

Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme

Vom Fachbereich Maschinenbau
an der Technischen Universität Darmstadt
zur
Erlangung des Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte

DISSERTATION

vorgelegt von

Thomas Kohne, M. Sc. M. Sc.

aus Lengerich

Berichterstatter:	Prof. Dr.-Ing. Matthias Weigold
Mitberichterstatter:	Prof. Dr.-Ing. Stefan Niessen
Tag der Einreichung:	16.10.2023
Tag der mündlichen Prüfung:	12.12.2023

Darmstadt, Dezember 2023

D17

Kohne, Thomas: Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt

Jahr der Veröffentlichung der Dissertation auf TUPrints: 2023

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-264360

Tag der mündlichen Prüfung: 12.12.2023

Veröffentlicht unter CC BY-SA 4.0 International

Vorwort des Herausgebers

Die Energiewende stellt die deutsche Industrie vor große Herausforderungen. Produzierenden Unternehmen müssen sich einem umfassenden Transformationsprozess stellen, um einerseits auf stark steigende und zunehmend volatile Energiepreise zu reagieren und andererseits den politischen und gesellschaftlichen Anforderungen gerecht zu werden. An erster Stelle ist hier der Umbau der Energieversorgung deutscher Industriestandorte mit dem Ziel der Reduktion von Treibhausgasemissionen zu nennen. Am 25.10.2023 wurde das 8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlicht. Laut BMWK sollen die Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors deutlich verstärkt werden. Im Rahmen der zweiten Mission zur „Forschung für eine klimaneutrale Wärme- und Kälteversorgung“ wird hierzu folgendes ausgeführt:

„An Standorten von Industrie und Gewerbe erfordert die konsequente Nutzung von Abwärme komplexe Verknüpfungen von Wärmequellen, -senken und -speichern auf mehreren Temperaturniveaus. Schnittstellen dieser industriellen Wärmenetze mit Fernwärmenetzen können die Anwendungsmöglichkeiten erweitern. Die große Zahl an Freiheitsgraden in Verbindung mit den spezifischen Prozessanforderungen erfordern Methoden für eine standortindividuelle Planung und Auslegung, aus denen nachfolgend generalisierende Konzepte abgeleitet werden sollen.“

An diesem Punkt setzt die vorliegende Dissertation von Herrn Thomas Kohne mit einer innovativen Optimierungsmethodik für die Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme an. Die Methodik trägt dazu bei, die Herausforderungen im Zusammenhang mit der standortindividuellen Planung und Auslegung von industriellen Wärmenetzen mit dem Fokus auf eine Fernwärmeanbindung zu bewältigen. Herr Kohne validiert seine Modelle und Methoden nicht nur theoretisch, sondern auch anhand von praxisrelevanten Anwendungsfällen, so am Anwendungsfall des Industrieunternehmens Merck KGaA mit der ENTEGA AG im Rahmen des Reallabors DELTA. Entwicklung und Anwendung der Optimierungsmethodik belegen die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Unsicherheiten durch die Transformation des industriellen Energiesystems, aber auch die ökonomische und ökologische Sinnhaftigkeit einer Fernwärmeanbindung unter entsprechenden Rahmenbedingungen. Weiterführende Untersuchungen unterstreichen zudem die Bedeutung der Bidirektionalität sowie der Partizipationsmodelle für Industrieunternehmen im Kontext der Fernwärmeanbindung.

Die vorliegende Arbeit ist damit nicht nur ein Beitrag zur Energieforschung im Sinne des 8. Energieforschungsprogramms, sondern auch eine wegweisende Quelle für Wissenschaftler:innen, Planer:innen und Entscheidungsträger:innen, die sich mit der Herausforderung der Dekarbonisierung des Wärmesektors sowie Abwärmenutzung im industriellen Kontext auseinandersetzen. Ich gratuliere Herrn Kohne zu dieser herausragenden Dissertation und bin überzeugt, dass die Ergebnisse einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung der notwendigen Wärmewende leisten werden.

Darmstadt, im Dezember 2023

Prof. Dr.-Ing. Matthias Weigold

„Nichtwissen im Wissen zu behaupten; nicht gewusst zu haben werden, während man doch wusste.“

Roger Willemssen

Matthias Weigold und Stefan Niessen

TUDa, PTW, ETA, DELTA, MeFlexWärme, BMWK, PtJ

Daniel, Felix, Lukas und Michael

Kirstin, Beate und Jürgen

Klarissa

Danke

Kurzfassung

Steigende und volatilere Energiekosten, Unsicherheit über die zukünftige Versorgungssicherheit sowie das sozio-ökologische Ziel, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und Klimaneutralität zu erreichen, veranlassen Industrieunternehmen zu Investitionen in die Transformation der Energieversorgung ihrer Industriestandorte. Gleichzeitig steht die Dekarbonisierung des Wärmesektors noch am Anfang und es werden Möglichkeiten entwickelt, überschüssige Wärme aus Industrieunternehmen über Fernwärmenetze verfügbar zu machen. Abwärme hat in der Fernwärmeversorgung in Deutschland derzeit nur einen geringen Anteil, jedoch wird insbesondere in der industriellen Abwärme ein großes Potenzial zur Emissionsminderung gesehen.

Die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme und damit auch die Möglichkeit der Einspeisung von Abwärme in Fernwärmenetze ist aus Sicht eines Industrieunternehmens ein Planungsprozess, der durch das industrielle Energiemanagement gesteuert wird. Fehlende Transparenz sowie Berechnungsgrundlagen und Vorgehensweisen bei der ganzheitlichen Investitions- und Einsatzplanung sind wesentliche Hemmnisse für das industrielle Energiemanagement und lassen Planungsprojekte wie die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme bereits in frühen Planungsphasen scheitern. Vor dem Hintergrund der technischen, ökonomischen und ökologischen Potenziale und Herausforderungen wird in der vorliegenden Arbeit eine Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme vorgestellt. Diese Optimierungsmethodik besteht im Kern aus drei Modellen – einem deskriptiven Modell, einem Optimierungsmodell und einem Vorgehensmodell –, die sich auf die Unterstützung der Konzeptplanung einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung aus Industrieperspektive unter Berücksichtigung von Transformationsszenarien des industriellen Energiesystems und Partizipationsmodellen des Fernwärmenetzes fokussieren.

In Modell- und Methodentests wurden die einzelnen Modelle und Methoden anhand des Anwendungsfalls ETA mit Daten der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt hinsichtlich Funktionalität der Optimierungsmethodik untersucht. Weiterhin wurde die Anwendbarkeit der Optimierungsmethodik unter Verwendung des Vorgehensmodells anhand einer Industrieanwendung getestet. Im Anwendungsfall DELTA plant das Industrieunternehmen Merck KGaA in Darmstadt eine Fernwärmeanbindung an ein Fernwärmenetz des Energieversorgungsunternehmens ENTEGA AG. Die Ergebnisse der Industrieanwendung zeigen, dass eine Fernwärmeanbindung unter Berücksichtigung von Unsicherheit über die zukünftige Transformation des industriellen Energiesystems ökonomisch und ökologisch sinnvoll geplant werden kann. Optimierungsmethodiken, wie in dieser Arbeit präsentiert, können die notwendigen Planungsphasen und -prozesse durch höhere Transparenz sowie bessere Berechnungsgrundlagen und Vorgehensweisen für vorhandene Daten und Informationen unterstützen; in der Hoffnung, die notwendige Wärmewende zu beschleunigen.

Schlagwörter: Industrielles Energiesystem, Industrielle Abwärme, Fernwärme, Mathematische Optimierung

Abstract

Rising and more volatile energy costs, uncertainty about future security of supply and the socio-environmental goal of reducing greenhouse gas emissions and achieving climate neutrality are prompting industrial companies to invest in transforming the energy supply of their industrial sites. At the same time, the decarbonisation of the heat sector is still in its infancy and opportunities are being developed to make surplus heat from industrial companies available via district heating networks. Waste heat currently accounts for only a small proportion of district heating supply in Germany, but industrial waste heat in particular is seen as having great potential for reducing emissions.

From the point of view of an industrial company, the connection of industrial energy systems to district heating, and thus also the possibility of feeding waste heat into district heating networks, is a planning process controlled by industrial energy management. A lack of transparency, calculation bases and procedures for integrated investment and operational planning are major obstacles for industrial energy management and cause planning projects such as the district heating connection of industrial energy systems to fail in the early planning phases. Against the background of the technical, economic and environmental potentials and challenges, this paper presents an optimisation methodology for investment and operational planning of a district heating connection of industrial energy systems. This optimisation methodology essentially consists of three models – a descriptive model, an optimisation model and a procedure model –, which focus on supporting the concept planning of a bidirectional district heating connection from an industrial perspective, taking into account transformation scenarios of the industrial energy system and participation models of the district heating network.

In model and method tests, the individual models and methods were examined with regard to the functionality of the optimisation methodology using the ETA use case with data from the ETA factory of the Technical University of Darmstadt. Furthermore, the applicability of the optimisation methodology was tested using the procedure model on the basis of an industrial application. In the DELTA use case, the industrial company Merck KGaA in Darmstadt is planning a district heating connection to a district heating network of the energy supplier ENTEGA AG. The results of the industrial application show that a district heating connection can be planned in an economically and ecologically sensible way, while taking into account the uncertainty of the future transformation of the industrial energy system. Optimisation methodologies such as presented in this thesis can support the necessary planning phases and processes by providing higher transparency and better calculation bases and procedures for existing data and information; in the hope of accelerating the necessary heat transition.

Keywords: Industrial Energy System, Industrial Waste Heat, District Heating, Mathematical Programming

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	xv
Abbildungsverzeichnis	xxiii
Tabellenverzeichnis	xxv
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation und Problemstellung	1
1.2 Forschungsfrage und Forschungsziel	3
1.3 Forschungsmethodik und Aufbau	4
2 Stand des Wissens	7
2.1 Energetische Grundbegriffe	7
2.1.1 Energie und Leistung	8
2.1.2 Thermische Energie	10
2.2 Grundlagen industrieller Energiesysteme	12
2.2.1 Energieeinsatz in der Industrie	13
2.2.2 Industrielle Wärme- und Kälteversorgung	16
2.2.3 Industrielle Abwärmenutzung	21
2.3 Energiewirtschaftlicher Rahmen	23
2.3.1 Aspekte der Planung industrieller Energiesysteme	24
2.3.2 Strukturwandel in der Fernwärmeversorgung	28
2.3.3 Ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen	33
2.4 Einordnung in die Optimierung	38
2.4.1 Optimierung industrieller Energiesysteme	39
2.4.2 Herausforderungen und problemspezifische Methoden	44
2.5 Stand der Forschung	48
2.5.1 Betrachtungsbereich	49
2.5.2 Konzeptualisierung	51
2.5.3 Suche und Filterung	54
2.5.4 Analyse und Synthese	56
2.6 Diskussion und Zwischenfazit	59
3 Optimierungsmethodik	63
3.1 Forschungskonzept	63
3.1.1 Lösungsansatz	63
3.1.2 Anforderungen	64
3.2 Deskriptives Modell	66
3.2.1 Zielstellungen der Zielgruppen	66
3.2.2 Technische Energiesystemgrenze	67
3.2.3 Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung	72
3.2.4 Integration von Transformationsszenarien	75
3.2.5 Integration von Partizipationsmodellen	77

3.3	Optimierungsmodell	80
3.3.1	Gesamtübersicht	81
3.3.2	Grundmodell der Einsatzplanung	83
3.3.3	Grundmodell der Investitionsplanung	90
3.3.4	Modellierung der Transformationsszenarien	97
3.3.5	Modellierung der Partizipationsmodelle	100
3.4	Vorgehensmodell	102
3.4.1	Schritt 1: Vorbereitung	102
3.4.2	Schritt 2: Systemkonfiguration	105
3.4.3	Schritt 3: Datenvorbereitung	106
3.4.4	Schritt 4: Modellierung und Lösung	110
3.4.5	Schritt 5: Ergebnisanalyse	112
3.4.6	Schritt 6: Bewertung und Kommunikation	115
3.4.7	Schritt 7: Weitere Schritte	117
3.5	Softwarekonzept	118
3.5.1	Prototypische Umsetzung	118
3.5.2	Verwertungskonzept	121
3.6	Diskussion und Zwischenfazit	124
4	Anwendung und Evaluation	127
4.1	Anwendungs- und Evaluationsvorgehen	127
4.2	Modell- und Methodentests	128
4.2.1	Beschreibung des Anwendungsfalls	128
4.2.2	Auswertung der Grundmodelle	134
4.2.3	Auswertung der Transformationsszenarien	136
4.2.4	Auswertung der Partizipationsmodelle	140
4.3	Industrieanwendung	144
4.3.1	Vorbereitung	144
4.3.2	Systemkonfiguration	145
4.3.3	Datenvorbereitung	147
4.3.4	Modellierung und Lösung	149
4.3.5	Ergebnisanalyse	150
4.3.6	Bewertung und Kommunikation	151
4.3.7	Weitere Schritte	153
4.4	Diskussion und Zwischenfazit	154
5	Fazit	157
5.1	Zusammenfassung	157
5.2	Ausblick	159
	Literaturverzeichnis	161
A	Anhang	185
A.1	Ergänzungen zum Stand des Wissens	185
A.1.1	Ergänzungen zu energiewirtschaftlichen Vorgaben	185
A.1.2	Ergänzungen zur Literaturrecherche	186

A.2	Ergänzungen zur Optimierungsmethodik	187
A.2.1	Systemmodelle von Energiewandlern	187
A.2.2	Systemmodelle von thermischen Energienetze und -speicher	190
A.2.3	Lineares Problem und Reformulierung	192
A.2.4	Systemaufbau industrielles Energiesystem	197
A.2.5	Clustering	198
A.2.6	Normen und Richtlinien zur Planung thermischer Energiesysteme	200
A.3	Ergänzungen zur Anwendung und Evaluation	201
A.3.1	Ergänzungen zu den Modell- und Methodentests	201
A.3.2	Ergänzungen zur Industrieanwendung	218

Veröffentlichungen und studentische Arbeiten	223
---	------------

Nomenklatur

Abkürzungen und Akronyme

Notation	Bezeichnung
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
ANF	Annuitätenfaktor
Äqu.	Äquivalent
B	Energiebedarf (als Semantik)
BAT	Batterie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bzw.	beziehungsweise
COP	Leistungszahl von Wärmepumpen (engl. Coefficient of Performance)
d. h.	das heißt
DELTA	Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLK	Druckluftkompressor
DRM	Design Research Methodolgy
E	Energiebeschaffung (als Semantik)
e. V.	eingetragener Verein
engl.	englisch
EE	erneuerbare Energien
EER	Leistungszahl von Kältemaschinen (engl. Energy Efficiency Ratio)
EK	Elektrokessel
El	elektrische Energie
Elek	Elektrifizierung
ELY	Elektrolyseur
EnMS	Energiemanagementsysteme
EP	Einsatzplanung
ETA	Energieeffizienz- und Anwendungszentrum, Energietechnologien und Anwendungen in der Produktion
FWA	Fernwärmeanbindung
FWN	Fernwärmenetz
GA	Gebäudeautomation
Gap	Differenz aus primaler und dualer Schranke (Optimierung)
GBT	Gasbrennwerttherme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GK	Gaskessel
GLT	Gebäudeleittechnik
GM	Grundmodell

Notation	Bezeichnung
GT	Gasturbine
GUD	Gas- und Dampfturbine
HOAI	Honorarordnung für Architekt:innen und Ingenieur:innen
HT	Hochtemperatur
HTN	Hochtemperaturnetz
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Wasserstoffspeicher
IEH	industrieller Energy-Hub (engl. industrial energy hub)
IES	industrielles Energiesystem
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IP	Investitionsplanung
K	Kelvin
Kd	koordiniert
KKM	Kompressionskältemaschine
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
Kp	kooperativ
KT	Kühlturm
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWN	Kühlwassernetz
LP	lineare Optimierung (engl. linear programming)
MHKW	Müllheizkraftwerke
MILP	gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (engl. mixed integer linear programming)
MINLP	gemischt-ganzzahlige nicht-lineare Optimierung (engl. mixed integer non-linear programming)
Mio.	Millionen
MT	Mitteltemperatur
NLP	nicht-lineare Optimierung (engl. non-linear programming)
NPV	Nettokapitalwert (engl. net present value)
NT	Niedertemperatur
NTN	Niedertemperaturnetz
NTU	übertragene Wärmemengen (engl. number of transfer units)
o.	oder
PE	Primärenergie
PTW	Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen
PV	Photovoltaik
Q	Abwärmequelle (als Semantik)
RBF	Rentenbarwertfaktor
RL	Rücklauf
S	Energiespeicher (als Semantik)
TGA	technische Gebäudeausrüstung
Th.	thermisch
Tsd.	Tausend
TU	Technische Universität
TUDa	Technische Universität Darmstadt

Notation	Bezeichnung
u. a.	unter anderem
VDI	Verein deutscher Ingenieure e. V.
Vg	vertraglich
VL	Vorlauf
W	Energiewandler (als Semantik)
WE	Wärmeerzeuger
WHRS	Abwärmerückgewinnungssystem (engl. waste heat recovery system)
WP	Wärmepumpe
WQ	Wärmequelle
WÜ	Wärmeübertrager
WÜS	Wärmeübergabestation
z. B.	zum Beispiel

Lateinische Symbole

Notation	Einheit	Bezeichnung
A	m^2	Fläche
ANF	–	Annuitätenfaktor
C	€	Kosten, engl. cost
c	€/ [z. B. MWh]	spezifische Kosten, engl. cost
c_p	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$	Wärmekapazität
COP	–	Leistungszahl von Wärmepumpen, engl. Coefficient of Performance
D	–	Distanz, als Fehler bei der Zeitreihenaggregation
d	–	Distanz zwischen einer Reihe und einer Periode
E	MWh, t CO ₂	Energie und Emissionen
EER	–	Leistungszahl von Kältemaschinen, engl. Energy Efficiency Ratio
f	–, t CO ₂ /MWh	Faktor, z. B. für den Primärenergieanteil oder CO ₂ -Äquivalent
$f(\dots)$	–	Funktion von ...
GAP	–	Differenz aus primaler und dualer Schranke
$g(\dots)$	–	Funktion von ...
H	kJ	Enthalpie
h	kJ/kg	spezifische Enthalpie
$H_{o,u}$	kJ/kg	Heizwert (oberer und unterer)
$h(\dots)$	–	Funktion von ...
J	a	Betrachtungszeitraum
k	–	Koeffizient, z. B. Wärmeübertragungskoeffizient
l	m	Länge
M	kJ	innere Energie einer Masse
m	kg	Masse
\dot{m}	kg/h	Massenstrom
n	–	Anzahl der Elemente einer Menge

Notation	Einheit	Bezeichnung
NPV	€	Nettokapitalwert, engl. net present value
P	kW	energetische Leistung, insbesondere chemische und elektrische Leistung
p	–	Parameter, z. B. in der Zeitreihenaggregation
Q	MWh	thermische Energie (Wärme, Kälte)
\dot{Q}	kW	thermische Leistung
R	€	Einnahmen, engl. revenues
r	€/ [z. B. MWh]	spezifische Einnahmen, engl. revenues
RBF	–	Rentenbarwertfaktor
S	kJ, –	Entropie und Schranke bei der Lösungsfindung in der Optimierung
T	K	Temperatur
t	h	Zeit
V	m ³	Volumen
\dot{V}	m ³ /h	Volumenstrom
v	m/h	Geschwindigkeit, z. B. Fließgeschwindigkeit
W	kJ	Arbeit
w	–	Gewichtungsfaktor, z. B. für repräsentative Perioden
x	–	kontinuierliche Entscheidungsvariable, z. B. als Teillast- oder Leistungsfaktor, oder Parameter zur Beschränkung der Faktoren
\hat{x}	–	Stützstellen für den Teillast- und Leistungsfaktor
y	–	ganzzahlige Entscheidungsvariable, z. B. als Investitionsentscheidung
Z	–	Zielfunktion oder Zustandszahl von Gas
z	–	Kalkulationszinssatz oder Entscheidungsvariable, z. B. als Parameter an der Schnittstelle zum Energieversorgungsunternehmen

Griechische Symbole

Notation	Einheit	Bezeichnung
α	–	Anteil
γ	–	Binärvariable für SOS2-Mengen
Δ	–	Änderung von zwei Zuständen, z. B. Temperaturänderung
δ	–	Binärvariable, z. B. für eine Einsatzentscheidung
Λ	–	Lagrange-Funktion
λ	–	Lagrange-Multiplikator
η	–	Wirkungsgrad
ρ	kg/m ³	Dichte
ϕ	%	Luftfeuchtigkeit
ω	–	Brennstoffausnutzungsgrad

Indizes

Notation	Bezeichnung
Absolut	z. B. absolute Differenz
Abw	Abwärme
Aggr	Aggregiert, z. B. bei der Distanz in der Zeitreihenaggregation
An	Anergie oder angeschaltet
Anschaffung	z. B. Anschaffungskosten
Anschluss	z. B. Anschlusskosten
Arbeit	z. B. Arbeitskosten
Aus	Ausgang
Betrieb	z. B. Betriebskosten
BS	Brennstoff
Carnot	z. B. Carnot-Wirkungsgrad
CO ₂	zumeist als CO ₂ -Äquivalent
Dual	z. B. duale Schranke
EE	erneuerbare Energien
Energie	z. B. Energiekosten
Ein	Eingang
Einsatz	Einsatzplanung
El	elektrisch
Ex	Exergie
Fix	fixiert, z. B. Kosten
Förderung	Förderung, z. B. Fördersatz bzw. -anteil
FW	Fernwärme
FWA	Fernwärmeanbindung
FWN	Fernwärmenetz
Gestehung	z. B. Gestehungskosten
Grenz	z. B. Grenzkosten
Grund	z. B. Grundkosten
IES	industrielles Energiesystem
IB	Inbetriebnahme
Inv	Investitionsplanung
K	kalt
KM	Kältemaschine
KT	Kühlturm
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Kette	z. B. Kettenwirkungsgrad
Kopplung	z. B. Kopplungswirkungsgrad
Kühl	z. B. Kühlleistung
Leistung	z. B. Leistungskosten
LMTD	logarithmische mittlere Temperaturdifferenz
m	mittlere, z. B. Temperaturdifferenz
Max	maximal, z. B. Wert
Min	minimal, z. B. Wert
MW	Mittelwert

Notation	Bezeichnung
Norm	normalisiert
Nutz	z. B. Nutzleistung
ohneFWA	ohne Fernwärmeanbindung
P	Pumpe
PE	Primärenergie
Planung	z. B. Planungskosten
Primal	z. B. primale Schranke
Regret	Reue, im Sinne von Opportunitätskosten
Relativ	z. B. relative Differenz
RL	Rücklauf
SA	Standardabweichung
Schalt	Schaltvorgänge bei Systemkomponenten
Sonst	sonstiges
Tech	technisch
Th	thermisch
Var	variabel
Verlegung	z. B. für Verlegungskosten
Verlust	z. B. Verlustleistung
VL	Vorlauf
W	warm
WP	Wärmepumpe
WÜ	Wärmeübertrager
Wartung	z. B. Wartungskosten
*	optimale Lösung

Mengen

Notation	Bezeichnung
$a \in \mathcal{A}$	Attribute (Parameter) für die Zeitreihenaggregation
$b \in \mathcal{B}$	Energiebedarfe
$c \in \mathcal{C}$	Cluster für die Zeitreihenaggregation
$e \in \mathcal{E}$	gehandelte Energieformen bzw. -träger, z. B. elektrische Energie, Gas
$g \in \mathcal{G}$	Stützstellen für die Investitionsplanung
$h \in \mathcal{H}$	Stützstellen für die Linearisierung des Teillastverhaltens
$j \in \mathcal{J}$	Jahre
$k \in \mathcal{K}$	Systemkomponenten
$n \in \mathcal{N}$	Energienetze
$p \in \mathcal{P}$	Perioden
$q \in \mathcal{Q}$	Abwärmequellen
$r \in \mathcal{R}$	Reihen einer Jahreszeitreihe bezogen auf die Länge einer Periode
$s \in \mathcal{S}$	Energiespeicher
$t \in \mathcal{T}$	Zeitschritte
$u \in \mathcal{U}$	Szenarien bei Betrachtung von Unsicherheit
$w \in \mathcal{W}$	Energiewandler

Abbildungsverzeichnis

1.1	Verteilung der Endenergiebedarfe in Deutschland nach Sektoren im Jahr 2020	2
1.2	Abwärme als Anteil der Wärmeversorgung	2
1.3	Forschungsmethodik und Aufbau	5
2.1	Energiewandlungskette	9
2.2	Systemarten mit Energie- und Stoffübertragung	10
2.3	Darstellung des rechtsläufigen Carnot-Prozesses im T-s-Diagramm.	11
2.4	Schematische Darstellung von Arten der Wärmeübertragung.	11
2.5	Eingang, Durchgang und Ausgang von Industrieprozessen	12
2.6	Schema von Energieflüssen in der Industrie	14
2.7	Multi-modales industrielles Energiesystem	15
2.8	Schema thermischer Energienetze	17
2.9	Schematische Darstellung eines Wärmeübertragers	18
2.10	Schema und Prozess einer Wärmepumpe	20
2.11	Beispielhafte zeitliche Verläufe von Abwärme und Wärmebedarfen	23
2.12	Schema der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme und Darstellung des energiepolitischen Dreiecks	23
2.13	Phasen der Fabrikplanung	24
2.14	Transformationsszenarien industrieller Energiesysteme	28
2.15	Generationen von Fernwärmenetzen	30
2.16	Wärmebedarfe und Temperaturen in Fernwärmenetzen	31
2.17	Fernwärmebereitstellung dezentraler Wärmequellen	32
2.18	Einbindungsmöglichkeiten von Abwärme in Wärmenetze	33
2.19	Grenzkostenkurve für Wärme	36
2.20	Operations Research	39
2.21	Spezifika von MILP-Modellen	42
2.22	Integrierte Optimierung von Energiesystemen	42
2.23	Anpassung mathematischer Modelle der Investitions- und Einsatzplanung indus- trieller Energiesysteme	45
2.24	Vorgehensweise der systematischen Literaturrecherche	49
2.25	Klassifikation des Betrachtungsbereichs nach Modellgrenze und Modelldetail be- stehender Forschungsansätze	50
2.26	Quantitative Ergebnisse der Suche nach Suchgruppen	55
2.27	Vorgehen und Ergebnis der Literatursuche und -filterung	56
3.1	Entwickelte Modelle innerhalb der Optimierungsmethodik	64
3.2	Deskriptives Modell der Optimierungsmethodik	68
3.3	Schema und Energiemengendiagramme der Fernwärmeanbindung	71
3.4	Aspekte im Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung	73
3.5	Übersicht der Integration von Transformationsszenarien	76
3.6	Systemgrenze und Informationsaustausch der Partizipationsmodelle	78
3.7	Übersicht zum Optimierungsmodell der Optimierungsmethodik	82

3.8	Systemmodelle der Einsatzplanung mit Eingangs- und Ausgangsvariablen	85
3.9	Anpassung des Systemmodells der Abwärme in Abhängigkeit des Abwärmetyps .	85
3.10	Spezifische Modellierungsansätze	87
3.11	Systemmodelle der Investitionsplanung mit Eingangs- und Ausgangsvariablen . .	91
3.12	Übersicht zum Vorgehensmodell der Optimierungsmethodik	103
3.13	Elemente eines Ablaufplans	103
3.14	Ablaufplan zur Variantenermittlung der Fernwärmeanbindung	106
3.15	Ablaufplan zur Integration von Modellspezifika	107
3.16	Ablaufplan zur Datenverarbeitung und Zeitreihenaggregation	108
3.17	Ablaufplan zur Modellierung und Lösung	111
3.18	Veranschaulichung der Lösung problemspezifischer Methoden und Modelle . . .	113
3.19	Ablaufplan zur Kennzahlbildung, Visualisierung und Entscheidung	116
3.20	Exemplarische Darstellung der Visualisierung von Ergebnissen	116
3.21	Überblick der prototypischen Umsetzung als Optimierungsumgebung	119
3.22	Beispiel einer Systemkonfiguration	120
3.23	Konzept einer Webapplikation aufbauend auf der Optimierungsumgebung	124
3.24	Vorgehen zur Entwicklung der Optimierungsmethodik	125
4.1	Luftbilder der Anwendungsfälle	128
4.2	Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb	129
4.3	Repräsentative Perioden als Typtage im Anwendungsfall ETA	131
4.4	Energieszenarien der Energiepreise und -emissionen im Anwendungsfall ETA . .	132
4.5	Grenzkosten der Wärme im Fernwärmenetz im Anwendungsfall ETA	133
4.6	Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb	135
4.7	Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Wasserstoff	136
4.8	Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Elektrifizierung	137
4.9	Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario	142
4.10	Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario	143
4.11	Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall DELTA im Szenario Gasbetrieb	146
4.12	Repräsentative Perioden als Typtage im Anwendungsfall DELTA	148
4.13	Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall DELTA .	152
A.1	Vorgehen zum Systemaufbau im zweiten Schritt des Vorgehensmodells	197
A.2	Zeitreihenaggregation	199
A.3	Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall ETA	201
A.4	Analyse des Energiewandlereinsatzes des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb	203
A.5	Analyse des Energiewandlereinsatzes des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb.	204
A.6	Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario	205

A.7	Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario	206
A.8	Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario	207
A.9	Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario	208
A.10	Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario	209
A.11	Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario	210
A.12	Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario	211
A.13	Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario	212
A.14	Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario	213
A.15	Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario	214
A.16	Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario	215
A.17	Einsatzplanung ausgewählter Systemkomponenten im kooperativen Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario	216
A.18	Einsatzplanung ausgewählter Systemkomponenten im kooperativen Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario	217
A.19	Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall DELTA im Szenario Wasserstoff	218
A.20	Repräsentative Perioden als Typtage im Anwendungsfall DELTA	219
A.21	Auswertung der Ergebnisse der Einzelrechnungen im Anwendungsfall DELTA . .	222

Tabellenverzeichnis

2.1	Temperaturniveaus und Energiedienstleistungen typischer kaskadierter thermischer Netze in der Industrie	19
2.2	Bewertungskriterien der vier Dimensionen und Darstellung des Erfüllungsgrads .	53
2.3	Englische Suchbegriffe für die Literatursuche	54
2.4	Suchgruppen zur Einschränkung der Literatursuche	55
2.5	Ergebnis der Literaturanalyse anhand der Bewertungskriterien für die ausgewählten Quellen	57
2.6	Bewertung der Vorarbeiten sowie Einordnung der vorliegenden Arbeit anhand der Bewertungskriterien	61
3.1	Weitere Industrieunternehmensinterne und -externe Zielgruppen	67
3.2	Semantik und Beschreibung der Systemkomponenten	69
3.3	Kenngrößen der Systemkomponenten für die Investitions- und Einsatzplanung .	74
3.4	Vergleich der Möglichkeiten zur Integration von Transformationsszenarien bezogen auf Eigenschaften der Investitionsplanung	77
3.5	Vergleich der Partizipationsmodelle bezogen auf Eigenschaften der Einsatzplanung	80
3.6	Energiewandler der Einsatzplanung	88
3.7	Kennzahlen für die Ergebnisse der Investitions- und Einsatzplanung	114
4.1	Übersicht der Modelle und Methoden in den Tests und der Industrieanwendung	128
4.2	Temperaturniveaus und Energiebedarfe sowie Abwärmequellen der thermischen Netze im Anwendungsfall ETA	130
4.3	Kennzahlen der Ergebnisse der Grundmodelle im Anwendungsfall ETA	134
4.4	Investitionsentscheidungen je Transformationsszenario im Anwendungsfall ETA .	138
4.5	Nettokapitalwerte der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall ETA	139
4.6	Reue (regret) der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall ETA	139
4.7	Vertraglich und Koordiniert im Anwendungsfall ETA	141
4.8	Temperaturniveaus und Energiebedarfe sowie Abwärmequellen der thermischen Netze im Anwendungsfall DELTA	146
4.9	Nettokapitalwerte und Reue (regret) der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall DELTA	150
4.10	Kennzahlen der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall DELTA .	150
A.1	Emissionsfaktoren	185
A.2	Primärenergiefaktoren	186
A.3	Deutsche Suchbegriffe für die Literatursuche	186
A.4	Auswahl von Normen und Richtlinien zur Planung thermischer Energiesysteme .	200
A.5	Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall ETA	202
A.6	Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall DELTA	220
A.7	Kennzahlen der Ergebnisse der Einzelrechnungen im Anwendungsfall DELTA . .	221

1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit beginnt mit der thematischen Eingrenzung des Forschungsthemas. Hierzu wird zunächst das behandelte Forschungsfeld vermessen, um die Ausgangssituation für diese Arbeit und ihre Problemstellung aufzuzeigen (Kapitel 1.1). Anschließend werden die übergeordnete Forschungsfrage und das übergeordnete Forschungsziel der Forschungsarbeit abgeleitet (Kapitel 1.2). Das Kapitel schließt mit der angewandten Forschungsmethodik zur Erreichung des Forschungsziels und dem damit zusammenhängenden Aufbau der Arbeit (Kapitel 1.3).

1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Der Industriesektor war 2021 für ca. 30 % des deutschen Endenergiebedarfs verantwortlich [AGEB22]. Zur Deckung der unterschiedlichen Nutzenergiebedarfe an den Industriestandorten, wie elektrische Energie für Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) oder Beleuchtung, thermische Energie für Prozesswärme und -kühlung, Raumheizung und -klimatisierung oder mechanische Energie, z. B. in Form von Druckluft, werden industrielle Energiesysteme eingesetzt [Rudo08; Pant19]. Steigende und volatilere Energiekosten, Ungewissheit über die zukünftige Versorgungssicherheit sowie das sozio-ökologische Ziel, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und Klimaneutralität zu erreichen, bewegen Industrieunternehmen zu Investitionen in die Transformation dieser industriellen Energiesysteme und damit der Energieversorgung ihrer Industriestandorte [Böhm23]. Die Bereitstellung von Wärme nimmt mit einem Anteil von ca. 73 % am industriellen Endenergiebedarf eine besondere Rolle ein (Abbildung 1.1); bei privaten Haushalten sind es ca. 90 % [UBA21]. Während im deutschen Stromsektor 2020 bereits ca. 45 % der Endenergie durch erneuerbare Energien (EE) bereitgestellt wurden, lag dieser Anteil im Wärmesektor erst bei ca. 15 % [AGEE22]. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen Transformationskonzepte auch für die Wärmeversorgung stärker forciert und umgesetzt werden [Thie21; Kavv19].

Für die Transformation der Wärmeversorgung ist der Ausbau von Fernwärme aufgrund von Energieeffizienzvorteilen durch Skaleneffekte und dem Potenzial, erneuerbare Energien und Abwärme über größere Entfernungen in das Energiesystem zu integrieren, zentral [Peld20; Lund14; Ehri23]. In Deutschland wurde 2020 erst ca. 8 % der Wärme durch Fernwärme bereitgestellt, wobei der Anteil an erneuerbaren Energien inkl. Abfall und Abwärme mit ca. 30 % deutlich über dem oben genannten Gesamtdurchschnitt der Wärme lag (Abbildung 1.2a) [AGFW22]. In der aktuellen Fernwärmeversorgung macht Abwärme u. a. aus Industrie als auch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie der Energiewandlung nur einen Anteil von 6 % aus, insbesondere in industrieller Abwärme wird jedoch ein großes Potenzial zur Emissionsreduktion gesehen. Für Deutschland wird erwartet, dass durch die Nutzung industrieller Abwärme zwischen 20 und 60 TWh der Wärmebereitstellung durch fossile Energieträger substituiert werden können [Blöm19]. Das techno-ökonomische Potenzial hängt dabei jedoch stark vom Temperaturniveau der Abwärme sowie der Fernwärmenetze ab (Abbildung 1.2b) [Blöm19]. Die Fernwärmeanbindung und damit der Vertrieb dezentraler Wärme wie Abwärme über ein lokales Fernwärmenetz muss hierbei mit dem Energieversorgungsunternehmen verhandelt werden, das für Wärmepreise, Versorgungssicherheit und spezifische Emissionen der Wärme verantwortlich

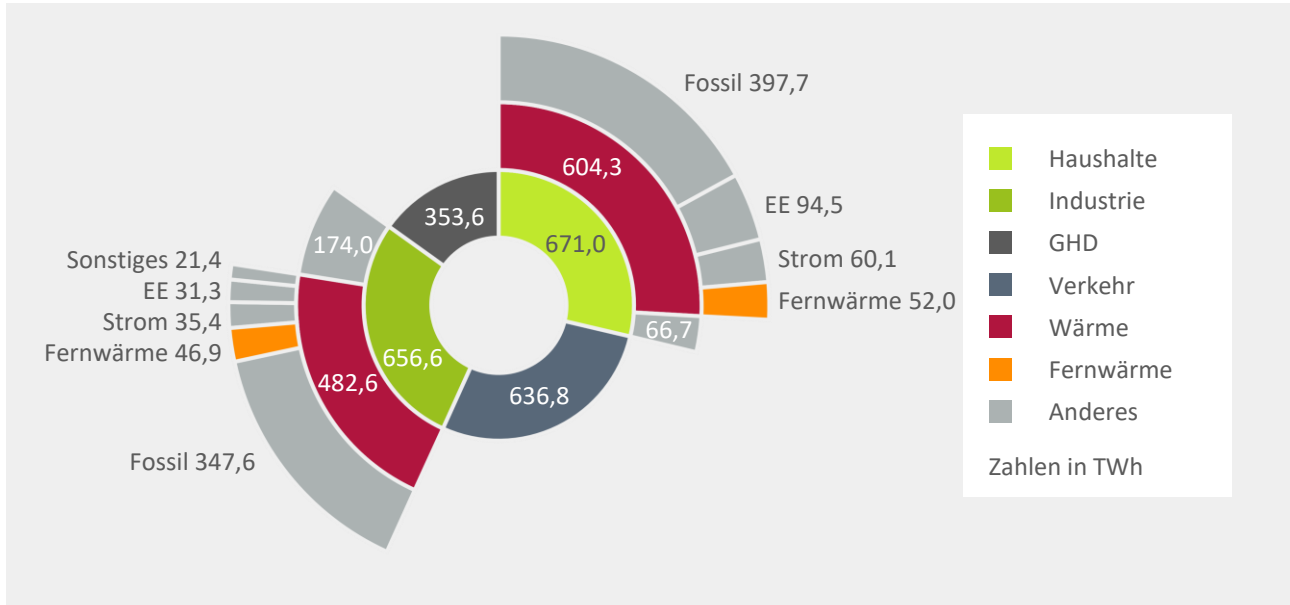


Abbildung 1.1: Verteilung der Endenergiebedarfe in Deutschland nach Sektoren im Jahr 2020. EE: Erneuerbare Energien, GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Zahlen aus [BMWK22].

ist [Mose20]. Eine Fernwärmeanbindung dezentraler Wärmequellen ist für Energieversorgungsunternehmen dann sinnvoll, wenn die Einsparungen durch günstigere Wärmegestehungskosten die verhältnismäßig hohe Investition für eine Anbindung ausgleichen. Zudem müssen technische Anforderungen wie Temperaturniveaus und regulatorische Rahmenbedingungen wie Primärenergiefaktoren eingehalten werden. Aus diesen diversen Herausforderungen sind einheitliche Liefermodelle für dezentrale Abwärmequellen bislang wenig verbreitet [Star20].

Die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme und damit auch die Möglichkeit, industrielle Abwärme in Fernwärmenetze einzubringen, ist aus Sicht eines Industrieunternehmens ein Planungsprozess, der durch das industrielle Energiemanagement angeleitet wird [Müll09; Posc11]. Ob eine Anbindung für das Industrieunternehmen ökonomisch vorteilhaft ist, hängt einerseits von Investitionskosten für das Industrieunternehmen, andererseits von den potenziellen Einnahmen und Einsparungen durch entsprechende Liefermodelle ab [Kohn23b]. Wei-

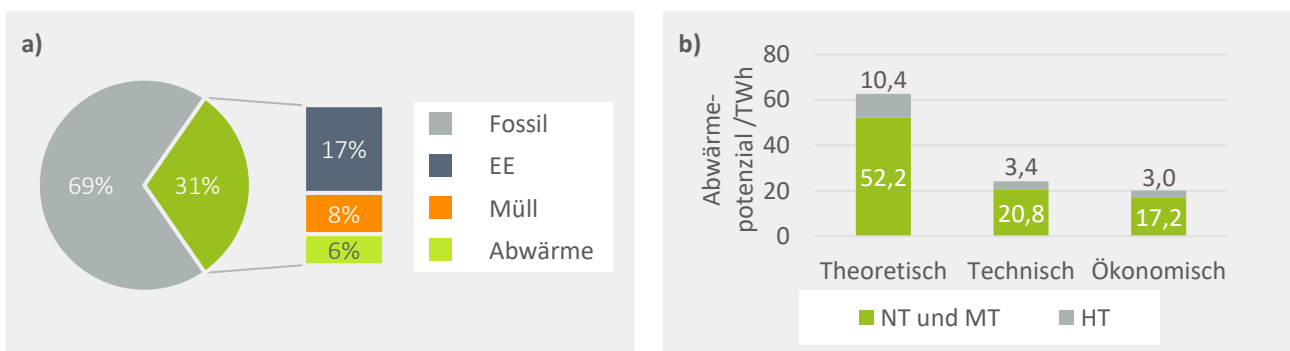


Abbildung 1.2: Abwärme als Anteil der Wärmeversorgung. a: Aufteilung der Quellen in Fernwärme, b: Abwärmepotenzial in Deutschland. EE: Erneuerbare Energien, HT: Hochtemperatur, MT: Mitteltemperatur, NT: Niedertemperatur. Zahlen aus [AGFW22; BDEW21; Blöm19].

terhin sind die verfügbaren Wärmemengen und deren Temperaturniveaus, die auch von der Transformation des industriellen Energiesystems abhängen, für die ökonomische und ökologische Bewertung entscheidend [Kohn23c]. In Anbetracht der technischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen in Kombination mit der Komplexität industrieller Energiesysteme muss eine Fernwärmeanbindung umfassend geplant werden. Fehlende Transparenz sowie Berechnungsgrundlagen und Vorgehensweisen bei der ganzheitlichen Investitions- und Einsatzplanung sind wesentliche Hemmnisse für das industrielle Energiemanagement und lassen diese Projekte bereits in frühen Konzeptphasen scheitern [Mose20; Star20].

1.2 Forschungsfrage und Forschungsziel

Der Forschungsbereich der mathematischen Optimierung bietet die Möglichkeit, Planungsprozesse durch quantitative Modelle und Methoden zu unterstützen und damit Entscheidungen zu verbessern [Mart22; Sios17]. In der Erforschung der Planung industrieller Energiesysteme wird mathematische Optimierung weitreichend eingesetzt, von der Komponenten- bis zur Systemebene. Der Begriff der Investitions- und Einsatzplanung beschreibt hierbei die Zusammenführung techno-ökonomischer Entscheidungen zur Auswahl und Dimensionierung von technischen Komponenten und Systemen sowie zum Einsatz dieser im Betrieb [Andi17]. Motiviert durch die Ausgangssituation und Problemstellung sowie die Möglichkeiten der mathematischen Optimierung von Energiesystemen leitet sich für die vorliegende Forschungsarbeit somit die übergeordnete Forschungsfrage ab:

Forschungsfrage Mit welchen Modellen und Methoden kann mathematische Optimierung zu einer verbesserten Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme beitragen?

Der Planungsprozess zur Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme ist von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig. In der Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme können eine Vielzahl von allgemeinen und problemspezifischen Modellen und Methoden der mathematischen Optimierung eingesetzt werden, um diese Rahmenbedingungen abzubilden. Für die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme können dies z. B. die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen wie die Transformation des industriellen Energiesystems [Kohn23c] oder die Abbildung verschiedener Partizipationsmodelle beim Energieein- und -verkauf [Kohn23b] sein. Damit mathematische Optimierung den Planungsprozess der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme sinnvoll unterstützt, muss sich die Optimierung auf die problemrelevanten Modelle und Methoden fokussieren [DeCa17]. Um die Optimierung sinnvoll in den Planungsprozess zu integrieren und zur Entscheidungsfindung beizutragen, ist zudem ein systematisches und auf das Problem der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme zugeschnittenes Vorgehen im Sinne des Operations Research notwendig [Doms15]. Vor diesem Hintergrund wird für die Forschungsarbeit folgendes Ziel formuliert, um die Forschungsfrage zu beantworten:

Forschungsziel Ableitung, Entwicklung und Erprobung einer Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme unter Berücksichtigung problemrelevanter Modelle und Methoden.

1.3 Forschungsmethodik und Aufbau

Zur Erreichung des übergeordneten Forschungsziels orientiert sich die Forschungsarbeit an der Design Research Methodolgy (DRM) [Bles09]. Diese Forschungsmethodik eignet sich für die Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme, da sie explizit einen Schwerpunkt auf die Erforschung von Gestaltungsprozessen legt. Die DRM unterteilt das Forschungsvorgehen in vier Phasen: die Forschungseingrenzung, eine erste deskriptive Studie, eine präskriptive Studie und schließlich eine zweite deskriptive Studie. Der Fokus und Umfang dieser Phasen kann sich je nach Forschungsarbeit und -ziel unterscheiden, sodass verschiedene Typen der DRM unterschieden werden. Im Rahmen dieser Arbeit findet der dritte Typ der DRM Anwendung, womit der Fokus der Forschungsarbeit auf der präskriptiven Studie liegt [Bles09]. Die Inhalte der Phasen sowie der davon abgeleitete Aufbau der vorliegenden Arbeit werden im Folgenden dargelegt.

In der ersten Phase – der Forschungseingrenzung – wird das Forschungsfeld sowie die zugrundeliegende Problemstellung literatur- und erfahrungsbasiert aufgezeigt und das Forschungsziel formuliert (Kapitel 1) [Bles09]. In dieser Arbeit wird eine Optimierungsmethodik zur Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme abgeleitet, entwickelt und erprobt, wodurch Entscheidungsprozesse der Investitions- und Einsatzplanung verbessert werden sollen. Auf Basis der Forschungseingrenzung wird in der zweiten Phase – der ersten deskriptiven Studie – ein grundlegendes Verständnis des Stands des Wissens aus Wissenschaft und Praxis aufgebaut (Kapitel 2) [Bles09]. Im Kontext der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme werden Grundlagen zu industriellen Energiesystemen sowie der energiewirtschaftliche Rahmen analysiert und eine Einordnung in die mathematische Optimierung gegeben. Weiterhin werden bestehende Forschungsansätze zur Beschreibung des Stands der Forschung aufgezeigt und das Forschungsdefizit dargelegt. Die erste deskriptive Studie findet auf Basis von Literaturrecherchen und -analysen statt.

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wird der Schwerpunkt auf die dritte Phase – die präskriptive Studie – zur umfassenden Entwicklung einer Optimierungsmethodik als Planungsunterstützung gelegt (Kapitel 3) [Bles09]. Durch die Optimierungsmethodik wird die optimale Auswahl und Dimensionierung der technischen Komponenten und Systeme zur Fernwärmeanbindung mit der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems gekoppelt, um die Entscheidung der Investition im Gesamtkontext der Planung des industriellen Energiesystems zu unterstützen. Weiterhin werden diese Modelle um Transformationskonzepte und Partizipationsmodelle als problemrelevante Aspekte erweitert. Die Optimierungsmethodik gliedert sich dazu in Forschungskonzept, Modellierung mit deskriptivem Modell, Optimierungsmodell und Vorgehensmodell in Anlehnung an relevante Schritte zur Anwendung mathematischer Optimierung bei Planungsprozessen [Doms15; Mart22] und Softwarekonzept.

In der letzten Phase des DRM – der zweiten deskriptiven Studie – wird die entwickelte Optimierungsmethodik initial angewandt und evaluiert, um erste Rückschlüsse für eine weitere Verwendung im Anschluss an diese Forschungsarbeit zu ziehen (Kapitel 4) [Bles09]. Hierzu werden zunächst Modell- und Methodentests für die einzelnen Funktionalitäten der Optimierungsmethodik durchgeführt und anschließend wird die Optimierungsmethodik auf einen industriellen Anwendungsfall appliziert. Die Forschungsarbeit schließt mit einem Fazit aus Zusammenfassung und Ausblick (Kapitel 5). Abbildung 1.3 fasst die Forschungsmethodik der vorliegenden Arbeit sowie deren Aufbau zusammen.

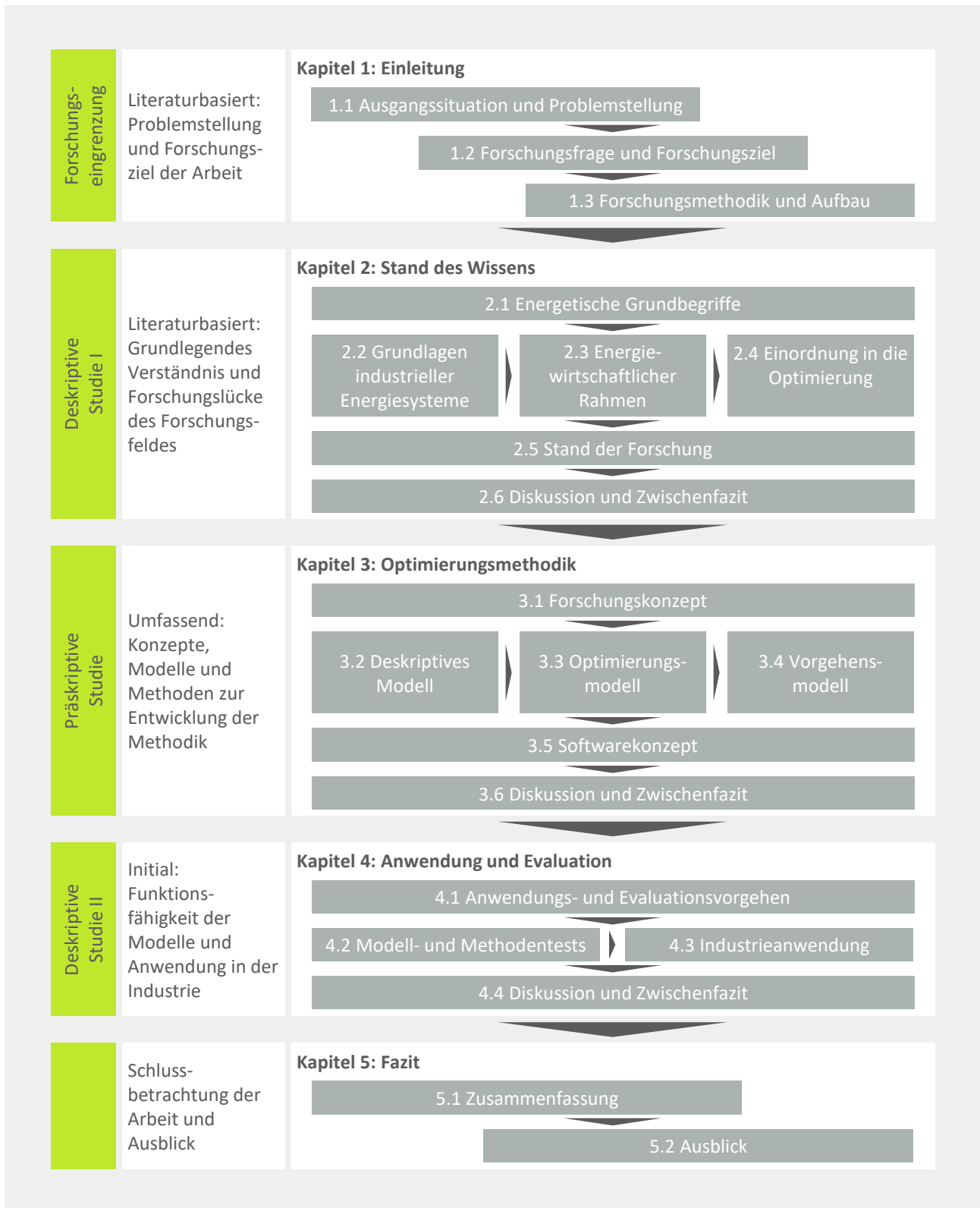


Abbildung 1.3: Forschungsmethodik und Aufbau der vorliegenden Forschungsarbeit.

2 Stand des Wissens

In diesem Kapitel werden wesentliche Inhalte aus Wissenschaft und Praxis beschrieben, die den Rahmen für die Optimierungsmethodik aufspannen. Hierzu werden zunächst energetische Grundbegriffe eingeführt (Kapitel 2.1). Anschließend werden Grundlagen industrieller Energiesysteme erläutert (Kapitel 2.2), der energiewirtschaftliche Rahmen beschrieben (Kapitel 2.3) sowie eine Einordnung in die Optimierung gegeben (Kapitel 2.4). Schließlich wird der Stand der Forschung des aufgespannten Themenfelds analysiert und das Forschungsdefizit herausgearbeitet (Kapitel 2.5) sowie ein Zwischenfazit zum Stand des Wissens gezogen (Kapitel 2.6).

2.1 Energetische Grundbegriffe

Die Modelle und Methoden als Basis der Methodik dieser Arbeit basieren auf den thermodynamischen Grundlagen und den daraus abgeleiteten energetischen Grundbegriffen. Die Hauptsätze der Thermodynamik werden daher kurz inhaltlich zusammengefasst [Weig13a]:

- **Nullter Hauptsatz:** Wenn sich zwei Systeme A und B sowie B und C im thermodynamischen Gleichgewicht befinden, dann befinden sich auch A und C im Gleichgewicht – mit der Temperatur T als übereinstimmender Zustandsgröße (Einführung des Begriffs Temperatur).
- **Erster Hauptsatz:** Energie E kann weder erzeugt noch vernichtet werden, sodass Energie in einem abgeschlossenen thermodynamischen System folglich konstant ist. Energiebilanzen eines thermodynamischen Systems können auf Basis des Energieerhaltungssatzes aufgestellt werden, in dem die Enthalpie H den Wärmehalt eines Systems beschreibt.
- **Zweiter Hauptsatz:** Ein thermodynamischer Prozess verläuft in Richtung einer ungeordneten Verteilung der Gesamtenergie, mit der Entropie S als Maßgröße. Thermische Energie ist folglich nicht beliebig in andere Energieformen umwandelbar und Wärme Q kann nicht ohne zusätzliche Energie von einem Körper mit niedrigem Temperaturniveau auf einen Körper mit hohem Temperaturniveau übergehen.
- **Dritter Hauptsatz:** Die Erreichung des absoluten Nullpunkts der Temperatur $T = 0$ Kelvin (K) ist nicht möglich. Der dritte Hauptsatz hat für diese Arbeit eine untergeordnete Relevanz.

Auf eine detaillierte Herleitung der Hauptsätze sowie der sich daraus ergebenden Formeln der folgenden Grundbegriffe wird an dieser Stelle verzichtet; für Herleitungen und weitergehende Recherchen sei an dieser Stelle auf thermodynamische und energietechnische Grundlagenliteratur wie [Baeh12; Weig13b; Step13] und [Rudo08; Zaho13] verwiesen.¹

¹ Thermodynamische Größen wie Energie E , Enthalpie H , Entropie S oder Wärme Q können als spezifische Größen auf eine Masse m bezogen werden und werden dann kleingeschrieben (e, h, s, q). [Step13]

Definition 2.1 (Modell, Methode, Methodik) Ein Modell beschreibt die vereinfachte Abbildung eines Systems, um durch Einsatz des Modells spezifische Erkenntnisse über das System bezogen auf eine konkrete Fragestellung zu erlangen [VDI3633]. Als Methoden werden Vorgehensweisen bezeichnet, die zu einer Zielerreichung systematisch und zielgerichtet durchlaufen werden [Clau06]. In diesem Kontext kann die Methodik als Technik bzw. Kunst zur Anwendung verschiedener Methoden (und Modelle) innerhalb eines Anwendungsfeldes definiert werden [Dude27].

2.1.1 Energie und Leistung

Energie E ist eine physikalische Zustandsgröße, die die Fähigkeit eines Körpers beschreibt, Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben oder Strahlung auszusenden. Die Energie eines Systems wird als Summe von innerer und mechanischer Energie berechnet; innere und mechanische Energie kann hierbei in verschiedenen Energieformen wie thermischer, chemischer, potenzieller, kinetischer oder elektrischer Energie vorliegen. Die Änderung der Energie eines Systems ΔE ergibt sich aus den Prozessgrößen der zugeführten Arbeit² W , der zugeführten thermischen Energie bzw. Wärme Q sowie der Energie durch Massenänderung ΔM , z. B. über eine Stoffübertragung (Gleichung 2.1) [Step13]. Die zugeführte Arbeit kann auch als (energetische) Leistung über die Zeit von Zeitpunkt t_1 bis Zeitpunkt t_2 , die Wärme als Wärmeleistung bzw. thermische Leistung über die Zeit beschrieben werden (Gleichungen 2.2 und 2.3) [VDI4661]. Wird das Zeitintervall von t_1 bis t_2 als Zeitschritt als stationär, also mit konstanten Zustandsgrößen im Zeitschritt, angenommen, kann die Leistung auch mit dem diskreten Zeitschritt Δt verrechnet werden. Die Abfolge der stationären Zeitschritte wird dann als Abfolge von Gleichgewichtszuständen als quasistationär bezeichnet [Baeh12]. Die Wertigkeit von Energie wird über den Begriff der Exergie beschrieben. Exergie E^{Ex} beschreibt den Anteil der Energie, die theoretisch vollständig in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Anergie E^{An} beschreibt dagegen den Energieanteil, der nicht umgewandelt werden kann (Gleichung 2.4) [Baeh12].

$$\Delta E = W + Q + \Delta M \quad (2.1)$$

$$W = \int_{t_1}^{t_2} P dt = P \cdot \Delta t \quad (2.2)$$

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q} dt = \dot{Q} \cdot \Delta t \quad (2.3)$$

$$E = E^{\text{Ex}} + E^{\text{An}} \quad (2.4)$$

Energiewandlungskette

Bis zur Energieanwendung als Nutzenergie für Energiedienstleistungen wird Energie zumeist mehrfach in verschiedene Energieformen umgewandelt [Rudo08]. Es werden hierbei verschiedene Energiearten unterschieden, die gemeinsam als übergeordnete Energiewandlungskette betrachtet werden können (Abbildung 2.1). Die Energieart Primärenergie bezeichnet die Energie, die in

² Arbeit und Energie unterscheiden sich in ihrer physikalischen Wirkung nicht. So wird für beides die Einheit Joule verwendet. Im Rahmen dieser Arbeit wird unter dem Begriff Arbeit insbesondere die zugeführte elektrische Arbeit bzw. Energie sowie chemische Energie in Form von Umwandlungsprozessen, z. B. aus Brennstoffen, verstanden. Elektrische Arbeit bzw. Energie wird im Folgenden auch als (elektrischer) Strom bezeichnet. [VDI4661]

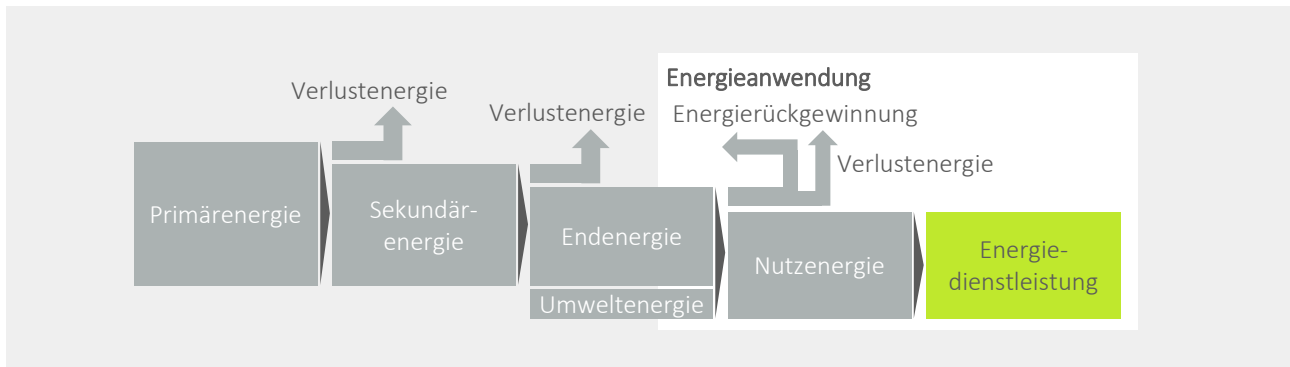


Abbildung 2.1: Energiewandlungskette. In Anlehnung an [Pant19; Flum21].

natürlichen Energieträgern verfügbar ist. Zu den Primärenergieträgern zählen fossile Energieträger wie Erdöl, Kohle oder Erdgas, aber auch Kernenergie sowie erneuerbare Energien (Wind, Wasserkraft, solare Einstrahlung, Biomasse und Geothermie bzw. Umgebungswärme). Energie aus Energieträgern, die technische Umwandelungsschritte durchlaufen müssen, so z. B. elektrische Energie oder Kraftstoffe, aber auch Fernwärme oder Druckluft, wird als Sekundärenergie bezeichnet. Primär- und Sekundärenergie, die an Endverbraucher³ wie Industrieunternehmen übergeben wird, wird als Endenergie bezeichnet [Hess12; VDI4661]. Primärenergie kann aber ebenso aus der unmittelbaren Umgebung, z. B. aus solarer Einstrahlung oder Umgebungswärme als Umgebungswärme genutzt werden [Rudo08].

Bei der Energiewandlung, -speicherung und -verteilung fallen energetische Verluste an, meist in Form von Abwärme. Der Wirkungsgrad η und damit die Energieeffizienz eines Umwandelungsschritts bzw. Energiewandlers setzt die genutzte ausgehende Energie E^{Aus} ins Verhältnis zu der eingegangenen Energie E^{Ein} eines Systems oder Umwandelungsschritts (Gleichung 2.5) [Baeh12]. Energiewandler sind technische Anlagen zur Energiewandlung [VDI4661]. Durch Energieerückgewinnung kann ein Teil der Verlustenergie der Energiewandlungskette erneut zugefügt und an anderer Stelle genutzt werden [Müll09]. Die Verlustenergie E^{Verlust} bezeichnet in diesem Zusammenhang die ausgehende Energie, die keine nutzbare Energie für den folgenden energetischen Schritt darstellt. Bei mehreren aufeinanderfolgenden Umwandelungsschritten lässt sich der Gesamtwirkungsgrad der Umwandelungskette η^{Kette} als Produkt der Einzelwirkungsgrade n_i darstellen (Gleichung 2.6) [Müll09]. Bei Energiewandlern, die eine eingehende Energieform in mehrere Nutzenergieformen umwandeln, können die Einzelwirkungsgrade zum gekoppelten Wirkungsgrad η^{Kopplung} addiert werden (Gleichung 2.7) [Zaho13].

$$\eta = \frac{E^{\text{Aus}}}{E^{\text{Ein}}} = 1 - \frac{E^{\text{Verlust}}}{E^{\text{Ein}}} \quad (2.5)$$

$$\eta^{\text{Kette}} = \prod_{i=1}^n n_i \quad (2.6)$$

$$\eta^{\text{Kopplung}} = \eta_1 + \eta_2 = \frac{E_1^{\text{Aus}} + E_2^{\text{Aus}}}{E^{\text{Ein}}} \quad (2.7)$$

³ Aufgrund der Energieerhaltung sind die Begriffe Energieverbrauch und Energieerzeugung formal nicht korrekt, werden jedoch häufig verwendet [DIN50001]. Für die Energie, die ein Energieverbraucher benötigt, wird im Rahmen dieser Arbeit der Begriff Energiebedarf verwendet. Für den Begriff der Energieerzeugung wird der Begriff Energiewandlung verwendet, die Bereitstellung spezifischer Energieformen wie Wärmeenergie jedoch als Wärmeerzeugung bezeichnet.

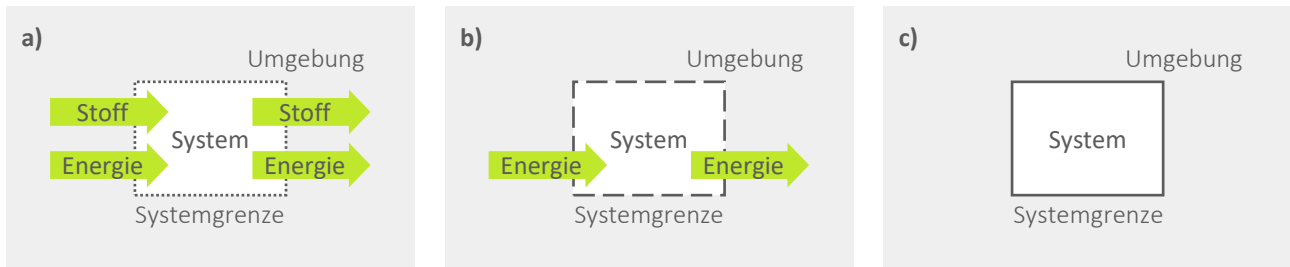


Abbildung 2.2: Systemarten mit Energie- und Stoffübertragung. a: offenes System, b: geschlossenes System, c: abgeschlossenes System. In Anlehnung an [Lang13].

Energiesystem

Zur Beschreibung, Analyse und Bewertung wird ein Energiesystem als Gesamtheit miteinander verbundener Komponenten zur Energiewandlung, -speicherung und -transport von Energie betrachtet und von einer Systemgrenze umschlossen [Sche16]. Innerhalb der Systemgrenze befindet sich das betrachtete System, außerhalb die Umgebung. Thermodynamisch werden drei Systemarten hinsichtlich der Schnittstellen zur Umgebung unterschieden (Abbildung 2.2). Während in offenen Systemen eine Stoff- und Energieübertragung über die Systemgrenze möglich ist, ist dies bei abgeschlossenen Systemen nicht möglich. Bei geschlossenen Systemen ist keine Stoffübertragung, jedoch eine Energieübertragung über die Systemgrenze möglich [Baeh12].

Der Begriff des Energiesystems bzw. seine Systemgrenze kann prinzipiell beliebig gesetzt werden [Baeh12], sodass entweder einzelne technische Anlagen (z. B. Energiewandler, -speicher oder -transportsysteme), lokal zusammengehörige Komponenten (z. B. industrielle Energiesysteme) oder übergeordnete Systeme (z. B. das Energiesystem Deutschlands) als Systeme definiert und auch verschachtelt werden können [Sche16].

2.1.2 Thermische Energie

Die Wärme Q beschreibt die thermische Energie, die einem Energiesystem zugeführt oder von diesem abgeführt wird⁴ [Sche16]. Die nutzbare Wärme hängt von Änderungen in Zustandsgrößen wie Temperaturänderungen, Phasenübergänge (Verdunsten und Kondensieren sowie Schmelzen und Erstarren) oder Druck- und Volumenänderungen, z. B. in Gasen, auch im Verhältnis mit der Umgebung ab [Step13]. In technischen Systemen zur Wandlung von thermischer Energie in Arbeit W (mechanische Energie) beschreibt der Carnot-Wirkungsgrad η^{Carnot} über den theoretischen (im T-s-Diagramm⁵ rechtsläufigen) Carnot-Prozess den maximal erreichbaren Wirkungsgrad, also den Exergieanteil der Wärme (Abbildung 2.3). Der Carnot-Wirkungsgrad wird über die Temperaturen bei einem Zustand niedriger Temperatur T^K , z. B. der Umgebungstemperatur, und einem Zustand höherer Temperatur T^W berechnet (Gleichung 2.8) [Baeh12].

⁴ Zugeführte und abgeführte thermische Energie wird thermodynamisch als Wärme bezeichnet. Aufgrund der Etablierung im industriellen Umfeld wird im Rahmen der Arbeit auch der Begriff der Kälte verwendet. Kälte bezeichnet das Abführen thermischer Energie und damit das Gegenteil von Wärme als das Zuführen thermischer Energie. Kühlung bzw. Kühlen ist in diesem Kontext ein abgeschwächter Begriff von Kälte.

⁵ In einem T-s-Diagramm beschreibt die Fläche unter einer Verlaufskurve die Summe aus zu- oder abgeführte Wärme sowie eingesetzten Arbeit eines Systems. [Step13]

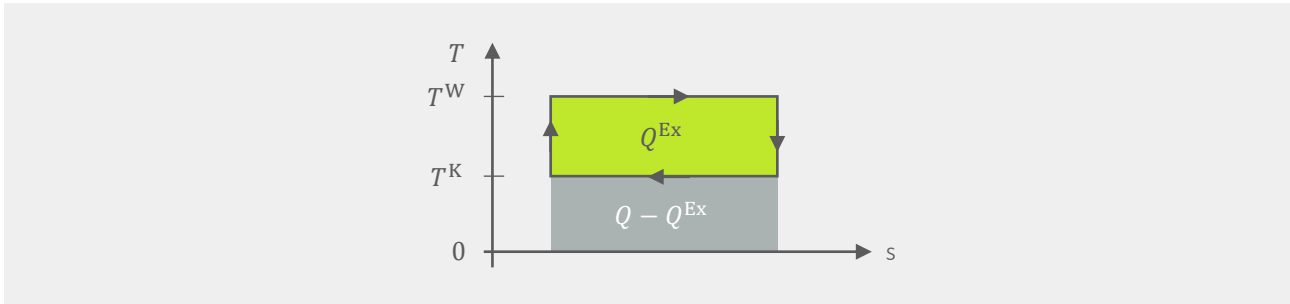


Abbildung 2.3: Darstellung des rechtsläufigen Carnot-Prozesses im T-s-Diagramm. Q^{Ex} : Exergie, Q : Wärme, s : spezifische Entropie, T : Temperatur in K. In Anlehnung an [Baeh12].

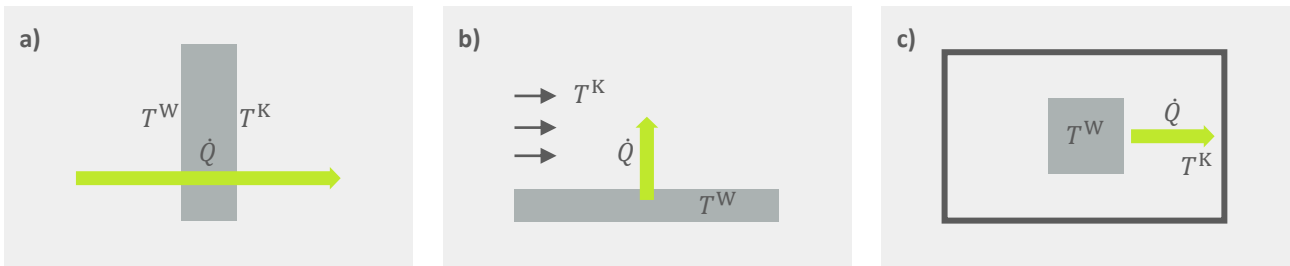


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung von Arten der Wärmeübertragung. a: Leitung, b: Konvektion, c: Strahlung. T^W, T^K : Höhere und niedrigere Temperatur, \dot{Q} : Wärmeleistung. In Anlehnung an [Kurl18].

$$W \leq Q^{\text{Ex}} = Q \cdot \eta^{\text{Carnot}} = Q \cdot \left(1 - \frac{T^K}{T^W}\right) \quad (2.8)$$

Wärmeübertragung

Der Vorgang, dass Wärme von einem Medium bzw. System auf ein anderes übergeht, wird als Wärmeübertragung bezeichnet. Im Wesentlichen lassen sich drei Arten der Wärmeübertragung unterscheiden (Abbildung 2.4) [Step13]:

- **Leitung:** Impulsaustausch zwischen benachbarten Atomen und Molekülen bei vorhandenem Temperaturgradienten.
- **Konvektion:** Energietransport durch gerichtete Bewegungen kleinerer und größerer Molekülverbände (bewegte Medien).
- **Strahlung:** Ohne materiellen Träger, Transport über elektromagnetische Wellen.

Weiterhin kann die abgegebene bzw. aufgenommene Wärme Q eines Mediums über die Temperaturdifferenz zwischen zwei Zuständen ΔT sowie die Masse m und spezifische Wärmekapazität c_p des Mediums errechnet werden. Findet ein Phasenwechsel, z. B. von Dampf zu flüssigem Wasser⁶, zwischen den Zuständen statt, wird auch die Phasenwechselenthalpie ΔH als Wärme abgegeben bzw. aufgenommen (Gleichung 2.9). Analog zur Wärme kann die Wärmeleistung als thermische Leistung \dot{Q} über den Massenstrom \dot{m} sowie die Temperaturdifferenz errechnet

⁶ Im Folgenden wird für flüssiges Wasser der Begriff Wasser verwendet.

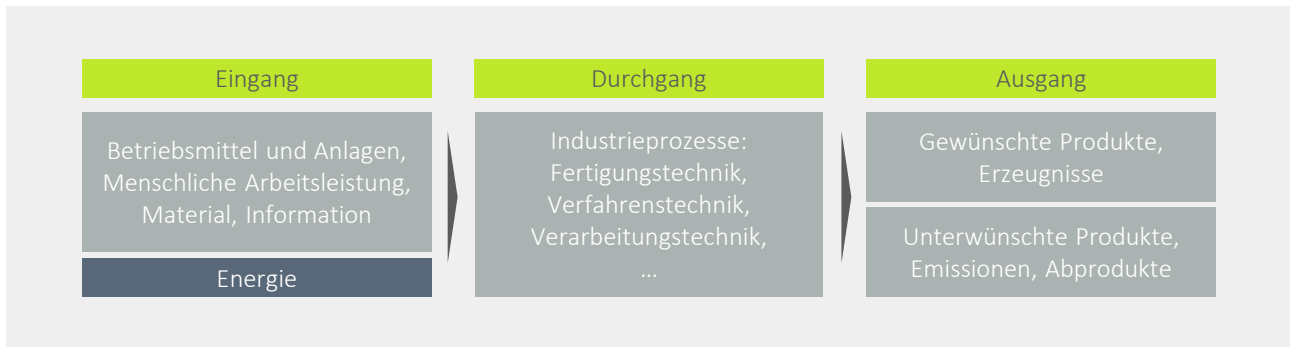


Abbildung 2.5: Eingang, Durchgang und Ausgang von Industrieprozessen. In Anlehnung an [Sche14].

werden (Gleichung 2.10). Die Masse ergibt sich über die Dichte ρ sowie das Volumen V , der Massenstrom \dot{m} über die Dichte ρ sowie den Volumenstrom \dot{V} (Gleichung 2.11) [Weig13b].

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T + \Delta H \quad (2.9)$$

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T + \Delta h \quad (2.10)$$

$$m = V \cdot \rho \quad \text{bzw.} \quad \dot{m} = \dot{V} \cdot \rho \quad (2.11)$$

2.2 Grundlagen industrieller Energiesysteme

Der Begriff Industrie als Teil der Wirtschaft beschreibt Unternehmen, die als Produkte überwiegend Sachgüter produzieren und dazu vorwiegend maschinelle Anlagen unter weitgehender Arbeitsteilung und Spezialisierung der Mitarbeitenden einsetzen [Voig08]. Im Kontext dieser Arbeit wird insbesondere die verarbeitende Industrie adressiert, die sich wiederum je nach vorwiegend produzierten Sachgütern der Unternehmen in insgesamt 24 Industriezweige unterteilen lässt, darunter die Herstellung von chemischen Erzeugnissen oder der Maschinenbau [Euro08; Vere08]. Zur Herstellung dieser Güter werden an Industriestandorten materielle und immaterielle Produktionsfaktoren eingesetzt und durch Industrieprozesse bzw. -prozessketten aus fertigungs-, verfahrens-, verarbeitungstechnischen sowie logistischen Teilprozessen verarbeitet bzw. bearbeitet (Abbildung 2.5). Zu den Produktionsfaktoren gehört neben Betriebsmitteln, Material und Arbeitskraft auch Energie [Müll09; Sche14].

Die Energie, die für den Betrieb der Standorte von Industrieunternehmen benötigt wird, wird über die Energiewandlungskette bis zur Nutzung in Form von Energiedienstleistungen bezogen und umgewandelt (siehe Kapitel 2.1) [Posc11]. Zum Endenergiebezug zählen in der Industrie maßgeblich elektrische Energie, fossile Energieträger wie Erdgas, aber auch Fernwärme oder alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff [Dehl20]. Endenergie kann aus fossilen, aber auch aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt werden. Neben der Endenergie nutzen Industrieunternehmen Umweltenergie wie solare Einstrahlung oder Umgebungswärme als erneuerbare Energien. Der Anteil erneuerbarer Energien an der bezogenen Endenergie in der Industrie in Deutschland machte 2020 jedoch nur 4,1 % aus, während sich fossile Energieträger wie Erdgas, Mineralöle oder Kohle insgesamt auf 62,5 % (Erdgas auf 31,2 %) beliefen. Die Sekundärenergie Strom betrug dabei 20,9 %, die bezogene Wärme aus Fernwärme 4,8 % [Dest06].

2.2.1 Energieeinsatz in der Industrie

Der Bezug von Endenergie sowie die Einbeziehung von Umweltenergie an einem Industriestandort wird durch Energiewandlung, -speicherung und -verteilung bedarfsgerecht für die Energiedienstleistungen als Nutzenergie bereitgestellt. Energiedienstleistungen an einem Industriestandort sind vielfältig und können wie folgt unterschieden werden [Rudo08; Pant19]:

- Technologische Prozesse benötigen Energie, z. B. zur Herstellung von Produkten oder zur Umwandlung von Energie. Diese Prozesse können in mechanische Prozesse (z. B. zur Zerspannung oder zur Erzeugung von Druckluft), thermische Prozesse für Prozesswärme und -kälte (z. B. für Härteprozesse oder die Kühlung von Kühlschmierstoffen) sowie elektrotechnologische Prozesse (z. B. für Elektrolyse oder Galvanik) unterteilt werden.
- Zur Raumkonditionierung, also der Bereitstellung von Heizung, Lüftung und Klimatisierung, aber auch zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser wird insbesondere thermische Energie, aber auch Energie zur Aufbereitung von Energieträgern wie Wasser benötigt.
- Der Transport von Mitarbeitenden und Materialien am Industriestandort benötigt Energie, so z. B. Kraftstoffe oder elektrische Energie.
- Die Beleuchtung am Industriestandort ist notwendig für Wohlbefinden, Leistungsfähigkeit und Arbeitssicherheit der Mitarbeitenden und benötigt entsprechende Energie.
- Die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) benötigt schließlich Energie für die Verarbeitung und Speicherung von Daten und nimmt im Zuge der Digitalisierung zunehmend an Bedeutung, auch in punkto Energiebedarf, zu.

Bis zur Bereitstellung von Nutzenergie kann Energie mehrere Wandlungsschritte durchlaufen, sodass Energiebedarfe für die technologischen Prozesse auch in den Anwendungen unterschieden werden können. So wird ein Teil der Energie für die Produktionsprozesse des Industrieunternehmens wie z. B. für Metallverarbeitungsprozesse oder verfahrenstechnische Prozesse benötigt. Diese Prozesse können im Vergleich der Industriezweige sehr heterogen sein [Bles17]. Ein anderer Teil wird für Querschnittstechnologien benötigt. Der Begriff Querschnittstechnologien beschreibt Technologien, die über verschiedene Industriezweige hinweg eingesetzt werden und häufig der Energiewandlung, -speicherung und -verteilung zuzuordnen sind [Müll09].

Energiewandlung, -speicherung und -verteilung

Um die Nutzenergiebedarfe für die Energiedienstleistungen zur richtigen Zeit, am richtigen Ort und in der richtigen Energieform bereitstellen zu können, werden Querschnittstechnologien eingesetzt. Die Gesamtheit dieser technischen Anlagen zur Energiewandlung, -speicherung und -verteilung wird zumeist der Gebäudetechnik oder technischen Gebäudeausrüstung (TGA) bzw. Versorgungstechnik zugeordnet (Abbildung 2.6) [VDI4700]. Der Endenergiebedarf für den Betrieb der Versorgungstechnik wird je nach Industriezweig auf zwischen 10 und 40 % des Gesamtendenergiebedarfs abgeschätzt [Rein17].

Bei der Energiewandlung wird zwischen zentralen und dezentralen Energiewandlern unterschieden [Wohi13]. Zentrale Energiewandler werden zur Deckung der Energiebedarfe mehrerer technischer Systeme und Prozesse am Industriestandort zentral installiert. Solche technischen Systeme können verschiedene Anlagen der Wärme- und Kältetechnik ebenso wie Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen, aber auch technische Anlagen zur Druckluftherzeugung, zur Nutzung erneuerbarer Energien wie Photovoltaik (PV) und Geothermie oder raumluftechnische

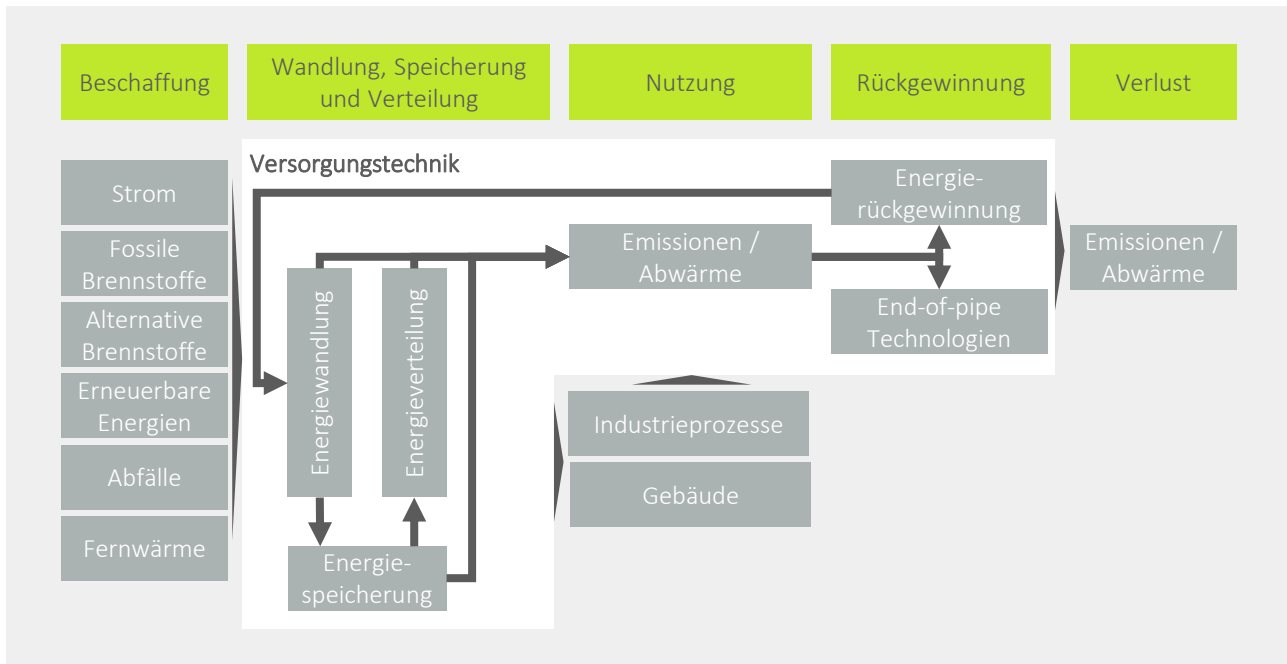


Abbildung 2.6: Schema des Energieeinsatzes in der Industrie. In Anlehnung an [Haag13; Pant19].

Anlagen beinhalten [Bles17]. Über Energieträger wie Dampf, Heiß- und Warmwasser, Kühl- und Kaltwasser aber auch elektrische Energie, Erdgas oder Druckluft wird die Energie über Energienetze am Industriestandort verteilt [DIN276]. Diese zentral bereitgestellte Energie kann auch als Einsatzenergie bezeichnet werden [Leem92]. Die zur Verteilung der Einsatzenergieträger eingesetzten Energienetze bestehen wiederum aus technischen Systemen wie Rohrleitungen mit Pumpen und Ventilen. Zur zeitlichen Entkopplung der Energieumwandlung und des Energiebedarfs werden in Energiesystemen Speichertechnologien wie thermische oder elektrische Speicher eingesetzt. Thermische Speicher können hier passiv als Pufferspeicher oder aktiv zur besseren Energierückgewinnung sowie Einbindung von erneuerbaren Energien wie Geothermie genutzt werden. Elektrische Speichertechnologien wie Batterien werden zudem auch zur Lastflexibilisierung und zur besseren Ausnutzung von durch PV gewandelter elektrischer Energie eingesetzt [Ster14]. Die Gesamtheit der technischen Anlagen von zentraler Energieumwandlung, -speicherung und -verteilung bis zur Bereitstellung von Einsatzenergie wird im Rahmen dieser Arbeit als industrielles Energiesystem bezeichnet.

Einsatzenergie kann am Ort der Nutzung schließlich von dezentralen Energiewandlern wie Motoren oder Anlagen für Heiz- und Kühlkreisläufe innerhalb von Industrieprozessen in die entsprechende Nutzenergie umgewandelt werden. Beim Betrieb von Energiewandlern sowie technologischen industriellen Prozessen entsteht Verlustenergie, zumeist in Form von Abwärme. Durch Energierückgewinnung kann ein Teil dieser Verlustenergie dem industriellen Energiesystem erneut zugeführt und an anderer Stelle genutzt werden, was den Wirkungsgrad und damit die Energieeffizienz des Gesamtsystems erhöht. Wenn eine Energierückgewinnung am Industriestandort nicht möglich ist, kann diese überschüssige Energie auch an das Energieversorgungsunternehmen zurückgegeben bzw. vertrieben werden, z. B. industrielle Abwärme oder überschüssige elektrische Energie [Dehl20]. Die Energierückgewinnung umfasst technische Anlagen zur Nutzbarmachung von Verlustenergie, z. B. den Einsatz von Wärmeübertragern oder Wärmepumpen zur Rückgewinnung industrieller Abwärme [Bles17]. Eine umfassende Übersicht

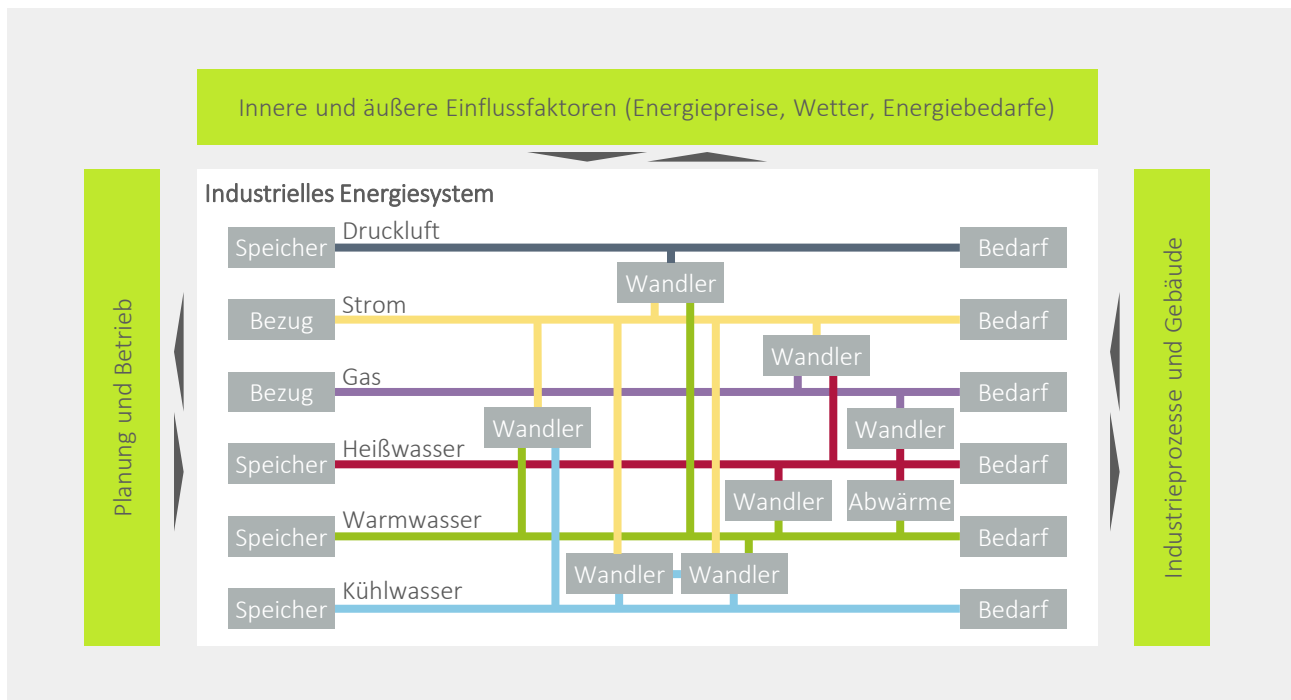


Abbildung 2.7: Multi-modales industrielles Energiesystem am Beispiel der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt. In Anlehnung an [Abel18; Pant19].

über die Gesamtheit an technischen Anlagen zur Energiewandlung, -speicherung und -verteilung sowie Energierückgewinnung bieten u. a. [Hess12; Bles17; Dehl20].

Definition 2.2 (Industrielles Energiesystem) Gesamtheit der lokal abgegrenzten, domänenübergreifenden technischen Komponenten und Systeme zur zentralen Energiewandlung, -speicherung und -verteilung zur Bereitstellung von Einsatzenergie (Strom, Wärme, Kälte, Druckluft, etc.) am Industriestandort. Hierzu müssen industrielle Energiesysteme neben den technischen Anlagen innerhalb der Systemgrenze den Endenergiebezug, Einsatzenergiebedarf sowie eine potenzielle Energierückgewinnung als Verbundsystem berücksichtigen. [Pant19]

Industrielle Energiesysteme als Verbund

Industrielle Energiesysteme an Industriestandorten können für Planung und Betrieb ganzheitlich betrachtet werden. Durch den Einsatz diverser Energiewandler werden die domänenübergreifenden Energienetze, z. B. für Strom, Wärme, Kälte, Gas und Druckluft, miteinander gekoppelt. Neben den verschiedenen Energienetzen und -wandlern können zudem Energiespeicher sowie -rückgewinnungsanlagen in Planungs- und Betriebsansätze integriert werden. Mit dem Ziel der Nutzung von Synergien der verschiedenen Teilsysteme werden diese vernetzten Energiesysteme auch als multi-modale Energiesysteme bezeichnet [Thie17b; Dole21]. Weitere Bezeichnungen sind u. a. integrierte [Fuen16], hybride [Pant19] oder intelligente [Lund12] Energiesysteme sowie der Begriff Energieverbundsystem [Sche16]. Abbildung 2.7 stellt exemplarisch ein multi-modales industrielles Energiesystem am Beispiel der Forschungsfabrik Energieeffizienz- und Anwendungszentrum (ETA) an der Technischen Universität Darmstadt (auch TU Darmstadt oder TUDa) [Abel18] in Abhängigkeit innerer und äußerer Einflussfaktoren dar [Pant19].

Multi-modale industrielle Energiesysteme zeichnen sich durch eine hohe Dynamik in den unterschiedlichen Energiebedarfen, z. B. durch wechselnde Produktionspläne und schwankende Außentemperaturen, aus [Thie12]. Neben den Energiebedarfen ist auch das Betriebsverhalten der technischen Anlagen von äußeren Einflüssen wie der Außentemperatur abhängig [Bles21]. Durch die Möglichkeit der Energierückgewinnung wie z. B. von industrieller Abwärme findet zudem eine wechselwirkende Interaktion mit Anlagen der Industrieprozesse als auch den Gebäuden am Industriestandort statt [Hirz13]. Für die Bereitstellung der Einsatzenergie beziehen multi-modale industrielle Energiesysteme Endenergie aus zentralen (nationalen oder internationalen) Energiesystemen wie dem Stromnetz, dem Gasnetz, aber auch aus Fernwärmenetzen. Die entsprechenden Preisbestandteile des Bezugs von Endenergie müssen bei der Planung und dem Betrieb berücksichtigt werden [Matz17a]. Die Planung solcher Systeme orientiert sich zumeist an Vorgehensweisen der Planung von TGA (z. B. [VDI2067; VDI2073]) sowie der Fabrikplanung [VDI5200]; der Betrieb findet zumeist mit regelbasierten Ansätzen über die Gebäudeautomation (GA) innerhalb der Gebäudeleittechnik (GLT) statt [VDI3814]. In zahlreichen Forschungsansätzen wird versucht, die Planung und den Betrieb dieser multi-modalen industriellen Energiesysteme mittels Methoden und Algorithmen wie der mathematischen Optimierung (Kapitel 2.4) zu verbessern, so z. B. in [Atab17; Baum20].

Für die Planung einzelner technischer Anlagen als Systemkomponenten industrieller Energiesysteme sind deren Nennleistungen bzw. Kapazitäten wichtige Merkmale. Die Nennleistung beschreibt die energetische Leistung der primären Nutzenergieform einer technischen Anlage im Nennbetriebspunkt, welches zumeist die maximal erzeugbare Leistung im bestimmungsgemäßen Betrieb widerspiegelt [Zaho13]. Bei Energiespeichern wiederum beschreibt die Kapazität die maximal speicherbare Energie bezogen auf die Energieform (Nennkapazität) und Parameter im Einsatz (nutzbare Speicherkapazität) [Dehl20].

Definition 2.3 (Multi-modalität industrieller Energiesysteme) Ganzheitliche Betrachtung industrieller Energiesysteme für Planung und/oder Betrieb zur Bereitstellung von Einsatzenergie mit folgenden Charakteristika [Sche16]:

- Aus Sicht eines nationalen Energiesystems findet die Energiewandlung in örtlicher Nähe zum Energiebedarf als dezentrale Versorgungsstruktur, z. B. an einem Industriestandort, mit einer hohen Anzahl an angeschlossenen Energieverbrauchern statt.
- Es werden verschiedene Technologien zur Energiewandlung, -speicherung und -verteilung mit hohem Anteil gekoppelter Energiewandlung, z. B. KWK, integriert und im Verbund betrieben.
- Es werden mehrere Energienetze (z. B. Strom, Wärme, Gas) mit multi-valentem Einsatz von Endenergie (z. B. Erdgas, Biomasse, Strom, Umweltenergie) eingesetzt.

Im Sinne der Energieeffizienz gilt es, die multi-modalen industriellen Energiesysteme unter den Randbedingungen der durch die Industrieprozesse möglichst effizient zu planen und zu betreiben. [Dole21; Thie17b; Pant19]

2.2.2 Industrielle Wärme- und Kälteversorgung

Ein elementares Teilsystem in industriellen Energiesystemen ist die Wärme- und Kälteversorgung, also die Bereitstellung von Wärme (Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser) sowie

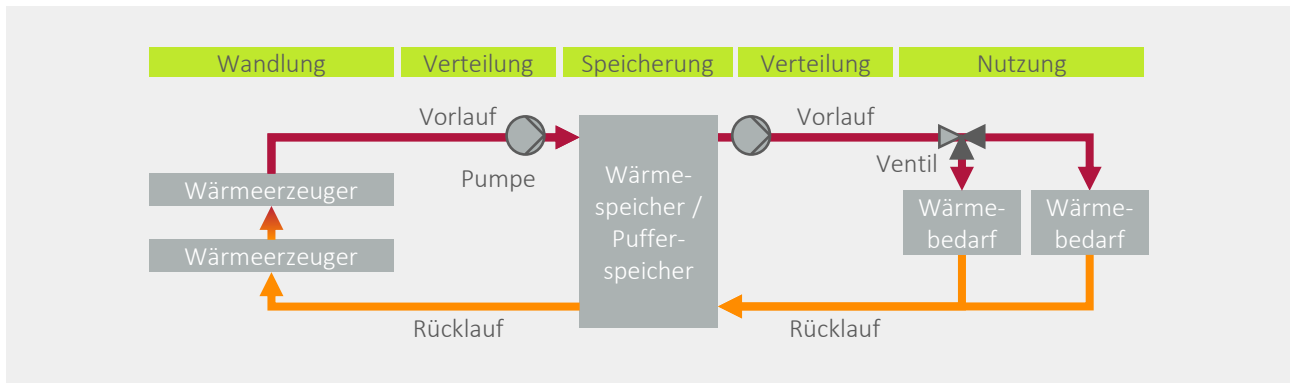


Abbildung 2.8: Schema thermischer Energienetze. In Anlehnung an [VDI2073].

Kälte (Klimatisierung, Prozesskälte) als Einsatzenergie an Industriestandorten. In der Industrie in Deutschland hatte die Wärme- und Kälteversorgung 2019 einen Anteil am Endenergiebedarf von ca. 75 % (66,7 % für Prozesswärme, 5,9 % für Raumwärme und 2,2 % für Kälteanwendungen wie Klimakälte). Weitere Anwendungsbereiche sind die mechanische Energie (22 %) sowie die Energiebereitstellung für Informations- und Kommunikationstechnik (1,3 %) und für Beleuchtung (1,3 %) [UBA21]. Die industrielle Wärmeversorgung basiert insbesondere auf fossilen Endenergieträgern (ca. 80 %), die Kälteversorgung auf elektrischer Energie (ca. 90 %) [Flum21].

Thermische Energienetze in der Industrie

Zur Bereitstellung von Wärme und Kälte als Einsatzenergie werden an Industriestandorten thermische Energienetze eingesetzt, in denen über ein Energieträgermedium, zumeist Dampf oder Wasser, die entsprechende Energie bereitgestellt wird [Hess12]. Über Rohre und mittels Pumpen und Ventile wird dieses Medium von den Wärmeerzeugern zu den Wärmebedarfen (Vorlauf) und von den Wärmebedarfen zurück zu den Wärmeerzeugern (Rücklauf) transportiert (Abbildung 2.8) [VDI2073]. Wärmeerzeuger und Wärmebedarfe können hierbei in einer Reihenschaltung oder Parallelschaltung integriert werden (in der Abbildung sind die Wärmeerzeuger in einer Reihenschaltung, die Wärmebedarfe in einer Parallelschaltung abgebildet). In der [VDI2073] werden die verschiedenen Verschaltungsmöglichkeiten und deren Charakteristika näher erläutert. Zur Wärmeversorgung wird dem Medium von den Wärmebedarfen Wärmeenergie entzogen und somit die Temperatur zwischen Vorlauf und Rücklauf abgesenkt. Über einen Phasenwechsel, z. B. von Dampf zu Wasser als Verdampfungsenthalpie, kann weitere Wärmeenergie vom Medium abgegeben werden (Kapitel 2.1.2) [Böge14]. In der Kälteversorgung wird die überschüssige, abzuführende Wärmeenergie der Kältebedarfe an das Medium abgegeben und somit die Rücklauftemperatur im Vergleich zur Vorlauftemperatur angehoben. Die Kälteerzeuger führen diese Wärme vom Medium wieder ab. Über verschiedene Parameter wie Volumenstrom und Temperaturdifferenz von Vorlauf und Rücklauf kann die Wärmeleistung eingestellt werden [VDI2073].

Die Wärmeübertragung spielt in thermischen Energienetzen als fluidbasierte Energiesysteme eine zentrale Rolle. Als technische Anlagen werden hierzu häufig Wärmeübertrager eingesetzt, z. B. Gleichstrom-, Gegenstrom- oder Kreuzstromwärmeübertrager [Step13], weshalb das grundlegende Prinzip am Beispiel des Gegenstromwärmeübertragers kurz veranschaulicht werden soll (Abbildung 2.4): Zwei Fluide mit unterschiedlichen Eingangstemperaturen $T^{W, \text{Ein}}$ und $T^{K, \text{Ein}}$ sowie den Masseströmen \dot{m}^W und \dot{m}^K fließen an einer Wärmeübertragungsfläche A entlang. Auf-

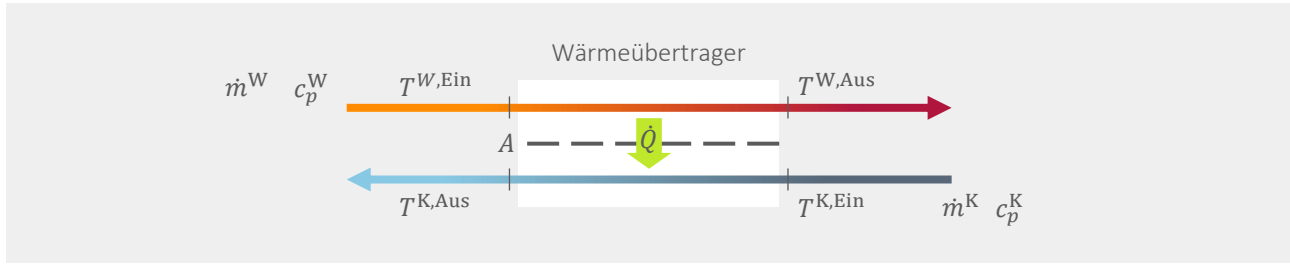


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung eines Wärmeübertragers (Gegenstromwärmeübertrager).
 A : Wärmeübertragungsfläche, c_p : spezifische Wärmekapazität, \dot{m} : Massenstrom, \dot{Q} :
übertragene Wärme, T : Temperaturen. In Anlehnung an [Böck17].

grund der verschiedenen Temperaturniveaus wird eine Wärmeleistung \dot{Q} vom wärmeren Fluid auf das kältere Fluid übertragen, sodass sich ersteres auf Temperatur $T^{W,Aus}$ abkühlt und zweiteres auf die Temperatur $T^{K,Aus}$ erwärmt. Die übertragene thermische Leistung \dot{Q} hängt von den sich einstellenden Ausgangstemperaturen ab und wird über die mittlere Temperaturdifferenz der Fluide ΔT_m , die Wärmeübertragungsfläche A und den Wärmeübertragungskoeffizienten k errechnet (Gleichung 2.12) [Step13]. Zur Berechnung der übertragenen thermischen Leistungen kann auf verschiedene Verfahren zurückgegriffen werden, welche diese in Abhängigkeit der Massenströme und Eingangstemperaturen abbilden. Ein solches Verfahren ist die sogenannte Methode der Anzahl der Übertragungseinheiten (NTU, engl. number of transfer units). Für die nähere Erläuterung dieser Methode ist an dieser Stelle auf [Step19] verwiesen.

$$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \Delta T_m = \dot{m}^K \cdot c_p \cdot (T^{K,Ein} - T^{K,Aus}) = \dot{m}^W \cdot c_p \cdot (T^{W,Aus} - T^{W,Ein}) \quad (2.12)$$

In thermischen Energiesystemen ist insbesondere das Temperaturniveau der Energienetze, aber auch die Anforderungen der Energiebedarfe an Temperaturen entscheidend, da Wirkungsgrade von Energiewandlern bzw. die nutzbare Energie bzw. Exergie hiervon abhängen [Hess12; Baeh12]. In der industriellen Wärmeversorgung wird der Raumwärme- und Brauchwasserbedarf als auch Prozesswärme als Warm- oder Heißwasser mit Temperaturen bis ca. 100 °C bei Umgebungsdruck bzw. bis zu 150 °C mit Drücken über dem Umgebungsdruck bereitgestellt. Bei Prozessen mit sehr hohen Temperaturanforderungen wie in der chemischen Industrie, Papierherstellung oder der Lebensmittelindustrie wird häufig Dampf eingesetzt oder die Wärme direkt im Prozess über Wandlungsschritte wie die Verbrennung von fossilen Energieträgern bereitgestellt [Schm04]. In der Kälteversorgung gibt es verschiedene Anwendungen wie die Klimatisierung von Räumen und Gebäuden oder die Kühlung von technischen Anlagen wie Produktionsmaschinen mit Temperaturen zwischen 0 und 30 °C. Auch Energiewandler wie Blockheizkraftwerke (BHKW) oder Druckluftkompressoren werden häufig bei diesen Temperaturen gekühlt. In bestimmten Industriezweigen wie der chemischen Industrie oder der Lebensmittelindustrie werden auch Temperaturen bis zu -40 °C benötigt. Hierzu müssen andere Energieträgermedien als Wasser eingesetzt werden [Schm04].

Aufgrund der diversen Temperaturanforderungen der Wärme- und Kältebedarfe in der Industrie werden an Industriestandorten häufig mehrere thermische Energienetze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus, also mit unterschiedlichen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen, betrieben (Tabelle 2.1) [Klei19]. Diese Netze können über technische Anlagen wie Wärmepumpen oder Wärmeübertrager miteinander gekoppelt sein (siehe auch thermische Energienetze in Abbildung

2.7) [Dehl20], sodass die Gesamtheit der gekoppelten thermischen Energienetze mit verschiedenen Temperaturniveaus auch als kaskadierte thermische Netze in industriellen Energiesystemen bezeichnet werden kann [Kohn23d]. Verschiedene Verfahren, z. B. Simulationsmodelle oder die Pinch-Analyse, werden eingesetzt, um die Wärme- und Kälteversorgung an Industriestandorten durch eine optimierte Verschaltung und Temperaturanpassung energieeffizienter zu gestalten [Kurl18; Flum21].

Tabelle 2.1: Temperaturniveaus und Energiedienstleistungen typischer kaskadierter thermischer Netze in der Industrie [Klei19; Schm04; Kohn23d].

Netzart	Vorlauf /°C	Rücklauf /°C	Energiedienstleistungen
Hoch- bis Niederdruckdampf Hochtemperatur	120-240	80-160	Prozesswärme für chemische Prozesse, Hygienebehandlung, Trocknung
Mittel- bis Niedertemperatur Kühlung	90-150	70-120	Reinigungsprozesse, Raumwärme, Brauchwarmwasser
	50-70	30-50	Raumwärme, Reinigungsprozesse, Einbindung von Abwärme
	10-30	15-40	Kühlung von Produktionsmaschinen, Kühlung von Energiewandlern, Klimatisierung
Kälte	1-6	6-12	Kühlung in der Lebensmittelindustrie, Klimatisierung

Definition 2.4 (Kaskadierte thermische Energienetze) Mehrere thermische Energienetze zur Wärme- und Kältebereitstellung, die durch Energiewandler wie Wärmepumpen und -übertrager miteinander gekoppelt sind [Kohn23d]. Kaskadierte thermische Energienetze werden aufgrund der verschiedenen Anwendungen und deren Temperaturanforderungen häufig in der Industrie eingesetzt [Klei19]. Die Energieeffizienz der Energiewandler und der Gesamtsysteme sowie die Möglichkeit industrielle Abwärme zu integrieren hängt hierbei maßgeblich von der Verschaltung und den Temperaturniveaus der thermischen Energienetze ab [Bles17].

Wärme- und Kältetechnik

Im Folgenden werden verschiedene Typen von technischen Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung sowie Speicherung thermischer Energie als Systemkomponenten der industriellen Wärme- und Kälteversorgung charakterisiert und relevante Gleichungen bezogen auf die erzeugte Wärmeleistung \dot{Q} oder Kälteleistung \dot{Q}^K in Abhängigkeit eines thermischen Wirkungsgrads η^{Th} und einer Eingangleistung einer Energieform P^{Ein} (Gleichung 2.13) vorgestellt⁷. Für eine detaillierte Erläuterung der Funktionalität von einzelnen Anlagen der industriellen Wärme- und Kälteversorgung sei an dieser Stelle auf [Hess12; Bles17; Dehl20] verwiesen.

$$\dot{Q} = P^{\text{Ein}} \cdot \eta^{\text{Th}} \quad (2.13)$$

⁷ In quasistationärer Betrachtung kann hier statt einer Energiebilanz auch eine Bilanz der energetischen Leistungen aufgestellt werden.

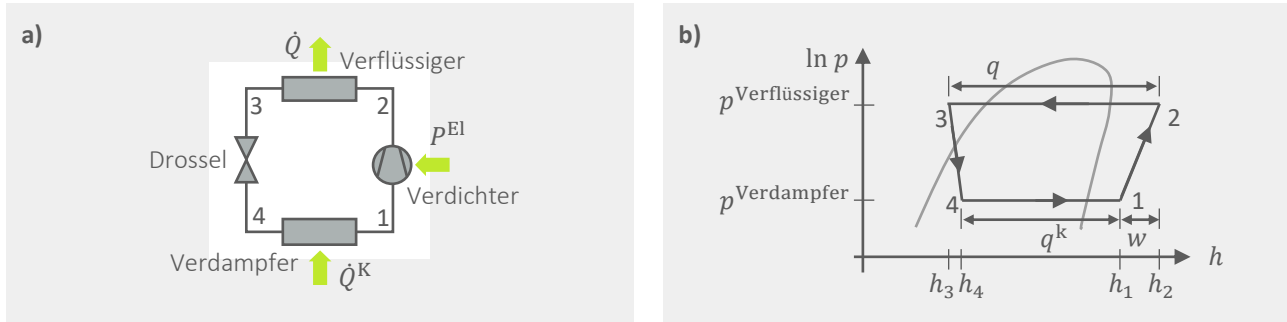


Abbildung 2.10: Schema und Prozess einer Wärmepumpe. a: Schema mit Komponenten, b: thermodynamischer Prozess. P^{El} : Elektrische Leistung, \dot{Q} : Verflüssiger-Wärmeleistung, \dot{Q}^K : Verdampfer-Wärmeleistung bzw. Kälteleistung, p : Druck, h : spezifische Enthalpie, q : spezifische Wärme, w : spezifische Arbeit als elektrische Energie. In Anlehnung an [Baeh12; Thie17b].

Zur Bereitstellung von Wärme können brennstoffbasierte und strombasierte Wärmeerzeuger unterschieden werden. Erstere wandeln chemische Energie aus Brennstoffen (fossil oder erneuerbar) durch Verbrennungsprozesse in Wärme um. Aus dem entstehenden Abgas wird Dampf erzeugt (Dampfkessel) oder erhitztes Wasser (Niedertemperaturkessel, Brennwertkessel) bereitgestellt [Bles17]. In strombasierten Wärmeerzeugern werden Technologien der Widerstandserwärmung wie Elektro- und Elektrodenkessel einerseits und Wärmepumpen andererseits unterschieden [Bles17]. Wärmepumpen (Abbildung 2.10a) können als linksläufiger Prozess (Abbildung 2.10b) eine Kälteleistung \dot{Q}^K von einem niedrigen Temperaturniveau, z. B. aus der Umgebungsluft, dem Erdreich, Brunnenwasser oder Kaltwassernetzen, nutzen und unter Einsatz einer elektrischen Leistung P^{El} Wärme auf einem höheren Temperaturniveau als Wärmeleistung \dot{Q} bereitstellen. Für diesen Prozess wird statt des Wirkungsgrads die Leistungszahl Coefficient of Performance (COP) verwendet, die das Verhältnis zwischen Wärmeleistung und elektrischer Leistung darstellt (Gleichung 2.14) und durch die Nutzung der Wärmequelle auf niedrigerem Temperaturniveau höher liegt als Wirkungsgrade konventioneller Wärmeerzeuger. Jedoch ist der Einsatz aufgrund der hohen Abhängigkeit der Leistungszahl von den Temperaturniveaus im Einzelfall zu bewerten und wird über den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt [Zaho13].

$$COP = \frac{\dot{Q}}{P^{El}} = \frac{\dot{Q}^K + P^{El}}{P^{El}} \leq \frac{1}{\eta^{Carnot}} \quad (2.14)$$

In industriellen Wärmenetzen werden neben reinen Wärmeerzeugern auch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt [Flum21]. Diese brennstoffbasierten Anlagen erzeugen aus der eingesetzten Energie sowohl elektrische Energie durch den Einsatz von Motoren oder Turbinen als auch Wärmeenergie aus Abgas und Motorwärme. Für die Dampfbereitstellung werden häufig Gas- und Dampf-Kraftwerke z. B. mit Gasturbinen verwendet, für die Bereitstellung von Warm- bzw. Heißwasser werden zumeist BHKW eingesetzt [Dehl20]. Zur Erreichung hoher Nutzungsstunden und Gesamtwirkungsgrade in Form der Brennstoffausnutzung ω werden sie häufig als Grundlast der Wärmebereitstellung geplant [Zaho13]. Der Brennstoffausnutzungsgrad setzt die Summe aus genutzter Wärmeleistung und erzeugter elektrischer Leistung ins Verhältnis zur energetischen Leistung des Brennstoffs aus Massenstrom \dot{m}^{BS} und Heizwert H_u (Gleichung 2.15).

$$\omega = \frac{\dot{Q} + P^{\text{El}}}{\dot{m}^{\text{BS}} \cdot H_u} = \eta^{\text{Th}} + \eta^{\text{El}} \quad (2.15)$$

In der industriellen Kälteversorgung können aktive und passive Anlagen zur Kälteerzeugung unterschieden werden. Zu den aktiven Anlagen zählen elektrische, thermische und mechanische Kältemaschinen, strombasiert als Kompressionskältemaschinen bezeichnet, die nach dem gleichen Prinzip wie Wärmepumpen funktionieren. Kältemaschinen werden jedoch zur Kältebereitstellung verwendet, daher bezieht sich die Leistungszahl, die Energy Efficiency Ratio (*EER*) auf die Kälteleistung \dot{Q}^{K} (Grundlagen 2.16). Die *EER* ist ebenso wie bei Wärmepumpen abhängig von den Temperaturniveaus [Hess12]. Anders als Kältemaschinen arbeiten passive Kälteerzeuger mittels konvektiver Wärmeabfuhr bzw. Verdunstungskühlung. Es werden dabei Trockenkühler (Konvektion), Kühltürme (Verdunstung) und Hybridkühltürme (Kombination) unterschieden. Die Leistungszahlen der passiven Kälteerzeuger können durch die direkte Wärmeabfuhr deutlich höher sein als bei aktiven Kälteerzeugern, sind jedoch stark von der Umgebungstemperatur sowie Luftfeuchtigkeit abhängig, sodass je nach Temperaturniveau ein Einsatz nur beschränkt möglich ist [Reis22]. In der industriellen Kälteversorgung werden aktive und passive Kälteerzeuger häufig für verschiedene Temperaturniveaus kombiniert und verschaltet. So kann eine Kühlung der warmen Seite aktiver Kälteerzeuger durch passive Kälteerzeuger die Leistungszahl der aktiven Kälteerzeuger erhöhen [Webe14].

$$EER = \frac{\dot{Q}^{\text{K}}}{P^{\text{El}}} = \frac{\dot{Q} - P^{\text{El}}}{P^{\text{El}}} \leq \frac{1}{\eta^{\text{Carnot}}} - 1 \quad (2.16)$$

Zum Ausgleich der Wärme- bzw. Kälteleistung zwischen Energiewandlern und -bedarfen werden in der industriellen Wärme- und Kälteversorgung auch thermische Energiespeicher (Wärme- und Kältespeicher) eingesetzt. Da der Energiebedarf in thermischen Systemen von verschiedenen Faktoren wie der Außentemperatur oder Produktionsplänen abhängt, können durch den Einsatz dieser sogenannten Pufferspeicher bzw. passiven Speicher Wärme- und Kälteerzeuger energieeffizienter eingesetzt werden (bessere Betriebspunkte) [Dehl20]. Thermische Energiespeicher können neben der besseren Nutzung vorhandener Energiewandler aber auch auf weitere Faktoren wie Energiebezugspreise angesteuert und somit aktiv eingesetzt werden [Flum21]. In der industriellen Wärme- und Kälteversorgung werden zumeist sensible oder latente Wärmespeicher eingesetzt. Bei sensiblen Wärmespeichern wird die Wärme über die Änderung der Temperatur des Energieträgermediums (zumeist Wasser) gespeichert. Eine besondere Form sind Schichtspeicher, die über einzelne Schichten eine exergieoptimierte Speicherung thermische Energie (Temperaturschichten) ermöglichen. Latente Wärmespeicher speichern Energie über den Phasenwechsel als Phasenwechselenthalpie mit konstanteren Temperaturen [Dehl20].

2.2.3 Industrielle Abwärmenutzung

Bei der Energiewandlung von Endenergie und Umweltenergie sowie in Industrieprozessen entsteht neben der gewünschten Nutzenergie auch Abwärme. Abwärme ist damit ein Neben- oder Abfallprodukt von Prozessen, die nicht der Wärmeerzeugung dienen [Star20] und kann daher auch als Verlustenergie bezeichnet werden. In der Industrie entsteht Abwärme in vielfältigen

technischen Anlagen wie Produktionsanlagen mit Verdichtern, Verbrennungs- und Elektromotoren z. B. in Verbrennungs- und Trocknungsanlagen oder Anlagen zur Nutzung von Prozesswärme sowie bei der Wärmeabfuhr über Kühlprozesse von Druckluft, Kälte, Kühl- oder Klimaanlagen [Dehl20; Hirz13]. Durch eine Erhöhung der Energieeffizienz von technischen Anlagen lässt sich Abwärme verringern (vermeidbare Abwärme). Unvermeidbare Abwärme bietet großes Potenzial durch eine Nutzung den Bedarf an Endenergie und damit Energiekosten zu senken und schließlich auch Emissionen zu reduzieren. Abhängig von der Nähe zum Prozess, in dem die Abwärme entsteht, werden vier Möglichkeiten für die Nutzung von unvermeidbarer Abwärme unterschieden [Grah15]:

- Direkte Integration der Abwärme in Prozesse und Anlagen (Wärmerückgewinnung),
- Integration der Abwärme in andere Betriebsprozesse,
- Weitergabe der Abwärme an Dritte (insbesondere über Fernwärmenetze von Energieversorgungsunternehmen), hier kann auch weitere überschüssige Wärme aus nicht genutzten Wärmeerzeugern neben der Abwärme integriert werden,
- Umwandlung der Abwärme in andere Nutzenergieformen wie Kälte und Strom.

Die Art der Nutzung sowie die technische Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und auch ökologische Sinnhaftigkeit einer Abwärmenutzung muss durch eine Analyse von Wärmequellen und -senken, also der Abwärme und des Wärmebedarfs ermittelt werden. Hierbei sind insbesondere die verfügbaren und erforderten Energiemengen, aber auch die Abwärmeleistung und benötigte Wärmeleistung sowie die zeitlichen Verfügbarkeiten und Erfordernisse der Wärmequelle und -senke zu beachten (Abbildung 2.11). Es kann dabei geprüft werden, ob Wärmespeicher einen Ausgleich schaffen können. Weiterhin ist das Temperaturniveau bzw. der Temperaturbereich von Wärmequelle und -senke für eine Abwärmenutzung entscheidend. [Dehl20] listet folgende beispielhafte Temperaturbereiche von Abwärme:

- 100-1000 °C: in Abgasen aus Verbrennungs- und Wärmeprozessen,
- 100-150 °C: in Wasserdampf aus Dampferzeugungssystemen,
- 40-90 °C: bei Prozessanlagen, Trocknungsanlagen, Druckluftherzeugungsanlagen und Kälteanlagen, in warmen Abwasser und Kühlwasser,
- 20-40 °C: bei raumluftechnischen Anlagen.

Durch den Einsatz einer Wärmepumpe kann das Temperaturniveau der Wärmequelle zudem angehoben werden, z. B. wenn die Temperaturanforderung des Wärmebedarfs höher liegt. Schließlich müssen die Fluide, die die Abwärme abgeben, transportieren und aufnehmen (z. B. Zu-/Abluft, Abgas, Heiß-/Kühlwasser, Abwasser, Wasserdampf, Verbrennungsluft) sowie die örtlichen Lagen von Wärmequelle und -senke zueinander geprüft werden [Dehl20]. Im Rahmen dieser Arbeit wird insbesondere die Abwärmenutzung als Weitergabe an Dritte in der Planung einer Fernwärmeanbindung adressiert. Im Projekt Nenia [Blöm19] wurde ermittelt, dass in Deutschland zwischen 20 und 60 TWh Abwärme im Jahr nutzbar sind; gemeinsam mit dem lokalen Energieversorgungsunternehmen muss jedoch auch eine ökonomische und ökologische Sinnhaftigkeit geprüft werden [Star20].

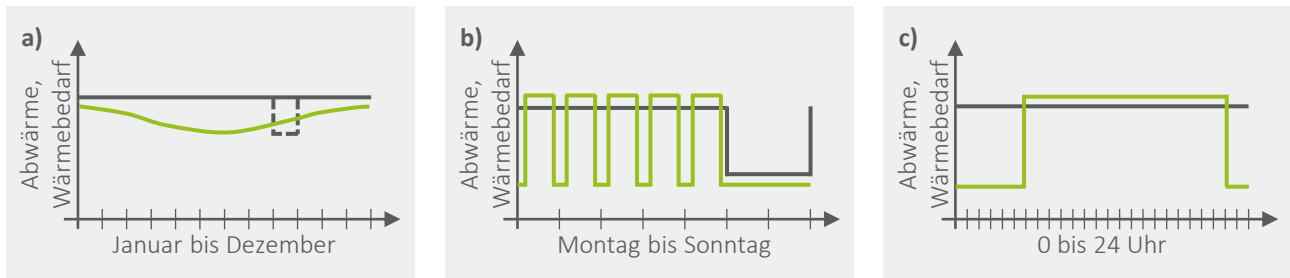


Abbildung 2.11: Beispielhafte zeitliche Verläufe von Abwärme und Wärmebedarfen. a: jährlich, b: wöchentlich, c: täglich. Grün: Charakteristischer Verlauf, Grau: Gleichmäßiger Verlauf. In Anlehnung an [Dehl20].



Abbildung 2.12: Schema der Fernwärmearbeitung industrieller Energiesysteme und Darstellung des energiepolitischen Dreiecks. In Anlehnung an [Kohn23c; Schr17].

Definition 2.5 (Abwärme und überschüssige Wärme) Im Rahmen dieser Arbeit ist Abwärme ein Neben- oder Abfallprodukt von Prozessen, die nicht der Wärmeerzeugung dienen [Star20]. Überschüssige Wärme bezieht neben der Abwärme auch nicht genutzte Wärme von vorhandenen Wärmeerzeugern mit ein [Kohn23d].

2.3 Energiewirtschaftlicher Rahmen

Die Planung einer Fernwärmearbeitung industrieller Energiesysteme, also die Kopplung eines industriellen Energiesystems mit einem Fernwärmenetz, z. B. zur Abwärmennutzung, wird energiewirtschaftlich über übergeordnete (nationale) energiepolitische Ziele einerseits und betriebswirtschaftliche Ziele von Energieversorgungs- sowie Industrieunternehmen andererseits motiviert. Allgemeine Ziele einer nationalen Energiepolitik können wie folgt gegliedert werden (Abbildung 2.12) [Schr17]:

- Die **Versorgungssicherheit** beschreibt die dauerhaft gesicherte Energiebereitstellung von Endenergiebedarfen.
- Die **Wirtschaftlichkeit** beschreibt eine preiswerte Bereitstellung von Energie zur Deckung der Endenergiebedarfe.
- Die **Umweltverträglichkeit** beschreibt die Bereitstellung von Energie unter Minimierung der Belastungen und Schäden des Klimas, der Natur und der Umwelt durch Emissionen.

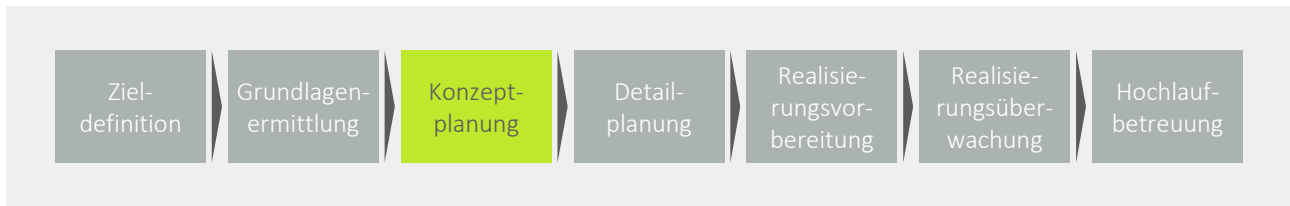


Abbildung 2.13: Phasen der Fabrikplanung nach VDI 5200. In Anlehnung an [VDI5200].

Die Ziele können miteinander korrelieren, aber auch im Gegensatz zueinander stehen, sodass eine Ausgewogenheit bzw. Priorisierung stattfinden muss [Schr17]. Für die Fernwärmeanbindung sind auf Basis der energiepolitischen Ziele allgemeine Planungs- und Transformationsprozesse industrieller Energiesysteme sowie der Strukturwandel in der Fernwärmeversorgung bezogen auf eine Integration dezentraler Wärmequellen wie Abwärme aus der Industrie zu berücksichtigen [Kohn23c; Kohn23b]. Zudem gibt es konkrete ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen, die die Planung einer Fernwärmeanbindung beeinflussen [Star20].

2.3.1 Aspekte der Planung industrieller Energiesysteme

Das Abwägen energiepolitischer Ziele und Ableiten von Maßnahmen kann bei Industrieunternehmen als Energiestrategie bezeichnet werden [Blec17] und die Planung industrieller Energiesysteme muss letztlich die Ziele dieser Energiestrategie verfolgen bzw. erreichen. Die Umsetzung einer Energiestrategie wird in der Regel über das industrielle Energiemanagement [VDI4602] gesteuert und über Energiemanagementsysteme (EnMS) überwacht [DIN50001]. Ziele des industriellen Energiemanagements orientieren sich dabei zudem an den unternehmerischen Zielen der Qualität, Zeit, Kosten sowie sozio-ökonomischen Auswirkungen [Posc11], die letztlich in Wechselwirkung mit den energiepolitischen Zielen stehen: Eine versorgungssichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Endenergiebeschaffung sowie Nutzenergiebereitstellung durch industrielle Energiesysteme wirkt sich positiv auf die unternehmerischen Ziele aus [Flum21].

Konzeptplanung im Rahmen des Planungsprozesses

Als Bestandteil der Fabrikplanung teilt sich die Planung industrieller Energiesysteme in vier Planungsfälle auf: Neuplanung, Umplanung, Rückbau und Revitalisierung [VDI5200]. Die Planung der Fernwärmeanbindung kann hierbei als Umplanung gesehen werden: Die Komponenten der Fernwärmeanbindung an sich werden zwar neu geplant, jedoch wird das Gesamtsystem als multi-modales industrielles Energiesystem (Kapitel 2.2.1) umgeplant. Der Fabrikplanungsprozess teilt sich in sieben Phasen auf (Abbildung 2.13), die sequenziell und teilweise iterativ durchlaufen werden. Jedes Projekt, z. B. die Planung einer Fernwärmeanbindung, durchläuft diese Phasen, sodass sich die Planung industrieller Energiesysteme auch als Abfolge einzelner Projekte bzw. iterative Verbesserung des Gesamtsystems beschreiben lässt [DIN50001].

Für die genaue Erläuterung der Phasen ist an dieser Stelle auf [VDI5200] verwiesen. Die vorliegende Arbeit adressiert die Konzeptplanung des Fabrikplanungsprozesses auf Basis der Grundlagen-ermittlung und Grundlage für die Detailplanung. Nach der Zielfestlegung dient die Grundlagen-ermittlung der Informationsbeschaffung und -auswertung, sodass die notwendigen Daten und Informationen für die Konzeptplanung bereitliegen. Für industrielle Energiesysteme sollten grundlegende Daten dem Energiemanagement vorliegen; wie umfassend ein Energiedatenmanagement [Sche16] ist, kann jedoch für jedes Industrieunternehmen sehr unterschiedlich sein. Die

Konzeptplanung von industriellen Energiesystemen ist von verschiedenen internen und externen Einflussfaktoren abhängig wie Energiebedarfe oder -preise, politische bzw. rechtliche Rahmenbedingungen, aber auch von klimatischen Bedingungen [Schw19]. Für die Messung interner Einflussgrößen wie Energiebedarfe beschreibt die [VDI4661] ein Vorgehen zur Datenerfassung und -verarbeitung. Zudem sind verschiedene Technologieoptionen und entsprechende Kenngrößen wie Nennleistungen, Kapazitäten, aber auch Kosten der Technologien zu berücksichtigen [Dole21]. Es ist darauf zu achten, dass die Daten und Informationen das notwendige Format für die weitergehende Planung aufweisen [Sche16]. Auf Basis der Datengrundlage werden in der Konzeptplanung verschiedene Varianten erarbeitet, verglichen und bewertet. Bezogen auf die Fernwärmeanbindung zählen hierzu die Strukturplanung und Dimensionierung der Systemkomponenten sowie eine Einsatzplanung des Gesamtsystems [VDI5200; Andi17; Kohn23c]. Für die zu vergleichenden Varianten muss die Versorgungssicherheit bei der Bereitstellung der Nutzenergiebedarfe gegeben sein, sodass die Unternehmensziele erfüllt werden können [Stro17]. Im Kontext industrieller Energiesysteme ist das Ergebnis die quantitativ und qualitativ bevorzugte Variante des zu planenden Systems. Die Konzeptplanung kann durch den Einsatz von Modellen und Methoden als Werkzeuge unterstützt werden [Flum21], die wiederum in eine übergeordnete Methodik eingebunden werden können. Das Konzept wird schließlich in der Detailplanung verfeinert und in den weiteren Schritten umgesetzt [VDI5200].

Investitionsrechnung als Basis der Konzeptplanung

Da die Gesamtkosten, die bei der Investition in Komponenten industrieller Energiesysteme entstehen, bereits in frühen Planungsphasen wie der Konzeptphase zu großen Teilen festgelegt werden, kommt neben der Versorgungssicherheit, auch der Wirtschaftlichkeit der Investitionsentscheidungen eine besondere Bedeutung zu [VDI5200; Pawe14]. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit in der Konzeptphase der Planung industrieller Energiesysteme werden Investitionsrechnungen eingesetzt [Erms11a]. Investitionsrechnungen setzen in diesem Kontext die Kosten, die für die Investition in ein Energiesystem anfallen, in ein Verhältnis zu den zukünftigen Zahlungen im Einsatz des Systems, also den Ausgaben (insbesondere die Betriebskosten) und Einnahmen (Vermarktung von Wärme) [Sche16]. Es werden statische und dynamische Investitionsrechnungen unterschieden. Statische Investitionsrechnungen sollten für kurzfristige Planungen herangezogen werden, da sie eine vereinfachte Betrachtung der Investitionsentscheidung darstellen und den Zinseffekt über längere Betrachtungszeiträume der Investitionsentscheidung nicht einbeziehen. Die dynamischen Verfahren, zu denen die Kapitalwert-, Annuitäten- und Interne-Zinsfuß-Methode gehören, betrachten mehrere Perioden, z. B. Jahre, und beziehen auch den Zeitpunkt der Einnahmen und Ausgaben mit ein, sodass Zinseffekte einfließen. Der Betrachtungszeitraum entspricht dabei in der Regel der Nutzungsdauer der Energiesysteme [Kons13].

Da für die Planung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme eine längere Nutzungsdauer betrachtet werden muss [Mose20], bietet sich die Kapitalwertmethode als dynamisches Investitionsrechnungsverfahren an, die im Rahmen dieser Arbeit angewendet wird. In der Kapitalwertmethode wird der Nettokapitalwert (NPV, engl. net present value) berechnet, der alle Einnahmen R_j^{Einsatz} (engl. revenues) und Ausgaben C_j^{Einsatz} (engl. costs) der Jahre j im Betrachtungszeitraum J auf den aktuellen Zeitpunkt bezieht und mit einem kalkulatorischen Zinssatz z sowie den initialen Investitionskosten C^{Inv} verrechnet (Gleichung 2.17). Wird von jährlich gleichen Einnahmen und Ausgaben ausgegangen, kann die Gleichung durch Einsatz des Rentenbarwertfaktors RBF vereinfacht werden (Gleichung 2.18) [Erms11a]. Der kalkulatori-

sche Zinssatz muss je Unternehmen individuell festgelegt werden und beschreibt prinzipiell die Verzinsung des Kapitals einer alternativen Investition wie z. B. die Anlage am Kapitalmarkt oder anderen Investitionen in unternehmerische Tätigkeiten [Schw19]. Dieser Nominalzins kann weiterhin mit einer Inflationsrate verrechnet werden. Für eine weitere allgemeine Erläuterung ist an dieser Stelle auf [Erms11a; Kons13] verwiesen.

$$NPV = -C^{Inv} + \sum_{j=1}^J \frac{R_j^{Einsatz} - C_j^{Einsatz}}{(1+z)^j} = -C^{Inv} + RBF \cdot (R_j^{Einsatz} - C_j^{Einsatz}) \quad (2.17)$$

$$RBF = \frac{(1+z)^J - 1}{z \cdot (1+z)^J} \quad (2.18)$$

Anhand des NPV kann entschieden werden, ob eine Investition wirtschaftlich ist ($NPV > 0$) oder nicht ($NPV < 0$) [Erms11a]. Zu den Investitionskosten zählen die kapitalgebundenen Kosten für Systemkomponenten, also die Planungs-, Anschaffungs- sowie Inbetriebnahmekosten $C^{Planung}$, $C^{Anschaffung}$, $C^{Inbetriebnahme}$ (Gleichung 2.19). Die Kostenterme können hierbei in fixe Kosten C^{Fix} abhängig der Struktur sowie variable Kosten c^{Var} abhängig der Dimensionierung, z. B. der Nennleistung einer Systemkomponente P^{Nenn} , aufgeteilt werden [Thie17b]. Die Betriebskosten können sowohl bedarfsgebundene Kosten, insbesondere für die Beschaffung von Endenergie $C^{Energie}$, aber auch betriebsgebundene Kosten $C^{Betrieb}$, z. B. für die Wartung und Instandhaltung, sowie sonstige Kosten C^{Sonst} , z. B. für Versicherungen und Verwaltungskosten, enthalten (Gleichung 2.20) [Sche16]. Kosten für den Bezug von Energie werden hierbei je nach Preismodell der Energieversorgungsunternehmen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen in energiebezogene und leistungsbezogene Kosten als Arbeitspreis $c^{Energie}$ und Leistungspreis $c^{Leistung}$ aufgeteilt und entsprechend mit Energie E und Leistung P verrechnet (Gleichung 2.21) [Kons13]. Für die Fernwärmeanbindung können sich zudem Einnahmen aus der Vermarktung überschüssiger Wärme [Star20; Kohn21a] oder Kostenreduktionen durch die Beschaffung preiswerter Wärme oder effizientere Nutzung vorhandener Systemkomponenten der industriellen Energiesysteme ergeben [Kohn21a]. Da im Rahmen der Konzeptplanung sowohl neben der Planung der Investition an sich auch der zukünftige Einsatz der Energiesysteme in Form der Einnahmen und Ausgaben mitberücksichtigt wird, wird diese Planung als Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme bezeichnet [Andi17; Kohn23c; Kohn23b].

$$C^{Inv} = C^{Planung} + C^{Anschaffung} + C^{Inbetriebnahme} = C^{Fix} + c^{Var} \cdot P^{Nenn} \quad (2.19)$$

$$C^{Einsatz} = C^{Energie} + C^{Betrieb} + C^{Sonst} \quad (2.20)$$

$$C^{Energie} = c^{Energie} \cdot E + c^{Leistung} \cdot P \quad (2.21)$$

Definition 2.6 (Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme)

Planung von Struktur und Dimensionierung der Systemkomponenten industrieller Energiesysteme (Investition) unter Berücksichtigung des zukünftigen Einsatzes dieser Energiesysteme und Anwendung von Verfahren der Investitionsrechnung sowie Integration problemrelevanter Aspekte energiepolitischer Ziele. [VDI5200; Andi17; Schw19]

Transformation zur Klimaneutralität

Vor dem Hintergrund des Klimawandels und den internationalen Klimazielen setzen sich auch Industrieunternehmen vermehrt das Ziel, klimaneutral zu werden. Der Begriff Klimaneutralität umfasst, dass sich die Aktivitäten eines Industrieunternehmens nicht auf das globale Klima, insbesondere in Form eines Temperaturanstiegs auswirken [Hone20]. Weitere Begriffe sind die Treibhausgas- und CO₂-Neutralität, die eine Verhinderung von Treibhausgasemissionen bzw. CO₂-Emissionen durch Vermeidung oder Ausgleich beschreiben. Treibhausgasemissionen umfassen weitere Treibhausgase als CO₂, werden zur Vergleichbarkeit jedoch auch als CO₂-Äquivalente angegeben, also die Menge an CO₂-Emissionen mit gleicher klimaschädlicher Wirkung wie das spezifische Treibhausgas [Umwe23]. Zur Transparenz über Emissionen⁸ führen Industrieunternehmen vermehrt die Methode der CO₂-Bilanzierung ein, also die Messung der durch die unternehmerische Tätigkeit verursachten Emissionen als CO₂-Äquivalent bezogen auf die betrachteten Systeme [Hann21]. Im Kontext der Planung von Energiesystemen werden hier häufig energiebezogene Emissionen, also Emissionen durch den Bezug und die Nutzung von verschiedenen Energieformen betrachtet [Dole21]. Hierbei werden bezogene Energiemengen E_e mit spezifischen CO₂-Faktoren $f_e^{\text{CO}_2}$ aller Energieformen \mathcal{E} zu den Emissionen des Energiesystems E^{CO_2} als CO₂-Äquivalent verrechnet (Gleichung 2.22). Im Sinne eines CO₂-Accountings können diese Emissionen durch einen spezifischen CO₂-Preis c^{CO_2} zu CO₂-Kosten C^{CO_2} ökonomisiert und in einer Investitionsrechnung berücksichtigt werden (Gleichung 2.23). Die Bepreisung von CO₂ kann durch externe Vorgaben oder interne Preissetzungen geschehen [Hann21].

$$E^{\text{CO}_2} = \sum_{e \in \mathcal{E}} f_e^{\text{CO}_2} \cdot E_e \quad (2.22)$$

$$C^{\text{CO}_2} = c^{\text{CO}_2} \cdot E^{\text{CO}_2} \quad (2.23)$$

Neben der Transparenz und Bepreisung von Emissionen stehen Unternehmen verschiedene Möglichkeiten der Reduzierung eigener Emissionen zur Verfügung, die sich in drei Kategorien gliedern lassen [Hann21]:

- **Reduzieren:** Reduktion des Energiebedarfs und damit Emissionen durch die Bereitstellung von Energie in der Energiewandlungskette,
- **Substituieren:** Verwendung einer Energieform mit weniger Emissionen in der Energiewandlungskette (erneuerbare Energien),
- **Kompensieren:** Finanzierung von anderen Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen außerhalb des Unternehmens (Emissionen werden an anderer Stelle eingespart).

Im Rahmen dieser Arbeit sind insbesondere Maßnahmen zur Reduktion und Substitution durch Anpassung von Struktur, Dimensionierung und Einsatz industrieller Energiesysteme und Systemkomponenten relevant. Die Planung und Umsetzung verschiedener Maßnahmen kann auch als Transformation industrieller Energiesysteme im Rahmen einer Transformationsstrategie bezeichnet werden [Hann21]. Die wichtigsten Maßnahmen zur Transformation industrieller Energiesysteme lassen sich wie folgt zusammenfassen [Bard22; Bata18; Bata21; Riss20; Wei19]:

- **Steigerung der Energieeffizienz:** Senkung des Nutzenergiebedarfs durch effizientere Industrieprozesse, Installation energieeffizienterer Energiewandler,

⁸ Im Folgenden sind mit Emissionen die Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalente bezeichnet.

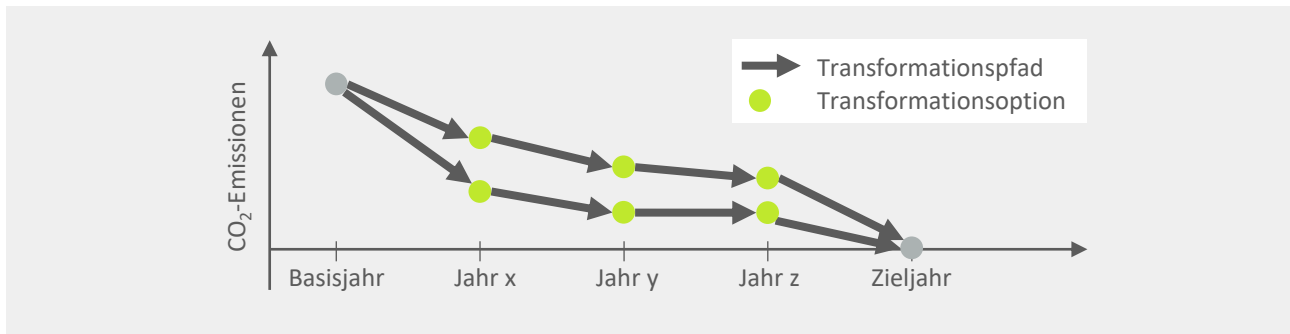


Abbildung 2.14: Transformationsszenarien industrieller Energiesysteme bezogen auf die CO₂-Emissionen. In Anlehnung an [Dole21].

- **Integration von Abwärme:** aus Prozessen z. B. aus Industrieöfen, von Energiewandlern z. B. Kompressoren für Druckluft oder indirekt über Wärmepumpen aus Kältenetzen,
- **Elektrifizierung der Energiewandler:** Einsatz von strombasierten Technologien wie elektrischen Heizkesseln oder Wärmepumpen,
- **Alternative Brennstoffe:** Bezug von emissionsarmem Wasserstoff, Einsatz von Biogas.

Durch die Transformation industrieller Energiesysteme wie den Wechsel von Systemkomponenten wird auch der Einsatz erneuerbarer Energiequellen (Photovoltaik, Solarthermie, Geothermie) verbessert und Emissionen reduziert [Bata18; Bata21]; zusätzlich lässt sich durch die Vernetzung von Energienetzen, z. B. in Wärmenetzen über Wärmeübertrager und Wärmepumpen ein effizienterer und flexiblerer Einsatz bzw. Betrieb der industriellen Energiesysteme umsetzen [Abel18; Mohd16]. Bei der Planung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme über einen langen Betrachtungszeitraum muss diese potenzielle Transformation als Transformationsszenarien berücksichtigt werden, da künftige überschüssige Wärme von der Transformation abhängig sein kann [Kohn23c]. Unsicherheit über Einflussfaktoren [Schw19] sowie verschiedene mögliche Technologieoptionen [Dole21] können als Transformationsoptionen in Transformationsszenarien einfließen, während die Einbeziehung der Zeitpunkte von Investitionsentscheidungen bzw. Änderungen von Einflussfaktoren als Transformationspfade innerhalb von Transformationsszenarien beschrieben werden. Insgesamt kann sich so eine Vielzahl an verschiedenen Transformationsszenarien ergeben (Abbildung 2.14).

Definition 2.7 (Transformationsoptionen, -pfade und -szenarien) Eine gemeinsame Betrachtung von Transformationsoptionen und -pfaden wird im Rahmen dieser Arbeit als Betrachtung von Transformationsszenarien bezeichnet. Transformationsoptionen berücksichtigen verschiedene Ausprägungen von Einflussfaktoren wie Energiepreise sowie verschiedene Technologieoptionen; Transformationspfade betrachten die zeitliche Entwicklung von Einflussfaktoren und Entscheidungen. [Dole21; Schw19]

2.3.2 Strukturwandel in der Fernwärmeversorgung

Mit dem Begriff der Fernwärme wird im Allgemeinen die Energieversorgung von Wärmebedarfen über lokale, aber zentrale Systeme zur Erzeugung, Verteilung und Bereitstellung von Wärme beschrieben [Nuss17; Kons22]. Ein Fernwärmesystem besteht aus folgenden Systemkomponenten [Kons22]:

- Fernwärmeerzeugungsanlagen als zentrale Wärmeerzeuger,
- Pumpstation und Druckhaltungsanlage zur Wärmeverteilung,
- Fernwärmenetz als Verschaltung von Rohrleitungen und damit Verbindung von Fernwärmeerzeugungsanlagen und Wärmeverbrauchern (unter Einsatz eines Wärmeträgermediums, zumeist in Form von Wasser oder Dampf),
- Hausanschlüsse mit Wärmeübergabestation,
- Hausverteilung zur Verteilung der Wärme beim Wärmeverbraucher.

Ein Fernwärmenetz⁹ ist häufig als Zweileitersystem aufgebaut, d. h. das Fernwärmenetz besteht aus einem Vorlauf und einem Rücklauf analog zu Abbildung 2.8 [Kons22]. Fernwärmenetze werden zumeist durch Energieversorgungsunternehmen betrieben [Kons13], sodass die Wärme als Endenergie an den Wärmeübergabestationen an die Wärmeverbraucher zur Deckung der Wärmebedarfe vertrieben wird. Durch Fernwärmenetze wurden in Deutschland in den Jahren 2019 und 2020 weniger als 9% des Endenergiebedarfs an Wärme in Deutschland bereitgestellt [AGEB21]. Dabei versorgen Fernwärmenetze mit ca. 50% in 2020 maßgeblich Haushalte mit witterungsabhängigem Raumwärmebedarf und tageszeitabhängigem Warmwasserbedarf [BDEW22a]. Im Zuge der Wärmewende, also der Transformation der Wärmeversorgung zur Klimaneutralität, sollen Fernwärmenetze vermehrt ausgebaut werden, um die Klimaziele auch im Bereich der Wärmeversorgung zu erreichen [Gudm18]. Durch Skaleneffekte (größere Nennleistung und bessere Ausnutzung der Energiewandler) im Vergleich zu dezentralen Versorgungsanlagen sowie durch die Möglichkeit, erneuerbare Energien und Abwärme auch räumlich getrennt von Wärmeverbrauchern einzubinden, können in Fernwärmenetzen eine höhere Energieeffizienz bzw. geringere Emissionen erreicht werden, sodass Fernwärmenetze häufig als klimafreundliche Variante der Wärmebereitstellung gesehen werden [Li15; Kons22].

Definition 2.8 (Fernwärmesystem und -netz) Ein Fernwärmesystem umfasst alle zusammenhängenden Systemkomponenten zur zentralen Erzeugung, Verteilung und Bereitstellung von Wärme, z. B. in urbanen Quartieren. Ein einzelnes thermisches Energienetz mit den angeschlossenen Systemkomponenten kann hierbei auch als Fernwärmenetz beschrieben werden. [Kons22; Nuss17]

Generationen, Betriebsweisen und Wärmebedarfe

Die eingesetzten Systemkomponenten und Betriebsparameter wie die Vorlauftemperatur in Fernwärmenetzen haben sich über die Zeit stark verändert, um auch die Energieeffizienz von Fernwärmenetzen kontinuierlich zu verbessern. Im Zuge der Entwicklung von Fernwärmenetzen können vier Generationen unterschieden werden (Abbildung 2.15) [Lund14]. Während Fernwärmenetze der ersten Generation häufig mit Dampf als Wärmeträgermedium betrieben wurden und werden und entsprechend hohe Vorlauftemperaturen bereitstellen, werden diese Temperaturen über die Generationen kontinuierlich abgesenkt, sodass die dritte und vierte Generation mit Wasser als Wärmeträgermedium betrieben werden können. Durch die Absenkung von Vorlauftemperaturen können einerseits Wärmeverluste an die Umgebung reduziert, andererseits weitere Wärmeerzeuger integriert werden, die eine emissionsärmere Bereitstellung von Wärme

⁹ Der Begriff Fernwärmenetz wird häufig auch synonym für den Begriff Fernwärmesysteme mit entsprechenden Systemkomponenten verwendet. Für kleinere Fernwärmenetze wird auch der Begriff Nahwärmenetz verwendet [Kons22].

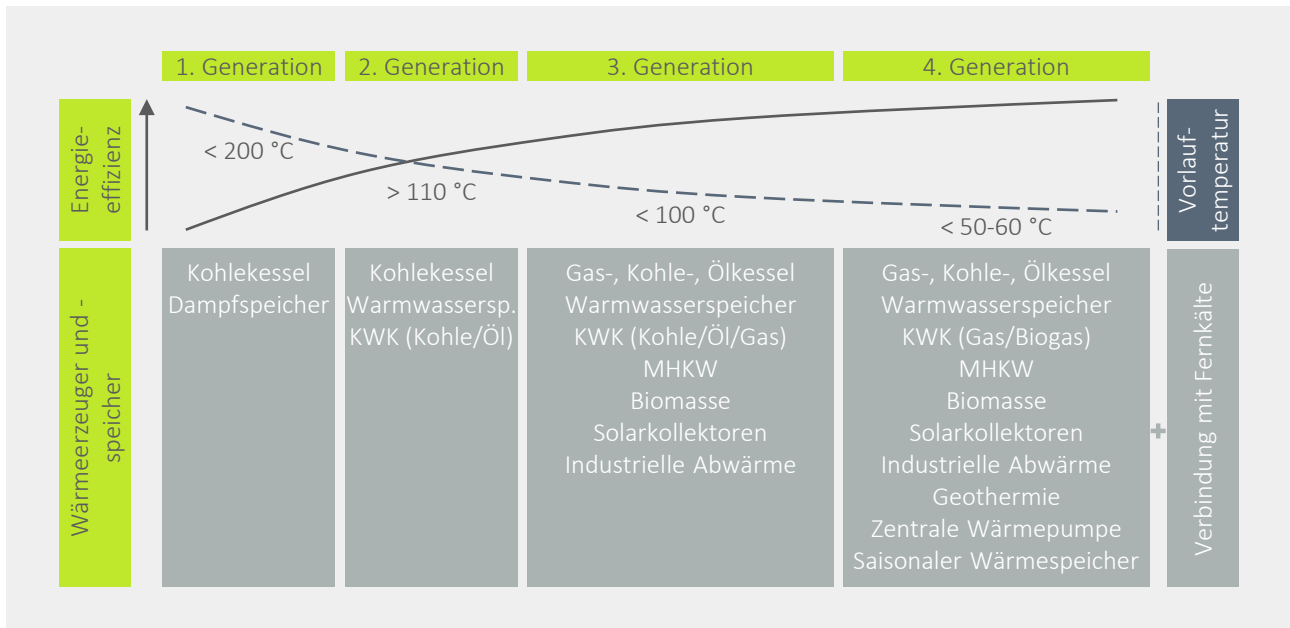


Abbildung 2.15: Generationen von Fernwärmenetzen. In Anlehnung an [Lund14].

ermöglichen. Zusätzlich werden in moderneren Fernwärmenetzen vermehrt (saisonale) Wärmespeicher eingesetzt, um volatile Wärmequellen wie Solarthermie und Abwärme effizienter einbinden zu können [Lund14; Nuss17].

Neben den Wärmeerzeugern beeinflusst die Vorlauf-temperatur auch die mögliche Wärmeleistung an den Wärmebedarfen. Da die Rücklauf-temperatur von den Hausanschlüssen bzw. Wärmeübergabestationen der Wärmeverbraucher abhängt, wird die übertragene Wärmeleistung insbesondere über die Vorlauf-temperatur und den Massenstrom geregelt (Gleichung 2.10). Bezogen auf die Vorlauf-temperatur werden abhängig von der Außentemperatur drei Betriebsweisen unterschieden: gleitend, konstant und gleitend-konstant (Abbildung 2.16a). Letztere wird eingesetzt, da auf der einen Seite eine hohe Schwankung der Vorlauf-temperatur zu einem höheren Verschleiß und schwierigerer Einbindung temperaturabhängiger Wärmequellen wie Wärmepumpen führt, auf der anderen Seite jedoch eine bessere Einstellung der Wärmeleistung bei konstantem Massenstrom ermöglicht und damit die benötigte elektrische Energie für die Pumpstation und Druckhaltung reduziert [Nuss17; Kons22]. In neueren Generationen, die generell mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden, wird versucht die Schwankung zu verkleinern [Aver21].

Zur generellen Absenkung der Vorlauf-temperatur und damit höheren Energieeffizienz in Fernwärmenetzen müssen sich auch die Wärmeverbraucher, z. B. durch eine verbesserte Heiztechnik mit Flächenheizungen, anpassen, sodass insbesondere der außentemperaturabhängige Raumwärmebedarf verringert wird. Abbildung 2.16b zeigt beispielhaft als Jahresdauerlinie¹⁰ den Anteil von Raumwärme und Warmwasser von Gebäuden mit alter Bausubstanz von 1970 und moderner Bausubstanz (Bessere Dämmung, Fenster) von 2020 [Nuss17], sodass sich ein konstanter Wärmebedarf ergibt. Um auch bei niedrigeren Temperaturen die benötigte Wärmeleistung als Nutzenergie im Gebäude bereitzustellen, müssen die Heizsysteme mit Wärmeübertragungsflächen entsprechend ausgelegt sein (Kapitel 2.1.2) [Kons22; Aver21]. Weitere Informationen über allgemeine Planung und Betrieb von Fernwärmenetzen ist in [Nuss17; Kons22] aufgeführt.

¹⁰ Die Jahresdauerlinie zeigt die Wärmebedarfe sortiert nach der Höhe der Wärmeleistung über die Zeit [Zaho13].

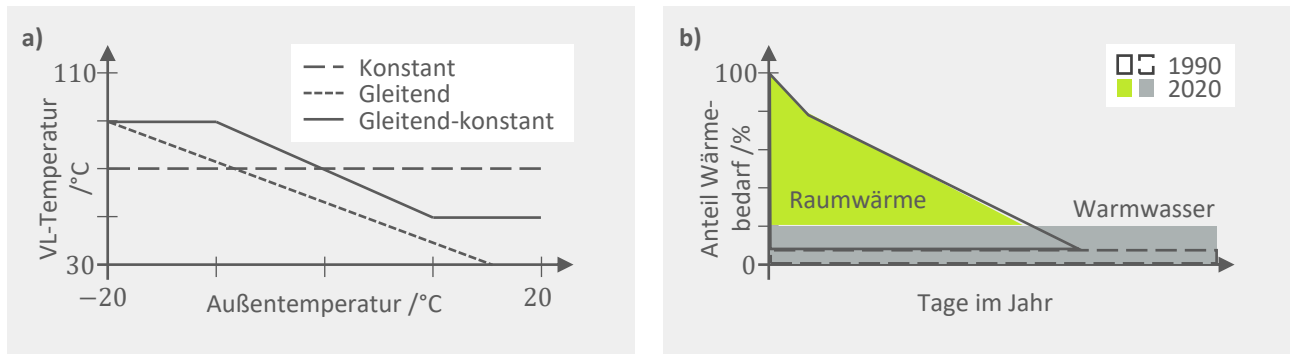


Abbildung 2.16: Wärmebedarfe und Temperaturen in Fernwärmenetzen. a: Relative Jahresdauerlinie von Wohngebäuden 1990 und 2020, b: Vorlauftemperatur unterschiedlicher Betriebsweisen. In Anlehnung an [Nuss17].

Integration dezentraler Wärmequellen

In der dritten und vierten Generation von Fernwärmenetzen werden neben Wärmeerzeugern des Energieversorgungsunternehmens auch dezentrale Wärmequellen wie industrielle Abwärme genutzt. Durch die Integration von zumeist emissionsarmer Wärme lassen sich konventionelle Wärmeerzeuger ersetzen und die Emissionen von Fernwärmenetzen reduzieren [Bran14]. Es müssen folgende Anforderungen erfüllt werden:

- Die eingebrachte Wärme muss das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes entweder direkt oder durch den Einsatz von Wärmepumpen übersteigen.
- Das zeitliche Aufkommen von Wärmebedarf und Abwärme muss abgeglichen und ggf. müssen Wärmespeicher eingesetzt werden.
- Die räumliche Nähe entscheidet über Wärmeverluste und die benötigten Rohrleitungen für die Fernwärmeanbindung.

Weiterhin muss sich das Energieversorgungsunternehmen an gesetzliche Vorgaben, z. B. zur Preisbildung oder an Emissionen der gelieferten Wärme, halten und Versorgungssicherheit gewährleisten. Insbesondere bei Unsicherheit über die Abwärmequelle, z. B. ob eine industrielle Prozesskette weiterhin betrieben wird, müssen entsprechend Redundanzen in der Wärmeerzeugung der Energieversorgungsunternehmen vorgehalten werden [Star20].

In der Planung einer Fernwärmeanbindung dezentraler Wärmequellen wie industrieller überschüssiger Wärme sind verschiedene Stufen zu differenzieren (Abbildung 2.17). Zunächst muss die dezentrale Wärmequelle angeschlossen, die überschüssige Wärme also an ein Wärmeträgermedium in einem Wärmenetz abgegeben werden. Im nächsten Schritt wird die Wärme über Wärmenetze an die Grenze des Industriestandorts transportiert. An der Grenze wird die Wärme über eine Wärmeübergabestation an das Energieversorgungsunternehmen übergeben und schließlich bis zum Fernwärmenetz transportiert. Dort wird die Wärme eingebunden und über das bestehende Fernwärmenetz bis zum Wärmeverbraucher transportiert und übergeben. In den verschiedenen Abschnitten können Investitionen in verschiedene Systemkomponenten wie Wärmenetze, -übertrager, -pumpen oder -speicher notwendig sein; entsprechende Betriebsparameter sind in der Planung zu berücksichtigen. Für Industrieunternehmen sind insbesondere die Systemkomponenten und Betriebsparameter bis zur und an der Wärmeübergabestation in die Planung zu integrieren [Star20; Fang15].

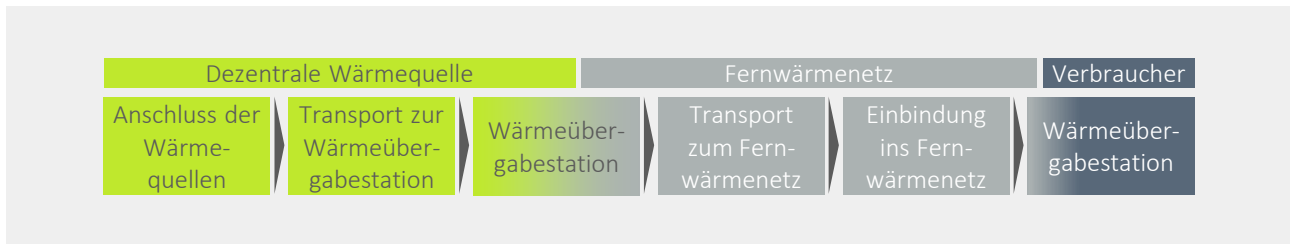


Abbildung 2.17: Fernwärmebereitstellung dezentraler Wärmequellen. In Anlehnung an [Star20].

Eine Wärmeübergabestation hat den Zweck, die Wärme bestimmungsgemäß hinsichtlich Druck, Temperatur und Volumenstrom zu übertragen; bei einem Wärmeverbraucher vom Fernwärmenetz an den Wärmeverbraucher, bei einer Wärmequelle von der Wärmequelle an das Fernwärmenetz [DIN4747]. Die Hauptfunktion der Wärmeübergabestation ist damit die Übertragung von thermischer Energie auf einem definierten Temperaturniveau. Weiterhin findet an der Wärmeübergabestation auch eine energetische Bilanzierung der übertragenen Wärme statt; diese energetische Bilanzierung kann für eine ökonomische sowie ökologische Bewertung der übertragenen Wärme verwendet werden. In den meisten Fällen werden Wärmeübergabestationen mittels hydraulischer Trennung zwischen dem Fernwärmenetz und dem angeschlossenen System umgesetzt [Nuss17]. Eine Wärmeübergabestation für die Integration dezentraler Wärmequellen kann prinzipiell in Reihe und parallel zu den Wärmeerzeugern geschaltet werden, sodass drei Varianten der Verschaltung unterschieden werden können [Buca06]:

- **Rücklauf auf Vorlauf:** Der Rücklauf des Fernwärmenetzes wird durch die dezentrale Wärmequelle auf die Vorlaufemperatur erwärmt und direkt in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingebunden.
- **Rücklaufanhebung:** Der Rücklauf des Fernwärmenetzes wird durch die dezentrale Wärmequelle erwärmt und an die Wärmeerzeuger weitergeleitet.
- **Vorlaufanhebung:** Der Vorlauf des Fernwärmenetzes wird durch die dezentrale Wärmequelle nacherwärmt, sodass die Vorlaufemperatur nach den Wärmeerzeugern angehoben wird.

Zumeist ist die Verschaltung von Rücklauf auf Vorlauf zu bevorzugen, da im Vergleich zur Vorlaufanhebung die Wärme der Wärmequelle besser genutzt werden kann und im Vergleich zur Rücklaufanhebung die Energieeffizienz der nachgelagerten Wärmeerzeuger nicht beeinträchtigt wird [Buca06; Halm14]. Hinsichtlich des Temperaturniveaus der Wärmequelle, z. B. von industrieller Abwärme, sind zudem drei Einbindungsmöglichkeiten bei einer Verschaltung von Rücklauf auf Vorlauf zu berücksichtigen (Abbildung 2.18) [Star20]:

- **Direkte Einbindung:** Die Temperatur der Wärmequelle liegt oberhalb der Vorlaufemperatur des Fernwärmenetzes, sodass die Wärme direkt über Wärmeübertrager eingebunden werden kann.
- **Teildirekte Einbindung:** Die Temperatur der Wärmequelle liegt zwischen Vorlauf- und Rücklaufemperatur des Fernwärmenetzes, sodass die Temperatur der Wärmequelle elektrisch oder durch Verbrennungsprozesse nacherwärmt werden muss.
- **Indirekte Einbindung durch Wärmepumpe:** Die Temperatur der Wärmequelle liegt unterhalb der Rücklaufemperatur des Fernwärmenetzes, sodass die Temperatur der Wärmequelle über eine Wärmepumpe angehoben werden muss.

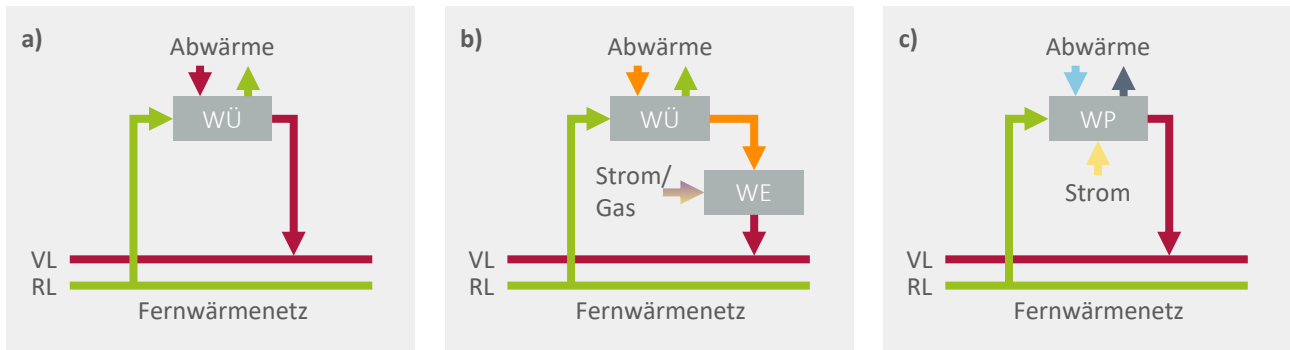


Abbildung 2.18: Einbindungsmöglichkeiten von Abwärme in Wärmenetze. a: direkte Einbindung, b: teildirekte Einbindung, c: indirekte Einbindung. RL: Rücklauf, VL: Vorlauf, WE: Wärmegerzeuger, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager. In Anlehnung an [Star20].

Neben der Möglichkeit, industrielle Abwärme in Fernwärmenetze einzubringen, können Industrieunternehmen auch Wärme von Fernwärmenetzen zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser oder Prozesswärme beziehen. Je nach Charakteristika von Wärmebedarfen und Systemkomponenten in den industriellen Energiesystemen und Fernwärmenetzen ist eine Einspeisung von Wärme in die eine oder andere Richtung sinnvoll. Wenn in bestimmten Zeitpunkten ein Bezug von Wärme und in anderen Zeitpunkten ein Vertrieb von (überschüssiger) Wärme sinnvoll ist, kann ein Industrieunternehmen auch bidirektional als sogenannter Prosumer [Bran14] an ein Fernwärmenetz angeschlossen werden. Hierzu muss eine bidirektionale Wärmeübergabestation implementiert werden, die durch eine entsprechende Verschaltung den Bezug und Vertrieb von Wärme ermöglicht. In [Anco15; Rose17; Pipi21; Kohn21a] werden mögliche bidirektionale Wärmeübergabestationen mit entsprechenden Betriebsstrategien beschrieben.

Definition 2.9 (Fernwärmeanbindung und Wärmeübergabestation) Die Fernwärmeanbindung umfasst alle Systemkomponenten, in die im Zuge einer Anbindung eines industriellen Energiesystems an ein Fernwärmenetz investiert wird. Ein elementarer Teil der Fernwärmeanbindung ist die Wärmeübergabestation, die die Übertragung von Wärme auf einem definierten Temperaturniveau sowie die energetische, ökonomische als auch ökologische Bilanzierung der übertragenen Wärme zur Aufgabe hat [Star20]. Die Wärmeübergabestation kann hierbei aus verschiedenen Systemkomponenten bestehen und bidirektional geplant werden [Kohn21a].

2.3.3 Ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen

Da bei der Bereitstellung von Fernwärme für Wärmeverbraucher über Fernwärmenetze als auch durch dezentrale Wärmequellen für Fernwärmenetze mehrere Parteien involviert sind (Abbildung 2.17) werden an den Wärmeübergabestationen Preise für die bereitgestellte Wärme festgelegt, die sowohl die Kosten für die Wärmebereitstellung als auch potenzielle Gewinne durch die entstehenden Einnahmen umfassen. Die Integration dezentraler Wärmequellen muss dabei für beide Parteien wirtschaftlich sein, sodass sich verschiedene Liefermodelle ableiten lassen [Star20; Mose20]. Weiterhin werden ökologische Anforderungen an die Bereitstellung von Fernwärme gestellt. Aus Sicht eines Industrieunternehmens als dezentrale Wärmequelle müssen die-

se ökologischen Rahmenbedingungen eingehalten werden sowie insgesamt ökologisch vorteilhaft sein, um im Sinne der [DIN50001] als Energieeffizienzmaßnahme zu gelten [Geil20].

Preisbestandteile für Endkunden

Die Planung von Fernwärmenetzen berücksichtigt analog zur Planung industrieller Energiesysteme verschiedene Kostengruppen: kapitalgebundene Kosten inkl. Instandsetzung und Erneuerung sowie verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten [VDI2067; Nuss17]. Die entstehenden Kosten werden zuzüglich eines Gewinnaufschlags an die Wärmeverbraucher weitergegeben; die Fernwärmekosten C^{FW} für einen Wärmeverbraucher können sich dazu auf drei Kosten- bzw. Preisarten¹¹ aufteilen (Gleichung 2.24) [Kons22; Li15]:

- **Grundkosten bzw. -preis** C^{Grund} : festgelegter Betrag für den Anschluss, der pro Jahr berechnet wird,
- **Anschlusskosten bzw. -preis** $C^{\text{Anschluss}}$: Vorhaltung von Wärmeleistung in Abhängigkeit der installierten Wärmeübergabestation als maximale thermische Leistung \dot{Q}^{Max} (im Sinne der Versorgungssicherheit),
- **Arbeitskosten bzw. -preis** C^{Arbeit} : Lieferung von Wärme bezogen auf die gelieferte Energiemenge Q^{Nutz} .

$$C^{\text{FW}} = C^{\text{Grund}} + C^{\text{Anschluss}} \cdot \dot{Q}^{\text{Max}} + C^{\text{Arbeit}} \cdot Q^{\text{Nutz}} \quad (2.24)$$

Die einzelnen Kosten sind von verschiedenen Parametern wie Lohnkosten oder Energiebezugskosten, z. B. für Strom und Gas, abhängig, die sich über den Betrachtungszeitraum ändern können. Die [AVBFWV] bildet die Grundlage für die Preisbildung für Fernwärme in Deutschland und gibt die Möglichkeit, in Verträgen zur Lieferung von Fernwärme sogenannte Preisgleitformeln zu integrieren [Kons22]. Bezogen auf das Anschlussjahr $j = 0$ können Preise entsprechend eines sich ändernden Parameters, beispielhaft mit dem Faktor k dargestellt, angepasst werden (Gleichung 2.25). Spezifische Preisgleitformeln können je Fernwärmenetz variieren und sich auf mehrere Parameter beziehen.

$$C_j^{\text{FW}} = C_{j=0}^{\text{FW}} \cdot \frac{k_j}{k_{j=0}} \quad (2.25)$$

Spezifische Wärmekosten

Die Einspeisung von Wärme in ein Fernwärmenetz über dezentrale Wärmequellen wird über die Festlegung eines Wärmepreises festgelegt, den das Energieversorgungsunternehmen an die dezentrale Wärmequelle zahlt. Die spezifischen Wärmekosten geben einen Anhaltspunkt zur Festlegung des Wärmepreises und beziehen sich dabei auf die Kosten, die pro Wärmeeinheit

¹¹ Als Kosten werden die monetären Aufwendungen zur Bereitstellung von Wärme der vertreibenden Partei, z. B. Energieversorgungsunternehmen oder dezentrale Wärmequelle, bezeichnet. Der Preis beschreibt den Betrag, den die abnehmende Partei, z. B. Wärmeverbraucher oder Energieversorgungsunternehmen, für den Bezug der Wärme entrichtet. Kosten und Preis unterscheiden sich zumeist um einen Gewinnaufschlag (Marge) den die bereitstellende Partei erhebt. [Kons13]

anfallen. Es lassen sich Wärmegestehungs- und Wärmegrenzkosten für die bereitgestellte Wärme unterscheiden. Die Wärmegestehungskosten $c^{\text{Gestehung}}$ beziehen sämtliche Kosten für Investition C^{Inv} und Einsatz C^{Einsatz} , die für die Bereitstellung der Wärme anfallen, auf die bereitgestellte Nutzwärme Q^{Nutz} (Gleichung 2.26) [Kons22]. Da die Nutzwärme zumeist für ein Jahr ermittelt wird, werden die Investitionskosten über den Annuitätenfaktor ANF als Kehrwert des RBF abgezinst (Gleichung 2.27) [Kons13].

$$c^{\text{Gestehung}} = \frac{C^{\text{Einsatz}} + C^{\text{Inv}} \cdot ANF}{Q^{\text{Nutz}}} \quad (2.26)$$

$$ANF = \frac{1}{RBF} \quad (2.27)$$

Zur Ermittlung eines Preises für die Bereitstellung von Wärme durch dezentrale Wärmequellen muss berücksichtigt werden, dass bei der Verteilung der Wärme oder Vorhaltung von Wärmeerzeugungsanlagen im Sinne der Versorgungssicherheit auch Kosten für das Energieversorgungsunternehmen anfallen und somit die Kosten ermittelt werden müssen, die durch die Einbringung der Wärme ersetzt werden [Mose20]. Die Grenzkosten der Wärme c^{Grenz} bilden die Kosten ab, die entstehen, wenn eine Wärmemenge zusätzlich erzeugt bzw. bereitgestellt werden müsste. Dies kann sowohl die kurzfristigen Grenzkosten als Änderung der Kosten im Einsatz C^{Einsatz} eines bestehenden Fernwärmenetzes als auch langfristige Kosten C^{Inv} als Grenzkosten, z. B. durch die Notwendigkeit einer Investition in neue Energiewandler, berücksichtigen (Gleichung 2.28) [Li15; Li19].

$$c^{\text{Grenz}} = \frac{dC^{\text{Einsatz}}}{dQ^{\text{Nutz}}} + \frac{dC^{\text{Inv}}}{dQ^{\text{Nutz}}} \quad (2.28)$$

In [Mose20] wird das Prinzip der Grenzkosten genutzt, um mittels Grenzkostenkurve für Wärme (Abbildung 2.19) zu ermitteln, welche Wärmeerzeugungseinheit im Fernwärmenetz durch die Einbringung von Wärme einer dezentralen Wärmequelle verdrängt wird. In der Grenzkostenkurve werden die Wärmeerzeuger nach Höhe der spezifischen Kosten für die Erzeugung von Wärme mit ihrer Nennleistung sortiert. Durch den Abgleich der Erzeugungsleistung mit dem (aktuellen) Wärmebedarf können die aktuellen Grenzkosten der Wärme und damit die verdrängten Kosten für das Energieversorgungsunternehmen ermittelt werden. Diese verdrängten Kosten stellen den maximalen Preis dar, den ein Energieversorgungsunternehmen für eine dezentrale Wärme bereit wäre zu zahlen. Insgesamt stellt dieses Verfahren eine ökonomische Vereinfachung dar, da die Grenzkosten linear ermittelt werden und keine ökologischen Vorgaben an die Wärme integrieren [Mose20].

Liefer- und Partizipationsmodelle für dezentrale Integration

Die Wärmepreise für die Einbringung von Wärme werden zudem von sogenannten Liefer- bzw. Geschäftsmodellen abgebildet. Liefermodelle beschreiben die Zielstellung einer Anbindung dezentraler Wärme, und es können folgende Liefermodelle unterschieden werden [Star20]:

- **Lieferung nach Können und Vermögen:** Die dezentrale Wärmequelle kann zu einem vorgegebenen Preis eine beliebige Wärmemenge in das Fernwärmenetz einbringen.

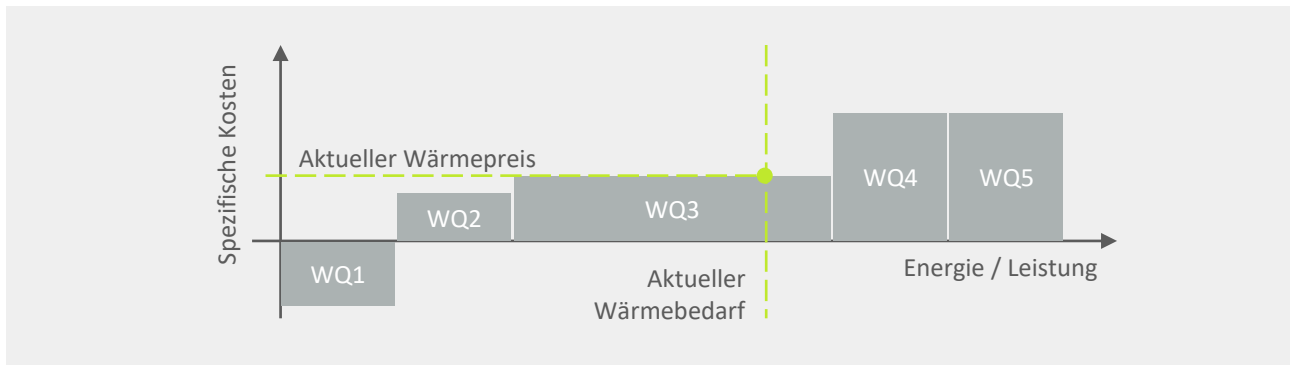


Abbildung 2.19: Grenzkostenkurve für Wärme. WQ: Wärmequelle. In Anlehnung an [Mose20].

- **Besicherte Lieferung:** Bis zu einer festgelegten Wärmemenge kann das Energieversorgungsunternehmen Wärme anfordern, sodass die dezentrale Wärmequelle diese Wärmemenge vorhalten muss.
- **Pooling-Modell:** Es wird gemeinsam entschieden wie viel Wärme geliefert wird, die Kosten für die Fernwärmeanbindung werden aus den Einsparungen gemeinsam getragen.
- **Abwärmeentsorgung:** Die Abwärme wird gratis bereitgestellt, die Kosten für Fernwärmeanbindung jedoch vom Energieversorgungsunternehmen getragen.
- **Verkauf von Kühlleistung:** Bei Abwärme mit niedrigem Temperaturniveau findet die Preisbildung bezogen auf die Kälte statt, die das Energieversorgungsunternehmen der dezentralen Wärmequelle liefert.
- **Kompetitive Einspeisung im Erzeugerpark:** Die Einbindung der dezentralen Wärmequelle wird über die Grenzkosten aller Wärmeerzeuger im Fernwärmenetz entschieden.

Die Liefermodelle beschreiben somit unterschiedliche primäre Ziele der Fernwärmeanbindung und müssen aus Sicht der dezentralen Wärmequelle für die Planung einer Fernwärmeanbindung berücksichtigt werden – unter der Voraussetzung, dass das Energieversorgungsunternehmen das Liefermodell ermöglicht und entsprechende Informationen über das Fernwärmenetz bereitstellt. Da eine dezentrale Wärmequelle wie Industrieunternehmen im Sinne eines Prosumers auch Wärme beziehen können, ist der Begriff des Liefermodells irreführend, weshalb im Folgenden der Begriff des Partizipationsmodells [Kohn23c] verwendet werden soll.

Definition 2.10 (Partizipationsmodell) Im Rahmen dieser Arbeit beschreibt der Begriff Partizipationsmodell die Geschäftsmodelle, die seitens Industrieunternehmen in der Planung einer Fernwärmeanbindung integriert werden. Partizipationsmodelle schließen unterschiedliche Informationen über das Fernwärmenetz [Mose20] sowie die Zielstellung verschiedener Liefermodelle [Star20] als auch die Möglichkeit des Bezugs von Wärme über das Fernwärmenetz mit ein.

Energetische Bilanzierung von Fernwärme

Fernwärmenetze werden energetisch bilanziert, um die ökologischen Auswirkungen der bereitgestellten Wärme zu bewerten. Die energetische Bilanzierung wird in Deutschland für die Bereitstellung von Fernwärme für Gebäude über das [GEG] gesetzlich geregelt und bildet damit eine Grundlage für eine ökologische Bewertung. Die [DIN18599] und [AGFW309] geben zudem Vorgaben wie eine Bilanzierung durchgeführt wird. Für Fernwärmenetze muss in Deutschland

ein sogenannter Primärenergiefaktor ermittelt werden. Der Primärenergiefaktor f^{PE} beschreibt das Verhältnis aus benötigter Primärenergie eines Fernwärmenetzes E^{PE} durch den Bezug verschiedener Energieformen bzw. Energieträger zu der Nutzwärme Q^{Nutz} , die das Fernwärmenetz bereitstellt (Gleichung 2.29). Zur Ermittlung der benötigten Primärenergie wird die bezogene Energie E_e^{Ein} des Fernwärmenetzes mit einem Primärenergiefaktor f_e^{PE} , der sich auf Energiebedarfe der Energiewandlungskette bis zum Bezug im Fernwärmenetz bezieht, für jede Energieform bzw. Energieträger \mathcal{E} verrechnet (Gleichung 2.30). Um die Umweltauswirkungen der benötigten Primärenergie zu berechnen, wird nur der Anteil nicht-erneuerbarer Energie in den Primärenergiefaktor integriert. Neben der bezogenen Energie wird auch mit einbezogen, ob neben der Wärme weitere Energie E_e^{Aus} durch das Fernwärmenetz bereitgestellt wird, z. B. Strom durch KWK, und mit einem Primärenergiefaktor $f_e^{\text{PE,Aus}}$ für die Einspeisung in das übergeordnete Energienetz verrechnet. Die Faktoren für Bezug und Einspeisung können hierbei für die gleiche Energieform wie Strom unterschiedlich sein (siehe nächsten Abschnitt). Durch eine Veränderung eines Fernwärmenetzes, z. B. durch die Integration dezentraler Wärmequellen, darf sich der Primärenergiefaktor eines Fernwärmenetzes nicht verschlechtern [DIN18599; AGFW309].

$$f^{\text{PE}} = \frac{E^{\text{PE}}}{Q^{\text{Nutz}}} \quad (2.29)$$

$$E^{\text{PE}} = \sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{Ein}} \cdot f_e^{\text{PE}} - \sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{Aus}} \cdot f_e^{\text{PE,Aus}} \quad (2.30)$$

Analog zur eingesetzten nicht-erneuerbaren Primärenergie der Wärme werden ebenfalls die Emissionen E^{CO_2} als CO_2 -Äquivalent sowie ein spezifischer Emissionsfaktor f^{CO_2} ermittelt (Gleichung 2.31) [DIN18599; AGFW309]. Die CO_2 -Faktoren $f_e^{\text{CO}_2}$ und $f_e^{\text{CO}_2,\text{Aus}}$ können sich relativ untereinander von Primärenergiefaktoren unterscheiden, sodass sich teilweise eine unterschiedliche Bewertung der Fernwärmenetze je nach Bilanzierungsmethode ergibt. Primärenergiefaktoren und CO_2 -Faktoren verschiedener Energieformen bzw. Energieträger sind in Anhang A.1.1 aufgelistet.

$$f^{\text{CO}_2} = \frac{E^{\text{CO}_2}}{Q^{\text{Nutz}}} = \frac{\sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{Ein}} \cdot f_e^{\text{CO}_2} - \sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{Aus}} \cdot f_e^{\text{CO}_2,\text{Aus}}}{Q^{\text{Nutz}}} \quad (2.31)$$

Neben Primärenergiefaktor und spezifischen Emissionen werden auch Ansätze entwickelt, die die Wärmebereitstellung über einen Anteil erneuerbarer Energien f^{EE} bewerten (Gleichung 2.32). Neu errichtete Gebäude müssen nachweisen, dass die Nutzwärme zu einem Mindestanteil $f^{\text{EE,Min}}$ aus erneuerbaren Energien Q^{EE} bereitgestellt wurde, sodass auch ein Fernwärmenetz diese Faktoren nachweisen müsste. Die Bewertung, welche Energie zu welchem Anteil als erneuerbar gelten, kann auf unterschiedlicher Bezugsebene geschehen, z. B. bezogen auf Energiewandler (Wärmepumpen) oder auf die Energieformen oder -träger [BMWS19].

$$f^{\text{EE}} = \frac{Q^{\text{EE}}}{Q^{\text{Nutz}}} \geq f^{\text{EE,Min}} \quad (2.32)$$

Kalkulation Kraft-Wärme-Kopplung

Eine Besonderheit bei der energetischen Bilanzierung von Wärme bildet der Einsatz von gekoppelter Erzeugung von Energie, insbesondere die KWK. Bei der KWK wird sowohl Wärme als

auch Strom erzeugt und dazu ein Brennstoff eingesetzt [Dehl20]. Die Primärenergie bzw. Emissionen für den Brennstoffbezug müssen entsprechend auf die Erzeugnisse Strom und Wärme verteilt werden. Hierzu werden prinzipiell drei Möglichkeiten unterschieden [Mauc10]:

- Verteilung anhand der einzusetzenden Brennstoffanteile als gekoppelte Erzeugung (Methode der Internationalen Energieagentur (IEA) und Wirkungsgradmethode),
- Verteilung mit Bezug zu Referenzkraftwerken ungekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme (Finnische Methode),
- Verteilung unter Berücksichtigung getrennter Erzeugung (Gutschriftmethoden).

Von diesen sogenannten Allokationsmethoden ist in Deutschland die Stromgutschriftmethode vorgeschrieben [AGFW309]. Die Stromgutschriftmethode nimmt zunächst an, dass der erzeugte und ins übergeordnete Stromnetz eingespeiste Strom Primärenergie im übergeordneten Stromnetz verdrängt. Dem erzeugten Strom, über die Brennstoffenergie E^{BS} und den elektrischen Wirkungsgrad η^{El} berechnet, wird hierfür eine Gutschrift zugeschrieben, sodass sich verdrängte Primärenergie $E^{PE,El}$ über einen Primärenergiefaktor $f^{PE,El}$ ergibt (Gleichung 2.33). Diese wird anschließend bei der Berechnung der Primärenergie der Wärme $E^{PE,Th}$ von der Primärenergie des Brennstoffs über die Brennstoffenergie E^{BS} und den Primärenergiefaktor des Brennstoffs $f^{PE,BS}$ abgezogen (Gleichung 2.34) [DIN18599; AGFW309].

$$E^{PE,El} = f^{PE,El} \cdot E^{BS} \cdot \eta^{El} \quad (2.33)$$

$$E^{PE,Th} = f^{PE,BS} \cdot E^{BS} - E^{PE,El} \quad (2.34)$$

Analog zur Anwendung der Stromgutschriftmethode auf die Primärenergie wird diese Methode auch auf die Berechnung der Emissionen für den verdrängten Strom $E^{CO_2,El}$ und entsprechend die Wärme $E^{CO_2,Th}$ über die CO_2 -Faktoren für verdrängten Strom $f^{CO_2,El}$ und den Brennstoff $f^{CO_2,BS}$ berechnet (Gleichung 2.35 und 2.36) [DIN18599; AGFW309].

$$E^{CO_2,El} = f^{CO_2,El} \cdot E^{BS} \cdot \eta^{El} \quad (2.35)$$

$$E^{CO_2,Th} = f^{CO_2,BS} \cdot E^{BS} - E^{CO_2,El} \quad (2.36)$$

2.4 Einordnung in die Optimierung

Das Forschungsfeld des Operations Research beschreibt die praxisnahe Analyse von komplexen Problemstellungen im Rahmen von Planungsprozessen. Es werden Entscheidungsprozesse mit mathematischen Methoden modelliert und durch die Anwendung von Algorithmen bestmögliche Entscheidungen errechnet [Suhl13; Doms15]. Operations Research findet in diversen Bereichen in Unternehmen und Organisationen Anwendung so u. a. in der Produktion, Logistik, Projektplanung, im Gesundheitswesen oder im Umweltschutz. Ursprünglich wurde Operations Research insbesondere in wirtschaftswissenschaftlichen Fragestellungen eingesetzt, findet mittlerweile jedoch auch eine vielfältige Anwendung für ingenieurwissenschaftliche Themen sowie deren Kombination als techno-ökonomische Modellierung (auch Technical Operations Research genannt) [Füge21].

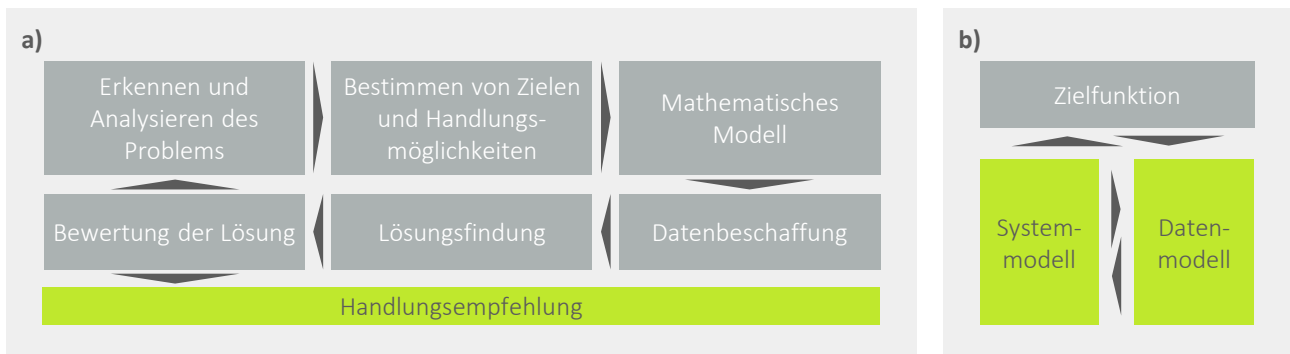


Abbildung 2.20: Operations Research. a: Vorgehensweise, b: Begrifflichkeiten. In Anlehnung an [Doms15; Suhl13; Dole21].

Der Kern von Operations Research ist die Abbildung eines Entscheidungsproblems durch Optimierungsmodelle und die entsprechende Lösung des Modells mit problemspezifischen Daten durch Entwicklung und Anwendung von Algorithmen. Zur Unterstützung von Planungsprozessen durch Operations Research kann ein einheitliches Vorgehen definiert werden (Abbildung 2.20a). In dem Vorgehen wird zunächst das Optimierungsmodell als mathematisches Modell durch das Erkennen und Analysieren des Problems sowie das Bestimmen von Zielen und Handlungsmöglichkeiten hergeleitet, um das Modell möglichst problemspezifisch aufzustellen. Im Anschluss wird das Optimierungsmodell durch eine Datenbeschaffung, Lösungsfindung und Bewertung der Lösung zur Unterstützung einer spezifischen Planung eingesetzt [Doms15]. Die Lösung der Optimierung kann dann als Handlungsempfehlung in die Planung einfließen [Suhl13].

Für das Verständnis der Anwendung von Operations Research sind die Begriffe Zielfunktion, Systemmodell und Datenmodell zu differenzieren (Abbildung 2.20b). Das Systemmodell umfasst das grundlegende mathematische Modell, also Modelle von einzelnen Objekten und deren Zusammenhänge durch mathematische Gleichungen und Ungleichungen mit Entscheidungsmöglichkeiten und Kenngrößen, z. B. als techno-ökonomisches Modell von Energiesystemen. Im Datenmodell werden Informationen für das Systemmodell, insbesondere spezifische Informationen zu Kenngrößen des Modells, aufbereitet und bereitgestellt sowie die Lösung abgespeichert und analysiert. Die Zielfunktion gibt schließlich das Ziel der Optimierung vor [Dole21]. Zur Abbildung eines realen Problems gibt es verschiedene problemspezifische Methoden, die ein Grundmodell einer Problemklasse hinsichtlich des Problems spezifizieren [Doms15].

Definition 2.11 (Optimierungsmethodik) Anwendung verschiedener Modelle und Methoden der mathematischen Optimierung zur Modellierung und Lösung eines Entscheidungsproblems im Sinne des Operations Research. Das Optimierungsmodell muss hierzu formal beschrieben, aufgestellt und durch eine strukturierte Schrittfolge systematisch angewandt werden. [Kreß22; Doms15]

2.4.1 Optimierung industrieller Energiesysteme

Operations Research und damit Optimierungsmodelle der mathematischen Optimierung lassen sich auf eine Vielzahl von Problemstellungen industrieller Energiesysteme vor dem Hintergrund energiepolitischer Zielstellungen anwenden, so z. B. auf folgende Themenfelder:

- **Energiemanagement:** Unterstützung der Energiedatenanalyse, Vorhersage von Energiebedarfen und Identifizierung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie der Laststeuerung und Verbrauchsplanung beim Energieeinkauf und -verkauf [Pisa19; Farh19; Graa20].
- **Betrieb von Energiesystemen:** Unterstützung einer modellprädiktiven Regelung von Energiesystemen, um optimale Betriebsstrategien zu berechnen und anzuwenden [Kohn20; Thie17a; Webe23].
- **Planung von Energiesystemen:** Unterstützung zur Bestimmung der optimalen Kombination von Systemkomponenten und deren Einsatz in Energiesystemen [Thie17b; Schw19; Baum20] wie die Integration von erneuerbaren Energien, Energiespeichern oder die Sektorkopplung [Chau16; Di W21; Sass20].

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Planung von industriellen Energiesystemen als Einsatz mathematischer Optimierung für die Investitions- und Einsatzplanung adressiert (Kapitel 1.2).

Grundlagen mathematischer Optimierung

Der Begriff der mathematischen Optimierung bezeichnet im Allgemeinen die Suche nach einem Maximum oder Minimum einer Zielfunktion bezogen auf einen Lösungsraum aus mathematischen Gleichungen (Nebenbedingungen) und Parametern unter Berücksichtigung von Entscheidungsmöglichkeiten bzw. Variablen [Kall13]. Mittels mathematischer Optimierung können Entscheidungsprozesse bzw. -probleme modelliert und unterstützt werden. Für die Modellierung des Problems werden verschiedene Problemklassen unterschieden [Sios17]:

- **Lineare Optimierung** (LP, engl. linear programming): kontinuierliche Variablen mit linearen Zielfunktionen und Nebenbedingungen,
- **Nicht-lineare Optimierung** (NLP, engl. non-linear programming): kontinuierliche Variablen mit nicht-linearen Zielfunktionen und Nebenbedingungen,
- **Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung** (MILP, engl. mixed integer linear programming): kontinuierliche und ganzzahlige Variablen mit linearen Zielfunktionen und Nebenbedingungen,
- **Gemischt-ganzzahlige nicht-lineare Optimierung** (MINLP, engl. mixed integer non-linear programming): kontinuierliche und ganzzahlige Variablen mit nicht-linearen Zielfunktionen und Nebenbedingungen.

Die Komplexität der Lösungsfindung in mathematischen Modellen hängt von der Komplexität des Modells zur Abbildung des Problems ab. Die Komplexität des Modells wiederum hängt von der Modellgröße (Anzahl an Variablen und Nebenbedingungen), der Konnektivität (Verknüpfung der Variablen durch die Nebenbedingungen) sowie der Problemklasse ab [Kotz21]. Tendenziell sind hierbei lineare Modelle einfacher zu lösen als nicht-lineare, gemischt-ganzzahlige schwieriger als Problemklassen nur mit kontinuierlichen Variablen [Doms15]. Im Bereich des Technical Operations Research ist die Anwendung der Problemklasse MILP weit verbreitet, da sie eine Kombination aus ganzzahligen und kontinuierlichen Entscheidungsvariablen ermöglicht und zudem durch die lineare Abbildung des Lösungsraums zumeist optimal lösbar ist [Sios17; Baum20].

Das mathematische Modell setzt sich aus verschiedenen Elementen zusammen (Gleichungen 2.37 - 2.40) [Kall13]: Die Zielfunktion Z beschreibt die zu minimierende Zielgröße des Problems als Funktion $f(x, y)$ der Entscheidungsvariablen x (kontinuierlich bzw. reell) und y (ganzzahlig)

(Gleichung 2.37). Die Zielfunktion bezieht sich dabei auf den Lösungsraum (s. t., engl. subject to), der durch die Funktionen $h(x, y)$ und $g(x, y)$ als Gleichheits- und Ungleichheitsbeziehungen (Nebenbedingungen) aufgestellt wird (Gleichungen 2.38 und 2.39). Die Variablen sind in die Nebenbedingungen integriert und jeweils auf einen Zahlenbereich definiert (Gleichung 2.40).

$$\min_{x,y} Z = f(x, y) \quad (2.37)$$

$$\text{s. t. } h(x, y) = 0 \quad (2.38)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (2.39)$$

$$x \in \mathbb{R}, y \in \mathbb{Z} \quad (2.40)$$

Abbildung 2.21a zeigt exemplarisch den Lösungsraum mit den zwei ganzzahligen Variablen y_1 und y_2 . Eine Lösung beschreibt eine Kombination aus Werten der Variablen, die innerhalb des Lösungsraums zulässig sind. Der lineare Lösungsraum (grün) wird eingeschränkt, da nur die Punkte innerhalb des Lösungsraums zulässige Lösungen darstellen [Kall13]. Die Modellierung komplexer realer Systeme wie die Planung industrieller Energiesysteme als MILP-Problem enthält eine Vielzahl an Entscheidungsvariablen und folglich eine Vielzahl an zulässigen Lösungen.

Zur Lösungsfindung werden verschiedene Verfahren unter Anwendung von Algorithmen eingesetzt, die sich in heuristische und exakte Verfahren unterscheiden lassen. Exakte Verfahren suchen nach der optimalen Lösung des modellierten Problems. Diese Verfahren nutzen in Bezug auf MILP dazu das Prinzip der primalen und dualen Schranke unter sogenannter Restriktion und Relaxation des Modells. Restriktion bedeutet, dass der Lösungsraum bewusst innerhalb des bestehenden Lösungsraumes verkleinert wird, der Zielfunktionswert unter Restriktion kann folglich maximal so gut sein wie der des ursprünglichen Problems. Bei der Relaxation wird das Problem erweitert, sodass der Zielfunktionswert immer mindestens genauso gut ist, wie der des ursprünglichen Problems. Vor diesem Hintergrund ist die primale Schranke ein zulässiger Zielfunktionswert des mathematischen Problems oder einer seiner Restriktionen und bildet damit immer den besten zulässigen Zielfunktionswert, der bereits von dem Lösungsverfahren gefunden wurde. Die duale Schranke ist ein theoretisch erreichbarer Zielfunktionswert, errechnet durch den optimalen Zielfunktionswert einer Relaxation. Durch die Annäherung der primalen und dualen Schranke verbessert sich die Qualität der Lösung (Abbildung 2.21b). Die Güte der Lösung bzw. der Grad der Optimalität wird über die Differenz GAP der primalen und dualen Schranke S bestimmt und kann absolut und relativ angegeben werden (Gleichungen 2.41). Wenn die Gap eines Problems auf null reduziert ist, ist der optimale Zielfunktionswert bestimmt [Kall13; Sios17].

$$GAP^{\text{Relativ}} = \frac{GAP^{\text{Absolut}}}{S^{\text{Primal}}} = \frac{|S^{\text{Primal}} - S^{\text{Dual}}|}{S^{\text{Primal}}} \quad (2.41)$$

Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung

Die Anwendung mathematischer Optimierung zur Planung von Energiesystemen wird grundsätzlich in drei Ebenen unterteilt (Abbildung 2.22) [Andi17]:

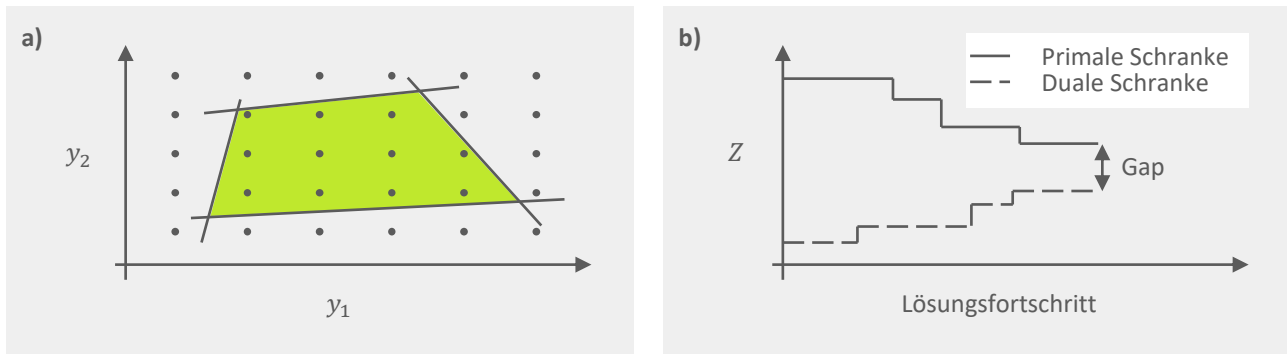


Abbildung 2.21: Spezifika von MILP-Modellen. a: Zweidimensionales MILP-Problem mit Lösungsraum (grün), b: Annäherung der primalen und dualen Schranke beim Branch&Bound-Verfahren. y_1, y_2 : ganzzahlige Entscheidungsvariablen, Z : Zielfunktionswert in einem Minimierungsproblem. In Anlehnung an [Kall13].

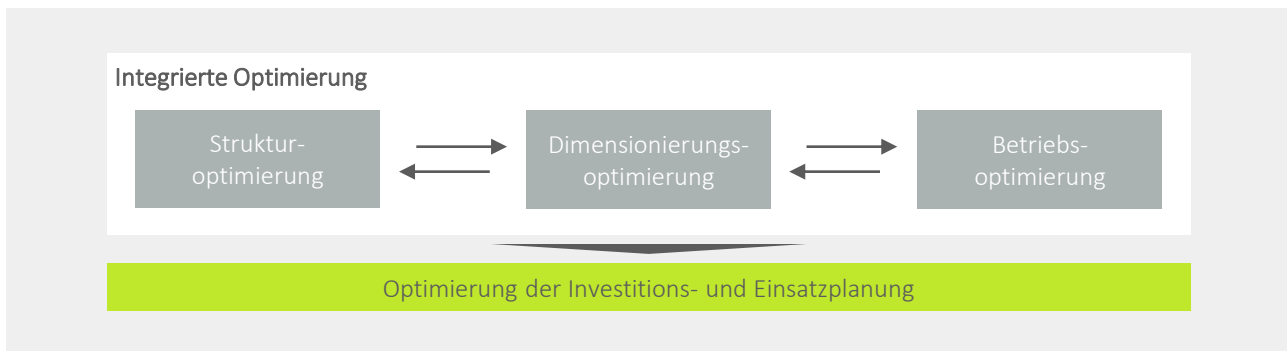


Abbildung 2.22: Integrierte Optimierung von Energiesystemen. In Anlehnung an [Andi17; Schw19].

- **Strukuroptimierung:** Bestimmung der optimalen Konfiguration des Energiesystems, also Auswahl und Platzierung von Systemkomponenten wie Energiewandler, -speicher oder -verteilsysteme,
- **Dimensionierungsoptimierung:** Bestimmung der optimalen Größe (Nennleistung, -kapazität, Volumen, etc.) der Systemkomponenten wie Energiewandler, -speicher oder -verteilsysteme im Energiesystem,
- **Betrieboptimierung**¹²: Bestimmung des optimalen Einsatzes der Systemkomponenten wie Energiewandler, -speicher oder -verteilsysteme im Energiesystem.

Die Entscheidungsmöglichkeiten der drei Ebenen stehen in Wechselwirkung miteinander; so haben Entscheidungen über den Einsatz von Systemkomponenten Einfluss auf deren Dimensionierung und letztlich die Struktur und die Struktur wiederum einen Einfluss auf die Dimensionierung und letztlich den Einsatz [Andi17]. Um ein industrielles Energiesystem ganzheitlich zu optimieren, müssen diese drei Ebenen integriert betrachtet werden [Fran04]. In Ansätzen der integrierten Optimierung von Energiesystemen können Ansätze mit und ohne Superstruktur differenziert werden [Voll12; Voll13]. Eine Superstruktur gibt bereits die möglichen Systemkomponenten und deren Verbindungen vor, während über die Systemkomponenten und deren

¹² Im Vergleich zum Themenfeld des Betriebs von Energiesystemen ist an dieser Stelle die Betriebsoptimierung als Teil der Planung und nicht in Interaktion mit den realen technischen Komponenten im Sinne einer modellprädiktiven Regelung gemeint. Im Folgenden wird der Begriff Betrieb im Sinne der Planung des Einsatzes verwendet.

Verbindungen in Superstruktur-freien Ansätzen in der Modellierung der spezifischen Anwendungsfälle entschieden wird [Thie17b]. Eine Superstruktur ist vorteilhaft, wenn sich spezifische Anwendungsfälle ähnlich sind, z. B. über eine gleiche Anzahl von Energienetzen oder die gleichen Arten von Systemkomponenten verfügen. In individuellen Anwendungsfällen mit ähnlichen Systemkomponenten kann eine Superstruktur-freie Modellierung sinnvoll sein.

Im Sinne der Konzeptplanung industrieller Energiesysteme und unter Berücksichtigung einer Investitionsrechnung sowie der energiepolitischen Ziele kann diese integrierte Optimierung für die Investitions- und Einsatzplanung eingesetzt werden (Abbildung 2.22) [Schw19]:

- **Investitionsplanung:** Entscheidung über die Investition y_k^{Inv} in Systemkomponente k aus der Menge der Systemkomponenten, in die investiert werden kann, \mathcal{K}^{Inv} sowie die Dimensionierung x_k^{Inv} dieser Systemkomponenten im Energiesystem unter Berücksichtigung von Kenngrößen wie der Verfügbarkeit oder der Investitionskosten und Lebensdauer dieser Komponenten,
- **Einsatzplanung:** Entscheidung über den Einsatz $y_{k,t}^{\text{Einsatz}}$ von Systemkomponente k in der Menge der Systemkomponenten, für die der Einsatz geplant wird $\mathcal{K}^{\text{Einsatz}}$, in Zeitschritt t über die Menge alle Zeitschritte \mathcal{T} im Betrachtungszeitraum sowie deren Betriebsverhalten $x_{k,t}^{\text{Einsatz}}$ unter Berücksichtigung von Kenngrößen wie Wirkungsgrade, Bedarfsverläufe, Energiepreise oder Emissionen.

Die Investitions- und Einsatzplanung im Kontext der Optimierung industrieller Energiesysteme kombiniert somit langfristige Entscheidungen hinsichtlich der Investition in Systemkomponenten mit kurzfristigen Entscheidungen zum Einsatz dieser Komponenten in einem Optimierungsmodell (exemplarisch in den Gleichungen 2.42 - 2.46 dargestellt) [Schw19]. Hierbei kann auch zwischen der Systemgrenze der Einsatzplanung und den Systemkomponenten, in die investiert wird, differenziert werden [Kohn23c], sodass eine Investitionsentscheidung nur für eine Teilmenge der Gesamtheit an Systemkomponenten getroffen wird ($\mathcal{K}^{\text{Inv}} \subseteq \mathcal{K}^{\text{Einsatz}}$). Als Zielfunktion kann hier z. B. der Nettokapitalwert NPV festgelegt werden (Gleichung 2.42). Zur Beschreibung des Lösungsraums können durch die Berücksichtigung technischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen diverse Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen (Nebenbedingungen) für die Investitionsentscheidungen (Gleichungen 2.43 - 2.44) sowie Einsatzentscheidungen (Gleichungen 2.45 - 2.46) aufgestellt werden.

$$\max_{y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}, y_{k,t}^{\text{Einsatz}}, x_{k,t}^{\text{Einsatz}} \quad NPV = f(y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}, y_{k,t}^{\text{Einsatz}}, x_{k,t}^{\text{Einsatz}}) \quad (2.42)$$

$$\text{s. t.} \quad h^{\text{Inv}}(y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}) = 0 \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{Inv}} \quad (2.43)$$

$$g^{\text{Inv}}(y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}) \leq 0 \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{Inv}} \quad (2.44)$$

$$h^{\text{Einsatz}}(y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}, y_{k,t}^{\text{Einsatz}}, x_{k,t}^{\text{Einsatz}}) = 0 \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{Einsatz}}, t \in \mathcal{T} \quad (2.45)$$

$$g^{\text{Einsatz}}(y_k^{\text{Inv}}, x_k^{\text{Inv}}, y_{k,t}^{\text{Einsatz}}, x_{k,t}^{\text{Einsatz}}) \leq 0 \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{Einsatz}}, t \in \mathcal{T} \quad (2.46)$$

Definition 2.12 (Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung)

Anwendung mathematischer Optimierung zur Unterstützung der Investitions- und Einsatzplanung von Energiesystemen. [Schw19]

2.4.2 Herausforderungen und problemspezifische Methoden

Der Einsatz mathematischer Optimierung für die Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme kann zum Erzielen signifikanter ökonomischer und ökologischer Verbesserungen beitragen [Di S15]. Damit die Modellierung und letztlich Lösung der Modelle im Sinne des Operations Research einen Mehrwert liefert, müssen die Modelle einerseits das reale Problem genau genug abbilden, andererseits in angemessenem Rechenaufwand lösbar¹³ sein, was allgemeine und problemspezifische Modellanpassungen notwendig macht [Kotz21; DeCa17].

Zumeist werden Modelle der Investitions- und Einsatzplanung von Energiesystemen als MILP modelliert [Elia14; Baum20]. Diese Programmklasse ermöglicht die Modellierung von diskreten Entscheidungen mit ganzzahligen Entscheidungsmöglichkeiten, z. B. Kaufentscheidungen von Systemkomponenten, einerseits; andererseits kann durch eine lineare Modellierung des Problems eine optimale Lösung gefunden werden [Kotz21; Baum20]. Technische Systemkomponenten weisen jedoch nicht-lineares Verhalten auf, z. B. in der Modellierung des Wirkungsgrad [Zaho13], was zur Ungenauigkeit der Modellierung bezogen auf das reale System führen kann [Brun98]. Weiterhin erhöht die Kombination aus einem langen Betrachtungszeitraum der Investitionsentscheidungen und den kurzen Zeitschritten bezogen auf Einsatzentscheidungen die Komplexität der Modellierung und damit den Rechenaufwand exponentiell [Lin16; Baum20]. Folgende zwei Möglichkeiten adressieren diese allgemeinen Aspekte der Modellierung der Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme:

- **Linearisierung:** Durch Methoden der Linearisierung können nicht-lineare Zusammenhänge von Parametern bezogen auf eine Bezugsgröße als gemischt-ganzzahlige Modelle abgebildet werden (Abbildung 2.23a). Die Zusammenhänge werden dazu approximiert und durch kontinuierliche und ganzzahlige Variablen sowie Nebenbedingungen modelliert. Linearisierung wird zumeist als stückweise Linearisierung umgesetzt [Flou95; Mise09; Voll14].
- **Repräsentative Perioden:** Zur Reduzierung der Modellkomplexität kann eine Modellierung auf repräsentative Perioden und damit nicht vollständige Datenreihen als Zeitschritte bezogen werden. Aus den vollständigen Datenreihen der zeitabhängigen Parameter werden charakteristische Perioden abgeleitet (Abbildung 2.23b). Eine gute Übersicht zur Bildung repräsentativer Perioden bietet [Teic22].

Neben diesen allgemeinen Anpassungen der Modellierung industrieller Energiesysteme sollen im Folgenden drei Methoden zur problemspezifischen Anpassung der Modellierung beschrieben werden, die auch im Kontext der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme relevant sind: die Berücksichtigung von Unsicherheit, von Informationen angrenzender Energiesysteme (weitere Parteien) sowie mehrerer Zielfunktionen.

Berücksichtigung von Unsicherheit

Die Modellierung der Investitions- und Einsatzplanung basiert in vielen Fällen auf der Annahme, dass vollständige Informationen und damit deterministische Kenngrößen und Einflussfaktoren vorliegen [Schw19]. In Optimierungsmodellen von Energiesystemen werden diese Kenngrößen als statische oder dynamische, zumeist aber als deterministische also bekannte Parameter

¹³ Lösbar heißt in diesem Kontext, dass durch gängige Rechenleistung und verfügbare Lösungsverfahren eine angemessener Gap in angemessener Zeit erreicht werden kann. Die Angemessenheit bzw. Lösbarkeit ist individuell nach Problem und Anwendung zu definieren.

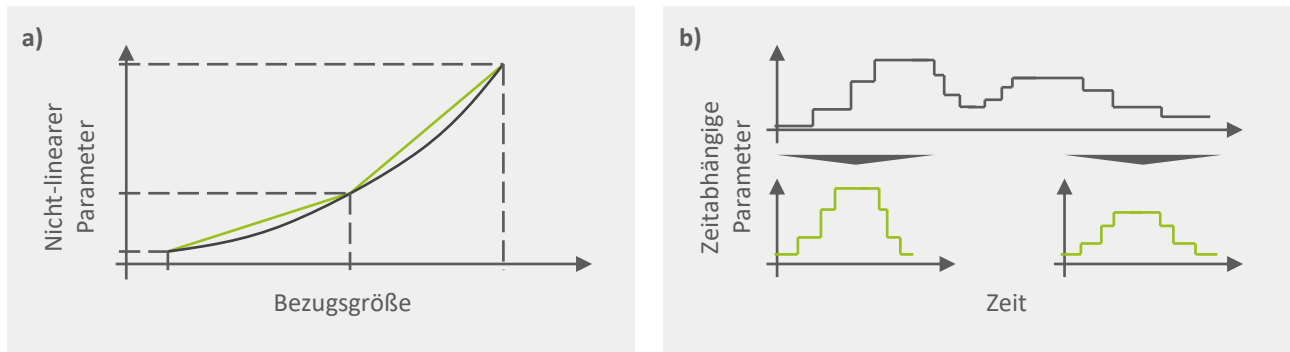


Abbildung 2.23: Anpassung mathematischer Modelle der Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme. a: Stückweise Linearisierung, b: Repräsentative Perioden. In Anlehnung an [Voll14; Teic22].

integriert. Die Entscheidungen in der Planung von Energiesystemen müssen jedoch auf Basis verschiedener Kenngrößen bzw. Einflussfaktoren getroffen werden, die zum Zeitpunkt der Planung unsicher sind wie z. B. Energiebedarfe oder -preise. Unsicherheit beschreibt in diesem Kontext, dass es mehrere mögliche Ausprägungen der Einflussfaktoren geben kann [Laux18]. Neben unsicheren Einflussfaktoren an der Systemgrenze des industriellen Energiesystems wie Energiebedarfen oder -preisen können auch spätere Entscheidungen in Planungsprozessen anderer Systemkomponenten oder Teilsysteme im industriellen Energiesystem unsicher sein, so z. B. die Unsicherheit, ob bestimmte vorhandene Systemkomponenten über den gesamten Betrachtungszeitraum der aktuellen Planung betrieben werden [Kohn23c]. Die Unsicherheit kann zu erheblichen Differenzen zwischen kalkulierten Einsparungen und den realisierten Einsparungen im tatsächlichen Betrieb führen. Die Berücksichtigung von Unsicherheit in der Modellierung von industriellen Energiesystemen ist somit notwendig, um realistischere und zuverlässigere Lösungen zu erzielen. Zur Berücksichtigung von Unsicherheit in der Investitions- und Einsatzplanung von Energiesystemen gibt es verschiedene Methoden [Schw19]:

- **Sensitivitäts- und Szenarioanalyse:** In der Sensitivitäts- und Szenarioanalyse wird das deterministische Optimierungsmodell mit verschiedenen Ausprägungen der Parameter als Szenarien einzeln berechnet, verglichen und bewertet. Durch diese systematischen Parameterstudien können optimale oder suboptimale Lösungen gefunden sowie ein umfassendes Verständnis des Systemverhaltens abgeleitet werden [Dink69].
- **Stochastische Optimierung:** Sind die Wahrscheinlichkeiten verschiedener Szenarien bzw. Ausprägungen von Parametern bekannt, kann die Methode der stochastischen Optimierung angewandt werden. In der stochastischen Optimierung werden die verschiedenen Szenarien in einem stochastischen Optimierungsmodell integriert betrachtet und unter Verwendung der Wahrscheinlichkeiten der Szenarien die optimale Lösung berechnet [Dant55].
- **Robuste Optimierung:** Die Methode der robusten Optimierung versucht die Lösung im Lösungsraum aller Szenarien gegen den schlechtesten Fall abzusichern, d. h. eine schlechte Lösung zu verhindern, sollte ein bestimmtes Szenario eintreten. Ein Fall beschreibt hierbei, dass ein bestimmtes Szenario bei einer gewählten Ausprägung der Entscheidungsmöglichkeiten auftritt [Wald45].

In der Praxis werden aufgrund der geringeren Komplexität häufig Sensitivitäts- und Szenarioanalysen für Investitionsrechnungen unter Unsicherheit durchgeführt, die im Gegensatz zur

stochastischen und robusten Optimierung keine integrierte Betrachtung verschiedener Szenarien umfasst [Erms11b]. Die stochastische und robuste Optimierung unterscheidet sich wiederum in der Kenntnis über Wahrscheinlichkeiten der Szenarien. Während in der stochastischen Optimierung die ursprüngliche Zielfunktion durch ein Gewichtung bestehen bleibt, wird in der robusten Optimierung Zielkriterien definiert, die die Zielfunktion der einzelnen Fälle bewertet und ins Verhältnis setzt [Schw19]. In der robusten Optimierung können verschiedene Zielkriterien unterschieden werden. In der Minimax-Regel wird z. B. der maximale und damit absolute Verlust der Fälle minimiert [Wald45], weitere Zielkriterien können auch der absolute Maximalwert (Maximax-Regel) oder Mittelwert (Laplace-Regel) sein. Ein spezifisches Zielkriterium der robusten Optimierung ist die Minimierung der Reue als regret-Minimierung [Sava51], also die Minimierung der Opportunitätskosten einer Entscheidung¹⁴. Die regret-Optimierung minimiert dazu die maximale Reue, z. B. bezogen auf den Nettokapitalwert als NPV_u^{Regret} , die durch eine Entscheidung (Lösung) entsteht, wenn ein einzelnes Szenario u der Menge an Szenarien \mathcal{U} eintritt (Gleichung 2.47). Die Reue bezogen auf ein Szenario wird als Differenz der optimalen Lösung des Szenarios als deterministisches Modell NPV_u^* ¹⁵ und der optimalen Gesamtlösung der regret-Optimierung NPV_u berechnet (Gleichung 2.48). x^* und y^* stellen hier die optimalen Ausprägungen der Entscheidungsmöglichkeiten in einem bestimmten Szenario dar.

$$\min_{x,y} \max_u NPV_u^{\text{Regret}} \quad (2.47)$$

$$NPV_u^{\text{Regret}} = NPV_u^* - NPV_u = f_u(x^*, y^*) - f_u(x, y) \quad (2.48)$$

In der regret-Minimierung wird somit anders als bei den absoluten Zielkriterien der robusten Optimierung auch ein relativer Bezug der Fälle, insbesondere zwischen schlechtestem und besten Fall, aufgebaut. Zudem sind wie bei der robusten Optimierung keine Informationen über die Wahrscheinlichkeiten der Szenarien notwendig, jedoch zeigen die regret-Minimierung im Speziellen als auch robuste Optimierung im Allgemeinen hohe Sensitivität gegenüber der Auswahl der Szenarien [Schw19].

Berücksichtigung von Informationen angrenzender Energiesysteme

Industrielle Energiesysteme sind zumeist an übergeordnete Energiesysteme wie das Stromnetz, das Gasnetz oder auch an Fernwärmenetze für den Bezug von Endenergie oder den Vertrieb überschüssiger Energie angeschlossen (Kapitel 2.2.1). An diesen Schnittstellen findet ein Handel der übertragenen Energiemenge zu Energiepreisen statt und auch die ökologische Bilanzierung muss die übertragene Energie berücksichtigen (siehe Kapitel 2.3.3). An der Planung einer Anbindung industrieller Energiesysteme an übergeordnete oder angrenzende Energienetze wie Fernwärmenetze sind somit auch weitere Parteien, insbesondere das entsprechende Energieversorgungsunternehmen, beteiligt. Eine Anbindung wird nur realisiert, wenn beide Parteien die Investition positiv bewerten [Mose20]. In der mathematischen Optimierung wird dieses Themenfeld auch dem Forschungsfeld der Spieltheorie zugeordnet. In der Spieltheorie werden Entscheidungssituationen unter Beteiligung mehrerer Parteien modelliert und im Sinne eines rationalen Entscheidungsverhaltens mittels mathematischer Optimierung gelöst [Osbo94].

¹⁴ Als Opportunitätskosten wird im Allgemeinen der entgangene Nutzen einer nicht gewählten oder nicht realisierten Handlungsalternative bezeichnet. [Bart19]

¹⁵ Da die optimale Lösung des deterministischen Modells des Szenarios als Parameter in die regret-Optimierung integriert wird, wird dieser Term nicht kursiv geschrieben.

Aus Sicht des Industrieunternehmens müssen für die Planung einer Anbindung Energiepreise und -emissionen und ggf. weitere Kenngrößen wie Mindest- oder Maximalmengen an der Systemgrenze berücksichtigt und somit auch in die Modellierung integriert werden [Leen22]. Hierbei können die Kenngrößen und Einflussfaktoren als elastisch oder unelastisch angenommen werden:

- **Unelastisch:** Die Einflussfaktoren wie Energiepreise oder -emissionen werden nicht durch die Entscheidungen des Industrieunternehmens beeinflusst. So können diese auch als Parameter im Sinne der Optimierung in die Modellierung integriert und deterministisch oder unter Berücksichtigung von Unsicherheit gelöst werden [Baum20].
- **Elastisch:** Einige Einflussfaktoren an den Schnittstellen können durch die Entscheidung der Planung beeinflusst werden. In die Modellierung müssen diese Einflussfaktoren als Variablen integriert werden, sodass dem Industrieunternehmen letztlich Informationen über das Verhalten (Zielstellungen und Lösungsraum) des Energieversorgungsunternehmens bekannt sein bzw. von diesem antizipiert werden müssen oder es muss durch einen koordinierten Ansatz als Iteration ausgetauschter Informationen eine Lösung gefunden werden [Leen22].

Für die Einbindung elastischer Einflussfaktoren in die Modellierung der Planung industrieller Energiesysteme gibt es verschiedene Ansätze. Sind aus Sicht des Industrieunternehmens Informationen über das Verhalten des Energieversorgungsunternehmens wie eine Grenzkostenkurve bekannt, kann das Entscheidungsproblem im Sinne der Spieltheorie als Stackelberg-Spiel beschrieben werden [Stac11]. Das Stackelberg-Spiel teilt die beiden Parteien in eine obere Ebene, die zuerst entscheidet, und eine untere Ebene, die auf Basis der oberen Ebene entscheidet. Angenommen, die obere Ebene ist das Industrieunternehmen, so kann mittels Kenntnis über das Verhalten des Energieversorgungsunternehmens antizipiert werden, wie sich die Einflussfaktoren je nach Entscheidung ändern. Mathematisch lässt sich diese Konstellation als bilevel-Optimierung modellieren [Demp20]. In die Modellierung der Planung des industriellen Energiesystems (Gleichungen 2.49 - 2.51) wird der Einflussfaktor z als Variable gesetzt. Diese Variable, z. B. als Energiepreis, ist elastisch, also auch abhängig von dem Modell des Energieversorgungsunternehmens mit Zielfunktion und Nebenbedingungen. Dieses Modell wird nun als Argument in das Modell des industriellen Energiesystems integriert (Gleichungen 2.52 - 2.51) und als bilevel-Problem gelöst. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, eine bilevel-Optimierung zu lösen, hierzu sei an dieser Stelle auf [Klei21; Demp20] verwiesen.

$$\max_{x,y,z} NPV = f(x, y, z) \quad (2.49)$$

$$\text{s. t. } h(x, y, z) = 0 \quad (2.50)$$

$$g(x, y, z) \leq 0 \quad (2.51)$$

$$z \in \arg \max_{x^{\text{FWN}}, y^{\text{FWN}}, z^{\text{FWN}}} NPV^{\text{FWN}} = f^{\text{FWN}}(x^{\text{FWN}}, y^{\text{FWN}}, z^{\text{FWN}}) \quad (2.52)$$

$$\text{s. t. } h^{\text{FWN}}(x^{\text{FWN}}, y^{\text{FWN}}, z^{\text{FWN}}) = 0 \quad (2.53)$$

$$g^{\text{FWN}}(x^{\text{FWN}}, y^{\text{FWN}}, z^{\text{FWN}}) \leq 0 \quad (2.54)$$

Neben der Berücksichtigung von elastischen und unelastischen Preisen gibt es auch die Möglichkeit, die Anbindung als integrierte Planung beider Parteien zu betrachten. Hierzu werden die Modelle zu einem integrierten Modell mit gemeinsamer Zielfunktion zusammengeführt [Leen22].

Es ist letztlich entscheidend, aus welcher Perspektive die Modelle eine Entscheidung unterstützen und welche Informationen dazu zur Verfügung stehen. Werden mehrere Parteien in die Modellierung integriert, können auch weitere Ansätze wie die Modellierung von Marktmodellen mit zentraler Instanz [Edol16] oder verteilte Ansätze wie die Multi-Agenten-Optimierung [Tazi20] angewandt werden. Im Kontext dieser Arbeit werden jedoch zwei Parteien aus Industrieperspektive betrachtet.

Berücksichtigung mehrerer Zielfunktionen

Mathematische Modelle zur Planung von Energiesystemen verwenden häufig ökonomische Zielfunktionen wie den *NPV* für die Optimierung. Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele werden mit der Planung von Energiesystemen nicht nur ökonomische Zielfunktionen verfolgt; es müssen in der mathematischen Optimierung auch weitere Zielfunktionen wie die Minimierung von Emissionen berücksichtigt werden [Henn17]. Die verschiedenen Zielfunktionen können gegensätzliche Lösungen hervorrufen, so können Lösungen zwar ökonomisch optimal sein, aber hohe Emissionen verursachen oder ökologisch optimal, jedoch verhältnismäßig kostenintensiv sein. In der mathematischen Optimierung wird die Betrachtung mehrerer Zielfunktionen als mehr- [Piep17] oder multikriterielle [Scho18] Optimierung bezeichnet. Für die mehrkriterielle Optimierung werden zwei Arten der Auswertung der Zielfunktionen unterschieden [Hwan79]:

- Bei der **a-priori-Auswertung** werden die Prioritäten der einzelnen Zielfunktionen vor der Optimierung gesetzt und in einer Zielfunktion zusammengefasst, so z. B. über einen festgelegten Preis für die Emissionen (siehe Kapitel 2.3.1).
- Im Gegensatz dazu werden bei der **a-posteriori-Auswertung** zunächst mehrere Lösungen erzeugt und die Prioritäten anhand der Lösungen nach der Optimierung festgelegt.

In der a-posteriori-Auswertung können die verschiedenen erzeugten Lösungen in der sogenannten Paretofront dargestellt werden. Eine Lösung ist pareto-optimal und damit Teil der Paretofront, wenn die Lösung hinsichtlich einer Zielfunktion nicht verbessert werden kann, ohne eine andere Zielfunktion zu verschlechtern. Die Menge der erzeugten Lösungen zur Abbildung der Paretofront wird hierzu als Paretomenge bezeichnet [Piep17]. Es gibt verschiedene Methoden, um die Paretomenge zu erzeugen. Häufig verwendete Methoden sind die Methode der gewichteten Zielfunktionen oder die Constraint-Methode (engl. für Nebenbedingungsmethode) [Scho18]. Die Methode der gewichteten Zielfunktionen belegt jede einzelne Zielfunktion mit einem Faktor und setzt die einzelnen Zielfunktionen zu einer gemeinsamen Zielfunktion zusammen. Durch die Variation des Faktors kann die Paretomenge erzeugt werden [Kim06]. In der Constraint-Methode wird eine Zielfunktion als Hauptzielfunktion definiert und weitere Zielfunktionen als Nebenbedingungen (Nebenzielfunktionen) beschrieben. Die Nebenzielfunktionen werden in mehreren Optimierungen mit unterschiedlichen Werten beschränkt und somit wird die Paretomenge erzeugt [Haim71]. Im Rahmen dieser Arbeit werden a-priori-Auswertungen umgesetzt, weshalb an dieser Stelle auf eine umfassendere Beschreibung der a-posteriori-Auswertung verzichtet wird.

2.5 Stand der Forschung

Basierend auf den energetischen Grundbegriffen spannen die Kapitel 2.2 - 2.4 das Themenfeld auf, in dem sich diese Arbeit und die im Rahmen der Arbeit entwickelte Optimierungsmethodik befinden. Im Folgenden wird nun der Stand der Forschung zur Fernwärmeanbindung industriell-

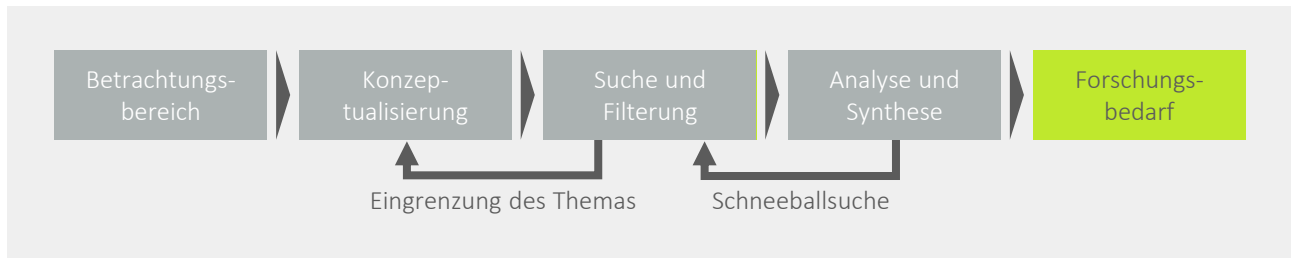


Abbildung 2.24: Vorgehensweise der systematischen Literaturrecherche. In Anlehnung an [Broc09; Pant19].

ler Energiesysteme analysiert. Hierzu wird eine Methodik zur systematischen Literaturrecherche nach [Broc09] angewandt:

- **Betrachtungsbereich:** Zunächst wird der Betrachtungsbereich der Arbeit umrissen, in welchem sich aktuelle Forschungsansätze befinden. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf Ansätzen der Planung von Energiesystemen durch mathematische Optimierung sowie deren methodische Einbettung in Operations Reserach.
- **Konzeptualisierung:** In der Konzeptualisierung wird das Themenfeld eingegrenzt, in dem sich die vorliegende Arbeit eingliedert, und dementsprechend die Literaturrecherche durchgeführt. Es werden Bewertungskriterien festgelegt sowie Suchbegriffe für die Suche und Filterung abgeleitet. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Investitions- und Einsatzplanung einer Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme fokussiert.
- **Suche und Filterung:** Aufbauend auf der Konzeptualisierung werden in der Suche und Filterung die Suchbegriffe verwendet, um in Datenbanken nach Literatur zu suchen. Die Ergebnisse der Suche werden zunächst quantitativ untersucht und schließlich durch die Analyse von Meta-Daten (Titel, Schlagworte, Kurzfassung) gefiltert. Die Literatursuche kann bei Bedarf durch eine weitere Eingrenzung des Themas in der Konzeptualisierung zusätzlich eingeschränkt werden.
- **Analyse und Synthese:** Die einzelnen Ergebnisse der Suche und Filterung werden detailliert am Volltext analysiert sowie wesentliche adressierte Charakterisierungen und deren Fokus synthetisiert. In der Analyse einzelner Arbeiten ergeben sich durch eine sogenannte Schneeballsuche, also eine Analyse von Zitationen in den Arbeiten (Rückwärts) und von den Arbeiten (vorwärts) [Hoch12], weitere Arbeiten, die in der Suche und Filterung untersucht werden.

Auf Basis der systematischen Literaturrecherche wird letztlich in Kapitel 2.6 der Forschungsbedarf abgeleitet.

2.5.1 Betrachtungsbereich

Die Anwendung mathematischer Optimierung zur Planung von Energiesystemen lässt sich bezogen auf die Betrachtung der Modellgrenze (techno-ökonomische Energiesystemgrenze) sowie des Modelldetails (Detailgrad der Systemkomponenten in den Nebenbedingungen) in verschiedene übergeordnete Themenbereiche gliedern (Abbildung 2.25). Mit steigender Modellgrenze und steigendem Modelldetail steigt hierbei auch die Modellkomplexität [Kotz21]. Für einen weiteren Überblick über Themenbereiche und generellen Modellanpassungen wird auf bereits vorhandene Literaturrecherchen verwiesen:

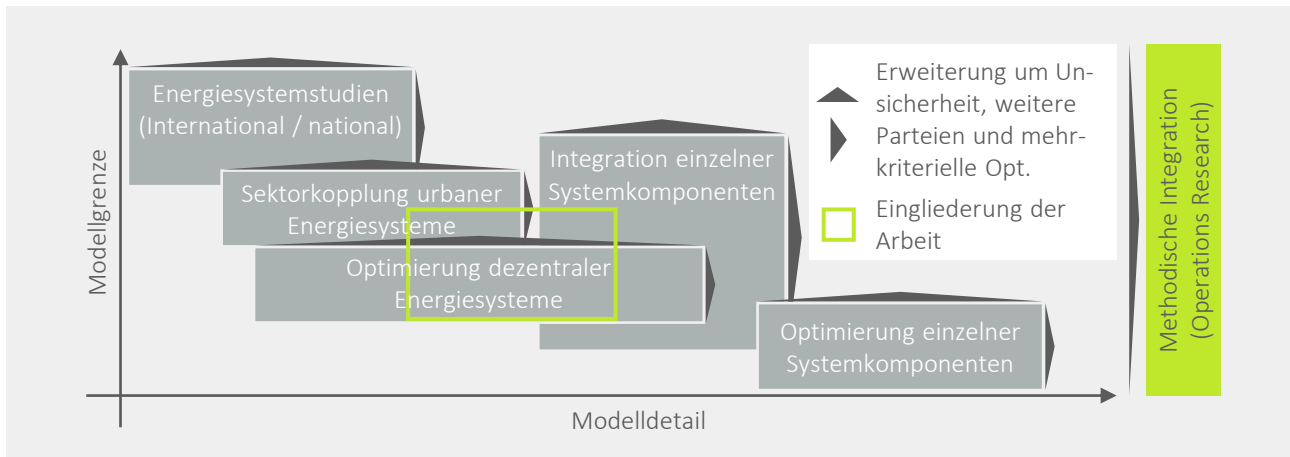


Abbildung 2.25: Klassifikation des Betrachtungsbereichs nach Modellgrenze und Modelldetail bestehender Forschungsansätze. In Anlehnung an [Thie17b; Baum20].

- **Energiesystemstudien:** Es werden ganzheitliche Energiesysteme auf nationaler oder internationaler Ebene betrachtet. Durch Parameterstudien können verschiedene Szenarien für die Energiesysteme berechnet und daraus politische und regulatorische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Aufgrund der Größe der Modellgrenze werden Systemkomponenten zumeist nur aggregiert und stark vereinfacht, z. B. als LP, jedoch mit räumlichem Bezug, modelliert. Die Studien werden zumeist für eine Betrachtung von Transformationspfaden zur Emissionsreduktion angewandt [Plaz22; Fatt20].
- **Sektorkopplung urbaner Energiesysteme:** Urbane Energiesysteme bestehen aus zentralen Teilsystemen wie Strom- und Wärmenetze sowie angeschlossenen Quartieren mit einzelnen Energieverbrauchern. Diese urbanen Energiesysteme werden sektorübergreifend optimiert, indem verschiedene Sektoren wie Strom, Wärme und Verkehr integriert betrachtet werden. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung von Energieressourcen und Synergien zwischen den Sektoren, z. B. durch die Nutzung von Abwärme aus Industrieprozessen zur Beheizung von Gebäuden oder den Einsatz von Elektromobilität zur Flexibilisierung des Stromnetzes. Ziel ist zumeist, den Energiebedarf urbaner Zentren kosteneffizient zu minimieren [Sche19; Xu20; Hora22].
- **Optimierung dezentraler Energiesysteme:** Dezentrale Energiesysteme, z. B. innerhalb eines Industriequartiers, werden ganzheitlich betrachtet und unter Berücksichtigung von Energiebedarfen, den Schnittstellen zu umliegenden Energiesystemen sowie äußeren Einflussfaktoren modelliert. So werden Struktur, Dimensionierung und Betrieb von Energiewandlern, -speichern, -netzen und anderen Systemkomponenten integriert optimiert, um mehrkriterielle Zielstellungen (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit) in der Planung zu erfüllen [Andi17; Baum20; Hao22].
- **Integration von Systemkomponenten:** Im Sinne der Investitions- und Einsatzplanung kann die Investition in einzelne Systemkomponenten, z. B. Energiespeicher oder erneuerbare Energien, unter Berücksichtigung der Systeme, in die sie integriert werden, betrachtet werden. Diese Systeme können dezentral, urban oder auch national sein. Es werden Modelle entwickelt, um den Einsatz dieser Systemkomponenten zu optimieren und die Auswirkungen auf die umliegenden Systeme zu analysieren. Hierzu können die spezifischen Systemkomponenten durch ein höheres Modelldetail fokussiert werden. Ziel

kann hier z. B. die Bereitstellung von flexibel einsetzbaren Systemkomponenten wie Energiespeichern oder die Möglichkeit der Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien sein [Erik17; Hann20].

- **Optimierung einzelner Systemkomponenten:** Schließlich kann auch das Systemverhalten einzelner Systemkomponenten wie Wärmepumpen oder Wärmeübertrager durch mathematische Optimierung analysiert werden. Hierbei steht zumeist das technische Systemverhalten im Fokus. Modelle können aufgrund der kleineren Modellgrenze mit einem höheren Modelldetail, z. B. auch als MINLP, modelliert werden [Carr20; Rao20].

Die Modelle innerhalb der verschiedenen Themenbereiche lassen sich auf die drei Ebenen der Planung von Energiesystemen – Struktur, Dimensionierung und Betrieb – anwenden. Die Zielfunktionen können je Anwendung variieren, beziehen sich zumeist aber auf Aspekte der energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit [Demi19]. Spezifische Zielfunktionen sind unter anderem die Kostenminimierung oder Gewinnmaximierung, die Emissionsminimierung zumeist als CO₂-Äquivalent sowie energetische Aspekte. Zu den energetischen Aspekten zählen Energieeffizienz durch Verlustminimierung oder Wirkungsgradmaximierung sowie die Maximierung der Integration erneuerbarer Energie. In thermischen Energiesystemen wird zudem auch die Exergie als Zielgröße integriert [Fitó20b]. Die Zielfunktionen beziehen sich immer auf die Perspektive bzw. Partei, aus deren Sichtweise geplant bzw. optimiert wird. Darunter fallen die Perspektive der Energiesystem-betreibenden Partei wie Industrieunternehmen oder Energieversorgungsunternehmen, aber auch die allgemeine Systemperspektive als Gesellschaft sowie eine politisch-regulatorische Perspektive. Es ist wichtig zu beachten, dass diese Perspektiven miteinander in Einklang gebracht werden müssen, um eine ganzheitliche Betrachtung und Optimierung von Energiesystemen zu erreichen. Die einzelnen Modelle müssen entsprechend je nach Perspektive modelliert werden [DeCa17].

Modellanpassungen wie die Berücksichtigung von Unsicherheit [Liu20], die Einbeziehung weiterer Parteien [He20] oder die mehrkriterielle Optimierung [Khez20] erweitern Modellgrenze bzw. Modelldetail (siehe auch Kapitel 2.4.2). Um die Modelle innerhalb der Themenbereiche hinsichtlich der konkreten Anwendung sowie der entstehenden Modellkomplexität im Sinne von Operations Research anwendbar zu machen, sollten die Modellgrenze sowie das Modelldetail und etwaige Modellerweiterungen klar abgegrenzt sein. So kann die Modellkomplexität reduziert und die Modelle damit hinsichtlich einer Entscheidungsunterstützung genutzt werden [DeCa17; Kotz21].

2.5.2 Konzeptualisierung

Die Anwendung mathematischer Optimierung auf die Investitions- und Einsatzplanung industrieller Energiesysteme hat Schnittmengen mit drei der aufgezeigten Themenbereiche. Zunächst handelt es sich um eine Sektorkopplung urbaner Energiesysteme, da ein Fernwärmesystem mit einem industriellen Energiesystem gekoppelt werden soll. Wird eines der beiden Systeme in seiner Komplexität (z. B. wie in Kapitel 2.2 beschrieben) fokussiert bzw. ganzheitlich abgebildet, findet dies zudem im Kontext der Optimierung dezentraler Energiesysteme statt. Da die Fernwärmeanbindung und insbesondere Wärmeübergabestationen als eine einzelne Systemkomponente oder eine Kombination einzelner Systemkomponenten angesehen werden kann und in bestehende Systeme integriert wird, besteht auch eine Schnittmenge zur Integration einzelner Systemkomponenten. Um die folgenden Schritte der Literaturrecherche für den Rahmen der Ar-

beit zu spezifizieren, werden zunächst Bewertungskriterien und Suchbegriffe definiert [Pant19; Kurl18; Broc09]. Die Definitionen orientieren sich dazu an folgenden Dimensionen:

- **Kontext:** In welchem Kontext (Ziel, Fokus und Umfang) steht der Forschungsansatz?
- **System:** Welche Systemgrenze (Industrielles Energiesystem, Fernwärmenetz und Fernwärmeanbindung) wird innerhalb des Forschungsansatzes betrachtet?
- **Planung:** Welche Aspekte der Planung (Investitions- und Einsatzplanung sowie Perspektive) werden im Forschungsansatz berücksichtigt?
- **Optimierung:** Welche Modelle und Methoden der mathematischen Optimierung (Modellkomplexität und -erweiterungen) werden im Forschungsansatz eingesetzt?

Bewertungskriterien

Für die Bewertung von bestehenden Forschungsansätzen hinsichtlich der Anwendbarkeit mathematischer Optimierung zur Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme werden 14 Bewertungskriterien auf Basis der vier Dimensionen definiert (Tabelle 2.2). Zur qualitativen Bewertung werden Harvey Balls¹⁶ für die Bewertungskriterien eingesetzt [Kurl18]. Ein leerer Kreis bedeutet, dass das Kriterium nur ansatzweise erfüllt ist, wodurch die Quelle jedoch in der Analyse aufgeführt wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird je Kriterium ein halber Kreis ergänzt, wenn eine von den zwei definierten Ausprägungen des jeweiligen Kriteriums erfüllt ist. Werden beide Ausprägungen erfüllt, wird das Kriterium als vollständig erfüllt angesehen (gefüllter Kreis). Die Bewertungskriterien und deren Ausprägungen gliedern sich wie folgt:

- **Kontext:** In der Kontextdimension wird bewertet, inwieweit der Forschungsansatz zur Lösungsfindung im Sinne des Operations Research beiträgt. Hierzu müssen neben der Versorgungssicherheit auch ökonomische und ökologische Zielstellungen im Rahmen des Bewertungskriteriums **Ziel** beantwortet werden. Weiterhin muss betrachtet werden, ob die Forschungsansätze bezogen auf die Integration von Fernwärmenetz und industriellem Energiesystem den **Fokus** auf eine reine Wärmeintegration als energetische Betrachtung, die Wärmeübergabestation als integrierendes System und/oder die ganzheitlichen Systeme legen. Schließlich wird der **Umfang** des Ansatzes bewertet. Wird lediglich ein Systemmodell vorgestellt, dient dies noch nicht der gezielten Lösungsfindung. Durch die Integration eines Datenmodells und/oder durch die Einbettung in eine Methodik wird eine Anwendung im Sinne des Operations Research ermöglicht.
- **System:** In der Systemdimension wird bewertet, inwieweit die Energiesysteme im Forschungsansatz ganzheitlich also über eine einfache Parameterschnittstelle wie in der Optimierung dezentraler Energiesysteme hinaus betrachtet werden. Hierzu werden die Energiesysteme industrielles Energiesystem, Fernwärmesystem und Fernwärmeanbindung separat bewertet. Das **industrielle Energiesystem** kann als multi-modales System und/oder mittels kaskadierten thermischen Netzen betrachtet werden. Das **Fernwärmenetz** kann als einzelnes Fernwärmenetz oder als Fernwärmesystem betrachtet werden. Für die **Fernwärmeanbindung** können mehrere Varianten und/oder ein eigenes Subsystem betrachtet werden.
- **Planung:** In der Planungsdimension wird der Planungsansatz sowie die Perspektive des industriellen Energiesystems, Fernwärmenetzes und Gesamtsystems bewertet. Die **Be-**

¹⁶ Harvey Balls zeigen durch das Ausfüllen eines Kreises qualitativ den Erfüllungsgrad eines Kriteriums [Wiki21].

trachtung der Planung kann sich hierbei entweder auf die Einsatzplanung oder Investitionsplanung beziehen, aber auch beide Zielstellungen einzeln als separat voneinander oder integriert betrachten. Die drei **Perspektiven** werden hinsichtlich Berücksichtigung und Hauptfokus bewertet. So kann die Ganzheitlichkeit, aber auch der spezifische Fokus einzelner Forschungsansätze analysiert werden.

- **Optimierung:** In der Optimierungsdimension werden das Grundmodell sowie problem-spezifische Modellerweiterungen bewertet. In der **Modellierung** kann das Grundmodell als einfaches Modell (zumeist LP) modelliert sein. Weiterhin können Teillastverhalten z. B. durch Ansätze der Linearisierung und/oder die Betrachtung verschiedener Zeitskalen zur Abbildung kurz- und langfristiger Entscheidungen integriert sein. Weiterhin wird bewertet, inwieweit die Modelle durch Ansätze der Modellierung von **Unsicherheit**, Integration von **Spieltheorie** oder Betrachtung **mehrkriterieller** Zielfunktionen problemspezifisch erweitert werden. Die Bewertungskriterien können hierbei entweder durch einfache Ansätze wie Parameterstudien, der Gegenüberstellung von Perspektiven oder der einzelnen Modellierung mehrerer Zielfunktionen, aber auch durch konkrete Methoden der mathematischen Optimierung wie regret-Optimierung, bilevel-Optimierung oder mehrkriterielle Optimierung integriert sein.

Das Ergebnis dieser Bewertung zeigt schließlich, inwieweit bestehende Forschungsansätze das Forschungsthema abbilden und damit zur Lösung im Sinne des Operations Research beitragen. Wie die Erfüllung im Forschungsansatz umgesetzt ist, wird in der Analyse der Forschungsansätze beschrieben.

Tabelle 2.2: Bewertungskriterien der vier Dimensionen und Darstellung des Erfüllungsgrads mit Ausprägungen. Leerer Kreis: Kriterium nur ansatzweise erfüllt, Hinzufügen eines halb gefüllten Kreises, wenn eine der zwei definierten Ausprägungen erfüllt wird. FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, ges.: gesamt, IES: industrielles Energiesystem, o.: oder, Perp.: Perspektive, th.: thermisch, u.: und.

Erfüllung	○	+◐	+◑
Kontext			
Ziel	Versorgungssicherheit	ökonomisch	ökologisch
Fokus	Wärmeintegration	Wärmeübergabestation	integrierte Systeme
Umfang	Systemmodell	Datenmodell	Methodik
System			
IES	Schnittstelle	multi-modal	kaskadierte th. Netze
FWN	Schnittstelle	Fernwärmenetz	Fernwärmesystem
FWA	Schnittstelle	mehrere Varianten	eigenes Subsystem
Planung			
Betrachtung	Einsatz o. Investition	Einsatz u. Investition	Integriert
Persp. IES	nein	berücksichtigt	Hauptperspektive
Persp. FWN	nein	berücksichtigt	Hauptperspektive
Persp. ges.	nein	berücksichtigt	Hauptperspektive
Optimierung			
Modellierung	einfaches Modell	Teillast	Zeitskalen
Unsicherheit	nein	Parameterstudien	Methode
Spieltheorie	nein	Perspektiven	Methode
Mehrkriteriell	nein	Zielfunktionen	Methode

Suchkriterien

Im Vergleich zu den Bewertungskriterien zur Bewertung einzelner Forschungsansätze dienen Suchbegriffe der Suche von Forschungsansätzen und müssen entsprechend einen weiten Suchraum abdecken. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Suchbegriffe basierend auf den vier Dimensionen aufgestellt (Tabelle 2.3); die entsprechenden deutschen Suchbegriffe sind in Anhang A.1.2 aufgeführt. Die Suchbegriffe einer Spalte werden dabei als ODER-Verknüpfung betrachtet, d. h. nur ein Begriff muss im gesuchten Forschungsansatz enthalten sein. Die Spalten lassen sich dann über UND-Verknüpfungen kombinieren, d. h. dass jeweils ein Begriff aus den verschiedenen Spalten enthalten sein muss [Web 23a]:

- **Kontext:** In der Kontextdimension sollen die Suchbegriffe verschiedene Themenfelder im Bereich der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme adressieren, so wie das Thema Abwärme oder Anbindung, aber auch Energiesysteme oder Sektorkopplung im Allgemeinen.
- **System:** In der Systemdimension wird die Suche hinsichtlich der Betrachtung von Industrie und Fernwärme eingeschränkt. Um Forschungsansätze zu finden, die beide Systeme zumindest adressieren, wird vorausgesetzt, dass Industrie UND Fernwärme in den Suchbegriffen enthalten sein müssen.
- **Planung:** In der Planungsdimension sind Suchbegriffe enthalten die überlicherweise für Planungsansätze der Optimierung von Energiesystemen Verwendung finden.
- **Optimierung:** In der Optimierungsdimension sind Suchbegriffe enthalten, die den Bezug zur mathematischen Optimierung integrieren, sodass Forschungsansätze gefunden werden, die explizit mathematische Optimierung zur Lösungsfindung generieren.

Tabelle 2.3: Englische Suchbegriffe für die Literatursuche. Innerhalb einer Zelle sind verbundene Wörter, innerhalb einer Spalte sind ODER-Operatoren und zwischen den Spalten sind UND-Operatoren (engl. AND).

Kontext	System	Planung	Optimierung
energy system	industry	synthesis	optimization
waste heat	industrial	design	optimisation
excess heat	AND	dimensioning	optimize
sector coupling	district heating	operation	optimise
transfer station		operational	optimal
connection		investment	LP
connect		planning	NLP
integration			MILP
integrate			MINLP

2.5.3 Suche und Filterung

Auf Basis der Konzeptualisierung wird anhand der Suchbegriffe eine Literatursuche durchgeführt und deren Ergebnisse mittels Bewertungskriterien beurteilt.

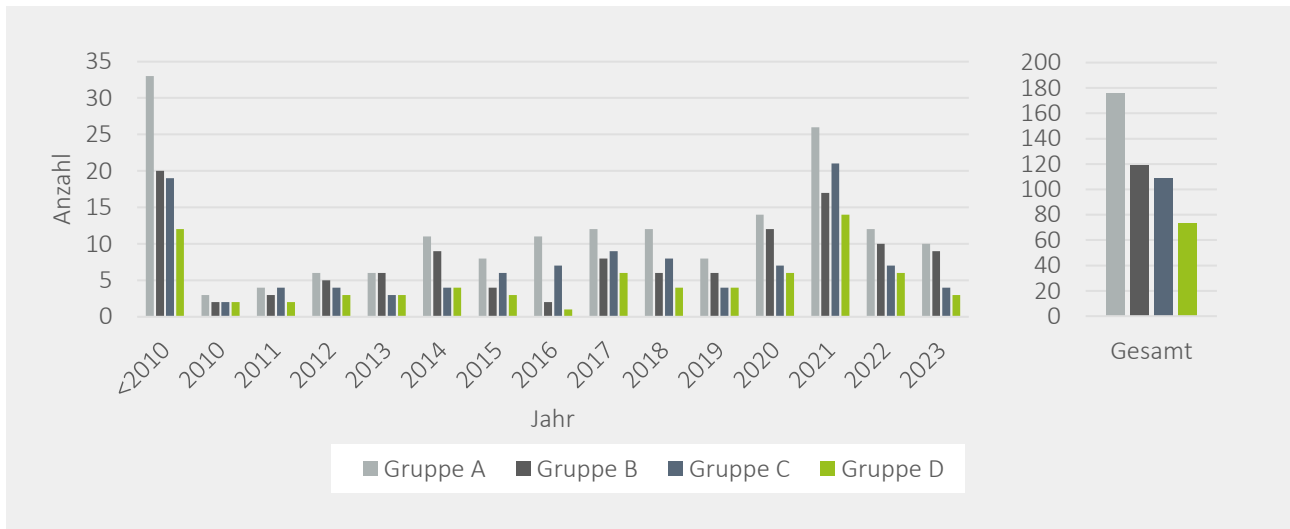


Abbildung 2.26: Quantitative Ergebnisse der Suche nach Suchgruppen. Sortiert nach Publikationsjahren sowie Gesamtübersicht. Stand Mai 2023.

Literatursuche

Für die Literatursuche wurde die Recherche-Oberfläche Web-of-Science [Web 23b] genutzt, über die verschiedene Literaturdatenbanken spezifischer Journale nach relevanter wissenschaftlicher Literatur durchsucht werden kann. Web-of-Science integriert u. a. die Literatur- und Zitationsdatenbanken Science-Direct [Else23], IEEE-Xplore [IEEE23], MDPI [MDPI23], Frontiers [Fron23] sowie SpringerNature [Spr23] und deckt damit ein breites Spektrum an wissenschaftlicher Literatur ab. In der Recherche-Oberfläche wurden die Suchbegriffe in den Metadaten der Literatur (Titel, Schlagwörter und Kurzfassung) durchsucht. Zur systematischen Suche wurden vier Gruppen gebildet, die den Suchraum von A nach D einschränken (Tabelle 2.4). Gruppe A kombiniert die Dimensionen System und Optimierung, es wird also Literatur gesucht, die sowohl Industrie als auch Fernwärme kombiniert mit Ansätzen der mathematischen Optimierung betrachtet. Die Gruppen B und C integrieren jeweils eine weitere Dimension, Kontext und Planung; die Gruppe D kombiniert schließlich alle Dimensionen. Die Ergebnisse der durchgeführten Literatursuche zeigen, dass sich die Anzahl der gefundenen Literatur von Gruppe A zu D einschränkt (Abbildung 2.26). Weiterhin steigt die Anzahl der Ergebnisse über die betrachteten Jahre an mit einem höchsten Wert im Jahr 2021.

Tabelle 2.4: Suchgruppen zur Einschränkung der Literatursuche.

Gruppe	Kontext	System	Planung	Optimierung
A	nein	ja	nein	ja
B	nein	ja	ja	ja
C	ja	ja	nein	ja
D	ja	ja	ja	ja

Literaturfilterung

Die Ergebnisse der Literatursuche wurden im nächsten Schritt in der Reihenfolge Titel, Kurzfassung und Volltext analog zum Vorgehen in [Walt21] gefiltert (Abbildung 2.27). Als umfassende Basis für die Filterung wurden die Ergebnisse der Gruppe A ausgewählt, sodass zunächst Titel

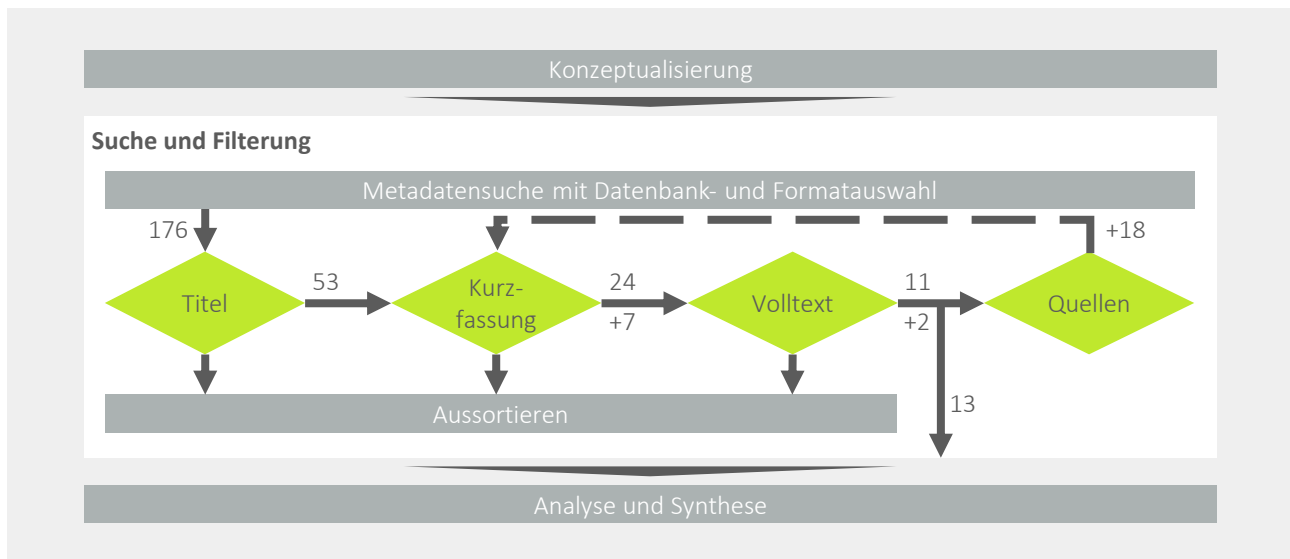


Abbildung 2.27: Vorgehen und Ergebnis der Literatursuche und -filterung. In Anlehnung an [Walt21].

von 176 Quellen und daraus 53 Kurzfassungen betrachtet wurden. Die resultierende Auswahl von 24 Quellen wurde im Volltext gesichtet. Daraus wurden elf Quellen als relevant für eine weitere Analyse eingestuft. Über die Schneeballsuche der elf Quellen wurden zudem Titel von 18 weiteren Quellen und daraus sieben Kurzfassungen betrachtet. Die Sichtung der Volltexte der Schneeballsuche ergab zwei weitere relevante Quellen, sodass insgesamt 13 Quellen für die Analyse und Synthese ausgewählt wurden.

Das Aussortieren der Quellen¹⁷ in der Literaturfilterung kann auf verschiedene Gründe zurückgeführt werden. Einige betrachtete Quellen legen den Schwerpunkt z. B. die Integration einer spezifischen Technologie der Energiewandlung wie KWK [Garc22; Qaei20] und Müllheizkraftwerke (MHKW) [Bari11; Bari14] oder Energiespeicherung wie allgemeine [Guo17], saisonale [Mose18] und mobile [Chiu16] Wärmespeicher oder eines spezifischen Energieträgers wie Biomasse [Copp19; Mall20]. Weiterhin wurden einige Quellen hinsichtlich konkreter Anwendungsfälle entwickelt, so für spezifische Städte [Lumb21; Wen21] oder Branchen [Karl08; Sven08]. Zudem befassen sich einige Quellen nur mit der Industrie [Thér21; Wool18] oder nur mit Fernwärmenetzen [Gust93; Wirt20] und betrachten somit nicht die Fernwärmeanbindung. Darüber hinaus wurden Quellen aussortiert, die den Fokus auf die Stromerzeugung von EE setzen [Amir18] oder explizit die Betriebsoptimierung und nicht die Planung adressieren [Abok21; Knud21]. Schließlich wurden auch Quellen aussortiert, die übergeordnete Energiesystemstudien durchführen [Jask21; Sidd23] oder keinen Bezug zur mathematischen Optimierung haben [Coop16; Bühl17].

2.5.4 Analyse und Synthese

Die Volltexte und damit Forschungsansätze der 13 Quellen, die in der Literatursuche und -filterung ausgewählt wurden, wurden anhand der Bewertungskriterien analysiert (Tabelle 2.5). Hierzu wurden ebenfalls Quellen hinzugezogen, die in den Quellen als Vorarbeiten deklariert werden wie [Fitó20a] sowie allgemeine mathematische Modellbibliotheken, die für die spezifischen Ansätze verwendet wurden, z. B. die MARKAL-Bibliothek [Loul04; Yu20]. Die Ansätze

¹⁷ Die zitierten Quellen in diesem Abschnitt dienen der exemplarischen Darstellung.

der Quellen wurden anschließend in einer Synthese zusammengeführt, die im Folgenden gegliedert in die Dimensionen Kontext, System, Planung und Optimierung beschrieben wird.

Tabelle 2.5: Ergebnis der Literaturanalyse anhand der Bewertungskriterien für die ausgewählten Quellen. FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, ges.: gesamt, IES: industrielles Energiesystem, Perp.: Perspektive.

	[Fitó20b]	[Halm21a]	[Kapi12]	[Knöt22]	[Kuma23]	[Pett20]	[Reve11]	[Sand16]	[Sime19]	[Wang21]	[Wein17]	[Yuan21]	[Zhan21]
Kontext													
Ziel	●	◐	◐	◐	●	●	◐	◐	◐	◐	●	●	◐
Fokus	●	○	●	◐	●	●	◐	○	○	●	○	○	◐
Umfang	○	◐	●	●	●	●	○	◐	◐	●	●	●	●
System													
IES	○	●	◐	●	◐	●	◐	○	○	○	○	○	◐
FWN	◐	○	◐	◐	◐	●	○	●	●	●	●	●	◐
FWA	●	○	◐	○	○	○	○	○	◐	●	○	◐	●
Planung													
Betrachtung	◐	◐	◐	●	●	●	●	◐	●	●	●	●	●
Persp. IES	◐	●	○	●	○	◐	○	○	◐	○	○	○	○
Persp. FWN	◐	○	●	○	○	◐	○	●	◐	●	●	◐	○
Persp. ges.	●	○	○	○	●	●	●	◐	●	◐	◐	●	●
Optimierung													
Modellierung	◐	◐	◐	●	○	○	●	◐	◐	●	●	●	●
Unsicherheit	◐	○	○	○	◐	○	○	◐	○	◐	◐	◐	○
Spieltheorie	◐	○	○	○	○	○	○	○	●	○	○	○	○
Mehrkriteriell	◐	○	○	○	◐	○	○	○	○	○	○	●	○

Um im Sinne des Operations Research zur Lösungsfindung beizutragen, verfolgen alle analysierten Ansätze das Ziel, neben der Einhaltung der Versorgungssicherheit der betrachteten Energiebedarfe auch ökonomische Kenngrößen zu optimieren, z. B. mittels Investitionsrechnung oder Kostenminimierung. Wenige Ansätze wie [Kuma23; Pett20; Wein17; Yuan21] integrieren auch ökologische Zielfunktionen, zumeist in Form von Emissionen. Die anderen Ansätze betrachten industrielle Abwärme als emissionsfreie Wärmequelle, deren Nutzung an sich ökologisch sinnvoll ist. Zudem zeigt die Analyse der **Kontextdimension**, dass der Fokus aller Ansätze zwar auf der Wärmeintegration zwischen Industrie und Fernwärme liegt, jedoch verfolgen nicht alle Ansätze einen systemischen Fokus, der das Verhalten einzelner oder mehrerer Systeme im Verbund betrachtet. Eine umfassende systemische Betrachtung inklusive der Wärmeübergabestation ist in [Fitó20b; Kapi12; Kuma23; Pett20; Wang21] umgesetzt; die Methoden und Modelle für die Betrachtung der Systeme variieren jedoch stark (siehe nächster Abschnitt). Weiterhin verfolgen die meisten Ansätze methodische Vorgehensweisen, die Daten- und Systemmodelle integrieren. Einige Ansätze fokussieren hierbei lediglich die Beschreibung des Systemmodells [Fitó20b; Reve11] oder die Kopplung von System- und Datenmodell [Halm21b; Sand16; Sime19].

Die Analyse der **Systemdimension** und damit die Betrachtung der einzelnen Systeme des industriellen Energiesystems, des Fernwärmenetzes und der Fernwärmeanbindung sowie der Systemgrenze zeigt, dass die analysierten Ansätze den Fokus der Betrachtung unterschiedlich

setzen. Viele Ansätze betrachten das Fernwärmenetz umfassend, also als ein aus mehreren thermischen Netzen und Systemkomponenten bestehendes Energiesystem [Pett20; Sand16; Sime19; Wang21; Wein17; Yuan21]. Drei Ansätze betrachten zudem die Abbildung der Fernwärmeanbindung mit verschiedenen Varianten als eigenes, abgegrenztes Abwärmerückgewinnungssystem (WHRS, engl. waste heat recovery system) [Fitó20b; Wang21; Zhan21]. Diese Ansätze betrachten dabei zumeist das Fernwärmenetz zusätzlich als komplexes Energiesystem und integrieren das industrielle Energiesystem bzw. dessen Abwärmequellen als Schnittstelle. Drei Ansätze fokussieren das industrielle Energiesystem als industriellen Energie-Hub (IEH, engl. industrial energy hub) und betrachten damit das System als multi-modales Energiesystem mit kaskadierten thermischen Netzen [Halm21b; Knöt22; Pett20]. Ansätze wie [Kapi12; Reve11] betrachten das industrielle Energiesystem dabei lediglich thermisch als Wärmeintegration im Sinne einer Pinch Analyse [Mohd16].

Die Analyse der **Planungsdimension** zeigt, dass alle Ansätze sowohl Einsatz- als auch Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Einige Ansätze fokussieren hierbei die Einsatzentscheidungen und berechnen die Investition entweder sequenziell, also nachgelagert, [Kapi12] oder anhand verschiedener Szenarien [Fitó20b; Halm21b; Sand16] und damit nicht als integrierte Planung. Alle weiteren Ansätze setzen eine integrierte Planung um, jedoch in diesen Fällen immer bezogen auf die Gesamtsysteme, d. h. es wird nicht zwischen Investition in Fernwärmeanbindung bzw. Wärmeübergabestation und Einsatz der komplexen umliegenden Systeme differenziert. Die Ansätze unterscheiden sich stark in der Perspektive der Planung. So legen die meisten Ansätze den Schwerpunkt auf eine allgemeine Planung und die Ziele der einzelnen Parteien werden nur teilweise thematisiert [Pett20; Sime19] oder berücksichtigt [Fitó20b]. Einige Ansätze fokussieren die Sicht des Energieversorgungsunternehmens, auch wenn diese häufig mit der allgemeinen Perspektive gleichzusetzen ist. Diese Ansätze vernachlässigen dann zumeist die Perspektive der Industrie [Sand16; Wein17; Wang21]. Wenige Ansätze betrachten explizit die Planung aus Industrieperspektive [Halm21b; Knöt22]; beide Quellen klammern die Gesamtperspektive sowie die Perspektive des Energieversorgungsunternehmens jedoch aus.

In der Analyse der **Optimierungsdimension** wird zwischen dem Grundmodell zur umfassenden Abbildung der Systeme und Systemkomponenten sowie problemspezifischen Methoden zur Anpassung der Modelle unterschieden. Es zeigt sich, dass die meisten Ansätze auf grundlegende mathematische Modelle zumeist als MILP und vereinzelt als LP [Sand16] oder MINLP [Zhan21] zurückgreifen und dabei Teillastverhalten und verschiedene Zeitskalen berücksichtigen. Teilweise werden auch genetische Algorithmen¹⁸ als heuristische Verfahren zur Lösung der Modelle angewandt [Sime19; Wang21]. Einige Ansätze nutzen vorhandene allgemeine Modellierungsbibliotheken für die Planung von Energiesystemen, so nutzt [Fitó20b] die Bibliothek OMEGAlpes [Pajo20], [Kuma23] die Bibliothek Osemosys [Drei19], [Sand16] die Bibliothek MARKAL [Loul04; Yu20], [Wein17] die Bibliothek MODEST [Henn97] und [Yuan21] die Bibliothek EnergyPLAN [Lund21]. Zwei Ansätze verwenden nur sehr einfache mathematische Beziehungen [Kuma23; Pett20]. Es ist auffällig, dass Modellerweiterungen wie die Berücksichtigung von Unsicherheit, Spieltheorie oder einer mehrkriteriellen Optimierung selten durch Methoden der mathematischen Optimierung umgesetzt werden, obwohl diese in anderen mathematischen Ansätzen zur Planung von Energiesystemen häufig eingesetzt werden. Die Berücksichtigung von Unsicherheit wird am häufigsten für die langfristige Planung einer Fernwärmeanbindung adressiert, zumeist jedoch als Parameterstudien verschiedener Szenarien und nicht in Form ma-

¹⁸ Genetische Algorithmen in der mathematischen Optimierung werden an dieser Stelle nicht weiter erläutert. Weitere Informationen hierzu finden sich z. B. in [Kato21].

thematischer Modelle [Fitó20b; Kuma23; Sand16; Wang21; Wein17; Yuan21]. Die verschiedenen Zielstellungen der Parteien oder eine mehrkriterielle Optimierung der Zielgrößen, z. B. energetisch, ökonomisch und ökologisch, werden jeweils nur einmal mathematisch integriert [Sime19; Yuan21].

Die Analyse der Quellen zeigt weiterhin interessante Ansätze im Kontext der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme:

- **Modellierung und Bilanzierung der Fernwärmeanbindung:** In [Fitó20b] wird mit einem vier E Ansatz – energetisch, exergetisch, ökonomisch (engl. economic) und exergo-ökonomisch – eine umfassende Betrachtung verschiedener Kennzahlen mittels MILP umgesetzt. Weiterhin wird in [Fitó20b; Wang21] die Komplexität einer Wärmeübergabestation abgebildet, die auch Abwärme mit niedriger Temperatur integriert.
- **Umsetzung einer Optimierungsmethodik:** In [Knöt22] wird eine umfassende Methodik aus Industrieperspektive umgesetzt, die verschiedene Szenarien und repräsentative Zeitschritte berücksichtigt, auch [Pett20] zeigt eine ganzheitliche Methodik mit Fokus auf verschiedene Wärmemarktszenarien. In [Halm21b] wird eine objektorientierte Beschreibung der Systeme sowie der Systemkomponenten herausgehoben.
- **Modellspezifische Aspekte:** In [Pett20] wird zwischen vermeidbarer und unvermeidbarer industrieller Abwärme unterschieden, [Kapi12] setzt zudem voraus, dass Abwärme zunächst intern im Industrieunternehmen verwendet wird. In [Sime19] werden die verschiedenen Zielstellungen u. a. von Energieversorgungsunternehmen sowie der industriellen Abwärmequelle betrachtet. In [Sand16] wird thematisiert, dass alle Investitionsentscheidungen in die Energiesysteme im Betrachtungszeitraum zu berücksichtigen sind.

Auch wenn die analysierten Quellen verschiedene Forschungsansätze für die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme entwickeln und das Themenfeld aus verschiedenen Richtungen innerhalb der aufgezeigten Dimensionen betrachten, lässt sich insgesamt feststellen, dass die Komplexität industrieller Energiesysteme und deren Planungsperspektive vor dem Hintergrund der Integration von zwei Gesamtsystemen bisher nicht ausreichend abgebildet ist. Weiterhin werden bekannte Modellierungsansätze und Methoden der mathematischen Optimierung nicht zielgerichtet auf den Anwendungsfall der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme umgesetzt bzw. erprobt. Insbesondere wurde eine Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen, wie in Kapitel 2.3 hergeleitet, bisher noch nicht umgesetzt und erprobt. Schließlich wurde hauptsächlich der Kontext der Integration industrieller Abwärme in Fernwärme und keine symbiotische und/oder bidirektionale Kopplung der Systeme fokussiert.

2.6 Diskussion und Zwischenfazit

Das zurückliegende Kapitel beschreibt wesentliche Inhalte aus Wissenschaft und Praxis, um den Rahmen für die entwickelte Optimierungsmethodik aufzuspannen sowie das Forschungsfeld zu beschreiben und zu analysieren. Der Fokus liegt auf einer energietechnischen Fragestellung, für deren Betrachtung zunächst energetische Grundbegriffe (Kapitel 2.1) eingeführt werden. Um die Fragestellungen zu erforschen, können Modelle und Methoden eingesetzt werden, also die Ableitung von vereinfachten Abbildungen des Systems sowie Vorgehensweisen für die spezifische Zielerreichung. Hierzu muss insbesondere das betrachtete Energiesystem bzw. dessen Energiesystemgrenze definiert sein.

Innerhalb der betrachteten Energiesystemgrenze spielen industrielle Energiesysteme (Kapitel 2.2) eine besondere Rolle. Die Planung und der Betrieb dieser Systeme bedarf aufgrund ihrer Multi-modalität mit einer Vielzahl an Technologien zur Energiewandlung, -speicherung und -verteilung sowie verschiedenen Energieträgernetzen ganzheitlicher Forschungsansätze. Die industrielle Wärme- und Kälteversorgung nimmt energetisch einen erheblichen Anteil der industriellen Nutzenergiebereitstellung ein. Aufgrund der verschiedenen Anforderungen der Wärme- und Kältebedarfe an Temperaturen der Energiebereitstellung werden an Industriestandorten zudem kaskadierte thermische Energienetze mit verschiedenen Temperaturniveaus und Technologien zur Versorgung und Kopplung dieser Netze eingesetzt. Eine weitere wichtige Komponente für eine Fernwärmeanbindung spielt überschüssige Wärme, entweder aus nicht genutzten Wärmeerzeugern oder ungenutzte Abwärme aus Industrieprozessen und technische Komponenten der Versorgungstechnik.

Zur Einordnung von Forschungsansätzen der techno-ökonomischen Planung industrieller Energiesysteme im Allgemeinen als auch der Fernwärmeanbindung dieser Systeme im Speziellen wird zudem der energiewirtschaftliche Rahmen (Kapitel 2.3) auf Basis der energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit erläutert. Die Investitions- und Einsatzplanung gliedert sich als Planung von Struktur, Dimensionierung und Betrieb in die Konzeptplanung des Fabrikplanungsprozesses mittels Investitionsrechnung ein. Hierbei sind ebenfalls Transformationsstrategien industrieller Energiesysteme mit verschiedenen Transformationsoptionen und -pfaden hin zur Klimaneutralität zu integrieren. Weiterhin bedarf der Strukturwandel von Fernwärmesystemen, als zentrale Erzeugung, Verteilung und Bereitstellung von Wärme in urbanen Zentren, zur Einbindung dezentraler Wärmequellen sinkende Temperaturniveaus in den Fernwärmenetzen. Vor dem Hintergrund der ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen sind Partizipationsmodelle aus Sicht des Industrieunternehmens zur Berücksichtigung neuer Geschäftsmodelle des Energieversorgungsunternehmens in die Planung der Fernwärmeanbindung zu integrieren. Zur Fernwärmeanbindung zählen hierbei sowohl die Wärmeübergabestation als Schnittstelle zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen als auch weitere Komponenten zur Verbindung der Energiesysteme.

Die Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme kann durch Modelle und Methoden der mathematischen Optimierung (Kapitel 2.4) im Sinne des Operations Research unterstützt werden. Hierzu kann eine Optimierungsmethodik die Energiesysteme sowie den energiewirtschaftlichen Rahmen als techno-ökonomisches mathematisches Modell abbilden. Die Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung gliedert sich dabei in die integrierte Planung von Energiesystemen durch Optimierungsansätze ein. Für die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme sind allgemeine Modelle, z. B. zur Berücksichtigung verschiedener Zeitschritte sowie der Integration von Teillastverhalten der Systemkomponenten, als auch problemspezifische Methoden zur Berücksichtigung von Unsicherheit, mehrerer Parteien und mehrkriterieller Zielstellungen anzuwenden.

Die systematische Literaturrecherche des Stands der Forschung (Kapitel 2.5) zeigt, dass eine Optimierungsmethodik fehlt, die die Komplexität industrieller Energiesysteme und deren Planungsperspektive vor dem Hintergrund der Integration von zwei Gesamtsystemen abbildet. Zur Bewertung bestehender Forschungsansätze wurden in den Dimensionen Kontext, System, Planung und Optimierung Bewertungskriterien und Suchbegriffe festgelegt. Die Synthese der analysierten Quellen ergibt, dass spannende Forschungsansätze für die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme existieren und dass das Themenfeld aus verschiedenen Richtungen

innerhalb der aufgezeigten Dimensionen betrachtet wird, bekannte Modellierungsansätze und Methoden der mathematischen Optimierung jedoch nicht zielgerichtet auf den Anwendungsfall der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme, z. B. zur Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen oder zur symbiotischen und/oder bidirektionalen Kopplung der Systeme, angewendet und erprobt werden.

Auf Basis der Forschungslücke und aufbauend auf verschiedenen Vorarbeiten wurde die Optimierungsmethodik der vorliegenden Arbeit entwickelt, die im folgenden Kapitel beschrieben wird. Die Forschungsansätze der Vorarbeiten lassen sich ebenfalls innerhalb der aufgestellten Dimensionen und Bewertungskriterien bewerten (Tabelle 2.6). In den Ansätzen wird die Perspektive des Industrieunternehmens fixiert; dazu wird das industrielle Energiesystem und die Fernwärmeanbindung umfänglich und das Fernwärmesystem als einzelnes Fernwärmenetz abgebildet. Während sich [Kohn21a] auf das Konzept der bidirektionalen Fernwärmeanbindung mit komplexer Wärmeübergabestation fokussiert, bilden die Ansätze in [Kohn21b; Thei22] eine modellprädiktive Betriebsoptimierung als Interaktion mit einem Simulationsmodell ab. Für die Planung werden schließlich Methoden der mathematischen Optimierung zur Abbildung von Partizipationsmodellen in der Einsatzplanung [Kohn23b] und Unsicherheit in der Investitionsplanung [Kohn23c] untersucht. [Kohn23d] untersucht zudem das methodische Vorgehen in der Planung auf Basis der Grenzkostenkurve von Wärme, insbesondere bezogen auf kaskadierte thermische Netze. Der vorliegende Ansatz führt die Konzepte, Modelle und Methoden der Vorarbeiten zusammen und entwickelt darauf aufbauend eine umfassende Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme.

Tabelle 2.6: Bewertung der Vorarbeiten sowie Einordnung der vorliegenden Arbeit anhand der Bewertungskriterien. FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, ges.: gesamt, IES: industrielles Energiesystem, Perp.: Perspektive, vorl. Arb.: vorliegende Arbeit.

	[Kohn21a]	[Kohn21b]	[Thei22]	[Kohn23b]	[Kohn23c]	[Kohn23d]	vorl. Arb.
Kontext							
Ziel	●	●	●	●	●	●	●
Fokus	●	●	●	●	●	●	●
Umfang	●	●	●	●	●	●	●
System							
IES	●	●	●	●	●	●	●
FWN	●	●	●	●	●	●	●
FWA	●	●	●	●	●	●	●
Planung							
Betrachtung	○	○	○	○	●	●	●
Persp. IES	●	●	●	●	●	●	●
Persp. FWN	●	●	●	●	●	●	●
Persp. ges.	●	●	●	●	●	●	●
Optimierung							
Modellierung	○	●	●	●	●	○	●
Unsicherheit	○	○	○	○	●	○	●
Spieltheorie	○	○	○	●	○	○	●
Mehrkriteriell	○	●	●	●	●	●	●

3 Optimierungsmethodik

In diesem Kapitel wird die entwickelte Optimierungsmethodik vorgestellt. Zunächst wird das Forschungskonzept aufgezeigt (Kapitel 3.1). Anschließend werden drei Modelle - ein deskriptives Modell (Kapitel 3.2), ein Optimierungsmodell (Kapitel 3.3) und ein Vorgehensmodell (Kapitel 3.4) - zur Ausgestaltung der Optimierungsmethodik unter Berücksichtigung problemrelevanter Methoden beschrieben. Weiterhin wird ein Softwarekonzept zur Implementierung erläutert (Kapitel 3.5). Das Kapitel schließt mit einer Diskussion und einem Zwischenfazit zur Optimierungsmethodik (Kapitel 3.6).

3.1 Forschungskonzept

Der Stand der Forschung zeigt, dass diverse Ansätze mathematischer Optimierung für die integrierte Planung von Energiesystemen sowie die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme existieren (Kapitel 2.5). Für die systematische Unterstützung einer Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme aus Industrieperspektive unter Verwendung problemrelevanter Modelle und Methoden gibt es aktuell jedoch noch keine umfassende Optimierungsmethodik.

3.1.1 Lösungsansatz

Zur Erreichung des Forschungsziels (Kapitel 1.2) wird durch die Anwendung mathematischer Optimierung die Investitionsentscheidung (Struktur und Dimensionierung) in technische Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme unter Berücksichtigung der Auswirkung auf den Einsatz des gesamten industriellen Energiesystems sowie der Interaktion mit dem Fernwärmenetz in der Konzeptphase unterstützt. Hierbei sind insbesondere die Zielstellungen der Zielgruppen zu berücksichtigen, die sich an die allgemeinen energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit halten [Schr17]. Als primäre Zielgruppe ist das industrielle Energiemanagement adressiert, das jedoch zur Planung solcher Investitionen eng mit dem entsprechenden Energieversorgungsunternehmen interagiert. Zur Ausgestaltung der Optimierungsmethodik als Planungsunterstützung werden folgende Modelle basierend auf relevanten Schritten zur Anwendung mathematischer Optimierung bei Planungsprozessen [Doms15; Mart22] beschrieben (Abbildung 3.1):

- Aufbauend auf dem Erkennen und Analysieren des Problems aus Kapitel 1 und 2 werden zunächst in einem **deskriptiven Modell** die Ziele und Handlungsmöglichkeiten der Zielgruppen aufgezeigt und bezogen auf das Planungsproblem beschrieben [Doms15].
- Anschließend wird das deskriptive Modell in ein mathematisches Modell [Doms15] bzw. **Optimierungsmodell** der Investitions- und Einsatzplanung überführt - basierend auf etablierten Modellen und Methoden der mathematischen Optimierung industrieller Energiesysteme.

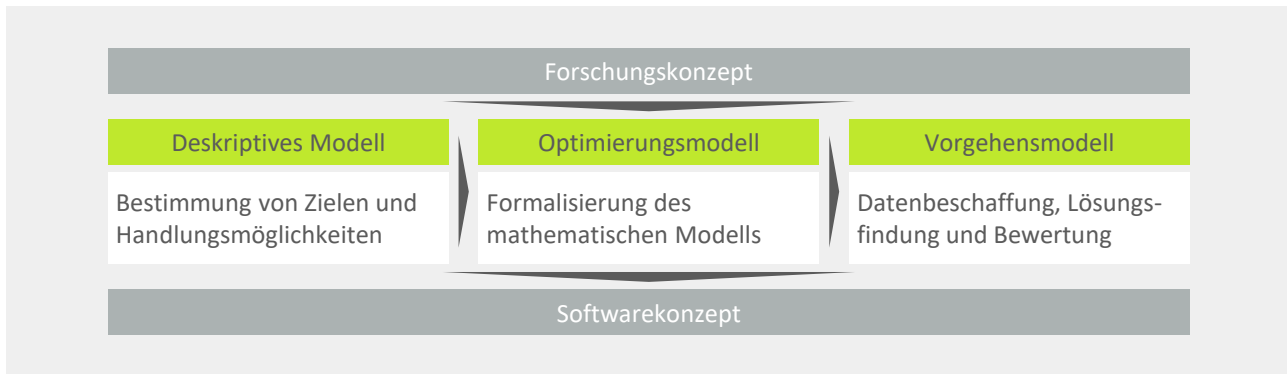


Abbildung 3.1: Entwickelte Modelle innerhalb der Optimierungsmethodik. Aufteilung der Inhalte der Modelle basierend auf [Doms15].

- Schließlich wird das Optimierungsmodell in ein **Vorgehensmodell** zur strukturierten Datenbeschaffung, Lösungsfindung und Bewertung der Lösung [Doms15] integriert, sodass die praktische Anwendung des Optimierungsmodells ermöglicht wird.

Zum Abschluss der präskriptiven Studie wird ein Softwarekonzept zur softwaretechnischen Implementierung der Modelle beschrieben. Eine prototypische Implementierung wird schließlich für die Erprobung in der zweiten deskriptiven Studie verwendet.

3.1.2 Anforderungen

Aus dem Forschungsziel und Lösungsansatz sowie der Forschungslücke leiten sich Anforderungen an die Entwicklung der drei beschriebenen Modelle ab. Die Anforderungen werden hierbei in modellierungstechnische und formale Anforderungen unterteilt.

Modellierungstechnische Anforderungen

Die modellierungstechnischen Anforderungen orientieren sich an allgemeinen Anforderungen an Optimierungsmethoden der Planung multi-modaler Energiesysteme in Anlehnung an [Dole21] und angepasst an den Anwendungsfall der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme:

- **Realitätsnah:** Die Modelle müssen die Energiesysteme mit wesentlichen physikalischen Zusammenhängen abbilden, um sinnvolle ökonomische und ökologische Kennzahlen ableiten zu können. Für eine Fokussierung auf die Fernwärmeanbindung sollten neben den typischen energetischen Bilanzen bezogen auf Wirkungsgrade auch thermische Abhängigkeiten der Systeme integriert sein.
- **Ganzheitlich:** Es müssen alle wesentlichen Systemkomponenten integriert werden, die einen Einfluss auf die Fernwärmeanbindung haben oder von ihr beeinflusst werden. Für die Einsatzplanung müssen folglich die multi-modalen industriellen Energiesysteme mit kaskadierten thermischen Netzen abgebildet werden. Die Investitionsplanung muss die verschiedenen technischen Anlagen einer Fernwärmeanbindung mit der Möglichkeit einer bidirektionalen Kopplung berücksichtigen.
- **Mehrdimensional:** Es müssen neben den technischen Energiesystemen auch ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen wie energiebezogene Kosten und Emissionen des Industrieunternehmens integriert werden. Die Modelle müssen die allgemeinen Aus-

wirkungen auf das industrielle Energiesystem mit der spezifischen Planung der Fernwärmeanbindung integrieren und dabei verschiedene Varianten der Partizipation im Fernwärmenetz mit entsprechenden technischen, ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen abbilden können.

- **Multi-Zeitskalen:** Für die Einsatzplanung müssen kleinere Zeitskalen im Bereich von Stunden berücksichtigt werden, um den Betrieb bzw. die Auswirkungen auf den Betrieb des industriellen Energiesystems abzubilden. Zudem müssen mehrere Jahre in der Planung als Zeithorizont berücksichtigt werden, da die Investitionsplanung einer Fernwärmeanbindung erst in diesen Zeitskalen wirtschaftlich sein kann. Über diese Zeit können sich die Energiesysteme sowie Parameter wie Energiepreise und -bedarfe ändern. Die Änderung von Einflussfaktoren muss in die Zeitskalen als Transformation der Energiesysteme integrierbar sein.
- **Lösbar:** Die Modelle müssen zur Anwendbarkeit in angemessener Zeit lösbar sein. Bei einer Fernwärmeanbindung handelt es sich um eine langfristige Planung. Da innerhalb des Planungsprozesses jedoch Parameter z. B. nach Kommunikation mit dem Energieversorgungsunternehmen angepasst werden müssen, sollten Kalkulationen mit vorhandenen Lösungsalgorithmen innerhalb weniger Stunden lösbar sein.
- **Optimal:** Die Modelle sollten von üblichen Lösungsalgorithmen in gewissen Schranken (Gap) optimal lösbar sein. Insbesondere da es sich um komplexe Energiesysteme handelt, kann ein zu großer Gap dazu führen, dass die Ergebnisse nicht reproduzierbar sind.

Formale Anforderungen

Die entwickelten Modelle sollten inhaltlich mit einem Grundverständnis für die Investitions- und Einsatzplanung von Energiesystemen verstanden und mit verfügbaren Daten in Energiemanagementsystemen und Datenblättern von technischen Komponenten und Systemen angewandt werden können. Weiterhin muss die problemspezifische Ausrichtung der Investitions- und der Einsatzplanung inklusive der Integration von Partizipationsmodellen und Transformationsszenarien auch methodisch anwendbar sein. Um diese Anwendbarkeit im Rahmen des Planungsprozesses sicherzustellen, werden neben den modellierungstechnischen Anforderungen auch erfahrungsbasierte Eigenschaften anwendungsnaher Entscheidungsmethoden nach [Litt70] als formale Anforderungen an die Optimierungsmethodik gestellt:

- **Einfachheit:** Die inhaltliche Detailtiefe der Modelle sollte dem Entscheidungsprozess entsprechen und sich auf grundlegende Zusammenhänge fokussieren.
- **Robustheit:** Die Modelle sollten bezogen auf die Eingangsdaten und entsprechenden Ergebnisse robust und damit valide sein.
- **Nachvollziehbarkeit:** Die einzelnen Schritte und Möglichkeiten der Nutzung der Modelle sollten nachvollziehbar sein.
- **Adaptivität:** Die Modelle sollten bezogen auf neue Parameter sowie Änderungen in den Systemen anpassbar sein, um eine iterative Planung zu ermöglichen.
- **Vollständigkeit:** Es sollten möglichst alle relevanten Aspekte der Investitions- und Einsatzplanung in den Modellen berücksichtigt werden.
- **Vermittelbarkeit:** Damit die Modelle angewandt werden können, muss die Methodik einen Rahmen spannen, der auch erklärt und damit von Dritten angewandt werden kann.

3.2 Deskriptives Modell

Um das Forschungskonzept in ein quantitatives Optimierungsmodell zu überführen wird zunächst ein qualitatives deskriptives Modell aufgestellt, das die Zielstellungen und Handlungsmöglichkeiten und damit auch den Rahmen der Investitions- und Einsatzplanung aufzeigt.

3.2.1 Zielstellungen der Zielgruppen

Die primäre Zielgruppe der Optimierungsmethodik sind Industrieunternehmen, im Speziellen das industrielle Energiemanagement mit dem Ziel der optimalen Bereitstellung, Einbringung und Verwertung von Energie zur Erfüllung des Unternehmenszwecks¹⁹ [Posc11]. In der Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme werden hierbei die allgemeinen energiepolitischen Ziele der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit [Schr17] berücksichtigt:

- **Versorgungssicherheit:** Die Fernwärmeanbindung darf die Versorgung der Industrieprozesse nicht gefährden. Somit kann nur überschüssige Wärme an ein Fernwärmenetz vertrieben werden. Ein Bezug von Fernwärme kann zudem zur Diversifizierung des Energiebezugs beitragen und somit einerseits die Versorgungssicherheit verbessern, andererseits aber auch die Abhängigkeit erhöhen.
- **Wirtschaftlichkeit:** Die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme kann die standortspezifischen Energiekosten durch den Einkauf günstiger Wärme sowie den Verkauf überschüssiger Wärme wie Abwärme senken. Innerhalb unternehmensspezifischer Vorgaben muss die Investition im Sinne der Investitionsrechnung vorteilhaft sein.
- **Umweltverträglichkeit:** Die Fernwärmeanbindung kann ökologische Aspekte direkt und indirekt verbessern. Ein Bezug von Fernwärme kann die Emissionen der industriellen Wärmebereitstellung, abhängig der Emissionen im Fernwärmenetz und am Industriestandort, verringern. Eine Einspeisung von überschüssiger Wärme in ein Fernwärmenetz bietet zudem als Maßnahme die Möglichkeit, sich positiv z. B. auf die Zertifizierung eines Energiemanagementsystems oder auf das allgemeine Unternehmensimage bzgl. Nachhaltigkeit auszuwirken, sofern eine Verbesserung der Emissionen im Gesamtsystem erzielt wird.

Neben der primären Zielgruppe sind insbesondere Energieversorgungsunternehmen, die die entsprechenden Fernwärmenetze betreiben, in die Planung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme involviert. Ein Energieversorgungsunternehmen wird eine Fernwärmeanbindung ebenso nur umsetzen, wenn die genannten energiepolitischen Ziele im Sinne seines Unternehmenszwecks entsprechende Verbesserungen versprechen. Die Zielausprägungen können jedoch im Vergleich zu Industrieunternehmen unterschiedlich sein und z. B. durch politische Vorgaben wie kommunale Wärmeleitplanungen [Pete20] und nationale Regulatorik für Emissionen in Fernwärmenetzen beeinflusst werden. Da die Wärmebereitstellung und Vermarktung von Wärme zum Kerngeschäft dieser Unternehmen zählt, kann von entsprechenden Kenntnissen zur Planung von Fernwärmenetzen im Energieversorgungsunternehmen ausgegangen werden [Kons22]. Insbesondere bei komplexen dezentralen Wärmequellen wie bei industriellen Energiesystemen ist das Energieversorgungsunternehmen jedoch auf eine gemeinsame Planung angewiesen.

¹⁹ Zur Anwendung der Optimierungsmethodik kann auch das Heranziehen eines Beratungsunternehmens mit entsprechendem Fachwissen notwendig sein.

Neben den beschriebenen Zielgruppen gibt es weitere Bereiche innerhalb als auch weitere Zielgruppen außerhalb des Industrieunternehmens, die in der Planung einer Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme involviert sein können. Tabelle 3.1 fasst die Anknüpfungspunkte dieser Zielgruppen zusammen. Bei Industrieunternehmen zählt die Vermarktung von Wärme nicht zum Kerngeschäft, weshalb Informationsdefizite und fehlende Personalkapazitäten zu den Haupthemmnissen für die komplexe und ganzheitliche Planung einer Fernwärmeanbindung zu nennen sind [Mose20]. Eine Optimierungsmethodik aus Industrieperspektive kann damit in der Investitions- und Einsatzplanung allgemein zur Transparenzschaffung und Entscheidungsunterstützung beitragen.

Tabelle 3.1: Weitere Industrieunternehmensinterne (oberer Abschnitt) und -externe (unterer Abschnitt) Zielgruppen.

Zielgruppen	Anknüpfungspunkte
Allgemeines Management	Größere Investitionsprojekte müssen vor dem Hintergrund der Unternehmensziele vom allgemeinen Management entschieden werden oder werden aus politischen Gründen gefordert.
Fabrikplanung	Die Industrieprozesse sind für einen relevanten Anteil der benötigten Wärme sowie der potenziellen Abwärme verantwortlich, sodass sich allgemeine Planungsprojekte und Planungen industrieller Energiesysteme bedingen.
Buchhaltung	Allgemeine ökonomische Kennzahlen werden für Investitionsprojekte benötigt und Ergebnisse größerer Investitionsprojekte müssen in der Buchhaltung berücksichtigt werden.
Industrielle Energieversorgung	Die Planung einer Fernwärmeanbindung hat Auswirkungen auf den Betrieb der energietechnischen Anlagen am Industriestandort und hängt auch von den Möglichkeiten der Betriebsanpassung ab.
Energieberatungsunternehmen	Um Personalkapazitäten und fehlendes Fachwissen auszugleichen, können externe Beratungsunternehmen beauftragt werden, die die Planung der Fernwärmeanbindung übernehmen.
Kommunalpolitik	Zur kommunalen Wärmeleitplanung für die ökologische und ökonomische Verbesserung der Wärmebereitstellung in urbanen Zentren sind Auswertungen nötig oder werden Rahmenbedingungen vorgegeben.
Fernwärmekunden	Die Fernwärmeanbindung kann die spezifischen Wärmekosten und -emissionen verbessern; ggf. sind dafür Anpassungen der Hausanschlüsse notwendig.

3.2.2 Technische Energiesystemgrenze

Die technische Energiesystemgrenze der Optimierungsmethodik besteht aus einem industriellen Energiesystem und einem Fernwärmenetz. Da die Modellierung die Perspektive des industriellen Energiemanagements einnimmt, werden die Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung auf Seiten des Industrieunternehmens abgebildet und dem industriellen Energiesystem zugeordnet (Abbildung 3.2). Die übergeordneten Systeme (Industrielles Energiesystem, Fernwärmenetz und Fernwärmeanbindung) setzen sich hierbei aus verschiedenen Systemkomponenten zusammen, die modular zur Modellierung spezifischer Anwendungsfälle zusammengestellt wer-

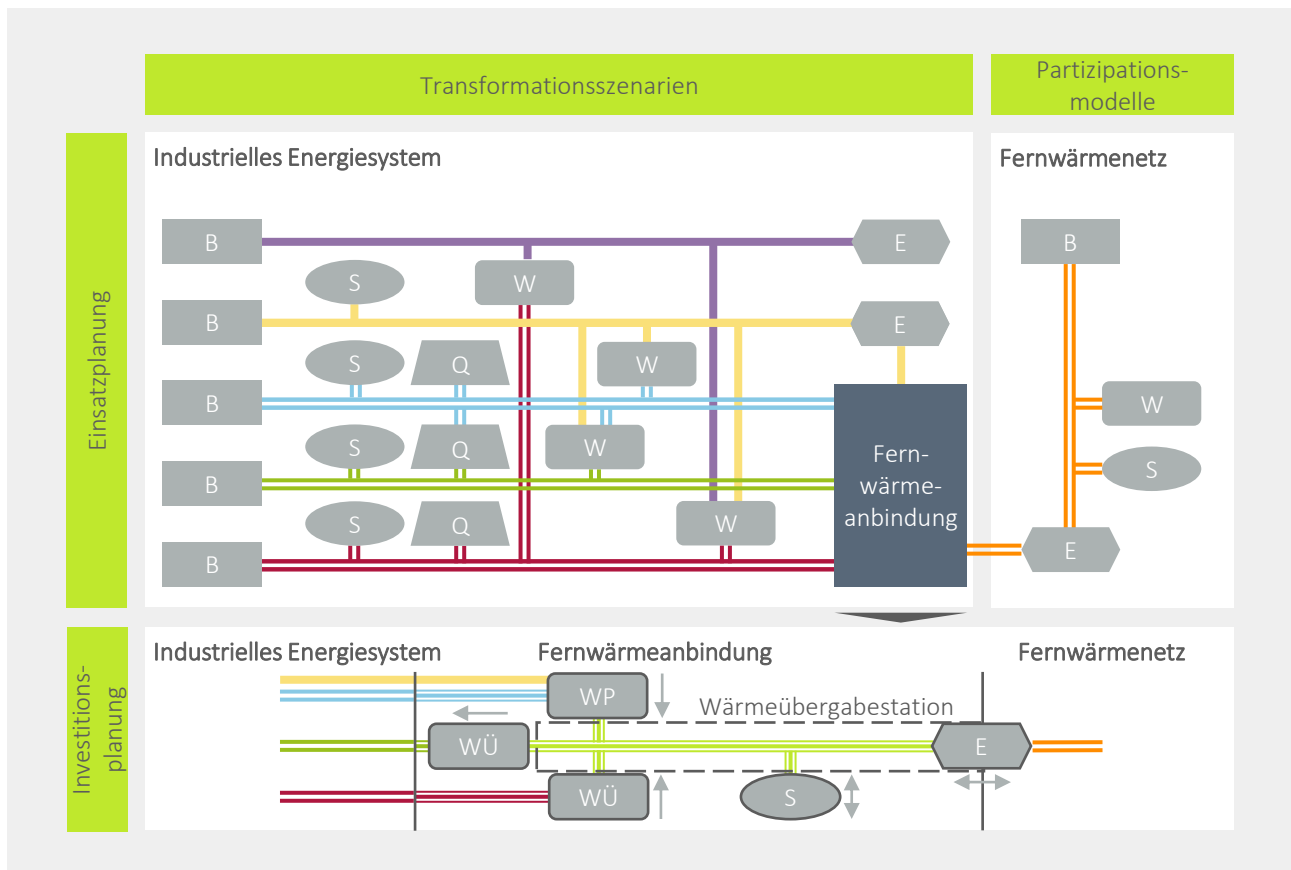


Abbildung 3.2: Deskriptives Modell der Optimierungsmethodik. B: Energiebedarf, E: Energiebeschaffung, Q: Abwärmequelle, S: Energiespeicher, W: Energiewandler, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, farblich gekennzeichnete Linien: energetische Netze mit verschiedene Energieformen oder Temperaturniveaus.

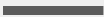
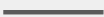

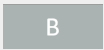







den können. Die Systemkomponenten beinhalten folgende Typen: Energienetze (und thermische Energienetze), Energiebedarfe, Abwärmequellen, Energiewandler, Energiespeicher sowie Energiebeschaffung. Zur einheitlichen und verständlichen Darstellung der Gesamtsysteme mit den Systemkomponenten wird eine Semantik²⁰ für schematische Grafiken festgelegt (Tabelle 3.2). So wird bei der Darstellung neben den Systemmodellen auch eine Differenzierung bzgl. Investitions- und Einsatzplanung getroffen, sodass eindeutig ist, für welche Systemkomponenten auch eine Investitionsentscheidung im Sinne der Investitionsplanung getroffen wird. Im Folgenden werden die Eigenschaften der übergeordneten Systeme mit Fokus auf der Gestaltung der Fernwärmeanbindung näher erläutert.

Industrielles Energiesystem

Das industrielle Energiesystem dient primär der Versorgung verschiedener Energiebedarfe am Industriestandort und basiert auf den Ausführungen aus Kapitel 2.2. Die Energiebedarfe werden als Parameter angenommen, die dynamisch jedoch nicht variabel sein können. Neben den Energiebedarfen können zudem Abwärmequellen modelliert werden. Abwärmequellen werden ebenfalls als nicht variabel angenommen, jedoch in folgende drei Typen unterteilt [Kohn23d]:

²⁰ Die Festlegung einer Semantik zur Darstellung von Planungsprozessen ist beispielsweise üblich in der Produktionsplanung. [Agha09]

Tabelle 3.2: Semantik und Beschreibung der Systemkomponenten. EP: Einsatzplanung, IP: Investitionsplanung.

Systemkomponente	EP	IP	Beschreibung
Energienetze			Energienetze dienen der Verteilung verschiedener Energieformen, folglich der Kopplung der folgenden Systemmodelle. Allgemeine Energienetze sind nicht Teil der Investitionsplanung.
Thermische Energienetze			Thermische Netze sind spezifische energetische Netze zur Verteilung thermischer Energie (Wärme und Kälte) mit spezifischen Temperaturniveaus und der Unterscheidung von Vor- und Rücklauf. Weiterhin sind Rohre und Pumpen für den Betrieb von thermischen Netzen notwendig.
Energiebedarfe			Energiebedarfe müssen versorgt werden, im Rahmen dieser Arbeit werden diese folglich als nicht variabel jedoch dynamisch betrachtet.
Abwärmequellen			Abwärmequellen können in thermischen Netzen genutzt werden, die Abwärmemenge ist dabei jedoch ebenfalls nicht variabel.
Energiewandler			Energiewandler werden zur Bereitstellung von Nutzenergie durch Wandlung verschiedener Energieformen eingesetzt und energetischen Netzen zugeordnet.
Energiespeicher			Energiespeicher können durch die Speicherung von Energie eine zeitliche Entkopplung von Energiebedarfen und der Energiebereitstellung abbilden.
Energiebeschaffung			Die Energiebeschaffung dient als Schnittstelle zu übergeordneten Energiesystemen und damit dem Ein- und Verkauf von verschiedenen Energieformen.

- Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau, die über Kühlprozesse gekühlt wird, z. B. Kühlung von Produktionsmaschinen. Zur Nutzung als Wärme ist der Einsatz einer Wärmepumpe, z. B. in die Kühlwassernetze notwendig.
- Abwärme, die über Kühlwassernetze abgeführt wird, jedoch aufgrund ihrer eigentlichen Temperatur direkt in Niedertemperaturnetzen genutzt werden kann, z. B. Abwärme aus Kompressoren für die Bereitstellung von Druckluft.
- Abwärme, die nicht über Kühlprozesse abgeführt wird und aufgrund des Temperaturniveaus in Wärmenetzen genutzt werden kann, z. B. Abgas aus Industrieöfen.

Über energetische Netze werden verschiedene Energieformen wie Strom oder Gas, aber auch Druckluft oder Wasserstoff sowie die entsprechenden Energiewandler und -speicher als multimodales Energiesystem modelliert [Thie17b]. Der Endenergiebedarf dieser Systeme wird über die Energiebeschaffung einzelner Energieformen ermöglicht. Die Modelle beschränken sich hier auf die Abbildung von Energiebilanzen mit entsprechenden Kosten- und Emissionsparametern [Dole21]. Weiterhin enthalten die Subsysteme auch thermische Netze für die Wärme- und Kältebereitstellung. Hierbei wird das Temperaturniveau der thermischen Netze definiert und bei der

Kopplung der Netze über Wärmeübertrager oder Wärmepumpen berücksichtigt. So können kaskadierte thermische Netze mit verschiedenen Temperaturniveaus integriert werden [Kohn23d]. Abbildung 3.2 zeigt exemplarisch ein industrielles Energiesystem mit einem Strom- (gelb) und einem Gasnetz (violett) sowie drei thermischen Netzen (rot: Hochtemperaturnetz, grün: Niedertemperaturnetz, blau: Kühlwassernetz), die über Energiewandler verbunden, mit Energiespeichern ausgestattet und an übergeordnete Energienetze, durch die die Energiebeschaffung, angeschlossen sind sowie Energiebedarfe versorgen. Geplante und prognostizierte Änderungen des industriellen Energiesystems sowie deren Parameter im Betrachtungszeitraum der Investitions- und Einsatzplanung können über Transformationsszenarien integriert werden.

Fernwärmenetz

Prinzipiell kann das Fernwärmenetz ähnlich wie das industrielle Energiesystem modelliert werden. Da der Fokus auf dem industriellen Energiesystem liegt, wird das Fernwärmenetz vereinfacht dargestellt. Es kann wie in Abbildung 3.2 als generisches Wärmenetz bestehend aus einem Wärmebedarf, Wärmespeicher und Energiewandler(n) modelliert werden. Insbesondere durch dynamische Parameter wie saisonal wechselnde Temperaturanforderungen, Wärmebedarfe oder spezifische Kosten und Emissionen wird das Fernwärmenetz mit entsprechenden Charakteristika spezifiziert (Kapitel 2.3). Die Entwicklung der Modelle hat hier insbesondere Fernwärmenetze der dritten und vierten Generation im Fokus [Lund14]. Die Energiebeschaffung und damit die Kopplung der Zielstellungen des Energieversorgungsunternehmens werden über verschiedene Partizipationsmodelle in die Investitions- und Einsatzplanung integriert.

Fernwärmearbeitung

Die Investitionsplanung betrachtet das System der Fernwärmearbeitung innerhalb des industriellen Energiesystems. Im Zentrum der Fernwärmearbeitung steht die Wärmeübergabestation als thermisches Netz, an das die verschiedenen thermischen Netze des industriellen Energiesystems und das Fernwärmenetz gekoppelt werden (Abbildung 3.2). Die einzelnen thermischen Netze des industriellen Energiesystems werden als hydraulisch getrennte thermische Netze betrachtet; die Netze sind folglich immer über Wärmeübertrager oder Wärmepumpen innerhalb der Fernwärmearbeitung an die Wärmeübergabestation gekoppelt. Hierzu sind neben den Wärmeübertragern und Wärmepumpen als Systemkomponenten auch thermische Netze als Verbindungsleitungen zu den Systemkomponenten des industriellen Energiesystems als Teil der Investitionsplanung notwendig. Es wird angenommen, dass die Wärmeübergabestation als thermisches Netz die gleichen Vor- und Rücklauftemperaturen wie das Fernwärmenetz annimmt und somit den Übergabepunkt der Wärme an das Energieversorgungsunternehmen darstellt. Weiterhin kann ein Wärmespeicher an die Wärmeübergabestation angeschlossen werden. Für die thermischen Netze, die der Fernwärmearbeitung zugerechnet werden (Wärmeübergabestation und Verschaltung an die thermischen Netze der umliegenden Systeme) werden Rohrleitungen und Pumpen benötigt, die neben Wärmeübertragern und -pumpen sowie Wärmespeichern Teil der Investitionsrechnung sind.

Für die Wärmeübergabestation als thermisches Netz wird ein generisches Modell basierend auf [Kohn21a] gewählt, um möglichst viele Varianten abbilden zu können (Abbildung 3.3). Hierzu werden die angeschlossenen Systemkomponenten parallel verschaltet. Das thermische Netz wird in eine Einspeise- und eine Ausspeiseseite mittels hydraulischer Weiche bzw. Wärmespeicher geteilt. Durch das Einbinden des Fernwärmenetzes auf Einspeise- und Ausspeiseseite kann eine

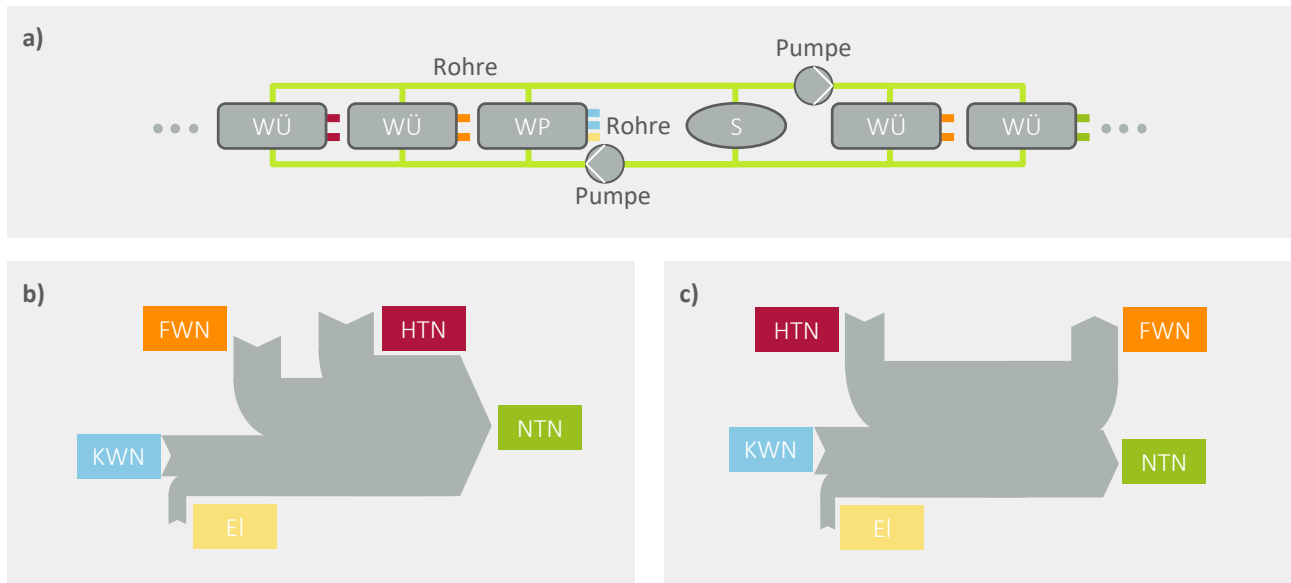


Abbildung 3.3: Schema und Energiemengendiagramme der Fernwärmeanbindung. a: Wärmeübergabestation der Fernwärmeanbindung, b: Energiemengendiagramm bei Kombi-Bezug, c: Energiemengendiagramm bei Kombi-Vertrieb. El: Elektrische Energie, FWN: Fernwärmenetz, HTN: Hochtemperaturnetz, KWN: Kühlwassernetz, NTN: Niedertemperaturnetz, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager. Abbildung basierend auf [Kohn21a].

bidirektionale Kopplung (Bezug und Vertrieb von Wärme) modelliert werden. Die Zusammenstellung und Parametrisierung der einzelnen Systemkomponenten erfolgt modular, sodass eine beliebige Anzahl an Systemkomponenten mit der Wärmeübergabestation verbunden werden kann [Thei22].

In Abbildung 3.3a wird angenommen, dass das Fernwärmenetz bidirektional an die Wärmeübergabestation angeschlossen ist, d. h. dass Wärme sowohl bezogen als auch vertrieben werden kann. Aus dem industriellen Energiesystem kann Wärme aus einem Hochtemperaturnetz mittels Wärmeübertrager sowie Abwärme aus einem Kühlwassernetz mittels Wärmepumpe über die Wärmeübergabestation an das Fernwärmenetz abgegeben werden. Auf der Ausspeiseseite ist neben dem Fernwärmenetz auch ein Niedertemperaturnetz gekoppelt, sodass Wärme auch über das Fernwärmenetz bezogen werden kann. Die Einspeise- und Ausspeiseseite werden über einen Wärmespeicher getrennt. Durch die Fernwärmeanbindung verändern sich die Energieflüsse innerhalb des industriellen Energiesystems sowie über die Wärmeübergabestation hinweg [Kohn21b], sodass verschiedene Betriebszustände unterschieden werden können. In [Rose17] werden vier Betriebszustände von bidirektionalen Wärmeübergabestationen für einzelne Wärmequellen beschrieben, die auf das generische Modell dieser Arbeit in Bezug auf angebundene thermische Netze übertragen werden können [Kohn21a]:

- **Bezug:** Das industrielle Energiesystem bezieht Wärme von dem Fernwärmenetz und versorgt damit den Wärmebedarf am Industriestandort, z. B. eines Niedertemperaturnetzes.
- **Kombi-Bezug:** Falls auf der Einspeiseseite neben dem Fernwärmenetz auch ein Hochtemperaturnetz (mittels Wärmeübertrager) oder Kühlwassernetz (mittels Wärmepumpe) des industriellen Energiesystems angeschlossen ist, kann der Energiebedarf des Niedertemperaturnetzes aus einer Kombination aus Wärme des Hochtemperaturnetzes und Fern-

wärmenetzes versorgt werden. Dieser Modus ermöglicht z. B. die bessere Nutzung von Abwärme im Hochtemperaturnetz für die Wärmeversorgung am Industriestandort (Abbildung 3.3b).

- **Vertrieb:** Das industrielle Energiesystem vertreibt überschüssige Wärme an das Fernwärmenetz, z. B. Abwärme aus einem Hochtemperaturnetz, mittels Wärmeübertrager oder Abwärme eines Kühlwassernetzes durch den Einsatz einer Wärmepumpe.
- **Kombi-Vertrieb:** Wenn auf der Ausspeiseseite neben dem Fernwärmenetz auch ein Niedertemperaturnetz des industriellen Energiesystems angeschlossen ist, kann der Energiebedarf des Niedertemperaturnetzes als auch der Energiebedarf des Fernwärmenetzes aus der überschüssigen Wärme versorgt werden. Dieser Modus ermöglicht z. B. auch die bessere Nutzung von Abwärme im Hochtemperaturnetz für die Wärmeversorgung am Industriestandort (Abbildung 3.3c).

In der Optimierungsmethodik wird der Schwerpunkt auf die Struktur und Dimensionierung der Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung in der Konzeptplanung des Fabrikplanungsprozesses gelegt [VDI5200]. Für eine detaillierte Ausplanung einer solchen Fernwärmeanbindung, insbesondere hinsichtlich der hydraulischen Eigenschaften, sei an dieser Stelle auf übliche Planungsgrundlagen für technische Anlagen nach [VDI2073; VDMA24199], für die Ausgestaltung der Wärmeübergabestation auf [Nuss17] verwiesen. In Veröffentlichungen wie [Kohn21a; Kohn21b; Thei22] konnte mit Simulationsmodellen gezeigt werden, dass die Fernwärmeanbindung mit dem generischen Einsatzplanungsmodell der Wärmeübergabestation in den betrachteten Zeitskalen geregelt werden kann.

3.2.3 Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung

Basierend auf den Zielstellungen der Zielgruppen und der technischen Energiesystemgrenze wird der Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung zur Unterstützung der Konzeptplanung nach [VDI5200] festgelegt. Dieser Handlungsrahmen, bestehend aus der Zieldefinition der Planungsunterstützung, den Entscheidungsmöglichkeiten der Planung sowie den Kenngrößen der betrachteten Systemkomponenten, legt letztlich den Rahmen für die mathematische Modellierung (Kapitel 3.3) mit Zielfunktion, Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen [Sios17] fest.

Definition der Zielfunktion

Als allgemeiner Ansatz zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen wird in dieser Arbeit die Kapitalwertmethode [Kons13] angewandt, die die Kosten der Investitionsplanung mit den Kosten bzw. Einnahmen der Einsatzplanung kombiniert, sodass der NPV der Investition in die Fernwärmeanbindung ermittelt wird (Abbildung 3.4a). Der NPV wird in diesem Sinne immer positiv betrachtet; würde sich ein negativer NPV ergeben, würde keine Investition errechnet bzw. empfohlen. Zur Berücksichtigung der ökologischen Auswirkungen werden energiebezogene Emissionen über CO₂-Äquivalente bzw. Primärenergiefaktoren kalkuliert und über interne oder externe Bepreisung auch in eine ökonomische Zielstellung im Sinne der a-priori-Auswertung (Kapitel 2.4.2) integriert. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird in der Planung beachtet, dass interne Energiebedarfe am Industriestandort gedeckt werden müssen und ggf. auch Redundanzen zur Energiebereitstellung verfügbar bleiben oder durch die Fernwärmeanbindung geschaffen werden [Matz17b].

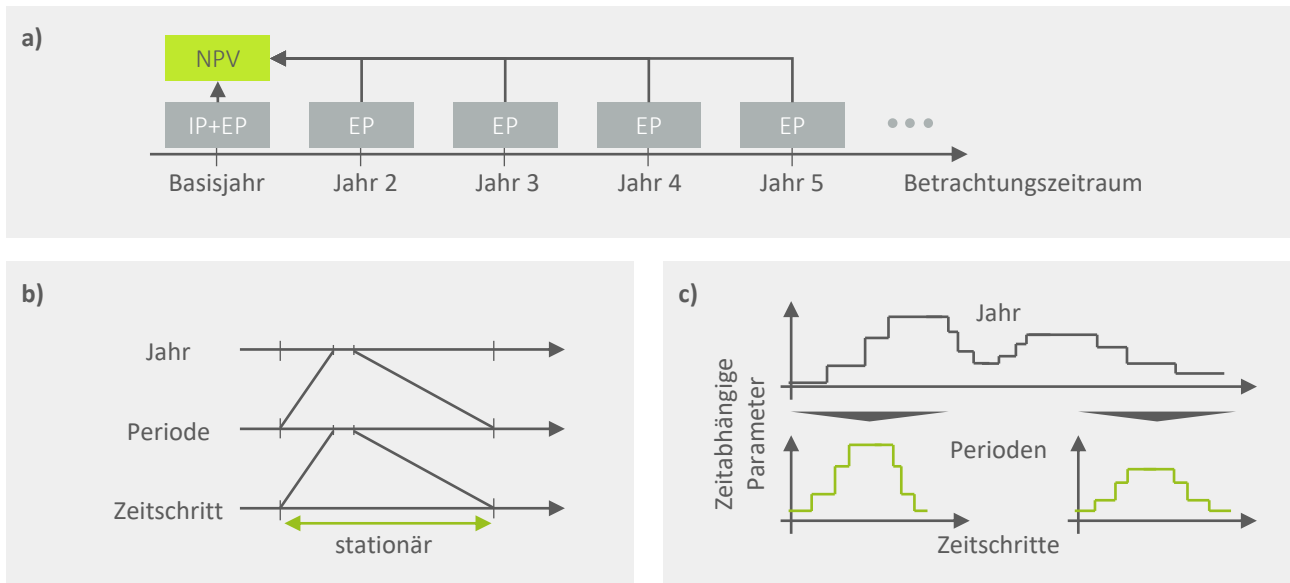


Abbildung 3.4: Aspekte im Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung. a: Nettokapitalwert als Zielfunktion der Investitions- und Einsatzplanung, b: Drei Zeitskalen, c: Repräsentative Perioden und Zeitschritte. EP: Einsatzplanung, IP: Investitionsplanung, NPV: Nettokapitalwert.

Entscheidungsmöglichkeiten der Planung

Im Rahmen dieser Arbeit werden – wie in Abbildung 3.2 dargestellt – Entscheidungsmöglichkeiten der Investitions- und Einsatzplanung (wie in [Baum20; Thie17b; Schw19]) differenziert betrachtet. Für die Konzeptplanung der Fernwärmeanbindung werden Investitionsentscheidungen zur Struktur und Dimensionierung der Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung getroffen. Diese beinhalten:

- Kaufentscheidungen, ob Systemkomponenten innerhalb der Fernwärmeanbindung gekauft oder nicht gekauft werden sowie
- Entscheidungen über Nennleistungen, z. B. Energiewandler, und Kapazitäten, z. B. Energiespeicher, der Systemkomponenten, für die eine Kaufentscheidung getroffen wird.

Die Investitionsentscheidungen werden mit Einsatzentscheidungen des gesamten industriellen Energiesystems inklusive Fernwärmeanbindung und Interaktion mit dem Fernwärmenetz verbunden. Diese Einsatzentscheidungen werden für jeden Zeitschritt über den Betrachtungszeitraum der Modellierung gefällt und beinhalten:

- Anschaltentscheidungen der schaltbaren Systemkomponenten, z. B. Energiewandler,
- energetische Leistungen einzelner Systemkomponenten,
- Energiemengen innerhalb von Energiespeichern sowie
- Energieflüsse (als energetische Leistungen) zwischen Systemkomponenten und über die übergeordneten Systeme hinweg.

Kenngößen der Systemkomponenten

Für die Modellierung der Systemkomponenten der Investitions- und Einsatzplanung werden die Begriffe Systemmodell und Datenmodell unterschieden [Dole21]. Systemmodelle beschrei-

ben die Eigenschaften technischer Systemkomponenten durch allgemeine Gleichungen, letztlich als Nebenbedingungen der mathematischen Optimierung [Sios17], während Datenmodelle die entsprechenden Daten in spezifischen Anwendungsfällen als Eingangsdaten bei Bedarf vorverarbeiten und bereitstellen sowie Ergebnisse der Optimierung als Ausgangsdaten auswerten (Kapitel 2.4). Die Systemmodelle werden im Optimierungsmodell (Kapitel 3.3) formalisiert, die Einbindung der Daten über ein Datenmodell durch das Vorgehensmodell (Kapitel 3.4) beschrieben. Verbindend für System- und Datenmodell sind insbesondere die Kenngrößen, die für die Systemkomponenten festgelegt und in der Modellierung verwendet werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden übliche Kenngrößen (wie in [Baum20; Thie17b; Schw19]) für die Modellierung der Systemkomponenten verwendet; unterschieden nach technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen (Tabelle 3.3) [Dole21].

Tabelle 3.3: Kenngrößen der Systemkomponenten für die Investitions- und Einsatzplanung. Basierend auf [Dole21].

Technische Kenngrößen	Ökonomische Kenngrößen
Nennleistungen	Investitionskosten
Leistungsbeschränkungen	Betriebskosten, z. B. Wartung
Kapazitäten	Energiebezogene Kosten und Einnahmen
Kapazitätsbeschränkungen	Emmissionsbedingte Kosten
Wirkungsgrade (auch Teillast)	Steuersätze
Verluste	Fördersätze
Anfahrverhalten	Kalkulatorische Zinsen
Energiebedarfe	Ökologische Kenngrößen
Abwärmemengen	CO ₂ -Äquivalente
Temperaturen	Primärenergiefaktoren

Die betrachteten Kenngrößen können sich über den Betrachtungszeitraum dynamisch verhalten, so sind z. B. Energiebedarfe und Abwärmemengen zeitlich veränderlich. Für die Investitions- und Einsatzplanung einer Fernwärmeanbindung werden Kenngrößen über einen Betrachtungszeitraum mehrerer Jahre betrachtet, da Investitionen in Infrastruktur über entsprechend lange Zeiträume geplant und abgeschrieben werden. Von Unternehmen vorgegebene Betrachtungszeiträume können dabei jedoch stark variieren [Mose20]. Weiterhin werden für die Einsatzplanung kürzere Zeitschritte gewählt, sodass das Betriebsverhalten abgebildet werden kann [Baum20]. Vor dem Hintergrund des gesamten Betrachtungszeitraums der Investitionsplanung sowie den einzelnen Zeitschritten der Einsatzplanung muss auch die Komplexität der Modelle reduziert werden, sodass die Modelle lösbar sind [Kotz21]. Hier wird häufig innerhalb eines betrachteten Jahres mit repräsentativen Tagen (engl. design days) [Wirt20] gearbeitet. Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Zeitskalen unterschieden (Abbildung 3.4b):

- **Zeitschritte:** Zeitschritte stellen die kleinste diskrete Zeiteinheit dar, z. B. im Bereich zwischen 15 Minuten (Zeitintervalle am Strommarkt) und einer Stunde. Durch die zeitdiskreten Zeitschritte werden die Modelle in sich quasistationär [Dole21].
- **Perioden:** Um die Komplexität zum einen und eine fehlende Datenbasis zum anderen zu berücksichtigen, werden als zweite Ebene repräsentative Perioden und nicht Jahreszeitreihen betrachtet, sodass nicht jeder Zeitschritt einer Jahreszeitreihe verwendet wird (Abbildung 3.4c) [Wirt20]. So können auch nicht vollständige Daten eingebunden werden, z. B. Daten aus einer zeitlich begrenzten Messung einer Abwärmemenge. Es gibt verschie-

dene Methoden, um eine Zeitreihenaggregation zur Errechnung repräsentativer Perioden durchzuführen [Schü18]; die im Rahmen dieser Arbeit angewandte Methode wird im Vorgehensmodell beschrieben (Kapitel 3.4).

- **Jahre:** Die betrachteten Jahre stellen die größte Zeitebene dar. Im Basisfall wird ein Basisjahr für die Planung verwendet und ein einheitliches Verhalten in allen Jahren über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen [Thie17b]. Jedoch können Kenngrößen auch für jedes betrachtete Jahr durch entsprechende Perioden einzeln angegeben werden.

Innerhalb der Zeitskalen werden weitere Annahmen für die Kenngrößen bzw. Eingangsdaten getroffen. Daten an der Schnittstelle der Systemgrenze werden als unelastisch angenommen, d. h., dass z. B. Preise am Strommarkt nicht von Industrieunternehmen durch die Investition in eine Fernwärmeanbindung beeinflusst werden. Zudem sind die Kenngrößen grundsätzlich deterministisch, d. h. vollständig vorgegeben, sowie für zukünftige Zeiträume prognostizierbar [Thie17b]. Daten müssen entsprechend der Kenngrößen der Modelle vorhanden sein und innerhalb der Datenmodelle aufbereitet werden (Kapitel 3.4).

Mit den Ausführungen lässt sich ein Optimierungsmodell als Grundmodell der Investitions- und Einsatzplanung entwickeln. Für die Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung soll im Folgenden jedoch die Transformation über den Betrachtungszeitraum sowie die Schnittstelle zum Fernwärmenetz näher beleuchtet werden, da durch ersteres die Kenngrößen nicht über die Jahre hinweg konstant und vollständig prognostizierbar, durch letzteres die Parameter an der Schnittstelle nicht zwangsläufig als unelastisch angenommen werden können.

3.2.4 Integration von Transformationsszenarien

Industrielle Energiesysteme befinden sich in einer Transformation zur Klimaneutralität (Kapitel 2.3.1) [Hann21]. Dies betrifft neben der Anpassung von Energiebedarfen, z. B. durch Energieeffizienzmaßnahmen, sowie der Energiebeschaffung, durch sich verändernde Energiepreise, z. B. für Energieträger wie Strom und Gas, auch eine Anpassung der industriellen Energiesysteme an sich, also die Investition in neue Systemkomponenten wie Energiewandler und -speicher. Die Investitions- und Einsatzplanung einer Fernwärmeanbindung muss aufgrund des langen Betrachtungszeitraums die Transformation des industriellen Energiesystems sowie dessen Kenngrößen berücksichtigen und entsprechend Transformationsszenarien modellieren [Kohn23c]. Im Standardmodell wird zunächst davon ausgegangen, dass die Investitions- und Einsatzplanung anhand von Kenngrößen eines Basisjahres durchgeführt wird. Die Betriebskosten der Einsatzplanung werden in der Kapitalwertrechnung für den Betrachtungszeitraum für jedes Jahr gleich angenommen und entsprechend abgezinst. Es findet somit eine Berechnung mit dem RBF statt [Dole21]. Das Basisjahr für die Einsatzplanung wird mittels repräsentativer Perioden, z. B. Wochen oder Tage, und den zugehörigen Zeitschritten umgesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit werden aufbauend auf einem Standardmodell zwei Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Transformationsszenarien unterschieden, die Veränderlichkeit über die Zeit als Transformationspfad und die Unsicherheit über Parameter und Technologieoptionen als Transformationsoptionen (Abbildung 3.5). Die Möglichkeiten zur Abbildung von Veränderlichkeit und Unsicherheit in den Transformationsszenarien können ebenfalls kombiniert werden. Im Folgenden werden die beiden Modelle zur Berücksichtigung von Transformationsszenarien sowie deren Integration in die Investitions- und Einsatzplanung näher erläutert. Wichtige Eigenschaften sind in Tabelle 3.4 zusammengefasst.

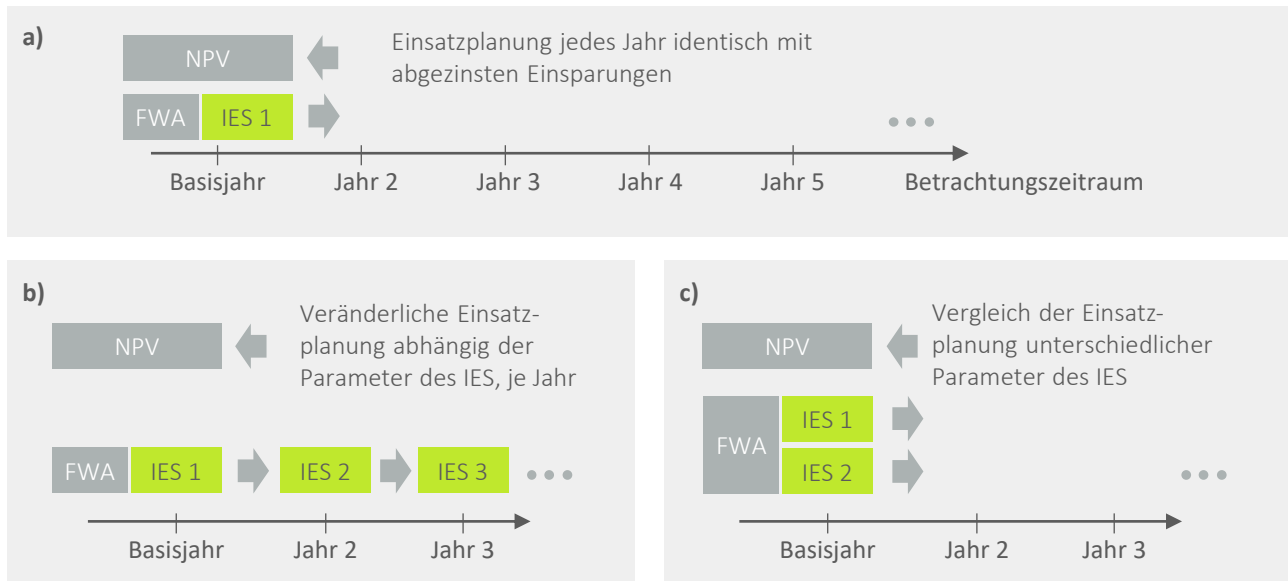


Abbildung 3.5: Übersicht der Integration von Transformationsszenarien. a: Standard, b: Veränderlich mit Transformationspfad, c: Unsicher mit Transformationsoptionen. FWA: Fernwärmeanbindung, IES: industrielles Energiesystem, NPV: Nettokapitalwert.

Veränderlich

Während im Standardmodell von einem Basisjahr ausgegangen wird und die Einsatzplanung damit in jedem Jahr des Betrachtungszeitraums von gleichen Kenngrößen ausgeht [Thie17b], kann ein Transformationspfad mit veränderlichen Kenngrößen über die Jahre des Betrachtungszeitraums beschrieben werden [Dole21]. Zur Abbildung des Transformationspfads werden veränderliche Kenngrößen somit über die einzelnen Jahre explizit betrachtet, sodass für jedes Jahr eine eigene Einsatzplanung durchgeführt wird. Beispielhafte Kenngrößen können hier einerseits Parameter wie Energiepreise oder Energiebedarfe sein, andererseits auch Veränderungen in den Systemkomponenten des industriellen Energiesystems wie z. B. der Weiterbetrieb von KWK-Anlagen. Es kann z. B. zum Planungszeitpunkt eine Entscheidung bestehen, vorhandene KWK-Anlagen im Betrachtungszeitraum abzuschalten. Die Investitionsentscheidung wird letztlich für das Basisjahr getroffen, berücksichtigt jedoch die entsprechenden veränderlichen Einsatzplanungen aller Jahre.

Unsicher

Weiterhin kann auch eine Unsicherheit zum Entscheidungszeitpunkt über die Transformation des industriellen Energiesystems vorhanden sein. Hierzu lassen sich verschiedene Transformationsoptionen definieren und basierend auf dem Basisjahr mit in die Planung einbeziehen [Schw19]. Für die Investitionsentscheidung muss berücksichtigt werden, dass zu dem Zeitpunkt der Entscheidung noch nicht bekannt ist, welche Transformation im industriellen Energiesystem im Betrachtungszeitraum umgesetzt wird. In Kapitel 2.4.2 werden verschiedene Möglichkeiten zur Abbildung von Unsicherheit beschrieben. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine regret-Optimierung in die Investitions- und Einsatzplanung integriert, sodass Wahrscheinlichkeiten über etwaige Transformationsoptionen nicht bekannt sein müssen und eine Investitionsentscheidung als Entscheidungsposition eines relativen Pessimisten verstanden werden [Erms11b]. Diese Entscheidungsposition erscheint für die Investitionsentscheidung in eine Fernwärmeanbindung

sinnvoll, da der Vertrieb von Wärme nicht zum Kerngeschäft des Industrieunternehmens zählt, nicht zwingend für den Industriestandort ist und eine schlechte Entscheidung bzw. hohe Opportunitätskosten ausgeschlossen werden sollten. In einem ersten Schritt wird für jede Transformationsoption eine optimale Entscheidung ermittelt. In einem zweiten Schritt wird dann die Investitionsentscheidung kalkuliert, die insgesamt über alle Optionen die geringste Reue im Vergleich zu den einzelnen optimalen Lösung der Optionen erzeugt. Mittels Betrachtung von Unsicherheit kann z. B. betrachtet werden, dass sich Energiepreise verändern oder dass zum Planungszeitpunkt noch keine Entscheidung getroffen wurde, ob die Wärmeversorgung in Zukunft mittels Wasserstoff oder durch Elektrifizierung transformiert wird.

Kombination aus veränderlich und unsicher

Die zwei Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Veränderlichkeit und Unsicherheit lassen sich auch miteinander kombinieren, sodass verschiedene Transformationsszenarien mit Transformationsoptionen und Transformationspfaden in die Investitions- und Einsatzplanung integriert werden und auf Basis dieser Informationen die optimale Fernwärmeanbindung errechnet wird.

Tabelle 3.4: Vergleich der Möglichkeiten zur Integration von Transformationsszenarien bezogen auf Eigenschaften der Investitionsplanung. NPV: Nettokapitalwert, RBF: Rentenbarwertfaktor. Basierend auf [Kohn23c].

	Standard	Veränderlich	Unsicher
Zeitskalen	Zeitschritte, Perioden	Zeitschritte, Perioden, Jahre	Zeitschritte, Perioden
Transformation	keine Transformation	Transformationspfade	Transformationsoptionen
Optimierung	NPV mittels RBF	NPV allgemein	regret-Optimierung mittels RBF

3.2.5 Integration von Partizipationsmodellen

In der Investitions- und Einsatzplanung müssen verschiedene technische Grundprinzipien (Kapitel 2.3.2) sowie ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen (Kapitel 2.3.3) einer Fernwärmeanbindung aus Industrieperspektive zum Zeitpunkt der Konzeptplanung durch entsprechende Modelle der Systemkomponente Energiebeschaffung zum Fernwärmenetz hin berücksichtigt werden [Star20; Li15]. In die Optimierungsmethodik werden somit Partizipationsmodelle zur möglichst umfänglichen Modellierung der verschiedenen Liefermodelle, Preisbestandteile und Preismodelle sowie deren Wechselwirkungen integriert. Aus Sicht des Industrieunternehmens können drei Partizipationsmodelle in Anlehnung an das Zusammenspiel zweier Parteien nach [Leen22] unterschieden werden. Diese Partizipationsmodelle unterscheiden sich anhand der Informationen, die seitens Energieversorgungsunternehmen bereitgestellt werden, sowie die Energiesystemgrenze bzw. die sich daraus ergebene Zielfunktion, die in der Investitions- und Einsatzplanung berücksichtigt wird (Abbildung 3.6). Während das vertragliche Partizipationsmodell von einer klaren Trennung der Energiesystemgrenze und unelastischen Wärmepreisen ausgeht, werden Auswirkungen auf den Wärmepreis durch die Fernwärmeanbindung als elastische Wärmepreise im koordinativen Partizipationsmodell berücksichtigt. Das kooperative Partizipationsmodell bildet eine gemeinsame Energiesystemgrenze und somit Zielfunktion,

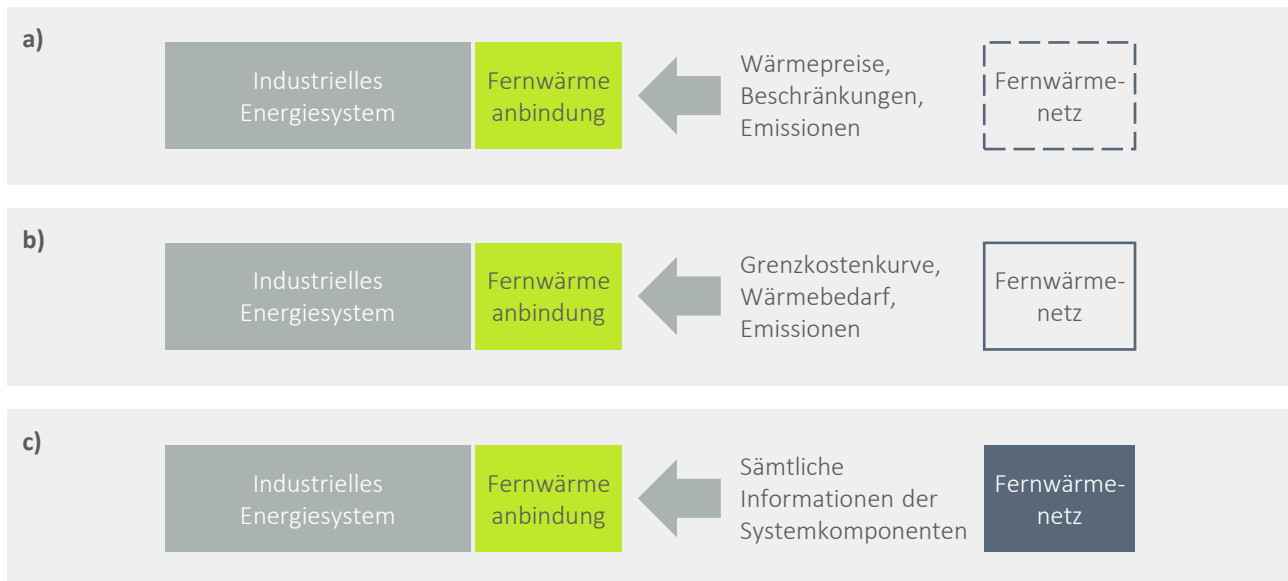


Abbildung 3.6: Systemgrenze und Informationsaustausch der Partizipationsmodelle. a: Vertraglich, b: Koordiniert, c: Kooperativ. FWA: Fernwärmeanbindung, IES: Industrielles Energiesystem. Basierend auf [Kohn23c].

sodass kein expliziter Wärmepreis benötigt wird [Kohn23b]. Im Folgenden werden die Partizipationsmodelle im Sinne der Einsatzplanung sowie deren Integration in die Investitions- und Einsatzplanung näher erläutert. Wichtige Eigenschaften sind in Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Vertraglich

Im vertraglichen Partizipationsmodell werden Wärmepreise in der Einsatzplanung als unelastische Parameter betrachtet, d. h. die Preise werden durch die Planung des Industrieunternehmens nicht beeinflusst. Wärmepreise können hierbei statisch oder dynamisch sein, z. B. kurzfristig abhängig von der Außentemperatur oder langfristig abhängig von einer Preisgleitformel. Weiterhin kann im vertraglichen Partizipationsmodell zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis unterschieden werden. Mittels Leistungspreis kann neben dem Liefermodell nach Können und Vermögen auch eine besicherte Lieferung abgebildet werden. Der Leistungspreis wird bei der besicherten Lieferung auf eine Mindestliefermenge angesetzt, die das industrielle Energiesystem vorhalten muss. Die Wärmemengen in der Einsatzplanung entscheidet das Industrieunternehmen anhand der Wärmepreise. Vorgaben zu spezifischen Emissionen bzw. Primärenergiefaktoren dürfen im Fernwärmenetz jedoch nicht überschritten werden und das Energieversorgungsunternehmen kann die thermische Leistung sowohl für Vertrieb und Bezug an der Wärmeübergabestation beschränken. Das Fernwärmenetz entscheidet die Einsatzplanung entsprechend nach der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems.

Um das vertragliche Partizipationsmodell in die Investitions- und Einsatzplanung in der Konzeptphase zu integrieren, werden die Wärmepreise als Parameter festgelegt, die zum Vertragsabschluss bekannt (vertraglich festgelegt oder prognostizierbar) und nicht veränderlich (unelastisch) sind. Somit wird die Energiebeschaffung am Fernwärmenetz prinzipiell analog zur Energiebeschaffung anderer Energieformen wie Strom und Gas behandelt. Es ist schließlich keine explizite Information oder Modellierung der Systemkomponenten des Fernwärmenetzes aus Sicht des Industrieunternehmens notwendig. Für eine umfassende Auswertung der Modelle

werden die beiden Systeme sequenziell, d. h. zuerst das industrielle Energiesystem mit Fernwärmeanbindung und anschließend das Fernwärmenetz, optimiert.

Koordinativ

Zur Berücksichtigung elastischer Wärmepreise in der Einsatzplanung wird das koordinative Partizipationsmodell im Sinne des Liefermodells der kompetitiven Einspeisung definiert. Es wird angenommen, dass der Wärmepreis in der Einsatzplanung des Fernwärmenetzes anhand des Wärmebedarfs und der Grenzkostenkurve aller Wärmeerzeuger bzw. Wärmequellen ermittelt wird. Die Preisbildung kann dabei über verschiedene Preismodelle als Grenz- oder Gestehungskosten kalkuliert werden [Fari22]; im Rahmen dieser Arbeit werden nur bilaterale Entscheidungsprozesse zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen und keine Wärmemärkte mit weiteren Parteien betrachtet. In der Einsatzplanung des koordinativen Partizipationsmodells beeinflusst das Industrieunternehmen den Wärmepreis durch die Fernwärmeanbindung, da die vertriebene sowie bezogene Wärmemengen die Grenzkostenkurve und den Gesamtwärmebedarf des Fernwärmenetzes verändern. In Anlehnung an [Mose20] wird hierbei davon ausgegangen, dass das Energieversorgungsunternehmen die Informationen über Grenzkostenkurve und Wärmebedarf mit dem Industrieunternehmen teilt. Das Industrieunternehmen muss dem Energieversorgungsunternehmen entsprechend mitteilen, welche Wärmemengen zu welchen Wärmepreisen vertrieben oder bezogen werden sollen. Der Entscheidungsprozess kann damit als Stackelberg-Spiel [Stac11] beschrieben werden: das Industrieunternehmen trifft eine Entscheidung welche Wärmemengen mit Wärmepreise übertragen werden sollen; das Energieversorgungsunternehmen entscheidet daraufhin, wie viel Wärme entsprechend gehandelt wird.

Zur Integration des koordinierten Partizipationsmodells in die Investitions- und Einsatzplanung wird ein bilevel-Problem aus Sicht des Industrieunternehmens erzeugt (Kapitel 2.4.2). Die Systemgrenze wird an der Wärmeübergabestation gezogen, es werden jedoch die Grenzkostenkurve sowie der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes als separates Problem mit eigener Zielfunktion integriert, sodass nur wirtschaftlich vorteilhafte Wärmemengen vom Energieversorgungsunternehmen angenommen werden. Das Industrieunternehmen kann hierzu Wärmemengen zu einem selbst gesetzten Wärmepreis in der Grenzkostenkurve platzieren und damit beziehen sowie vertreiben. Die Investitions- und Einsatzplanung antizipiert somit die Einsatzplanung innerhalb der Grenzkostenkurve und setzt diese ins Verhältnis zu den Investitionsentscheidungen. Die Modellierung des kooperativen Partizipationsmodells als Stackelberg-Spiel bietet die Möglichkeit, die maximalen erreichbaren Wärmepreise für das Industrieunternehmen zu ermitteln und somit die Verhandlungsposition des Industrieunternehmens gegenüber dem Energieversorgungsunternehmen zu stärken.

Kooperativ

Das kooperative Partizipationsmodell beschreibt eine gemeinsame Einsatzplanung von industriellem Energiesystem und Fernwärmenetz, sodass eine insgesamt optimale Planung durchgeführt werden kann. Anhand der Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung werden die Betriebskosten der gemeinsamen Einsatzplanung minimiert und entsprechende Einsparungen zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen geteilt. So kann z. B. das Pooling-Modell als Liefermodell abgebildet werden. Auch beim kooperativen Partizipationsmodell können die thermischen Leistungen der Wärmeübergabestation sowie spezifische Emissionen bzw. Primärenergiefaktoren beschränkt werden. Durch die integrierte Betrachtung müssen keine expliziten

Wärmepreise festgelegt werden, jedoch müssen bei der Aufteilung der Einsparungen entsprechend Mehraufwendungen im Betrieb im Vergleich zum Betrieb ohne Fernwärmeanbindung verrechnet werden. Eine Aufteilung der Gesamteinsparungen kann wie folgt ermittelt werden, der Anteil für die Aufteilung der Restmittel muss als Parameter entsprechend gewählt werden:

- Bestimmung der Betriebskosten beider Systeme ohne Fernwärmeanbindung und der gemeinsamen Betriebskosten mit Fernwärmeanbindung,
- Berechnung der zusätzlichen und eingesparten Betriebskosten für das industrielle Energiesystem und das Fernwärmenetz sowie der Gesamteinsparungen anhand Differenz zwischen Betriebskosten mit und ohne Fernwärmeanbindung,
- Verrechnung der zusätzlichen und eingesparten Betriebskosten mit Gesamteinsparungen sowie Aufteilung der übrigen Gesamteinsparungen auf Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen.

Um das kooperative Partizipationsmodell in die Investitions- und Einsatzplanung zu integrieren, müssen dem Industrieunternehmen sämtliche Information über das Fernwärmenetz vorliegen, also Zielfunktion, Entscheidungsmöglichkeiten und Kenngrößen der Systemkomponenten mit entsprechenden Systemmodellen und Datenmodellen. Die Zielfunktionen der beiden übergeordneten Systeme werden in eine gemeinsame Zielfunktion zusammengeführt und optimiert, sodass eine integrierte Optimierung durchgeführt wird. Durch die Gesamteinsparungen müssen in diesem Fall sowohl die Investitionsaufwendungen als auch Mehraufwendungen des Betriebs der Fernwärmeanbindung ausgeglichen werden, bevor die Einsparungen anteilig aufgeteilt werden. Der Anteil kann z. B. in Abhängigkeit der Gesamtinvestitionen gewählt werden.

Tabelle 3.5: Vergleich der Partizipationsmodelle bezogen auf Eigenschaften der Einsatzplanung. FWN: Fernwärmenetz, IES: industrielles Energiesystem. Basierend auf [Kohn23b].

	Vertraglich	Koordiniert	Kooperativ
Wärmepreis	Unelastisch, zu Vertragsabschluss	Elastisch, während Einsatzplanung	Kein Wärmepreis, nach Einsatzplanung
Wärmemenge	Entscheidung IES, dann Entscheidung FWN	Entscheidung FWN nach Mitteilung durch IES	Gemeinsame Entscheidung IES und FWN
Modelle	Können und Vermögen, Besichert	Kompetitive Einspeisung	Pooling-Modelle
Optimierung	Sequenziell, erst IES dann FWN	Bilevel, IES unter Berücksichtigung FWN	Integriert, gemeinsame Zielfunktion

3.3 Optimierungsmodell

Die Ziele und Handlungsmöglichkeiten innerhalb des qualitativen deskriptiven Modells werden als Optimierungsmodell umgesetzt, dessen Formalisierung²¹ im Folgenden beschrieben wird. Die Formalisierung mittels Methoden und Modellen der mathematischen Optimierung abstrahiert somit das deskriptive Modell [Sios17].

²¹ Es werden die mathematischen Gleichungen des Optimierungsmodells beschrieben, die auch durch den Lösungsalgorithmus gelöst werden. Mathematische Operationen zur Datenvorverarbeitung sowie zur Kennzahlbildung im Anschluss an die Lösungsfindung werden im Vorgehensmodell beschrieben (Kapitel 3.4).

3.3.1 Gesamtübersicht

Mathematische Optimierungsmodelle zur Planung von Energiesystemen sind im Allgemeinen aufwändig zu lösen. Optimierungsmodelle sollten sich daher auf problemrelevante Aspekte spezialisieren. Die Modellierung kann dabei zwar auf Teilaspekten bzw. Grundlagen von bewährten Modellen aufbauen, die umfassende Verwendung existierender Modelle mit ähnlichem Fokus führt jedoch zu einem vergrößerten Modellumfang, der Modelle unnötig komplex werden lässt [DeCa17]. Im deskriptiven Modell sind verschiedene problemrelevante Aspekte festgelegt, die in der Formalisierung des mathematischen Modells berücksichtigt werden, darunter:

- die Aufteilung der technischen Energiesystemgrenze in das industrielle Energiesystem mit Fernwärmeanbindung sowie das Fernwärmenetz,
- die Zielfunktion, Entscheidungsmöglichkeiten mit Differenzierung der Investitions- und Einsatzplanung sowie die technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen,
- die Integration und Differenzierung der Transformationsszenarien und Partizipationsmodelle.

Mit Orientierung an den Erläuterungen zum deskriptiven Modell sind die einzelnen Systemmodelle der Systemkomponenten innerhalb des Optimierungsmodells in die Grundmodelle der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems sowie die Grundmodelle der Investitionsplanung der Fernwärmeanbindung aufgeteilt (Abbildung 3.7). In der Einsatzplanung werden zunächst allgemeine Systemmodelle aufgeführt, während die Grundmodelle der Investitionsplanung spezifische Systemmodelle sowie die Wärmeübergabestation innerhalb der Fernwärmeanbindung mit Investitionsentscheidungen näher beschreiben. Zudem werden die Modelle zur Berücksichtigung von Transformationsszenarien sowie die Partizipationsmodelle zur Ausgestaltung der thermischen Energiebeschaffung und damit Berücksichtigung des Fernwärmenetzes als Anpassungen der Modelle der Investitions- und Einsatzplanung (Nebenbedingungen des gesamten Optimierungsmodells [Sios17]) sowie der allgemeinen Zielfunktion ergänzt. Die Systemmodelle der Investitions- und Einsatzplanung orientieren sich nicht an einer allgemeinen Superstruktur [Menc20] und können somit individuell für spezifische industrielle Energiesysteme eingesetzt werden, insbesondere für die Kaskadierung thermischer Netze [Kohn23d], verschiedene Varianten innerhalb der Fernwärmeanbindung, vorgegebene Partizipationsmodelle durch das Energieversorgungsunternehmen sowie gewünschte Abbildungen von Transformationsszenarien durch das industrielle Energiemanagement. Wie in [Baum20] sowie im Stand der Forschung (Kapitel 2.5) zusammengefasst, ist eine Modellierung basierend auf MILP-Modellen zur Optimierung von Energiesystemen weit verbreitet, da sie einen Kompromiss aus Modellgenauigkeit und Lösbarkeit darstellt. Daher orientieren sich die grundsätzlichen Systemmodelle innerhalb der Investitions- und Einsatzplanung sowie die Zielfunktion an den Optimierungsmodellen aus [Voll14; Thie17b; Baum20], ergänzt um Ansätze der bilevel-Optimierung aus [Leen22] (koordiniertes Partizipationsmodell) und der regret-Optimierung aus [Schw19] (Unsicherheit als Transformationsoptionen).

Hauptvariablen, -mengen, Nebenbedingungen und deren Semantik

Das Optimierungsmodell der Investitions- und Einsatzplanung dient der Optimierung von Investitionsentscheidungen der Fernwärmeanbindung unter Berücksichtigung der Einsatzentscheidungen des industriellen Energiesystems. Innerhalb der Systemgrenze des Optimierungsmodells werden Entscheidungsvariablen definiert, die diese Entscheidungsmöglichkeiten abbilden. Im

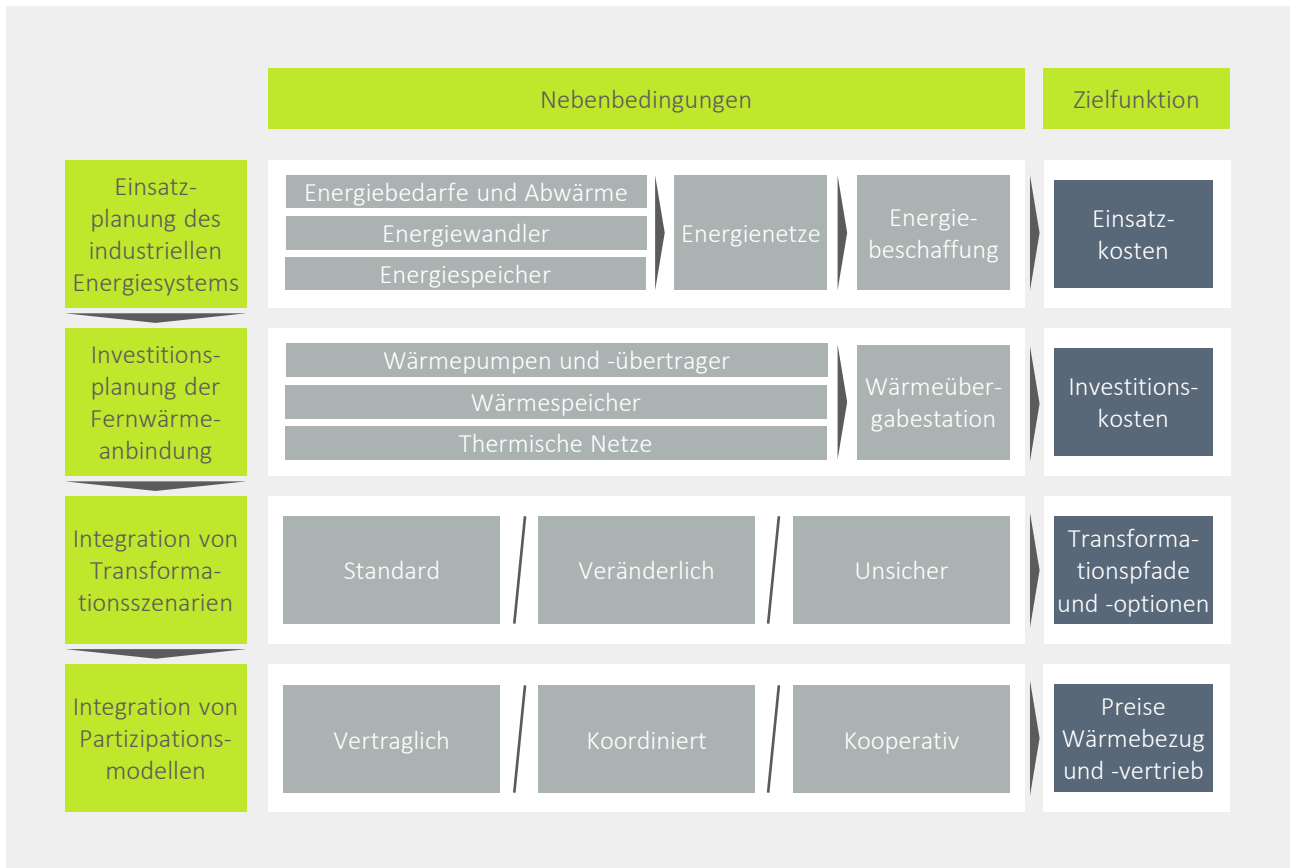


Abbildung 3.7: Übersicht zum Optimierungsmodell der Optimierungsmethodik.

Wesentlichen beinhalten die Entscheidungsvariablen der Einsatzplanung kontinuierliche Entscheidungen wie die energetische Leistung ($P \in \mathbb{R}_0^+$) und Energie ($E \in \mathbb{R}_0^+$) – bei thermischer Leistung wird $\dot{Q} \in \mathbb{R}_0^+$, bei thermischer Energie $Q \in \mathbb{R}_0^+$ verwendet – sowie binäre Einsatzentscheidungen des Schaltverhaltens von Systemkomponenten, z. B. ob eine Systemkomponente in einem Zeitschritt angeschaltet ist ($\delta^{\text{An}} \in \{0, 1\}$) bzw. angeschaltet wird ($\delta^{\text{Schalt}} \in \{0, 1\}$). Für Investitionsentscheidungen werden im Allgemeinen Nennleistungen ($\dot{Q}^{\text{Nenn}} \in \mathbb{R}_0^+$) und Nennkapazitäten ($Q^{\text{Nenn}} \in \mathbb{R}_0^+$) von thermischen Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung als Variablen definiert. Weiterhin werden binäre Investitionsentscheidungen als Kaufentscheidung ($\delta^{\text{Kauf}} \in \{0, 1\}$) sowie Kostenterme ($C \in \mathbb{R}$) und Emissionsterme ($E^{\text{CO}_2} \in \mathbb{R}$) abgebildet; die Zielfunktion wird als NPV ($NPV \in \mathbb{R}$) beschrieben.²²

Die Hauptmengen des Optimierungsmodells beinhalten einerseits die Mengen der verschiedenen Zeitskalen als Jahre \mathcal{J} , Perioden \mathcal{P} und Zeitschritte \mathcal{T} , andererseits die Systemmodelle der Systemkomponenten (Tabelle 3.2):²³

- Energienetze: \mathcal{N} ,
- Energiewandler: \mathcal{W} ,

²² Insgesamt werden Variablen kursiv und Parameter nicht kursiv geschrieben. Spezifikationen von Variablen und Parameter werden nicht kursiv hochgestellt, z. B. für die Beschreibung der Nennleistung, und Indizes als Verweise auf spezifische Mengen von Variablen und Parametern werden kursiv tiefgestellt.

²³ Durch hochgestellte Spezifikationen können Submengen beschrieben werden, z. B. Energiewandler der Fernwärmeanbindung \mathcal{W}^{FWA} , Energiespeicher des Fernwärmenetzes \mathcal{S}^{FWN} oder thermische Energienetze \mathcal{N}^{Th} .

- Abwärmequellen: \mathcal{Q} ,
- Energiebedarfe \mathcal{B} ,
- Energiebeschaffung der Energieform \mathcal{E}^{24} ,
- Energiespeicher \mathcal{S} .

Die Anzahl der Elemente einer Menge wird mit n und einer entsprechenden hochgestellten Spezifikation beschrieben, z. B. $n^{\mathcal{W}}$ als Anzahl der Energiewandler. Die Nebenbedingungen des Optimierungsmodells folgen einer allgemeinen Schreibweise wie in Gleichung 3.1 beispielhaft dargestellt [Thie17b]. In der Nebenbedingung muss h als Funktion der Energiemenge $E_{s,t}$ für jeden Speicher s der Menge \mathcal{S} und in jedem Zeitschritt t der Menge \mathcal{T} größer als Null sein, sodass $h : \mathbb{R}_0^+ \rightarrow \mathbb{R}$ gilt²⁵. Die Nebenbedingung könnte bedeuten, dass die Energiemenge jedes Energiespeichers in jedem Zeitschritt größer als Null sein muss.

$$h(E_{s,t}) \geq 0 \quad \forall s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (3.1)$$

Allgemeine Zielfunktion

Ziel und damit Zielfunktion der Investitions- und Einsatzplanung ist die Maximierung des Nettokapitalwerts NPV der Investition in eine Fernwärmeanbindung aus Industrieperspektive (Gleichung 3.2). Der NPV der Investition setzt sich aus den Investitionskosten der Fernwärmeanbindung $C^{\text{Inv,FWA}}$ sowie den Kosten der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems C^{Einsatz} zusammen. Die Kosten der Einsatzplanung werden hierbei in ein Verhältnis zu den Kosten der Einsatzplanung ohne Fernwärmeanbindung $C^{\text{Einsatz,ohneFWA}}$ gesetzt, sodass $NPV = 0$ gilt, wenn eine Investition keine positive oder negative Auswirkung hat bzw. keine Investitionsentscheidung getroffen wird. Der Betrachtungshorizont der Investition kann mehrere Jahre umfassen, sodass der Rentenbarwertfaktor RBF zur Abzinsung und Zusammenfassung zukünftiger Zahlungen, bestehend aus dem Betrachtungszeitraum $n^{\mathcal{J}}$ und kalkulatorischen Zinssatz z , eingesetzt wird (Gleichung 3.3²⁶) [Kons13].

$$\max NPV = -C^{\text{Inv,FWA}} + \text{RBF} \cdot (C^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C^{\text{Einsatz}}) \quad (3.2)$$

$$\text{RBF} := \frac{(1+z)^{n^{\mathcal{J}}} - 1}{z \cdot (1+z)^{n^{\mathcal{J}}}} \quad (3.3)$$

3.3.2 Grundmodell der Einsatzplanung

Das Grundmodell der Einsatzplanung enthält die Systemmodelle Energiebedarfe, Abwärmequellen, Energiewandler, -speicher, -netze und -beschaffung (Abbildung 3.8). Neben dem industriellen Energiesystem kann auch das Fernwärmenetz mit den Systemmodellen sowie einer

²⁴ Die Schnittstelle zum Fernwärmenetz als Energiebeschaffung von Wärme wird hier ausgeklammert, da diese in eigenen Modellen der Fernwärmeanbindung fokussiert wird.

²⁵ Für die folgenden Gleichungen wird im Text nicht mehr auf alle expliziten Mengen verwiesen, da dies über die gesetzten Indizes und Gleichungen erkenntlich ist.

²⁶ Um eine nicht-lineare Zielfunktion zu vermeiden, wird der RBF im mathematischen Modell als Parameter definiert, sodass Gleichung 3.3 vor dem Ausführen des Lösungsalgorithmus in die Zielfunktion eingesetzt wird; in den Gleichungen wird dies als Definition mit $:=$ dargestellt.

eigenen Zielfunktion, z. B. zur Abbildung einzelner Partizipationsmodelle oder Bewertung der Ergebnisse, modelliert werden. Im Folgenden werden die allgemeinen Systemmodelle dieser Komponenten aufgeführt, die zur generischen Beschreibung von (industriellen) Energiesystemen genutzt werden. Auf Basis dieser Systemmodelle können spezifische technische Komponenten, wie z. B. KWK-Anlagen als Energiewandler, abgeleitet werden. Die Einsatzkosten setzen sich aus vier Kostenarten zusammen (Gleichung 3.4): den energiebezogenen Kosten C^{Energie} , den Kosten einer internen und/oder externen CO_2 -Bepreisung C^{CO_2} , den betriebsbezogenen Kosten als Anschaltkosten C^{Schalt} sowie den Wartungskosten, die durch die Investition in die Fernwärmeanbindung entstehen $C^{\text{Wartung,FWA}}$ [Thie17b; Baum20; Dole21]. Schaltkosten werden über alle Energiewandler im industriellen Energiesystem mit der Fernwärmeanbindung errechnet. Die Wartungskosten sowie die energiebezogenen Kosten und Kosten der CO_2 -Bepreisung durch die Fernwärmeanbindung ($C^{\text{Energie,FWA}}$ und $C^{\text{CO}_2,\text{FWA}}$) werden in der Beschreibung der Grundmodelle der Investitionsplanung (Kapitel 3.3.3) erläutert.

$$C^{\text{Einsatz,IES}} = C^{\text{Energie}} + C^{\text{CO}_2} + C^{\text{Schalt}} + C^{\text{Wartung,FWA}} + C^{\text{Energie,FWA}} + C^{\text{CO}_2,\text{FWA}} \quad (3.4)$$

Energiebedarfe und Abwärmequellen

Energiebedarfe werden als Parameter angenommen und können entweder je individuellem Energieverbraucher aufsummiert oder direkt je Energienetz als $P_{b,p,t}$ zusammengefasst und entsprechend den Energienetzen über $P_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Aus}}$ in Gleichung 3.27 zugeordnet werden (Abbildung 3.8a).

Im Gegensatz zu Energiebedarfen können Abwärmequellen Wärmeleistung als Eingangsleistung in thermischen Energienetzen bereitstellen. Die abgegebene Abwärmeleistung einer Abwärmequelle wird als Parameter angenommen (Abbildung 3.8b), die Wärmeleistung für die verbundenen thermischen Energienetze kann jedoch entsprechend der drei Typen von Abwärmequellen (Kapitel 3.2.2) variieren [Kohn23d]. Zur Abbildung der drei Typen wird die Abwärmeleistung der Abwärmequelle $\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw}}$ in drei Terme einer Summe unterteilt (Gleichung 3.5). Die nutzbare Wärmeleistung $\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Nutz}}$ kann einem Wärmenetz entsprechend der vorhandenen Temperaturen zugeordnet werden, während die zu kühlende Wärmeleistung $\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Kühl}}$ einem Kältenetz zugeordnet werden muss. Hiermit ist sichergestellt, dass die nicht genutzte Abwärme auch gekühlt wird. Damit überschüssige Abwärme auch an die Umgebung abgegeben werden kann, wird die Verlustwärmeleistung $\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Verlust}}$ definiert. Über die Parameter $k_q^{\text{Abw,Nutz}}$, $k_q^{\text{Abw,Kühl}}$ und $k_q^{\text{Abw,Verlust}}$ kann der maximale Anteil der Abwärme angegeben werden, der genutzt werden kann, gekühlt werden muss oder an die Umgebung abgeführt wird (Gleichungen 3.6 - 3.8).

$$\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw}} = \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Nutz}} + \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Kühl}} + \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Verlust}} \quad \forall q \in \mathcal{Q}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.5)$$

$$\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Nutz}} \leq \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw}} \cdot k_q^{\text{Abw,Nutz}} \quad \forall q \in \mathcal{Q}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.6)$$

$$\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Kühl}} \leq \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw}} \cdot k_q^{\text{Abw,Kühl}} \quad \forall q \in \mathcal{Q}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.7)$$

$$\dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw,Verlust}} \leq \dot{Q}_{q,p,t}^{\text{Abw}} \cdot k_q^{\text{Abw,Verlust}} \quad \forall q \in \mathcal{Q}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.8)$$

Abbildung 3.9 stellt dar, wie die drei Typen von Abwärmequellen mit dem Systemmodell modelliert werden können. Die mathematische Formulierung wird ebenfalls für KWK-Anlagen als Energiewandler mit mehreren Wärmeleistungen verwendet (Kapitel A.2.1).

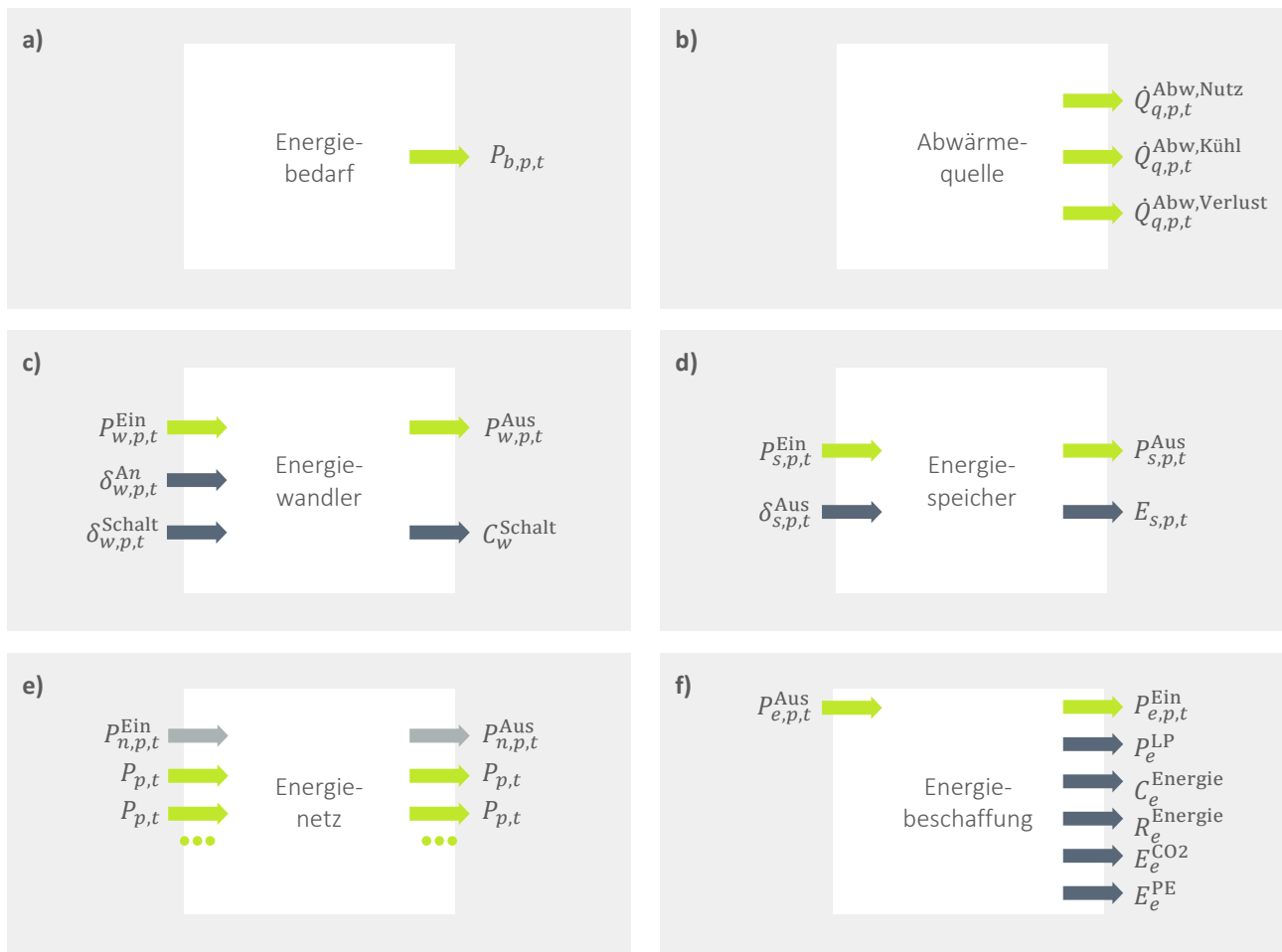


Abbildung 3.8: Systemmodelle der Einsatzplanung mit Eingangs- und Ausgangsvariablen. a: Energiebedarf, b: Abwärmquelle, c: Energiewandler, d: Energiespeicher, e: Energienetz, f: Energiebeschaffung. Grüne Pfeile: Variablen, die mit anderen Systemkomponenten gekoppelt sind. Erläuterung der Variablen im Text.

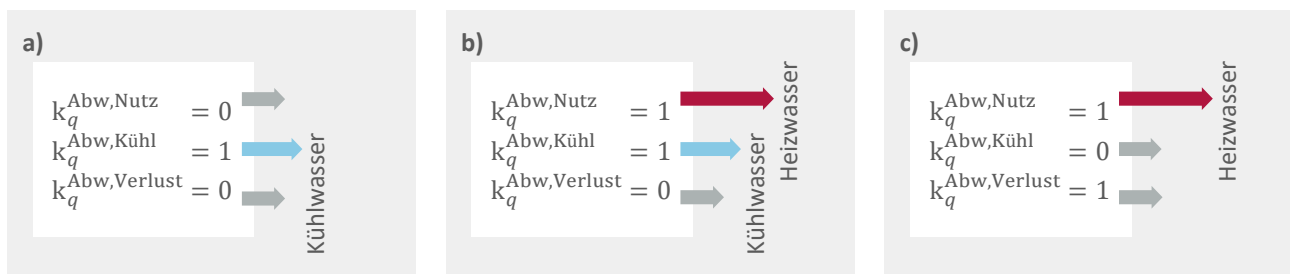


Abbildung 3.9: Anpassung des Systemmodells der Abwärme in Abhängigkeit des Abwärmetyps. Formelzeichen im Text.

Energiewandler

Im Allgemeinen können Energiewandler eine oder mehrere Energieformen in eine oder mehrere andere Energieformen unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden wandeln (Kapitel 2.2). Zur Erläuterung der allgemeinen Funktionsweise der Systemmodelle von Energiewandlern sowie zur Berücksichtigung von Teillastverhalten [Voll14] wird im Folgenden das generische Modell eines Energiewandlers mit einer eingehenden Energieform und einer ausgehenden Energieform beschrieben (Abbildung 3.8c). Für die Einsatzplanung eines Energiewandlers wird die energetische Eingangsleistung $P_{w,p,t}^{\text{Ein}}$ mittels Wirkungsgrad η_w in die energetische Ausgangsleistung $P_{w,p,t}^{\text{Aus}}$ als Energiebilanz²⁷ umgerechnet (Gleichung 3.9). Weiterhin wird die Ausgangsleistung des Energiewandlers mit der Nennleistung P_w^{Nenn} sowie mit einem Mindestteillastfaktor $x_w^{\text{TL,Min}}$ beschränkt (Gleichung 3.10). Die Entscheidungsvariable $\delta_{w,p,t}^{\text{An}}$ beschreibt hierbei, ob der Energiewandler angeschaltet ist ($\delta_{w,p,t}^{\text{An}} = 1$), oder nicht ($\delta_{w,p,t}^{\text{An}} = 0$).

$$P_{w,p,t}^{\text{Aus}} = \eta_w \cdot P_{w,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.9)$$

$$x_w^{\text{TL,Min}} \cdot \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot P_w^{\text{Nenn}} \leq P_{w,p,t}^{\text{Aus}} \leq \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot P_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.10)$$

Energiewandler zeigen in der Regel eine Veränderung der Wirkungsgrade unter Teillast [Bles17]. Zur Berücksichtigung auch nicht-linearen Teillastverhaltens wird eine stückweise Linearisierung mittels SOS2-Menge [Kall13] des Verhaltens zwischen Mindestleistung und Nennleistung umgesetzt (Abbildung 3.10a). Hierzu werden ein Teillastfaktor $x_{w,p,t}^{\text{TL}}$, als Verhältnis zwischen Ausgangsleistung und Nennleistung des Energiewandlers, und ein Leistungsfaktor $x_{w,p,t}^{\text{LF}}$, als Verhältnis von Eingangsleistung und Nennleistung (verrechnet mit dem Nennwirkungsgrad), unterschieden (Gleichungen 3.11 und 3.12). Über die SOS2-Menge mit den Variablen $\gamma_{w,p,t,h}$ und entsprechenden Stützstellen h der Menge \mathcal{H} für den Teillastfaktor $\hat{x}_{w,h}^{\text{TL}}$ und Leistungsfaktor $\hat{x}_{w,h}^{\text{LF}}$ werden Teillast- und Leistungsfaktor miteinander verknüpft. Es werden dazu maximal zwei nebeneinanderliegende Variablen der SOS2-Menge ausgewählt und ungleich 0 sowie in Summe 1 gesetzt (Gleichungen 3.13 - 3.16), sodass ein Punkt auf den Linearisierungen der Teillast bestimmt wird (Abbildung 3.10a).

$$x_{w,p,t}^{\text{TL}} = \frac{P_{w,p,t}^{\text{Aus}}}{P_w^{\text{Nenn}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.11)$$

$$x_{w,p,t}^{\text{LF}} = \frac{\eta_w \cdot P_{w,p,t}^{\text{Ein}}}{P_w^{\text{Nenn}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.12)$$

$$x_{w,p,t}^{\text{TL}} = \sum_{h \in \mathcal{H}} \gamma_{h,w,p,t} \cdot \hat{x}_{w,h}^{\text{TL}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.13)$$

$$x_{w,p,t}^{\text{LF}} = \sum_{h \in \mathcal{H}} \gamma_{h,w,p,t} \cdot \hat{x}_{w,h}^{\text{LF}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.14)$$

$$0 \leq \gamma_{w,p,t,h} \leq 1 \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T}, h \in \mathcal{H} \quad (3.15)$$

$$\sum_{h \in \mathcal{H}} \gamma_{w,p,t,h} = 1 \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.16)$$

²⁷ Da diskrete und quasistationäre Zeitschritte betrachtet werden, kann hier, sowie in den folgenden Energiebilanzen, die energetische Leistung genutzt werden; andernfalls müsste eine Energiebilanz auf Basis von Energiemengen [Baeh12] aufgestellt werden.

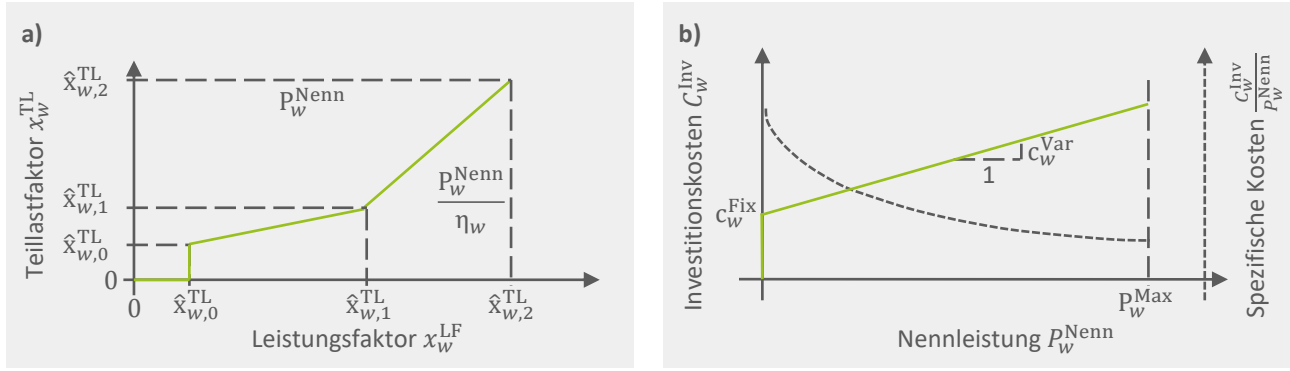


Abbildung 3.10: Spezifische Modellierungsansätze. a: Teillast, b: Investition am Beispiel einer Nennleistung. Formelzeichen im Text.

Weiterhin wird über $\delta_{w,p,t}^{Schalt}$ beschrieben, ob in einem Zeitschritt ein Energiewandler angeschaltet wird ($\delta_{w,p,t}^{Schalt} = 1$), oder nicht ($\delta_{w,p,t}^{Schalt} = 0$) (Gleichung 3.17). So können betriebsbedingte Kosten des Schaltverhaltens der Energiewandler C_w^{Schalt} sowie im gesamten industriellen Energiesystem C^{Schalt} über den spezifischen Kostenfaktor c_w^{Schalt} aufsummiert und der Zielfunktion zugeordnet werden (Gleichungen 3.18 und 3.19) [Thie17b]. Da das Optimierungsmodell repräsentative Perioden betrachtet, muss bei der Aufsummierung der Schaltkosten über die Perioden auch die Gewichtung der Perioden mit dem Gewichtungsfaktor w_p berücksichtigt werden.

$$\delta_{w,p,t+1}^{Schalt} \geq \delta_{w,p,t+1}^{An} - \delta_{w,p,t}^{An} \quad \forall w \in \mathcal{W}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.17)$$

$$C_w^{Schalt} = \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \delta_{w,p,t}^{Schalt} \cdot c_w^{Schalt} \quad \forall w \in \mathcal{W} \quad (3.18)$$

$$C^{Schalt} = \sum_{w \in \mathcal{W}} C_w^{Schalt} \quad (3.19)$$

Auf Basis des generischen Systemmodells der Energiewandler können verschiedene technische Komponenten abgebildet werden, so auch gekoppelte Energiewandler mit Kopplung wie KWK, Kreisprozessen oder zur Wärmeübertragung. Tabelle 3.6 gibt eine Übersicht über die spezifischen Modelle mit den entsprechenden Energieformen der Eingangs- und Ausgangsleistungen, die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzt wurden und verwendet werden. Die Systemmodelle dieser Komponenten werden in Anhang A.2.1 aufgeführt; Wärmepumpen und Wärmeübertrager werden zudem als Teil der Fernwärmeanbindung mit Investitionsentscheidung in Kapitel 3.3.3 beschrieben.

Energiespeicher

Mit Energiespeichern kann überschüssige Energie über Zeitschritte hinweg zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder genutzt werden; es findet folglich eine Kopplung der Zeitschritte statt. Gleichung 3.20 beschreibt die Energiebilanz des Systemmodells Energiespeicher. Die Energiemenge eines Speichers im Folgezeitschritt $E_{s,p,t+1}$ errechnet sich aus der Energiemenge im aktuellen Zeitschritt unter Berücksichtigung von Verlusten, abhängig der Kapazität im Speicher und dem Verlustkoeffizient $k_s^{Verlust}$, sowie der eingespeicherten ($P_{s,p,t}^{Ein}$) und ausgespeicherten ($P_{s,p,t}^{Aus}$) Leistung über die Zeitdauer eines Zeitschrittes Δt . Bei Einspeicherung und Ausspeicherung wird zudem ein Wirkungsgrad des Energiespeichers η_s zur Modellierung

Tabelle 3.6: Energiewandler der Einsatzplanung zur Modellierung multi-modaler Energiesysteme.
 BHKW: Blockheizkraftwerk, GUD: Gas- und Dampfturbine, KWK:
 Kraft-Wärme-Kopplung.

Energiewandler	Eingangsleistung	Ausgangsleistung
Kessel	Gas oder Strom	Wärme
KWK-Anlage (GUD, BHKW)	Gas	Strom und Wärme
Brennstoffzelle	Wasserstoff	Strom und Wärme
Elektrolyseur	Strom	Wasserstoff und (Ab-)Wärme
Druckluftkompressor	Strom	Druckluft und (Ab-)Wärme
(Kompressions-)Wärmepumpe	Strom	Wärme und Kälte
Kompressionskältemaschine	Strom	Kälte und (Ab-)Wärme
Trockenkühler	Strom	Kälte
Hybrid-/Nasskühlturm	Strom und Wasser	Kälte
Wärmeübertrager	Wärme oder Kälte	Wärme oder Kälte

von Verlustleistungen verrechnet. Weiterhin ist die Energiemenge im Speicher auf eine maximale Energiemenge als Nennkapazität E_s^{Nenn} beschränkt (Gleichung 3.21). Da im Rahmen dieser Arbeit repräsentative Perioden betrachtet werden, wird die Energiemenge zu Beginn $E_{s,p,1}$ und zum Ende $E_{s,p,n\tau}$ einer Periode gleichgesetzt (Gleichung 3.22) [Wirt20]. Weiterhin wird mit den Gleichungen 3.23 und 3.24 sichergestellt, dass in einem Zeitschritt nur ein- oder ausgespeichert werden kann ($\delta_{s,p,t}^{\text{Aus}} = 0$ bzw. $\delta_{s,p,t}^{\text{Aus}} = 1$) sowie die maximale Einspeicher- und Ausspeicherleistung durch die Koeffizienten k_s^{Ein} und k_s^{Aus} bezogen auf die Kapazität des Energiespeichers beschränkt wird.

$$E_{s,p,t+1} = \left(1 - k_s^{\text{Verlust}} \cdot \Delta t\right) \cdot E_{s,p,t} + \Delta t \cdot \left(P_{s,p,t}^{\text{Ein}} \cdot \eta_s - \frac{P_{s,p,t}^{\text{Aus}}}{\eta_s}\right) \quad \forall s \in \mathcal{S}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.20)$$

$$E_{s,p,t} \leq E_s^{\text{Nenn}} \quad \forall s \in \mathcal{S}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.21)$$

$$E_{s,p,1} = E_{s,p,n\tau} \quad \forall s \in \mathcal{S}, p \in \mathcal{P} \quad (3.22)$$

$$P_{s,p,t}^{\text{Ein}} \leq k_s^{\text{Ein}} \cdot E_s^{\text{Nenn}} \cdot \left(1 - \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}}\right) \quad \forall s \in \mathcal{S}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.23)$$

$$P_{s,p,t}^{\text{Aus}} \leq k_s^{\text{Aus}} \cdot E_s^{\text{Nenn}} \cdot \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}} \quad \forall s \in \mathcal{S}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.24)$$

Die Gleichungen können für verschiedene Typen von Energiespeichern verwendet werden, darunter z. B. für Batterie-, Druckluft- oder Wasserstoffspeicher. Thermische Energiespeicher basieren auch auf dem Grundmodell, werden zudem jedoch mit Volumen und Temperaturen abgebildet. Die Anpassung des Grundmodells zu thermischen Energiespeichern ist in Anhang A.2.2 aufgeführt.

Energienetze

Energienetze dienen der Kopplung aller Systemkomponenten. In Optimierungsmodellen, die mit einer Superstruktur arbeiten, werden Energienetze häufig als Knotenpunkte über eine Energiebilanz [Baeh12] dargestellt, z. B. in [Voll14; Thie17b; Baum20]. Da die industriellen Energiesysteme individuell mit beliebig vielen Energienetzen zusammengestellt werden, werden Energienetze im Rahmen dieser Arbeit als eigenständiges Systemmodell abgebildet. Aufgrund der Fokussierung auf die Fernwärmeanbindung wird die Topologie der Einsatzplanung vorhan-

dener Energienetze vernachlässigt und analog zu [Voll14; Thie17b; Baum20] als Energiebilanz abgebildet; der Energieverlust innerhalb eines Energienetzes kann jedoch abgebildet und über vorhandene Daten abgeschätzt werden. Im Systemmodell wird die Eingangsleistung $P_{n,p,t}^{\text{Ein}}$ und die Ausgangsleistung $P_{n,p,t}^{\text{Aus}}$ ins Verhältnis gesetzt; mittels Verlustkoeffizient k_n^{Verlust} kann der Energieverlust von Energienetzen abgebildet werden (Gleichung 3.25). Eingangs- und Ausgangsleistung eines Energienetzes werden über alle energetischen Leistungen von Systemmodellen, die dem Energienetz als Eingangs- oder Ausgangsleistung zugeordnet werden ($P_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Ein}}$ und $P_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Aus}}$), aufsummiert (Gleichungen 3.26 und 3.27). Die Ausgangsleistung des Energienetzes ist zudem auf ein Maximum als Nennleistung des Energienetzes P_n^{Nenn} beschränkt (Gleichung 3.28).

$$P_{n,p,t}^{\text{Aus}} = (1 - k_n^{\text{Verlust}}) \cdot P_{n,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall n \in \mathcal{N}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.25)$$

$$P_{n,p,t}^{\text{Ein}} = \sum_{P_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Ein}}} P_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.26)$$

$$P_{n,p,t}^{\text{Aus}} = \sum_{P_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Aus}}} P_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.27)$$

$$P_{n,p,t}^{\text{Aus}} \leq P_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.28)$$

Die Gleichungen können für verschiedene Typen von Energienetzen verwendet werden, darunter z. B. für Strom, Gas oder Wasserstoff. Thermische Energienetze (Wärme- und Kältenetze) basieren auf dem Modell, werden jedoch mit Volumenstrom sowie Vor- und Rücklauf-temperatur abgebildet. Die Anpassung des Grundmodells zu thermischen Energienetzen ist in Anhang A.2.2 aufgeführt.

Energiebeschaffung

Das Systemmodell der Energiebeschaffung beschreibt die Schnittstelle mit umliegenden Energiesystemen, z. B. dem Stromnetz oder dem Gasnetz. An den Schnittstellen kann Energie bezogen bzw. eingekauft und vertrieben bzw. verkauft werden. Durch den Energiebezug und -vertrieb entstehen Kosten C_e^{Energie} und Einnahmen R_e^{Energie} je Energieform, die zu den energiebezogenen Kosten C^{Energie} des industriellen Energiesystems aufsummiert werden (Gleichung 3.29).

Die energiebezogenen Kosten werden in Kosten der bezogenen Energiemenge und leistungsbezogene Kosten aufgeteilt (Gleichung 3.30). Die leistungsbezogenen Kosten errechnen sich aus der im Basisjahr maximal bezogenen energetischen Leistung P_e^{LP} und einem entsprechenden Leistungspreis c_e^{LP} . Die Kosten für die bezogene Energiemenge werden mit einem Arbeitspreis $c_{e,p,t}^{\text{AP}}$ und der bezogenen Leistung $P_{e,p,t}^{\text{Ein}}$ je Zeiteinheit Δt kalkuliert und über Zeitschritte und Perioden, mit entsprechendem Gewichtungsfaktor w_p , aufsummiert. Zur Berechnung der leistungsbezogenen Kosten wird die maximale Leistung über Gleichung 3.32 auf den höchsten Wert des Basisjahres gesetzt. Weiterhin kann die bezogene Leistung auf $P_e^{\text{Nenn, Ein}}$ beschränkt werden (Gleichung 3.33). Die Einnahmen aus dem Vertrieb von Energie werden ebenfalls über einen Arbeitspreis $r_{e,p,t}^{\text{AP}}$ und die entsprechende energetische Leistung $P_{e,p,t}^{\text{Aus}}$ je Zeiteinheit berechnet (Gleichung 3.31) und die Leistung auf eine maximale Leistung $P_e^{\text{Nenn, Aus}}$ beschränkt (Gleichung 3.34). Die Kostenfaktoren können neben den direkten Kosten für Energie auch Steuern und Abgaben enthalten.

$$C^{\text{Energie}} = \sum_{e \in \mathcal{E}} (C_e - R_e) \quad (3.29)$$

$$C_e^{\text{Energie}} = c_e^{\text{LP}} \cdot P_e^{\text{LP}} + \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{e,p,t}^{\text{AP}} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall e \in \mathcal{E} \quad (3.30)$$

$$R_e^{\text{Energie}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} r_{e,p,t}^{\text{AP}} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Aus}} \quad \forall e \in \mathcal{E} \quad (3.31)$$

$$P_{e,p,t}^{\text{Ein}} \leq P_e^{\text{LP}} \quad \forall e \in \mathcal{E}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.32)$$

$$P_{e,p,t}^{\text{Ein}} \leq P_e^{\text{Nenn,Ein}} \quad \forall e \in \mathcal{E}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.33)$$

$$P_{e,p,t}^{\text{Aus}} \leq P_e^{\text{Nenn,Aus}} \quad \forall e \in \mathcal{E}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.34)$$

Neben den Kosten aus dem Energiebezug werden über die Energiebeschaffung auch die Emissionen des industriellen Energiesystems berechnet und bepreist. Die emissionsbedingten Kosten C^{CO_2} werden über einen CO_2 -Preis c^{CO_2} mit den Emissionen jeder Energieform $E_e^{\text{CO}_2}$ verrechnet (Gleichung 3.35).²⁸ Die Emissionen werden dazu über die bezogene Energie aufsummiert und mit entsprechenden spezifischen CO_2 -Faktoren $f_e^{\text{CO}_2}$ berechnet. Weiterhin wird vertriebene Energie durch die Verdrängung mit einem entsprechenden Gutschriftsfaktor $f_e^{\text{CO}_2, \text{Aus}}$ verrechnet (Gleichung 3.36). Neben den Emissionen werden im Kontext der Fernwärmenetze auch analog der Primärenergiebedarf berechnet (Gleichung 3.37). Hierzu werden entsprechend Primärenergiefaktoren der Energieformen genutzt ($f_{e,p,t}^{\text{PE}}$ und $f_{e,p,t}^{\text{PE,Aus}}$).

$$C^{\text{CO}_2} = c^{\text{CO}_2} \cdot \sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{CO}_2} \quad (3.35)$$

$$E_e^{\text{CO}_2} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{e,p,t}^{\text{CO}_2} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Ein}} - f_{e,p,t}^{\text{CO}_2, \text{Aus}} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Aus}} \right) \quad \forall e \in \mathcal{E} \quad (3.36)$$

$$E_e^{\text{PE}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{e,p,t}^{\text{PE}} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Ein}} - f_{e,p,t}^{\text{PE,Aus}} \cdot P_{e,p,t}^{\text{Aus}} \right) \quad \forall e \in \mathcal{E} \quad (3.37)$$

3.3.3 Grundmodell der Investitionsplanung

Das Grundmodell der Investitionsplanung enthält die Systemmodelle Wärmepumpen und Wärmeübertrager, Wärmespeicher, thermische Netze sowie die Wärmeübergabestation zur Abbildung der Fernwärmeanbindung (Abbildung 3.11). Die Investitionskosten der Fernwärmeanbindung $C^{\text{Inv,FWA}}$ setzen sich entsprechend aus den Investitionskosten der Energiewandler C_w^{Inv} (Wärmepumpen und Wärmeübertrager), der Wärmespeicher C_s^{Inv} , der thermischen Netze C_n^{Inv} und der Wärmeübergabestation $C^{\text{Inv,WÜS}}$ zusammen (Gleichung 3.38). Zudem kann für die Investitionskosten eine Förderung, z. B. durch staatliche Förderprogramme, mit dem Fördersatz $\alpha^{\text{Förderung}}$ eingerechnet werden.

$$C^{\text{Inv,FWA}} = \left(C^{\text{Inv,WÜS}} + \sum_{n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}} C_n^{\text{Inv}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWA}}} C_w^{\text{Inv}} + \sum_{s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}} C_s^{\text{Inv}} \right) \cdot (1 - \alpha^{\text{Förderung}}) \quad (3.38)$$

²⁸ Die Parametrisierung des CO_2 -Preises kann externe Regulatorik oder interne Preissetzungen enthalten.

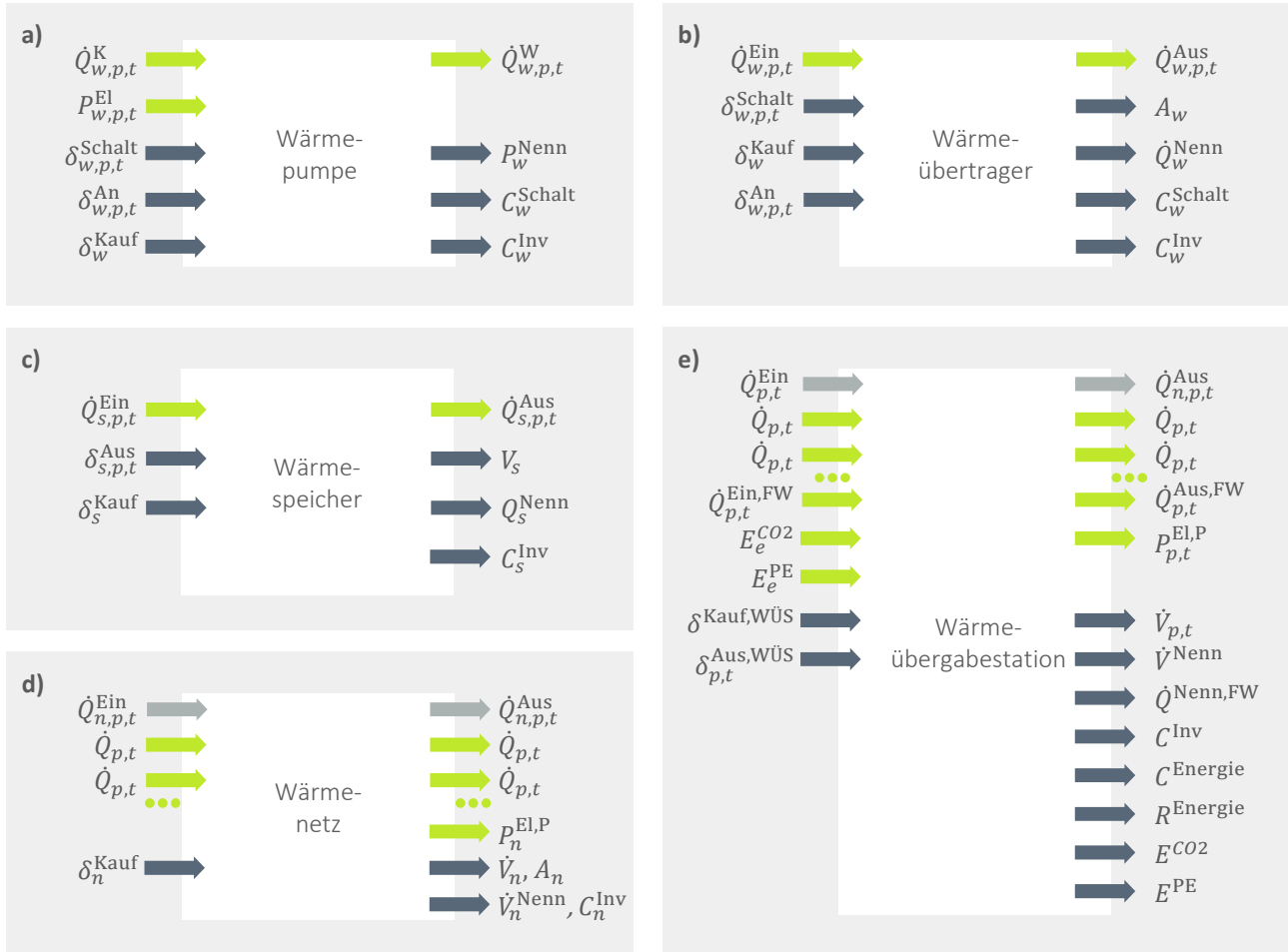


Abbildung 3.11: Systemmodelle der Investitionsplanung mit Eingangs- und Ausgangsvariablen. a: Wärmepumpe, b: Wärmeübertrager, c: Wärmespeicher, d: Wärmenetz, e: Wärmeübergabestation. Grüne Pfeile: Variablen, die mit anderen Systemkomponenten gekoppelt sind. Auf den Index WÜS wird in der Darstellung zur Wärmeübergabestation verzichtet. Erläuterung der Variablen im Text.

Weiterhin werden mittels spezifischen Wartungskosten $c^{Wartung}$ betriebsunabhängige Wartungskosten bezogen auf die Investitionskosten integriert (Gleichung 3.39). Die Kosten für die Energiebeschaffung der Fernwärmeanbindung $C^{Energie,FWA}$ errechnen sich analog zu Gleichung 3.29 über die wärmebezogenen Kosten $C^{Energie,WÜS}$ und Einnahmen $R^{Energie,WÜS}$ an der Wärmeübergabestation (Gleichung 3.40). Zudem werden Emissionen über die Wärmeübergabestation $E^{CO2,WÜS}$ ebenfalls mit dem CO_2 -Preis zu den CO_2 -Kosten der Fernwärmeanbindung $C^{CO2,FWA}$ verrechnet (Gleichung 3.41).

$$C^{Wartung,FWA} = c^{Wartung} \cdot C^{Inv,FWA} \quad (3.39)$$

$$C^{Energie,FWA} = C^{Energie,WÜS} - R^{Energie,WÜS} \quad (3.40)$$

$$C^{CO2,FWA} = c^{CO2} \cdot E^{CO2,WÜS} \quad (3.41)$$

Wärmepumpen und Wärmeübertrager

Als Energiewandler werden in der Investitionsplanung Wärmepumpen und Wärmeübertrager zur Kopplung von Wärmequellen und -senken betrachtet (Abbildung 3.11a+b). Wärmepumpen können Wärme eines kälteren Mediums nutzen und einem höheren Medium zuführen. Wärmeübertrager werden verwendet, um Wärme eines wärmeren Mediums einem kälteren Medium zuzuführen (Kapitel 2.2.2). Im Kontext der Fernwärmeanbindung können so verschiedene Systemkomponenten, insbesondere thermische Netze, miteinander gekoppelt werden.

Wärmepumpen werden als Kompressionswärmepumpen modelliert, sodass sich die Wärmeleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^W$ aus dem COP ($\text{COP}_{w,p,t}$) und der elektrischen Leistung $P_{w,p,t}^{\text{El}}$ ergibt (Gleichung 3.42). Die Kälteleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^K$ ergibt sich wiederum aus der Energiebilanz des Systems (Gleichung 3.43). Der COP $\text{COP}_{w,p,t}$ wird als Parameter über den Carnot-Wirkungsgrad $\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}$ und einen technischen Wirkungsgrad η_w^{Tech} definiert (Gleichung 3.44) [Baum20]. $\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}$ wird über die Temperaturen der Kalt- und Warmseite, also den Temperaturen der angeschlossenen thermischen Netze berechnet (Gleichung 3.45) [Baeh12]. Weiterhin wird die Nennleistung und Mindestleistung – hier bezogen auf die elektrische Eingangsleistung – beschränkt (Gleichung 3.46). Hier wird die Nennleistung P_w^{Nenn} zur Dimensionierung als Variable definiert. Weiterhin werden auch für die Wärmepumpen der Investitionsplanung Schaltzustände für die betriebsabhängigen Wartungskosten berechnet (Gleichung 3.47).

$$\dot{Q}_{w,p,t}^W = \text{COP}_{w,p,t} \cdot P_{w,p,t}^{\text{El}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.42)$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^W = P_{w,p,t}^{\text{El}} + \dot{Q}_{w,p,t}^K \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.43)$$

$$\text{COP}_{w,p,t} := \frac{\eta_w^{\text{Tech}}}{\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.44)$$

$$\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}} := \frac{T_{w,p,t}^{\text{VL,W}} - T_{w,p,t}^{\text{VL,K}}}{T_{w,p,t}^{\text{VL,W}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.45)$$

$$x_w^{\text{TL,Min}} \cdot \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot P_w^{\text{Nenn}} \leq P_{w,p,t}^{\text{El}} \leq \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot P_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.46)$$

$$\delta_{w,p,t+1}^{\text{Schalt}} \geq \delta_{w,p,t+1}^{\text{An}} - \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.47)$$

Zur Kalkulation der Investitionskosten wird mit der Investitionsentscheidung δ_w^{Kauf} geprüft, ob eine Wärmepumpe gekauft wird ($\delta_w^{\text{Kauf}} = 1$), oder nicht ($\delta_w^{\text{Kauf}} = 0$). P_n^{Max} beschreibt dazu die maximale Nennleistung der Wärmepumpe (Gleichung 3.48). Die Investitionskosten für die Wärmepumpe ergeben sich schließlich aus fixen Kosten c_w^{Fix} als Nullpunkt bezogen auf die Investitionsentscheidung und variablen (spezifischen) Kosten c_w^{Var} als Steigung bezogen auf die Nennleistung bzw. Dimensionierung nach [Thie17b] (Gleichung 3.49). Durch die Kombination aus fixen und variablen Kosten fallen so die spezifischen Kosten als Kurve, wodurch Skaleneffekte größerer Wärmepumpen abgebildet werden können (Abbildung 3.10b). Dieses Prinzip wird ebenfalls auf die Investitionsentscheidungen der weiteren Systemkomponenten angewandt.

$$P_w^{\text{Nenn}} \leq P_w^{\text{Max}} \cdot \delta_w^{\text{Kauf}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}} \quad (3.48)$$

$$C_w^{\text{Inv}} = c_w^{\text{Fix}} \cdot \delta_w^{\text{Kauf}} + c_w^{\text{Var}} \cdot P_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}} \quad (3.49)$$

Im Systemmodell der Wärmeübertrager wird thermische Leistung einem wärmeren Medium entzogen $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Ein}}$ und einem kälteren Medium $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Aus}}$ zugeführt. Die thermischen Leistungen wer-

den über einen technischen Wirkungsgrad η_w^{Tech} bilanziert (Gleichung 3.50) und die maximale thermische Leistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Nenn}}$ wird aus der Wärmeübertragungsfläche A_w sowie dem Wärmedurchgangskoeffizienten $k_w^{\text{WÜ}}$ und der logarithmischen Temperaturdifferenz $T_{w,p,t}^{\text{LMTD}}$ der zwei Medien berechnet (Gleichung 3.51). Die Temperaturparameter werden über die Gleichungen 3.52 - 3.54 definiert. Weiterhin werden auch für Wärmeübertrager eine Mindestlast definiert, die Nennleistung limitiert (Gleichung 3.55) und Schaltzustände für die betriebsabhängigen Wartungskosten berechnet (Gleichung 3.56).

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Aus}} = \eta_w^{\text{Tech}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.50)$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Nenn}} = A_w \cdot k_w^{\text{WÜ}} \cdot T_{w,p,t}^{\text{LMTD}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.51)$$

$$T_{w,p,t}^{\text{LMTD}} := \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \Delta T_1 - \ln \Delta T_2} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.52)$$

$$\Delta T_1 := T_{w,p,t}^{\text{VL,W}} - T_{w,p,t}^{\text{RL,K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.53)$$

$$\Delta T_2 := T_{w,p,t}^{\text{RL,W}} - T_{w,p,t}^{\text{VL,K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.54)$$

$$x_w^{\text{TL,Min}} \cdot \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \leq \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Aus}} \leq \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \cdot \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.55)$$

$$\delta_{w,p,t+1}^{\text{Schalt}} \geq \delta_{w,p,t+1}^{\text{An}} - \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.56)$$

Analog zur Wärmepumpe wird in Gleichung 3.57 die Investitionsentscheidung δ_w^{Kauf} mittels maximaler Fläche A_w^{Max} berechnet. Die Investitionskosten für Wärmeübertrager ergeben sich wiederum aus fixen Kosten c_w^{Fix} bezogen auf die Investitionsentscheidung und variablen (spezi-fischen) Kosten c_w^{Var} bezogen auf die Querschnittsfläche bzw. Dimensionierung nach [Thie17b] (Gleichung 3.58).

$$A_w \cdot \leq A_w^{\text{Max}} \cdot \delta_w^{\text{Kauf}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}} \quad (3.57)$$

$$C_w^{\text{Inv}} = c_w^{\text{fix}} \cdot \delta_w^{\text{Kauf}} + c_w^{\text{var}} \cdot A_w \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WÜ}} \quad (3.58)$$

Durch die Investitionsentscheidungen und damit variablen Nennleistungen werden die Gleichungen 3.46 und 3.55 bilinear (Multiplikation von kontinuierlichen und binären Variablen). Damit wäre das mathematische Modell nicht mehr als MILP-Modell definierbar. Die Gleichungen werden daher mittels Reformulierung nach [Glov75] und der Hilfsvariable $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Hilf}}$ in lineare Gleichungen überführt (Gleichungen 3.59 - 3.61) – bei der Wärmepumpe mit $P_{w,p,t}^{\text{Hilf}}$ und den entsprechenden Variablen für die elektrische Leistung.

$$x_w^{\text{TL,Min}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Hilf}} \leq \dot{Q}_{w,p,t} \leq \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.59)$$

$$\dot{Q}_{w,p,t} \leq \dot{Q}_w^{\text{Max}} \cdot \delta_{w,p,t}^{\text{An}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.60)$$

$$\dot{Q}_w^{\text{Nenn}} - (1 - \delta_{w,p,t}^{\text{An}}) \cdot \dot{Q}_w^{\text{Max}} \leq \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Hilf}} \leq \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.61)$$

Wärmespeicher

Wärmespeicher der Investitionsplanung können an die thermischen Netze oder die Wärmeüber-gabestation angeschlossen werden (Abbildung 3.11c). Das Systemmodell des Wärmespeichers

basiert auf der Energiebilanz des generischen Energiespeichermodells (Kapitel 3.3.2) mit der Wärmemenge $Q_{s,p,t+1}$ und der thermischen Leistung zum Einspeichern $\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}}$ und Ausspeichern $\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}}$ (Gleichung 3.62). Die Wärmemenge im Wärmespeicher ist auf eine maximale Wärmekapazität Q_s^{Nenn} als Variable begrenzt (Gleichung 3.63). Q_s^{Nenn} ergibt sich über das Volumen V_s des Wärmespeichers, der Dichte ρ_s und Wärmekapazität c_p des Mediums im Wärmespeicher sowie der Differenz aus maximaler und minimaler Temperatur (T_s^{Max} und T_s^{Min}) im Wärmespeicher (Gleichung 3.64). Die Gleichungen 3.66 - 3.69 begrenzen analog zu den Gleichungen 3.23 - 3.24 die Einspeicher- und Ausspeicherleistung des Wärmespeichers mittels des Hilfsparameters der maximalen Nennkapazität Q_s^{Max} .

$$Q_{s,p,t+1} = \left(1 - k_{s,p,t}^{\text{Verlust}}\right) \cdot Q_{s,p,t} + \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}} \cdot \eta_s - \frac{\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}}}{\eta_s}\right) \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.62)$$

$$Q_{s,p,t} \leq Q_s^{\text{Nenn}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.63)$$

$$Q_s^{\text{Nenn}} = V_s \cdot \rho_s \cdot c_p \cdot \left(T_s^{\text{Max}} - T_s^{\text{Min}}\right) \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.64)$$

$$Q_{s,p,1} = Q_{s,p,n\mathcal{T}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P} \quad (3.65)$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}} \leq k_s^{\text{Aus}} \cdot Q_s^{\text{Nenn}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.66)$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}} \leq \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}} \cdot Q_s^{\text{Max}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.67)$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}} \leq k_s^{\text{Ein}} \cdot Q_s^{\text{Nenn}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.68)$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}} \leq (1 - \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}}) \cdot Q_s^{\text{Max}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.69)$$

Analog zu den Energiewandlern der Investitionsplanung wird in Gleichung 3.70 die Investitionsentscheidung δ_s^{Kauf} über das maximale Volumen V_s^{Max} berechnet. Die Investitionskosten für den Wärmespeicher ergeben sich wiederum aus fixen Kosten c_s^{Fix} bezogen auf die Investitionsentscheidung und variablen (spezifischen) Kosten c_s^{Var} bezogen auf das Volumen bzw. die Dimensionierung nach [Thie17b] (Gleichung 3.58).

$$V_s \leq V_s^{\text{Max}} \cdot \delta_s^{\text{Kauf}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}} \quad (3.70)$$

$$C_s^{\text{Inv}} = c_s^{\text{Fix}} \cdot \delta_s^{\text{Kauf}} + c_s^{\text{Var}} \cdot V_s \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{FWA}} \quad (3.71)$$

Thermische Netze

Die thermischen Netze der Fernwärmeanbindung dienen der Vernetzung der thermischen Netze des bestehenden industriellen Energiesystems mit der Wärmeübergabestation über Wärmeübertrager oder Wärmepumpen (Abbildung 3.11d). Die thermischen Netze werden analog zu den Energienetzen (Kapitel 3.3.2) bzw. thermischen Netzen (Anhang A.2.2) der Einsatzplanung mit eingehender und ausgehender thermischer Leistung ($\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}}$ und $\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}}$) bilanziert (Gleichungen 3.72 - 3.74).

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}} = (1 - k_n^{\text{Verlust}}) \cdot \dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.72)$$

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} = \sum_{\dot{Q}_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Ein}}} \dot{Q}_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.73)$$

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}} = \sum_{\dot{Q}_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Aus}}} \dot{Q}_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.74)$$

Die thermische Leistung wird über den Volumenstrom $\dot{V}_{n,p,t}$ des thermischen Netzes, die spezifische Wärmekapazität c_p und Dichte ρ_n des Mediums sowie die Temperaturdifferenz aus Vorlauf und Rücklauf berechnet (Gleichung 3.75). Es wird angenommen, dass die eingestellten Temperaturen für Vorlauf $T_{n,p,t}^{\text{VL}}$ und Rücklauf $T_{n,p,t}^{\text{RL}}$ im Vorfeld bekannt sind, jedoch über die Zeit dynamisch sein können. Über eine gegebene Druckhöhe der Pumpe bzw. deren Druckdifferenz Δp_n wird aus dem Volumenstrom und einem Wirkungsgrad der Pumpe η_n^{P} die elektrische Leistung der Pumpe $P_{n,p,t}^{\text{el,P}}$ im thermischen Energienetz approximiert (Gleichung 3.76) [Kons13]. Die Pumpenleistung muss entsprechend als Eingangsleistung dem Energienetz Strom zugeordnet werden. Der Volumenstrom wird zudem auf einen Nennvolumenstrom \dot{V}_n^{Nenn} beschränkt (Gleichung 3.77), aus dem wiederum die Querschnittsfläche der Rohre A_n über die Nennfließgeschwindigkeit v_n^{Nenn} kalkuliert wird (Gleichung 3.78). Die Abbildung thermodynamischer Zusammenhänge wird an dieser Stelle sehr vereinfacht umgesetzt, bietet so aber im Gegensatz zu anderen Ansätzen der Optimierung multi-modaler Energiesysteme wie [Voll14; Thie17b] die Möglichkeit, Beschränkungen des Volumenstroms sowie Pumpleistung zu berücksichtigen.

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} = \dot{V}_{n,p,t} \cdot \rho_n \cdot c_p \cdot (T_{n,p,t}^{\text{VL}} - T_{n,p,t}^{\text{RL}}) \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.75)$$

$$P_{n,p,t}^{\text{el,P}} = \frac{\dot{V}_{n,p,t} \cdot \Delta p_n}{\eta_n^{\text{P}}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.76)$$

$$\dot{V}_{n,p,t} \leq \dot{V}_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.77)$$

$$\dot{V}_n^{\text{Nenn}} = A_n \cdot v_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}} \quad (3.78)$$

Analog zu den anderen Systemmodellen der Investitionsplanung wird die Investitionsentscheidung δ_n^{Kauf} mittels maximalem Nennparameter, hier über den maximalen Volumenstrom \dot{V}_n^{Max} , berechnet (Gleichung 3.79). Die gesamten Investitionskosten eines thermischen Netzes C_n^{Inv} setzen sich schließlich aus fixen Kosten bei Investitionsentscheidung c_n^{Fix} , Kosten für Verlegearbeiten $c_n^{\text{Verlegung}}$ je Länge der Rohre l_n und Kosten für die Dimensionierung der Rohre c_n^{Rohr} über die Querschnittsfläche nach [Wirt20] sowie Kosten für die Pumpe c_n^{P} anhand des Nennvolumenstroms zusammen (Gleichung 3.80).

$$\dot{V}_n^{\text{Nenn}} \leq \dot{V}_n^{\text{Max}} \cdot \delta_n^{\text{Kauf}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}} \quad (3.79)$$

$$C_n^{\text{Inv}} = c_n^{\text{fix}} \cdot \delta_n^{\text{Kauf}} + c_n^{\text{Verlegung}} \cdot l_n + c_n^{\text{Rohr}} \cdot A_n + c_n^{\text{P}} \cdot \dot{V}_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{FWA}} \quad (3.80)$$

Wärmeübergabestation

Das Systemmodell der Wärmeübergabestation beinhaltet einerseits die Verbindung der verschiedenen thermischen Netze und andererseits die Schnittstelle zum Fernwärmenetz, sodass die

Wärmeübergabestation modellierungstechnisch als Kombination aus einem thermischen Netz und der Energiebeschaffung von Wärme aufgebaut ist (Abbildung 3.11e). Als thermisches Netz integriert das Systemmodell der Wärmeübergabestation die Gleichungen 3.72 - 3.79 mit der Spezifikation WÜS als hochgestellten Index sowie ohne e als Mengenverweis, so z. B. $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS}}$ für die eingehende Leistung. Die Leitungslänge und Querschnittsfläche und damit Fließgeschwindigkeit werden vernachlässigt bzw. in einen fixen Term integriert, da die Wärmeübergabestation nicht zur Überbrückung größerer Distanzen konzipiert ist. Für einen solchen Transport werden die thermischen Netze als Systemmodelle verwendet. Um die bidirektionale Übertragung von Wärme zu modellieren, werden die Temperaturen der Wärmeübergabestation ($T_{p,t}^{\text{VL,WÜS}}$ und $T_{p,t}^{\text{RL,WÜS}}$) identisch zu den Temperaturen im Fernwärmenetz ($T_{p,t}^{\text{VL,FWN}}$ und $T_{p,t}^{\text{RL,FWN}}$) gesetzt (Gleichungen 3.81 und 3.82).

$$T_{p,t}^{\text{VL,WÜS}} := T_{p,t}^{\text{VL,FWN}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.81)$$

$$T_{p,t}^{\text{RL,WÜS}} := T_{p,t}^{\text{RL,FWN}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.82)$$

$$(3.83)$$

Das Fernwärmenetz wird über die Energiebeschaffung als Systemmodell an die Wärmeübergabestation angebunden. Die thermische Leistung $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}}$ modelliert die vom Fernwärmenetz bezogene Wärmeleistung und wird entsprechend dem thermischen Netz der Wärmeübergabestation zugeführt. Die thermische Leistung $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}}$ beschreibt entsprechend die an das Fernwärmenetz übertragene Wärmeleistung und wird dem thermischen Netz der Wärmeübergabestation entzogen. An der Schnittstelle wird die übertragene Wärme als Kosten für den Wärmebezug $C^{\text{Energie,WÜS}}$ über einen Fernwärmebezugspreis $c_{p,t}^{\text{FW}}$ einerseits (Gleichung 3.84) sowie Einnahmen für den $R^{\text{Energie,WÜS}}$ über einen Fernwärmeeinspeisepreis $r_{p,t}^{\text{FW}}$ andererseits (Gleichung 3.85) ökonomisch bilanziert. Die Dimensionierung der Schnittstelle zum Fernwärmenetz wird über die Nennleistung der Wärmeübergabestation $\dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}}$ berechnet (Gleichungen 3.86 und 3.87). Neben der Berücksichtigung der Kaufentscheidung in den Gleichungen des thermischen Netzes wird die Kaufentscheidung $\delta^{\text{Kauf,WÜS}}$ auch über die maximal zu übertragene Leistung $\dot{Q}^{\text{Max,WÜS,FW}}$ modelliert (Gleichung 3.88). Über die Entscheidungsvariable $\delta_{p,t}^{\text{Aus,WÜS}}$ wird sichergestellt, dass Wärme bzw. thermische Leistung über die Wärmeübergabestation in einem Zeitschritt nur bezogen oder vertrieben werden kann.

$$C^{\text{Energie,WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} \quad (3.84)$$

$$R^{\text{Energie,WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} r_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \quad (3.85)$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} \leq \dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}} \cdot (1 - \delta_{p,t}^{\text{Aus,WÜS}}) \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.86)$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \leq \dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}} \cdot \delta_{p,t}^{\text{Aus,WÜS}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.87)$$

$$\dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}} \leq \dot{Q}^{\text{Max,WÜS,FW}} \cdot \delta^{\text{Kauf,WÜS}} \quad (3.88)$$

Aus der Kaufentscheidung $\delta^{\text{Kauf,WÜS}}$, der maximal zwischen Wärmeübergabestation und Fernwärmenetz übertragenen Wärmeleistung $\dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}}$ sowie dem maximalen Volumenstrom

über das thermische Netz der Wärmeübergabestation $\dot{V}^{\text{Nenn,WÜS}}$ ergeben sich mit den fixen und variablen Kosten ($c^{\text{Fix,WÜS}}$, $c^{\text{Var,WÜS,FW}}$ und $c^{\text{Var,Netz,WÜS}}$) die Gesamtinvestitionskosten der Wärmeübergabestation $C^{\text{Inv,WÜS}}$ (Gleichung 3.89).

$$C^{\text{Inv,WÜS}} = c^{\text{Fix,WÜS}} \cdot \delta^{\text{Kauf,WÜS}} + c^{\text{Var,WÜS,FW}} \cdot \dot{Q}^{\text{Nenn,WÜS,FW}} + c^{\text{Var,Netz,WÜS}} \cdot \dot{V}^{\text{Nenn,WÜS}} \quad (3.89)$$

Neben den energiebezogenen Kosten und Einnahmen sowie den Investitionskosten der Wärmeübergabestation wird auch die ökologische Bilanzierung in das Systemmodell integriert. Analog zum Systemmodell der Energiebeschaffung werden die Emissionen $E^{\text{CO}_2,\text{WÜS}}$ und der Primärenergiebedarf $E^{\text{PE,WÜS}}$ über die Wärmeübergabestation mittels CO_2 -Faktoren ($f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{FW}}$ und $f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{Aus,FW}}$) und Primärenergiefaktoren ($f_{p,t}^{\text{PE,FW}}$ und $f_{p,t}^{\text{PE,Aus,FW}}$) der Fernwärme berechnet (Gleichungen 3.90 und 3.91).

$$E^{\text{CO}_2,\text{WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} - f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{Aus,FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \right) \quad (3.90)$$

$$E^{\text{PE,WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{PE,FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} - f_{p,t}^{\text{PE,Aus,FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \right) \quad (3.91)$$

Um die regulatorische Vorgabe einzuhalten, dass sich durch die Einbringung überschüssiger Wärme in das Fernwärmenetz die Emissionen und der Primärenergiefaktor nicht verschlechtern (Kapitel 2.3.3), wird die Veränderung der Emissionen sowie des Primärenergiebedarfs beschränkt. Die zusätzlich erzeugten Emissionen durch den Bezug von Sekundärenergie wie Strom und Gas zur Bereitstellung überschüssiger Wärme an der Fernwärmeanbindung dürfen die durch die Fernwärmeanbindung eingesparten bzw. die im Fernwärmenetz verdrängten Emissionen nicht übersteigen (Gleichung 3.92). Analog wird auch der zusätzliche Primärenergiebedarf beschränkt (Gleichung 3.93). Zur Berechnung der spezifischen Emissions- und Primärenergiefaktoren der übertragenen Wärme an der Schnittstelle zum Fernwärmenetz muss eine Differenz zwischen den Ergebnissen mit und ohne Fernwärmeanbindung gebildet werden. Dies geschieht im Anschluss an die Optimierung (Kapitel 3.4), da ansonsten Variablen miteinander verrechnet werden müssten und die Gleichungen nicht-linear würden.

$$\sum_{e \in \mathcal{E}} \left(E_e^{\text{CO}_2} - E_e^{\text{CO}_2,\text{ohneFWA}} \right) \leq -E^{\text{CO}_2,\text{WÜS}} \quad (3.92)$$

$$\sum_{e \in \mathcal{E}} \left(E_e^{\text{PE}} - E_e^{\text{PE,ohneFWA}} \right) \leq -E^{\text{PE,WÜS}} \quad (3.93)$$

Durch die Anwendung der beschriebenen Grundmodelle der Investitions- und Einsatzplanung kann das formulierte Grundproblem mit industriellen Energiesystem, Fernwärmeanbindung sowie Fernwärmenetz modelliert werden. Im Folgenden werden nun die beschriebenen modellspezifischen Anpassungen zur Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen mathematisch formuliert.

3.3.4 Modellierung der Transformationsszenarien

Im deskriptiven Modell werden zwei Modelle beschrieben, wie Transformationsszenarien im Rahmen dieser Arbeit in die Investitions- und Einsatzplanung integriert werden (Kapitel 3.2.4).

Um die Möglichkeiten zu modellieren, werden einzelne Grundmodelle im Optimierungsmodell adaptiert; die Anpassungen des Grundmodells werden im Folgenden anhand der Änderung der Zielfunktion sowie exemplarisch anhand einzelner Gleichungen beschrieben.

Veränderlich

Um die zeitliche Veränderlichkeit von Kenngrößen sowie Systemkomponenten als Transformationspfade zu berücksichtigen, wird die Menge der Jahre im Betrachtungszeitraum \mathcal{J} in den Gleichungen ergänzt. Die allgemeine Zielfunktion (Gleichung 3.2) wird hierzu analog der Ausführung zur Investitionsrechnung in Kapitel 2.3.1 angepasst, sodass die Kosten der Einsatzplanung C_j^{Einsatz} je Jahr j einzeln betrachtet und abgezinst werden (Gleichung 3.94). Entsprechend werden auch die Kosten der Einsatzplanung ohne Fernwärmeanbindung $C_j^{\text{Einsatz,ohneFWA}}$ je Jahr betrachtet.

$$\max NPV = -C^{\text{Inv,FWA}} + \sum_{j \in \mathcal{J}} \frac{C_j^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C_j^{\text{Einsatz}}}{(1+z)^j} \quad (3.94)$$

In den Gleichungen des Grundmodells werden Parameter ebenfalls entsprechend je Jahr modelliert, so werden z. B. die Energiekosten $c_{e,j,p,t}^{\text{AP}}$ und $c_{e,j}^{\text{LP}}$ in der Energiebeschaffung in Gleichung 3.30 angepasst (Gleichung 3.95). Gleichsam kann eine Veränderlichkeit auch z. B. für Emissionsfaktoren betrachtet werden.

$$C_{e,j}^{\text{Energie}} = c_{e,j}^{\text{LP}} \cdot P_{e,j}^{\text{LP}} + \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{e,j,p,t}^{\text{AP}} \cdot P_{e,j,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall e \in \mathcal{E}, j \in \mathcal{J} \quad (3.95)$$

Neben den internen und externen Parametern werden bereits feststehende Veränderungen im industriellen Energiesystem integriert. Die Anpassungen in der Modellierung werden am Beispiel der Systemkomponente Energiewandler verdeutlicht. Zunächst werden die Variablen für das Betriebsverhalten von Energiewandlern wie $P_{w,j,p,t}^{\text{Ein}}$, $P_{w,j,p,t}^{\text{Aus}}$ und $\delta_{w,j,p,t}^{\text{An}}$ je Jahr angepasst (Gleichungen 3.96 und 3.97). Um zu berücksichtigen, ob ein Energiewandler in einem bestimmten Jahr zur Verfügung steht, wird auch der Parameter für die Nennleistung $P_{w,j}^{\text{Nenn}}$ je Jahr definiert (Gleichung 3.97). Die Anpassungen der Gleichung für die Nennleistung der Energiewandler von Gleichung 3.10 zu 3.97 sind ebenfalls für Energiespeicher (Gleichung 3.21), Energienetze (Gleichung 3.28) sowie die Energiebeschaffung (Gleichungen 3.33 und 3.34) umgesetzt. Für Systemkomponenten der Investitionsplanung wird der Einsatz auch je Jahr betrachtet, so z. B. die Wärmeleistung $\dot{Q}_{w,j,p,t}^{\text{W}}$ und das Schaltverhalten $\delta_{w,j,p,t}^{\text{An}}$ von Wärmepumpen; die Nennleistung \dot{Q}_w^{Nenn} als Investitionsentscheidung wird jedoch für den gesamten Betrachtungszeitraum getroffen (Gleichung 3.98).

$$P_{w,j,p,t}^{\text{Aus}} = \eta_w \cdot P_{w,j,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, j \in \mathcal{J}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.96)$$

$$P_{w,j,p,t}^{\text{Aus}} \leq \delta_{w,j,p,t}^{\text{An}} \cdot P_{w,j}^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, j \in \mathcal{J}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.97)$$

$$\dot{Q}_{w,j,p,t}^{\text{W}} \leq \delta_{w,j,p,t}^{\text{An}} \cdot \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, j \in \mathcal{J}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.98)$$

Unsicherheit

Zur Modellierung der Transformationsoptionen wird die Menge der Transformationsszenarien unter Unsicherheit \mathcal{U} eingeführt, sodass eine regret-Optimierung (Kapitel 2.4.2) umgesetzt werden kann [Schw19]. In der Modellierung wird die allgemeine Zielfunktion durch die Minimierung der maximalen Reue $NPV^{\text{regret,max}}$ ersetzt (Gleichung 3.99). Die maximale Reue ergibt sich aus dem Abgleich des optimalen Nettokapitalwerts eines einzelnen Szenarios NPV_u^* mit dem Nettokapitalwert der integrierten Optimierung NPV_u unter Berücksichtigung aller Szenarien $u \in \mathcal{U}$ (Gleichung 3.100). Die Berechnung des NPV_u wird als Nebenbedingung hinzugefügt und die Kosten der Einsatzplanung C_u^{Einsatz} je Szenario unter Unsicherheit u einzeln betrachtet (Gleichung 3.101). Entsprechend werden auch die Kosten der Einsatzplanung ohne Fernwärmeanbindung $C_u^{\text{Einsatz,ohneFWA}}$ je Szenario eingeführt. [Kohn23c]

$$\min NPV^{\text{Regret,max}} \quad (3.99)$$

$$NPV_u^* - NPV_u \leq NPV^{\text{Regret,max}} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (3.100)$$

$$NPV_u = -C^{\text{Inv,FWA}} + \text{RBF} \cdot \left(C_u^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C_u^{\text{Einsatz}} \right) \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (3.101)$$

Analog zur Modellierung der Veränderlichkeit werden interne und externe Parameter je Szenario betrachtet, so z. B. Energiepreise $c_{e,u}^{\text{LP}}$ und $c_{e,u,p,t}^{\text{AP}}$ (Gleichung 3.102).

$$C_{e,u}^{\text{Energie}} = c_{e,u}^{\text{LP}} \cdot P_{e,u}^{\text{LP}} + \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{e,u,p,t}^{\text{AP}} \cdot P_{e,u,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall e \in \mathcal{E}, u \in \mathcal{U} \quad (3.102)$$

Auch die Variablen der Einsatzplanung der Systemkomponenten werden analog zur Veränderlichkeit angepasst, wie für das Beispiel des Energiewandlers veranschaulicht (Gleichungen 3.103 - 3.105). Es ist zu beachten, dass die Investitionskosten nicht je Szenario betrachtet werden, da die Investitionsentscheidung unter Berücksichtigung aller Szenarien getroffen wird.

$$P_{w,u,p,t}^{\text{Aus}} = \eta_w \cdot P_{w,u,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, u \in \mathcal{U}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.103)$$

$$P_{w,u,p,t}^{\text{Aus}} \leq \delta_{w,u,p,t}^{\text{An}} \cdot P_{w,u}^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}, u \in \mathcal{U}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.104)$$

$$\dot{Q}_{w,j,u,p,t}^{\text{W}} \leq \delta_{w,u,p,t}^{\text{An}} \cdot \dot{Q}_w^{\text{Nenn}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWA,WP}}, u \in \mathcal{U}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.105)$$

Kombiniert

Zum Abschluss der Modellierung der Transformationsszenarien können Transformationspfade und -optionen gemeinsam modelliert werden, sodass die Berechnung des NPV_u in Gleichung 3.101 um die Jahre entsprechend Gleichung 3.94 erweitert wird (Gleichung 3.106). Gleiches gilt für alle oben beschriebenen Gleichungen.

$$NPV_u = -C^{\text{Inv,FWA}} + \sum_{j \in \mathcal{J}} \frac{C_{u,j}^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C_{u,j}^{\text{Einsatz}}}{(1+z)^j} \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (3.106)$$

3.3.5 Modellierung der Partizipationsmodelle

Zur Modellierung der im deskriptiven Modell integrierten Partizipationsmodelle wird insbesondere die Energiebeschaffung der Wärmeübergabestation, also der Bezug von Fernwärme und Vertrieb von überschüssiger Wärme adaptiert. Für eine spätere Auswertung der Modelle kann das Fernwärmenetz mit den Systemkomponenten der Grundmodelle modelliert werden. Je nach Partizipationsmodell wird das Fernwärmenetz jedoch unterschiedlich im Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems berücksichtigt (Kapitel 3.2.5). Hierbei werden in der Modellierung insbesondere die ökonomischen Parameter der Fernwärmeanbindung an der Schnittstelle zum Fernwärmenetz berücksichtigt. [Kohn23b]

Vertraglich

Im vertraglichen Partizipationsmodell ist die Schnittstelle zwischen Fernwärmenetz und industriellem Energiesystem ökonomisch klar definiert, sodass das Industrieunternehmen die Investitions- und Einsatzplanung anhand festgelegter Kosten bzw. Preise als Parameter im Optimierungsmodell durchführen kann und Informationen über das Modell des Fernwärmenetzes nicht bekannt sein müssen. Das Grundmodell der Wärmeübergabestation enthält in der Modellierung bereits die ökonomische Bilanzierung auf Basis von Arbeitspreisen (Fernwärmebezugs- und -einspeisepreis), also entsprechend der Energiemenge, die über die Wärmeübergabestation übertragen wird. Im vertraglichen Modell werden die Gleichungen 3.84 und 3.85 um leistungsbezogene Preise für Bezug $c_p^{\text{LP,FW}}$ und Vertrieb $r_p^{\text{LP,FW}}$ ergänzt (Gleichungen 3.107 und 3.108), sodass mit den Grundkosten in Gleichung 3.89 alle Preisbestandteile einer Fernwärmeanbindung abgebildet werden können (Kapitel 2.3.3).

$$C^{\text{Energie,WÜS}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot c_p^{\text{LP,FW}} \cdot \dot{Q}_p^{\text{Ein,WÜS,FW,LP}} + \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} \quad (3.107)$$

$$R^{\text{Energie,WÜS}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot r_p^{\text{LP,FW}} \cdot \dot{Q}_p^{\text{Aus,WÜS,FW,LP}} + \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} r_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \quad (3.108)$$

Für den Bezug von Fernwärme wird der Leistungspreis analog zu den Leistungspreisen anderer Energieformen mit der maximal bezogenen thermischen Leistung $\dot{Q}_p^{\text{Ein,WÜS,FW,LP}}$ verrechnet; im Rahmen dieser Arbeit je Periode p (Gleichung 3.109). So können zeitabhängige Kosten für das Vorhalten von thermischer Leistung berücksichtigt werden. Für die Einspeisung wird der Leistungspreis auf die minimal eingespeiste thermische Leistung $\dot{Q}_p^{\text{Aus,WÜS,FW,LP}}$ je Periode p bezogen, um das Liefermodell der besicherten Lieferung zu modellieren (Gleichung 3.110) [Star20]. Wenn in einzelnen Perioden eine Mindestleistung durch das industrielle Energiesystem bereitgestellt wird, muss diese Leistung nicht durch das Fernwärmenetz vorgehalten werden.

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} \leq \dot{Q}_p^{\text{Ein,WÜS,FW,LP}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.109)$$

$$\dot{Q}_p^{\text{Aus,WÜS,FW,LP}} \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.110)$$

Koordiniert

Im koordinierten Partizipationsmodell wird der Preis für Wärme im Sinne der kompetitiven Einspeisung anhand der Grenzkostenkurve als Arbeitspreis festgelegt. Da die Preise für Bezug

und Vertrieb durch die Investitions- und Einsatzplanung verändert werden können, müssen die Preise als Variablen ($c_{p,t}^{\text{FW}}$ und $r_{p,t}^{\text{FW}}$) in das Optimierungsmodell integriert werden (Gleichungen 3.111 und 3.112).

$$C^{\text{Energie,WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} c_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} \quad (3.111)$$

$$R^{\text{Energie,WÜS}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} r_{p,t}^{\text{FW}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \quad (3.112)$$

Durch die Berücksichtigung von Preisen als Variablen werden die Gleichungen bilinear [Leen22]. Um diese Gleichungen aufzulösen, müssen Informationen über die Grenzkostenkurve und damit die Einsatzplanung des Fernwärmenetzes (untere Ebene) in das Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems (obere Ebene) integriert werden. Als bilevel-Optimierung im Sinne eines Stackelberg-Spiels (Kapitel 2.4.2) wird das Optimierungsmodell des Fernwärmenetzes als Argument zur Bestimmung der übertragenen thermischen Leistungen $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}}$ und $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}}$ integriert (Gleichung 3.113). Neben der Zielfunktion als Minimierung der Kosten der Einsatzplanung des Fernwärmenetzes $C^{\text{Einsatz,FWN}}$ werden auch die Nebenbedingungen des Fernwärmenetzes als Grenzkostenkurve sowie eine vereinfachte Abbildung eines thermischen Speichers als LP-Modell integriert (Gleichung 3.114). Auch die Faktoren für Emissionen und Primärenergiebedarf werden durch die Investitions- und Einsatzplanung beeinflusst und müssen als Variablen ($f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{FW}}$, $f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{Aus,FW}}$, $f_{p,t}^{\text{CPE,FW}}$ und $f_{p,t}^{\text{PE,Aus,FW}}$) ergänzt werden. Um eine bilevel-Optimierung nach [Klei21] umzusetzen, wird eine Berücksichtigung im LP-Modell des Fernwärmenetzes lediglich durch eine vereinfachte Begrenzung integriert. Die Gleichungen der Grenzkostenkurve als lineares Problem sind in Anhang A.2.3 aufgeführt.

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}}, \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \in \arg \min C^{\text{Einsatz,FWN}} \quad (3.113)$$

$$\text{s. t. Nebenbedingungen FWN} \quad (3.114)$$

Kooperativ

Im kooperativen Partizipationsmodell wird die Zielfunktion des Fernwärmenetzes Z^{FWN} in die Zielfunktion des industriellen Energiesystems als allgemeine Zielfunktion integriert (Gleichung 3.115). Im Rahmen dieser Arbeit besteht die Zielfunktion des Fernwärmenetzes aus der Differenz der Kosten der Einsatzplanung des Fernwärmenetzes ohne Fernwärmeanbindung $C^{\text{Einsatz,ohneFWA,FWN}}$ und der Kosten der Einsatzplanung mit Fernwärmeanbindung $C^{\text{Einsatz,FWN}}$ (Gleichung 3.116). Um das Gesamtmodell zu lösen, wird das Modell des Fernwärmenetzes auf Basis der Systemmodelle im Gesamtmodell ergänzt. Durch die Zusammenführung der Modelle können in diesem Partizipationsmodell detaillierte Modelle des Fernwärmenetzes als MILP bereits in das Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems integriert werden.

$$\max NPV = -C^{\text{Inv,FWA}} + \text{RBF} \cdot (C^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C^{\text{Einsatz}}) + Z^{\text{FWN}} \quad (3.115)$$

$$Z^{\text{FWN}} = C^{\text{Einsatz,ohneFWA,FWN}} - C^{\text{Einsatz,FWN}} \quad (3.116)$$

Da die Modelle zusammengeführt werden, müssen die übertragenen thermischen Leistungen im Optimierungsmodell gleichgesetzt werden (Gleichungen 3.117 und 3.118), sodass die Ausgangsleistung des Fernwärmenetzes zum industriellen Energiesystem $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,IES}}$ der Eingangsleistung der Wärmeübergabestation sowie die Eingangsleistung des Fernwärmenetzes zum industriellen Energiesystem $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,IES}}$ der Eingangsleistung der Wärmeübergabestation entspricht. Die Kalkulation der Kosten und Einnahmen an der Schnittstelle entfallen hiermit (Gleichungen 3.84 und 3.85). Die Aufteilung der potenziellen Gesamteinsparungen durch einen positiven Nettokapitalwert muss entsprechend nach der Optimierung festgelegt werden. Das deskriptive Modell skizziert eine mögliche Aufteilung bereits, die im Vorgehensmodell umgesetzt wird.

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} = \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.117)$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} = \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (3.118)$$

3.4 Vorgehensmodell

Zur Datenbeschaffung, Lösungsfindung und Bewertung der Lösung und damit zur systematischen Anwendung des Optimierungsmodells für spezifische Anwendungsfälle wurde ein Vorgehensmodell entwickelt, das im Folgenden beschrieben wird. Durch die Nutzung verschiedener Systemmodelle aus dem Optimierungsmodell zur Beschreibung eines spezifischen Anwendungsfalls entsteht ein Datenmodell für diesen Anwendungsfall, das die Daten für die Optimierung als Eingangsdaten bereitstellt und die Ausgangsdaten analysiert und verwertet (Kapitel 2.4).

Das Vorgehensmodell dient der strukturierten Bereitstellung der Eingangsdaten sowie Auswertung der Ausgangsdaten und besteht aus sieben Schritten (Abbildung 3.12). Die Vorbereitung beinhaltet zunächst die vorgelagerte Zieldefinition und Grundlagenermittlung im Fabrikplanungsprozess (Schritt 1). In Schritt 2 (Systemkonfiguration) und Schritt 3 (Datenvorbereitung) wird das Datenmodell aufgebaut und mit Daten zur Bereitstellung der Eingangsdaten für die Optimierung befüllt. In Schritt 4 (Modellierung und Lösung) wird das spezifische Optimierungsmodell bestehend aus Systemmodellen und Zielfunktion auf Basis des Datenmodells erzeugt und anhand definierter Vorgehensweisen gelöst. Schritt 5 (Ergebnisanalyse) und Schritt 6 (Bewertung und Kommunikation) beschreiben die Verarbeitung der Ausgangsdaten zur Analyse, Bewertung und Kommunikation der Ergebnisse. Sofern die Handlungsempfehlung positiv ist, können weitere Schritte für die Detailplanung eingeleitet werden (Schritt 7); andernfalls müssen einzelne Schritte im Vorgehensmodell mit angepassten Rahmenbedingungen wiederholt oder das Projekt zur Planung der Fernwärmeanbindung beendet werden. Zur Darstellung einzelner Abläufe in den Schritten des Vorgehensmodells werden in den Abbildungen die Elemente eines Programmablaufplans für Anfang/Ende, Operationen, Bedingungen und Ein- bzw. Ausgaben nach [DIN66001] verwendet (Abbildung 3.13).

3.4.1 Schritt 1: Vorbereitung

Die Vorbereitung im Vorgehensmodell beschreibt die Zusammenfassung der Phasen zur Zieldefinition und Grundlagenermittlung im Fabrikplanungsprozess, sodass das Projekt der Fernwärmeanbindung des industriellen Energiesystems initiiert ist, die allgemeine Datengrundlage des industriellen Energiesystems vorliegt und das Ziel aus Industrieperspektive definiert ist

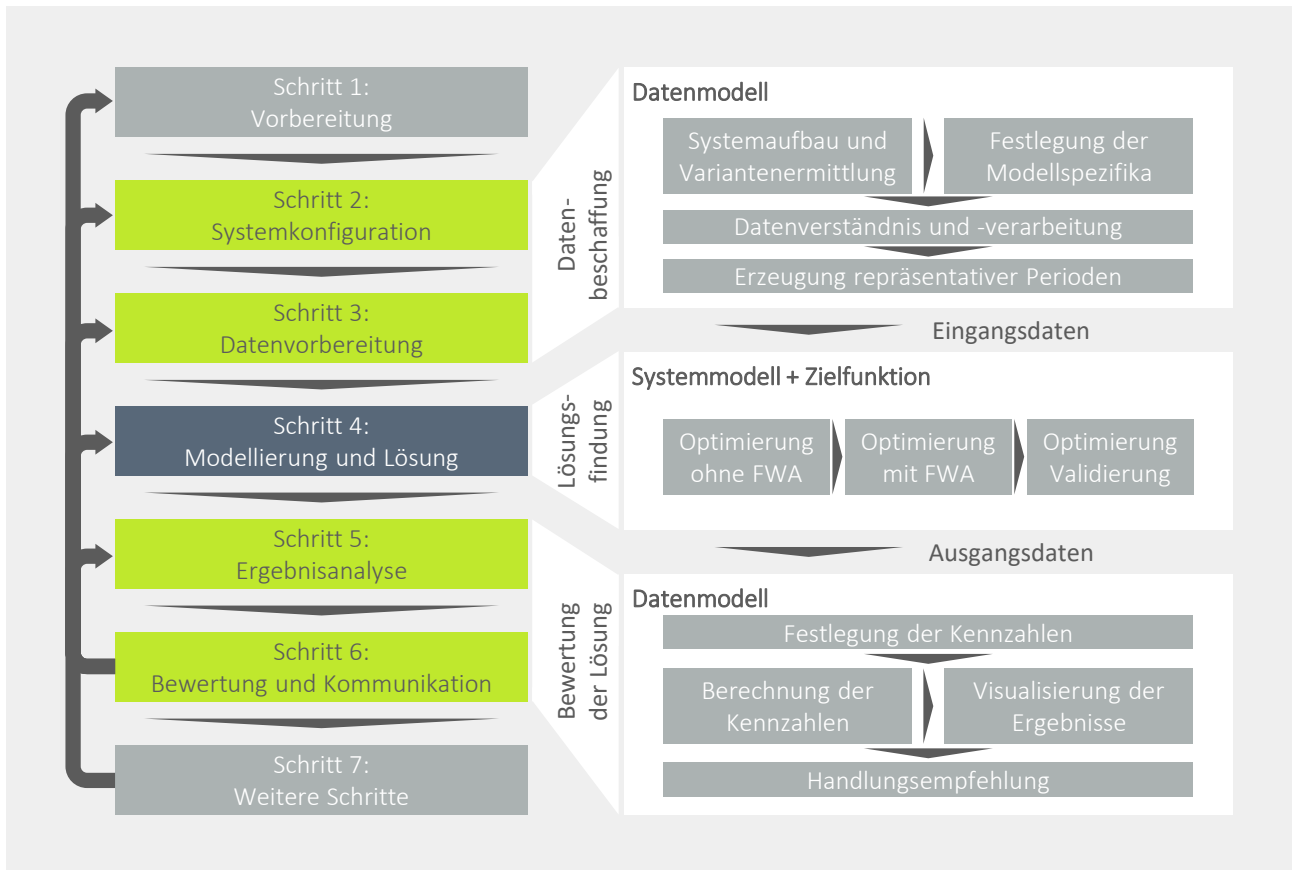


Abbildung 3.12: Übersicht zum Vorgehensmodell der Optimierungsmethodik. FWA: Fernwärmeanbindung.

[VDI5200]. Um eine Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme zu realisieren, müssen die energiepolitischen Ziele der Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sowohl für das Industrieunternehmen als auch für das Energieversorgungsunternehmen erfüllt sein (Kapitel 3.2.1). Aus Industrieperspektive sind prinzipiell eine Vielzahl möglicher Zielfunktionen zur Planung und Optimierung von Energiesystemen denkbar; da eine Fernwärmeanbindung nicht unmittelbar den Energiebedarf bzw. die Emissionen des Industrieunternehmens senkt (Kapitel 2.3.1), wird eine ökonomische Zielfunktion unter Berücksichtigung von Faktoren zur Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit gewählt. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierzu der Nettokapitalwert als Zielfunktion mit einer a-priori Betrachtung der anderen Ziele durch einen CO₂-Preis, die Einhaltung ökologischer Faktoren wie spezifische Emissionen und Primärenergiefaktoren sowie die Verpflichtung der Deckung aller Energiebe-

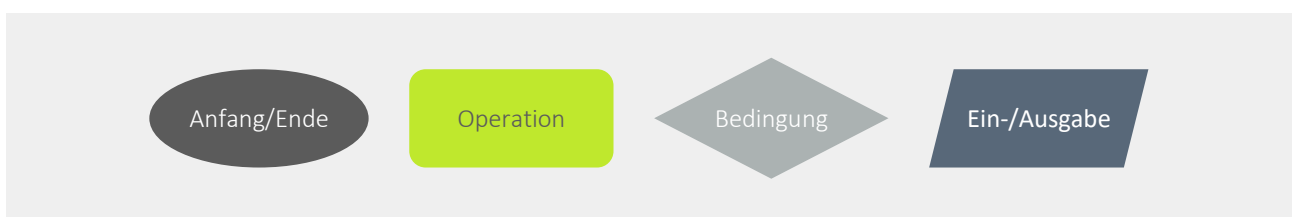


Abbildung 3.13: Elemente eines Ablaufplans. In Anlehnung an [DIN66001].

darfe umgesetzt. Durch den Einsatz mehrkriterieller Optimierungsalgorithmen sind aber auch andere mögliche Zielstellungen denkbar (Kapitel 2.4.2).

Um die Optimierungsmethodik für die Konzeptplanung anzuwenden, sind Daten innerhalb und außerhalb der Systemgrenze des industriellen Energiesystems notwendig. Notwendige Daten zur Modellierung des industriellen Energiesystems und dessen Schnittstellen zu umliegenden Systemen werden im Rahmen der Grundlagenermittlung zusammengetragen, sodass zum Ende der Vorbereitung sämtliche Daten und Informationen für die weitere Investitions- und Einsatzplanung vorliegen. Ein Industrieunternehmen, das nach [DIN50001] zertifiziert ist oder regelmäßige Energieaudits durchführt, sollte grundlegende Daten verfügbar haben. In der folgenden Liste sind typische benötigte Daten und deren Datenquellen aufgelistet [Dole21]:

- Liste aller bestehenden Energiewandler, -speicher und -netze, deren technische Kenngrößen sowie deren Systemkonfiguration, z. B. aus Datenblättern der Systemkomponenten und Übersichtsschaubildern wie Energieflussdiagramme,
- Informationen zur Energiebeschaffung wie spezifische Preise oder maximale energetische Leistungen, z. B. aus dem Controlling,
- Energiebedarfsprofile und Abwärmemengen, z. B. aus einem Energiemonitoring oder aus einzelnen Messkampagnen,
- Klimadaten wie Außentemperaturen oder Sonneneinstrahlung, z. B. von Wetterdiensten,
- wirtschaftliche Kenngrößen zu möglichen Technologieoptionen, insbesondere Wärmeübertrager, -pumpen und -speicher sowie hydraulische Anlagen der Verbindungsleitungen, z. B. aus Prospekten von Technologieunternehmen oder aus Vertriebsgesprächen,
- regulatorische Rahmenbedingungen, z. B. zu CO₂-Preisen oder Emissionen, aus Gesetzesgrundlagen [GEG] und Leitlinien.

Weiterhin müssen auch prognostizierbare Daten oder Daten zu verschiedenen Szenarien vorliegen, sofern Transformationsszenarien berücksichtigt werden sollen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Projektinitiierung mit dem Energieversorgungsunternehmen, das das Fernwärmenetz betreibt, um entsprechende Anforderungen zu diskutieren und Informationen auszutauschen [Kohn23d; Star20]. Zu diesen Informationen zählen insbesondere:

- mögliche Positionen für die Wärmeübergabestation an der Werksgrenze und die Entfernungen der Systemkomponenten im industriellen Energiesystem sowie im Fernwärmenetz,
- Betriebsparameter des Fernwärmenetzes wie Temperaturen und Energiebedarfe bzw. maximal übertragbare Energiemengen,
- wirtschaftliche und ökologische Kenngrößen des Fernwärmenetzes, insbesondere Wärmepreise, -emissionen und Primärenergiefaktoren,
- Vorgaben zu einer Abwärmennutzung, z. B. festgelegt in einer kommunalen Wärmeleitplanung.

Je nach Partizipationsmodell müssen noch weitere Informationen über das Fernwärmenetz ausgetauscht werden, so z. B. Nennleistungen und spezifische Wärmekosten der Energiewandler für das koordinative Partizipationsmodell oder Daten zu den gesamten Systemmodellen im kooperativen Partizipationsmodell.

3.4.2 Schritt 2: Systemkonfiguration

Nach Initiierung des Projekts, Festlegung der Zielstellung und Zusammenstellung vorhandener Daten (Schritt 1) wird in Schritt 2 des Vorgehensmodells das betrachtete System konfiguriert. Die Konfiguration beinhaltet zunächst die Modellierung des industriellen Energiesystems sowie Ermittlung und Modellierung der Varianten der Fernwärmeanbindung und anschließend die Festlegung der Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen. Aus der Systemkonfiguration ergeben sich die benötigten Kenngrößen bzw. Parameter der Systemmodelle für die Optimierung und damit das Datenmodell des spezifischen Anwendungsfalls.

Systemaufbau und Variantenermittlung

Für den Systemaufbau wird zunächst das industrielle Energiesystem als übergeordnetes System instanziiert. Anschließend werden die Systemkomponenten aus den Grundmodellen der Einsatzplanung sukzessive instanziiert, hinzugefügt und gekoppelt – zunächst Energienetze, danach Energiebedarfe und Abwärmequellen und schließlich Energiewandler, -speicher und die Energiebeschaffung. Weiterhin wird das System der Fernwärmeanbindung instanziiert und dem industriellen Energiesystem hinzugefügt sowie mögliche Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung als Gesamtheit der Varianten aus den Grundmodellen der Investitionsplanung integriert. In Anhang A.2.4 wird der Systemaufbau an einem Beispiel mittels der in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Semantik schematisch illustriert.

Für den Aufbau der Systemkomponenten in der Fernwärmeanbindung als mögliche Varianten sind zunächst verschiedene Festlegungen als Eingaben erforderlich (Abbildung 3.14). Es müssen die thermischen Netze eingegeben werden, die an die Fernwärmeanbindung gekoppelt werden sollen. Entweder werden alle thermischen Netze des industriellen Energiesystems gewählt oder auf Basis der Grundlagenermittlung sowie Expert:innenwissen nur relevante Netze hinzugefügt. Weiterhin wird festgelegt, ob die thermischen Netze Wärme- oder Kältenetze sind, welches Temperaturniveau die Netze sowie die Wärmeübergabestation haben und ob Wärme aus den Netzen vertrieben oder für die Netze bezogen werden soll. Schließlich muss angegeben werden, ob auch ein Speicher in die Fernwärmeanbindung integriert werden soll. Auf Basis der Eingaben wird zunächst die Fernwärmeanbindung mit Wärmeübergabestation instanziiert und anschließend alle eingegebenen thermischen Netze für die Kopplung mit der Wärmeübergabestation geprüft. Für eine Kopplung werden immer ein thermisches Netz sowie eine Wärmepumpe oder ein Wärmeübertrager mit Investitionsentscheidungen erzeugt. So wird ein Wärmenetz mit Wärmebezug und einem Temperaturniveau unterhalb der Wärmeübergabestation mit Wärmeübertrager an die Wärmeübergabestation gekoppelt, im Fall des Wärmevertriebs wird das Netz mit Wärmepumpe gekoppelt. Bei Wärmenetzen mit höherem Temperaturniveau als die Wärmeübergabestation wird die Wärmepumpe bzw. Wärmeübertrager umgekehrt gewählt. Kältenetze werden abhängig des Temperaturniveaus mit Wärmepumpe (Temperatur unterhalb der Wärmeübergabestation) oder Wärmeübertrager (Temperatur oberhalb der Wärmeübergabestation) gekoppelt. Sind alle eingegebenen thermischen Netze gekoppelt, wird noch ein etwaiger Wärmespeicher integriert, sodass die Fernwärmeanbindung als Teilsystem des industriellen Energiesystems mit Investitionsentscheidungen konfiguriert und an die thermischen Netze mit Einsatzentscheidungen des industriellen Energiesystems angeschlossen ist.

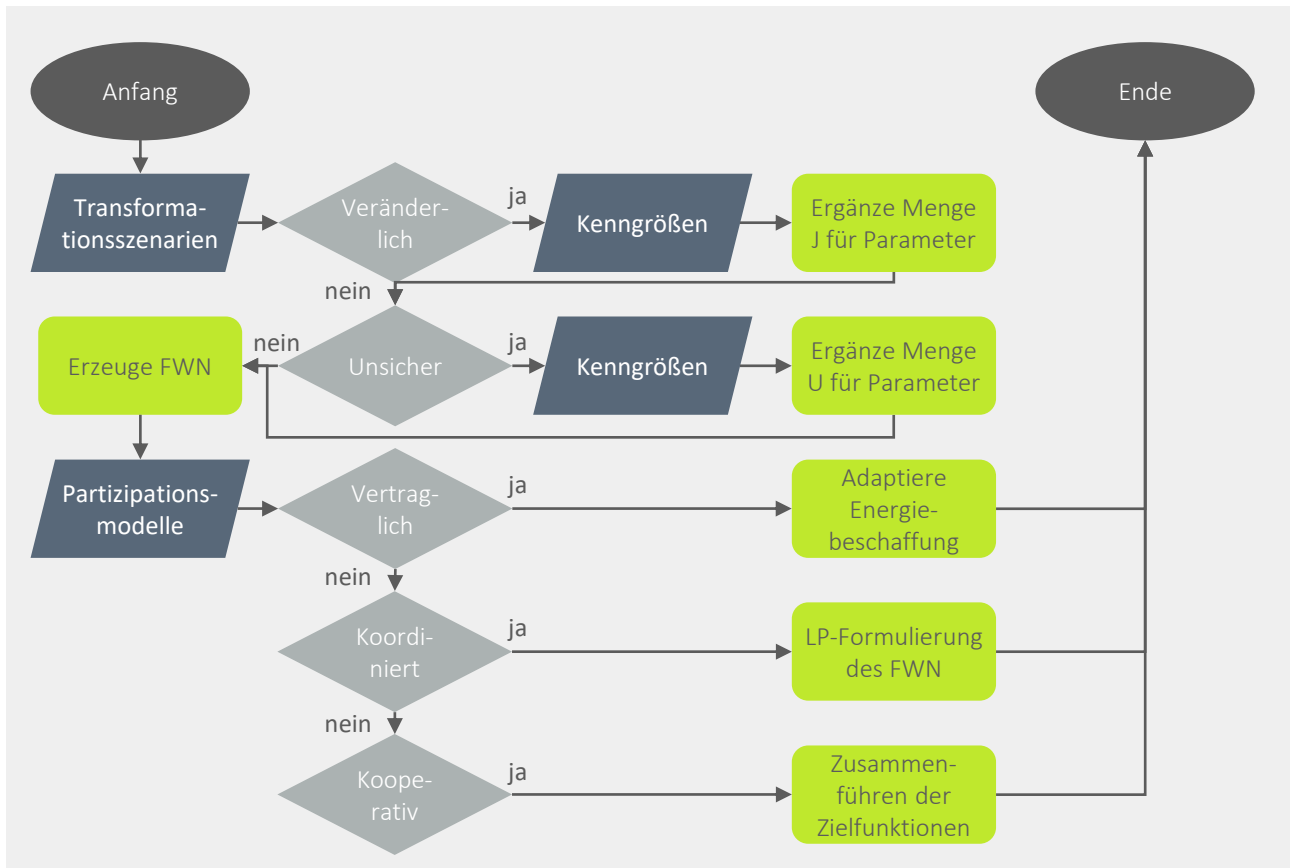


Abbildung 3.15: Ablaufplan zur Integration von Modellspezifika. FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, LP: lineare Optimierung.

Durch die Grundlagenermittlung liegen die Daten jedoch nicht zwangsläufig in den benötigten Einheiten bzw. in der benötigten Auflösung der Zeiteinheiten des Optimierungsmodells vor, sodass ein Verständnis der Daten durch Expert:innenwissen vorhanden sein muss und die Daten entsprechend verarbeitet bzw. umgerechnet werden müssen.

Datenverständnis und -verarbeitung

Zunächst müssen die Daten den benötigten Einheiten für das Optimierungsmodell entsprechen. Die Einheiten der einzelnen Kenngrößen bzw. Parameter der Systemmodelle sind in der Nomenklatur angegeben, sodass Daten, die in anderen Einheiten vorliegen, mit technischem Verständnis energetischer Grundlagen umgerechnet werden müssen. Einige Kenngrößen können in Energiemanagementsystemen auch als andere physikalische Größen, wie vom Optimierungsmodell gefordert, vorliegen. So werden z. B. Energiebedarfe von Dampf, Kühlwasser oder Gas häufig nicht als energetische Leistung erfasst. Der Dampfbedarf wird häufig als Masse (Tonnen) bzw. über die Zeit als Massenstrom (Tonnen pro Stunde) bilanziert. Um für das Optimierungsmodell die thermische Leistung \dot{Q}^{Dampf} als Parameter des Energiebedarfs bereitzustellen, wird der Massenstrom \dot{m}^{Dampf} mit der Änderung der spezifischen Enthalpie des Dampfes Δh^{Dampf} verrechnet (Gleichung 3.119). Kühlwasserbedarf wird häufig nicht als thermische Leistung, sondern als Volumen bzw. Volumenstrom bilanziert. Zur Umrechnung in die Kühlleistung $\dot{Q}^{\text{Kühlung}}$ wird der Volumenstrom $\dot{V}^{\text{Kühlung}}$ mit der Dichte ρ , der spezifischen Wärmekapazität c_p und der Temperaturdifferenz ΔT verrechnet (Gleichung 3.120). Auch der Gasbezug wird zumeist

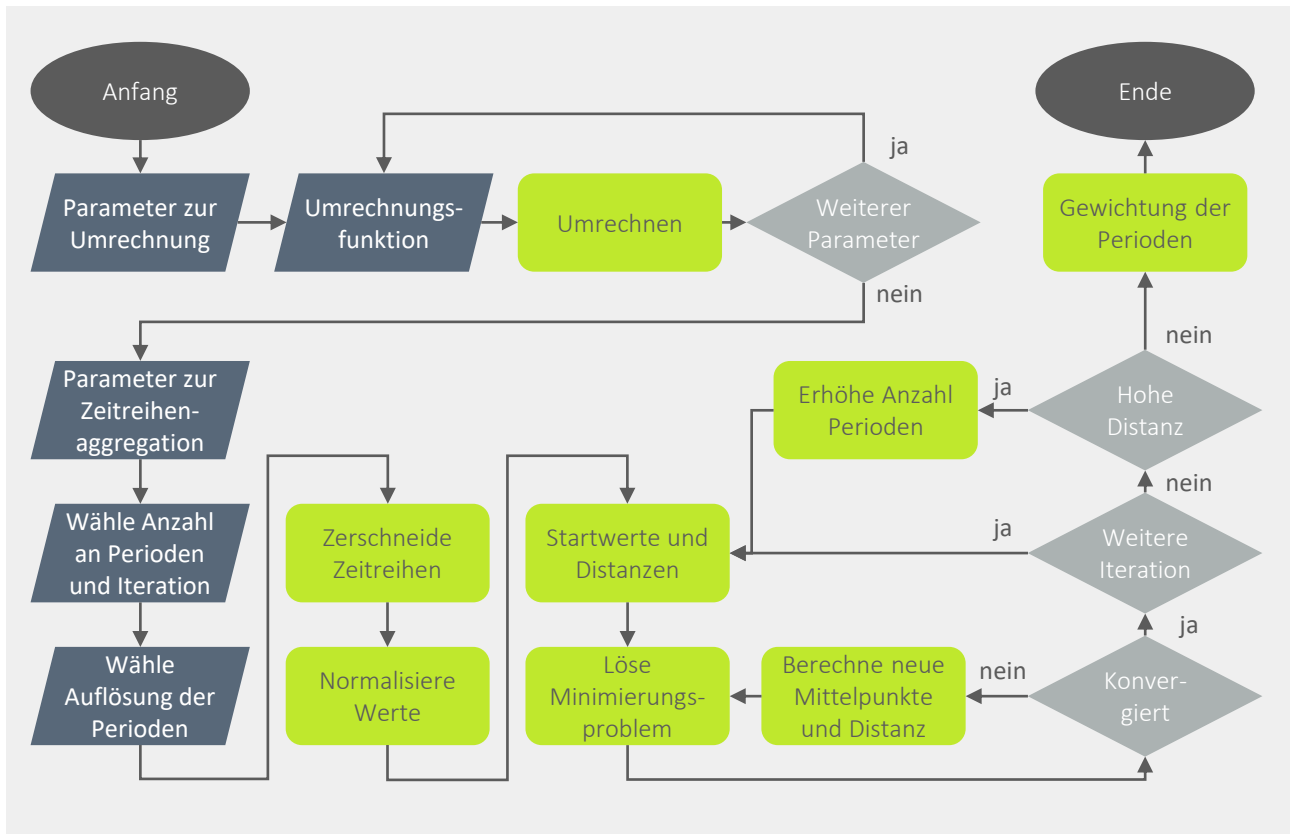


Abbildung 3.16: Ablaufplan zur Datenverarbeitung und Zeitreihenaggregation.

in Volumen bzw. als Volumenstrom erfasst, sodass eine Gasleistung P^{Gas} über den Brennwert H_o und eine Zustandszahl des Gases Z berechnet wird (Gleichung 3.121). Grundsätzlich kann eine Umrechnung bei verschiedenen Kenngrößen notwendig sein und es sollte überprüft werden, welche Einheiten benötigt werden und welche vorliegen (Abbildung 3.16) [Böck17; Step13; Rudo08; Kons13].

$$\dot{Q}^{\text{Dampf}} := \dot{m}^{\text{Dampf}} \cdot \Delta h^{\text{Dampf}} \quad (3.119)$$

$$\dot{Q}^{\text{Kühlung}} := \dot{V}^{\text{Kühlung}} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (3.120)$$

$$P^{\text{Gas}} := \dot{V}^{\text{Gas}} \cdot H_o \cdot Z \quad (3.121)$$

Erzeugung repräsentativer Perioden

Im Anschluss an die Datenverarbeitung liegen die Daten in den benötigten Einheiten, Zeitreihendaten wie Energiebedarfe oder Energiepreise jedoch zumeist als kontinuierliche Zeitreihen, z. B. als Jahreszeitreihen, mit der Zeiteinheit eines Zeitschritts vor. Zur Reduktion der Komplexität des Optimierungsmodells werden jedoch Jahre, Perioden und Zeitschritte differenziert betrachtet; die Menge der Perioden soll dabei möglichst klein, aber repräsentativ für die gesamten Zeitreihen sein [Jain99]. Die repräsentativen Perioden \mathcal{P} beinhalten zudem mehrere Parameter des Optimierungsmodells wie verschiedene Energiebedarfe als Attribute \mathcal{A} sowie mehrere Zeitschritte \mathcal{T} . Die Zeitschritte der originalen Zeitreihen, die durch die Perioden repräsentiert werden, müssen daher mit den Zeitschritten der Perioden übereinstimmen, z. B.

die jeweilige Stunde (Uhrzeit) an einem Tag.²⁹ Die originalen Zeitreihen müssen somit basierend auf den Zeiteinheiten der Perioden und Zeitschritte in gleiche Perioden und Zeitschritte unterteilt werden. Jede Reihe der Menge der Reihen \mathcal{R} , z. B. jeder Tag eines Jahres, muss dann von genau einer Periode repräsentiert werden. Die Perioden werden anhand der Menge der Reihen, die sie repräsentieren, gewichtet. Das Erzeugen der repräsentativen Perioden, Zuordnen der Reihen und Gewichten der Perioden erfolgt durch Algorithmen der Zeitreihenaggregation, auch als Zeitreihen-Clustering bezeichnet [Hoff20]. Anhang A.2.5 gibt eine kurze Einführung in das allgemeine Themenfeld des Clusterings. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein k-means-Algorithmus in Anlehnung an [Fazl14] verwendet; der Algorithmus zur Durchführung der Zeitreihenaggregation wird im Folgenden kurz erläutert.

Im Kern des Algorithmus zur Zeitreihenaggregation wird ein Optimierungsproblem formuliert, das den Fehler zwischen den repräsentativen Perioden und den Reihen, die von den Perioden repräsentiert werden, minimiert (Gleichung 3.122). Der Fehler als Gesamtdistanz D^{Aggr} wird über die Distanz, die eine Periode zur einer zugeordneten Reihe hat $d_{p,r}$, aufsummiert. $\delta_{p,r}^{\text{Aggr}}$ beschreibt dabei als Binärvariable, ob eine Reihe r zu einer Periode p zugeordnet wird ($\delta_{p,r}^{\text{Aggr}} = 1$), oder nicht ($\delta_{p,r}^{\text{Aggr}} = 0$). Im Minimierungsproblem darf jede Reihe nur einer Periode zugeordnet werden (Gleichung 3.123). Die Distanz zwischen Periode und Reihe wird über jedes Attribut und jeden Zeitschritt in der Reihe bzw. Periode als euklidische Distanz zwischen dem Wert des Parameters in der Periode $p_{p,a,t}^{\text{Periode, Norm}}$ und dem Wert des Parameters der Reihe $p_{r,a,t}^{\text{Norm}}$ berechnet (Gleichung 3.124). Die Parameter müssen zudem vorab über den Mittelwert p_a^{MW} und die Standardabweichung p_a^{SA} normalisiert werden, um vergleichbar zu sein (Gleichung 3.125). Im Anschluss an die Optimierung des Minimierungsproblems werden die Gewichte der Perioden w_p über das Aufsummieren der Zuordnungen der Reihen berechnet (Gleichung 3.126) [Fazl14].

$$\min D^{\text{Aggr}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \sum_{r \in \mathcal{R}} d_{p,r} \cdot \delta_{p,r}^{\text{Aggr}} \quad (3.122)$$

$$\sum_{p \in \mathcal{P}} \delta_{p,r}^{\text{Aggr}} = 1 \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (3.123)$$

$$d_{p,r} := \sum_{a \in \mathcal{A}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(p_{p,a,t}^{\text{Periode, Norm}} - p_{r,a,t}^{\text{Norm}} \right)^2 \quad \forall p \in \mathcal{P}, r \in \mathcal{R} \quad (3.124)$$

$$p_{r,a,t}^{\text{Norm}} := \frac{p_{r,a,t} - p_a^{\text{MW}}}{p_a^{\text{SA}}} \quad \forall r \in \mathcal{R}, a \in \mathcal{A}, t \in \mathcal{T} \quad (3.125)$$

$$w_p := \sum_{r \in \mathcal{R}} \delta_{p,r}^{\text{Aggr}} \quad \forall p \in \mathcal{P} \quad (3.126)$$

Zur Anwendung des Minimierungsproblems müssen zu Beginn die Parameter als Attribute zur Zeitreihenaggregation sowie die Anzahl und Auflösung der Perioden und Zeitschritte festgelegt werden (Abbildung 3.16). Anschließend werden die Originalzeitreihen in die Reihen zerlegt und der Algorithmus gestartet. Im Algorithmus der Zeitreihenaggregation werden zunächst die Parameter normalisiert, die Startwerte für die Perioden erzeugt (zufällig oder gezielt) und die Distanzen zwischen Perioden und Reihen berechnet, um das Minimierungsproblem zu lösen. Aus der Zuordnung der Reihen zu den Perioden in der Lösung können neue Startwerte, als

²⁹ In der Optimierung von Energiesystemen wird eine Periode zumeist als eine Woche oder ein Tag gewählt und die Zeitschrittlänge auf eine Stunde oder 15 Minuten gesetzt. Bei einem Tag und einer Stunde enthält die Menge der Zeitschritte somit 24 Elemente als Uhrzeiten am Tag. [Hoff20]

Mittelwerte der zugeordneten Reihen, erzeugt und das Problem nochmals gelöst werden. Dies wird wiederholt, bis sich die Distanz nicht mehr verringert. Weiterhin sollte der Algorithmus mit einer unterschiedlichen Anzahl an Initialstartwerten und Perioden wiederholt werden. Genügt der Fehler bzw. die Distanz, werden die besten Perioden ausgewählt und anhand der Anzahl der zugeordneten Reihen gewichtet. Die Anzahl der Iterationen sowie die maximale Distanz können individuell gewählt und die Auswahl der Anzahl der Perioden nach verschiedenen Verfahren, z. B. der Ellenbogenmethode [Syak18], ausgewählt werden (Anhang A.2.5).

3.4.4 Schritt 4: Modellierung und Lösung

Das Datenmodell (Schritt 2) und die Daten für den Anwendungsfall (Schritt 3) werden mit dem Systemmodell zusammengeführt und hinsichtlich der Zielfunktion optimiert. Hierzu werden die Informationen als Optimierungsdurchlauf einer Lösungssoftware (Solver) übergeben und mit dem Lösungsalgorithmus des Solvers gelöst³⁰. Da im Optimierungsmodell die Investition in die Fernwärmeanbindung nur getroffen wird, wenn diese zum Basisfall ohne Fernwärmeanbindung wirtschaftlich vorteilhaft ist und im Vergleich zum Basisfall bewertet werden muss, müssen verschiedene Ausprägungen des Optimierungsmodells gelöst werden (Abbildung 3.17a). Für die Parametrisierung des Lösungsalgorithmus muss zunächst festgelegt werden, nach welcher Rechenzeit bzw. bei welcher Gap im Lösungsfortschritt (Kapitel 2.4.1) ein Optimierungsdurchlauf beendet wird³¹. Weiterhin muss angegeben werden, ob es sich um eine Anwendung der Optimierungsmethodik durch ein Industrie- oder Beratungsunternehmen für ein konkretes Projekt handelt oder ob im Sinne der Forschung eine Studie zur Analyse der Optimierungsmethodik durchgeführt wird, die die Ergebnisse der Optimierungsmethodik aus verschiedenen Perspektiven bewertet. In einem konkreten Projekt wird kein umfassendes Modell des Fernwärmenetzes aufgebaut, da zumeist die Informationen nicht vorliegen. Im Sinne einer Studie ist eine Auswertung der Seite des Energieversorgungsunternehmens jedoch notwendig für eine Gesamtbewertung der Optimierungsmethodik.

Als Teil der Anwendung beginnt die Modellierung und Lösung mit der Optimierung ohne die Investitionsentscheidungen in die Fernwärmeanbindung als Basisfall, sodass die Kosten der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems ohne Investition ermittelt werden. Anschließend wird das Optimierungsmodell mit Investitionsentscheidungen gelöst; hierzu werden auch die Ergebnisse des ersten Optimierungsdurchlaufs genutzt, z. B. für die allgemeine Zielfunktion (Gleichung 3.2). Falls es sich um eine Studie handelt, in der alle Informationen vorliegen, kann danach auch das Fernwärmenetz ohne Fernwärmeanbindung und anschließend mit Fernwärmeanbindung und dem Ergebnis aus der Anwendung optimiert werden. Die Ergebnisse jedes Optimierungsdurchlaufs werden im Anschluss gespeichert und zur weiteren Auswertung an das Datenmodell übergeben. Dieses Vorgehen ist für die Berücksichtigung von Veränderlichkeit in den Transformationsszenarien sowie das vertragliche und kooperative Partizipationsmodell anwendbar. Die Integration der regret-Optimierung für die Berücksichtigung von Unsicherheit in den Transformationsszenarien sowie die bilevel-Optimierung für das koordinative Partizipationsmodell stellen Sonderfälle der Anwendung der Optimierungsmethodik dar, sodass der Anwendungsteil durch angepasste Schritte ersetzt wird.

³⁰ Im Rahmen dieser Arbeit wird auf vorhandene Lösungssoftware zurückgegriffen, so auf den kommerziellen Solver CPLEX [Inte21].

³¹ Je länger die Rechenzeit bzw. kleiner die Gap gewählt wird, desto optimaler kann die gefundene Lösung werden.

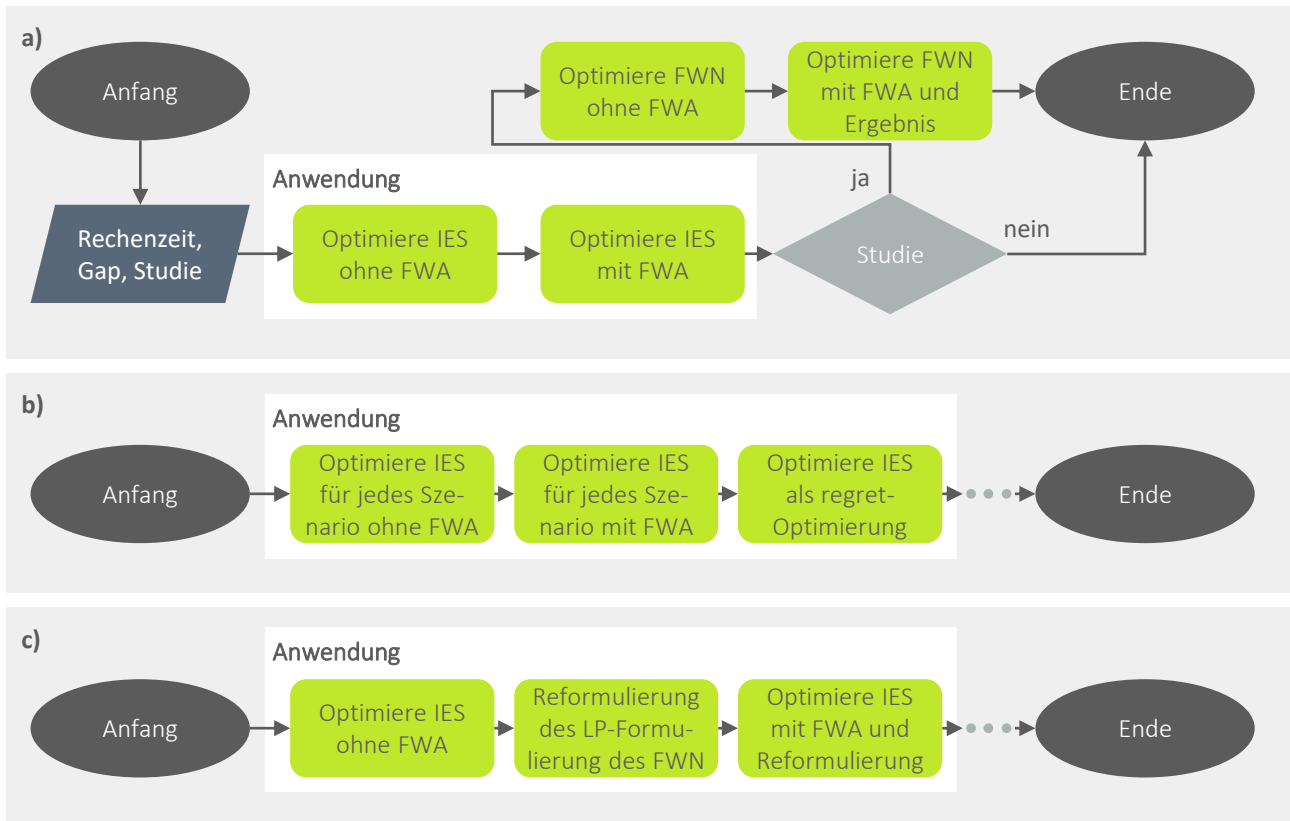


Abbildung 3.17: Ablaufplan zur Modellierung und Lösung. a: Standard, b: regret-Optimierung, c: bilevel-Optimierung. FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, IES: industrielles Energiesystem, LP: lineare Optimierung.

regret-Optimierung

Bei der Berücksichtigung von Unsicherheit in den Transformationsszenarien werden verschiedene Transformationsoptionen u als Szenarien der Menge \mathcal{U} betrachtet. In der Anwendung der Optimierungsmethodik muss das Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems für jedes Szenario zunächst ohne und anschließend mit den Investitionsentscheidungen der Fernwärmeanbindung gelöst werden (Abbildung 3.17b). Anschließend wird die regret-Optimierung des Optimierungsmodells mit den Ergebnissen der Optimierung je Szenario nach Gleichungen 3.99 - 3.105 durchgeführt und damit werden Investitionsentscheidungen in die Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung mit der geringsten Reue ermittelt.

Die Lösungsabfolge sowie Lösungsspeicherung kann in Form einer Tabellenskizze veranschaulicht werden (Abbildung 3.18a) [Schw19]. Zunächst wird das Optimierungsmodell ohne und mit Fernwärmeanbindung für jedes Szenario u_1 optimiert und der Nettokapitalwert für das Szenario NPV_u^* gespeichert (Diagonale in der Tabelle). Weiterhin kann für jedes Szenario u_2 ermittelt werden, welcher Nettokapitalwert mit den Investitionsentscheidungen aus der Optimierung von Szenario u_1 erreicht werden kann (graue Felder der Tabelle). In der regret-Optimierung wird nun der Nettokapitalwert definiert, der in einem Szenario erreicht wird, wenn eine gemeinsame Investitionsentscheidung über die Szenarien hinweg getroffen wird NPV_u und die ursprünglich optimalen Nettokapitalwerte NPV_u^* als Parameter übergeben. Schließlich wird die maximale Differenz der beiden Nettokapitalwerte $NPV_u^* - NPV_u$ als maximale Reue $NPV^{R,Max}$ minimiert. Die regret-Optimierung sucht hierbei eine eindeutige Lösung für die Investitionsentscheidungen

über alle Szenarien hinweg, die Einsatzentscheidungen können jedoch je Szenario variieren, sodass durch die regret-Optimierung mehrere Nettokapitalwerte und deren Ausprägungen in der Einsatzplanung je Szenario analysiert werden müssen. Die Lösungen werden dem Datenmodell zur weiteren Auswertung übergeben.

bilevel-Optimierung

Im koordinierten Partizipationsmodell wird die Integration von überschüssiger Wärme in das Fernwärmenetz sowie der Bezugspreis von Wärme über eine Grenzkostenkurve [Mose20] im Sinne einer kompetitiven Einspeisung entschieden. Somit tauschen das Industrieunternehmen und das Energieversorgungsunternehmen Informationen über Wärmeleistungen an der Wärmeübergabestation $\dot{Q}_{p,t}^{\text{WÜS}}$ sowie Kosten $c_{p,t}^{\text{FW}}$ und Preise $r_{p,t}^{\text{FW}}$ für die übertragene Wärme aus (Abbildung 3.18b). Für die Investitionsentscheidungen muss das Energieversorgungsunternehmen Informationen über die Grenzkostenkurve bzw. ein eigenes Optimierungsmodell an das Industrieunternehmen übermitteln, sodass das industrielle Energiesystem den eigenen Wärmebezug und Wärmevertrieb unter Berücksichtigung der Zielfunktion des Fernwärmenetzes in der Grenzkostenkurve platzieren kann. Die daraus entstehende bilevel-Optimierung bildet mit dem Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems die obere Ebene und mit dem Optimierungsmodell des Fernwärmenetzes als LP-Modell die untere Ebene (Kapitel 2.4.2). Das entstehende Gesamtmodell (Gleichungen 3.113 - 3.114) kann mit Lösungsalgorithmen für MILP-Modelle nicht gelöst werden. Durch eine Reformulierung mittels KKT-Bedingungen kann die untere Ebene zu einem MILP-Modell gewandelt, das dann in das Optimierungsmodell der oberen Ebene integriert wird, sodass das Gesamtmodell gelöst werden kann. Die Gleichungen der Reformulierung mittels Karush-Kuhn-Tucker(KKT)-Bedingungen [Demp20] für das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell sind in Anhang A.2.3 aufgeführt.

Für die Anwendung wird schließlich zunächst das Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems ohne Fernwärmeanbindung gelöst. Anschließend wird das LP-Modell des Fernwärmenetzes durch die Reformulierung in das Optimierungsmodell des industriellen Energiesystems integriert und schließlich mit Investitionsentscheidungen gelöst (Abbildung 3.17c). Für die Studie kann dann für das Fernwärmenetz ein MILP-Modell auf Basis der Ergebnisse der Anwendung gelöst werden, um die bilevel-Optimierung zu validieren. Die Lösungen werden dem Datenmodell zur weiteren Auswertung übergeben.

3.4.5 Schritt 5: Ergebnisanalyse

Die Ergebnisse der Optimierungsdurchläufe in der Modellierung und Lösung (Schritt 4) können im Datenmodell für eine Ergebnisanalyse genutzt werden. Zur Ergebnisanalyse müssen Kennzahlen definiert und ausgewählt werden, die teilweise im Optimierungsmodell und damit in den Ergebnissen verfügbar sind oder aus diesen Ergebnissen berechnet werden müssen.

Festlegung der Kennzahlen

Für die Ergebnisanalyse werden im Rahmen dieser Arbeit Kennzahlen in drei Bereichen definiert: technische, ökonomische und ökologische Kennzahlen (Tabelle 3.7) [Posc11]. Für die Entscheidungsfindung innerhalb der Konzeptplanung ist zunächst das technische Konzept zu betrachten. Hierzu zählen insbesondere Informationen über die Dimensionierung der Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung, in die investiert werden soll. Diese Informationen können

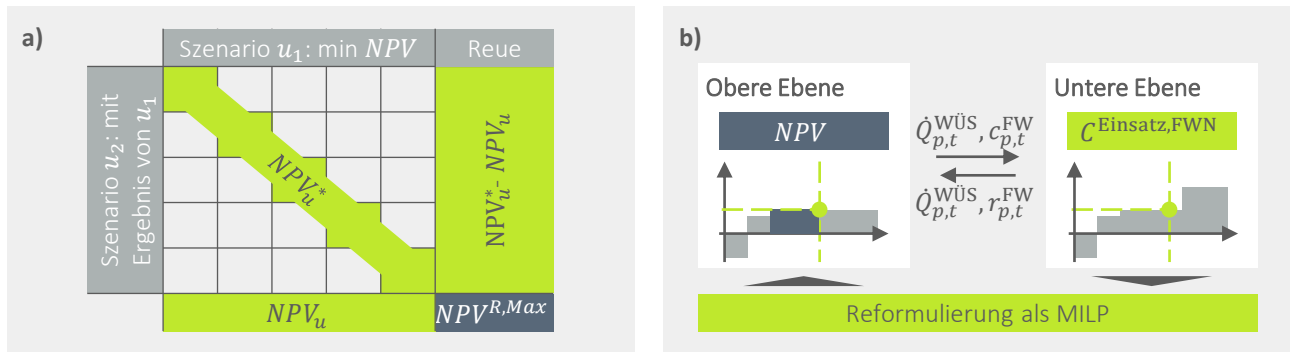


Abbildung 3.18: Veranschaulichung der Lösung problemspezifischer Methoden und Modelle. a: regret-Optimierung zur Berücksichtigung von Unsicherheit, b: bilevel-Optimierung im koordinierten Partizipationsmodell. $C^{Einsatz,FWN}$: Kosten der Einsatzplanung des Fernwärmenetzes, $c_{p,t}^{FW}$: spezifische Wärmekosten, LP: lineare Optimierung, MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung, NPV: Nettokapitalwert, $\dot{Q}_{p,t}^{WÜS}$: thermische Leistung über die Wärmeübergabestation, $r_{p,t}^{FW}$: spezifischer Wärmepreis.

direkt aus den Ergebnissen herausgelesen werden. Weiterhin ist die übertragene Wärmemenge bzw. -leistung, die über die Wärmeübergabestation übertragen werden soll, für die weitere Kennzahlbildung sowie Kommunikation mit dem Energieversorgungsunternehmen notwendig.

Die ökonomischen und ökologischen Kennzahlen können in drei Kategorien unterteilt werden [Posc11]: absolute Kennzahlen innerhalb des Betrachtungszeitraums, relative Kennzahlen als Verbesserung bezogen auf den Basisfall ohne Fernwärmeanbindung und spezifische Kennzahlen bezogen auf die übertragene Wärmemenge. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit bietet neben dem Nettokapitalwert als Gesamtergebnis über den Betrachtungszeitraum, die Annuität eine ökonomische Kennzahl, die eine jährliche Bilanz unter Berücksichtigung von Einsparungen und Investitionen beschreibt [Erms11b]. Weiterhin sind für eine Investitionsentscheidung auch die absolute Investition im Basisjahr sowie die absoluten Einsparungen im Einsatz je Jahr relevant. Letztere können auch als spezifische Einsparungen in Relation zum Basisfall gesetzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden zudem die Grenzeinsparungen und Gestehungseinsparungen der Wärme analog zu Grenzkosten und Gestehungskosten (Kapitel 2.3.3) als Kennzahlen definiert. Die ökologischen Kennzahlen trennen sich in Emissionen und Primärenergie auf. Hier kann jeweils die absolute Einsparung je Jahr bzw. über den Betrachtungszeitraum, die relative Einsparung bezogen auf den Basisfall ohne Fernwärmeanbindung und die spezifische Einsparung bezogen auf die übertragene Wärme bilanziert werden.

Neben den definierten Kennzahlen in Tabelle 3.7 müssen bei der Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen weitere Aspekte berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung von Veränderlichkeit liefert Ergebnisse in der Einsatzplanung je Jahr, sodass die Kennzahlen wie Kosteneinsparungen oder relative Emissionseinsparungen entsprechend je Jahr mit unterschiedlichen Werten analysiert werden können. Bei der Berücksichtigung von Unsicherheit können die Kennzahlen je Szenario einzeln sowie die Reue und Relation zwischen den Szenarien aus der regret-Optimierung analog der dargestellten Matrix in Schritt 4 gebildet werden. Das koordinierte Partizipationsmodell liefert zudem die sich einstellenden Wärmepreise aus der bilevel-Optimierung und im kooperativen Partizipationsmodell müssen die Gesamteinsparungen zunächst zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen aufgeteilt werden, bevor die Kennzahlen gebildet werden können. Bei der Durchführung einer Studie zur

Tabelle 3.7: Kennzahlen für die Ergebnisse der Investitions- und Einsatzplanung.

Technische Kennzahlen	
Dimensionierung der Systemkomponenten der FWA übertragene Wärmemenge und -leistung an der WÜS	
Ökonomische Kennzahlen	Ökologische Kennzahlen
Nettokapitalwert und Annuität	Emissionseinsparungen
Investitionskosten	relative Emissionseinsparungen
Einsparungen	spezifische Emissionen der Wärme
relative Einsparungen	Primärenergieeinsparungen
Grenzeinsparungen der Wärme	relative Primärenergieeinsparungen
Gestehungseinsparungen der Wärme	Primärenergiefaktor der Wärme

Bewertung der Optimierungsmethodik können die Kennzahlen ebenfalls für das Energieversorgungsunternehmen sowie das Gesamtsystem aus beiden Systemen errechnet werden.

Berechnung der Kennzahlen

Einige der beschriebenen Kennzahlen wie die technischen Kennzahlen oder der Nettokapitalwert als Zielfunktion liegen bereits direkt in den Ergebnissen der Optimierungsdurchläufe vor; andere müssen aus den Ergebnissen berechnet und damit dem Datenmodell hinzugefügt werden. Aus den technischen Kennzahlen muss insbesondere die übertragene Wärme $Q^{\text{WÜS,FW}}$ für weitere Kennzahlen berechnet werden (Gleichung 3.127).

$$Q^{\text{WÜS,FW}} = \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} \right) \quad (3.127)$$

Die Annuität einer Investition errechnet sich aus dem Nettokapitalwert und dem Annuitätenfaktor ANF (Gleichung 3.128). Als Kehrwert des Rentenbarwertfaktors wird so die Investition über die Jahre im Betrachtungszeitraum aufgeteilt. Die Einsparungen im Einsatz $R^{\text{Einsatz,Gesamt}}$ werden als Differenz aus Einsatzkosten ohne Fernwärmeanbindung $C^{\text{Einsatz,ohneFWA}}$ und mit Fernwärmeanbindung C^{Einsatz} gebildet (Gleichung 3.129). Weiterhin wird zur Berechnung der relativen Einsparungen $\alpha^{\text{Einsparungen}}$ das Verhältnis aus Einsparungen und Einsatzkosten ohne Fernwärmeanbindung gebildet (Gleichung 3.130). Die Grenzeinsparungen r^{Grenz} und Gestehungseinsparungen $r^{\text{Gestehung}}$ setzen die Einsparungen bzw. den Nettokapitalwert in ein Verhältnis zur übertragenen Wärmemenge über die Wärmeübergabestation (Gleichungen 3.131 und 3.132).

$$a = \text{NPV} \cdot \text{ANF} \quad (3.128)$$

$$R^{\text{Einsatz,Gesamt}} = C^{\text{Einsatz,ohneFWA}} - C^{\text{Einsatz}} \quad (3.129)$$

$$\left(1 - \alpha^{\text{Einsparungen}} \right) = \frac{R^{\text{Einsatz,Gesamt}}}{C^{\text{Einsatz,ohneFWA}}} \quad (3.130)$$

$$r^{\text{Grenz}} = \frac{R^{\text{Einsatz,Gesamt}}}{Q^{\text{WÜS,FW}}} \quad (3.131)$$

$$r^{\text{Gestehung}} = \frac{\text{NPV}}{Q^{\text{WÜS,FW}}} \quad (3.132)$$

Die Emissionseinsparungen $E^{\text{CO}_2, \text{Gesamt}}$ werden über die Emissionen aller Energieformen e der Menge \mathcal{E} mit und ohne Fernwärmeanbindung sowie die Emissionen der Wärmeübergabestation sowie die Emissionen der Wärmeübergabestation $E^{\text{CO}_2, \text{WÜS}}$ berechnet (Gleichung 3.133). Weiterhin beziehen die relativen Emissionseinsparungen α^{CO_2} die Emissionseinsparungen auf die Emissionen ohne Fernwärmeanbindung (Gleichung 3.134) und die spezifischen Emissionseinsparungen die Emissionseinsparungen auf die übertragene Wärmemenge $Q^{\text{WÜS, FW}}$ (Gleichung 3.135). Analog werden auch die Kennzahlen zur Primärenergie berechnet (Gleichungen 3.136 - 3.138).

$$E^{\text{CO}_2, \text{Gesamt}} = \sum_{e \in \mathcal{E}} \left(E_e^{\text{CO}_2} - E_e^{\text{CO}_2, \text{ohneFWA}} \right) + E^{\text{CO}_2, \text{WÜS}} \quad (3.133)$$

$$\alpha^{\text{CO}_2} = \frac{E^{\text{CO}_2, \text{Gesamt}}}{\sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{CO}_2, \text{ohneFWA}}} \quad (3.134)$$

$$f^{\text{CO}_2, \text{WÜS}} = \frac{E^{\text{CO}_2, \text{Gesamt}}}{Q^{\text{WÜS, FW}}} \quad (3.135)$$

$$E^{\text{PE}, \text{Gesamt}} = \sum_{e \in \mathcal{E}} \left(E_e^{\text{PE}} - E_e^{\text{PE}, \text{ohneFWA}} \right) + E^{\text{PE}, \text{WÜS}} \quad (3.136)$$

$$\alpha^{\text{PE}} = \frac{E^{\text{PE}, \text{Gesamt}}}{\sum_{e \in \mathcal{E}} E_e^{\text{PE}, \text{ohneFWA}}} \quad (3.137)$$

$$f^{\text{PE}, \text{WÜS}} = \frac{E^{\text{PE}, \text{Gesamt}}}{Q^{\text{WÜS, FW}}} \quad (3.138)$$

3.4.6 Schritt 6: Bewertung und Kommunikation

Im Anschluss an die Kennzahldefinition und -berechnung (Schritt 5) können die Kennzahlen für die Bewertung der Ergebnisse und damit auch zur Kommunikation der Handlungsempfehlung genutzt werden. Hierzu werden zunächst die benötigten Kennzahlen bestimmt, sodass diese berechnet und bereitgestellt werden (Abbildung 3.19). Weiterhin findet eine Visualisierung der Ergebnisse statt; die Visualisierung beinhaltet die Darstellung des Systems, des Systemverhaltens sowie der Kennzahlen. Schließlich wird auf Basis der Ergebnisse eine Entscheidung getroffen und diese an das Energieversorgungsunternehmen kommuniziert. Je nach Ergebnis sowie Rückmeldung des Energieversorgungsunternehmens kann auch eine Anpassung der Rahmenbedingungen und ein erneutes Durchlaufen einzelner Schritte im Vorgehensmodell (Abbildung 3.12) notwendig sein.

Visualisierung der Ergebnisse

Die Visualisierung der Ergebnisse sollte neben der reinen Darstellung der Kennzahlen auch weitere Aspekte berücksichtigen. Abbildung 3.20 stellt die drei genannten Darstellungsbereiche exemplarisch dar:

- **System:** Die im Ergebnis optimale Variante sollte qualitativ und quantitativ dargestellt werden. Dazu zählt einerseits eine Übersichtsgrafik des Systems (Abbildung 3.20a), insbesondere der Fernwärmeanbindung, aber auch der verbundenen Energienetze im industriellen Energiesystem, und andererseits die Dimensionierung der Systemkomponenten in der

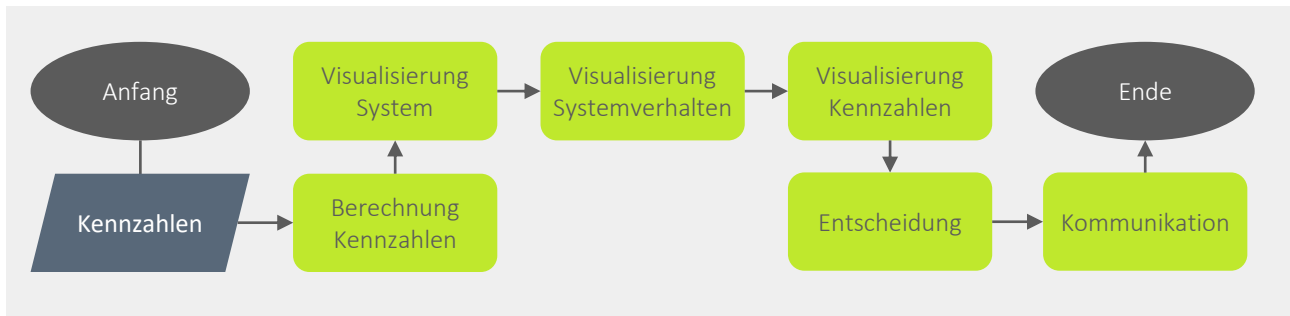


Abbildung 3.19: Ablaufplan zur Kennzahlbildung, Visualisierung und Entscheidung.

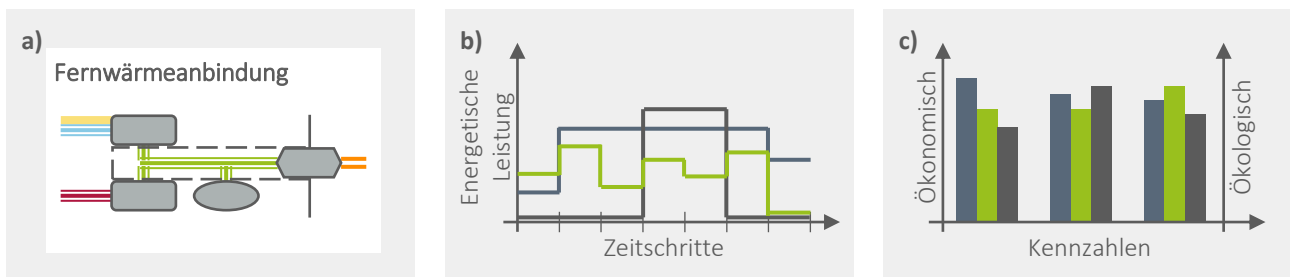


Abbildung 3.20: Exemplarische Darstellung der Visualisierung von Ergebnissen. a: System, z. B. der Fernwärmeanbindung, b: Systemverhalten, z. B. energetische Leistungen der Energiewandler oder übertragenen Wärme, c: Kennzahlen, z. B. ökonomische und ökologische Kennzahlen.

Fernwärmanbindung. Für die qualitative Darstellung kann die Semantik (Kapitel 3.2.2) genutzt werden.

- **Systemverhalten:** Das Systemverhalten sollte für eine genauere Systemanalyse über die Zeit innerhalb der einzelnen Perioden dargestellt werden, so z. B. der Einsatz der Energiewandler (Abbildung 3.20b). Hieraus kann sowohl die Auslastung und das Schaltverhalten einzelner Systemkomponenten als auch das Zusammenspiel der Systemkomponenten und die Auswirkungen der Fernwärmeanbindung auf das Gesamtsystem analysiert werden. Aus dem Systemverhalten kann auch ersichtlich werden, ob gewisse Rahmenbedingungen nochmals angepasst werden müssen.
- **Kennzahlen:** Die Kennzahlen werden schließlich für die Gesamtbewertung des Ergebnisses und die Kommunikation mit dem Energieversorgungsunternehmen verwendet, so z. B. die übertragene Wärmemenge, aber auch ökonomische und ökologische Kennzahlen (Abbildung 3.20c). Für die Kommunikation mit dem Energieversorgungsunternehmen werden die übertragene Wärmemenge sowie die spezifischen Wärmepreise und -emissionen benötigt; für eine Entscheidung im Unternehmen sollten zudem Kennzahlen wie der Nettokapitalwert, die Investitionskosten und die Einsparungen bereitgestellt werden.

Prinzipiell ist eine Vielzahl an Darstellungsmöglichkeiten denkbar, diese sollte jedoch immer anhand des Entscheidungsprozesses im Unternehmen sowie an der Zusammenarbeit mit dem Energieversorgungsunternehmen ausgerichtet werden. Durch die Visualisierung können zudem auch weitere Zielgruppen (Kapitel 3.2.1) im Entscheidungsprozess eingebunden werden. In Kapitel 4.3 wird eine mögliche Visualisierung für einen untersuchten Anwendungsfall dargestellt.

Handlungsempfehlung

Anhand der Auswertung und Visualisierung der Ergebnisse kann eine Handlungsempfehlung getroffen werden:

- **Negative Entscheidung:** Die Ergebnisse bieten keine Grundlage für eine weitere Planung, da das Projekt ökologisch oder ökonomisch nicht vorteilhaft ist; das Projekt wird eingestellt.
- **Anpassungsbedarf:** Einzelne Schritte werden mit angepassten Rahmenbedingungen wiederholt, sodass sich eine iterative Konzeptplanung ergibt.
- **Positive Entscheidung:** Es werden weitere Schritte eingeleitet.

In vielen Fällen wird sich eine iterative Konzeptplanung einstellen, da sich Rahmenbedingungen anpassen oder der Anpassungsbedarf erst durch die Ergebnisanalyse und Kommunikation mit den Energieversorgungsunternehmen ersichtlich wird. Im Folgenden sollen hierzu Beispiele diskutiert werden:

- **Einflussparameter im Industrieunternehmen:** Es stellt sich heraus, dass ein relevanter Anteil der überschüssigen Wärme aus KWK-Anlagen an das Fernwärmenetz übertragen wird; in der Optimierung wurden jedoch keine Transformationsoptionen betrachtet. Im Entscheidungsprozess wird darauf hingewiesen, dass eine Entscheidung über den Weiterbetrieb der KWK-Anlagen noch nicht getroffen werden kann, sodass in einer weiteren Optimierung auch Transformationsszenarien integriert werden.
- **Einflussparameter des Energieversorgungsunternehmens:** Die errechnete übertragene Wärme unterliegt starken Schwankungen im zeitlichen Verlauf, sodass für die Leistungsspitzen hohe Investitionen in entsprechende Verbindungsleitungen notwendig sind. Das Energieversorgungsunternehmen möchte daher jedoch nur geringere spezifische Wärmepreise bezahlen. In einer weiteren Iteration können Wärmepreise angepasst oder Wärmepreisstufen durch Anpassung des Partizipationsmodells integriert oder die Fernwärmeanbindung mit einem Wärmespeicher ausgestattet werden.
- **Übergreifende Einflussparameter:** In der Konzeptphase ändern sich regulatorische Parameter wie die ökologische Bilanzierung von Energieformen, sodass in einer weiteren Iteration die spezifischen Emissionsfaktoren oder Primärenergiefaktoren angepasst werden müssen.

3.4.7 Schritt 7: Weitere Schritte

Wird durch die Bewertung der Ergebnisse (Schritt 6) eine positive Handlungsempfehlung gegeben, können diese Ergebnisse für die weiteren Schritte der Konzeptplanung genutzt werden. Zu den weiteren Schritten zählen insbesondere eine thermo-hydraulische Validierung und eine Layoutplanung der technischen Anlagen. Erst nach Abschluss aller relevanten Planungsaspekte der Konzeptplanung können die folgenden Planungsphasen, genauer die Detailplanung, Realisierungsvorbereitung, -überwachung und die Hochlaufbetreuung, eingeleitet werden [VDI5200]. Zur Detailplanung, als unmittelbar anschließende Phase, gehören die Schritte der Feinplanung, Erstellung von Genehmigungsanträgen sowie die Erstellung der Leistungsbeschreibungen mit dem Ziel, die Ausführungspläne, die detaillierten Kostenberechnungen sowie die Genehmigung für die Umsetzung vorliegen zu haben. Für die weiteren Schritte und Phasen kann es hilf-

reich sein, Fachplanungsbüros hinzuzuziehen. Diese orientieren sich im Vorgehen sowie in der Abrechnung nach der Honorarordnung für Architekt:innen und Ingenieur:innen [HOAI]; die Leistungsphasen der HOAI können hierbei den Phasen der Fabrikplanung zugeordnet werden und definieren damit auch die Schnittstellen der Zusammenarbeit [VDI5200]. Im Rahmen der Detailplanung sind weiterhin zusätzliche Berechnungsgrundlagen hinzuzuziehen, deren Kenntnis auch in der Konzeptplanung von Vorteil sind [Flum21]. In Anhang A.2.6 ist hierzu eine Auflistung relevanter Normen und Richtlinien zur Detailplanung thermischer Energiesysteme aufgeführt.

3.5 Softwarekonzept

Zur praktischen Anwendung können die drei entwickelten Modelle – deskriptives Modell, Optimierungsmodell und Vorgehensmodell – in einer Softwareapplikation als Optimierungsapplikation zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme umgesetzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden elementare Bestandteile zur Erprobung der Optimierungsmethodik in der zweiten deskriptiven Studie (Kapitel 4.1) prototypisch umgesetzt und eine allgemeine Optimierungsapplikation zur Anwendung durch die Zielgruppen im Rahmen eines Verwertungskonzepts konzipiert.³² Von einer umfassenden softwaretechnischen Umsetzung, z. B. als Webapplikation mit grafischer Oberfläche, wird an dieser Stelle abgesehen.

3.5.1 Prototypische Umsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine prototypische Optimierungsumgebung in der Programmiersprache Python [Pyth23] umgesetzt, die elementare Bestandteile der Optimierungsmethodik enthält und damit die Erprobung der entwickelten Optimierungsmethodik ermöglicht (Abbildung 3.21). Die Implementierung besteht aus den drei Bereichen Daten, Operationen und Modellbibliothek. In der Modellbibliothek sind die Grundmodelle der Investitions- und Einsatzplanung sowie die Modelle und Methoden zur Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen in drei Subbibliotheken modelliert. Die Optimierungsmodelle in der Modellbibliothek wurden mittels Python-Paket `pyomo` umgesetzt [Bynu21]. Der Datenimport zur Erstellung eines spezifischen Anwendungsfalls wurde über `csv`- und `json`-Dateien als Eingabedaten umgesetzt, der Datenexport der Ausgabedaten über `csv`- und `png`-Dateien. Weiterhin kann ein spezifischer Anwendungsfall als Modell auch in einer `pickle`-Datei abgespeichert werden. Die Operationen, implementiert in einer Python-Umgebung, bilden den Kern der Optimierungsumgebung und enthalten Funktionen für die Datenverarbeitung (Einlesen und Umrechnen von Daten, Zeitreihenaggregation), die Programmausführung (Erstellen spezifischer Modelle sowie Ausführungen von Optimierungsdurchläufen) sowie die Datenauswertung (Berechnung von Kennzahlen, Visualisierung). Die Programmausführung greift dabei auf die Dateien im Bereich Daten zu und erstellt Optimierungsmodelle aus der Modellbibliothek. Zur Lösung der Optimierungsmodelle wird der kommerzielle Lösungsalgorithmus CPLEX aus der Lösungssoftware von IBM genutzt [Inte21]; es besteht jedoch auch die Möglichkeit, andere kommerzielle sowie nicht-kommerzielle Lösungssoftware für MILP-Modelle zu verwenden. Sofern eine nicht-kommerzielle Lösungssoftware verwendet wird, ist die prototypische Optimierungsumgebung

³² Da Grundaufbau sowie Grundfunktionalität einer solchen Optimierungsapplikation für diverse Optimierungsapplikationen von Energiesystemen gültig sein sollten und damit sehr allgemein sind, wird an dieser Stelle auf umfassende Erläuterungen verzichtet.

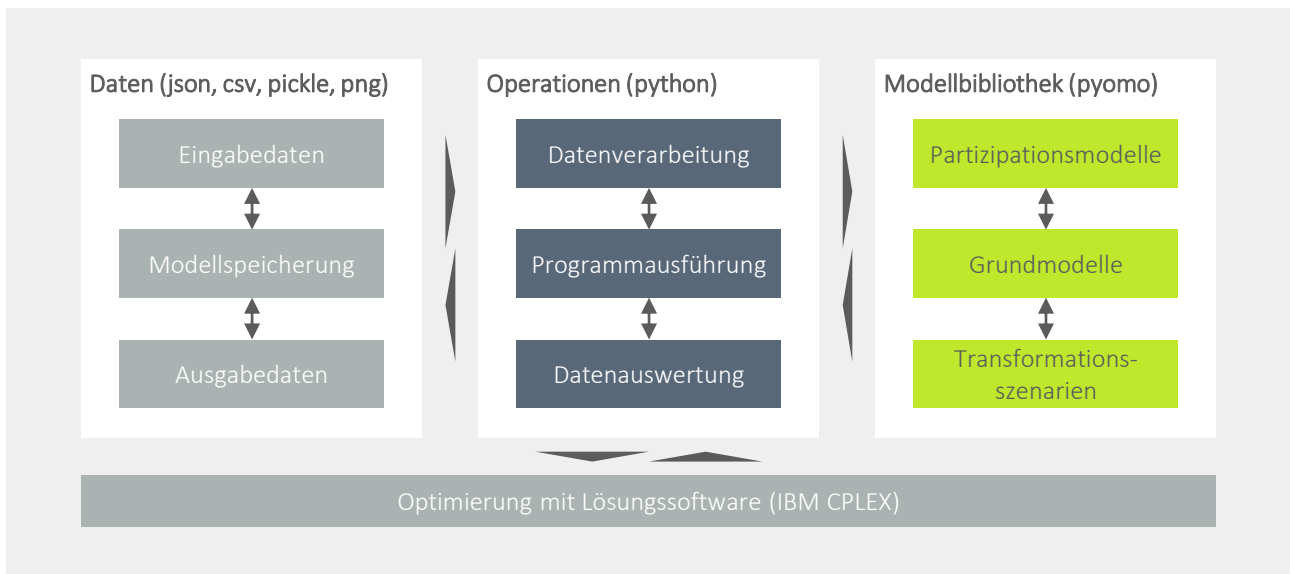


Abbildung 3.21: Überblick der prototypischen Umsetzung als Optimierungsumgebung.

somit frei verwendbar. Im Folgenden soll auf die Erstellung einer Systemkonfiguration mit der Modellbibliothek sowie die Einbindung von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen näher eingegangen werden.

Systemkonfiguration mit der Modellbibliothek

Die auf dem Python-Paket `pyomo` basierende Modellbibliothek wurde in einer Python-Umgebung objektorientiert umgesetzt, um spezifische Anwendungsfälle modular aufbauen zu können. Die Modellbibliothek besteht im Kern aus den Systemmodellen der Grundmodelle der Investitions- und Einsatzplanung. Diese Modelle werden als Klassen und Subklassen mit entsprechenden Attributen und Methoden sowie Zuordnungen untereinander definiert. So werden z. B. Attribute und Methoden der Klasse `Energienetze` auch an die Klasse der thermischen `Energienetze` vererbt. Bei den Klassen wird zudem zwischen Investitionsplanung und Einsatzplanung unterschieden. Neben den Systemmodellen enthält die Bibliothek auch übergeordnete Systeme, so wie allgemeine Energiesysteme zum Erstellen eines industriellen Energiesystems oder die Fernwärmeanbindung mit spezifischeren Attributen und Methoden. Jedes Objekt erhält bei der Instanziierung eine eigene Bezeichnung und wird je Abhängigkeit der Klassen und Subklassen anderen Objekten zugeordnet. Insgesamt lässt sich die Modellbibliothek der Grundmodelle so für eine beliebige Investitions- und Einsatzplanung innerhalb eines Energiesystems nutzen, es kann z. B. auch die Investition in eine neue Wärmeerzeugungsstruktur mit Auswirkungen auf den Einsatz des gesamten industriellen Energiesystems modelliert werden.

Abbildung 3.22 und der vereinfachte Programmcode 1 zeigen die Erstellung eines Systems anhand einer einfachen Beispielkonfiguration. Im ersten Schritt wird das industrielle Energiesystem instanziiert, hierzu werden benötigte Parameter `param`³³ eingegeben. Anschließend werden ein Heißwassernetz, ein Kühlwassernetz und ein Stromnetz instanziiert und dem industriellen Energiesystem zugeordnet. An das Stromnetz wird weiterhin eine Energiebeschaffung als Strombeschaffung und ein Elektrokessel zugeordnet. Der Elektrokessel wird in der Instanziierung ebenfalls an das Heißwassernetz zur Wärmebereitstellung angeschlossen. Ebenso werden

³³ Der Platzhalter `param` soll an dieser Stelle für beliebige benötigte Parameter innerhalb einer Klasse stehen.

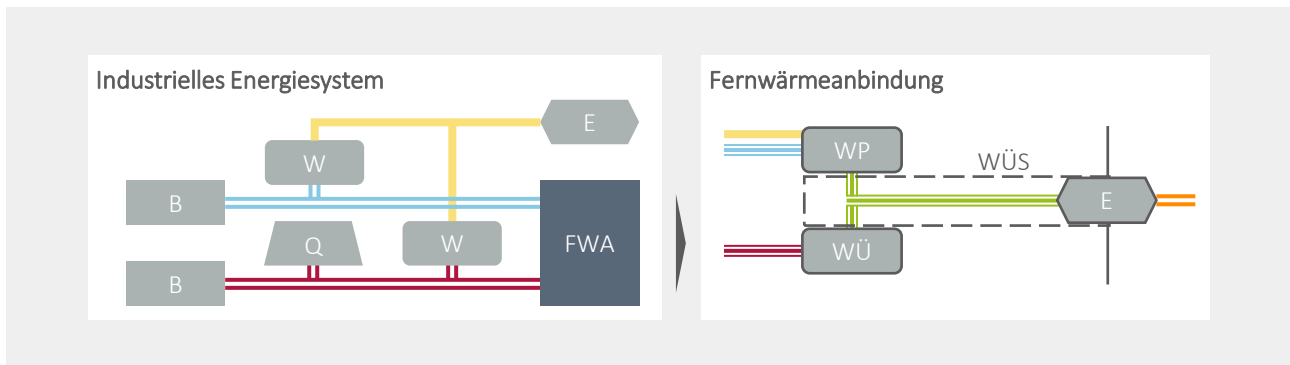


Abbildung 3.22: Beispiel einer Systemkonfiguration. B: Energiebedarf, E: Energiebeschaffung, FWA: Fernwärmeanbindung, Q: Abwärmequelle, W: Energiewandler, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation, farblich gekennzeichnete Linien: energetische Netze mit verschiedene Energieformen oder Temperaturniveaus.

auch eine Abwärmequelle und eine Kältemaschine instanziiert und mit den Energienetzen gekoppelt. Schließlich werden je ein Wärmebedarf und ein Kühlwasserbedarf erstellt und an die thermischen Netze angeschlossen. Alle Systemkomponenten erhalten die Parameter *param* über das Datenmodell. Neben den einzelnen Systemkomponenten des industriellen Energiesystems wird auch eine Fernwärmeanbindung instanziiert und dem industriellen Energiesystem zugeordnet. Die Fernwärmeanbindung enthält zudem Anschlüsse an das Heißwassernetz und das Kühlwassernetz. In der Instanziierung ist bereits die Wärmeübergabestation mit entsprechenden Parametern enthalten. Zur Kopplung mit den thermischen Netzen werden ein Wärmeübertrager und eine Wärmepumpe erstellt. Abschließend wird die Zielfunktion als Nettokapitalwert erstellt und parametrisiert sowie als Zielfunktion des industriellen Energiesystems gesetzt. Für die Lösung der mathematischen Modelle, die mithilfe der Modellbibliothek erzeugt werden, wird das Modell eines übergeordneten Systems an einen Lösungsalgorithmus übergeben.

regret- und bilevel-Optimierung

Die zweite und dritte Bibliothek dient der Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen durch separate Funktionen. Die Auftrennung der drei Bibliotheken und der entsprechenden Funktionen ermöglicht eine separate Weiterentwicklung und Nutzung. Für die oben genannte Beispielkonfiguration können folglich Transformationsszenarien, z. B. zur Berücksichtigung von Unsicherheit, und/oder Partizipationsmodelle, wie das koordinierte Modell, definiert werden:

- Für die **Transformationsszenarien** wird zunächst die Liste der Szenarien erstellt (vereinfachter Programmcode 2). Anschließend wird ein Szenario mit Abwärmequelle und ein Szenario ohne Abwärmequelle definiert. Für das zweite Szenario wird die Abwärmemenge auf Null gesetzt. Die Szenarien werden in die Szenarienliste eingefügt und die Liste an die Umgebung der regret-Optimierung übergeben. Diese erstellt und löst das Modell.
- Zur Integration der Grenzkostenkurve im koordinierten **Partizipationsmodell** werden zunächst die Daten der Grenzkostenkurve eingepflegt, so der Wärmebedarf, die Wärmebereitstellung sowie die spezifischen Kosten der Wärmebereitstellung (vereinfachter Programmcode 3). Aus den Daten wird das Partizipationsmodell erstellt und der Umgebung für die bilevel-Optimierung übergeben. Diese erstellt und löst das Modell.

Programmcode 1 Erstellen eines industriellen Energiesystems mit Fernwärmeanbindung

```

1: IES = Bib.Systeme.Energiesystem(param)
2: Heißwassernetz = Bib.Energienetze.ThermischeNetze("Heißwassernetz", param, IES)
3: Kühlwassernetz = Bib.Energienetze.ThermischeNetze("Kühlwassernetz", param, IES)
4: Stromnetz = Bib.Energienetze.Stromnetze("Stromnetz", param, IES)
5: Strombeschaffung = Bib.Energiebeschaffung("Strombeschaffung", param, IES, Energienetz
  = Stromnetz)
6: Elektrokessel = Bib.Einsatzplanung.Energiewandler.Kessel("Elektrokessel", param, IES,
  ThermischesNetz=Heißwassernetz, Eingangsnetz = Stromnetz)
7: Abwärme = Bib.Abwärmequelle.EinfacheAbwärmequelle("Abwärme", param, IES, Thermi-
  schesNetz = Heißwassernetz)
8: Kältemaschine = Bib.Einsatzplanung.Kältemaschine("Kältemaschine", param, IES, Ther-
  mischesNetzWarm = Umgebung, ThermischesNetzKalt=Kühlwassernetz, Stromnetz =
  Stromnetz)
9: Wärmebedarf = Bib.Energiebedarfe.ThermischerEnergiebedarf("Wärmebedarf", param,
  IES, ThermischesNetz = Heißwassernetz)
10: Kühlwasserbedarf = Bib.Energiebedarfe.ThermischerEnergiebedarf("Kühlbedarf", param,
  IES, ThermischesNetz=Kühlwassernetz)
11: FWA = Bib.Investitionsplanung.Fernwärmeanbindung(param, IES, ThermischeNetze =
  {Heißwassernetz, Kühlwassernetz})
12: Wärmeübertrager_FWA = Bib.Investitionsplanung.Wärmeübertrager("Wärmeübertrager_
  FWA", param, ThermischesNetz = Heißwassernetz, param)
13: Wärmepumpe_FWA = Bib.Investitionsplanung.Wärmepumpe("Wärmepumpe_FWA",
  param, FWA, ThermischesNetz = Kühlwassernetz,param)
14: Zielfunktion = Bib.Zielfunktionen.NPV("Zielfunktion", param, IES)
15: IES.setze_Zielfunktion(Zielfunktion)

```

3.5.2 Verwertungskonzept

Die prototypische Umsetzung dient der Erprobung der entwickelten Modelle und kann zu einer Optimierungsapplikation im Sinne einer Verwertung weiterentwickelt werden. Das Ziel einer Weiterentwicklung zu einer Optimierungsapplikation ist die praktische Anwendung der Optimierungsmethodik durch die Zielgruppen, ohne dabei über umfassende Fachkenntnis der mathematischen Optimierung zu verfügen. Hierzu sollte sich die Optimierungsapplikation für Zielgruppen wie das industrielle Energiemanagement oder Energieberatungsunternehmen an dem beschriebenen Vorgehensmodell orientieren und das Optimierungsmodell im Hintergrund integrieren. Den grundsätzlichen Rahmen der Optimierungsapplikation spannt das deskriptive Modell.

Anforderungen

Zunächst lassen sich für die Optimierungsapplikation Anforderungen definieren, die in funktionale (F) und nicht-funktionale (NF) Anforderungen unterschieden werden [Mico13]. Während nicht-funktionale Anforderungen die Qualität der softwaretechnischen Umsetzung adressieren, beziehen sich die funktionalen Anforderungen auf die Zielsetzung und Nutzbarkeit hinsichtlich des inhaltlichen Zwecks der Softwareapplikation. Die funktionalen Anforderungen lassen sich anhand des Vorgehensmodells strukturieren [Kref22]:

Programmcode 2 Ausführen von Transformationsszenarien unter Unsicherheit

```

1: Szenarien = Szenarioliste()
2: Szenario_Abwaerme = Szenario("Abwärme", Szenario_erstellen("Abwaerme"))
3: Szenario_keineAbwaerme = Szenario("keine_Abwärme", Szenario_erstellen("keine- Ab-
wärme"))
4: Szenarien.setze_Szenario(Szenario_Abwaerme)
5: Szenarien.setze_Szenario(Szenario_keineAbwaerme)
6: regret_Optimierung = regret_Umgebung(Szenarien, param, IES)
7: regret_Optimierung.erstelle_Modell()
8: regret_Optimierung.löse_Modell()

```

Programmcode 3 Ausführen des koordinierten Partizipationsmodells

```

1: Wärmebedarfe = {param}
2: Wärmebereitstellung = {param}
3: Wärmebereitstellungskosten = {param}
4: Partizipationsmodell = bilevel_Umgebung(param, Wärmebedarfe = Wärmebedarfe, Wär-
mebereitstellung = Wärmebereitstellung, Wärmebereitstellungskosten = Wärmebereitstel-
lungskosten)
5: bilevel_Optimierung = bilevel_Umgebung(Partizipationsmodell, IES)
6: bilevel_Optimierung.erstelle_Modell()
7: bilevel_Optimierung.löse_Modell()

```

- **Schritt 1:** Für die **Vorbereitung** der Investitions- und Einsatzplanung müssen relevante Informationen in der Zieldefinition und Grundlagenermittlung zusammengetragen werden. Diese Informationen bzw. Daten müssen in der Softwareapplikation über einen Datenimport (F1.1) in einer Datenbank (F1.2) gespeichert werden können, ggf. sind auch Schnittstellen zu andere Datenbanken wie die Energiemanagementsoftware im Unternehmen hilfreich.
- **Schritt 2:** In der **Systemkonfiguration** muss das industrielle Energiesystem und die Fernwärmeanbindung individuell und modular zusammengestellt werden können. Die modulare Konfiguration erfordert eine objektorientierte Programmierung des Datenmodells (F2.1) mit direktem Zusammenhang zu den Systemmodellen (F2.2). Das System sollte die Ebenen Investitionsplanung und Einsatzplanung klar differenzieren (F2.3), siehe Semantik, und innerhalb dieser konfigurierbar sein, z. B. über eine Drag-and-Drop-Funktionalität (F2.4). Die Konfiguration der Fernwärmeanbindung sollte über eine Schrittfolge nach Abbildung 3.14 (F2.5) und die Integration von Transformationsszenarien sowie Partizipationsmodellen über separate Oberflächen (F2.6) umsetzbar sein.
- **Schritt 3:** Die benötigten Daten für die **Datenvorbereitung** und damit Daten für das Datenmodell des spezifischen Anwendungsfalls sollten gekennzeichnet sein (F3.1) und mit den Informationen in der Datenbank zusammengeführt werden können (F3.2). Bei der Zusammenführung sollten automatische (F3.3) und manuelle (F3.4) Umrechnungsfunktionen eingesetzt werden können. Weiterhin müssen zeitabhängige Parameter für die Zeitreihenaggregation auswählbar sein (F3.5) und Funktionen für die Eingabeparameter der Zeitreihenaggregation der benötigten Parameter bereitstehen (F3.6). Auch die Distanz

der Iterationen der Zeitreihenaggregation sollte dargestellt (F3.7) und die repräsentativen Perioden ausgewählt (F3.8) werden können.

- **Schritt 4:** Für die **Modellierung und Lösung** müssen sowohl eine Optimierungsbibliothek auf Basis des Optimierungsmodells (F4.1) als auch eine Lösungssoftware (F4.2) integriert und Schnittstellen zum Datenmodell aufgebaut (F4.3) werden. Die Systemmodelle der Optimierungsbibliothek sollten analog zum Datenmodell objektorientiert programmiert werden (F4.4). Für das Ausführen des Lösungsalgorithmus müssen zudem entsprechende Parameter eingegeben werden können (F4.5).
- **Schritt 5:** In der **Ergebnisanalyse** sollten Kennzahlen automatisiert vorgeschlagen werden (F5.1), aber auch manuell erstellt werden können (F5.2). Die Berechnungsfunktionen für die Kennzahlen sollten entsprechend adaptierbar sein (F5.3).
- **Schritt 6:** Für die **Bewertung und Kommunikation** sollte eine Vorauswahl an Visualisierungen vorgeschlagen werden (F6.1), die nach System, Systemverhalten und Kennzahlen differenziert werden (F6.2). Das System sollte über die Semantik mit weiteren Informationen (z. B. durch das Anklicken einer Systemkomponente) wie die Dimensionierung (F6.3) und das Systemverhalten über verschiedene, manuell anpassbare Darstellungsformen (F6.4) dargestellt werden. Zudem sollte es die Möglichkeit geben, zu den vorherigen Schritten zurückzuspringen (F6.5) und durch Anpassungen die Planung iterativ anzupassen, ohne eine neue Planung beginnen zu müssen (F6.6). Einzelne Visualisierungen sollten exportierbar bzw. druckbar sein (F6.7).
- **Schritt 7:** Zur Durchführung **weiterer Schritte** sollten die in der Datenbank gespeicherten Daten exportiert werden können (F7.1).

Weiterhin sollten allgemeine funktionale Anforderungen erfüllt sein, so wie das Anlegen von einzelnen Projekten (F0.1), die Darstellung jedes Schritts bzw. der Funktionen in grafischen Oberflächen (F0.2) sowie die Speicherbarkeit an jeder Stelle im Ablauf (F0.3). Neben den funktionalen Anforderungen beschreibt die [ISO25010] als internationale Norm für Qualitätsmerkmale von Software nicht-funktionale Anforderungen an Softwareapplikationen, hierzu zählen die funktionale Eignung, Effizienz, Kompatibilität, Benutzbarkeit, Zuverlässigkeit, Sicherheit, Wartbarkeit und Übertragbarkeit (NF1-8) [Haou17].

Webapplikation

Auf Basis der prototypischen Optimierungsumgebung können die nicht-funktionalen und funktionalen Anforderungen als Optimierungsapplikation, z. B. in Form einer Webapplikation, umgesetzt werden. Eine Webapplikation bietet den Vorteil, dass Modelle und Funktionen für Nutzer:innen stets aktuell bleiben und die Funktionsfähigkeit unabhängig vom Rechner und Betriebssystem der Nutzer:innen ist. Modelle, Methoden, Funktionen etc. können so weiterentwickelt werden und sind unmittelbar verfügbar und funktional.

Eine Webapplikation ist von Nutzer:innen über eine Weboberfläche erreichbar und Ein- und Ausgaben werden über eine Schnittstelle, z. B. über den Browser, durchgeführt, die z. B. auch den Datenimport und -export ermöglicht (Abbildung 3.23). Die zentrale Applikation wird auf einem Datenserver mit Datenbank und automatisierten Funktionen zur Visualisierung, Operationen der Datenverarbeitung und Programmausführung sowie dem Datenmodell als Teil des Optimierungsmodells ausgeführt. Der zentrale Aufbau folgt hier dem Model-View-Controller Paradigma [Spät21] als Datenmodell-Visualisierung-Operationen. Auf dem Datenserver wer-

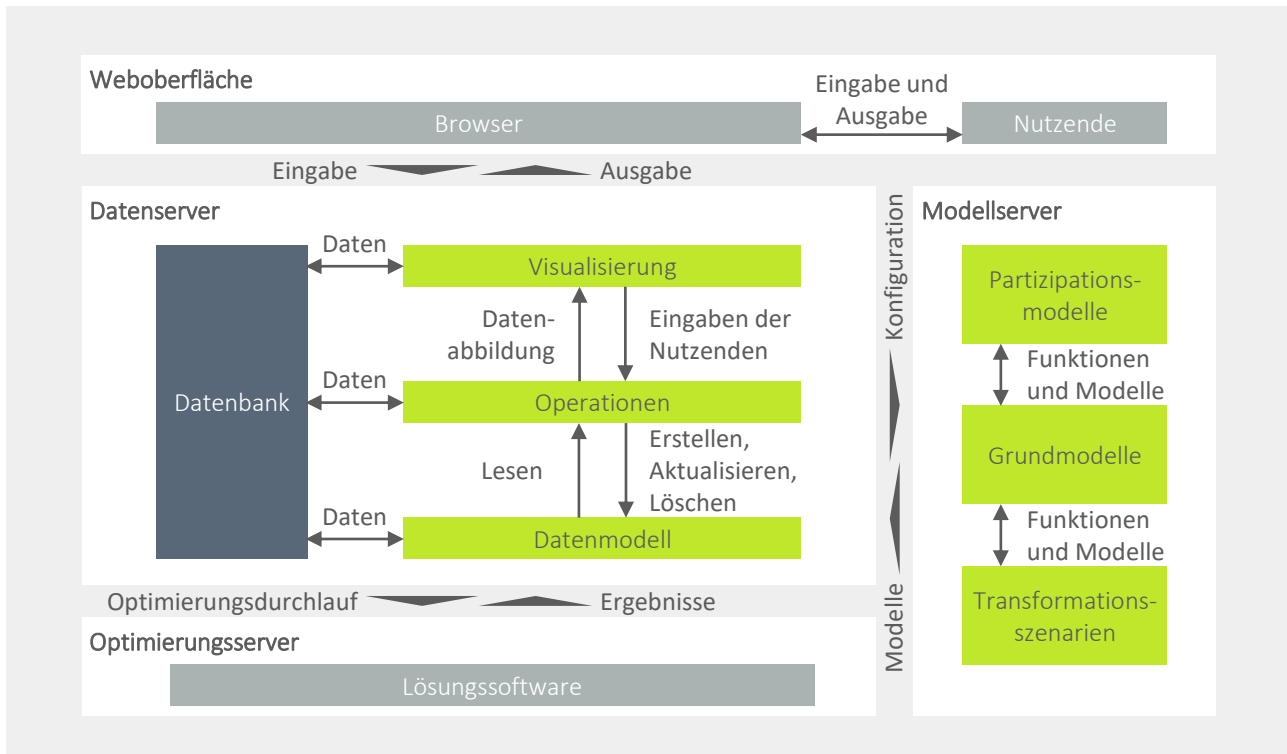


Abbildung 3.23: Konzept einer Webapplikation aufbauend auf der Optimierungsumgebung.

den die spezifischen Anwendungsfälle mit entsprechenden Daten und Informationen gespeichert; die Daten können für Visualisierung, Operationen und Datenmodell bereitgestellt werden. Über die zentralen Operationen wird einerseits die Datenabbildung der Visualisierung über Eingaben der Nutzer:innen ausgeführt und andererseits das Datenmodell erstellt, aktualisiert und ggf. gelöscht sowie ausgelesen. Über den Datenserver werden zudem die Systemmodelle des Optimierungsmodells aus der Modellbibliothek ausgelesen. Diese sind auf einem separaten Modellservers abrufbar, sodass eine Weiterentwicklung der Modelle oder Verwendung der Modelle für andere Applikationen auch ohne Zugriff auf den Datenserver möglich ist. Der Modellservers liefert anhand einer angefragten Systemkonfiguration die entsprechenden Systemmodelle für die Optimierung. Weiterhin ist eine Schnittstelle zu einem Optimierungsserver vorgesehen, an den die Optimierungsdurchläufe weitergegeben werden und der die Ergebnisse nach Lösung mittels Lösungssoftware zurückliefert.

3.6 Diskussion und Zwischenfazit

Das zurückliegende Kapitel stellt die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsmethodik vor. Im Forschungskonzept werden auf Basis des Stands des Wissens zunächst der Lösungsansatz sowie modellierungstechnische und formale Anforderungen an die Optimierungsmethodik aufgezeigt. Zur Ausgestaltung der Optimierungsmethodik als Planungsunterstützung werden die drei Modelle – das deskriptive Modell, das Optimierungsmodell und das Vorgehensmodell – basierend auf relevanten Schritten zur Anwendung mathematischer Optimierung bei Planungsprozessen beschrieben (Abbildung 3.24).

Das **deskriptive Modell** arbeitet auf Basis der energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit sowie der technischen Energiesystemgrenze

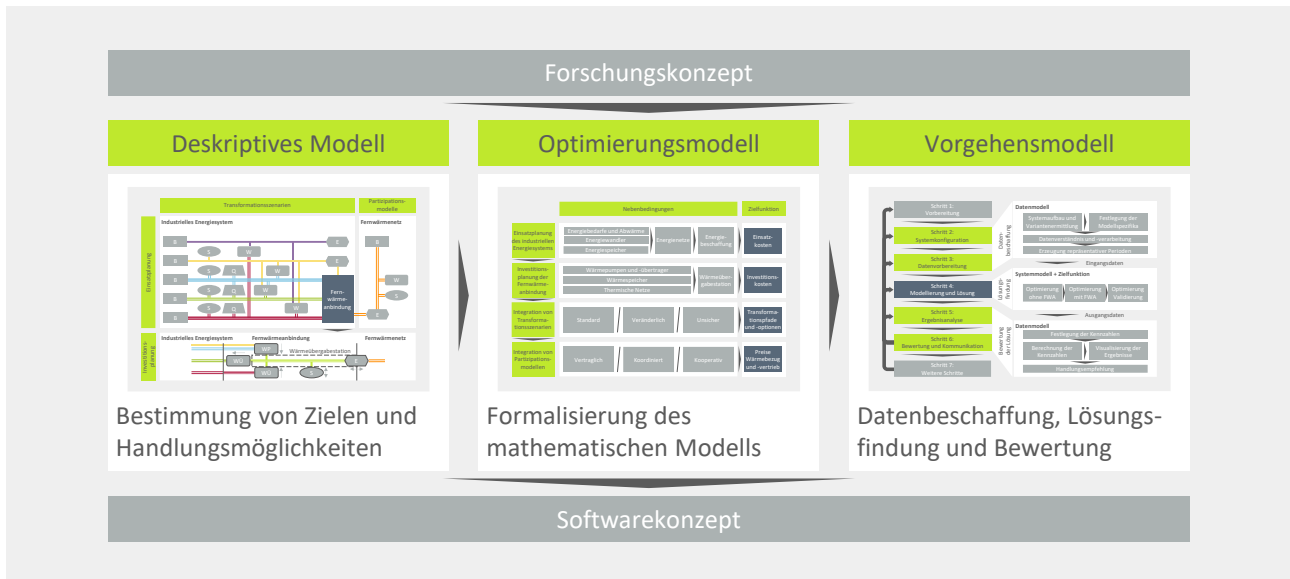


Abbildung 3.24: Vorgehen zur Entwicklung der Optimierungsmethodik

die Ziele und Handlungsmöglichkeiten als Handlungsrahmen der Investitions- und Einsatzplanung heraus (Kapitel 3.2). Hierbei ist einerseits die Betrachtung der Industrie als Zielgruppe und andererseits die dezidierte Betrachtung von industriellem Energiesystem, Fernwärmeanbindung und Fernwärmenetz sowie die Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen entscheidend für die Anwendbarkeit der Methodik. Das **Optimierungsmodell** formalisiert die Ziele und Handlungsmöglichkeiten des deskriptiven Modells (Kapitel 3.3). Neben der Gesamtübersicht werden die mathematischen Grundmodelle der Einsatzplanung und der Investitionsplanung sowie die Modelle und Methoden der Transformationsszenarien und Partizipationsmodelle formuliert; hierzu werden auch Methoden der regret-Optimierung und bilevel-Optimierung eingesetzt. Das Optimierungsmodell greift insgesamt auf bewährte Ansätze der Optimierung von Energiesystemen zurück, entwickelt diese jedoch für das spezifische Planungsproblem weiter. Das **Vorgehensmodell** integriert das Optimierungsmodell in eine logische Schrittfolge, um die Optimierungsmethodik für spezifische Anwendungsfälle einzusetzen (Kapitel 3.4). Das Vorgehen besteht dazu aus sieben Schritten und dient der Datenbeschaffung, Lösungsfindung und Bewertung der Lösung. Letztlich findet so eine Kopplung von Datenmodell und Systemmodell sowie ein systematisches Vorgehen zur Datenintegration statt.

Im Forschungskonzept werden modellierungstechnische Anforderungen an die inhaltliche Beschreibung, mathematische Modellierung und Anwendung gestellt, die im Folgenden adressiert werden sollen:

- **Realitätsnah:** Die Systemmodelle basieren auf wesentlichen physikalischen und techno-ökonomischen Zusammenhängen, wie sie auch in etablierten Ansätzen der mathematischen Optimierung von Energiesystemen eingesetzt werden. Weiterhin werden thermische Energiesysteme durch eine Anpassung der Systemmodelle explizit adressiert.
- **Ganzheitlich:** Mit den abgebildeten Systemkomponenten können sowohl multi-modale Energiesysteme als auch kaskadierte thermische Netze abgebildet und kombiniert werden. Auch findet eine Differenzierung der übergeordneten Systeme in industrielles Energiesystem, Fernwärmeanbindung und Fernwärmenetz in der Investitions- und Einsatzplanung statt.

- **Mehrdimensional:** Das Systemmodell der Energiebeschaffung integriert ökonomische und ökologische Kenngrößen. Weiterhin werden mit dem vertraglichen, koordinierten und kooperativen Partizipationsmodell unterschiedliche Konstellationen der Zusammenarbeit mit dem Energieversorgungsunternehmen betrachtet.
- **Multi-Zeitskalen:** Durch die Integration von repräsentativen Perioden und entsprechenden Methoden zur Zeitreihenaggregation werden kleinere Zeitskalen der Einsatzplanung mit mehreren Jahren im Betrachtungszeitraum integriert. Durch die Integration von Transformationsoptionen und -pfaden kann zudem die zeitliche Veränderung und Unsicherheit in der Planung berücksichtigt werden.
- **Lösbar und Optimal:** Das Optimierungsmodell ist als MILP-Modell formuliert, sodass es grundsätzlich durch vorhandene Lösungsalgorithmen optimal lösbar ist. Die Anwendbarkeit wird im folgenden Kapitel 4.1 erprobt.

Durch die umfassende Beschreibung in den drei Modellen der Optimierungsmethodik sollen auch die formalen Anforderungen adressiert werden, so die Einfachheit, Robustheit, Nachvollziehbarkeit, Adaptivität, Vollständigkeit und Vermittelbarkeit. Zur prototypischen Erprobung in der zweiten deskriptiven Studie wurde daher innerhalb des Softwarekonzepts die implementierte Optimierungsumgebung beschrieben sowie eine Umsetzung als Optimierungsapplikation konzipiert. Für die Weiterentwicklung der prototypischen Optimierungsumgebung zu einer lauffähigen Optimierungsapplikation bietet die Modellbibliothek eine profunde Basis, jedoch ist insbesondere eine automatisierte und stringente Umsetzung des Datenservers und von dessen Schnittstellen sowie des gesamten Programmablaufs vonnöten. Letztlich kann somit mit der Optimierungsumgebung nur die Grundlage für die umfassende Beantwortung der formalen Anforderungen gelegt werden.

4 Anwendung und Evaluation

In diesem Kapitel wird die entwickelte Optimierungsmethodik angewandt und evaluiert. Hierzu wird zunächst das Vorgehen zur Anwendung und Evaluation vorgestellt (Kapitel 4.1). Die Modelle und Methoden der Optimierungsmethodik werden darauf folgend funktional getestet (Kapitel 4.2) und zur Unterstützung der Planung eines Industrieunternehmens angewandt (Kapitel 4.3). Das Kapitel schließt mit einer Diskussion und einem Zwischenfazit zur Anwendung und Evaluation (Kapitel 4.4).

4.1 Anwendungs- und Evaluationsvorgehen

Die Optimierungsmethodik lässt sich als Baukasten zur systematischen Anwendung verschiedener Modelle und Methoden für die Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme beschreiben. Das deskriptive Modell spannt den inhaltlichen Rahmen auf, das Optimierungsmodell formalisiert das deskriptive Modell zu mathematischen Modellen und das Vorgehensmodell beschreibt den Ablauf zum Einsatz der mathematischen Modelle. Je Anwendungsfall können unterschiedliche Teilbereiche der Methodik eingesetzt werden; so unterscheiden sich die Anwendungsfälle insbesondere in der Modellierung der spezifischen Energiesysteme mit ihren Systemkomponenten sowie in der Berücksichtigung von unterschiedlichen Transformationsszenarien und der Abbildung der entsprechenden Partizipationsmodelle. Um die Optimierungsmethodik im Sinne der Forschungsmethodik initial zu erproben und somit erste Rückschlüsse für eine weitere Verwendung im Anschluss an diese Forschungsarbeit zu ziehen [Bles09], werden zwei Teile der Anwendung und Evaluation unterschieden: drei Modell- und Methodentests sowie eine Industrieanwendung. Tabelle 4.1 zeigt die, in den Modell- und Methodentests und in der Industrieanwendung, fokussierten Modelle und Methoden.³⁴

- In den **Modell- und Methodentests** werden einzelne Teilaspekte der Optimierungsmethodik am Anwendungsfall der Forschungsfabrik ETA [Abel18] getestet, um die **Funktionalität** der einzelnen Modelle und Methoden im Optimierungsmodell zu validieren.
- In der **Industrieanwendung** wird die Optimierungsmethodik im Projekt Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung (DELTA) [Kohn23a] anhand des Vorgehensmodells eingesetzt und damit die **Anwendbarkeit** der Optimierungsmethodik unter realen Rahmenbedingungen und Informationen validiert.

Abbildung 4.1 zeigt Luftbilder der beiden Anwendungsfälle mit Markierungen des Industriestandorts sowie des Fernwärmenetzes im Stadtgebiet der Stadt Darmstadt. Während es sich im Anwendungsfall ETA um die Betrachtung eines einzelnen Fabrikgebäudes handelt, betrachtet die Industrieanwendung einen komplexen Industriestandort.

³⁴ Die Rechnungen werden auf einem handelsüblichen Computer mit zehn physischen und zwölf logischen Prozessorkernen ausgeführt, der mit einem Intel(R) Core(TM) i7-1255U Prozessor der zwölften Generation mit 1.70 Gigahertz sowie 16 Gigabyte Arbeitsspeicher ausgestattet ist.

Tabelle 4.1: Übersicht der Modelle und Methoden in den Tests und der Industrieanwendung. GM: Grundmodelle, Koord.: Koordiniert, Koop.: Kooperativ, Stand.: Standard, Unsi.: Unsicherheit, Veränd.: Veränderlichkeit, Vertr.: Vertraglich.

	GM	Veränd.	Unsi.	Vertr.	Koord.	Koop.
Modell- und Methodentest 1	x					
Modell- und Methodentest 2	x	x	x	x		
Modell- und Methodentest 3	x	x		x	x	x
Industrieanwendung	x	x	x	x		

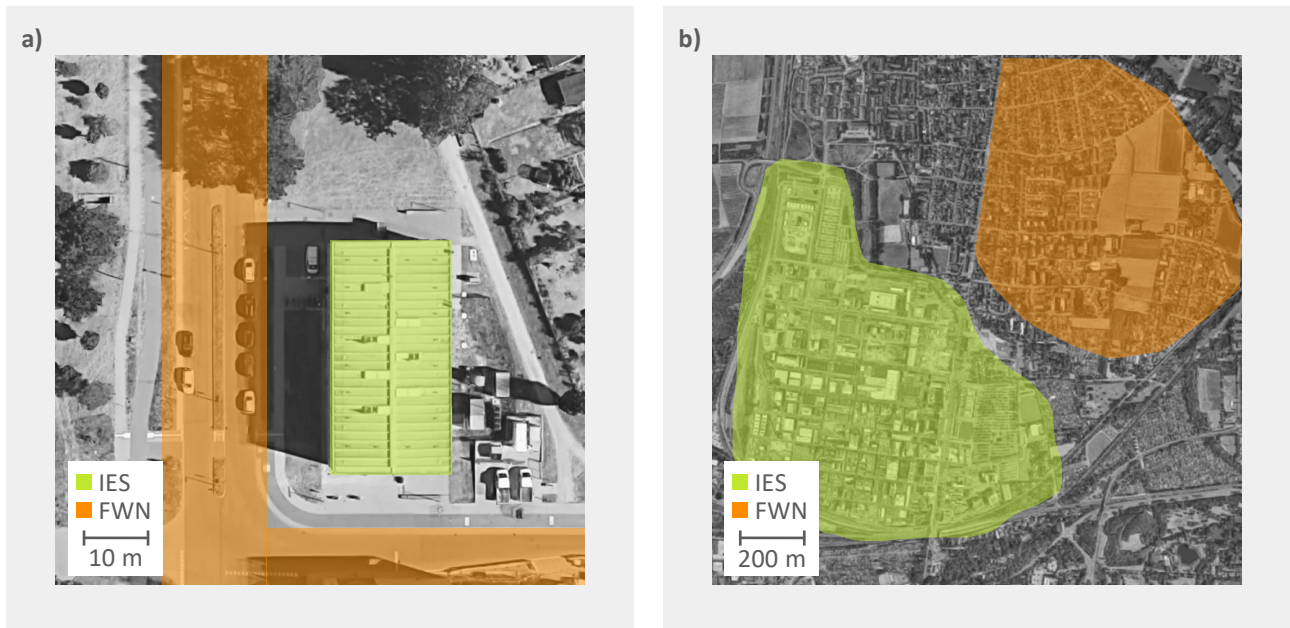


Abbildung 4.1: Luftbilder der Anwendungsfälle. a: Anwendungsfall ETA, b: Anwendungsfall DELTA. FWN: Fernwärmenetz, IES: industrielles Energiesystem. Bilder: google.de/maps.

4.2 Modell- und Methodentests

Das Ziel der Modell- und Methodentests ist die Erprobung und Validierung der einzelnen Modelle und Methoden; neben den Grundmodellen umfasst dies insbesondere die Erprobung der Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen. Daher werden drei Modell- und Methodentests unterschieden (Tabelle 4.1): Der erste Test erprobt die in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 vorgestellten Grundmodelle zur Abbildung der Energiesysteme und Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung. Darauf aufbauend fokussiert der zweite Test die Berücksichtigung von Unsicherheit und Veränderlichkeit in den Transformationsszenarien, während der dritte Test die drei Partizipationsmodelle analysiert. Die einzelnen Tests werden am Anwendungsfall der Forschungsfabrik ETA [Abel18] durchgeführt (Abbildung 4.1a), welcher im Folgenden erläutert wird.

4.2.1 Beschreibung des Anwendungsfalls

Die Forschungsfabrik ETA ist ein Forschungsdemonstrator an der Technischen Universität Darmstadt, zugehörig zum Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeug-

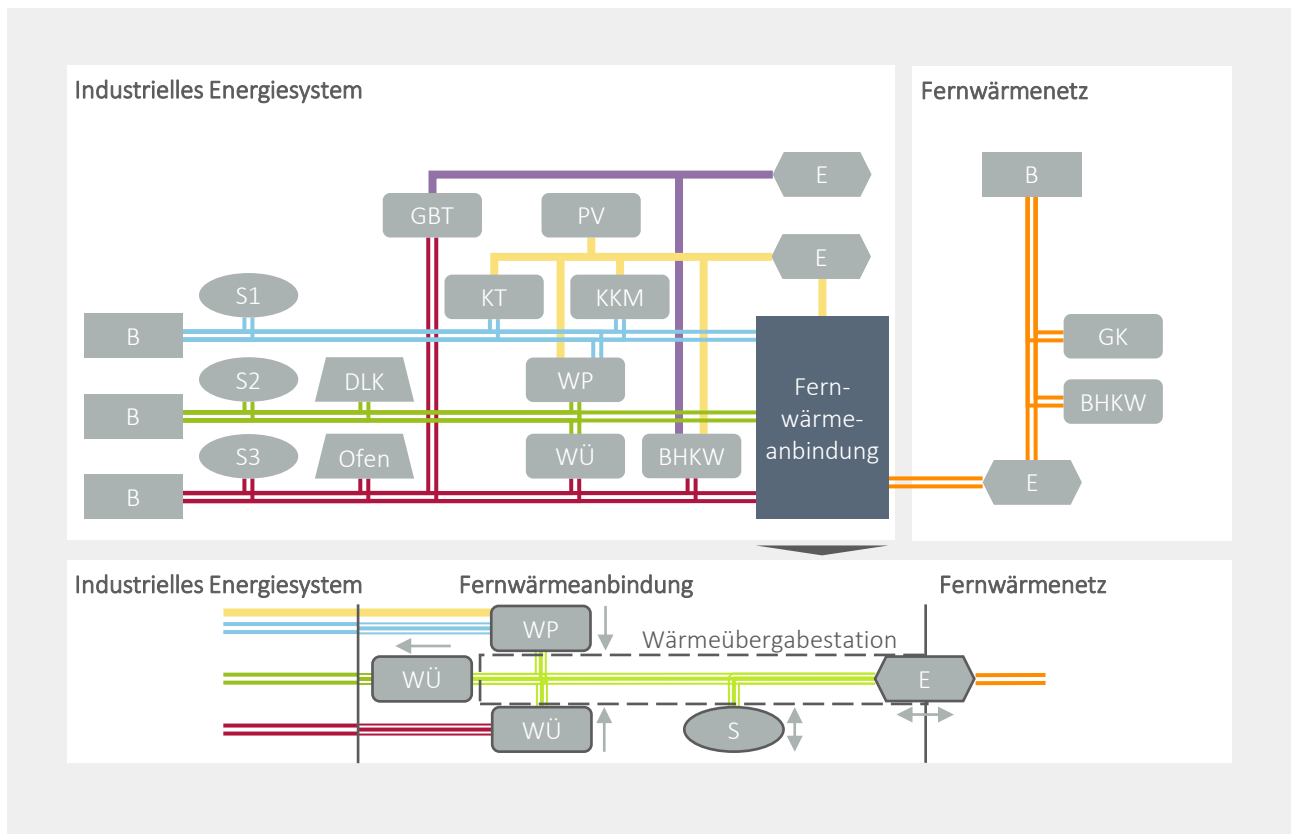


Abbildung 4.2: Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb. B: Energiebedarf, BHKW: Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, E: Energiebeschaffung, GBT: Gasbrennwerttherme, GK: Gaskessel, KKM: Kompressionskältemaschine, KT: Kühlturm, PV: Photovoltaik, S: Speicher, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager.

maschinen (PTW). Die Forschungsgruppe für Energietechnologien und Anwendungen in der Produktion (ETA) forscht in der ETA-Fabrik an Energieeffizienz, Energieflexibilität und Ressourceneffizienz im Produktionsbetrieb mit der Vision der klimaneutralen Produktion. Hierzu bildet die ETA-Fabrik eine industrielle Prozesskette der metallverarbeitenden Industrie, bestehend aus zwei Werkzeugmaschinen, zwei Reinigungsmaschinen und einem Wärmebehandlungs-ofen, ab. Weiterhin sind eine Lernumgebung für Lehre und Workshops mit eigener Prozesskette sowie Büro- und Seminarräume für ca. 25 Mitarbeitende Teil der ETA-Fabrik. Im ganzheitlichen Ansatz der ETA-Fabrik sind die einzelnen Bereiche mit der Versorgungstechnik sowie der Gebäudehülle verknüpft [Abel18].

Energiesysteme

Das industrielle Energiesystem der ETA-Fabrik zeichnet sich durch eine umfassende thermische Vernetzung, also die konsequente Nutzung von Abwärme sowie eine kaskadierte Verschaltung thermischer Energienetze, aus (Abbildung 4.2). Hierzu werden drei thermische Netze mit verschiedenen Systemkomponenten betrieben:

- Das **Heißwassernetz** (rot) dient der Bereitstellung von Prozesswärme, u. a. für die Reinigungsprozesse, aber auch von Raumwärme in Teilbereichen der ETA-Fabrik. Die Wärme im Heißwassernetz wird durch zwei BHKW sowie eine Gasbrennwerttherme bereitgestellt,

die über einen Gasanschluss versorgt werden. Der erzeugte Strom der BHKW kann für den Eigenbedarf der ETA-Fabrik sowie zur Einspeisung in das Stromnetz der Technischen Universität Darmstadt genutzt werden, wird aus Sicht der Universität also generell der Versorgung des Eigenbedarfs zugerechnet. Zudem ist Abwärme aus dem Abgas des WärmebehandlungsOfens im Heißwassernetz nutzbar.

- Das **Warmwassernetz** (grün) dient der Bereitstellung von Raumwärme, insbesondere über die Fußbodenheizungen der Büro- und Seminarräume. Das Warmwassernetz wird über einen Wärmeübertrager aus dem Heißwassernetz sowie über eine elektrische Wärmepumpe in Kombination mit dem Kühlwassernetz versorgt und kann zudem auch Abwärme aus einem Druckluftkompressor sowie der Kühlung des WärmebehandlungsOfens und eines DC-Schalterschanks der Werkzeugmaschinen aufnehmen.
- Das **Kühlwassernetz** (blau) dient der Bereitstellung von Kälte, insbesondere zur Kühlung der Werkzeugmaschinen sowie der Büro- und Seminarräume über eine Fußbodenkühlung. Die Kälte wird über eine elektrische Kompressionskältemaschine sowie einen Kühlturm je nach Außentemperatur bereitgestellt.

Alle drei thermischen Netze verfügen über einen thermischen Energiespeicher und werden bei möglichst optimalen Temperaturen betrieben, um Abwärmepotenziale auszunutzen; Tabelle 4.2 zeigt die typischen Vor- und Rücklauftemperaturen der Netze. Zudem kann überschüssige Wärme über die Außenfassade mittels Kapillarrohrmatten des Gebäudes an die Umgebung abgegeben werden. Neben diesem Basisaufbau der ETA-Fabrik werden zwei zusätzliche Transformationsoptionen betrachtet, mit dem Ziel des Energieträgerwechsels von Erdgas zu Wasserstoff oder Strom (Abbildung in Anhang A.3.1):

- Die erste Transformationsoption beschreibt den Energieträgerwechsel von Erdgas zu Wasserstoff (H_2), sodass die zwei BHKW durch wasserstoffbetriebene BHKW gleicher Funktionalität sowie einen Elektrolyseur zur strombasierten Wasserstofferzeugung ersetzt werden. Als Substitution für die Gasbrennwerttherme wird ein Elektrokessel eingesetzt. Zudem wird ein Wasserstoffspeicher integriert.
- Die zweite Transformationsoption beschreibt die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung, sodass die Systemkomponenten der KWK-Prozesse sowie die Gaskessel durch strombetriebene Kessel ersetzt werden. Zudem wird ein Batteriespeicher integriert.

Die sich ergebenden Transformationsszenarien werden im Folgenden als Gasbetrieb (Basisaufbau), Wasserstoff (erste Transformationsoption) und Elektrifizierung (zweite Transformationsoption) bezeichnet und stellen Möglichkeiten der Transformation des industriellen Energiesystems dar. Zur Entwicklung der Transformationsszenarien wurden entsprechende Technologien basierend auf den Energieträgern Wasserstoff und Strom ausgewählt und mit insgesamt gleicher thermischer Anschlussleistung wie im Basisaufbau dimensioniert.

Tabelle 4.2: Temperaturniveaus und Energiebedarfe sowie Abwärmequellen der thermischen Netze im Anwendungsfall ETA.

Netzart	Vorlauf /°C	Rücklauf /°C	Energiebedarfe und Abwärme
Heißwasser	85	60	Reinigungsmaschinen, Heizkörper, Ofenabwärme
Warmwasser	40	30	Fußbodenheizung, Ofenabwärme, Druckluftabwärme
Kühlwasser	12	20	Fußbodenkühlung, Werkzeugmaschinenabwärme
Fernwärme	70	50	Wärmebedarfe am Campus Lichtwiese

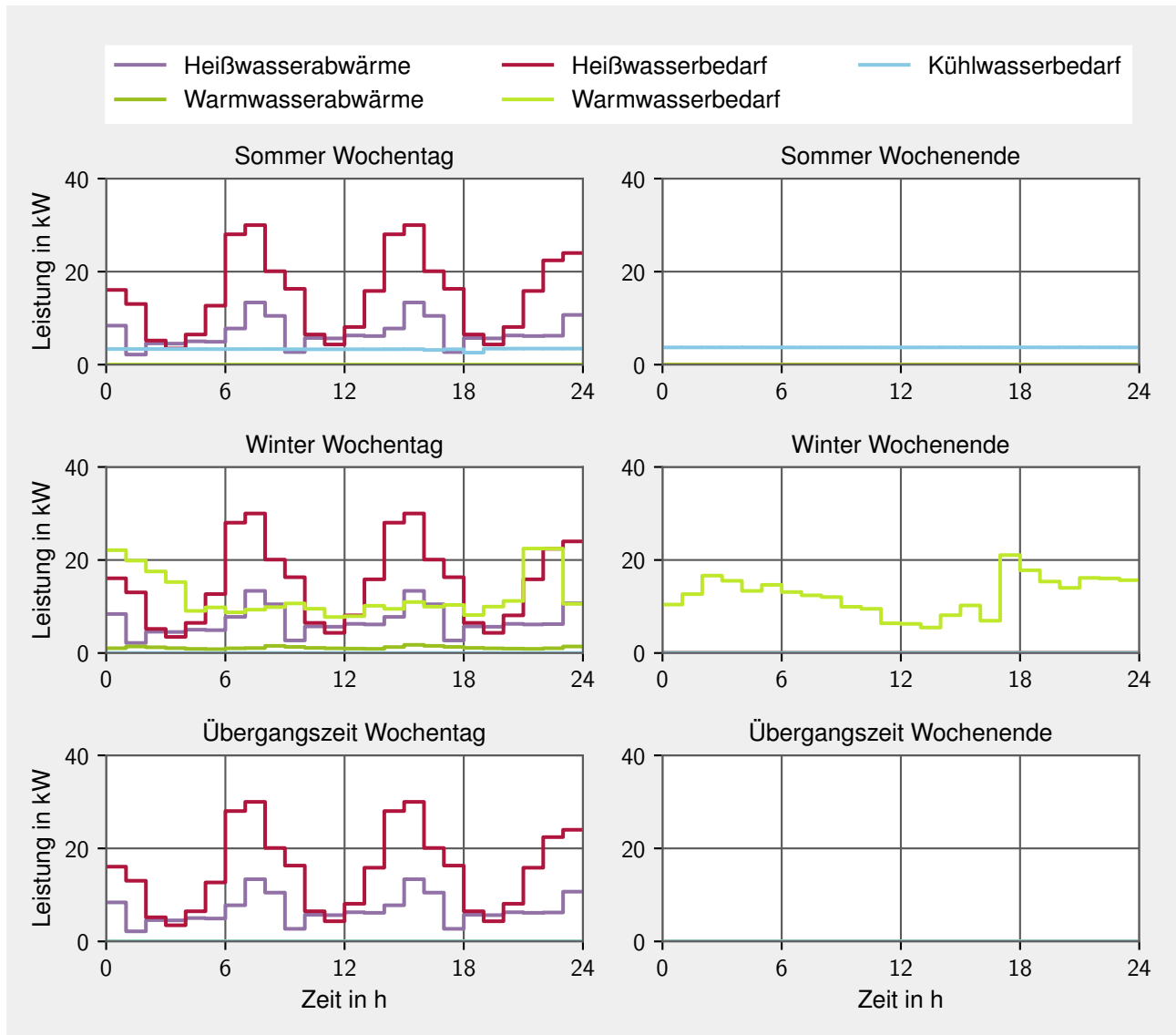


Abbildung 4.3: Repräsentative Perioden als Typtage im Anwendungsfall ETA basierend auf dem Basisjahr 2021.

Umliiegend der ETA-Fabrik befindet sich das Fernwärmenetz des Campus Lichtwiese der Technischen Universität Darmstadt. Die Daten des Fernwärmenetzes sind zum Zeitpunkt der Auswertung nicht öffentlich vorhanden; das Fernwärmenetz ist hinsichtlich der Nennleistungen und Energiebedarfe der Systemkomponenten jedoch deutlich größer als die Systemkomponenten der ETA-Fabrik und wird über BHKW sowie Gaskessel versorgt. Für die Modell- und Methodentests wird somit eine Dimensionierung des Fernwärmenetzes mit angepassten Nennleistungen, Energiebedarfen und Temperaturen entsprechend angenommen. Aufgrund der Dimensionierung des Fernwärmenetzes muss für den Bezug und Vertrieb von Wärme durch das industrielle Energiesystem prinzipiell unterschieden werden, ob Wärme aus KWK-Prozessen oder Kesseln bezogen wird, bzw. ob Wärme aus KWK-Prozessen oder Kesseln durch den Vertrieb substituiert werden. Dieser Aspekt wird insbesondere bei der Betrachtung der Partizipationsmodelle integriert. Aufgrund des Aufbaus des industriellen Energiesystems der ETA-Fabrik sowie der niedrigen Temperaturen der thermischen Netze wird angenommen, dass das Fernwärmenetz mit Temperaturen einer vierten Generation von Fernwärmenetzen die Wärme bereitstellt (Tabelle

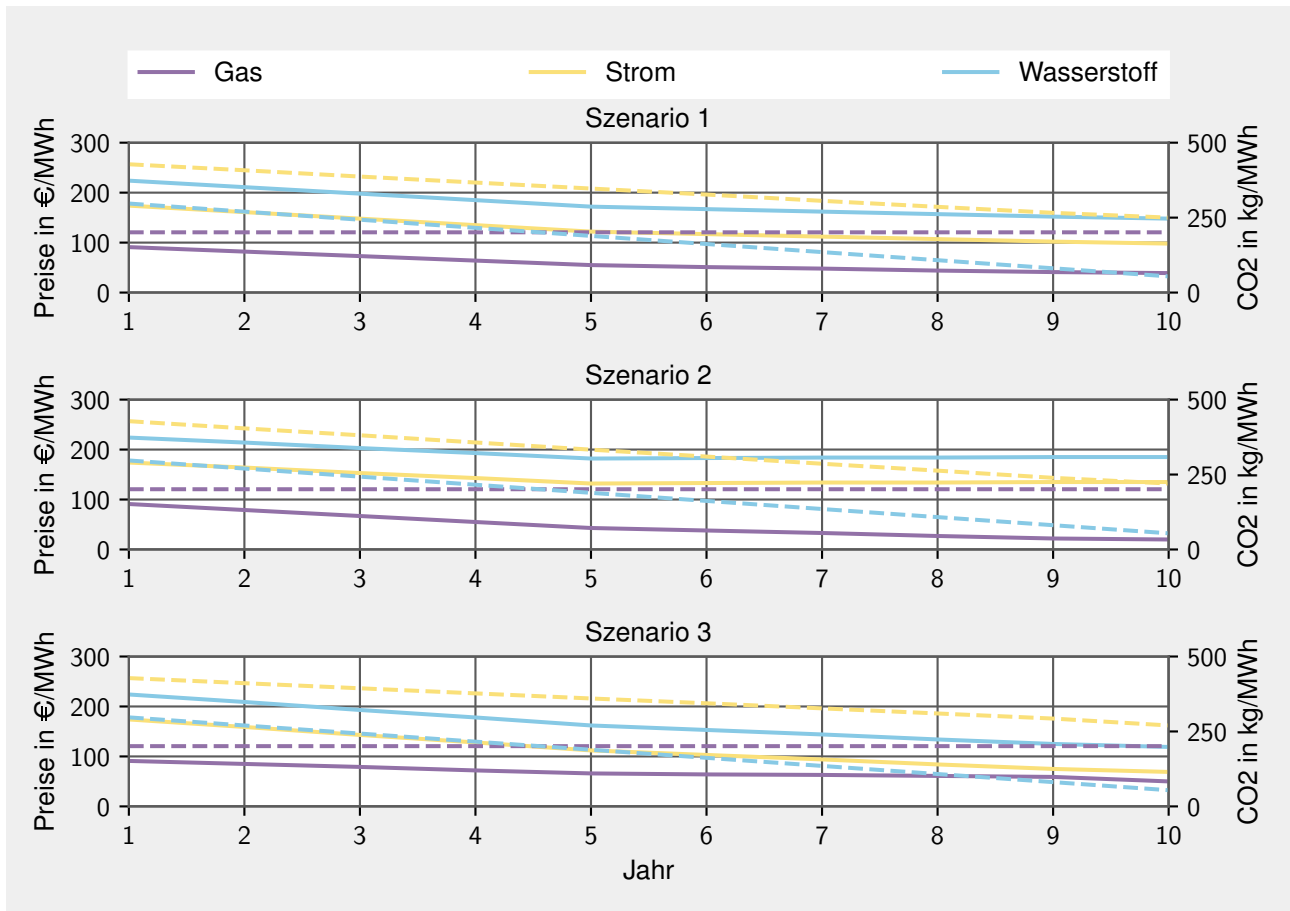


Abbildung 4.4: Energieszenarien der Energiepreise und -emissionen im Anwendungsfall ETA je Energieträger. In Anlehnung an [Ener22; BDEW22b].

4.2), sodass die Investitions- und Einsatzplanung einer komplexen Fernwärmeanbindung erprobt werden kann. Entsprechend der Temperaturniveaus und Nutzung der thermischen Netze ergibt sich die Struktur der Fernwärmeanbindung für die Investitionsplanung (Abbildung 4.2). Über das Heißwassernetz kann überschüssige Wärme, z. B. aus dem Wärmebehandlungsprozess, mittels Wärmeübertrager an die Wärmeübergabestation und damit an das Fernwärmenetz abgegeben werden. Weiterhin kann Wärme aus dem Kühlwassernetz über eine Wärmepumpe an das Fernwärmenetz vertrieben und für das Warmwassernetz mittels Wärmeübertrager bezogen werden. Schließlich gibt es auch die Möglichkeit, in einen Wärmespeicher zur zeitlichen Entkopplung von überschüssiger Wärme und Wärmebedarfen zu investieren.

Datenvorbereitung

Für die Modell- und Methodentests wurden repräsentative Perioden für die zeitlichen Parameter wie Wärmebedarfe und Abwärme erzeugt. Die ETA-Fabrik wird zu Forschungszwecken regelmäßig im Produktionsbetrieb betrieben (sogenannte Produktionswochen), sodass Daten einzelner Produktionswochen des Basisjahrs 2021 zu repräsentativen Perioden als Typtage aggregiert wurden. Hierbei wurden Wochentag und Wochenende sowie Sommer, Winter und Übergangszeit unterschieden (Abbildung 4.3). Die Typtage zeigen einen Unterschied in Wärmebedarfen und Abwärme in der Produktion zwischen Wochentag und Wochenende, insbesondere im Heißwasserbedarf, sowie einen saisonalen Unterschied bezogen auf Warmwasser- und Kühlwasserbe-

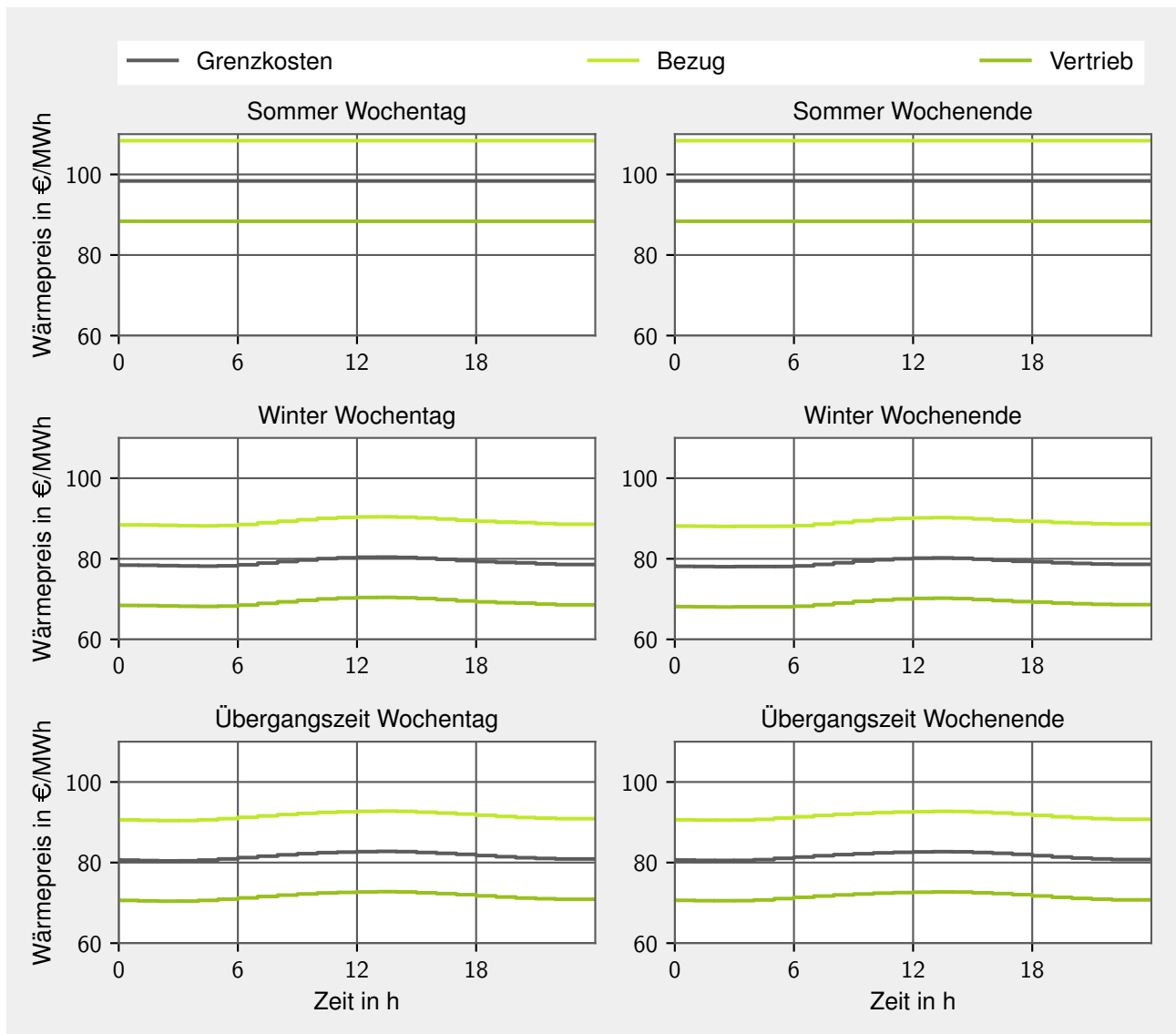


Abbildung 4.5: Grenzkosten der Wärme im Fernwärmenetz im Anwendungsfall ETA im ersten Jahr des ersten Energieszenarios mit Aufschlag und Abschlag.

darf. Neben zeitlichen Parametern der Typtage können über die Jahre im Betrachtungszeitraum Szenarien für die Entwicklung von Energiepreisen und -emissionen betrachtet werden [Ener22; BDEW22b]. Für die Auswertungen werden drei Energieszenarien aus den vorhandenen Daten als Entwicklung der Kennzahlen von Strom, Gas und Wasserstoff abgeleitet, die unterschiedliche Verhältnisse zwischen den spezifischen Preisen und Emissionen darstellen (Abbildung 4.4). Für den Wärmepreis des Fernwärmenetzes werden die Grenzkosten der Wärme je Zeitschritt betrachtet. Abbildung 4.5 stellt die Grenzkosten der Fernwärme exemplarisch für das erste Energieszenario im Basisjahr dar. Um die Preise für Bezug und Vertrieb von Wärme zu unterscheiden und damit die Aufwendungen der Bereitstellung bzw. Verteilung von Wärme durch das Fernwärmenetz darzustellen, kann ein Aufschlag bzw. Abschlag auf die Grenzkosten gelegt werden. Weitere Informationen und Daten zu den Systemkomponenten wie Anschlussleistungen sowie ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen des industriellen Energiesystems, der Fernwärmeanbindung sowie des Fernwärmenetzes für die Modell- und Methodentests können Anhang A.3.1 entnommen werden.

Tabelle 4.3: Kennzahlen der Ergebnisse der Grundmodelle im Anwendungsfall ETA je Transformationsszenario. Elek: Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Wasserstoff, HW: Heißwassernetz, KW: Kühlwassernetz, NPV: Nettokapitalwert, PE: Primärenergie, Th.: thermisch, WW: Warmwassernetz, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

	Gas	H ₂	Elek
Technisch			
Th. Anschlussleistung WP KW-WÜS in kW	5,18	5,18	5,18
Wärmeübertragungsfläche WÜ WÜS-WW in m ²	0,0	0,62	0,62
Wärmeübertragungsfläche WÜ HW-WÜS in m ²	3,70	0,0	0,0
Volumen des Wärmespeichers in m ³	0,0	0,0	0,0
Wärmemenge Vertrieb in GWh	1,22	0,16	0,16
Wärmemenge Bezug in GWh	0,0	0,33	0,33
Ökonomisch			
Optimaler NPV in Tsd. €	1,9	26,3	16,8
Investitionskosten in Tsd. €	22,1	15,9	15,9
Einsatzkostenreduktion in Tsd. €	29,9	53,3	41,3
Ökologisch			
Emissionsreduktion in t CO ₂ -Äqu.	13,2	107,2	102,4
Relative Emissionsreduktion in %	9,4	29,7	27,7
Reduktion Primärenergiebedarf in GWh	0,23	0,38	0,41
Relative PE-Reduktion in %	33,3	27,1	26,2

4.2.2 Auswertung der Grundmodelle

Für die Auswertung der Grundmodelle wurden die drei Szenarien Gasbetrieb, Wasserstoff und Elektrifizierung jeweils einzeln und bezogen auf das Basisjahr berechnet. Die Energiepreise und -emissionen wurden entsprechend dem ersten Energieszenario im ersten Jahr entnommen, da im Modell keine Veränderlichkeit berücksichtigt wird. Weiterhin wurde der Wärmepreis auf 85 €/MWh für den Vertrieb und 100 €/MWh für den Bezug festgelegt. Die spezifischen Emissionen des Fernwärmenetzes liegen durchschnittlich bei 130 kg/MWh, der Primärenergiefaktor bei 0,69. Tabelle 4.3 stellt die Kennzahlen für die drei Szenarien vor.

Auswertung des Szenarios Gasbetrieb

Die Kennzahlen des Szenarios Gasbetrieb zeigen, dass eine Investitionsentscheidung auf einen Wärmeübertrager zwischen Heißwassernetz und Wärmeübergabestation sowie eine Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation fällt, sodass überschüssige Wärme in Höhe von 1,22 GWh im Betrachtungszeitraum an das Fernwärmenetz vertrieben werden kann. Aus der Investitionsentscheidung und der sich daraus ergebenden Einsatzplanung ergibt sich ein relativ geringer Nettokapitalwert von 1,9 Tsd. € mit Investitionskosten in Höhe von 22,1 Tsd. € und Einsparungen im Betrieb von 29,9 Tsd. €. Die Einsparungen werden über den Betrachtungszeitraum entsprechend Gleichung 3.2 abgezinst. Weiterhin zeigen die Kennzahlen, dass durch den Vertrieb von Wärme insgesamt 13,2 t CO₂-Emissionen (9,4 %) und 0,23 GWh nicht-erneuerbare Primärenergie (33,3 %) eingespart werden können. Die Investition in die Fernwärmeanbindung ist basierend auf dem Szenario somit sowohl ökonomisch als auch ökologisch vorteilhaft.

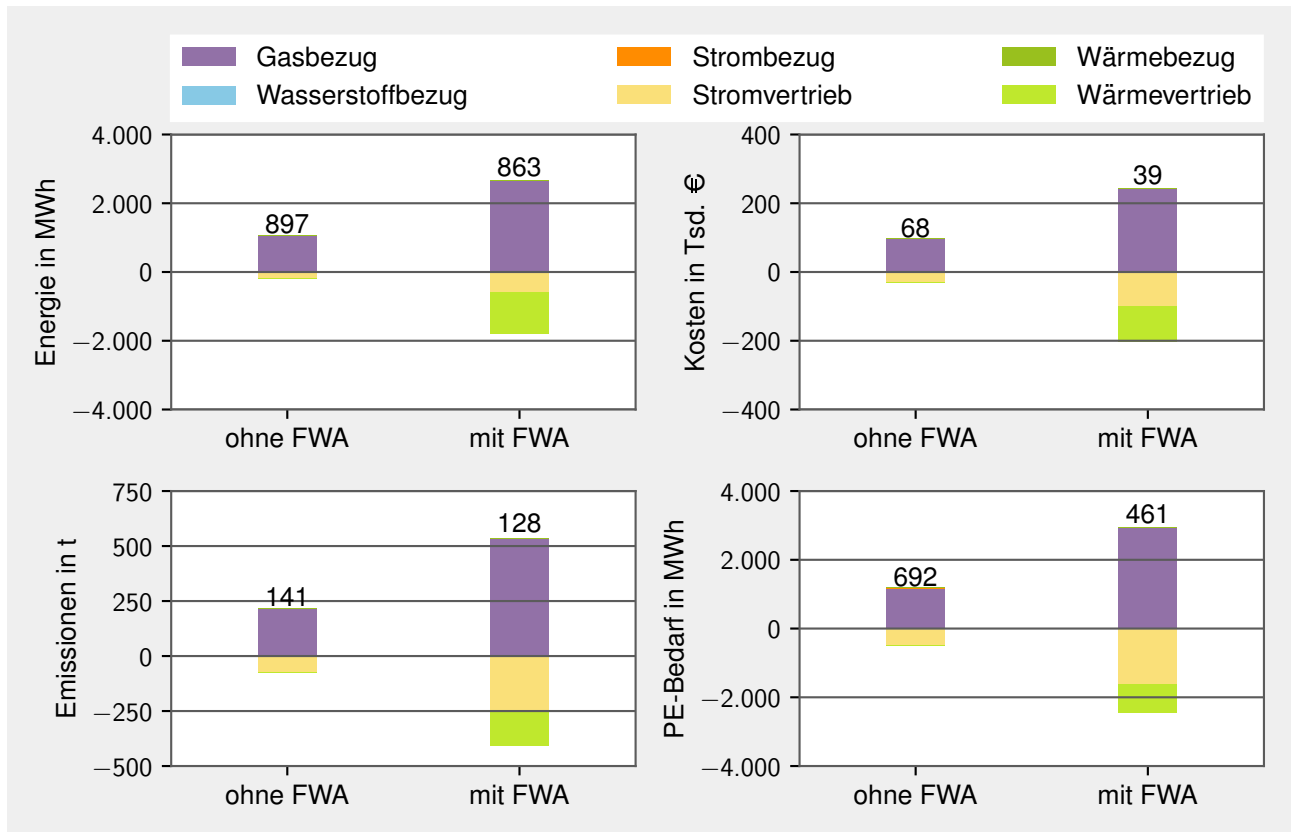


Abbildung 4.6: Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

Die Analyse der Energiebeschaffung, also der Schnittstellen des industriellen Energiesystems nach außen, zeigt, dass durch die Fernwärmeanbindung mehr Erdgas bezogen wird, als im Referenzfall ohne Fernwärmeanbindung, sodass die Fernwärmeanbindung eine bessere Ausnutzung der KWK-Anlagen (BHKW) ermöglicht (Abbildung 4.6). Durch die bessere Ausnutzung kann mehr Strom erzeugt und dem übergeordneten Stromnetz bereitgestellt werden. Auch in den Zahlen für Kosten, Emissionen und Primärenergiebedarf zeigen die höhere Ausnutzung von KWK-Anlagen, sodass die Kennzahlen durch den erhöhten Stromvertrieb deutlich gesenkt werden können. Eine Auswertung des Energiewandlereinsatzes zeigt, dass neben der erhöhten Ausnutzung der KWK-Anlagen auch die Abwärme im Kühlwassernetz mittels Wärmepumpe für den Vertrieb an das Fernwärmenetz genutzt wird. Hierzu wird die Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation eingesetzt. Die Ofenabwärme wird sowohl mit als auch ohne Fernwärmeanbindung ausgenutzt (Anhang A.3.1). Insgesamt werden die Ergebnisse jedoch durch die Bilanzierung von KWK-Prozessen entscheidend beeinflusst.

Auswertung der Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung

Die Kennzahlen der Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung zeigen, dass in beiden Szenarien einerseits in die Wärmebeschaffung mittels Wärmeübertrager zwischen Wärmeübergabestation und Warmwassernetz, andererseits in den Wärmevertrieb mittels Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation investiert werden soll, sodass insgesamt 0,33 GWh Wärme aus dem Fernwärmenetz bezogen und 0,16 GWh Wärme an das Fernwärmenetz vertrieben werden kann. Die Investitionskosten liegen in beiden Szenarien bei 15,9 Tsd. €; während

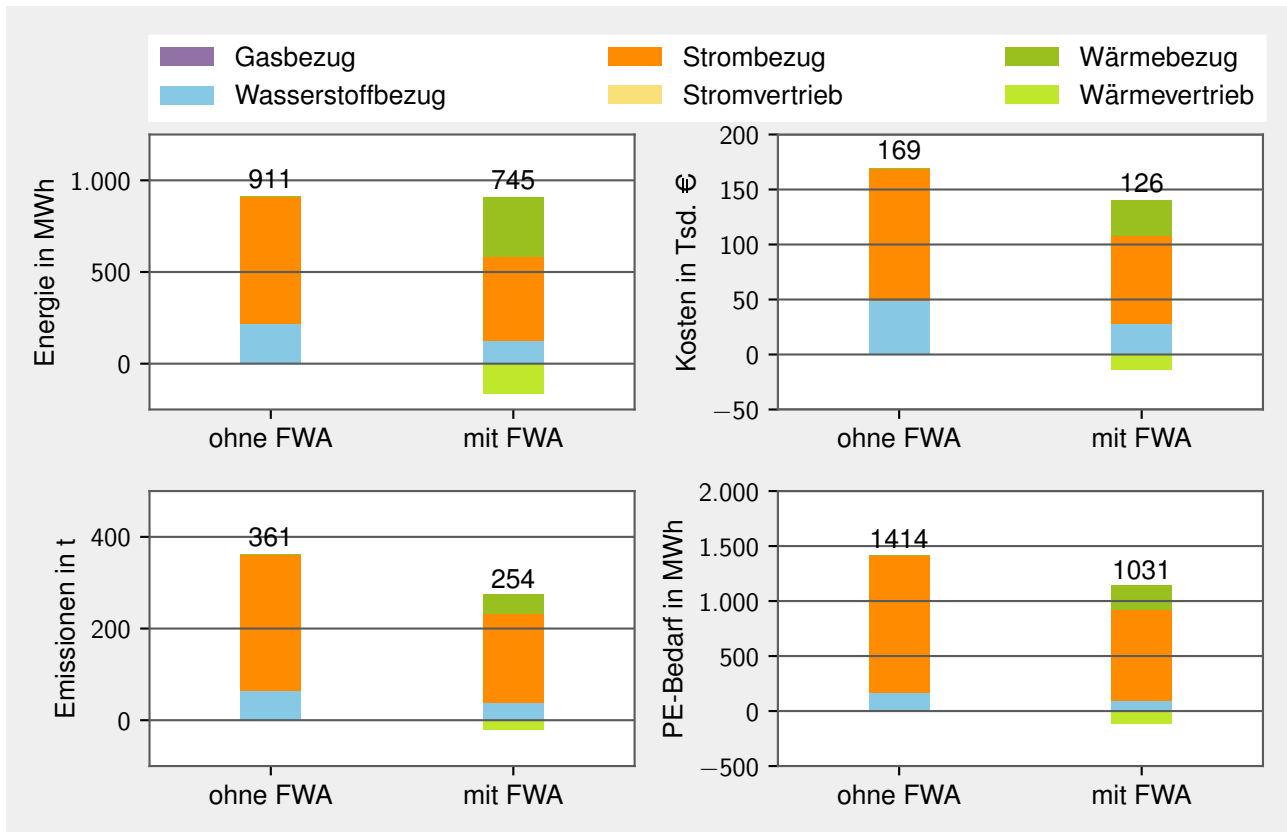


Abbildung 4.7: Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Wasserstoff. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

im Szenario Wasserstoff damit 53,3 Tsd. € Einsatzkosten gespart werden können, liegen diese im Szenario Elektrifizierung bei 41,3 Tsd. €. Dies liegt insbesondere am Verhältnis der Energiepreise von Wasserstoff und Strom. Insgesamt kann in den Szenarien mit 26,3 Tsd. € bzw. 16,8 Tsd. € ein deutlich höherer Nettokapitalwert erzielt werden als im Szenario Gasbetrieb. Entsprechend verhalten sich auch die ökologischen Kennzahlen. Im Szenario Elektrifizierung können im Vergleich zum Szenario Wasserstoff weniger Emissionen, jedoch mehr Primärenergie eingespart werden. Dies liegt an den Verhältnissen der spezifischen Emissionen zur den Primärenergiefaktoren der Energieträger. Die Analyse der Energiebeschaffung im Szenario Wasserstoff bestätigt die Verdrängung von KWK-Wärme aufgrund der Kostenstruktur, sodass weniger Wasserstoff bezogen oder mittels Elektrolyseur erzeugt und damit weniger Strom vertrieben wird (Abbildung 4.7). Im Szenario Elektrifizierung wird durch den Wärmebezug insbesondere die bezogene elektrische Energie reduziert (Abbildung 4.8). Insgesamt zeigt sich auch in den beiden Transformationsoptionen eine hohe Abhängigkeit der Ergebnisse von den Energiepreisen der verschiedenen Schnittstellen des industriellen Energiesystems.

4.2.3 Auswertung der Transformationszenarien

Die Auswertung der Grundmodelle hat gezeigt, dass je Szenario unterschiedliche Investitionsentscheidungen getroffen werden. Die Berücksichtigung von Transformationszenarien ermöglicht die Integration der Szenarien in einer Investitions- und Einsatzplanung. Für die Auswertung der Transformationszenarien in den Modell- und Methodentests wurden die Szenarien Gasbetrieb,

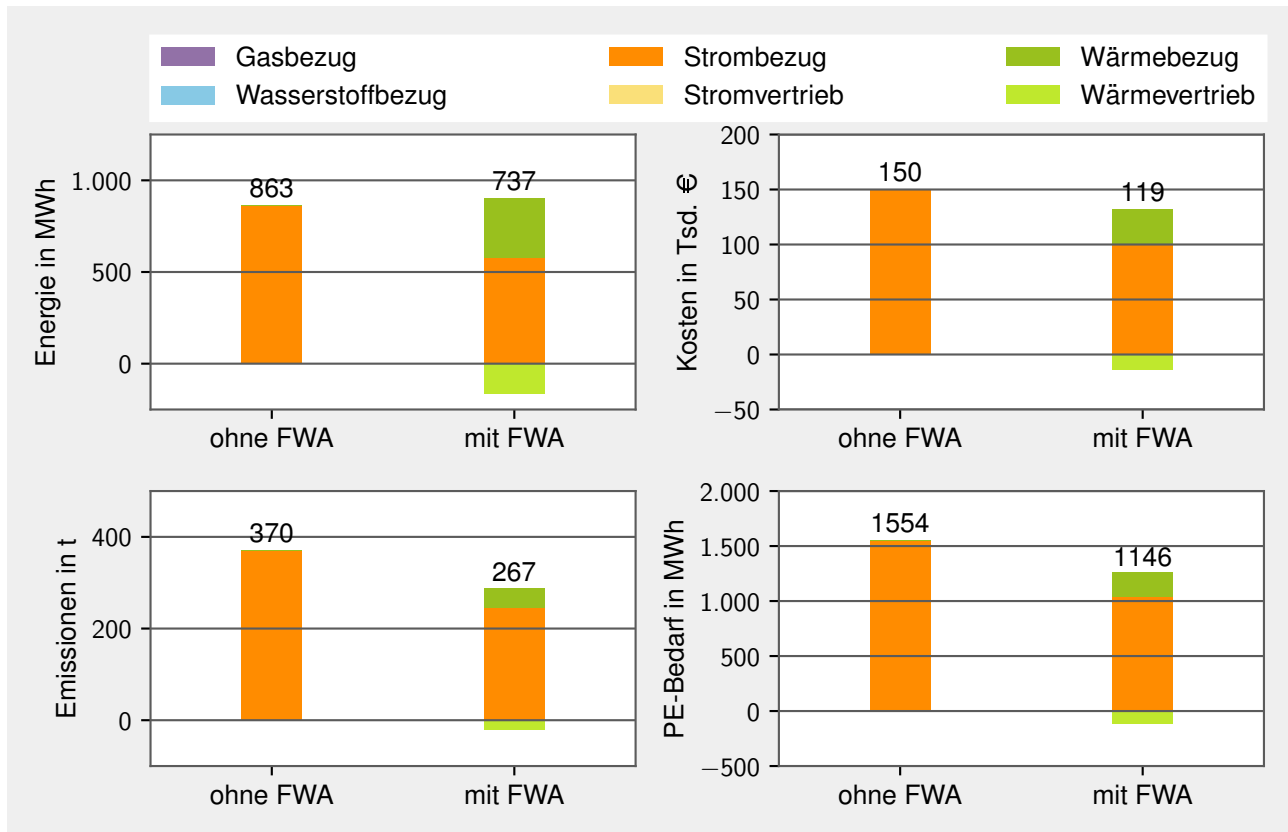


Abbildung 4.8: Analyse der Energiebeschaffung des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Elektrifizierung. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

Wasserstoff und Elektrifizierung mit den drei Energieszenarien zusammengeführt, sodass insgesamt neun Transformationsoptionen unter Unsicherheit entstehen. Durch die Entwicklung in den Energieszenarien über den Betrachtungszeitraum müssen zudem Transformationspfade als Veränderlichkeit berücksichtigt werden. Für die Berechnung der Ergebnisse der resultierenden regret-Optimierung wurden mehrere Optimierungsdurchläufe erzeugt, in denen die maximale Rechenzeit nicht beschränkt und bis zur optimalen Lösung mit einer Gap von Null gerechnet wurde.³⁵ Insgesamt wurden folgende Optimierungsdurchläufe durchgeführt:

- **Referenzrechnungen:** Einsatzplanung je Transformationsszenario ohne Fernwärmeanbindung – neun Optimierungsdurchläufe,
- **Einzelrechnungen:** Investitions- und Einsatzplanung mit Fernwärmeanbindung je Transformationsszenario – neun Optimierungsdurchläufe,
- **regret-Optimierung:** Investitionsentscheidungen mit minimaler Reue – ein Optimierungsdurchlauf,
- **Einsatzrechnungen:** Einsatzplanung unter feststehenden Investitionsentscheidungen der Einzelrechnungen und der regret-Optimierung – 81 Optimierungsdurchläufe.

³⁵ Jeder Optimierungsdurchlauf konnte unterhalb von 30 Sekunden gelöst werden; lediglich für die regret-Optimierung wurde eine Zeit von 1368 Sekunden (22,8 Minuten) benötigt. Aufgrund der Zeiten wurde von einer Anpassung der maximalen Rechenzeit sowie der Gap abgesehen. Auch wenn eine umfassende Auswertung bezogen auf Rechenzeiten aussteht, konnte die Optimierungsmethodik für den Anwendungsfall mit herkömmlicher Hardware- und Softwareausstattung in angemessener Zeit ausgeführt werden.

Analyse von Investitionsentscheidung, Nettokapitalwert und Reue

Die Investitionsentscheidungen zeigen, dass im Szenario Gasbetrieb bei allen Energieszenarien in eine Fernwärmeanbindung mit Wärmeübertrager zwischen Heißwassernetz und Wärmeübergabestation zum Vertrieb überschüssiger Wärme investiert wird (Tabelle 4.4). Im zweiten Energieszenario wird zudem in einen Wärmeübertrager zwischen Wärmeübergabestation und Warmwassernetz für den Bezug von Wärme, im dritten Energieszenario in eine Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation investiert. In den beiden Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung wird analog zur Auswertung der Grundmodelle in allen Energieszenarien eine Investitionsentscheidung für den Wärmeübertrager zwischen Wärmeübergabestation und Warmwassernetz getroffen, im dritten Energieszenario zudem in eine Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation. Die Investitionsentscheidung der regret-Optimierung hat das Ziel, die Reue bezogen auf die jeweils optimale Investitionsentscheidung eines Szenarios zu minimieren, sofern das Szenario eintritt. In dem vorliegenden Anwendungsfall wird in der regret-Optimierung in beide Wärmeübertrager investiert, die Dimensionierung des Wärmeübertragers zwischen Heißwassernetz und Wärmeübergabestation fällt jedoch kleiner aus als im Szenario Gasbetrieb. Zudem wird keine Investitionsentscheidung für die Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation getroffen.

Tabelle 4.4: Investitionsentscheidungen je Transformationsszenario im Anwendungsfall ETA. E: Energie, Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Szenario Wasserstoff, HW: Heißwassernetz, KW: Kühlwassernetz, WW: Warmwassernetz, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

	E.-Szenario 1			E.-Szenario 2			E.-Szenario 3			regret-Opt.
	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	
WP KW-WÜS in kW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,18	5,18	5,18	0,0
WÜ WÜS-WW in m ²	0,0	0,62	0,62	0,61	0,64	0,64	0,0	0,62	0,62	0,62
WÜ HW-WÜS in m ²	3,70	0,0	0,0	3,70	0,0	0,0	3,70	0,0	0,0	3,00
WS WÜS in m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Basierend auf den Investitionsentscheidungen je Szenario sowie in der regret-Optimierung stellen die Tabellen 4.5 und 4.6 die sich ergebenden Nettokapitalwerte sowie die Reue zwischen einer Investitionsentscheidung (Zeilen) und dem eintretenden Szenario im Einsatz (Spalten) dar. Die Analyse der Nettokapitalwerte zeigt, dass im Anwendungsfall eine Investitionsentscheidung einen negativen Nettokapitalwert hervorrufen kann, wenn ein anderes Szenario eintritt. So führt die Investition im Szenario Gasbetrieb zumeist zu negativen Nettokapitalwerten, wenn eines der Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung eintritt. Gleiches gilt in die andere Richtung bei Investitionsentscheidung im Szenario Wasserstoff oder Elektrifizierung. Weiterhin ist ersichtlich, dass im zweiten Energieszenario die höchsten Nettokapitalwerte zu erzielen sind, insbesondere, wenn das Szenario Elektrifizierung eintritt. Das Energieszenario bildet die höchsten Strompreise und geringsten Gaspreise ab, sodass KWK-Anlagen vorteilhaft eingesetzt werden können. Die Nettokapitalwerte der regret-Optimierung zeigen, dass zwar nicht der höchste Nettokapitalwert je eintretendem Szenario erreicht wird, sich jedoch nur in zwei eintretenden Szenarien ein (geringer) negativer Nettokapitalwert ergibt (Tabelle 4.5). Auch bei der Betrachtung der Reue ist zu erkennen, dass die regret-Optimierung insgesamt eine verhältnismäßig geringe Reue je eintretendem Szenario erzeugt. Die maximale Reue, die je Investitionsentscheidung eintreten kann, ist mit der Investitionsentscheidung der regret-Optimierung am geringsten (letzte Spalte

in Tabelle 4.6). Der Kompromiss, in beide Wärmeübertrager zu investieren, erzielt damit die, bezogen auf die Reue, beste Lösung. Durch die hohe Anzahl an negativen Nettokapitalwerten und damit dem erhöhten Risiko, dass eine Investition nicht wirtschaftlich vorteilhaft sein kann, sollte jedoch empfohlen werden, die Szenarien genauer zu betrachten und ggf. einzuschränken – z. B. falls eine Entscheidung gegen die Weiterführung des Gasbetriebs im industriellen Energiesystem bereits getroffen werden kann.

Tabelle 4.5: Nettokapitalwerte der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall ETA. E: Energie, Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Szenario Wasserstoff. In Tsd. €.

Investition Einsatz	E.-Szenario 1			E.-Szenario 2			E.-Szenario 3			Min.
	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	
Szenario 1 Gas	0,3	-17,1	-17,1	1,0	-17,1	-17,1	-0,5	-17,1	-17,1	-17,1
Szenario 1 H ₂	-8,0	27,4	22,4	-5,7	38,8	34,1	-10,3	17,3	12,4	-10,3
Szenario 1 Elek	-8,0	27,4	22,4	-5,7	38,8	34,1	-10,3	17,3	12,4	-10,3
Szenario 2 Gas	0,2	18,6	13,6	3,7	29,9	25,2	-2,4	8,5	3,6	-2,4
Szenario 2 H ₂	-8,0	27,3	22,4	-5,7	38,8	34,1	-10,4	17,2	12,4	-10,4
Szenario 2 Elek	-8,0	27,3	22,4	-5,7	38,8	34,1	-10,4	17,2	12,4	-10,4
Szenario 3 Gas	-0,3	-19,1	-19,1	-0,9	-20,5	-20,5	0,4	-17,2	-17,2	-20,5
Szenario 3 H ₂	-8,7	25,6	20,6	-7,8	35,5	30,8	-9,5	17,3	12,5	-9,5
Szenario 3 Elek	-8,7	25,6	20,6	-7,8	35,5	30,8	-9,5	17,3	12,5	-9,5
regret-Opt.	-1,2	19,8	14,8	2,0	31,2	26,5	-3,6	9,7	4,8	-3,6

Tabelle 4.6: Reue (regret) der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall ETA. E: Energie, Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Szenario Wasserstoff. In Tsd. €.

Investition Einsatz	E.-Szenario 1			E.-Szenario 2			E.-Szenario 3			Max.
	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek	
Szenario 1 Gas	0,0	44,5	39,5	2,7	55,9	51,2	0,9	34,4	29,6	55,9
Szenario 1 H ₂	8,3	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	10,7
Szenario 1 Elek	8,3	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	10,7
Szenario 2 Gas	0,1	8,8	8,8	0,0	8,9	8,9	2,8	8,8	8,8	8,9
Szenario 2 H ₂	8,3	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,8	0,1	0,1	10,8
Szenario 2 Elek	8,3	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,8	0,1	0,1	10,8
Szenario 3 Gas	0,6	46,4	41,5	4,6	59,3	54,6	0,0	34,5	29,7	59,3
Szenario 3 H ₂	9,1	1,8	1,8	11,5	3,3	3,3	9,9	0,0	0,0	11,5
Szenario 3 Elek	9,1	1,8	1,8	11,5	3,3	3,3	9,9	0,0	0,0	11,5
regret-Opt.	1,5	7,6	7,6	1,7	7,6	7,6	4,0	7,6	7,6	7,6

Analyse der Jahre im Betrachtungszeitraum

Für eine detaillierte Auswertung der Investitionsentscheidung der regret-Optimierung lassen sich die Kennzahlen über die Jahre im Betrachtungszeitraum darstellen (Abbildungen A.6-A.8 in Anhang A.3.1). Während im Szenario Gasbetrieb beide Wärmeübertrager genutzt werden – in manchen Jahren wird mehr Wärme vertrieben, in anderen mehr Wärme eingekauft –, wird in den Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung in allen Jahren mehr Wärme eingekauft. Die weiteren Ergebnisse zeigen, dass die Kosten im Einsatz insbesondere in den Szenarien Wasserstoff

und Elektrifizierung stark reduziert werden, die Emissionsreduktion und Primärenergiereduktion aber insbesondere im Szenario Elektrifizierung hoch ausfallen. Eine weitere Auswertung der Modellierung von Transformationsszenarien wurde in [Kohn23c] veröffentlicht.

4.2.4 Auswertung der Partizipationsmodelle

In den ersten beiden Modell- und Methodentests wurde mit feststehenden Preisen für den Wärmebezug und den Wärmevertrieb gerechnet. In diesem Modell- und Methodentest werden nun die Wärmepreise bzw. die Preisbildung an der Schnittstelle zum Fernwärmenetz durch die drei Partizipationsmodelle angepasst und für das Szenario Gasbetrieb sowie die drei Energieszenarien exemplarisch getestet.³⁶

- Im **vertraglichen Partizipationsmodell** wird neben den Wärmepreisen für Vertrieb und Bezug mit dem jeweiligen Abschlag und Aufschlag auch ein besicherter Preis für den Wärmevertrieb basierend auf den Grenzkosten ergänzt (Abbildung 4.5). Für die vertriebene Wärme wird folglich ein höherer Preis bezahlt, wenn diese Leistungen konstant innerhalb eines Typtags bereitgestellt werden kann.
- Das **koordinierte Partizipationsmodell** wird mit Informationen aus dem Einsatz des Fernwärmenetzes ergänzt, sodass die Grenzkostenkurve des Fernwärmenetzes in die Investitions- und Einsatzplanung aufgenommen wird. Das industrielle Energiesystem kann die Preisbildung folglich als eigenes, unteres Problem und damit als elastische Preisbildung berücksichtigen.
- Durch die Kooperation zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen wird im **kooperativen Partizipationsmodell** zunächst kein Wärmepreis festgesetzt, sodass eine gemeinsame Investitions- und Einsatzplanung entsteht. Anschließend werden die erzielten Einsparungen bzw. Gewinne zwischen den beiden Parteien analog zum Vorgehen in Kapitel 3.2.5 aufgeteilt.

Aufgrund der Größenunterschiede zwischen den Systemkomponenten des industriellen Energiesystems sowie des Fernwärmenetzes entsteht ein Ungleichgewicht und eine Investitionsentscheidung im industriellen Energiesystem hat nur geringen Einfluss auf die Kennzahlen des Fernwärmenetzes. Im Folgenden werden die Kennzahlen aus Sicht des industriellen Energiesystems für alle Partizipationsmodelle aufgeführt und anschließend das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell in der Investitionsplanung verglichen sowie die Einsatzplanung einzelner Systemkomponenten für das kooperative Partizipationsmodell exemplarisch aufgezeigt.

Ausgewählte Kennzahlen der Partizipationsmodelle

Im Szenario Gasbetrieb wird für alle Partizipationsmodelle und für alle Energieszenarien die Investitionsentscheidung für den Wärmeübertrager zwischen Heißwassernetz und Wärmeübergabestation getroffen, im dritten Energiepreisszenario für alle Partizipationsmodelle und im ersten Energiepreisszenario für das vertragliche Partizipationmodell zudem in die Wärmepumpe zwischen Kühlwassernetz und Wärmeübergabestation (Tabelle 4.7). Die vertriebene Wärme variiert jedoch je Energieszenario und Partizipationsmodell von 0,9 bis 1,8 GWh, da durch die unterschiedliche Betrachtung der Preisbildung unterschiedliche Entscheidungen der Einsatzpla-

³⁶ Die Funktionalität sowie ein allgemeiner Vergleich der einzelnen Partizipationsmodelle wurde für die Einsatzplanung bereits in [Pien22; Kohn23b] gezeigt.

nung getroffen werden. Letztlich ergeben sich so unterschiedliche Potenziale zur Einsatzkostenreduktion zwischen 22,5 und 47,2 Tsd. € in den Partizipationsmodellen und Energieszenarien. In allen Energieszenarien wird zudem durch das koordinierte Partizipationmodell die höchste Kostenreduktion erzielt, da die Preisbildung im Vergleich zum vertraglichen Partizipationsmodell besser antizipiert werden kann und im Vergleich zum kooperativen Partizipationsmodell allein aus der Perspektive des industriellen Energiesystems entschieden wird.

Tabelle 4.7: Vertraglich und Koordiniert im Anwendungsfall ETA. E: Energie, HW: Heißwassernetz, Kd: koordiniert, Kp: kooperativ, KW: Kühlwassernetz, Vg: vertraglich, WW: Warmwassernetz, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

	E.-Szenario 1			E.-Szenario 2			E.-Szenario 3		
	Vg	Kd	Kp	Vg	Kd	Kp	Vg	Kd	Kp
WP KW-WÜS in kW	5,18	0,0	0,0	1,00	0,0	0,0	5,18	5,18	5,18
WÜ WÜS-WW in m ²	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
WÜ HW-WÜS in m ²	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
WS WÜS in m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmevertrieb in GWh	1,3	1,7	1,5	1,1	0,9	0,9	1,4	1,3	1,3
Wärmebezug in GWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Optimaler NPV in Tsd. €	2,7	16,3	12,1	0,5	20,9	15,3	5,6	12,7	11,1
Investitionskosten in Tsd. €	22,1	17,1	17,1	18,8	17,1	17,1	22,1	22,1	22,1
Kostenreduktion in Tsd. €	29,5	40,9	35,3	22,5	47,2	37,1	33,5	42,2	38,2

Ergebnisse des vertraglichen und koordinierten Partizipationsmodells

Exemplarisch für das erste Energieszenario zeigt die Abbildung 4.9 die übertragene Wärmemenge je Typtag als Wärmeleistung über die Zeitschritte für das siebte Jahr. Durch die Dimensionierung in der Investitionsentscheidung ist die maximale Wärmeleistung auf ca. 40 kW beschränkt. In den Sommer-Typtagen wird im vertraglichen Partizipationsmodell eine höhere Wärmemenge vertrieben, da zusätzlich zum Wärmeübertrager die Wärmepumpe eingesetzt werden kann; in den Übergangszeit-Typtagen wird diese Wärmepumpe nicht eingesetzt und die gleiche Wärmemenge vertrieben. In den beiden Winter-Typtagen zeigt sich ein deutlich unterschiedlicher Verlauf zwischen den Partizipationsmodellen. In den Winter-Typtagen variiert der Bedarf stärker, sodass sich unterschiedliche Preise, sowohl in der Gestehung im industriellen Energiesystem als auch zur Bereitstellung als Grenzkosten im Fernwärmenetz, einstellen. Insbesondere das koordinierte Partizipationsmodell nutzt diese Volatilität durch eine entsprechende Wärmeleistung an der Schnittstelle aus. Exemplarische Darstellungen für das zweite und dritte Energieszenario, die ähnliche Verläufe zeigen, sind in Anhang A.3.1 aufgeführt. Ebenfalls in Anhang A.3.1 sind für das vertragliche und koordinierte Partizipationmodell für alle Energieszenarien Analysen der Energiebeschaffung angehängt. Die Analyse der Energiebeschaffung zeigt, dass im vertraglichen Partizipationsmodell ein Teil der Wärme als besicherter Wärmebetrieb zu einem höheren Wärmepreis bereitgestellt werden kann (Abbildung A.11), grundsätzlich zeigt sich jedoch ein ähnliches Ergebnis wie im Modell- und Methodentest der Grundmodelle. Ebenso verhält es sich in der Analyse auch im koordinierten Partizipationsmodell (Abbildung A.12). Insgesamt kann – auch mit den Ergebnissen aus [Pien22; Kohn23b] – festgehalten werden, dass sich ein kooperatives Partizipationsmodell positiv auf die Investitions- und Einsatzplanung auswirken und damit eine Investitionsentscheidung im Rahmen der Investitions- und Einsatzplanung einer Fernwärmeanbindung aus Industrieperspektive verbessern kann.

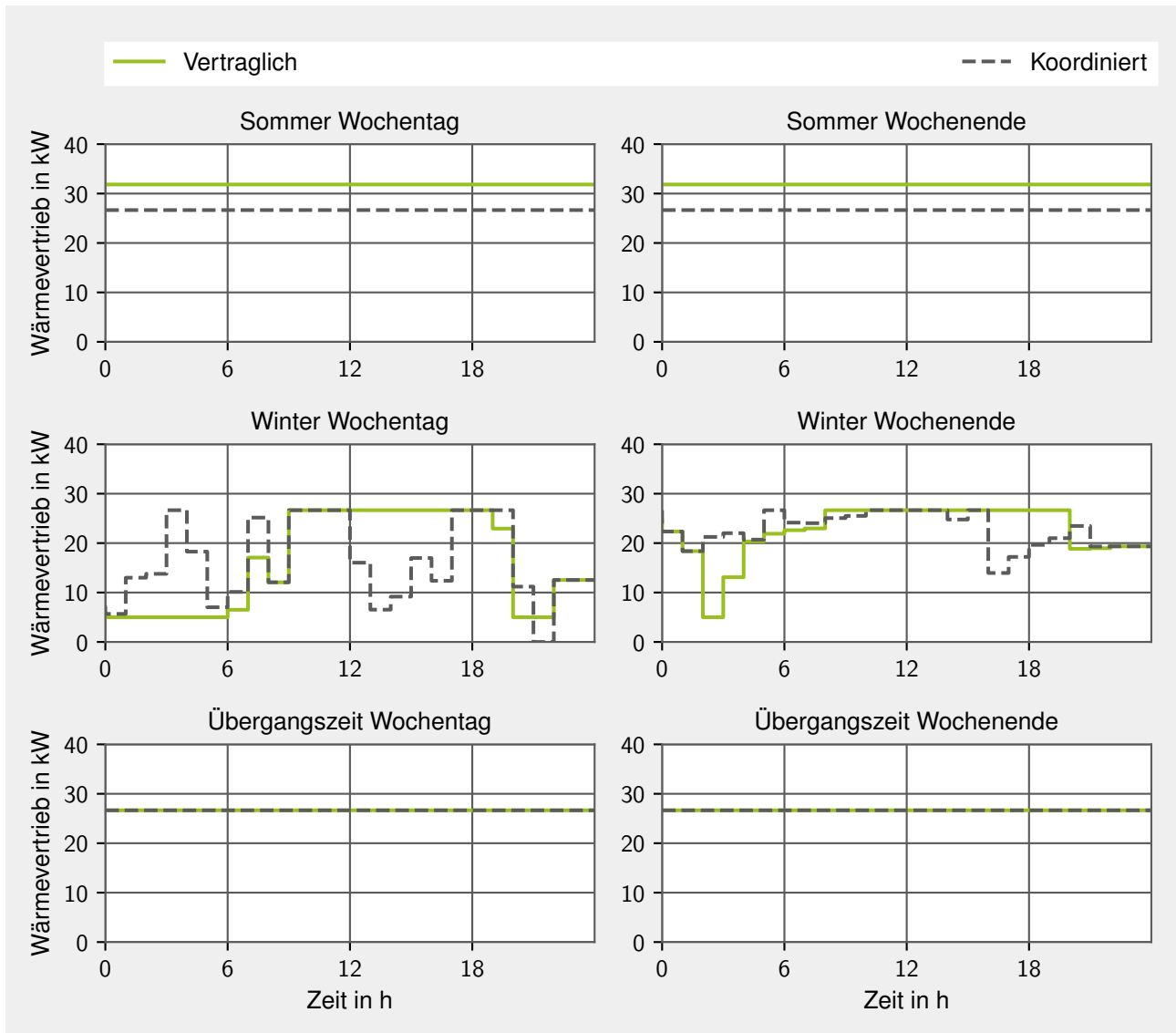


Abbildung 4.9: Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario für Jahr 7. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

Einsatzplanung im kooperativen Partizipationsmodell

Im kooperativen Partizipationsmodell wird eine gemeinsame Zielfunktion von Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen gelöst und damit sowohl eine gemeinsame Investitionsentscheidung für die Fernwärmeanbindung als auch für die Einsatzplanung der beiden Gesamtsysteme getroffen. Abbildung A.17 zeigt exemplarisch den Einsatz ausgewählter Systemkomponenten von industriellem Energiesystem und Fernwärmenetz für das erste Energieszenario im ersten Jahr. Die Auswertung zeigt die Größenunterschiede; so stellen die Systemkomponenten im Fernwärmenetz eine Wärmeleistung bis zu 10 MW bereit, während vom industriellen Energiesystem maximal 40 kW Wärmeleistung an das Fernwärmenetz abgegeben werden kann. Die Verläufe zeigen, dass das Fernwärmenetz in den verschiedenen Typtagen unterschiedlich betrieben wird, was den Einsatz der Systemkomponenten im industriellen Energiesystems mit

Fernwärmeanbindung beeinflusst. In Anhang A.3.1 sind entsprechende Abbildungen für das zweite und dritte Energieszenario aufgeführt.

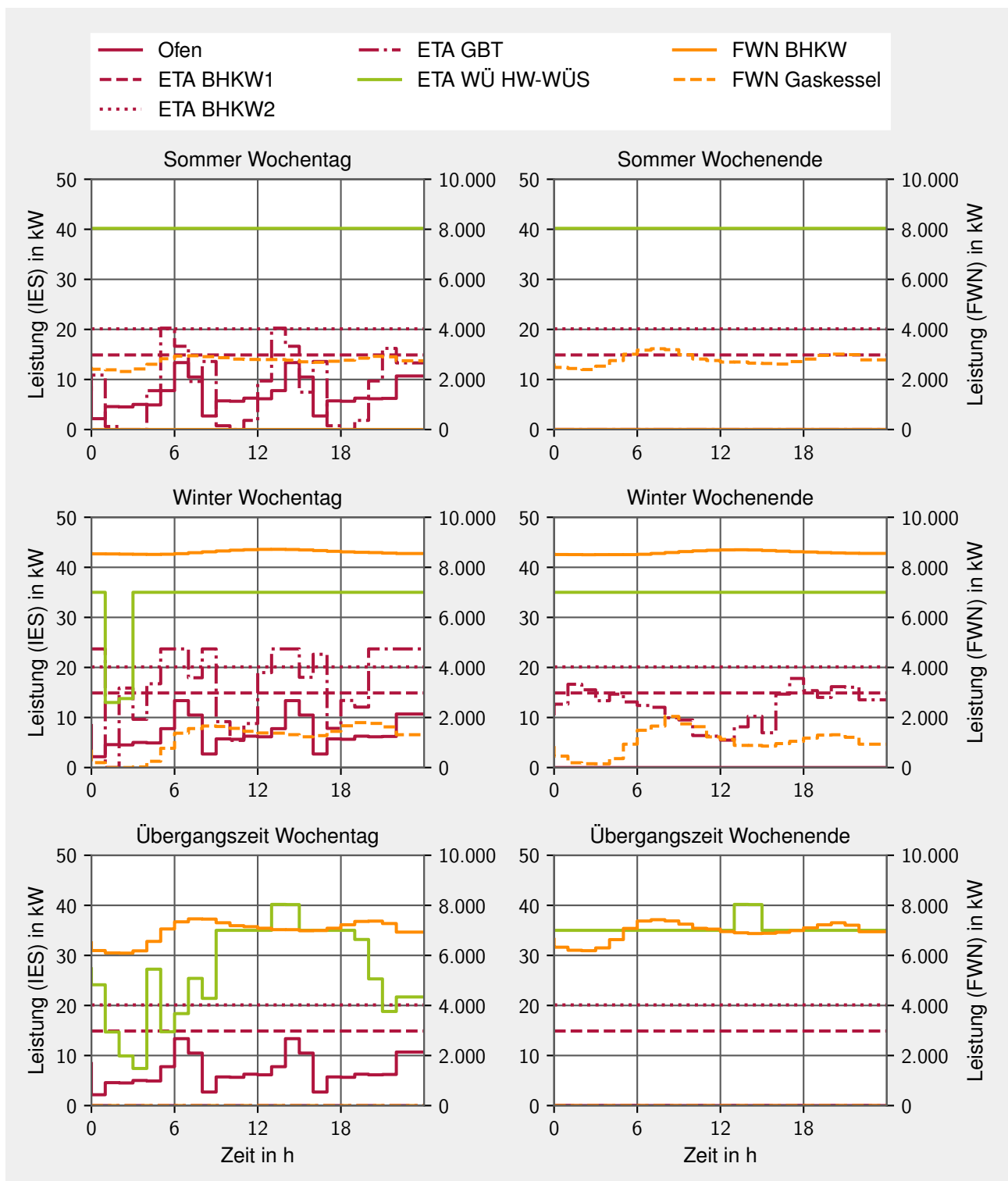


Abbildung 4.10: Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario. BHKW: Blockheizkraftwerk, FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, GBT: Gasbrennwerttherme, HW: Heißwassernetz, PE: Primärenergie, WÜ: Wärmeübertrager.

4.3 Industrieanwendung

Das Ziel der Industrieanwendung ist die Erprobung und Validierung der Anwendbarkeit der Optimierungsmethodik anhand des Vorgehensmodells und am Beispiel eines realen Anwendungsfalls. Das Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung (DELTA) ist ein, durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), gefördertes Projekt der Initiative der Reallabore der Energiewende [Kohn23a]. Als Schaufenster für die urbane Energiewende soll im fünfjährigen Projekt (2021-2026) mit der Umsetzung interagierender und energieoptimierter Quartiere demonstriert werden, dass technisch nachgewiesene Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz und -flexibilisierung und damit zur Emissionsreduktion von urbanen Quartieren wirtschaftlich umsetzbar sind und diese Umsetzungen auch gesellschaftlich akzeptiert werden. Als Teil des Projekts plant das Industrieunternehmen Merck KGaA am Industriestandort in Darmstadt u. a. eine Fernwärmeanbindung an ein Fernwärmenetz des Energieversorgungsunternehmens ENTEGA AG im Stadtteil Darmstadt Arheilgen (Abbildung 4.1b). Durch die entwickelte Optimierungsmethodik wird eine erste Potenzialanalyse sowie die Konzeptplanung der möglichen Fernwärmeanbindung unterstützt.³⁷

4.3.1 Vorbereitung

In Abstimmung mit dem industriellen Energiemanagement wurde im ersten Schritt das Ziel für die Fernwärmeanbindung festgelegt. Durch die Fernwärmeanbindung soll überschüssige Wärme, insbesondere Niedertemperaturabwärme, an das Fernwärmenetz abgegeben werden. Weiterhin ist zu prüfen, ob auch ein Bezug von Fernwärme für die Bereitstellung von Raumwärme sinnvoll ist. Eine Vorgabe für die Umsetzung einer Fernwärmeanbindung ist die Wirtschaftlichkeit des Projekts unter der Voraussetzung, dass standortinterne Ziele wie die Versorgungssicherheit nicht gefährdet werden. Zudem soll die aktuell geplante Transformation des industriellen Energiesystems bereits in der Planung berücksichtigt werden; dieses Basistransformationskonzept wird ebenfalls im Rahmen des Projekts DELTA mitentwickelt. Seitens Energieversorgungsunternehmen muss eine Fernwärmeanbindung ökonomisch und ökologisch vorteilhaft sein, indem vorgegebene Wärmepreise und ökologische Kennzahlen des Fernwärmenetzes eingehalten werden. Für die Grundlagenermittlung wurden Daten und Informationen aus dem zentralen Energiedatenmanagement für den Industriestandort zusammengetragen. Hierunter fallen:

- die Datenreihen der Energiebedarfe in den einzelnen Energienetzen für das Basisjahr 2021 aus dem Energiemonitoring,
- eine Liste der Systemkomponenten und deren technische Kenngrößen aus vorhandenen Datenblättern,
- das Basistransformationskonzept des industriellen Energiesystems als Energieflussdiagramm aus den aktuellen Planungsunterlagen,
- potenzielle Abwärmequellen und deren Abwärmemengen bezogen auf das Basistransformationskonzept aus den aktuellen Planungsunterlagen,
- eine interne Energiepreisprognose für die Beschaffung elektrischer Energie und Gas eines beauftragten Dienstleistungsunternehmens,

³⁷Die im Folgenden vorgestellten Planungen und Ergebnisse stellen einen Planungsstand dar, der sich im weiteren Projektverlauf verändern kann. Weiterhin wurden zum Datenschutz im Rahmen dieser Arbeit einige Parameter, z. B. durch literaturbasierte Werte, angepasst.

- Wetterdaten wie Außentemperatur und Sonneneinstrahlung aus Wetterdiensten,
- ökologische Kenndaten zu Emissionen und Primärenergiefaktoren aus dem GEG sowie
- weitere literaturbasierte ökonomische Kenndaten zu Anschaffungskosten der Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung.

Gemeinsam mit dem Industrieunternehmen und dem Energieversorgungsunternehmen wurde ein möglicher Ort für die Wärmeübergabestation im Nordosten des Industriestandorts definiert und geprüft, welche thermischen Energienetze des industriellen Energiesystems an eine Wärmeübergabestation örtlich angeschlossen werden können. Hierzu wurden auch die zu überbrückenden Entfernungen gemessen. Durch das Energieversorgungsunternehmen wurden zudem Daten über zu berücksichtigende Wärmekosten und -emissionen sowie Primärenergiefaktoren des Fernwärmenetzes übermittelt.

4.3.2 Systemkonfiguration

Auf Basis der Daten und Informationen wurde im zweiten Schritt das System und damit das Datenmodell konfiguriert. Das industrielle Energiesystem besteht im Basistransformationskonzept neben einem Strom- und einem Gasnetz aus fünf thermischen Netzen, die über Wärmepumpen und -übertrager gekoppelt sind (Abbildung 4.11):

- Das **Dampfnetz** (rot) dient der Bereitstellung von Prozessdampf für diverse Produktionsprozesse am Industriestandort. Der benötigte Dampf wird über eine gasbetriebene Dampfturbine sowie gasbetriebene Dampfkessel erzeugt. Durch den KWK-Prozess wird zudem Strom für den Eigenbedarf erzeugt.
- Das **Heißwassernetz** (orange), vormals Druckheißwassernetz, dient der Bereitstellung von Prozesswärme und Raumwärme am Industriestandort. Im Rahmen des Basistransformationskonzepts soll die Temperatur abgesenkt werden, um auch durch die vorhandenen BHKW versorgt zu werden. Durch den KWK-Prozess wird zudem Strom für den Eigenbedarf erzeugt. Weiterhin kann Wärme über einen Wärmeübertrager aus dem Dampfnetz sowie über eine Wärmepumpe aus dem Warmwassernetz bereitgestellt werden.
- Das **Warmwassernetz** (grün) dient der Bereitstellung von Raumwärme und Aufnahme von Abwärme, z. B. aus Druckluftkompressoren, aber auch aus den Kühlwasser- und Kaltwassernetz über eine Wärmepumpe. Das Warmwassernetz soll in den Nordosten des Industriestandorts erweitert werden und bildet damit die Schnittstelle zur Fernwärmeanbindung.
- Das **Kühlwassernetz** (hellblau) dient der Bereitstellung von Kälte, insbesondere zur Kühlung von Energiewandlern wie der Energiewandler der Kältebereitstellung sowie zur Klimatisierung von Gebäudekomplexen. Die Kälte wird über Kühltürme bereitgestellt, kann aber auch im Warmwassernetz über eine Wärmepumpe genutzt werden.
- Das **Kaltwassernetz** (dunkelblau) dient der Bereitstellung von Prozesskälte diverser Produktionsprozesse. Im Rahmen des Basistransformationskonzepts sollen mehrere kleinere Kältenetze zu einem größeren Kältenetz verbunden werden. Kälte wird über Kompressionskältemaschinen bereitgestellt, anfallende Abwärme kann über das Kühlwassernetz abgeführt werden.

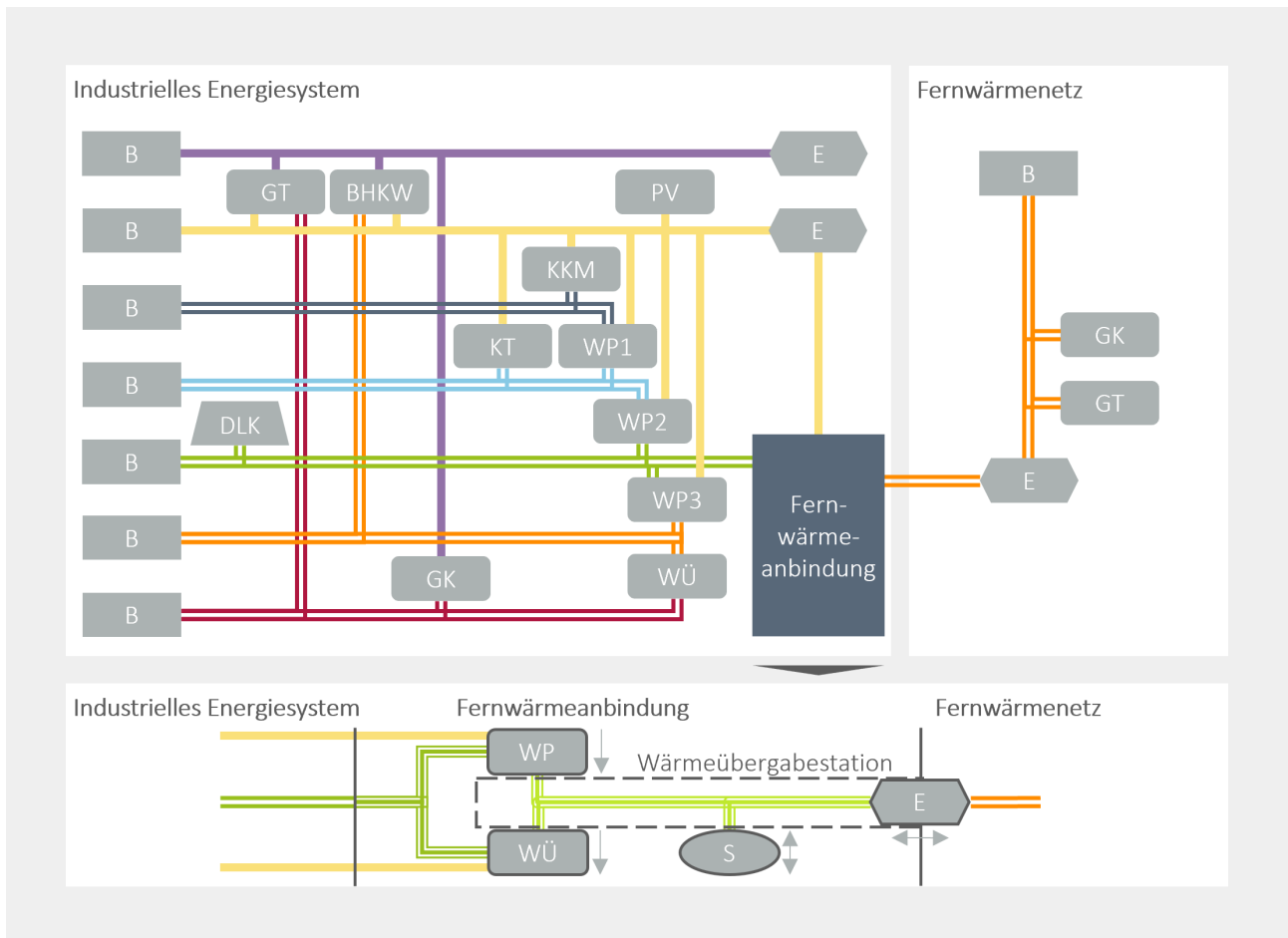


Abbildung 4.11: Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall DELTA im Szenario Gasbetrieb. B: Energiebedarf, BHKW: Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, E: Energiebeschaffung, GK: Gaskessel, GT: Gasturbine, KKM: Kompressionskältemaschine, KT: Kühlturm, PV: Photovoltaik, S: Speicher, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager.

Tabelle 4.8: Temperaturniveaus und Energiebedarfe sowie Abwärmequellen der thermischen Netze im Anwendungsfall DELTA.

Netzart	Vorlauf /°C	Rücklauf /°C	Energiebedarfe und Abwärme
Dampf	> 200	-	Prozesswärme
Heißwasser	90	70	Raumheizung, Prozesswärme
Warmwasser	50	40	Raumheizung, Aufnahme Abwärme
Kühlwasser	18	25	Raumklimatisierung, Kühlung Energiewandler
Kaltwasser	6	12	Prozesskälte verschiedener Produktionsprozesse
Fernwärme	70	50	Wärmebedarfe im Stadtteil Darmstadt Arheilgen

Die Tabelle 4.8 zeigt die typischen Vor- und Rücklauftemperaturen der thermischen Netze. Das Fernwärmenetz versorgt verschiedene Haushalte im Stadtteil, die Wärme dazu wird über mehrere Gaskessel und eine Gasturbine bereitgestellt, sodass der überschüssige Strom aus dem KWK-Prozess im Stromnetz vertrieben wird. Die Fernwärmeanbindung stellt eine Verbindung des geplanten Warmwassernetzes des industriellen Energiesystems zu dem Fernwärmenetz dar. Als Systemkomponenten der Fernwärmeanbindung werden somit neben der Wärmeübergabestation ein thermisches Netz als Verbindung zum Warmwassernetz am Industriestandort sowie eine Kopplung mittels Wärmepumpe zum Vertrieb von Wärme und eine Kopplung mittels Wärmeübertrager zum Bezug von Wärme instanziiert. Zudem kann mittels Wärmespeicher die Wärmemenge an der Wärmeübergabestation zeitlich zwischen Bereitstellung und Bedarf entkoppelt werden.

Für die Modellierung der Partizipationsmodelle wurde das vertragliche Modell mit spezifischen Wärmepreisen für die übertragene Wärme festgelegt. Weiterhin steht zum Zeitpunkt der Planung noch nicht fest, ob über den Betrachtungszeitraum Gas als Energieträger weiterhin verwendet wird. Daher werden auf Grundlage des Basistransformationskonzepts zwei weitere Konzepte als Transformationsoptionen ohne Gasbezug betrachtet (Abbildung in Anhang A.3.2):

- Die erste Transformationsoption beschreibt den Energieträgerwechsel von Gas auf Wasserstoff, sodass die Systemkomponenten der KWK-Prozesse durch wasserstoffbetriebene Systemkomponenten gleicher Funktionalität sowie einen Elektrolyseur zur strombasierten Wasserstoffherzeugung ersetzt werden. Als Substitution für die Gaskessel wird ein Elektrokessel eingesetzt. Zudem wird ein Wasserstoffspeicher integriert.
- Die zweite Transformationsoption beschreibt die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung, sodass die Systemkomponenten der KWK-Prozesse sowie die Gaskessel durch strombetriebene Kessel ersetzt werden. Zudem wird ein Batteriespeicher integriert.

Beide Transformationsoptionen würden erst zum Ende der aktuellen Lebensdauer der Systemkomponenten (Jahr 3) betrachtet. Im Anwendungsfall entstehen somit Transformationspfade aus den Zeitpunkten der Transformationsoptionen, sodass eine einzelne Betrachtung der Jahre im Betrachtungszeitraum notwendig wird. Die Integration von Transformationsszenarien wird folglich mit Berücksichtigung von Unsicherheit und Veränderlichkeit umgesetzt. Die sich ergebenden Transformationsszenarien werden im Folgenden als Gasbetrieb (Basistransformationskonzept), Wasserstoff (erste Transformationsoption) und Elektrifizierung (zweite Transformationsoption) bezeichnet und stellen Möglichkeiten der Transformation des industriellen Energiesystems dar. Zur Entwicklung der Transformationsszenarien wurden in Rücksprache mit dem Industrieunternehmen entsprechende Technologien basierend auf den Energieträgern Wasserstoff und Strom ausgewählt und mit insgesamt gleicher thermischer Anschlussleistung wie im Basisaufbau dimensioniert.

4.3.3 Datenvorbereitung

Im dritten Schritt wurden die Daten der Grundlagenermittlung für das Datenmodell der Systemkonfiguration vorbereitet. Die Planung soll hierbei einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren einbeziehen. Nach Umrechnungen der Dampf-, Gas- und Kühlwasserbedarfe (Kapitel 3.4.3) wurden vier repräsentative Perioden als Typwochen auf Basis der vorhandenen Jahreszeitreihen des Basisjahrs 2021 erzeugt (Abbildung 4.12). Der Strom- und Dampfbedarf wird separat in Anhang A.3.2 aufgeführt; Strom- und Dampfbedarf können Werte bis zu 35 MW

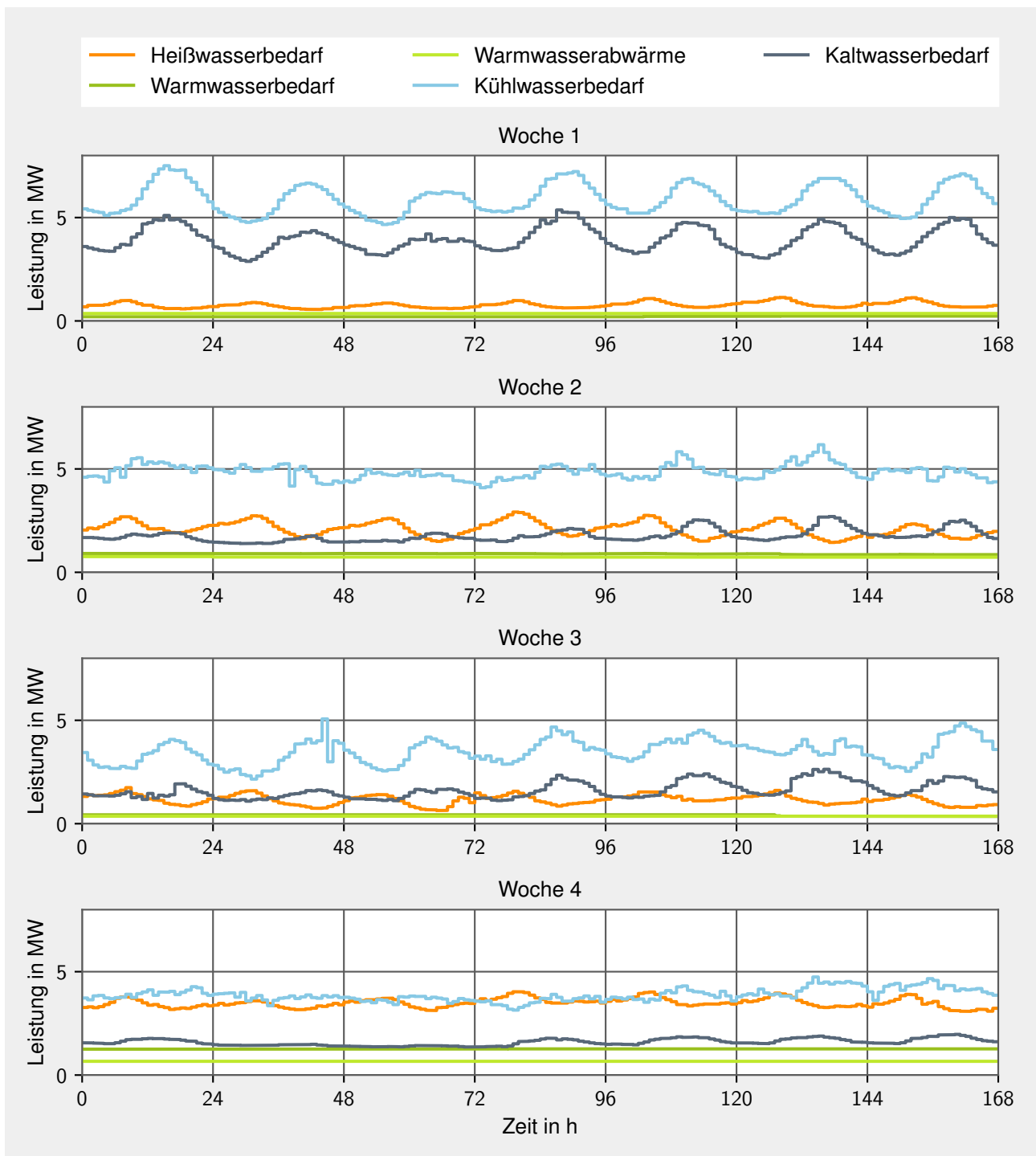


Abbildung 4.12: Repräsentative Perioden als Typwochen im Anwendungsfall DELTA basierend auf dem Basisjahr 2021. Strom- und Dampfbedarf sind in Anhang A.3.2 aufgeführt.

annehmen. Die Typwochen zeigen, dass ein sehr hoher Dampfbedarf am Industriestandort die Energiebedarfe dominiert, der hohe Kühlwasserbedarf jedoch auf einen Wärmeüberschuss für den Niedertemperaturbereich hinweist. Der Wärmepreis wurde für den Anwendungsfall auf 60 €/MWh für den Vertrieb und 100 €/MWh für den Bezug festgelegt, die spezifischen Emissionen des Fernwärmenetzes liegen durchschnittlich bei 130 kg/MWh, der Primärenergiefaktor durchschnittlich bei 0,69 für den nicht-erneuerbaren Anteil. Für die Auswertungen der Forschungsarbeit wurden feste Energiepreise und entsprechende Emissionen und Primärenergiefaktoren angenommen. Die genauen Parameter sowie weitere Informationen und Daten zu den Systemkomponenten wie Anschlussleistungen sowie ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen des industriellen Energiesystems, der Fernwärmeanbindung sowie des Fernwärmenetzes für die Industrieanwendung können Anhang A.3.2 entnommen werden.

4.3.4 Modellierung und Lösung

Für die Berechnung der Ergebnisse wurden im vierten Schritt mehrere Optimierungsdurchläufe erzeugt und an die Lösungssoftware mit dem Solver CPLEX übergeben sowie die Ergebnisse abgespeichert. Für die Optimierungsdurchläufe wurde die maximale Rechenzeit nicht beschränkt und bis zu einer Gap von Null gerechnet.³⁸ Insgesamt wurden folgende Optimierungsdurchläufe durchgeführt:

- **Referenzrechnungen:** Einsatzplanung je Transformationsszenario ohne Fernwärmeanbindung – drei Optimierungsdurchläufe,
- **Einzelrechnungen:** Investitions- und Einsatzplanung mit Fernwärmeanbindung je Transformationsszenario – drei Optimierungsdurchläufe,
- **regret-Optimierung:** Investitionsentscheidungen mit minimaler Reue – ein Optimierungsdurchlauf,
- **Einsatzrechnungen:** Einsatzplanung unter feststehenden Investitionsentscheidungen der Einzelrechnungen und der regret-Optimierung – neun Optimierungsdurchläufe.

Die erste Betrachtung der Nettokapitalwerte der Ergebnisse zeigt einerseits die Nettokapitalwerte, die sich aus den Einzelrechnungen ergeben, so z. B. ein Wert von 4,69 Mio. €, wenn nur mit dem Szenario Gasbetrieb optimiert wird (Tabelle 4.9). Andererseits sind aus den Einsatzrechnungen abzulesen, welcher Nettokapitalwert sich einstellt, wenn nur mit einem Szenario optimiert wird und ein anderes eintritt. Wird z. B. mit dem Szenario Gasbetrieb optimiert, aber das Szenario Wasserstoff tritt ein, ergibt sich ein Nettokapitalwert von 4,05 Mio. €. Es ist ersichtlich, dass die höchsten Nettokapitalwerte erreicht werden, wenn das Szenario Gasbetrieb eintritt. Die anderen Szenarien sollten bei der Investitionsentscheidung jedoch mitbetrachtet werden, da sich ansonsten niedrigere Nettokapitalwerte einstellen. Die Investitionsentscheidungen der regret-Optimierung erzielen hierbei je eintretendem Szenario nicht die höchsten Nettokapitalwerte, jedoch ist im rechten Teil der Tabelle 4.9 abzulesen, dass mit diesen Investitionsentscheidungen die Reue minimiert wird. Während mit den Investitionsentscheidungen einzelner Szenarien eine maximale Reue von über 50 bis 200 Tsd. Euro auftreten kann, ist

³⁸ Jeder Optimierungsdurchlauf konnte unterhalb von 30 Sekunden gelöst werden; lediglich für die regret-Optimierung wurde eine Zeit von 1134 Sekunden (18,8 Minuten) benötigt. Aufgrund der Zeiten wurde von einer Anpassung der maximalen Rechenzeit sowie der Gap abgesehen. Auch wenn eine umfassende Auswertung bezogen auf Rechenzeiten aussteht, konnte die Optimierungsmethodik für den Anwendungsfall mit herkömmlicher Hardware- und Softwareausstattung in angemessener Zeit ausgeführt werden.

diese mit den Investitionsentscheidungen der regret-Optimierung auf maximal 12 Tsd. € beschränkt. Im Folgenden werden die Ergebnisse bezogen auf die Investitionsentscheidungen der regret-Optimierung analysiert.

Tabelle 4.9: Nettokapitalwerte und Reue (regret) der Optimierungsdurchläufe im Anwendungsfall DELTA. Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Szenario Wasserstoff, NPV: Nettokapitalwert.

Investition Einsatz	NPV in Mio. €			Reue in Tsd. €		
	Gas	H ₂	Elek	Gas	H ₂	Elek
Gasbetrieb	4,69	4,00	3,45	0,0	59,1	65,5
Wasserstoff	4,51	4,06	3,46	185,0	0,0	51,5
Elektrifizierung	4,49	4,01	3,51	199,1	53,8	0,0
regret-Optimierung	4,68	4,05	3,50	11,9	5,8	11,9

4.3.5 Ergebnisanalyse

Im fünften Schritt wurden technische, ökonomische und ökologische Kennzahlen definiert und aus den Ergebnissen der regret-Optimierung berechnet (Tabelle 4.10). Einige der Kennzahlen werden in der regret-Optimierung einmalig für alle Szenarien getroffen, so die Dimensionierung und die Investitionskosten, andere Kennzahlen stellen sich je eintretendem Szenario unterschiedlich ein. Die Kennzahlen für die Einzelrechnungen sind in Anhang A.3.2 aufgeführt.

Tabelle 4.10: Kennzahlen der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall DELTA je Szenario. Elek: Szenario Elektrifizierung, H₂: Szenario Wasserstoff, Gas: Szenario Gasbetrieb, PE: Primärenergie, Th.: thermisch.

	Gas	H ₂	Elek
Technisch			
Th. Anschlussleistung Wärmepumpe in MW		5,0	
Wärmeübertragungsfläche Wärmeübertragers in m ²		0,0	
Volumen des Wärmespeichers in m ³		0,0	
Wärmemenge Vertrieb in GWh	354,89	344,99	283,33
Wärmemenge Bezug in GWh	0,0	0,0	0,0
Ökonomisch			
Optimaler NPV in Mio. €	4,69	4,06	3,51
NPV mit regret in Mio. €	4,68	4,05	3,50
Reue mit regret in Tsd. €	11,9	5,8	11,9
Investitionskosten in Mio. €		1,08	
Einsatzkostenreduktion in Mio. €	7,29	6,47	5,72
Relative Einsatzkostenreduktion in %	2,15	0,98	0,97
Ökologisch			
Emissionsreduktion in kt CO ₂ -Äqu.	6,75	6,55	5,05
Relative Emissionsreduktion in %	0,76	0,54	0,40
Reduktion Primärenergiebedarf in GWh	116,46	114,61	92,92
Relative PE-Reduktion in %	2,64	0,54	2,10

Die technischen Kennzahlen zeigen, dass die Investitionsentscheidung in der regret-Optimierung für eine Wärmepumpe bzw. Wärmepumpen mit einer gesamten thermischen Nennleistung von

5,0 MW zum Vertrieb überschüssiger Wärme aus dem Warmwassernetz getroffen wird. Es wird somit nicht vorgeschlagen, in einen Wärmeübertrager für den Wärmebezug sowie einen Wärmespeicher für die zeitliche Entkopplung zu investieren. Weiterhin werden in der Kalkulation über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren je eintretendem Szenario insgesamt 283 bis 355 GWh thermischer Energie an das Fernwärmenetz vertrieben und keine Wärme bezogen.

Je nach eintretendem Szenario stellen sich in den ökonomischen Kennzahlen unterschiedliche Nettokapitalwerte ein. Die Ergebnisse liegen nur geringfügig unterhalb der Einzelrechnungen (optimaler NPV); in den Szenarien Gasbetrieb und Elektrifizierung stellt sich hierbei eine Reue von 11,9 Tsd. €, im Szenario Wasserstoff 5,8 Tsd. €, ein. Während sich die Investitionskosten auf 1,08 Mio. € belaufen, können durch die Fernwärmeanbindung Kosten zwischen 5,72 und 7,29 Mio. € über den Betrachtungszeitraum eingespart werden. Die Einsparpotenziale liegen damit zwischen 0,97 und 2,15 % der gesamten Energiekosten, im Szenario Gasbetrieb jedoch deutlich höher als in den beiden Transformationsoptionen. Hier wäre für die weitere Planung abzuwägen, ob das Szenario Gasbetrieb ein für die nächsten zehn Jahre weiterhin realistisches Szenario darstellt. Auch ist im Vergleich zu den Einzelrechnungen (Anhang A.3.2) zu erkennen, dass die Investitionskosten nicht stark variieren. Dies ist auf einen hohen Anteil der Kosten für Leitungen zur Fernwärmeanbindung zurückzuführen.

Für die ökologischen Kennzahlen ist zu berücksichtigen, dass in dieser Anwendung eine Gutschrift für verdrängte Emissionen bzw. Primärenergie im Fernwärmenetz einkalkuliert wird. Die absoluten Ergebnisse sind also als gesamte Emissionsreduktion zu betrachten. Insgesamt lassen sich durch die Fernwärmeanbindung je eintretendem Szenario zwischen 5,05 und 6,75 kt CO₂ bzw. zwischen 92,9 und 116,5 GWh Primärenergie einsparen. Dies entspricht zwischen 0,4 und 0,7 % der Emissionen bzw. 0,5 und 2,6 % der Primärenergie des industriellen Energiesystems. Über die Kennzahlen hinweg, lässt sich feststellen, dass sich die Ergebnisse je eintretendem Szenario unterscheiden können. Dies hat insbesondere den Grund, dass sich der Endenergiebezug von übergeordneten Energienetzen in den Szenarien stark unterscheidet. Die Kennzahlen werden einerseits davon dominiert, wie viel der Kühl- und Kälteleistung für eine Einbindung über die Wärmepumpen eingesetzt werden können und andererseits vom Einsatz der KWK-Anlagen und dem Verhältnis entsprechender Energieträger wie Gas, Strom und Wasserstoff. Die guten Ergebnisse im Szenario Gasbetrieb sind auf die weiterhin günstigen Konditionen des Gaseinsatzes, insbesondere mittels KWK, zurückzuführen.

4.3.6 Bewertung und Kommunikation

Auf Basis der berechneten Kennzahlen wurden im sechsten Schritt einzelne Kennzahlen über den Betrachtungszeitraum visualisiert, um weitere Erkenntnisse über die Ergebnisse zu erlangen und eine Handlungsempfehlung abzugeben. Abbildung 4.13 zeigt hierzu die übertragene Wärme an das Fernwärmenetz, die Kostenreduktion im Einsatz sowie die Reduktion von Emissionen und Primärenergiebedarf je Szenario und Jahr im Betrachtungszeitraum. Es ist ersichtlich, dass die ersten beiden Jahre in allen drei Szenarien identisch sind. Dies hat den Grund, dass die gasbetriebenen Systemkomponenten in den Szenarien Wasserstoff und Elektrifizierung erst im dritten Jahr ersetzt werden. Da im Anwendungsfall mit statischen Parametern für die Energiebeschaffung gerechnet wird, verändern sich die einzelnen Jahreswerte innerhalb der Szenarien nur vom zweiten auf das dritte Jahr.

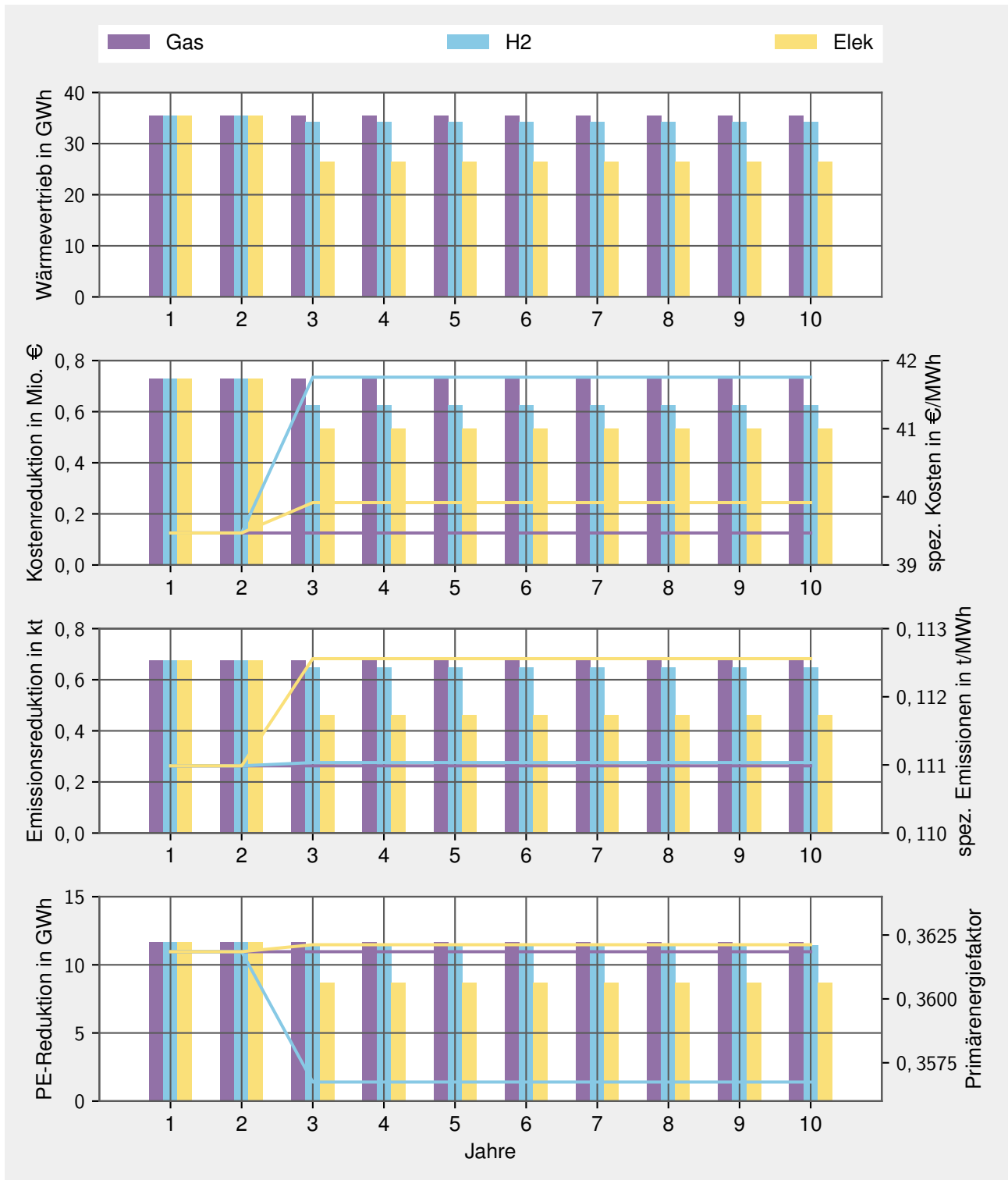


Abbildung 4.13: Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall DELTA je Szenario und bezogen auf die Jahre im Betrachtungszeitraum. Elek: Szenario Elektrifizierung, H2: Szenario Wasserstoff, Gas: Szenario Gasbetrieb. PE: Primärenergiebedarf.

Im Szenario Gasbetrieb wird konstant am meisten Wärme vertrieben und damit die höchste absolute Kosten-, Emissions- und Primärenergiereduktion erzielt. Aufgrund der günstigen Bedingungen von Erdgas im Verhältnis zu Strom kann die Wärme mit den günstigsten spezifischen Kosten im Vergleich zu den anderen Szenarien bereitgestellt werden. Auch die spezifischen Emissionen sind durch die Stromgutschrift der KWK-Prozesse relativ gering. Im Szenario Wasserstoff sind die spezifischen Kosten der übertragenen Wärme aufgrund der hohen Kosten für Wasserstoff verhältnismäßig hoch. Aufgrund des Elektrolyseurs, dessen Abwärme im Warmwassernetz genutzt werden kann, kann jedoch ebenfalls eine hohe Wärmemenge an das Fernwärmenetz vertrieben werden. Die Emissionen und der Primärenergiefaktor sind ebenfalls gering, da Abwärme des Elektrolyseurs geringe Emissionen aufweist und KWK-Prozesse zur Stromsubstitution eingesetzt werden können. Im Szenario Elektrifizierung wird verhältnismäßig wenig Wärme an das Fernwärmenetz abgegeben, da durch die reine Elektrifizierung der Strombedarf im industriellen Energiesystem durch den Leistungspreis stärker beeinflusst wird. Da hier keine KWK-Anlagen sowie Abwärme eines Elektrolyseurs vorliegen, sind die spezifischen Emissionen bzw. der Primärenergiefaktor verhältnismäßig hoch. Insgesamt liegen die spezifischen ökologischen Kennzahlen unterhalb der Kennzahlen des Fernwärmenetzes, sodass sich eine positive ökologische Gesamtbilanz ergibt.

Die Anwendung der Optimierungsmethodik ergibt eine positive Entscheidung für die Investition in eine Fernwärmeanbindung, maßgeblich bestehend aus einer Wärmepumpe zum Vertrieb von Niedertemperaturabwärme vom industriellen Energiesystem an das Fernwärmenetz. Mit den Informationen der Vorbereitung und der Ergebnisse der Optimierungsdurchläufe, insbesondere der regret-Optimierung, kann die Planung der Fernwärmeanbindung fortgeführt werden. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse auf angepassten Parametern beruhen. Eine umfassendere Auswertung wird im Rahmen des Projekts DELTA weitergeführt; zudem ist durch die im folgenden Abschnitt diskutierten Gründe eine iterative Planung notwendig.

4.3.7 Weitere Schritte

Die Ergebnisse des Anwendungsfalls wurden mit dem Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen diskutiert, jedoch wird von einer Fortführung der Planung aus zwei Gründen verschoben:

- Zum Zeitpunkt der Einreichung der vorliegenden Arbeit wird das Basistransformationskonzept weiterentwickelt. Sobald ein Basistransformationskonzept für den Industriestandort festgelegt wird, kann die Optimierungsmethodik erneut angewandt werden.
- Zum Zeitpunkt der Einreichung der vorliegenden Arbeit wurde eine kommunale Wärmeleitplanung der Stadt Darmstadt initiiert, die Auswirkungen auf die Transformation der Fernwärmenetze des Energieversorgungsunternehmens haben wird. Die Ergebnisse der Wärmeplanung wird letztlich auch die Nutzung von urbanen Abwärmequellen und damit die Parameter der Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung des Industriestandorts betreffen.

Im nächsten Schritt fließen die Ergebnisse der Anwendung der Optimierungsmethodik in die kommunale Wärmeleitplanung der Stadt Darmstadt ein, sodass die Optimierungsmethodik mit Abschluss der Weiterentwicklung des Basistransformationskonzepts am Industriestandort sowie

der kommunalen Wärmeplanung in der Stadt Darmstadt mit angepassten Informationen erneut angewandt werden kann.

4.4 Diskussion und Zwischenfazit

Das zurückliegende Kapitel beschreibt die Erprobung der Optimierungsmethodik als Anwendung und Evaluation der vorliegenden Arbeit. Das Anwendungs- und Evaluationsvorgehen umschließt hierzu zwei Teile (Kapitel 4.1): die Modell- und Methodentests zur Validierung der Funktionalität einzelner Modelle und Methoden sowie eine Industrieanwendung zur Validierung der Anwendbarkeit. Damit findet eine initiale Erprobung der Optimierungsmethodik statt, um im Sinne der Forschungsmethodik erste Rückschlüsse für eine weitere Verwendung im Anschluss an diese Forschungsarbeit zu ziehen.

Die **Modell- und Methodentests** wurden am **Anwendungsfall ETA** mit Daten der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt durchgeführt. Hierbei konnte sowohl die Funktionalität der Grundmodelle als auch die Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen gezeigt werden:

- Die Ergebnisse der Auswertung der **Grundmodelle** zeigen, dass mit den Grundmodellen der Optimierungsmethodik eine ökonomisch und ökologisch vorteilhafte Investitionsentscheidung unter Berücksichtigung der Einsatzplanung getroffen werden kann.
- Die Ergebnisse der Auswertung der **Transformationsszenarien** berücksichtigen zudem die Risiken, die sich aus der Unsicherheit über das Eintreten verschiedener Szenarien ergibt, sodass die maximale Reue minimiert wird. Die Auswahl der Transformationsszenarien ist jedoch im Vorfeld fundiert abzuwägen und entsprechend einzubinden.
- Schließlich zeigen die Ergebnisse der Berücksichtigung von **Partizipationsmodellen**, dass sich je nach Partizipationsmodell unterschiedliche Verhaltensweisen der Systeme ergeben. Durch das koordinative Partizipationmodell erzielt das industrielle Energiesystem die maximale Reduktion der Einsatzkosten bei gleicher Investitionsentscheidung.

Schließlich ist festzuhalten, dass der Anwendungsfall ETA auch durch das Größenverhältnis zwischen verhältnismäßig großem Fernwärmenetz und kleinem industriellen Energiesystem beeinflusst wird. Daher wurde auf weitere Auswertungen in [Pien22; Kohn23b; Kohn23c] für die Validierung der Funktionalität der Partizipationsmodelle verwiesen.

Zur **Industrieanwendung** wurde die Investitions- und Einsatzplanung im Reallabor-Projekt DELTA angewandt (**Anwendungsfall DELTA**). Im Projekt plant das Industrieunternehmen Merck KGaA eine Fernwärmeanbindung an ein Fernwärmenetz des Energieversorgungsunternehmens ENTEGA AG. Die Optimierungsmethodik wurde anhand des Vorgehensmodells durchgeführt. Die drei Transformationsoptionen Gasbetrieb, Wasserstoff und Elektrifizierung modellieren die Entwicklung der Energiewandler am Industriestandort hinsichtlich Energieträgerwechsel des industriellen Energiesystems. Auch die Zeitpunkte einer Anpassung der Systemkomponenten wurden als Transformationspfade integriert. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Investition in eine Fernwärmeanbindung ein Kapitalwert zwischen 3,50 und 4,68 Mio. € je eintretendem Szenario erzielt werden kann. Die regret-Optimierung kann hierbei die Reue von bis zu 200 Tsd. € auf 12 Tsd. € reduzieren. Durch die Integration einer Wärmepumpe mit 5,0 MW thermischer Nennleistung kann Niedertemperaturabwärme in das Fernwärmenetz übertragen

werden und damit insgesamt bis zu 6,75 kt CO₂-Emissionen bzw. 116 GWh Primärenergie eingespart werden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die grundsätzliche Funktionalität und Anwendbarkeit der Optimierungsmethodik durch die Anwendung und Evaluation bestätigt werden konnte. Insbesondere Aspekte wie die Differenzierung von Investitionsplanung und Einsatzplanung zur Projektierung einzelner Investitionsprojekte bildet reale Fragestellungen von Industrieunternehmen ab. Zudem bietet die Berücksichtigung von Transformationsszenarien neben der Integration von Preisszenarien die Möglichkeit, auch die Entwicklung am Industriestandort in die Planung zu integrieren. Die Berücksichtigung der Partizipationsmodelle zeigt, dass in der Planung eine differenziertere Betrachtung der Preisstrukturen im engen Austausch mit dem Energieversorgungsunternehmen zu besseren Ergebnissen führen kann. Entsprechende Strukturen müssen für eine solche Planung in Zukunft jedoch noch geschaffen werden. Technoökonomisch zeigen die Ergebnisse, dass die Investitions- und Einsatzplanung einerseits von vorhandenen Abwärmepotenzialen, andererseits aber insbesondere von Energiepreisen und deren Verhältnis zueinander beeinflusst wird. Aktuelle ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen führen hierbei häufig zu einer Fokussierung von KWK-Anlagen, indem deren Ausnutzungsgrad durch das vertreiben überschüssiger Wärme erhöht wird.

Grundsätzlich ist zu erproben, inwieweit eine weitere softwaretechnische Umsetzung auch die Verwertbarkeit und Akzeptanz von Ergebnissen erhöhen kann, da zum aktuellen Zeitpunkt neben Expertenwissen auch profundes Wissen zur Anwendung der Optimierungsmethodik notwendig ist.

5 Fazit

In diesem Kapitel werden die vorliegende Forschungsarbeit und zentrale Ergebnisse aus Ableitung, Entwicklung und Erprobung der Optimierungsmethodik zusammengefasst (Kapitel 5.1). Abschließend werden mögliche weiterführende Arbeiten im Ausblick aufgezeigt (Kapitel 5.2).

5.1 Zusammenfassung

Fehlende Transparenz sowie Berechnungsgrundlagen und Vorgehensweisen bei der ganzheitlichen Investitions- und Einsatzplanung sind wesentliche Hemmnisse für das industrielle Energiemanagement und lassen Planungsprojekte wie die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme bereits in frühen Planungsphasen scheitern. Vor dem Hintergrund der technischen, ökonomischen und ökologischen Potenziale und Herausforderungen einer Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme, insbesondere zur umfassenden Abwärmennutzung, wurde im Rahmen der Forschungstätigkeit der vorliegenden Arbeit eine Optimierungsmethodik entwickelt und vorgestellt. Der Forschungsbereich der mathematischen Optimierung bietet hierbei die Möglichkeit, Planungsprozesse durch quantitative Modelle und Methoden zu unterstützen und damit Entscheidungen zu erleichtern und zu verbessern. Die Forschungsarbeit wurde daher durch die folgende Forschungsfrage und das folgende Forschungsziel eingegrenzt:

- **Forschungsfrage:** Mit welchen Modellen und Methoden kann mathematische Optimierung zu einer verbesserten Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme beitragen?
- **Forschungsziel:** Ableitung, Entwicklung und Erprobung einer Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme unter Berücksichtigung problemrelevanter Modelle und Methoden.

Für die Erarbeitung der Forschungsfrage wurde die Forschungstätigkeit nach der Design Research Methodology durchgeführt. Im Anschluss an die Forschungseingrenzung (Kapitel 1) wurde so in einer ersten deskriptiven Studie der Stand des Wissens für die Optimierungsmethodik literaturbasiert abgeleitet (Kapitel 2), anschließend in der präskriptiven Studie die Optimierungsmethodik umfassend entwickelt (Kapitel 3) und schließlich in einer zweiten deskriptiven Studie eine initiale Erprobung der Optimierungsmethodik durchgeführt (Kapitel 4).

Die Analyse des Stands des Wissens zeigt die Komplexität multi-modaler industrieller Energiesysteme mit kaskadierten thermischen Energienetzen und Abwärmepotenzialen auf, die es in der Investitions- und Einsatzplanung zu berücksichtigen gilt. Die Planung einer Fernwärmeanbindung muss vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit durchgeführt werden und unterliegt den planerischen Vorgehensweisen und Zielen von industriellen Energiesystemen, dem Strukturwandel von Fernwärmenetzen sowie ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen. Insbesondere die mehrkriteriellen Zielstellungen von Industrieunternehmen und Energieversorgungsunternehmen, die Berücksichtigung von Transformationsszenarien sowie die Betrachtung unterschiedlicher Partizipationsmodelle muss in die Planung einer Fernwärmeanbindung integriert

werden. Mathematische Optimierung im Kontext von Operations Research ermöglicht hierbei die Abbildung der Investitions- und Einsatzplanung im Allgemeinen sowie der problemspezifischen Aspekte im Speziellen. Die durchgeführte Analyse aktueller Forschungsansätze nach den Dimensionen Kontext, System, Planung und Optimierung zeigt, dass zum Zeitpunkt der Erarbeitung der Forschungsarbeit eine Optimierungsmethodik fehlte, die die Komplexität industrieller Energiesysteme und deren Planungsperspektive vor dem Hintergrund der Integration von zwei komplexen Systemen abbildet.

Der Fokus der Forschungsarbeit wurde auf die Entwicklung einer Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung als Unterstützung der Konzeptplanung mit Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen sowie einer symbiotischen und bidirektionalen Kopplung der Gesamtsysteme aus Industrieperspektive gelegt. In einem Forschungskonzept wurden zunächst modellierungstechnische und formale Anforderungen an die Entwicklung gestellt und der Lösungsansatz bestehend aus drei zentralen Modellen aufgezeigt. Die Dreiteilung der Modelle der Optimierungsmethodik dient dem Aufzeigen von Zielen und Handlungsmöglichkeiten, der Formalisierung des mathematischen Modells sowie der Datenbeschaffung, Lösungsfindung und Bewertung im Sinne des Operations Research:

- Im **deskriptiven Modell** wird die ganzheitliche Betrachtung der Energiesysteme – industrielles Energiesystem mit Fernwärmeanbindung sowie Fernwärmenetz – und damit die Aufteilung der Investitionsplanung der Fernwärmeanbindung sowie der Einsatzplanung der Gesamtsysteme aufgezeigt. Das industrielle Energiesystem wird als multi-modales Energiesystem mit kaskadierten thermischen Energienetzen beschrieben und es wird ein Konzept für eine bidirektionale Fernwärmeanbindung aufgestellt. Die Zielstellung wird auf den Nettokapitalwert festgelegt und weitere Zielgrößen wie Emissionen und Versorgungssicherheit ökonomisiert oder als Rahmenbedingungen festgesetzt. Weiterhin wird die Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen hergeleitet. Zur Darstellung der Energiesysteme wurde zudem eine Semantik vorgestellt.
- Das **Optimierungsmodell** formalisiert das deskriptive Modell als modulares MILP-Modell bestehend aus verschiedenen Systemkomponenten der Energiesysteme. Die einzelnen Systemkomponenten können für spezifische Anwendungsfälle individuell zusammengestellt werden. Das Optimierungsmodell besteht hierzu aus den Grundmodellen der Einsatzplanung und der Investitionsplanung sowie aus den Modellerweiterungen der Transformationsszenarien und Partizipationsmodelle. Insgesamt integriert das Optimierungsmodell verschiedene Aspekte wie Teillastverhalten, Temperaturen sowie die Trennung von Einsatz- und Investitionsplanung und setzt dazu u. a. mathematische Methoden wie die regret-Optimierung und bilevel-Optimierung ein.
- Im **Vorgehensmodell** werden sieben Schritte definiert, um das Optimierungsmodell vor dem Hintergrund des deskriptiven Modells als Unterstützung der Konzeptplanung einzusetzen. Nach einer ersten Vorbereitung werden in der Datenbeschaffung die Systeme zu einem Datenmodell konfiguriert (Systemaufbau des industriellen Energiesystems und Variantenermittlung für die Fernwärmeanbindung) und die Daten im Datenmodell aufbereitet sowie als repräsentative Perioden aggregiert. Anschließend wird die Lösungsfindung für die Anwendung bzw. Untersuchung der Methodik definiert. Schließlich wird die Lösung bewertet, in dem die Ergebnisse mit festgelegten Kennzahlen analysiert werden und mittels Visualisierung eine Handlungsempfehlung ausgesprochen werden kann, bevor weitere Schritte eingeleitet werden.

Mit den qualitativen und quantitativen Entwicklungen in den drei Modellen der Optimierungsmethodik kann die Konzeptphase für die Planung einer Fernwärmeanbindung maßgeblich unterstützt werden. Zur Erprobung der Optimierungsmethodik wurde diese prototypisch mit der Programmiersprache Python umgesetzt sowie Anforderungen und ein erstes Konzept für die Verwertung skizziert.

Die Erprobung der Optimierungsmethodik wurde initial als Anwendung und Evaluation durchgeführt. In Modell- und Methodentests wurden die einzelnen Modelle und Methoden anhand des Anwendungsfalls ETA mit Daten der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt hinsichtlich Funktionalität der Optimierungsmethodik analysiert. Die Ergebnisse der Modell- und Methodentests zeigen einerseits, dass der Vertrieb der Abwärme, insbesondere der Abwärme aus dem Wärmebehandlungssofen der ETA-Fabrik, über eine Fernwärmeanbindung ökonomisch und ökologisch vorteilhaft ist. Andererseits wird ersichtlich, dass die unterschiedlichen Modelle und Methoden, insbesondere bezogen auf die Integration von Transformationsszenarien und Partizipationsmodellen, zu abweichenden und erklärbaren Investitionsentscheidungen führen. Neben den Modell- und Methodentests wurde anhand der Industrieanwendung die Anwendbarkeit der Optimierungsmethodik unter Verwendung des Vorgehensmodells erprobt. Im Anwendungsfall DELTA plant das Industrieunternehmen Merck KGaA in Darmstadt eine Fernwärmeanbindung an ein Fernwärmenetz des Energieversorgungsunternehmens ENTEGA AG. Hierbei wurde berücksichtigt, dass das Industrieunternehmen eine komplexe Transformation des Industriestandorts plant, sodass mehrere Transformationsoptionen in der Planung der Fernwärmeanbindung modelliert werden müssen. Die Ergebnisse der Industrieanwendung zeigen, dass eine Fernwärmeanbindung auch unter Unsicherheit, bzw. insbesondere durch die Integration der vorhandenen Unsicherheit, ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist. Die Investitionsentscheidungen im Anwendungsfall integrieren eine Fernwärmeanbindung mit Wärmepumpe, sodass Abwärme aus Kühlprozessen in das Fernwärmenetz eingebracht werden kann. So kann ein Kapitalwert zwischen 3,5 und 4,7 Mio. € je eintretendem Szenario erzielt sowie bis zu 6,75 kt CO₂-Emissionen bzw. 116 GWh Primärenergie eingespart werden.

Insgesamt lässt sich zusammenfassen, dass die Optimierungsmethodik die modellierungstechnischen Anforderungen erfüllt und damit fehlende Transparenz, Berechnungsgrundlagen sowie Vorgehensweisen für die Planung einer Fernwärmeanbindung maßgeblich adressiert. Für die Beantwortung der formalen Anforderungen wurde eine erste Anwendung erprobt, die es in weiteren Forschungsarbeiten und an weiteren Anwendungsfällen zu verifizieren gilt.

5.2 Ausblick

Im Sinne der Design Research Methodology wurde im Rahmen dieser Arbeit nach der Forschungseingrenzung eine Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme abgeleitet (erste deskriptive Studie), entwickelt (präskriptive Studie) und erprobt (zweite deskriptive Studie). Der Fokus der Forschungsarbeit lag hierbei auf der umfassenden Entwicklung der Optimierungsmethodik unter Berücksichtigung der abgeleiteten Forschungslücke bzw. problemspezifischen Aspekten. Die vorliegende Arbeit kann damit im nächsten Schritt als Grundlage zur weiteren inhaltlichen Entwicklung, umfassenderen Anwendung sowie grundsätzlichen Verwertung dienen. Im Einzelnen sind in den Bereichen folgende Aspekte zu nennen:

- **Entwicklung:** Das Optimierungsmodell beschreibt umfassende mathematische Modelle für die Investitions- und Einsatzplanung unter Berücksichtigung diverser Systemkomponenten. Für eine umfängliche Unterstützung der Konzeptplanung werden die örtliche Lage der Energiesysteme bzw. ihrer Systemkomponenten stark vereinfacht modelliert. Neben den techno-ökonomischen Modellen muss somit eine Integration der Layoutplanung stattfinden. Weiterhin zeigen Abwärmequellen sowie Wärmebedarfe eine hohe Saisonalität, sodass saisonale Wärmespeicher stärker in der Modellierung abgebildet werden müssen. Insbesondere vor dem Hintergrund der Betrachtung repräsentativer Zeitschritte bergen sich hier Entwicklungsherausforderungen. Schließlich ändern sich analog zu Strommärkten zukünftig auch Wärmemärkte, sodass in Zukunft eine rein bilaterale Betrachtung nicht ausreichend erscheint. In den Partizipationsmodellen sollten daher zukünftig auch Wärmemärkte integriert werden.
- **Anwendung:** Die Erprobung wurde im Rahmen dieser Arbeit initial durchgeführt und bestätigt die Funktionalität und Anwendbarkeit der Optimierungsmethodik. Durch weitere Parameterstudien der einzelnen Methoden und Modelle kann die Funktionalität der einzelnen Systemkomponenten detaillierter bewertet und etwaiges Verbesserungspotenzial einzelner Modelle aufgezeigt werden. Durch eine weitere Anwendung auf reale Anwendungsfälle kann die Anwendbarkeit der Methodik zudem weiter verifiziert werden. Hierzu ist auch eine funktionale Weiterentwicklung der Nutzbarkeit denkbar, z. B. durch Methoden der Parameteridentifikation aus Betriebsdaten der betrachteten Energiesysteme.
- **Verwertung:** Für die umfassende Umsetzung der Optimierungsmethodik muss eine stringente Softwareumsetzung erfolgen. Insbesondere eine grafische Oberfläche sowie die automatisierte Datenverarbeitung sind relevant für die Nutzbarkeit durch die Zielgruppen. Weiterhin können je nach Komplexität des Anwendungsfalls Rechenzeiten ansteigen, z. B. durch eine hohe Anzahl an Transformationsszenarien, sodass die Erforschung der Verbesserung der Rechenzeit für die Verwertung hilfreich sein kann. Neben der Investitions- und Einsatzplanung einer Fernwärmeanbindung können die Modellbibliotheken sowie Funktionen auch für weitere Anwendungen genutzt werden. So kann die Modellbibliothek der Grundmodelle prinzipiell für verschiedene Kombinationen aus Investitionsplanung und Einsatzplanung innerhalb eines industriellen Energiesystems eingesetzt werden.

Die Herausforderung industrielle Energiesysteme an Fernwärmenetze anzubinden und damit eine klimaneutrale Wärmeversorgung zu unterstützen, steckt noch in den Anfängen. Einige Pilotprojekte existieren bereits, jedoch wird das Themenfeld in Deutschland erst mit aufkommendem Bewusstsein sowie politischen und regulativen Bestrebungen – aktuell insbesondere durch die Ansätze zur kommunalen Wärmeleitplanung – fortschreiten. Optimierungsmethodiken, wie in dieser Arbeit präsentiert, können die notwendigen Planungsphasen und -prozesse durch höhere Transparenz sowie bessere Berechnungsgrundlagen und Vorgehensweisen für vorhandene Daten und Informationen unterstützen; in der Hoffnung, die notwendige Wärmewende zu beschleunigen und ein Nicht-Handeln zu vermeiden.

„Wir waren jene, die wussten, aber nicht verstanden, voller Informationen, aber ohne Erkenntnis, randvoll mit Wissen, aber mager an Erfahrung.“

Roger Willemsen

Literaturverzeichnis

Literaturquellen

- [Abel18] E. Abele, J. Schneider und A. Maier. *ETA - die Modell-Fabrik: Energieeffizienz weiter gedacht*. Darmstadt: ETA, 2018. ISBN: 978-3-00-059397-0.
- [Abok21] M. H. Abokersh, M. Vallès, K. Saikia, L. F. Cabeza und D. Boer. „Techno-economic analysis of control strategies for heat pumps integrated into solar district heating systems“. In: *Journal of Energy Storage* 42 (2021), S. 1–12. ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2021.103011.
- [AGEB21] AGEB. *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. 2021. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/>.
- [AGEB22] AGEB. *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. 2022. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/>.
- [AGEE22] AGE-Stat. *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2022*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, 2022. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf (besucht am 13. Juni 2023).
- [AGFW22] AGFW. *Hauptbericht 2021*. Hrsg. von AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Frankfurt am Main, 2022. URL: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/> (besucht am 13. Juni 2023).
- [Agha09] M. H. Agha. „Integrated Management of Energy and Production: Scheduling of Batch Process and Combined Heat & Power (CHP) Plant“. Dissertation. Toulouse: Université de Toulouse, 2009.
- [Amir18] S. Amiri und G. Weinberger. „Increased cogeneration of renewable electricity through energy cooperation in a Swedish district heating system - A case study“. In: *Renewable Energy* 116 (2018), S. 866–877. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.003.
- [Anco15] M. A. Ancona, L. Branchini, B. Di Pietra, F. Melino, G. Puglisi und F. Zanghirella. „Utilities Substations in Smart District Heating Networks“. In: *Energy Procedia* 81 (2015), S. 597–605. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.12.044.

- [Andi17] V. Andiappan. „State-Of-The-Art Review of Mathematical Optimisation Approaches for Synthesis of Energy Systems“. In: *Process Integration and Optimization for Sustainability* 1.3 (2017), S. 165–188. ISSN: 2509-4238. DOI: 10.1007/s41660-017-0013-2.
- [Atab17] D. Atabay. „An open-source model for optimal design and operation of industrial energy systems“. In: *Energy* 121 (2017), S. 803–821. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.030.
- [Aver21] H. Averfalk u. a. *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook. Final Report*. 2021. DOI: 10.24406/PUBLICA-FHG-301176.
- [Baeh12] H. D. Baehr und S. Kabelac. *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. 15., [überarb.] Aufl. Springer-Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2012. ISBN: 978-3-642-24160-4. DOI: 10.1007/978-3-642-24161-1.
- [Bard22] S. Bardy, S. Seyfried, J. Metternich und M. Weigold. *Supporting the Transformation to Climate Neutral Production with Shop Floor Management*. Hannover: publish-Ing, 2022. DOI: 10.15488/12164.
- [Bari11] G. Barigozzi, A. Perdichizzi und S. Ravelli. „Wet and dry cooling systems optimization applied to a modern waste-to-energy cogeneration heat and power plant“. In: *Applied Energy* 88.4 (2011), S. 1366–1376. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.09.023.
- [Bari14] G. Barigozzi, A. Perdichizzi und S. Ravelli. „Performance prediction and optimization of a waste-to-energy cogeneration plant with combined wet and dry cooling system“. In: *Applied Energy* 115 (2014), S. 65–74. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.11.024.
- [Bart19] H. Bartling. *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre: Einführung in die Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik*. 18th ed. Lernbücher für Wirtschaft und Recht. München: Franz Vahlen, 2019. ISBN: 978-3-8006-5939-5. DOI: 10.15358/9783800659395.
- [Bata18] C. Bataille u. a. „A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement“. In: *Journal of Cleaner Production* 187 (2018), S. 960–973. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107.
- [Bata21] C. Bataille, L. J. Nilsson und F. Jotzo. „Industry in a net-zero emissions world: New mitigation pathways, new supply chains, modelling needs and policy implications“. In: *Energy and Climate Change* 2 (2021). ISSN: 2666-2787. DOI: 10.1016/j.egycc.2021.100059.
- [Baum20] N. J. Baumgärtner. „Optimization of low-carbon energy systems from industrial to national scale“. Dissertation. Aachen: RWTH Aachen, 2020. DOI: 10.18154/RWTH-2020-12456.

- [BDEW21] BDEW. *Fernwärme: 126 Milliarden Kilowattstunden Wärme für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wurden in Deutschland im Jahr 2020 erzeugt*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 22.01.2021. URL: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-fernwaerme-126-milliarden-kilowattstunden/> (besucht am 12. Aug. 2022).
- [BDEW22a] BDEW. *Fernwärmeverwendung nach Abnehmern*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2022. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/fernwaermeverwendung-nach-abnehmern/> (besucht am 14. Mai 2023).
- [BDEW22b] BDEW. *Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren: Zusammenhänge von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 2022. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20221124_BDEW-Grundlagenpapier_PEF_final.pdf (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Beal69] E. Beale und J. Tomlin. „Special facilities in a general mathematical programming system for nonconvex problems using ordered sets of variables“. In: *Operational Research* 69 (1969), S. 447–454.
- [Blec17] U. Blech. „Die Entwicklung einer Energiestrategie im gesellschaftsrechtlichen Kontext“. In: *Industrielle Energiestrategie*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 177–188. ISBN: 978-3-6580-7605-4. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1_9.
- [Bles09] L. T. M. Blessing und A. Chakrabarti. *DRM, a design research methodology*. Dordrecht und Heidelberg: Springer, 2009. ISBN: 978-1-84882-586-4. DOI: 10.1007/978-1-84882-587-1.
- [Bles17] M. Blesl und A. Kessler. *Energieeffizienz in der Industrie*. 2nd ed. Berlin, Heidelberg: Vieweg, 2017. ISBN: 978-3-6625-5999-4.
- [Bles21] M. Blesl und A. Kessler. *Energy Efficiency in Industry*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2021. ISBN: 978-3-6626-3923-8.
- [Blöm19] S. G. Blömer u. a. *EnEff:Wärme: netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA)*. Hrsg. von Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg, 2019. URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Schlussbericht_EnEffW%C3%A4rme-NENIA.pdf (besucht am 20. Apr. 2023).
- [BMWK22] BMWK. *Zahlen und Fakten: Energiedaten 1990-2020: Nationale und internationale Entwicklung*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. 2022.
- [BMWS19] BMWSB. *Bundesregierung einigt sich auf neues Förderkonzept für erneuerbares Heizen*. 2023-04-19. URL: https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/Webs/BMWSB/DE/2023/04/geg-foerderkonzept.html;jsessionid=A567C292C6FB241344D5E15A009D8EE5.2_cid295 (besucht am 22. Mai 2023).

- [Böck17] P. von Böckh und T. Wetzel. *Wärmeübertragung: Grundlagen und Praxis*. 7., aktualisierte und überarbeitete Auflage. Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2017. ISBN: 978-3-662-55479-1. DOI: 10.1007/978-3-662-55480-7.
- [Böge14] A. Böge und W. Böge. *Handbuch Maschinenbau: Grundlagen und Anwendungen der Maschinenbau-Technik ; mit 424 Tabellen*. 22., überarb. und erw. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014. ISBN: 978-3-658-06597-3. DOI: 10.1007/978-3-658-06598-0.
- [Böhm23] U. Böhm, A. Hildebrandt und S. Kästle. *Klimaneutralität in der Industrie: Aktuelle Entwicklungen, Praxisberichte, Handlungsempfehlungen*. Berlin und Heidelberg: Springer Gabler, 2023. ISBN: 978-3-662-66124-6. DOI: 10.1007/978-3-662-66125-3.
- [Bran14] L. Brand, A. Calvén, J. Englund, H. Landersjö und P. Lauenburg. „Smart district heating networks – A simulation study of prosumers’ impact on technical parameters in distribution networks“. In: *Applied Energy* 129 (2014), S. 39–48. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.079.
- [Broc09] J. Brocke, A. Simons, B. Niehaves, B. Niehaves, K. Reimer, R. Plattfaut und and. „Reconstructing the Giant: On the Importance of Rigour in Documenting the Literature Search Process“. In: *ECIS 2009 Proceedings* (2009). (Besucht am 13. Okt. 2023).
- [Brun98] J. C. Bruno, F. Fernandez, F. Castells und I. E. Grossmann. „A Rigorous MINLP Model for the Optimal Synthesis and Operation of Utility Plants“. In: *Chemical Engineering Research and Design* 76.3 (1998), S. 246–258. ISSN: 0263-8762. DOI: 10.1205/026387698524901.
- [Buca06] G. Bucar, L. Schweyer, C. Fink, R. Riva, M. Neuhäuser, E. Meissner und Streicher, W., Halmdienst, C. *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, 2006. URL: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf?m=1469660750& (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Bühl17] F. Bühler, S. Petrović, K. Karlsson und B. Elmegaard. „Industrial excess heat for district heating in Denmark“. In: *Applied Energy* 205 (2017), S. 991–1001. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.032.
- [Bynu21] M. L. Bynum, G. A. Hackebeil, W. E. Hart, C. D. Laird, B. L. Nicholson, J. D. Sirola, J.-P. Watson und D. L. Woodruff. *Pyomo - optimization modeling in Python*. Third edition. Bd. volume 67. Springer eBook Collection. Cham: Springer, 2021. ISBN: 978-3-030-68927-8. DOI: 10.1007/978-3-030-68928-5.
- [Carr20] P. Carroll, M. Chesser und P. Lyons. „Air Source Heat Pumps field studies: A systematic literature review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 134 (2020), S. 110275. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110275.
- [Chau16] A. Chauhan und R. P. Saini. „Techno-economic optimization based approach for energy management of a stand-alone integrated renewable energy system for remote areas of India“. In: *Energy* 94 (2016), S. 138–156. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.136.

- [Chiu16] J. Chiu, J. Castro Flores, V. Martin und B. Lacarrière. „Industrial surplus heat transportation for use in district heating“. In: *Energy* 110 (2016), S. 139–147. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.003.
- [Clau06] V. Claus. *Duden Informatik A - Z: Fachlexikon für Studium, Ausbildung und Beruf*. 4. Aufl. Duden. Mannheim u. a.: Dudenverl., 2006. ISBN: 3411052341.
- [Coop16] S. J. Cooper, G. P. Hammond und J. B. Norman. „Potential for use of heat rejected from industry in district heating networks, GB perspective“. In: *Journal of the Energy Institute* 89.1 (2016), S. 57–69. ISSN: 1743-9671. DOI: 10.1016/j.joei.2015.01.010.
- [Copp19] T. Coppieters und J. Blondeau. „Techno-Economic Design of Flue Gas Condensers for Medium-Scale Biomass Combustion Plants: Impact of Heat Demand and Return Temperature Variations“. In: *Energies* 12.12 (2019), S. 2337. DOI: 10.3390/en12122337.
- [Dant55] G. B. Dantzig. „Linear Programming under Uncertainty“. In: *Management Science* 1.3-4 (1955), S. 197–206. ISSN: 0025-1909. DOI: 10.1287/mnsc.1.3-4.197.
- [DeCa17] J. DeCarolis u. a. „Formalizing best practice for energy system optimization modelling“. In: *Applied Energy* 194 (2017), S. 184–198. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.001.
- [Dehl20] M. Dehli. *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe: Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen*. Wiesbaden und Heidelberg: Springer Vieweg, 2020. ISBN: 978-3-658-23203-0. DOI: 10.1007/978-3-658-23204-7.
- [Demi19] C. D. Demirhan, W. W. Tso, G. S. Ogumerem und E. N. Pistikopoulos. „Energy systems engineering - a guided tour“. In: *BMC Chemical Engineering* 1.1 (2019). DOI: 10.1186/s42480-019-0009-5.
- [Demp20] S. Dempe und A. Zemkoho. *Bilevel optimization: Advances and next challenges*. Bd. volume 161. Springer optimization and its applications. Cham, Switzerland: Springer, 2020. ISBN: 978-3-030-52118-9. DOI: 10.1007/978-3-030-52119-6.
- [Dest06] Destatis. *Energieverbrauch in der Industrie 2020 um 1,9 % gegenüber dem Vorjahr gesunken*. Wiesbaden, 2021-12-06. URL: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/12/PD21_551_435.html (besucht am 18. Nov. 2022).
- [Di S15] M. Di Somma, B. Yan, N. Bianco, G. Graditi, P. B. Luh, L. Mongibello und V. Naso. „Operation optimization of a distributed energy system considering energy costs and exergy efficiency“. In: *Energy Conversion and Management* 103 (2015), S. 739–751. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.009.
- [Di W21] Di Wu und X. Ma. „Modeling and Optimization Methods for Controlling and Sizing Grid-Connected Energy Storage: A Review“. In: *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* 8.2 (2021), S. 123–130. DOI: 10.1007/s40518-021-00181-9.

- [Dink69] W. Dinkelbach. *Sensitivitätsanalysen und parametrische Programmierung*. Bd. 12. Ökonometrie und Unternehmensforschung / Econometrics and Operations Research. Berlin und Heidelberg: Springer, 1969. ISBN: 978-3-642-88170-1. DOI: 10.1007/978-3-642-88169-5.
- [Dole21] O. D. Doleski, T. Kaiser, M. Metzger, S. Niessen und S. Thiem. *Digitale Dekarbonisierung: Technologieoffen die Klimaziele erreichen*. Wiesbaden und Heidelberg: Springer Vieweg, 2021. ISBN: 978-3-658-32933-4. DOI: 10.1007/978-3-658-32934-1.
- [Doms15] W. Domschke, A. Drexl, R. Klein und A. Scholl. *Einführung in Operations Research*. 9., überarbeitete und verbesserte Auflage. Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Gabler, 2015. ISBN: 978-3-662-48215-5. DOI: 10.1007/978-3-662-48216-2.
- [Drei19] D. Dreier und M. Howells. „OSEMOSYS-PuLP: A Stochastic Modeling Framework for Long-Term Energy Systems Modeling“. In: *Energies* 12.7 (2019), S. 1382. DOI: 10.3390/en12071382.
- [Dude27] Duden. „Methodik“. In: *Duden.de* (2018-04-27). URL: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Methodik> (besucht am 6. Mai 2023).
- [Edol16] E. Edoli, S. Fiorenzani und T. Vargiolu. „Optimization in Energy Markets“. In: *Optimization Methods for Gas and Power Markets*. Hrsg. von E. Edoli, S. Fiorenzani und T. Vargiolu. Springer eBook Collection Economics and Finance. London: Palgrave Macmillan, 2016, S. 1–25. ISBN: 978-1-349-56815-4. DOI: 10.1057/9781137412973_1.
- [Ehri23] R. Ehrig u. a. *Wie gelingt die Dekarbonisierung der Fernwärme? Vier zentrale Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2023.
- [Elia14] J. A. Elia und C. A. Floudas. „Energy supply chain optimization of hybrid feedstock processes: a review“. In: *Annual review of chemical and biomolecular engineering* 5 (2014), S. 147–179. ISSN: 1947-5438. DOI: 10.1146/annurev-chembioeng-060713-040425.
- [Else23] Elsevier B.V., Hrsg. *ScienceDirect*. 9.06.2023. URL: <https://www.sciencedirect.com/> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Ener22] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. 2022. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/08/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220822.pdf (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Erik17] E. Eriksson und E. Gray. „Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems – A critical review“. In: *Applied Energy* 202 (2017), S. 348–364. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.132.

- [Erms11a] U. Ermschel, C. Möbius und H. Wengert. „Investition“. In: *Investition und Finanzierung*. Hrsg. von U. Ermschel, C. Möbius und H. M. Wengert. BA KOMPAKT. Berlin: Physica-Verl., 2011, S. 27–90. ISBN: 978-3-7908-2744-6. DOI: 10.1007/978-3-7908-2745-3_2.
- [Erms11b] U. Ermschel, C. Möbius und H. M. Wengert, Hrsg. *Investition und Finanzierung*. 2., überarb. und erw. Aufl. BA KOMPAKT. Berlin: Physica-Verl., 2011. ISBN: 978-3-7908-2744-6. DOI: 10.1007/978-3-7908-2745-3.
- [Euro08] Europäische Kommission. *NACE Rev. 2: Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft*. Luxemburg, 2008.
- [Fang15] H. Fang, J. Xia und Y. Jiang. „Key issues and solutions in a district heating system using low-grade industrial waste heat“. In: *Energy* 86 (2015), S. 589–602. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.04.052.
- [Farh19] H. Farham, L. Mohammadian, H. Alipour und J. Pouladi. „Energy procurement of large industrial consumer via interval optimization approach considering peak demand management“. In: *Sustainable Cities and Society* 46 (2019), S. 101421. ISSN: 2210-6707. DOI: 10.1016/j.scs.2019.101421.
- [Fari22] A. S. Faria, T. Soares, J. M. Cunha und Z. Mourão. „Liberalized market designs for district heating networks under the EMB3Rs platform“. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 29 (2022), S. 100588. ISSN: 2352-4677. DOI: 10.1016/j.segan.2021.100588.
- [Fatt20] A. Fattahi, J. Sijm und A. Faaij. „A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models“. In: *Renewable & sustainable energy reviews* 133 (2020), S. 110195. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110195.
- [Fazl14] S. Fazlollahi, S. L. Bungener, P. Mandel, G. Becker und F. Maréchal. „Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: I. Selection of typical operating periods“. In: *Computers & Chemical Engineering* 65 (2014), S. 54–66. ISSN: 00981354. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2014.03.005.
- [Fit620a] J. Fitó, S. Hodencq, J. Ramousse, F. Wurtz, B. Stutz, F. Debray und B. Vincent. „Energy- and exergy-based optimal designs of a low-temperature industrial waste heat recovery system in district heating“. In: *Energy Conversion and Management* 211 (2020), S. 1–12. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112753.
- [Fit620b] J. Fitó, J. Ramousse, S. Hodencq und F. Wurtz. „Energy, exergy, economic and exergoeconomic (4E) multicriteria analysis of an industrial waste heat valorization system through district heating“. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 42 (2020), S. 100894. ISSN: 2213-1388. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100894.
- [Flou95] C. A. Floudas. *Nonlinear and mixed integer optimization: Fundamentals and applications*. Topics in chemical engineering. New York, NY: Oxford Univ. Press, 1995. ISBN: 9780195100563. DOI: 10.1093/oso/9780195100563.001.0001.

- [Flum21] D. Flum. „Eine Methode zur modellbasierten Planung energieoptimierter Kälte- und Wärmeversorgungs-systeme in Produktionsbetrieben“. Dissertation. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2021.
- [Fran04] C. Frangopoulos. „Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system“. In: *Energy* 29.3 (2004), S. 309–329. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/S0360-5442(02)00031-2.
- [Fron23] Frontiers Media S.A., Hrsg. *Frontiers*. 8.06.2023. URL: <https://www.frontiersin.org/> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Fuen16] L. F. Fuentes-Cortés, A. W. Dowling, C. Rubio-Maya, V. M. Zavala und J. M. Ponce-Ortega. „Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes“. In: *Energy* 116 (2016), S. 1403–1416. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.093.
- [Füge21] A. Fügenschuh, U. Lorenz und P. F. Pelz. „OPTE special issue on technical operations research (TOR)“. In: *Optimization and Engineering* 22.2 (2021), S. 581–586. ISSN: 1389-4420. DOI: 10.1007/s11081-021-09640-0.
- [Garc22] J. Garcia Arenas, P. Hendrick und P. Henneaux. „Optimisation of Integrated Systems: The Potential of Power and Residential Heat Sectors Coupling in Decarbonisation Strategies“. In: *Energies* 15.7 (2022), S. 2638. DOI: 10.3390/en15072638.
- [Geil20] M. Geilhausen. *Kompakter Leitfaden für Energiemanager: Energiemanagementsysteme nach DIN EN ISO 50001:2018*. 2., vollständig überarbeitete Auflage. essentials. Wiesbaden und Heidelberg: Springer Vieweg, 2020. ISBN: 978-3-658-28852-5. DOI: 10.1007/978-3-658-28853-2.
- [Glov75] F. Glover. „Improved Linear Integer Programming Formulations of Nonlinear Integer Problems“. In: *Management Science* 22.4 (1975), S. 455–460. ISSN: 0025-1909. DOI: 10.1287/mnsc.22.4.455.
- [Graa20] A. Graa und F. Benhamida. „A review on optimization methods applied to energy management system“. In: *Serbian Journal of Management* 15.2 (2020), S. 371–382. ISSN: 1452-4864. DOI: 10.5937/sjm15-22519.
- [Grah15] A. Grahl, S. Joest und T. Raulien. *Erfolgreiche Abwärmennutzung im Unternehmen: Energieeffizienzpotenziale erkennen und erschließen*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2015. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/1445_Broschuere_Abwaermenutzung.pdf (besucht am 20. Apr. 2023).
- [Gudm18] O. Gudmundsson, J. E. Thorsen und M. Brand. „The role of district heating in coupling of the future renewable energy sectors“. In: *Energy Procedia* 149 (2018), S. 445–454. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.08.209.
- [Guo17] F. Guo, X. Yang, L. Xu, I. Torrens und J. Hensen. „A central solar-industrial waste heat heating system with large scale borehole thermal storage“. In: *Procedia Engineering* 205 (2017), S. 1584–1591. ISSN: 1877-7058. DOI: 10.1016/j.proeng.2017.10.274.

- [Gust93] S.-I. Gustafsson. „Mathematical modelling of district-heating and electricity loads“. In: *Applied Energy* 46.2 (1993), S. 149–159. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/0306-2619(93)90064-V.
- [Haag13] H. Haag. *Eine Methodik zur modellbasierten Planung und Bewertung der Energieeffizienz in der Produktion: Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2013 (Nicht für den Austausch)*. Bd. 11. Stuttgarter Beiträge zur Produktionsforschung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2013. ISBN: 978-3-8396-0547-9. URL: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-243558.html>.
- [Haim71] Y. Haimes und Lasdon, L. Wismer, D. „On a Bicriterion Formulation of the Problems of Integrated System Identification and System Optimization“. In: *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics* SMC-1.3 (1971), S. 296–297. ISSN: 0018-9472. DOI: 10.1109/TSMC.1971.4308298.
- [Halm14] C. Halmdienst, K. Lichtenegger, D. Reiterer und D. Wöss. *Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze: Abschlussbericht*. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, 2014.
- [Halm21a] V. Halmschlager, F. Birkelbach und R. Hofmann. „Optimizing the utilization of excess heat for district heating in a chipboard production plant“. In: *Case Studies in Thermal Engineering* 25 (2021), S. 100900. ISSN: 2214-157X. DOI: 10.1016/j.csite.2021.100900.
- [Halm21b] V. Halmschlager und R. Hofmann. „Assessing the potential of combined production and energy management in Industrial Energy Hubs – Analysis of a chipboard production plant“. In: *Energy* 226 (2021), S. 120415. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120415. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221006642>.
- [Hann20] M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong und C. Zhang. „Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 131 (2020), S. 110022. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110022.
- [Hann21] C. Hannen. „Transformationsstrategien zum CO2-neutralen Unternehmen: Unternehmen im Kontext von Klimawandel und nationalen Klimaschutzziele“. Dissertation. Kassel: Universität Kassel, 2021. DOI: 10.17170/KOBRA-202103233582.
- [Hao22] J. Hao, Y. Yang, C. Xu und X. Du. „A comprehensive review of planning, modeling, optimization, and control of distributed energy systems“. In: *Carbon Neutrality* 1.1 (2022). DOI: 10.1007/s43979-022-00029-1.
- [Haou17] M. Haoues, A. Sellami, H. Ben-Abdallah und L. Cheikhi. „A guideline for software architecture selection based on ISO 25010 quality related characteristics“. In: *International Journal of System Assurance Engineering and Management* 8.S2 (2017), S. 886–909. ISSN: 0975-6809. DOI: 10.1007/s13198-016-0546-8.

- [He20] J. He, Y. Li, H. Li, H. Tong, Z. Yuan, X. Yang und W. Huang. „Application of Game Theory in Integrated Energy System Systems: A Review“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 93380–93397. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2994133.
- [Henn17] M. Hennen, S. Postels, P. Voll, M. Lampe und A. Bardow. „Multi-objective synthesis of energy systems: Efficient identification of design trade-offs“. In: *Computers & Chemical Engineering* 97 (2017), S. 283–293. ISSN: 00981354. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2016.10.010.
- [Henn97] D. Henning. „MODEST—An energy-system optimisation model applicable to local utilities and countries“. In: *Energy* 22.12 (1997), S. 1135–1150. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/S0360-5442(97)00052-2.
- [Hess12] J. Hesselbach. *Energie- und klimaeffiziente Produktion: Grundlagen, Leitlinien und Praxisbeispiele*. Praxis. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2012. ISBN: 978-3-8348-0448-8. DOI: 10.1007/978-3-8348-9956-9.
- [Hirz13] S. Hirzel, B. Sontag und C. Rohde. *Industrielle Abwärmenutzung*. Karlsruhe, 2013. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Hoch12] S. Hochrein und C. H. Glock. „Systematic literature reviews in purchasing and supply management research: a tertiary study“. In: *International Journal of Integrated Supply Management* 7.4 (2012), S. 215. ISSN: 1477-5360. DOI: 10.1504/IJISM.2012.052773.
- [Hoff20] M. Hoffmann, L. Kotzur, D. Stolten und M. Robinius. „A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models“. In: *Energies* 13.3 (2020), S. 641. DOI: 10.3390/en13030641.
- [Hone20] M. Honegger, S. Schäfer, M. Poralla und A. Michaelowa. *Klimaneutralität: ein Konzept mit weitreichenden Implikationen*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2020. DOI: 10.5167/uzh-195545.
- [Hora22] D. Horak, A. Hainoun, G. Neugebauer und G. Stoglehner. „A review of spatio-temporal urban energy system modeling for urban decarbonization strategy formulation“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (2022), S. 112426. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112426.
- [Hwan79] C.-L. Hwang. *Multiple objective decision making: Methods and applications*. Bd. 164. Lecture notes in economics and mathematical systems. Berlin und Heidelberg: Springer, 1979. ISBN: 978-3-540-09111-0. DOI: 10.1007/978-3-642-45511-7.
- [IEEE23] IEEE, Hrsg. *IEEE Xplore*. 9.06.2023. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Inte21] International Business Machines Corporation. *User’s Manual for CPLEX*. Hrsg. von International Business Machines Corporation. 2021. URL: <https://www.ibm.com/docs/en/icos/20.1.0?topic=cplex-users-manual> (besucht am 24. Mai 2023).

- [Jain10] A. K. Jain. „Data clustering: 50 years beyond K-means“. In: *Pattern Recognition Letters* 31.8 (2010), S. 651–666. ISSN: 0167-8655. DOI: 10.1016/j.patrec.2009.09.011.
- [Jain99] A. K. Jain, M. N. Murty und P. J. Flynn. „Data clustering“. In: *ACM Computing Surveys* 31.3 (1999), S. 264–323. ISSN: 0360-0300. DOI: 10.1145/331499.331504.
- [Jask21] M. Jaskólski und P. Bućko. „Modelling Long-Term Transition from Coal-Reliant to Low-Emission Power Grid and District Heating Systems in Poland“. In: *Energies* 14.24 (2021), S. 8389. DOI: 10.3390/en14248389.
- [Kall13] J. Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis ; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. 2., überarb. u. erw. Aufl. 2013. Wiesbaden: Springer, 2013. ISBN: 9783658006891. DOI: 10.1007/978-3-658-00690-7.
- [Kapi12] A. Kapil, I. Bulatov, R. Smith und J.-K. Kim. „Process integration of low grade heat in process industry with district heating networks“. In: *Energy* 44.1 (2012), S. 11–19. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2011.12.015.
- [Karl08] M. Karlsson und A. Wolf. „Using an optimization model to evaluate the economic benefits of industrial symbiosis in the forest industry“. In: *Journal of Cleaner Production* 16.14 (2008), S. 1536–1544. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2007.08.017. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652607001916>.
- [Kato21] S. Katoch, S. S. Chauhan und V. Kumar. „A review on genetic algorithm: past, present, and future“. In: *Multimedia tools and applications* 80.5 (2021), S. 8091–8126. ISSN: 1380-7501. DOI: 10.1007/s11042-020-10139-6.
- [Kavv19] K. Kavvadias, J. P. Jiménez-Navarro und G. Thomassen. *Decarbonising the EU heating sector: Integration of the power and heating sector*. JRC technical reports. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. ISBN: 978-9-2760-8386-3.
- [Khez20] R. Khezri und A. Mahmoudi. „Review on the state-of-the-art multi-objective optimisation of hybrid standalone/grid-connected energy systems“. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 14.20 (2020), S. 4285–4300. ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2020.0453.
- [Kim06] I. Y. Kim und O. L. de Weck. „Adaptive weighted sum method for multiobjective optimization: a new method for Pareto front generation“. In: *Structural and Multidisciplinary Optimization* 31.2 (2006), S. 105–116. ISSN: 1615-147X. DOI: 10.1007/s00158-005-0557-6.
- [Klei19] B. Kleinertz, A. Gruber, F. Veitengruber, M. Kolb und S. Roon. „Flexibility potential of industrial thermal networks through hybridization“. In: *11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*. Hrsg. von Technische Universität Wien. 2019, S. 1–31.

- [Klei21] T. Kleinert, M. Labbé, I. Ljubić und M. Schmidt. „A Survey on Mixed-Integer Programming Techniques in Bilevel Optimization“. In: *EURO Journal on Computational Optimization* 9 (2021), S. 100007. ISSN: 2192-4406. DOI: 10.1016/j.ejco.2021.100007.
- [Knöt22] S. Knöttner, B. Leitner und R. Hofmann. „Impact of recent district heating developments and low-temperature excess heat integration on design of industrial energy systems: An integrated assessment method“. In: *Energy Conversion and Management* 263 (2022), S. 115612. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115612.
- [Knud21] B. R. Knudsen, D. Rohde und H. Kauko. „Thermal energy storage sizing for industrial waste-heat utilization in district heating: A model predictive control approach“. In: *Energy* 234 (2021), S. 1–12. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121200.
- [Kohn20] T. Kohne, H. Ranzau, N. Panten und M. Weigold. „Comparative study of algorithms for optimized control of industrial energy supply systems“. In: *Energy Informatics* 3.S1 (2020). ISSN: 2520-8942. DOI: 10.1186/s42162-020-00115-7.
- [Kohn21a] T. Kohne, M. Burkhardt, L. Theisinger und M. Weigold. „Technical and digital twin concept of an industrial heat transfer station for low exergy waste heat“. In: *Procedia CIRP* 104 (2021), S. 223–228. ISSN: 2212-8271. DOI: 10.1016/j.procir.2021.11.038.
- [Kohn21b] T. Kohne, L. Theisinger, J. Scherff und M. Weigold. „Data and optimization model of an industrial heat transfer station to increase energy flexibility“. In: *Energy Informatics* 4.S3 (2021), S. 1–17. ISSN: 2520-8942. DOI: 10.1186/s42162-021-00179-z.
- [Kohn23a] T. Kohne, M. Beck, N. Bishara, S. Seyfried, J. Schneider, M. Weigold und Technische Universität Darmstadt. *Das Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung: Übersichtspapier - Reallabor DELTA*. 2023. DOI: 10.26083/TUPRINTS-00026379.
- [Kohn23b] T. Kohne, D. Piendl, L. Theisinger und M. Weigold. „Optimal operational planning for district heating coupled industrial energy systems considering participation models“. In: *2212-8271* 116 (2023), S. 203–208. ISSN: 2212-8271. DOI: 10.1016/j.procir.2023.02.035.
- [Kohn23c] T. Kohne, D. Piendl und M. Weigold. *Optimizing Investment Planning For District Heating Coupling Of Industrial Energy Systems Using MILP*. Hannover : publish-Ing, 2023. DOI: 10.15488/13426.
- [Kohn23d] T. Kohne, J. N. Scherff und M. Weigold. „Cascaded heat merit order for industrial energy systems to evaluate district heating potential“. In: *Production Engineering* 17.2 (2023), S. 307–318. ISSN: 0944-6524. DOI: 10.1007/s11740-022-01177-0.
- [Kons13] P. Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3., aktualisierte Aufl. VDI. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2013. ISBN: 978-3-642-37264-3. DOI: 10.1007/978-3-642-37265-0.

-
- [Kons22] P. Konstantin und M. Konstantin. *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung: Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*. 2. Auflage. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2022. ISBN: 978-3-662-64342-6. DOI: 10.1007/978-3-662-64343-3.
- [Kotz21] L. Kotzur u. a. „A modeler’s guide to handle complexity in energy systems optimization“. In: *Advances in Applied Energy* 4 (2021), S. 100063. ISSN: 2666-7924. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100063.
- [Kreß22] A. Kreß. *Methodik zur Konfiguration von Lernfabriken für die schlanke Produktion*. Schriftenreihe des PTW: Innovation Fertigungstechnik. Düren: Shaker Verlag, 2022. ISBN: 978-3-8440-8804-5.
- [Kuma23] S. Kumar, J. Thakur, J. M. Cunha, F. Gardumi, A. Kök, A. Lisboa und V. Martin. „Techno-economic optimization of the industrial excess heat recovery for an industrial park with high spatial and temporal resolution“. In: *Energy Conversion and Management* 287 (2023), S. 117109. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117109.
- [Kurl18] D. Kurl. *Integrated planning of heat flows in production systems*. Sustainable Production, Life Cycle Engineering and Management. Cham: Springer International Publishing, 2018. ISBN: 9783319704395. DOI: 10.1007/978-3-319-70440-1. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-70440-1>.
- [Lang13] K. Langeheinecke. *Thermodynamik für Ingenieure: Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Studium*. 9., überarb. u. erw. Aufl. 2014. Springer eBook Collection Computer Science and Engineering. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. ISBN: 978-3-6580-3169-5. DOI: 10.1007/978-3-658-03169-5.
- [Laux18] H. Laux, R. M. Gillenkirch und H. Y. Schenk-Mathes. *Entscheidungstheorie*. 10., aktualisierte und erweiterte Auflage. Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Gabler, 2018. ISBN: 978-3-662-57817-9. DOI: 10.1007/978-3-662-57818-6.
- [Leem92] R. Leemann. *Grundbegriffe der Energiewirtschaft (Glossar): Glossar*. Bern, 1992. URL: http://www.verenum.ch/Dokumente/1992_Leemann_RAVEL.pdf (besucht am 23. Juni 2020).
- [Leen22] L. Leenders. „Optimization methods for integrating energy and production systems; 1. Auflage“. Diss. Aachen: RWTH Aachen University, 2022. DOI: 10.18154/RWTH-2022-05716.
- [Li15] H. Li, Q. Sun, Q. Zhang und F. Wallin. „A review of the pricing mechanisms for district heating systems“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015), S. 56–65. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.003.
- [Li19] H. Li, J. Song, Q. Sun, F. Wallin und Q. Zhang. „A dynamic price model based on levelized cost for district heating“. In: *Energy, Ecology and Environment* 4.1 (2019), S. 15–25. ISSN: 2363-7692. DOI: 10.1007/s40974-019-00109-6.
- [Lin16] F. Lin, S. Leyffer und T. Munson. „A two-level approach to large mixed-integer programs with application to cogeneration in energy-efficient buildings“. In: *Computational Optimization and Applications* 65.1 (2016), S. 1–46. ISSN: 0926-6003. DOI: 10.1007/s10589-016-9842-0.

- [Litt70] J. D. C. Little. „Models and Managers: The Concept of a Decision Calculus“. In: *Management Science* 16.8 (1970), S. 466–485. ISSN: 0025-1909. DOI: 10.1287/mnsc.16.8.B466.
- [Liu20] B. Liu und Y. Wang. „Energy system optimization under uncertainties: A comprehensive review“. In: *Towards Sustainable Chemical Processes*. Hrsg. von J. Ren. San Diego: Elsevier, 2020, S. 149–170. ISBN: 978-0-12-818376-2. DOI: 10.1016/B978-0-12-818376-2.00006-5.
- [Loul04] R. Loulou, G. Goldstein und K. Noble. *Documentation for the MARKAL Family of Models*. 2004. URL: https://www.iea-etsap.org/Mrk1Doc-III_SAGE.pdf (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Lu21] Y. Lu, X. Yu, X. Jin, H. Jia und Y. Mu. „Bi-Level Optimization Framework for Buildings to Heating Grid Integration in Integrated Community Energy Systems“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 12.2 (2021), S. 860–873. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2020.3023251.
- [Lumb21] M. Lumbreras, G. Diarce, K. Martin-Escudero, A. Campos-Celador und P. Larrinaga. „Industrial Waste Heat District-Heating Design Based on Geographic Information System: Case Study in Vitoria-Gasteiz (Spain)“. In: *Journal of Physics: Conference Series* 2042.1 (2021), S. 012040. ISSN: 1742-6588. DOI: 10.1088/1742-6596/2042/1/012040.
- [Lund12] H. Lund, A. N. Andersen, P. A. Østergaard, B. V. Mathiesen und D. Connolly. „From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding“. In: *Energy* 42.1 (2012), S. 96–102. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2012.04.003.
- [Lund14] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund und B. V. Mathiesen. „4th Generation District Heating (4GDH)“. In: *Energy* 68 (2014), S. 1–11. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [Lund21] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov und B. V. Mathiesen. „EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems“. In: *Smart Energy* 1 (2021), S. 100007. ISSN: 2666-9552. DOI: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [Mall20] K. T. Malladi und T. Sowlati. „Bi-objective optimization of biomass supply chains considering carbon pricing policies“. In: *Applied Energy* 264 (2020), S. 114719. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114719.
- [Mart22] J. R. R. A. Martins und A. Ning. *Engineering design optimization*. Cambridge: Cambridge University Press, 2022. ISBN: 9781108980647. DOI: 10.1017/9781108980647.
- [Matz17a] F. J. Matzen und R. Tesch, Hrsg. *Industrielle Energiestrategie: Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Wiesbaden: Springer Gabler, 2017. ISBN: 978-3-6580-7605-4. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-07606-1>.

- [Matz17b] F. J. Matzen und R. Tesch. „Mehr als nur Energieeffizienz: Energieziele und Zielkonflikte“. In: *Industrielle Energiestrategie*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 689–743. ISBN: 978-3-6580-7605-4. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1_32.
- [Mauc10] W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer und M. Schwentzek. „Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55.9 (2010), S. 12–14.
- [MDPI23] MDPI, Hrsg. *MDPI*. 9.06.2023. URL: <https://www.mdpi.com/> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Menc20] L. Mencarelli, Q. Chen, A. Pagot und I. E. Grossmann. „A review on superstructure optimization approaches in process system engineering“. In: *Computers & Chemical Engineering* 136 (2020), S. 106808. ISSN: 00981354. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2020.106808.
- [Mico13] P. Micouin. *Model based systems engineering: Fundamentals and methods*. Focus series. London: Wiley-ISTE, 2013. ISBN: 978-1-848-21469-9. DOI: 10.1002/9781118579435.
- [Mise09] R. Misener, C. E. Gounaris und C. A. Floudas. „Global Optimization of Gas Lifting Operations: A Comparative Study of Piecewise Linear Formulations“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 48.13 (2009), S. 6098–6104. ISSN: 0888-5885. DOI: 10.1021/ie8012117.
- [Mohd16] Mohd Nawi, Wan Norlinda Roshana, S. R. Wan Alwi, Z. A. Manan und J. J. Klemeš. „Pinch Analysis targeting for CO₂ Total Site planning“. In: *Clean Technologies and Environmental Policy* 18.7 (2016), S. 2227–2240. ISSN: 1618-9558. DOI: 10.1007/s10098-016-1154-7.
- [Mose18] S. Moser, J. Mayrhofer, R.-R. Schmidt und R. Tichler. „Socioeconomic cost-benefit-analysis of seasonal heat storages in district heating systems with industrial waste heat integration“. In: *Energy* 160 (2018), S. 868–874. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.07.057.
- [Mose20] S. Moser, S. Puschnigg und V. Rodin. „Designing the Heat Merit Order to determine the value of industrial waste heat for district heating systems“. In: *Energy* 200 (2020), S. 1–9. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117579.
- [Müll09] E. Müller, J. Engelmann, T. Löffler und J. Strauch. *Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. ISBN: 9783540896432. DOI: 10.1007/978-3-540-89644-9.
- [Nuss17] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni und J. Ködel. *Planungshandbuch Fernwärme*. Version 1.1 vom 21. September 2017. Ittigen und Bern: EnergieSchweiz Bundesamt für Energie, 21. September 2017. ISBN: 3-908705-30-4.
- [Osbo94] M. J. Osborne und A. Rubinstein. *A course in game theory*. Cambridge, Massachusetts und London, England: The MIT Press, 1994. ISBN: 978-0-2621-5041-5.

- [Pajo20] C. Pajot, L. Morriet, S. Hodencq, V. Reinbold, B. Delinchant, F. Wurtz und Y. Maréchal. „Omegalpes: An Optimization Modeler as an Efficient Tool for Design and Operation for City Energy Stakeholders and Decision Makers“. In: *Proceedings of Building Simulation 2019: 16th Conference of IBPSA*. Hrsg. von V. Corrado, E. Fabrizio, A. Gasparella und F. Patuzzi. Building Simulation Conference proceedings. IBPSA, 2020, S. 2683–2690. DOI: 10.26868/25222708.2019.210931.
- [Pant19] N. Panten. „Deep Reinforcement Learning zur Betriebsoptimierung hybrider industrieller Energienetze“. Dissertation. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2019.
- [Pawe14] G. Pawellek. *Ganzheitliche Fabrikplanung: Grundlagen, Vorgehensweise, EDV-Unterstützung*. 2. Aufl. VDI-Buch. Berlin und Heidelberg: Springer-Vieweg, 2014. ISBN: 978-3-662-43727-8. DOI: 10.1007/978-3-662-43728-5.
- [Peld20] J. Pelda, F. Stelter und S. Holler. „Potential of integrating industrial waste heat and solar thermal energy into district heating networks in Germany“. In: *Energy* 203 (2020), S. 117812. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117812.
- [Pete20] M. Peters, T. Steidle und H. Böhnisch. *Kommunale Wärmeplanung: Handlungsleitfaden*. Hrsg. von Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart, 2020.
- [Pett20] K. Pettersson, E. Axelsson, L. Eriksson, E. Svensson, T. Berntsson und S. Harvey. „Holistic methodological framework for assessing the benefits of delivering industrial excess heat to a district heating network“. In: *International Journal of Energy Research* 44.4 (2020), S. 2634–2651. ISSN: 0363-907X. DOI: 10.1002/er.5005.
- [Pien22] D. Piendl. „Analyse und Optimierung von Betriebskonzepten einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme“. Masterthesis. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2022.
- [Piep17] M. Pieper. „Mehrkriterielle Optimierung“. In: *Mathematische Optimierung*. Hrsg. von M. Pieper. essentials. Wiesbaden und Heidelberg: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2017, S. 39–50. ISBN: 978-3-658-16974-9. DOI: 10.1007/978-3-658-16975-6_4.
- [Pipi21] M. Pipiciello, M. Caldera, M. Cozzini, M. A. Ancona, F. Melino und B. Di Pietra. „Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers“. In: *Energy* 223 (2021), S. 120036. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120036.
- [Pisa19] O. Pisacane, M. Severini, M. Fagiani und S. Squartini. „Collaborative energy management in a micro-grid by multi-objective mathematical programming“. In: *Energy and Buildings* 203 (2019), S. 109432. ISSN: 0378-7788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2019.109432.

- [Plaz22] F. A. Plazas-Niño, N. R. Ortiz-Pimiento und E. G. Montes-Páez. „National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (2022), S. 112406. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112406. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122003148>.
- [Posc11] W. Posch. *Ganzheitliches Energiemanagement für Industriebetriebe: Zugl.: Leoben, Montanuniv., Habil.-Schr., 2010*. 1. Aufl. Gabler Research Techno-ökonomische Forschung und Praxis. Wiesbaden: Gabler, 2011. ISBN: 978-3-8349-2585-5. DOI: 10.1007/978-3-8349-6645-2.
- [Pyth23] Python Software Foundation. *Python Docs*. Hrsg. von Python Software Foundation. 2023. URL: <https://docs.python.org/3/> (besucht am 31. Juli 2023).
- [Qaei20] S. Qaeini, M. S. Nazar, F. Varasteh, M. Shafie-khah und J. P. Catalão. „Combined heat and power units and network expansion planning considering distributed energy resources and demand response programs“. In: *Energy Conversion and Management* 211 (2020), S. 112776. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112776.
- [Rao20] R. V. Rao, A. Saroj, P. Ocloñ und J. Taler. „Design Optimization of Heat Exchangers with Advanced Optimization Techniques: A Review“. In: *Archives of Computational Methods in Engineering* 27.2 (2020), S. 517–548. ISSN: 1134-3060. DOI: 10.1007/s11831-019-09318-y.
- [Rein17] G. Reinhart. *Handbuch Industrie 4.0: Geschäftsmodelle, Prozesse, Technik*. München: Carl Hanser Verlag, 2017. ISBN: 978-3-446-44642-7.
- [Reis22] K. Reisner und T. Reisner. *Fachwissen Kältetechnik: Eine Einführung für die Aus- und Weiterbildung mit Aufgaben und Lösungen*. 7., neu bearbeitete Auflage. Berlin und Offenbach: VDE Verlag, 2022. ISBN: 978-3-8007-5270-6.
- [Reve11] A. Reverberi, A. Del Borghi und V. Dovì. „Optimal Design of Cogeneration Systems in Industrial Plants Combined with District Heating/Cooling and Underground Thermal Energy Storage“. In: *Energies* 4.12 (2011), S. 2151–2165. DOI: 10.3390/en4122151.
- [Riss20] J. Rissman u. a. „Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070“. In: *Applied Energy* 266 (2020), S. 1–34. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114848.
- [Rose17] T. Rosemann, J. Löser und K. Rühling. „A New DH Control Algorithm for a Combined Supply and Feed-In Substation and Testing Through Hardware-In-The-Loop“. In: *Energy Procedia* 116 (2017), S. 416–425. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.05.089.
- [Rudo08] M. Rudolph und U. Wagner. *Energieanwendungstechnik: Wege und Techniken zur effizienteren Energienutzung*. VDI-Buch. Berlin und Heidelberg: Springer, 2008. ISBN: 978-3-540-79021-1.
- [Sand16] A. F. Sandvall, E. O. Ahlgren und T. Ekvall. „System profitability of excess heat utilisation – A case-based modelling analysis“. In: *Energy* 97 (2016), S. 424–434. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.12.037.

- [Sass20] S. Sass u. a. „Model compendium, data, and optimization benchmarks for sector-coupled energy systems“. In: *Computers & Chemical Engineering* 135 (2020), S. 106760. ISSN: 00981354. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2020.106760. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135419310683>.
- [Sava51] L. J. Savage. „The Theory of Statistical Decision“. In: *Journal of the American Statistical Association* 46.253 (1951), S. 55. ISSN: 01621459. DOI: 10.2307/2280094.
- [Sche14] M. Schenk, S. Wirth und E. Müller. *Fabrikplanung und Fabrikbetrieb: Methoden für die wandlungsfähige, vernetzte und ressourceneffiziente Fabrik*. 2., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage 2014. Berlin: Springer Vieweg, 2014. ISBN: 978-3-6420-5458-7.
- [Sche16] W. Schellong. *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. ISBN: 978-3-6624-8527-9. DOI: 10.1007/978-3-662-49463-9.
- [Sche19] F. Scheller und T. Bruckner. „Energy system optimization at the municipal level: An analysis of modeling approaches and challenges“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105 (2019), S. 444–461. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2019.02.005. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300887>.
- [Schm04] C. Schmid. *Energieeffizienz in Unternehmen: Eine wissenschaftliche Analyse von Einflussfaktoren und Instrumenten*. 1. Aufl. Zürich: vdf Hochschulverl., 2004. ISBN: 978-3-7281-2951-2.
- [Scho18] D. Scholz. „Multikriterielle Optimierung“. In: *Optimierung interaktiv*. Hrsg. von D. Scholz. Lehrbuch. Berlin, Germany und Heidelberg: Springer Spektrum, 2018, S. 169–187. ISBN: 978-3-662-57952-7. DOI: 10.1007/978-3-662-57953-4_7.
- [Schr17] F. Schröter. „Ziele der deutschen Wirtschafts- und Energiepolitik“. In: *Industrielle Energiestrategie*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 3–17. ISBN: 978-3-6580-7605-4. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1_1.
- [Schü18] T. Schütz, M. H. Schraven, M. Fuchs, P. Remmen und D. Müller. „Comparison of clustering algorithms for the selection of typical demand days for energy system synthesis“. In: *Renewable Energy* 129 (2018), S. 570–582. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2018.06.028.
- [Schw19] H. Schwarz. „Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme unter Unsicherheit“. Dissertation. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2019. DOI: 10.5445/IR/1000091871.
- [Sidd23] M. B. Siddique, P. S. Nielsen, M. B. Rosendal, I. G. Jensen und D. Keles. „Impacts of earlier natural gas phase-out & heat-saving policies on district heating and the energy system“. In: *Energy Policy* 174 (2023), S. 113441. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113441.

-
- [Sime19] P. Simeoni, G. Ciotti, M. Cottes und A. Meneghetti. „Integrating industrial waste heat recovery into sustainable smart energy systems“. In: *Energy* 175 (2019), S. 941–951. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2019.03.104.
- [Sios17] R. Sioshansi und A. J. Conejo. *Optimization in engineering: Models and algorithms*. Bd. volume 120. Springer optimization and its applications. Cham, Switzerland: Springer Nature, 2017. ISBN: 9783319567679. DOI: 10.1007/978-3-319-56769-3.
- [Spät21] P. Späth. *Beginning Java MVC 1. 0: Model View Controller Development to Build Web, Cloud, and Microservices Applications*. Berkeley, CA: Apress L. P, 2021. ISBN: 978-1-4842-6279-5. DOI: 10.1007/978-1-4842-6280-1.
- [Spri23] Springer Nature, Hrsg. *SpringerNature*. 9.06.2023. URL: <https://www.springernature.com/de> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Stac11] H. von Stackelberg. *Market Structure and Equilibrium*. SpringerLink Bücher. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011. ISBN: 9783642125867. DOI: 10.1007/978-3-642-12586-7.
- [Star20] S. Stark, F. Uthoff und J. A. Miller. *Leitfaden zur Erschließung von Abwärmquellen für die Fernwärmeversorgung*. Hrsg. von Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Frankfurt am Main, 2020. URL: https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Step13] P. Stephan, K. Schaber, K. Stephan und F. Mayinger. *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen, Band 1: Einstoffsysteme*. 19., ergänzte Auflage. Bd. Band 1. Springer-Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2013. ISBN: 978-3-642-30097-4. DOI: 10.1007/978-3-642-30098-1.
- [Step19] P. Stephan, S. Kabelac, M. Kind, D. Mewes, K. Schaber und T. Wetzel. *VDI-Wärmeatlas: Mit 1046 Abbildungen und 483 Tabellen*. 12. Auflage. VDI Springer Reference. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2019. ISBN: 978-3-662-52988-1. DOI: 10.1007/978-3-662-52989-8.
- [Ster14] M. Sterner und I. Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. SpringerLink : Bücher. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014. ISBN: 978-3-642-37379-4. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- [Stro17] M. Strohrmann. „Standortplanung“. In: *Industrielle Energiestrategie*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 539–548. ISBN: 978-3-6580-7605-4. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1_25.
- [Suhl13] L. Suhl und T. Mellouli. *Optimierungssysteme: Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 3., korrigierte und aktualisierte Aufl. Springer-Lehrbuch. Berlin und Heidelberg: Springer Gabler, 2013. ISBN: 978-3-642-38936-8. DOI: 10.1007/978-3-642-38937-5.
- [Sven08] I.-L. Svensson, J. Jönsson, T. Berntsson und B. Moshfegh. „Excess heat from kraft pulp mills: Trade-offs between internal and external use in the case of Sweden—Part 1: Methodology“. In: *Energy Policy* 36.11 (2008), S. 4178–4185. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.07.017.

- [Syak18] M. A. Syakur, B. K. Khotimah, E. M. S. Rochman und B. D. Satoto. „Integration K-Means Clustering Method and Elbow Method For Identification of The Best Customer Profile Cluster“. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 336 (2018), S. 012017. ISSN: 1757-8981. DOI: 10.1088/1757-898X/336/1/012017.
- [Tazi20] K. Tazi, F. M. Abbou und F. Abdi. „Multi-agent system for microgrids: design, optimization and performance“. In: *Artificial Intelligence Review* 53.2 (2020), S. 1233–1292. ISSN: 0269-2821. DOI: 10.1007/s10462-019-09695-7.
- [Teic22] H. Teichgraber und A. R. Brandt. „Time-series aggregation for the optimization of energy systems: Goals, challenges, approaches, and opportunities“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 157 (2022), S. 111984. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111984.
- [Thei22] L. Theisinger, T. Kohne, F. Borst und M. Weigold. „Modeling approach and simulation study to assess the utilization potential of industrial waste heat in district heating systems“. In: *2212-8271* 105 (2022), S. 339–344. ISSN: 2212-8271. DOI: 10.1016/j.procir.2022.02.056.
- [Thér21] R. Théry Hétreux, G. Hétreux, P. Floquet und A. Leclercq. „The energy Extended Resource Task Network, a general formalism for the modeling of production systems: Application to waste heat valorization“. In: *Energy* 214 (2021), S. 118970. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118970.
- [Thie12] S. Thiede. *Energy Efficiency in Manufacturing Systems*. 1st ed. Sustainable Production, Life Cycle Engineering and Management Ser. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2012. ISBN: 978-3-6422-591-42.
- [Thie17a] S. Thiem, A. Born, V. Danov, A. Vandersickel, J. Schäfer und T. Hamacher. „Automated identification of a complex storage model and hardware implementation of a model-predictive controller for a cooling system with ice storage“. In: *Applied Thermal Engineering* 121 (2017), S. 922–940. ISSN: 1359-4311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.04.149.
- [Thie17b] S. M. Thiem. „Multi-modal on-site energy systems“. Dissertation. München: Technische Universität München, 2017.
- [Thie21] G. P. Thiel und A. K. Stark. „To decarbonize industry, we must decarbonize heat“. In: *Joule* 5.3 (2021), S. 531–550. ISSN: 25424351. DOI: 10.1016/j.joule.2020.12.007.
- [UBA21] UBA. *Energieeffizienz in Zahlen: Entwicklungen und Trends in Deutschland 2021*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin, 2021. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-entwicklungen-und-trends-in-deutschland-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (besucht am 13. Okt. 2023).
- [Umwe23] Umweltbundesamt. *Die Treibhausgase*. Hrsg. von Umweltbundesamt. 8.05.2023. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase> (besucht am 8. Mai 2023).

-
- [Vere08] Vereinte Nationen. *International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (ISIC)*. New York, NY, 2008.
- [Voig08] K.-I. Voigt. *Industrielles Management: Industriebetriebslehre aus prozessorientierter Sicht*. Springer-Lehrbuch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. ISBN: 978-3-5406-9009-2.
- [Voll12] P. Voll, M. Lampe, G. Wrobel und A. Bardow. „Superstructure-free synthesis and optimization of distributed industrial energy supply systems“. In: *Energy* 45.1 (2012), S. 424–435. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2012.01.041.
- [Voll13] P. Voll, C. Klaffke, M. Hennen und A. Bardow. „Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems“. In: *Energy* 50 (2013), S. 374–388. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2012.10.045.
- [Voll14] P. Voll. *Automated optimization-based synthesis of distributed energy supply systems: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2013*. Bd. 1. Aachener Beiträge zur technischen Thermodynamik. Aachen: Hochschulbibliothek der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 2014. ISBN: 9783861304746. DOI: 49136.
- [Wald45] A. Wald. „Statistical Decision Functions Which Minimize the Maximum Risk“. In: *Annals of Mathematics* 46 (1945), S. 265–280.
- [Walt21] J. Walther und M. Weigold. „A Systematic Review on Predicting and Forecasting the Electrical Energy Consumption in the Manufacturing Industry“. In: *Energies* 14.4 (2021), S. 968. DOI: 10.3390/en14040968.
- [Wang21] J. Wang, C. Sun, C. Qi, Z. Zhou, J. Zhao und J. Zheng. „Promoting the performance of district heating from waste heat recovery in China: A general solving framework based on the two-stage branch evaluation method“. In: *Energy* 220 (2021), S. 119757. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.119757.
- [Web 23a] Web of Science, Hrsg. *Search Operators*. 11.05.2023. URL: <http://webofscience.help.clarivate.com/en-us/Content/search-operators.html> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Web 23b] Web of Science, Hrsg. *Web of Science*. 9.06.2023. URL: <https://access.clarivate.com/login?app=wos&alternative=true&shibShireURL=https:%2F%2Fwww.webofknowledge.com%2F%3Fauth%3DShibboleth&shibReturnURL=https:%2F%2Fwww.webofknowledge.com%2F&roaming=true> (besucht am 9. Juni 2023).
- [Webe14] G. Weber. *Kälte- und Klimasystemtechnik: Lehrbuch zur Industriekälte*. Neuausgabe. Berlin und Offenbach: VDE Verlag, 2014. ISBN: 978-3-8007-3848-9.
- [Webe23] T. Weber. „Betriebsoptimierung industrieller Kälte- und Wärmeversorgungssysteme über mathematische Programmierung“. Dissertation. Technische Universität Darmstadt und Shaker Verlag, 2023.
- [Wei19] M. Wei, C. A. McMillan und S. de La Rue Can. „Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook“. In: *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* 6.4 (2019), S. 140–148. DOI: 10.1007/s40518-019-00136-1.

- [Weig13a] B. Weigand, J. Köhler und J. von Wolfersdorf. „Die Hauptsätze der Thermodynamik“. In: *Thermodynamik kompakt*. Hrsg. von B. Weigand, J. Köhler und J. von Wolfersdorf. Springer-Lehrbuch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013, S. 13–45. ISBN: 978-3-642-37232-2. DOI: 10.1007/978-3-642-37233-9_3.
- [Weig13b] B. Weigand, J. Köhler und J. von Wolfersdorf, Hrsg. *Thermodynamik kompakt*. Springer-Lehrbuch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. ISBN: 978-3-642-37232-2. DOI: 10.1007/978-3-642-37233-9.
- [Wein17] G. Weinberger, S. Amiri und B. Moshfegh. „On the benefit of integration of a district heating system with industrial excess heat: An economic and environmental analysis“. In: *Applied Energy* 191 (2017), S. 454–468. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.01.093.
- [Wen21] L. Wen, Z. Tian, J. Niu, R. Zhou, Q. Zhang und Y. Cao. „Comparison and selection of operation optimization mode of multi-energy and multi-level district heating system: Case study of a district heating system in Xiong’an“. In: *Journal of Cleaner Production* 279 (2021), S. 123620. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.123620. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620336659>.
- [Wiki21] Wikipedia, Hrsg. *Harvey Balls*. 2021. URL: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Harvey_Balls&oldid=213313764 (besucht am 9. Juni 2023).
- [Wirt20] M. Wirtz, L. Kivilip, P. Remmen und D. Müller. „5th Generation District Heating: A novel design approach based on mathematical optimization“. In: *Applied Energy* 260 (2020), S. 1–20. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114158.
- [Wohi13] J. W. Wohinz. *Betriebliches Energiemanagement: Aktuelle Investition in die Zukunft*. Wien: Springer Wien, 2013. ISBN: 978-3-7091-9039-5.
- [Wool18] E. Woolley, Y. Luo und A. Simeone. „Industrial waste heat recovery: A systematic approach“. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 29 (2018), S. 50–59. ISSN: 2213-1388. DOI: 10.1016/j.seta.2018.07.001.
- [Xu18] H. Xu, K. Zhang und J. Zhang. „Optimal Joint Bidding and Pricing of Profit-Seeking Load Serving Entity“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.5 (2018), S. 5427–5436. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2821132.
- [Xu20] Y. Xu, C. Yan, H. Liu, J. Wang, Z. Yang und Y. Jiang. „Smart energy systems: A critical review on design and operation optimization“. In: *Sustainable Cities and Society* 62 (2020), S. 102369. ISSN: 2210-6707. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102369.
- [Yu20] S. Yu, Q. Gao, J. Yang und G. Feng. „Introduction to the MARKAL Energy Modeling Method for Regional Public Institution Energy Planning—The Liaoning Area“. In: *Proceedings of the 11th International Symposium on Heating, Ventilation and Air Conditioning (ISHVAC 2019)*. Hrsg. von Z. Wang, Y. Zhu, F. Wang, P. Wang, C. Shen und J. Liu. Environmental Engineering. Singapore: Springer Singapore und Imprint Springer, 2020, S. 589–597. ISBN: 978-981-13-9527-7. DOI: 10.1007/978-981-13-9528-4_60.

- [Yuan21] M. Yuan, J. Z. Thellufsen, P. Sorknaes, H. Lund und Y. Liang. „District heating in 100% renewable energy systems: Combining industrial excess heat and heat pumps“. In: *Energy Conversion and Management* 244 (2021), S. 114527. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114527. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421007032>.
- [Zaho13] R. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, H. Oehler, U. Schelling und H. Schwarz. *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung ; Kompaktwissen für Studium und Beruf ; mit 46 Tabellen*. 6., überarb. und erw. Aufl. Studium. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. ISBN: 978-3-8348-1869-0. DOI: 10.1007/978-3-8348-2279-6.
- [Zhan21] L. Zhang, Y. Wang und X. Feng. „A Framework for Design and Operation Optimization for Utilizing Low-Grade Industrial Waste Heat in District Heating and Cooling“. In: *Energies* 14 (2021), S. 2–21. DOI: 10.3390/en14082190.

Gesetze, Normen, Richtlinien, Verordnungen

- [AGFW309] FW 309:2023. *Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte - Primärenergie- und Emissionsfaktoren nach Stromgutschriftmethode*.
- [AVBFWV] AVBFernwärmeV:2022. *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme*.
- [DIN18599] DIN V 18599:2013. *Energetische Bewertung von Gebäuden: Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung*.
- [DIN276] DIN 276:2018-12-01. *Kosten im Bauwesen*.
- [DIN4747] DIN 4747:2022-08-01. *Fernwärmeanlagen - Sicherheitstechnische Ausrüstung von Unterstationen, Hausstationen und Hausanlagen zum Anschluss an Heizwasser-Fernwärmenetze*.
- [DIN50001] DIN EN ISO 50001:2018. *Energiemanagementsysteme: Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung*.
- [DIN66001] DIN 66001:1983. *Informationsverarbeitung: Sinnbilder und ihre Anwendung*.
- [GEG] GEG:2023. *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden: Gebäudeenergiegesetz*.
- [HOAI] HOAI:2021. *Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen: Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI)*.
- [ISO25010] ISO/IEC 25010:2011. *Systems and software engineering — Systems and software Quality Requirements and Evaluation (SQuaRE) —: System and software quality models*.
- [VDI2067] VDI 2067:2012. *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung*.
- [VDI2073] VDI 2073:2014. *Hydraulik in Anlagen der Technischen Gebäudeausrüstung*.
- [VDI3633] VDI 3633:2014. *Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen: Grundlagen*.

- [VDI3814] VDI 3814:2009. *Gebäudeautomation.*
- [VDI4602] VDI 4602:2016. *Energiemanagement: Grundlagen.*
- [VDI4661] VDI 4661:2003. *Energiekenngrößen: Definitionen - Begriffe - Methodik.*
- [VDI4700] VDI 4700:2015. *Begriffe der Bau- und Gebäudetechnik.*
- [VDI5200] VDI 5200:2011. *Fabrikplanung: Planungsvorgehen.*
- [VDMA24199] VDMA 24199:2005. *Regelungstechnische Anforderungen an die Hydraulik bei Planung und Ausführung von Heizungs-, Kälte, Trinkwarmwasser- und Raumlufttechnischen Anlagen.*

A Anhang

A.1 Ergänzungen zum Stand des Wissens

Im Folgenden werden weitere Informationen zum Kapitel 2 aufgeführt.

A.1.1 Ergänzungen zu energiewirtschaftlichen Vorgaben

In den Tabellen A.1 werden die aktuellen Emissionsfaktoren als CO₂-Äquivalten und Primärenergiefaktoren nach [GEG] aufgeführt. Zur weiteren Erläuterung siehe Kapitel 2.3.3.

Emissionsfaktoren

Tabelle A.1: Emissionsfaktoren nach [GEG] in g CO₂-Äquivalent pro kWh.

Nr.	Kategorie	Energieträger	Emissionsfaktor
1		Heizöl	310
2		Erdgas	240
3	Fossile Brennstoffe	Flüssiggas	270
4		Steinkohle	400
5		Braunkohle	430
6		Biogas	140
7		Biogas, gebäudenah erzeugt	75
8	Biogene Brennstoffe	biogenes Flüssiggas	180
9		Bioöl	210
10		Bioöl, gebäudenah erzeugt	105
11		Holz	20
12		netzbezogen	560
13	Strom	gebäudenah erzeugt (PV, Wind)	0
14		Verdrängungsmix	860
15		Erd-, Umgebungswärme, Geo-, Solarthermie	0
16		Erd-, Umgebungskälte	0
17	Wärme, Kälte	Abwärme aus Prozessen	40
18		Wärme aus KWK, gebäudenah	[DIN18599]
19		Wärme aus Siedlungsabfällen	20
20		Brennstoff: Steinkohle, Braunkohle	300
21	Fernwärme, KWK	Gasförmige und flüssige Brennstoffe	180
22		Erneuerbarer Brennstoff	40
20		Brennstoff: Steinkohle, Braunkohle	400
21	Fernwärme, Heizwerk	Gasförmige und flüssige Brennstoffe	300
22		Erneuerbarer Brennstoff	60

Primärenergiefaktoren

Tabelle A.2: Primärenergiefaktoren nach [GEG]. Nicht erneuerbarer Anteil.

Nr.	Kategorie	Energieträger	Primärenergiefaktor
1		Heizöl	1,1
2		Erdgas	1,1
3	Fossile Brennstoffe	Flüssiggas	1,1
4		Steinkohle	1,1
5		Braunkohle	1,2
6		Biogas	1,1
7	Biogene Brennstoffe	Bioöl	1,1
8		Holz	0,2
9		netzbezogen	1,8
10	Strom	gebäudenah (PV, Wind)	0,0
11		Verdrängungsmix	2,8
12		Erd-, Umgebungswärme, Geo-, Solarthermie	0,0
13	Wärme, Kälte	Erd-, Umgebungskälte	0,0
14		Abwärme	0,0
15		Wärme aus KWK, gebäudenah	[DIN18599]
16	Siedlungsabfälle		0,0

A.1.2 Ergänzungen zur Literaturrecherche

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Suchbegriffe basierend auf den vier Dimensionen aufgestellt; Tabelle A.3 führt die deutschen Suchbegriffe auf. Zur weiteren Erläuterung siehe Kapitel 2.5.2.

Tabelle A.3: Deutsche Suchbegriffe für die Literatursuche. Innerhalb einer Zelle sind verbundene Wörter, innerhalb einer Spalte sind ODER-Operatoren und zwischen den Spalten sind UND-Operatoren (engl. AND).

Kontext	System	Planung	Optimierung
Energiesystem	Industrie	Struktur	Optimierung
Abwärme	industriell	Auslegung	optimieren
überschüssige Wärme	AND	Dimensionierung	optimal
Sektorkopplung	Fernwärme	Betrieb	LP
Wärmeübergabestation		Einsatz	NLP
Anbindung		Investition	MILP
anbinden		Planung	MINLP
Integration			
integrieren			

A.2 Ergänzungen zur Optimierungsmethodik

Im Folgenden werden weitere Informationen zum Kapitel 3 aufgeführt.

A.2.1 Systemmodelle von Energiewandlern

Die folgenden Gleichungen ergänzen die Systemmodelle der Einsatzplanung für Energiewandler für technischen Anlagentypen der Bereitstellung thermischer Energie aus Kapitel 2.2.2 sowie Tabelle 3.6 in Kapitel 3.3.2. In der Aufstellung der ergänzenden Gleichungen wird auf eine Ausführung des Teillastverhaltens für die verschiedenen Systemmodelle verzichtet; die Systemmodelle basieren auf der Modellierung in [Baum20].

Kessel

Kessel zur Wärmeerzeugung können in brennstoffbasierte Anlagentypen wie Gas-, Dampfkessel oder Gasbrennwertthermen sowie strombasierte Anlagentypen wie Elektroden- und Elektrokessel unterteilt werden [Bles17]. In beiden Anlagentypen wird eine Energieform in Wärme umgewandelt, sodass die Gleichungen des generischen Systemmodells für Energiewandler gelten. Die thermische Ausgangsleistung wird mit \dot{Q} und die Eingangsleistung entsprechend dem Anlagentyp als $P_{w,p,t}^{\text{Gas}}$ oder $P_{w,p,t}^{\text{El}}$ beschrieben (Gleichung A.1).

$$\dot{Q}_{w,p,t} = \eta_w \cdot P_{w,p,t}^{\text{El/Gas}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{Kessel}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.1})$$

KWK-Anlagen und weitere gekoppelte Anlagen

KWK-Anlagen sind brennstoffbasierte Anlagen, die aus der eingesetzten Energie sowohl elektrische Energie durch den Einsatz von Motoren oder Turbinen als auch Wärme, z. B. aus dem entstehenden Abgas und Motorwärme erzeugen [Bles17]. Zu diesem Anlagentyp zählen u. a. BHKW sowie Gas- und Dampfturbinen, die mit Erdgas, aber auch mit Biogas oder mit Wasserstoff, betrieben werden können. Im Systemmodell wird die Ausgangsleistung des generischen Systemmodells für Energiewandler in eine elektrische Leistung und eine Wärmeleistung aufgeteilt, indem der Wirkungsgrad aus einem elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{w,p,t}^{\text{El}}$ und einem thermischen Wirkungsgrad $\eta_{w,p,t}^{\text{Th}}$ aufsummiert wird (Gleichung A.2). Die elektrische Leistung sowie Wärmeleistung ergibt sich dann aus der Verrechnung der Ausgangsleistung mit den Wirkungsgraden (Gleichungen A.3 und A.4).

$$\eta_{w,p,t} := \eta_{w,p,t}^{\text{El}} + \eta_{w,p,t}^{\text{Th}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.2})$$

$$P_{w,p,t}^{\text{El}} = \frac{\eta_{w,p,t}^{\text{El}}}{\eta_{w,p,t}} \cdot P_{w,p,t}^{\text{Aus}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.3})$$

$$\dot{Q}_{w,p,t} = \frac{\eta_{w,p,t}^{\text{Th}}}{\eta_{w,p,t}} \cdot P_{w,p,t}^{\text{Aus}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.4})$$

Je nach Anlagentyp kann nicht die gesamte Wärme genutzt werden; teilweise muss überschüssige Wärme aus dem Abgas an die Umgebung abgegeben oder überschüssige Motorwärme gekühlt

werden [Bles17]. Im Rahmen dieser Arbeit werden somit für KWK-Anlagen die Gleichungen analog zu dem Systemmodell der Abwärmequellen verwendet (Gleichungen A.5 - A.5), die eine Aufteilung der Wärmeleistung in Nutzwärme, Verlustwärme und Kühlwärme ermöglichen.

$$\dot{Q}_{w,p,t} = \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Nutz}} + \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Kühl}} + \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Verlust}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.5})$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Nutz}} \leq \dot{Q}_{w,p,t} \cdot k_w^{\text{Nutz}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.6})$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Kühl}} \leq \dot{Q}_{w,p,t} \cdot k_w^{\text{Kühl}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.7})$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Verlust}} \leq \dot{Q}_{w,p,t} \cdot k_w^{\text{Verlust}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KWK}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.8})$$

Die Gleichungen für die KWK-Anlagen als Systemmodell können ebenfalls für weitere Anlagentypen genutzt werden, die eine Energieform in eine weitere Energieform sowie Wärme umwandeln; so Brennstoffzellen mit Wasserstoff und Strom, Elektrolyseure mit Strom und Wasserstoff sowie Druckluftkompressoren mit Strom und Druckluft als Eingangs- bzw. Ausgangsleistung neben der thermischen Leistung.

Wärmepumpen und Kältemaschinen

In Kapitel 2.2.2 werden Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen als strombasierte Anlagen mit linksläufigem Kreisprozess zur Bereitstellung von Wärme und Kälte vorgestellt. Die Energiebilanz beider Anlagen verrechnet die eingehende elektrische Leistung $P_{w,p,t}^{\text{El}}$ mit der Kälteleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}}$ zur Wärmeleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{W}}$ (Gleichung A.9) [Bles17]. Bei Wärmepumpen wird eine Wärmequelle, z. B. aus der Umgebung, genutzt, um diese auf einem höheren Temperaturniveau als Wärme bereitzustellen; Kältemaschinen stellen eine Nutzkälteleistung bereit, in dem Wärme auf höherem Temperaturniveau an eine Wärmesenke, z. B. an die Umgebung, abgegeben wird.

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{W}} = P_{w,p,t}^{\text{El}} + \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WP/KM}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.9})$$

Für Wärmepumpen wird die Leistungszahl COP als Verhältnis aus Wärmeleistung und eingehender elektrischer Leistung beschrieben (Gleichung A.10). Im Rahmen dieser Arbeit wird der COP über einen technischen Wirkungsgrad der Wärmepumpe η_w^{WP} und den Carnot-Wirkungsgrad $\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}$ berechnet (Gleichung A.11). Der Carnot-Wirkungsgrad wird wiederum über die Zieltemperatur auf der warmen Seite $T_{w,p,t}^{\text{W}}$ sowie die Umgebungstemperatur $T_{p,t}^{\text{Umgebung}}$ berechnet, sofern die Kälteleistung an die Umgebung abgegeben wird (Gleichung A.12).

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{W}} = COP_{w,p,t} \cdot P_{w,p,t}^{\text{El}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.10})$$

$$COP_{w,p,t} := \frac{\eta_w^{\text{WP}}}{\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.11})$$

$$\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}} := \frac{T_{w,p,t}^{\text{W}} - T_{p,t}^{\text{Umgebung}}}{T_{w,p,t}^{\text{W}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WP}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.12})$$

Bei Kältemaschinen wird das Verhältnis aus eingehender elektrischer Leistung und Kälteleistung als EER beschrieben (Gleichung A.13). Im Rahmen dieser Arbeit wird der EER wird

über einen technischen Wirkungsgrad der Kältemaschine η_w^{KM} und den Carnot-Wirkungsgrad $\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}$ berechnet (Gleichung A.14). Der Carnot-Wirkungsgrad wird wiederum über die Zieltemperatur auf der kalten Seite $T_{w,p,t}^{\text{K}}$ sowie die Umgebungstemperatur $T_{p,t}^{\text{Umgebung}}$ berechnet, sofern die Wärmeleistung an die Umgebung abgegeben wird (Gleichung A.15).

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}} = \text{EER}_{w,p,t} \cdot P_{w,p,t}^{\text{El}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KM}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.13})$$

$$\text{EER}_{w,p,t} = \frac{\eta_w^{\text{KM}}}{\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KM}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.14})$$

$$\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}} = \frac{T_{p,t}^{\text{Umgebung}} - T_{w,p,t}^{\text{K}}}{T_{p,t}^{\text{Umgebung}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KM}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.15})$$

Wärmepumpen können sowohl für die Wärme- und Kältebereitstellung genutzt werden. Das Systemmodell wird hierzu an zwei thermische Netze gekoppelt. Der gekoppelte COP berechnet sich entsprechend über die Zieltemperaturen auf der warmen und kalten Seite (Gleichung A.16).

$$\eta_{w,p,t}^{\text{Carnot}} := \frac{T_{w,p,t}^{\text{VL,W}}}{T_{w,p,t}^{\text{VL,W}} - T_{p,t}^{\text{VL,K}}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WP/KM}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.16})$$

Kühltürme

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Systemmodell für Kühltürme sehr vereinfacht basierend auf den grundlegenden Modellierungen in [Kurl18] abgebildet. Kühltürme zählen zu den passiven Kälteerzeugern, da sie mittels konvektiver Wärmeabfuhr bzw. Verdunstungskühlung arbeiten; die Eingangsenergie als elektrische Energie wird hierbei insbesondere für den Einsatz von Ventilatoren und Pumpen aufgewendet. Das Verhältnis aus Kälteleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}}$ und elektrischer Leistung $P_{w,p,t}^{\text{El}}$ kann für Kühltürme über die Leistungszahl $\text{EER}_{w,p,t}$ beschrieben werden (Gleichung A.17). Die Leistungszahlen der passiven Kälteerzeuger können hierbei durch die direkte Wärmeabfuhr deutlich höher sein als bei aktiven Kälteerzeugern wie Kältemaschinen, sind jedoch stark von der Zieltemperatur $T_{p,t}^{\text{K}}$, der Umgebungstemperatur $T_{p,t}^{\text{Umgebung}}$ sowie der Luftfeuchtigkeit ϕ^{Umgebung} abhängig (Gleichung A.18).

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}} = \text{EER}_{w,p,t} \cdot P_{w,p,t}^{\text{El}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KT}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.17})$$

$$\text{EER}_{w,p,t} := f(T_{p,t}^{\text{K}}, T_{p,t}^{\text{Umgebung}}, \phi^{\text{Umgebung}}) \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KT}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.18})$$

Technisch werden Trockenkühler (Konvektion), Kühltürme (Verdunstung) und Hybridkühltürme (Kombination) unterschieden. Bei Hybrid- und Nasskühltürmen wird für die Verdunstungskühlung neben elektrischer Leistung auch Wasser benötigt. Der Wasserstrom \dot{V}^{Wasser} wird somit über einen Faktor für den Wasserbedarf k^{Wasser} bezogen auf die bereitgestellte Kühlleistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}}$ berechnet (Gleichung A.19).

$$\dot{V}^{\text{Wasser}} = k^{\text{Wasser}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{KT}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.19})$$

Wärmeübertrager

Wärmeübertrager werden zur Wärmeübertragung in thermischen Energiesystemen, z. B. zwischen zwei thermischen Energienetzen, verwendet. Als technische Anlagen werden Gleichstrom-, Gegenstrom- oder Kreuzstromwärmeübertrager unterschieden [Step13]. Das Systemmodell für Wärmeübertrager basiert auf dem grundlegenden Prinzip des Gegenstromwärmeübertragers (Kapitel 2.2.2). Das Verhältnis zwischen eingehender thermische Leistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Ein}}$ und ausgehender thermischer Leistung $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Aus}}$ wird über einen technischen Wirkungsgrad η_w^{Tech} beschrieben (Gleichung A.20). Die maximal übertragbare thermische Leistung \dot{Q} hängt von den sich einstellenden Ausgangstemperaturen ab und wird über die logarithmische mittlere Temperaturdifferenz der zwei Medien $T_{w,p,t}^{\text{LMTD}}$, die Wärmeübertragungsfläche A_w und den Wärmeübertragungskoeffizienten $k_w^{\text{WÜ}}$ errechnet (Gleichung A.21). Die Temperaturparameter werden über die Gleichungen A.22 - A.24 definiert und die ausgehende Leistung entsprechend des generischen Systemmodells für Energiewandler beschränkt.

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Aus}} = \eta_w^{\text{Tech}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.20})$$

$$\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{Nenn}} = A_w \cdot k_w^{\text{WÜ}} \cdot T_{w,p,t}^{\text{LMTD}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.21})$$

$$T_{w,p,t}^{\text{LMTD}} := \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \Delta T_1 - \ln \Delta T_2} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.22})$$

$$\Delta T_1 := T_{w,p,t}^{\text{VL,W}} - T_{w,p,t}^{\text{RL,K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.23})$$

$$\Delta T_2 := T_{w,p,t}^{\text{RL,W}} - T_{w,p,t}^{\text{VL,K}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{WÜ}}, p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.24})$$

A.2.2 Systemmodelle von thermischen Energienetze und -speicher

Thermische Energienetze und -speicher ergänzen die Systemmodelle für Energienetze und -speicher der Einsatzplanung aus Kapitel 3.3.2.

Thermisches Netz

Die thermischen Netze der Einsatzplanung dienen der Vernetzung thermischer Systemkomponenten. Die thermischen Netze werden analog zu den Energienetzen (Kapitel 3.3.2) mit eingehender und ausgehender thermischer Leistung ($\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}}$ und $\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}}$) bilanziert (Gleichungen A.25 - A.27).

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}} = (1 - k_n^{\text{Verlust}}) \cdot \dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.25})$$

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} = \sum_{\dot{Q}_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Ein}}} \dot{Q}_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.26})$$

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Aus}} = \sum_{\dot{Q}_{p,t} \in \mathcal{N}_n^{\text{Aus}}} \dot{Q}_{p,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.27})$$

Die thermische Leistung wird über den Volumenstrom $\dot{V}_{n,p,t}$ des thermischen Netzes, die spezifische Wärmekapazität c_p und Dichte ρ_n des Mediums sowie die Temperaturdifferenz aus Vorlauf und Rücklauf berechnet (Gleichung A.28). Es wird angenommen, dass die eingestellten Temperaturen für Vorlauf $T_{n,p,t}^{\text{VL}}$ und Rücklauf $T_{n,p,t}^{\text{RL}}$ im Vorfeld bekannt sind, jedoch über die Zeit

dynamisch sein können. Vorlauf- und Rücklauftemperaturen werden für Kältenetze vertauscht, da die Vorlauftemperatur in diesen thermischen Netzen geringer ist, als die Rücklauftemperatur. Über eine gegebene Druckhöhe der Pumpe bzw. deren Druckdifferenz Δp_n wird aus dem Volumenstrom und einem Wirkungsgrad der Pumpe η_n^P die elektrische Leistung der Pumpe $P_{n,p,t}^{\text{el},P}$ im thermischen Energienetz approximiert (Gleichung A.29) [Kons13]. Die Pumpenleistung muss entsprechend als Eingangsleistung dem Energienetz Strom zugeordnet werden. Der Volumenstrom wird zudem auf einen Nennvolumenstrom \dot{V}_n^{Nenn} beschränkt (Gleichung A.30), der wiederum aus der Querschnittsfläche der Rohre A_n und der Nennfließgeschwindigkeit v_n^{Nenn} kalkuliert werden kann (Gleichung A.31). Die Abbildung thermodynamischer Zusammenhänge wird an dieser Stelle sehr vereinfacht umgesetzt, bietet so aber im Gegensatz zu anderen Ansätzen der Optimierung multi-modaler Energiesysteme wie [Voll14; Thie17b] die Möglichkeit, Beschränkungen des Volumenstroms sowie Pumpleistung zu berücksichtigen.

$$\dot{Q}_{n,p,t}^{\text{Ein}} = \dot{V}_{n,p,t} \cdot \rho_n \cdot c_p \cdot (T_{n,p,t}^{\text{VL}} - T_{n,p,t}^{\text{RL}}) \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.28})$$

$$P_{n,p,t}^{\text{el},P} = \frac{\dot{V}_{n,p,t} \cdot \Delta p_n}{\eta_n^P} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.29})$$

$$\dot{V}_{n,p,t} \leq \dot{V}_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.30})$$

$$\dot{V}_n^{\text{Nenn}} := A_n \cdot v_n^{\text{Nenn}} \quad \forall n \in \mathcal{N}^{\text{Th}} \quad (\text{A.31})$$

Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher der Einsatzplanung können an die thermischen Netze angeschlossen werden. Das Systemmodell des thermischen Energiespeichers basiert auf der Energiebilanz des generischen Energiespeichersmodells (Kapitel 3.3.2) mit der Wärmemenge $Q_{s,p,t+1}$ und der thermischen Leistung zum Einspeichern $\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}}$ und Ausspeichern $\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}}$ (Gleichung A.32). Die Wärmemenge im Wärmespeicher ist auf eine maximale Wärmekapazität Q_s^{Nenn} als Parameter begrenzt (Gleichung 3.63). Q_s^{Nenn} ergibt sich über das Volumen V_s des Wärmespeichers, der Dichte ρ_s und Wärmekapazität c_p des Mediums im Wärmespeicher sowie der Differenz aus maximaler und minimaler Temperatur (T_s^{Max} und T_s^{Min}) im Wärmespeicher (Gleichung A.34). Die Gleichungen A.36 - A.37 begrenzen analog zu den Gleichungen 3.24 - 3.23 die Einspeicher- und Ausspeicherleistung des Wärmespeichers.

$$Q_{s,p,t+1} = (1 - k_{s,p,t}^{\text{Verlust}}) \cdot Q_{s,p,t} + \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}} \cdot \eta_s - \frac{\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}}}{\eta_s} \right) \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.32})$$

$$Q_{s,p,t} \leq Q_s^{\text{Nenn}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.33})$$

$$Q_s^{\text{Nenn}} := V_s \cdot \rho_s \cdot c_p \cdot (T_s^{\text{Max}} - T_s^{\text{Min}}) \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.34})$$

$$Q_{s,p,1} = Q_{s,p,n\mathcal{T}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P} \quad (\text{A.35})$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Aus}} \leq k_s^{\text{Aus}} \cdot Q_s^{\text{Nenn}} \cdot \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}} \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.36})$$

$$\dot{Q}_{s,p,t}^{\text{Ein}} \leq k_s^{\text{Ein}} \cdot Q_s^{\text{Nenn}} \cdot (1 - \delta_{s,p,t}^{\text{Aus}}) \quad \forall s \in \mathcal{S}^{\text{Th}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.37})$$

A.2.3 Lineares Problem und Reformulierung

Im koordinierten Partizipationsmodell entsteht in der Modellierung ein Stackelberg-Spiel aus oberer Ebene (industrielles Energiesystem) und unterer Ebene (Fernwärmenetz). Das Optimierungsmodell bestehend aus MILP-Modell auf oberer Ebene und LP-Modell auf unterer Ebene muss zu einem einstufigen MILP-Modell zusammengeführt werden [Klei21]. Im Folgenden wird zunächst das LP-Modell des Fernwärmenetzes und anschließend dessen Reformulierung beschrieben. Die Gleichungen der Reformulierung können schließlich in die obere Ebene integriert werden und ersetzen die Gleichungen 3.111 - 3.112 sowie 3.113 - 3.114. Die vorgestellten Modelle erweitern die Grenzkostenkurve [Mose20] aus den Vorarbeiten in [Pien22; Kohn23b] um Gleichungen zum thermischen Energiespeicher und Emissionsbeschränkungen.

Für die leichtere Lesbarkeit werden die Variablen für die thermische Leistung sowie spezifischen Kosten und Einnahmen angepasst und aus Sicht des Energieversorgungsunternehmens beschrieben (Gleichungen A.38 - A.41). Für Hintergründe zur Vorgehensweise der Modellierung und Reformulierung sei an dieser Stelle auf [Xu18; Demp20; Klei21; Lu21] verwiesen.

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,WÜS,FW}} = \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.38})$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,WÜS,FW}} = \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.39})$$

$$r_{p,t}^{\text{FWN}} = c_{p,t}^{\text{IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.40})$$

$$c_{p,t}^{\text{FWN}} = r_{p,t}^{\text{IES}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.41})$$

Lineares Problem und Lagrange Multiplikatoren

Im Rahmen des koordinierten Partizipationsmodells wird das Fernwärmenetz als LP-Modell formuliert. Die folgenden Gleichungen beziehen sich auf ein Basisjahr, wurden jedoch auch für die Betrachtung mehrerer Jahre modelliert. Als Zielfunktion des Energieversorgungsunternehmens wird die Minimierung der Einsatzkosten modelliert (Gleichung A.42).

$$\begin{aligned} \min C^{\text{Einsatz,FWN}} = \\ \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(c_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} - r_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} c_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.42})$$

Weiterhin wird für das Fernwärmenetz eine Energiebilanz der thermischen Leistungen der Energiewandler $\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}}$, des thermischen Speichers $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}}$ und $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}}$, des Energiebedarfs $\dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,B}}$ sowie der Schnittstelle zum industriellen Energiesystem $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}}$ und $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}}$ aufgestellt (Gleichung A.43).

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} = \\ \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,B}} : \lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (\text{A.43})$$

Die einzelnen Variablen der thermischen Leistungen werden auf maximale Leistungen beschränkt (Gleichungen A.44 - A.46).

$$0 \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} : \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.44})$$

$$0 \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} : \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.45})$$

$$0 \leq \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \leq \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W,Max}} : \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Min}}, \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Max}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.46})$$

Für den thermischen Speicher wird die Speicherbilanz analog zu den Modellen der Energiespeicher aufgestellt (Gleichung A.47).

$$Q_{p,t+1}^{\text{FWN,S}} = \left(1 - k_{p,t}^{\text{Verlust,FWN,S}}\right) \cdot Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} + \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \cdot \eta^{\text{FWN,S}} - \frac{\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}}}{\eta^{\text{FWN,S}}} \right) : \lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.47})$$

Für den thermischen Speicher werden zudem die Variablen zur thermischen Leistung $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}}$ und $\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}}$ sowie Wärmemenge im thermischen Speicher $Q_{p,t}^{\text{FWN,S}}$ begrenzt (Gleichungen A.48 - A.50).

$$0 \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S,Max}} : \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.48})$$

$$0 \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} \leq \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S,Max}} : \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.49})$$

$$0 \leq Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} \leq Q_{p,t}^{\text{FWN,S,Max}} : \lambda_{p,t}^{\text{S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.50})$$

Zur Einhaltung von Vorgaben von CO₂-Emissionen werden die Gesamtemissionen der Grenzkostenkurve auf einen maximalen Wert $E^{\text{CO}_2,\text{Max}}$ begrenzt (Gleichung A.51). Dieser kann z. B. aus den CO₂-Emissionen des Fernwärmenetzes ohne Fernwärmeanbindung eines industriellen Energiesystems ermittelt werden. Analog kann dies auch für die benötigte Primärenergie umgesetzt werden (Gleichung A.52). Die spezifischen Emissionen und der Primärenergiefaktor des industriellen Energiesystems wird hier lediglich über Parameter approximiert.

$$\begin{aligned} & \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{CO}_2,\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{CO}_2,\text{FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \\ & \leq E^{\text{CO}_2,\text{Max}} : \lambda^{\text{CO}_2,\text{Max}} \end{aligned} \quad (\text{A.51})$$

$$\begin{aligned} & \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{PE,IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{PE,FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \\ & \leq E^{\text{PE,Max}} : \lambda^{\text{PE,Max}} \end{aligned} \quad (\text{A.52})$$

Reformulierung mit Lagrange-Funktion und KKT-Bedingungen

Die Gleichungen A.43 - A.52 ersetzen im koordinierten Partizipationsmodell die Gleichung 3.113. Um das Gesamtmodell lösen zu können, wird das LP-Modell mithilfe der KKT-Bedingungen in Beschränkungen transformiert und der nicht-lineare Term in der Zielfunktion wird mithilfe der dualen Zielfunktion des LP-Modells substituiert [Xu18; Lu21]. Hierzu werden je Gleichung und Ungleichung des LP-Modells Lagrange-Multiplikatoren λ zu den Gleichungen

A.43 - A.52 definiert und die Lagrange-Funktion Λ des Gleichungssystems erzeugt (Gleichung A.53). Die spezifischen Lagrange-Multiplikatoren wurden bereits in den Gleichungen genannt.

$$\begin{aligned}
\Lambda = & \Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(c_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} - r_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} c_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \\
& + \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(-\lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \right. \\
& + \lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} + \dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,B}} \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Min}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Min}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} \right) \\
& + \sum_{w \in \mathcal{W}} \left(-\lambda_{w,p,t}^{\text{W,Min}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} - \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Max}} \cdot \left(\dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W,Max}} - \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \cdot \left(Q_{p,t+1}^{\text{FWN,S}} - \left(1 - k_{p,t}^{\text{Verlust,FWN,S}} \right) \cdot Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} \right) \\
& + \lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \cdot \Delta t \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \cdot \eta^{\text{FWN,S}} - \frac{\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}}}{\eta^{\text{FWN,S}}} \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Min}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Min}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}} \cdot \left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} \right) \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{S,Min}} \cdot Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} - \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} \cdot \left(Q_{p,t}^{\text{FWN,S,Max}} - Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} \right) \\
& - \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot E^{\text{CO2,Max}} \\
& + \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{CO2,IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{CO2,FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \\
& - \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot E^{\text{PE,Max}} \\
& + \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{PE,IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{PE,FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \quad (\text{A.53})
\end{aligned}$$

Aus dem LP-Modell sowie der Lagrange-Funktion können nun die KKT-Bedingungen abgeleitet werden. Zunächst werden den KKT-Bedingungen die Gleichungen A.43 - A.52 hinzugefügt. Weiterhin zählen zu den KKT-Bedingungen Nicht-Negativ-Bedingungen für alle Lambdas, die Ungleichungen des LP-Modells zugeordnet sind (Gleichungen A.54 - A.56).

$$\lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}}, \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Min}}, \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Max}} \geq 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.54})$$

$$\lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}}, \lambda_{p,t}^{\text{S,Min}}, \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} \geq 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.55})$$

$$\lambda^{\text{CO2,Max}}, \lambda^{\text{PE,Max}} \geq 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.56})$$

Außerdem zählen zu den KKT-Bedingungen die partiellen Ableitungen der Lagrange-Funktion nach den Variablen des LP-Modells (Gleichungen A.57 - A.62).

$$\Delta t \cdot w_p \cdot \left(c_{p,t}^{\text{IES}} + \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot f_{p,t}^{\text{CO2,IES}} + \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot f_{p,t}^{\text{PE,IES}} \right) = \lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} + \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Min}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.57})$$

$$\Delta t \cdot w_p \cdot r_{p,t}^{\text{IES}} = -\lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} + \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Min}} - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.58})$$

$$\Delta t \cdot w_p \cdot \left(c_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} + \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot f_{w,p,t}^{\text{CO2,FWN,W}} + \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot f_{w,p,t}^{\text{PE,FWN,W}} \right) = \lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} + \lambda_{p,t}^{\text{W,Min}} - \lambda_{p,t}^{\text{Max,W}} \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.59})$$

$$\lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \cdot k_{p,t}^{\text{Verlust}} + \lambda_{p,t}^{\text{S,Min}} - \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.60})$$

$$\lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} + \lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \cdot \Delta t \cdot \frac{1}{\eta^{\text{FWN,S}}} + \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Min}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.61})$$

$$\lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} + \lambda_{p,t}^{\text{S,Bilanz}} \cdot \Delta t \cdot \eta^{\text{FWN,S}} - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Min}} + \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.62})$$

Schließlich werden die Terme der Ungleichheitsbedingungen des LP-Modells in der Lagrange-Funktion gleich Null gesetzt und in den KKT-Bedingungen ergänzt (Gleichungen A.63 - A.74)

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Min}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.63})$$

$$\left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.64})$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Min}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.65})$$

$$\left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.66})$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,W}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{W,Min}} = 0 \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.67})$$

$$\left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,W,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,W}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{W,Max}} = 0 \quad \forall w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}, p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.68})$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Min}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.69})$$

$$\left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.70})$$

$$\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Min}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.71})$$

$$\left(\dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S,Max}} - \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.72})$$

$$Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} \cdot \lambda_{p,t}^{\text{S,Min}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.73})$$

$$\left(Q_{p,t}^{\text{FWN,S,Max}} - Q_{p,t}^{\text{FWN,S}} \right) \cdot \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} = 0 \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.74})$$

$$\lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{CO2,IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{CO2,FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) - \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot E^{\text{CO2,Max}} = 0 \quad (\text{A.75})$$

$$\lambda^{\text{PE,Max}} \cdot \Delta t \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(f_{p,t}^{\text{PE,IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} f_{w,p,t}^{\text{PE,FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) - \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot E^{\text{PE,Max}} = 0 \quad (\text{A.76})$$

Die Gleichungen A.43 - A.52 sowie A.54 - A.76 bilden somit die vollständigen KKT-Bedingungen. Diese enthalten nicht-lineare Produkte aus den Lagrange-Multiplikatoren und Variablen. Diese werden mithilfe von SOS1-Bedingungen reformuliert und somit linearisiert [Beal69].

Um den bilinearen Term der Kosten und Einnahmen (Gleichungen 3.111 - 3.112) im MILP-Modell der oberen Ebene zu ersetzen, wird die starke Dualität des LP-Modells der unteren Ebene ausgenutzt. Das LP-Modell der unteren Ebene ist in seiner ursprünglichen Form ein LP, da die Preise für Wärmevertrieb und -bezug bereits von der oberen Ebene festgelegt wurden. Aufgrund der starken Dualität ist der optimale Zielfunktionswert des primalen Problems (linke Seite der Gleichung A.77) gleich dem Wert des dualen Problems (rechte Seite der Gleichung A.77). Die Gleichung A.77 kann durch die Verschiebung des Terms $+\sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} c_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}}$ auf die andere Seite der Gleichung so umgestellt werden, dass der bilineare Termin des MILP-Modells der oberen Ebene auf der einen Seite der Gleichung steht und somit ersetzt werden kann.

$$\begin{aligned}
\Delta t \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} & \left(c_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES}} - r_{p,t}^{\text{IES}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES}} + \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} c_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W}} \right) = \\
\sum_{p \in \mathcal{P}} w_p \sum_{t \in \mathcal{T}} & \lambda_{p,t}^{\text{Bilanz}} \cdot \dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,B}} - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,IES,Max}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,IES,Max}} \\
& - \sum_{w \in \mathcal{W}^{\text{FWN}}} \lambda_{w,p,t}^{\text{W,Max}} \cdot \dot{Q}_{w,p,t}^{\text{FWN,W,Max}} \\
& - \lambda_{p,t}^{\text{Ein,S,Max}} \dot{Q}_{p,t}^{\text{Ein,FWN,S,Max}} - \lambda_{p,t}^{\text{Aus,S,Max}} \dot{Q}_{p,t}^{\text{Aus,FWN,S,Max}} - \lambda_{p,t}^{\text{S,Max}} \dot{Q}_{p,t}^{\text{FWN,S,Max}} \\
& - \lambda^{\text{CO2,Max}} \cdot E^{\text{CO2,Max}} - \lambda^{\text{PE,Max}} \cdot E^{\text{PE,Max}} \tag{A.77}
\end{aligned}$$

Die KKT-Bedingungen sowie die umgestellte Gleichung A.77 werden zum MILP-Modell der oberen Ebene hinzugefügt, sodass sich ein ganzheitliches MILP-Modell entsteht und dieses gelöst werden kann.

A.2.4 Systemaufbau industrielles Energiesystem

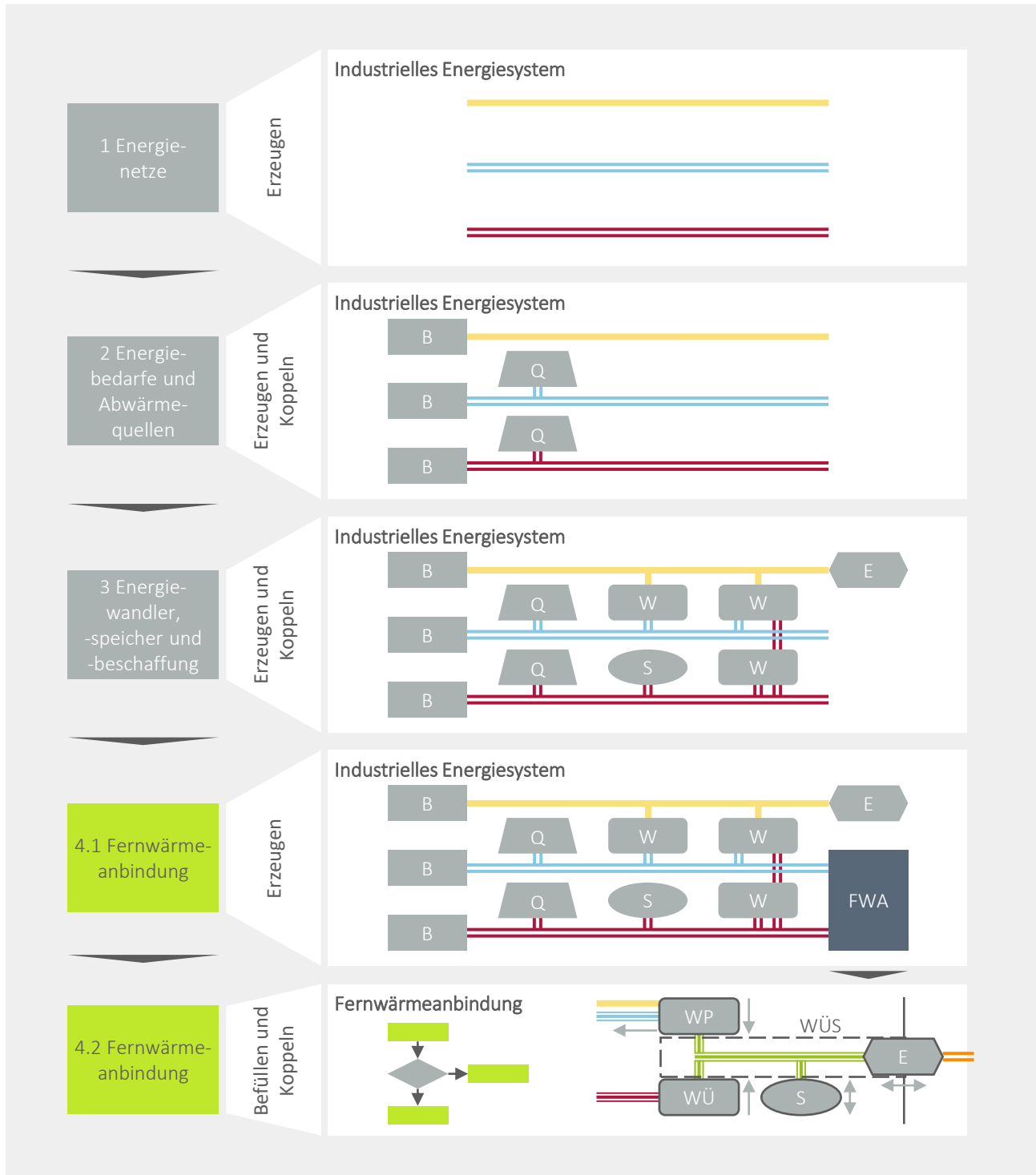


Abbildung A.1: Vorgehen zum Systemaufbau im zweiten Schritt des Vorgehensmodells. B: Energiebedarf, E: Energiebeschaffung, FWA: Fernwärmeanbindung, Q: Abwärmequelle, S: Energiespeicher, W: Energiewandler, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

A.2.5 Clustering

Clustering, auch als Gruppierung, Aggregation oder Clusteranalyse bezeichnet, ist eine grundlegende Methodik in der Datenanalyse und Mustererkennung. Die Methodik zielt darauf ab, Datenobjekte mit einem oder mehreren Parametern bzw. Attributen in Gruppen bzw. Cluster zu unterteilen, wobei die zugeordneten Datenobjekte innerhalb eines Clusters ähnlicher bzw. näher zueinander sind, als diejenigen in anderen Clustern [Jain99]. Diese Methodik findet in vielen Bereichen der Wissenschaft und Industrie breite Anwendung; von der Segmentierung von Kunden im Marketing bis zur Klassifizierung von Genen in der Biologie. Clustering ermöglicht es, verborgene Strukturen, Trends und Muster in großen und komplexen Datensätzen zu identifizieren sowie für die weitere Datenverarbeitung und -analyse zu reduzieren. So wird Clustering in der Optimierung von Energiesystemen häufig dazu verwendet, Datenmengen, insbesondere Zeitreihen als Zeitreihenaggregation, mit möglichst geringem Fehler zu reduzieren und damit Rechenzeiten von Optimierungsmodellen zu verkürzen [Schü18; Hoff20]. In diesem Zusammenhang spielen Algorithmen des Clusterings eine entscheidende Rolle, um Daten effektiv zu clustern.

Die Clusteringalgorithmen k-means und k-medoids sind zwei der am häufigsten verwendeten Algorithmen [Jain99], die im Folgenden kurz vorgestellt werden. Beide Algorithmen verfolgen das Ziel, jedes Datenobjekt p_p einem Cluster der Menge der Cluster \mathcal{C} zuzuordnen und dabei den Fehler zwischen zugeordnetem Datenobjekt der Menge der zugeordneten Datenobjekte eines Clusters \mathcal{C}_c und einem Clustermittelpunkt p_c zu minimieren (Gleichung A.78). In Gleichung A.78 wird als zu minimierender Fehler exemplarisch die quadrierte euklidische Distanz zwischen Datenobjekt und Clustermittelpunkt gewählt. Die Algorithmen unterscheiden sich hinsichtlich der Auswahl der Clustermittelpunkte; während der k-means-Algorithmus den Mittelwert für jedes Cluster als eigenständiges Datenobjekt berechnet (Gleichung A.79 und Abbildung A.2a), sucht der k-medoids-Algorithmus ein vorhandenes Datenobjekt innerhalb eines jeden Clusters als Clustermittelpunkt aus (Gleichung A.80 und Abbildung A.2b). Die Auswahl zwischen diesen beiden Methoden hängt von den spezifischen Anforderungen und Eigenschaften der Datenobjekte ab. Weisen verschiedene Attribute der Datenobjekte unterschiedliche Varianzen auf, müssen diese zuvor normalisiert werden, da Attribute mit einer höheren Varianz ansonsten einen größeren Einfluss auf die Clustermittelpunkte haben [Jain10].

$$\min \sum_{c \in \mathcal{C}} \sum_{p \in \mathcal{C}_c} \|p_p - p_c\|_2^2 \quad (\text{A.78})$$

$$p_c = \frac{1}{|\mathcal{C}_c|} \sum_{p \in \mathcal{C}_c} p_p \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (\text{A.79})$$

$$p_c = \arg \min_{p_c \in \mathcal{C}_c} \frac{1}{|\mathcal{C}_c|} \sum_{p \in \mathcal{C}_c} \|p_p - p_c\|_2^2 \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (\text{A.80})$$

Clusteringalgorithmen werden zumeist heuristisch mit mehreren Lösungsschritten gelöst. Im ersten Schritt wird eine Clusteranzahl mit Startwerten je Cluster festgelegt. Die Datenobjekte der Datenreihen werden nun dem Cluster zugeordnet, dessen Mittelpunkt sie am ähnlichsten sind. Anschließend werden die Clustermittelpunkte anhand der zugeordneten Datenobjekte neu berechnet und schließlich die Datenobjekte neu dem ähnlichsten Clustermittelpunkt zugeordnet. Dieses Vorgehen wird iterativ wiederholt, bis die Clustermittelpunkte konvergieren, sich also durch Neuberechnung nicht mehr verändern. Da diese Heuristik nur lokale Minima findet, wird sie mehrfach mit unterschiedlichen Startpunkten durchgeführt [Jain10].

Neben der Anzahl des iterativen Durchführens der Heuristik mit unterschiedlichen Startwerten, hat die Clusteranzahl einen entscheidenden Einfluss auf den sich ergebenden Fehler des Clusteringalgorithmus. Je höher die Clusteranzahl gewählt wird, desto geringer ist der Fehler durch den Clusteringalgorithmus einerseits; andererseits erschwert die Erhöhung der Clusteranzahl jedoch die weitere Datenverarbeitung, z. B. in der Anwendung von Optimierungsmodellen. Mittels Ellenbogenmethode kann eine geeignete Auswahl der Clusteranzahl getroffen werden: Mit steigender Clusteranzahl wird der Fehler des Clusterings abnehmen, bis die Reduktion des Fehlers ab einem gewissen Punkt nicht mehr signifikant ist (Abbildung A.2c). In der zweidimensionalen Grafik entsteht so ein Ellbogenpunkt, der als optimale Clusteranzahl betrachtet werden kann [Syak18].

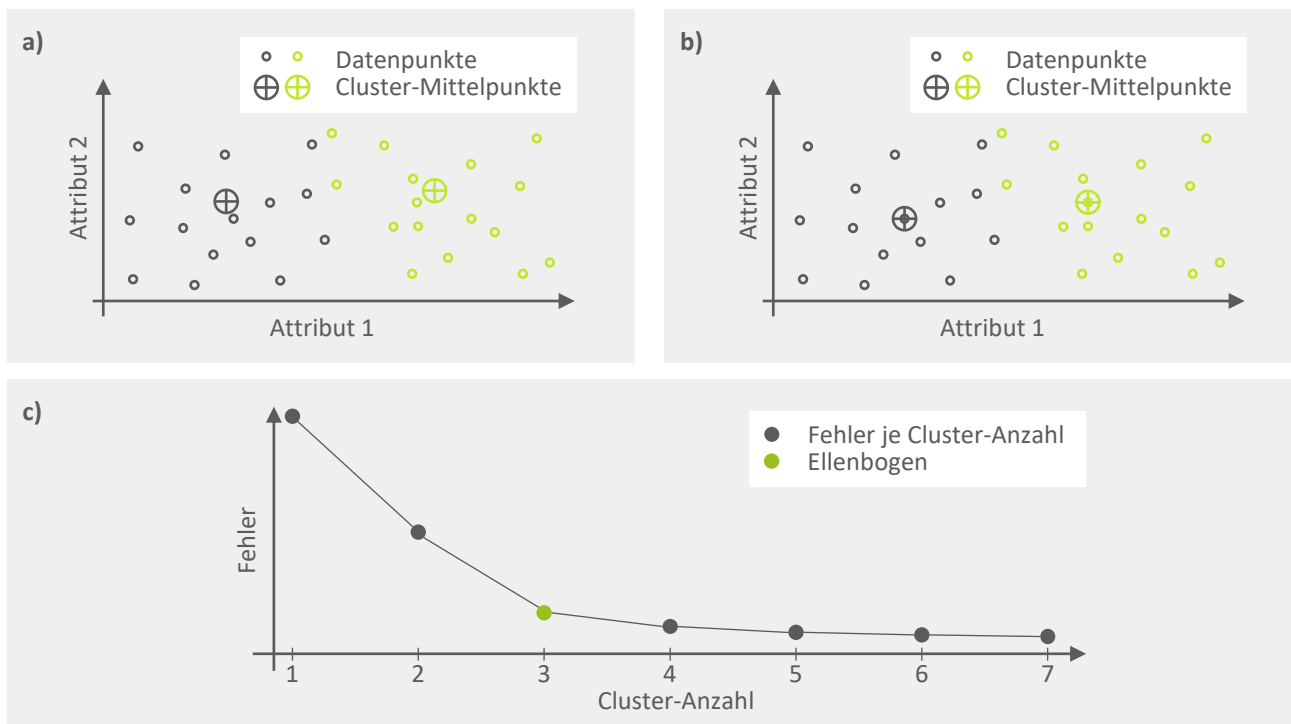


Abbildung A.2: Zeitreihenaggregation. a: k-means, b: k-medoids, c: Ellenbogenmethode.

A.2.6 Normen und Richtlinien zur Planung thermischer Energiesysteme

Tabelle A.4: Auswahl von Normen und Richtlinien zur Planung thermischer Energiesysteme

Norm/Richtlinie	Titel
DIN EN 12831	Energetische Bewertung von Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast
DIN EN 378	Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen
DIN V 18599	Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung
VDI 2035	Vermeidung von Schäden in Warmwasser-Heizungsanlagen
VDI 2047	Rückkühlwerke
VDI 2050	Anforderungen an Technikzentralen
VDI 2054	Raumlufttechnik – Datenverarbeitung (VDI-Lüftungsregeln)
VDI 2073	Hydraulik in Anlagen der Technischen Gebäudeausrüstung
VDI 2076	Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen
VDI 2078	Berechnung der thermischen Lasten und Raumtemperaturen (Auslegung Kühllast und Jahressimulation)
VDI 3814	Gebäudeautomation (GA)
VDI 3985	Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen
VDI 51522	Wärmeträgermedien Q – Anforderungen, Prüfung
VDI 6018	Kälteversorgung in der technischen Gebäudeausrüstung – Planung, Bau, Betrieb
VDI 6041	Facility-Management – Technisches Monitoring von Gebäuden und gebäudetechnischen Anlagen
VDMA 24247	Energieeffizienz von Kälteanlagen

A.3 Ergänzungen zur Anwendung und Evaluation

Im Folgenden werden weitere Informationen zum Kapitel 4 aufgeführt.

A.3.1 Ergänzungen zu den Modell- und Methodentests

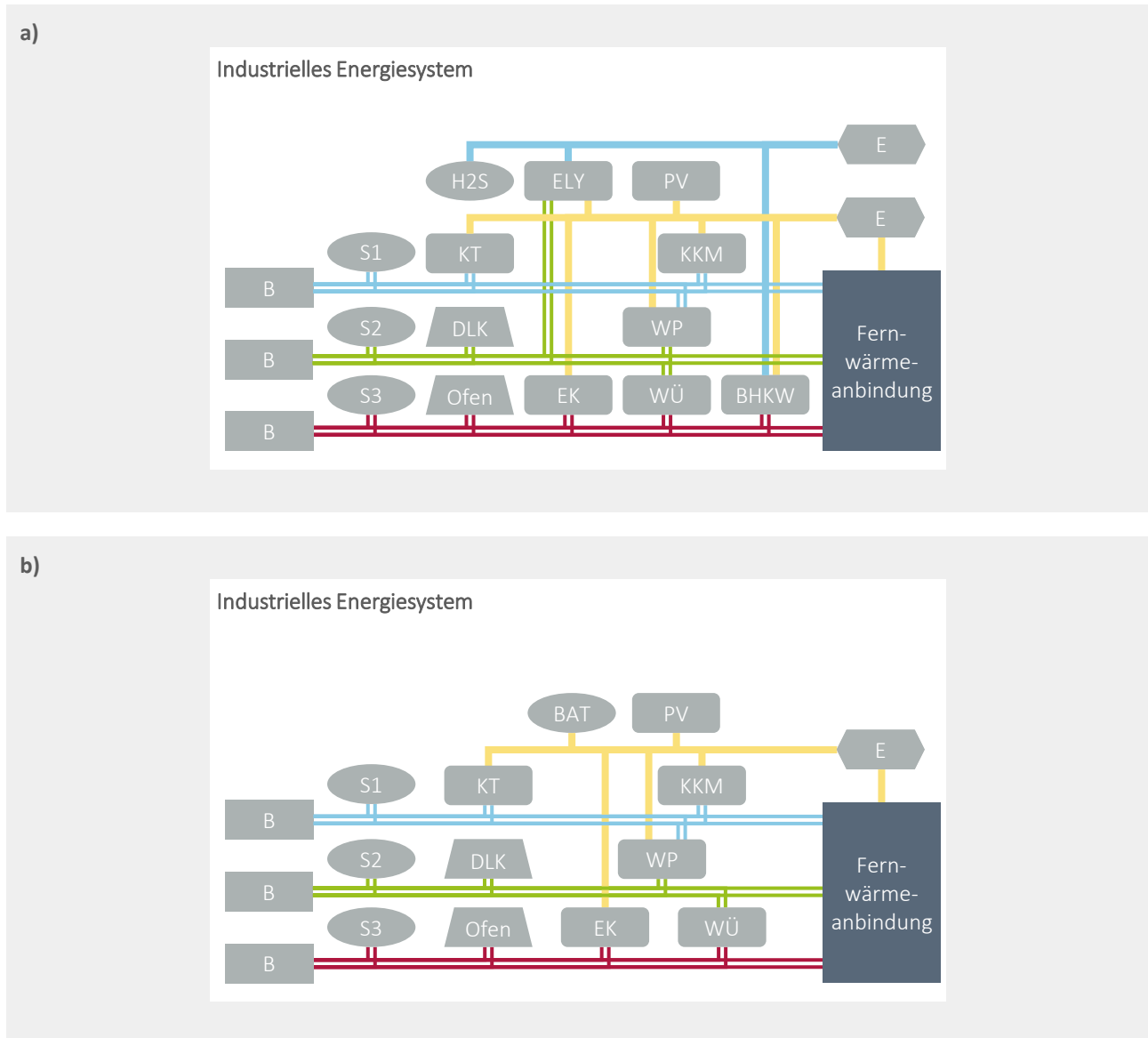


Abbildung A.3: Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall ETA. a: Szenario Wasserstoff, b: Szenario Elektrifizierung. B: Energiebedarf, BAT: Batterie, BHKW: H₂-Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, E: Energiebeschaffung, EK: Elektrokessel, ELY: Elektrolyseur, H₂S: H₂-Speicher, KKM: Kompressionskältemaschine, KT: Kühlturm, S: Speicher, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager.

Tabelle A.5 zeigt relevante Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall ETA. Investitionskosten für die Systemkomponenten der Investitionsplanung wurden aus [Baum20] übernommen und entsprechend der Dimensionierung angepasst. Die Parameter der Energiebeschaffung variieren je Energieszenario und Jahr im Betrachtungshorizont.

Tabelle A.5: Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall ETA. BAT: Batterie, BHKW: Blockheizkraftwerk, EK: Elektrokessel, Elek: Elektrische Energie, ELY: Elektrolyseur, GBT: Gasbrennwerttherme, H2: Wasserstoff, H2S: Wasserstoffspeicher, KKM: Kompressionskältemaschine, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager, WW: Warmwassernetz.

Energiewandler	BHKW1	BHKW2	GBT	EK	ELY
Anschlussleistung thermisch in kW	20,9	28,6	23,7	56,0	60
Mindestlast in [-]	0,5	0,5	0,2	0,2	0,0
Wirkungsgrad thermisch in [-]	0,67	0,67	0,98	0,99	0,3
Wirkungsgrad Strom/Wasserstoff in [-]	0,27	0,28	–	–	0,7
WP und KKM	KKM	WP			
Anschlussleistung thermisch in MW	35,0	10,3			
Mindestlast in [-]	0,2	0,2			
EER/COP in [-]	10,0	6,5			
Wärmeübertrager	WÜ				
Wärmeübertragungsfläche in m ²	10				
Mindestlast in [-]	0,0				
Wärmeübertragungskoeffizient in kW/(m ² K)	1				
Energiespeicher	S1	S2	S3	BAT	H2S
Kapazität in kWh	302	871	522	300	300
Wirkungsgrad Beladung in [-]	0,99	0,99	0,99	0,92	0,92
Energiebeschaffung	Elek	Gas	H2	Wärme	
Arbeitspreis Bezug in €/MWh	69-174	20-91	119-224	21-102	
Arbeitspreis Vertrieb in €/MWh	69-174	–	–	21-102	
Spezifische Emissionen Bezug in kg/MWh	220-428	201	54-297	80-150	
Spezifische Emissionen Vertrieb in €/MWh	220-428	–	–	80-150	
Primärenergiefaktor Bezug in [-]	1,8	1,1	0,76	0,69	
Primärenergiefaktor Vertrieb in [-]	2,8	–	–	0,69	

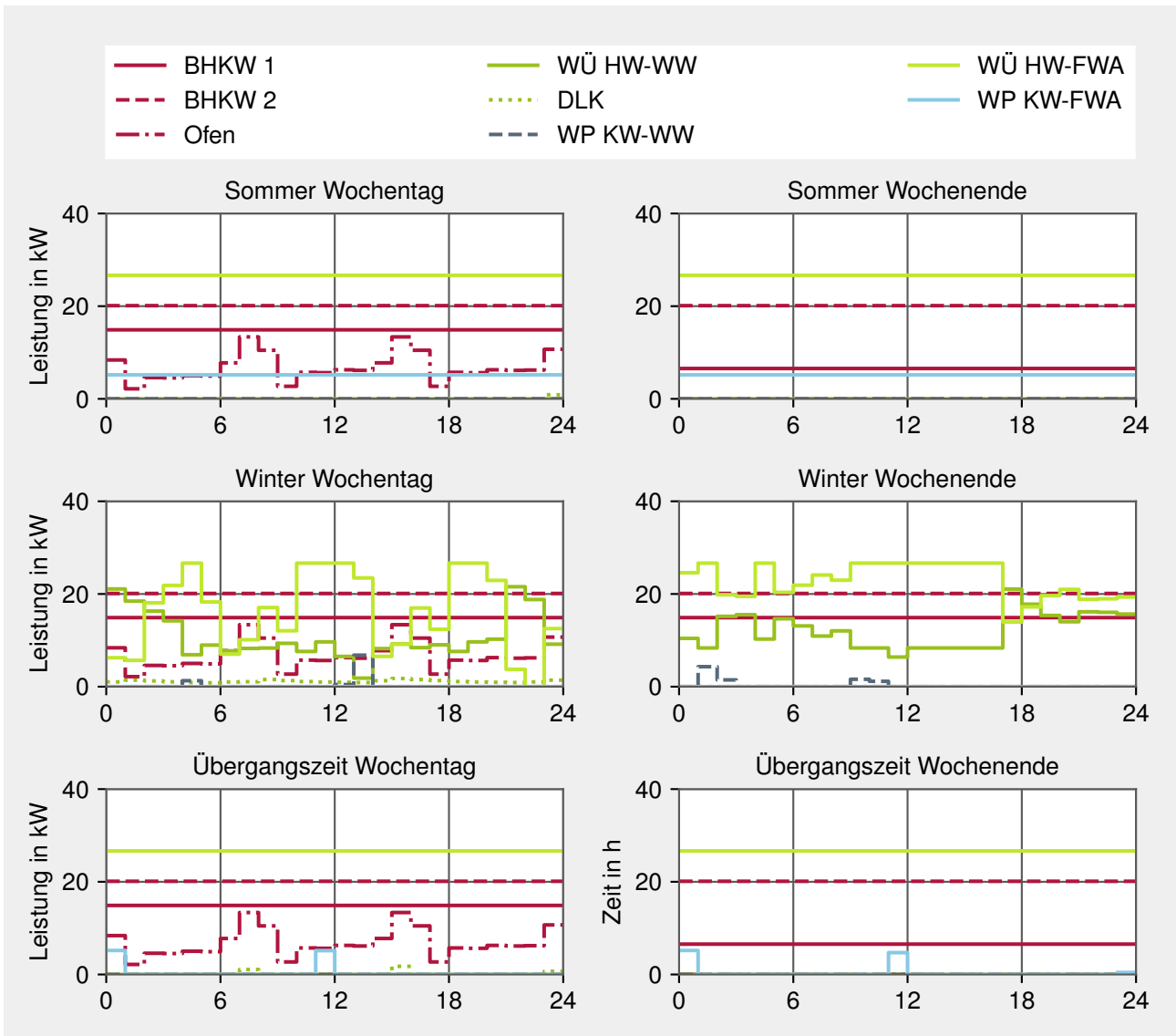


Abbildung A.4: Analyse des Energiewandlereinsatzes des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb. BHKW: Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, FWA: Fernwärmeanbindung, HW: Heißwassernetz, WÜ: Wärmeübertrager, WW: Warmwassernetz.

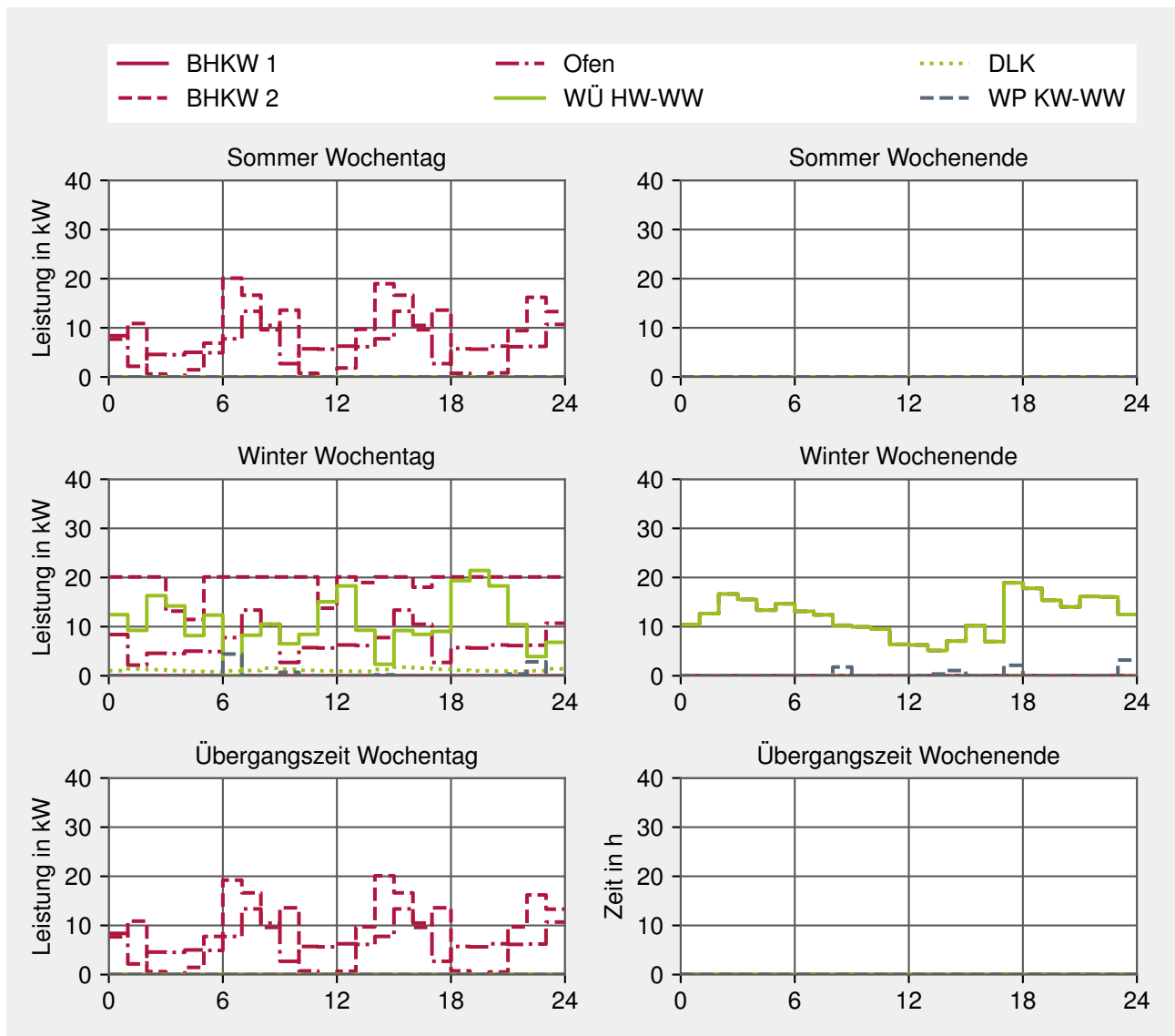


Abbildung A.5: Analyse des Energiewandlereinsatzes des Grundmodells im Anwendungsfall ETA im Szenario Gasbetrieb. BHKW: Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, FWA: Fernwärmeanbindung, HW: Heißwassernetz, WÜ: Wärmeübertrager, WW: Warmwassernetz.

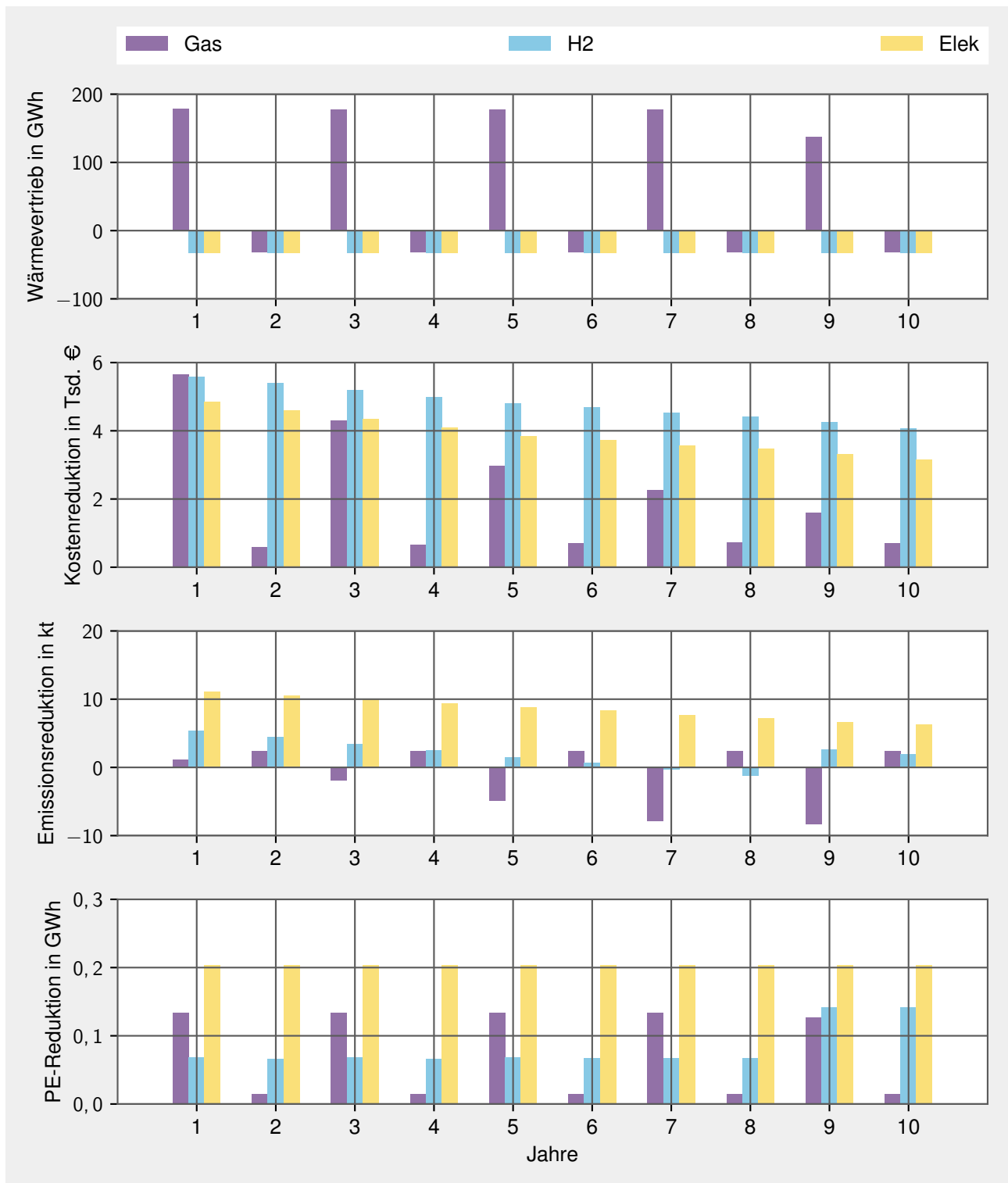


Abbildung A.6: Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario bezogen auf die Jahre im Betrachtungszeitraum. Elek: Szenario Elektrifizierung, H2: Szenario Wasserstoff, Gas: Szenario Gasbetrieb. PE: Primärenergiebedarf.

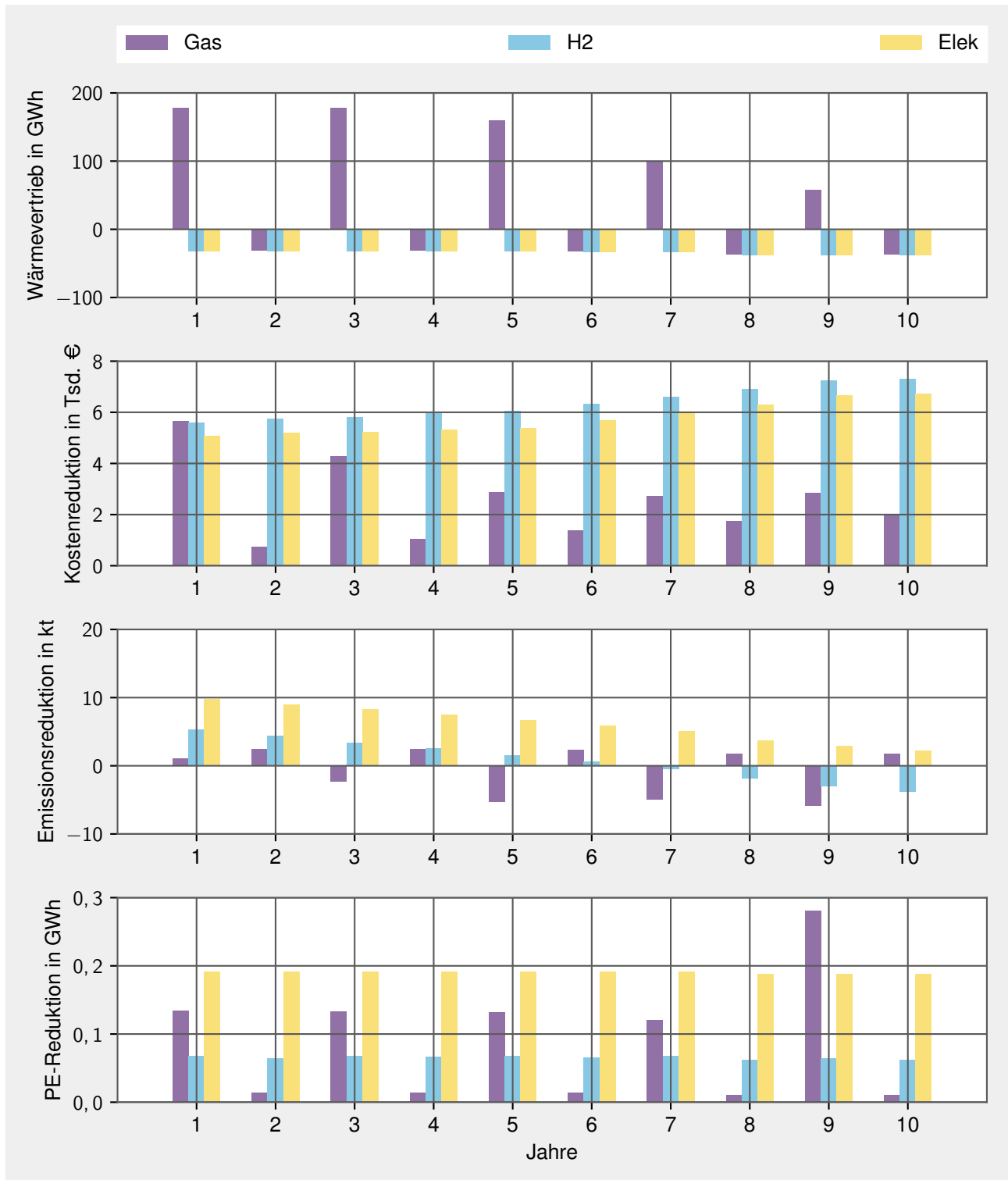


Abbildung A.7: Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario bezogen auf die Jahre im Betrachtungszeitraum. Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H2: Szenario Wasserstoff, PE: Primärenergiebedarf.

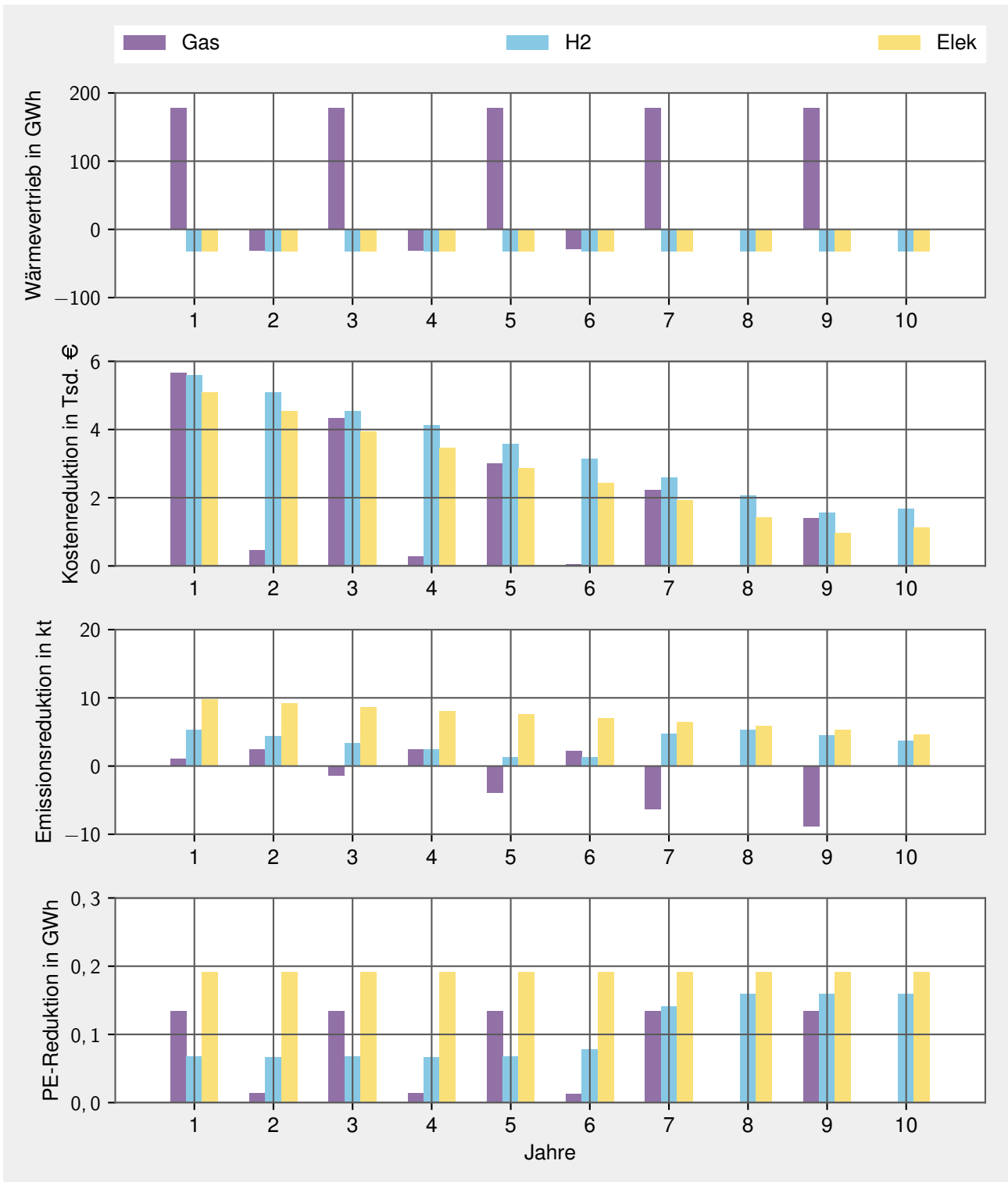


Abbildung A.8: Auswertung der Ergebnisse der regret-Optimierung im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario bezogen auf die Jahre im Betrachtungszeitraum. Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H2: Szenario Wasserstoff, PE: Primärenergiebedarf.

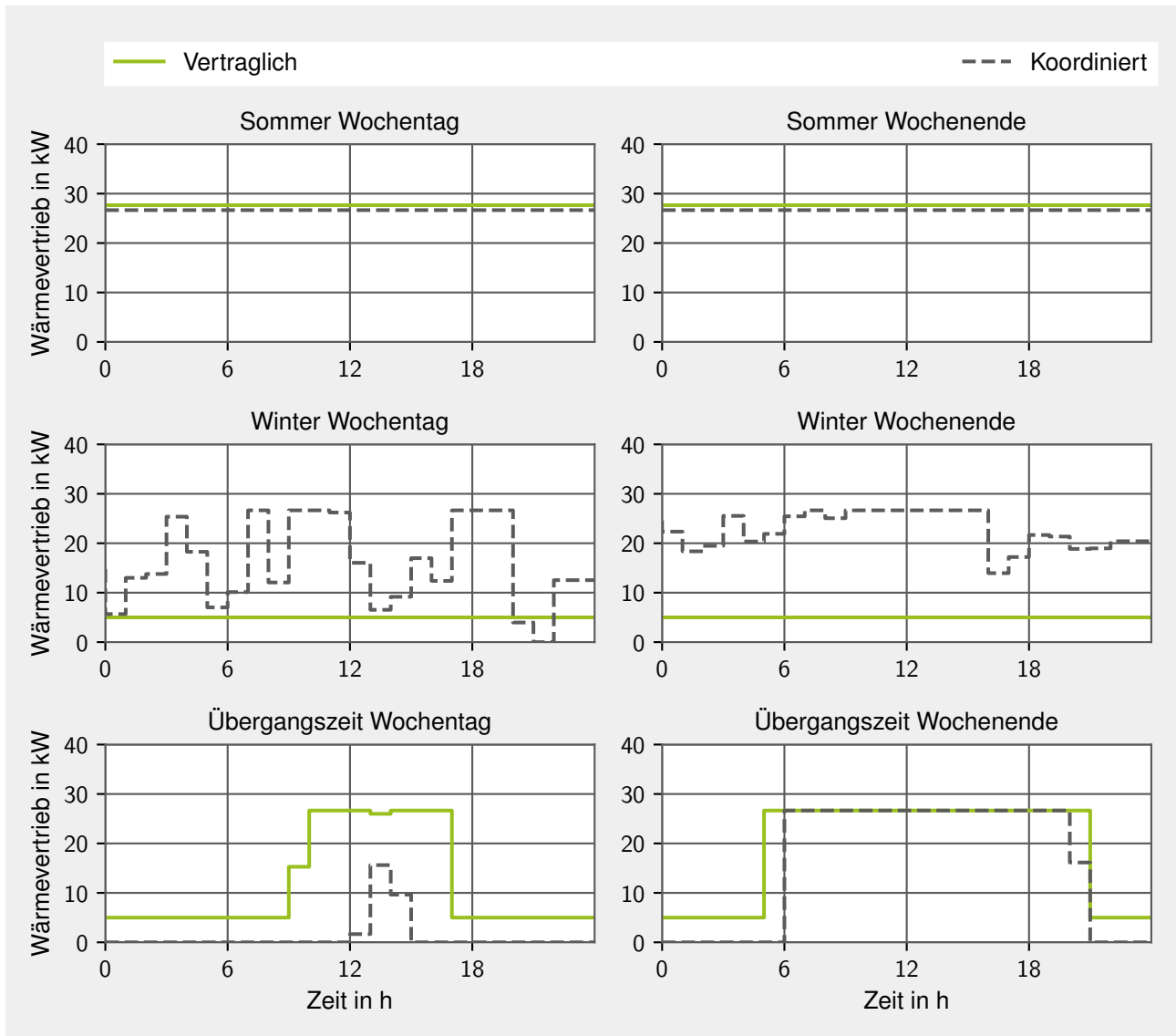


Abbildung A.9: Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Paritzipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario für Jahr 7. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

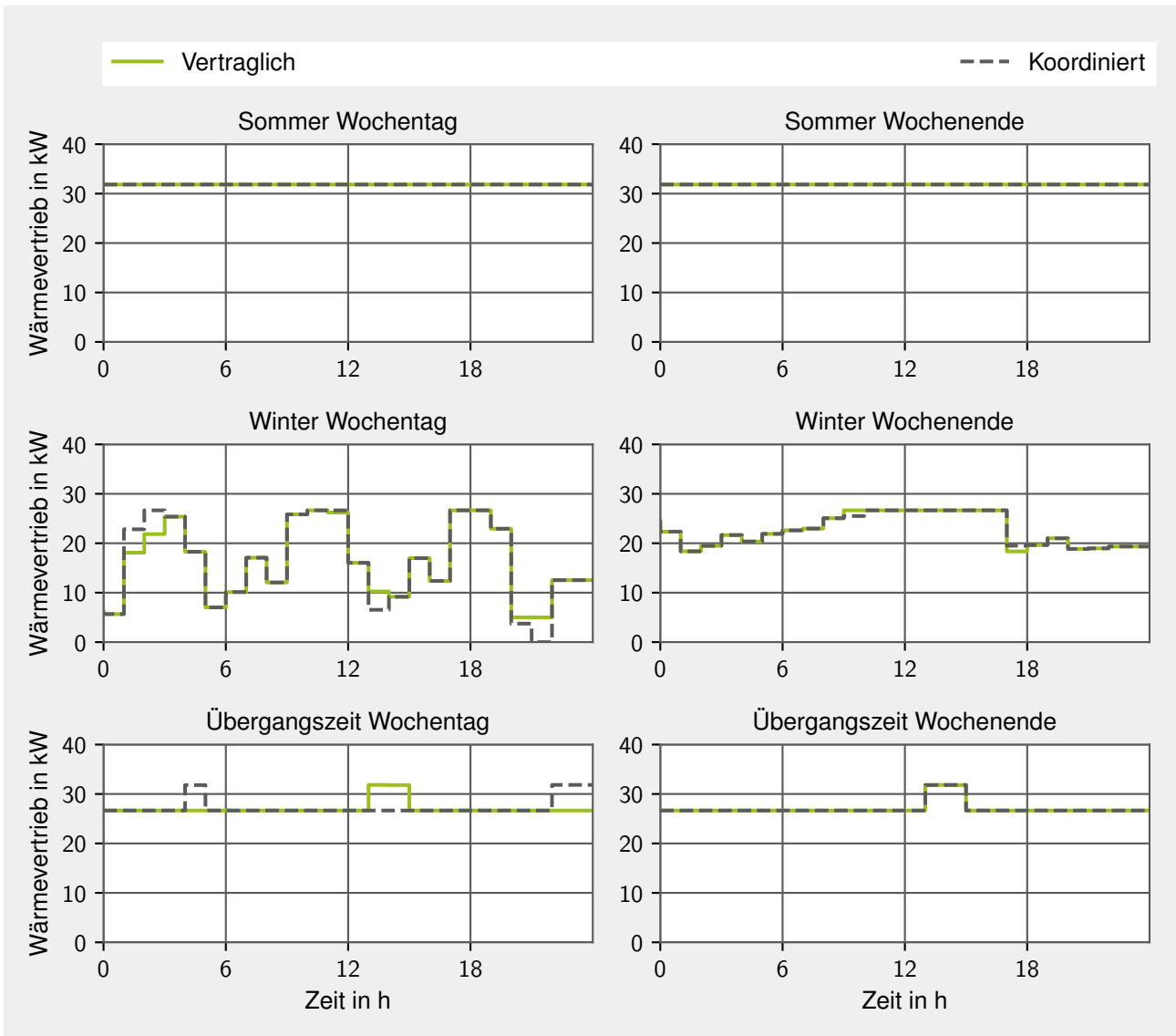


Abbildung A.10: Analyse der übertragenen Wärme für das vertragliche und koordinierte Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario für Jahr 7. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

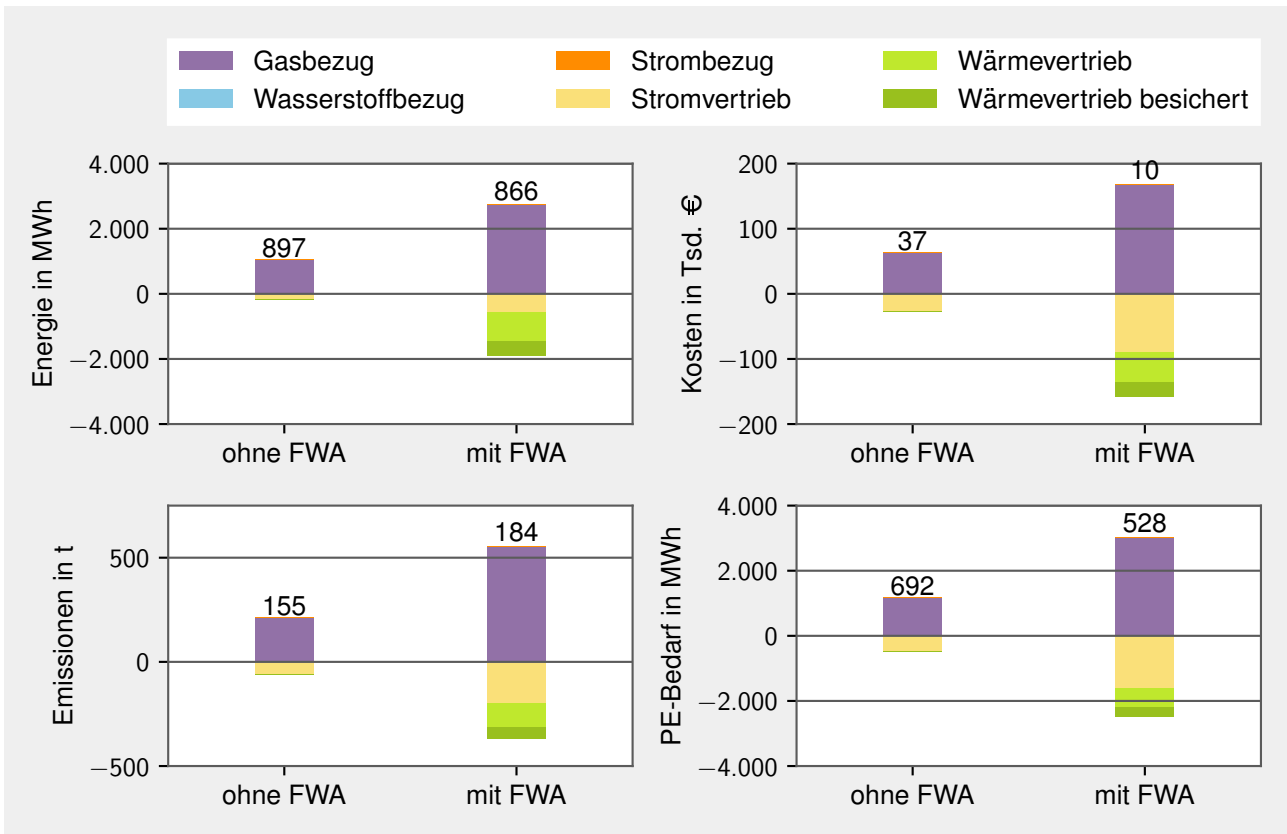


Abbildung A.11: Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung.

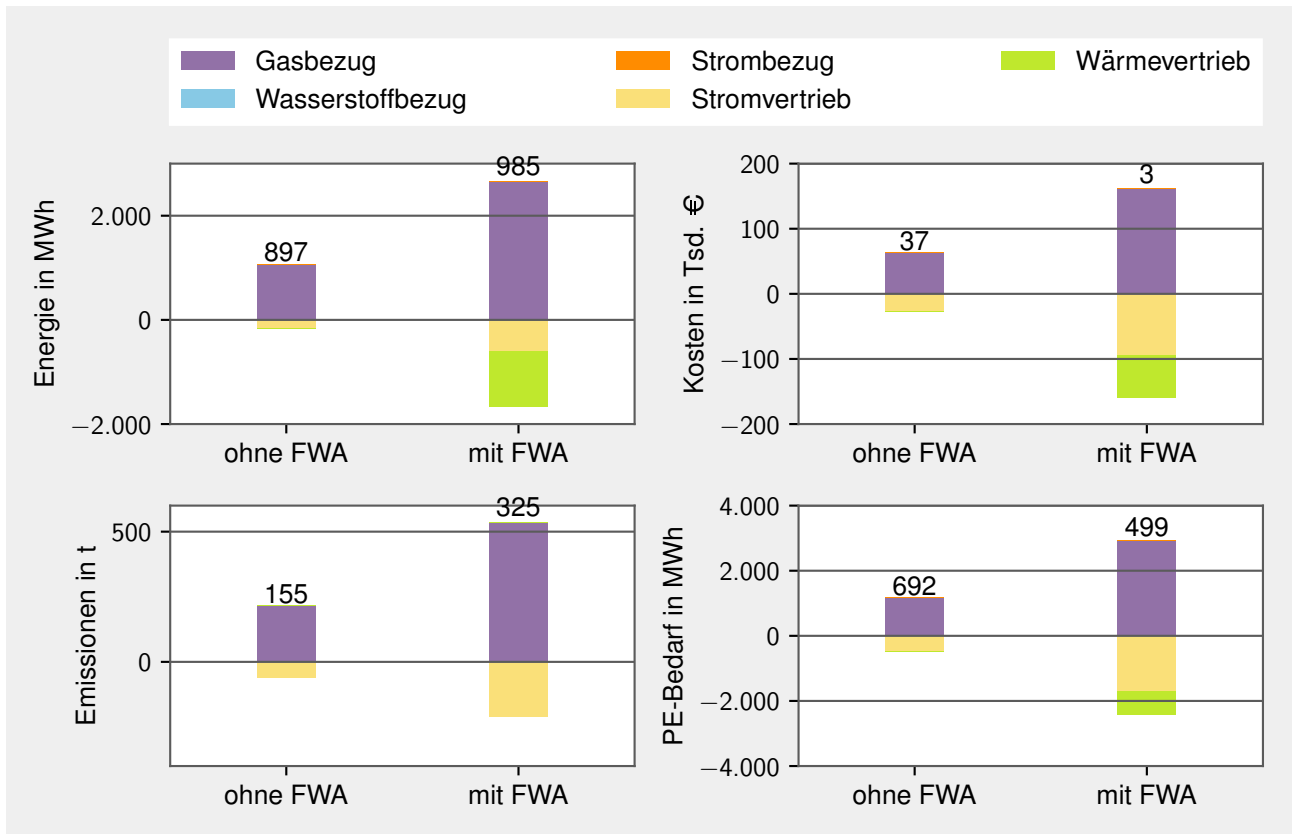


Abbildung A.12: Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das erste Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung.

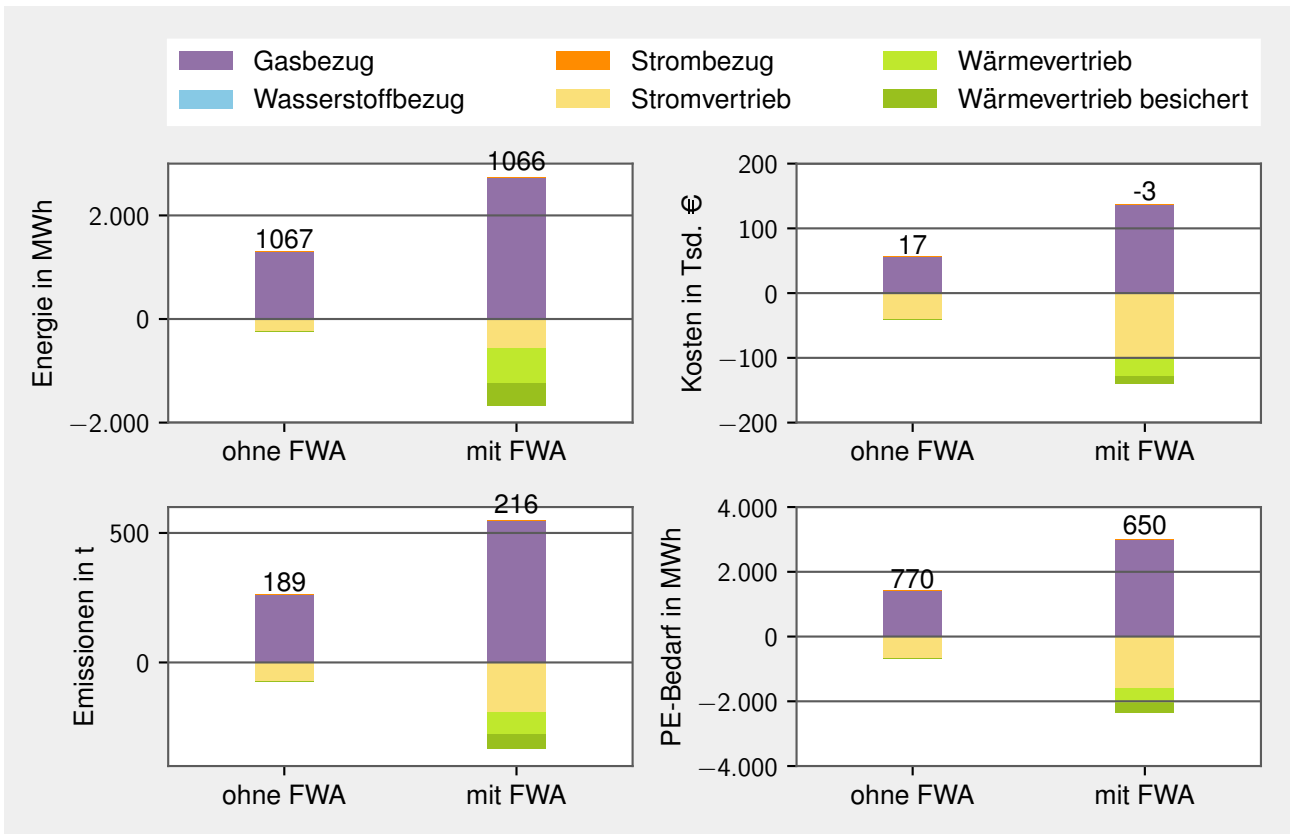


Abbildung A.13: Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

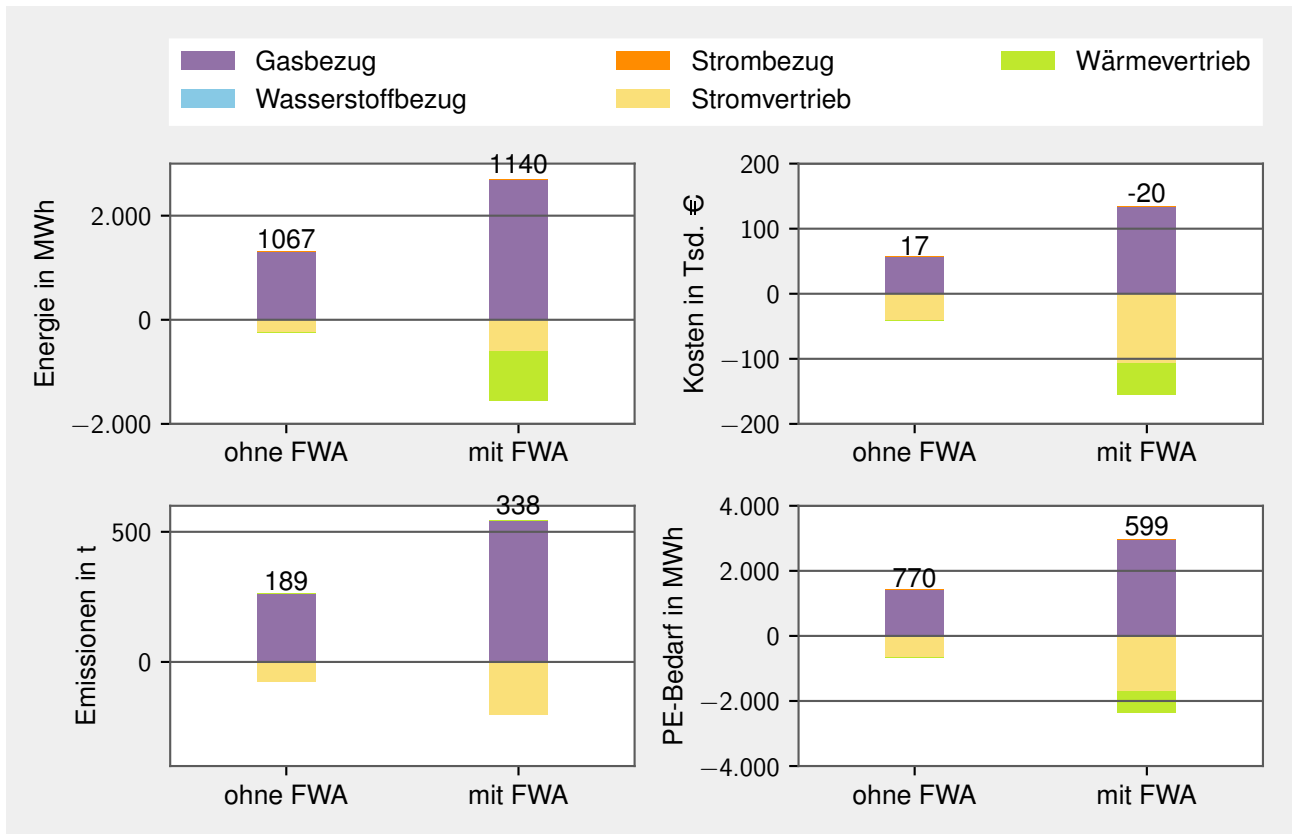


Abbildung A.14: Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

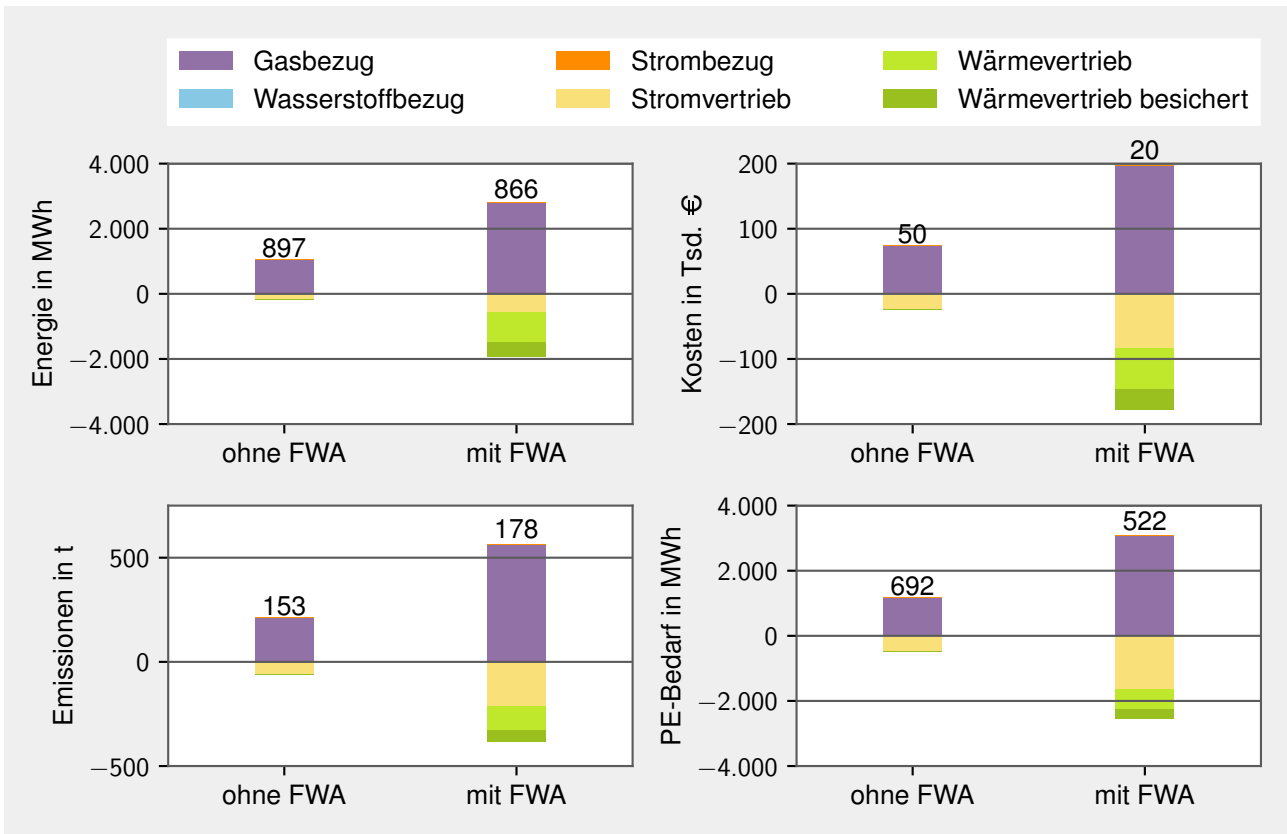


Abbildung A.15: Analyse der Energiebeschaffung des vertraglichen Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

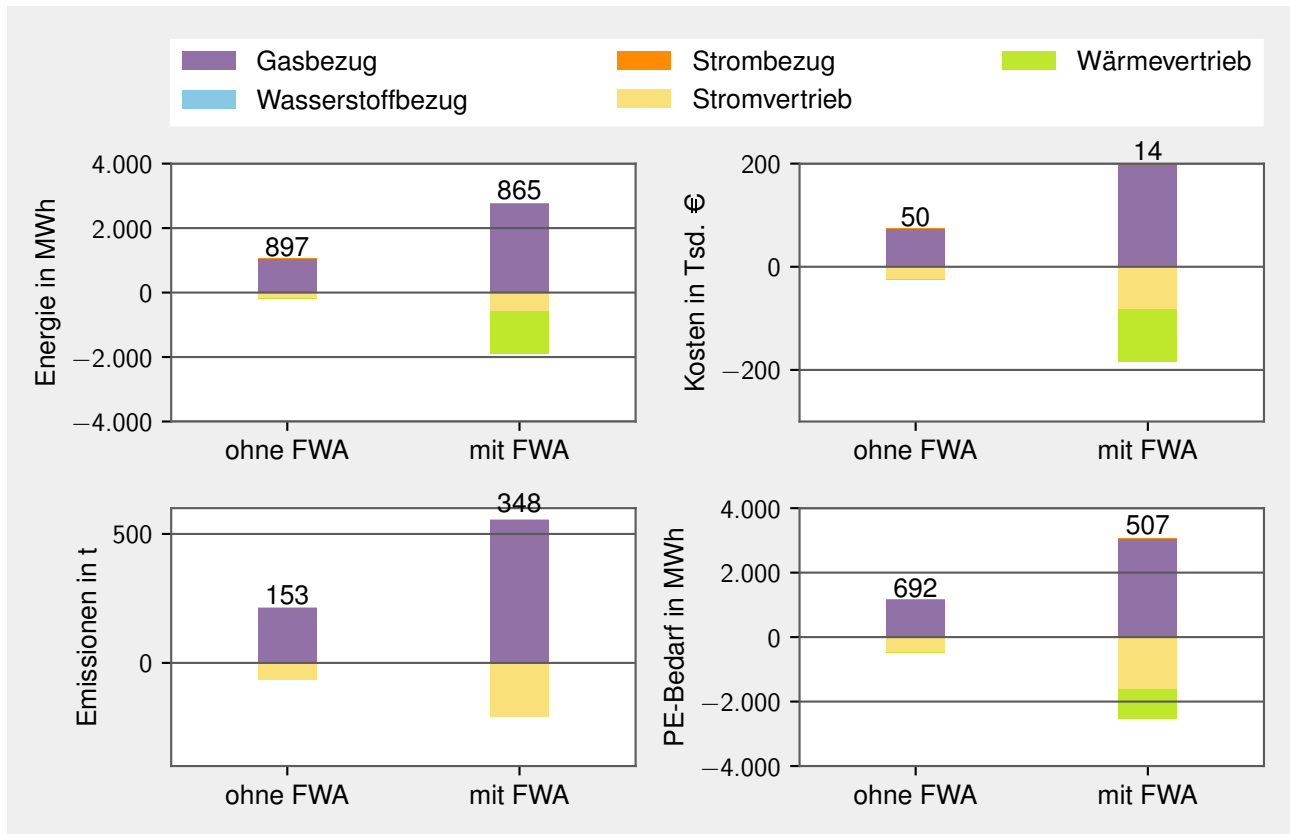


Abbildung A.16: Analyse der Energiebeschaffung des koordinierten Partizipationsmodells im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario. FWA: Fernwärmeanbindung, PE: Primärenergie.

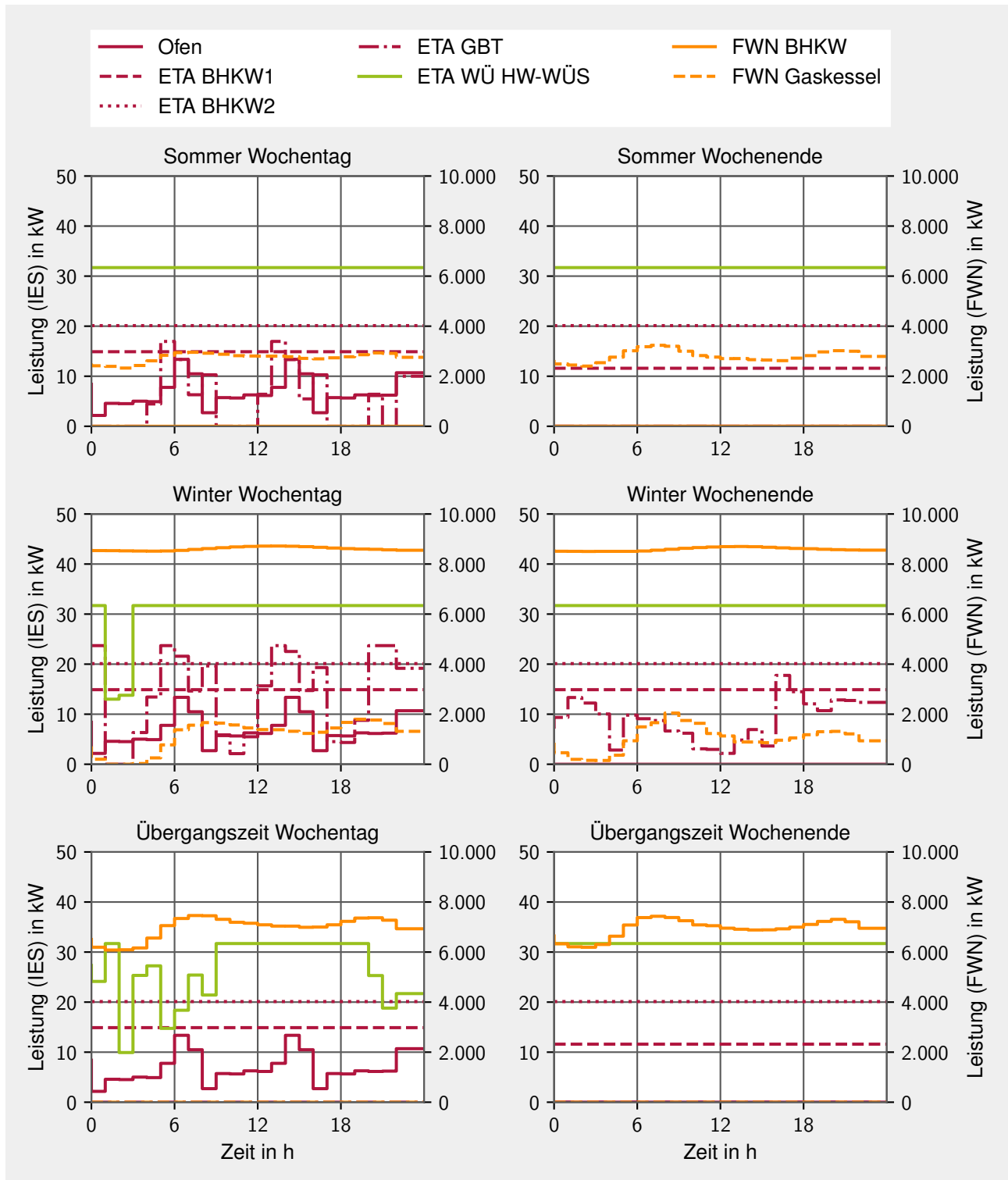


Abbildung A.17: Einsatzplanung ausgewählter Systemkomponenten im kooperativen Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das zweite Energieszenario in Jahr 1. BHKW: Blockheizkraftwerk, FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, GBT: Gasbrennwerttherme, HW: Heißwassernetz, PE: Primärenergie, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

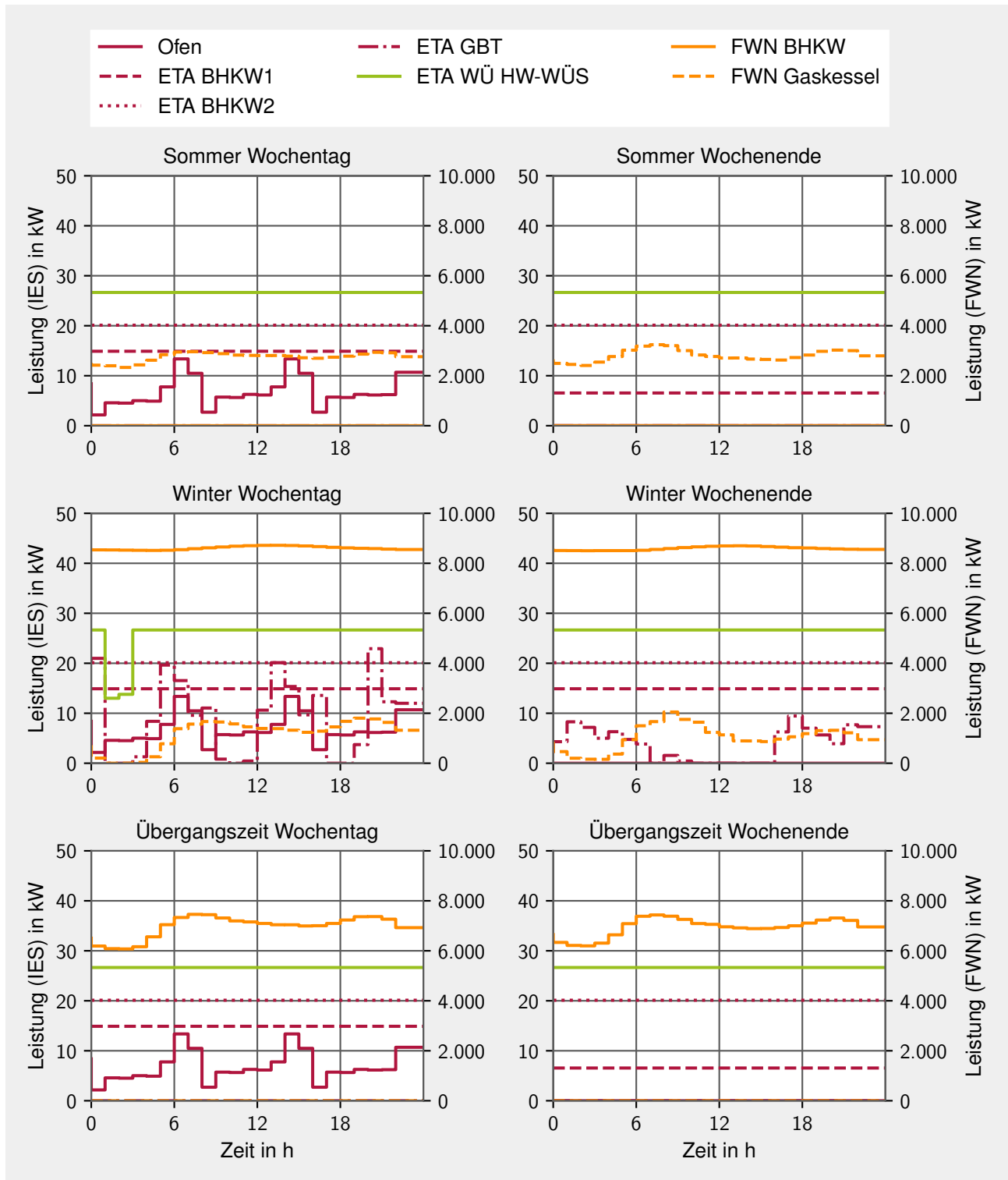


Abbildung A.18: Einsatzplanung ausgewählter Systemkomponenten im kooperativen Partizipationsmodell im Anwendungsfall ETA für das dritte Energieszenario in Jahr 1. BHKW: Blockheizkraftwerk, FWA: Fernwärmeanbindung, FWN: Fernwärmenetz, GBT: Gasbrennwerttherme, HW: Heißwassernetz, PE: Primärenergie, WÜ: Wärmeübertrager, WÜS: Wärmeübergabestation.

A.3.2 Ergänzungen zur Industrieanwendung

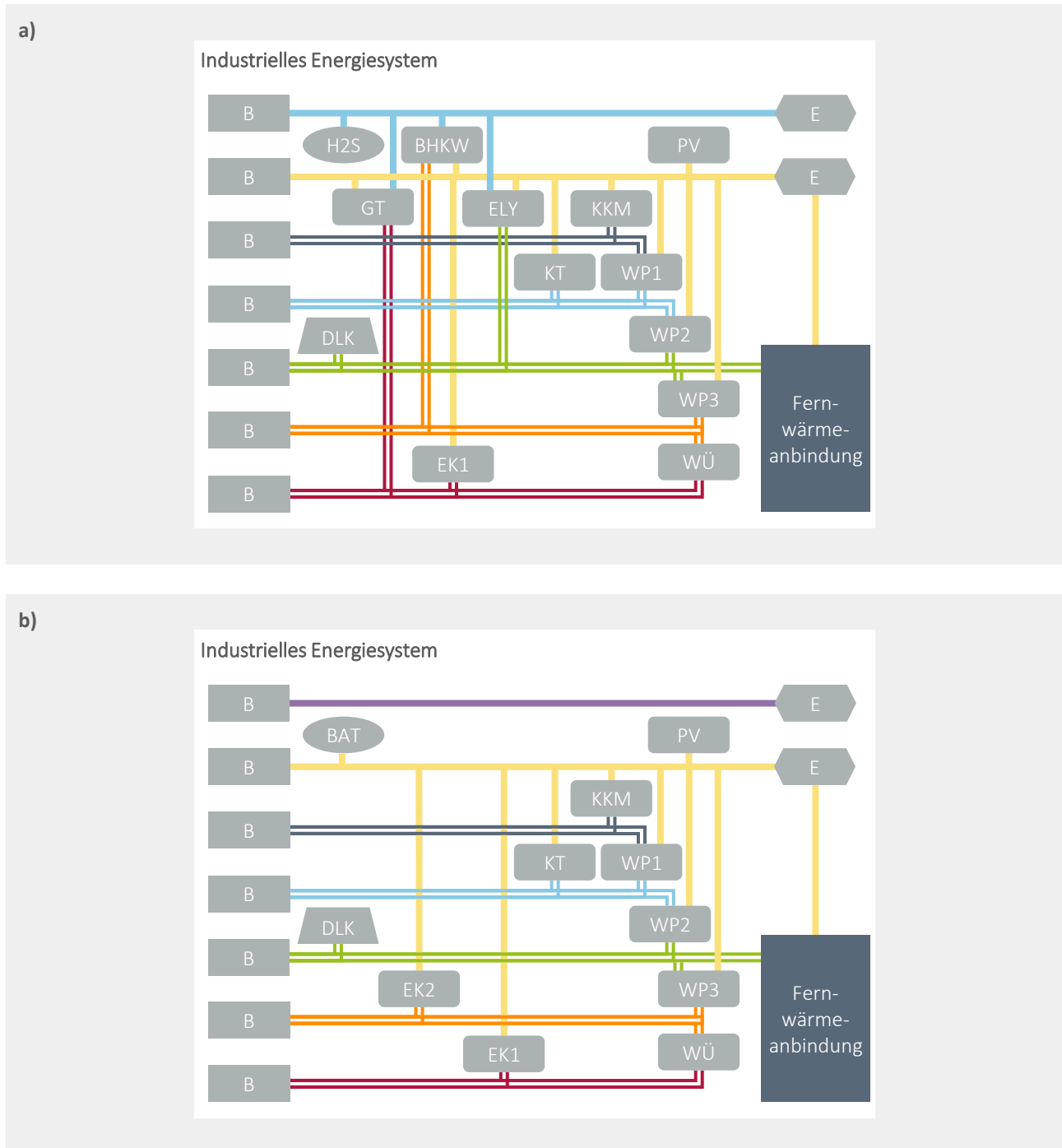


Abbildung A.19: Schema der Energiesysteme für den Anwendungsfall DELTA. a: Szenario Wasserstoff, b: Szenario Elektrifizierung. B: Energiebedarf, BAT: Batterie, BHKW: H₂-Blockheizkraftwerk, DLK: Druckluftkompressor, E: Energiebeschaffung, EK: Elektrokessel, ELY: Elektrolyseur, GT: H₂-Gasturbine, H₂S: H₂-Speicher, KKM: Kompressionskältemaschine, KT: Kühlturm, PV: Photovoltaik, S: Speicher, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager.

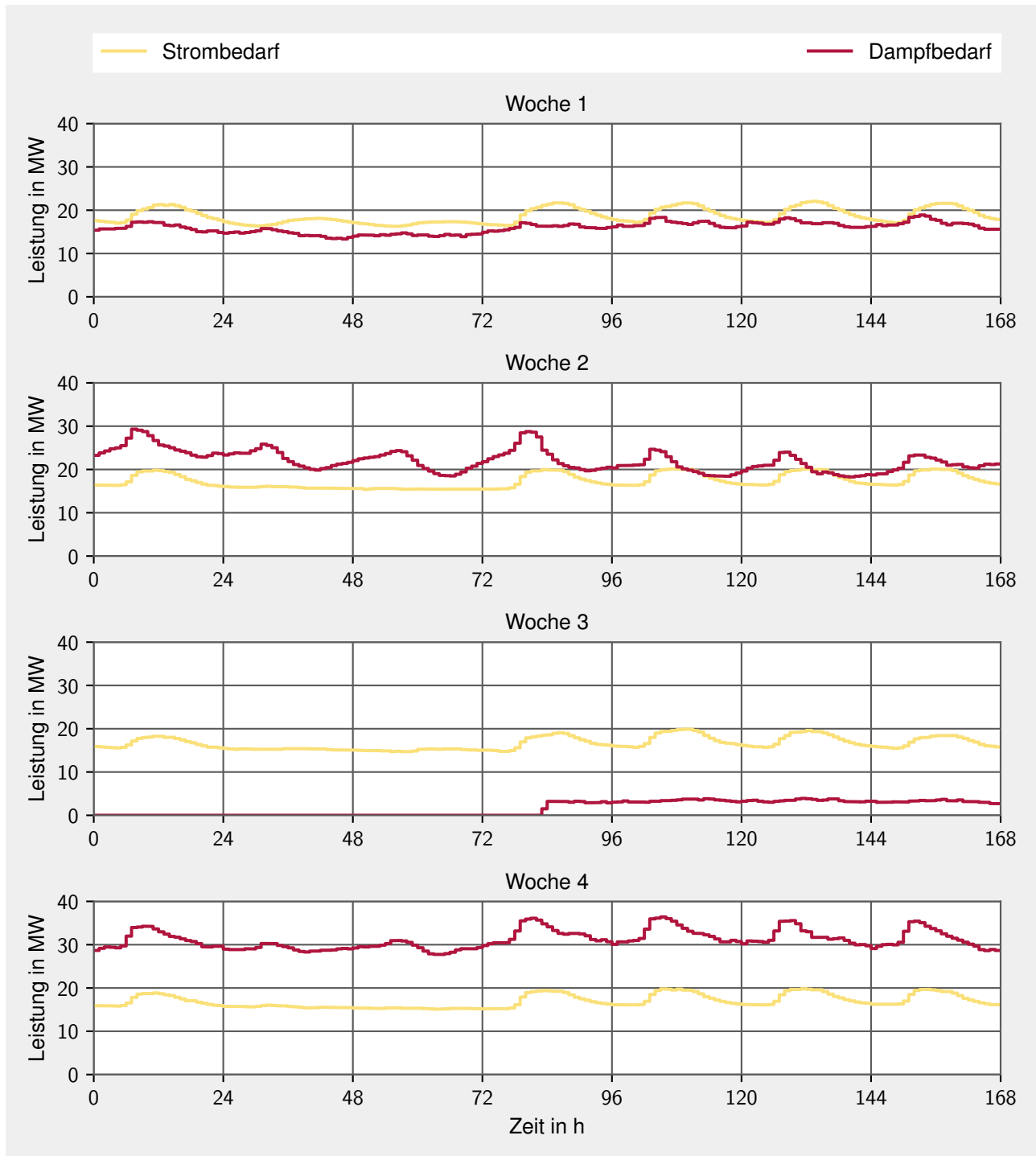


Abbildung A.20: Repräsentative Perioden als Typtage im Anwendungsfall DELTA für das Jahr 2021. Strom- und Dampfbedarf.

Tabelle A.6 zeigt relevante Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall DELTA. Investitionskosten für die Systemkomponenten der Investitionsplanung wurden aus [Baum20] übernommen und entsprechend der Dimensionierung angepasst.

Tabelle A.6: Parameter ausgewählter Systemkomponenten der Einsatzplanung im Anwendungsfall DELTA. BAT: Batterie, BHKW: Blockheizkraftwerk, D: Dampfnetz, EK: Elektrokessel, Elek: Elektische Energie, ELY: Elektrolyseur, GBT: Gasbrennwerttherme, H2: Wasserstoff, H2S: Wasserstoffspeicher, KKM: Kompressionskältemaschine, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager.

Energiewandler	GT	BHKW	GK	EK	EK2	ELY
Anschlussleistung thermisch in MW	38,7	7,5	20,0	60,0	20,0	5,0
Mindestlast in [-]	0,5	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2
Wirkungsgrad thermisch in [-]	0,66	0,49	0,86	0,95	0,98	0,3
Wirkungsgrad sonst in [-]	0,29	0,42	–	–	–	0,7
WP und KKM	KKM	WP1	WP2	WP3		
Anschlussleistung thermisch in MW	10,0	2,0	2,5	2,0		
Mindestlast in [-]	0,2	0,2	0,0	0,2		
EER/COP in [-]	6,0	3,7	5,1	3,6		
Wärmeübertrager	WÜ					
Wärmeübertragungsfläche in m ²	100					
Mindestlast in [-]	0,0					
Wärmeübertragungskoeffizient in kW/(m ² K)	20					
Energiespeicher	BAT	H2S				
Kapazität in MWh	5,0	5,0				
Wirkungsgrad Beladung in [-]	0,92	0,92				
Energiebeschaffung	Elek	Gas	H2	Wärme		
Arbeitspreis Bezug in €/MWh	150	60	300	100		
Leistungspreis Bezug in €/kW	50	–	50	–		
Arbeitspreis Vertrieb in €/MWh	150	–	–	60		
Spezifische Emissionen Bezug in kg/MWh	373	201	159	130		
Spezifische Emissionen Vertrieb in €/MWh	373	–	–	130		
Primärenergiefaktor Bezug in [-]	1,8	1,1	0,76	0,69		
Primärenergiefaktor Vertrieb in [-]	2,8	–	–	0,69		

Tabelle A.7: Kennzahlen der Ergebnisse der Einzelrechnungen im Anwendungsfall DELTA je Szenario. Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H₂: Szenario Wasserstoff, PE: Primärenergie, Th.: thermisch.

	Gas	H ₂	Elek
Technisch			
Th. Anschlussleistung Wärmepumpe in MW	5,1	4,6	4,5
Wärmeübertragungsfläche Wärmeübertragers in m ²	0,0	0,0	0,0
Volumen des Wärmespeichers in m ³	0,0	0,0	0,0
Wärmemenge Vertrieb in GWh	356,19	342,44	281,67
Wärmemenge Bezug in GWh	0,0	0,0	0,0
Ökonomisch			
optimaler NPV in Mio. €	4,69	4,06	3,51
Investitionskosten in Mio. €	1,09	1,05	1,04
Einsatzkostenreduktion in Mio. €	7,31	6,43	5,69
relative Einsatzkostenreduktion in %	2,16	0,98	0,97
Ökologisch			
Emissionsreduktion in kt CO ₂ -Äqu.	6,78	6,55	5,01
relative Emissionsreduktion in %	0,76	0,54	0,39
Reduktion Primärenergiebedarf in GWh	116,90	113,89	92,35
relative PE-Reduktion in %	2,66	2,63	2,09

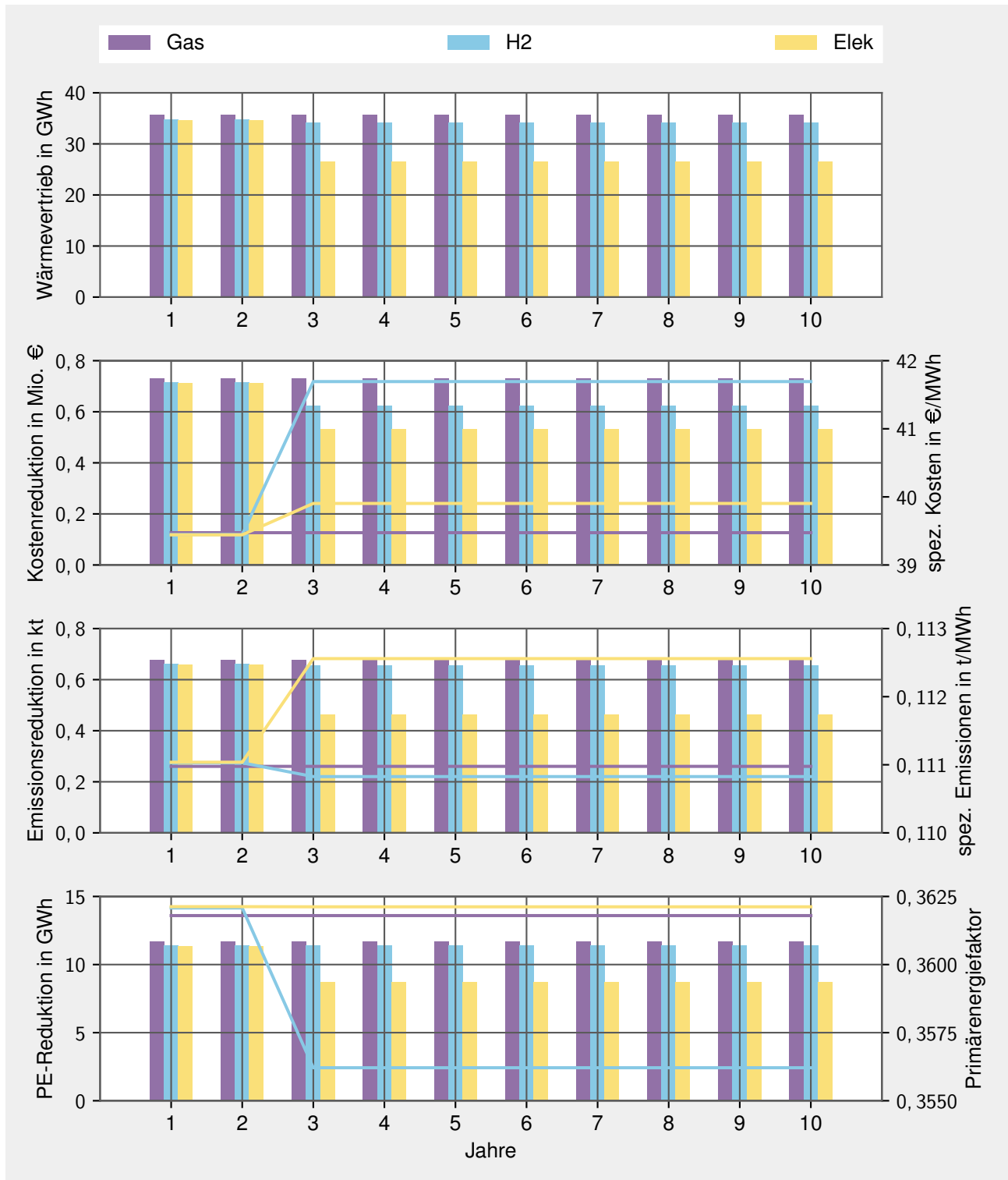


Abbildung A.21: Auswertung der Ergebnisse der Einzelrechnungen im Anwendungsfall DELTA je Szenario und bezogen auf die Jahre im Betrachtungszeitraum. Elek: Szenario Elektrifizierung, Gas: Szenario Gasbetrieb, H2: Szenario Wasserstoff, PE: Primärenergiebedarf.

Veröffentlichungen und studentische Arbeiten

Im Folgenden werden die, im Rahmen der Forschungstätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter, publizierten Veröffentlichungen und betreuten studentischen Arbeiten aufgeführt.

Veröffentlichungen des Autors

2018

Helfert, Mark; **Kohne, Thomas**; Petruschke, Lars; Burkhardt, Max; Abele, Eberhard (2018): Energieeffiziente Kühlung durch Einsatz innovativer Aggregate. In: Werkstatt + Betrieb : WB, 151 (9), S. 218-220, Carl Hanser Verlag, ISSN 0043-2792.

Weber, Thomas; Strobel, Nina; **Kohne, Thomas**; Wolber, Jakob; Abele, Eberhard (2018): Realistic Modeling of a Combined Heat and Power Plant in the Context of Mixed Integer Linear Programming. In: Proceedings, 7th DACH + Conference on Energy Informatics, 1 (1), S. 27, ISSN 2520-8942, DOI: 10.1186/s42162-018-0037-z.

2019

Kohne, Thomas; Becker, Aron; Weber, Thomas; Panten, Niklas; Abele, Eberhard (2019): Modeling Approach for Thermal Dependencies in Complex Industrial Energy Supply System. In: 8th DACH+ Conference on Energy Informatics, Abstract, 2 (S2), S. 13-17, DOI: 10.1186/s42162-019-0098-7.

Weber, Thomas; **Kohne, Thomas**; Strobel, Nina; Wolber, Jakob; Sachs, Marlene; Abele, Eberhard (2019): Information Theoretical Evaluation Of Aggregation Methods In The Mathematical Optimization Of The Unit Commitment Problem. In: Proceedings of 11th International Conference on Applied Energy, August 12-15, S. Paper ID- 450, Västerås (Sweden).

Baron, Andreas; **Kohne, Thomas**; Panten, Niklas; Roloff, Nils; Abele, Eberhard (2019): Jenseits der Energiemärkte. In: Zeitschrift für Wirtschaftlichen Fabrikbetrieb : ZWF, 114 (9), S. 564-568, Carl Hanser Verlag, ISSN 0947-0085, DOI: 10.3139/104.112151.

2020

Kohne, Thomas; Hauck, Steffen; Roloff, Nils; Weigold, Matthias (2020): Flexibilization of Industrial Customers through Real Time Pricing Based on Multi-Agent Modeling. In: PESS 2020 : IEEE Power and Energy Student Summit: conference proceedings, S. 48-53, VDE-Verlag, 2020 IEEE Power and Energy Student Summit (PESS), virtual Conference, 05.-07-10.2020, ISBN 978-3-8007-5337-6.

Kohne, Thomas; Ranzau, Heiko; Panten, Niklas; Weigold, Matthias (2020): Comparative Study of Algorithms for Optimized Control of Industrial Energy Supply Systems. In: Proceedings of the 9th DACH+ Conference on Energy Informatics, Vol. 3, Suppl. 1, Sierre, Switzerland, 29-30 October 2020, DOI: 10.1186/s42162-020-00115-7.

Panten, Niklas; Ranzau, Heiko; **Kohne, Thomas**; Moog, Daniel; Abele, Eberhard; Weigold, Matthias (2020): Simulation und Optimierung kombiniert. In: wt Werkstattstechnik online, 110 (1/2), S. 12-17, VDI Fachmedien, e-ISSN 1436-4980.

Sporleder, Maximilian; Burkhardt, Max; **Kohne, Thomas**; Moog, Daniel; Weigold, Matthias (2020): Optimum Design and Control of Heat Pumps for Integration into Thermohydraulic Networks. In: Sustainability, 12 (22), S. 9421, MDPI, ISSN 2071-1050, DOI: 10.3390/su12229421.

Petruschke, Lars; Burkhardt, Max; **Kohne, Thomas**; Schraml, Philipp; Helfert, Mark; Abele, Eberhard (2020): Method to Identify Energy Efficiency Potentials of Metal Cutting Machine Tools in Industry. In: Procedia CIRP, 90, S. 522-527, Elsevier B.V., e-ISSN 22128271, DOI: 10.1016/j.procir.2020.01.066.

Petruschke, Lars; Seyfried, Stefan; **Kohne, Thomas**; Burkhardt, Max; Helfert, Mark; Mehmed, Ismail; Weigold, Matthias (2020): Energieeffizienz in der zerspanenden Industrie. In: wt Werkstattstechnik online, 110 (5), S. 354-359, VDI Fachmedien, e-ISSN 1436-4980.

2021

Kohne, Thomas; Bishara, Nadja; Such, Martin; Beck, Martin; Stadler, Eva Maria; Schneider, Jens (2021): Energieoptimierte Wohnquartiere - Lösungen für die Energiewende. In: QUARTIER, 4. Jahrgang, 2021, S. 20-25, Forum Verlag Herkert GmbH, ISSN 2625-6223, e-ISSN 2698-5829.

Kohne, Thomas; Burkhardt, Max; Theisinger, Lukas; Weigold, Matthias (2021): Technical and Digital Twin Concept of an Industrial Heat Transfer Station for Low Exergy Waste Heat. In: Procedia CIRP, 104, S. 223-228, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2021.11.038.

Kohne, Thomas; Burkhardt, Max; Grosch, Benedikt; Feller, Lars; Weigold, Matthias (2021): Method for Continuous Evaluation of Industrial Heating Network Emissions. In: Procedia CIRP, 98, S. 31-36, Elsevier B.V., ISSN 22128271, DOI: 10.1016/j.procir.2020.11.006.

Kohne, Thomas; Theisinger, Lukas; Scherff, Jan; Weigold, Matthias (2021): Data and Optimization Model of an Industrial Heat Transfer Station to Increase Energy Flexibility. In: Energy Informatics, 4 (Suppl. 3), Springer Open, e-ISSN 2520-8942, DOI: 10.1186/s42162-021-00179-z.

Grosch, Benedikt; **Kohne, Thomas**; Weigold, Matthias (2021): Multi-objective hybrid genetic algorithm for energy adaptive production scheduling in job shops. In: Procedia CIRP, 98, S. 294-299, Elsevier B.V., e-ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2021.01.106.

Borst, Fabian; Strobel, Nina; **Kohne, Thomas**; Weigold, Matthias (2021): Investigating the Electrical Demand-Side Management Potential of Industrial Steam Supply Systems Using Dynamic Simulation. In: Energies, 14 (6), S. 1533, MDPI, ISSN 1996-1073, DOI: 10.3390/en14061533.

Weigold, Matthias; Ranzau, Heiko; Schaumann, Sarah; **Kohne, Thomas**; Panten, Niklas; Abele, Eberhard (2021): Method for the application of deep reinforcement learning for optimised control of industrial energy supply systems by the example of a central cooling system. In: CIRP Annals, 70 (1), S. 17-20, Elsevier, ISSN 0007-8506, DOI: 10.1016/j.cirp.2021.03.021.

Petruschke, Lars; Burkhardt, Max; Grosch, Benedikt; **Kohne, Thomas**; Weigold, Matthias; Zens, Michael; Frings, Laura (2021): Energieeffizienz von lufttechnischen Anlagen. In: wt Werkstattstechnik online, 111 (1-2), S. 31-36, VDI Fachmedien, e-ISSN 1436-4980.

2022

Theisinger, Lukas; **Kohne, Thomas**; Borst, Fabian; Weigold, Matthias (2022): Modeling Approach and Simulation Study to Assess the Utilization Potential of Industrial Waste Heat in District Heating Systems. In: Procedia CIRP, 105, S. 339-344, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2022.02.056.

Wendt, Jonas; **Kohne, Thomas**; Beck, Martin; Weigold, Matthias (2022): Development of a Modular Calculation and Analysis Tool for the Planning Process of Energy Efficient Industrial Cooling Supply Systems. In: Procedia CIRP, 105, S. 326-331, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2022.02.054.

Grosch, Benedikt; Petruschke, Lars; Burkhardt, Max; **Kohne, Thomas**; Wächter, Andreas; Weigold, Matthias (2022): Energieeffizienz in der Produktion umsetzen. In: wt Werkstattstechnik online, 112 (01/02), S. 97-102, VDI Fachmedien, e-ISSN 1436-5006, DOI: 10.37544/1436-4980-2022-01-02-101.

Grosch, Benedikt; Ranzau, Heiko; Dietrich, Bastian; **Kohne, Thomas**; Fuhrländer-Völker, Daniel; Sossenheimer, Johannes; Lindner, Martin; Weigold, Matthias (2022): A framework for researching energy optimization of factory operations. In: Energy Informatics, 5 (S1), S. 1-13, Springer, e-ISSN 2520-8942, DOI: 10.1186/s42162-022-00207-6.

2023

Kohne, Thomas; Scherff, Jan Niklas; Weigold, Matthias (2023): Cascaded heat merit order for industrial energy systems to evaluate district heating potential. In: Production Engineering, 17, S. 307-318, Springer, ISSN 0944-6524, DOI: 10.1007/s11740-022-01177-0.

Kohne, Thomas; Piendl, Daniel; Theisinger, Lukas; Weigold, Matthias (2023): Optimal operational planning for district heating coupled industrial energy systems considering participation models. In: Procedia CIRP, 116, S. 203-208, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2023.02.035.

Kohne, Thomas; Piendl, Daniel; Weigold, Matthias (2023): Optimizing investment planning for district heating coupling of industrial energy systems using MILP. In: Proceedings of the Conference on Production Systems and Logistics: CPSL 2023, S. 76-86, Hannover, publishing., 4th Conference on Production Systems and Logistics, Santiago de Querétaro, Mexico, 28.02.-03.03.2023, DOI: 10.15488/13426.

Kohne, Thomas; Beck, Martin; Bishara, Nadja; Seyfried, Stefan; Schneider, Jens; Weigold, Matthias (2023): Das Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung (Übersichtspapier - Reallabor DELTA). In: Weigold, Matthias; Kohne, Thomas; Seyfried, Stefan; Beck, Martin; Bishara, Nadja (Hrsg.): Erkenntnisse aus dem Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung (DELTA). TUprints, DOI: 10.26083/tuprints-00026379.

Kohne, Thomas; Beck, Martin; Bishara, Nadja; Seyfried, Stefan; Schneider, Jens; Weigold, Matthias (2023): The Darmstadt Energy Laboratory for Technologies in Application: Overview Paper - Living Lab DELTA. In: Weigold, Matthias; Kohne, Thomas; Seyfried, Stefan; Beck,

Martin; Bishara, Nadja (Ed.): Insights from the Darmstadt Energy Laboratory for Technologies in Application (DELTA). TUprints, DOI: 10.26083/tuprints-00026384.

Seyfried, Stefan; Weyand, Astrid; **Kohne, Thomas**; Weigold, Matthias (2023): Process for climate strategy development in industrial companies. In: Proceedings of the Conference on Production Systems and Logistics: CPSL 2023, S. 384-394, Hannover, publish-Ing., ISSN 2701-6277, DOI: 10.15488/13457.

Theisinger, Lukas; Borst, Fabian; **Kohne, Thomas**; Weigold, Matthias (2023): Concept development for industrial heating networks under consideration of low temperature waste heat: a data-driven decision support. In: Procedia CIRP, 116, S. 336-341, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2023.02.057.

Eigene studentische Arbeiten

Bachelorthesis (2015): Methoden zur Integration neuer Produktvarianten in bestehende Produktionsstrukturen am Beispiel der Elektromobilität. Lehrstuhl für Production Engineering of E-Mobility Components (PEM), RWTH Aachen University. Betreuer: Dr.-Ing. Jan Philip Ganser. Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Achim Kampker und Dr.-Ing. Christoph Deutschens.

Masterthesis (2016): Analysis of the Regenerative Efficiency based on Electrified Four-Wheel Drive Vehicles. Departement for Automotive Engineering, Tsinghua University, Peking. Betreuer und Prüfer: Prof. Zhang Junzhi.

Masterthesis (2017): Mehrkriterielle Optimierung der operativen Planung von Produktionssystemen mit integriertem dezentralen Energieversorgungssystem. Lehrstuhl für technische Thermodynamik (LTT), RWTH Aachen University. Betreuer: Dr.-Ing. Ludger Leenders (geb. Holters). Prüfer:in: Prof. Dr.-Ing. Andre Bardow, Dr.-Ing. Maike Hennen.

Betreute studentische Arbeiten

2018

Becker, Philipp (Masterthesis): Ansatz zur modularen mathematischen Betriebsoptimierung dezentraler Energieversorgungsanlagen, Speichern und deren Vernetzung in der Industrie.

2019

Bischof, Robert (Masterthesis): Modellierung und Bewertung von Flexibilisierungspotentialen in dezentralen Energiesystemen. Co-Betreuung mit Dr.-Ing. Nils Roloff, extern, ENTEGA AG.

Gonther, Tobias (Masterthesis): Konzeptionierung und Simulation einer flexiblen Wärmeübergabestation. Co-Betreuung mit Max Burkhardt.

Piendl, Daniel (Bachelorthesis): Entwicklung eines Tools zur energiebedarfsoptimierten Auslegung und Aussteuerung von Kälteversorgungssystemen unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Co-Betreuung mit Max Burkhardt.

Sporleder, Maximilian (Masterthesis): Optimale Auslegung und Aussteuerung von Wärmepumpen zu deren Integration in thermo-hydraulische Systemverbände. Co-Betreuung mit Daniel Moog.

2020

Ostendorf, Gina (Masterthesis): Umsetzung mathematischer Optimierung und künstlicher Intelligenz zur Steuerung von thermisch-elektrischen Energiesystemen in der ETA-Fabrik. Co-Betreuung mit Heiko Ranzau.

Hauck, Steffen (Masterthesis): Flexibilisierung industrieller Verbraucher zur Integration Erneuerbarer Energien - Entwicklung eines Anreizsystems für Industriekunden basierend auf einem Multiagenten-Modell. Co-Betreuung mit Dr.-Ing. Nils Roloff, extern, ENTEGA AG.

Theisinger, Lukas (Masterthesis): Konzeptionierung und Simulation einer flexiblen bidirektionalen Wärmeübergabestation für die Industrie.

Borst, Fabian (Masterthesis): Methodik zur Bewertung des elektrischen Flexibilitätspotenzials von thermischen Energienetzen. Co-Betreuung mit Dr.-Ing. Nina Strobel, Alexander Höflich, extern, Evonik Industries AG.

2021

Wendt, Jonas (Masterthesis): Entwicklung von Methodenbausteinen zur Optimierung von Kühlsystemen der industriellen Produktion. Co-Betreuung mit Martin Beck, extern, ETA-Solutions GmbH.

Becker, Carolin; Berghöfer, Moritz; Kubitzka, Jonas; Mathes, Leonie (ADP): Entwicklung eines Machine Learning Tools zur Datenauswertung und Visualisierung der Effizienz von solarthermischen Wasserdesinfektionsanlagen.

Herbert, Benedikt (Masterthesis): Dimensionierung flexibler industrieller Wärmeübergabestationen mittels mathematischer Optimierung und maschinellem Lernen.

Meyer, Maximilian (Masterthesis): Entwicklung innovativer Betriebs- und Regelstrategien für den digitalen Zwilling flexibler industrieller Wärmeübergabestationen. Co-Betreuung mit Lukas Theisinger.

2022

Piendl, Daniel (Masterthesis): Analyse und Optimierung von Betriebskonzepten einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme.

Scherff, Jan (Masterthesis): Entwicklung einer datenbasierten Bewertungslogik zur Potenzialabschätzung einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme.

2023

Drilling, Lucas (Masterthesis): Analyse des Coefficient of Performance unterschiedlicher Wärmepumpen mittels Regressionsverfahren. Co-Betreuung mit Mathias Grave, extern, E.ON Business Solutions GmbH.