

HOCHTEMPERATURWÄRMEPUMPEN IN DER NAH- UND FERNWÄRME- VERSORGUNG


Technologieperspektive für den kurz- und mittelfristigen Einsatz in multivalenten Systemen

17. Oktober 2024

Autoren (alphabetisch):

Jonas Freißmann 

Malte Fritz 

Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy 



Kanzleistraße 91-93
24943 Flensburg
www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit



Gefördert durch die:



Flensburg, Oktober 2024

Forschungsergebnisse

ISSN: 2196-7164



Kurzfassung

Zentrale Wärmeversorgungssysteme sind ein wichtiger Baustein der Wärmewende zur Mitigation des anthropogenen Klimawandels. Hochtemperaturwärmepumpen nehmen darin als hoch effiziente Power-to-Heat-Technologie eine Schlüsselrolle ein. Ziel des in diesem Bericht dokumentierten Projekts ist es, die kurz- und mittelfristige Technologieperspektive von Wärmepumpen in multivalenten leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen zu untersuchen. Um den bestmöglichen Transformationspfad zu entwickeln, ist zu identifizieren, welche konkreten technologischen Konzepte ökonomisch sowie ökologisch von Vorteil sind. Diese sind in verschiedenen Einbindungsoptionen und unter veränderlichen energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu untersuchen.

Dazu wird zunächst ein breites Spektrum von am Markt erhältlichen sowie in Forschung und Entwicklung befindlichen Wärmepumpen mithilfe der Open Source Simulationssoftware *TESPy* komponentengenau modelliert. Die einzelnen Optionen werden dann anhand von Investitionskosten und Leistungszahl im Auslegungspunkt einander gegenübergestellt. Nach einer Vorauswahl werden Betriebscharakteristiken geeigneter Wärmepumpen erzeugt und für die Nutzung in der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung mit dem ebenfalls quelloffenen Softwarepakets *oemof.solph* vorbereitet. Dort bilden sie in Kombination mit anderen Wärmeversorgungsanlagen ein multivalentes Energiesystem, dessen Einsatz im Erzeugungsverbund schließlich nach wirtschaftlichen Kriterien und hinsichtlich der Systemwirkung bewertet wird. Die Untersuchung wird für drei verschiedene netzgebundene Wärmeversorgungssysteme durchgeführt: ein großes konventionelles Bestandsnetz, ein kleineres Subnetz als Erweiterung eines bestehenden Primärnetzes sowie ein Fernwärmenetz der vierten Generation (4GDH).

Neben der Simulation unter historischen Rahmenbedingungen des Jahres 2019 mit Hinzunahme der BEW-Förderung und Wegfall der EEG-Umlage, werden die Wärmepumpen und Versorgungssysteme in dem ANGUS Zukunftsszenario 2040DG optimiert. Darüber hinaus findet eine Sensitivitätsanalyse über den als ein zentraler Faktor identifizierten Gaspreis statt, um die Aussagekraft der bis dahin generierten Ergebnisse zu untermauern.

Es zeigt sich zunächst, dass unterschiedliche Detailkonzepte für Wärmepumpen auch zu einem unterschiedlichen Einsatz im Versorgungssystem führen. Darüber hinaus kann gezeigt werden, dass sich aus dem breiten Technologiespektrum je nach Gewichtung von Kosten und Effizienz verschiedene attraktive Konzepte identifizieren lassen. Die Untersuchung ergibt weiter, dass unter historischen Rahmenbedingungen mit der gewählten Förderkulisse die Investitionskosten der Wärmepumpen eine gewichtigere Rolle für den Grad der Integration in das Wärmeversorgungssystem einnehmen als ihre Effizienz. Das gilt jedoch nur solange, wie die Leistungszahl *COP* den Anforderungen der BEW-Betriebskostenförderung entspricht. Unter diesen Randbedingungen eignen sich alle Wärmeversorgungssysteme für die Integration von Wärmepumpen, wobei die höchsten Deckungsanteile erzielt werden können, wenn sie in einem progressiveren Wärmenetz der vierten Generation und nicht in Konkurrenz mit einer fossilgefeuerten KWK-Anlage stehen. In den konventionell geprägten Systemen des Bestands- und Subnetzes bleibt das dort als KWK-Technologie vertretene Gas- und Dampfheizkraftwerk aufgrund der niedrigen Erdgaspreise

und hohen Stromerlöse höchst profitabel und damit die dominierende Versorgungsanlage. Da Wärmepumpen und KWK-Anlagen jeweils gegenteilig auf Strompreissignale reagieren, kann sich jedoch eine synergetische Betriebsstrategie ergeben, bei denen erstere bei niedrigen und letztere bei hohen Strompreisen eingesetzt werden.

Über die gesamte Analyse hinweg stellen sich jedoch die energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen als zentraler Einfluss für eine gelungene Integration der Wärmepumpen heraus. So sorgt der Wegfall der oben erwähnten BEW-Betriebskostenförderung der Wärmepumpen selbst bei gleichzeitiger Verteuerung fossiler Brennstoffe dafür, dass unter den Rahmenbedingungen des Szenarios 2040DG in konventionellen Versorgungssystemen keine Wärmepumpen installiert werden. Ohne diese Förderung fallen die Leistungszahl und die Attraktivität von Konkurrenztechnologien stärker ins Gewicht, weshalb sich lediglich im 4GDH System Wärmepumpen weiterhin gegen das hochpreisige Biogas-BHKW durchsetzt. Anhand der Sensitivitätsanalyse über den Gaspreis können allerdings auch für das Bestandsnetz Kippunkte identifiziert werden, bei denen die GuD-Anlage nicht länger als Hauptversorger eingesetzt wird. Dabei handelt es sich um einen nahezu diskreten Punkt, bei dem eine nur geringfügige Preiserhöhung, im untersuchten Fall um wenige zehn Prozent, eine drastische Umstellung der Versorgungsstruktur nach sich zieht. Die Lage und Schärfe des Kippunktes sind dabei von der Volatilität der Bezugsenergiekosten abhängig. Darüber hinaus zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass sich KWK-Anlagen selbst bei einem hohem Integrationsgrad erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung bei hohen Strompreisen weiterhin rentieren können und erst bei starker Gaspreiserhöhung vollständig aus der Versorgung ausscheiden. Folglich ist eine Entkopplung von Gas- und Strompreis ein zentraler Faktor für die Durchsetzung von Wärmepumpen in der Anlagenkonkurrenz.

Die Sensitivität der Ergebnisse unterstreicht die hohe Bedeutung der Rahmenbedingungen. Entsprechend sind die konkreten Schlussfolgerungen nur unter Berücksichtigung der Randbedingungen sowie der aus numerischen Gründen nötigen Vereinfachungen der Modellierung zu interpretieren. Der Einfluss der Modellierungsmethodik konnte aufgrund mangelnder Validierungsmöglichkeiten nicht genauer untersucht werden. Insgesamt ist zwar ein Mangel an frei verfügbaren Daten zu Kosten und Betriebscharakteristiken von Versorgungsanlagen und ihren Komponenten zu beklagen. Grundsätzlich hat die Untersuchungsmethodik jedoch interpretierbare und aussagekräftige Ergebnisse hervorgebracht und eignet sich damit, Entscheidungsprozesse für konkrete Vorhaben und übergeordnete Strategien zu unterstützen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Hochtemperaturwärmepumpen ein wesentlicher und sogar dominanter Baustein in der zukünftigen Nah- und Fernwärmeversorgung sein können. Ein weites Technologiespektrum steht für die Einbindung von Wärmepumpen in verschiedenste Versorgungssysteme bereit. Ihre Attraktivität im Vergleich zu konventionellen Technologien hängt dabei aber weniger von der technischen Detailauslegung, also beispielsweise von wärmetechnischer Schaltung und verwendetem Kältemittel, als vielmehr von den energiewirtschaftlichen Randbedingungen ab. Günstige Bedingungen für Wärmepumpen sind jetzt schon in vielen Anwendungsfällen gegeben, werden aber momentan auch durch eine entsprechende Förderkulisse erreicht. Wann sich Wärmepumpen auch ohne Förderung gegen konventionelle Technologien durchsetzen, hängt wesentlich vom Verhältnis von Brennstoffpreisen zu Preisen und Kosten elektrischer Energie ab. Mit den im Zuge des Projektes entwickelten Open Source Werkzeugen sind die methodischen Grundlagen für Einzelfalluntersuchungen geschaffen, die für die Entscheidung über den Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen unter konkreten technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen immer notwendig sein werden.

Vorwort

Der Forschungsbericht zu *Hochtemperaturwärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung – eine Technologieperspektive für den kurz- und mittelfristigen Einsatz in multivalenten Systemen* wurde durch das Programm HWT Energie und Klimaschutz gefördert und in Kooperation mit der Arctos Industriekälte AG durchgeführt. Die Autoren danken der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein und dem Projektpartner für die Unterstützung. Im Rahmen der Ausarbeitung sind Inhalte des Berichts für die VDI Richtlinie 4635 Power-to-Heat verwendet und zwei Konferenzpaper veröffentlicht worden.

Bei der VDI Richtlinie 4635 Power-to-Heat sind Teile des Technologiespektrums für den Stand der Technik von Wärmepumpen verwendet worden. Im Abschnitt „Kreisprozesse - Wärmepumpen“ der Richtlinie wurde der allgemeine Aufbau des linksdrehenden Kreisprozess, Informationen zum Kältemittel, Verdichter sowie Wärmequelle und -senke übernommen. Zudem wurden einige Teile des Abschnitts 2.2 „Technologien zur Steigerung der Leistungszahl“ in die VDI Richtlinien integriert.

Das erste Konferenzpaper *Modellierung von Hochtemperaturwärmepumpen in der integrierten Simulation von multivalenten Wärmeversorgungssystemen* ist bei der 1. Konferenz zur Norddeutschen Wärmeforschung 2023 veröffentlicht worden. Darin werden verschiedene Wärmepumpenschaltungen mit unterschiedlichen Arbeitsmedien abgebildet, ausgelegt und anschließend anhand von Einsatzoptimierungen hinsichtlich Anlagenbetrieb, Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit in einem multivalenten Wärmeversorgungssystem analysiert. Ergebnis des Konferenzpapers ist, dass sich Verbesserungen des *COP* aufgrund von topologischen Maßnahmen sowie der Wahl eines geeigneteren Kältemittels auf den Deckungsanteil der Wärmepumpen unter den gewählten Randbedingungen durchschlagen. Der signifikante Anstieg resultiert dabei in leicht geminderten Wärmegestehungskosten und reduziert die Gesamtemissionen des Versorgungssystems. [47]

Auslegung und Einsatz von Großwärmepumpen in verschiedenen multivalenten Wärmeversorgungssystemen basierend auf MILP-Optimierung ist der Titel des zweiten Konferenzpapers, das bei der 7. RET.Con in 2024 in Nordhausen präsentiert wurde. Darin wird eine Methodik zur Bewertung von Großwärmepumpen in multivalenten Wärmeversorgungssystemen vorgestellt. Diese wird auf drei Fallbeispiele angewendet (städtisches Fernwärmenetz, Subnetz, das ein bestehendes Fernwärmenetz erweitert, und ein als 4GDH Konzept angelegtes Wärmenetz). Die Methodik erweist sich dabei als vielseitig anwendbar und liefert interpretierbare Ergebnisse. Unter den unterstellten Rahmenbedingungen der Energiesystemdaten von 2019 und einer Förderkulisse mit BEW-Förderung und Wegfall der EEG-Umlage werden Großwärmepumpen mit verschiedener Anlagengröße in allen Systemen integriert. In dem vorliegenden Bericht sind unter anderem die gleichen Wärmeversorgungssysteme analysiert wurden. Da zum Teil mit einer höheren Genauigkeit hinsichtlich des numerischen Optimums bei der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung gearbeitet wurde, unterscheiden sich Ergebnisse des Berichts von denen des Konferenzpapers. Allgemein ist darauf hingewiesen, dass bedingt durch das numerische Lösungsverfahren identische Inputparameter nicht zwangsläufig dasselbe Ergebnis produzieren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Zielsetzung	2
1.2	Methodik	2
1.3	Forschungsfragen	2
2	Technologie	5
2.1	Wärmepumpenkomponenten	5
2.2	Technologien zur Steigerung der Leistungszahl	12
2.3	Kostenanalyse der Komponenten	19
3	Wärmeversorgungssysteme	23
3.1	Bestandsnetz	23
3.2	Subnetz	24
3.3	Fernwärmenetz der vierten Generation	25
4	Techno-ökonomisches Betriebsmodell	27
4.1	Struktureller Aufbau	27
4.2	Modellierung	28
4.3	Bewertungskriterien	33
5	Rahmenbedingungen	37
5.1	Status Quo	37
5.2	Mittelfristiges Szenario	44
6	Ergebnisse	47
6.1	Analyse der Wärmepumpentechnologien	47
6.2	Bedeutung der Einbindungsoptionen	61
6.3	Einfluss der Rahmenbedingungen	70
7	Fazit	81
7.1	Schlussfolgerung	81
7.2	Diskussion der Ergebnisse	82
7.3	Ausblick	83
	Literaturverzeichnis	84
A	Anhang	93
A.1	Modellierung der Versorgungsanlagen	93
A.2	Investitions- und Betriebskosten	101
A.3	Temperaturverlauf der Flensburger Förde als Wärmequelle	104
A.4	Preprocessing Wärmelastdaten	105
A.5	MIP Gap Sensitivitätsanalyse	108

Abbildungsverzeichnis

1.1	Zusammenspiel von KWK, PtH und TES in der Sektorenkopplung	1
2.1	Wärmepumpe mit einfachen Kreisprozess	6
2.2	Wärmepumpe mit internem Wärmeübertrager	12
2.3	Wärmepumpe mit zweistufige Kompression und Zwischenkühlung	13
2.4	Wärmepumpe mit interner Dampfeinspritzung (geschlossener Economizer)	14
2.5	Wärmepumpe mit interner Dampfeinspritzung (offener Economizer)	15
2.6	Wärmepumpe mit geschlossenem Economizer und paralleler Kompression	15
2.7	Wärmepumpe mit offenem Economizer und paralleler Kompression	16
2.8	Kombinierter Wärmepumpenprozess mit Mitteldruckflasche	17
2.9	Zweistufiger Wärmepumpenprozess mit Wärmeübertrager	18
2.10	Einfacher und zweistufiger transkritischer Wärmepumpenprozess	19
3.1	Topologie des Bestandsnetzes	23
3.2	Datensatz des Fernwärmenetzes der Flensburger Stadtwerke aus 2019	24
3.3	Topologie des Subnetzes	25
3.4	Modifizierter Datensatz des Subnetzes aus 2019	25
3.5	Topologie der Netze der 4th Generation District Heating	26
3.6	Datensatz des Fernwärmenetzes der Stadt Sønderborg aus 2019	26
4.1	Ablauf der Auslegungs- und Einsatzoptimierung	27
4.2	Korrelation der spezifischen Emissionsfaktoren des Gesamtmix	36
4.3	Täglicher Mittelwert der spez. Emissionsfaktoren des Strommix 2019	36
5.1	Stündliche Day-Ahead-Preise des Spotmarkstrompreises in 2019	38
5.2	Monatlicher Mittelwert des Erdgaspreises 2019	41
5.3	Stündliche Day-Ahead-Preise des Spotmarkstrompreises 2040	45
5.4	Täglicher Mittelwert der spez. Emissionsfaktoren des Strommix 2040DG	45
6.1	Ad-hoc-Auswahl von Wärmepumpenkonzepten zur Voruntersuchung	49
6.2	Betriebscharakteristiken der Ad-hoc-Auswahl von Wärmepumpenkonzepten . . .	50
6.3	Deckungsanteile der Ad-hoc-Auswahl einer beispielhaften Wärmeversorgungsaufgabe	50
6.4	Monatlichen Gesamtwärmemenge zweier unterschiedlicher Wärmepumpenkonzepte	51
6.5	Ergebnisse der Vorauswahl – Investitionskosten über COP der Wärmepumpen . .	52
6.6	Vorauswahl von Wärmepumpenkonzepten für die weitere Analyse	53
6.7	Lin. Betriebscharakteristiken im \dot{Q} - P -Diagramm und im COP -Teillast-Diagramm	55
6.8	Deckungsanteile und Jahresdauerlinien der par. Komp. R717 im BN 2019	57
6.9	Monatliche Gesamtwärmemenge der par. Komp. R717 im BN 2019	58
6.10	Deckungsanteile und Jahresdauerlinien der par. Komp. R1234ze(Z) im BN 2019 .	58
6.11	Monatliche Gesamtwärmemenge der par. Komp. R1234ze(Z) im BN 2019	59
6.12	Anteile zu den Wärmegestehungskosten der drei Wärmepumpensetups im BN 2019	61
6.13	Deckungsanteile und Jahresdauerlinien der par. Komp. R717 im SN 2019	63

6.14	Monatliche Gesamtwärmemenge der par. Komp. R717 im SN 2019	63
6.15	Deckungsanteile und Jahresdauerlinien der par. Komp. R717 des PN im SN 2019	64
6.16	Monatliche Gesamtwärmemenge der par. Komp. R717 des PN im SN 2019	65
6.17	Deckungsanteile und Jahresdauerlinien der par. Komp. R717 im 4GDH Netz 2019	66
6.18	Monatliche Gesamtwärmemenge der par. Komp. R717 im 4GDH Netz 2019	67
6.19	Verlauf des Speicherstandes der par. Komp. R717 im 4GDH Netz 2019	67
6.20	Anlagenbetrieb der par. Komp. R1234ze(Z) im 4GDH Netz 2019	69
6.21	Deckungsanteile der Wärmesysteme der parallelen Kompression R717 in 2040DG	72
6.22	Korrelation der spez. Emissionsfaktoren und des Strompreises (2040DG)	74
6.23	Gesamtjahreswärmemengen bei var. Gaspreis der par. Komp. R717 im BN 2040DG	75
6.24	Kapazitäten bei variierten Gaspreis der par. Komp. R717 im BN 2040DG	76
6.25	Anlagenbetrieb für fünf Gaspreise mit der par. Komp. R717 im BN 2040DG	78
A.1	Fließschema des GuD-Modells in TESP _y	97
A.2	Fließschema des BHKW-Modells in TESP _y	98
A.3	Kostendegression von Flachkollektoren	101
A.4	Verschiedene Speicherprojekte nach spezifischen Investitionskosten	102
A.5	Visualisierung der ermittelten Kostendegression der spez. Investitionskosten des STES	103
A.6	Vergleich der Oberflächen- und bodennahen Temperatur der Flensburger Förde .	105
A.7	Korrelation und polynomiale Regression von Wärmelast und Temperaturen	106
A.8	Kubischen Regression der fehlender Werte für Wärmelast und Vorlauftemperatur	107
A.9	MIP Gap der einzelnen Optimierungen der Sensitivitätsanalyse	108

Tabellenverzeichnis

2.1	Eigenschaften verschiedener Kältemittel für den Einsatz in Wärmepumpen	8
2.2	Betriebsparameter verschiedener Verdichtertypen	10
2.3	Übersicht der für Wärmepumpen in Frage kommenden Wärmequellen	10
2.4	Komponentenkosten der spezifisch betrachteten Bauteile aus 2013	20
5.1	Fernwärmeerlöse der AGFW in 2019	38
5.2	Strompreisbestandteile nach Bezugsart in 2019	40
5.3	Höhe des KWK-Zuschlags bei Einspeisung ins NdaV nach Leistungsanteilen . . .	41
5.4	Rahmenparameter des 2040DG Szenarios im Vergleich mit denen des Jahres 2019	44
6.1	Übersicht der kombinierbaren Wärmepumpensetups	48
6.2	Auslegungsparameter der mittleren Quell- und Senkentemperaturen	48
6.3	Annahmen zu Wärmedurchgangskoeffizienten verschiedener Wärmeübertragertypen	49
6.4	Übersicht des COP und spezifische Investitionskosten der Wärmepumpen	54
6.5	Kapazitäten der verschiedenen Wärmepumpensetups im Bestandsnetz in 2019 . .	56
6.6	Ökonomische und ökologische Ergebnisse der Wärmepumpensetups im BN 2019 .	60
6.7	Kapazitäten der parallelen Kompression R717 im Subnetz in 2019	62
6.8	Kapazitäten der parallelen Kompression R717 des Primärnetzes im Subnetz in 2019	64
6.9	Kapazitäten der parallelen Kompression R717 im 4GDH Netz in 2019	65
6.10	Ökonomische und ökologische Ergebnisse der parallelen Kompression R717 in 2019	68
6.11	Kapazitäten der der parallelen Kompression R1234ze(Z) im 4GDH Netz in 2019 .	69
6.12	Kapazitäten der parallelen Kompression R717 im Bestandsnetz in 2040DG	71
6.13	Kapazitäten der parallelen Kompression R717 im 4GDH Netz in 2040DG	71
6.14	Ökonomische und ökologische Ergebnisse paralleler Kompression R717 in 2040DG	74
6.15	Spezifische Wärmegestehungskosten verschiedener rel. Gaspreise im Szenario 2040DG	79
A.1	Maximal mögliche Kapazitäten der Versorgungsanlagen in solph	94
A.2	Überblick der analysierten Wärmepumpentechnologien	94
A.3	Anlagenparameter der Wärmepumpen-Simulationen in TESP _y	97
A.4	Kennzahlen der GuD-Simulation in solph	97
A.5	Anlagenparameter der GuD-Simulation in TESP _y	98
A.6	Kennzahlen der BHKW-Simulation in solph	98
A.7	Anlagenparameter der BHKW-Simulation in TESP _y	99
A.8	Parameter des erdgasbetriebenen Spitzenlastkessels in solph	99
A.9	Standortparameter für die Umrechnung der solaren Einstrahlung (Flensburg) . .	99
A.10	Kollektorparameter des Solarthermieflachkollektors der Firma Arcon/Sunmark .	99
A.11	Parameter des saisonalen thermischen Energiespeicher in solph	100
A.12	Parameter des Puffersperichers in solph	100
A.13	Spezifische Investitionskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen	101
A.14	Datengrundlage der Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des STES	102
A.15	Spezifische fixe Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen	103

A.16 Spezifische variable Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen 103

Abkürzungsverzeichnis

4GDH	Fernwärmenetze der vierten Generation (engl.: <i>4th Generation of District Heating</i>)
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BN	Bestandsnetz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWSF	Barwertsummenfaktor
CAPEX	Investitionsausgaben (engl.: <i>Capital Expenditures</i>)
CEPCI	Chemical Engineering Plant Cost Index
CFC	Chlorierte Kohlen(wasser)stoffverbindungen
CMS	Copernicus Marine Service
COP	Leistungszahl (eng: <i>Coefficient Of Performance</i>)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EGIX	Gaspreisindex
ENKF	Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung 2020
ENTSO-E	Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCKW	Flourchlorkohlenwasserstoffe
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GWP	Erderwärmungspotenzial (engl.: <i>Global Warming Potential</i>)
HC	Kohlenwasserstoffe
HCFC	Chlorierte Kohlen(wasser)stoffverbindungen
HFC	Fluorkohlenwasserstoffe
HFO	Hydrofluorolefine

HTWP	Hochtemperaturwärmepumpe
K-TES	Kurzzeitspeicher
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCOH	Wärmegestehungskosten (engl.: <i>Levelized Cost Of Heat</i>)
MILP	Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung (engl.: <i>Mixed Integer Linear Programming</i>)
NdaV	Netz der allgemeinen Versorgung
NEP	Netzentwicklungsplan
npv	Kapitalwert (engl.: <i>Net Present Value</i>)
ODP	Ozonabbaupotenzial (engl.: <i>Ozone Depletion Potential</i>)
oemof	open energy modeling framework
PEGAS	Pan-Europäisches Angebot für Gasprodukte
PN	Primärnetz
PtH	Power-to-Heat
RMSE	Fehlerquadratsummen (engl.: <i>Root Mean Square Error</i>)
SCOP	Jahresarbeitszahl (eng: <i>Seasonal Coefficient of Performance</i>)
SK	Sicherheitsklasse
SLK	Spitzenlastkessel
solph	oemof.solph
SolWW-SH	Solarthermisch gestützte Nah- und Fernwärmeversorgung als Baustein der sektorgekoppelten Wärmewende in Schleswig-Holstein
S-TES	Saisonaler Wärmespeicher
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
Sub	Subsystem
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
TESPy	Thermal Engineering Systems in Python
TFA	Trifluoressigsäure (eng: <i>Trifluoroacetic Acid</i>)
TYNDP	Ten Year Network Developer Plan
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WA	Wasseräquivalent
WP	Wärmepumpe
WÜT	Wärmeübertrager

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung
α	-	Kostenexponent
$\alpha_{Kol,1}$	$\frac{W}{m^2K}$	Linear thermischer Verlustkoeffizienten
$\alpha_{Kol,2}$	$\frac{W}{m^2K}$	Quadratisch thermischer Verlustkoeffizienten
η	-	Wirkungsgrad
η_{Kol}	-	Optischen Kollektorwirkungsgrad
A_{Kol}	m^2	Kollektorfläche
c_0	-	Offset
c_1	-	Geradensteigung
e	$\frac{\text{€}}{MWh}$	spezifische Einnahmen
E	€	Einnahmen
\dot{E}	MW	Energiestrom
em	$\frac{kg}{MWh}$	spezifische Emissionen
Em	kg	Emissionen (CO ₂ -Äquivalente)
h	MWh	Enthalpie
\dot{H}	MW	Enthalpiestrom
I_0	€	Investitionskosten
k	$\frac{\text{€}}{MWh}$	spezifische Kosten
K	€	Kosten
K_0	€	Kapitalwert
\dot{m}	$\frac{kg}{s}$	Massenstrom
n	a	Nutzungsdauer
P	MW	Leistung
q	-	Diskontierungsfaktor
\dot{q}	$\frac{MW}{m^2}$	spezifische Einstrahlung
Q	MWh	Wärme
\dot{Q}	MW	Wärmestrom
t	h	Zeit
T	K	Temperatur
W	MWh	Arbeit
X	-	Vergleichskomponente
Y	-	Binärvariable

Indexverzeichnis

a	Anlagen	ab	abgeführt
aus	ausgespeichert	B	Basiswert
bs	Brennstoff	bez	bezogen
diff	diffus	dir	direkt
Eco	Economizer	ein	eingespeichert
el	elektrisch	fw	Fernwärme
g	global	gen	geneigt
Ges	Gesamt	GM	Gesamtmix
hor	horizontal	HT	Hochtemperatur
K	Kosten	KM	Kältemittel
Kol	Kollektor	Kond	Kondensation
Komp	Kompression	max	maximal
min	minimal	NT	Niedertemperatur
prod	produziert	R	Rohre
rel	relativ	RL	Rücklauf
S	Standort	sm	Spotmarkt
spez	spezifisch	t	Zeitschritt
T	Tanks	th	thermisch
U	Umgebung	V	Verluste
var	variable	VM	Verdrängungsmix
VL	Vorlauf	zu	zugeführt

1 Einleitung

Zu den zentralen Zielen der Energiewende gehört es, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und erneuerbare Energien zu fördern. Dabei liegt ein besonderes Augenmerk auf der Dekarbonisierung des Wärmesektors. Die notwendige Abkehr von fossilen Erzeugungsanlagen verlangt eine Neugestaltung der Wärmeversorgungssysteme [32]. In diesem Kontext ist die Sektorenkopplung von herausragender Bedeutung, insbesondere in immer häufiger auftretenden Zeiten von Überschuss erneuerbarer Energien [67]. Daraus folgend muss in jeder Phase der Wärmewende idealerweise die wirtschaftlich und ökologisch beste Lösung identifiziert werden.

Um den Wärme- und Elektrizitätssektor miteinander zu koppeln, ist die Wärmepumpe als eine vielversprechende Erzeugungstechnologie zu nennen [31, 21]. Dabei ist jedoch anzumerken, dass Hochtemperaturwärmepumpen, wenn sie für die Integration in Wärmenetze in Betracht gezogen werden, in technologischer Hinsicht signifikante Unterschiede gegenüber den für den häuslichen Gebrauch vorgesehenen Anlagen aufweisen. Die wirtschaftliche Attraktivität sowie ihr Beitrag zur Emissionsreduktion sind in hohem Maße von den Gegebenheiten des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Umfelds abhängig [16].

Abbildung 1.1 zeigt eine sehr einfache Form einer multivalenten Wärmeversorgung. Dabei liegt eine zweifache Kopplung der Sektoren Wärme- und Elektrizitätsversorgung vor. Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) können gleichzeitig Heizwärme und elektrische Energie bereitstellen, wenn ein entsprechender Bedarf besteht und dann typischerweise auch hohe Strompreise zu verzeichnen sind. Wärmepumpen oder andere Power-to-Heat-Technologien (PtH) kommen dagegen bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz, die häufig auch Indikator für ein hohes Angebot an erneuerbaren Energien in der Elektrizitätsversorgung sind. In dieser Kombination gibt es eine Vielzahl von Betriebsoptionen, die von Anlagenbetreibern typischerweise genutzt werden, um das Betriebsergebnis zu optimieren.

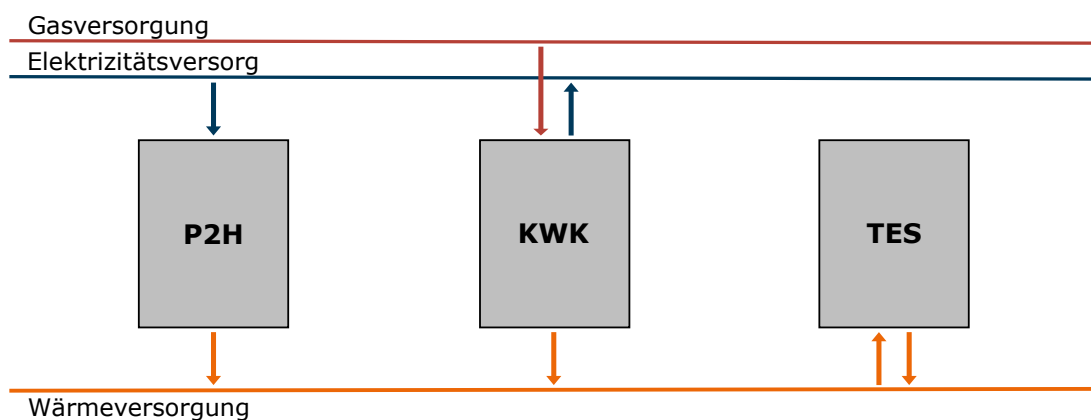


Abbildung 1.1: Zusammenspiel von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Power-to-Heat (PtH) und thermischem Energiespeicher (TES) in der Sektorenkopplung

1.1 Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die kurz- und mittelfristige Perspektive der Integration von Hochtemperaturwärmepumpen in multivalente Wärmeversorgungssysteme der Nah- und Fernwärmeversorgung zu untersuchen. Dies soll aus Sicht eines Versorgungssystembetreibers geschehen, der als zentrale Bewertungskriterien in erster Line ökonomische Kennzahlen, jedoch zur Beurteilung der Systemdienlichkeit auch ökologische Bewertungskriterien heranzieht. Die Untersuchung soll unterschiedliche Siedlungs- und Versorgungsstrukturen, verschiedene Anlagenportfolios sowie veränderliche politische und ökonomische Rahmenbedingungen in den Blick nehmen.

1.2 Methodik

Zur Bewertung des Potenzials der zu untersuchenden Wärmepumpenkonzepte wird zunächst eine Technologieanalyse hinsichtlich technischer Aspekte, wie Kältemittel und Verschaltung, sowie ihrer Wirtschaftlichkeit durchgeführt. Darauf aufbauend wird die Integration ausgewählter Wärmepumpen in multivalente Wärmeversorgungssysteme untersucht. Mithilfe der Ergebnisse kombinierter Auslegungs- und Einsatzoptimierungen wird der Erfolg der Integration hinsichtlich der erzielten Deckungsanteile, Wärmegestehungskosten und die durch den Betrieb hervorgerufenen Emissionen für historischen Daten oder feststehenden (Zukunfts-)Szenarien beurteilt.

Die Untersuchungsergebnisse sind dabei stark mit den politischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des umgebenden Energiesystems verbunden. Um die Einbindung von Hochtemperaturwärmepumpen in verschiedene Wärmeversorgungssysteme zu untersuchen, werden drei verschiedene Systeme untersucht. Diese reichen von großen Fernwärmenetzen, wie das der Stadt Flensburg, über ein kleineres Subsystem mit einem geringeren Wärmebedarf bis hin zu Netzen der vierten Generation der Wärmeversorgung, welche bereits in größerem Umfang in skandinavischen Ländern zu finden sind. Für alle diese Versorgungssysteme werden verschiedene Randbedingungen variiert, wie die Förderkulisse, Gaspreise oder stundengenaue Preis- und Emissionsdaten des umgebenden Elektrizitätsversorgungssystems.

1.3 Forschungsfragen

Um durch die Interpretation der umfassenden Ergebnisse von Vorauswahl sowie Auslegung und Einsatz zu leiten, werden Forschungsfragen definiert. Diese Leitfragen dienen der greifbaren Beschreibung der Technologieperspektive von Wärmepumpen in multivalenten Wärmeversorgungssystemen und werden im Folgenden vorgestellt und kurz erläutert.

1. Welche Wärmepumpentechnologien sind besonders für den Einsatz in multivalenten Wärmeversorgungssystemen geeignet? Wie ist der ökonomische und ökologische Einfluss der ausgewählten Wärmepumpen zu bewerten?

Zunächst ist die Identifikation von geeigneten Wärmepumpentechnologien für die Integration in multivalente Wärmeversorgungssysteme erforderlich. Dies beinhaltet eine detaillierte Analyse verschiedener technischer Aspekte, wie die Wahl des Kältemittels und die Betrachtung unterschiedlicher Verschaltungsmöglichkeiten, sowie der Wirtschaftlichkeit. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob bestimmte Technologien bei einer betriebswirtschaftlich optimierten

Fahrweise bevorzugt eingesetzt werden und wie die Erzeugungskosten und der ökologische Einfluss eines als vorteilhaft identifizierten Konzepts ausfallen.

2. Welche Einbindungsoptionen begünstigen die Integration bestimmter Wärmepumpen? Welchen ökonomischen und ökologischen Einfluss haben diese auf die Ergebnisse der kombinierten Auslegung- und Einsatzoptimierung?

Entlang dieser Forschungsfrage ist eine detaillierte Untersuchung darüber erforderlich, welche Auswirkungen sich durch verschiedene Einbindungsoptionen in unterschiedliche umgebende Wärmeversorgungssysteme mit Blick auf eine ökonomische und nachhaltige Integration der Wärmepumpe ergeben. Aufbauend auf den Erkenntnissen der ersten Forschungsfrage wird eine ausgesuchte Wärmepumpenanlage hinsichtlich variierender Wärmelasten, Netztemperaturen und Erzeugungsstrukturen eingehend analysiert.

3. Welchen Einfluss haben veränderte energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen auf die kurz- bis mittelfristigen Perspektive von Wärmepumpen in multivalenten Wärmeversorgungssystemen?

Schließlich ist die Frage zu klären, wie sich veränderte energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen auf die Integration von Wärmepumpen in multivalente Wärmeversorgungssysteme auswirken. Hierbei ist Auslegung und Einsatz der Wärmepumpen unter veränderten energieökonomischen Randbedingungen, wie beispielsweise bei anderen Elektrizitäts- und Brennstoffpreisen, zu bewerten. Zudem sollen an dieser Stelle veränderte regulatorische Rahmenbedingungen, wie der Wegfall des KWK-Bonus und BEW-Förderung oder Kosten für CO₂-Zertifikate, mit einbezogen werden. Darüber hinaus werden zentrale Einflussfaktoren identifiziert und in einer dedizierten Sensitivitätsanalyse näher beleuchtet.

2 Technologie

Im Zuge der Energiewende wird voraussichtlich auch eine Umstrukturierung der Wärmeversorgung stattfinden. Dabei wird neben der Solarthermie besonders Power-to-Heat (PtH) Technologien eine maßgebliche Rolle zugewiesen. Neben den Direktwandlern, wie der elektrischen Widerstandsheizung und Elektrodenheizkesseln, ist zukünftig in der Nah- und Fernwärme insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen zu erwarten [32], besonders in Deutschland [70]. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Abschnitt zuerst kurz auf die Technologie der Kompressionswärmepumpe eingegangen, um anschließend deren einzelne Komponenten genauer zu betrachten. Abschließend werden anhand eines Bewertungsverfahrens Setups abgeleitet, die in die Nah- und Fernwärmeversorgung eingebunden werden können.

2.1 Wärmepumpenkomponenten

Die verschiedenen Wärmepumpentechnologien reichen von mit Erdgas betriebenen motorischen Kompressionswärmepumpen, über Rotations- und Absorptionswärmepumpen bis hin zu der am häufigsten verwendeten elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpe [15]. Da in dieser Ausarbeitung ausschließlich elektrische Kompressionswärmepumpen betrachtet werden, wird dafür die allgemeine Bezeichnung „Wärmepumpe“ fortan synonym verwendet.

Für die Unterscheidung zwischen Wärmepumpen und Großwärmepumpen wie auch für Hochtemperaturwärmepumpen gibt es keine allgemeingültige Definition [15, 16]. In dieser Ausarbeitung wird für die Definition einer Groß-, bzw. Hochtemperaturwärmepumpe vorausgesetzt, dass deren abgegebene Leistung und Temperaturniveau ausreicht, um in ein Nah- oder Fernwärmenetz einzuspeisen.

In Wärmepumpen durchläuft ein Prozessfluid – das sogenannte Kältemittel – einen mindestens vierteiligen Kreisprozess, welcher aus den folgenden Prozessschritten besteht:

- Verdampfung ($1 \rightarrow 2$)
- Kompression ($2 \rightarrow 3$)
- Kondensation ($3 \rightarrow 4$)
- Drosselung ($4 \rightarrow 1$)

Der Nutzen des in Abbildung 2.1a dargestellten Kreisprozesses besteht darin, dass Wärme aus einer Quelle mit einem geringeren Temperaturniveau zur Verdampfung des Kältemittels verwendet und auf einem höheren Temperaturniveau an eine Senke abgegeben werden kann. Dazu muss das Druckniveau angehoben und folglich die zur Kompression benötigte Arbeit aufgewendet werden. Somit unterscheiden sich Wärmepumpen dahingehend von den PtH-Direktwandlern, dass dem Prozess zur Heizwärmeerzeugung neben der wertvollen elektrischen auch günstigere thermische Energie zugeführt wird.

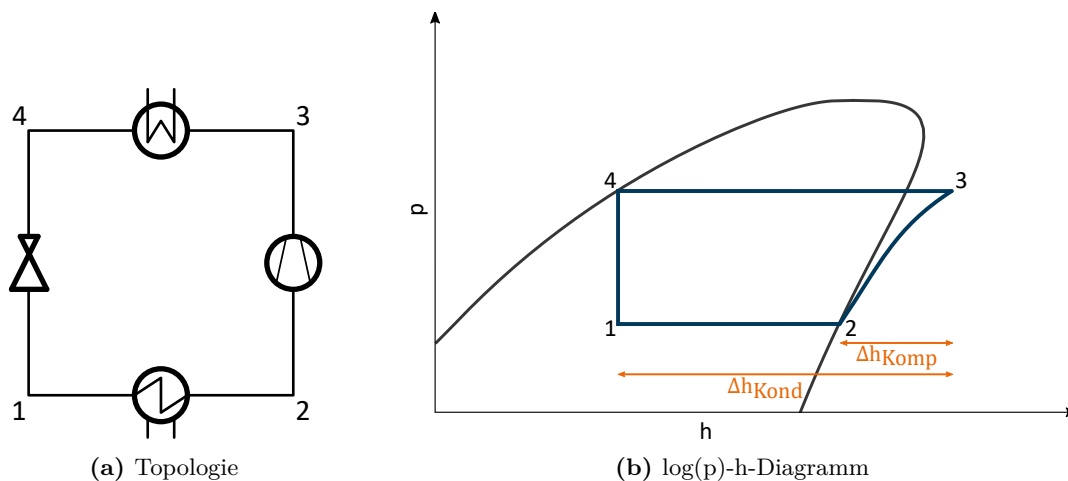


Abbildung 2.1: Wärmepumpe mit einfachen Kreisprozess

Mithilfe des in 2.1b qualitativ abgebildeten $\log(p)$ - h -Diagramms kann die Leistungszahl (COP , von engl.: *Coefficient Of Performance*) der Wärmepumpe bestimmt werden. Diese berechnet sich grundsätzlich aus dem Quotient des abgegebenen Wärmestroms \dot{Q}_{ab} zu der hinzugefügten elektrischen Leistung P_{zu} , wie in Gleichung 2.1 beschrieben.

$$COP = \frac{\dot{Q}_{ab}}{P_{zu}} \quad (2.1)$$

Mithilfe von Leistungsbilanzen der entsprechenden Komponenten kann dies auch in Abhängigkeit vom Kältemittelmassenstrom und der jeweiligen Enthalpiedifferenz ausgedrückt werden. Gibt es, wie beim einfachen Wärmepumpenprozess, nur einen Massenstrom, kann dieser aus dem Bruch gekürzt werden. Somit errechnet sich mit Gleichung 2.2 der COP des Wärmepumpenprozesses aus dem Quotienten von Enthalpiedifferenz der Kondensation Δh_{Kond} zur Enthalpieerhöhung durch die Kompression Δh_{Komp} .

$$COP = \frac{\dot{m} \cdot |\Delta h_{Kond}|}{\dot{m} \cdot \Delta h_{Komp}} = \frac{|\Delta h_{Kond}|}{\Delta h_{Komp}} \quad (2.2)$$

2.1.1 Kältemittel

Für die reale Implementation des oben beschriebenen Kreisprozesses ist das gewählte Kältemittel maßgeblich charakterisierend und limitierend. Deswegen ist dessen Auswahl ein zentraler Schritt in der Planung einer Wärmepumpe. Zwar sind Wärmepumpen als Technologie in Relation zu anderen Wärmeversorgungsanlagen noch weniger verbreitet, jedoch wird der zugrundeliegende Kreisprozess seit Jahrzehnten in der Kältetechnik eingesetzt. Aufgrund dessen werden ebenso lange bereits verschiedenste synthetische und natürliche Kältemitteln erforscht und entwickelt.

Historisch kamen hauptsächlich chlorierte Kohlen(wasser)stoffverbindungen (engl.: *CFC/HCFC*), wie Flourchlorkohlenwasserstoffe (*FCKW*), zum Einsatz. Deren Freisetzung in die Atmosphäre hatte jedoch eine starke Schädigung der schützenden Ozonschicht zur Folge, weshalb die gesamte Kältemittelgruppe sowie weitere ozonabbauende Stoffe weltweit im sogenannten Montrealprotokoll verboten wurden [82].

Sie wurden größtenteils durch fluorierete Kohlen(wasser)stoffverbindungen ersetzt, da diese kein oder nur ein sehr geringes Ozonabbaupotenzial (*ODP*, von engl.: *Ozone Depletion Potential* – normiert auf das vom Kältemittel R11) aufweisen. Insbesondere die auf alkanischen Bindungen basierenden fluorierten Kältemittel (engl.: *HFC*) sind jedoch meistens starke Treibhausgase mit einem Erderwärmungspotenzial (*GWP*, von engl.: *Global Warming Potential* – normiert auf das von CO_2 und in der Regel über einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren) des hundert- bis tausendfachen von Kohlendioxid. Aufgrund dessen wird durch die EU-Verordnung 517/2014 – die sogenannten „F-Gase-Verordnung“ – auch der Einsatz vieler dieser Kältemittel eingeschränkt oder vollständig verboten. So ist seit dem 01.01.2020 das Inverkehrbringen von Anlagen mit Kältemitteln mit einem GWP von mehr als 2500 und seit dem 01.01.2022 mit einem GWP von mehr als 150 verboten. Darüber hinaus gibt es auch gestufte Verwendungsverbote, welche die Befüllung mit frischen Kältemittel betreffen. Die Verordnung dient der Umsetzung der Anforderungen der Kigali-Änderung des Montrealprotokolls und ist in Deutschland rechtlich in der Chemikalien-Klimaschutz- und der Chemikalien-Sanktionsverordnung implementiert.

Sowohl geringe ODP als auch GWP weisen die auf alkenischen Bindungen basierenden Hydrofluorolefine auf (engl.: *HFO*), weswegen sie vermehrt erforscht und eingesetzt werden. Dennoch ist deren anderweitiger Einfluss auf die Umwelt und der ihrer Abbauprodukte wie Trifluoressigsäure (engl.: *TFA*) noch nicht vollumfänglich untersucht und bereits jetzt in der Kritik. So rät das Umweltbundesamt von deren Nutzung ab [80]. Somit ist auch für diese Kältemittelgruppe mittelfristig eine Beschränkung oder ein Verbot nicht auszuschließen.

Anstelle der synthetischen Kältemittel empfiehlt das Umweltbundesamt die Nutzung von sogenannten natürlichen Kältemitteln [80]. Dazu gehören unter anderem Ammoniak, Wasser und Kohlendioxid, aber auch Kohlenwasserstoffe (engl.: *HC*) wie Butan und Pentan. Es handelt sich dabei um eine heterogene Gruppe von Kältemitteln, welche teils stark unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. So ist Ammoniak giftig für Lebewesen und mäßig leicht entflammbar. Wasser hingegen weist keine dieser Eigenschaften auf. Dessen thermophysikalischen Eigenschaften erschweren jedoch die technische Umsetzung des Wärmepumpenprozess. Die gängigen durch die Wärmequelle vorgegebenen Verdampfungstemperaturen sind lediglich bei niedrigen Drücken zu erzielen, was aufwändigere Prozesstechnik und hohe Druckverhältnisse im Verdichter nach sich zieht.

Daher erfolgt die Wahl des Kältemittels aufgrund von Abwägungen bezüglich der exogenen Limitationen durch Wärmequelle und -senke und der thermophysikalischen Eigenschaften, mit Blick auf den Einfluss auf Mensch und Umwelt sowie unter Berücksichtigung von Kosten in Anschaffung, Betrieb und Instandhaltung. Eine Auswahl an gängigen Kältemitteln sowie solchen, die zukünftig voraussichtlich von Bedeutungen sind, ist in Tabelle 2.1 dargestellt.

2.1.2 Verdichter

Der (oder „die“ bei mehrstufigen und kaskadierten Wärmepumpen) Verdichter ist die zentrale mechanische Komponente des Wärmepumpenkreisprozesses. Er sorgt für die Exergiezufuhr im Prozess, sodass die größtenteils anergische Wärme aus der Quelle auf dem höheren Temperaturniveau der Senke bereitgestellt werden kann. Maßgeblich für die Kompression ist das durch den Verdichter zu erbringende Druckverhältnis zwischen dem Verdampfer und Kondensator. Dies

¹Sicherheitsklasse nach DIN EN 378-1 [38] und ASHRAE Standard 34 [13]. Der erste Buchstabe beschreibt die Toxizität und die Ziffer und der ggf. anschließender Buchstabe die Brennbarkeit.

²Nach Montrealprotokoll verboten [82]

³Inverkehrbringungsverbot seit 01.01.2022 nach F-Gase-Verordnung (vgl. Kapitel 2.1.1 Abs. 3)

Tabelle 2.1: Eigenschaften einer Auswahl verschiedener Kältemittel für den Einsatz in Wärmepumpen [16, 19]

Typ	Kältemittel	Chem. Gruppe	$T_{Sdp,N}$ °C	T_{krit} °C	p_{krit} bar	ODP	GWP	SK ¹
synthetisch	R113	CFC ²	47,6	214,0	33,9	0,85	5820	A1
	R114		3,8	145,7	32,6	0,58	8690	A1
	R21	HCFC ²	8,9	178,5	51,7	0,04	148	B1
	R134a	HFC ³	-26,1	101,1	40,6	0	1300	A1
	R245fa		14,9	154,0	36,5	0	868	B1
	R410A (R32 & R125)		-51,5	72,6	49,0	0	2088	A1
	R1233zd(E)		18,0	166,5	36,2	0	1	A1
	R1234yf		-29,5	94,7	33,8	0	4	A2L
	R1234ze(E)	HFO	-19,0	109,4	36,4	0	7	A2L
	R1234ze(Z)		9,8	150,1	35,3	0	<1	A2
	R1336mzz(E)		7,5	137,7	31,5	0	18	A1
	R1336mzz(Z)		33,4	171,3	29,0	0	2	A1
natürlich	R717 (Ammoniak)	HC	-33,3	132,1	113,1	0	0	B2L
	R718 (Wasser)		100,0	373,9	220,6	0	0	A1
	R744 (Kohlendioxid)		-78,5	31,0	73,8	0	1	A1
	R600 (Butan)		-0,5	152,0	38,0	0	4	A3
	R601 (Pentan)		36,1	196,6	33,7	0	5	A3

ist stark abhängig von den Prozesstemperaturen – also den Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmequelle und -senke – und den thermophysikalischen Eigenschaften des Kältemittels. Über die Grädigkeiten der jeweiligen Wärmeübertrager ergeben sich die Verdampfungs-, respektive Kondensationstemperatur und damit die jeweiligen Drücke. Neben dem zu leistenden Druckhub charakterisiert insbesondere die Größenordnung der Wärmepumpe mit dem daraus resultierenden Kältemittelvolumenstrom den Verdichtungsprozess.

Die Arbeitsmaschinen zur Verdichtung von kompressiblen Fluiden, wie dem verdampften Kältemittel einer Wärmepumpe, lassen sich nach ihrem Wirkprinzip in zwei verschiedene Gruppen einteilen: *Verdrängungs-* und *Strömungsmaschinen*. In Verdrängungsmaschinen wird Gas eingekapselt und durch Verminderung des Arbeitsraumes auf ein kleineres Volumen verdichtet, wobei sich Druck und Temperatur erhöhen. Im Gegensatz dazu wird in Strömungsmaschinen über das an einer Welle aufgebrachte Drehmoment durch die Rotorbeschaufelung Druck- und Geschwindigkeitsenergie zugeführt. In ersteren wird an dem Fluid also Volumenänderungsarbeit und in letzteren Strömungsarbeit verrichtet. Aufgrund dieses Unterschieds erfolgt bei Verdrängungsmaschinen die Arbeitsübertragung statisch und periodisch, wohingegen sie bei Strömungsmaschinen dynamisch und konstant erfolgt. [84]

Verschiedene Studien zu (Hochtemperatur-)Wärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie in industriellen Prozessen bieten eine Übersicht markterhältlicher Systeme [16] und Individuallösungen [16, 56]. Darüber hinaus wurden ebenfalls Wärmepumpen aus Forschung und

Entwicklung betrachtet [16]. Anhand dieser weitläufigen Analysen lassen sich der aktuelle Stand der Verdichtertechnik ablesen und konkrete Bauarten identifizieren, welche sich für den Einsatz in (Hochtemperatur-)Wärmepumpen besonders eignen.

Ergebnis der Studien ist, dass hauptsächlich Verdrängungsmaschinen zur Kompression in Wärmepumpenprozessen verwendet werden. Dabei sind die ein- oder mehrzylindrischen Hubkolbenverdichter am weitesten verbreitet. Diese werden sowohl in offener, als auch semi- und vollhermetischer Bauform eingesetzt, sodass eine Auswahl basierend auf Anforderungen an Dichtigkeit, Reparierbarkeit und Investitionskosten erfolgen kann. Es ist sowohl ein Trockenlauf, wie auch ein Betrieb mit Ölschmierung möglich. Bei Hubkolbenverdichtern mit mehreren Zylindern kann die Leistungsregelung über das zu- und abschalten einzelner Zylinder erfolgen. Ansonsten ist dies lediglich über die Variation der Motordrehzahl, beispielsweise mithilfe eines Frequenzumrichters, möglich. [16, 56, 84]

Neben den Hub- werden auch eine Reihe von Rotationskolbenverdichtern im Wärmepumpen verbaut. Am häufigsten handelt es sich dabei um Schraubenverdichter, welche mit einem oder zwei Rotoren (Zwillingschraubenverdichter) konstruiert werden. Sie werden bevorzugt ölüberflutet betrieben, da über den Ölmassenstrom Wärme abgeführt werden kann. Außerdem gelangt das Öl aufgrund der Fliehkräfte an den Gehäuseumfang und vermindert somit Leckage, was die Effizienz erhöht. Seltener liegt ein trockenlaufender Betrieb vor. [16, 56, 84]

Weniger weit verbreitete Rotationskolbenverdichter sind die Scrollverdichter, auch Spiralverdichter genannt. Diese werden aber aufgrund ihres geringen Fördervolumens sowie des niedrigen Maximaldrucks vorwiegend in kleineren Industrie- oder Haushaltsanlagen verbaut. Folglich haben sie für den Einsatz in Wärmepumpen zur Nah- und Fernwärmeversorgung keine Bedeutung. [16, 56, 84]

Trotz der vielfältigen und breiten Nutzung von Verdichtern auf Basis der Verdrängungsmaschine, werden auch Strömungsarbeitsmaschinen in Wärmepumpenprozessen eingesetzt. Dabei werden sogenannte Turboverdichter von Ventilatoren unterschieden. In letzteren findet lediglich eine minimale Drückerhöhung statt, welche zur Bereitstellung des Volumenstroms benötigt wird. Somit sind sie nicht für den Einsatz in Wärmepumpen – insbesondere im Hochtemperaturbereich – geeignet. Turboverdichter werden darüber hinaus noch einmal anhand der Hauptströmungsrichtung in der Meridianebene ihres Laufrads in Axial- und Radialverdichter untergliedert. Diese Unterteilung erfolgt aufgrund der neben der Strömungsumlenkung bei Radialströmungen auftretenden Arbeit im Zentrifugalfeld. Dabei erzielen Radial-, im Vergleich zu Axialverdichtern, pro Stufe höhere Druckverhältnisse. Da bei radialer Bauweise aber auch radiale Leitschaufeln und lange Saugleitungen benötigt werden, sind den zu erzielenden Volumenströmen Grenzen gesetzt. Aufgrund der dennoch oft ausreichend hohen Volumenströme und insbesondere der hohen maximalen Betriebsdrücke werden vereinzelt Radialturboverdichter in Großwärmepumpen eingesetzt. Auch Axialturboverdichter kommen zum Einsatz, wenn geringere Druckverhältnisse ausreichen, da sie in der Regel einen höheren Wirkungsgrad aufweisen. Dennoch handelt es sich bei beiden Bauformen bislang noch um Einzelanwendungen, wobei Turboverdichterhersteller aktuell selbst in die Wärmepumpenherstellung einsteigen. Die Betriebsregelung kann wie bei den zuvor genannten Verdichtertypen mithilfe einer Drehzahlregelung der Antriebsmaschine, aber beispielsweise auch durch variable Geometrien erfolgen [58, 16].

Eine Übersicht der für Hochtemperaturwärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung relevanten Verdichtertypen ist in Tabelle 2.2 dargestellt. Dabei werden die für die Einsatzgebiete und den Betrieb relevanten Parameter quantifiziert. Ausführlichere Auflistungen auch weiterer Verdichtertypen sind in der einschlägigen Literatur zu finden [84, 58].

Tabelle 2.2: Betriebsparameter verschiedener für Wärmepumpen der Wärmeversorgung geeignete Verdichtertypen nach [84, 58] (teils bauartbedingt Intervalle)

Verdichtertyp	Max. Betriebsdruck (<i>bar</i>)	Max. Volumenstrom ($\frac{m^3}{h}$)
Hubkolbenverdichter	300 - 3.500	11.000 - 100.000
Schraubenverdichter	40	10.000 - 80.000
Turboverdichter (axial)	25	5.000.000
Turboverdichter (radial)	20 - 1.000	200.000 - 1.000.000

2.1.3 Wärmequellen

Neben den einzelnen Komponenten und der Wahl des Kältemittels hat die vorhandene Wärmequelle einen signifikanten Einfluss auf den Prozess. Eine besondere Bedeutung ist deren Verfügbarkeit zuzuordnen, da nicht jede Wärmequelle an jedem Ort technisch nutzbar erschlossen werden kann. Ebenso wichtige Kriterien sind die Höhe der Quelltemperatur und die (spezifische) Wärmekapazität des Quellmediums. Beide Eigenschaften sind der Höhe des nutzbaren Wärmestroms zuträglich. Des Weiteren ist für eine ganzjährig, kontinuierliche Wärmeversorgung ein wenig schwankender Temperaturbereich von Vorteil. In Tabelle 2.3 ist eine Übersicht über verschiedener Wärmequellen zusammengefasst [15].

Tabelle 2.3: Übersicht der für Wärmepumpen in Frage kommenden Wärmequellen [35, 14, 12]

Typ	Wärmequelle	Typische Quelltemperatur	Temperaturschwankung	Typische Verfügbarkeit
natürlich	Umgebungsluft	0 °C - 40 °C	Hoch	Apr. - Sep.
	Natürliche Gewässer	2 °C - 20 °C	Gering	Apr. - Okt.
	Grundwasser	3 °C - 15 °C	Gering	Ganzjährig
	Geothermie (bodennah)	0 °C - 19 °C	Mittel	Ganzjährig
	Geothermie (tief)	15 °C - 55 °C	Gering	Ganzjährig
Rückgewinnung	Industrielle Abwärme	20 °C - 100 °C	Individuell	Individuell
	Industrielles Rauch-/Abgas	30 °C - 60 °C	Individuell	Individuell
	Abwärme aus Großrechenzentren	20 °C - 60 °C	Individuell	Individuell
	Saisonale Wärmespeicher	10 °C - 35 °C	Gering	Individuell
	Abwasser/Reinwasser	7 °C - 20 °C	Mittel	Ganzjährig
	Fernkälte(-netze)	0 °C - 9 °C	Mittel	Individuell

Grundsätzlich sind die Wärmequellen in natürliche Quellen und solche, die aus einem technischen Prozess Wärme zurückgewinnen, zu unterteilen. Die natürlichen Quellen reichen von der Umgebungsluft, über jegliche Gewässer bis hin zur Geothermie. Der Vorteil dieser Quellen ist, dass sie meistens frei in der Natur verfügbar sind und von keinen anderen Technologien abhängig sind. Demgegenüber weisen sie, bis auf die Tiefengeothermie, typischerweise niedrigere Quelltemperaturen auf, die zum Teil hohen Temperaturschwankung unterliegen, sodass auch der *COP* einer Wärmepumpe, welche eine solche Quelle nutzt, über das Jahr variiert.

Bei der Wärmerückgewinnung handelt es sich um Quellen, die Wärme aus industrieller Prozessen, Rauch- und Abgas, sowie Abwärme aus Großrechenzentren, saisonalen Wärmespeichern oder Fernkälte gewinnt. Gegenüber den natürlichen Wärmequellen sind die Quellentemperaturen typischerweise deutlich höher, sodass mehr Wärme für den Wärmepumpenprozess nutzbar gemacht werden kann. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Temperaturschwankungen im Jahresverlauf entweder gering bis mittel hoch ausfallen oder aufgrund der Wechselwirkungen mit anderen Industrieprozessen äußerst individuell sind. Dadurch ist im Jahresverlauf eine bessere Planung des *COP* zu erwarten. Der Nachteil ist aber eine Abhängigkeit von anderen Industrieprozessen, sodass die Wärmequellen nur unter bestimmten Gegebenheiten zu nutzen sind [15]. Weitere Wärmequellen, wie beispielsweise die Solarthermie oder die thermische Nutzung von U-Bahn-Schächten in Ballungsgebieten, ergänzen diese Auflistung [12].

2.1.4 Wärmesenken

Die Wahl der geeigneten Wärmepumpe hängt neben der Wärmequelle ebenso von der Wärmesenke ab. Grundsätzlich lassen sich diese in dezentrale und zentrale Wärmesenken unterteilen. Bei dezentralen Senken handelt es sich um klein dimensionierte Wärmepumpen, die meistens in privaten Haushalten eingesetzt werden [21]. Weitere Anwendungspotenziale von dezentrale Wärmepumpen sind vor allem in industriellen Prozessen identifiziert worden [16]. Dabei sind typische Potenziale in der Lebensmittel-, Papier- und Chemieindustrie, insbesondere in Trocknungsprozesse sowie beim Pasteurisieren, Sterilisieren, Eindampfen und Destillation festgestellt worden. Diese hängen vor allem von unterschiedlich hohen Temperaturniveaus ab, die in den einzelnen Prozessen benötigt werden. Des Weiteren wird von dezentrale Wärmepumpen gesprochen, wenn diese zur finalen Temperaturerhöhung in Wärmenetzen der fünften Generation eingesetzt werden [85].

Bei der Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen wird hingegen von zentralen Wärmesenken gesprochen [66]. Der Unterschied zu dezentralen Wärmesystemen besteht darin, dass meistens mehrere Wärmeversorgungsanlagen zur Verfügung stehen, um einen bestimmten Wärmebedarf zu decken. Daraus resultiert, dass zu jedem Zeitpunkt die kostengünstigste Wärmeversorgungsanlage eingesetzt werden kann. Dabei ist jedoch anzumerken, dass Wärmepumpen, wenn sie für die Integration in Wärmenetze in Betracht gezogen werden, in technologischer Hinsicht signifikante Unterschiede gegenüber den für den häuslichen Gebrauch vorgesehenen Anlagen aufweisen [16]. Typische zentrale Wärmeversorgungssysteme sind:

- Städtische Fernwärmenetze
- Urbane Quartiere
- Subnetze
- Ländliche Nahwärmenetze
- Fernwärmenetzen der vierten Generation (4GDH von engl.: *4th Generation of District Heating*)

Die verschiedenen Wärmesysteme unterscheiden sich hinsichtlich der vorherrschenden Vor- und Rücklauftemperaturen sowie der Anzahl der Verbraucher im Netz. Dementsprechend weisen diese unterschiedliche Lastverteilung auf, die vom jeweiligen Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden müssen.

2.2 Technologien zur Steigerung der Leistungszahl

Um den COP der Wärmepumpe zu verbessern, ist es möglich, den einfachen Kreisprozess aus Abbildung 2.1a zu erweitern. In der Literatur [16, 7] wurden eine Vielzahl an Wärmepumpen mit verschiedenen Schaltungen analysiert. Nachfolgend werden einige Topologien vorgestellt und deren jeweiligen Einfluss auf den COP näher betrachtet. Dabei ist darauf zu achten, dass eine Verbesserung des COP zumeist mit höheren Investitionskosten einhergeht.

Die folgende Aufstellung von topologischen Verbesserungen des grundlegenden Wärmepumpenprozesses erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, deckt aber ein breites Spektrum gängiger Implementationen ab. Insbesondere die Kombination einzelner Kreislaufverbesserungen können synergetisch wirken. Das betrifft beispielsweise die Verbindung von interner Wärmerückgewinnung mit druckgastemperatursenkenden Maßnahmen, aber auch die Hinzunahme verschiedenster Verbesserungsansätze zum zweistufigen Prozess. Auf deren Beschreibung mithilfe der Topologien und deren Auswirkungen im $\log(p)$ - h -Diagramm wird an dieser Stelle verzichtet, da die grundlegenden Effekte aus den folgenden Verbesserungsansätzen abzuleiten sind.

2.2.1 Interner Wärmeübertrager

Bei einer Wärmepumpe mit internem Wärmeübertrager, welche in Abbildung 2.2a dargestellt ist, findet zu den vier Prozessschritten des grundlegenden Wärmepumpenprozesses zusätzlich eine Überhitzung des Sauggases durch Unterkühlung des Kondensats statt.

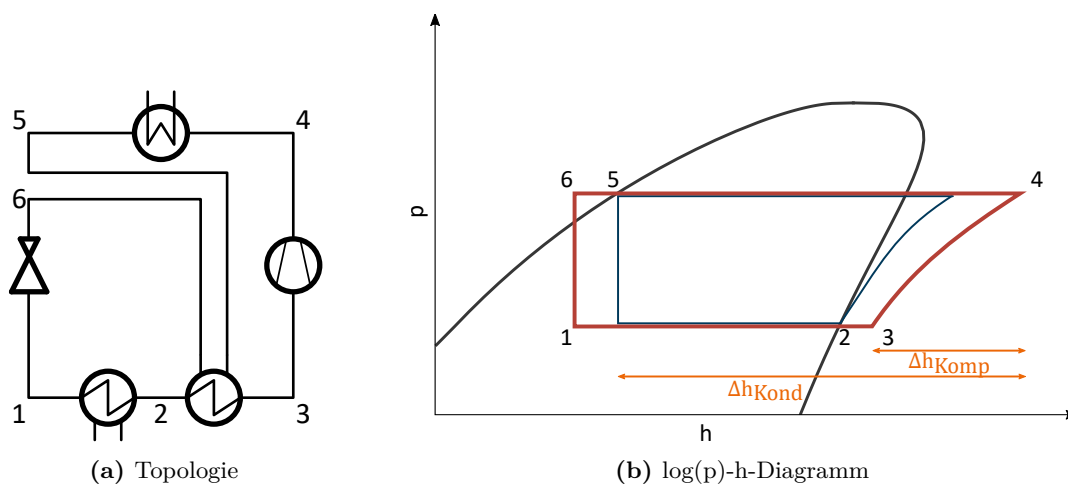


Abbildung 2.2: Wärmepumpe mit internem Wärmeübertrager

Wie in Abbildung 2.2b zu erkennen, verändert sich das $\log(p)$ - h -Diagramm mit internem Wärmeübertrager (rot) gegenüber dem des grundlegenden Wärmepumpenprozesses (blau). Aufgrund der Überhitzung des Sauggases (3) erhöht sich die Enthalpie des Kältemittels am Verdichteraustritt (4), sodass bis zum vollständigen Auskondensieren (5) eine größere Enthalpiedifferenz zur Verfügung steht. Demgegenüber steht jedoch eine leicht erhöhte Kompressionsenthalpie, da die Isentropen bei zunehmender Entropie im $\log(p)$ - h -Diagramm flacher verlaufen. Die größte Herausforderung ist aber die gestiegene Temperatur des Druckgases, da sie zu einer Beschädigung des Verdichters führen kann. Die technischen Limitierungen des Verdichters bestimmen also, ob eine solche Modifikation überhaupt umsetzbar ist. Zudem steht hier eher eine technische Verbesserung als eine Steigerung der Leistungszahl im Fokus.

2.2.2 Zweistufige Kompression mit Zwischenkühlung

Eine andere Alternative den grundlegenden Wärmepumpenprozess zu erweitern, ist eine zweistufige Kompression mit Zwischenkühlung, die in Abbildung 2.3a illustriert ist. Bei der zweistufigen Kompression ist es das Ziel, die Temperatur des Druckgases zu verringern und die steileren Isentropen für eine Verringerung des Kompressionsaufwands auszunutzen.

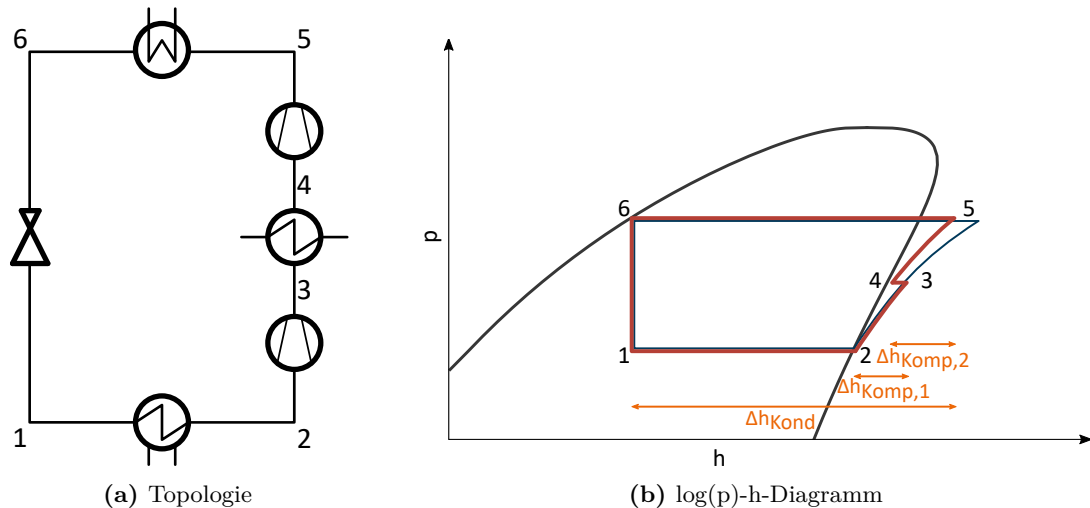


Abbildung 2.3: Wärmepumpe mit zweistufiger Kompression und Zwischenkühlung

Aus dem $\log(p)$ - h -Diagramm aus Abbildung 2.3b sind erneut die Enthalpiedifferenzen der Kompressionen und die der Kondensation abzulesen. Aufgrund des verminderten Kompressionsaufwands durch Zwischenkühlung vor der zweiten Kompressionsstufe verringert sich auch die spezifische Enthalpiedifferenz der Wärmeabgabe. Kann die Zwischenkühlung jedoch auch für die Wärmeabgabe nutzbar gemacht werden, so sinkt sie lediglich um denselben Betrag, wie die Summe derer der Kompressionen, sodass das Verhältnis von genutzter zur aufgewendeter Enthalpiedifferenz und damit der COP , wie in Gleichung 2.3 dargestellt, steigt. Da sich ebenfalls die Austrittstemperatur der letzten Verdichterstufe vermindert, eignet sich diese Maßnahme zur Erreichung höherer Kondensationstemperaturen, insofern die Austrittstemperatur vorher der technisch limitierende Faktor war. Darüber hinaus ist eine Kombination mit interner Wärmeübertragung denkbar, da der zentrale Nachteil der Erhöhung der Austrittstemperatur zumindest teilweise kompensiert werden kann.

$$COP = \frac{|\Delta h_{Kond}|}{\Delta h_{Komp,1} + \Delta h_{Komp,2}} \quad (2.3)$$

2.2.3 Economizer

Ein ähnliches Ergebnis wie bei der Zwischenkühlung der Kompression kann durch Einspritzung eines gasförmigen Kältemittels aus einem Economizer erzielt werden. Dabei wird zwischen einer geschlossenen und offenen Bauweise unterschieden.

Geschlossener Economizer: Wie in Abbildung 2.4a dargestellt, wird dazu ein Teil des Kondensats auf Mitteldruck zwischen Verdampfungs- und Kondensationsdruck gedrosselt (8) und anschließend, durch Unterkühlung des restlichen Kondensats (7), verdampft (9). Durch Mischung mit dem überhitzten Druckgas der unteren Verdichterstufe (3) kann eine Abkühlung (4) erzielt werden,

bevor der gesamte Kältemittelstrom in der höheren Stufe auf den Kondensationsdruck komprimiert (5) wird.

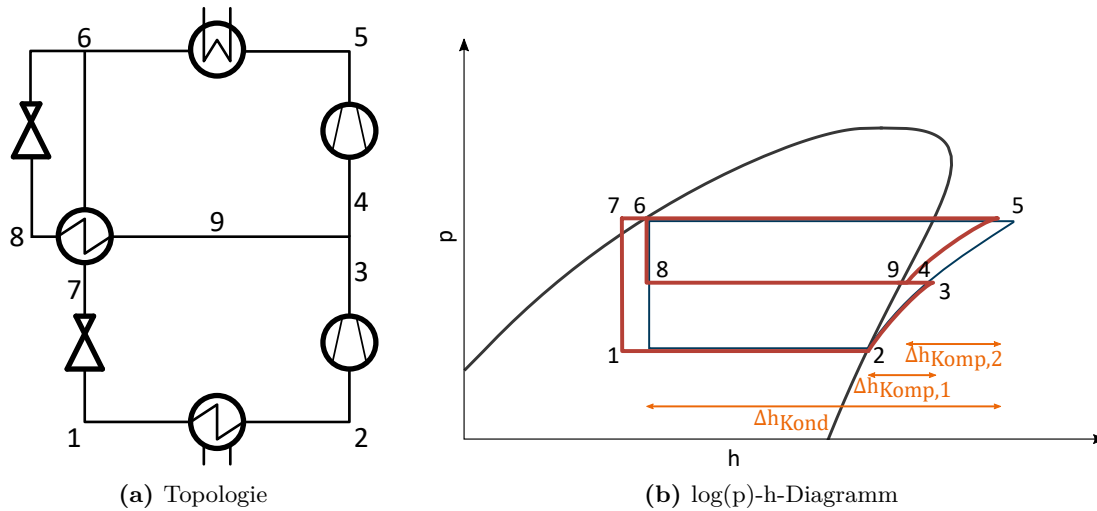


Abbildung 2.4: Wärmepumpe mit interner Dampfeinspritzung (geschlossener Economizer)

Die Integration eines geschlossenen Economizers bringt für die Kompression die gleichen Vorteile mit, die bei der zweistufigen Kompression mit Zwischenkühlung beschrieben sind. Durch die interne Kondensatunterkühlung steigt außerdem auch die nutzbare spezifische Verdampfungsenthalpie der Wärmequelle. Jedoch ist der Kältemittelstrom in diesem Prozessschritt um das entnommene Kondensat verringert. Da somit auch der Massenstrom durch die erste Verdichterstufe kleiner ausfällt, kann mit dem Verhältnis der spezifischen Enthalpiedifferenzen nicht länger der korrekte COP gebildet werden. Dazu müssen diese entsprechend Gleichung 2.4 jeweils mit dem dazugehörigen Massenstrom multipliziert werden.

$$COP = \frac{\dot{m}_{Ges} \cdot \Delta h_{Kond}}{(\dot{m}_{Ges} - \dot{m}_{Eco}) \cdot \Delta h_{Komp,1} + \dot{m}_{Ges} \cdot \Delta h_{Komp,2}} \quad (2.4)$$

Offener Economizer: Im Gegensatz zum geschlossenen wird dem in Abbildung 2.5 dargestellten offenem Economizer das Kondensat in einem Flashtank gewonnen. Dort wird der Dampfanteil des auf Mitteldruck zwischen Verdampfungs- und Kondensationsdruck des geflashten Kondensats (7) separiert. Durch Mischung mit dem überhitzten Druckgas der unteren Verdichterstufe (3) kann eine Abkühlung (4) erzielt werden, bevor der gesamte Kältemittelstrom in der höheren Stufe auf den Kondensationsdruck komprimiert (5) wird. Der flüssige Kältemittelanteil (8) innerhalb des Flashtanks wird weiter bis auf den Verdampfungsdruck (1) expandiert.

Wie beim geschlossenen Economizer sind auch im $\log(p)$ - h -Diagramm 2.5b im Falle des offenen Economizers bedeutende Vorteile zu erkennen. Diese umfassen neben der Absenkung der Druckgasüberhitzung bei Eintritt in den Kondensator ebenso die generelle Verbesserung des Kompressionsprozesses. Somit ist der COP ebenfalls mit der Gleichung 2.4 mit zwei unterschiedlichen Massenströmen zu berechnen.

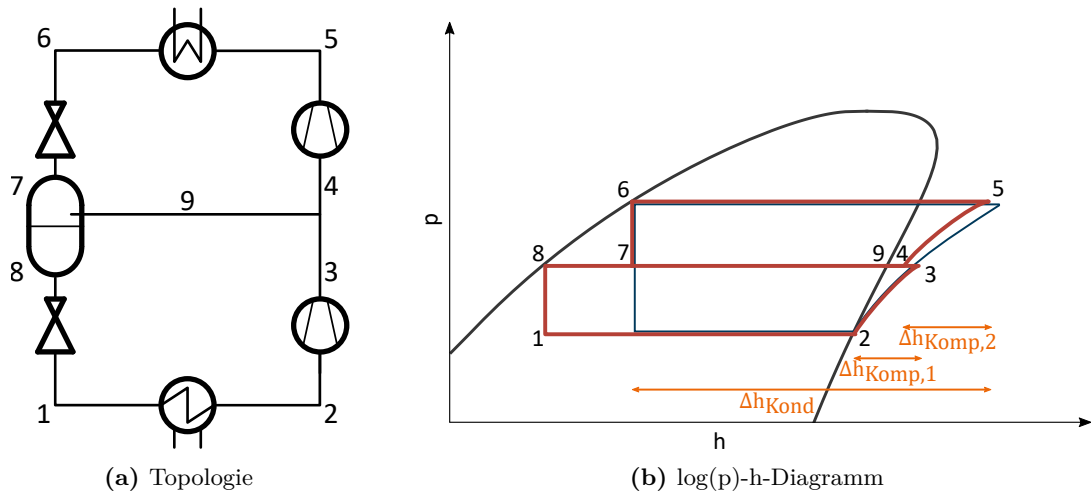


Abbildung 2.5: Wärmepumpe mit interner Dampfeinspritzung (offener Economizer)

2.2.4 Parallele Kompression

Entsprechend ihrer Bezeichnung verwenden die in Abbildung 2.6a sowie 2.7a dargestellten Topologien zwei parallel geschaltete Verdichterstufen, welche Kältemittel auf Kondensationsdruckniveau bereit stellen, wobei ein Verdichter die vollständige Druckdifferenz ausgehend von Verdampfungsdruck und einer lediglich vom Mitteldruckniveau aus überwindet. Die Topologie basiert auf der Economizerschaltung, weshalb sich erneut eine geschlossene und eine offene Schaltungsvariante ergeben.

Zunächst wird wieder die geschlossene Schaltung betrachtet (vgl. Abbildung 2.6), welche sich von ihrem Äquivalent mit Economizer lediglich darin unterscheidet, dass der Kältemittelsattdampf auf Mitteldruckniveau separat komprimiert (9) und direkt vor Eintritt in den Kondensator beigemischt (4) wird. Entsprechend wird das Kältemittel aus dem Verdampfer (2) ebenfalls in einem einzigen Kompressionsschritt auf den Enddruck (3) verdichtet. Somit profitiert in dieser Bauart von einer verminderten Druckgastemperatur nicht der Kompressor mit dem höchsten Druckverhältnis, wohl aber der zweite.

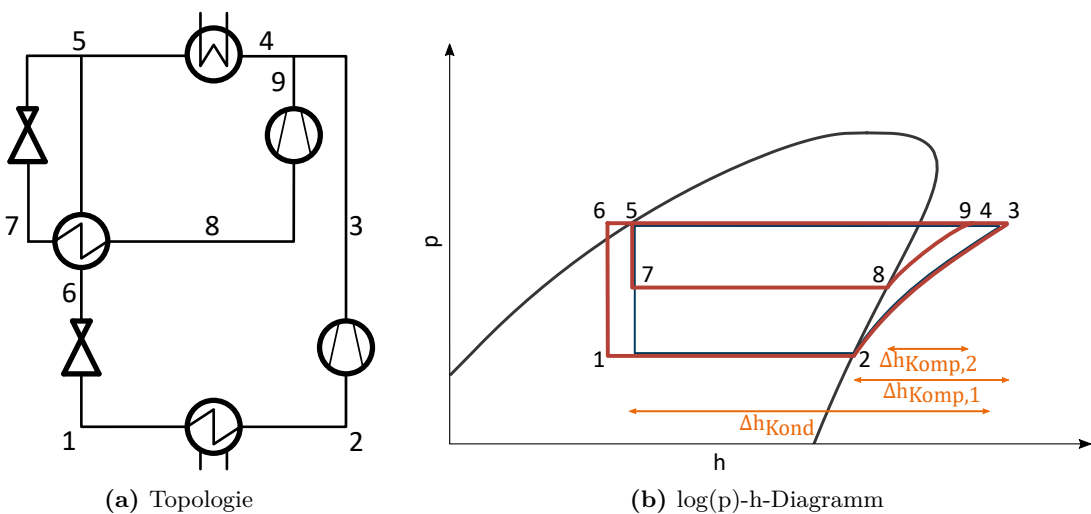


Abbildung 2.6: Wärmepumpe mit geschlossenem Economizer und paralleler Kompression

Im $\log(p)$ - h -Diagramm in Abbildung 2.6b sind erneut die Enthalpiedifferenzen der Kompression und die der Kondensation abzulesen. Da aufgrund der parallelen Kompression zwei Teilmassenströme vorhanden sind, ist der COP mit Gleichung 2.5 zu berechnen.

$$COP = \frac{\dot{m}_{Ges} \cdot \Delta h_{Kond}}{\dot{m}_{Komp,1} \cdot \Delta h_{Komp,1} + \dot{m}_{Komp,2} \cdot \Delta h_{Komp,2}} \quad (2.5)$$

Ähnlich wie beim einfachen Economizer muss bei der parallelen Kompression im Vergleich zum einfachen Kreis ein geringerer Massenstrom über die vollständige Druckdifferenz komprimiert werden. Dieser reduzierte Kompressionsaufwand übersteigt die etwas geringere spezifische Wärmeabgabe, sodass die Leistungszahl erhöht werden kann. Im Gegensatz zum Economizer mit zweistufiger Kompression erfolgt die Beimischung erst auf Kondensationsdruck. Wenn die Steigung der Isentropen des Kältemitteldampfes mit zunehmender Überhitzung – heißt: mit zunehmender Entfernung zur Satttdampflinie – abnimmt, kann mit der Mischung auf Kondensationsdruck der Gesamtverdichtungsaufwand reduziert werden. Entsprechend eignen sich insbesondere Kältemittel mit diesen thermophysikalischen Eigenschaften für die parallele Kompression.

Das gleiche gilt für die offene Variante des Economizers mit paralleler Kompression, was auch in den Abbildung 2.7 zu erkennen ist. Für das Verhältnis von der offenen zur geschlossenen Schaltungsvariante gilt das an entsprechender Stelle im Abschnitt 2.2.3 *Economizer* gesagte. Für die Berechnung des COP behält Gleichung 2.5 Gültigkeit.

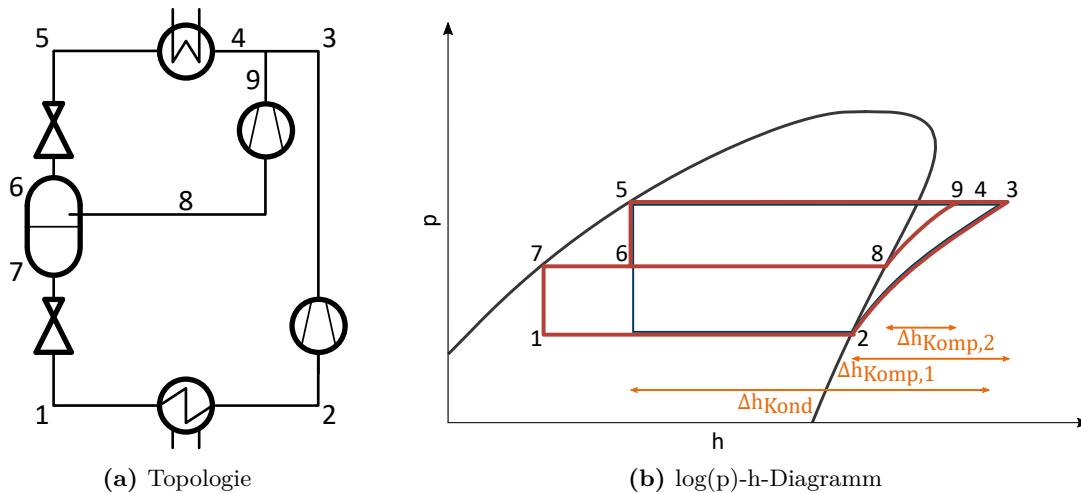


Abbildung 2.7: Wärmepumpe mit offenem Economizer und paralleler Kompression

2.2.5 Zweistufige Kreis mit Mitteldruckflasche

Bei dem in Abbildung 2.8 dargestellten kombinierten Wärmepumpenprozess mit Mitteldruckflasche wird das überhitzte Druckgas nach der ersten Verdichterstufe (3) in eine Mitteldruckflasche eingeleitet. Dieses vermischt sich mit dem ebenso eintretenden Nassdampf (7). Daraufhin wird das zweiphasige Gemisch in der Mitteldruckflasche separiert. Der gasförmige Teil tritt es als Sauggas (4) in die zweite Verdichterstufe ein und wird auf den Kondensationsdruck (5) verdichtet. Der flüssige Kältemittelanteil (8) innerhalb der Mitteldruckflasche wird weiter bis auf den Verdampfungsdruck (1) expandiert.

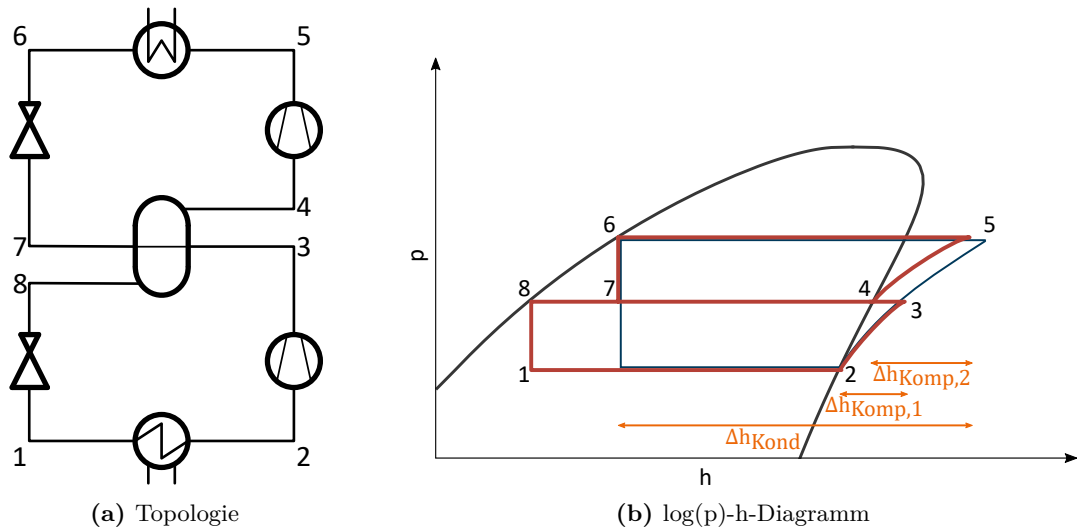


Abbildung 2.8: Kombiniertes Wärmepumpenprozess mit Mitteldruckflasche

Wie bereits in den vorangegangenen topologischen Anpassungen sind auch bei dem zweistufigen Kreis mit Mitteldruckflasche zentrale Vorteile die Absenkung der Druckgasüberhitzung bei Eintritt in den Kondensator sowie die Verbesserung der Kompression an sich. Aufgrund der unterschiedlichen Massenströme im Niederdruck- und Hochdruckkreis, ist erneut eine Berechnung des COP mit der Gleichung 2.4 notwendig.

2.2.6 Zweistufiger Kreis mit verschiedenen Kältemitteln

Bei besonders hohen Temperaturhüben zwischen Wärmequelle und -senke eignet sich in der Regel kein einziges Kältemittel mehr von seinen thermophysikalischen Eigenschaften für einen einstufigen Wärmepumpenprozess. Um dem zu begegnen können mithilfe eines Wärmeübertragers zwei Kreisläufe verbunden werden, welche jeweils für ein niedrigeres und ein höheres Temperaturniveau passende Kältemittel verwenden. Eine solche zweistufige Wärmepumpe ist in Abbildung 2.9a dargestellt.

In Abbildung 2.9b sind zwei überlagerte $\log(p)$ - h -Diagramme illustriert. Dabei entsprechen das Nassdampfgebiet und der Wärmepumpenprozess mit durchgezogener Linie dem des Niedertemperaturkreises und die mit gestrichelter Linie entsprechen dem des Hochtemperaturkreises. Die verschiedenen Ausprägungen der Nassdampfgebiete tragen dazu bei, dass die abzugebende Kondensationswärme im Verhältnis zur zugeführten Kompressionsenergie steigt. Dies ist insbesondere im Vergleich zum dunkelblau eingefärbten Referenzfall zu erkennen, welcher ausschließlich das Niedertemperaturkältemittel verwendet. Jedoch ergibt sich bedingt durch die Trennung der Kreise eine Grädigkeit zwischen diesen, welche zusätzlichen Kompressionsaufwand erfordert. Aufgrund der zwei getrennten Kreise ist an dieser Stelle darauf zu achten, den COP nach Gleichung 2.6 mit zwei unterschiedlichen Massenströmen zu berechnen.

$$COP = \frac{\dot{m}_{HT} \cdot \Delta h_{Kond}}{\dot{m}_{NT} \cdot \Delta h_{Komp,1} + \dot{m}_{HT} \cdot \Delta h_{Komp,2}} \quad (2.6)$$

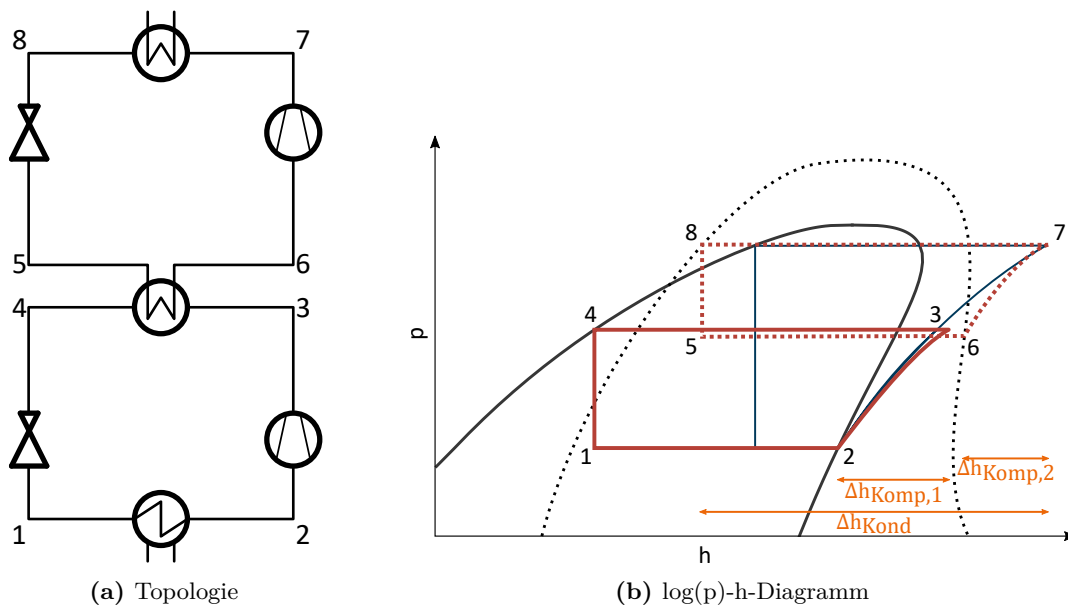


Abbildung 2.9: Zweistufiger Wärmepumpenprozess mit Wärmeübertrager

2.2.7 Transkritische Kreisläufe

Die bisher besprochenen Schaltungsvarianten nutzen alle die Enthitzung und insbesondere die Kondensation des Kältemittels zur Wärmeabgabe an die Senke. Kreisprozesse, welche ausschließlich unterhalb des kritischen Drucks ablaufen, werden als *subkritisch* bezeichnet. Im Gegensatz dazu verlaufen *transkritische* Wärmepumpenprozesse über den kritischen Punkt hinweg und geben Wärme bei überkritischem Druck ausschließlich sensibel an die Senke ab. Da in der Literatur [7] verschiedene Schaltungskonzepte transkritischer Wärmepumpen untersucht werden, werden auch hier einige der oben beschriebenen Topologien im transkritischen Prozess analysiert. Aufgrund des bereits großen Umfang an Topologievarianten und ihren Kombinationen wird sich an dieser Stelle auf zwei einfache Konzepte beschränkt: der einfache und der zweistufige transkritische Kreisprozess. Diese entsprechen in ihrer Schaltung ihren subkritischen Pendanten in den Abschnitten 2.1 und 2.2.6, mit dem Unterschied, dass es sich nicht um einen Kondensator, sondern einen einfachen Gas-Flüssigkeit-Wärmeübertrager handelt. Die entsprechenden Prozessverläufe sind in Abbildung 2.10 in ihren jeweiligen $\log(p)$ -h-Diagrammen schematisch dargestellt.

Zum kaskadierten Fall ist anzumerken, dass lediglich der Hochtemperaturkreis transkritisch verläuft. Theoretisch ist auch im Niedertemperaturkreis ein transkritischer Prozess denkbar. Die weitaus verbreitetere Konstellation ist jedoch die hier präsentierte [16, 7]. Ansonsten gelten im Wesentlichen die Hinweise zu den möglichen Vorteilen eines zweistufigen Wärmepumpenprozesses des Abschnitts 2.2.6.

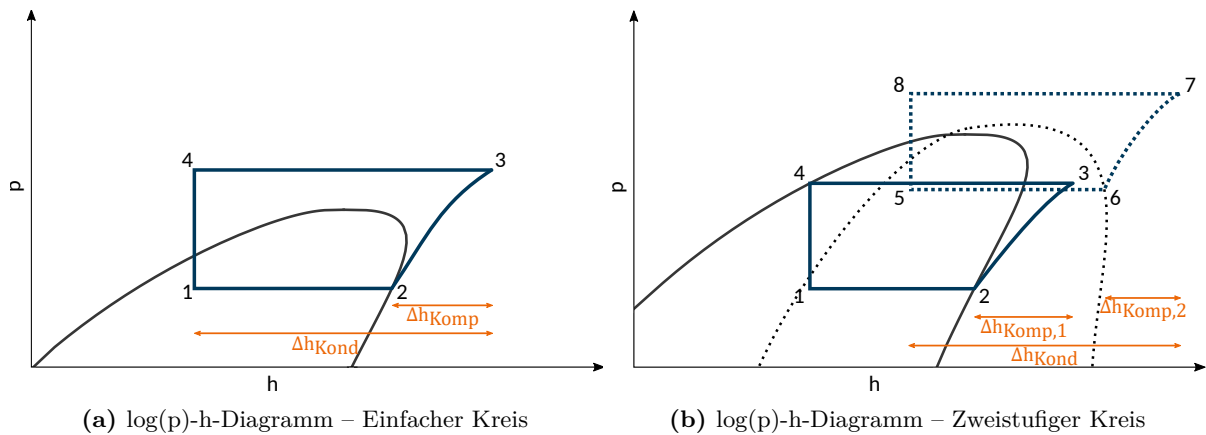


Abbildung 2.10: Einfacher und zweistufiger transkritischer Wärmepumpenprozess

2.3 Kostenanalyse der Komponenten

Um die anfallenden Investitionskosten verschiedener Wärmepumpenkonzepte abschätzen und miteinander vergleichen zu können, ist es nötig, die Kosten aller Komponenten zu ermitteln. Wie in [65] zusammengefasst, ist der beste Ansatz für die Abschätzung der Anschaffungskosten, aktuelle Preisangebote der einzelnen Komponenten bei den jeweiligen Anbietern einzuholen. Da dieses aber stark von den gegebenen Randbedingungen der jeweiligen Wärmepumpe abhängt und sich schlecht verallgemeinern lässt, wird oft auf den Ansatz zurückgegriffen, Daten von früher gekauften, aber ähnlichen Komponenten zu verwenden. In [18, 33, 74, 79] sind Anhaltspunkte und Parameter für Korrelationen für verschiedene Arten von Prozesskomponenten veröffentlicht. Um eine Kostenanalyse für Wärmepumpenkomponenten, wie in [62, 68, 55, 63] abzubilden, wird auf den Ansatz der Kostenkorrelation von [18] zurückgegriffen.

Dabei werden die Komponenten – wie Verdichter, sämtliche Wärmeübertrager und Flashtanks – mit dem größten Einfluss auf die Gesamtkosten berücksichtigt, während alle anderen Hilfskomponenten zusammengefasst betrachtet werden. Ein Hauptvorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass alle Kostenkorrelationen als Funktion der Komponentengröße respektive Kapazität ausgedrückt werden.

$$K_{Komp} = K_B \cdot \left(\frac{X_{Komp}}{X_B} \right)^\alpha \quad (2.7)$$

In Gleichung 2.7 werden die jeweiligen Kosten der Komponenten K_{Komp} aus der Multiplikation von den bekannten Basiskosten K_B mit dem Quotienten der Komponentengröße respektive Kapazität der jeweiligen Komponente X_{Komp} zu dem Basiswert des Vergleichskomponente X_B berechnet. Dieser wird außerdem mit einem Kostenfunktionsexponenten α potenziert. In Tabelle 2.4 sind die Kostenkorrelation der verwendeten Komponenten zu finden.

Verdichter: Die Kostenkorrelation der Verdichter ist in [62] von derjenigen eines realer halbhermetischer Schraubenverdichter abgeleitet. Die gleiche Korrelation wird außerdem in [68] für Hubkolbenverdichter verwendet. Diese wird von dem Ansaugvolumenstrom des Verdichters beeinflusst, wobei die meisten relevanten Auslegungsparameter in der Korrelation berücksichtigt werden [62]. Aufgrund des Mangels an separaten Kostenkorrelationen für Turboverdichter in der vorhandenen Literatur wird diese Korrelation als Referenz für alle in dieser Arbeit behandelten

Tabelle 2.4: Komponentenkosten der spezifisch betrachteten Bauteile aus 2013 [62, 68]

Komponente	K_B	X_B	X_{Komp}	Einheit	α
Verdichter	19.850 €	279,8	\dot{V}	$\frac{m^3}{h}$	0,73
Wärmeübertrager	15.526 €	42	A	m^2	0,8
Mitteldruckflasche	1.444 €	0,089	V	m^3	0,63

Verdichterarten verwendet. Wie bereits in Tabelle 2.2 dargestellt, ist der jeweilige Einsatzbereich durch den maximalen Betriebsdruck und Volumenstrom begrenzt, welche bei den Simulationen der einzelnen Wärmepumpenkonzepte berücksichtigt werden müssen.

Wärmeübertrager: Demgegenüber wird die Kostenkorrelation der Wärmeübertrager als Funktion seiner Oberfläche angegeben. Aufgrund von unterschiedlichen Wärmedurchgangskoeffizienten ergeben sich in Kombination mit der Referenzoberflächen spezifischen Kosten für jeden individuellen Typ.

Mitteldruckflasche: Im Falle der Mitteldruckflaschen wird die Kostenkorrelation in Bezug auf ihr Volumen herangezogen, wobei angenommen wird, dass eine Verweilzeit von 10 Sekunden gegeben ist.

Wie in [18] beschrieben, verändern sich die Kosten der Komponenten im Laufe der Zeit durch bestimmte Veränderungen, wie die der Inflation. Folglich müssen Anpassungen an den resultierenden Kosten aus Gleichung 2.7 vorgenommen werden, um unterschiedliche Parameter wie Ausrüstungsgegenstände, Material, Arbeitskräfte und Verbrauchsmaterialien zum Zeitpunkt der Schätzung zu korrigieren. Da die in Tabelle 2.4 vorliegenden Daten aus dem Jahr 2013 stammen, sind diese für das Jahr 2019 anzupassen. Dafür werden Indexwerte nach *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI) gemäß Gleichung 2.8 verwendet.

$$K_{2019} = K_{2013} \cdot \frac{CEPCI_{2019}}{CEPCI_{2013}} \quad (2.8)$$

Dabei beziehen sich die aus Gleichung 2.7 berechneten Investitionskosten der jeweiligen Komponente K_{2013} auf das Jahr 2013 und werden durch den Quotienten des Kostenindex nach CEPCI aus dem Jahr 2019 $CEPCI_{2019}$ und 2013 $CEPCI_{2013}$ bereinigt.

Um auch alle anderen anfallenden Kosten zu betrachten, werden die übrigen Komponenten in Rohrleitungen und Tanks $K_{R,T}$, elektrisches Zubehör K_{el} sowie Kältemittel K_{KM} gegliedert und in die Gesamtkosten einbezogen. Diese sind jeweils für jede Größe respektive Kapazität der Wärmepumpe gleich. [62]

Die Kosten für die Verrohrung umfassen alle Kosten der in den Wärmepumpen verwendeten Leitungen und Ölkreisläufe, einschließlich aller Ventile und Armaturen. Dem gegenüber werden bei den Kosten aller erforderlichen Tanks Komponenten wie Ölabscheider, Saugspeicher und Ölkühler in die Kalkulation einbezogen. Diese entsprechen 10% der nach CEPCI bereinigten Kosten aller Komponenten und sind in Gleichung 2.9 abgebildet [62].

$$K_{R,T} = 0,10 \cdot \sum K_{Komp,2019} \quad (2.9)$$

Für die Kosten des elektrischen Equipments werden alle anfallenden Kosten wie Systemsteuerung, benötigte Druckschalter und elektronische Expansionsventile berücksichtigt. Diese entsprechen ebenfalls 10% der Kosten der Wärmepumpenkomponenten, was in Gleichung 2.10 dargestellt ist. [62]

$$K_{el} = 0,10 \cdot \sum K_{Komp,2019} \quad (2.10)$$

Die spezifischen Kosten für das verwendete Kältemittel hängen von dessen Verfügbarkeit und der erworbenen Menge ab. Da die Kältemittelkosten aber nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, wird ein durchschnittlicher Kostenfaktor für alle Kältemittel angenommen. Dieser ist in Gleichung 2.11 abgebildet und entspricht 4% der Summe aus aller zuvor betrachteten Kostenpunkten. [62]

$$K_{KM} = 0,04 \cdot \left(\sum K_{Komp,2019} + K_{R,T} + K_{el} \right) \quad (2.11)$$

Somit errechnen sich die gesamten Kosten der Wärmepumpenkomponenten $K_{Komp,Ges}$ aus der Summe aller zuvor beschriebenen Kostenterme in Gleichung 2.12. [62]

$$K_{Komp,Ges} = \sum K_{Komp,2019} + K_{R,T} + K_{el} + K_{KM} \quad (2.12)$$

Neben diesen sind zusätzliche Kosten, wie die Arbeitskosten für den Entwurf, die Konstruktion und Produktionsprozesse, zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind außerdem zusätzlich Projektkosten einzukalkulieren, wie die Installation der Einheit (einschließlich Verrohrung, Instrumentierung, und Anschluss an die bestehende Infrastruktur), Wärmeentnahme aus einer Wärmequelle, Bauarbeiten und Überwachung. Die Summe all dieser Kosten sind die eigentliche Investitionskosten der Wärmepumpeneinheit und werden, wie in Gleichung 2.13 zu sehen, mit einem konstanten Faktor von 6.32 für fabrikneue Wärmepumpen multipliziert. [18]

$$K_{WP} = 6,32 \cdot K_{Komp,Ges} \quad (2.13)$$

3 Wärmeversorgungssysteme

Die primäre Aufgabe beim Betreiben von Wärmeversorgungssystemen, wie Nah- und Fernwärmenetzen, besteht in der Deckung des Wärmebedarfs der Endverbraucher. Die Gestaltung und Ausrichtung des Versorgungsnetzes wird maßgeblich von der topologischen Beschaffenheit beeinflusst, welche ihrerseits von Faktoren wie der Siedlungsstruktur und den spezifischen Anforderungen der Wärmeabnehmer determiniert wird. Im Folgenden werden drei verschiedene Wärmeversorgungssysteme konstruiert und anschließend analysiert. Diese reichen von einem großen konventionellen Bestandsnetz, über ein kleineres Subnetz bis hin zu einem Fernwärmenetz der vierten Generation (4GDH).

3.1 Bestandsnetz

Das in Abbildung 3.1 dargestellte Wärmeversorgungssystem beschreibt den Aufbau eines großen Bestandsnetzes, wie zum Beispiel in Flensburg. Dabei stellt sich das System aus verschiedenen Wärmeversorgungsanlagen zusammen. Neben der zu integrierenden Wärmepumpe kann das System die KWK-Technologie der Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Erdgaskessel zur Deckung der Spitzenlast (SLK) sowie einen Pufferspeicher zur kurzfristigen Speicherung (K-TES) von Wärme enthalten. Dieses Beispiel steht für die Neugestaltung der Erzeugungsanlagen eines bestehenden Netzes mit hohen Vorlauftemperaturen, wobei der Rückgriff auf konventionelle Versorgungstechnologien erlaubt ist.

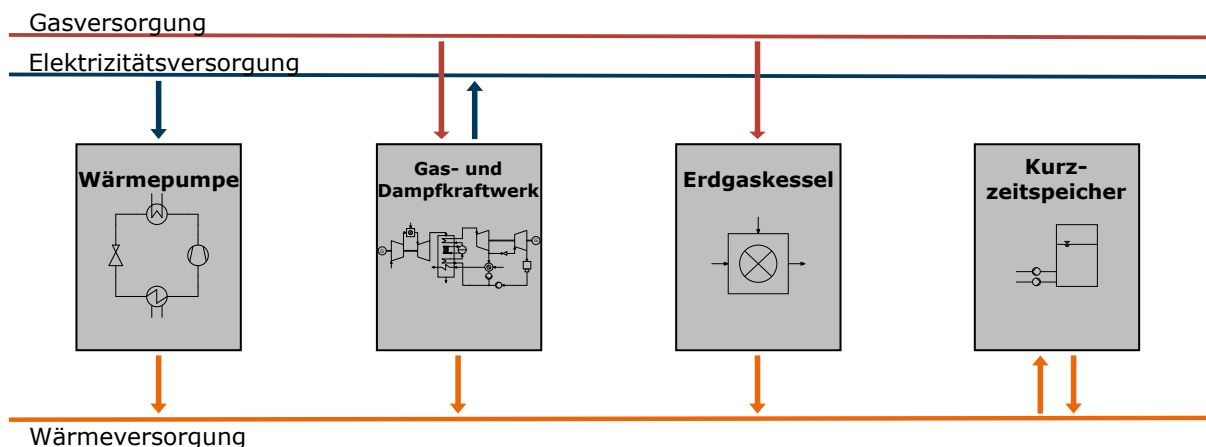


Abbildung 3.1: Topologie des Bestandsnetzes

Als Grundlagen für die Analyse dieses Systems werden die Daten des Flensburger Fernwärmenetzes des Jahres 2019 verwendet [48]. Dieser Datensatz enthält umfassende Informationen über den stündlichen Wärmebedarf und die Netztemperaturen. Eine grafische Darstellung der Daten ist in Abbildung 3.2 zu sehen. Dabei wird in Abbildung 3.2a die Zeitreihe des Wärmebedarfs und in Abbildung 3.2b der Verlauf der Vorlauftemperaturen präsentiert. Die im Netz vorherrschenden

Rücklaufemperaturen sind über die gesamte Betrachtungsperiode aus Gründen des Schutzes von Betriebsdaten künstlich auf konstant 50 °C gesetzt, weshalb auf deren grafische Darstellung verzichtet wird [48]. Da der Datensatz einige Lücken aufweist, wird er vor der Nutzung in dieser Studie bereinigt, was in Anhang A.4.1 ausführlich beschrieben ist.

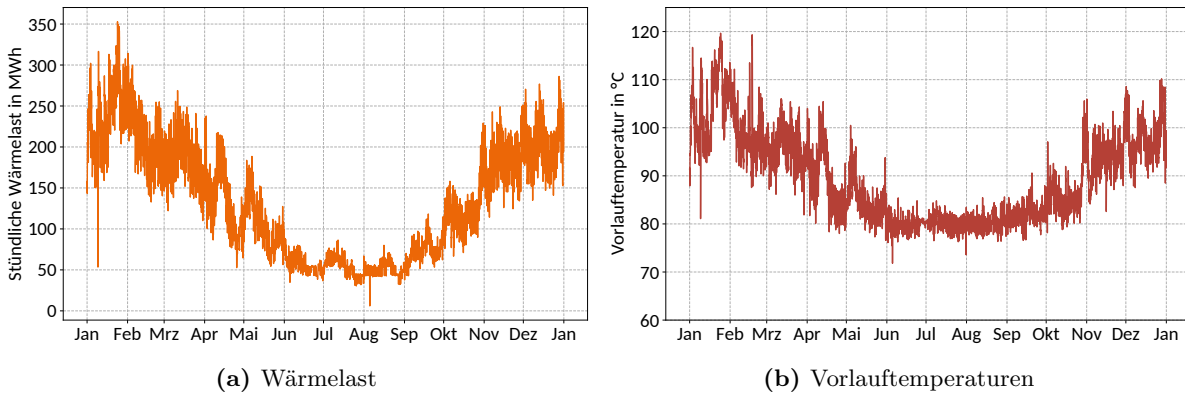


Abbildung 3.2: Datensatz des Fernwärmenetzes der Flensburger Stadtwerke aus 2019 [48]

3.2 Subnetz

Gegenüber großen Bestandsnetzen wird in der Wärmeversorgung ein Subnetz als separiertes und zumeist als an ein größeres Primärnetz gekoppeltes kleines Teilnetz beschrieben. Deswegen weisen Subnetze in der Regel einen deutlich geringeren Wärmebedarf und aufgrund von neueren Netzstrukturen oft höhere Effizienzen und geringere Netztemperaturen auf. Neben den zu integrierenden Wärmepumpen kann das hier behandelte Subnetz Wärme aus einem dazugehörigen Primärnetz (PN) beziehen. Dessen Auslegung wurde im Vorhinein ohne Wärmepumpentechnologie optimiert, um ein bestehendes konventionelles Hauptnetz abzubilden. Bei dem Wärmebezug vom Primär- ins Subnetz wird ein Netzwärmeverlust von 20% unterstellt. Zusätzlich ist ein Pufferspeicher in das in Abbildung 3.3 abgebildete Versorgungssystem integriert. Da Wärmeversorger oftmals vor der Frage stehen, ob bei einem neu zu erschließenden Subnetz eine Versorgungsanlage direkt am Subnetz zu bauen oder das vorhanden Primärnetz zu erweitern ist, werden in der späteren Untersuchung des Subnetzes beide Möglichkeiten zur Integration der Wärmepumpe zugelassen.

Da es keinen vergleichbaren Datensatz zu Wärmelastdaten eines Subnetzes frei verfügbar gibt, muss auch für die Abbildung des Subnetzes auf die Daten der Stadt Flensburg zurückgegriffen werden. Um eine adäquate Abbildung zu erhalten, werden die Daten bearbeitet, um eine geringere Last und niedrigere Vorlauftemperaturen abzubilden, wie im Anhang A.4.1 beschrieben. Die Ergebnisse dieses Verfahrens sind in den Abbildungen 3.4a und 3.4b zu erkennen. Die konstante Rücklauftemperatur bleibt dabei unverändert.

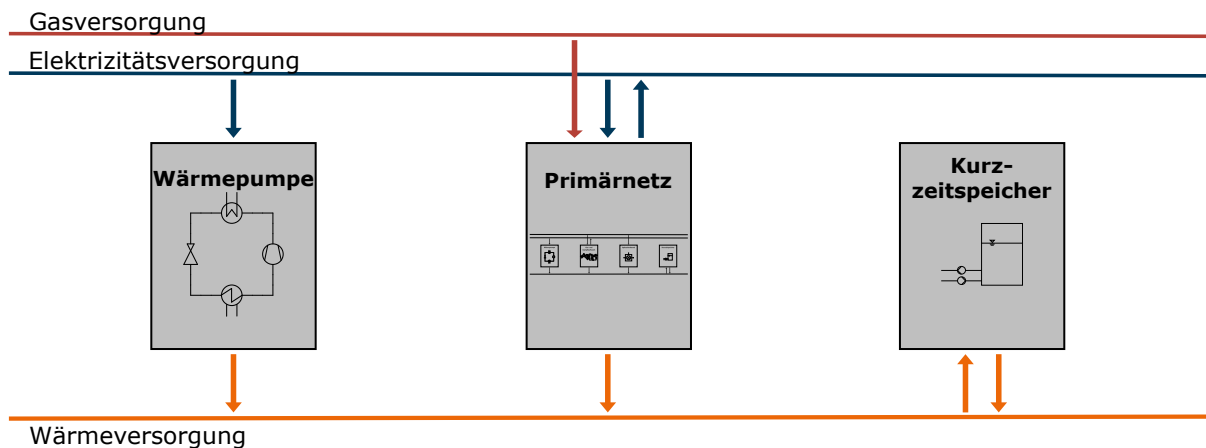


Abbildung 3.3: Topologie des Subnetzes

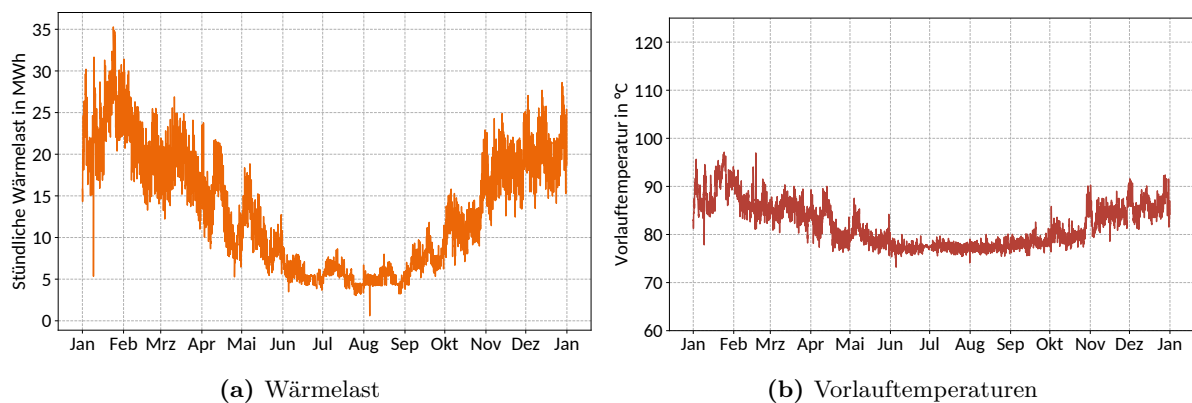


Abbildung 3.4: Modifizierter Datensatz des Subnetzes basierend auf den Daten des Flensburger Fernwärmenetzes aus 2019 [48]

3.3 Fernwärmenetz der vierten Generation

Als fortschrittliche Wärmeversorgungssysteme werden Fernwärmenetze der vierten Generation (4GDH) beschrieben. Diese sind zu weiten Teilen in skandinavischen Ländern verbreitet und zielen darauf ab, Effizienz und Nachhaltigkeit mithilfe verringerter Netztemperaturen und durch Integration erneuerbarer Energiequellen in die Wärmeversorgung zu verbessern [66]. Um die Integration von Wärmepumpen in Systeme der 4GDH zu untersuchen, wird gemäß Abbildung 3.5 ein Wärmeversorgungssystem entworfen, in dem die Wärmepumpe im Zusammenspiel mit einem Biogas-Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie Solarthermie und einem saisonalen Wärmespeicher (S-TES) eingesetzt wird.

Somit beschreibt diese Versorgungsstruktur gegenüber den anderen Versorgungsnetzen einen moderneren Ansatz, bei dem ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien erzielt werden kann. Wie im Bestandsnetz gemäß Abschnitt 3.1 soll in diesem Versorgungssystem eine vollständige Neugestaltung des Wärmeerzeugungssystems untersucht werden. Der Unterschied äußert sich aber in geringeren Wärmelasten, niedrigere Netztemperaturen und einer anderen Erzeugungsstruktur.

Als Grundlage dienen Daten aus dem Versorgungssystem der dänischen Stadt Sønderborg aus dem Jahr 2019. Das System dort setzt sich aus sieben Versorgungseinheiten zusammen. Um diese als Gesamtsystem betrachten zu können, wird erneut ein Preprocessing durchgeführt (siehe

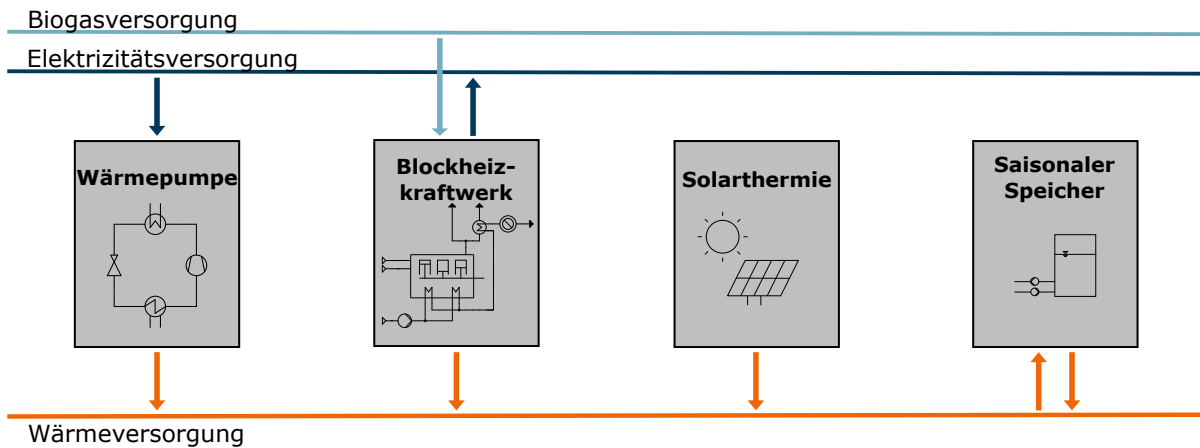


Abbildung 3.5: Topologie der Netze der 4th Generation District Heating (4GDH)

Anhang A.4.2), dessen Ergebnisse in Abbildung 3.6 dargestellt sind. Der Mittelwert der im Netz vorherrschenden Rücklauftemperaturen entspricht $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ und wird im Sinne der Vergleichbarkeit zu den anderen Systemen als konstant angenommen [78].

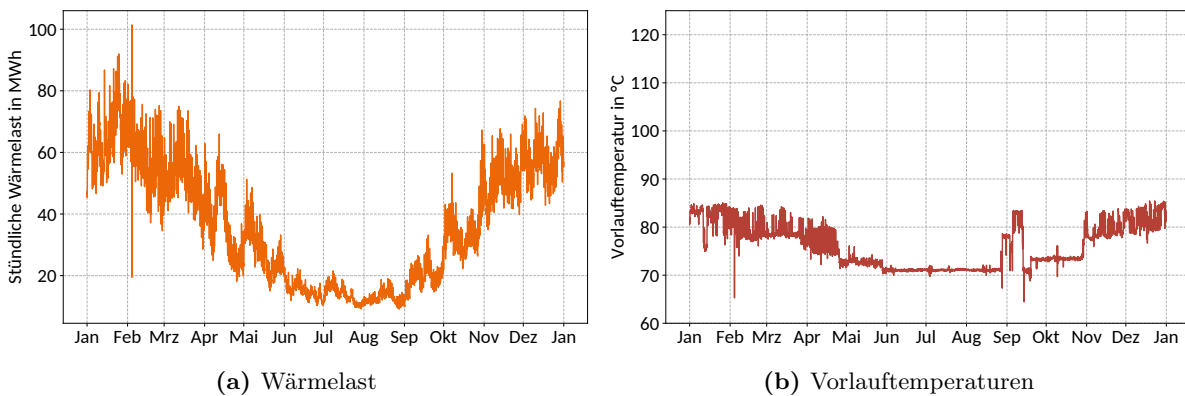


Abbildung 3.6: Datensatz des Fernwärmenetzes der Stadt Sønderborg aus 2019 [78]

4 Techno-ökonomisches Betriebsmodell

Um Auslegung und Einsatz der Versorgungsanlagen in den Wärmeversorgungssystemen über den Verlauf eines Jahres abzubilden, wird eine techno-ökonomische Optimierung von Anlagenauslegung und -betrieb durchgeführt, wobei neben den Betriebskosten die zu Beginn der Betrachtungsperiode getätigten Investitionen zu berücksichtigen sind. Dabei wird das Ziel verfolgt, die Kosten unter Einhaltung technischer Restriktionen zu minimieren. Dieser Abschnitt beschreibt den strukturellen Aufbau der zugrunde liegenden Methodik, die im Rahmen der Modellierung verwendeten Gleichungen und Limitierungen sowie die im Postprocessing angewendeten Bewertungsansätze.

4.1 Struktureller Aufbau

Zur Bewertung des Potenzials der zu untersuchenden Wärmepumpenkonzepte wird die Perspektive eines Wärmenetzbetreibers eingenommen. Das vorrangige Ziel des Betreibers besteht darin, die Wärmelast aller Verbraucher im Netz zu jedem Zeitpunkt mit minimalen Erzeugungskosten zu decken. In der Regel plant ein Betreiber den Einsatz der verfügbaren Anlagen von Tag zu Tag kontinuierlich auf Grundlage von Day-Ahead-Energiepreisen und Lastprognosen, die ihrerseits beispielsweise auf Wetterdaten basieren (*rolling forecast*).

Bei einer im Vorhinein bekannten Datengrundlage (*perfect forecast*) – etwa bei historischen Daten oder feststehenden (Zukunfts-)Szenarien – kann für einen längeren definierten Betrachtungszeitraum eine kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierung durchgeführt werden. Das Ergebnis dieser Optimierung repräsentiert den idealen Grenzfall der Einsatzplanung im rolling forecast mit optimalen Prognosen und vorausschauender Einsatzplanung. Somit ermöglicht eine Optimierung in perfect forecast die Beurteilung des maximal auszuschöpfenden Potenzials der zu untersuchenden Erzeugungsanlagen.

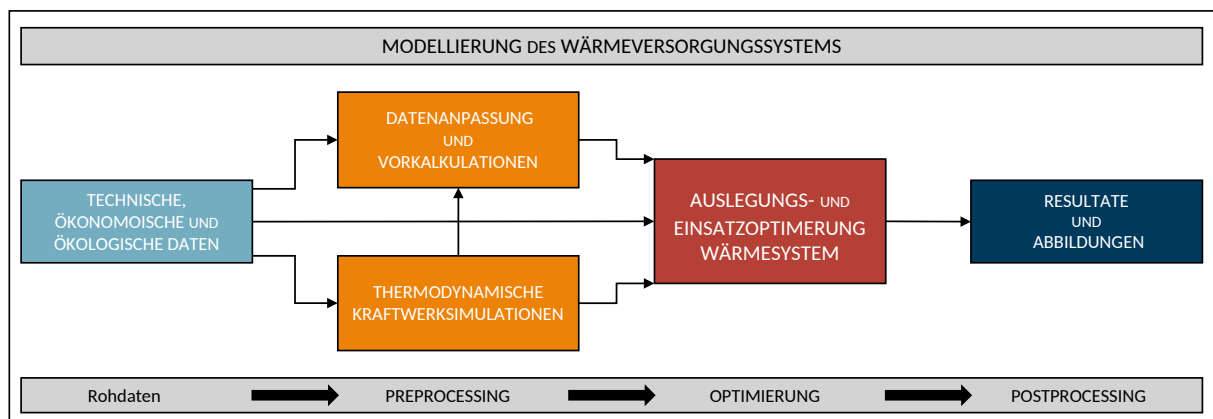


Abbildung 4.1: Ablauf der Auslegungs- und Einsatzoptimierung

Abbildung 4.1 stellt schematisch den verwendeten Workflow für die kombinierte Durchführung einer Auslegungs- und Einsatzoptimierung dar. Das mathematische Optimierungsverfahren sowie die daraus resultierenden Beschränkungen der Anlagenmodellierung sind in Kapitel 4.2 näher erläutert. Dabei fließen technische, ökonomische und ökologische Daten teils direkt, teils nach Vorberechnungen als Randbedingungen oder Charakteristiken in das Optimierungsmodell ein. Daraus besonders hervorzuheben ist die thermodynamische Anlagensimulation auf Komponentenebene, welche zur Modellierung des Betriebsverhaltens komplexerer Versorgungsanlagen verwendet wird. Dazu wird das Open-Source-Softwarepaket *Thermal Engineering Systems in Python* (TESPy) aus dem *open energy modelling framework* (oemof) verwendet [86]. Die Bewertung der Optimierungsergebnisse kann abschließend einerseits in technischer Hinsicht anhand von Einzelanlagengrößen und -einsatz erfolgen, aber zusätzlich auch mithilfe von weiteren ökonomischen und ökologischen Bewertungskriterien, die in Kapitel 4.3 genauer beschrieben werden.

4.2 Modellierung

Um eine Wärmelast mithilfe verschiedener Versorgungsanlagen zu jeder Zeit aus Sicht eines wirtschaftlich handelnden Akteurs bestmöglich zu decken, müssen Auslegung und Einsatz der verfügbaren Anlagen hinsichtlich der Kosten und Erlöse optimiert werden. Dafür wird hier das Verfahren der Gemischt Ganzzahligen Linearen Optimierung (MILP, von engl.: *Mixed Integer Linear Programming*) verwendet. Dieses hat sich in vielen Bereichen der Energiesystemmodellierung bewährt und findet folglich breite Anwendung in dem Forschungsfeld [69]. Beim MILP handelt es sich um die Lösung eines linearen Minimierungsproblems mit Nebenbedingungen. Demzufolge ist eine Zielfunktion zu definieren, deren Ergebnis im Lösungsverfahren minimiert wird. Der Lösungsraum kann über zusätzliche lineare Nebenbedingungen – sogenannte *Constraints* – beschränkt werden.

Für die Modellierung des Energieversorgungssystems wird im Rahmen dieser Untersuchung das Open-Source-Paket *oemof.solph* (solph) verwendet, was ebenfalls Teil von oemof ist [53, 64]. Zur Übersetzung in ein abstraktes mathematisches Modell wird von solph intern das ebenfalls quelloffene Pythonpaket *Pyomo* genutzt [51]. Nach der mathematischen Formulierung der Lösungsmatrix ist das MILP Problem zu lösen. Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt durch externe Lösungsalgorithmen – sogenannte *Solver* (Open Source: CBC, GLPK; Proprietär: Gurobi). In dieser Ausarbeitung wird der proprietäre Solver *Gurobi* verwendet, der zumindest mit einer akademischen Lizenz kostenlos zur Verfügung steht.

4.2.1 Zielfunktion

In der Zielfunktion für die ökonomische Auslegungs- und Einsatzoptimierung werden die in jedem Zeitschritt t anfallenden Betriebskosten der verschiedenen Anlagen K_a abzüglich möglicher Erlöse E_a sowie die Annuitäten der Investitionskosten aller Anlagen K_{inv} berücksichtigt, wie Gleichung 4.1 zu entnehmen ist.

$$\min \left[\sum_a \left(\sum_t (K_a(t) - E_a(t)) + K_{inv} \right) \right] \quad (4.1)$$

Diese Kosten und Erlöse sind abhängige Variablen des Optimierungsproblems und ergeben sich aus Nebenbedingungen, die in den nachfolgenden Kapiteln ausführlich erläutert werden. Bei

der Auslegungsoptimierung wird die optimale Zusammensetzung der im Wärmeversorgungssystem vorkommenden Versorgungsanlagen ermittelt. Die unabhängigen Variablen im Sinne der Auslegungsoptimierung sind die Kapazitäten der Versorgungsanlagen. Demgegenüber sind die unabhängigen Variablen der Einsatzoptimierung die zur Deckung der Wärmelast in jedem einzelnen Zeitschritt nötigen Wärmeströme der Einzelanlagen im Versorgungssystem. Bei der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung werden die verfügbaren Wärmeströme aller einzelnen Versorgungsanlagen durch ihre jeweiligen Kapazitäten begrenzt.

Die dabei anfallenden Kosten sowie erzielten Erlöse werden für die gesamte Betrachtungsperiode aufsummiert, wobei Kosten positiv und Erlöse negativ bilanziert werden, um aus der Optimierungsaufgabe formal ein Minimierungsproblem zu machen. Die spezifischen Kosten- und Erlösterme hängen von der Definition der einzelnen Versorgungsanlagen ab. Vereinfacht sind diese in allgemeiner Form in Gleichung 4.2 und Gleichung 4.3 dargestellt.

$$K(t) = \dot{E}_{zu}(t) \cdot \Delta t \cdot (k_{zu} + k_{var,zu}) + \dot{E}_{ab}(t) \cdot \Delta t \cdot k_{var,ab} \quad (4.2)$$

$$E(t) = P_{ab}(t) \cdot \Delta t \cdot e_{el} + \dot{Q}_{ab}(t) \cdot \Delta t \cdot e_{th} \quad (4.3)$$

Die durch eine Versorgungsanlagen anfallenden Kosten K können prinzipiell in zwei Teilaspekte aufgeteilt werden. Zum einen fallen Kosten durch die zugeführte Energie \dot{E}_{zu} in Form von Elektrizitäts- oder Gaskosten k_{zu} an. Zum anderen entstehen durch den Betrieb anlagenspezifische variable Kosten k_{var} . Diese beziehen sich teilweise auf die abgeführte Wärme oder elektrische Energie \dot{E}_{ab} , können aber auch auf die zugeführte Energie bezogen sein. Erlöse werden durch die Bereitstellung von Fernwärme erzielt, die allerdings im Sinne des Optimierungsproblems wegen des jeweils gegebenen Wärmebedarfs konstant sind. Darüber hinaus können aber KWK-Technologien durch die Vermarktung von elektrischer Energie Erlöse am Spotmarkt generieren. Weitere Erlöse sind durch verschiedener Boni – KWK-Bonus und BEW-Förderung – zu erreichen. Eine genaue Auflistung der Betriebskosten- und Erlösterme der einzelnen Komponenten der verschiedenen Wärmeversorgungssysteme sind im Anhang A.1.1 hinterlegt. Die Annahmen der spezifischen Investitionskosten, sowie der variablen und fixen Betriebskosten aller betrachteten Anlagen sind im Anhang A.2 zusammengestellt.

4.2.2 Wärmepumpe

Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Wärmepumpe bei der Wärmez- und -abfuhr wurde in einer vorangegangenen Arbeit die Modellierung von Wärmepumpen in MILP Problemen näher untersucht [46]. Zentrales Ergebnis der verschiedenen Modellierungsansätze vergleichenden Arbeit ist, dass die temperaturabhängige, aufwändiger modellierte Variante bezüglich der Beschreibung des Anlagenverhaltens bei lediglich geringfügig höherer Simulationsdauer die genauesten Ergebnisse erzielt.

Aus diesem Grund wird hier die Wärmepumpe in solph mit einem sogenannten *OffsetConverter* modelliert. Das heißt, es handelt sich bei der Abbildung des Anlagenbetriebs um eine Gerade mit einer Steigung c_1 , die um einen Offset c_0 von dem Koordinatenursprung verschoben ist. Somit ist die numerische Optimierung nicht mit einer rein linearen Abbildung möglich, sondern es handelt sich um eine gemischt-ganzzahlig lineare Komponente. Diese lässt sich in ihrem Betrieb durch die drei Nebenbedingungen in Gleichung 4.4 bis Gleichung 4.6 charakterisieren. Dabei beschreibt Gleichung 4.4 den Zusammenhang zwischen der zugeführten elektrischen Leistung

$P_{el,wp}$ und dem bereitstellbaren Wärmestrom \dot{Q}_{wp} und die nachfolgenden Gleichungen begrenzen die Betriebslinie nach oben und unten. Die Binärvariable Y_{wp} sorgt darüber hinaus dafür, dass die Anlage auch nicht betrieben und somit kein Wärmestrom bereitgestellt werden kann.

$$\dot{Q}_{wp}(t) = c_1 \cdot P_{el,wp}(t) + Y_{wp}(t) \cdot c_0 \quad (4.4)$$

$$P_{el,wp}(t) \leq P_{el,max,wp}(t) \cdot Y_{wp}(t) \quad (4.5)$$

$$P_{el,wp}(t) \geq P_{el,min,wp}(t) \cdot Y_{wp}(t) \quad (4.6)$$

Für die Modellierung der Temperaturabhängigkeit der Wärmepumpe wird die Tatsache ausgenutzt, dass die Quellen- und Netztemperaturen für die betrachtete Betriebsperiode bereits bekannt sind. So können die benötigten Parameter in thermodynamischen Betriebssimulationen für alle auftretenden Temperaturen in TESP_y ermittelt und nach dem Aufkommen sortiert werden, sodass die beschriebenen Nebenbedingungen für jeden Zeitschritt an die entsprechenden Temperaturen angepasst sind.

Als technische Limitierung bei der Auslegung ist zu beachten, dass aufgrund der Marktverfügbarkeit eine maximale thermische Kapazität von 50 MW angenommen wird. Um auch den theoretischen Deckungsanteil von 100 % im Bestandsnetz zu ermöglichen, wird es in der Auslegungs- und Einsatzoptimierung erlaubt, bis zu 7 Wärmepumpen zu installieren. Für die Kontinuität der Betrachtung wird dieser Freiheitsgrad für alle zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme angenommen.

Wie bereits im Kapitel 2 beschrieben, hängt die Wahl der der Wärmepumpentechnologie von technischen Aspekten, wie Kältemittel und Verschaltung, sowie ihrer Wirtschaftlichkeit ab. Da es in dieser Ausarbeitung ganz zentral um die Integration der Wärmepumpe in die Wärmeversorgung geht, wird in Kapitel 6.1.1 eine ausführliche technische und wirtschaftliche Analyse der verschiedenen Wärmepumpentechnologien und der daraus resultierenden Modelle für die Optimierung vorgenommen.

4.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden in einem Kraftwerk gleichzeitig elektrische und thermische Energie bereitgestellt. Da es aktuell nicht möglich ist, in der kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierung mit *solph* die dort speziell für KWK-Technologien entwickelte *GenericCHP*-Komponente zu verwenden, müssen diese mit der sogenannte *Converter*-Komponente modelliert werden. Somit wird in dieser Ausarbeitung für GuD und BHKW ein vereinfachter Simulationsansatz gewählt. Dazu wird ein proportionaler Zusammenhang zwischen zugeführtem Brennstoffenergiestrom $\dot{H}_{bs,kwk}$ und bereitstellbarem Wärmestrom \dot{Q}_{kwk} angenommen (vgl. Gleichung 4.7 bis 4.9).

$$\dot{Q}_{kwk}(t) = \dot{H}_{bs,kwk}(t) \cdot \eta_{kwk,th} \quad (4.7)$$

$$\dot{Q}_{kwk}(t) \leq \dot{Q}_{max,kwk}(t) \cdot Y_{kwk}(t) \quad (4.8)$$

$$\dot{Q}_{kwk}(t) \geq \dot{Q}_{min,kwk}(t) \cdot Y_{kwk}(t) \quad (4.9)$$

Analog gilt der in Gleichung 4.10 dargestellte Zusammenhang zwischen zugeführtem Brennstoff $\dot{H}_{bs,kwk}$ und abgeführter elektrischer Energie P_{kwk} .

$$P_{kwk}(t) = \dot{H}_{bs,kwk}(t) \cdot \eta_{kwk,el} \quad (4.10)$$

Da eine genauere Abbildung der realen Komponenten durch die Implementation der Vorlauftemperaturabhängigkeit zu erwarten ist, erfolgt dies analog zu den Wärmepumpen auch bei GuD und BHKW. Anhand der gewählten Parameter werden auf Komponentenebene thermodynamische Kraftwerkssimulationen in TESP_y durchgeführt. Der schematische Aufbau und Parametrisierung des GuD sind im Anhang A.1.3 und die des BHKW im Anhang A.1.4 zu finden. Für die Auslegung ist zu beachten, dass die maximalen Kapazitäten der gasbefeuerten Versorgungsanlagen auf die im Versorgungssystem vorherrschende Engpassleistung limitiert sind.

4.2.4 Spitzenlastkessel

Erdgasbetriebene Spitzlastkessel sind eine weit verbreitete Technologie in der Wärmeversorgung. Es handelt sich dabei aber um eine technisch deutlich einfachere Anlage als die bisher genannten Versorgungstechnologien. Deshalb wird ein einfacher proportionaler Zusammenhang zwischen zugeführtem Brennstoffenergiestrom $\dot{H}_{bs,slk}$ und bereitstellbarem Wärmestrom \dot{Q}_{slk} mit konstantem Wirkungsgrad η_{slk} von 98% angenommen (vgl. Gleichung 4.11 bis 4.13). Dazu eignet sich die *Converter*-Komponente von solph. Wie bei den KWK-Technologien ist die maximale Kapazität des Spitzenlastkessels auch auf die im Versorgungssystem vorherrschende Engpassleistung begrenzt.

$$\dot{Q}_{slk}(t) = \dot{H}_{bs,slk}(t) \cdot \eta_{slk} \quad (4.11)$$

$$\dot{Q}_{slk}(t) \leq \dot{Q}_{max,slk}(t) \cdot Y_{slk}(t) \quad (4.12)$$

$$\dot{Q}_{slk}(t) \geq \dot{Q}_{min,slk}(t) \cdot Y_{slk}(t) \quad (4.13)$$

4.2.5 Solarthermie

Die Solarthermie wird im Auslegungs- und Einsatzoptimierungsmodell mit einer *source* (Quelle), deren Zeitreihe als *fix* gesetzt ist, abgebildet. So wird die solarthermisch bereitgestellte Wärme dem System immer zugeführt. Die Quelle benötigt bereits eine normierte Zeitreihe der Solarthermie, welche folglich in einer Vorkalkulation zu ermitteln ist.

Dafür dient als Datengrundlage die gemessene horizontale Einstrahlung pro Fläche \dot{q}_S am Standort Schleswig des Deutschen Wetterdiensts [37]. Dieser Datensatz beinhaltet stündliche Werte für die globale und diffuse Einstrahlung. Die Direktstrahlung ist als Differenz der beiden zu berechnen (vgl. Gleichung 4.14).

$$\dot{q}_{S,dir,hor}(t) = \dot{q}_{S,g,hor}(t) - \dot{q}_{S,diff,hor}(t) \quad (4.14)$$

Die horizontale Einstrahlung wird anschließend für den gewünschten Standort unter Berücksichtigung des Sonnenverlaufs auf die geneigte Ebene umgerechnet. Dazu wird der Algorithmus der DIN 5034-2 verwendet [1].

Der Anteil der Kollektoreinstrahlung, der vom Absorber aufgenommen und nicht über Wärmeverluste wieder an die Umgebung abgegeben wird, lässt sich über den Kollektorwirkungsgrad η_{Kol} darstellen (vgl. Gleichung 4.15) [72]. Er ergibt sich aus dem Verhältnis des insgesamt nutzbaren Wärmestroms \dot{Q}_{Kol} und der auf die geneigte Kollektorfläche A_{Kol} auftreffenden Globalstrahlung $\dot{q}_{S,g,gen}$.

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_{Kol}}{\dot{q}_{S,g,gen} \cdot A_{Kol}} \quad (4.15)$$

Der Wirkungsgrad kann aber auch näherungsweise aus Kollektorkennwerten und der vorherrschenden Betriebs- T_{Kol} und Umgebungstemperatur T_U ermittelt werden (vgl. Gleichung 4.16) [72]. Dieser ergibt sich aus dem optischen Kollektorwirkungsgrad $\eta_{Kol,0}$, welcher lediglich um optische Verluste reduziert ist und idealisiert bei unendlich geringer Temperaturdifferenz zur Umgebung herrscht. Davon subtrahiert werden jeweils ein linearer und ein quadratischer Verlustterm, die die Konvektions- und Strahlungsverluste an die Umgebung annähert.

$$\eta_{Kol} = \eta_{Kol,0} - \alpha_{Kol,1} \cdot \frac{T_{Kol} - T_U}{E_{g,gen}} - \alpha_{Kol,2} \cdot \frac{(T_{Kol} - T_U)^2}{E_{g,gen}} \quad (4.16)$$

In Näherung kann die Kollektortemperatur als arithmetischer Mittelwert von Vor- T_{VL} und Rücklauf- T_{RL} angenommen werden (vgl. Gleichung 4.17).

$$T_{Kol} \approx \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} \quad (4.17)$$

Bei einer Reihenschaltung von Kollektoren in einem Strang würden rücklaufseitige Kollektoren geringere Kollektortemperaturen und somit höhere Wirkungsgrade aufweisen. Dies gleicht sich aber über die schlechteren vorlaufseitigen Kollektoren über den Strang wieder aus.

Mit diesen Rahmenparametern und den Kollektorparametern eines gängigen Flachkollektors für Großflächensolarthermieanlagen der Firma Arcon-Sunmark A/S [76] aus der Solar Keymark Datenbank [2] kann nun für jeden Zeitschritt der nutzbare Wärmestrom berechnet werden (vgl. Gleichung 4.18). Für einen Flachkollektor als Kollekorttechnologie wurde sich in dieser Arbeit entschieden, weil sie die deutlich dominierende Technologie weltweit für Großflächensolarthermieanlagen sind [75]. Eine Auflistung der Standort-, sowie der Kollektorparameter ist in Kapitel A.1.6 im Anhang zu finden. Die maximale Kapazität der Solarthermie unterliegt keiner Begrenzung.

$$\dot{Q}_{Kol}(t) = \dot{q}_{S,g,gen} \cdot A_{Kol} \cdot \eta_K(t) \quad (4.18)$$

4.2.6 Thermischer Energiespeicher

Für die kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierung werden die Speicher mit der *GenericStorage*-Komponente aus solph abgebildet. Damit kann in jedem Zeitschritt ein Wärmestrom $\dot{Q}_{ein,tes}$ ein- oder ein Wärmestrom $\dot{Q}_{aus,tes}$ ausgespeichert und somit der Speicherstand Q_{tes} erhöht oder verringert werden. Außerdem kann über einen relativen Verlustfaktor $\eta_{rel,tes}$ – bezogen auf den Speicherstand – ein Wärmeverlust an die Umgebung simuliert werden. So ergibt sich der Speicherstand des TES in jedem Zeitschritt wie in Gleichung 4.19 beschrieben. Der minimale

und maximale Ein-, sowie Ausspeicherwärmestrom wird ebenfalls in Gleichung 4.20 bis 4.23 festgelegt.

$$Q_{tes}(t) = Q_{tes}(t-1) \cdot (1 - \eta_{rel,tes}) + (\dot{Q}_{ein,tes}(t) \cdot \eta_{ein,tes} - \frac{\dot{Q}_{aus,tes}(t)}{\eta_{aus,tes}}) \cdot \Delta t \quad (4.19)$$

$$\dot{Q}_{ein,tes}(t) \leq \dot{Q}_{ein,max,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.20)$$

$$\dot{Q}_{ein,tes}(t) \geq \dot{Q}_{ein,min,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.21)$$

$$\dot{Q}_{aus,tes}(t) \leq \dot{Q}_{aus,max,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.22)$$

$$\dot{Q}_{aus,tes}(t) \geq \dot{Q}_{aus,min,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.23)$$

Als Nebenbedingung kann der Initialspeicherstand vorgegeben werden, sowie die Tatsache, ob der Speicherstand am Ende der Betrachtungsperiode wieder den gleichen Wert, wie zu Beginn haben soll. Die maximalen Be- und Endladeleistungen aller Speicher sind auf die im Versorgungssystem vorherrschende Engpasseleistung begrenzt. Außerdem wird angenommen, dass die maximal zu installierende Kapazität des K-TES auf 24 Stunden dieser Leistung beschränkt ist. Demgegenüber unterliegt die maximalen Kapazität des S-TES keiner Begrenzung.

Für die Speicherverluste wird der oben erwähnte Ansatz der relativen Verluste in Abhängigkeit zum Speicherfüllstand gewählt. Dazu wurden reale Projekte und die dort gemessenen Jahresgesamtverluste herangezogen [40]. Anschließend wurde ein ad hoc angenommener Wert iterativ angepasst, bis die Jahresgesamtverluste in Relation zur Speicherkapazität in der Größenordnung der realen Anlagen liegen. Ergebnis dieser trial-and-error-Herangehensweise ist ein relativer Wärmeverlust von $0,005 \frac{\%}{h}$. Weitere Parameter der Speicherkomponenten befinden sich im Anhang A.1.7 und A.1.8.

4.3 Bewertungskriterien

Um neben dem optimierten Einsatz auch die ökonomische und ökologischen Einfluss bewerten zu können, werden nachfolgend die Bewertungskriterien der Wärmegestehungskosten sowie die durch Energiebezug hervorgerufenen Emissionen beschrieben.

4.3.1 Ökonomische Kriterien

Die ökonomische Bewertung der Wärmeversorgungssysteme hat aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu erfolgen. Dazu werden die Wärmegestehungskosten als Bewertungsmetrik herangezogen. Dies ist eine verbreitete und bewährte energiewirtschaftliche Kenngröße zur quantitativen Beurteilung und Gegenüberstellung verschiedener Versorgungssysteme (vgl. [61, 20, 59, 45]).

Die Wärmegestehungskosten (*LCOH* von engl.: *Levelized Cost Of Heat*) sind ein branchenspezifischer Kennwert zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit eines einzelnen Wärmeversorgers, bis hin zu ganzen Versorgungssystemen. Dazu werden alle auftretenden Kosten $K(t)$ und Erlöse $E^*(t)$ auf die bereitgestellte Wärme $Q(t)$ bezogen und diese auf den Betrachtungszeitraum n abgezinst, wobei I_0 den Investitionsausgaben (CAPEX von engl.: *Capital Expenditures*) und q dem Diskontierungsfaktor der zu vergleichenden Geldanlage entspricht. Im Unterschied zur Zielfunktion der Optimierung (vgl. Gleichungen 4.1 und 4.3) beinhaltet dies ausdrücklich nicht die Erlöse aus dem Verkauf von Wärme. Deshalb wird hier der um die Wärmeerlöse reduzierte

Erlös $E^*(t)$ an Stelle des gesamten Erlöses $E(t)$ herangezogen. In allgemeiner Form sind die Wärmegestehungskosten in Gleichung 4.24 abgebildet. Wenn man von einem konstanten jährlichen Einnahmeüberschuss (E^*-K) ausgeht, lässt sich die Gleichung umstellen und mit dem Barwertsummenfaktor ($BWSF$) vereinfachen (vgl. Gleichung 4.25) [61]:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{[K(t)-E^*(t)]}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{Q(t)}{q^t}} \quad (4.24)$$

$$LCOH = \frac{I_0 + BWSF \cdot (K - E^*)}{BWSF \cdot Q} \quad (4.25)$$

$$BWSF = \frac{q^n - 1}{(q - 1) \cdot q^n} \quad (4.26)$$

4.3.2 Ökologische Kriterien

Für die ökologische Bewertung der Wärmeversorgungssysteme werden die durch Primär- und Sekundärenergiebezug hervorgerufenen Emissionen berechnet. Diese Kalkulation erfolgt stündlich mithilfe von entsprechend zeitlich aufgelösten Emissionsfaktoren. Für den Bezug von Brennstoffen in Form von Erdgas wird für die Untersuchung ein konstanter spezifischer Emissionsfaktor em_{erdgas} von $201,2 \text{ kg/MWh}$ angenommen [61]. Wenn der Brennstoff aber in Form von Biogas bezogen wird, wird ein spezifischer Emissionsfaktor em_{biogas} von $152,0 \text{ kg/MWh}$ verwendet [17]. Da für die Bereitstellung von elektrischer Energie zeitgleich verschiedenste Anlagen mit stark unterschiedlichen Emissionsfaktoren betrieben werden, ist eine pauschale Annahme, analog zum bezogenen Gas, nicht möglich. Hervorzuheben ist außerdem die Emissionskalkulation der KWK-Anlagen: Ihnen wird für die dem Netz der allgemeinen Versorgung (NdaV) zur Verfügung gestellte elektrische Energie $W_{el,prod}$ eine Gutschrift in Höhe der verdrängten Emissionen erteilt. Dabei können einerseits die spezifischen Emissionen des gesamten Strommix $em_{el,GM}$ in diesem Zeitschritt oder andererseits ausschließlich diejenigen der fossilen Kraftwerke angesetzt werden. Letzteres beschreibt den Verdrängungsmix $em_{el,VM}$, welcher insbesondere in der Transformationsphase der Energiewende von Bedeutung ist, da eben jene Kraftwerke über die Merit-Order ausgeschlossen und abgeschaltet werden (sollen). Bei der hier verwendeten Methodik zur Bestimmung der Verdrängung anderer Kraftwerke werden jedoch nicht die tatsächlichen regionalen Wechselwirkungen und Einschränkungen aufgrund der vorhandenen Verteilungsnetzinfrastruktur berücksichtigt. Es handelt sich also um eine rein theoretische Bilanzierung mit dem Gesamtsystem. Beide Berechnungsvorschriften werden verwendet, um ein umfangreiches Bild der Systemdienlichkeit zu erhalten. Sie sind jeweils in Gleichung 4.27 für die Emissionen des Gesamtmix Em_{GM} und Gleichung 4.28 für die Emissionen des Verdrängungsmix Em_{VM} in jedem Zeitschritt festgehalten.

$$Em_{GM}(t) = H_{gas}(t) \cdot em_{gas} + W_{el,bez}(t) \cdot em_{el,GM}(t) - W_{el,prod}(t) \cdot em_{el,GM}(t) \quad (4.27)$$

$$Em_{VM}(t) = H_{gas}(t) \cdot em_{gas} + W_{el,bez}(t) \cdot em_{el,VM}(t) - W_{el,prod}(t) \cdot em_{el,VM}(t) \quad (4.28)$$

Die spezifischen Emissionsfaktoren des Strommix werden nicht stundengenau von einer zentralen Stelle veröffentlicht. Sie werden jedoch im sogenannten „Agorameter“ des Think Tanks Agora Energiewende [9] mithilfe eines interaktiven Dashboards visualisiert, aber nicht als Datensatz frei zugänglich gemacht. Agora Energiewende veröffentlicht aber die dem zugrundeliegende Berechnungsmethode [11], welche an dieser Stelle für die Ermittlung der benötigten spezifischen Emissionsfaktoren verwendet wird.

Grundsätzliches Ziel der Methode ist es, die stündlich über alle Anlagentypen aggregierte Bruttostromproduktion mit ihren jeweiligen spezifischen Emissionsfaktoren zu verrechnen. Die daraus ermittelten stündlichen Gesamtemissionen eines Anlagentyps können anschließend gewichtet nach ihrer Bruttostromproduktion in einen Emissionsfaktor des Gesamtmix gemittelt werden. Für den oben beschriebenen Verdrängungsmixemissionsfaktor werden an dieser Stelle ausschließlich Emissionen und Stromproduktion fossiler Anlagen eingerechnet.

Die AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) hält die jährliche Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in einem Jahresbericht fest [8]. Daten zur Stromproduktion mit einer temporalen Auflösung von einer Stunde oder feiner werden vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlicht. Sie werden auf der Transparenzplattform der ENTSO-E für die verschiedenen Gebotszonen (engl.: *bidding zones*) zugänglich gemacht und regelmäßig aktualisiert [42]. Bei diesen Daten handelt es sich jedoch um die von Agora Energiewende als Nettostromproduktion der Anlagen bezeichnete bereitgestellte elektrische Energie, abzüglich des Anlageneigenbedarfs, die von der ENTSO-E erfasst werden. Netzübertragungsverluste werden an dieser Stelle also nicht berücksichtigt. Um die AGEB Jahreswerte mit den ENTSO-E Daten zu vergleichen, werden die Bruttojahressummen der AGEB um aus Daten des Öko-Instituts stammende relative Eigenbedarfe reduziert, wodurch sich die Nettajahressstromproduktion ergibt. Diese weisen zum Teil erhebliche Differenzen zu den aufsummierten ENTSO-E Daten auf, welche in der Agorameterdokumentation näher diskutiert werden und im Wesentlichen auf Erfassungslücken der ENTSO-E zurückzuführen sind. Um diese Differenzen auch in den stundengenauen Daten abbilden zu können, werden monatliche Korrekturfaktoren verwendet, welche mit den ENTSO-E Daten multipliziert werden. Ergebnis ist eine korrigierte Nettostromproduktionszeitreihe, welche herangezogen wird, um mithilfe des Nettowirkungsgrades und der spezifischen Brennstoffemissionsfaktoren [57] die stündlichen Gesamtemissionen jedes Anlagentyps zu ermitteln. Dies ist in Gleichung 4.29 dargestellt. [11]

$$Em_{Anlage}(t) = \frac{W_{el,Anlage,netto,korrigiert}(t)}{\eta_{netto}} \cdot em_{spez,bs} \quad (4.29)$$

Im Wesentlichen konnte die von Agora Energiewende verwendete Methodik erfolgreich implementiert werden. Bei einigen Anlagentypen gab es jedoch Probleme mit der Nachvollziehbarkeit ihrer Ergebnisse anhand der veröffentlichten Angaben (vgl. „Sonstige (konventionell)“ und „Müll“) oder sie waren gar nicht vorhanden (vgl. „Sonstige (regenerativ)“ und „Geothermie“). Der errechnete Jahresmittelwert der spezifischen Emissionen des Gesamtmixes deckt sich mit $412 \frac{kg}{MWh}$ sehr gut mit dem vom Umweltbundesamt veröffentlichten Wert von $411 \frac{kg}{MWh}$ für das Jahr 2019 [81]. Zur Validierung der stundengenauen Daten wird die Korrelation der Emissionsfaktoren des Agorameters mit denen der eigenen Berechnung untersucht, was in Abbildung 4.2 dargestellt ist. Dort ist zu erkennen, dass die Werte stark miteinander korrelieren, jedoch vereinzelt Abweichung von bis zu etwa 15 %¹ auftreten. Dennoch ist keine einseitige Verzerrung, sondern vielmehr eine annähernd normalverteilte Abweichung zu sehen. Insgesamt genügen die Ergebnisse der eigenen

¹bezogen auf den Median

Berechnung der spezifischen Emissionsfaktoren folglich den Ansprüchen an die Genauigkeit und werden nachfolgend zur ökologischen Bewertung herangezogen.

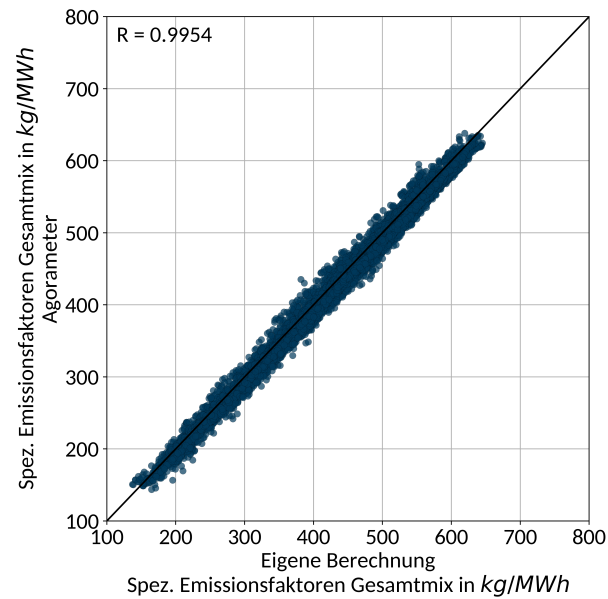


Abbildung 4.2: Korrelation der spezifischen Emissionsfaktoren des Gesamtmix zwischen Daten des Agorameter und der eigener Berechnung

Die täglichen Mittelwerte der spezifischen Emissionsfaktoren des Strommix, aufgeteilt, wie oben beschrieben, in Gesamtmix und Verdrängungsmix, sind in Abbildung 4.3 für das Jahr 2019 dargestellt. Erwartungsgemäß fallen letztere durchweg höher aus, da lediglich fossile Kraftwerke betrachtet werden. Der mittlere Gesamtmix-Emissionsfaktor liegt bei ca. 412 kg/MWh (blaue Linie) und der des Verdrängungsmix bei etwa 679 kg/MWh (rote Linie).

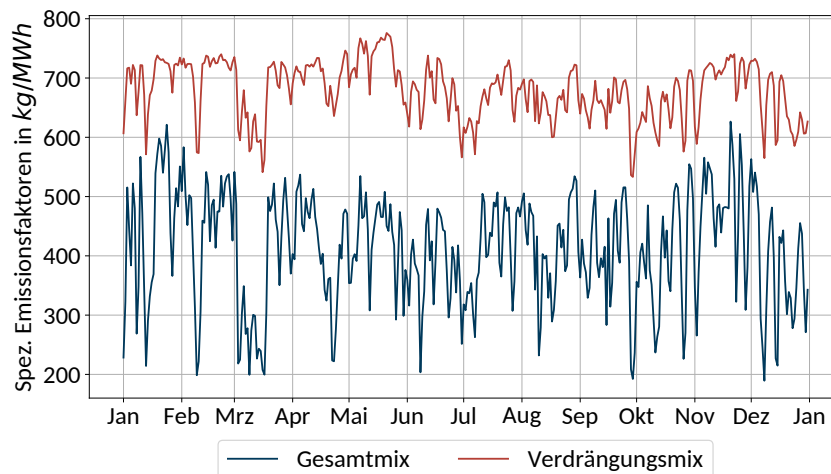


Abbildung 4.3: Täglicher Mittelwert der spez. Emissionsfaktoren des Strommix 2019

5 Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen der zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme dargelegt. Dabei erfolgt eine Analyse sowohl der historischen Gegebenheiten im Referenzjahr 2019 als auch der kurz- bis mittelfristigen Perspektiven unter Berücksichtigung sich verändernder Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2040.

5.1 Status Quo

Als energiepolitische und -wirtschaftliche Grundlage dienen die Rahmenbedingungen des Jahres 2019. Dieses Jahr markiert den letzten Zeitpunkt vor dem Einsetzen der Corona-Pandemie und die durch den russisch-ukrainischen Krieg hervorgerufene Energiekrise. Bis dahin stellte die Integration von Wärmepumpen in bestehende Versorgungssysteme eine Herausforderung dar, wie in [45] demonstriert wurde. Im Jahr 2023 veränderten sich jedoch die regulatorischen Rahmenbedingungen signifikant zugunsten der Wärmepumpentechnologie. Zentrale Mechanismen sind insbesondere der Wegfall der Umlage für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG-Umlage) und die Einführung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Die Aufnahme dieser regulatorischen Maßnahmen in die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ermöglicht eine Untersuchung ohne Einflüsse der genannten Krisen unter Berücksichtigung aktueller politischer Rahmenbedingungen.

Um dieses Szenario abzubilden, werden nachfolgend zunächst alle relevanten Daten aus dem Jahr 2019 zusammengestellt. Als Besonderheit für den Status Quo ist unbedingt darauf hinzuweisen, dass zusätzlich die BEW-Förderung sowie der Wegfall der EEG-Umlage für die kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierungen unterstellt werden. Dies ermöglicht eine eingehende Analyse der Auswirkungen der regulatorischen Änderungen auf die Integration von Wärmepumpen in den Energiemarkt.

5.1.1 Wärmebedarf

Zentrale Aufgabe von Wärmeversorgungssystemen, wie Nah- und Fernwärmesystemen, ist die Deckung des Wärmebedarfs der Verbraucher. Dieser ist stark durch die Topologie des Versorgungsnetzes geprägt. Die Netztopologie ergibt sich aus der Siedlungsstruktur und der Art der Wärmeabnehmer. Wie in Kapitel 3 beschrieben, ergeben sich unterschiedliche Wärmebedarfe sowie Vor- und Rücklauftemperaturen für die zu betrachtenden Wärmeversorgungssysteme.

5.1.2 Fernwärmeerlöse

Die erzielbaren Fernwärmeerlöse berechnen sich typischerweise aus einer Mischkalkulation eines Leistungs- und Arbeitspreises, welche jährlich festgelegt werden. Die Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) veröffentlicht die Mischpreise für verschiedene Abnahmefälle für das ganze

Bundesgebiet. In Tabelle 5.1 sind diese für das Jahr 2019 dargestellt. Den einzelnen Abnahmefällen liegt eine Jahresnutzungsdauer von $1800 \frac{h}{a}$ zugrunde. Die für das betrachtete Wärmenetz erzielbaren Erlöse können aus einem gewichteten Mittelwert der im Netz auftretenden Abnahmefälle ermittelt werden, aber diese Informationen liegen für das Flensburger Fernwärmenetz nicht vor. Deshalb wird in dieser Ausarbeitung der arithmetische Mittelwert der Mischpreise verwendet. [14]

Tabelle 5.1: Fernwärmeerlöse der AGFW des Jahres 2019 in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ (Jahresnutzungsdauer je $1800 \frac{h}{a}$) [14]

Abnahmefall	Mischpreis
15 kW	79,04
160 kW	76,93
600 kW	74,24
Arithmetischer Mittelwert	76,74

5.1.3 Strompreise und -erlöse

Preise für den Bezug und die Bereitstellung von elektrischer Energie sind an verschiedenen Stellen der zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme von Bedeutung. Nachfolgend sind die unterschiedlichen Preise und Erlöse in ihren Preisbestandteilen dargelegt. Einen wesentlichen Teil der Kosten für aus dem NdaV bezogene und der Erlöse für dorthin gelieferte elektrische Energie machen die Spotmarktpreise aus. Dazu kommen auf der Seite der Kosten Strompreisbestandteile, die bei Netzbezug und in vermindertem Umfang auch bei Nutzung selbst erzeugter elektrischer Energie anfallen. Auf Seiten der Erlöse können dagegen zusätzlich zu den Spotmarktpreisen Zuschläge erwirtschaftet werden.

Spotmarktpreise

Für die Spotmarktpreise wird eine historische Preiszeitreihe mit stundengenauer Auflösung herangezogen. Es werden die Day-Ahead-Preise der europäischen Strombörse des Jahres 2019 verwendet [9]. Diese sind in stündlicher Auflösung in Abbildung 5.1 dargestellt.

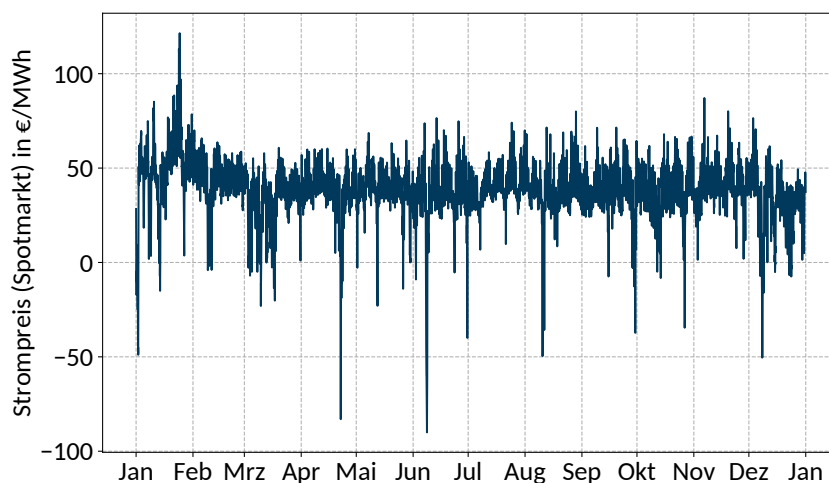


Abbildung 5.1: Stündliche Day-Ahead-Preise des Spotmarkstrompreises in 2019 [9]

Strompreisbestandteile bei Bezug aus dem NdaV

Allgemein bildet sich der Strompreis bei Bezug aus dem NdaV aus einem Spotmarktpreis und den anfallenden Abgaben und Umlagen. Diese sind in der Regel individuell für den Anwendungsfall zu untersuchen, da die Abgaben und Umlagen an spezifische Bedingungen gebunden sind. Da in [10] ein sehr ähnlicher Anwendungsfall vorliegt, ist die Strompreisanteilsaufstellung daran angelehnt. Es werden jedoch die für das Jahr 2019 gültigen zugrundeliegenden Gesetzesbestimmungen angewendet. Demnach gilt der Fernwärmeerzeuger bei der Nutzung von elektrischer Energie zur Bereitstellung von Wärme (PtH) als Letztverbraucher. Die anfallenden Abgaben und Umlagen sind in vier Hauptbestandteile einzuordnen:

- EEG-Umlage¹
- Netzentgelte
- Netzentgeltabhängige Preisbestandteile
- Stromsteuer

Die EEG-Umlage fällt bei Strombezug aus dem NdaV vollständig an und ist im EEG in § 61 EEG 2014 definiert. Auch Netzentgelte fallen bei Netznutzung an, wobei eine Reduktion dieser aufgrund von § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) nicht möglich ist. Die netzentgeltabhängigen Preisbestandteile setzen sich aus mehreren Abgaben und Umlagen zusammen, welche nachfolgend aufgelistet sind und ebenfalls in voller Höhe anfallen.

- KWKG-Umlage (§ 9 Abs. 7 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG))
- Offshore Haftungsumlage (heute Offshore-Netzumlage) (§ 17f Energiewirtschaftsgesetz (EnWG))
- AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV))
- StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV)
- EinsMan-Kosten (§ 15 Abs. 1 EEG 2014)
- SysStabV-Kosten (§ 10 Systemstabilitätsverordnung (SysStabV))
- Konzessionsabgaben (§ 48 EnWG, Konzessionsabgabenverordnung)

Als Letztverbraucher fallen bei der Umwandlung von elektrischer in thermischer Energie bei der PtH ebenfalls Stromsteuern an.

Strompreisebestandteile bei Eigenversorgung ohne Nutzung des NdaV

Bei einer Eigenversorgung mit elektrischer Energie ohne die Nutzung des NdaV entfallen sowohl die Netzentgelte als auch die netzentgeltabhängigen Strompreisbestandteile. Da dennoch eine Umwandlung von elektrischer in thermische Energie stattfindet, ist die Stromsteuer auch weiterhin zu entrichten. Die EEG-Umlage entfällt bei Eigenversorgung vollständig, wenn es weder mittelbar noch unmittelbar einen Anschluss ans NdaV gibt. Bei einer Mischung von Eigen- und Fremdbezug ist dies jedoch nicht gegeben, aber es ist unter Voraussetzungen einer Reduktion der Umlage möglich. Diese sind, dass die elektrische Energie von einer nach EU-Richtlinie 2012/27/EU [34] als „hocheffizient“ eingestuften KWK-Anlage mit einem Monats-, bzw. Jahresnutzungsgrad von

¹Wie beschrieben, wird die EEG-Umlage im Status Quo für die Auslegungs- und Einsatzoptimierung nicht berücksichtigt. Um den Strompreis für das Jahr 2019 vollständig darzustellen, wird dieser Bestandteil hier trotzdem aufgelistet und im Folgenden beschrieben.

über 70 % stammt (§ 61c EEG 2014). Ist dies erfüllt, reduziert sich die EEG-Umlage im Jahr 2019 auf 40 %.

Die Kriterien zur Hocheffizienz, wie zum Beispiel die Fabrikneue der Anlage und Primärenergieersparnisse gegenüber der getrennten Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme, werden bei einer Neuanlage als erfüllt angenommen. Voruntersuchungen mit den modellierten KWK-Anlagen haben einen Jahresnutzungsgrad von etwa 80 % ergeben, sodass auch dieses Kriterium höchstwahrscheinlich bei der Auslegungs- und Einsatzoptimierung erfüllt ist. Dennoch wird dies im Postprocessing der Optimierung überprüft und bei Nichterreichung in voller Höhe angerechnet. Die Strompreisbestandteile bei Fremd- und Eigenbezug sind in Tabelle 5.2 dargestellt.

Tabelle 5.2: Strompreisbestandteile nach Bezugsart aus dem Jahr 2019 in $\frac{ct}{kWh}$

Strombestandteile	Fremdbezug	Eigenbezug	Quelle
EEG-Umlage	6,405	2,562	[30, 29, 4]
Netzentgelte	2,33	-	[29]
Netzentgeltabhängige Preisbestandteile	0,872	-	[29]
Stromsteuer	2,05	2,05	[29]
Summe	11,657	4,272	
Summe ohne EEG-Umlage	5,252	2,05	

Wie bereits beschrieben, wird die EEG-Umlage aufgrund der verbesserten Integration und Wärmepumpen in Wärmeversorgungssysteme vernachlässigt. Somit ergeben sich, ausgehend von den Spotmarktdaten, neue Preise für den Bezug und die Bereitstellung von elektrischer Energie. Beim Netzbezug betragen die zusätzlichen Kosten $5,252 \frac{ct}{kWh}$ und bei Eigennutzung fallen zusätzliche Kosten von $2,050 \frac{ct}{kWh}$ an. Die für diese Fallstudien relevanten Rahmenparameter des Jahres 2019 sind.

Zuschläge für gelieferte elektrische Energie

Neben den Spotmarkterlösen kann für Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen zusätzlich ein KWK-Zuschlag ausgezahlt werden. Berechtigte KWK-Anlagen erhalten diesen in Abhängigkeit von ihrer Dimensionierung bei Einspeisung ins NdaV (vgl. § 7 Abs. 1 KWKG 2016). Bei Nichtnutzung des NdaV wird in Ausnahmefällen ebenfalls ein (verminderter) Zuschlag ausgezahlt. Dies ist der Fall bei Kleinstanlagen (unter 100 kW el. Leistung), bei Einspeisung in ein geschlossenes Kunden- oder Verteilernetz (bei Entrichtung der vollständigen EEG-Umlage) oder wenn der Betreiber als stromkostenintensives Unternehmen gilt (vgl. § 7 Abs. 2 KWKG 2016). Diese Voraussetzungen treffen aber auf die betrachteten Anwendungsfälle nicht zu.

Die Höhe des KWK-Zuschlags bemisst sich anhand der elektrischen Nennleistung der Anlage über einen gewichteten Mittelwert einzelner Leistungsanteile. Der Zuschlag für verschiedene Leistungsanteile ist in Tabelle 5.3 dargestellt. So vermindert sich der KWK-Bonus mit zunehmender elektrischer Nennleistung zunächst relativ schnell und nähert sich bei großen Anlagen asymptotisch $3,4 \frac{ct}{kWh}$ an. Der KWK-Zuschlag ist auf 30.000 Vollbenutzungsstunden begrenzt. Da für die Ermittlung von ökonomischen Kenngrößen, wie dem LCOH, ein jährlich unveränderter Einsatz angenommen wird, wird der erzielbare Betrachtungsperiode aufgeteilt. Das heißt, dass bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren 1.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr mit dem KWK-Bonus vergütet werden können.

Tabelle 5.3: Höhe des KWK-Zuschlags bei Einspeisung ins NdaV nach Leistungsanteilen der elektrischen Nennleistung in $\frac{ct}{kWh}$ (§ 7 Abs. 1 KWKG 2023)

Leistungsanteil (kW)	<50	50-100	100-250	250-2.000	>2.000
KWK-Zuschlag	8	6	5	4,4	3,4

Des Weiteren kann bei Teilnahme am Emissionshandel ein zusätzlicher Zuschlag erzielt werden. Dieser ist aber für die hier betrachteten Wärmeversorgungsanlagen erst ab einer Brennstoffzufuhr von 20 MW bindend (vgl. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)) und fällt deshalb nicht an. Außerdem ist bei Verdrängung einer Kohle-KWK-Anlage der Kohleersatzbonus möglich, aber auch dafür liegt in dieser Betrachtung keine Berechtigung vor. Abschließend ist der Erhalt einer Zusatzzahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) möglich. Diese basiert auf dem Vermeiden von Transformationsverlusten bei Bezug aus Hoch- und Mittelspannungsnetzen durch die lokale Einspeisung ins NdaV und ist nicht zentral festgelegt. Die Höhe des Zuschlags bewegt sich im Bereich von 0,01 bis $1,5 \frac{ct}{kWh}$. Im Sinne der Kontinuität wird in dieser Arbeit auf die in den Vorgängerprojekten Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung (ENKF) und Solarthermisch gestützte Nah- und Fernwärmeversorgung als Baustein der sektorgekoppelten Wärmewende in Schleswig-Holstein (SolWW-SH) getroffene Annahme von $0,7 \frac{ct}{kWh}$ zurückgegriffen [59, 45].

5.1.4 Gaspreise

Ähnlich wie elektrische Energie wird auch Gas an Börsen gehandelt. Wegen der geringeren Volatilität findet dies jedoch nicht in so hoher Frequenz statt. In dieser Ausarbeitung wird der Gaspreisindex (EGIX) vom Pan-Europäischen Angebot für Gasprodukte (PEGAS) der European Energy Exchange (EEX) herangezogen. Dort wird der historische Erdgaspreis in Deutschland in monatlicher Auflösung abgebildet. In Abbildung 5.2 ist der monatliche Mittelwert des Gaspreis für das 2019 dargestellt. [43]

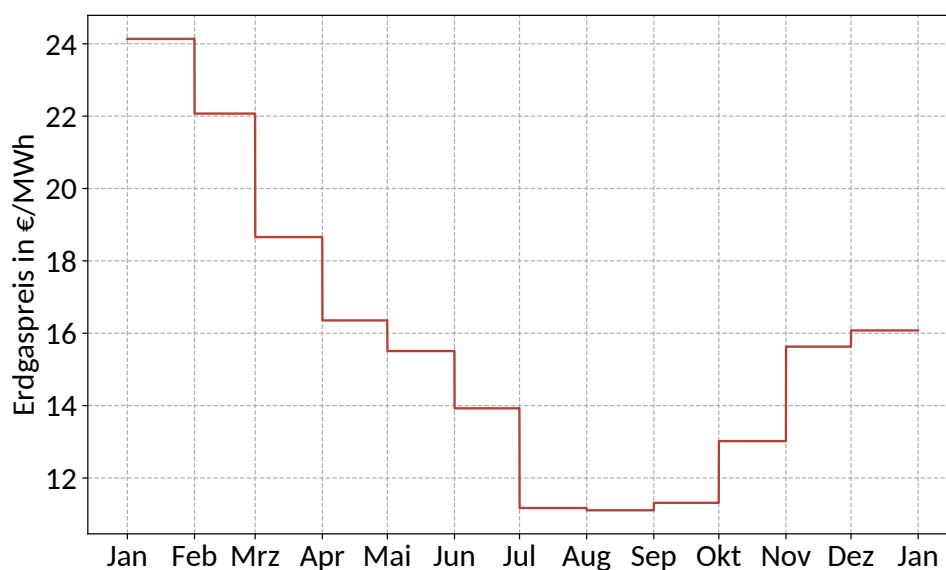


Abbildung 5.2: Monatlicher Mittelwert des Erdgaspreises 2019 [43]

Im Gegensatz zum Erdgas wird Biomethan nicht an der Börse gehandelt. Dessen Kosten hängen vor allem von denen des verwendeten Gärsubstrats ab [60]. Nach [73] ergibt sich für die Flensburger Stadtwerke, dass für die Nutzung in Biogasanlagen vorrangig Gülle und Rindermist im großem Umfang zur Verfügung stehen. Dementsprechend werden die Kosten für Biomethan auf die Gewinnung aus Gülle bezogen. Nach einer Auswertung in [60] bewegten sich im Jahr 2018 die mittleren Gestehungskosten für Anlagen mit Gülle als Hauptsubstrat zwischen 58,8 bis 106,2 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$. Nach [39] ist für Biomethan eine jährliche Preisänderungsrate von 1,9 $\frac{\%}{a}$ anzunehmen, sodass sich für das Jahr 2019 eine Preisspanne von 59,91 bis 108,22 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ ergibt. Da eine genaue Auflösung des Preises für Biomethan nicht vorhanden ist, wird der Mittelwert der mittleren Gestehungskosten von Gülle herangezogen, weshalb ein über das Jahr konstanter Preis von 84,07 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ verwendet wird.

5.1.5 Energiesteuer

Beim Einsatz von Kraft- und Brennstoffen fällt die sogenannte Energiesteuer an, was für die Nutzung von gasbefeuerten KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln relevant ist. In § 2 Abs.3 Ziffer 4 EnergieStG ist festgelegt, dass für Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe, die zum Verheizen eingesetzt werden, eine reduzierte Energiesteuer von 5,5 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ anfällt. Das gilt grundsätzlich sowohl für den Spitzenlastkesseln, als auch für die KWK-Anlagen. Erfüllt die KWK-Anlage aber die in Kapitel 5.1.3 dargestellten Hocheffizienzkriterien, so liegt ein Steuerentlastungstatbestand vor und die Energiesteuer entfällt vollständig [87].

5.1.6 Handel mit Emissionszertifikaten

Aufgrund der Nutzung von fossilen Energieträgern einiger Wärmeversorgungsanlagen in den zu betrachtenden Systemen kommt grundsätzlich eine Teilnahme am Handel mit Emissionszertifikaten in Frage. So fällt pro eingesetztem fossilen Brennstoff ein zusätzlicher Preis für die Emissionsberechtigungen an. Die Teilnahme am Emissionshandel nach TEHG für Wärmeversorgungsanlagen ist jedoch erst ab einer Nennbrennstoffzufuhr von 20 MW bindend. [28]

5.1.7 Förderung für thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher können im Rahmen der KWK-Förderung des Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eine Investitionsförderung erhalten. So kann 250 $\frac{\text{€}}{\text{m}^3}$ Speichervolumen für maximal 30 % der Gesamtinvestitionshöhe oder 10 Mio. € erzielt werden. Dabei muss es sich aber um einen fabrikneuen Speicher mit einem Volumen über 50 m^3 handeln, der vor dem 31.12.2026 in den Dauerbetrieb genommen wird. Darüber hinaus müssen mindestens 50 % der thermischen Energie aus KWK-Anlagen stammen, wobei sich dieser Wert auf 25 % reduziert, wenn stattdessen Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrielle Abwärme genutzt wird. Abschließend ist außerdem das Effizienzkriterium zu erfüllen, dass der Speicher mittlere Wärmeverluste über die Behälteroberfläche von 15 $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ nicht überschreitet. [23, 5]

5.1.8 BEW-Förderung

Auch wenn die BEW-Förderung am 15.09.2023 in Kraft getreten ist, wird diese aufgrund ihrer Relevanz für die Integration von Wärmepumpen berücksichtigt. Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze hat zum Ziel, den Anteil erneuerbarer und klimaneutraler Wärmequellen in den

Wärmenetzen bis 2030 auf 30 % auszubauen. Dieses Förderprogramm ist in vier Module gegliedert, die zeitlich aufeinander aufbauen [24]:

- Modul 1: die Förderung von Transformationsplänen oder Machbarkeitsstudien
- Modul 2: die systemische Förderung eines Wärmenetzes (Investitionsförderung)
- Modul 3: die Förderung von Einzelmaßnahmen an einem Wärmenetz
- Modul 4: die Betriebskostenförderungen für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen

Im Rahmen der BEW-Förderung werden in der vorliegenden Ausarbeitung ausschließlich die für den spezifischen Anwendungsfall relevanten Mechanismen betrachtet.

In Modul 2 und 3 ist festgelegt, dass die Förderung für ein Wärmenetz auf eine maximale Förderhöhe von 100 Mio. € mit einer maximalen Förderquote der einzelnen Versorgungsanlagen auf 40 % der anfallenden Investitionskosten begrenzt ist. Dabei beziehen sich förderfähigen Kosten auf die entstehenden Nettokosten. Neben der Investitionskostenförderung für Wärmepumpen und Solarthermie wird ebenfalls der Neubau von Feuerungsanlagen zur Verbrennung von Biomasse gefördert. Hierfür ist die Voraussetzung einzuhalten, dass diese maximal 2.500 Stunden im Jahr betrieben werden dürfen. Aufgrund des wachsenden Konkurrenzdrucks, Knappheit und Kostenunsicherheit von fossil-freien Brennstoffen ist in der BEW festgelegt, dass grüne Gase nur für die Spitzenlastdeckung eingesetzt werden dürfen und Biomasse maximal 15 % der Jahreslast decken darf. [25, 26]

Neben der Investitionsförderung werden im Modul 4 Betriebskosten gefördert. Der Betrieb von Solarthermieanlagen wird mit $1 \frac{ct}{kWh}$ (thermisch) oder maximal 90 % der anfallenden Betriebskosten unterstützt. Demgegenüber sind stromgetriebenen Wärmepumpen nur förderfähig, wenn diese einen *SCOP* von mindestens 2,5 erreichen. Für Anlagen, die nicht zur Ausweisung des *SCOP* verpflichtet sind, ist alternativ auch die Angabe eines *COP* möglich und ein Mindestgütegrad der Anlagen von 0,4 einzuhalten. Dabei errechnet sich die Förderung für Wärmepumpen, die den Strom aus dem NdaV beziehen oder aus einem geschlossenem Verteilernetz, mit der Gleichung 5.1. Die ermittelte Betriebskostenförderung bezieht sich auf die bezogene Wärme (Umgebungswärme) und ist auf einen Maximalbetrag von $9,2 \frac{ct}{kWh}$ begrenzt. Hierbei gilt zusätzlich eine Begrenzung der Betriebskostenförderung auf 90 % der nachgewiesenen Stromkosten.

$$E_{BEW,wp,netz} = \left[5,5 - \left(6,8 - \frac{17}{SCOP} \right) \cdot 0,75 \right] \cdot \left(\frac{SCOP}{SCOP - 1} \right) \quad (5.1)$$

Falls Wärmepumpen den Strom nicht aus dem Netz, sondern aus erneuerbare Energieanlagen ohne Netzdurchleitung beziehen, wird die Betriebskostenförderung mit der Gleichung 5.2 berechnet.

$$E_{BEW,wp,ee} = 3 - \left(\frac{8}{2,5} - \frac{8}{SCOP} \cdot 0,75 \right) \quad (5.2)$$

Dieser Betriebskostenerlös ist auf einen Maximalbetrag von $3 \frac{ct}{kWh}$ begrenzt. Sofern eine Wärmepumpe Strom aus beiden Varianten bezieht, gelten die Formeln entsprechend der Anteile der Strommengen. [27]

5.2 Mittelfristiges Szenario

Die Integration von Wärmepumpen in unterschiedliche Wärmeversorgungssysteme und deren Bewertung erfolgt nicht nur unter Berücksichtigung historischer Rahmenbedingungen, sondern auch im Kontext zukünftiger Entwicklungen. Erwartet werden ein fortschreitender Ausbau erneuerbarer Energien und veränderte klimapolitischer Maßnahmen. Aufgrund der inhärenten Unsicherheiten der Vorhersage der sich daraus ergebenden Rahmenbedingungen wird diese Untersuchung in diesem Teilauf szenariohafte Weise durchgeführt. Dabei wird sich in Hinblick auf die mittelfristigen Perspektiven der Integration von Wärmepumpen auf das Jahr 2040 bezogen.

Zum einen ergeben sich dann veränderte ökonomischen Wechselwirkungen mit dem Gesamtenergiesystem. Für das Szenario müssen spezifisch Schattenpreiszeitreihen für den Elektrizitätsmarkt, Brennstoffpreise sowie CO₂-Preise erstellt werden. Von herausragender Bedeutung für die Bewertung sind zum anderen die Emissionsfaktoren, die sich infolge des veränderten Energiemixes ergeben. Eine eigenständige Modellierung des Energiesystems wäre zu umfangreich, weshalb auf bestehende Szenarien zurückgegriffen wird. Im Rahmen des Projekts ANGUS II, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), wurden Szenarien für die Entwicklung des deutschen und europäischen Energiesystems für die Jahre 2030, 2040 und 2050 entwickelt. Diese Szenarien basieren auf dem Netzentwicklungsplan (NEP) von 2019 sowie dem *Ten Year Network Developer Plan* (TYNDP) von 2018 und den Studien der Heat Roadmap [54].

Für eine mittelfristige Integration der Wärmepumpen wird das 2040DG Szenario herangezogen. Das 2040DG (DG = verteilte Erzeugung, vom engl.: *Distributed Generation*) steht für eine stärker dezentralisierte Entwicklung mit Fokus auf Endverbrauchertechnologien im Jahr 2040. Dabei ermöglichen intelligente Technologien wie Hybrid-Wärmepumpen Verbrauchern einen flexiblen Energiewechsel je nach Marktbedingungen. Elektrofahrzeuge dominieren den Markt, während PV und Batterien in Gebäuden weit verbreitet sind. Dies führt zu einer erheblichen Verfügbarkeit von Nachfragesteuerung. Biomethan verzeichnet starkes Wachstum durch den Ausbau von Verteilungssystemen unter Nutzung lokaler Rohstoffe. Die Rahmenparameter dieses Szenarios und zum Vergleich die des Jahres 2019 sind in Tabelle 5.4 aufgelistet. [6]

Tabelle 5.4: Rahmenparameter des 2040DG Szenarios im Vergleich mit denen des Jahres 2019

Parameter	2019	2040DG	Einheit
Mittlerer CO ₂ -Preis	24,68	80,00	$\frac{\text{€}}{t}$
Mittlerer Erdgaspreis	15,71	35,28	$\frac{\text{€}}{MWh}$
Konstanter Biogaspreis	84,07	124,82	$\frac{\text{€}}{MWh}$
Mittlerer Strommarktpreis	37,66	88,89	$\frac{\text{€}}{MWh}$
Median der Emissionsfaktoren (GM)	0,423	0,214	$\frac{t}{MWh}$
Median der Emissionsfaktoren (VM)	0,691	0,922	$\frac{t}{MWh}$

Die Spotmarktpreiszeitreihen als stündliche Day-Ahead-Preise für das 2040DG Szenario sind in Abbildung 5.3 dargestellt. Gegenüber denen des Jahres 2019 (vgl. Abbildung 5.1) weisen diese keine negativen Strompreise sowie einen höheren Mittelwert auf. Auch die Tagesmittelwerte der Emissionsfaktoren sind für dieses Szenario in Abbildung 5.4 zu erkennen. Dabei werden vereinzelte Ausreißer nicht abgebildet, um weiterhin die Lesbarkeit des Diagramms zu gewährleisten. Außerdem wird für das Zukunftsszenario nur noch der Gesamtmixemissionsfaktor betrachtet.

Ein weiterer Unterschied gegenüber dem Status-Quo ist der Wegfall von Fördermechanismen. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft für die BEW-Förderung vorgesehene Mittel erschöpft sein werden, weshalb diese Förderung im mittelfristigen Szenario nicht weiter berücksichtigt wird.

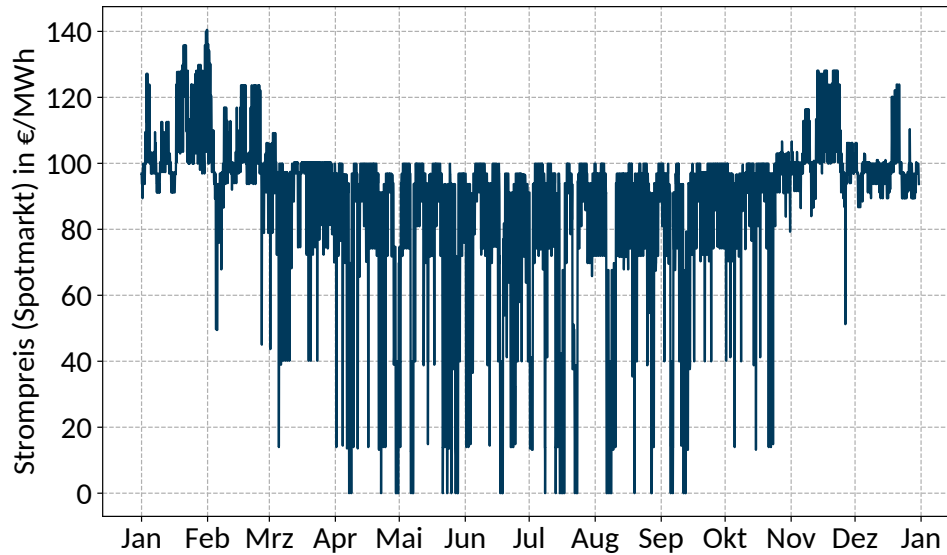


Abbildung 5.3: Stündliche Day-Ahead-Preise des Spotmarkstrompreises des 2040DG Szenarios [9]

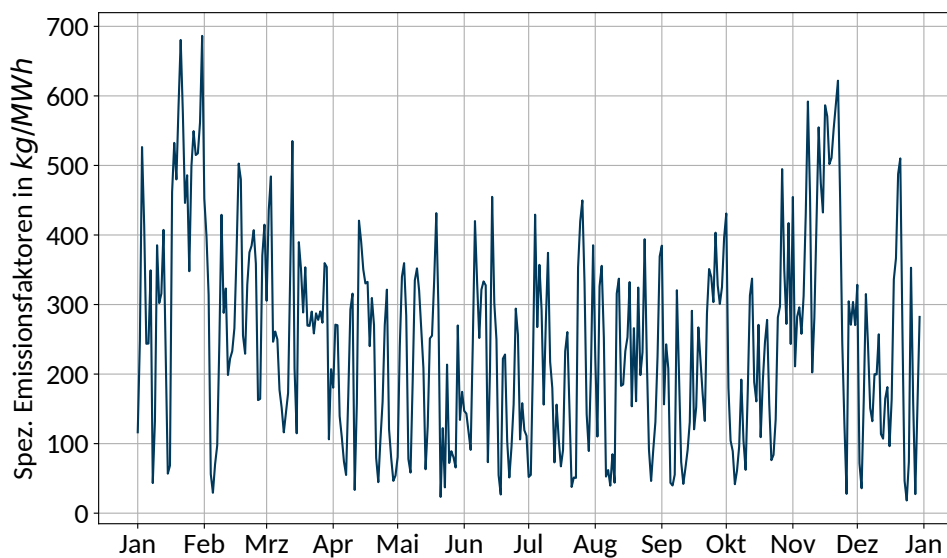


Abbildung 5.4: Täglicher Mittelwert der spezifischen Emissionsfaktoren des Strommix (Gesamtmix) 2040DG

6 Ergebnisse

Nach der Analyse des Technologiespektrums und der verschiedenen Wärmeversorgungssysteme sowie der Darstellung des Betriebsmodells und der gewählten Rahmenbedingungen, werden die Ergebnisse des Forschungsprojektes dargestellt und untersucht. Dazu werden die in der Einleitung vorgestellten Leitfragen aufgegriffen, um die Ergebnisse hinsichtlich der zentralen Zielsetzung der Untersuchung der kurz- und mittelfristigen Integration von Hochtemperaturwärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung zu bewerten. Dafür werden die Forschungsfragen im Folgenden einzeln detailliert diskutiert.

6.1 Analyse der Wärmepumpentechnologien

Die erste Forschungsfrage zielt darauf ab, für die Integration in multivalenten Wärmeversorgungssystemen geeignete Wärmepumpentechnologien zu identifizieren. Damit steht die Frage im Raum, ob bestimmte Technologien bei einer betriebswirtschaftlich optimierten Fahrweise bevorzugt eingesetzt werden und wie die ökonomischen und ökologischen Kenngrößen eines als vorteilhaft identifizierten Konzepts sind.

6.1.1 Vorauswahl der Wärmepumpentechnologien

Die Integration von Wärmepumpen in multivalente Wärmeversorgungssysteme stellt eine komplexe Herausforderung dar, die von einer Vielzahl von Einflussgrößen abhängig ist. Eine davon ist die Auswahl einer geeigneten Topologie, wie in Kapitel 2 näher beschrieben. Als Ausgangspunkt der Untersuchung dient dabei die Topologie des einfachen Wärmepumpenkreislaufs (vgl. Abbildung 2.1). Darüber hinaus werden Schaltungen mit Zwischenkühler, interner Wärmeübertragung, Economizer, paralleler Kompression, Schaltungen mit einem Flashtank sowie kaskadierte Schaltungen und verschiedene Kombinationen daraus analysiert. Wenn in der Modellierung ein interner Wärmeübertrager implementiert ist, werden unterschiedliche Überhitzungen des Sauggases durch Unterkühlung des Kondensats (5 über 7,5 bis hin zu 10 K) betrachtet.

Da ebenso die Wahl des Kältemittels eine kritische Rolle spielt, werden verschiedene Arbeitsmedien nach Tabelle 2.1 in die Analyse einbezogen. Aufgrund der in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Einschränkungen, wie hohe Belastung der Umwelt, werden einige Kältemittel ausgeschlossen. Zusätzlich erfolgt eine Restriktion der Kältemittelauswahl aufgrund von geringen kritischen Temperaturen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass in Wärmeversorgungssystemen oft hohe Netztemperaturen vorherrschen. Ein weiteres Ausschlusskriterium von Kältemitteln ist die mangelnde Verfügbarkeit in der Open Source Fluiddatenbank CoolProp *CoolProp* [19]. Aus diesem Grund werden die Kältemittel R1234ze(Z), R1234ze(E), R1234yf, R1233zd(E) und R717 für alle Kreise sowie R718 für kaskadierte und R744 für transkritische Wärmepumpenkreise untersucht.

Diese Auswahl an Topologien und Kältemitteln sowie verschiedene Kombinationen daraus ermöglicht eine umfangreiche Analyse von Wärmepumpensetups. Zur Übersicht sind in Tabelle 6.1

alle Kombinationsmöglichkeiten aufgelistet. Dort werden Grundtopologien definiert, die mit unterschiedlich vielen internen Wärmeübertragern (WÜT) kombinierbar sind. Zusätzlich werden bei den Schaltungen mit Economizer zwischen offenen und geschlossenen Varianten unterschieden. In allen Setups werden Kältemittel in subkritischen Prozessen verwendet. Zusätzlich werden beim einfachen sowie kaskadierten Kreis eine Analyse mit transkritischem Prozess durchgeführt. So ergeben sich insgesamt 94 zu untersuchende Setups, wobei die variierenden Grädigkeiten bei der Überhitzungen des Sauggases durch Unterkühlung des Kondensats mit internen Wärmeübertrager noch nicht einbezogen wurden.

Tabelle 6.1: Übersicht der kombinierbaren Wärmepumpensetups

Grundtopologie	Interne WÜT Anzahl	Economizer offen/geschlossen	Kältemittel sub-/transkritisches
Einfacher Kreis	0 / 1	-	s / t
Zwischenkühler	0	-	s
Economizer	0 / 1 ¹	o / g	s
Parallele Kompression	0 / 1 / 2	o / g	s
Flashtank	0	-	s
Kaskadierter Kreis	0 / 2	-	s / t

Als Wärmequelle dient Wasser aus einer Umweltquelle (z.B. Wasser aus Flüssen oder Meeresbuchten) aufgrund der freien Verfügbarkeit, hohen Energiedichte und gegenüber Luft geringeren Temperaturschwankung. Dafür werden Daten der Flensburger Förde aus dem Jahr 2019 entsprechend der Methodik im Anhang A.3 verwendet. In Tabelle 6.2 sind die für die Auslegung der Wärmepumpen relevanten mittleren Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmepumpenquelle und -senke zusammengefasst. Sie beschreiben den jeweiligen Nennbetriebspunkt der Anlagen.

Tabelle 6.2: Auslegungsparameter der mittleren Quell- und Senktemperaturen für die Vorauswahl

Netzparameter	Bestandsnetz	Subnetz	4GDH
Mittlere Vorlauftemperatur Wärmequelle	10 °C	10 °C	10 °C
Mittlere Rücklauftemperatur Wärmequelle	5 °C	5 °C	5 °C
Mittlere Vorlauftemperatur Wärmesenke	90 °C	82 °C	75 °C
Mittlere Rücklauftemperatur Wärmesenke	50 °C	50 °C	40 °C

Die für die thermodynamischen Anlagensimulation gewählten Parametrisierungen der verschiedenen Wärmepumpensetups sind im Anhang A.1.2 zu finden. Neben diesen technischen Parametern werden ebenso die in Kapitel 2.3 dargestellten Kostenfunktionen der einzelnen Wärmepumpenkomponenten in die Analyse einbezogen. Da in der Literatur keine separaten Kostenfunktionen für die verschiedenen Verdichterarten vorhanden sind, muss die dargestellte Kostenfunktion für alle Simulationen verwendet werden – es kann also keine Unterscheidung nach Verdichterbauart

¹Bei der Kombination von Economizer und einem internen Wärmeübertrager findet die Unterkühlung in dem einem Fall hinter dem Kondensator und im anderem Fall hinter dem Economizer statt. Es gibt also zwei Schaltungen mit einem internen WÜT.

erfolgen. Im Gegensatz dazu können die in den Simulationen verwendeten Wärmeübertrager entsprechend ihrer Typen unterschieden werden. Deren Kostenkorrelation wird als Funktion in Abhängigkeit der Oberfläche angegeben. Da TESP_y mit einem einzigen Faktor für die dimensionslosen Wärmeübertragungsfähigkeit $k \cdot A$ arbeitet, muss die WÜT-Fläche erst mithilfe des Wärmedurchgangskoeffizienten k ermittelt werden. Dieser ist vom Prozess selbst, aber auch von der Bauart des WÜT abhängig. In Tabelle 6.3 sind die für die Kostenermittlung angenommenen k -Werte der verschiedenen Wärmeübertragertypen dargestellt. Für die Mitteldruckflasche wird hingegen eine Kostenkorrelation in Bezug auf ihr Volumen herangezogen, wobei eine Verweilzeit von 10 Sekunden angenommen wird, um von den Volumenströmen darauf zu schließen.

Tabelle 6.3: Annahmen zu den Wärmedurchgangskoeffizienten verschiedener Wärmeübertragertypen [3, 68, 55]

Wärmeübertragertyp	Übertragungsbedingung	k-Wert $\left(\frac{W}{m^2K}\right)$
Kondensator	flüssig - kond. Fluid	3.500
Wärmeübertrager (Kaskadierte WP)	verd. Fluid - kond. Fluid	3.500
Verdampfer, Economizer	flüssig - verd. Fluid	1.500
Wärmeübertrager (transkritisch)	flüssig - transkritisches Fluid	60
Interner Wärmeübertrager	flüssig - gas	50

Um zunächst zu überprüfen, inwieweit die technische Schaltung von Hochtemperaturwärmepumpen überhaupt einen Einfluss auf ihre Dimensionierung und den Betrieb in multivalenten Netzen hat, wird eine ad-hoc-Auswahl von Schaltungen und Kältemitteln, dargestellt in Abbildung 6.1, untersucht. Dazu wird ein beispielhaftes Versorgungssystem herangezogen, das in [47] mit samt seiner technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Randbedingungen genauer beschrieben ist.

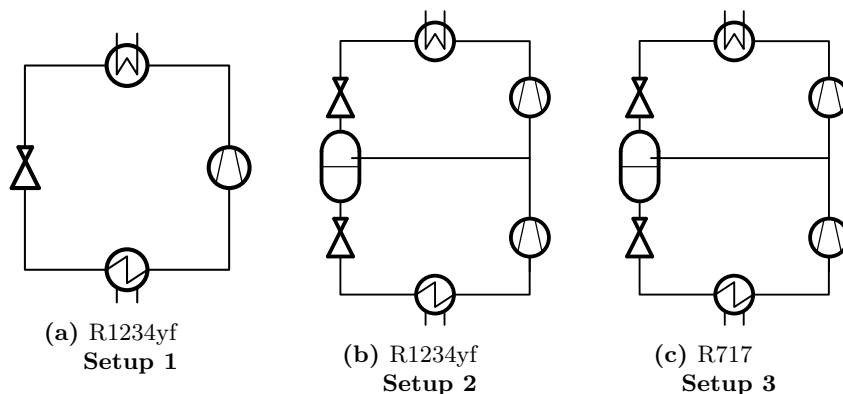


Abbildung 6.1: Ad-hoc-Auswahl von Wärmepumpenkonzepten zur Untersuchung des Einflusses von Schaltung und Kältemittel auf Auslegung und Einsatz

Mithilfe der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Werkzeuge lassen sich die in Abbildung 6.2 dargestellten Charakteristiken generieren. Es wird deutlich, dass sich das technische Anlagenverhalten der drei Varianten deutlich voneinander unterscheidet.

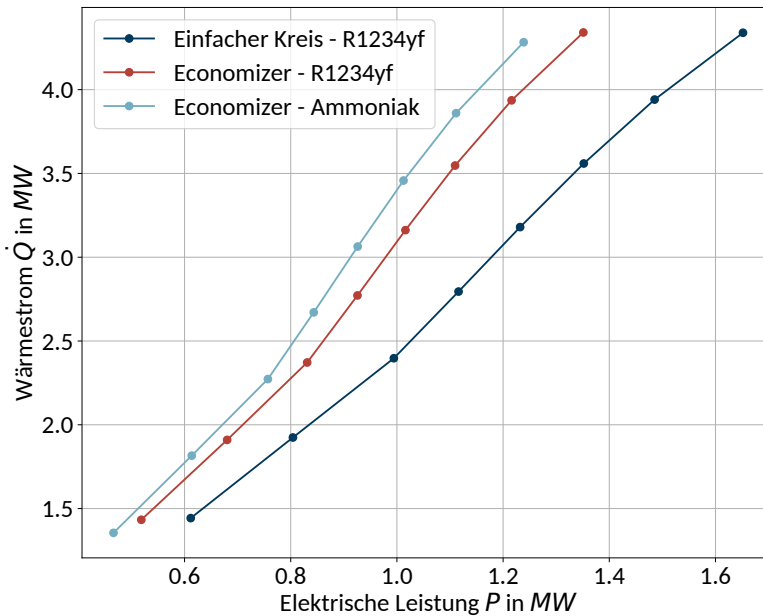


Abbildung 6.2: Betriebscharakteristiken der Ad-hoc-Auswahl von Wärmepumpenkonzepten nach Abbildung 6.1

Aus Abbildung 6.3 geht hervor, dass die Verwendung verschiedener Wärmepumpenkonzepte zur Folge hat, dass die Wärmepumpen in einen multivalenten Versorgungssystem auch einen unterschiedlich großen Anteil im Anlagenportfolio haben. Das wird auch in der monatlichen Auflösung des Anlageneinsatzes deutlich. Abbildung 6.4 stellt das Konzept mit dem höchsten und dem mit dem geringsten Deckungsanteil vergleichend gegenüber. Es ist zu erkennen, dass die Zeiträume, in denen die Wärmepumpen zum Einsatz kommen, sich zwar bis auf einen kleinen Anteil im Juni ähneln. Der Umfang des Einsatzes ist dabei aber in jedem Monat beim Konzept mit dem höheren Deckungsanteil größer. Es gibt also je nach im Detail eingesetzter Technologie Unterschiede im Betrieb von Wärmepumpen in multivalenten Wärmeversorgungsnetzen. Diese schlagen sich auch auf die ökonomische und ökologische Bewertung durch [47], was hier aber nicht im Detail diskutiert werden soll.

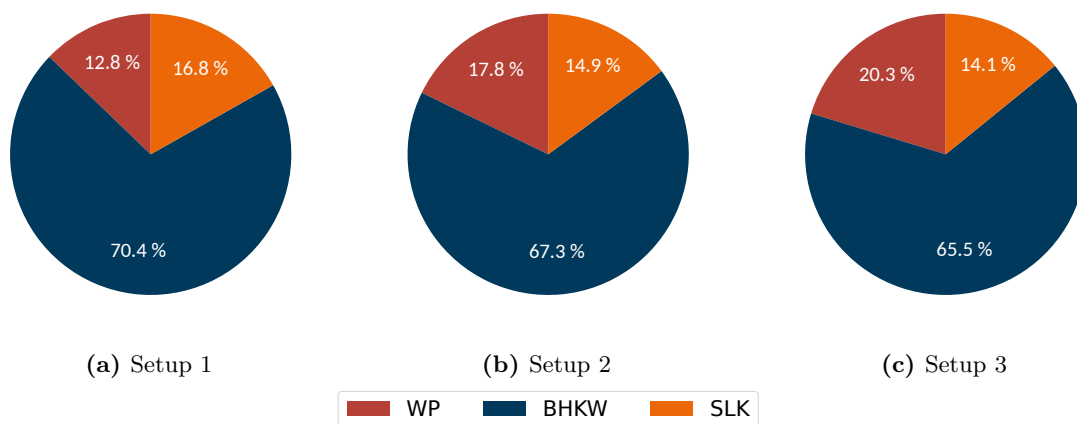


Abbildung 6.3: Vergleich der Anteile technisch unterschiedlicher Wärmepumpenkonzepte an der Deckung einer beispielhaften Wärmeversorgungsaufgabe

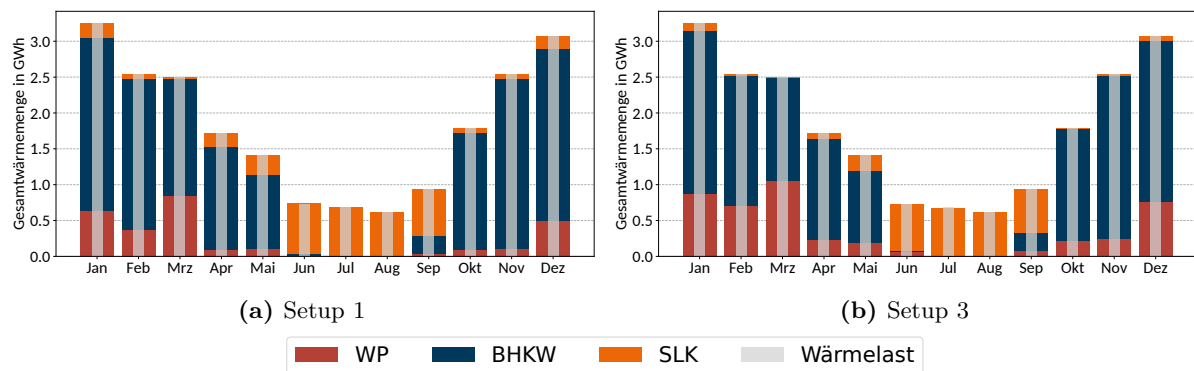


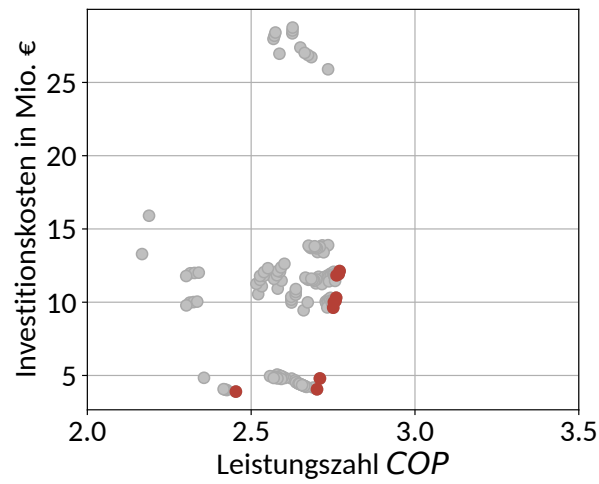
Abbildung 6.4: Vergleich des monatlichen Einsatzes zweier unterschiedlicher Wärmepumpenkonzepte zur Deckung identischen Wärmebedarfs in einem Verbund verschiedener Erzeugungstechnologien

Es liegt auf der Hand, dass eine dieser Ersteinschätzung entsprechende Analyse nicht für alle denkbaren Kombinationen aus Schaltungen und Kältemitteln vorgenommen werden kann. Daher wird zur Technologiebewertung eine im Folgenden eine Gegenüberstellung der wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Parameter für die volle Bandbreite der Technologien vorgenommen, damit drunter dann besonders interessante für die detaillierteren Simulationen vorausgewählt werden können.

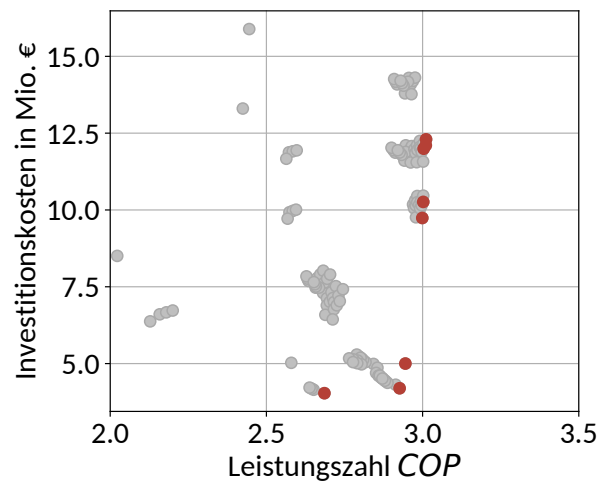
Auf der Grundlage der technischen Parametrisierung sowie der Kostenkalkulation werden dazu sämtliche Wärmepumpensetups exemplarisch auf eine Nennwärmeabgabe von 10 MW ausgelegt und hinsichtlich ihres COP und der dafür anfallenden Investitionskosten gegenübergestellt. Dies ist für die drei zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme in Abbildung 6.5 dargestellt. Dabei werden solche Setups, die hinsichtlich einer der beiden Kriterien nicht von anderen dominiert werden, hervorgehoben. Es handelt sich dabei also um eine Pareto-Front. Die so erzeugten Ergebnisse können als Ausgangspunkt für eine Reihe verschiedener Untersuchungen dienen, jedoch werden sie an dieser Stelle lediglich zur Identifikation geeigneter Setups für die nachfolgende Untersuchung herangezogen.

Die Anzahl der abgebildeten Punkte und damit untersuchten Wärmepumpensetups unterscheidet sich leicht zwischen den Versorgungssystemen. Das liegt daran, dass nur im Bestandsnetz kaskadierte Wärmepumpentopologien betrachtet wurden. Diese stehen in der Abbildung aufgrund ihrer überdurchschnittlich hohen Investitionskosten hervor. Umgekehrt können einige Kältemittel aufgrund ihrer niedrigeren kritischen Temperatur nur in den anderen beiden Wärmenetzen genutzt werden. Diese Konfigurationen sind jedoch nicht so deutlich zu erkennen.

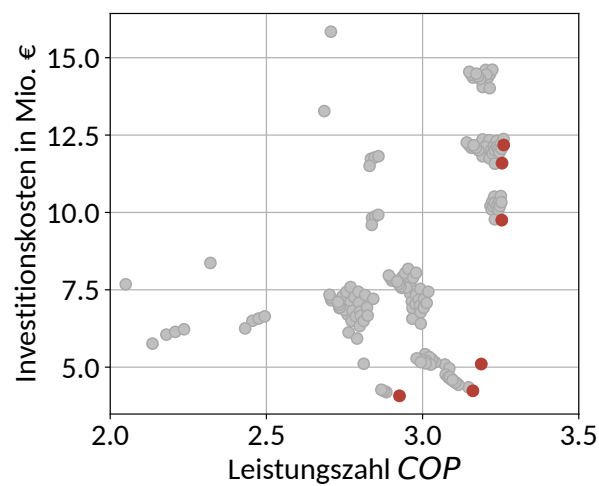
Im Bestandsnetz, das in Abbildung 6.5a abgebildet ist, variiert der COP zwischen einem Maximum von 2,77 und einem Minimum von 2,17. Die Investitionskosten bewegen sich dabei von einem Höchstwert von ca. 28,7 Mio. € bis zu einem Minimalbetrag von ca. 3,9 Mio. €. In Abbildung 6.5b zeigt sich das Subnetz mit einer Bandbreite des COP von 3,01 bis 2,02. Die dazugehörigen Investitionskosten variieren zwischen etwa 15,9 Mio. € und 4,0 Mio. €. Das in Abbildung 6.5c dargestellte 4GDH Netz weist mit 3,26 den höchsten COP auf. Der minimale COP in diesem System hat einen Wert von 2,05, während die Investitionskosten zwischen einem Maximum von ca. 15,8 Mio. € und einem Minimum von 4,1 Mio. € liegen. Daraus folgend können in jedem Wärmeversorgungssystemen ähnlich preiswerte Wärmepumpen installiert werden, wobei die entsprechenden COP von den vorherrschenden Netztemperaturen der Wärmesenken abhängen.



(a) Bestandsnetz



(b) Subnetz



(c) 4GDH Netz

Abbildung 6.5: Ergebnisse der Vorauswahl – Investitionskosten über COP der Wärmepumpen in verschiedenen Wärmeversorgungssysteme (bei 10 MW Nennwärmeabgabe)

Die hier dargestellten absoluten Investitionskosten sind abhängig von der gewählten Nennleistung der Wärmepumpe sowie von den in Kapitel 2.3 gegebenen Kostenfunktionen. Wenn sich in den Simulationen hohe Volumenströme im Kältemittelkreis ergeben, resultieren daraus hohe Verdichterkosten. Außerdem lässt sich aus der Analyse der Komponentenkosten ermitteln, dass der Einsatz eines Flashtanks geringe Investitionskosten nach sich zieht, wobei allerdings die Unsicherheit in der Annahme der Verweildauer stets berücksichtigt werden muss. Außerdem entstehen hohe Verdampferkosten bei niedrigen COP und hohe Kondensatorkosten bei geringeren Spreizungen zwischen Vor- und Rücklauftemperaturen. Viele dieser Effekte und auch noch einige mehr können sich überlagern und bilden somit den erkennbar komplexen Ergebnisraum.

Die in Bezug auf Leistungszahl und Investitionskosten am besten geeigneten Wärmepumpensetups sind entlang der Pareto-Front (rote Punkte) zu identifizieren. Dabei erscheinen die Topologien des einfachen Wärmepumpenkreises, der Wärmepumpe mit Flashtank sowie die der parallelen Kompression mit offenem Economizern mit unterschiedlich vielen internen Wärmeübertragern als vielversprechend. Neben diesen Topologien bilden die Kältemittel R717, R1234ze(Z) und R1234ze(E) die Pareto-Front ab.

Eine beispielhafte Abwägung zwischen COP und Investitionskosten führt zu einer Vorauswahl, wobei das Setup der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) als Setup für hohe Effizienz und das Setup der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für einen Kompromiss aus durchschnittlichem COP bei niedrigeren Investitionskosten herangezogen werden. Zusätzlich wird der einfache Wärmepumpenkreis analysiert, der die günstigen Investitionskosten der Pareto-Front vorweist. Mit dieser Auswahl an Wärmepumpensetups wird breites Spektrum an Abwägung von technischen und ökonomischen Prioritäten abgebildet.

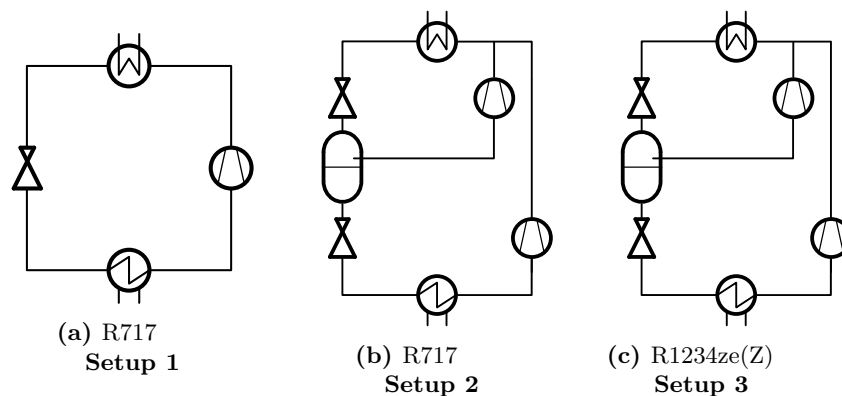


Abbildung 6.6: Vorauswahl von Wärmepumpenkonzepten für die weitere Analyse

Für die ausgewählten Wärmepumpensetups müssen Teillastsimulationen über das gesamte Spektrum auftretender Quell- und Netztemperaturen bei schrittweise reduzierter Wärmeabgabe durchgeführt werden. Die Simulationsergebnisse müssen anschließend für die kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierung linearisiert und entsprechend der im Versorgungssystem vorherrschenden Vorlauftemperaturen sortiert werden.

Die Ergebnisse der Simulationen der verschiedenen Wärmepumpensetups sind in Form des COP im Nennpunkt sowie der linearisierten spezifischen Investitionskosten für alle Versorgungssysteme in Tabelle 6.4 zusammengefasst. Innerhalb eines Versorgungssystems ist zu erkennen, dass der COP bei einem Wechsel der Topologie (einfacher Wärmepumpenkreis mit R717 zu paralleler Kompression mit offenem Economizer mit R717) höher ansteigt als bei einem Kältemittelwechsel

(R717 zu R1234ze(Z)) bei paralleler Kompression. Demgegenüber ist aber der Anstieg der spezifischen Investitionskosten beim Topologiewechsel geringer als der beim Wechsel des Kältemittels. Bei der Analyse eines Wärmepumpensetups in Bezug auf die verschiedenen Wärmeversorgungssysteme steigt der COP im Nennpunkt vom Bestandsnetz bis hin zum 4GDH Netz stetig. Dies ist auf die veränderten Senktemperaturen der Versorgungsnetze zurückzuführen. Bei den spezifischen Investitionskosten ist ein leicht gegenläufiger Trend zu erkennen.

Tabelle 6.4: Übersicht des COP im Nennpunkt und spezifische Investitionskosten der Wärmepumpen bei den verschiedenen Wärmeversorgungssystemen

	Wärmepumpensetup	COP	Spez. Investitionskosten
BN	Einfacher Wärmepumpenkreis R717	2,45	$250.346 \frac{\text{€}}{MW} + 1.357.142 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R717	2,70	$259.519 \frac{\text{€}}{MW} + 1.421.408 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R1234ze(Z)	2,75	$587.192 \frac{\text{€}}{MW} + 3.647.626 \text{ €}$
SN	Einfacher Wärmepumpenkreis R717	2,69	$259.744 \frac{\text{€}}{MW} + 1.399.228 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R717	2,93	$268.976 \frac{\text{€}}{MW} + 1.465.476 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R1234ze(Z)	3,00	$595.233 \frac{\text{€}}{MW} + 3.679.215 \text{ €}$
4GDH	Einfacher Wärmepumpenkreis R717	2,93	$262.239 \frac{\text{€}}{MW} + 1.410.555 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R717	3,16	$271.515 \frac{\text{€}}{MW} + 1.478.283 \text{ €}$
	Par. Kompression offener Economizer R1234ze(Z)	3,25	$596.365 \frac{\text{€}}{MW} + 3.680.289 \text{ €}$

In Abbildung 6.7 sind linearisierte Charakteristiken im \dot{Q} - P -Diagramm sowie im COP -Teillast-Diagramm für die Wärmepumpe mit paralleler Kompression und offenem Economizer mit R717 exemplarisch dargestellt. Dabei sind Betriebsfälle für drei verschiedene Quelltemperaturen (4 °C, 10 °C und 17 °C) und fünf Vorlauftemperaturen des 4GDH Netz dargestellt, welche gleichmäßig aus dem Spektrum auftretender Temperaturen ausgewählt wurden. Zur Linearisierung der Simulationsergebnisse wird die Methode kleinster Quadrate aus der Python-Bibliothek *numpy* verwendet [50], welche den tatsächlichen Verlauf im \dot{Q} - P -Diagramm gut annähert. Im COP -Teillast-Diagramm wird jedoch deutlich, dass die Linearisierung eine Überschätzung der Leistungszahl im Nennpunkt sowie den gegenläufigen Effekt in der Teillast nach sich zieht, welches bei der Analyse der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierungen beachtet werden muss.

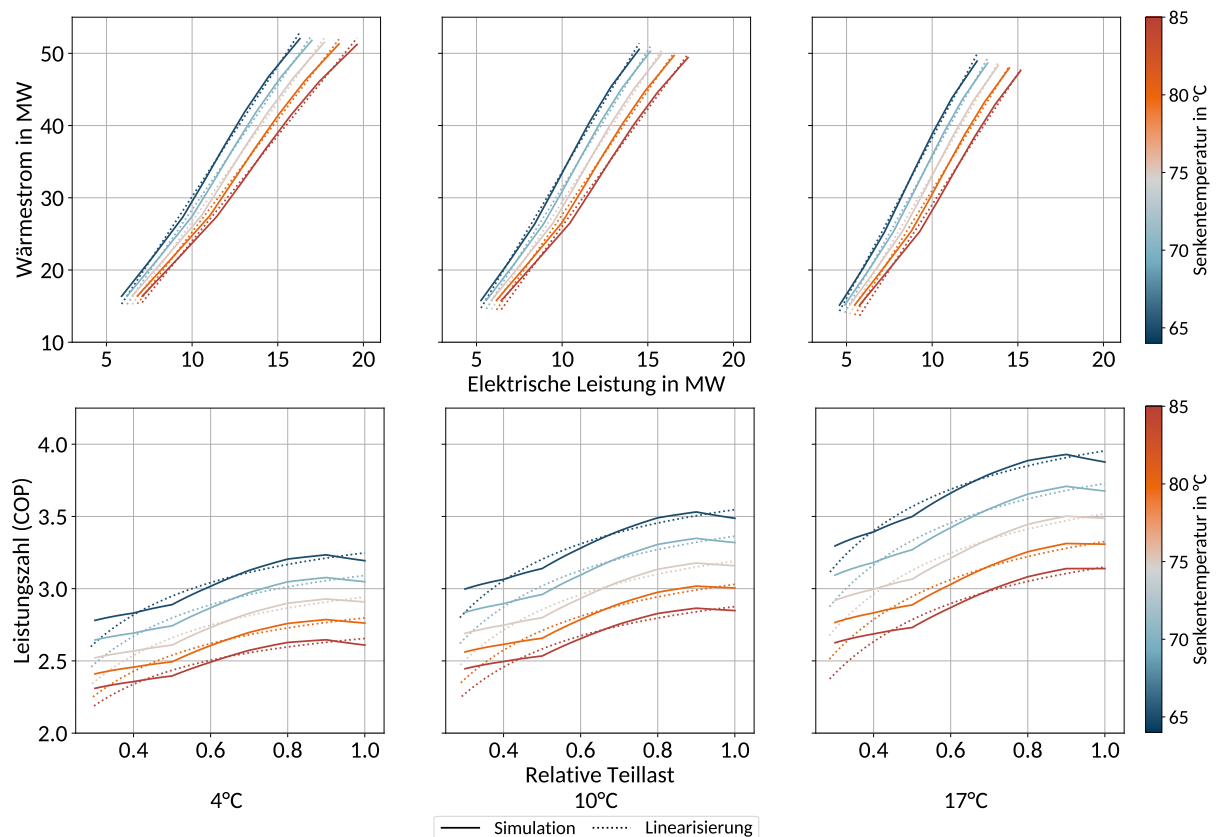


Abbildung 6.7: Simulierte und linearisierte Betriebscharakteristiken am Beispiel der Wärmepumpe mit paralleler Kompression und offenem Economizer mit R717 im \dot{Q} - P -Diagramm und im COP -Teillast-Diagramm

6.1.2 Integration ins Wärmeversorgungssystem

Die Ergebnisse der optimierten Auslegungen der drei Wärmepumpensetups in einem größeren städtischen Wärmeversorgungssystem sind in Tabelle 6.5 zu finden. Im Rahmen von Setup 1 (einfacher Wärmepumpenkreis mit R717) zeigt sich, dass die KWK-Anlage mit einer installierten Leistung von etwa 293 MW als maßgebliche Versorgungseinheit für die Wärmebereitstellung fungiert. Die Heizleistung der GuD-Anlage entspricht somit etwas über 80 % der Spitzennachfrage im Wärmenetz. Die installierte Leistung des Spitzenlastkessels beläuft sich auf 247 MW. Der Wärmespeicher ist in der Lage, eine Energie von fast 8,5 GWh aufzunehmen, was etwa mehr als einem Tag Volllastbetrieb der KWK-Anlage und damit dem vorgegebenen Maximalwert entspricht. Es wird keine der sieben möglichen Wärmepumpen installiert. Dieses ist auf einen COP der Wärmepumpe des Setups 1 im Bestandsnetz zurückzuführen (vgl. Tabelle 6.4), welcher als Ersatz für den $SCOP$ in der Berechnung der BEW-Förderung herangezogen und mit einem Wert von 2,45 zu gering für eine Betriebskostenförderung ausfällt.

In Setup 2 (Parallele Kompression mit offenem Economizer mit R717) erweist sich ebenfalls die KWK-Anlage mit einer installierten Leistung von etwa 190 MW als die dominierende Erzeugungseinheit für die Wärmebereitstellung. Die Heizleistung der GuD-Anlage liegt damit bei etwas mehr als der Hälfte der Spitzennachfrage im Wärmenetz und ist somit deutlich kleiner als im Setup 1. Die Wärmepumpen liegen in Summe bei einer installierten Leistung von ca. 128 MW, wobei die größte der Wärmepumpen eine Heizleistung von 50,0 MW, die kleinste eine

Kapazität von 180 *kW* aufweist. Die installierte Leistung des Spitzenlastkessels liegt bei 118 *MW*. Wie im Setup 1 ist der Wärmespeicher mit der maximalen Kapazität in der Lage, eine Energie von fast 8,5 *GWh* aufzunehmen, was in diesem Fall knapp zwei Tagen Volllast der KWK-Anlage entspricht. Es werden alle sieben möglichen Wärmepumpen mit unterschiedlichen Nennleistungen installiert, wobei eine die maximal angebotene Kapazität von 50 *MW* ausschöpft.

Wie in den zuvor beschriebenen Setups ist auch im Setup 3 (Parallele Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z)) die KWK-Anlage die dominierende Erzeugungsanlage mit einer installierten Leistung von etwa 229 *MW*. Ergänzend dazu beläuft sich die Leistung des Spitzenlastkessels auf 169 *MW*. Auch in diesem Setup wird die Kapazität des Speichers mit ca. 8,5 *GWh* erneut voll ausgebaut. Im Gegensatz zu Setup 2 werden aber lediglich drei der sieben möglichen Wärmepumpen gebaut. Diese unterscheiden sich in der Höhe der installierten Heizleistung kaum voneinander und machen mit insgesamt 80,6 *MW* etwa ein Sechstel der Gesamtkapazität aller Anlagen aus.

Tabelle 6.5: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der verschiedenen Wärmepumpensetups im Bestandsnetz in 2019

	GuD	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	SLK	K-TES
	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MWh</i>
Setup 1	292,9	-	-	-	-	-	-	-	247,0	8472
Setup 2	190,5	50,0	35,7	15,3	12,1	11,4	3,2	0,18	118,0	8472
Setup 3	229,2	28,8	26,1	25,7	-	-	-	-	170,0	8472

Aus den Ergebnissen der optimierten Auslegung lässt sich somit schließen, dass die BEW-Förderung dafür notwendig ist, Wärmepumpen unter historischen Rahmenbedingungen in Wärmeversorgungssysteme zu integrieren. Da dies in Setup 1 entsprechend nicht gelungen ist und die dort generierten Ergebnisse entsprechend trivial ausfallen, werden nachfolgend nur Setup 2 und Setup 3 untersucht. Dazu werden sie hinsichtlich ihrer Deckungsanteile, Jahresdauerlinien und monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen analysiert. Darüber hinaus werden die Setups anhand der in Kapitel 4.3 definierten ökonomischen und ökologischen Bewertungskriterien beurteilt und einander gegenübergestellt. Abschließend wird ihr Zustandekommen näher beleuchtet.

In Abbildung 6.8 sind die Deckungsanteile und geordneten Jahresdauerlinien des Setups 2 dargestellt. Aus Abbildung 6.8a wird ersichtlich, dass die GuD-Anlage mit etwa zwei Dritteln der bereitgestellten Wärme auch die Einheit mit dem größten Deckungsanteil ist, während sich das restliche Drittel entsprechend ihrer installierten Kapazitäten auf die Wärmepumpen verteilt. Wie auch durch Abbildung 6.8b bekräftigt, wird der Spitzenlastkessel nahezu überhaupt nicht eingesetzt. Anders verhält es sich bei den Wärmepumpen und der KWK-Anlage. Diese werden überwiegend in Volllast betrieben. Der Speichereinsatz variiert dagegen über die Zeit stark. Sowohl was Leistung als auch was umgesetzte Energie betrifft, stellt er einen wichtigen Baustein der Wärmebereitstellung dar.

Abbildung 6.9 verdeutlicht, dass der Kurzzeitspeicher genutzt wird, um den Teillastbetrieb der übrigen Erzeugungsanlagen zu vermeiden beziehungsweise um trotz Minimallastbeschränkung die bevorzugte Erzeugungseinheit einzusetzen. In den Sommermonaten ist deutlich zu erkennen, dass die KWK-Anlage priorisiert zur Deckung des Bedarfs eingesetzt wird. Die im Fokus stehenden Wärmepumpen kommen dagegen überwiegend im Winter und zum geringeren Teil in der

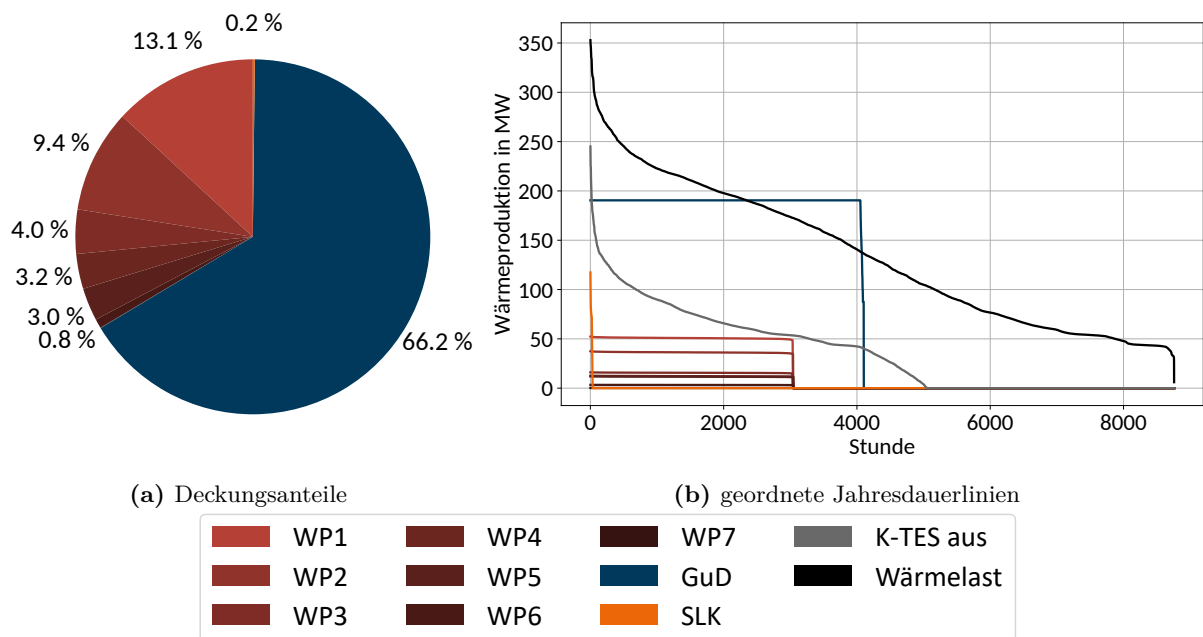


Abbildung 6.8: Deckungsanteile und geordnete Jahresdauerlinien der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Bestandsnetz in 2019

Übergangszeit zum Einsatz, das heißt insbesondere bei hoher Wärmenachfrage. Im Vergleich der Monate Februar und März zeigt sich ein ähnlicher Anlageneinsatz bei ähnlicher Wärmenachfrage. Deutlichere Unterschiede ergeben sich im Vergleich der Monate April und Oktober. Insbesondere in der Gegenüberstellung von November zu Dezember wird deutlich, dass neben dem Wärmebedarf auch andere Faktoren für den Anlageneinsatz eine Rolle spielen. Während der Bedarf im November noch stärker von der GuD-Anlage gedeckt wird, ist der Anteil der Wärmepumpen im Dezember trotz der saisonal ungünstigeren Temperaturen größer, was auf den Einfluss energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen und ihres zeitlichen Verlaufs zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 5.1 und 5.2).

Ein anderes Bild zeigt sich für das Setup 3 in Abbildung 6.10. Mit ca. 80 % der bereitgestellte Wärme ist die GuD-Anlage die klar dominierende Versorgungseinheit. Der restliche Wärmebedarf verteilt sich relativ gleichmäßig auf die drei installierten Wärmepumpen und der Spitzenlastkessel wird, wie im Setup 2, fast gar nicht eingesetzt. Auch hier ist ein Teillastbetrieb der Wärmepumpen und KWK-Anlagen nicht zu erkennen, wie Abbildung 6.10b zu entnehmen ist. Die Betriebsstrategie des Kurzzeitspeichers zur Lastanpassung ist mit der aus Setup 2 identisch und unterscheidet sich aufgrund der stärkeren KWK-Nutzung lediglich geringfügig.

Abbildung 6.11 zeichnet ein sehr ähnliches Bild vom Anlageneinsatz wie zuvor bei Setup 2. Aufgrund der geringeren installierten Wärmepumpenkapazität fällt jedoch auch deren Wärmezeugung erwartungsgemäß geringer aus. Der höhere COP der Anlagen mit R1234ze(Z) genügt folglich nicht, um einen signifikant anderen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Sie sind trotz der höheren Effizienz im Sommer weiterhin nicht mit dem kombinierten Betrieb der GuD-Anlage und des Pufferspeichers konkurrenzfähig.

Für das städtische System lässt sich festhalten, dass sowohl die Wärmepumpe der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 (Setup 2), als auch die mit R1234ze(Z) (Setup 3) darin eine gewichtige Rolle übernehmen, obwohl die KWK-Anlage unter den hier unterstellten

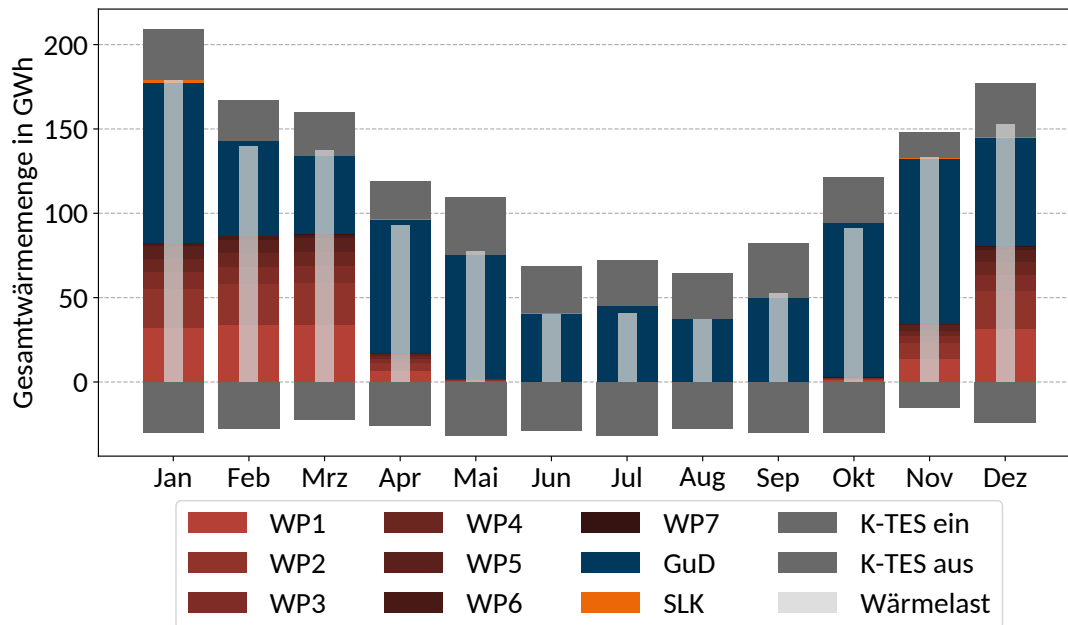


Abbildung 6.9: Monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Bestandsnetz in 2019

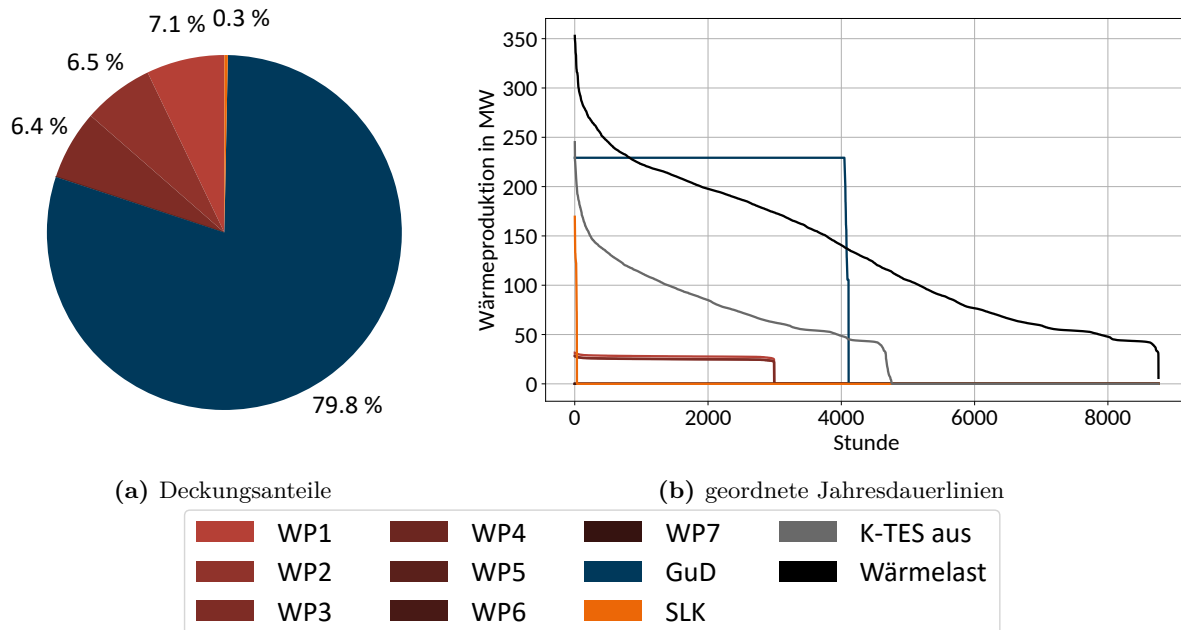


Abbildung 6.10: Deckungsanteile und geordnete Jahresdauerlinien der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) für das Bestandsnetz in 2019

Rahmenbedingungen die dominante Technologie bleibt. Beide Wärmepumpensetups werden bevorzugt im Winterhalbjahr eingesetzt und erreichen Volllaststunden in der Größenordnung von $3000 \frac{h}{a}$. Es hat sich außerdem für die Wärmepumpen heraus gestellt, dass die Kombination aus niedrigeren Investitionskosten und geringerem COP die höheren Deckungsanteile und installierte Kapazitäten erzielt. Die Höhe des COP fällt also weniger schwer ins Gewicht, da die BEW-

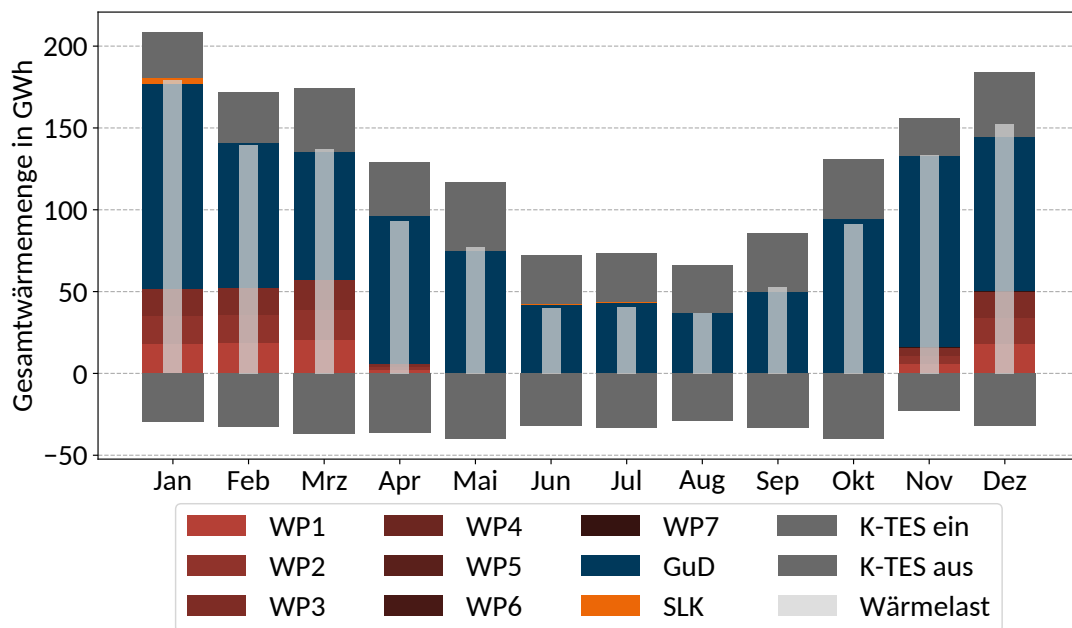


Abbildung 6.11: Monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) für das Bestandsnetz in 2019

Betriebskostenförderung einen Großteil der durch geringere Effizienz anfallenden Kosten abdeckt. Nichts desto trotz muss aber ein gewisser *SCOP* erreicht werden, um die BEW-Förderung überhaupt zu erhalten, da andernfalls eine Integration überhaupt nicht möglich ist (vgl. Setup 1).

Zusätzlich zum Anlageneinsatz sind in Tabelle 6.6 die ökonomischen und ökologischen Bewertungsgrößen der Wärmepumpensetups aufgelistet. Unter den historischen Rahmenbedingungen des Jahres 2019 und einer Förderkulisse mit BEW-Förderung sowie Wegfall der EEG-Umlage sind die Wärmegestehungskosten an den Einsatz der Wärmepumpen gekoppelt. Somit ergibt sich, dass das Setup 2 mit den größten Deckungsanteilen der Wärmepumpen am Wärmebedarf die niedrigsten Wärmegestehungskosten vorweist. Entsprechend sind die des Setup 1 am höchsten. Dies unterstreicht die Erkenntnis, dass die BEW-Förderung notwendig ist, um Wärmepumpen ökonomisch attraktiv in Wärmeversorgungssysteme zu integrieren. Darüber hinaus muss die zu installierende Wärmepumpe aber möglichst investitionskostenarm sein. Dann ermöglicht die Kombination von KWK-Anlage und Wärmepumpe einen ökonomisch synergetischen Betrieb, wo bei hohen Strompreisen die KWK-Anlage den Wärmebedarf deckt und Elektrizität vermarktet und bei niedrigen Strompreisen die Wärmepumpe und der Pufferspeicher arbeiten.

Ein gänzlich gegensätzliches Bild ergibt sich, wenn die Systemdienlichkeit anhand der bilanziell hervorgerufenen Treibhausgasemissionen beurteilt werden. Dort korrelieren geringe Emissionen mit geringen Deckungsanteilen der Wärmepumpe. So sind die kalkulierten Emissionen in Setup 1 am niedrigsten und nehmen über Setup 3 bis hin zu Setup 2 stetig zu. Das ist jedoch vielmehr auf den Deckungsbeitrag der GuD-Anlage zurückzuführen, da die am Spotmarkt verkaufte Elektrizität mit Emissionsgutschriften belegt wird (vgl. Kapitel 4.3.2) und folglich aus Sicht des Wärmeversorgungssystems negative Emissionen aufgrund von Verdrängung anderer Anlagen im NdaV aufweist. Da die ökonomisch attraktiveren Setups jedoch den GuD-Betrieb signifikant mindern, können auch weniger Gutschriften erzielt und folglich weniger CO₂-Emissionen im Gesamtsystem vermieden werden. Darüber hinaus sind Wärmepumpen auch selbst mit Emissionen

Tabelle 6.6: Ökonomische und ökologische Ergebnisse der verschiedenen Wärmepumpensetups für das Bestandsnetz in 2019

Kriterium	Setup 1	Setup 2	Setup 3	Einheit
Wärmegestehungskosten	25,50	13,34	18,89	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Gesamtemissionen Gesamtmix	-152.105	-53.281	-96.667	t
Spezifische Emissionen Gesamtmix	-129,66	-45,42	-82,40	$\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Gesamtemissionen Verdrängungsmix	-657.351	-342.341	-475.962	t
Spezifische Emissionen Verdrängungsmix	-560,36	-291,83	-405,73	$\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

belastet, solange nicht vollständig auf regenerativ erzeugten Strom für dessen Betrieb zurück gegriffen werden kann. Der beschriebene Effekt ausbleibender Emissionsgutschriften wird bei der ausschließlichen Berücksichtigung fossiler Kraftwerke anhand des Verdrängungsmixes noch einmal deutlicher. Insgesamt ist aber festzuhalten, dass alle Systeme unter den Randbedingungen des Jahres 2019 systemdienlich und ökonomisch betrieben werden können.

Aufgrund der maßgeblichen Bedeutung für Wärmenetzbetreiber wird an dieser Stelle das Zustandekommen der Wärmegestehungskosten *LCOH* noch einmal näher beleuchtet. Dazu sind in Abbildung 6.12 ihre Einflussgrößen spezifischer Form für alle drei Setups dargestellt. Erlöse und Boni leisten einen negativen Beitrag zu den Wärmegestehungskosten, senken diese also ab. Der größte dieser Dämpfungsfaktoren sind die durch den Verkauf von Elektrizität erzielten Spotmarkterlöse. Aufgrund des vernachlässigbaren SLK-Betriebs können diese direkt dem größten Kostenfaktor – den Gaskosten – gegenübergestellt werden und weisen einen Nettogewinn auf. Je nach Setup fallen die Erlöse und Nettogewinne jedoch entsprechend der installierten Kapazität und den damit erzielten Deckungsanteilen der GuD-Anlage deutlich unterschiedlich aus. Der nächst größte Kostenfaktor sind die Investitionskosten, genauer genommen Annuitäten dieser. Die auch von der installierten Leistung dominierende KWK-Anlage fällt auch bei diesen am schwersten ins Gewicht. Das ist auch an den BEW Investboni zu erkennen, welche jeweils 40 % der Investitionskosten der Wärmepumpen betragen. Die Einsparungen der Investitionskosten der konventionellen Anlagen ist somit ein zentraler Mechanismus, um die verpassten Stromerlöse durch die Integration der Wärmepumpe mit paralleler Kompression und R717 zu kompensieren. Der gleiche Effekt ist bei den im Vergleich geringeren fixen und variablen Betriebskosten zu erkennen, da auch hier die Wärmepumpen günstiger sind, als die GuD-Anlage. Dafür treten aber in den Setups mit Wärmepumpen Stromkosten durch Netzbezug auf, welche aber bis zu 90 % durch die BEW Betriebsboni abgedeckt sind. Besonders hervorzuheben ist, dass wegen dieses Fördermechanismus die durch GuD umgewandelte elektrische Energie zu keinem Zeitpunkt intern für die Wärmepumpen genutzt, sondern stets am Spotmarkt verkauft wird. Beim Vergleich der durch die BEW-Förderung erzielten Boni fällt auf, dass der Bonus für die Betriebskosten deutlich stärker ins Gewicht fällt, als der für Investitionskosten. Insofern ist die ausgebliebene Installation der Wärmepumpen nach Setup 1 ohne Betriebsbonus bei weiterhin möglichem Investbonus nur folgerichtig.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Vorauswahl der Topologie, des Kältemittels sowie der Quell- und Senktemperaturen einen erheblichen Einfluss auf die Leistungszahl und die Investitionskosten der Wärmepumpen haben und somit die Integration in städtische Systeme beeinflussen. Dabei wird die BEW-Förderung und insbesondere die Betriebskostenförderung als unerlässlich erachtet, um Wärmepumpen unter historischen Rahmenbedingungen überhaupt

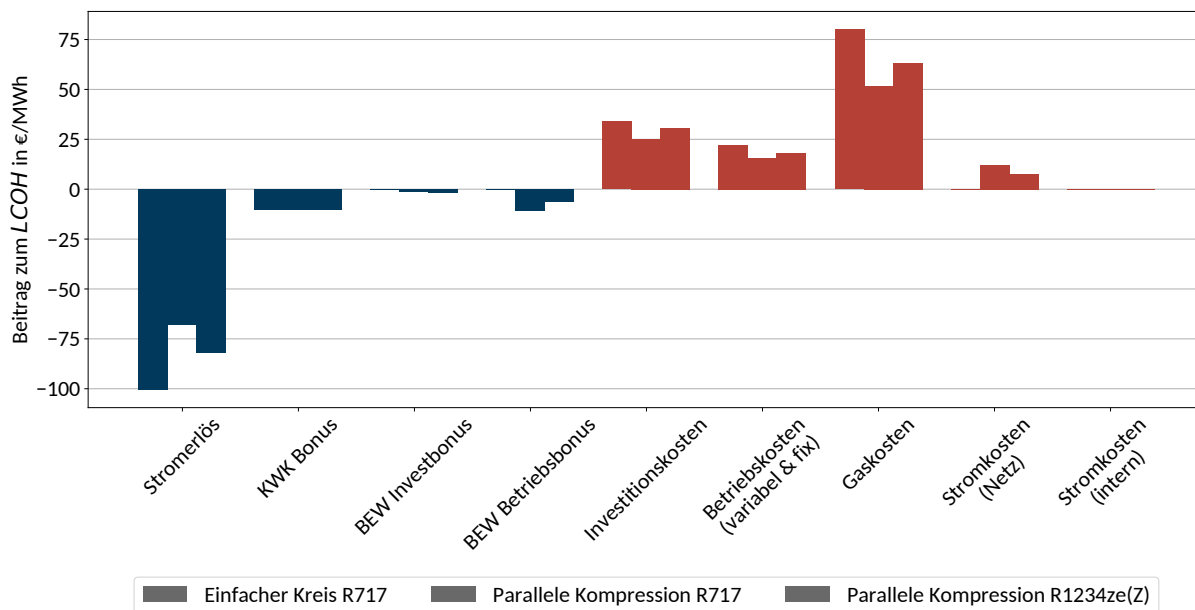


Abbildung 6.12: Anteile zu den Wärmegestehungskosten der drei Wärmepumpensetups im Bestandsnetz in 2019

in städtische Wärmeversorgungssysteme zu integrieren. Bei der Analyse der verschiedenen Wärmepumpensetups hat sich die parallele Kompression mit offenem Economizer mit R717 hinsichtlich installierten Kapazitäten, Deckungsanteile und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Anlage gleicher Schaltungstopologie mit R1234ze(Z) als vorteilhaft gezeigt. Insofern sind unter diesen Randbedingungen die Investitionskosten als gewichtigeres Kriterium für die erfolgreiche Integration der Wärmepumpen zu bewerten, als ihre Effizienz. Trotz der Dominanz von KWK-Anlage spielen Wärmepumpen in beiden Setups eine signifikante Rolle. Sie werden bevorzugt im Winterhalbjahr eingesetzt und erreichen Volllaststunden in der Größenordnung von etwa $3000 \frac{h}{a}$. Der Teillastbetrieb der Wärmepumpen wird mithilfe mehrerer kleinerer Wärmepumpen und in Kombination mit dem thermischen Speicher vermieden.

6.2 Bedeutung der Einbindungsoptionen

Entlang der zweiten Forschungsfrage ist genauer zu untersuchen, welche Auswirkungen sich durch die verschiedenen Einbindungsoptionen im umgebenden Wärmesystem mit Blick auf eine ökonomische und nachhaltige Integration der Wärmepumpe ergeben. Um eine überschaubare Anzahl an Ergebnissen zu erhalten und weil die wesentlichen Ergebnisse dieser Forschungsfrage auf die anderen Wärmepumpen übertragbar sind, wird jedoch lediglich eine Wärmepumpe näher analysiert. Ist letzteres jedoch ausdrücklich nicht der Fall, wird darauf hingewiesen. Bei Bedarf stehen aber alle Ergebnisse im angehängten Repository zur Verfügung [49].

Da sich die parallele Kompression mit offenem Economizer und R717 hinsichtlich installierten Kapazitäten, Deckungsanteile und Wirtschaftlichkeit als das am besten integrierte Setup herausgestellt hat, wird die Bedeutung der Einbindungsoptionen anhand dieses Wärmepumpensetups analysiert. In Kapitel 6.1 sind die Ergebnisse der kombinierte Auslegungs- und Einsatzoptimierung dieses Wärmepumpensetups in einem größeren städtischen Wärmeversorgungssystem untersucht worden. Dabei stand die Frage der Neugestaltung eines bestehenden Wärmenetzes im Vorder-

grund. Es hat sich gezeigt, dass Wärmepumpen im städtischen Bestandsnetz eine gewichtige Rolle übernehmen, obwohl die KWK-Anlage unter den unterstellten Rahmenbedingungen die dominierende Technologie bleibt. Die Wärmepumpen werden bevorzugt im Winterhalbjahr eingesetzt und erreichen Volllaststunden in der Größenordnung von $3000 \frac{h}{a}$. Ein Teillastbetrieb der Wärmepumpen wird durch die Installation mehrerer kleinerer Wärmepumpen und mithilfe des thermischen Speichers vermieden.

Im Gegensatz zum Bestandsnetz stellt sich im Subnetz die Frage, ob eine Integration der Wärmepumpen direkt am Subnetz, im bereits bestehenden Primärnetz oder in beides sinnvoller ist. Beim Subnetz innerhalb einer städtischen Großstruktur ergibt sich ein etwas anderes Bild als im Bestandsnetz. Wie Tabelle 6.7 zu entnehmen ist, werden nur drei von sieben möglichen Wärmepumpen installiert, die sich in der absoluten installierten Leistung mit $12,2 \text{ MW}$, $3,7 \text{ MW}$ und $2,8 \text{ MW}$ voneinander unterscheiden und insgesamt mit $18,7 \text{ MW}$ ungefähr die Hälfte der maximalen Wärmelast ausmachen, auch wenn sie weit von der oberen Leistungsgrenze entfernt sind. Die Rolle der KWK-Anlage im Bestandsnetz übernimmt hier analog das als Absicherung vorgesehene Primärnetz. Der im Subnetz installierte Speicher fällt in der Relation zum Primärnetz gleich aus und wird somit ebenfalls voll ausgebaut.

Tabelle 6.7: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 im Subnetz in 2019

Sub WP1	Sub WP2	Sub WP3	Sub WP4	Sub WP5	Sub WP6	Sub WP7	Sub K-TES
<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MWh</i>
12,2	3,7	2,8	-	-	-	-	846,8

Abbildung 6.13 verdeutlicht, dass der im Subnetz installierte Speicher nur wenig genutzt wird. Die Wärmepumpen werden auch hier bevorzugt in Volllast betrieben, aber die Lastanpassung in erster Linie durch den Bezug aus dem Primärnetz umgesetzt. In der Spitze wird aus dem Primärnetz sogar mehr als die maximale Wärmelast abgerufen. Der Speicher im Subnetz wird also auch als erweiterte Speicherkapazität des Primärnetzes genutzt. Dementsprechend hoch ist auch der Deckungsanteil des Primärnetzes im Subnetz. In Abbildung 6.13 ist zu erkennen, dass Primärnetz und Wärmepumpen über den gesamten Betrachtungszeitraum je etwa zur Hälfte den Bedarf des Subnetzes decken.

Wie aus Abbildung 6.14 hervorgeht, findet der Einsatz der Wärmepumpen hierbei wiederum vor allem im Winterhalbjahr statt. Im Vergleich der Monate März und November zeigt sich aber, dass der Einsatz der Anlagen sich insbesondere in der Übergangszeit stark unterscheiden kann. Die erreichten Volllaststunden der Wärmepumpen liegen erneut in der Größenordnung von $3000 \frac{h}{a}$.

Was der Fall des Subnetzes betrifft, sollte auch das dazu gehörige Primärnetz, das zuvor ohne Wärmepumpen ausgelegt worden ist, noch einmal in den Blick genommen werden. Dies ist in diesem Fall noch sehr viel stärker als im Bestandsnetz von der KWK-Anlage geprägt, deren installierte Leistung, aufgrund der Auslegung ohne Wärmepumpe, deutlich über 80% der maximalen Wärmelast im Primärnetz ausmacht, wie sich Tabelle 6.8 entnehmen lässt. Auch unter Hinzunahme des Exports in das im Fokus stehende Subnetz beträgt der Leistungsanteil noch drei Viertel. Der Spitzenlastkessel weist dabei eine ebenfalls deutlich größere Leistung auf. Dennoch werden auch nachträglich im Primärnetz zwei Wärmepumpen installiert, die hier mit 50 MW

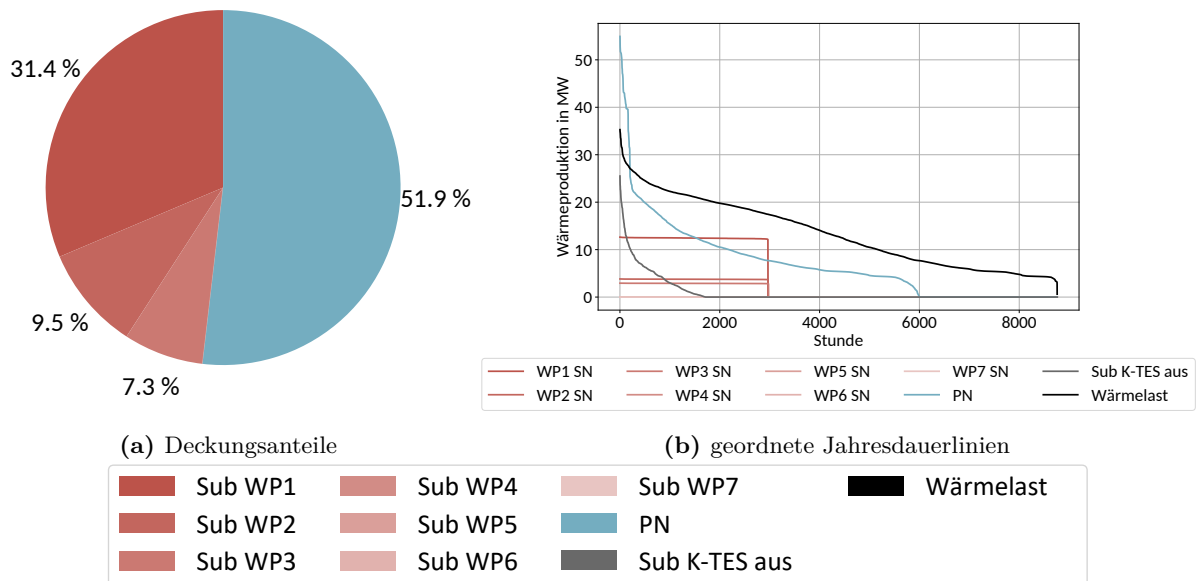


Abbildung 6.13: Deckungsanteile und geordnete Jahresdauerlinien der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Subnetz in 2019

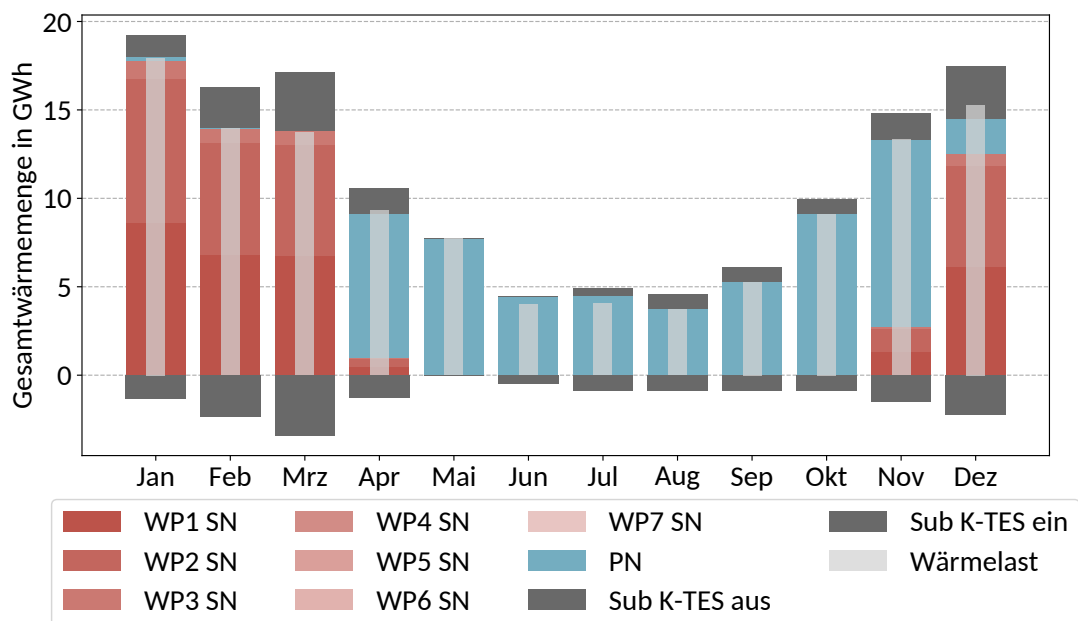


Abbildung 6.14: Monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Subnetz in 2019

und 36,6 MW wiederum gestufte, aber deutlich größere Leistungen aufweisen. Der Speicher im Primärnetz des Subnetzes wird entsprechend dem alleinstehenden Bestandsnetze voll ausgebaut.

Abbildung 6.15 zeigt, dass auch in diesem Fall sowohl KWK-Anlage wie auch Wärmepumpen fast ausschließlich in Vollast betrieben werden. Der Deckungsanteil des GuD-Heizkraftwerks fällt

¹Die Kapazitäten des GuD, SLK und K-TES wurden separat ohne Wärmepumpen ausgelegt.

Tabelle 6.8: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 des vorhandenen Primärnetzes im Subnetz in 2019

GuD ¹	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	SLK ¹	K-TES ¹
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh
296,5	50,0	36,3	-	-	-	-	-	247,0	8472

hier noch höher als im Bestandsnetz aus. Aufgrund der höheren installierten Einzelleistungen kommt es bei allen Erzeugungsanlagen zu merklich verringerten Volllaststunden.

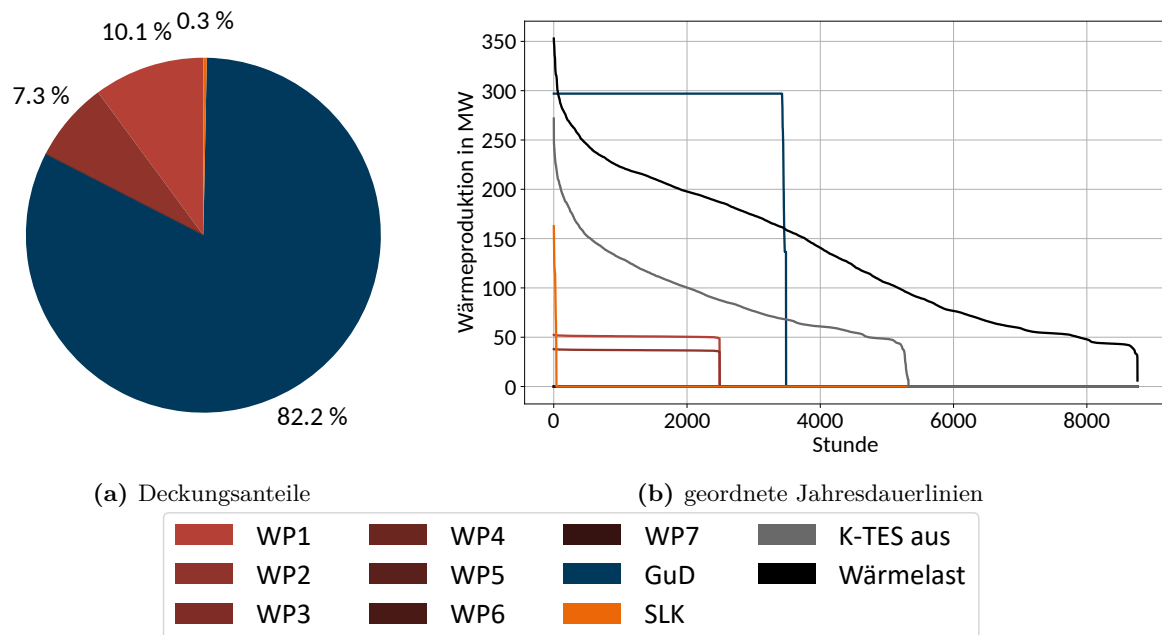


Abbildung 6.15: Deckungsanteile und geordnete Jahresdauerlinien der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Primärnetz im Subnetz in 2019

Bei dem geringen Deckungsanteil der Wärmepumpen übersteigen die höheren spezifischen Investitionskosten vieler kleinerer Anlagen offenbar ihren Vorteil im Betrieb. Die Lastanpassung übernimmt auch in diesem System der Speicher des Primärnetzes, was die Aussagen zum Speicher im Subnetz in gewisser Weise relativiert. Aufgrund der größeren Leistung der Einzelanlagen wird der Speicher insgesamt intensiver genutzt, wie auch Abbildung 6.16 zu entnehmen ist. Insbesondere ist dort auch zu erkennen, dass der Export ins Subnetz schwerpunktmäßig stattfindet, wenn die KWK-Anlage – gegebenenfalls in Kombination mit dem Speicher – in Betrieb ist. Auch im Primärnetz werden die Wärmepumpen in den Wintermonaten eingesetzt.

Für das Subnetz ist festzuhalten, dass die Wärmepumpen mit Blick auf ihren Anteil an der Lastdeckung hier bevorzugt, aber nicht ausschließlich im durch die günstigeren Temperaturverhältnisse geprägten Subnetz installiert werden. Was die absolute installierte Leistung der Wärmepumpen betrifft, sind sie im Primärnetz sogar erheblich größer. Die KWK-Anlage bleibt aber auch hier die dominierende Erzeugungstechnologie und arbeitet ganzjährig intensiv mit dem Kurzzeitspeicher zusammen, um – wie alle Anlagen – den Teillastbetrieb zu vermeiden. Offenkundig ist es schwieriger, Wärmepumpen in ein bereits bestehendes Netz zu integrieren als sie direkt bei der Auslegung zu installieren. Aber auch hier gibt es eine ökonomische Sinnhaftigkeit,

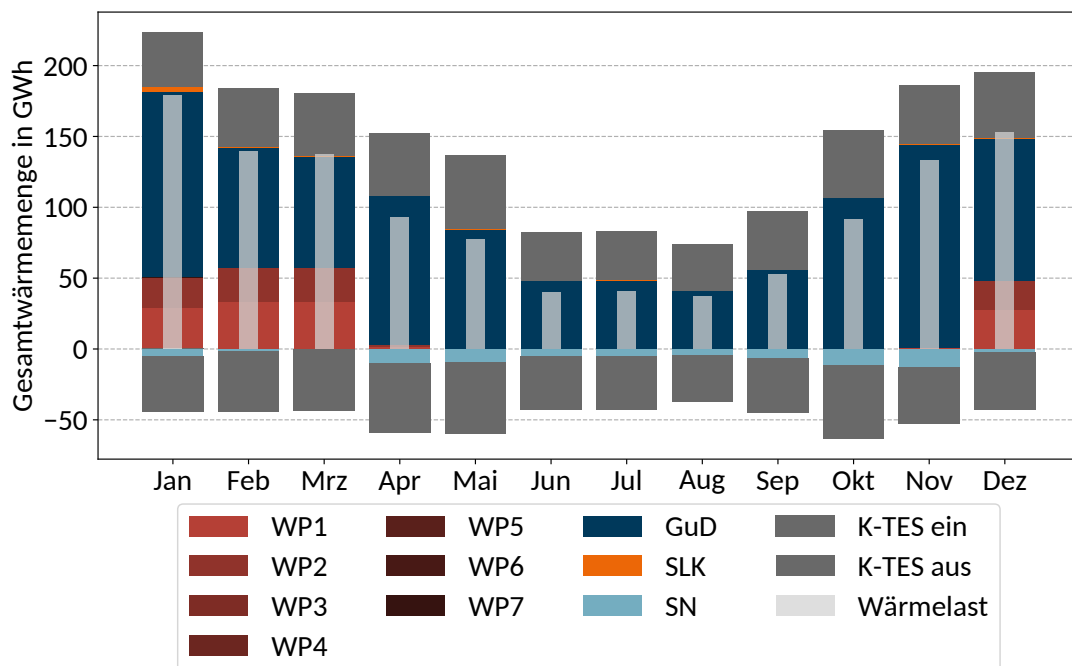


Abbildung 6.16: Monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Primärnetz im Subnetz in 2019

wenn die BEW-Förderung greift.

Ein anderes Bild ergibt sich im Fall des 4GDH Netzes. Die hier angebotene KWK-Technologie wird nicht installiert und leistet dementsprechend auch keinen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs. Die Wärmepumpen weisen gestaffelte Leistungen zwischen 500 kW und $16,5\text{ MW}$ auf und entsprechen in Summe ca. 56 MW , was etwas mehr als die Hälfte der in der Spitze benötigten Last von ungefähr 100 MW ausmacht. Der Speicher hat in diesem Fallbeispiel eine Kapazität von knapp $13,2\text{ GWh}$, was etwa 235 h Volllastbetrieb der Wärmepumpen entspricht. Damit liegt hier zum Teil auch eine saisonale Speicherung vor, die insbesondere auch im Kontext mit dem Solarfeld mit einer Fläche von ca. 161.000 m^2 und einer Spitzenerzeugung um die 113 MW zu sehen ist. Das Solarfeld ist damit einerseits so groß, dass der maximale sommerliche Ertragsüberschuss gegenüber der Wärmelast gerade noch durch den Speicher aufgenommen werden kann. Somit werden noch größere Flächen durch die begrenzte Ladeleistung des Speichers verhindert. Andererseits ist die Fläche aber schon etwas größer als die der derzeit größten gebauten Anlage. Insofern wird dieses Limit akzeptiert. Die einzelnen Kapazitäten sind Tabelle 6.9 zu entnehmen.

Tabelle 6.9: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 im 4GDH Netz in 2019

BHKW	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	Solar	S-TES
<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>m²</i>	<i>GWh</i>
-	16,5	14,2	11,2	6,3	4,4	2,7	0,5	161.805	13,2

Abbildung 6.17 zeigt, dass die Solarthermie den Wärmebedarf zu knapp über einem Viertel deckt. Mehr als 70% der Wärmebereitstellung wird hier von den Wärmepumpen übernommen, die in

diesem Fall dominieren. Auch hier ist ein Teillastbetrieb der Wärmepumpen kaum zu erkennen. Die Lastanpassung übernimmt wiederum der Speicher. Die Volllaststunden der Wärmepumpen liegen in hoher Übereinstimmung bei $4000 \frac{h}{a}$ und damit deutlich höher als im Bestandsnetz oder Subnetz.

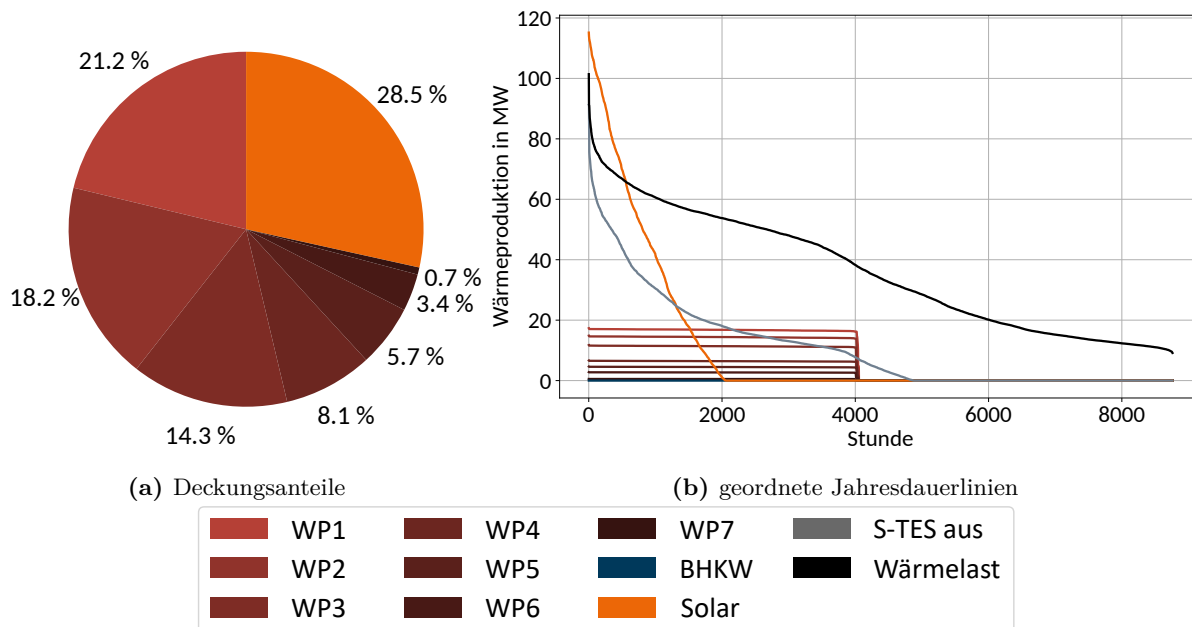


Abbildung 6.17: Deckungsanteile und geordnete Jahresdauerlinien der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das 4GDH Netz in 2019

Weil die Solarthermie den Sommerbetrieb dominiert, werden die Wärmepumpen wieder bevorzugt im Winter und in der Übergangszeit betrieben, was auch aus Abbildung 6.18 hervorgeht. Außerdem ist der erwartungsgemäß saisonal stark schwankende Ertrag der Solarthermieanlagen sichtbar. Im Sommer und in der Übergangszeit ist ein Einsatz des Speichers als Puffer deutlich zu erkennen. Zwischen Juni und September findet in Überlagerung auch die Beladung des Speichers für den saisonalen Betrieb statt. Im Dezember oder Januar wird der Speicher nahezu ausschließlich saisonal genutzt. Die Wärmepumpen sind allerdings aufgrund ihrer gestaffelten Leistung in diesen Monaten in der Lage, die jeweils benötigte Last im Zusammenspiel mit dem Speicher darzustellen ohne in Teillast zu gehen. In diesen Monaten werden die Wärmepumpen über längere Zeit nahezu alle gleichzeitig in Volllast betrieben.

Es ergibt sich so eine Speicherbewirtschaftung, die über die Darstellung des Speicherstands in Abbildung 6.19 illustriert ist. Speicher und Solarfeld sind dabei in Kombination zu sehen. Würde eine noch größere Beladung des Speichers oder ein Verwerfen von solarthermischer Energie im Sommer akzeptiert, könnte sich eventuell ein noch stärker saisonales Profil bei einem noch größeren Solarfeld ausprägen. Dem wird an dieser Stelle aber nicht weiter nachgegangen.

Insgesamt ist das 4GDH Netz als eine Konstellation zu verstehen, in der die Wärmepumpen die Rolle der Leittechnologie übernehmen. Dabei profitiert der PtH-Ansatz bei den hier unterstellten Randbedingungen allerdings davon, dass die angebotene KWK-Technologie sehr hohe Brennstoffpreise aufweist und die Nutzung der Solarthermie mit Blick auf bislang realisierte Anlagengrößen bzw. durch die Speicherbeladung limitiert ist. Eine Notkühlung von solaren Überschüssen wird nicht berücksichtigt.

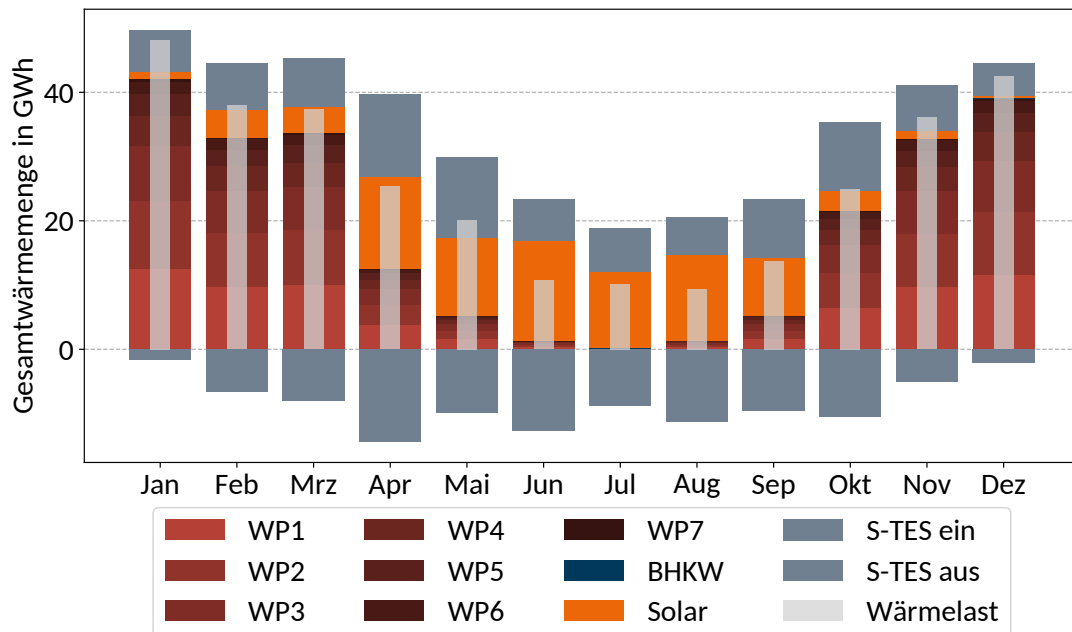


Abbildung 6.18: Monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das 4GDH Netz in 2019



Abbildung 6.19: Verlauf des Speicherstands über eine Betriebsperiode mit der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das 4GDH Netz in 2019

Ergänzend zu den technischen Ergebnissen der Optimierung sind in Tabelle 6.10 die ökonomischen und ökologischen Bewertungsgrößen dargestellt, die im Postprocessing für die drei Wärmeversorgungssysteme ermittelt werden. Für die Ergebnisse des Subnetzes ist zu beachten, dass sowohl die Wärmeproduktion des Sub-, als auch des Primärnetzes berücksichtigt werden. Demnach ergeben sich die geringsten Wärmegestehungskosten unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Fall des Subnetzes, das auch in ökologischer Hinsicht das beste Bild abgibt. Mit den historischen Daten der Elektrizitätsversorgung lassen sich durch den Einsatz der GuD-Heizkraftwerke Erlöse erzielen und in erheblichem Umfang CO₂-Emissionen im Gesamtsystem vermeiden. Letzteres zeigt sich im Subnetz schon bei Ansatz des Gesamtmix der Stromerzeugung, wird aber noch deutlicher, wenn über den Verdrängungsmix nur der nicht-regenerative Anteil betrachtet wird.

Umgekehrt ist dadurch der Betrieb von Wärmepumpen mit Emissionen belastet, solange nicht sichergestellt werden kann, dass ausschließlich erneuerbare Energien für den Antrieb der Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt werden. In der Folge weist hier das 4GDH Netz, als von Wärmepumpen dominierte Fallbeispiel, die ungünstigste Systemwirkung auf. Zwar fehlt in diesem Fall auch die Möglichkeit, zusätzlich Erlöse über den Verkauf von elektrischer Energie zu erzielen, aber dafür werden mit den gefördertern Wärmepumpen und der Solarthermie zwei im Betrieb günstige Anlagen betrieben. Damit fallen die Wärmegestellungskosten des 4GDH Systems leicht niedriger aus, als die des Bestandsnetzes.

Tabelle 6.10: Ökonomische und ökologische Ergebnisse der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für die verschiedenen Wärmenetze in 2019

Kriterium	Bestandsnetz	Subnetz	4GDH	Einheit
Wärmegestellungskosten	13,45	8,33	13,13	$\frac{\text{€}}{MWh}$
Gesamtemissionen Gesamtmix	-46.590	-127.884	36.096	t
Spezifische Emissionen Gesamtmix	-39,72	-103,82	114,12	$\frac{kg}{MWh}$
Gesamtemissionen Verdrängungsmix	-326.086	-534.413	59.196	t
Spezifische Emissionen Verdrängungsmix	-277,97	-433,86	187,16	$\frac{kg}{MWh}$

Es muss aber ebenfalls darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse für historische Randbedingungen nicht eins zu eins auf zukünftige Systeme übertragen werden können und damit für eine perspektivische Technologiebewertung nicht ausreichen. Ebenso dürfen insbesondere die Wärmegestellungskosten nicht als Absolutwerte und nicht als Kosten der Wärmelieferung interpretiert werden, weil weitere Kostenanteile, wie beispielsweise Investitions- und Betriebskosten für das Wärmenetz in der hier vorgelegten Betrachtung zur multivalenten Erzeugung unter Zuhilfenahme von Wärmepumpen fehlen.

Andere Ergebnisse hinsichtlich des Anlageneinsatzes werden mit dem Wärmepumpensetup der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) erzielt, weshalb dieses Setup auch kurz beleuchtet wird. In Tabelle 6.11 sind die aus der optimierten Auslegung resultierende Kapazitäten der verschiedenen Versorgungsanlagen für ein 4GDH Netz dargestellt. Im Gegensatz zum vorherigen Setup werden nur fünf von sieben möglichen Wärmepumpen gebaut. Dessen installierte Leistungen erstrecken sich von 1,0 MW bis zu 16,7 MW, wobei die Gesamtleistung etwa 39 MW beträgt. Dies entspricht ein Verringerung der installierten Kapazität um ca. 30 %. Das deckt sich mit den Ergebnissen der Gegenüberstellung der verschiedenen Wärmepumpensetups nach Forschungsfrage 1. Dafür beträgt die Leistung des Speichers etwa 66 GWh und weist damit ungefähr das Fünffache der Kapazität des Setup 2 auf. Damit liegt auch in diesem Setup eine saisonale Speicherung vor, die im Kontext mit dem Solarfeld mit einer Fläche von ca. 161.000 m² zu sehen ist. Es gilt folglich die gleiche Limitierung durch die maximale Beladeleistung des Speichers.

In Abbildung 6.20 sind die Deckungsanteile, geordnete Jahresdauerlinien und die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass auch in diesem Setup die Deckungsanteile der Wärmepumpen trotz der geringer installierten Leistung etwas mehr als 70 % entsprechen. Dies ist auf die Volllaststunden der Wärmepumpen zurückzuführen, die in hoher Übereinstimmung bei ca. 6000 $\frac{h}{a}$ liegen und damit deutlich höher als im 4GDH Netz mit paralleler Kompression mit R717 ausfallen. Dies spiegelt sich auch in den monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen wieder. Die Solarthermie wird erwartungsgemäß

Tabelle 6.11: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) im 4GDH Netz in 2019

BHKW	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	Solar	S-TES
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	m ²	GWh
-	16,7	16,4	3,1	2,1	1,0	-	-	161.754	66,2

saisonal stark schwankend eingesetzt. Demgegenüber findet aber ein anderer Wärmepumpen- und Speicherbetrieb statt. Bis auf den Mai werden die Wärmepumpen das ganze Jahr kontinuierlich und zum ersten Mal auch in den Sommermonaten eingesetzt. Dafür wird der Speicher in den Wintermonaten intensiv eingesetzt und deckt etwas weniger als die Hälfte des Bedarfs. Wie in allen anderen Systemen wird erneut der Teillastbetrieb der Wärmepumpen vermieden.



Abbildung 6.20: Deckungsanteile, Jahresdauerlinien und monatliche Gesamtwärmemenge nach Versorgungsanlage der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R1234ze(Z) für das 4GDH Netz in 2019

In dieser Einbindungsoption kommt es also erstmals dazu, dass sich aufgrund der Wärmepumpentechnologie nicht nur der Intergrationsgrad quantitativ unterscheidet, sondern auch der Betrieb eine andere Qualität aufweist. Die hohen Investitionskosten des Setup 3 mit R1234ze(Z) erfordern eine hohe Anzahl von Volllaststunden, die mithilfe des saisonalen Wärmespeichers und des sommerlichen solarthermischen Überangebots ermöglicht werden. Somit erreicht dieses System mit deutlich geringer Wärmepumpenkapazität gleich hohe Deckungsanteile wie das Setup 2 der Hauptuntersuchung. Allerdings ist anzumerken, dass solange keine Solarthermie verworfen werden darf, der Deckungsanteil angesichts der nahezu kostenfreien Solarwärme und der Limitierung durch eine maximale Speicher- bzw. Solarfeldgröße auch kein wirklich variabler Parameter ist. Die im Detail unterschiedliche Attraktivität unterschiedlicher Konstellationen ergibt sich dennoch auch hier aus verschiedenen LCOH. Auch wenn mit Blick auf den Umfang der Untersuchung hinsichtlich der Schaltungen eine Optimierungsoption ausgelassen wurde, zeigt sich doch, dass verschiedene Konstellationen denkbar sind.

In Hinblick auf die unterstellten Rahmenbedingungen lässt sich für die Einbindungsoptionen zusammenfassen, dass in allen Wärmeversorgungssystemen Wärmepumpen mit verschiedenen Anlagengrößen integriert werden. In Kombination mit intensivem Kurzzeitspeichereinsatz werden dabei in der Tendenz eher mehrere kleine Wärmepumpen eingesetzt, die bevorzugt in Volllast betrieben werden, als einzelne sehr große. Im Falle des Bestands- und Subnetzes bleiben Erdgasgefeuerte KWK-Anlagen die Primärversorger im Wärmenetz. Abweichend davon wird im 4GDH System ein mit Biogas betriebenes BHKW aufgrund der hohen Brennstoffpreise nicht installiert, dafür aber eine große Solarthermieanlage mit einem Speicher, der knapp ein Sechstel des solaren Ertrags speichern kann und sowohl saisonal als auch zur Pufferung eingesetzt wird. Der Deckungsanteil der Wärmepumpen ist im 4GDH System am höchsten, Wärmegegestehungskosten des Subnetzes und Emissionen der anderen beiden Netze dagegen günstiger.

Die technischen, ökonomischen und ökologischen Ergebnisse hängen von den Einbindungsoptionen, aber sehr stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab. In den hier präsentierten Wärmeversorgungssystemen werden Förderungen für Wärmepumpen oder Solarthermieanlagen deutlich in Anspruch genommen. Der KWK-Einsatz profitiert andererseits stark von günstigen Erdgaspreisen und KWK-Förderung sowie von der Möglichkeit, Emissionen in der konventionellen Elektrizitätsversorgung zu verdrängen und dabei erhebliche Erlöse zu erzielen. In beiden Fällen ist offensichtlich, dass solche Bedingungen nicht dauerhaft gelten werden, weshalb die hier betrachteten Wärmeversorgungssysteme in der mittelfristigen Perspektive mithilfe von einer Szenario- und Sensitivitätsanalyse untersucht werden.

6.3 Einfluss der Rahmenbedingungen

Schließlich ist die Frage zu klären, wie veränderte energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen auf die Simulationsergebnisse wirken. Bereits die vorangegangene Erläuterung über historische Szenarien zeigt, dass die Gestaltung der Rahmenbedingungen von hoher Bedeutung für den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Hochtemperaturwärmepumpen sind. Für die Beurteilung der kurz- bis mittelfristigen Perspektive wird zunächst das Zukunftsszenario 2040DG (vgl. Kapitel 5.2) untersucht und anschließend um eine Sensitivitätsanalyse eines der zentralen Einflussfaktoren erweitert.

Wie in dem vorherigen Abschnitt wird auch in dieser Forschungsfrage nur das Setup der parallelen Kompression mit offenem Economizer und R717 betrachtet. In Tabelle 6.12 sind die im Bestandsnetz installierten Kapazitäten dargestellt. Denen ist zu entnehmen, dass ausschließlich

Erdgas-befeuerte Versorgungsanlagen und keine Wärmepumpen installiert werden. Im Bestandsnetz ist die GuD-Anlage mit ca. 257 MW die dominierende Erzeugungseinheit. Diese deckt im Zusammenspiel mit dem Spitzenlastkessel, der eine Kapazität von 55 MW vorweist, die gesamte Wärmelast. Wie immer wird der Pufferspeicher mit einer Kapazität von ca. 8,5 GWh voll ausgebaut.

Tabelle 6.12: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 im Bestandsnetz in 2040DG

GuD	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	SLK	K-TES
<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MWh</i>
256,7	-	-	-	-	-	-	-	55,0	8472

Da im Subnetz ebenfalls nur konventionelle Versorgungsanlagen und keine Wärmepumpen gebaut werden und sich somit ein identisches Bild ergibt, wird auf die Darstellung der Kapazitäten verzichtet. Lediglich hinzuzufügen ist, dass der Kurzzeitspeicher des Subnetzes mit 846,8 MWh ebenfalls voll ausgebaut wird.

Demgegenüber wird im 4GDH Netz weiterhin kein BHKW installiert. Wie in Tabelle 6.13 zu sehen, werden dafür sieben Wärmepumpen mit gestaffelten Leistungen gebaut. Diese entsprechen in Summe etwa 52 MW, was ca. der Hälfte der in der Spitze benötigten Last von ungefähr 100 MW entspricht. Wie im historischen Szenario wird ein Solarfeld mit einer Fläche von ca. 161.000 m² gebaut. Unter den Randbedingungen des 2040DG-Zukunftsszenarios weist der als saisonal genutzte Speicher eine Kapazität von 61 GWh auf, was etwa 1170 h Volllastbetrieb der Wärmepumpen entspricht.

Tabelle 6.13: Die aus der Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das 4GDH Netz in 2040DG

BHKW	WP1	WP2	WP3	WP4	WP5	WP6	WP7	Solar	S-TES
<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>m²</i>	<i>GWh</i>
-	17,6	9,4	8,6	8,4	6,5	0,9	0,7	161.805	61,0

Ergänzend zu den Kapazitäten sind in Abbildung 6.21 die unter den Randbedingungen des 2040DG-Zukunftsszenarios erzielten Deckungsanteile aller Wärmeversorgungssysteme dargestellt. Wie bereits aus den Kapazitäten zu erahnen ist, wird die Wärmelast des Bestands- und Subnetz ausschließlich und die des Primärnetzes im Subnetz fast ausschließlich von der KWK-Anlagen in Kombination mit dem Pufferspeicher gedeckt. Nur im 4GDH Netz findet eine kombinierte Deckung der Wärmelast durch Wärmepumpen und Solarthermie unter Zuhilfenahme des saisonalen Speichers statt.

Der im wesentlich als monovalent zu beschreibende Anlagenbetrieb des Bestands- und Subnetzes weist im Szenario 2040DG keine Konkurrenz auf, obwohl die Erdgas- und CO₂-Preise erheblich höher sind als unter historischen Rahmenbedingungen und der KWK-Bonus entfällt. Aufgrund des ebenfalls ansteigenden Strompreises können aber einerseits höhere Erlöse durch den Verkauf von elektrischer Energie am Spotmarkt generiert werden. Andererseits steigen gleichzeitig die Energiebezugskosten der Wärmepumpe. Der Überblick der Rahmenparameter (vgl. Tabelle 5.4) verdeutlicht, dass die Strommarktpreise deutlich stärker gestiegen sind, als die Bezugskosten der

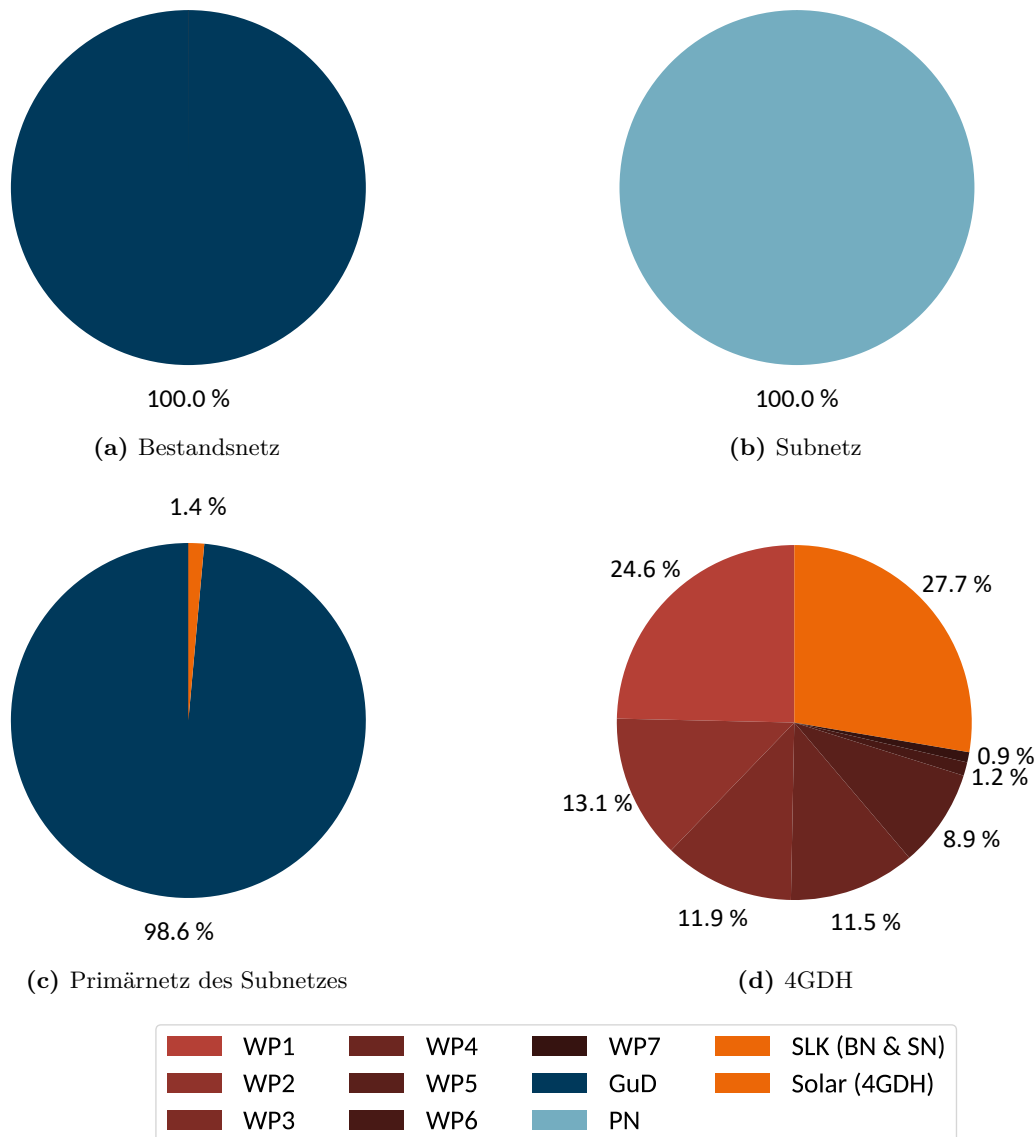


Abbildung 6.21: Deckungsanteile der Versorgungsanlagen der Wärmeversorgungssysteme mit der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 in 2040DG

GuD-Anlage.

Dennoch gibt es im Szenario 2040DG auch einige Stunden mit relativ niedrigen Strompreisen (vgl. Abbildung 5.3). Diese genügen jedoch nicht, damit die Wärmepumpen ihre Investitionskosten ohne Förderung amortisieren können. Wie wichtig dazu die Betriebskostenförderung der Wärmepumpen ist, konnte unter historischen Randbedingungen bereits am Beispiel der einfachen Wärmepumpen mit R717 demonstriert werden.

Damit es dennoch zu einer Integration kommt, müssen folglich noch höhere Bezugsenergiekosten der KWK-Anlage vorliegen, als es im Bestands- und Subnetz der Fall ist. Dieser Punkt ist im 4GDH System erreicht, sodass sich ein nahezu identisches Bild abzeichnet, wie unter den Randbedingungen des Jahres 2019. Der Wegfall der BEW-Förderung und die höheren Strompreise

genügen aber nicht, um die Wärmepumpen so unattraktiv werden zu lassen, dass das mit teurem Brennstoff betriebene BHKW zumindest teilweise konkurrenzfähig wird.

In Tabelle 6.14 sind die ökonomischen und ökologischen Ergebnisse der Auslegungs- und Einsatzoptimierung des Wärmepumpensetups für alle Wärmenetze im Zukunftsszenario dargestellt. Daraus ist zunächst festzustellen, dass das Niveau der Wärmegestehungskosten durchweg höher ausfällt, als es unter historischen und förderlichen Rahmenbedingungen der Fall war (vgl. Tabelle 6.10). Dies ist auf die durchweg höheren Energiebezugspreise in diesem Szenario zurück zu führen. Darüber hinaus fällt bei dem Bestands- und Subnetz besonders ins Gewicht, dass keine stark geförderten Wärmepumpen zur Verfügung stehen, um in den regelmäßig auftretenden Stunden niedrigen Strompreises die Wärmebereitstellung zu übernehmen. Dem gegenüber profitiert das 4GDH Netz nun erstmals von den höheren *COP* der dortigen Wärmepumpen, da ihr Anlagenbetrieb in diesem System die geringsten Kosten verursacht. Maßgebend für die Tatsache, dass es sich bei dem 4GDH System um das günstigste der drei handelt, ist jedoch nicht die Wärmepumpenintegration, sondern die etwa 28 % Wärme aus Solarthermie, welche im Betrieb nahezu kostenlos ist. Unter den Randbedingungen des Zukunftsszenarios führt also der Einsatz von Solarthermie zu einer Kostenreduktion und sorgt für geringere LCOH als mit konventionellen Anlagen.

Weniger erwartbar sind die Ergebnisse zur Beurteilung der Systemdienlichkeit. Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass auf die Verwendung der Verdrängungsmixemissionen zu verzichtet ist. Da im Szenario 2040DG nur noch geringe Mengen Elektrizität durch konventionelle Anlagen produziert werden (vgl. [54]), kann die in Kapitel 4.3.2 beschriebene Methodik nicht ohne eine tiefgreifende Betrachtung des Verdrängungsmechanismus angewendet werden. Die Gesamtmixemissionen folgen aber weder den historischen Ergebnissen (vgl. Tabelle 6.10) noch verlaufen sie analog zu den ökonomischen Kennwerten. Die von den installierten Kapazitäten sowie Wärmegestehungskosten nahezu identischen Bestands- und Subnetze stehen in etwa mit einem Faktor von 10 auseinander, was die auf die bereitgestellte Wärmemenge hervorgerufenen Emissionen angeht. Das Subnetz liegt damit erstmals geringfügig über den spezifischen Emissionen des 4GDH Netzes. Das liegt zu einem kleineren Teil daran, dass die GuD-Anlage in der Heizperiode zu klein ist, so dass wegen der zusätzlichen Wärmelast im Subnetz erstmals in einem signifikanten Umfang auf den SLK zurückgegriffen werden muss. Außerdem muss die GuD-Anlage häufiger eingesetzt werden, da sie bereits zuvor im Wesentlichen in Volllast betrieben wurde (vgl. z.B. Abbildung 6.15b), was notwendigerweise zu ökonomisch weniger attraktiven Stunden erfolgt. Das ist insofern für die ökologischen Ergebnisse von Bedeutung, weil die Emissionen des Strommixes und der Strompreis miteinander korrelieren, wie in Abbildung 6.22 zu erkennen. Das ist auf regenerative Energiequellen zurück zu führen, welche bei umfangreichen Dargebot sowohl den Preis, als auch ihre Emissionen senken. Deswegen bedeutet ein zusätzlicher GuD-Einsatz zu Zeiten mit geringerem Strompreis in der Regel auch geringere Emissionsgutschriften. Dieser Mechanismus ist tatsächlich Hauptursache für die hohen Gesamtemissionen des Subnetzes. Das 4GDH Netz kann gar nicht von Emissionsgutschriften profitieren, hat jedoch mit der Solarthermie einen hohen emissionslosen Anteil in der Wärmebereitstellung und auch die Wärmepumpen schneiden aufgrund des insgesamt niedrigeren Emissionsniveaus des Strommixes in dem Szenario besser ab. Die KWK-Anlagen leisten aber auch im mittelfristigen Szenario durch die erreichbare Emissionsgutschrift einen Beitrag zur emissionsarmen Wärmebereitstellung, wenn sie gezielt eingesetzt werden. Dieser Vorteil wird erst entfallen, wenn durch KWK keine Emissionen im NdaV mehr verdrängt werden können.

Wie die bisherige Analyse verdeutlicht hat, ist der Erfolg der Integration von Wärmeversorgungsanlagen maßgeblich durch das Verhältnis ihrer im Betrieb hervorgerufenen Kosten zu denen

Tabelle 6.14: Ökonomische und ökologische Ergebnisse der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für die verschiedenen Wärmenetze in 2040DG

Kriterium	Bestandsnetz	Subnetz	4GDH	Einheiten
Wärmegestellungskosten	34,29	33,25	23,10	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Gesamtemissionen Gesamtmix	4.906	50.747	12.268	t
Spezifische Emissionen Gesamtmix	4,18	39,32	38,79	$\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

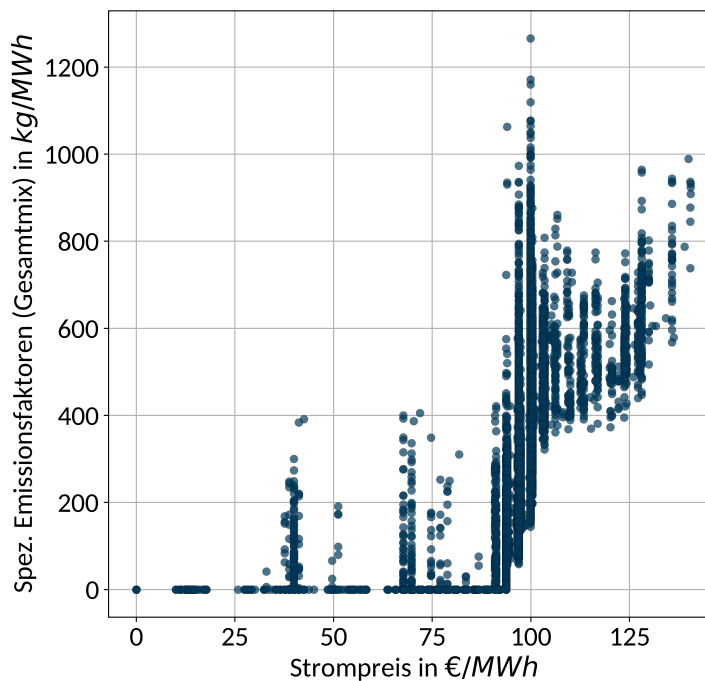


Abbildung 6.22: Korrelation der spez. Emissionsfaktoren des Gesamtmix und des Strompreises im Szenario 2040DG

der konkurrierenden Anlagen bestimmt. Dies kann sich bei Wärmepumpen im Wettbewerb mit konventionellen Anlagen konkret im Verhältnis des Strom- und Gaspreises äußern. Um zu untersuchen, wann und in welcher Form eine Konkurrenzsituation entsteht, in der sich Wärmepumpen im Szenario 2040DG behaupten können, folgt eine Sensitivitätsanalyse über den Gaspreis. Dieser wird nachfolgend so lange erhöht, bis die KWK-Anlage vollständig verdrängt wird. Prinzipiell könnte dies auch über eine Anhebung des CO₂-Preises oder eine Absenkung der Elektrizitätskosten erfolgen. Die zu gewinnenden Erkenntnisse sind jedoch in jeder Konstellation dieselben. Für diese Analyse wird sich im Sinne der Übersicht auf das Bestandsnetz beschränkt. Für das Subnetz würde aber ein ähnliches Bild erwartet.

In Abbildung 6.23 sind die aus der Einsatzoptimierung ermittelten Deckungsbeiträge der im Bestandsnetz vorkommenden Versorgungsanlagen in Abhängigkeit des variierten Gaspreises dargestellt. Unter ansonsten konstanten Rahmenbedingungen ist ein Kipppunkt des Anlageneinsatzes bei dem 1,3 bis 1,35-fachem Gaspreis zu erkennen. Dabei ist der größte Unterschied bei dem 1,33-fachen des ursprünglichen Gaspreises auszumachen. Innerhalb geringfügiger Preisänderungen erfolgt eine signifikante Verschiebung der Deckungsanteile von einer (nahezu) monovalenten

Wärmelastdeckung der KWK-Anlage (100:0 %) zu einer durch die Wärmepumpen dominierten Wärmelastdeckung (20:80 %). Bei weiterer Erhöhung des Gaspreises bleibt dieses Verhältnis trotz einer leichten Abnahme des KWK-Anteils im Wesentlichen bestehen. Ein weiterer Kippunkt ist beim 1,66- bis 1,69-fachen Gaspreis zu erkennen. In diesem Bereich nimmt der Deckungsanteil der KWK-Anlage zunehmend ab, bis er bei dem 1,74-fachen Gaspreis vollständig aus dem Wärmeversorgungssystem verdrängt und der Wärmepumpenbetrieb dominiert (0:100 %).

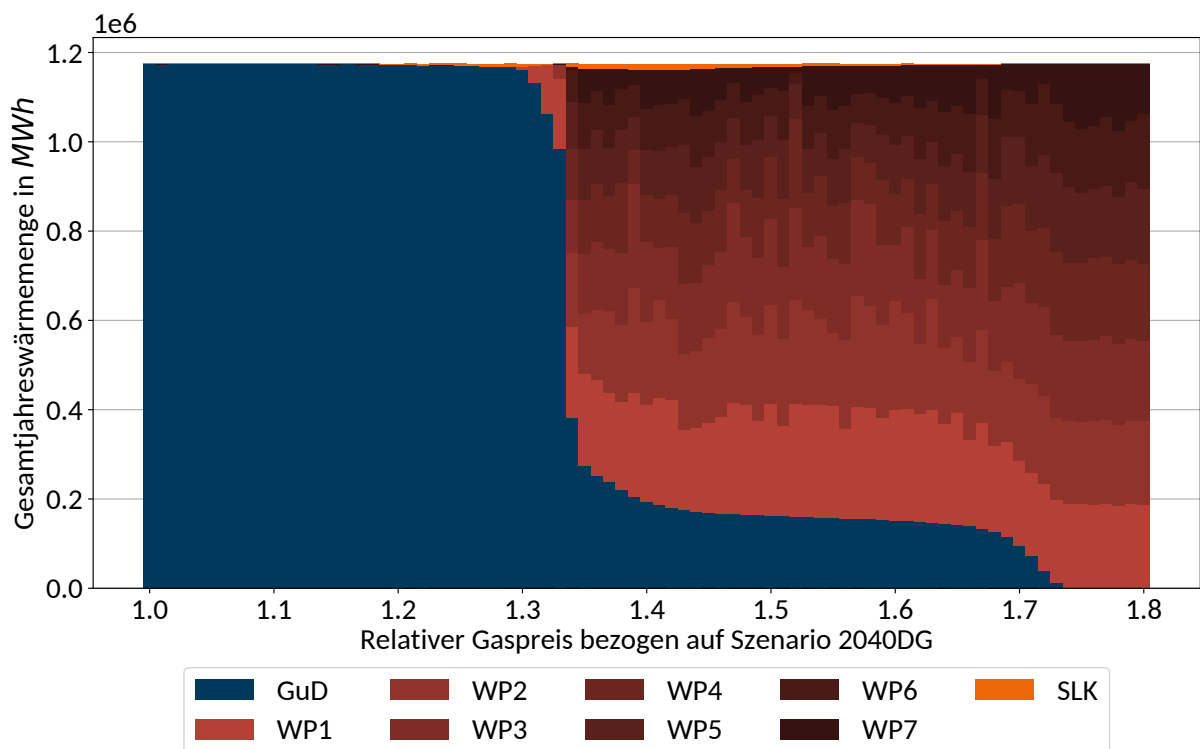


Abbildung 6.23: Die aus der Einsatzoptimierung resultierenden Gesamtjahreswärmemengen in Abhängigkeit des variierten Gaspreises der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Bestandsnetz in 2040DG

Zu der teils recht volatilen Zusammenstellung der einzelnen Wärmepumpendeckungsbeiträgen ist anzumerken, dass aufgrund ihrer linearen Investitionskostendegression sehr viele Kapazitätskonstellationen eine ähnlich wirtschaftlich attraktive Integration erlauben. Es handelt sich also um ein recht flaches Optimum der Auslegungs- und Einsatzoptimierung, was sich auch in hohen Simulationszeiten und größeren MIP-Gaps (vgl. Abbildung A.9 im Anhang) widerspiegelt. Somit sollten die einzelnen Kapazitäten der Wärmepumpe nicht als absolute Werte betrachtet werden, können aber in Summe übergeordnet als Wärmepumpeneinsatz interpretiert werden.

Abbildung 6.24 zeigt die aus den Auslegungsoptimierung resultierenden Kapazitäten in Abhängigkeit des variierten Gaspreises. Darin sind die zuvor beschriebenen Kippunkte erwartungsgemäß an den gleichen relativen Gaspreisen zu finden. Zudem sind die Verläufe der installierten Kapazitäten für die GuD-Anlagen und Wärmepumpen ähnlich zu denen Abbildung 6.23. Demgegenüber weisen die installierten Kapazitäten des Spitzenlastkessels deutliche Unterschiede auf. Diese sind im Vergleich zu den aus den Betrieb resultierenden Deckungsanteilen deutlich volatiler, was erneut auf unterschiedlich hohe MIP-Gaps und somit unterschiedliche Nähe zum tatsächlichen Optimum zurückzuführen ist. Die Kapazität der GuD-Anlage nimmt in dem von ihm dominierenden Preisintervall schneller ab als die entsprechenden Deckungsbeiträge. Im ersten

Kipppunkt zeigt sich, dass die Gesamtkapazität von GuD-Anlage und Wärmepumpen kurzfristig ansteigt, dann aber leicht abnimmt, bis die GuD-Anlage aus dem System gedrängt wird und die Wärmepumpen als dominierende Versorgungsanlage genutzt wird. In diesem Prozess steigen die Kapazitäten der Wärmepumpe nicht nur um den Betrag der GuD, sondern übersteigen die bisherige Gesamtkapazität um etwa 10 bis 15 %. Zugleich wird der Spitzenlastkessel zu großen Teilen verdrängt.

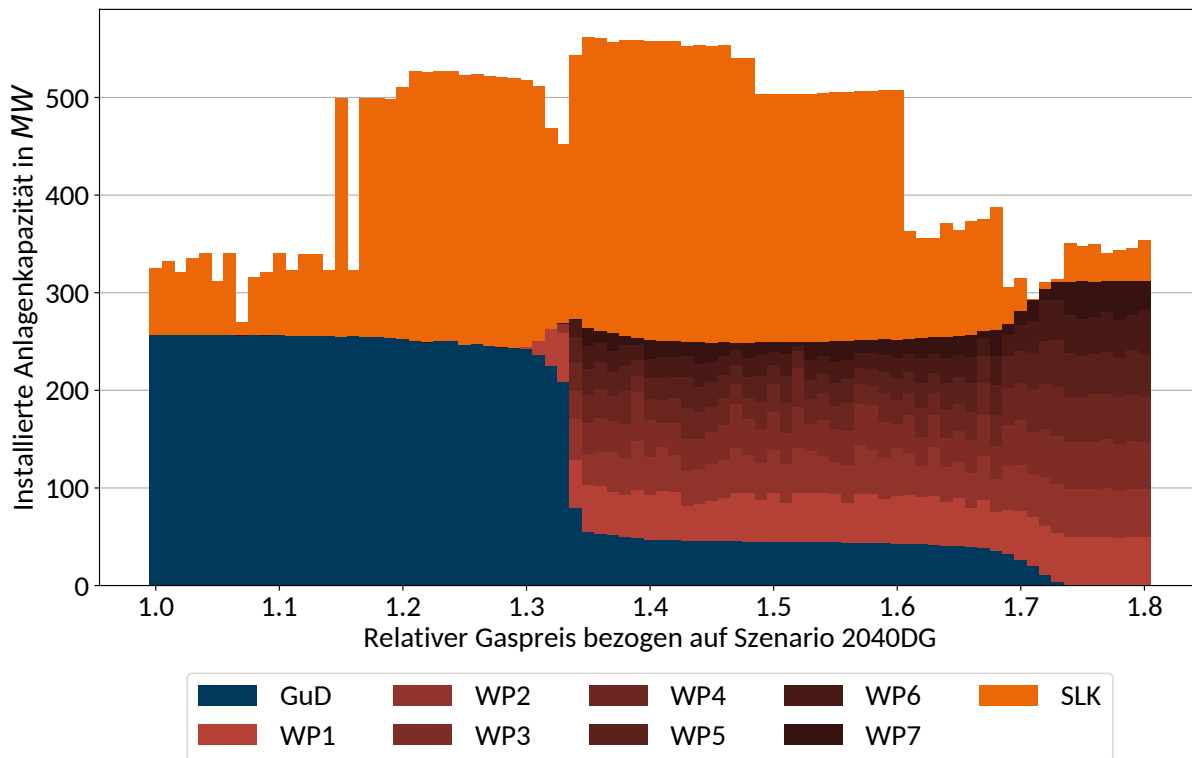


Abbildung 6.24: Die aus der Einsatzoptimierung resultierenden Kapazitäten in Abhängigkeit des variierten Gaspreises der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 für das Bestandsnetz in 2040DG

Um die Art und Weise der Integration der Wärmepumpen zu analysieren, sind in Abbildung 6.25 geordneten Jahresdauerlinien und monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für fünf signifikante Gaspreise dargestellt. Dabei handelt es sich um wichtige Konstellationen der Sensitivitätsanalyse, bei dem entscheidende Änderung hinsichtlich der Integration der Wärmepumpen abgebildet sind. Der zuvor beschriebene Grenzfall des monovalenten KWK-Betriebs ohne Wärmepumpen ist als Ausgangspunkt dieser Analyse zu bedenken.

Bei einem relativen Gaspreis von 1,33 ist die Konstellation direkt vor dem ersten Kipppunkt dargestellt. Dort ist zu erkennen, dass nur drei von sieben möglichen Wärmepumpen installiert werden und diese nur einen geringen Deckungsanteil ausmachen. Dabei ist die GuD-Anlage in Kombination mit dem Pufferspeicher die primäre Versorgungsanlage. Die Wärmepumpen erreichen Volllaststunden in der Größenordnung von ca. $3000 \frac{h}{a}$ und werden relativ gleichmäßig über das ganze Jahr eingesetzt. Das steht im Kontrast zu den historischen Ergebnissen, bei denen im Sommer ausschließlich die GuD-Anlage eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 6.1.2). Dieser Gegensatz lässt sich darauf zurückführen, dass in der historischen Betrachtung ein über das Jahr veränderlicher Gaspreis verwendet wird, welcher im Sommer sein Minimum annimmt (vgl.

Abbildung 5.2). Da für das Szenario 2040DG lediglich ein konstanter Gaspreis vorliegt, trägt dieser nicht zu einem saisonal unterschiedlichen Einsatz bei. Die hohen Strompreise werden in der Regel durch den Einsatz des Pufferspeichers vermieden, sind aber für die leicht unterschiedlichen Deckungsbeiträge der Wärmepumpe verantwortlich.

Ein deutlich anderes Bild ergibt sich bereits bei einem relativen Gaspreises von 1,34. Trotz des geringen Preisanstiegs verändert sich der Einsatz deutlich. In dieser Konstellation werden alle sieben Wärmepumpen in das Versorgungssystem integriert und übernehmen die Rolle der Leittechnologie. Neben der höheren Gesamtkapazität wird auch eine deutlich höhere Anzahl an Volllaststunden (ca. $4000 \frac{h}{a}$) erreicht, als bei der zuvor beschriebenen Konstellation. Entsprechend kleiner fällt die installierte Leistung der GuD-Anlage aus, wobei ihre Betriebszeit sogar steigt. Zudem wird sie zum ersten Mal zu einem signifikanten Anteil ihrer Betriebsstunden in Teillast eingesetzt. So bleibt sie trotz starker Verdrängung durch die Wärmepumpen noch jeden Monat im Einsatz. Gerade in den Sommermonaten ist durch die geringfügige Preiserhöhung aber nur noch ein minimaler Deckungsbeitrag der GuD-Anlage zu erkennen. Der thermische Speicher hat ähnlich viele Einsatzzeiten, wird aber in der Breite etwas intensiver genutzt. Im Januar und Februar wird der SLK kurz, aber sichtbar eingesetzt.

Der relativen Gaspreis von 1,44 beschreibt das Plateau nach dem ersten und vor dem zweiten Kipppunkt, in dem das Verhältnis der Deckungsanteile trotz einer leichten Abnahme des KWK-Anteils im Wesentlichen bestehen bleibt. Dort ist zu erkennen, dass die Wärmelastdeckung noch deutlicher durch die Wärmepumpen dominiert werden. Entsprechend sind in dieser Konstellation die Kapazitäten der Wärmepumpen in Summe größer, wobei keine Wärmepumpen voll ausgebaut wird. Die Stufung bildet anscheinend die auftretenden Wärmelasten ab, weil der Betrieb der KWK-Anlage oft unattraktiv ist. Die Kapazität der GuD-Anlage ist dementsprechend deutlich kleiner als zuvor. Alle Wärmepumpen erreichen Volllaststunden in der Größenordnung etwas unter $5000 \frac{h}{a}$. In dieser Konstellation werden sie von April bis Oktober fast ausschließlich und in den restlichen Monaten zu ca. 80 % eingesetzt. Wie bei den zwei Konstellationen zuvor wird der Pufferspeicher ähnlich eingesetzt. Auch in dieser Preiskonstellation findet der SLK geringfügige Nutzung.

Im Fall des relativen Gaspreises von 1,71 wird die Konstellation des zweiten Kipppunktes beschrieben. Dort ist zu erkennen, dass die GuD-Anlage fast vollständig aus dem Versorgungssystem verdrängt ist. Die Wärmepumpenkapazitäten sind erneut größer als in der Konstellation zuvor. Dafür werden diese weniger häufig eingesetzt und erreichen mit 3800 bis $4200 \frac{h}{a}$ unterschiedlich hohe Volllaststunden. Dies erfolgt mit einer deutlich intensiveren Nutzung des Pufferspeichers, welcher zunehmend weniger für den wirtschaftlichen Betrieb der GuD verwendet wird. Dass die letzten Deckungsbeiträge der KWK-Anlage im Plateau in den Wintermonaten erzielt werden, liegt an den dort überdurchschnittlichen Strompreisen (vgl. Abbildung 5.3). Die dort lange immer noch recht profitable Stromvermarktung droht bei dem 1,71-fachen Gaspreis nun nicht länger zu genügen, um die hohen Investitionskosten der GuD-Anlage zu rechtfertigen.

Die letzte Konstellation wird bei einem relativen Gaspreis von 1,74 präsentiert. Dort ist die GuD-Anlage komplett aus dem Versorgungssystem verdrängt und die Wärmepumpen decken die vollständige Last. Ihre Kapazitäten entsprechen in Summe ca. $310 MW$ und werden damit nahezu maximal ausgebaut. Gegenüber der zuvor beschriebenen Konstellation reduzieren sich in diesem Fall die Volllaststunden aller Wärmepumpen noch einmal auf etwa $3800 \frac{h}{a}$. Der thermische Speicher wird folglich noch stärker zur Lastverschiebung eingesetzt, welcher ähnlich viele Betriebsstunden aufweist, aber stärker in den Übergangszeiten und im Winter eingesetzt.

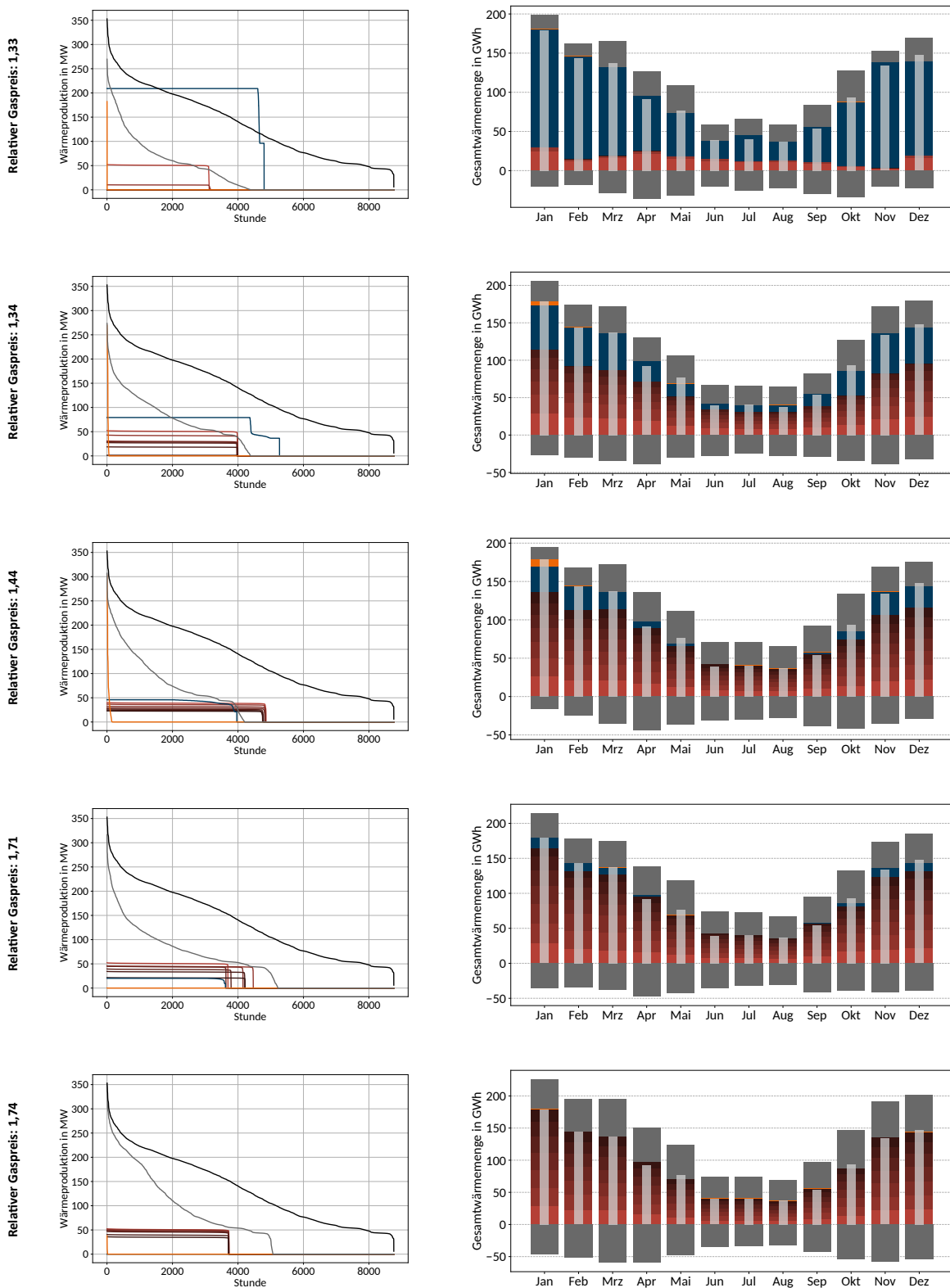


Abbildung 6.25: Geordnete Jahresdauerlinien und monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für fünf verschiedene Gaspreise mit der parallelen Kompression mit offenem Economizer mit R717 im Bestandsnetz in 2040DG

Nach dem Anlagenbetrieb wird ein kurzer Blick auf die spezifischen Wärmegegestehungskosten verschiedener Gaspreiskonstellationen geworfen, welche in Tabelle 6.15 in 20 % Schritten aufgelistet sind. Dem ist zu entnehmen, dass die Wärmegegestehungskosten zunächst stark ansteigen, danach lediglich einen geringen Anstieg aufweisen und schließlich leicht absinken. Die anfänglich starke Zunahme an Kosten ist auf die hohe Abhängigkeit der dominierenden konventionellen KWK-Anlage von Erdgas zurückzuführen. Weil die KWK-Technologie hier einen hohen Anteil an der Wärmebedarfsdeckung hat, beeinflusst steigender Gaspreis die Wärmegegestehungskosten erheblich, wenn wie hier keine Auswirkung auf die Stromerlöse unterstellt wird. Nach dem primären Kippunkt macht das GuD jedoch nur noch einen geringeren Deckungsanteil aus. Daher zieht zum Beispiel die Preissteigerung vom 1,40- zum 1,60-fachen Gaspreis nur eine Kostensteigerung nach sich, die etwa einem Zehntel des Kostenanstiegs bei der ersten Steigerung um 20 % entspricht.

Tabelle 6.15: Spezifische Wärmegegestehungskosten verschiedener relativer Gaspreise im Szenario 2040DG

Rel. Gaspreis	$LCOH$ in $\frac{\text{€}}{MWh}$
1,00	34,42
1,20	60,83
1,40	61,04
1,60	63,99
1,80	60,57

Die Minderung der Wärmegegestehungskosten im letzten Intervall ist insofern verwunderlich, als eine Gaspreissteigerung bei optimiertem Anlageneinsatz keine Kostensenkung ermöglichen sollte. Diese Anomalie ist auf eine methodische Schwäche der Modellierung der Anlagenkosten, insbesondere der fixen Betriebskosten, innerhalb dieser Arbeit zurückzuführen. Die fixen Betriebskosten konnten nicht gleichermaßen für alle Anlagen in die Optimierung übernommen werden. Sie mussten somit ausgelassen und erst in der nachgelagerten Berechnung der $LCOH$ hinzugenommen werden. Da das Gas- und Dampfkraftwerk entsprechend der Anlagenkomplexität deutlich höhere fixe Betriebskosten verursacht, konnten durch dessen Verdrängung Kosten reduziert werden, die nicht Teil der Auslegungs- und Einsatzoptimierung sind und sich folglich nicht auf die Lösung des Optimierungsproblems auswirken können.

Bei der Bewertung der ökonomischen Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse ist jedoch zu bedenken, dass diese maßgeblich durch die Entscheidung geprägt sind, beispielhaft den Gaspreis zu erhöhen, ohne dass dadurch der Strompreis beeinflusst wird. Ein anderer Ansatz, das Verhältnis dieser Größen zu variieren, wäre den Strompreis bei unverändertem Gaspreis zu mindern. Wie bereits an anderer Stelle beschrieben, wäre durch letztere Strategie ein ähnlicher Verlauf der Installation und des Einsatzes von Wärmepumpen an Stelle des GuD zu erwarten, da sich dies im Wesentlichen durch die Relation von Gas- und Strompreis ergibt. Die Strompreissenkung würde jedoch zu einer Minderung der Wärmegegestehungskosten führen, anstatt sie zu erhöhen. Entsprechend sind diese Werte nicht in ihrer absoluten Höhe zu interpretieren, sondern vielmehr qualitativ zu betrachten. Die konzeptionelle Entscheidung, den Gaspreis zu erhöhen, wurde getroffen, da im Zuge der Transformation des Gesamtenergiesystems bei Wechsel auf beispielsweise synthetische Brennstoffe eher mit einer Gaspreissteigerung zu rechnen ist, als einer signifikanten Senkung der Kosten für Elektrizität. Auch der oben angestellte Vergleich zwischen Bestandsnetz und 4GDH Netz wird wesentlich vom stark unterschiedlichen Gaspreis bei gleichen Strompreisen bestimmt.

Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass die Rahmenbedingungen einen erheblichen Einfluss auf die Integration von Wärmepumpen und ihrer konkurrierenden Wärmeversorgungsanlagen haben. Ein zentrales Ergebnis ist dabei die Existenz diskreter Kippunkte, die von einer stabilen Konstellation von Versorgungsanlagen zu einer deutlich anderen innerhalb einer geringen Veränderung der Preiskonstellation umschlägt. Wie die Ergebnisse der historischen Untersuchung nahelegen, resultiert dieser deutliche Einschnitt aber zumindest teilweise auf der Tatsache, dass im Zukunftsszenario von einem konstanten Gaspreis ausgegangen wird. Die monatlichen Preise für das Jahr 2019 erzeugen analog jeden Monat gewisse Kippunkte, die zum Beispiel eine Integration der Wärmepumpen in den Sommermonaten verhindert. Ebenfalls von Interesse ist die Betriebsstrategie des thermischen Speichers, welcher zunächst zur Stromerlösmaximierung durch die GuD-Anlage und später zur Einsparung von Antriebsenergie der Wärmepumpen und Vermeidung ihrer Teillast genutzt wird.

Ein weiteres zentrales Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ist, dass fossilbefeuerte KWK-Anlagen solange robust gegen ihre vollständige Verdrängung sind, wie genügend Stunden des Jahres hohe Stromerlöse erzielt werden können. So muss der Gaspreis in diesem Anwendungsfall nach dem ersten Kippunkt noch einmal um etwa 31 % erhöht werden, bis diese ökonomische Nische getilgt wurde.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass die energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen als einer, wenn nicht sogar der zentrale Einflussfaktor für die gelungene Integration von Wärmepumpen in Wärmeversorgungssystemen identifiziert werden konnte. Dabei ist insbesondere das Verhältnis ihrer im Betrieb hervorgerufenen Kosten zu denen der konkurrierenden Anlagen hervorzuheben. Politische Instrumente, wie die Bepreisung von Emissionen können dort ansetzen. Für eine vollständige Dekarbonisierung ist jedoch eine Entkopplung der bisher stark voneinander abhängigen Elektrizitäts- und Erdgaspreise nötig.

7 Fazit

Im Nachfolgenden werden zunächst die zentralen Ergebnisse zusammengefasst und eingeordnet. Daraufhin wird ihr Zustandekommen diskutiert und Limitationen werden benannt. Abschließend wird ein Ausblick für mögliche Verbesserungen und Anknüpfungspunkte eröffnet.

7.1 Schlussfolgerung

Mithilfe der komponentenbasierten Prozesssimulation konnte ein breites Spektrum verschiedener Wärmepumpen modelliert und hinsichtlich ihrer Effizienz und Investitionskosten charakterisiert werden. Basierend darauf wurden im Sinne einer Vorauswahl drei repräsentative Setups anhand der Integration ins Wärmeversorgungssystem näher untersucht und einander gegenüber gestellt. Diese Untersuchung ergab, dass unter historischen Rahmenbedingungen mit BEW-Förderung und Wegfall der EEG-Umlage die Investitionskosten der Wärmepumpen eine gewichtigere Rolle für den Grad der Integration in das Wärmeversorgungssystem einnehmen, als ihre Effizienz. Das gilt jedoch nur solange, wie die Leistungszahl *COP* den Anforderungen der BEW-Betriebskostenförderung entspricht. Folglich ist die Förderung ein notwendiges Instrument, um Wärmepumpen in aktuelle Wärmeversorgungssysteme zu integrieren.

Die Untersuchung verschiedener Einbindungsoptionen hat ergeben, dass sich unter diesen Randbedingungen alle Wärmeversorgungssysteme für die Integration von Wärmepumpen eignen. Dabei können sie die höchsten Deckungsanteile erzielen, wenn sie in einem progressiveren Wärmenetz der vierten Generation und nicht in Konkurrenz mit einer fossilgefeuerten KWK-Anlage stehen. In den konventionell geprägten Systemen des Bestands- und Subnetzes bleibt das Gas- und Dampfkraftwerk aufgrund der niedrigen Erdgaspreise und hohen Stromerlöse höchst profitabel und damit die dominierende Versorgungsanlage. Da Wärmepumpen und KWK-Anlagen jeweils gegenteilig auf Strompreissignale reagieren, kann sich jedoch eine synergetische Betriebsstrategie ergeben, bei denen erstere bei niedrigen und letztere bei hohen Strompreisen eingesetzt werden.

Durch die gesamte Analyse hinweg haben sich jedoch die energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen als zentraler Einfluss für eine gelungene Integration der Wärmepumpen herausgestellt. So hat der Wegfall der bereits hervorgehobenen BEW-Betriebskostenförderung der Wärmepumpen, selbst bei gleichzeitiger Verteuerung fossiler Brennstoffe dafür gesorgt, dass unter den Rahmenbedingungen des Szenarios 2040DG keine Wärmepumpen in die konventionellen Versorgungssysteme installiert wurden. Ohne die Förderung fallen die Leistungszahl und die Brennstoffkosten für die konkurrierenden KWK-Systeme stärker ins Gewicht, weshalb sich lediglich im 4GDH System Wärmepumpen weiterhin gegen das hochpreisige Biogas-BHKW durchsetzen konnte. Anhand einer Sensitivitätsanalyse über den Gaspreis konnten für das Bestandsnetz Kippunkte identifiziert werden, bei denen die GuD-Anlage nicht länger als Hauptversorger eingesetzt wird. Dabei handelt es sich um einen nahezu diskreten Punkt, bei dem eine nur geringfügige Preiserhöhung eine drastische Umstellung der Versorgungsstruktur nach sich zieht. Die Lage und Ausprägung des Kippunktes sind dabei von den Energiebezugskosten und deren Volatilität abhängig. Darüber hinaus hat die Sensitivitätsanalyse gezeigt, dass sich KWK-Anlagen

selbst bei einem hohem Integrationsgrad erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung bei hohen Strompreisen weiterhin rentieren können und erst bei starker Gaspreiserhöhung vollständig aus der Versorgung ausscheiden. Folglich ist eine Entkopplung von Gas- und Strompreis ein zentraler Faktor für die Durchsetzung von Wärmepumpen in der Anlagenkonkurrenz.

7.2 Diskussion der Ergebnisse

Mit der vorliegenden Studie konnten entlang der Forschungsfragen die zentralen Dimensionen der Integration von Hochtemperaturwärmepumpen beschrieben und untersucht werden. Die gewählte Methodik eignet sich folglich grundsätzlich für die kritische Analyse der Wärmepumpentechnologie, ihrer Einbindungsoptionen sowie den umgebenen energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen. Unter Zuhilfenahme der komponentenbasierten Prozesssimulation konnten verschiedenste technologische Konzepte abgebildet und nach techno-ökonomischen Kriterien beurteilt werden. So konnten nicht nur konkret geeignete Setups ermittelt, sondern darüber hinaus allgemeine Aussagen über die Gewichtung gewisser Eigenschaften für die erfolgreiche Integration getroffen werden. Die Einbindung in verschiedensten Wärmeversorgungssystemen wurde ermöglicht und förderliche Rahmenparameter sowie Hemmnisse konnten identifiziert werden.

Jedoch sind an dieser Stelle auch einige Annahmen sowie methodische Limitationen kritisch zu würdigen. So musste aufgrund der hohen Anzahl von Einflussfaktoren eine starke Beschränkung der zu untersuchenden Wärmepumpensetups erfolgen. Diese Setups wurden vor allem wegen ihrer Wirtschaftlichkeit ausgewählt, welche auf der stark mit Unsicherheiten belasteten Kostenkalkulation basiert. Die dort getroffenen Annahmen sowie die zugrundeliegenden Komponentenkostenfunktionen haben einen hohen Einfluss und würden bei leichten Abweichungen wahrscheinlich andere Setups in der Vordergrund geraten. Außerdem handelt es sich bei Großwärmepumpen aufgrund der geringen Marktdurchdrängung in aller Regel um Spezialanfertigungen, was die Abschätzung dieser Kosten stark erschwert.

Eine weitere Schwäche der Wärmepumpenmodellierung ist die aufgrund von Ermangelung an verfügbaren Daten nicht abbildbare Unterscheidung von Verdichterbauarten sowohl im Betriebsverhalten, als auch in der Kostenkalkulation. Weil der Verdichter ein wichtigstes Bauteil des Wärmepumpenkreises ist, gilt es diese Beschränkung bei der Beurteilung der Ergebnisse zu bedenken. Eine grundlegendere Limitation der Methodik ist die notwendige Linearisierung. Wie bereits in Kapitel 6.1.1 hervorgehoben, kann es dabei zu einer systematischen Bevor- oder Benachteiligung gewisser Anlagen oder Betriebsmodi kommen. Das ist darüber hinaus zum Beispiel auch bei der GuD-Anlage der Fall, wo nur ein festes Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion vorliegt und somit ein eher strom- oder wärmegeführter Betrieb nicht abgebildet werden kann. Grundsätzlich ist aber festzuhalten, dass sich der Betrieb der untersuchten Anlagen für die Linearisierung eignet. Die mithilfe der komponentenbasierten Prozesssimulation generierten Anlagencharakteristiken konnten wegen mangelnder Verfügbarkeit jedoch nicht mit realen Messdaten validiert werden.

Auch in der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung sind einige Vereinfachungen zu benennen. In Abschnitt 6.3 wurde bereits auf die unzulängliche Berücksichtigung von fixen Betriebskosten in der Optimierung hingewiesen, die zukünftig adressiert werden sollte. Außerdem konnten nicht alle Versorgungsanlagen mit Investkostendegressionen versehen werden, die Skaleneffekte von Investitionen adäquat berücksichtigen. Darüber hinaus wurden Mindestbetriebszeiten oder Wartungsintervalle und Stillstandszeiten der Anlagen vernachlässigt. Außerdem ist der teils unterschiedliche MIP-Gap bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse zu bedenken. Dabei ist

exemplarisch die Aufteilung der Wärmepumpenkapazität auf die einzelnen Anlagen hervorzuheben, welche deshalb nicht überinterpretiert werden sollte. Auch die für den ökonomischen Erfolg der KWK-Anlagen wichtige Stromsenke, welche unbegrenzt und bei inelastischen Preis Strom aufnehmen kann, ist unter realen Bedingungen (Netzengpässe und -stabilität, usw.) kritisch zu betrachten.

Die Analyse der Rahmenbedingungen stellt aufgrund der hohen Komplexität sowie Volatilität eine enorme Aufgabe dar. Da eine multivariate Untersuchung aller Einflussgrößen den Umfang der Studie übersteigen würde, musste sich die Untersuchung auf eine zentrale Größe in Form des Gaspreises beschränken. Dementsprechend sind die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse auch nur für die Rahmenbedingungen des gewählten Szenarios 2040DG gültig. Gleiches gilt auch für die historische Untersuchung, die stark durch die BEW-Förderung geprägt und somit nicht auf Anwendungsfälle ohne diese zu übertragen ist. Für eine robustere Aussage zur mittelfristigen Integration sollte außerdem auf eine fortlaufende Optimierung mit mehreren Stützjahren zurückgegriffen werden. In dieser Studie wurde bei der Kalkulation der Wärmegehaltungskosten folglich von einem konstanten Betrieb über 20 Jahre ausgegangen, was absehbar nicht der Realität entspricht. Insgesamt sollten die errechneten Wärmegehaltungskosten nicht als tatsächlicher Fernwärmepreis interpretiert werden, da Kosten für Wärmenetz, Personal, Verwaltung und vieles mehr nicht berücksichtigt werden konnten.

7.3 Ausblick

Die dargestellten Ergebnisse sowie ihre Diskussion bieten einige Ausgangspunkte für tiefergehende Analysen. So könnten beispielsweise eine Reihe weiterer Wärmepumpensetups untersucht oder mehrere verschiedene in einem System gegenübergestellt werden. Auch sind noch eine Reihe weitere Schaltungstopologien und -kombinationen denkbar, die in die Vorauswahl eingehen könnten. Das trifft auch auf einige Kältemittel zu, sollten ihre Stoffdaten in entsprechenden Datenbanken verfügbar werden. Insbesondere die technologiespezifische Abbildung der Verdichtertypen wäre außerdem ein wichtiger Beitrag dazu die dargestellte Methodik für den Einsatz in der realen Wärmepumpenplanung attraktiv zu gestalten. Auch ein breites Spektrum an Wärmequellen sowie die Nutzung industrieller Abwärme stellen interessante Anknüpfungspunkte für die weitere Analyse dar. Auch andere Einbindungsoptionen sind an dieser Stelle denkbar.

Neben diesen inhaltlichen Erweiterungsmöglichkeiten könnten außerdem einige methodische Verbesserungen vorgenommen werden. Zum Beispiel würde sich ein mehrperiodischer Auslegungs- und Einsatzoptimierungsansatz besser für die Investitionsentscheidung eignen, da anhand mehrerer Stützjahre auch der beste Investitionszeitpunkt ermittelt werden könnte. Bei einer solchen Herangehensweise ließen sich Strategien ableiten, wann in welcher Höhe neue Kapazitäten installiert werden sollten. So würde der Anlagenbetrieb über ihrer Lebensdauer realitätsnäher abgebildet und auch Kenngrößen wie die Wärmegehaltungskosten könnte größeres Vertrauen zugesprochen werden.

Da die Bewertung der Systemdienlichkeit anhand der Emissionsberechnung nur Teil des Postprocessings war, blieb diese Zielgröße eher ein Nebenprodukt der Optimierung. Die Gesamtemissionen könnten aber in einer Mehrzieloptimierung Teil der Zielfunktion und ihre Reduktion somit stärker forciert werden. Mithilfe Methoden zur Untersuchung der Nähe des Optimums könnte auch in monokriteriellen Optimierungen Konstellationen ermittelt werden, die unter gewissen ökonomischen Kompromissen ihre Systemdienlichkeit deutlich erhöhen können.

Schließlich ließe sich auch die Untersuchung des Einflusses der Rahmenbedingungen erweitern. Die Sensitivitätsanalyse könnte in ihrem Umfang deutlich erhöht oder eine Monte Carlo Simulation über die Rahmenparameter durchgeführt werden, um bessere Aussagen über die Wahrscheinlichkeit der Ergebnisse treffen zu können. Dabei sollte der wechselseitige Einfluss von beispielsweise dem Gas- und Strompreis berücksichtigt werden, um die reale Marktsituation korrekt abbilden zu können. Im dem Sinne könnte auch die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung und damit resultierende Verdrängungsmechanismen modelliert werden. Somit könnten belastbarere Aussagen über die Systemdienlichkeit und im Netz vermiedenen Emissionen getroffen werden.

Literaturverzeichnis

- [1] DIN 5034-2:1985-02, Tageslicht in Innenräumen; Grundlagen. doi:10.31030/1114021.
- [2] Solar keymark datenbank. Zertifizierungsprogramm von Solarthermiekollektoren. URL: <http://www.solarkeymark.nl/DBF/>.
- [3] Vdi-wärmeatlas, 2013. doi:10.1007/978-3-642-19981-3.
- [4] Erneuerbare-Energien-Gesetz – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, 2014. Stand 29.08.2016. URL: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2014_160829.pdf.
- [5] Kwkg - kraft-wärme-kopplungsgesetz - 2016, 2015.
- [6] Tyndp 2018 scenario report. Technical report, Entso-E 2018, 2018. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf.
- [7] K.-M. Adamson, T. G. Walmsley, J. K. Carson, Q. Chen, F. Schlosser, L. Kong, and D. J. Cleland. High-temperature and transcritical heat pump cycles and advancements: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167:112798, Oct. 2022. doi:10.1016/j.rser.2022.112798.
- [8] AG Energiebilanzen e.V. Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2021 (in TWh) Deutschland insgesamt, 2022. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>.
- [9] Agora Energiewende. Agorameter: German net power generation, consumption and commercial exports 2019. Stand: 04.07.2017.
- [10] Agora Energiewende. Power-to-heat zur integration von ansonsten abgeregeltem strom aus erneuerbaren energien, June 2014. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf.
- [11] Agora Energiewende. Agorameter – Dokumentation (Version 10), 2020. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/agorameter-dokumentation/>.
- [12] F. Ahrendts, B. Drechsler, J. Hendricks, J. Küpper, S. Lang, T. Peil, D. Scholz, E. Timofeeva, M. Utri, L. Weidinger, A. Kraus, U. Weiß, and S. Müller. Roll-out von großwärmepumpen in deutschland. 2023. doi:10.24406/PUBLICA-1440.
- [13] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. ASHRAE Standard 34-2019, 2019.
- [14] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e.V. Fernwärme-preisübersicht (stich-tag: 01.10.2020), 2020. Abgerufen: 12.03.2024. URL: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/wirtschaft-und-markt/markt-preise/preisanpassung>.

- [15] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e.V. Praxisleitfaden Großwärmepumpen (1. Auflage), 2020.
- [16] C. Arpagaus et al. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy*, 2018. doi:10.1016/j.energy.2018.03.166.
- [17] BAFA. Informationsblatt co2-faktoren, 2021. Abgerufen: 12.03.2024. URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.html.
- [18] A. Bejan, G. Tsatsaronis, and M. J. Moran. *Thermal design and optimization*. A @Wiley-Interscience publication. Wiley, New York [u.a.], 1996. Literaturangaben.
- [19] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort. Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2014. doi:10.1021/ie4033999.
- [20] M. Brandt. Untersuchung zum einatz von solerthermie in multivalenten wärmeversorgungsnetzen. Master's thesis, Hochschule Flensburg, 2019. (unveröffentlicht).
- [21] S. Buffa, M. Cozzini, M. D'Antoni, M. Baratieri, and R. Fedrizzi. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104:504 – 522, 2019. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608>, doi:10.1016/j.rser.2018.12.059.
- [22] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Messnetz MARNET, 2023. URL: https://www.bsh.de/DE/DATEN/Klima-und-Meer/Meeresumweltmessnetz/messnetz-marnet_node.html.
- [23] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Zulassung von wärme- und kältespeichern, 2011.
- [24] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Bundesförderung für effiziente wärmenetze - technische anforderungen der module 1 bis 4. Berlin, 2023. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html.
- [25] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Bundesförderung für effiziente wärmenetze (bew) - modul 2: Antragstellung und verwendungsnachweise. Berlin, 2023. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html.
- [26] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Bundesförderung für effiziente wärmenetze (bew) - modul 3: Antragstellung und verwendungsnachweis. Berlin, 2023. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html.
- [27] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Bundesförderung für effiziente wärmenetze (bew) modul 4: Antragstellung. Berlin, 2023. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html.
- [28] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. Gesetz über den handel mit berechtigungen zur emission von treibhausgasen, 2011.

- [29] Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2016, 2016. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [30] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021, Jan. 2021. URL: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_28012021.pdf.
- [31] D. Connolly, B. Mathiesen, P. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, H. Lund, U. Persson, S. Werner, J. Grözinger, T. Boermans, M. Bosquet, and D. Trier. *Heat Roadmap Europe 2: Second Pre-Study for the EU27*. Department of Development and Planning, Aalborg University, May 2013.
- [32] D. Connolly, B. V. Mathiesen, P. A. Østergaard, et al. Heat roadmap europe 2050 : First pre-study for the eu27. Technical report, 2012. Funding: The Danish Council for Strategic Research. URL: http://vbn.aau.dk/files/77244240/Heat_Roadmap_Europe_Pre_Study_1.pdf.
- [33] J. R. Couper, editor. *Chemical process equipment*. Butterworth-Heinemann, Place of publication not identified, 3. ed. edition, 2012. Includes bibliographical references and index. - Description based on image from publisher's Web site; (ScienceDirect; viewed on Sept. 17, 2012).
- [34] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union. Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, Oct. 2012. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=GA>.
- [35] A. David, B. V. Mathiesen, H. Averfalk, S. Werner, and H. Lund. Heat roadmap europe: Large-scale electric heat pumps in district heating systems. *Energies*, 10(4):578, Apr. 2017. doi:10.3390/en10040578.
- [36] Deutscher Wetterdienst. Climate Data Center – Hourly Climate Observations Germany. Abgerufen: 06.11.2023. URL: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/.
- [37] Deutscher Wetterdienst. Regenerative Energien - Globalstrahlung: Summe aus direkter und diffuser Sonnenstrahlung. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/solarenergie.html>.
- [38] DIN e.V. DIN EN 378-1:2021-06: Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen, 2021. doi:10.31030/3252783.
- [39] E. Dunkelberg, A. Deisböck, B. Herrmann, B. Hirschl, T. Mitzinger, J. Röder, S. Salecki, P. Thier, and T. Wassermann. Fernwärme klimaneutral transformieren: Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel Berlin Nord-Neukölln. *Berlin*, 2020.
- [40] Energinet.dk. Technology Data for Energy storage, 2018. URL: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>.
- [41] Energinet.dk - Danish Energy Agency. Technology Data – Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2016 (Update April 2020). URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf.

- [42] ENTSO-E. Transparency platform, 2022. [Zuletzt aufgerufen: 09.11.2022]. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [43] European Energy Exchange (EEX). Egix erdgaspreisindex der pegas, 2010 - 2020. URL: <https://www.hansewerk-natur.com/de/service/downloads/preisindizes.html>.
- [44] European Union-Copernicus Marine Service. Global ocean ostia sea surface temperature and sea ice analysis, 2015. doi:10.48670/MOI-00165.
- [45] J. Freißmann, M. Fritz, and I. Tuschy. Solarthermisch gestützte Nah- und Fernwärmeverorgung als Baustein der sektorgekoppelten Wärmewende in Schleswig-Holstein (SolWW-SH). *Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH)*, 2022.
- [46] J. Freißmann. Modellierung von Wärmepumpen in gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblemen – Masterprojektarbeit. (*unveröffentlicht*), 2020.
- [47] J. Freißmann, M. Fritz, and I. Tuschy. Modellierung von hochtemperaturwärmepumpen in der integrierten simulation von multivalenten wärmeverorgungssystemen. Technical report, 2023. doi:10.48547/202310-024.
- [48] J. Freißmann, M. Fritz, I. Tuschy, and Stadtwerke Flensburg GmbH. Network data of the district heating system for the city of flensburg from 2017-2019, 2024. doi:10.5281/zenodo.10508280.
- [49] M. Fritz and J. Freißmann. maltefritz/htwp: Initial release, 2024. doi:10.5281/zenodo.10869215.
- [50] C. R. Harris, K. J. Millman, S. J. van der Walt, R. Gommers, P. Virtanen, D. Cournapeau, E. Wieser, J. Taylor, S. Berg, N. J. Smith, R. Kern, M. Picus, S. Hoyer, M. H. van Kerkwijk, M. Brett, A. Haldane, J. F. del Río, M. Wiebe, P. Peterson, P. Gérard-Marchant, K. Sheppard, T. Reddy, W. Weckesser, H. Abbasi, C. Gohlke, and T. E. Oliphant. Array programming with numpy. *Nature*, 585(7825):357–362, Sept. 2020. doi:10.1038/s41586-020-2649-2.
- [51] W. E. Hart, C. D. Laird, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, and G. A. Hackebeit. *Pyomo – Optimization Modeling in Python*, volume 67. Springer-Verlag GmbH, 2017. URL: https://www.ebook.de/de/product/33462170/william_e_hart_carl_d_laird_jean_paul_watson_david_l_woodruff_gabriel_a_hackebeit_pyomo_optimization_modeling_in_python.html.
- [52] M. Hellwig. *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. PhD thesis, Technische Universität München, 2003. URL: <https://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss2003100715846>.
- [53] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann. The open energy modelling framework (oemof) - a new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews*, 22:16–25, nov 2018. doi:10.1016/j.esr.2018.07.001.
- [54] S. Hilpert, M. Söthe, and C. Wingenbach. ANGUSII Scenarios: German Energy System 2030. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3346905>.
- [55] J. K. Jensen, T. Ommen, W. B. Markussen, L. Reinholdt, and B. Elmegaard. Technical and economic working domains of industrial heat pumps: Part 2 – ammonia-water hybrid absorption-compression heat pumps. *International Journal of Refrigeration*, 55:183–200, July 2015. doi:10.1016/j.ijrefrig.2015.02.011.

- [56] M. Jesper, F. Schlosser, F. Pag, et al. Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 2021. doi:10.1016/j.rser.2020.110646.
- [57] K. Juhrich. *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Umweltbundesamt, 2016.
- [58] K.-H. Grote and J. Feldhusen (Hrsg.). *Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau*. Springer Berlin Heidelberg, 2014. doi:10.1007/978-3-642-38891-0.
- [59] C. Kaldemayer, C. Boysen, and I. Tuschy. Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung 2020. Mai 2019.
- [60] S. Kolb. *Szenarien für die Integration erneuerbarer Gase in den deutschen Gasmarkt bis 2050: Eine modellgestützte Analyse*. PhD thesis, Der Technischen Fakultät der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 2022.
- [61] P. Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 3. Aufl. edition, 2013.
- [62] G. Kosmadakis, C. Arpagaus, P. Neofytou, and S. Bertsch. Techno-economic analysis of high-temperature heat pumps with low-global warming potential refrigerants for upgrading waste heat up to 150 °C. *Energy Conversion and Management*, 226:113488, Dec. 2020. doi:10.1016/j.enconman.2020.113488.
- [63] G. Kosmadakis and P. Neofytou. Reversible high-temperature heat pump/orc for waste heat recovery in various ships: A techno-economic assessment. *Energy*, 256:124634, Oct. 2022. doi:10.1016/j.energy.2022.124634.
- [64] U. Krien, P. Schönfeldt, J. Launer, S. Hilpert, C. Kaldemeyer, and G. Pleßmann. oemof.solph—a model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems. *Software Impacts*, 6:100028, Nov. 2020. doi:10.1016/j.simpa.2020.100028.
- [65] S. Lemmens. Cost engineering techniques and their applicability for cost estimation of organic rankine cycle systems. *Energies*, 9(7):485, June 2016. doi:10.3390/en9070485.
- [66] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, and B. V. Mathiesen. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68:1 – 11, 2014. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369>, doi:10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [67] Z. Ma, A. Knotzer, J. D. Billanes, and B. N. Jørgensen. A literature review of energy flexibility in district heating with a survey of the stakeholders' participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 123:109750, May 2020. doi:10.1016/j.rser.2020.109750.
- [68] T. Ommen, J. K. Jensen, W. B. Markussen, L. Reinholdt, and B. Elmegaard. Technical and economic working domains of industrial heat pumps: Part 1 – single stage vapour compression heat pumps. *International Journal of Refrigeration*, 55:168–182, July 2015. doi:10.1016/j.ijrefrig.2015.02.012.
- [69] T. Ommen, W. B. Markussen, and B. Elmegaard. Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. *Energy*, 74:109 – 118, 2014. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214004368>, doi:10.1016/j.energy.2014.04.023.

- [70] S. Paardekooper, R. Lund, B. Mathiesen, et al. *Heat Roadmap Germany: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*. Oct. 2018.
- [71] M. Pehnt, M. Nast, C. Götz, S. Blömer, A. Barckhausen, D. Schröder, R. Miljes, C. Pottbäcker, H. Breier, C. Nabe, S. Lindner, and B. Dannemann. *Wärmenetzsysteme 4.0: Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme: Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen*. 2017. URL: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>.
- [72] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, M, 2015.
- [73] K. Schumacher. Kostenoptimierte Modellierung einer dekarbonisierten Fernwärmeversorgung für die Stadt Flensburg. Master's thesis, Europa-Universität Flensburg, 2023.
- [74] R. Smith. *Chemical process design and integration*. Wiley, Chichester, West Sussex [u.a.], 2005. Includes bibliographical references and index. - Previous ed.: New York; London: McGraw-Hill, 1995.
- [75] Solar District Heating. Plant Database. URL: <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>.
- [76] SPF Institut für Solartechnik. *Solar Keymark Certificate – Arcon-Sunmark A/S HT-SolarBoost 35/10*, Sept. 2018. URL: http://www.solarkeymark.nl/DBF/PDF_Downloads/DS_579.pdf.
- [77] Stadtwerke Flensburg GmbH. District heating network data for the city of flensburg from 2014 to 2016, 2019. doi:10.5281/zenodo.2553968.
- [78] Sønderborg Varme A/S. Network data of the district heating system for the city of sønderborg from 2016-2019, 2023. doi:10.5281/zenodo.7972964.
- [79] R. Turton. *Analysis, synthesis, and design of chemical processes*. Prentice Hall international series in the physical and chemical engineering sciences. Prentice Hall, Boston, fifth edition edition, 2018. Hier auch später erschienene, unveränderte Nachdrucke.
- [80] Umweltbundesamt. Trifluoressigsäure aus fluorierten Kältemitteln belastet Regenwasser. *Pressemitteilung*, 2021. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/trifluoressigsaeure-aus-fluorierten-kaeltemitteln>.
- [81] Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022. *CLIMATE CHANGE 20/2023*, 2023. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf.
- [82] United Nations Environment Programme. *Handbook for the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer (14. Edition)*. Ozone Secretariat, 2020. URL: <https://ozone.unep.org/sites/default/files/Handbooks/MP-Handbook-2020-English.pdf>.
- [83] P. Virtanen, , R. Gommers, T. E. Oliphant, M. Haberland, T. Reddy, D. Cournapeau, E. Burovski, P. Peterson, W. Weckesser, J. Bright, S. J. van der Walt, M. Brett, J. Wilson, K. J. Millman, N. Mayorov, A. R. J. Nelson, E. Jones, R. Kern, E. Larson, C. J. Carey, Í. Polat, Y. Feng, E. W. Moore, J. VanderPlas, D. Laxalde, J. Perktold, R. Cimrman, I. Henriksen, E. A. Quintero, C. R. Harris, A. M. Archibald, A. H. Ribeiro, F. Pedregosa,

- and P. van Mulbregt. SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in python. *Nature Methods*, 17(3):261–272, feb 2020. doi:10.1038/s41592-019-0686-2.
- [84] G. Weber. *Strömungs- und Kolbenmaschinen im Anlagenbau*. Springer Vieweg, 2019. doi:10.1007/978-3-658-24112-4.
- [85] M. Wirtz, L. Kivilip, P. Remmen, and D. Müller. 5th Generation District Heating: A novel design approach based on mathematical optimization. *Applied Energy*, 260:114158, feb 2020. doi:10.1016/j.apenergy.2019.114158.
- [86] F. Witte. Thermal Engineering Systems in Python, 2019. URL: <https://tespy.readthedocs.io/en/master/introduction.html>, doi:10.5281/zenodo.2555867.
- [87] Zoll online. Steuerentlastungstatbestand, 2021. Abgerufen: 14.04.2021. URL: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/Steuerentlastung/KWK-Anlagen/Vollstaendige-Steuerentlastung/Steuerentlastungstatbestand/steuerentlastungstatbestand_node.html.

A Anhang

A.1 Modellierung der Versorgungsanlagen

A.1.1 Mathematische Formulierung der Versorgungsanlagen

A.1.1.1 Parameter der Einsatzoptimierung

Betriebskostenterme

$$K_{wp}(t) = \Delta t \cdot P_{el,wp,i}(t) \cdot (k_{el} + k_{var,wp}) \quad (\text{A.1})$$

$$K_{gud}(t) = \Delta t \cdot \left(\dot{H}_{gud,i}(t) \cdot k_{gas} + \dot{Q}_{gud,i}(t) \cdot k_{var,gud} \right) \quad (\text{A.2})$$

$$K_{bhkw}(t) = \Delta t \cdot \left(\dot{H}_{bhkw,i}(t) \cdot k_{biogas} + \dot{Q}_{bhkw,i}(t) \cdot k_{var,bhkw} \right) \quad (\text{A.3})$$

$$K_{slk}(t) = \Delta t \cdot \left(\dot{H}_{slk,i}(t) \cdot k_{gas} + \dot{Q}_{slk,i}(t) \cdot k_{var,slk} \right) \quad (\text{A.4})$$

$$K_{sol}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{sol,i}(t) \cdot k_{var,sol} \quad (\text{A.5})$$

$$K_{k-tes}(t) = \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{k-tes,ein,i}(t) + \dot{Q}_{k-tes,aus,i}(t) \right) \cdot k_{var,sol} \quad (\text{A.6})$$

$$K_{s-tes}(t) = \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{s-tes,ein,i}(t) + \dot{Q}_{s-tes,aus,i}(t) \right) \cdot k_{var,sol} \quad (\text{A.7})$$

Erlösterme

$$E_{wp}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{wp,i} \cdot (e_{fw} + e_{bew-bonus}) \quad (\text{A.8})$$

$$E_{gud}(t) = \Delta t \cdot \left(P_{el,gud,i}(t) \cdot (e_{sm} + e_{kwk-bonus}) + \dot{Q}_{gud,i}(t) \cdot e_{fw} \right) \quad (\text{A.9})$$

$$E_{bhkw}(t) = \Delta t \cdot \left(P_{el,bhkw,i}(t) \cdot (e_{sm} + e_{kwk-bonus}) + \dot{Q}_{bhkw,i}(t) \cdot e_{fw} \right) \quad (\text{A.10})$$

$$E_{slk}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{slk,i}(t) \cdot e_{fw} \quad (\text{A.11})$$

$$E_{sol}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{wp,i} \cdot (e_{fw} + e_{bew-bonus}) \quad (\text{A.12})$$

$$E_{k-tes}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{k-tes,aus,i} \cdot e_{fw} \quad (\text{A.13})$$

$$E_{s-tes}(t) = \Delta t \cdot \dot{Q}_{s-tes,aus,i} \cdot e_{fw} \quad (\text{A.14})$$

A.1.1.2 Parameter der Auslegungsoptimierung

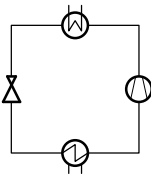
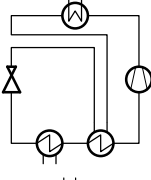
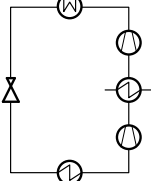
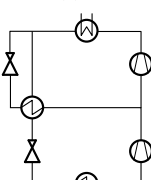
Tabelle A.1: Maximal mögliche Kapazitäten der Versorgungsanlagen in solph

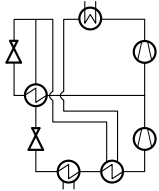
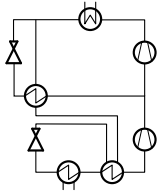
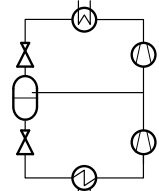
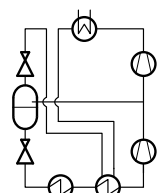
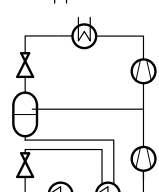
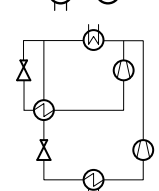
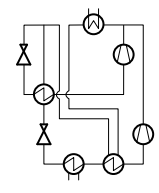
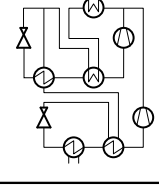
Parameter	Max. Kapazität
Wärmepumpe	50 MW
Gas- und Dampfkraftwerk	353 MW
Blockheizkraftwerk	102 MW
Spitzenlastkessel	353 MW
Solarthermie	∞
Saisonaler thermischer Energiespeicher	∞
Thermischer Kurzzeitspeicher	8472 MWh

A.1.2 Wärmepumpen

In diesem Kapitel werden der schematische Aufbau und die ausgewählte Auslegungsparameter der Modellsimulationen für TESP_y und solph dargestellt. Bei Bedarf sind die dazugehörigen Pythonskripte dem elektronischen Anhang zu entnehmen.

Tabelle A.2: Überblick der analysierten Wärmepumpentechnologien

Bezeichnung	Schaltbild	Prozessart	Einsatzbereich
Einfacher Kreis		subkritisch/ transkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Einfacher Kreis mit internen Wärmeübertrager		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Zweistufige Kompression mit Zwischenkühlung		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Geschlossener Economizer		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz

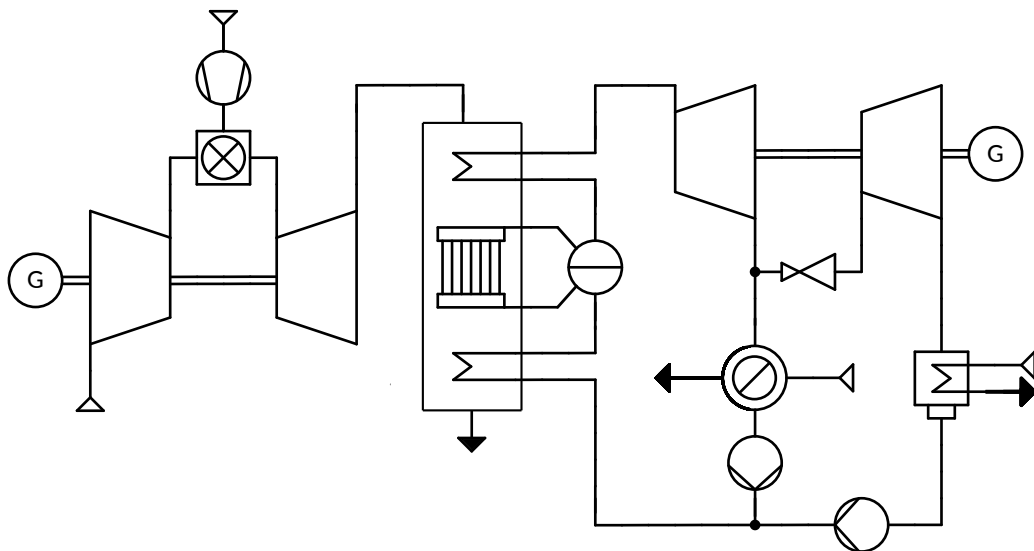
Bezeichnung	Schaltbild	Prozessart	Einsatzbereich
Geschlossener Economizer mit internen Wärmeübertrager A		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Geschlossener Economizer mit internen Wärmeübertrager B		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Offener Economizer		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Offener Economizer mit internen Wärmeübertrager A		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Offener Economizer mit internen Wärmeübertrager B		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Parallele Kompression mit geschlossenem Economizer		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Parallele Kompression mit geschlossenem Economizer mit internen Wärmeübertrager		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Parallele Kompression mit geschlossenem Economizer mit zwei internen Wärmeübertragern		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz

Bezeichnung	Schaltbild	Prozessart	Einsatzbereich
Parallele Kompression mit offenem Economizer		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Parallele Kompression mit offenem Economizer mit internen Wärmeübertrager		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Parallele Kompression mit offenem Economizer mit zwei internen Wärmeübertragern		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Flashtank		subkritisch	PN, SN, 4GDH Netz
Kaskadierter Kreis		subkritisch transkritisch	PN
Kaskadierter Kreis mit zwei internen Wärmeübertragern		subkritisch	PN

Tabelle A.3: Anlangenparameter der Wärmepumpen-Simulationen in TESP_y

Parameter	Wert	Einheit
Nennpunkt Temperatur Fernwärmenetz PN	90/50	°C
Nennpunkt Temperatur Fernwärmenetz SN	82/50	°C
Nennpunkt Temperatur Fernwärmenetz 4GDH	75/40	°C
Nennpunkt Betriebsdruck Fernwärmenetz	10	bar
Minimaler Teilmassenstrom	30	%
Isentropenwirkungsgrad (Kompressoren)	75	%
Isentropenwirkungsgrad (Pumpen)	80	%
Druckverhältnis über WÜT	98	%
Grädigkeiten WÜT	2	K

A.1.3 Gas- und Dampfkraftwerk

**Abbildung A.1:** Fließschema des GuD-Modells in TESP_y**Tabelle A.4:** Kennzahlen der GuD-Simulation in solph

Parameter	T_{VL}	Wert	Einheit
Max. Brennstoffnutzungsgrad	min.	79,87	%
Max. Stromausbeute	min.	52,42	%
Max. Wärmeausbeute	max.	27,45	%
Min. Brennstoffnutzungsgrad	max.	76,62	%
Min. Stromausbeute	max.	49,17	%
Min. Wärmeausbeute	min.	27,45	%

Tabelle A.5: Anlangenparameter der GuD-Simulation in TESPpy

Parameter	Wert	Einheit
Liefergrad	2,5	-
Temperatur Luftdruck & Brennstoff	20	°C
Luftdruck	1	bar
Nennpunkt Temperatur Fernwärmenetz	90/50	°C
Betirebsdruck Fernwärmenetz	10	bar
Minimale Teillast	30	%
Isentropenwirkungsgrad (Zuluftkompressor)	85	%
Isentropenwirkungsgrad (Brennstoffkompressor)	85	%
Isentropenwirkungsgrad (Gasturbine)	90	%
Isentropenwirkungsgrad (Dampfturbinen)	88	%
Isentropenwirkungsgrad (Pumpen)	80	%
Temperatur Kühlwasser	30/15	°C
Grädigkeit (Fernwärmekondensator)	5	°C
Grädigkeit (Kühlkondensator)	5	°C

A.1.4 Blockheizkraftwerk

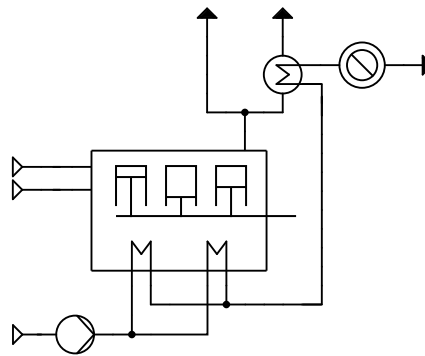


Abbildung A.2: Fließschema des BHKW-Modells in TESPpy

Tabelle A.6: Kennzahlen der BHKW-Simulation in solph

Parameter	T_{VL}	Wert	Einheit
Max. Brennstoffnutzungsgrad	min.	78,83	%
Max. Stromausbeute	min.	43,59	%
Max. Wärmeausbeute	max.	35,24	%
Min. Brennstoffnutzungsgrad	max.	78,74	%
Min. Stromausbeute	max.	43,50	%
Min. Wärmeausbeute	min.	35,24	%

Tabelle A.7: Anlagenparameter der BHKW-Simulation in TESPy

Parameter	Wert	Einheit
Liefergrad	1,0	-
Temperatur Luf & Brennstoff	20	°C
Luftdruck	1,05	bar
Nennpunkt Temperatur Fernwärmenetz	75/40	°C
Nennpunkt Betriebsdruck Fernwärmenetz	10	bar
Rauchgastemperatur	150	°C
Druckverhältnis über Motor	98	%
Druckverhältnis über WÜT	99	%

A.1.5 Spitzenlastkessel

Tabelle A.8: Parameter des erdgasbetriebenen Spitzenlastkessels in solph

Parameter	Wert	Einheit
Wirkungsgrad	95	%
Minimale relative Teillast	15	%

A.1.6 Solarthermie

Tabelle A.9: Standortparameter für die Umrechnung der solaren Einstrahlung (Flensburg)

Parameter	Wert	Einheit
Breitengrad	54,78	°N
Längengrad	9,43	°O
Kollektorneigungswinkel	37	°
Kollektorausrichtung (Süden)	0	°
Albedowert der Umgebung	0,2	-

Tabelle A.10: Kollektorparameter des Solarthermieflachkollektors HT-SolarBoost 35/10 der Firma Arcon/Sunmark A/C [2]

Parameter	Wert	Einheit
Optischer Kollektorwirkungsgrad	77,3	%
Lineare Wärmeverlustkonstante	2,27	$\frac{W}{m^2K}$
Quadratische Wärmeverlustkonstante	0,018	$\frac{W}{m^2K}$
Nennpunkt Vorlauftemperatur	75	°C
Nennpunkt Rücklauftemperatur	40	°C

A.1.7 Saisonaler Thermischer Energiespeicher

Tabelle A.11: Parameter des saisonalen thermischen Energiespeicher in solph

Parameter	Wert	Einheit
Maximalen Be- und Endladeleistungen ¹	101.4	MW
Relative Wärmeverluste	0,005	$\frac{\%}{h}$
Relative Initialspeicherstand	50	%
„Balanced“-Parameter	ja	-

A.1.8 Thermischer Kurzzeitspeicher

Tabelle A.12: Parameter des Puffersperichers in solph

Parameter	Wert	Einheit
Maximalen Be- und Endladeleistungen PN ¹	352.83	MW
Maximalen Be- und Endladeleistungen SN ¹	35.28	MW
Relative Wärmeverluste	0,005	$\frac{\%}{h}$
Relative Initialspeicherstand	0	%
„Balanced“-Parameter	ja	-

¹Die maximalen Be- und Endladeleistungen aller Speicher sind auf die im Versorgungssystem vorherrschende Engpassleistung begrenzt.

A.2 Investitions- und Betriebskosten

A.2.1 Investitionskosten

Tabelle A.13: Spezifische Investitionskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen

Versorgungsanlage	K_{inv}	Bezugsgröße	Quelle
WP	Kap 6.1.1	-	-
GuD	$880.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$	P_{el}	[41]
BHKW (Biogas)	$950.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$	P_{el}	[41]
SLK	$60.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$	\dot{Q}	[41]
Solar	$194,71 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} + 1.131.944,28 \text{ €}$	A_{Kol}	[20, 71]
TES	$82,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 189.704,28 \text{ €}$	Q_{tes}	[71]

A.2.1.1 Solarthermie

Für die Kostendegression der spezifischen Investitionskosten der Solarthermie wurde die in [20] durch Regression ermittelte Funktion verwendet. Diese basiert auf einzelnen Datenpunkten aus [71] und wird abschließend für die Auslegungsoptimierung linearisiert.

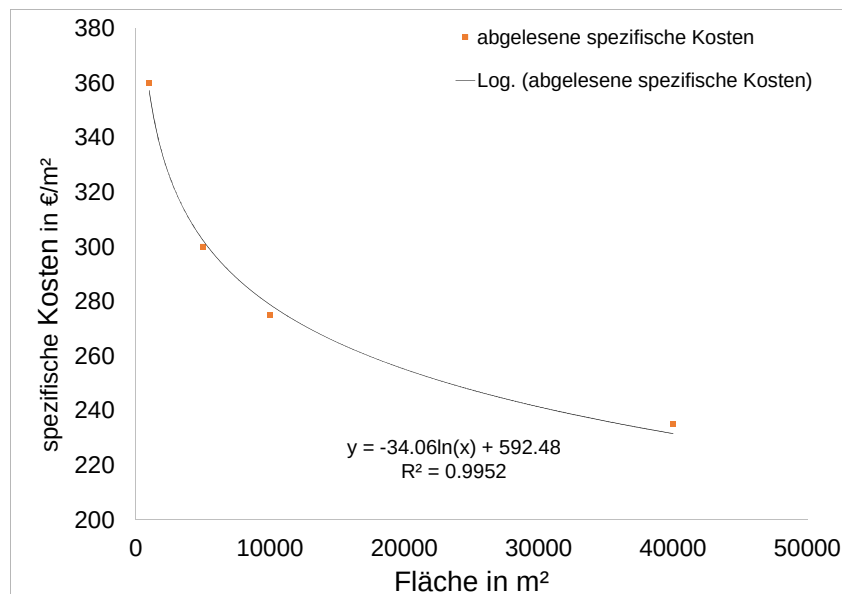


Abbildung A.3: Kostendegression von Flachkollektoren [20]

A.2.1.2 Thermische Energiespeicher

Es gibt deutschland, respektive europaweit viele kleinere saisonale thermische Energiespeicher ($< 10.000 \text{ m}^3$), wie in Abbildung A.4 dargestellt. Dazu sind mittlerweile typische Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten bekannt. Um aber auch für größere saionale Speicher valide Aussagen zur Kostendegression treffen zu können, müssen diese einbezogen werden. Das ist aber noch nicht über Anhaltswerte (Stand der Technik), sondern über vereinzelte Großprojekte

möglich. Die somit ermittelte Datengrundlagen für die Investitionskostendegression ist in Tabelle B.14 dargestellt. Dabei entspricht der letzte Wert den auf das Speichervolumen bezogenen realen Investitionskosten des STES in Dronninglund (Dänemark), welcher der aktuell weltweit größte saisonale Speicher ist [71].

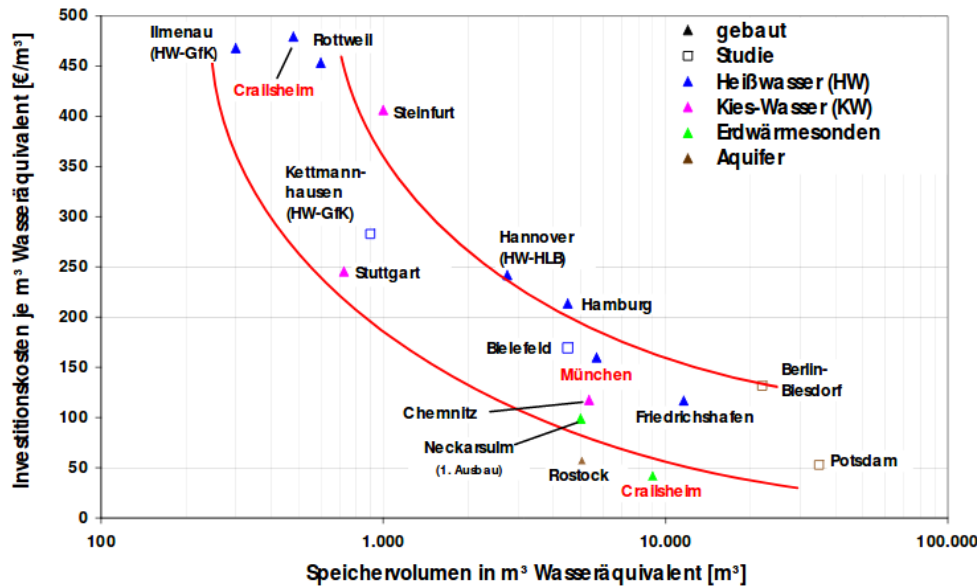


Abbildung A.4: Verschiedene Speicherprojekte nach spezifischen Investitionskosten (Primärquelle nicht bekannt)

Tabelle A.14: Datengrundlage der Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des STES (WA = Wasseräquivalent) [71]

Speichergröße in m^3	spez. Investitionskosten in $\frac{\text{€}}{m^3}$ WA
$V < 1.000$	320,00
$1.000 < V < 10.000$	110,00
62.000	38,06

Mit diesem Datensatz wird nun eine allgemeine Funktion für die Kostendegression der spezifischen Investitionskosten von saisonalen Speichern ermittelt. Dazu wird die Funktion `curve_fit` des Python Data Science Pakets `SciPy` verwendet [83]. Diese ermöglicht es dem Anwender eine beliebige mathematische Funktion zum Annähern eines Datensatzes zu benutzen. Für die spezifischen Investitionskosten wird sich für eine potentielle Regression der Form $a \cdot x^b$ entschieden. Mit dem Datensatz aus Tabelle B.14 ergibt sich die Potenzfunktion wie folgt:

$$K_{Inv,V} = 5.453,35 \cdot V^{-0,456451} \quad (\text{A.15})$$

Die Kostendegression ist in Abbildung A.5 visualisiert und wird abschließend für die Auslegungsoptimierung linearisiert.

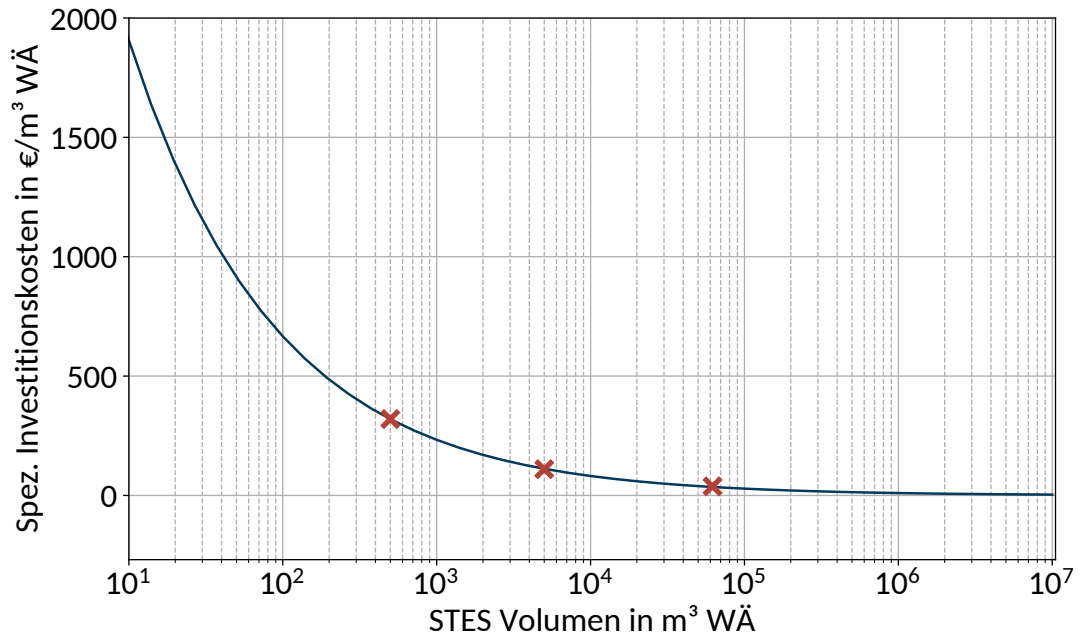


Abbildung A.5: Visualisierung der ermittelten Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des saisonalen Speichers (WA = Wasseräquivalent)

A.2.2 Betriebskosten

Tabelle A.15: Spezifische fixe Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen

Versorgungsanlage	$K_{op,fix}$	Einheit	Bezugsgröße	Quelle
WP	4.000	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	\dot{Q}_{ab}	[41]
GuD	29.300	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	P_{el}	[41]
BHKW (Biogas)	9.750	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	P_{el}	[41]
SLK	1.950	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	\dot{Q}	[41]
Solar	0,09	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	Q_{ges}	[41]
TES	3,00	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	Q	[40]

Tabelle A.16: Spezifische variable Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen

Versorgungsanlage	$K_{op,fix}$	Einheit	Bezugsgröße	Quelle
WP	1,20	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	Q	[41]
GuD	4,40	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	W_{el}	[41]
BHKW (Biogas)	7,50	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	W_{el}	[41]
SLK	1,10	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	Q	[41]
Solar	0,21	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	Q_{ges}	[41]
TES	0,01	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	Q	[40]

A.3 Temperaturverlauf der Flensburger Förde als Wärmequelle

Wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben, eignen sich natürliche Gewässer wie die Flensburger Förde aufgrund ihrer weitestgehend ganzjährigen Verfügbarkeit und der in Relation zu Umgebungsluft höheren Wärmekapazität sowie geringeren Temperaturschwankung als Wärmequelle für Wärmepumpen. Trotz letztgenannter Eigenschaft weisen auch natürliche Gewässer wie die Flensburger Förde ein saisonales Temperaturprofil auf. Wie an verschiedensten Stellen dieses Berichts betont, besitzen sowohl Wärmesenken-, als auch Wärmequelltemperaturen einen maßgebenden Einfluss auf die Effizienz und damit schließlich den ökonomischen Erfolg einer Wärmepumpe. Entsprechend ist die saisonale Temperaturschwankung der Flensburger Förde nicht zu vernachlässigen, was bedeutet, dass temporal möglichst hoch aufgelöste Messdaten benötigt werden.

Der *Copernicus Marine Service* (CMS) der Europäischen Union veröffentlicht innerhalb ihres *Copernicus Marine Data Store* eine Reihe historischer und regelmäßig aktualisierter ozeanografischer Datensätze. Eines dieser Produkte ist der „Global Ocean OSTIA Sea Surface Temperature and Sea Ice Analysis“ Datensatz, welcher die täglichen globalen Seewasseroberflächentemperaturen mit einer räumlichen Auflösung von $0,05^\circ \cdot 0,05^\circ$ (etwa $6 \text{ km} \cdot 6 \text{ km}$) seit 2007 enthält. Die Messdaten stammen von Satellitenbeobachtungen sowie in situ Messungen mithilfe stationärer und beweglicher Bojen und sind in täglicher und monatlicher Auflösung erhältlich. Stundendaten sind leider nicht verfügbar und auch Daten verschiedener Wassertiefen sind nicht in dem Datensatz enthalten. Da sich der Teil der Flensburger Förde im Stadtinneren etwa bei $54,80^\circ$ bis $54,83^\circ$ nördlicher Breite und $9,42^\circ$ bis $9,46^\circ$ östlicher Länge befindet, wurde sich für den Datenpunkt im Gitter bei $54,825^\circ\text{N}$ und $9,425^\circ\text{O}$ entschieden. [44]

Auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) veröffentlicht Daten zur Wassertemperatur aus ihrem *Messnetz MARNET* [22]. Dabei handelt es sich um in situ Messungen, welche im Gegensatz zum CMS-Datensatz auch nach verschiedenen Tiefen aufgeschlüsselt sind. Leider beinhaltet das Messnetz keine Station in der Flensburger Förde. Die am ehesten vergleichbare Messstation ist der Leuchtturm Kiel, aber dieser weist große Lücken in den vergangenen Jahren und gar keine Messdaten für das Jahr 2019 auf. Entsprechend können die vorhandenen Daten lediglich zur groben Validierung heran gezogen werden.

Entsprechend kommt lediglich der Datensatz der Oberflächentemperaturen des CMS in Frage, welche in Abbildung A.6 als blaue Linie für das Jahr 2019 dargestellt ist. Die Oberflächentemperatur der Flensburger Förde weist im Winter erkennbar niedrige Temperaturen nahe des Nullpunkts auf, weswegen es sich nicht direkt für die Nutzung als Wärmequelle eignet. Vielmehr wird Wasser aus Bodennähe entnommen, welches aufgrund der Dichteanomalie von Wasser eine Temperatur von 4°C nicht unterschreitet. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich Wasser vom Grund der Förde wegen des fehlenden Wärmeaustausches mit dem Wind nicht so stark erwärmt, wie Oberflächenwasser (vgl. MARNET-Daten). Um das beschriebene transiente Verhalten bodennahen Wassers mithilfe der Oberflächentemperaturdaten zu simulieren, werden diese um ihren Median genau so gestaucht, dass die minimale Temperatur 4°C entspricht. Der resultierende Jahresverlauf dieser synthetischen Fördegrundwassertemperatur ist in Abbildung A.6 in rot zu erkennen.

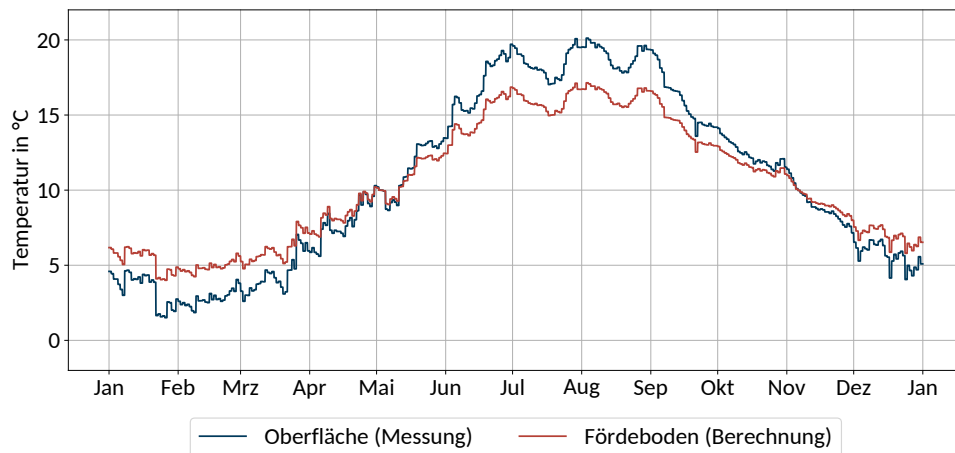


Abbildung A.6: Gegenüberstellung der gemessenen Oberflächen- und der synthetischen bodennahen Temperatur der Flensburger Förde (2019) [44]

A.4 Preprocessing Wärmelastdaten

In Kooperation mit zwei lokalen Wärmenetzbetreibern konnten im Rahmen dieses Projektes zwei neue Datensätze über städtische Wärmelastdaten veröffentlicht werden. Dabei handelt es sich zum einen um aktuellere Daten des bereits vorhandenen Datensatzes der Stadtwerke Flensburg [77], welche um den Zeitraum von 2017 bis einschließlich 2019 erweitert werden konnte [48]. Somit liegen dazu nun kontinuierliche Lastzeitreihen für insgesamt sechs Jahre vor. Zum anderen konnte ein gänzlich neuer Datensatz der Wärmeproduktion sowie Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmenetze der dänischen Stadt Sønderborg verfügbar gemacht werden, welcher die Jahre 2016 bis 2019 beinhaltet [78].

Für die weitere Nutzung innerhalb dieser Studie sind jedoch einige Vorprozessierungen nötig. Die Daten weisen zum Teil Lücken auf, müssen angepasst oder aggregiert werden. Dies ist in den nachfolgenden Abschnitten ausführlich erläutert, wobei Abschnitt A.4.1 das Preprocessing für die Anwendung im Bestands- und im Subnetz beschreibt. Abschnitt A.4.2 hingegen legt die Methodik zur Aggregation der Daten des dänischen Wärmenetzes für das 4GDH System dar.

A.4.1 Wärmelast Flensburg 2019

Wie oben beschrieben weist der Datensatz der Wärmelast der Stadt Flensburg im Jahr 2019 einige Lücken auf. Das betrifft einmal einen Zeitraum von etwa 24 h Anfang Juni und etwa eine ganze Woche Ende Juni bis Anfang Juli. Ein häufig gewählter Ansatz zur Schließung solcher Lücken ist die Annäherung durch die Regression anhand bekannter Einflüsse. Eine Kreuzkorrelation denkbarer Einflussgrößen, wie beispielsweise verschiedener Wettereffekte [36] oder der Wochentag und die Tagesstunde, zeigt, dass der stärkste Zusammenhang von Wärmelast und Vorlaufemperatur zur Umgebungstemperatur besteht. Dies deckt sich auch mit der Literatur, wo zur Erstellung von Standardlastprofilen typischerweise die Außentemperatur als Regressor gewählt wird [52].

Abbildung A.7 stellt den beschriebenen Zusammenhang dar, indem die stündliche Wärmelast sowie die entsprechende Netzvorlaufemperatur der Umgebungstemperatur gegenübergestellt wird. Die Streuung der einzelnen Zeitpunkte deckt sich mit bekannten Korrelationsdiagrammen dieser

Größen (vgl. Abbildung 2.2 auf Seite 10 in [52]). Explizit im Diagramm hervorgehoben sind die vom Messausfall betroffenen Sommermonate Juni bis August. Außerdem abgebildet sind die untersuchten polynomialen Regressionen erster bis dritter Ordnung, sowohl für den ganzen Datensatz, als auch ausschließlich für die Sommermonate. Bei den ganzjährigen Ansätzen werden die in [52] beschriebenen Nachteile polynomialer Regressionsansätze deutlich, wie der ab einer gewissen Umgebungstemperatur wieder Zunehmende Wärmebedarf sowie die nicht erfolgende Wärmelastsättigung bei niedrigen Temperaturen. Insbesondere beim Betrachten der relevanten Monate ist zu erkennen, dass die ganzjährige Regression einen deutlich stärkeren Zusammenhang der beiden abhängigen Größen insinuiert, als tatsächlich vorliegt. Entsprechend eignen sich diese für das Schließen der Messlücken nicht.

Die drei Regressionsansätze über den relevanten Zeitraum bilden den Verlauf sichtbar besser ab und ähneln einander stark. Letzteres lässt sich auch quantitativ ermitteln, wenn zum Beispiel die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsummen ($RMSE$, von engl.: *Root Mean Square Error*) herangezogen wird. Auch diese unterscheiden sich nur kaum, weshalb sich an dieser Stelle ad hoc für das kubische Regressionsmodell entschieden wird, welches den minimal niedrigeren $RMSE$ aufweist.

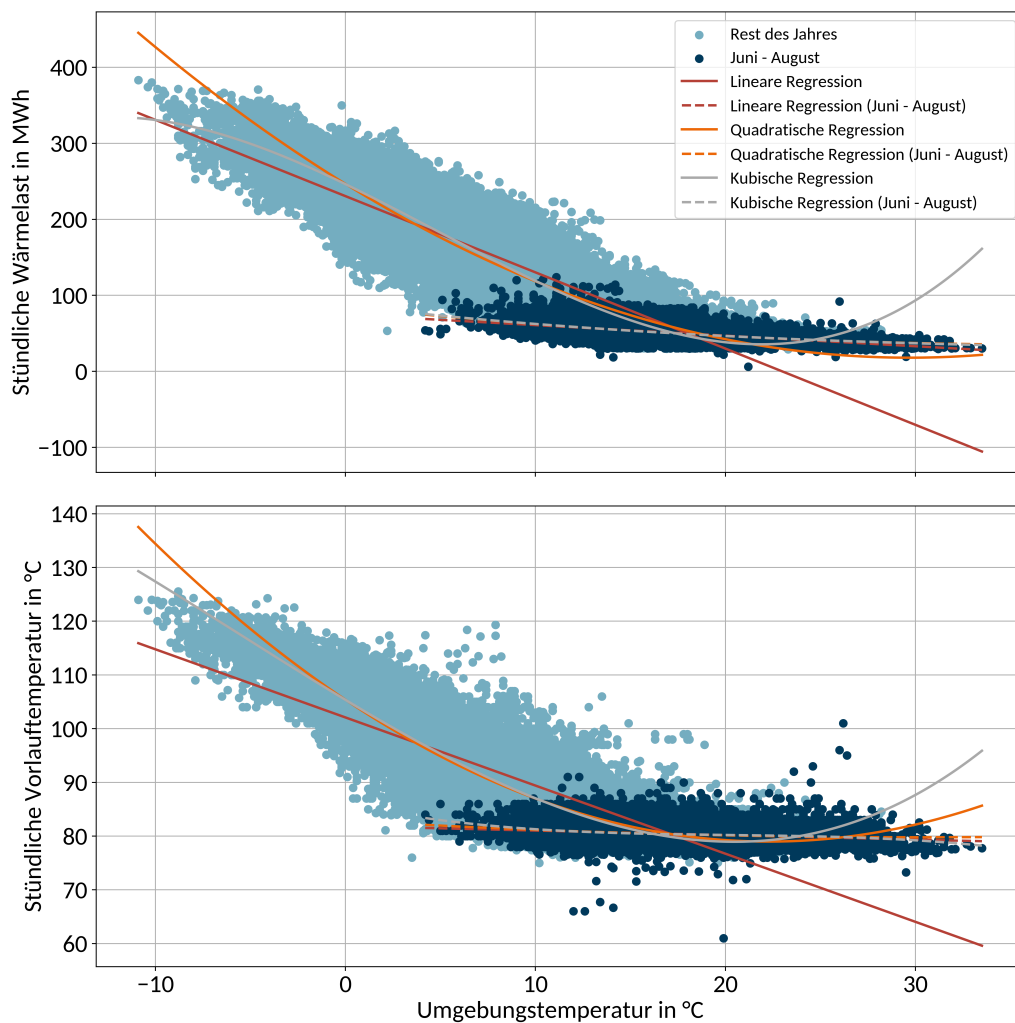


Abbildung A.7: Korrelation und polynomiale Regression von Wärmelast und Vorlauftemperatur von Flensburg gegenüber der Außentemperatur (2019)

Das kubische Regressionsmodell der Sommermonate wird in Abbildung A.8 verwendet, um die fehlenden Lastdaten aufzufüllen. Dabei ist zu erkennen, dass die Wärmelast und insbesondere die Vorlauftemperatur deutlich volatiler verlaufen, als die Umgebungstemperatur. Dies war bereits an der breiten Streuung der Punkte im Korrelationsdiagramm zu erahnen. Aufgrund des proportionalen Zusammenhangs des Regressionsmodells verlaufen auch die vorhergesagten Lastdaten weniger sprunghaft. Das fällt besonders bei der deutlich geringer ausfallenden Spreizung der Vorlauftemperaturwerte Ende Juni auf. Insgesamt konnten mit der Regression aber plausible Füllwerte erzeugt werden, deren Einfluss auf das Gesamtergebnis in jedem Fall überschaubar ist. Ein elaborierterer Ansatz mithilfe von Machine Learning Methoden wäre auch denkbar. Der zusätzliche Aufwand übersteigt jedoch an dieser Stelle den Nutzen.

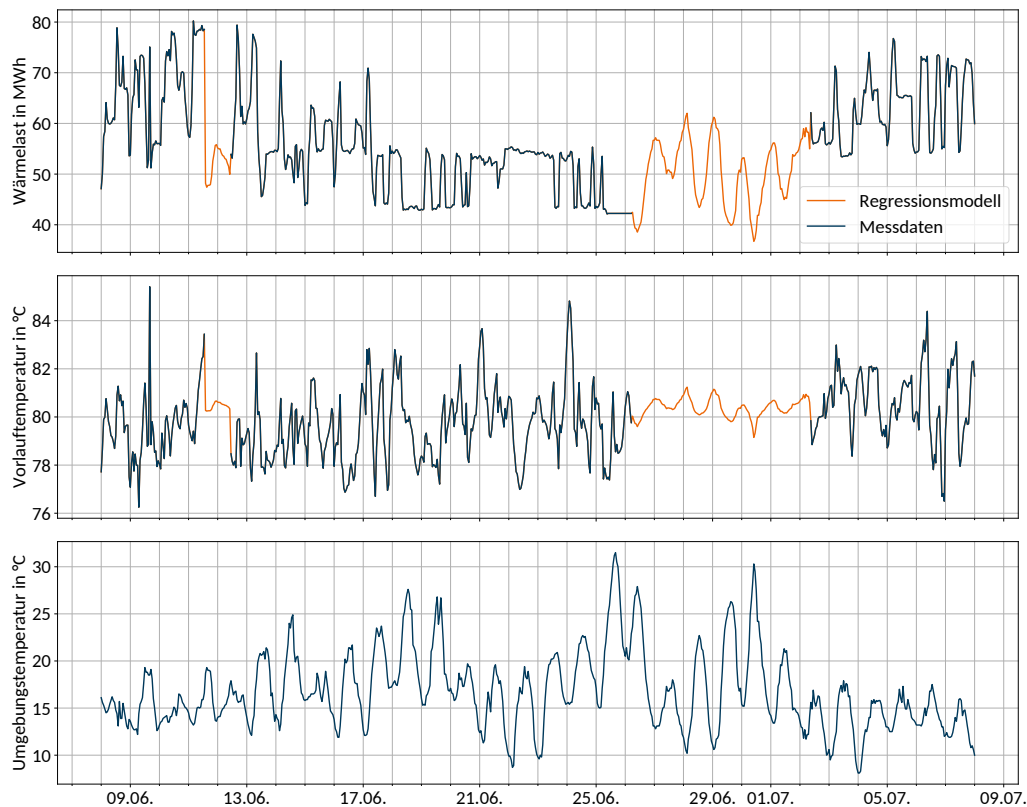


Abbildung A.8: Vorhersage der fehlenden Werte für Wärmelast und Vorlauftemperatur von Flensburg anhand des kubischen Regressionsmodells (2019)

Der bereinigte Datensatz wird neben dem Bestandsnetz auch als Ausgangspunkt für die Abbildung eines Subnetzes genutzt, da dafür frei verfügbare Daten fehlen. Da es sich bei einem Subnetz in der Regel um ein kleineres Wärmenetz handelt, ist die Wärmelast entsprechend anzupassen. Das ist durch eine direkte Skalierung der Lastdaten möglich, wobei sich an dieser Stelle für eine Reduktion auf 10 % der Bestandsnetzlast entschieden wird. Außerdem entstehen Subnetze oftmals in moderneren Stadtteilen oder Neubaugebieten und können aufgrund des besseren Sanierungsstandes meist mit geringeren Vorlauftemperaturen betrieben werden. Um dies zu simulieren und dennoch einen möglichst realitätsnahen Temperaturverlauf zu erhalten, werden die Daten des Bestandsnetzes um einen Offset reduziert. Darüber hinaus wird auch die Schwankungsbreite der Vorlauftemperaturen vermindert, indem die Zeitreihe um ihren Median gestaucht wird. So kommt es nicht zu einer überproportionalen Skalierung der hohen im Vergleich zu den niedrigen Temperaturdatenpunkten. Für die Stauchung der Temperaturspreizung um den

Median wurde der Faktor 0,5 gewählt – diese also halbiert. Anschließend wurde der gesamten Zeitreihe $6 K$ subtrahiert, sodass zu keinem Zeitpunkt mehr eine Vorlauftemperatur von $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ oder höher vorherrscht. Das Ergebnis dieser Transformation lässt sich der Gegenüberstellung der Abbildungen 3.2b und 3.4b entnehmen.

A.4.2 Wärmelast Sønderborg 2019

Die Wärmelastdaten der dänischen Stadt Sønderborg liegen in einem etwas anderen Format vor, als die der Stadtwerke Flensburg. Zum einen handelt es sich um eine viertelstündige temporale Auflösung, welche durch Mittelwertbildung in stündliche Daten aggregiert werden kann. Darüber hinaus besteht der Datensatz aus sieben einzelnen „plants“ (deutsch: Anlagen), für die jeweils Wärmeproduktion sowie Vor- und Rücklauftemperaturen vorliegen. [78]

Zum Teil speisen diese in gemeinsame, teilweise aber auch von einander getrennte Wärmenetze ein. Da dies dem Datensatz jedoch nicht zu entnehmen ist, werden sie an dieser Stelle so behandelt, als würden alle Anlagen im selben Netz arbeiten. Um die Mischung der einzelnen Massenströme thermodynamisch korrekt abzubilden, erfolgt eine enthalpiebasierte Bilanz, wobei auf die Stoffdatenbank *CoolProp* zurückgegriffen wird [19]. Daraus ergibt sich schließlich eine Gesamtwärmelast sowie Mischtemperaturen im Vor- und Rücklauf. Der finale Datensatz ist in Abbildung 3.6 visualisiert und dem dieser Studie angehängten GitHub Repository zu entnehmen [49].

A.5 MIP Gap Sensitivitätsanalyse

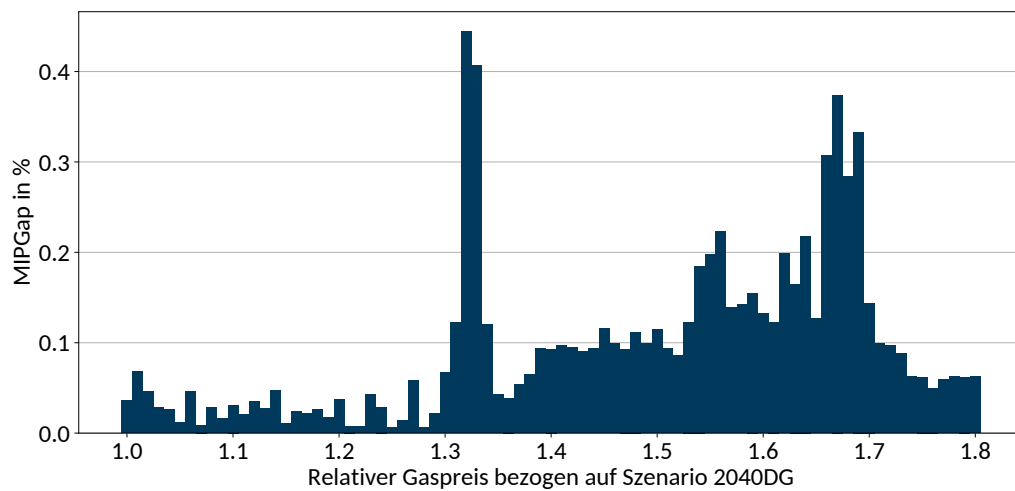


Abbildung A.9: MIP Gap der einzelnen Auslegungs- und Einsatzoptimierungen der Sensitivitätsanalyse



Kanzleistraße 91-93
24943 Flensburg
www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit ARCTOS Industriekälte AG

Gefördert durch die EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Flensburg, Oktober 2024

Forschungsergebnisse

ISSN: 2196-7164