Ergebnissen aus der Akteursanalyse (AP5.3) erfolgte die Konzeption, Ausarbeitung und Durchführung verschiedener Fokusgruppendifkussionen (AP5.4). Die Fokusgruppendifkussionen wurde in enger Zusammenarbeit zwischen IREES, ITAS und KEK vorbereitet, die Einladung erfolgte im Namen aller drei Institutionen. Durchgeführt wurden diese mit Karlsruher Wohnungsbaugesellschaften, mit Gebäudeeigentümer*innen in einer Karlsruher Siedlung sowie anschließende Gespräche mit verschiedenen Handwerksunternehmen sowie Handwerkskammern in Deutschland. Der ursprüngliche Plan, mit Handwerker*innen in Esslingen sowie Kiel jeweils eine Fokusgruppe durchzuführen, wurde aufgrund zeitlicher Restriktionen seitens der Handwerksunternehmen in Interviews umgewandelt. Die Schwierigkeit der gegenwärtigen zeitlichen Verfügbarkeit von Handwerksunternehmen wurde ebenfalls von Gesprächspartner*innen in AP5.5 bestätigt.

Die erste Fokusgruppendifkussion mit den Karlsruher Wohnungsbaugenossenschaften im März 2022 wurde von IREES durchgeführt und moderiert. Zu Beginn stellte Christian Hotz (DVGW) das Projekt sowie die bisherigen Ergebnisse vor, bevor Dr. Annette Roser (IREES) die Diskussion der Fragen eröffnete. Als Ergebnis der Fokusgruppendifkussion kristallisierte sich heraus, dass die anwesenden Vertreter*innen der Wohnungsbaugenossenschaften zum stärkeren Ausbau der Fernwärme tendieren. Generell lässt sich feststellen, dass die meisten der anwesenden Unternehmen begonnen haben, ihre Wärmeversorgung klimafreundlicher zu gestalten, dass aber einige Hemmnisse geplanten Maßnahmen entgegenstehen.:

- So wird immer wieder der Denkmalschutz als kaum zu überwindende Hürde für eine Reihe von Maßnahmen bezeichnet, etwa baulicher oder technischer Art (wie etwa der Nutzung der Wärmepumpe, oder auch die Nutzung von Pellets);
- Auch die Menge an Vorschriften und Formularen trägt dazu bei, dass Maßnahmen nicht oder erst zeitlich verzögert in Angriff genommen werden;
- Darüber hinaus gibt es immer wieder Verunsicherung hinsichtlich bürokratischer Prozesse sowie sich ändernde Einschätzungen der Behörden, wie z.B. die zur Holznutzung. Diese hat noch vor einigen Jahren als klimaneutral gegolten, wird aber aktuell nicht mehr empfohlen oder sogar verboten;
- Weiter wurden der Mangel an Handwerker*innen sowie die Verfügbarkeit von Ressourcen und Baumaterial diskutiert;
- Erschwerend wurde seitens der Wohnungsbaugenossenschaften auch der soziale Aspekt genannt, da nach der Sanierung des Gebäudebestands die anfallenden Kosten nur bedingt und die Mieter in Preis von Mietpreissteigerungen weitergegeben werden können/sollen.

Insgesamt zeigte sich, dass die aktuelle energetische Umbruchphase für die anwesenden Vertreter*innen mit hoher Unsicherheit hinsichtlich ihrer weiteren Planungen einhergeht, deren Auswirkungen sich im Gebäudebereich im Bereich von Jahren oder Jahrzehnten bewegt. Das Spannungsfeld von nötigen Investitionen bei gleichzeitig unklaren politischen Entwicklungen wird daher als höchst herausfordernd empfunden. Die Konzeption dieser ersten Fokusgruppendifkussion diente als Vorlage für weitere Fokusgruppen im zweiten Halbjahr 2022.

Die zweite Fokusgruppe fand mit Gebäudeeigentümer*innen einer Karlsruher Wohnsiedlung in den Räumlichkeiten einer Beisitzerin des Siedlungsvereins statt. Durchgeführt und moderiert wurde die Veranstaltung von IREES. Zu Beginn stellte Nico Ulmer (IREES) den teilnehmenden Anwohner*innen das TrafoKommune-Projekt sowie die bisherigen Ergebnisse vor, und beantwortete aufkommende Rückfragen. Anschließend wurden die Teilnehmenden zu ihren *derzeitigen Plänen und Herausforderungen beim Umbau ihres Energiesystems* befragt, sowie ob sie *Unterstützung seitens der Stadtwerke und auch der Politik* bei diesem Umbau wünschen oder benötigen. Als Ergebnis dieser Fokusgruppe zeigte sich, dass sich die Gebäudeeigentümer*innen zahlreichen Hindernissen beim Umbau ihres Energiesystems gegenübersehen, die sich in die folgenden vier Bereiche gliedern lassen: Die folgenden vier Themengruppen sind hierarchisch nach ihrer während der Diskussion genannten Häufigkeit gelistet:

- 1) Technische Belange (36 items): Hier wurden u.a. technische Herausforderungen genannt, wie etwa die bauliche Nicht-Eignung der Gebäude (schmale Keller, Fassadenkonstruktion, kleine Gärten vor und hinter den Häusern) sowie die damit zusammenhängenden, nicht gegebenen baulichen Anforderungen zur Installation von etwa Wärmepumpen oder Fernwärme, sowie technische Schwierigkeiten mit vorhandenen Solarthermie Anlagen. Seitens der Teilnehmenden herrschte prinzipielles Interesse am Anschluss an die Fernwärme, da u.a. die

Einfachheit der Technik geschätzt wird: Durch den Anschluss gibt es kaum neue Technik im Haus, keine Wartungskosten, sowie vermutete geringere Kosten im Vergleich zu Gas. Jedoch waren den Teilnehmenden die für den Anschluss nötigen Voraussetzungen unklar.

- 2) Organisatorische Belange (25 items): Hier empfanden die Teilnehmenden insbesondere den Mangel an geeignetem Handwerkspersonal als eine enorme Herausforderung, die dem Umbau ihres Energiesystems im Wege steht. So wurden die geringe Verfügbarkeit von Handwerker*innen genannt, teilweise fehlendes fachliches KnowHow der Handwerksunternehmen (z.B. bei Solarthermie Anlagen oder Wärmepumpen), fehlerhafte Montage von Energieanlagen mit Problemen bei installierten Solarthermie- oder Photovoltaik-Anlagen, sowie der Wunsch nach besserer Beratung und Follow-Up nach einer bereits erhaltenen Beratung. Dies beinhaltet auch die Kommunikation der Funktionsweise einer Energieanlage: So werden Balkon-Photovoltaik-Module mit Plug&Play beworben, die Gebäudeeigentümer*innen empfanden die tatsächliche Installation hinsichtlich der nötigen Anmeldung bei den Stadtwerken sowie die Anforderungen an den Stromzähler aber als erheblich komplexer. Die Teilnehmenden wünschten sich seitens der Stadtwerke Beratungsangebote sowie die Vermittlung zu geeigneten Handwerksunternehmen, die über gesicherte Expertise in den gewünschten Erzeugungsanlagen verfügen;
- 3) Soziale Belange (21 items): Hier wurden seitens der Teilnehmenden insbesondere die fehlende Abstimmung mit der Nachbarschaft genannt, die einem konzertierten Vorgehen in der Siedlung entgegenstehen. Als Beispiel wurden Bestellungen von Photovoltaik-Modulen durch einen Nachbar/einer Nachbarin genannt, die sich nach Absprache mit der Nachbarschaft entsprechend besser und günstiger bewerkstelligen ließe, da die Handwerker*innen dann ohnehin bereits vor Ort seien. Als problematisch wurden ebenso eine nicht funktionierende Solarthermie-Anlagen in der Nachbarschaft gesehen, da sich dadurch der Ruf der Erneuerbaren Energien verschlechtere. Ebenso wurden Sorgen vor eventueller Lautstärke und Ruhebelästigung durch installierte Wärmepumpen genannt, was mit der engen baulichen Beschaffenheit der Siedlung einhergeht (siehe technische Belange), teils fehlendes Interesse an der Thematik in der Nachbarschaft. Auch die Problematik zwischen Mietenden und Vermietenden wurde als Hindernis beschrieben: so haben letztere kaum ein Interesse, in das Energiesystem ihrer Mietenden zu investieren, da die Investition keine finanziellen Vorteile für die Vermietenden mit sich bringt und die Kosten nur teilweise auf die Miete umgelegt werden können;
- 4) Finanzielle Belange (5 items): Interessanterweise wurden finanzielle Herausforderungen im Vergleich zu den anderen Belangen nur insgesamt fünf Mal genannt, und spielten damit eine eher untergeordnete Rolle. Hier sahen die Teilnehmenden insbesondere die Frage der Sinnhaftigkeit von Investitionen kritisch, wie etwa in eine Wärmepumpe, da diese derzeit etwa 50.000€ kosten könne, aber trotz dieser Kosten ebenfalls eine mit Gasthermen vergleichbare Lebenszeit habe. Die Teilnehmenden sahen vor dem Hintergrund der derzeitigen Energiekrise die generelle Verfügbarkeit von Energie, den Handwerkermangel sowie die generelle Richtung der künftigen Energiepolitik als entscheidender an, als finanzielle Restriktionen.

In einem nachfolgenden Gespräch mit den Stadtwerken, das auf dieser Fokusgruppe aufbaute, wurde mit dem für Fernwärme zuständigen Mitarbeiter die Möglichkeit des Fernwärmeausbaus in dieser Karlsruher Wohnsiedlung besprochen. Technisch sei der Ausbau möglich, jedoch sah der Vertreter sowohl wirtschaftliche und damit zusammenhängende gesellschaftliche Hürden: Um den Ausbau des Fernwärmenetzes für die Stadtwerke finanziell attraktiv zu gestalten, müsste sich ein Großteil der Anwohner*innen an das Fernwärmenetz anschließen lassen. Da sich das Alter der jeweiligen Heizungsanlagen in der Siedlung aber erheblich unterscheidet, sah der Mitarbeiter aufgrund der

nötigen Abstimmung aller Anwohnenden wenig Erfolgsaussichten. Das Thema des potenziellen Fernwärmeausbaus wurde in einer Folgesitzung des Siedlungsvereins weiter besprochen.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der zweiten Fokusgruppe wurden die weiteren Fokusgruppen vorbereitet, die mit Handwerksunternehmen stattfinden sollten. In den Städten Esslingen, Göppingen und Kiel wurden insgesamt 42 Handwerksunternehmen recherchiert und nach Sichtung der jeweiligen Homepage individuell per E-Mail kontaktiert, mit der Einladung der Fokusgruppen-Diskussion im Anhang. Wichtigstes Kriterium für die Kontaktaufnahme war deren Aktivität im Bereich Erneuerbare Energien, mit Fokus auf die Wärmeversorgung. Diese Fokusgruppen sollten auf den Erkenntnissen aus der Fokusgruppe mit den Gebäudeeigentümer*innen aufbauen, da die Verfügbarkeit von Handwerker*innen als eine der zentralen Herausforderungen angesehen wurden. Ziel beider Fokusgruppen wäre es gewesen, nach einem kurzen einführenden Vortrag seitens IREES mit den Handwerksunternehmen die folgenden Fragestellungen zu diskutieren:

- 1) Was sind die Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems auf Ihr Handwerksunternehmen: fokussieren Sie sich verstärkt auf andere Technologien (wie etwa die viel diskutierte Wärmepumpe, oder auch weniger prominente aber etabliertere Technologien wie Solarthermie)?
- 2) Was sind die Hemmnisse bei der Umstellung auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung (finanziell, Personal, politischer Rahmen, ...)?
- 3) Ob und von welcher Stelle sich Handwerksunternehmen Unterstützung wünschen, z.B. seitens der Politik, Stadtwerke, bessere Vernetzung untereinander gewünscht etc.

Da sich keines der Unternehmen auf die schriftliche Anfrage meldete und die Teilnahme bestätigte, wurden anschließend 17 dieser Handwerksunternehmen telefonisch kontaktiert, um die Bereitschaft zur Teilnahme abzufragen. In den Gesprächen kristallisierte sich jeweils schnell heraus, dass die jeweiligen Vertreter*innen der Einladung zu einer Fokusgruppe nicht nachkommen konnten bzw. wollten. Ebenso wurde eine Anfrage für Interviews durchgehend abgelehnt. Als Begründung wurden größtenteils zeitliche Restriktionen angegeben, d.h. dass sich eine Teilnahme aufgrund von vollen Auftragsbüchern sowie medialen und wissenschaftlichen Anfragen zeitlich schlicht nicht darstellen ließe. Diese Nicht-Verfügbarkeit war unabhängig von der Dauer sowie geplanten Uhrzeit der Diskussion oder alternativer Interviews. Durch den neuen Gesetzesentwurf der Bundesregierung, nach dem voraussichtlich ab dem Jahr 2024 keine neuen Gas- und Ölheizungen mehr verbaut werden dürfen, erschwert sich diese Situation zusätzlich, da Verbraucher*innen und Hausbesitzer*innen die Handwerksunternehmen ebenfalls stärker kontaktieren (Energieverdichter, 2023). In den jeweils kurzen Gesprächen mit den Unternehmen zeigte sich jedoch schnell ein gewisses Maß an Frustration sowie Fatalismus, der sich auch auf sprachlicher Ebene ausdrückte. Hier wurde u.a. berichtet, dass man hinsichtlich der derzeitigen unklaren Situation „keine Lust mehr auf den Mist“ habe, nichts definiert sei, sie nicht einbezogen würden und man sich auf die Rente freue. Den jeweiligen Vertreter*innen der Handwerksunternehmen wurde angeboten, die Ergebnisse nach Abschluss des Projekts zukommen zu lassen, was nur eine Minderheit bejahte. Der Vertreter eines Unternehmens zeigte sich zwar an den Ergebnissen interessiert, aber gleichzeitig desillusioniert, dass sich politisch etwas ändern würde.

Da sich die zeitliche Verfügbarkeit bei allen kontaktierten Handwerksunternehmen als schwierig erwies, wurde der ursprüngliche Plan der Fokusgruppen daher adaptiert: Statt Handwerksunternehmen wurden verschiedene *Handwerkskammern* telefonisch kontaktiert und dieselben, für die Handwerksunternehmen geplanten Fragen diskutiert. Lediglich die erste Frage, die insbesondere

hinsichtlich der bestehenden Gasproblematik sowie aufgrund der hohen Kosten und geringen Verfügbarkeit von Wärmepumpen interessant ist, wurde leicht abgeändert und in folgender Weise abgefragt.

- 1) Ob und wie die derzeitige Energiesituation den Einsatz von Technologien in den Handwerksunternehmen ändert. Der (mediale) Fokus liegt stark auf Wärmepumpen, wie ist Ihre Beobachtung hinsichtlich anderer Technologien bei den Handwerksunternehmen (wie etwa Solarthermie, Holzhackschnitzel, Kachelöfen, ...)?

In den Interviews schilderten die sieben, über Deutschland verteilten Handwerkskammern ihre Erfahrungen mit den von ihnen betreuten Handwerksunternehmen. Bezüglich der ersten Frage ergab sich ein uneinheitliches Bild. Manche Handwerkskammern berichteten von einem klaren Trend der Handwerksunternehmen, sich weg von Gastechnologien und mehr zu noch als alternativ betrachteten Technologien (Wärmepumpen, Solarthermie) orientieren. Andere Handwerkskammern erachteten die Situation als derzeit so dynamisch, dass allgemeingültige Aussagen nicht möglich seien. Es gäbe Betriebe, die sich umorientieren und sich mit Bitte um Unterstützung stärker an die Handwerkskammern wendeten. Handwerksunternehmen fragten beispielsweise vermehrt nach Fortbildungen, u.a. im Bereich Wärmepumpe. Ebenso fänden sich jedoch Betriebe, die an den gewohnten Technologien festhalten, da die etablierten fossilen Technologien nach wie vor von Kund*innen nachgefragt werden, und man daher eine vorerst abwartende Position einnehme. Dieser Trend wird auch vom *Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie* (BDH 2023) bestätigt: So legte der deutschlandweite Verkauf von Wärmepumpen im 1. Quartal 2023 im Vergleich zum Jahr 2022 um 111 % zu (96.500 Anlagen), der Verkauf von Gasheizungen im selben Zeitraum um 14 % (168.000 Anlagen), aber auch der Verkauf von Ölheizungen um 100% (21.500 Anlagen). Gleichzeitig wurde seitens der Handwerkskammern bemängelt, dass der derzeitige politische und dadurch mediale Fokus stark auf Wärmepumpen läge, während andere Technologien, wie etwa Holzhackschnitzel, ignoriert würden.

Bezüglich der empfundenen Hemmnisse ergab sich ein klareres Bild. Handwerkskammern berichteten von größeren Herausforderungen in zahlreichen Bereichen:

- **Regulatorischer Art:** So gäbe es derzeit wenige Handwerksunternehmen, die sich auf Wärmepumpen fokussierten oder spezialisierten. Wärmepumpen gelten als Kälteanlagen, für die Unternehmen eine Zertifizierung als Kältefachbetrieb benötigten. Im Bundesland dieser interviewten Handwerkskammern sei das ein aufwendiger Prozess, der beinhaltet, sich beim Regierungspräsidium zertifizieren zu lassen, sowie eine Sachkunde-Prüfung durchzuführen, bei der die Betriebsausstattung nachzuweisen sei. Weiter bedürfe es aufwendiger Anlagen, um mit Kältemitteln umzugehen. Derzeit gäbe es nur wenige Fachbetriebe, die von ihrer Qualifikation in der Lage sind, Wärmepumpen fachgerecht zu installieren. Insbesondere für kleine Unternehmen, die bisher hauptsächlich Gasthermen installierten, sind diese Herausforderungen hoch („die sind Lichtjahre entfernt“).
- **Zeitlicher und finanzieller Art:** Erschwerend kommen die Kosten und der zeitliche Faktor hinzu, die für das Erlangen der entsprechenden Kälte-Sachkunde aufzuwenden sind. Dies gilt insbesondere für kleine oder familiäre Unternehmen, die sich eine längere Fortbildung ihrer tendenziell geringen Anzahl an Mitarbeiter*innen zeitlich nicht erlauben können. Dies gilt insbesondere seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022, in dem nach Aussage aller Handwerkskammern die Aufträge für die Handwerksunternehmen erheblich zunahmen. Weiter hätten Handwerker*innen keine Zeit und Lust, sich mit lange mit verschiedenen Fördertöpfen auseinanderzusetzen. Diese seien teils sehr komplex, teilweise leer und gingen teilweise mit vielen Kriterien einher. Die Einarbeitung dauere daher zu lange.

- **Fachkräftemangel:** Personal sei derzeit kaum vorhanden, da es an Nachwuchs mangle. Jedoch wurde bezüglich der Herausforderung des mangelnden Nachwuchses zwischen den Gewerken unterschieden: Während Schreinereien und Elektrik-Betriebe weniger mit Nachwuchsmangel zu kämpfen hätten, da diese Arbeit als ‚bequem‘ empfunden wird, hätten etwa Dachdecker, Isoliermeister und solche Unternehmen, deren Arbeit tendenziell im Freien stattfindet und daher mit dem Ruf harter Arbeit einhergeht, mehr mit fehlendem Nachwuchs zu kämpfen. Weiter berichtete eine Handwerkskammer von den Erfahrungen einiger Unternehmen, das gefundene Auszubildende die begonnene Ausbildung nach kurzer Zeit wieder abbrächen.
- **Materialengpässe:** Ähnlich wie in der Fokusgruppendifkussion mit den Wohnungsbaugenossenschaften wurden ebenfalls Engpässe bei (Bau-)Material genannt. Dieses Hemmnis habe sich in den letzten Monaten etwas abgeschwächt, sei aber nach wie vor eine relevante Barriere.
- **Politischer Art:** Seitens verschiedener Handwerksunternehmen wie auch Handwerkskammern wurde die ‚unausgeorene‘ politische Planung kritisiert. Ein Vertreter berichtete, dass seiner Erfahrung nach, die Sichtweisen seiner Kolleg*innen in anderen Handwerkskammern sehr ähnlich seien: „Wir haben alle derzeit die gleichen Herausforderungen und ähnliche Perspektiven, teils nur eine Nuance anders“. So war zum Zeitpunkt der Interviews noch nicht klar, was die damals vorgeschlagene 65 % Pflicht des Gebäudeenergiegesetzes bedeutet, ab wann diese gilt und für welche Gebäude. Ebenfalls war den Interviewpartnern unklar, wie diese konkret umgesetzt werden sollte, insbesondere hinsichtlich des angesprochenen Fachkräftemangels. Dies könnte zu einer weiteren Überforderung derjenigen führen, die die Energiewende praktisch umsetzen müssten. Frühere Konstanten wie die verlässliche Gasversorgung seien weggebrochen, daher befänden sich Handwerksunternehmen derzeit in der Schwebelage.

Bezüglich der Frage, ob seitens der Handwerksunternehmen Unterstützung gewünscht sei, gaben die Handwerkskammern prinzipielle Zustimmung. Ein Vertreter merkte hinsichtlich finanzieller Unterstützung an, dass Förderungen auch kritisch gesehen werden sollten, da prinzipiell der Markt die derzeitigen Herausforderungen regeln könne. Bei manchen Unternehmen sei der Wunsch nach Unterstützung vorhanden, jedoch sei dieser ohne konkrete politische oder administrative Richtung. Besonders frustriert erlebten Handwerkskammern derartige Vertreter*innen von Unternehmen, die den Wunsch äußerten, aktiv an der Energiewende mitzuwirken, sich im jetzigen ‚Dschungel‘ aber nicht zurechtfinden und resigniert hätten. Andere Handwerksunternehmen hätten dagegen eine klare Vorstellung, welche Unterstützung für sie hilfreich wäre. So würden in Gesprächen mit den Handwerkskammern vermehrt Fortbildungen in verschiedenen Bereichen gefordert, u.a. der Wärmepumpentechnologie. Weiter sei die Ausstattung und Förderung digitaler Kommunikationsmittel hilfreich: Hier wurde genannt, dass Aufträge seitens eines Handwerkers / einer Handwerkerin direkt vom Kunden / von der Kundin aus an die Zentrale gesendet werden und direkt ein Auftrag generiert werden könnte, was den Arbeits-Prozess effizienter gestalten würde. Finanzielle Anreize sowie Planungssicherheit seien darüber hinaus unabdingbare Voraussetzungen, die von nahezu allen Handwerksunternehmen angesprochen würden.

5.5 AP5.5 Policy Workshops

Im Juni 2022 wurden verschiedene politische Akteure in Karlsruhe kontaktiert und zu den Policy Workshops eingeladen. Diese Policy Workshops sollten auf die Erkenntnisse der Fokusgruppendifkussionen und Interviews aufbauen, und politischen Akteuren insbesondere die wahrgenommenen Herausforderungen der Handwerksunternehmen und -kammern widerspiegeln.

Aufgrund einer zu geringen Anzahl an Zusagen, u.a. wegen der damals anstehenden Ferienzeit, sowie der generellen Rückmeldung aus bilateralen Gesprächen mit politischen Akteuren oder deren Vertreter*innen in den entsprechenden Dezernaten wurden in Rücksprache mit der Projektleitung Interviews statt der Policy Workshops durchgeführt. Nach einer kurzen Einführung in die Thematik, der Vorstellung des TrafoKommunE Projekts sowie einer Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Fokusgruppen wurden mit den Interviewten folgende drei Felder diskutiert: (1) das Spannungsfeld von Denkmalschutz und Klimaschutz, insbesondere hinsichtlich der energetischen Sanierung, sowie die Eindrücke der Teilnehmenden in den Fokusgruppen, (2) wie die Planungen um den Ausbau der Fernwärme sind und (3) inwiefern Handwerksunternehmen sowie Handwerkskammern in den Prozess der lokalen Energiewende einbezogen werden. Nachfolgend werden die synthetisierten Ergebnisse dargestellt.

- (1) Die Problematik, Denkmalschutz und Klimaschutz in Einklang zu bringen, war allen Interviewten bekannt. Um die Bedürfnisse der Akteure im Denkmalschutz sowie im Klimaschutz zu vereinen, findet in Karlsruhe eine Gesprächsplattform in Form eines Runden Tisches mit den Wohnungsbaugesellschaften statt, in dem sich die Beteiligten zu Photovoltaik, Denkmalschutz und ähnlichen Themen austauschen (siehe Karlsruher Klimaschutzkonzept 2040 – Maßnahmenkatalog, Maßnahmen B2.1 „Modernisierungsbündnis mit Wohnungsbauakteuren“ sowie B2.5 „Konstruktive Kooperation Denkmalschutz und Energie“). Generell wurde im Interview von einer Entschärfung des vorhandenen Konfliktpotenzials gesprochen: Neue Vorgaben vom Land, wie beispielsweise in der Leitlinie für Solaranlagen auf Denkmälern Baden-Württembergs, schafften mehr Klarheit. Laut dieser Leitlinie ist die Genehmigung von Solaranlagen „regelmäßig zu erteilen“, wenn sich die Anlagen der „eingedeckten Dachfläche unterordnen und möglichst flächenhaft sowie farblich abgestimmt angebracht werden.“ In der Handreichung des Landesamtes für Denkmalpflege Schleswig-Holstein (Stand 28.10.2022) wird die erforderliche denkmalrechtliche Genehmigung ebenfalls als „regelmäßig zu erteilen“ beschrieben. Das Spannungsfeld zwischen Denkmalschutz und Klimaschutz ließe sich heute auch aufgrund technischer Neuerungen besser auflösen, als dies in der Vergangenheit der Fall war: So ließen sich beispielsweise Photovoltaikanlagen unauffälliger in bestehende Dachflächen denkmalgeschützter Gebäude integrieren. Die Sanierung und/oder Dämmung sei auch mit Denkmalschutz-Auflagen möglich, obschon diese in der Regel dadurch teurer werden (z.B. durch Innendämmung). Jedoch sei fraglich, ob und wie viele Handwerksunternehmen diese Art der Dämmung auch vornehmen könnten. Generell ließ sich in den Interviews eine Änderung hin zur stärkeren Beachtung energetischer Belange erkennen.
- (2) Laut den Interviewten ist der Ausbau der Fernwärme in den jeweiligen Städten Bestandteil der weiteren Wärmeplanung. Zum Zeitpunkt der Interviews konnten jedoch keine klaren Aussagen zu Fernwärme getroffen werden, da die Situation hinsichtlich des mittlerweile verabschiedeten Gebäudeenergiegesetzes noch unklar war. Auch hier zeigte sich, ähnlich wie in AP5.3, dass verbindliche Vorgaben seitens der Politik essentiell für die weitere Energie-Planung im lokalen Bereich sind. Siedlungen in beispielsweise Karlsruhe seien sehr heterogen, weswegen pauschale Aussagen nur schwierig zu treffen seien. Im Energieleitplan, der derzeit finalisiert werde um dann in verschiedenen Gremien besprochen zu werden, geht es u.a. um Lösungen für schwierig anzuschließende Quartiere. Diese werden einzelfallabhängig betrachtet und machen mitunter Machbarkeitsstudien nötig. Federführend beim Ausbau der Fernwärme sowie bei der Nachverdichtung der Fernwärme sind in Karlsruhe die Stadtwerke. In Kiel wird der Fernwärme-Anschluss für Verbraucher*innen mit bis zu 10.000€ gefördert, d.h. die Stadt möchte den Anschluss an das Fernwärmenetz finanziell attraktiver gestalten. In Göppingen sowie Esslingen wird Fernwärme für vereinzelte, zentrale Stadtteile geplant.

- (3) Alle Interviewten bestätigten, dass eine engere Zusammenarbeit mit dem Handwerk verschiedener Gewerke nötig sei, und diesbezüglich zahlreiche Kooperationen bestünden. In Karlsruhe besteht z.B. durch Solaroffensive der Stadt zusammen mit der KEK (siehe auch Klima.karlsruhe.de; „Jeder Kann solar“, Infos für verschiedene Gruppen) sowie die Ausbildungsoffensive. Die Ausbildungsoffensive war ein erstes Projekt mit der Handwerkerschaft, bei dem die Möglichkeiten der Zusammenarbeit ausgelotet werden konnten mit dem Ziel, junge Menschen für eine Ausbildung im Handwerk zu begeistern. Auf diese Weise soll dem Nachwuchsmangel im Handwerk begegnet werden. Das Thema müsse seitens der Stadt allerdings generell stark gepusht werden, weil Handwerker*innen fehlten. Die Ausbildungsoffensive zum Thema Solar lief dagegen gut, weil einzelne Personen sich dem Thema angenommen haben. Hier wurde auf die Wichtigkeit von einzelnen „Kümmerern“ bzw. engagierten Mitarbeiter*innen hingewiesen, die für den Erfolg einzelner Initiativen ausschlaggebend seien. Herausfordernd seien daher die eigenen personellen Ressourcen auf städtischer sowie politischer Ebene.

In Göppingen wird das Klimaschutzkonzept mit der *Energieagentur RegioFreiburg* erarbeitet, und soll bis Ende des Jahres 2023 konkretisiert werden. Im Klimaschutzkonzept ist ein Maßnahmenkatalog hinterlegt, um das Handwerk vermehrt in Entscheidungsprozesse einzubeziehen. U.a. ist hier ein jährlicher Tag des Handwerks vorgesehen, bei dem verschiedene Handwerksunternehmen eingeladen werden sollen. Generell sei ein Schub in Energie-Bereich seit Februar 2022 deutlich, der auch das Bewusstsein für Energie geschärft habe. In der Vergangenheit liefen verschiedene Workshops mit und für Bürger*innen sowie für Unternehmen, in dem sich die Beteiligten zum Klimaschutz und ihren Wünschen dazu äußern konnten. Das Handwerk solle generell mehr eingebunden werden, aber es fehle an personellen Kapazitäten, diese Einbindung effizient umzusetzen. Daher wird über übergreifende Multiplikatoren sowie verschiedene Kampagnen versucht, Handwerksunternehmen zu erreichen und junge Menschen für Handwerksberufe zu begeistern.

In Kiel besteht beispielsweise ein Förderprogramm zum Austausch von Kühl- und Gefriergeräten und eine Kooperation mit dem mit dem Innungsmeister, der gleichzeitig Eigentümer eines Elektrogeschäfts ist. Hier wurde seitens des Interviewten die Wichtigkeit persönlicher Kontakte hervorgehoben. Weiter fänden in Kiel die *Endverbraucher Informationstage* sowie *Klimawerkstätte* statt, bei denen Unternehmen verschiedener Gewerke eingeladen würden. Generell sei es aber schwierig, Vertreter*innen der Handwerksunternehmen hierfür zu begeistern, da derzeit eine sehr gute Auftragslage herrsche und Unternehmen daher kaum Zeit oder wenig Interesse hätten, teilzunehmen. Selbiges gelte für Einladungen der Handwerksunternehmen zu Vorträgen, um die Sicht verschiedener Gewerke zur derzeitigen politischen Situation einzuholen. Trotz mehrfacher Versuche sei es mitunter schwierig, Vertreter*innen bei derartigen Veranstaltungen anzutreffen. Weiter gestalte sich die Einladung von Vertreter*innen einzelner Handwerksunternehmen auch dahingehend herausfordernd, dass man nicht zwangsläufig mit einzelnen Unternehmen kooperieren möchte oder darf, sondern hinsichtlich des möglichen Impacts die Verbandsebene im Blick habe. Das Förderprogramm *Kieler Klimaschutzfond* soll Verbraucher*innen beispielsweise die unabhängige Beratung zu Wärmepumpen gewährleisten. Teilweise bestünden hier allerdings Kooperationen mit einzelnen Herstellerfirmen, Energieberatern und Schornsteinfegern, daher ließe sich eine gewisse Parteilichkeit nicht gänzlich vermeiden. Fraglich sei darüber hinaus, welchen Mehrwert die Stadt oder politische Akteure Handwerksunternehmen in Kooperationen geben könnten.

In Esslingen wurde vor zwei Jahren Zusammenarbeit mit den Kommunen in der Umgebung eine Klimaschutz-Agentur gegründet. Im Klimaschutzkonzept seien Maßnahmen für die Zusammenarbeit mit Handwerksunternehmen vorgesehen, u.a. ein Beratungssystem, das Handwerksunternehmen in den Bereichen Heizung-, Sanitär- und Elektro bei der Beratung ihrer Kund*innen unterstützt. Weiter sieht das Klimaschutzkonzept eine *Klimaschutzoffensive* sowie ein *Qualitätsnetzwerk Bauen* vor, das die Zusammenarbeit mit dem lokalen Handwerk anstrebe. Die Interviewte selbst habe mit Handwerksunternehmen kaum Kontakt, ihrer Erfahrung nach seien aber nahezu Unternehmen aller Gewerke stark ausgelastet, insbesondere im Bereich der Photovoltaik sowie der Heizungsanlagen. Sie selbst erhalte öfters Anfragen von Bürger*innen, die wissen wollen, wie sie an gute Handwerker*innen in verschiedenen Gewerken kommen. Hier spiegeln sich die Wünsche der Teilnehmenden in der Karlsruher Wohnungssiedlung wider. Hilfreich wäre das Schaffen einer Dialogplattform, in dem im Austausch mit verschiedenen Gewerken konkrete Vorschläge entstünden, welche Art von Entlastung man dem Handwerk geben könnte.

Die Erkenntnisse dieses Arbeitspakets flossen in das nachfolgende Arbeitspaket AP5.6 ein. Die Ergebnisse des Projekts wurden mit allen Interviewten per E-Mail geteilt und ebenfalls auf die in AP5.7 gelisteten Ergebnisse verwiesen.

5.6 AP5.6 Informationsmaterial

In diesem Arbeitspaket wurde mit dem Konsortium erarbeitet, wie die wichtigsten Erkenntnisse der jeweiligen Arbeitspakete prägnant aufbereitet und zusammengefasst werden können. Die Überlegung war geprägt von der Annahme, dass der Projekt-Schlussbericht für eine breitere Öffentlichkeit aufgrund der detaillierten Beschreibungen der einzelnen Arbeitspakete tendenziell nicht gelesen wird und daher eine konzisere Form der Kommunikation nötig ist. Daher haben wir in AP 5.6 ein Poster erstellt, das die Erkenntnisse in der Einleitung kurz zusammenfasst. Als Ansprechpartner wird Herr Christian Hotz (Projektkoordinator DVGW) für Rückfragen angegeben und anschließend die Erkenntnisse aller Arbeitspakete beschrieben. Das Poster wird, zusammen mit den anderen Informationsmaterialien (siehe Abschnitt AP 5.7) allen Teilnehmenden der Interviews, Fokusgruppendifkussionen und sonstigen bilateralen Gesprächen, die in AP5 organisiert wurden, zur Verfügung gestellt. Explizit sind diese:

- Den Vertretenden der Stadtwerke, die in AP 5.3 interviewt wurden;
- Allen Teilnehmenden der Fokusgruppen, was die Wohnungsbaugesellschaften, Anwohner*innen der Karlsruher Siedlung, allen interviewten Handwerkskammern sowie einige Handwerksunternehmen, die Interesse signalisierten;
- Andere Institutionen, Unternehmen, Kompetenz- und Transferzentren (im Bereich Ressourceneffizienz sowie Nachhaltigkeit und Klimafolgenmanagement), mit denen im Verlauf des Trafo-Projekts Kontakt bestand (siehe AP 5.7);
- An die Akteure, mit denen die Interviews geführt wurden.

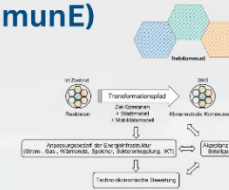
Transformationsprozess für die kommunale Energiewende (TrafoKommuneE)

Sektorengesoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren



Deutschland hat das Ziel bis 2045 klimaneutral zu werden, was eine enorme Herausforderung darstellt: zu beachten sind Aspekte der Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Umsetzbarkeit, Finanzierbarkeit, und Sektorenkopplung zur Realisierung von Synergieeffekten. Für die Umsetzung der Energiewende auf lokaler Ebene nehmen die kommunalen Versorger unter Einbindung der Kundinnen und Kunden, der lokalen Politik sowie sonstigen Marktteilnehmenden eine zentrale Rolle ein. Neben den Infrastrukturen sind das Nutzungsverhalten und die Akzeptanz von Klimaschutz-Maßnahmen für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung. Fehlende Unterstützung der Maßnahmen kann Projekte erheblich verzögern und verteuern. Aufgrund des zentralen Charakters erneuerbarer Energiesysteme spielt die Planung lokaler Energiesysteme eine wichtige Rolle. Allerdings fehlt es den Kommunen häufig an Planungskapazität, Energiekonzepte zu entwickeln und damit die lokalen erneuerbaren Potenziale effektiv und effizient zu nutzen.

Im Rahmen des Projekts TrafoKommuneE forscht das Konsortium den Transformationsprozess für die kommunale Energiewende. Der Fokus lag dabei auf sektorengesoppelten Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung lokaler Akteure. Hierfür wurde eine leicht übertragbare Methodik entwickelt, die es ermöglicht, Szenarien für die kommunale lokale Energiesystemtransformation im Einklang mit nationalen Treibhausgasreduzierungsstrategien zu erstellen. Exemplarische Ergebnisse für die Stadt Karlsruhe zeigen, dass eine Erhöhung der Sanierungsrate die Notwendigkeit für Energieimporte reduziert. Eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor sowie der Ausbau der Fernwärme erweisen sich langfristig als das günstigste Szenario. Gleichzeitig gilt es, Aspekte der Akzeptanz sowie neuer Geschäftsmodelle zu beachten. Die nachfolgenden Waben zeigen die zentralen Erkenntnisse des Projekts. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf andere Orte müssen lokale Gegebenheiten berücksichtigt werden. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen in der Energiewirtschaft sind unsere Empfehlungen vor Umsetzung zu überprüfen.



Stadtmodell

Sektorengesoppelte kommunale Energiesystemoptimierung

- Entwicklung einer übertragbaren Methodik auf Basis Öffentlich verfügbarer Daten (u.a. Zensus, Open Street Map, Satellitenbilder, technische und ökonomische Technologiedaten) zur Ableitung von Szenarien für die lokale Energiesystemtransformation
 - Berücksichtigung übergeordneter Rahmenbedingungen aus nationalen Treibhausgasminderungsstrategien in Form von z.B. Rohstoff- und Emissionspreisen, Sanierungsraten, Sanierungstiefen und Heiztechnologiediffusion in Kombination mit lokalen Ausgangsbedingungen
 - Kollektive Optimierung der Transformation des lokalen Energiesystems und der Endenergieeffizienz aus den Bereichen Haushalte, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Transport
- Beispielhafte Ergebnisse der Fallstudie Karlsruhe**
- Analyse von 192 Transformationsszenarien des lokalen Wohngebäudebestands bis 2050 berücksichtigt zeitlich dynamischen Veränderungen
 - Erhöhung der Sanierungsrate trägt zur Reduktion des Endenergieverbrauchs bei, wobei eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Wohngebäudebereich ökologisch und ökonomisch vorteilhaft ist
 - Eine vorhandene Abwärmequelle für Wärmenetze trägt zum wirtschaftlichen Betrieb der Fernwärme bei

Mobilität

Städtischer Personenverkehr

- Modal-Shift stärkt Fuß-, Rad- und öffentlichen Nahverkehr, privater Pkw bleibt wichtigster Verkehrsträger
- Hohe Elektrifizierung in allen Szenarien ermöglicht das Erreichen der Emissionsziele
- Netzbelastung steigt stark durch Elektromobilität an
- Netztrennliche Ladezeitverschiebungen reduzieren und glätten die Netzbelastung

Städtischer Güterverkehr

- Aufkommen steigt in den nächsten Jahrzehnten stark an. Dabei erfolgt eine Elektrifizierung in allen Szenarien und Gewichtsklassen
- Im Export- und Importverkehr erfolgt die Versorgung über Schnellladen an zentralen Versorgungszentren im Mittelspannungsnetz
- Im Binnengüterverkehr erfolgt die Versorgung dezentral über Schnell- und Normalladen vorwiegend im Niederspannungsnetz
- Netztrennliche Ladezeitverschiebungen reduzieren und glätten die Netzbelastung

Wärme-, Strom- und Gasverteilnetz

Wärmenetze:

- Im Wärmesektor sind zwei Strategien zur Reduktion von THG-Emissionen nötig
- 1. Energetische Sanierungsmaßnahmen senken Wärmebedarf
- 2. Fossile Energieträger müssen durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werden.

- Dichte Bebauungen sowie Gebäude mit mäßigem Sanierungszustand erfordern Nah- und Fernwärmesysteme
- Szenarien für 2045 prognostizieren einen Kunden-Anstieg im Wärmesektor von bis zu 230%, jedoch lediglich einen Anstieg des Wärmebedarfs um +14%, da Sanierungsmaßnahmen der Gebäude den Wärmebedarf verringern.
- Das Karlsruher Wärmesektor kann die Neuanlüsse ohne zusätzliche Netzverstärkung in den Hauptstrassen versorgen. Dennoch muss das Netz weiter ausgebaut werden, um derzeit nicht versorgte Gebiete zu erreichen

Stromnetze:

- Die Ergebnisse der Netzmodellierung zeigen, dass durch das Einbringen neuer Lasten und Erzeuger wie Photovoltaik, Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge führt zu einer Mehrbelastung im Stromnetz entsteht.
- Dies kann zukünftig zu stärkeren Belastungen und häufigeren Spannungsbandverletzungen sowie Leitungsoverlastungen im Niederspannungsnetz führen.
- Daraus leitet sich ein hoher Netzausbaubedarf im Niederspannungsnetz ab

Dynamische Stromtarife:

- Dynamische Tarife führen zu höherer Spitzennachfrage auf Haushalts-Ebene.
- Durch die Kombination unterschiedlicher Tarife verteilen sich die Spitzenlasten innerhalb eines Netzgebietes.
- Daher kann sich die dynamische Preisgestaltung positiv auf die Netzauslastung auswirken und könnte den Bedarf an Netzausbau verringern.

Gasnetze:

- Im Gasnetz ist ein Rückgang der Nachfrage aufgrund von Sanierung und Wechsel zu anderen Heiztechnologien wahrscheinlich.
- Durch Kundenrückgang können Leitungsschnitte im Gasverteilnetz obsolet werden.
- Eine sinnvolle und kostengünstige Netzplanung benötigt einen angepassten regulatorischen Rahmen, um einer zu geringen Abnahmedichte entgegenzutreten.
- Eine Entnahme, also der Rückbau, ist aufgrund der Erdarbeiten teuer und sollte mit anderen Trassenarbeiten kombiniert werden.
- Die entstehenden Kosten der Stilllegung sollten in der Regulierung so berücksichtigt werden, dass sie angerechnet werden können.

Zukunftssichere IKT Strukturen für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber



- Den Verteilnetzbetreibern werden künftig weitere Steuerungs- und Koordinierungsaufgaben zugeteilt, wie z.B. Redispatch 2.0, Mieterstrom-Angeboten und Demand-Side-Management.
- Die Verbreitung von informationstechnisch angebundenen Messgeräten in den Verteilnetzen nimmt weiter zu.
- Die IKT Infrastruktur muss in Zukunft mit vielen unterschiedlichen Systemen kommunizieren und zusätzliche Funktionen flexibel integrieren.
- Eine Vielzahl von externen und internen IKT Schnittstellen muss unterstützt werden.

- Günstige Monitoring-Geräte (z.B. Smart Home Geräte) könnten für Messwertfassung genutzt werden.
- Microservice-Architekturen steigern Flexibilität und ermöglichen die Erweiterung um neue Schnittstellen und Funktionen.
- Einzelne Services können an Dienstleister ausgelagert werden.
- Vielältige Datenbasis bietet Möglichkeiten zur Entwicklung neuer Geschäftsmodelle.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Generell sind Erneuerbare Energien akzeptiert, aber es gibt deutliche Akzeptanz-Unterschiede bei verschiedenen Energietechnologien. So wird Windkraft tendenziell kritisch gesehen, Dach- oder Freiflächen-Photovoltaik wird dagegen weitgehend unproblematisch. Generell zeigt die Literatur, Befindlich sind eine Erneuerbare-Energie-Anlage in der Nachbarschaft der Anwohnerinnen, so ist auch die Akzeptanz für diesen Anlagentyp tendenziell höher.

- Bei Wohnungsbauvereinigungen (WBG), AnwohnerInnen sowie Handwerksunternehmen besteht hohes Problembewusstsein hinsichtlich der derzeitigen energiepolitischen Herausforderungen (Spannungsfeld Klimaschutz / Denkmalchutz).
- WBG erachten v.a. sozial verträgliche Sanierungen als herausfordernd.
 - AnwohnerInnen sehen Schwierigkeiten in organisatorischen Belangen (Handwerkerverfügbarkeit, passende Informationsangebote, etc.).
 - Handwerksunternehmen beklagen fehlenden Nachwuchs sowie geringe Einbindung bei politischen Entscheidungen. Kommunale und politische Akteure verweisen dagegen auf bestehende Weiterbildungs- und Gesprächsangebote und wünschen sich mehr Input aus der Praxis.

Handlungsempfehlungen:

- Verständliche und zuverlässige politische Vorgaben (z.B. Priorisierung Klimaschutz ggü. Denkmalchutz)
- Finanzielle Förderung von Weiterbildungen für Handwerker (z.B. im Bereich Wärmepumpe oder Solarthermie)
- Gewährleistung besserer Kommunikation zwischen politischen Akteuren und Handwerk sowie der stärkere Einbezug von Handwerksunternehmen und Handwerkskammern. Diese schützen die Energiewende und sollten als kompetente Partner in Entscheidungsprozesse einbezogen werden.

Geschäftsmodelle und Technologien

Im klassischen zentralisierten Energiesystem agieren Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Schnittstelle zwischen eindeutigen Bezugsquellen auf der Erzeugerseite und den Verbrauchenden. Im dezentralisierten Energiesystem ist die Rollenverteilung weniger eindeutig, so können Verbraucher temporär zu Erzeugenden werden. Aus der Transformation des Energiesystems ergeben sich daher Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle. Schlüsselkompetenzen für neue Serviceleistungen bestehen in der Nutzung von Flexibilität und Kopplung verschiedener Technologien. Der Aufbau dieser Schlüsselkompetenzen erfordert neue Partnerschaften zwischen Marktakteuren, z.B. EVU und Anlagenherstellern.

- Im Projekt wurde hierfür das konkrete Beispiel eines Industrieunternehmens als Kern einer Quartierlösung untersucht:
- Als "Kernunternehmen" wurden verschiedene Branchen betrachtet: digitalisierendes Gewerbe, Fintech, Power zum.
 - Durch die Kopplung mit weiteren Abnehmern aus dem GHD- und Privatbereich ergeben sich eine höhere Eigenverbrauchsquote und somit potentiell wirtschaftliche Vorteile.
 - Die aktuelle Regulierung erweist sich dabei insofern als förderlich, dass sie auf ein zentralisiertes Energiesystem zugeschnitten ist. Die potentielle Wirtschaftlichkeit ist daher von der weiteren Entwicklung der Regulierung abhängig.

Konsortium: ebi, gwi, IREES, Fraunhofer, Fraunhofer, KIT, IIP, IAI, FAST, ITAS, Stadtwerke Kiel, kei

Assoziierte Partner: Erdgas Südwest, Netze BW, SWE, STADTWERKE KIEL



Abbildung 5-8 Poster mit den wichtigsten Ergebnissen aus dem Projekt (erstellt in Canva, kann in hochauflösenderer Qualität zur Verfügung gestellt werden)

5.7 Diffusion

Der folgende Abschnitt behandelt die Diffusion der erzielten Projekt-Ergebnisse und basiert insbesondere auf Abschnitt AP5.6 sowie dem Projekt-Workshop, der am 15.05.2023 mit dem Konsortium am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) stattfand. In diesem Workshop wurde diskutiert und erarbeitet, welche Kanäle den jeweiligen Partnern zur Verfügung stehen, um die Projektergebnisse zu verbreiten. Bereits während der Projektlaufzeit wurde TrafoKommunE in verschiedenen Formaten vorgestellt sowie die Erkenntnisse in wissenschaftliche Veröffentlichungen publiziert (z.B. Kleinebrahm et al. 2023). Diese Kanäle und Verwertungsschritte werden im Folgenden erläutert:

Tabelle 5-6 Wissenschaftliche Verwertungs- und Diffusionsschritte nach Projektende

	Verwertungsschritte	Partner	Zeithorizont nach Projektende
1	Der ausführliche Schlussbericht, erarbeitet vom Projektkonsortium, der vorrangig vom Projektträger PtJ Verwendung finden wird.	Alle Partner	6 Monate
2	Das vom DVGW erstellte TrafoKommunE-Video, dessen Veröffentlichung derzeit in Arbeit ist, sowie die Onlineplattform.	Alle Partner	fortlaufend
3	Bestehende Netzwerke oder Mitgliedschaften des Konsortiums, z.B. im Deutschen Energieberater Netzwerk (DEN), der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) oder Zukunft Altbau .	Alle Partner	fortlaufend
4	Regelmäßig stattfindende Webinare (z.B. der KEK sowie des DVGW), die u.a. an Endverbraucher*innen adressiert sind, sowie über bilaterale Meetings des Konsortiums in weiteren Projekten: So findet Anfang Oktober ein Meeting mit dem WAERMER Projekt in Kiel statt, bei dem der Projektleiter Christian Hotz die Ergebnisse des TrafoKommunE Projekts dem WAERMER Konsortium vorstellen wird.	KEK	fortlaufend
5	Artikel in Zeitschriften, beispielsweise in der <i>Gas- und Wasserfach</i> (GWF) des DVGW oder der <i>VdW aktuell</i> der Wohnungswirtschaft Südwest (Beispiel hier verlinkt), mit denen im Verlauf des Projekts Austausch bestand.	Alle Partner	6-12 Monate
6	Das in AP5.6 erarbeitete Poster wird beim DVGW, IREES sowie den Stadtwerken Karlsruhe ausgehängt.	DVGW, IREES und Stadtwerke Karlsruhe	6-12 Monate
7	Die jeweilige Social Media Präsenz des Konsortiums, über die schon während der Projektlaufzeit auf TrafoKommunE gepostet wurde, über die Newsletter sowie Pressestelle des KIT sowie der Projektpartner.	Alle Partner	6 Monate
8	Die Veranstaltungsreihe Stadtwerke aktiv des DVGW-EBI / Fraunhofer Umsicht / AGFW	DVGW	fortlaufend

5.8 Zusammenfassung AP5

Der nachfolgende Schlussbericht fasst die Ergebnisse der Forschung aus dem Arbeitspaket (AP) 5 *Akzeptanz und Beteiligung* zusammen, und arbeitet die Erkenntnisse aus den jeweiligen Unter-Arbeitspaketen sukzessive ab. Rückfragen zum Bericht können an Herrn Nico Ulmer, Projektleiter bei IREES adressiert werden: n.ulmer@irees.de, alternative Emailadresse: info@irees.de. Dank geht an Dr. Annette Roser sowie Tanja Martin (beide ehemals bei IREES), die die Grundlage für AP5 legten, bevor Herr Ulmer die Leitung des Arbeitspaketes übernahm.

- In AP5.1 wird der aktuelle Forschungsstand zu Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in Deutschland präsentiert. Hier zeigt sich eine generell recht hohe Akzeptanz der Menschen in Deutschland gegenüber Erneuerbaren Energien Technologien, mit jedoch teils erheblichen Unterschieden in der jeweiligen Technologie.
- AP5.2. zeigt die Ergebnisse der Akteursanalyse mit den jeweils wichtigsten Stakeholdern in den vier verschiedenen Städten Karlsruhe, Kiel, Esslingen und Göppingen.
- In AP5.3 (Interviews), AP5.4 (Fokusgruppen) sowie AP5.5 (Policy Workshops) werden die Erkenntnisse aus den jeweiligen Erhebungen mit verschiedenen Stakeholdern präsentiert: In den Interviews mit den Stadtwerken wurden die Ausbaupläne, Akzeptanzfaktoren und Konfliktfelder bei der Bürgerbeteiligung abgefragt. Hier zeigte sich unter anderem auch der Wunsch nach klareren Vorgaben seitens der Politik, da sich die Interviewten der Stadtwerke als ausführende Kraft verstehen, die ihre strategischen Entscheidungen von energiepolitischen Vorgaben abhängig machen.
- In AP5.4 zeigte sich in der Diskussion mit verschiedenen Fokusgruppen, wie herausfordernd die energetische Situation *allgemein* sowie seit dem russischen Angriffskrieg im Februar 2022 *im Speziellen* von den verschiedenen Stakeholdern empfunden wird. Hier wurde unter anderem deutlich, dass finanzielle Belange zwar wichtige Gründe für die (Nicht-) Modernisierung des eigenen heimischen Energiesystems sind, diesen finanziellen Faktoren im Gegensatz zu sozialen und organisatorischen Aspekten aber eher eine untergeordnete Rolle einnehmen. Handwerksunternehmen und -kammern dagegen beklagten in den Interviews vorrangig die fehlende Einbeziehung in energiepolitische Entscheidungen, insbesondere, da sie sich als Kompetenzzentren gut positioniert sehen, in den Prozessen zu unterstützen. Hier wurde der Wunsch deutlich, stärker in diejenigen Entscheidungen involviert zu werden, die Handwerksunternehmen später maßgeblich umsetzen müssen.
- In AP5.5 wurde in Gesprächen mit Vertreter*innen beispielsweise des Umweltdezernats oder der Landkreise, die sich mit Klimaschutz beschäftigen, deutlich, dass der stärkere Einbezug des Handwerks gewünscht ist. In den Gesprächen kamen Bestrebungen und zahlreiche Programme für die Integration praktischer Expertise zur Sprache, dessen Umsetzung sich aufgrund der vollen Auftragsbücher und mitunter fehlender zeitlicher Ressourcen seitens der Handwerksunternehmen jedoch nur schwierig praktisch realisieren lässt.
- In 5.6 wird das Informationsmaterial vorgestellt, das die gesamten, verkürzten Ergebnisse aller Arbeitspakete auf einem Poster darstellt. Das Poster illustriert gleichzeitig die Komplexität der Energiewende und die zahlreichen Felder, die es im Prozess zu beachten gilt.

Schließlich wird in 5.7 die erarbeitete Diffusionsstrategie dargelegt, die sich hauptsächlich auf die vorhandenen Netzwerke des Konsortiums stützt.

6 Dissemination (AP 6, DVGW-EBI)

6.1 SW.aktiv

SW.aktiv wurde innerhalb des Themenverbunds **Aktivierung der Stadtwerke**, aus drei aktuellen Forschungsprojekten von AGFW, Fraunhofer UMSICHT und DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT gegründet. SW.aktiv unterstützt relevante Akteurinnen und Akteure dabei, erfolgversprechende Lösungen für aktuelle und zukünftige Herausforderungen zu finden und umzusetzen. Ziele des Themenverbundes sind es:

- Ergebnisse aus der Forschung in die Praxis bringen
- Erfahrungstransfer ermöglichen
- Zur Transformation ermutigen
- Plattform für Austausch und Vernetzung schaffen

Die Veranstaltungsreihe SW.aktiv ist im Mai 2021 gestartet. Bisher (Stand Juli 2023) gab es 12 erfolgreiche Veranstaltungen, jeweils Dienstag 15:00 – 16:30 Uhr mit der Möglichkeit einer offenen Diskussion im Anschluss. Für alle Veranstaltungen waren insgesamt 1124 Personen angemeldet, von denen ca. 60 % der Teilnehmerinnen und Teilnehmer aus Energieversorger & Stadtwerke sind. Durchschnittlich nahmen ca. 175 Personen an den Veranstaltungen teil.

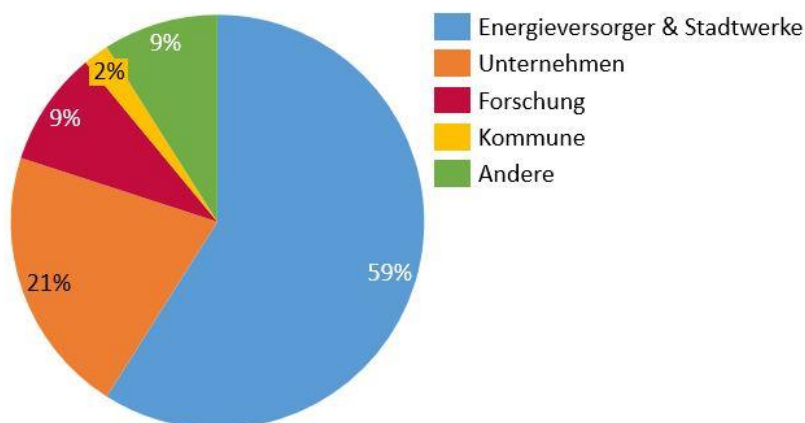


Abbildung 6-1: Statistik aus der SW.aktiv-Veranstaltungsreihe

In der Veranstaltungsreihe werden erfolgreiche Technologien und Lösungsansätze vorgestellt und diskutiert, der Erfahrungsaustausch und die Vernetzung gefördert und die Möglichkeit gegeben, Themen in die Projektförderung einzubringen. Ein wichtiger Teil der Veranstaltungsreihe ist die Interaktion. Teilnehmerinnen und Teilnehmer sind eingeladen, ihre Erfahrungen und Wünsche einzubringen und die Termine der Veranstaltungsreihe mitzugestalten.

Folgende Veranstaltungen wurden bisher durchgeführt:

- Nahwärme am 04.07.2023
- Abwärmenutzung für die Wärmeversorgung am 02.05.2023
- Infrastruktur am 07.03.2023
- TiefenGeothermie am 06.12.2022
- Großwärmepumpen am 04.10.2022
- Sektorenkopplung am 14.06.2022
- Kommunale Wärmeplanung am 05.04.2022
- Digitalisierung am 08.02.2022
- Integrale Quartiersprojekte am 09.11.2021
- Wasserstoff am 14.09.2021
- Klimaneutraler Wärme am 13.07.2021
- Auftaktveranstaltung am 11.05.2021

6.2 Video

Im Rahmen der Dissemination des Arbeitspakets wurde ein Video produziert. Für die Produktion des Videos wurde das Unternehmen Agentur Triebfeder aus Karlsruhe beauftragt. Als Zielgruppe dieses Videos wurden gemeinsam mit dem Projektkonsortium die Energieversorger, Stadtwerke und die interessierte Bevölkerung festgelegt. Darüber hinaus wurden gemeinsam mit dem Projektkonsortium die Kernbotschaften festgelegt, die durch dieses Video vermittelt werden sollen. Die Ziele dieses Videos sind wie folgt festgelegt:

- Die (kommunale) Energiewende und ihre Herausforderungen den Akteuren zu erklären
- Mögliche Wege zur Überwindung dieser Herausforderungen aufzuzeigen
- Die Akteure für die Energiewende zu sensibilisieren und neugierig darauf zu machen
- Die Frage "Was bedeutet die kommunale Energiewende?" aus der Perspektive der Endnutzer aufzuzeigen

Das Video war zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Endberichts im Freigabeprozess in Abstimmung mit dem Projektträger. Das Video wird über die Homepage der DVGW-Forschungsstelle unter dem Projektreiter „TrafoKommunE“ zur Verfügung gestellt.

6.3 Webtool

Im Rahmen der Aktivierung von Stadtwerken wurde das Webtool „KoSyWeb“ entwickelt. KoSyWeb dient der Veranschaulichung von sektorengekoppelten Energiesystemsimulationen. Dabei lag der Fokus insbesondere auf dem Ausbau von erneuerbaren Energien und dem Einsatz von Sektorenkopplungsanlagen sowie deren Einflüsse auf das Gesamtenergiesystem. Das zugrundeliegende Energiesystem ist in Abbildung 6-2 dargestellt und enthält die Sektoren Strom, Gas und Wärme. Durch Sektorenkopplung in Energiesystemen kann erneuerbare Energie möglichst effizient und bedarfsgerecht genutzt werden. Mittels multimodalen Speichermöglichkeiten entstehen verschiedene Flexibilitäten, die je nach Ausbau des Energiesystems genutzt werden können. Für den Fall, dass die erneuerbaren Energiequellen, hier Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik (PV),

nicht ausreichend elektrischen Strom erzeugen, wird der Anschluss an das Stromnetz, elektrische Speicher (Batterien) und/oder Blockheizkraftwerke (BHKW) unterstützend zugeschaltet.

Allgemein gilt für jede Simulation, dass der Strom-, Gas- und Wärmebedarf der Verbraucher zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein muss. Kann der Bedarf nicht aus interner Energie-Bereitstellung (z.B. aus Wind, PV, Batterie, BHKW) gedeckt werden, so muss dieser durch Netzbezug aus dem Gas- bzw. Stromnetz bezogen werden. Durch den Parameter „Anschlussquote im Wärmenetz“ kann gewählt werden welcher Anteil des Raumwärmebedarfs der Verbraucher aus dem Wärmenetz bzw. dem Gasnetz gedeckt wird.

In dem berücksichtigten Szenario wird entsprechend dem heutigen (2023) Strommix die Stromversorgung aus dem Netz bepreist und die Treibhausgas (THG)-Emissionen in der Berechnung der Gesamtreibhausgasemissionen berücksichtigt. Bei positiver Residuallast (Defizit) sieht die Regelung im Energiesystem vor, dass als erstes die Batterie Strom in das System einspeist. Reicht die Kapazität und Leistung der Batterie nicht aus, um die Residuallast zu decken, wird der Netzanschluss genutzt. Bei negativer Residuallast (Überschuss) wird zuerst Strom in der Batterie zwischengespeichert. Ist diese vollgeladen wird aus dem verbleibenden Strom in einer Elektrolyse Wasserstoff erzeugt. Im Rahmen des Projekts ist keine direkte Nutzung von Wasserstoff vorgesehen. Wasserstoff kann in einem Kurzzeitspeicher zwischengespeichert werden. Eine saisonale Speicherung von Wasserstoff wird aufgrund der hohen Kosten von größeren Wasserstoffspeichern nicht betrachtet. Wasserstoff wird mit Kohlenstoffdioxid (extern zugekauft) in der Methanisierung zu Methan (CH_4) umgesetzt und kann saisonal gespeichert werden. Sollte der Methanspeicher vollständig gefüllt sein, kann überschüssiges Gas in das Gasnetz eingespeist werden. Die Prozesswärme der Methanisierung wird in das Wärmenetz eingespeist. Ein wärmegeführtes BHKW kann zugeschaltet werden, um den Wärmebedarf im Wärmenetz zu decken, wenn zeitgleich auch Strombedarf herrscht. Die Grundversorgung der Wärme wird von einem Gasheizkessel gedeckt. Im Energiesystem wird kein Wärmespeicher berücksichtigt. Die Regelung zwischen Gasheizkessel und KWK wird ausgeführt, um immer den besten Wirkungsgrad für das Gesamtsystem zu haben.

Aufbau Webtool

Die Anforderungen an die Internetseite, über die auf KoSyWeb zugegriffen wird, interaktive und browserunabhängig Bedienbarkeit. Mittels HTML wird die Struktur des Webtools auf der Webseite dargestellt. Die Verwendung von CSS bietet eine optische Darstellung statischer Grafiken und Reglern. Java Script wird für die Interaktionen wie Bedienung der Regler, Auswahl von Dropdown-Menüs und Diagramme genutzt. Der Zugriff auf die Ergebnisdatenbank und die Verarbeitung der Daten damit diese auf der Ergebnisseite richtig dargestellt werden können, wird mittels PHP umgesetzt.

KoSyWeb besteht aus einer Bedienoberfläche (siehe Abbildung 6-2), welche von der externen Firma Hedgehog aus Karlsruhe und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut erstellt wurde, einer Verknüpfung mit einer Datenbank von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut erstellt, einer von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut erstellten Ergebnis-Website und einer Verlinkung zu energiesystemrelevanten Informationen. KoSyWeb erlaubt die Dimensionierung der einzelnen Anlagen im Energiesystem. Über einen Regler lassen sich die Anlagengröße einstellen. Folgende Größen können verändert werden: PV, WEA, Batteriespeicher, BHKW, Anschlussrate ans Wärmenetz und PtG. Die PtG-Anlage besteht aus Elektrolyse und

Methanisierung sowie den Gasspeichern. Die Speicher und die Anlagen werden als eine Einheit geregelt. Jeder Regler hat vier Stufen: „Aus“, „Klein“, „Mittel“ und „Groß“. Die Leistungen der Anlagen sind Tabelle 6-1 zu entnehmen. Die Anlagengrößen wurden so gewählt, dass bei der Auswahl „Groß“ das Energiesystem weitgehend autark ist. Bei guten Windstandorten wie Büsum ist 100 % Autarkie im Strom- und Gassektor erreichbar.

Tabelle 6-1: Anlagengrößen Einstellbar durch Regler

Reglerposition	PV	WEA	Ausbau Wärmenetz	PtG	Batteriespeicher	BHKW
Aus	0 W	0 W	0	0 W	0 kW	0 kW
Klein	14,3 MW	11 MW	33%	16,7 MW	18,7 MW	6,7 MW
Mittel	28,7 MW	22 MW	67%	33,3 MW	37,35 MW	13,5 MW
Groß	43 MW	33 MW	100%	50 MW	56 MW	20,3 MW

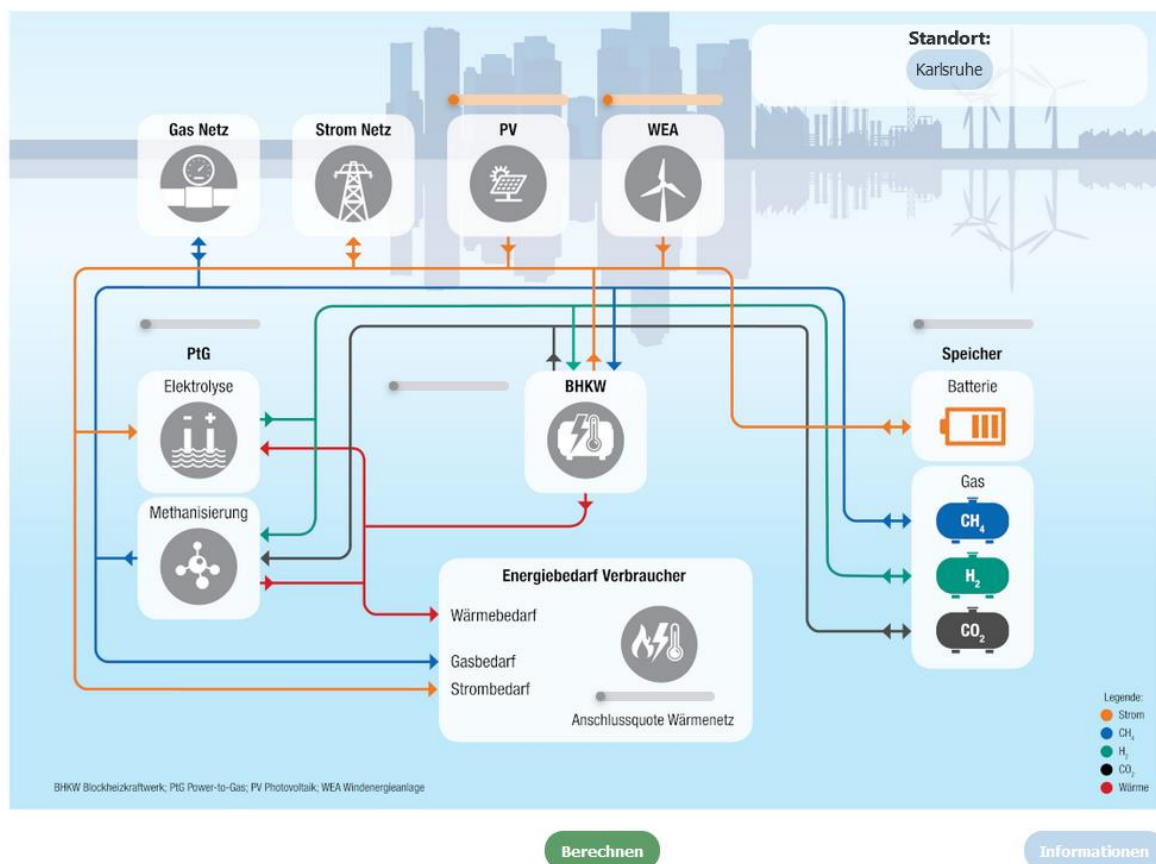


Abbildung 6-2: KoSyWeb-Oberfläche mit Reglern über einstellbaren Anlagen

Inhalte und Daten

Die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut hat ein Simulations- und Berechnungstool entwickelt, dessen Grundlage eine Datenbank mit Ergebnissen von Berechnungen eines Modelica-Modells ist. Hier wurden die Modellbausteine der Modelica-Bibliothek, TLK-Bibliotheken und der DVGW-EBI internen Bibliothek verwendet und das oben beschriebene Modell aufgebaut. Das Modell wurde in Dymola erstellt und als FMU (Functional Mock-up Unit) exportiert. Die FMU wurde in einer Pythonumgebung eingebunden. Diese bietet die Möglichkeit, mehrere Simulationen gleichzeitig berechnen zu lassen sowie die Inputparameter automatisiert verändern zu können. Die Ergebnisse aus allen Parameterkombinationen wurden mit dieser Pythonumgebung zuvor berechnet und in einer Datenbank abgelegt. Dies ermöglicht den benutzerfreundlichen Abruf und die Darstellung auf der Ergebnisseite von KoSyWeb in kurzer Zeit. Die Ergebnisse aus der Simulation sind mit einer Kostenrechnung verknüpft.

Kostenrechnung

Der Anteil an EE-Strom im Energiesystem ergibt sich aus EE-Strom im Verhältnis zu EE-Strom inkl. Netzstrom. Der Anteil an EE-Gas im Energiesystem ergibt sich dementsprechend aus dem Verhältnis EE-Methan zu gesamt Methanbedarf im Energiesystem. Die Kosten der Anlagen ergeben sich aus dem CAPEX, OPEX, der Abschreibedauer der Anlage sowie dem kalkulatorischen Zins. Die Berechnung der Gestehungskosten für erneuerbaren Strom aus WEA und PV sind in Gleichungen 6-1 aufgezeigt. Für die Berechnung eines kombinierten Strompreises von WEA und PV wird Gleichung 6-2 verwendet. Gestehungskosten für Wasserstoff 6-3 und Methan 6-4 berücksichtigen die Anlagenkosten ($Kosten_{ELY}$ und $Kosten_{METH.}$), benötigten Stromkosten für die Elektrolyse, die Gestehungskosten der Gase ($Kosten_{H_2}$, $Kosten_{CO_2}$) sowie die Mengenverhältnisse zur Herstellung von Methan.

$$EE\ Strom_{PV/WEA} = \frac{Kosten_{PV/WEA}}{E_{PV/WEA}} \quad 6-1$$

$$EE - Strom_{COMBI} = \frac{EE - Strom_{WEA} * E_{WEA}}{E_{WEA} + E_{PV}} + \frac{EE - Strom_{PV} * E_{PV}}{E_{WEA} + E_{PV}} \quad 6-2$$

$$EE - Wasserstoff = \frac{Kosten_{ELY} + Stromkosten_{ELY}}{m_{H_2} * h_{s,H_2}} \quad 6-3$$

$$EE - Methan = \frac{Kosten_{METH}}{m_{CH_4} * h_{s,CH_4}} + \frac{Kosten_{H_2} * M_{H_2}}{M_{CH_4} * 4 * h_{s,CH_4}} + \frac{Kosten_{CO_2} * M_{CO_2}}{M_{CH_4} * h_{s,CH_4}} \quad 6-4$$

Für Referenzkosten werden die Strom- und Gaskosten des BDEWs verwendet.

$$THG\ Vermeidungskosten = \frac{Differenz\ Gesamtkosten\ mit\ ;\ ohne\ Maßnahme}{THG\ Einsparung} \quad 6-5$$

$$THG\ Einsparung = THG\ Emission\ o.\ Maßnahme - THG\ Emission\ m.\ Maßnahme \quad 6-6$$

Die Ergebnisse aus der Simulation und der Kostenrechnung werden graphisch dargestellt. Die Gestehungskosten werden in Form eines Balkendiagramms für den Netzstrom, EE-Strom PV, EE-Strom

WEA, EE-Strom und Erdgas dargestellt. Die Stromabnehmer werden durch ein Tortendiagramm visualisiert. Die Stromabnehmer werden aufgeteilt in Elektrolyse, Netzeinspeisung, Batterieeinspeisung und Verbraucherstrom. Die jährlichen Kosten sind in Investitionskosten und Betriebskosten in einem Balkendiagramm dargestellt. Die Investitionskosten sind PV, WEA; Wärmenetz – hier wurden die Kosten des Ausbaus anhand eines virtuell aufgebauten Wärmenetzes abgeschätzt- BHKW, Batterie, Elektrolyse und Methanisierung. Die Betriebskosten beinhalten den Netzbezug von Strom und Gas. Zusätzlich werden verschiedene Kennzahlen in einer Tabelle aufgeführt. Diese Kennzahlen umfassen dabei den Anteil an lokal erzeugtem EE-Strom und lokal erzeugtem EE-Gas, die THG-Einsparung, THG-Vermeidungskosten, Gesamtkosten, Referenzkosten und die Ersparnisse.

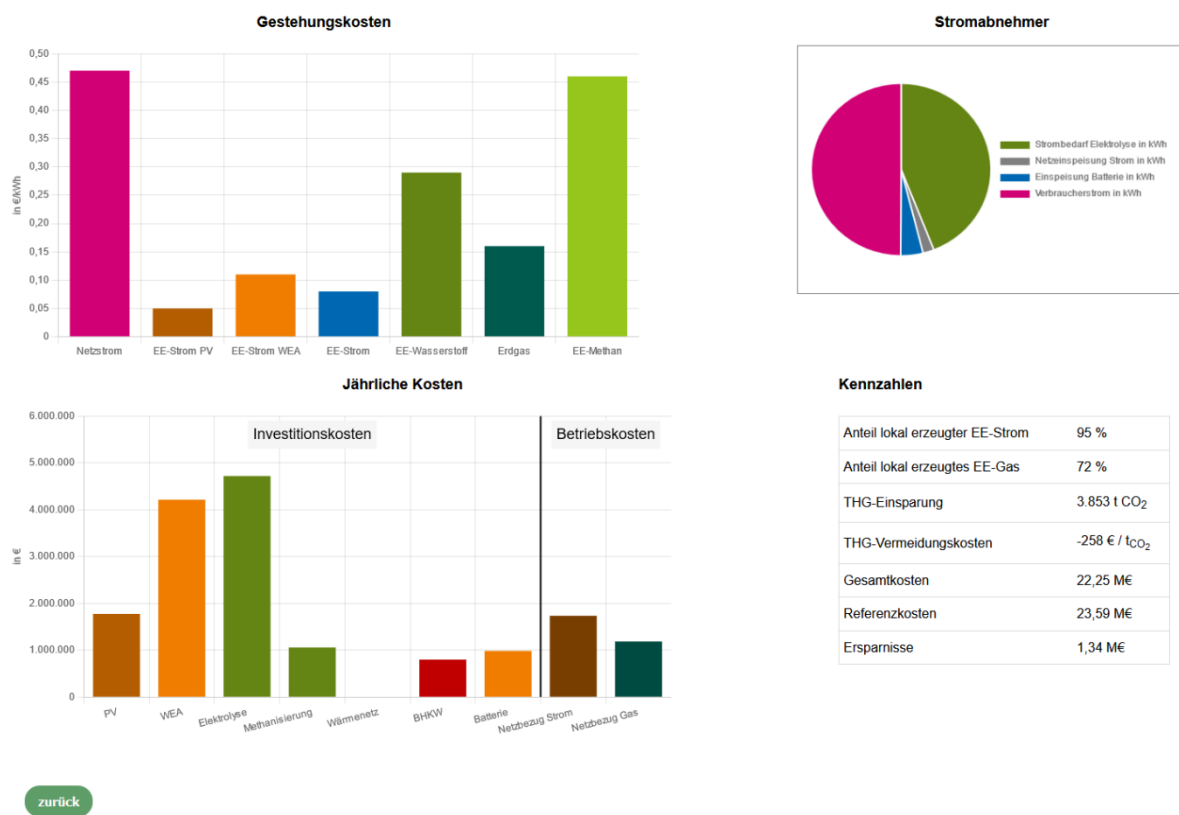


Abbildung 6-3: Anzeige Ergebnisse der KoSyWeb-Berechnungen

Standorte

Es wurden für KoSyWeb zwei verschiedene Standorte für Wetterdaten ausgewählt:

- Karlsruhe – überdurchschnittliche Anzahl an Sonnenstunden
- Büsum – Starkwindregion mit hoher Anzahl an Sonnenstunden

Die Windauslastung und Sonnenscheinstunden wurden mithilfe des Windmonitors vom Fraunhofer IWES, des Windatlas von anemos sowie Statista bestimmt. Die Daten für die PV-Anlagen werden aus dem Photovoltaic Geographical Information System bezogen, das auf verschiedene Datenbanken zur Sonneneinstrahlung zugreift. Dabei können die Art der PV-Anlage, die installierte Leistung in

Kilowattpeak sowie die Montageposition eingestellt werden [89]. Die Datenquelle für die Winddaten ist aus Renewables.ninja basierend auf [90,91] welche ihr Datenquellen von NASA MERRA Reanalysis [92] und CM-SAF's SARA dataset [93] beziehen. Eine Simulation der fmu dauert abhängig von der Reglereinstellung zwischen 30 Sekunden bis zu 20 Minuten. Diese variierende Verweilzeit auf der Webseite ist für Anwendende nicht zumutbar. Nach Einstellung der Reglerposition gibt KoSyWeb als Ergebnis der Simulation die Gestehungskosten, Stromabnehmer, jährliche Kosten und Kennzahlen als Grafiken wieder. Anlagen, welche nicht ausgewählt sind, werden auch keine Kosten im System erzeugen und nicht bei den Ergebnissen angezeigt

In weiteren Entwicklungsschritten soll KoSyWeb mit industrieller Abwärme und Wärmepumpen sowie Batteriebetriebenen Fahrzeugen erweitert werden. Außerdem sollen weitere Standorte (Wernigerode, Münster und Rheinfelden) auswählbar sein (Münster und Rheinfelden wurden als zusätzliche Standorte aufgrund ihrer vielen Sonnenstunden ausgewählt; Wernigerode am Brocken weist dagegen eines der höchsten Windenergiepotenziale auf dem deutschen Festland auf). Sobald diese Erweiterungen verfügbar sind, wird KoSyWeb auch weiter frei verfügbar und zugänglich im Internet sein. KoSyWeb ist über die Home-Page der DVGW-Forschungsstelle unter dem Projektreiter „TrafoKommunE“ zur Verfügung gestellt, <https://www.dvgw-ebi.de/themen/forschungsprojekte/trafokommune>. Sowohl die Datenbereitstellung als auch die Pflege von KoSyWeb liegt bei dem Projektpartner DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut und wird auch nach dem Projekt weiterentwickelt.

7 Handlungsempfehlungen und Zusammenfassung (AP 7)

Einleitung

Deutschland strebt bis 2045 die Erreichung der Klimaneutralität an, was eine anspruchsvolle Aufgabe darstellt. Dies erfordert die Berücksichtigung verschiedener Aspekte wie Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Umsetzbarkeit, Finanzierbarkeit und Sektorenkopplung, um Synergieeffekte zu realisieren. Für die Umsetzung der Energiewende auf lokaler Ebene nehmen die kommunalen Versorger unter Einbindung der Kundinnen und Kunden, der lokalen Politik sowie sonstigen Marktteilnehmenden eine zentrale Rolle ein. Neben den Infrastrukturen sind das Nutzungsverhalten und die Akzeptanz von Klimaschutz-Maßnahmen für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung. Fehlende Unterstützung der Maßnahmen kann Projekte erheblich verzögern und verteuern. Aufgrund des dezentralen Charakters erneuerbarer Energiequellen spielt die Planung lokaler Energiesysteme eine wichtige Rolle. Allerdings fehlt es den Kommunen häufig an Planungskapazität, Energiekonzepte zu entwickeln und damit die lokalen erneuerbaren Potenziale effektiv und effizient zu nutzen.

Im Rahmen des Projekts TrafoKommunE beforschte das Konsortium den Transformationsprozess für die kommunale Energiewende. Der Fokus lag dabei auf sektorengekoppelten Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung lokaler Akteure. Hierfür wurde eine leicht übertragbare Methodik entwickelt, die es ermöglicht, Szenarien für die kommunale/lokale Energiesystemtransformation im Einklang mit nationalen Treibhausgasminderungsstrategien zu erstellen. Exemplarische Ergebnisse für die Stadt Karlsruhe zeigen, dass eine Erhöhung der Sanierungsrate die Notwendigkeit für Energieimporte reduziert. Eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor sowie der Ausbau der Fernwärme erweisen sich langfristig ökonomisch vorteilhaft. Gleichzeitig gilt es, Aspekte der Akzeptanz sowie neuer Geschäftsmodelle zu beachten. Die nachfolgenden Abschnitte zeigen die zentralen Erkenntnisse des Projekts. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf andere Orte müssen lokale Gegebenheiten berücksichtigt werden. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen in der Energiewirtschaft sind unsere Empfehlungen vor Umsetzung zu überprüfen.

Sektorengekoppelte kommunale Energiesystemoptimierung mit dem Stadtmodell Re³ason

Im Rahmen des Projekts wurde das Stadtmodell Re³ason für die lokale Energiesystemtransformation weiterentwickelt. Ein zentraler Schwerpunkt lag dabei auf der Entwicklung einer übertragbaren Methodik, die auf einer Vielzahl öffentlich verfügbarer Daten basiert. Hierzu zählten Daten aus dem Zensus, Open-Street-Map, Satellitenbilder sowie techno-ökonomische Daten. Diese Methode ermöglichte die Ableitung verschiedener Szenarien für eine nachhaltige Energiesystemtransformation auf lokaler Ebene. Daneben wurden übergeordnete Rahmenbedingungen aus nationalen Treibhausgasminderungsstrategien, wie z.B. Rohstoff- und Emissionspreise, Sanierungsraten, Sanierungstiefen und die Diffusion von Heiztechnologien, in Verbindung mit den spezifischen lokalen Ausgangsbedingungen berücksichtigt. Dieser ganzheitliche Ansatz gewährleistete eine realistische und effektive Umsetzung der Energiesystemtransformation.

Ein besonderer Fokus lag auf der Optimierung der Transformation des lokalen Energiesystems und der Endenergienachfrage. Dies umfasste strategische Maßnahmen, die darauf abzielten, die Energienachfrage in Haushalten, der Industrie, im Gewerbe/Handel/Dienstleistungssektor (GHD)

sowie im Transportsektor kollektiv zu optimieren. Durch die Identifizierung und Nutzung von Synergieeffekten zwischen verschiedenen Sektoren wurde eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung angestrebt, die sowohl ökologischen als auch wirtschaftlichen Anforderungen gerecht wird.

Im Stadtmodell wurden 192 Transformationsszenarien des lokalen Wohngebäudebestands bis 2050 untersucht und potenzielle Entwicklungspfade im Wohnungssektor identifiziert. Die Erhöhung der Sanierungsrate erwies sich als entscheidender Faktor um den Endenergieverbrauch zu reduzieren. Es wurde festgestellt, dass die Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor sowohl ökologisch als auch ökonomisch vorteilhaft ist. Diese Erkenntnis unterstreicht die Bedeutung von effektiven Maßnahmen zur Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung, die langfristig positive Auswirkungen auf den Energieverbrauch und die Umwelt haben. Insbesondere im städtisch verdichteten Raum können Wärmepumpen nur bedingt eingesetzt werden. Hier eignen sich Wärmenetze, um den Wärmebedarf zu decken. Vorhandene Abwärmequellen können einen signifikanten Beitrag zum wirtschaftlichen Betrieb der Fernwärme leisten und sind darüber hinaus klimaneutral.

Mobilität

Im Bereich Mobilität wurde eine agentenbasierte Simulation durchgeführt. Dabei wurden Wegstrecken und das Ladeverhalten von einzelnen Nutzern an der heimischen Wallbox oder an öffentlichen Ladepunkten modelliert. Daraus ergibt sich eine zusätzliche Last im Stromnetz. Die Entwicklung von Verkehrsaufkommen wurde aus bestehenden Studien und Statistiken abgeleitet. Für den Modalsplit im städtischen Personenverkehr wird eine Stärkung des Fußgänger-, Rad- und öffentlichen Nahverkehrs unter den vorgegebenen Zielsetzungen in den Analysen als zielführend angesehen. Dies hat einen positiven Einfluss auf die Verkehrssituation in Städten. Trotzdem bleibt der private PKW weiterhin das wichtigste Verkehrsmittel. Die Förderung von nachhaltigen Mobilitätslösungen ist entscheidend, um die Umweltauswirkungen zu reduzieren und gleichzeitig die Bedürfnisse der städtischen Bevölkerung zu erfüllen. Für den PKW-Verkehr spielt eine hohe Elektrifizierung in allen Szenarien eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Emissionsziele. Durch batterie-elektrische Fahrzeuge nimmt allerdings die Netzbelastung erheblich zu. Mittels netzdienlicher Ladestrategien kann durch Ladezeitverschiebungen die Netzbelastung reduziert und Lastspitzen geglättet werden. Die Untersuchung des städtischen Güterverkehrs zeigt für die kommenden Jahrzehnte eine starke Verlagerung des Verkehrsaufkommens auf Elektrofahrzeuge in allen Gewichtsklassen. Für den Import und Export von Gütern aus und in die Stadt werden daher Schnellladestationen an zentralen Versorgungszentren im Mittelspannungsnetz erforderlich. Im städtischen Binnenverkehr kann die Versorgung dezentral über Schnell- und Normalladestationen, vorwiegend im Niederspannungsnetz, erfolgen. Der Aufbau der notwendigen Ladeinfrastrukturen sollte zügig gestartet werden.

Wärmenetze

Wärmenetze bieten eine gute Möglichkeit, um den Wärmebedarf insbesondere im verdichteten Raum von Städten zu decken. Zur Reduktion der Treibhaushausemission durch Wärmenetze ist es wichtig, dass klimaneutrale Wärmequellen zur Verfügung stehen. Dabei gibt es mehrere Möglichkeiten:

- Industrielle Abwärmequellen, wie z.B. Papierfabriken
- Fossiler Brennstoff, z.B. Erdgas, wird in der Heizzentrale durch erneuerbare Brennstoffe, z.B. Wasserstoff, Biogas, erneuerbares Gas aus Power-to-Gas Anlagen, ersetzt
- Großwärmepumpen, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden
- Geothermie

Neben klimaneutralen Wärmequellen spielt auch die Reduktion des Wärmebedarfs der Verbraucher durch Sanierungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle. Da die Infrastruktur von Wärmenetzen vergleichsweise kostenintensiv ist, ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil bei dichter Bebauung und dem damit verbundenen hohen Wärmebedarfsdichten. Für bestehende Wärmenetze ist eine möglichst hohe Nachverdichtung im Netz wirtschaftlich von Vorteil, da keine zusätzlichen Leitungen benötigt werden. Trotzdem müssen weitere Netzgebiete mit hohen Wärmebedarfsdichten erschlossen werden, um die Neukunden anschließen zu können. Dabei werden die neu gebauten Netzgebiete über die bestehenden Netzgebiete versorgt. Nach den TrafoKommunE-Szenarien sinkt der Wärmebedarf bei den Bestandskunden durch Sanierung. Aus dem Wärmenetzmodell (Wabenmodell) geht hervor, dass die Wärmemengen ohne zusätzliche Netzverstärkungen in den bestehenden Haupttrassen bereitgestellt werden kann. Im realen Netz der SW Karlsruhe muss diese Aussage nochmal geprüft werden.

Stromnetze

Im Rahmen von TrafoKommunE wurde eine Stromnetzsimulation im Niederspannungsnetz durchgeführt. Anschlussnehmer, Lasten und Erzeugung in den Netzen wurden aus Re³ason übergeben.

Zusätzliche Lasten und Erzeuger wie Photovoltaik, Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge führen im Niederspannungsnetz zu einer deutlichen Mehrbelastung, die zu Spannungsbandverletzungen sowie Leitungsüberlastungen führen können. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, besteht ein gewisser Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen. Wie hoch dieser Bedarf ist, hängt stark vom betrachteten Niederspannungsnetz ab. Hier gibt es aufgrund der Heterogenität von Niederspannungsnetzen große Unterschiede. Zusätzlich zu den steigenden Durchdringungsraten von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, batterieelektrischen Fahrzeugen und PV-Heimspeichern werden verstärkt dynamische Stromtarife für Haushalte mit diesen Technologien angeboten. Verbrauchende haben hierüber die Möglichkeit, durch Verschieben der Last in Stunden mit niedrigen Preisen, Kosteneinsparungen zu erzielen. Dynamische Stromtarife, in ihrer heutigen Form, sind marktgetrieben. D. h., dass die Preissignale nicht direkt den Netzzustand widerspiegeln. Im Rahmen von TrafoKommunE wurde gezeigt, dass, unter Berücksichtigung des Entscheidungsverhaltens von Haushalten bezüglich ihrer Wahl des Stromtarifs und der Entscheidung, Flexibilität zu nutzen, dynamische Stromtarife positive Effekte auf lokale Niederspannungsnetze haben können. Dies passiert durch Durchmischungseffekte der Lastspitzen individueller Haushalte, da sich nicht alle Haushalte für denselben Tarif entscheiden.

Gasnetze

Im Rahmen von TrafoKommunE wurden hydraulische Netzsimulationen der bestehenden Gasverteilnetze durchgeführt. Die Kapazität der Netze ist ausreichend, um den aktuellen Gasbedarf zu jeder Zeit zu decken. Es ist ein Wechsel vieler Anschlussnehmer von Erdgas zum Wärmenetz oder alternativen individuellen Heizungstechnologien zu erwarten. Infolge des Nachfragerückgangs besteht die Wahrscheinlichkeit, dass Leitungsabschnitte im Gasverteilnetz nicht mehr benötigt werden. Dabei sind Nichtlinearitäten zu berücksichtigen. Stellen Netzbetreiber über einen Zeitraum Verbrauchsrückgänge ohne freiwerdende Leitungsabschnitte fest, kann es mit fortschreitendem Verbrauchsrückgang umso schneller zu obsoleten Leitungsabschnitten kommen.

Zukunftssichere IKT-Strukturen für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber

Zukünftig kommen den Verteilnetzbetreibern weitere Koordinierungsaufgaben zu. Dazu gehören insbesondere Redispatch 2.0, die Implementierung von Mieterstrom-Angeboten und die Umsetzung von Demand-Side-Management. Dies erfordert eine moderne IKT-Infrastruktur, die durch Digitalisierung in der Lage ist, diese neuen Aufgaben effizient zu bewältigen. Die Verbreitung informationstechnisch angebundener Messgeräte in den Verteilnetzen nimmt zu. Damit werden auch Überwachung und Steuerung des Netzbetriebs möglich. Um den wachsenden Anforderungen gerecht zu werden, muss die IKT-Infrastruktur so konzipiert sein, dass sie nahtlos mit verschiedenen Systemen kommunizieren und zusätzliche Funktionen flexibel integrieren kann. Ein Schlüsselfaktor liegt in der Unterstützung von externen und internen IKT-Schnittstellen. Dies gewährleistet eine reibungslose Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen und ermöglicht eine effektive Koordination der verschiedenen Aufgaben und Prozesse.

Generell sollten Versorger bereits jetzt überall dort intelligente Messstellen mit einer Kommunikationsschnittstelle verbauen, wo ein Zählertausch nötig ist. Das gilt nicht nur für die bereits vorgeschriebenen Smart Meter im Stromsektor, sondern für alle relevanten Energiezähler. Zunächst können dadurch die manuellen Ableseintervalle automatisiert und verkürzt werden, sodass der personelle Aufwand reduziert und die Auflösung der Daten erhöht wird. Zukünftig können die Daten dann genutzt werden, um neue Geschäftsmodelle oder Analysen durchzuführen. So können die erhobenen Werte beispielsweise Kunde in Onlineportalen oder Apps zur Verfügung gestellt werden. Analysen können dabei helfen den Energiebedarf beim Kunden zu reduzieren und Einspar- oder Ausbaumaßnahmen zu identifizieren.

Dort wo Zählerstände von wenig dynamischen Energie- oder Stoffströmen erfasst werden müssen, kann eine LoRa-Infrastruktur das manuelle Ablesen ersetzen. LoRa-Netzwerke sind günstig zu betreiben, die Zähler können an Stellen ohne viel Infrastruktur installiert werden und die Einheiten haben eine hohe Durchdringung, können also auch tief in Gebäuden oder unterirdisch verbaut werden. Zudem benötigen sie bei wenigen Übertragungen pro Jahr wenig Energie und werden per Batterie versorgt.

Zähler, die hochaufgelöste Daten liefern, müssen in der Regel an eine Stromversorgung angeschlossen werden. Nicht zwingend ist eine feste Netzwerkverkabelung. Die Kommunikation kann auch über das

Mobilfunknetz, WLAN oder eine andere geeignete Funktechnologien erfolgen. In dicht besiedelten Regionen können beispielsweise smarte Straßenlaternen als Accesspoints für Energiezähler genutzt werden.

Die Nutzung kostengünstiger Monitoring-Geräte, wie beispielsweise Smart-Home-Geräte, für die Messwerterfassung stellt eine weitere Innovation dar. Diese kosteneffiziente Lösung trägt dazu bei, die Effizienz der Datenerfassung zu steigern, ohne dabei Kompromisse bei der Genauigkeit einzugehen. Die Implementierung von Microservice-Architekturen steigert die Flexibilität der IKT-Infrastruktur. Diese Architektur ermöglicht nicht nur die nahtlose Integration neuer Schnittstellen und Funktionen, sondern ermöglicht auch die Auslagerung einzelner Services an externe Dienstleister. Dies fördert eine effiziente Ressourcennutzung und trägt zur Minimierung der Betriebskosten bei. Die deutlich verbesserte Datenbasis eröffnet darüber hinaus neue Möglichkeiten zur Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle. Die umfassende Datenerfassung und -analyse bieten Einblicke, die sowohl den Verteilnetzbetreibern als auch potenziellen Geschäftspartnern zugutekommen kann.

Sektorale Kopplung der Infrastrukturen - Auswirkungen im Kontext Stadtwerke, Endnutzende und Netzbetriebe

Innerhalb des Projektes wurde das Modell MERLIN entwickelt, welches die aktuelle Regulierung der Gasverteilnetze und verschiedene Nachfrageszenarien mit einer langfristigen Investitionsbewertung kombiniert. Mittels dieser Methode ist eine detaillierte Analyse der bestehenden und zukünftigen Regulierung inklusive der zeitlichen Abhängigkeiten bis 2050 möglich. Durch die Anwendung des Modells basierend auf Daten realer Netzbetriebe wird eine hohe Anwendungsnahe der Ergebnisse erzielt.

Die Ergebnisse zeigen, dass zukünftig die (teilweise) Stilllegung von Gasverteilnetzen relevant wird und eine anteilige Stilllegung der Netze mit einer Anerkennung der Stilllegungskosten in der Regulierung die wirtschaftlich attraktivste Option für Netzbetriebe und Netznutzende ist. Wird in einem Netzgebiet ein Wärmenetz ausgebaut, so sollte dies möglichst mit einer Stilllegung des Gasverteilnetzes kombiniert werden, da dadurch Kosten bei den Erdarbeiten verringert und Letztverbrauchende ohne Alternative zur gasbasierten Wärmeversorgung vermieden werden. Seitens der Regulierung konnte gezeigt werden, dass die Verkürzung der Nutzungsdauern ebenfalls für Bestandsanlagen erweitert werden sollte. Wenn ein vollständiger Rückbau der Gasverteilnetzleitungen angereizt werden soll, dann sollte die Berücksichtigung der Rückstellungen in der Regulierung überarbeitet werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Rückstellungen auf Grund des heutigen Verbots von negativen Kapitalkostenabzüge nicht finanziert werden können. Abschließend beeinflusst die Netzstilllegung den Effizienzvergleich negativ, der gesetzlich reguliert die Gasnetzunternehmen zu einem wirtschaftlichen Handeln bewegen soll. Dieser Vergleich sollte regulatorisch entsprechend angepasst werden, so dass Netzbetriebe auf Grund einer Stilllegung von Netzabschnitten nicht benachteiligt sind.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Im Rahmen des Projekts wurde zum einen der Stand der Forschung zur Akzeptanz gegenüber verschiedenen Technologien der Erneuerbaren Energien sowie aktuelle und vergangene Projekte zur

Energiewende im kommunalen Bereich und zum anderen Akzeptanz und Beteiligungsprozesse in den vier Städten Karlsruhe, Esslingen, Göppingen und Kiel untersucht. Methodisch wurden die Untersuchungen durch Akteursanalysen, (Experten-)interviews und Fokusgruppen begleitet. Abgeleitet aus den Erkenntnissen der Recherchen, Interviews und Fokusgruppen werden im folgenden Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der städtischen Energiewende hinsichtlich der bestehenden gesellschaftlichen Herausforderungen gegeben. Die Empfehlungen sind vor dem Hintergrund der derzeitigen dynamischen Energie-Situation zu sehen, die insbesondere während des Jahres 2022 mit hoch volatilen Energiepreisen sowie unklaren politischen Entscheidungen einherging. Seit Beschluss der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (September 2022) herrscht energiepolitisch größere Klarheit, was sich allerdings nicht umgehend auf die gesellschaftlichen Akteure auswirken muss.

1. In Gesprächen mit Handwerksunternehmen und -kammern sowie den Stadtwerken wurden verständliche sowie zuverlässige Vorgaben seitens der Politik als zentrales, unabdingbares Kriterium für das weitere Gelingen der Energiewende genannt. Diese Empfehlung teilt sich in drei Unterpunkte:

a) In den Interviews mit den verschiedenen **Stadtwerken** kam unter anderem das Selbstverständnis zur Sprache, was sich vereinfacht als „Wir transportieren Energie, geben den Energieträger aber nicht vor“ zusammenfassen lässt (vgl. Abschnitt AP5.3). Zwar sind Stadtwerke im Rahmen der kommunalen Wärmeplanungen aktiv in die politischen Prozesse eingebunden, die endgültige Entscheidungshoheit liegt jedoch auf der politischen Seite. Auf übergeordneter Ebene betrifft dies – über die Anbindung an vorgelagerte Netzstrukturen – auch die generelle Verfügbarkeit einzelner Energieträger (z.B. Wasserstoff).

b) Seitens der **Handwerksunternehmen und -kammern** wurde kritisiert, dass der Energieträger Gas politisch lange Zeit als relativ sauber angepriesen wurde, zumindest im Vergleich mit anderen fossilen Energieträgern. Die diesbezügliche Kommunikation habe sich aufgrund des Russischen Angriffskriegs im Februar 2022 aber deutlich geändert: Handwerksunternehmen sehen sich daher nun in der misslichen Lage, ihre über Jahrzehnte an Kund*innen ausgesprochenen Empfehlungen für Gasthermen nicht mehr auszusprechen, aber auch keine Alternativen nennen zu können. Hier wären Leitfäden für eine geeignete Kommunikation und Argumentation hilfreich, was wiederum von der generellen unklaren politischen Strategie erschwert wird.

c) **Regulatorisch** wurde von verschiedenen Seiten vorgeschlagen, das Spannungsfeld von Denkmalschutz und Klimaschutz neu auszuhandeln und Klimaschutz stärker zu priorisieren. Dieser Vorschlag wurde mittlerweile durch die Leitlinien für Solaranlagen auf Denkmälern bereits teilweise umgesetzt. In der [Leitlinie für Solaranlagen auf Denkmälern](#) Baden-Württembergs etwa ist die Genehmigung von Solaranlagen „regelmäßig zu erteilen“, wenn sich die Anlagen der „eingedeckten Dachfläche unterordnen und möglichst flächenhaft sowie farblich abgestimmt angebracht werden.“

2. In Gesprächen mit Handwerksunternehmen sowie den verschiedenen Handwerkskammern wurde der Wunsch nach stärkerem Einbezug in politische Entscheidungen deutlich.

Handwerksunternehmen wurden seitens der Handwerkskammern als großteils innovativ, interessiert und kompetent bezeichnet. Handwerksunternehmen schulterten die Energiewende, agierten aber unter unklaren politischen Vorgaben. Da Handwerksunternehmen durch ihre tägliche Arbeit bei Kund*innen gute Einblicke in die derzeitigen technischen, regulatorischen und sozialen

Schwierigkeiten haben, wäre deren stärkerer Einbezug in politische Entscheidungen sinnvoll. Seitens der Handwerkskammern wurde vorgeschlagen, dass der Zugang zu (finanzieller) Förderung stärker beworben werden müsse: So hätten Handwerksunternehmen aufgrund voller Auftragsbücher kaum Zeit, sich einen Überblick über staatliche Förderanträge zu machen oder sich in komplexe Antragsverfahren einzuarbeiten. Die finanzielle Unterstützung von Weiterbildungen für Handwerker*innen wurde ebenfalls als sinnvoll erachtet. Insbesondere für kleine Handwerksunternehmen sei es herausfordernd, Mitarbeiter*innen für zeit- und gegebenenfalls kapitalintensive Weiterbildungen zu entbehren.

3. Abgeleitet aus Punkt 1 und 2 ergibt sich die Dringlichkeit, die Kommunikation zwischen politischen Akteuren und dem Handwerk generell zu verbessern:

Die Vertreter einiger Handwerkskammern empfanden das Äußern von Kritik am aktuellen politischen Weg als schwierig. So waren sie der Ansicht, dass Unterstützung am aktuellen Kurs zwar gerne gesehen würde, Kritik dagegen aber weitgehend unerwünscht wäre, wodurch das Interesse am nötigen Austausch erheblich leiden könne. Seitens der politischen Akteure wurde dagegen kommentiert, dass man sich mehr Input aus der Praxis wünsche und die Expertise des Handwerks dringend nötig sei. Das Einbeziehen von Handwerksunternehmen gestalte sich aufgrund von zeitlichen Restriktionen und/oder eigenen personellen Ressourcen aber als herausfordernd. Daher wäre daher eine Dialogplattform sinnvoll, in der die Wünsche der verschiedenen Stakeholder geäußert werden können.

Geschäftsmodelle und Technologien

Im klassischen zentralisierten Energiesystem agieren Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Schnittstelle zwischen eindeutigen Bezugsquellen auf der Erzeugendenseite und den Verbrauchenden. Im dezentralisierten Energiesystem ist die Rollenverteilung weniger eindeutig, so können Verbrauchende temporär zu Erzeugenden werden. Aus der Transformation des Energiesystems ergeben sich daher Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle. Schlüsselkompetenzen für neue Servicedienstleistungen bestehen in der Nutzung von Flexibilitäten und Kopplung verschiedener Technologien. Der Aufbau dieser Schlüsselkompetenzen erfordert neue Partnerschaften zwischen Marktakteuren, z.B. EVU und Anlagenherstellenden.

Im Projekt wurde hierfür das konkrete Beispiel eines Industrieunternehmens als Kern einer Quartierslösung untersucht:

- Als "Kernunternehmen" wurden verschiedene Branchen betrachtet (Logistikunternehmen, produzierendes Gewerbe, Einkaufszentrum).
- Durch die Kopplung mit weiteren Abnehmenden aus dem GHD- und Privatbereich ergeben sich eine höhere Eigenverbrauchsquote und somit potentiell wirtschaftliche Vorteile.
- Die aktuelle Regulierung erwies sich dabei insofern als hinderlich, als dass sie auf ein zentralisiertes Energiesystem zugeschnitten ist. Die potentielle Wirtschaftlichkeit ist daher von der weiteren Entwicklung der Regulatorik abhängig.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Aktuelle Veränderungen im politischen und regulatorischen Rahmen (09.2022 [19])	21
Abbildung 1-2: Auswertung der Daten zum Wohngebäudebestand aus der Zensusbefragung. Beispiel der Karlsruher Oststadt. Quelle: [4] mit Daten von [2] und Open Street Map.....	23
Abbildung 1-3: Beschreibung der Endenergieträgerverteilung in den verschiedenen Stadtteilen in Karlsruhe. Links wird die Endenergieträgerverteilung auf Basis empirischer Daten der Stadtwerke Karlsruhe (SWKA) dargestellt, während rechts die Ergebnisse der im Stadtmodell durchgeführten Simulationen auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten dargestellt wird.	25
Abbildung 2-1: Entwicklung der Gas-Endenergienachfrage nach Sektoren (Methan & Wasserstoff) für Industrie, Gebäude und Mobilität, eigene Darstellung aus Quellen [11–14]. Lineare Interpolation für 2045.	27
Abbildung 2-2: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Sektoren (Methan, Wasserstoff und Strom) für Industrie, Gebäude und Mobilität, eigene Darstellung aus Quellen [11–14]. Lineare Interpolation für 2045.	27
Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Herunterskalierung.....	28
Abbildung 2-4: Generierung verschiedener Wohngebäudetransformationsszenarien unter Verwendung übertragbarer Daten und Informationen aus nationalen Energiesystemtransaktionsstudien. Eigene Darstellung, publiziert in [9].	31
Abbildung 2-5: Visualisierung des iterativen Prozesses zur Berechnung der Verbreitung von Heiztechnologien im lokalen Gebäudebestand basierend auf übergeordneten Transformationsprozessen auf nationaler Ebene.	32
Abbildung 2-6: Beschreibung des Top-Down Vorgehens zur Disaggregation der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.	34
Abbildung 2-7: Visualisierung der Berechnungsschritte zur Simulation der lokalen Endenergiebedarfsentwicklung des Wohngebäudesektors für die Gemeinde Karlsruhe (KA) im Stromszenario.	36
Abbildung 2-8: Visualisierung der Berechnungsschritte zur Simulation der lokalen Endenergiebedarfsentwicklung des Wohngebäudesektors für die Gemeinde Karlsruhe (KA) im Gasszenario.....	36
Abbildung 2-9: Entwicklung der Endenergienachfrage in Karlsruhe basierend auf Bottom-Up Berechnungen und dem in Kapitel 2.2.4 beschriebenen Top-Down Verfahren. Ab dem Jahr 2030 wird im Industriesektor die Endenergienachfrage aus dem Grundstoffindustriesektor ausgeschlossen.....	38
Abbildung 2-10: Visualisierung der Zielfunktion zur Minimierung der diskontierten Gesamtsystemkosten der kommunalen Energiewende.	40
Abbildung 2-11: Visualisierung der bei der kommunalen Energiesystemoptimierung berücksichtigten Technologieoptionen und Energieträgerströme und Darstellung der Austauschströme mit dem nationalen Energiesystem.	41
Abbildung 2-12: a. Räumliche Darstellung der Biomasseanlagenstandorte und der Potenziale zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie der mit der Erzeugung verbundenen Stromgestehungskosten (LCOE) und Wärme gestehungskosten (LCOH) für die Stadt Karlsruhe. Die Berechnung der LCOE und LCOH basiert auf einem Zinssatz von 5 %/a	

und einer angenommenen Systemlebensdauer von 20 Jahren. Die Potenziale werden nach dem in [39] dargestellten Verfahren berechnet. b. Entwicklung des technischen Potenzials für Photovoltaik-Dachanlagen der Stadt Karlsruhe, berechnet nach dem in [39] beschriebenen Verfahren.	42
Abbildung 2-13: Visualisierung der Entwicklung der Energieträgerimporte, der lokalen Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Entwicklung der CO ₂ Emissionen für Karlsruhe. Zwischen 2010 und 2019 werden historische CO ₂ Emissionen basierend auf [31] gezeigt.	43
Abbildung 2-14: Verknüpfung zwischen den Modellen ASTRA-M und ALADIN zur Modellierung des Verkehrssektors in den Langfristszenarien ((BMWI) 2021)	45
Abbildung 2-15: Pkw-Bestand und Pkw-Endenergiebedarf in den Szenarien TN-PtG/PtL, TN-Strom und T45-Strom der Langfristszenarien ((BMWI) 2021)	46
Abbildung 2-16: Nutzfahrzeug-Bestand und -Endenergiebedarf in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-Strom ((BMWI) 2021).....	46
Abbildung 2-17 Vorgehensweise zur Bestimmung der Ergebnisgrößen im Personenverkehr.....	48
Abbildung 2-18 Vorgehensweise zur Modellierung des Ladeverhaltens im Personenverkehr.....	48
Abbildung 2-19 Einwöchiger Ausschnitt der Netzbelastung in kW über der Zeit t in Stunden h an mehreren Knoten aus dem Jahr 2050 des Szenarios „Strom“.	51
Abbildung 2-20 Superposition der Ladeanschlusslastkurven der modellierten Stadt über ein vollständiges Jahr am Beispiel für 2050 des Szenarios „Strom“. Die resultierende Leistung kW der Netzbelastung wird über der Zeit t in Stunden h abgebildet.....	52
Abbildung 2-21 Agentenbasierter Binnenfahrzeugpool der modellierten Stadt.	56
Abbildung 2-22: Schematische Darstellung der Ausbaupfade in der Vorwärtsstrategie	59
Abbildung 2-23: Superstruktur des Logistikzentrums.....	62
Abbildung 2-24: CO ₂ -Emissionen der Ausbaupfade.....	63
Abbildung 2-25: Thermische Nennleistung der Komponenten im Jahr 2050.....	63
Abbildung 2-26: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 1.....	64
Abbildung 2-27: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 4.....	64
Abbildung 2-28: Vergleich Vorwärts- und Rückwärtsstrategie für den Ausbaupfad 5.....	65
Abbildung 2-29: Ausbaupfad 5 bei doppelten spezifischen Investitionskosten	65
Abbildung 2-30: Thermische Nennleistung der Komponenten - Wärmeerzeugung 2050	67
Abbildung 2-31: Mittlere Jahresleistung der Komponenten – Wärmeerzeugung 2050	67
Abbildung 2-32: CO ₂ -Emissionen der Ausbaupfade - Industriebetrieb	68
Abbildung 2-33: CO ₂ -Emissionen der Ausbaupfade – Einkaufszentrum.....	70
Abbildung 2-34: Leistungsparameter der Ausbaupfade – Einkaufszentrum	71
Abbildung 3-1 Erstentwurf des Wabenplans (finaler Wabenplan ist in Abbildung 3-5 abgebildet).	74
Abbildung 3-2 Analyse der vorläufigen Einteilung der Stadt in Wabentypen mit dem Stadtmodell. ...	75
Abbildung 3-3 Änderung der Ausreißer durch verbesserte Einteilung nach Einwohnerdichte nach Analyse mit dem Stadtmodell.	75
Abbildung 3-4 Durchschnittliche Grundflächengröße von Gebäuden je Wabenkategorie (Analyse mit dem Stadtmodell.	75
Abbildung 3-5 Finale Wabenstadt.....	76
Abbildung 3-6 Wabenmodell des Gasverteilnetzes	77
Abbildung 3-7: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Strom über Zeit	78

Abbildung 3-8: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Mittelweg über Zeit.....	79
Abbildung 3-9: Verlauf der absoluten und relativen Entwicklung des Gasverbrauches im Szenario Gas über Zeit	80
Abbildung 3-10: Übersicht der Jahresverläufe des gesamten Gasflusses einer Auswahl an Szenarien und Jahren	81
Abbildung 3-11: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2030.....	82
Abbildung 3-12: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2040.....	82
Abbildung 3-13: Gasbezug des Heizkraftwerkes 2050.....	83
Abbildung 3-14: Obsolete Leitungslängen je Wabekategorie und Szenario über Zeit bei direkter und verzögerter Wirkung	85
Abbildung 3-15: Kumulierte Stilllegungskosten durch temporäre Maßnahmen (Verdämmung und Versiegelung) je Wabekategorie in den drei Szenarien. Direkte Wirkung aus Nachfragerückgang ($k=0,9$) und verzögerte Wirkung ($k=0,3$).....	87
Abbildung 3-16: Anzahl an Umbau oder Rückbaumaßnahmen an Gas-Druckregel- und –Messanlagen in Zeitscheiben aller Szenarien.....	88
Abbildung 3-17: Kosten der Umbau oder Rückbaumaßnahmen an Gas-Druckregel- und –Messanlagen in Zeitscheiben aller Szenarien.....	88
Abbildung 3-18: Benötigte Zeit zum Neueinbau von 1367 Gasendgeräten in Abhängigkeit der Personenanzahl und deren zeitliche Arbeitseffizienz	89
Abbildung 3-19: Benötigte Zeit zur Umrüstung und teilweisen Neueinbau von Gasendgeräten in Abhängigkeit der Personenanzahl und deren zeitliche Arbeitseffizienz	90
Abbildung 3-20: Übersicht über Datenfluss im entwickelten automatisierten Modellierungswerkzeug	91
Abbildung 3-21: Schematischer Simulationsablauf der Jahreszeitreihenberechnung	94
Abbildung 3-22: Energiebilanz in den betrachteten Waben für die Szenarienjahre 2020, 2030, 2040 und 2050.	96
Abbildung 3-23: Quantile der Leitungsbelastung und Knotenspannungen in den Szenarienjahren ..	101
Abbildung 3-24: Schematische Darstellung der Maßnahmen des Netzverstärkungsalgorithmus bei Transformatorüberlastungen; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung	108
Abbildung 3-25: Schematische Darstellung der Maßnahme des Netzverstärkungsalgorithmus bei einer Spannungsbandverletzung; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung	109
Abbildung 3-26: Schematische Darstellung der Maßnahmen des Netzverstärkungsalgorithmus bei der thermischen Überlastung von Leitungen; Quelle: angelehnt an [46], eigene Darstellung	109
Abbildung 3-27: Anzahl der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen in den betrachteten Wabennetzen und Szenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050.....	112
Abbildung 3-28: Übersicht über den Anteil der jeweiligen Netzrestriktionen als Grund für Verstärkungsmaßnahmen für die betrachteten Szenarien und Stützjahre	113
Abbildung 3-29: Zugebaute Leitungslängen in den betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahren	114
Abbildung 3-30: Netzverstärkungskosten in den betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahren ..	114
Abbildung 3-31: Relativer Unterschied der Netzverstärkungskosten im Gasszenario im Vergleich zum Stromszenario für alle betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahre	115

Abbildung 3-32: Hochrechnung für zugebaute Leitungslängen und Netzverstärkungskosten für alle Subnetze mit Netzverstärkungsbedarf für die betrachteten Waben, Szenarien und Stützjahre	116
Abbildung 3-33: Schematische Darstellung des verwendeten Modells zur Bestimmung der Auswirkungen von variablen Stromtarifen auf Niederspannungsnetze	117
Abbildung 3-34: Bestands Wärmenetz-Topologie von Karlsruhe [51]	118
Abbildung 3-35: Wabenansatz für die Modellierung	119
Abbildung 3-36: Reale Vorbilder für die Wärmenetz Waben	120
Abbildung 3-37: Wärmenetz Wabentopologie	121
Abbildung 3-38: Wabenstadt Wärmenetzmodell für Karlsruhe	122
Abbildung 3-39: SLP Temperaturen für STANET	122
Abbildung 3-40: Wärmeeinspeisung durch Heizwerk Ahaweg und Waldstadt	123
Abbildung 3-41: Gesamtwärmeverbrauch für die betrachtete Stützjahre.....	124
Abbildung 3-42: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Gas für die betrachtete Stützjahre	125
Abbildung 3-43: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Mittelweg für die betrachtete Stützjahre	126
Abbildung 3-44: Wabenspezifischer Trends für das Szenario Strom für die betrachtete Stützjahre..	126
Abbildung 3-45: Aggregierte Simulationsergebnisse	128
Abbildung 3-46: Gesamt Wärmeeinspeisung HKW (Miro + RDK + HK West)	129
Abbildung 3-47: Jahresdauerlinie der Wärmeeinspeisung des HKW für die betrachteten Stützjahre	129
Abbildung 3-48: Durchfluss und Wärmemenge durch eine Verbindungsleitung	130
Abbildung 3-49: Heterogenität in den Waben desselben Typs	130
Abbildung 3-50: Entwicklung von Wärmeverbrauch und Anschlüsse im Wärmenetz für die drei Szenarien in den betrachteten Stützjahren.	132
Abbildung 3-51: Annahme für Sanierungsmaßnahmen für die zukünftige Jahren	133
Abbildung 3-52: Berechnung der Netzlänge für zukünftige Jahre	133
Abbildung 3-53: Berechnete zusätzliche Netzlänge für unterschiedliche Netzausbauraten bei einer Sanierungsrate von 1 %/a.	134
Abbildung 3-54: Berechnete Wärmeverbrauchsichte für verschiedene Netzausbauraten bei einer Sanierungsrate von 1 %/Jahr	135
Abbildung 3-55: Berechnete zusätzliche Netzlänge für die betrachteten Szenarien für unterschiedliche Netzausbauraten	136
Abbildung 3-56: LivingLab Infrastruktur am GWI (eigene Darstellung)	139
Abbildung 3-57: Stromzähler in einer Unterverteilung am GWI (Foto GWI)	143
Abbildung 3-58: Balgengaszähler am GWI (Foto GWI)	144
Abbildung 3-59: Drehkolbengaszähler am GWI (Foto GWI)	145
Abbildung 3-60: Turbinenradgaszähler am GWI (Foto GWI)	146
Abbildung 3-61: Ultraschallgaszähler am GWI (Foto GWI)	147
Abbildung 3-62: Datenlogger für die Einbindung der Gaszähler ins Netzwerk (Foto GWI)	148
Abbildung 3-63: Gaschromatograph zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Foto GWI)	149
Abbildung 3-64 Übersicht der Erdgaszusammensetzung am GWI (Foto GWI)	150
Abbildung 3-65: Batch-Processing (eigene Darstellung)	151
Abbildung 3-66: Streaming-Processing (eigene Darstellung)	152
Abbildung 3-67: LivingLab Dashboard des Energiemonitorings am GWI (Foto GWI)	154
Abbildung 3-68: Darstellung von Wetter- und Energiedaten mit Dash	155
Abbildung 3-69 Funktionen moderner Leitwartensysteme. Vgl. [57].	161

Abbildung 3-70: SMGW Systemarchitektur. Aus "Das Smart-Meter-Gateway", BSI 2022 [61]	167
Abbildung 3-71: Messfehler der Smart Plugs mit der modifizierten Firmware (Blau) und der unmodifizierten Firmware (Orange)	170
Abbildung 3-72: Beispielhafter Verteilnetzbereich mit vier Häusern. Die Häuser werden mit dem dreiphasigen Modell abgebildet.	173
Abbildung 3-73: Beispielhafter Datenfluss in einer Microservice-Architektur	176
Abbildung 3-74: Beispielhafte Sammlung von Schnittstellen von Stadtwerken, Netzbetreibern und Energieversorgern	177
Abbildung 3-75: Übersicht Modell MERLIN (eigene Darstellung)	180
Abbildung 3-76: Vergleich der Erlösbergrenzen der fiktiven Netzbetriebe zu den realen Netzbetrieben (eigene Darstellung)	182
Abbildung 3-77: Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierter Netzbetrieb. Szenarien mit $k = 0,3$ stellen eine eher zufällige Verteilung des Nachfragerückgangs dar, während Szenarien mit $k = 0,9$ einen eher geordneten Netzausstieg zeigen (eigene Darstellung)	184
Abbildung 3-78: Netzlängenentwicklung mit Zeitverzögerung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Szenarien mit $k = 0,3$ stellen einen eher zufälligen Verteilung des Nachfragerückgangs dar, während Szenarien mit $k = 0,9$ einen eher geordneten Netzausstieg zeigen (eigene Darstellung)	185
Abbildung 3-79: Entwicklung der Wärmenetzlänge (eigene Darstellung basierend auf Abschnitt 3.4.5)	186
Abbildung 3-80: Entwicklung der Restwerte im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)	189
Abbildung 3-81: Entwicklung der Kapitalkosten im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)	189
Abbildung 3-82: Entwicklung der Erlösbergrenze im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)	190
Abbildung 3-83: Entwicklung der Netzentgelte im Falle eines Investitionsstopps (eigene Darstellung)	190
Abbildung 3-84: Übersicht der Regulierungsoptionen im Falle einer Stilllegung (eigene Darstellung basierend auf [73])	191
Abbildung 3-85: Entwicklung der Netzentgelte im Stromszenario (eigene Darstellung)	195
Abbildung 3-86: Entwicklung der Netzentgelte im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)	196
Abbildung 3-87: Entwicklung der Netzentgelte im Gasszenario (eigene Darstellung)	197
Abbildung 3-88: Kapitalkostenabzug im Stromszenario (eigene Darstellung)	198
Abbildung 3-89: Kapitalkostenabzug im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)	199
Abbildung 3-90: Kapitalkostenabzug im Gasszenario (eigene Darstellung)	200
Abbildung 3-91: Zusammenfassung der Ergebnisse zur Stilllegung des Gasverteilnetzes des durchschnittsbasierten Gasverteilnetzbetriebs (eigene Darstellung)	202
Abbildung 3-92: Sensitivität des Kapitalwertes am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,3$ mit anteiliger Stilllegung und Berücksichtigung der Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	203
Abbildung 3-93: Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,3$ mit anteiliger Stilllegung und Berücksichtigung der Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	205
Abbildung 3-94: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Stromszenario (eigene Darstellung)	208

Abbildung 3-95: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Mittelwegsszenario (eigene Darstellung)	208
Abbildung 3-96: Entwicklung der Wärmepreise und der Gasgemischpreise im Gasszenario (eigene Darstellung)	209
Abbildung 3-97: Übersicht der Ergebnisse zum Wärmenetzausbau und der positivsten Konstellationen für den Erhalt des Gasverteilnetzes (eigene Darstellung).....	210
Abbildung 4-1 Die graphische Darstellung der verschiedenen Kategorien zeigt, dass die TN-Langfristszenarien insbesondere politische, technologische und ökonomische Faktoren abbildet.	215
Abbildung 4-2: Im direkten Vergleich werden die Geschäftsmodelle aus unterschiedlichen Kategorien bereits unterstützt (li.) und sind entsprechend auf komplementäre Unterstützung angewiesen (re.).	218
Abbildung 4-3: Business-Canvas zu [BC1] - Grüne Energiesysteme (Microgrids).....	220
Abbildung 4-4: Business-Canvas zu [BC2] - Dynamische Stromtarife	222
Abbildung 4-5: Business-Canvas zu [BC3] - Kauf- /Mietmodelle für Anlagen(verbünde).....	224
Abbildung 4-6: Business-Canvas zu [BC4] - Geothermie – Erzeugung von Strom / Wärme, saisonale Speicherung.....	226
Abbildung 4-7: Business-Canvas zu [BC5] - Windkraft – Akzeptanzsteigerung durch Anwohnerbeteiligung	228
Abbildung 4-8: Business-Canvas zu [BC6] - Kauf- /Mietmodelle für Anlagen(verbünde).....	230
Abbildung 4-9: Genutzte eigenerzeugte Energie einer Energiezelle als Anteil der durch das ansässige Unternehmen produzierten Energiemenge über dem Energiebedarf der Zelle (durchgezogen: Kombination von Unternehmen /H0-Profilen; gestrichelt: Kombination von Unternehmen/G1-Profil)	233
Abbildung 4-10: Flussdiagramm der verschiedenen Aufgaben und Rollen, die bei der Kombination von energieerzeugendem Unternehmen und umliegenden Verbrauchern zu einer Energiezelle notwendig werden.....	236
Abbildung 4-11 Kosten, Einnahmen und vermiedene Kosten (einmaliger und laufender Art), die sich durch die Kombination von energieerzeugendem Unternehmen und umliegenden Verbrauchern zu einer Energiezelle für die Schlüsselpartner ergeben.	236
Abbildung 5-1 Beteiligte bei einer Quartiersentwicklung (Wrobel et al. 2016)	251
Abbildung 5-2 Akteursanalyse generisch - Ebenen der kommunalen Energiewende (eigene Darstellung nach Hohmeyer 2018).....	253
Abbildung 5-3 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Karlsruhe	254
Abbildung 5-4 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Esslingen.....	254
Abbildung 5-5 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Göppingen.	255
Abbildung 5-6 Ergebnis der Akteursanalyse für die Energiewende in Kiel.....	255
Abbildung 5-7 Vorgehensweise Interviewauswertung	256
Abbildung 5-8 Poster mit den wichtigsten Ergebnissen aus dem Projekt (erstellt in Canva, kann in hochauflösenderer Qualität zur Verfügung gestellt werden)	267
Abbildung 6-1: Statistik aus der SW.aktiv-Veranstaltungsreihe	270
Abbildung 6-2: KoSyWeb-Oberfläche mit Reglern über einstellbaren Anlagen	273
Abbildung 6-3: Anzeige Ergebnisse der KoSyWeb-Berechnungen	275

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Zuordnung der 38 Fragen des kompletten Fragebogens zu den Fragebögen A, B und C	17
Tabelle 1-2: Zuordnung der angeschriebenen Akteure zu den Fragebögen A, B und C	18
Tabelle 1-3: Nachträglich gedämmte Bauteilfläche nach Baualtersklassen im deutschen Wohngebäudebestand [5]	23
Tabelle 2-1: Vergleich von Studien aus dem Jahr 2021 zur Erreichung der Klimaneutralität auf deutscher und europäischer Ebene (THG: Treibhausgas, KN: Klimaneutralität)	26
Tabelle 2-2: Rahmenbedingungen aus nationalen Energiesystemtransformationsszenarien [15]. Energieträger- und CO ₂ -Zertifikatspreise sowie CO ₂ -Emissionsfaktoren	29
Tabelle 2-3: Definition der Parameterbereiche für die berechneten Haushaltssektor-Szenarien. (*: „Gasszenario“, **: „Stromszenario“, ***: „Mittelwegsszenario“)	35
Tabelle 2-4: Beschreibung der Modellerweiterungen des Energiesystemoptimierungsmodells RE ³ ASON (Stadtmodell) im Rahmen des Projekts TrafoKommune.	39
Tabelle 2-5 Modal-Split des Verkehrsaufkommens in Karlsruhe in den modellierten Jahresscheiben 2020, 2030, 2040 und 2050. Schätzung auf Basis ((BMWI) 2021), (Ecke, et al. 2020) und (Öko-Institut 2020).	49
Tabelle 2-6 Fahrzeugbestand in Karlsruhe nach Antriebstechnologie, Ausgangsjahr 2020 nach Angabe des ((kba) 2021), weitere Jahresscheiben nach eigener Berechnung durch Projektierung analog überregionaler Entwicklung nach ((BMWI) 2021).	50
Tabelle 2-7 Bestand Ladeinfrastruktur unterteilt nach privaten Wallboxen, Öffentlicher Normal- und Schnellladeinfrastruktur sowie Ladeanschlüsse für Arbeitnehmer bei ihren Arbeitsplätzen nach ((SWKA) 2021) und (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020).	50
Tabelle 2-8 Resultierende absoluten Energieträgerbedarfe in den modellierten Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 nach Szenario in der modellierten Stadt Karlsruhe.	51
Tabelle 2-9 Modal-Split im Güterverkehr nach Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG) in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 ((BMWI) 2021).	52
Tabelle 2-10 Güterverkehrsaufkommen Karlsruhe im Jahr 2020 nach ((kba), Datenabfrage zum Güterverkehrsaufkommen Karlsruhe 2022).	53
Tabelle 2-11 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in Fahrten nach Verkehrsart (Binnen- Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).	54
Tabelle 2-12 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in zurückgelegten Kilometern nach Verkehrsart (Binnen- Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).	54
Tabelle 2-13 Karlsruher Güterverkehrsaufkommen in transportierten Tonnen nach Verkehrsart (Binnen- Export-, Importverkehr) und Fahrzeugklasse (LNF<3,5t zGG, SNF 3,5t bis 12t zGG, SNF>12t zGG).	55
Tabelle 2-14: Energiepreise als Grundlage für die Simulation	60
Tabelle 2-15: Emissionsfaktoren verfügbarer Energieträger	61
Tabelle 2-16: Relevante Technologien - Logistikzentrum	61
Tabelle 2-17: Relevante Technologien – Industriebetrieb	66
Tabelle 2-18: Potential Stromspeicher – Ausbaupfad 1 (All-Electric)	69
Tabelle 2-19: Relevante Technologien - Einkaufszentrum	69

Tabelle 3-1: Obsolete Leitungslänge in 2050	86
Tabelle 3-2: Kosten der betrachteten Maßnahmen an Betriebsmitteln im Gasverteilnetz [41].....	86
Tabelle 3-3: Eigenschaften der verwendeten Wabenmodelle	93
Tabelle 3-4: Zeitpunkte maximaler Netzbelastung in den Waben	97
Tabelle 3-5: Auslastungsanalyse mit Bewertung	102
Tabelle 3-6: Prozentualer Anteil an Überlastungen und Spannungsbandverletzungen (grün: 0.0 %, gelb: >0.0 %, < 5 %, rot: >= 5 %)	104
Tabelle 3-7: Kostenannahmen Transformatoren für den Netzverstärkungsalgorithmus	110
Tabelle 3-8: Übersicht über Subnetze mit Verstärkungsbedarf (linke Zahl) und betrachtete Subnetze mit erfolgreich abgeschlossenem Netzverstärkungsalgorithmus (rechte Zahl) für das Strom- und Gasszenario und alle betrachteten Stützjahre.....	111
Tabelle 3-9: Charakteristische Werte für die Wabentypen	121
Tabelle 3-10: Wärmeverbrauch für Wohngebäude für die betrachteten Szenarien und Stützjahre..	124
Tabelle 3-11: Abbildung 4 10: Wärmebedarf für die Nichtwohngebäude für die betrachteten Szenarien und Stützjahre	124
Tabelle 3-12: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedene Wabentypen mit Skalierung für das Gas Szenario	127
Tabelle 3-13: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedene Wabentypen mit Skalierung für das Mittelweg Szenario.....	127
Tabelle 3-14: Modellierter Wärmeverbrauch für die verschiedene Wabentypen mit Skalierung für das Strom Szenario	127
Tabelle 3-15: Vergleich zwischen Modellierter Wärmebedarf für alle Szenarien mit IIP Datensatz	128
Tabelle 3-16: Maximalen Geschwindigkeit im Netz.....	131
Tabelle 3-17: Berechnete zusätzliche Netzlänge in km für die betrachteten Szenarien für 40 und 80 % Netzausbaurate	136
Tabelle 3-18: Modellvalidierung anhand Daten von den Stadtwerken Karlsruhe (eigene Darstellung)	180
Tabelle 3-19: Modellvalidierung anhand Daten von den Stadtwerken Esslingen (eigene Darstellung)	181
Tabelle 3-20: Erstellung der fiktiven Netzbetriebe (eigene Darstellung)	181
Tabelle 3-21: Annahmen zur Verteilung der anteiligen Stilllegung und den entsprechenden Kosten basierend auf [71] und [72]	185
Tabelle 3-22: Skalierung der Wärmenetzdaten (eigene Darstellung)	186
Tabelle 3-23: Annahmen Ausbaukosten für Wärmenetze in der Literatur basierend auf [74], [75], [76], [77], [78] und [79]	187
Tabelle 3-24: Annahmen Gasgemischpreis und CO ₂ -Preis basierend auf [50] und [81]	187
Tabelle 3-25: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Stromszenario k = 0,3 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	192
Tabelle 3-26: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Stromszenario k = 0,9 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	193
Tabelle 3-27: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Mittelwegsszenario k = 0,3 und k = 0,9 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	194

Tabelle 3-28: Kapitalwert der verschiedenen Investitionsstrategien und Regulierungsvarianten im Gasszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (eigene Darstellung)	194
Tabelle 3-29: Variation der Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen basierend auf realen Daten (eigene Darstellung basierend auf Daten von Karlsruhe und Esslingen sowie [71] und [88])	204
Tabelle 3-30: Gleichmäßige Variation der Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen (eigene Darstellung)	204
Tabelle 3-31: Sensitivität des Kapitalwertes bei Variation der Personalkosten (eigene Darstellung)	205
Tabelle 3-32: Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 bei Variation der Personalkosten (eigene Darstellung)	206
Tabelle 3-33: Vergleich der Kapitalwert der Varianten eines Wärmenetzausbaus mit den positivsten Konstellationen eines Erhalts des Gasverteilnetzes (eigene Darstellung)	207
Tabelle 4-1: Reduzierte Liste an Geschäftsmodellen, die aus dem AP4.1 an AP4.2 übergeben wurde.	213
Tabelle 4-2 Darstellung der aus den BMWK-Langfristszenarien [2] abgeleiteten Thesen und Einordnung gemäß PESTEL-Kategorien.....	216
Tabelle 4-3: Fragenkatalog für PESTEL-Analyse des Umfelds einzelner Geschäftsmodelle	217
Tabelle 4-4: Leistung der Photovoltaik-Anlage sowie Energiemenge, die nicht lokal verbraucht wird	233
Tabelle 4-5: Durch den Ansatz der Energiezelle zusätzlich generierte Umsätze (o.) und Ersparnisse (u.)	234
Tabelle 5-1 Übersicht über gesellschaftliche Aspekte ausgewählter Wärme-Technologien	244
Tabelle 5-2 Übersicht über die analysierten Studien	244
Tabelle 5-3 Energiewende-Projekte mit konkretem Bezug zu gesellschaftlichen Aspekten	248
Tabelle 5-4 Übersicht der Klimaschutz-Konzepte sowie der genannten Akteure	250
Tabelle 5-5 Arten der Akteure im Kommunalen Klimaschutz.....	251
Tabelle 5-6 Wissenschaftliche Verwertungs- und Diffusionsschritte nach Projektende.....	268
Tabelle 6-1: Anlagengrößen Einstellbar durch Regler	273

10 Literaturverzeichnis

- [1] OSM. OpenStreetMap. Unter Mitarbeit von OpenStreetMap-Contributors. [March 16, 2022]; Available from: <http://www.openstreetmap.org>.
- [2] Bundesamt. Zensus 2011; Available from: https://www.zensus2011.de/DE/Home/home_node.html.
- [3] IWU. Deutsche Gebaeudetypologie. Systematik und Datensätze; 2005; Available from: http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Gebaeudetypologie_Deutschland.pdf.
- [4] Mainzer K. Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme - Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung; 2019.
- [5] Cischinsky H, Diefenbach N. Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016: Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag; 2018.
- [6] DIW. Energiewende: Fokus Gebäude: DIW Wochenbericht 2011.
- [7] Kotzur L. Future Grid Load of the Residential Building Sector. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2018.
- [8] Destatis. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010, Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte - Fachserie 5 Heft 1 - 2010 2012.
- [9] Kleinebrahm M, Weinand JM, Naber E, McKenna R, Ardane A. Analysing municipal energy system transformations in line with national greenhouse gas reduction strategies. Applied Energy 2023;332:120515. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120515>.
- [10] Guminski A, Fiedler C, Kigle S, Pellingner C, Dossow P, Ganz K et al. eXtremOS Summary Report: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. <https://doi.org/10.34805/FFE-24-21>; Available from: https://extremos.ffe.de/#model_landscape.
- [11] Sensfuß F, Lux B, Bernath C, Kiefer C, Pfluger B, Kleinschmitt C et al. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien; 2021.
- [12] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann; 2021.
- [13] Deutsche Energie Agentur GmbH. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin; 10/21.
- [14] Kopernikus-Projekt Ariadne. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam Institute for Climate Impact Research; 2021.
- [15] Sensfuß F, Lux B, Bernath C, Kiefer C, Pfluger B, Kleinschmitt C et al. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien; 2021.
- [16] Kenkmann T, Stieß I, Winger C. Entwicklung des Energiebedarfs für die Wohngebäudeklimatisierung in Deutschland 2030/2050. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2019.
- [17] DIN. DIN EN 12831-1: Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - 2017.
- [18] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. Neue Festlegung für Vollbenutzungsstunden im KWKG: Zukünftige Auslegung von KWK als stromerzeugende Heizung in der Wohnungswirtschaft; 2020; Available from: <https://www.bkwk.de/auslegung-kwk/>. [March 23, 2022].
- [19] Danish Energy Agency. Technology Data for Heating installations (06/2021); 2021; Available from: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_individual_heating_installations.pdf.

- [20] Ruhnau O, Hirth L, Praktiknjo A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Scientific data* 2019;6(1):189. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>.
- [21] Mainzer K, Killinger S, McKenna R, Fichtner W. Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques. *Solar Energy* 2017;155:561–73. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.065>.
- [22] Andrews RW, Stein JS, Hansen C, Riley D. Introduction to the open source PV LIB for python Photovoltaic system modelling package. In: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). IEEE; 2014, p. 170–174.
- [23] Lindberg KB, Doorman G, Fischer D, Korpås M, Ånestad A, Sartori I. Methodology for optimal energy system design of Zero Energy Buildings using mixed-integer linear programming. *Energy and Buildings* 2016;127:194–205. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.039>.
- [24] Richardson I, Thomson M. Domestic Electricity Demand Model--Simulation Example; 2010; Available from: <http://hdl.handle.net/2134/5786>. [17.112022].
- [25] BDEW. Stromverbrauch im Haushalt; 2016; Available from: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Stromverbrauch_im_Haushalt_Juli_2016_Charts_.pdf. [March 17, 2016].
- [26] Destatis. Zeitbudgeterhebung: Aktivitäten in Stunden und Minuten nach Geschlecht, Alter und Haushaltstyp: Zeitbudgets - Tabellenband I. 2001/2002. Wiesbaden; 2006.
- [27] BBSR. Bevölkerungsprognose: Ergebnisse und Methodik: Raumordnungsprognose 2040; 2021; Available from: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/analysen-kompakt/2021/ak-03-2021-dl.pdf;jsessionid=0E7CFEDDC576AB5F68DF90635DB1ABEE.live21302?__blob=publicationFile&v=4. [April 21, 2022].
- [28] DIN. DIN EN ISO 13790(13790); 2008. [May 29, 2018].
- [29] Loga T, Stein B, Diefenbach N, Born R. Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks". 2nd ed. Darmstadt: IWU; 2015.
- [30] Heinz M. Klimaschutzkonzept 2030 Karlsruhe: Zusammenfassung Potenziale und Szenarien 2017.
- [31] Stadtwerke Karlsruhe. Umwelterklärung 2021. Karlsruhe; Available from: https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/wMedia/docs/service/infomaterial/publikationen/umwelterklaerungen/Umwelterklaerung_2021.pdf. [April 12, 2022].
- [32] Copernicus Climate Change Service. ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS); 2017; Available from: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp>.
- [33] Weinand JM, McKenna R, Kleinebrahm M, Mainzer K. Assessing the contribution of simultaneous heat and power generation from geothermal plants in off-grid municipalities. *Applied Energy* 2019;255:113824. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113824>.
- [34] Loga T, Stein B, Diefenbach N, Born R. Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks". 2nd ed. Darmstadt: IWU; 2015.

- [35] Cischinsky H, Diefenbach N. Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016: Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag; 2018.
- [36] McKenna R, Bertsch V, Mainzer K, Fichtner W. Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimization to develop feasible energy concepts in small communities. *European Journal of Operational Research* 2018;268(3):1092–110. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.01.036>.
- [37] Weinand J, McKenna R, Kleinebrahm M, Scheller F, Fichtner W. The impact of public acceptance on cost efficiency and environmental sustainability in decentralized energy systems. *Cell Press Patterns* 2021.
- [38] Weinand JM, Ried S, Kleinebrahm M, McKenna R, Fichtner W. Identification of Potential Off-Grid Municipalities with 100% Renewable Energy Supply for Future Design of Power Grids. *IEEE Transactions on Power Systems* 2020;1. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3033747>.
- [39] Mainzer K. Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme - Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung; 2019.
- [40] Then D, Spalthoff C, Bauer J, Kneiske TM, Braun M. Impact of Natural Gas Distribution Network Structure and Operator Strategies on Grid Economy in Face of Decreasing Demand. *Energies* 2020;13(3):664. <https://doi.org/10.3390/en13030664>.
- [41] Bothe D, Bongers T, Ahlert M, Corneille M. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: Eine modellbasierte Analyse; 2017.
- [42] Jordahl K, van den Bossche J, Fleischmann M, Wasserman J, McBride J, Gerard J et al. *geopandas/geopandas: v0.8.1*: Zenodo; 2020. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3946761>.
- [43] Boeing G. OSMnx: New methods for acquiring, constructing, analyzing, and visualizing complex street networks. *Computers, Environment and Urban Systems* 2017;65:126–39. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2017.05.004>.
- [44] Thurner L, Scheidler A, Schäfer F, Menke J, Dollichon J, Meier F et al. pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems* 2018;33(6):6510–21. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>.
- [45] Pandapower. Time Series Simulation; 2022; Available from: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.9.0/timeseries.html>.
- [46] Christian Rehtanz, Marco Greve, Ulf Häger, Zita Hagemann, Stefan Kippelt, Chris Kittl, Marie-Louise Koubert, Oliver Pohl, Florian Rewald, Christian Wagner. Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Dortmund; 2017.
- [47] Deutsche energie-Agentur GmbH (dena). Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin; 2012.
- [48] Lund H. 4th Generation District Heating and Smart Energy Systems: Insights from the 4DH Research Centre. Karlsruhe; 2018.
- [49] Blömer S, Götz C, Mellwig P, Pehnt M, Jochum P. Die Rolle von Wärmenetzen im Wärmemark der Zukunft. GIS-Analyse technisch ökonomischer Potenziale. *Netze Smart Grids* 2017.
- [50] Fraunhofer ISI, consentec, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, TU Berlin. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht 3: Hauptszenarien 2021.
- [51] Stadtplan Karlsruhe. [June 29, 2023]; Available from: <https://geoportal.karlsruhe.de/stadtplan/index.html?webmap=616597c654ea41d19f4002c5e8af1897>.

- [52] Stadtwerke Karlsruhe GmbH. Abwärme der Raffinerie entlastet die Karlsruher Umwelt. [June 29, 2023]; Available from: https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/unternehmen/umwelt-und-klima/prozessabwaerme/fernwaermeprojekt-mit-miro.php#anchor_14deff6f_Technische-Daten.
- [53] Ingenieurbüro Fischer-Uhrig. STANET - Netzberechnung für Gas, Wasser, Strom, Fernwärme, Abwärme. [July 21, 2021]; Available from: <https://www.stafu.de>.
- [54] Abwicklung von Standardlastprofilen Gas: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden 2020.
- [55] Deutscher Wetterdienst. Klimafaktoren (Kf) für Energieverbrauchsabweise. [July 27, 2020]; Available from: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimafaktoren/klimafaktoren.html>.
- [56] BDEW. Smart Metering: Was Sie über intelligente Messsysteme wissen sollten; Available from: <https://www.bdew.de/energie/digitalisierung/welche-rolle-spielen-smart-meter-fuer-die-digitalisierung-der-energiewende/>.
- [57] Broll R, Jahns C, Kurtz F, Lindner M, Schurtz A, Rehtanz C et al. Digitale Systeme und Dienste für die Energiesystemtransformation. Dortmund: Universitätsbibliothek Dortmund; 2021.
- [58] Fraunhofer IOSB. Entscheidungssunterstützungssysteme. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.iosb.fraunhofer.de/de/kompetenzen/bildauswertung/interaktive-analyse-diagnose/forschungsthemen/augmented-decision-making/entscheidungsunterstuetzung.html>.
- [59] Römer N, Schairer S. Web-Seminar \textbar Bilanzierung.
- [60] Kroener N, Förderer K, Lösch M, Schmeck H. State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure. Applied Sciences 2020;10(11):3665. <https://doi.org/10.3390/app10113665>.
- [61] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Das Smart-Meter-Gateway: Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft; 2022.
- [62] Dimitriou P, Leber T, Nagele N, Temmel L, Tessarek C. Voltage and frequency measuring plug: As part of Smart Grids metering system. In: 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, p. 350–355.
- [63] Ganu T, Seetharam DP, Arya V, Kunnath R, Hazra J, Husain SA et al. nPlug: a smart plug for alleviating peak loads. In: Proceedings of the 3rd International Conference on Future Energy Systems: Where Energy, Computing and Communication Meet. ACM, p. 1–10.
- [64] Luthander R, Lingfors D, Widén J. Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage. Solar Energy 2017;155:1319–25. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.083>.
- [65] Simon Grafenhorst, Kevin Förderer, Veit Hagenmeyer. ThreePhaseHouseGrid; Available from: <https://github.com/KIT-IAI/ThreePhaseHouseGrid>.
- [66] Siemens AG. SICAM 8 Steckbrief.
- [67] Seidel M, Mahn U (eds.). Anreizregulierung - einfach erklärt. 2nd ed. Berlin: VDE Verlag; 2020.
- [68] Oberle S. Die Rolle der Gasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft in Deutschland: Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Dissertation eingereicht. Karlsruhe; 2023.
- [69] Oberle S, Gnann T, Wayas L, Wietschel M, Pfluger B. Analyzing the regulatory framework gaps for gas distribution networks with decreasing natural gas demand in Germany. Eingereicht. Heliyon i.V.
- [70] Then D, Spalthoff C, Bauer J, Kneiske TM, Braun M. Impact of Natural Gas Distribution Network Structure and Operator Strategies on Grid Economy in Face of Decreasing Demand. Energies 2020;13(3):664. <https://doi.org/10.3390/en13030664>.

- [71] frontier economics, IAEW, FourManagement, EMCEL. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: Eine modellbasierte Analyse. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). 2017.
- [72] Wachsmuth J, Michaelis J, Neumann F, Wietschel M, Duscha V, Degünther C et al. Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors 2019.
- [73] Flatt M, Schlittler S, Widmer A. Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen: Im Auftrag des Bundesamt für Energie. Schlussbericht. Bern: Bundesamt für Energie (BFE); 2019.
- [74] Kaspers J, Maiworm C, Hoppe F. Rahmenbedingungen für Nahwärmenetze: Im Auftrag des Landkreise Osnabrück. Abschlussbericht; 2019.
- [75] Thamling N, Langreder N, Rau D, Wünsch M, Maaß C, Sandrock M et al. Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030: Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. Gutachten im Auftrag des AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V; 2020.
- [76] Pehnt M, Nast M, Götz C, Blömer S, Barckhausen A, Schröder D et al. Wärmenetze 4.0. Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“. Kurzstudie zur Umsetzung: Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. Leistungsabruf: durch Referate IIC3 und IIB1 am 05.10.2016. BMWi-Projekt-Nr.: 102/16-03 "Studie Niedertemperaturnetze Saisonalspeicher". Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln; 2017.
- [77] Persson U, Wiechers E, Möller B, Werner S. Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. Energy 2019;176:604–22. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189>.
- [78] Persson U, Möller B, Sánchez-García L, Wiechers E. District heating investment costs and allocation of local resources for EU28 in 2030 and 2050. Funded from the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Programme under Grant Agreement No 846463; 2021.
- [79] KEA-BW. Leitfaden Kommunale Wärmeplanung. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg; 2021.
- [80] Stadtwerke Karlsruhe. Fernwärme für Karlsruhe; 2021.
- [81] Die Bundesregierung. Ermäßigter Steuersatz für Gas, weniger Stromkosten. Berlin; 2022.
- [82] Stadtwerke Karlsruhe. Fernwärme - Die Heizung ohne Heizung; 2022.
- [83] Hirzel S (ed.). Energiekompendium: Ein Nachschlagewerk für Grundbegriffe, Konzepte und Technologien mit 323 Abbildungen und 107 Tabellen. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag; 2017.
- [84] Caldecott B, Howarth N, McSharry P. Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks. Stranded Assets Programme; 2013.
- [85] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 15. März 2022. Bericht 2022.
- [86] Verivox. Aktuelle Gaspreise für Neukunden; 2023.
- [87] BNetzA Beschlusskammer 9. Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastruktur ("KANU"): Aktenzeichen: BK9-22/614. Beschluss. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA); 2022.
- [88] Lange R, Schwigon A, Steiner M. Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. DVGW energie | wasser-praxis 2021.

- [89] Energy, DG Joint Research Centre /. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. [November 06, 2023]; Available from: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [90] Pfenninger S, Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 2016;114:1251–65. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.
- [91] Staffell I, Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy* 2016;114:1224–39. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.
- [92] Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, Bacmeister J, Liu E et al. MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *Journal of Climate* 2011;24(14):3624–48. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>.
- [93] Müller R, Pfeifroth U, Träger-Chatterjee C, Cremer R, Trentmann J, Hollmann R. Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 1: EUMETSAT Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF); 2015. https://doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V001; Available from: http://wui.cmsaf.eu/safira/action/viewDoiDetails?acronym=SARAH_V001.

Literaturverzeichnis Teil 2 (AP 1, 4)

- (Baden-Württemberg), Bündnis 90/Die Grünen (Baden-Württemberg) & CDU. "Jetzt für Morgen - der Erneuerungsvertrag für Baden-Württemberg." 2021.
- (BMWi), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Verkehr*. Berlin, 2021.
- (BMWK), Bundesministerium für Wirtschaft und Klima. *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. Berlin, 2021.
- . *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Szenarien T45, Sektor Verkehr*. Berlin, 2022.
- (BUND), Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. "Strom und Wärmeerzeugung aus Geothermie." 03 2007. https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/bund/position/geothermie_position.pdf (accessed 11 15, 2022).
- (kba), Kraftfahrzeugbundesamt. *Datenabfrage zum Güterverkehrsaufkommen Karlsruhe*. Flensburg, 2022.
- . *Datenanfrage zum Bestand an Kraftfahrzeugen nach Antriebstechnologien in Karlsruhe*. Flensburg, 2021.
- (SWKA), Stadtwerke Karlsruhe. *Datenlieferung zu gemeldeten Ladenschlüssen im Stadtkreis Karlsruhe*. Karlsruhe, 2021.

- (UBA), Umweltbundesamt. *Erneuerbare Energien: Geothermie*. 10 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/geothermie#oberflachennahe-geothermie> (accessed 11 15, 2022).
- AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. *Internetauftritt des AGFW*. 2018. <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/europa-und-internationales/red-ii/> (accessed 03 04, 2021).
- Aleman, Aurélie. *energiezukunft - Das Portal für Erneuerbare Energien und die bürgernahe Energiewende*. 2023. <https://www.energiezukunft.eu/meinung/die-meinung/zukunftsmodell-energiegemeinschaften/> (accessed 02 07, 2023).
- Andor. "Zahlungsbereitschaft für grünen Strom. Zunehmende Kluft zwischen Wunsch und Wirklichkeit." *RWI-Diskussionspapier, Heft 105*, 2016.
- Bradley, Rae und. "Energy autonomy in sustainable communities - a review of key issues." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(9), 2012: 6497-6506.
- Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz. *Gesetze im Internet*. n.d. <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/> (accessed 03 04, 2021).
- Bundesministerium der Justiz und für den Verbraucherschutz. *Gesetze im Internet*. n.d. <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/index.html> (accessed 03 04, 2021).
- . *Gesetze im Internet*. 2005. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html (accessed 03 04, 2021).
- . *Gesetze im Internet*. 2014. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html (accessed 03 04, 2021).
- . *Gesetze im Internet*. 2016. https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/index.html (accessed 03 04, 2021).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetze im Internet*. n.d. <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/index.html> (accessed 03 04, 2021).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Referat Öffentlichkeitsarbeit, Online-Kommunikation und Social Media. *Internetauftritt des BMU*. n.d. <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/> (accessed 03 04, 2021).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Arbeitsgruppe IK III 1. "Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung." 2016.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - Referat Soziale Medien, Öffentlichkeitsarbeit. *Informationsportal Erneuerbare Energien*. n.d. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=72462 (accessed 03 04, 2021).

- . *Internetauftritt des BmWi.* n.d.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gebaeude-elektromobilitaetsinfrastruktur-gesetz.html> (accessed 03 04, 2021).
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Internetauftritt der Bundesnetzagentur.* 2007.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html (accessed 06 21, 2021).
- Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (federführend), Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (federführend). "Entwurf eines Gesetzes zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität." 2020.
- Danish Energy Agency. *Danish Energy Agency.* 2021. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.
- Dirk Vallée, Barbara Engel, Walter Vogt. *Stadtverkehrsplanung Band 2.* Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2021.
- Ecke, L., B. Chlond, M. Magdolen, and P., Vortisch. *Deutsches Mobilitätspanel (MOP) – Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2019/2020: Alltagsmobilität und Fahrleistung.* Karlsruhe: Institut für Verkehrswesen (KIT), 2020.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft. *Dynamis Hauptbericht.* Dezember 20, 2020. <https://openaccess.ffe.de/10.34805/ffe-144-19>.
- Fraunhofer-Institut. *Langfristszenarien.* 2022. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gesamtbilanzen.php>.
- GFai e.V. *TOP-Energy - GFai e.V.* 12 22, 2022. <https://www.gfai.de/entwicklungen/prozesse-infrastruktur/top-energy>.
- Informationstechnik, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik. *Zellulares Energiesystem - Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen.* Frankfurt am Main, 2019.
- ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. "STUDIE SUPERGRID - Ansatz für die Integration von Erneuerbaren Energien in Europa und Nordafrika." 2016. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Studie_Supergrid_final_160412.pdf (accessed 11 11, 2022).
- ISI, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. *Langfristszenarien.* 2021. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> (accessed 11 2022, 08).
- . "Langfristszenarien 3 - Kurzbericht." 05 2021. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf (accessed 11 18, 2022).
- Kallrath, Josef. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis.* ISBN: 3528031417: Vieweg & Teubner, 2002.

KG, Energy Brainpool GmbH & Co. "PPA-Preismonitor Download." n.d. <https://www.energybrainpool.com/services/ppa-preismonitor-download.html> (accessed 02 07, 2023).

Klimaschutz, Bundesministerium für Wirtschaft und. *Informationsportal Erneuerbare Energien*. n.d. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Geothermie/geothermie.html> (accessed 11 15, 2022).

—. *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. 02 2022. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021.pd> (accessed 11 15, 2022).

Kremp, Ralph. "Impulsvortrag zur aktuellen Energiepolitik (BET Energieforum 2022)." 2022.

Landesrecht BW Bürgerservice. n.d. <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/jsessionid=14BB05618F5C376D922042DE241C2E20.jp91?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWrahmen> (accessed 03 04, 2021).

Landesrecht BW Bürgerservice. 2015. <https://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=ErnW%C3%A4rmeG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true> (accessed 03 04, 2021).

Langer. "Public participation in wind energy projects located in Germany: Which form of participation is the key to acceptance?" *Renewable Energy* 112, 2017: 66-73.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. "Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK)." 2014.

München, Stadtwerke. *Geothermie: Den Schatz aus der Tiefe sinnvoll nutzen*. 10 2021. <https://www.swm.de/magazin/energie/geothermie> (accessed 11 15, 2022).

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, now-GmbH im Auftrag des BMVI. *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf*. Berlin, 2020.

Öko-Institut. *Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland*. 2020.

Prognos AG et al. "Klimaneutrales Deutschland 2045." 2021.

Siegrist, Sütterlin und. "Public acceptance of renewable energy technologies from an abstract versus concrete perspective and the positive imagery of solar power." *Energy Policy* 106, 2017: 356-366.

Sievers, John. *Dieselmotor-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Kontext der Integration Erneuerbarer Energien*. Kassel: Dissertation, Abrufbar Uni Kassel, 2010.

Stadtverwaltung Karlsruhe. "Klimaschutzkonzept Karlsruhe 2030 - Maßnahmenkatalog." 2020.

Umweltschutz, Stadtwerke Karlsruhe GmbH Referat. *Umwelterklärung 2021*. Karlsruhe, 2022.

Uwe Clausen, Carina Thaller. *Wirtschaftsverkehr* 2013. Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2013.

Literaturverzeichnis Teil 3 (AP 5)

100ProzentErneuerbar (2012): Akzeptanz für Erneuerbare Energien Akzeptanz planen, Beteiligung gestalten, Legitimität gewinnen – Kurzfassung August 2012 https://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2012_Akzeptanzleitfaden_Kurzfassung.pdf

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2021): AEE-AKZEPTANZUMFRAGE 2021, <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/aee-akzeptanzumfrage-2021>

BDEW (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung Kurzstudie, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf

Böhnisch, H.; Deuschle, J.; Nast, M.; Pfenning, U. (2006): Forschungsbericht FZKA - BWPLUS. Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand – Initiierung von Pilotprojekten in Baden-Württemberg, Hemmnisanalyse und Untersuchung der Einsatzbereiche. Endbericht. Stuttgart.

Bundesamt für Naturschutz (o.J.): Projekte suchen, <https://www.natur-und-erneuerbare.de/projektdatenbank>

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)(2019): Naturbewusstsein 2019, Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/naturbewusstseinsstudie_2019_bf.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Im Fokus: Grüne Wärme Neues Förderprogramm für nachhaltige Fernwärme, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/02/04-im-fokus-gruene-waerme.html>

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH, 2023): Pressemitteilung, Neue Branchenzahlen 2023: Boom bei Heizungsverkäufen, <https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/neue-branchenzahlen-2023-boom-bei-heizungsverkaeufen>

Bundesregierung (2022): EEG-Umlage fällt weg - Stromkunden werden entlastet, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>

Bundesverband für Windenergie (2023): Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten, <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/>

Bundesverband für Windenergie (2020): Gemeinsam Gewinnen – Windenergie vor Ort, <https://www.yumpu.com/kiosk/publikationen/gemeinsam-gewinnen-windenergie-vor-ort/60797084>

- Bundesverband für Windenergie (2018): Gemeinsam gewinnen – Windenergie vor Ort - Ein Grundlagenpapier zu den Themen Wertschöpfung, Bürgerbeteiligung und Akzeptanz, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/01-windkraft-vor-ort/20180614_gemeinsam_gewinnen_windenergie_vor_ort_web.pdf
- Bundesverband Wärmepumpe E.V. (2023): Starker Rückgang der Wärmepumpen-Förderanträge im ersten Halbjahr, <https://www.waermepumpe.de/presse/news/details/starker-rueckgang-der-waermepumpen-foerderantraege-im-ersten-halbjahr/#content>
- Clausen, J. & Hinterholzer, S. (2022). Wärmepumpenanlagen: Technologie, Wirtschaftlichkeit, Diffusionsfaktoren. Berlin: Borderstep Institut. https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/03/Vorstudie-Waermepumpe_20220302.pdf
- enArgus (o.J.): Suche in Fördervorhaben, <https://www.enargus.de/>
- Energieverdichter/GL (2023): Was tun mit der alten Ölheizung? <https://www.energieverdichter.de/was-tun-mit-der-alten-oelheizung/>
- EUPD Research (2021): 89 Prozent des Solarpotenzials noch ungenutzt, <https://www.eupd-research.com/89-prozent-des-solarpotenzials-noch-ungenutzt/>
- Fachagentur für Windenergie an Land (2022): Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land, https://fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Akzeptanz/FA_Wind_Umfrageergebnisse_Herbst_2022.pdf
- Fachportal für die Gebäudetechnik (2022): Prognosen übertroffen: Wärmepumpen gefragt wie nie, <https://www.haustec.de/heizung/waermepumpen/prognosen-uebertroffen-waermepumpen-gefragt-wie-nie>
- Fraunhofer IEG (2022): ROADMAP TIEFE GEOTHERMIE FÜR DEUTSCHLAND - Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende Strategiepapier von sechs Einrichtungen der FraunhoferGesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft, <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf>
- geo-co (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II b): Geothermie, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-3-geothermie.pdf?blob=publicationFile&v=7
- Hohmeyer, O. (2018): Schlüsselakteure bewegen kommunalen Klimaschutz, Hrsg. Europa-Universität Flensburg (EUF), Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, (ZNES) Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft, Interdisziplinäres Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften http://schluesselakteure.de/wp-content/uploads/2018/05/Leitfaden_Erfolgreicher-kommunaler-Klimaschutz-dank-Schl%C3%BCsselakteuren.pdf

- Jürges, N. (2016). Wahrnehmungen und Funktionen in der Transformation zur Bioökonomie - eine Akteursanalyse im Politikfeld "Boden". (UFZ Discussion Papers, 6/2016)
- Kleinebrahm, M.; Weinand, J.M.; Naber, E.; McKenna, R. & Ardone, A. (2023): Analysing municipal energy system transformations in line with national greenhouse gas reduction strategies, *Applied Energy* 332, 120515, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120515>
- Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, 2023): KfW-Energiewendebarmeter 2023 Energiewende im Spannungsfeld zwischen Handlungsbedarfen und finanziellen Möglichkeiten, <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarmeter/KfW-Energiewendebarmeter-2023.pdf>
- Mahapatra, Krushna, Gustavsson, Leif (2009): Influencing Swedish homeowners to adopt district heating system, *Applied Energy* 86, 144-154.
- Miles, S. (2017): Stakeholder Theory Classification: A Theoretical and Empirical Evaluation of Definitions, *Journal of Business Ethics*, 142:437–459, DOI <https://doi.org/10.1007/s10551-015-2741-y>
- Ministerium für Landesentwicklung und Wohnen in Baden-Württemberg (2023): Photovoltaik und Denkmalschutz - Leitlinien für Solaranlagen auf Denkmalen, <https://mlw.baden-wuerttemberg.de/de/denkmalschutz/pv-und-denkmalschutz>
- Römer, D. & Salzgeber, J. / Kreditanstalt für Wiederaufbau (2023): KfW-Energiewendebarmeter 2023 Energiewende im Spannungsfeld zwischen Handlungsbedarfen und finanziellen Möglichkeiten, (Hrsg.) KfW Bankengruppe, <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarmeter/KfW-Energiewendebarmeter-2023.pdf>
- DeStatis/Statistisches Bundesamt (2022): 2,2 Millionen Photovoltaik-Anlagen in Deutschland installiert https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/06/PD22_N037_43.html
- Landesamt für Denkmalpflege Schleswig-Holstein (2022): Handreichung des Landesamtes für Denkmalpflege Schleswig-Holstein, https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/LD/Downloads/GesetzVerordnungen/LfD_Leitlinien_Solaranlagen_2022.pdf?blob=publicationFile&v=2
- Siegel, B.; Bergner, J.; Kranz, L.; Quaschnig, V. (2018): Systematische Betrachtung von Hemmnissen für den PV-Ausbau, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 658 – 672, <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/SIEGEL-2020-Systematische-Betrachtung-von-Hemmnissen-fuer-den-PV-Ausbau.pdf>
- Statista (2011): Inwieweit sind Sie für oder gegen den Gebrauch von Solarenergie in Deutschland?, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/196147/umfrage/meinung-zum-gebrauch-von-solarenergie-in-deutschland/>

Umweltbundesamt (2023): Erneuerbare Energien in Zahlen, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>

Umweltbundesamt (2016): Wärmepumpen mit natürlichen Kältemitteln, Endbericht, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/waermepumpen-natuerlichen-kaeltemitteln>

Verbraucherzentrale (2015): Nahwärmegenossenschaften Chancen & Risiken aus Verbrauchersicht, https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media235608A.pdf

Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz (2020): WÄRMEPUMPEN - Das sollten Sie wissen, https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/2020-04/200305_BHP_VZ_Waermepumpen.pdf

Walter, V./Lichtblick (2020): Mehrheit der Deutschen für Solaranlagen auf Dächern, <https://static.lichtblick.de/presse/2020/mehrheit-der-deutschen-fuer-solaranlagen-auf-daechern.zip>

Wirth, H. (2023): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 27.09.2023

Wrobel, P.; Schnier, M.; Schill, C.; Kanngießer, A.; Beier, C. (2016): Planungshilfsmittel: Praxiserfahrungen aus der energetischen Quartiersplanung, in: Begleitforschung EnEff:Stadt (Hrsg.), Schriftenreihe EnEff:Stadt, Stuttgart, Deutschland: Fraunhofer IRB Verlag

Klimaschutzkonzepte der vier Städte:

Klimaschutzkonzept Esslingen (2020): Integriertes Klimaschutzkonzept für den Landkreis Esslingen Endbericht – Band I Hans Hertle (Projektleitung), Helmut Bauer, Miriam Dingeldey, Frank Dünnebeil, Benjamin Gugel (ifeu) Olaf Hildebrand, Holger Zimmermann (ebök) Heidelberg, 12.02.2020 https://www.landkreis-esslingen.de/site/LRA-Esslingen-ROOT/get/params_E-536514398/17968791/Klimaschutzkonzept_Endbericht_komplett_20200221.pdf

Klimaschutzkonzept Göppingen (2013): Integriertes Klimaschutzkonzept für den Landkreis Göppingen, https://www.landkreis-goeppingen.de/site/LRA-GP-Internet/get/params_E454471291/3742530/Klimaschutzkonzept%20Landkreis%20G%C3%B6ppingen%20Dezember%202013.pdf

Klimaschutzkonzept Karlsruhe (2020): Klimaschutzkonzept Karlsruhe 2030 Maßnahmenkatalog, <https://shorturl.at/deERW>

Klimaschutzkonzept Kiel (2017): Endbericht_Masterplan_100_Prozent_Klimaschutz_Kiel: https://www.kiel.de/de/umwelt_verkehr/klimaschutz/ dokumente masterplan/Endbericht_Masterplan_100_Prozent_Klimaschutz_Kiel.pdf