



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Dissertation

Modellierung der energetischen Interaktion
zwischen Industrie und urbanem Umfeld
zur Identifikation von Synergien und
Energieeffizienzpotentialen

Katharina Christine Karner, MSc

Februar 2019

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 06.02.2019

Unterschrift Verfasser/in
Katharina Christine, Karner
Matrikelnummer: 01211741

KURZFASSUNG

Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist ein Hauptziel der europäischen Union. Der Anteil der Industrie am europäischen Endenergiebedarf beträgt 25% und bietet sich daher als Ausgangspunkt an.

Zahlreiche Studien belegen die ökonomische Machbarkeit und die ökologischen Vorteile der Nutzung von industrieller Abwärme. Bisher wurde überwiegend die Nutzung industrieller Hochtemperaturabwärme betrachtet. Zusätzlich liegen große Potentiale an industrieller Niedertemperaturabwärme vor bzw. es stehen industrielle Dachflächen für eine energetische Nutzung mit PV-Anlagen zur Verfügung. Diese Potentiale an industrieller Energieabgabe können im Energieverbund Industrie-Stadt genutzt werden. Die zeitliche Inkongruenz des städtischen Energiebedarfs und der industriellen Energieabgabe ermöglichen keine vollständige Nutzung des Potentials, weshalb Flexibilitätsoptionen benötigt werden. Der bisherige Fokus der Flexibilisierung lag fast ausschließlich auf dem Stromsektor.

In dieser Arbeit werden daher Methoden zur Flexibilisierung sowohl des industriellen Abwärme- als auch des industriellen PV-Stromangebots vorgeschlagen und anhand eines Fallbeispiels die technische, ökologische und ökonomische Machbarkeit evaluiert. Der Flexibilitätsbedarf wird mit Hilfe der diskreten Fourier-Transformation ermittelt. Aufbauend auf bisherigen Modellierungsansätzen werden Flexibilitätsoptionen in den Energieverbund Industrie-Stadt integriert. Als Flexibilitätsoptionen werden thermische und elektrische Speicher, die Schaffung von Städteverbänden und Lastverschiebung in der Industrie betrachtet. Im Gegensatz zu bisherigen Lastverschiebungen, die zu niedrigen Strombezugskosten bzw. zu einer Reduktion der benötigten Regelenergie führen sollen, werden die industriellen Prozesse und damit das Angebot an industrieller Energieabgabe so verschoben, dass es zu einer besseren Übereinstimmung mit dem städtischen Energiebedarf kommt.

Basierend auf dem Fallbeispiel und den angenommenen Rahmenbedingungen konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Aus technischer und ökologischer Sicht ist die Nutzung industrieller Energieabgabe sinnvoll, da hierdurch fossile Energieträger und somit CO₂-Emissionen eingespart werden können.
- Bei einer ökonomischen Bewertung ergibt sich ein differenziertes Bild. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht stellt sich die Nutzung industrieller Abwärme in allen Szenarien auf Grund positiver Barwerte als sinnvoll dar. Im Gegensatz dazu ist die

Nutzung von industriellem PV-Strom unter den angenommenen Rahmenbedingungen ohne Förderungen nicht ökonomisch integrierbar.

- Als Flexibilitätsoptionen wurden thermische und elektrische Speicher, die Schaffung eines Städteverbunds und Lastverschiebung in der Industrie betrachtet.
 - Die Integration von thermischen Speichern ist gesamtwirtschaftlich sinnvoll, wobei aus mikroökonomischer Sicht zwischen verschiedenen Speicherauslegungen zu unterscheiden ist.
 - Die Schaffung eines Städteverbunds ist die wirtschaftlichste Flexibilitätsoption. Durch die Integration einer zweiten Stadt wird der Bedarf ausgeweitet, sodass unter den gegebenen Rahmenbedingungen die gesamte industrielle Energieabgabe abgenommen werden kann.
 - Eine Lastverschiebung in der Industrie führt zu einer minimalen Verbesserung der technischen Indikatoren, wobei Kosten und Umsetzbarkeit in der Praxis schwer zu beurteilen sind.
- Eine Integration industrieller Energieabgabe in das städtische Energiesystem konkurriert nicht mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien. Als besonders vorteilhaft stellt sich dabei die kombinierte Nutzung von industrieller Abwärme und Biomasse heraus sowie die Kombination von industriellem PV-Strom und Windenergie.

Bei der Umsetzung der aus dem Modell abgeleiteten Empfehlungen in der Praxis sollte eine enge Abstimmung mit den beteiligten Stakeholdern erfolgen. So lässt sich eine Verifizierung der Modellergebnisse sicherstellen.

ABSTRACT

The decarbonisation of the energy system is a major objective of the European Union. The industry's end energy demand is around 25% and therefore represents a logical starting point.

Numerous studies prove the economic feasibility and environmental advantages of using industrial excess heat. Up to now, the use of industrial high-temperature excess heat has been predominantly considered. In addition, there is also great potential for industrial low-temperature excess heat and industrial roof surfaces are available for PV systems. These industrial energy potentials can now be used in industry-city energy networks. The temporal incongruity of the urban energy demand and the industrial energy potentials does not permit a complete utilisation. For this reason, more flexibility is needed in industry-city energy networks. Until now, flexibility has focused almost exclusively on the electricity sector.

This thesis therefore proposes methods to flexibilize industrial excess heat and PV electricity supply and uses a case study to evaluate the technical, environmental and economic feasibility. The flexibility demand is determined with the help of the discrete Fourier transformation. Based on previous modelling approaches, flexibility options will be integrated in the industry-city energy network. Flexibility options include thermal and electrical storage units, city clusters and load shifting in the industry. In contrast to previous load shifting approaches, with the primary aim of low electricity procurement costs or a reduction of required balancing energy, the industrial processes and thus the supply of industrial excess heat will be postponed in such a way that there will be a better match with urban energy demand.

Based on the case study and the assumed framework conditions, the following conclusions could be drawn:

- The use of industrial energy potentials is reasonable from a technical and ecological point of view, as it can save fossil fuels and thus CO₂ emissions.
- An economic evaluation provides a differentiated picture. From an overall economic point of view, the use of industrial excess heat is reasonable due to positive net present values. In contrast, the use of industrial PV electricity cannot be economically integrated under the assumed framework conditions as no subsidies are included in the considerations.
- Thermal and electrical storage facilities, city clusters and load shifting in industry were regarded as flexibility options.
 - From an overall system perspective, thermal storage can be integrated in an economically viable way, whereby from a microeconomic point of view a distinction has to be made between different storage designs. Thus, for example, the integration of a long-term thermal storage still leads to an

economic presentation, but the net present value is reduced compared to the scenario without flexibility options.

- The creation of city clusters is the most economical flexibility option. By integrating a second city, the demand is expanded so that the entire industrial energy potential can be fed into the grid and purchased.
- Load shifting in industry leads to minimal improvements of the technical and ecological indicators, whereby costs and feasibility in practice are difficult to determine.
- The integration of industrial energy into the urban energy system does not compete with the expansion of renewable energies. The combined use of industrial excess heat and biomass as well as the combination of industrial PV electricity and wind energy is particularly advantageous.

When implementing the recommendations in practice, there should be close coordination with all involved stakeholders. In this way, the results can be verified.

VORWORT

Die grundlegende Idee zur Dissertation entstand im Zuge des Projekts "PESI" (Paradigmenwechsel im urbanen Energiesystem durch Synergiepotentiale mit der Industrie). Dieses Projekt wurde seitens der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft GmbH (FFG) gefördert. Hier wurde der Energieverbund Industrie-Stadt modellhaft abgebildet und anhand von vier Städten technisch, ökonomisch und ökologisch evaluiert. Die in dem Projekt erhobenen Daten und Rahmenbedingungen dienen für die vorliegende Dissertation als Input. Die Ergebnisse des Projekts können im Endbericht unter der Projektnummer 845219 [1] nachgelesen werden. Teilergebnisse des Projektes wurden im Journal of Cleaner Production unter dem Titel „Energy efficiency for industries through synergies with urban areas“ [2] und im Journal Energy „Modeling of energy efficiency increase of urban areas through synergies with industries“ [3] veröffentlicht.

Die Projektidee von "PESI" wurde weiterentwickelt und die industrielle Energieabgabe als wesentlicher Bestandteil von regional verfügbarer Energie betrachtet. Im Projekt "SISI" (Smart City Judenburg durch Synergiepotenziale mit der Industrie), gefördert durch den österreichischen Klima- und Energiefonds, wurde die kombinierte Nutzung von industrieller und erneuerbarer Energie zur Versorgung einer ausgewählten Stadt betrachtet. Die in dem Projekt erhobenen Daten und Rahmenbedingungen dienen für die vorliegende Dissertation als Input. Die Ergebnisse des Projekts können im Endbericht unter der Projektnummer 853172 [4] nachgelesen werden.

Die Forschungsaktivitäten zur Dissertation wurden außerdem durch das Marietta Blau-Stipendium (OeAD) unterstützt. Hier wurde ein 6-monatiger Fachaufenthalt am Karlsruher Institut für Technologie (Lehrstuhl für Energiewirtschaft) und am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme) gefördert. In diesem Zeitraum wurde die Methodik zur Erarbeitung der Fragestellungen adaptiert und verbessert und die Ergebnisse erarbeitet. Teilergebnisse des Forschungsaufenthaltes wurden unter dem Titel "Industrial excess heat recovery in industry-city networks: a technical, environmental and economic assessment of heat flexibility" im Journal of Cleaner Production [5] veröffentlicht.

Teilergebnisse der Projekte, des Forschungsaufenthaltes und der Dissertation wurden außerdem auf Konferenzen vorgestellt und veröffentlicht.

Mit Freude nutze ich an dieser Stelle die Gelegenheit, all jenen zu danken, die in den Projekten und Fachbeiträgen mitgewirkt und mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben. Mein besonderer Dank geht dabei an meinen Betreuer Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Thomas Kienberger sowie meinen Mentor Dipl.-Ing. Dr. Matthias Theissing.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	X
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung und Fragestellung	3
1.3 Aufbau der Arbeit	4
1.4 Methodik	5
2 Stand der Technik	12
2.1 Energie in Österreich	12
2.1.1 Private Haushalte	13
2.1.2 Industrielle Produktion.....	14
2.2 Potentiale an industrieller Energieabgabe	16
2.2.1 Abwärmepotentiale	17
2.2.2 Solarenergiepotential für Industriedachflächen	19
2.3 Industrie-Stadt Energieverbünde	20
2.4 Flexibilität im Energiesystem	26
2.4.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsoptionen	27
2.4.2 Potentiale an Flexibilität aus industriellen Prozessen in Österreich.....	28
2.5 Best practice Beispiele	31
2.5.1 Eisen- und Stahlindustrie: voestalpine Stahl Donawitz GmbH	32
2.5.2 Papier- und Zellstoffindustrie: Zellstoff Pöls AG	33
2.5.3 Chemieindustrie: Mineralölraffinerie Oberrhein	33
2.5.4 Nichtmetallische mineralische Stoffe: Kirchdorf-Group	35
2.6 Schlussfolgerungen	35
3 Stand der Forschung	37

3.1 Methoden zur Erhebung und Berechnung von Abwärmepotentialen.....	39
3.2 Abwärme in Fernwärmenetzen	41
3.2.1 Herausforderung: Temperaturniveau	41
3.2.2 Herausforderung: Räumliche Trennung.....	46
3.2.3 Herausforderung: Zeitlicher Verlauf	49
3.3 PV-Anlagen auf Industriedachflächen	60
4 Systemdesign - Modellbildung	61
4.1 Systemdesign – Standardmodell	61
4.1.1 Modellbeschreibung	61
4.1.2 Modelllogik.....	65
4.2 Flexibilitätsoptionen	67
4.2.1 Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs.....	67
4.2.2 Systemdesign – Speichermodell.....	70
4.2.3 Systemdesign – Städteverbund.....	76
4.2.4 Systemdesign – Lastverschiebung Industrie	78
4.3 Indikatoren.....	81
4.3.1 Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad, Eigennutzungsgrad	81
4.3.2 CO ₂ -Emissionen	82
4.3.3 Ökonomische Bewertung.....	83
5 Simulation - Fallbeispiel	85
5.1 Rahmenbedingungen.....	86
5.1.1 Stadt	86
5.1.2 Industrie	91
5.1.3 Technologische Ausgestaltung des Energieverbunds	96
5.1.4 Ökologische und ökonomische Analyse.....	99
5.2 Ergebnisse	101
5.2.1 Szenario 0 – Referenzszenario	101
5.2.2 Szenario 1	104

5.2.3	Szenario 2 – Flexibilitätsoptionen	117
5.2.4	Sensitivitätsanalyse	136
5.2.5	Kombination mit erneuerbarer Energie	142
5.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	159
5.3.1	Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse	160
5.3.2	Auswirkungen der Flexibilitätsoptionen	162
5.3.3	Auswirkung unterschiedlicher Nutzungsvarianten industrieller Energieabgabe	165
5.3.4	Empfehlungen für andere Ausgangssituationen.....	166
6	Diskussion und Ausblick	175
6.1	Stärken	175
6.2	Schwächen	180
6.3	Chancen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten.....	188
7	Literaturverzeichnis	191
8	Anhang	203
8.1	Abwärmequellen der energieintensiven Industrie.....	203
8.2	Potentiale an Flexibilität	206
8.3	Beispiele Industrie-Stadt Energieverbünde	206
8.4	Dichte von Luft in Abhängigkeit von der Temperatur	209
8.5	Einfluss des Nutzerverhaltens auf den FW-Lastgang	209

NOMENKLATUR

Abkürzungen

a	Jahr, lateinisch: annum	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BAT	Best Available Techniques	kz	kurzzeitig
BIP	Bruttoinlandsprodukt	lf	langfristig
CO ₂	Kohlendioxid	LV	Lastverschiebung
COP	Coefficient of Performance	MiRO	Mineralölraffinerie Oberrhein
DC	Gleichanteil, englisch: direct component	NO _x	Stickoxide
DFT	Diskrete Fourier-Transformation	NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
DR	Demand Response	ö	ökonomisch
DSM	Demand Side Management	ORC	Organic-Rankine Cycle
EG-PRTR	Europäische Verordnung über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters	P2H	Power to Heat
FCC	Fluid Catalytic Cracker	PV	Photovoltaik
GIS	Geographisches Informationssystem	SO ₂	Schwefeldioxid
h	Stunde, englisch: hour	SP	Speicher
H _u	unterer Heizwert	SV	Städteverbund

KPC Kommunalkredit Public
 Consulting

Formelzeichen

A	Angebot an industrieller Energie	
All	Aufteilung des Energieträgereinsatzes	[%]
B	Bedarf an Energie	
b	Amplitude der Schwingung	[kW]
COP	Coefficient of Performance	[-]
cp	spezifische Wärmekapazität	[kJ/kgK]
DF	Dachfläche	[m ²]
E	Strom	
EAG	Energieautarkiegrad	[%]
EG	Eigennutzungsgrad	[%]
EL	Entladeleistung	[kW]
Em	Emissionen	[t/a]
EmF	Emissionsfaktor	[t/kWh]
EXP	Ausgaben	[€]
f	Korrekturfaktor	[-]
F	Fourier-Transformierte	
FB	Flexibilitätsbedarf	[kWh]
Fl	Fläche	[m ²]

Nomenklatur

I	Solarstrahlung	[kW/m ²]
i	Abzinsungsfaktor	[%]
INV	Investment	[€]
LAG	Leistungsautarkiegrad	[%]
LB	Leistungsbeiwert	[-]
LCOE	Levelized Costs of Energy	[€/MWh]
LF	Leistungsfluss	[kW]
LL	Beladeleistung	[kW]
m	Massenstrom	[kg/s]
NPV	Barwert	[€]
PD	Periodendauer	
Q	Wärme	
REV	Einnahmen	[€]
SFS	Speicherfüllstand	[kW]
SV	Speicherkapazität	[kW]
T	Temperatur	[°C]
t	Zeit	[h]
U	Zu minimierende Fläche (LV)	
V	Verluste	
v	Geschwindigkeit	[m/s]

Indizes

a	Anfang	IB	Industriebetrieb
ad	zusätzlich	nor	Normaußentemperatur
amb	Umgebung	PV	Photovoltaik
AW	Abwärme	Ref	Referenzszenario
e	Ende	Res	Residuallast
el	elektrisch	S	Strom
ET	Energieträger	save	eingespart
FW	Fernwärme	St	Stadt
ges	gesamt	W	Wärme
HGr	Heizgrenztemperatur	WP	Wärmepumpe

Definitionen

Abwärme ist thermische Energie, die mit Abluftströmen, Abgasen und/oder Flüssigkeiten, die Bilanzgrenzen einer Industrieanlage verlassen und in die Umwelt gelangen. Hierbei wird zwischen **Niedertemperaturabwärme** und **Hochtemperaturabwärme** unterschieden. In der Literatur finden sich zu den Temperaturniveaus unterschiedliche Angaben, z. B.: Niedertemperaturabwärme $< 100^{\circ}\text{C}$ und Hochtemperaturabwärme $> 400^{\circ}\text{C}$ [6] oder Niedertemperaturabwärme $< 230^{\circ}\text{C}$ und Hochtemperaturabwärme $> 650^{\circ}\text{C}$ [7]. Für die vorliegende Arbeit wird Niedertemperaturabwärme für den Temperaturbereich von $30\text{-}120^{\circ}\text{C}$ und Hochtemperaturabwärme für den Bereich $> 120^{\circ}\text{C}$ definiert.

Als **industrielle Energieabgabe** werden Abwärmeströme (Wärme gebunden in Gas und Abwasser), sowie Dachflächen für die PV-Nutzung definiert. Abfall wird nicht mitbetrachtet, da Untersuchungen von Karner et al., 2016 zeigten, dass eine energetische Nutzung in diesem Maßstab unwirtschaftlich ist [1]. Darüber hinaus müssten die Abfallströme aus bestehenden (energetischen) Entsorgungswegen herausgelöst werden, was zusätzlich organisatorischen und finanziellen Aufwand bedeuten würde.

Flexibilitätsoptionen sind Maßnahmen, die zur Maximierung des Eigennutzungsgrades (= Leistungsautarkiegrad/Energieautarkiegrad) der industriellen Energieabgabe eingesetzt werden.

Die Begriffe **Stadt** und **urbane Region** werden hier synonym verwendet.

Der Begriff **Wärmeverteilnetz** wird als Überbegriff für Fernwärmenetze und Nahwärmenetze verwendet. Je nach Länge des Netzes wird zwischen den beiden Begriffen unterschieden. Alle Wärmeverteilnetze dienen zum Transport von Wärme. Hier wird Wärme von zentralen Wärmebereitstellern über ein leitungsgebundenes Verteilernetz zu den Verbrauchern geliefert.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Flussbild des von Karner, et al., 2016 verwendeten Ansatzes zur Kopplung von Industrie und Stadt, [1]	2
Abbildung 1-2: Grafische Darstellung der Struktur der Arbeit.....	6
Abbildung 1-3: Darstellung der ersten Simulationsteilerggebnisse für Szenario 1.1.a.....	9
Abbildung 2-1: Struktur des energetischen Endverbrauches 2016, [10]	12
Abbildung 2-2: Zeitlicher Verlauf des österreichischen Gesamtwärmeverbrauchs im Jahr 2016, [11]	13
Abbildung 2-3: Zeitlicher Verlauf des österreichischen Gesamtstromverbrauchs im Jahr 2016, [11] .	14
Abbildung 2-4: Energieintensität der österreichischen Industrie von 1996 bis 2016, [10]	15
Abbildung 2-5: Industrieller Endenergieverbrauch nach Branchen in Österreich 2016, eigene Darstellung nach [11].....	15
Abbildung 2-6: Darstellung des Industrielastgangs für Strom für jeweils eine Woche im Sommer und eine im Winter 2016, [12].....	16
Abbildung 2-7: Abwärmepotentiale nach Branchen für Österreich 2012, [13]	17
Abbildung 2-8: Verteilung der Abwärmepotentiale in Österreich 2012, [13].....	21
Abbildung 2-9: Abwärmedampflieferung von Abhitzeesseln und Energiezufuhr in Stoßöfen, [18]...	22
Abbildung 2-10: Zeitliche Darstellung des Wärmebedarfs privater Haushalte und des Angebots an industrieller Abwärme (Österreich, 2016), eigene Darstellung nach [11,12].....	23
Abbildung 2-11: Globale Einstrahlung für Österreich (1994-2016), [19]	24
Abbildung 2-12: Zeitliche Darstellung des Strombedarfs privater Haushalte und des Angebots an industriellem PV-Strom (Österreich, 2016), eigene Darstellung nach [11,15,16]	25
Abbildung 2-13: Darstellung der Residuallast für Strom (2016)	26
Abbildung 2-14: Systematisierung von Flexibilitätsoptionen (Auszug) anhand ihrer Ansatzpunkte, [21]	27
Abbildung 2-15: Darstellung von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Residuallasten, nach [22]	27
Abbildung 2-16: Positive Regelennergie für die APG Regelzone (2016), eigene Darstellung nach [23] .	28
Abbildung 2-17: Fernwärmenetz Aichfeld, [35]	33
Abbildung 3-1: Grafische Darstellung der Literaturrecherche und der Zusammenhänge der Schlagwörter	39
Abbildung 3-2: Möglichkeiten der technischen Einbindung von industrieller Abwärme in Fernwärmenetze, [62]	43
Abbildung 3-3: Übersicht über Wärmespeicherarten, eigene Darstellung nach [79].....	53
Abbildung 3-4: Übersicht über Stromspeicherarten, eigene Darstellung nach [79].....	53
Abbildung 3-5: Einbindung erneuerbarer Energieträger (EE) in Fernwärmenetze (FW), [81].....	56
Abbildung 3-6: Übersicht über Demand Side Management (DSM) Maßnahmen, [88]	58
Abbildung 4-1: Darstellung des Zusammenwirkens der Komponentenmodelle	62

Abbildung 4-2: Verbildlichung der Modelllogik des Systemdesigns „Standard“, eigene Darstellung nach [1].....	66
Abbildung 4-3: Ergebnis der Fourier-Transformation für den Überschuss an industrieller Abwärme (links) und Darstellung der Cosinuskurve (ohne Phasenverschiebung) für die Jahresschwingung (rechts).....	69
Abbildung 4-4: Verbildlichung der Modelllogik des Systemdesigns „Speicher“	75
Abbildung 4-5: Darstellung des Zusammenwirkens der Komponentenmodelle für das Systemdesign „Städteverbund“	77
Abbildung 4-6: Verbildlichung der Modelllogik des Systemdesigns „Städteverbund“	78
Abbildung 4-7: Illustration des Optimierungsvorgangs zur Lastverschiebung.....	79
Abbildung 5-1: Aufteilung des Nutzenergieverbrauchs der im Modell betrachteten Stadt, [109].....	87
Abbildung 5-2: Wärmebedarfskurve (brutto) der Stadt für das Jahr 2015, [4,109]	88
Abbildung 5-3: Strombedarfskurve (netto) der Stadt für das Jahr 2015, [4,109]	89
Abbildung 5-4: Abwasserprofil des Unternehmens 1, dargestellt für 1 Monat, [4]	93
Abbildung 5-5: Abwasser- und Abwärmeprofil des Unternehmens 2, dargestellt für 1 Monat, [4,117]	95
Abbildung 5-6: Abwasserprofil des Unternehmens 3, dargestellt für 1 Monat, [4]	96
Abbildung 5-7: Potentialkurven für Strom (links) und Wärme (rechts)	97
Abbildung 5-8: Darstellung des Ergebnisses der Fourier-Transformation des (netto) Wärmebedarfs – Szenario 0.....	103
Abbildung 5-9: Darstellung des Ergebnisses der Fourier-Transformation des (netto) Strombedarfs – Szenario 0.....	104
Abbildung 5-10: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.a	109
Abbildung 5-11: Residuallast des Wärmebedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.a.....	109
Abbildung 5-12: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.b	111
Abbildung 5-13: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.c	112
Abbildung 5-14: Residuallast des Wärmebedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.c.....	112
Abbildung 5-15: Darstellung der Fourier-Transformation des industriellen PV-Stroms– Szenario 1.1	114
Abbildung 5-16: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.a.....	114

Abbildung 5-17: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.b.....	116
Abbildung 5-18: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.c.....	117
Abbildung 5-19: Analyse des verbleibenden industriellen PV-Stroms (links) und des Strombedarfs der Stadt 2 (rechts) – Szenario 2.1.b.....	129
Abbildung 5-20: Analyse der verbleibenden industriellen Abwärme (links) und des Wärmebedarfs der Stadt 2 (rechts) – Szenario 2.2.a.....	130
Abbildung 5-21: Darstellung der Abwärmekurve des Unternehmens 2 für eine Woche – mit und ohne Lastverschiebung (LV).....	132
Abbildung 5-22: Darstellung der Fourier-Transformation des Strombedarfs für Szenario 2.1.a mit Lastverschiebung (links) und für Szenario 1.1.a (rechts).....	134
Abbildung 5-23: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme nach der Lastverschiebung – Szenario 2.1.a mit Lastverschiebung.....	136
Abbildung 5-24: Zusammensetzung der jährlichen Kosten für die Nutzung industrieller Abwärme – Szenario 1.1.a.....	137
Abbildung 5-25: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Kosten zur Nutzung industrieller Abwärme und die Auswirkungen auf den Barwert – Szenario 1.1.a.....	137
Abbildung 5-26: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Kosten zur Nutzung industriellem PV-Stroms und die Auswirkungen auf den Barwert – Szenario 1.1.a.....	138
Abbildung 5-27: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der wirtschaftlich optimalen Größe eines thermischen Speichers– Szenario 2.1.a.....	139
Abbildung 5-28: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Abwärmeezusammensetzung – Szenario 2.1.a.....	141
Abbildung 5-29: Erzeugungsprofil der Photovoltaik und Darstellung der Fourier-Transformation ...	143
Abbildung 5-30: Erzeugungsprofil der Windenergie und Darstellung der Fourier-Transformation ...	143
Abbildung 5-31: Erzeugungsprofil der Wasserkraft und Darstellung der Fourier-Transformation	144
Abbildung 5-32: Überschuss an PV-Strom nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.....	145
Abbildung 5-33: Überschuss an Windenergie nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.....	146
Abbildung 5-34: Überschuss an Wasserkraft nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.....	147
Abbildung 5-35: Überschuss an Sonnenenergie nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.....	148
Abbildung 5-36: Überschuss an Windenergie nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.....	149

Abbildung 5-37: Überschuss an Wasserkraft nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0	149
Abbildung 5-38: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und PV (links) und industrielle Abwärme und Biomasse (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.a	151
Abbildung 5-39: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und Wind (links) und industrielle Abwärme und Wasserkraft (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.a	152
Abbildung 5-40: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und PV (links) und industrielle Abwärme und Biomasse (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.b	153
Abbildung 5-41: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und Wind (links) und industrielle Abwärme und Wasserkraft (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.b	154
Abbildung 5-42: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und PV (links) und industrieller PV-Strom und Wind (rechts) anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.a	156
Abbildung 5-43: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und Wasserkraft anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.a	157
Abbildung 5-44: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und PV (links) und industrieller PV-Strom und Wind (rechts) anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.b	158
Abbildung 5-45: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und Wasserkraft anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.b	158
Abbildung 5-46: Übersicht der Simulationsergebnisse für S1.1.a, S1.1.b und S2.1.a, S2.1.b mit Speicher (SP, wirtschaftliche Auslegung (ö), Kurzzeitspeicher (k) und Langzeitspeicher (l)), Städteverbund (SV) und Lastverschiebung (LV).....	161
Abbildung 6-1: Darstellung der Industrieregionen in Europa auf NUTS3 Ebene 2015, [126]	179
Abbildung 6-2: Geografische Verortung des Wärmebedarfs des Fallbeispiels, [4]	183
Abbildung 6-3: Außentemperatur und Fernwärmeleistung für eine österreichische Stadt (2005), [interne Daten]	184
Abbildung 6-4: Ergebnis der DFT der Außentemperatur (links) und der Fernwärmeleistung (rechts), [interne Daten]	185
Abbildung 6-5: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0° im Frühling, [135].....	186
Abbildung 6-6: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0° im Frühling, [135].....	186
Abbildung 6-7: Vergrößerung des Bereichs um die 12h-Amplitude für das Ergebnis der DFT des Fernwärmelastgangs einer ausgewählten österreichischen Stadt	187
Abbildung 8-1: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0°C im Sommer, [135]	210

Abbildung 8-2: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0°C im Herbst, [135] 210

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Technische Abwärmenutzungspotentiale der energieintensivsten Industrien der Steiermark, [14] 18

Tabelle 2-2: Gebäudedachflächen nach Gebäudetyp und Größenklasse für das Zirbenland, [17] 20

Tabelle 2-3: Verbraucherseitige Flexibilisierungspotentiale in der Industrie in [MW], [12,25–28]..... 30

Tabelle 3-1: Suchabfrage und Treffer der Literaturrecherche zu Schlagwörtern der Dissertation 38

Tabelle 3-2: Übersicht über Eigenschaften von ausgewählten sekundären Batterien, eigene Darstellung nach [79] 54

Tabelle 5-1: Ausgangsdaten für die Simulation der Stadt, [4,109] 89

Tabelle 5-2: Technische Potentialgrößen zu erneuerbaren Energieträgern innerhalb der Systemgrenzen des Fallbeispiels, [4] 91

Tabelle 5-3: Ausgangsdaten für die Simulation der Stadt 2, [1,109] 91

Tabelle 5-4: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 1, [4] 93

Tabelle 5-5: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 2, [117] 94

Tabelle 5-6: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 3, [4] 95

Tabelle 5-7: Übersicht der industriellen Energieabgabe, ihren Nutzungsmöglichkeiten und Technologien..... 99

Tabelle 5-8: Inputdaten für die ökonomische Analyse des Energieverbunds für das Fallbeispiel, [4] 100

Tabelle 5-9: Inputdaten für die ökologische Analyse des Energieverbunds für das Fallbeispiel, [4,118] 101

Tabelle 5-10: Simulationsergebnisse von Szenario 0 102

Tabelle 5-11: Simulationsergebnisse von Szenario 1.1 105

Tabelle 5-12: Simulationsergebnisse von Szenario 1.2 107

Tabelle 5-13: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.a - Wärme 110

Tabelle 5-14: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.c - Wärme 113

Tabelle 5-15: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.a - Strom 115

Tabelle 5-16: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.b - Strom 116

Tabelle 5-17: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.c - Strom 117

Tabelle 5-18: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Kurzzeitspeicher 119

Tabelle 5-19: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Kurzzeitspeicher 121

Tabelle 5-20: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Langzeitspeicher.....	122
Tabelle 5-21: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Langzeitspeicher.....	123
Tabelle 5-22: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit ökonomischer Speicherauslegung.....	124
Tabelle 5-23: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit ökonomischer Speicherauslegung.....	126
Tabelle 5-24: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Städteverbund.....	127
Tabelle 5-25: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Städteverbund.....	130
Tabelle 5-26: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Lastverschiebung.....	131
Tabelle 5-27: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Lastverschiebung.....	135
Tabelle 5-28: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 0 mit erneuerbaren Energieträgern - Wärme	147
Tabelle 5-29: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 0 mit erneuerbaren Energieträgern - Strom	150
Tabelle 5-30: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 1.1.a und 1.1.b mit erneuerbaren Energieträgern - Wärme	155
Tabelle 5-31: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 1.1.a und 1.1.b mit erneuerbaren Energieträgern - Strom	159
Tabelle 5-32: Darstellung der technisch sinnvollen Varianten der Nutzung industrieller Energieabgabe bei unterschiedlichen Ausgangssituationen. Grün für „Ja“, rot für „Nein“ und gelb für „Hängt von den Rahmenbedingungen ab, detaillierte Evaluierung notwendig“.	169
Tabelle 5-33: Übersicht der ermittelten langfristigen (l) und kurzzeitigen (k) Flexibilitätsbedarfe für industrielle Energieabgabe und die Kombination mit erneuerbarer Energie in [MWh]	170
Tabelle 5-34: Darstellung der wirtschaftlich sinnvollen Varianten der Nutzung industrieller Energieabgabe bei unterschiedlichen Ausgangssituationen. Grün für „Ja“, rot für „Nein“ und gelb für „Hängt von den Rahmenbedingungen ab, detaillierte Evaluierung notwendig“ ...	174
Tabelle 6-1: Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmebereitstellungstypen, [129–131]..	181
Tabelle 8-1: Abwärmequellen in der energieintensiven Industrie.....	203
Tabelle 8-2: Verbraucherseitige Flexibilisierungspotentiale im Dienstleistungssektor in [MW], [12,25–28].....	206
Tabelle 8-3: Darstellung weiterer Beispiele von Industrie-Stadt Energieverbänden.....	207
Tabelle 8-4: Luftdichte in Abhängigkeit von der Temperatur, [116].....	209

1 EINLEITUNG

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Nachhaltige Entwicklung zielt darauf ab, bei der Befriedigung des aktuellen Bedarfs die intergenerative Gerechtigkeit zu berücksichtigen, sodass die Möglichkeiten künftiger Generationen nicht gefährdet werden [8]. Dies kann im Bereich der Industrie vor allem durch einen effizienten Umgang mit begrenzten Ressourcen erreicht werden. Die Energieeffizienz in der industriellen Produktion konnte in den letzten Jahrzehnten durch eine Vielzahl von Maßnahmen deutlich erhöht werden. Dennoch fallen während des Betriebs weiterhin große Abwärmeströme an, die zwar durch Energieeffizienzmaßnahmen reduziert, aber aus physikalischen, technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht gänzlich verhindert werden können. Außerdem bleibt der überwiegend fossile und im Vergleich zu anderen Sektoren hohe Energieeinsatz durch strengere gesetzliche Rahmenbedingungen und durch die sich aus dem Energieverbrauch ergebenden negativen Folgen für die Umwelt, eine der wichtigsten Herausforderungen für die Industrie.

Von besonderer Relevanz und gleichzeitig ein weiteres Feld für Verbesserungsansätze ist der Verbrauch fossiler Energieträger von urbanen Regionen und die damit verbundenen negativen Auswirkungen wie Emissionen von Treibhausgasen.

Zur Verringerung des industriellen Energiebedarfs stehen diverse Ansatzpunkte zur Verfügung. Zu diesen zählen neben der Verbesserung der Prozesswirkungsgrade auch die Weiterverwendung von im betreffenden Prozess nicht weiter benötigter Abwärme. Die Abwärme kann nun dem Prozess, dem sie entstammt erneut zugeführt werden (prozessinterne Nutzung, Wärmerückgewinnung, Wärmeintegration) oder innerbetrieblich zur Versorgung anderer Prozesse bzw. zur Bereitstellung von Heizwärme verwendet werden. Neben der internen Nutzung kann industrielle Abwärme auch außerhalb des Betriebes genutzt werden. Hier bietet sich die Möglichkeit Prozesse in anderen Unternehmen (industrial symbioses, industrial parks) zu versorgen. Eine weitere (externe) Einsatzmöglichkeit ist die Versorgung von naheliegenden Städten. Durch die Schaffung von sogenannten Industrie-Stadt-Energieverbänden kann ein wesentlicher Beitrag zur Einsparung von CO₂-Emissionen geleistet werden.

Bisherige Ansätze zur energetischen Kopplung von Industrie und Stadt beschränken sich meist auf die Nutzung von industrieller Hochtemperaturabwärme (> 120°C) zur Einspeisung in Wärmeverteilnetze. Nach Stand der Technik werden zwei unterschiedliche Strategien zur

Abwärmenutzung in Wärmeverteilnetzen verfolgt: Entweder wird die Abwärmeauskopplung an die Minimallast des Netzes (Sommerlast) angepasst oder es wird das gesamte zur Verfügung stehende Abwärmepotential zur Einspeisung ins Wärmeverteilnetz verwendet. Auf Grund des fehlenden bzw. minimierten Wärmebedarfs müssen die auftretenden Überschüsse im Sommer an die Umgebung abgegeben werden.

Der Ansatz von Karner et al., 2016 geht hier einen Schritt weiter und betrachtet zeitlich aufgelöst zusätzlich zur Nutzung von Hochtemperaturabwärme auch die Nutzung von temperierten Abwässern und Niedertemperaturabwärme, industriestämmigen Abfall (Siedlungsabfälle, Verpackungs-abfälle) sowie industriellen Dachflächen zur solaren Nutzung (Photovoltaik). Die Energiepotentiale, die von der Industrie bereitgestellt werden, werden verwendet um die Stadt, bestehend aus den Sektoren Haushalte und private sowie öffentliche Dienstleistungen, mit Strom, Wärme und Kälte zu versorgen. [1] Dieser Ansatz wurde mit einem Algorithmus umgesetzt und lässt sich mit folgendem Flussbild in Abbildung 1-1 grafisch darstellen.

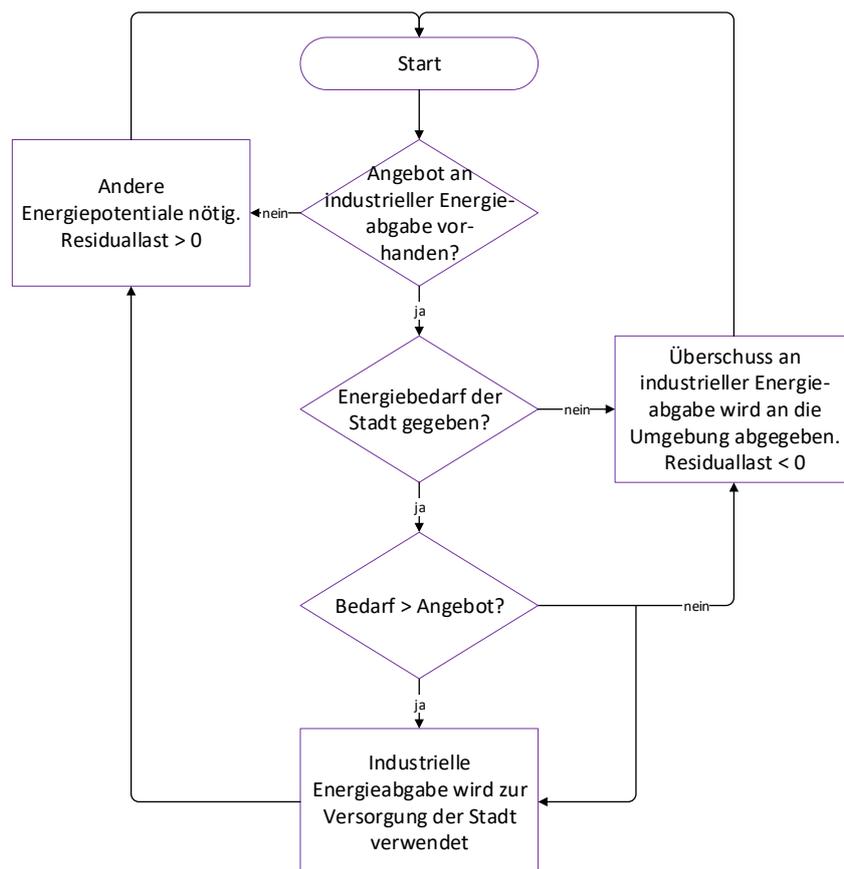


Abbildung 1-1: Flussbild des von Karner, et al., 2016 verwendeten Ansatzes zur Kopplung von Industrie und Stadt, [1]

Dabei fragt der Algorithmus in jedem Zeitschritt das Angebot an industrieller Energieabgabe und den Bedarf der Stadt ab. Bei einem zu geringen Angebot an industrieller Energieabgabe, sind weitere Energiepotentiale notwendig, um die Stadt zu versorgen. Im Gegensatz dazu wird bei einem Überangebot an industrieller Energieabgabe der Überschuss an die Umgebung abgegeben, da sie von der Stadt nicht mehr aufgenommen werden kann.

Die Ergebnisse von Karner et al., 2016 zeigen, dass durch die bisherige Gestaltung des Energieverbunds nicht das gesamte Potential an industrieller Energieabgabe genutzt werden kann. Es fehlen hier gänzlich Ansätze zur Flexibilisierung des Energieverbunds Industrie-Stadt. Der Flexibilitätsaspekt ist jedoch entscheidend, um den Energieverbund effizient, nachhaltig und wirtschaftlich zu gestalten. Daher wird in der vorliegenden Arbeit untersucht, welche Flexibilitätsoptionen die energetische Kopplung von Industrie und Stadt unterstützen können. Dafür wird zunächst eine systematische Untersuchung möglichst geeigneter Flexibilitätsoptionen vorgeschlagen und anschließend anhand eines Fallbeispiels bewertet.

1.2 Zielsetzung und Fragestellung

Das Ziel der Arbeit ist die Modellierung des Energieverbunds Industrie-Stadt. Dabei wird die Maximierung der Potentialnutzung der industriellen Energieabgabe angestrebt, um eine Vollversorgung der Stadt zu erreichen. Hierbei werden mathematische Methoden zur möglichst optimalen Berücksichtigung der instationären Charakteristik der Energiepotentiale angewandt. Die dafür eingesetzten Flexibilitätsmaßnahmen werden technisch, ökonomisch und ökologisch evaluiert und ein möglicher Weg zur optimalen Gestaltung des Energieverbunds anhand eines Fallbeispiels vorgeschlagen.

Daraus ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Wie kann der Energieverbund Industrie-Stadt mit einem Simulationsmodell geeignet abgebildet werden?
- Welche Maßnahmen können gesetzt werden, um das Synergiepotential zwischen Industrie und Stadt zu vergrößern und die Flexibilität des Energieverbunds zu erhöhen?
- Wie lässt sich der Energieverbund Industrie-Stadt mit anderen regionalen bzw. erneuerbaren Energieträgern kombinieren?
- Wie wirkt sich die Umsetzung von Industrie-Stadt Energieverbänden auf die CO₂-Emissionen aus?
- Lassen sich solche Energieverbände heute wirtschaftlich realisieren?

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Ansatz zur Planung und Bewertung der Nutzung von industrieller Energieabgabe über die Betriebsgrenzen hinweg zur Versorgung von naheliegenden Städten entwickelt. Dazu werden aufbauend auf existierenden Modellierungsansätzen zur Abschätzung möglicher Synergiepotentiale zusätzlich Flexibilitätsoptionen in den gewählten Ansatz integriert. Dazu gehört die Nutzung von Speichern, die Schaffung von Städteverbänden und die Lastverschiebung in der Industrie. Bisher wurde eine Lastverschiebung seitens der Industrie auf Basis der Strombezugskosten betrachtet, mit dem Ziel durch eine zeitliche Änderung bzw. eine Bindung der Prozesse an den Markt die Stromkosten zu minimieren. Die Arbeit verfolgt das Ziel, durch die Integration von Flexibilitätsoptionen das Synergiepotential zwischen Stadt und Industrie durch eine höhere (Aus-)Nutzung des gesamten vorhandenen Potentials zu maximieren.

Der verwendete Ansatz nutzt thermodynamische und anlagenabhängige Daten, ist jedoch als vereinfachendes Modell abstrakter als eine konkrete Auslegung, welche der nächste Planungsschritt ist.

Neben der Auswahl eines geeigneten Modellierungsansatzes für die Schaffung von Industrie-Stadt Energieverbänden und deren Erweiterung um Flexibilitätsoptionen, werden außerdem technische Ausgestaltungsmöglichkeiten sowie das Zusammenspiel von industrieller Energieabgabe und regenerativer Energie untersucht. Zur Demonstration der Operationalität des entwickelten Ansatzes wird er exemplarisch auf eine Stadt angewendet. Die Evaluierung der Flexibilitätsoptionen findet anhand von Indikatoren statt.

1.3 Aufbau der Arbeit

Eine schematische Struktur der Arbeit ist in Abbildung 1-2 dargestellt. Die einzelnen Bestandteile werden im Folgenden kurz beschrieben.

In Kapitel 2 wird zunächst auf den Stand der Technik eingegangen. Anhand der Darstellung des aktuellen Umsetzungsstands zu Industrie-Stadt Energieverbänden wird der momentane Wissensstand in der Praxis dargestellt. Außerdem werden Potentiale zur Schaffung weiterer Industrie-Stadt Energieverbänden im übergeordneten Kontext analysiert und Flexibilisierungspotentiale dargestellt. Abschließend werden best practice Beispiele für umgesetzte Industrie-Stadt Energieverbände präsentiert.

Darauf aufbauend wird der Stand der Forschung in Kapitel 3 beschrieben. Dabei werden anhand ausgewählter Schlagwörter, die den Ansatz der Dissertation repräsentieren, gezielte Suchabfragen gestartet. Trotz umfangreicher Literatur konnte keine Forschungsarbeit

gefunden werden, die den umfassten Ansatz der vorliegenden Dissertation aufgreift. Die relevanten Ergebnisse werden zusammenfassend dargestellt. Teilergebnisse der Literaturrecherche wurden bereits in den Papern von Karner et al., 2016 veröffentlicht [2,9].

Gegenstand von Kapitel 4 ist die Beschreibung des Modellierungsansatzes des Energieverbundes Industrie-Stadt und der untersuchten Flexibilitätsoptionen. Weiters wird die Methodik zur Evaluierung der Kombinierbarkeit von erneuerbaren Energieträgern und industrieller Energieabgabe beschrieben. Abschließend erfolgten die Erklärung und Diskussion der verwendeten Indikatoren. Das Standardsimulationsmodell wurde bereits in Karner et al., 2016 [2] und die Flexibilitätsoptionen sind in Karner et al., 2018 [5] veröffentlicht.

Schließlich wird in Kapitel 5 die dargelegte Methodik zur Modellierung des Energieverbundes Industrie-Stadt mit der Integration von Flexibilitätsoptionen an einem Fallbeispiel angewandt und diskutiert. Die Inputdaten und Rahmenbedingungen des Fallbeispiels stammen aus zwei mit öffentlichen Geldern finanzierten Forschungsprojekten [1,4].

Das Fazit zur Arbeit und ein Ausblick wird in Kapitel 6 dargestellt und relevante Anhänge in Kapitel 8 präsentiert.

1.4 Methodik

Das Ziel der vorliegenden Dissertation ist die Modellierung des Energieverbunds Industrie-Stadt. Dabei wird die Maximierung der Potentialnutzung der industriellen Energieabgabe angestrebt, um eine Vollversorgung der Stadt mit industrieller Energieabgabe und erneuerbarer Energie zu erreichen. In diesem Kapitel ist eine Übersicht der allgemeinen Herangehensweisen dargestellt, detaillierte Ausführungen sind zu Beginn der jeweiligen Kapitel angeführt. Zur Zielerreichung und zur Beantwortung der Fragestellungen aus Kapitel 1.2 werden folgende Methoden angewandt.

Analyse und Recherche vorhandener Literatur

Zu Beginn der Arbeit wurde die vorhandene Literatur gesichtet und analysiert. Hier wurde einerseits der Umsetzungsgrad in der Praxis und andererseits der Stand des Wissens in der Forschung erhoben. Hierfür wurde ein online Suchportal für wissenschaftliche Publikationen (sciencedirect.com) verwendet.

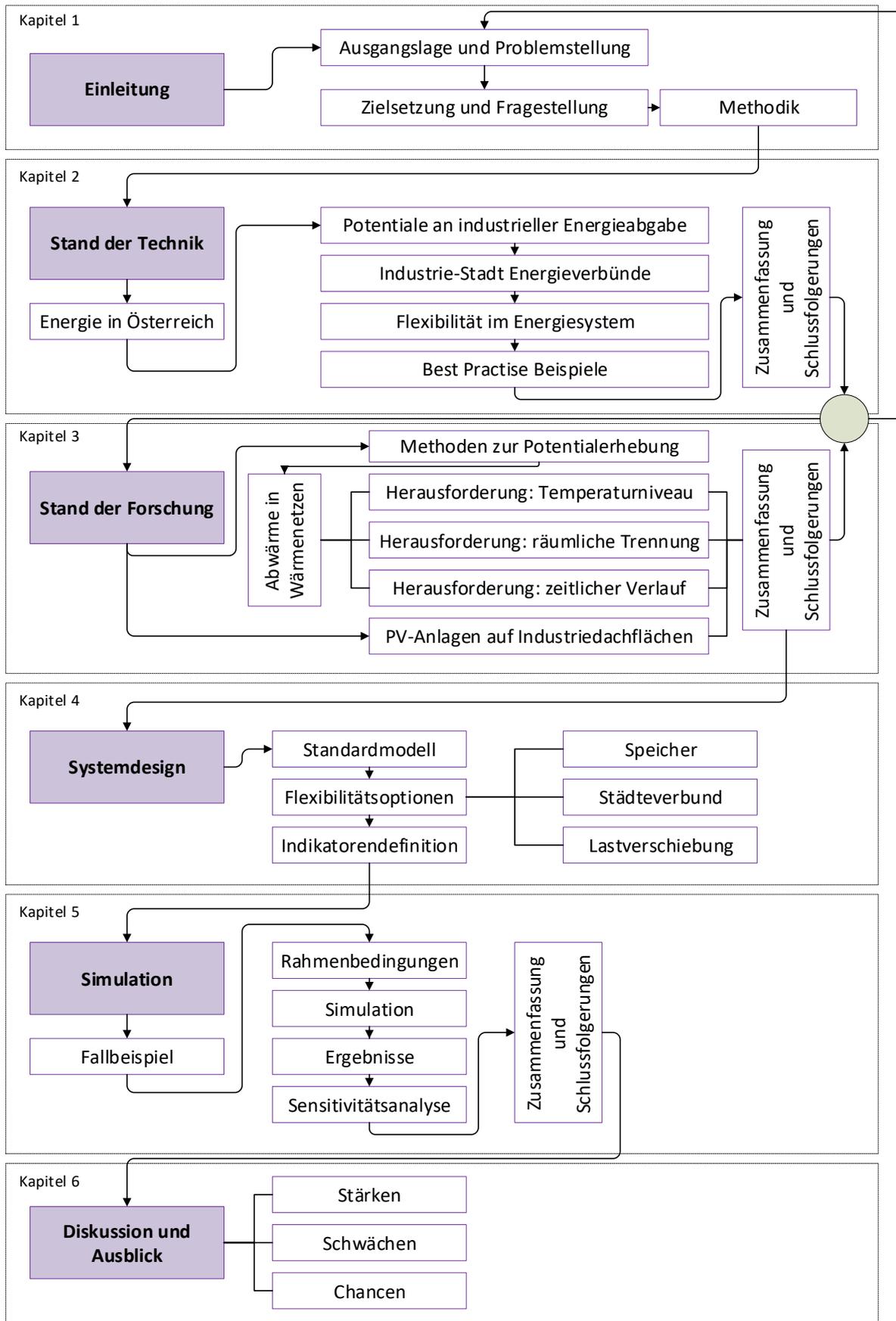


Abbildung 1-2: Grafische Darstellung der Struktur der Arbeit

Die aktuelle Energiesituation in Österreich wurde anhand von Statistiken (Statistik Austria) und Informationen von Bundesministerien abgebildet. Zur Erhebung der Potentiale wurden unterschiedliche Potentialstudien und Forschungsarbeiten herangezogen, deren Methoden verglichen und Ergebnisse dokumentiert. Best practice Beispiele wurden mit Hilfe von Online-Suchen recherchiert.

Ziel hiervon war, die bekannten Herangehensweisen und vorgeschlagenen Lösungswege zu kennen und die Forschungslücke aufzuzeigen. Das Ziel der Arbeit konnte anhand dessen weiter spezifiziert werden.

Datenerhebung und Dokumentation der Rahmenbedingungen

Anschließend wurde eine Stadt als Fallbeispiel ausgewählt und die Daten seitens der Industrie und der Stadt erhoben. Zusätzlich wurden noch Daten zu weiteren erneuerbaren Energiepotentialen sowie Bedarfsdaten der Nachbarstadt erhoben. Die vorliegenden Rahmenbedingungen wurden dokumentiert und stehen für die Modellierung und Simulation zur Verfügung.

Die Ergebnisse sind grundsätzlich auf alle Städte übertragbar, die Standorte von energieintensiven Industriebetrieben sind und deren Angebot an industrieller Energieabgabe zeitweise zu einer Überversorgung und Unterversorgung der Stadt führt. In Kapitel 5.3 sind außerdem Herangehensweisen aufgezeigt, sollte ein ständiges Überangebot bzw. Unterangebot an industrieller Energieabgabe vorliegen.

Modellierung und Simulation

Die Erstellung des Modells und der Simulation erfolgt in mehreren Schritten:

1. Erstellung des Standard-Simulationsmodells

Der Energieverbund Industrie-Stadt wird mit Hilfe eines Simulationsmodells abgebildet. Im ersten Schritt wurde das Modell anhand dessen Aufgabe und Ziels beschrieben. Im zweiten Schritt wurde die verbale Formulierung in eine mathematische Beschreibung übergeführt. Das Simulationsmodell wurde anhand von einfachen Komponentenmodellen aufgebaut. Diese repräsentieren die Industrie, die Stadt und die Umwandlungstechnologien.

2. Festlegung von Indikatoren

Es wurden Indikatoren definiert, anhand derer der Energieverbund Industrie-Stadt bewertet wird. Hierfür wurden Indikatoren gewählt, die eine Evaluierung hinsichtlich technischer, ökologischer sowie ökonomischer Aspekte zulässt.

3. Erste Szenariendefinition und Simulation

Für die Simulation wurden zwei Szenarien definiert und mit Hilfe der Indikatoren bewertet:

Szenario 0: Szenario 0 ist das Referenzszenario und dient als Vergleichsbasis für die ermittelten Indikatoren. Hier wird der Ist-Zustand des Fallbeispiels simuliert.

Szenario 1.1.a: In diesem Szenario wird der Energieverbund Industrie-Stadt modelliert. Es wird die vollständige Integration industrieller Energieabgabe betrachtet und die Auswirkungen auf die Indikatoren ermittelt. In diesem Szenario wurden keine Flexibilitätsoptionen wie z. B. Speicher eingesetzt.

Anschließend wurde anhand der erhobenen Daten die Simulation durchgeführt. Der Simulationszeitraum beträgt ein Jahr und verwendet Basisdaten des Jahres 2015.

4. Analyse der Ergebnisse

Ein Teilergebnis der Simulation für Szenario 1.1.a ist in Abbildung 1-3 dargestellt. Sowohl für die Wärme- als auch die Stromseite entspricht der Leistungsautarkiegrad nicht dem Energieautarkiegrad. Somit kann nicht das ganze zur Verfügung stehende Potential genutzt werden. Auf Grund dessen wurde die Szenariendefinition überarbeitet und sowohl geänderte Nutzungsvarianten der industriellen Energieabgabe als auch Flexibilitätsoptionen integriert. Dafür wurde das Simulationsmodell angepasst und die Simulation erneut durchgeführt. Für die Definition der Indikatoren siehe Kapitel 4.3.

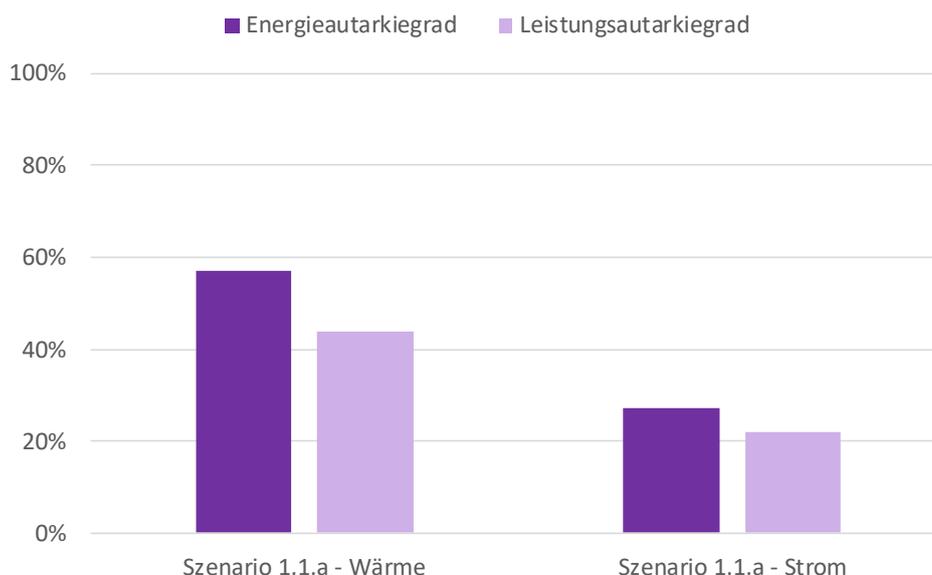


Abbildung 1-3: Darstellung der ersten Simulationsteilergebnisse für Szenario 1.1.a

5. Festlegung der Flexibilitätsoptionen

Um eine maximale Potentialausnutzung zu erreichen werden Flexibilitätsoptionen in den Energieverbund Industrie-Stadt integriert. Anhand der zuvor durchgeführten Literaturrecherche sind einzelne Möglichkeiten der Flexibilisierung des Energiesystems bekannt. Als Flexibilitätsoptionen werden thermische und elektrische Speicher, Städteverbünde und die Lastverschiebung in der Industrie betrachtet.

Eine weitere Möglichkeit Überschüsse zu vermeiden besteht in der verringerten Nutzung des Angebots. So wird die Potentialerschließung der industriellen Energieabgabe in unterschiedlichen Subszenarien eingeschränkt.

6. Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs

Wie bereits anhand Abbildung 1-3 ersichtlich ist ein Flexibilitätsbedarf im Energieverbund vorhanden. Die Höhe des Flexibilitätsbedarfs wird mit Hilfe der diskreten Fourier-Transformation bestimmt. Damit kann der langfristige und kurzzeitige Flexibilitätsbedarf bestimmt werden.

7. Anpassung des Simulationsmodells

Basierend auf dem Standard-Simulationsmodell werden weitere Komponentenmodelle integriert, um so die Abbildung der untersuchten Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen.

8. Zweite Szenariendefinition und Simulation

Basierend auf den zuvor festgelegten Szenarien werden weitere Szenarien und Simulationen durchgeführt. Die Auswirkungen auf die Indikatoren werden dokumentiert. Im Zuge der Simulation von Szenario 1 werden außerdem die Flexibilitätsbedarfe mitberechnet. Diese dienen als Basis für die Dimensionierung der thermischen und elektrischen Speicher in Szenario 2. Nachfolgend werden alle betrachteten Szenarien im Überblick dargestellt:

- **Szenario 0:** Referenzszenario.
- **Szenario 1.1:** Die industriellen Dachflächen werden für die Erzeugung von Photovoltaik-Strom genutzt.
 - **Szenario 1.1.a:** Die gesamte zur Verfügung stehende Abwärme wird zur Wärmeversorgung der Stadt verwendet.
 - **Szenario 1.1.b:** Das Potential an Niedertemperaturabwärme wird nicht genutzt.
 - **Szenario 1.1.c:** Das Potential an Niedertemperaturabwärme wird nur im Winter genutzt.
- **Szenario 1.2:** Die Dachflächen zur PV-Nutzung werden nicht genutzt.
 - **Szenario 1.2.a-c:** Analog zu den Szenarien 1.1.a-c.
- **Szenario 2:** Zusätzlich zur Nutzung der industriellen Energieabgabe werden die zuvor genannten Flexibilitätsoptionen integriert. Diese werden in die einzelnen Unterszenarien (2.1.a, b, c und 2.2.a, b, c) integriert. Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Nutzung von industrieller Energieabgabe werden analog zu Szenario 1 variiert. Im Speicherszenario werden drei verschiedene Dimensionierungsmöglichkeiten der Speichergröße betrachtet. So werden ein Kurzzeitspeicher und ein Langzeitspeicher modelliert. Die Speichergrößen ergeben sich anhand der Fourier-Transformation. Zusätzlich wird die Speicherkapazität auch über das Auffinden des ökonomischen Optimums bestimmt.

9. Analyse der Ergebnisse und Bestimmung der Optima

Nach der Simulation aller Szenarien werden die Maßnahmen anhand der Indikatoren bewertet und eine optimale Gestaltung des Energieverbunds vorgeschlagen. Hier erfolgt eine Einteilung in ein technisches Optimum und in ein wirtschaftliches Optimum.

10. Integration von erneuerbarer Energie

Als letzten Punkt der Simulation wird zusätzlich erneuerbare Energie in den Energieverbund Industrie-Stadt integriert. Die Kombinierbarkeit von industrieller Energieabgabe und erneuerbarer Energie wird ebenfalls mittels der diskreten Fourier-Transformation evaluiert. Hier werden die Auswirkungen auf die Flexibilitätsbedarfe auf Grund der Integration erneuerbarer Energie analysiert.

11. Analyse der Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen werden Schlussfolgerungen zur Kombinierbarkeit getroffen und vorteilhafte Verbindungen vorgeschlagen.

Diskussion der Arbeit und Ausblick

Abschließend werden sowohl die Ergebnisse als auch die gewählten Ansätze und Methoden in der Arbeit kritisch hinterfragt. Außerdem werden Weiterentwicklungsmöglichkeiten aufgezeigt, die auf Grund der Eingrenzung dieser Arbeit hier nicht integriert wurden.

2 STAND DER TECHNIK

In diesem Kapitel wird der aktuelle Umsetzungsstand zu Industrie-Stadt Energieverbänden gezeigt. Dafür wird einerseits die aktuelle Energiesituation in Österreich mit speziellem Fokus auf private Haushalte und Industrie dargelegt und andererseits anhand von recherchierten Potentialen an industrieller Energieabgabe die Schaffung von Industrie-Stadt Energieverbänden im übergeordneten Kontext analysiert. Darüber hinaus werden die vorhandenen Flexibilitäten im Energiesystem präsentiert sowie zukünftige Potentiale aufgezeigt. Abschließend werden best practice Beispiele für umgesetzte Industrie-Stadt Energieverbände dargestellt.

2.1 Energie in Österreich

Der Primärenergieverbrauch liegt in Österreich bei 372 TWh für das Jahr 2016 und ist im Vergleich zum Jahr 2005 um 1,8% gesunken. Fast 40% der Primärenergie wird im Inland aufgebracht, wovon wiederum 77,9% aus biogenen und erneuerbaren Energien stammt. Die inländische Primärenergieaufbringung ist durch einen hohen Anteil und eine starke Zunahme von 2,1% seit 2005 bei den erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Auf Grund nicht ausreichender Vorkommen in Österreich muss ein Großteil der benötigten, vor allem fossilen Energie, importiert werden. [10]

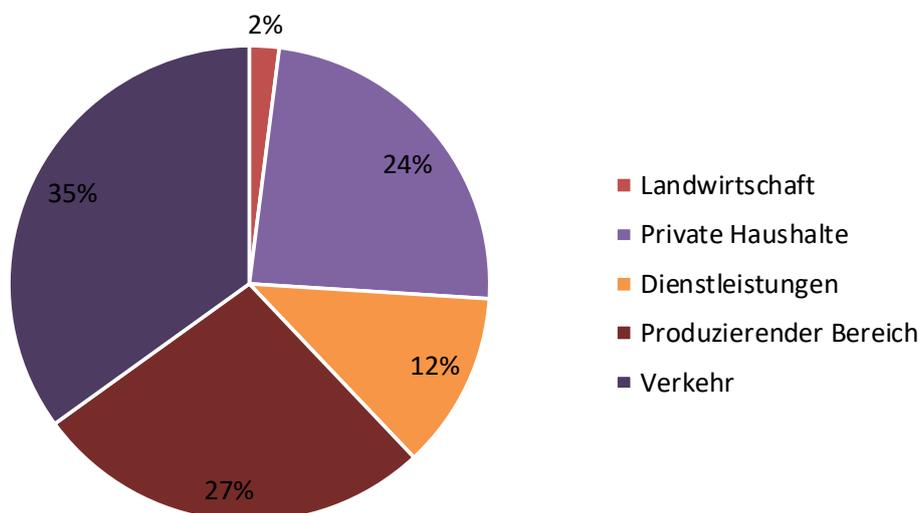


Abbildung 2-1: Struktur des energetischen Endverbrauches 2016, [10]

Der österreichische Endenergieverbrauch hat sich weitgehend stabilisiert und lag im Jahr 2016 bei 311 TWh. Der Zuwachs an erneuerbaren Energieträgern führte zu einer Verringerung der

fossilen Energieträger. Dieser betrug über die letzten 10 Jahre im Schnitt 3,3% pro Jahr. Die sektorale Aufteilung des Endenergieverbrauchs für das Jahr 2016 ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Der Verkehrssektor trägt mit 35% am stärksten zum energetischen Endverbrauch bei. Der produzierende Bereich liegt mit 27% auf Platz 2, gefolgt von den privaten Haushalten mit 24%. [10]

2.1.1 Private Haushalte

Die österreichischen Haushalte verzeichneten 2016 einen Bedarf an Endenergie von 75 TWh. Dieser ist über die vergangenen 10 Jahre um 11% gestiegen. In Haushalten ist elektrische Energie der hauptsächlich eingesetzte Energieträger (25%). Hauptverwendungszweck ist das Kochen, gefolgt von der Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme. Holz (20%) gefolgt von Gas (17%) stehen beim Energieträgereinsatz an zweiter und dritter Stelle. Ihr Einsatzgebiet liegt in der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Der Einsatz der fossilen Energieträger nahm über die letzten zehn Jahre um 8,4 Prozentpunkte ab. Bei den privaten Haushalten entfällt der größte Teil des Verbrauches (56,3 TWh) auf die Raumheizung und Warmwasserbereitung. Der zeitliche Verlauf des gesamten, privaten Wärmebedarfs für Österreich ist in Abbildung 2-2 dargestellt. Der Lastgang (15 min Mittelwerte) ist einerseits durch einen variierenden saisonalen Wärmebedarf (Reduktion des Wärmebedarfs in den Sommermonaten) und andererseits einen veränderlichen Wärmebedarf über einen Tag (Nachtabsenkung) gekennzeichnet. [11]

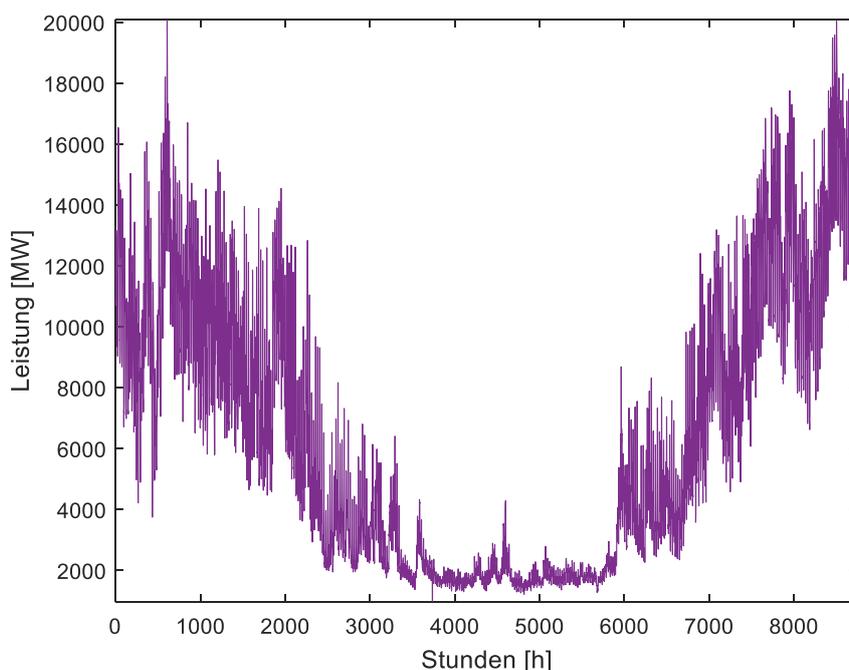


Abbildung 2-2: Zeitlicher Verlauf des österreichischen Gesamtwärmeverbrauchs im Jahr 2016, [11]

Der Stromverbrauch der Haushalte lag im Jahr 2016 bei 16,9 TWh. Der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs (15 min Mittelwerte) von Haushalten kann in aggregierter Form übersichtsmäßig mit Hilfe des H0-Profiles für Haushalte dargestellt werden (siehe Abbildung 2-3). Im Sommer kommt es zu einer leichten Reduktion des Strombedarfs auf Grund des reduzierten Raumwärmebedarfs. In Österreich werden 163.487 Haushalte mit Strom beheizt. Der Strombedarf weist außerdem eine Abhängigkeit von der Tageszeit auf. So kommt es zu einer Reduktion des Bedarfs in den Nachtstunden. [11]

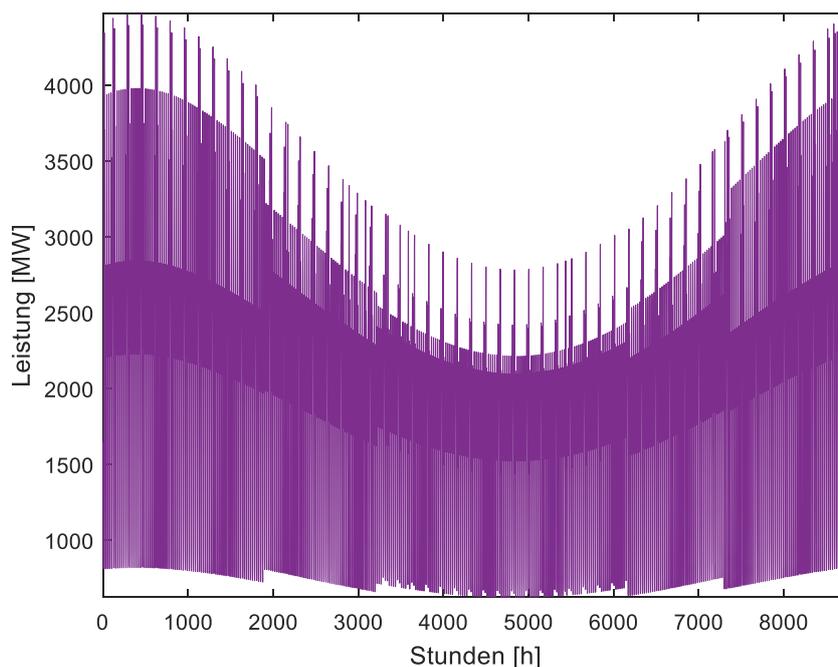


Abbildung 2-3: Zeitlicher Verlauf des österreichischen Gesamtstromverbrauchs im Jahr 2016, [11]

2.1.2 Industrielle Produktion

30% des Endenergieverbrauchs in Österreich (91,4 TWh) ist dem produzierenden Bereich zuzuordnen. In Abbildung 2-4 wird die aus dem Produktionsindex und dem Endenergieverbrauch abgeleitete Energieintensität für die Industrie ausgehend vom Bezugsjahr 1996 dargestellt. Der Produktionsindex hat sich in den letzten 10 Jahren beinahe verdoppelt. Beim Endenergieverbrauch ist ebenfalls ein Zuwachs zu verzeichnen, welcher aber nur rund 40 Prozentpunkte beträgt. Der Endenergieverbrauch ist trotz des Wirtschaftswachstums nicht im gleichen Ausmaß gestiegen, wodurch eine jährliche Reduktion der Energieintensität um ca. 1,5% erreicht wurde. Dennoch konnte noch keine völlige Entkopplung des Endenergieverbrauchs von der Wirtschaftsleistung erreicht werden. [10]

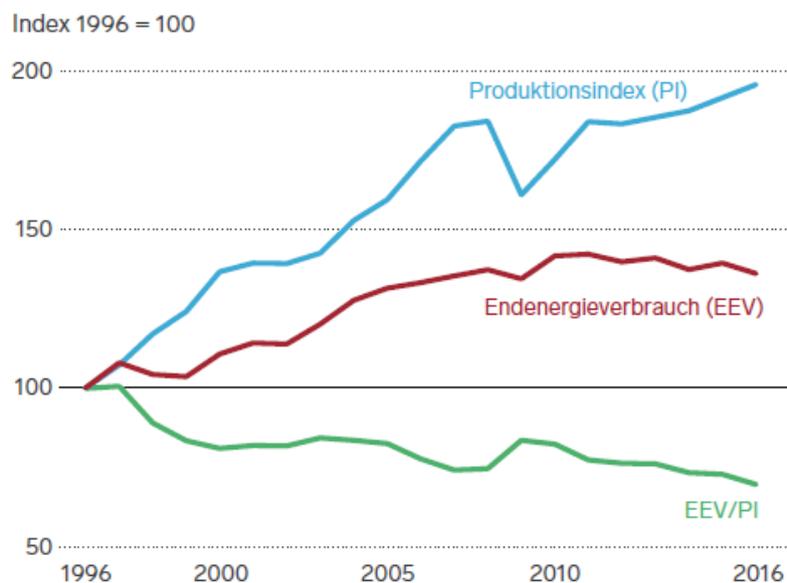


Abbildung 2-4: Energieintensität der österreichischen Industrie von 1996 bis 2016, [10]

Innerhalb des produzierenden Sektors zählen die Eisen- und Stahlindustrie, die Papierindustrie, die Chemie- und Petrochemieindustrie, die Zementindustrie und die Glasindustrie (siehe Abbildung 2-5) zu den energieintensiven Branchen. [10] Die Papierindustrie ist die energieintensivste Branche in Österreich.

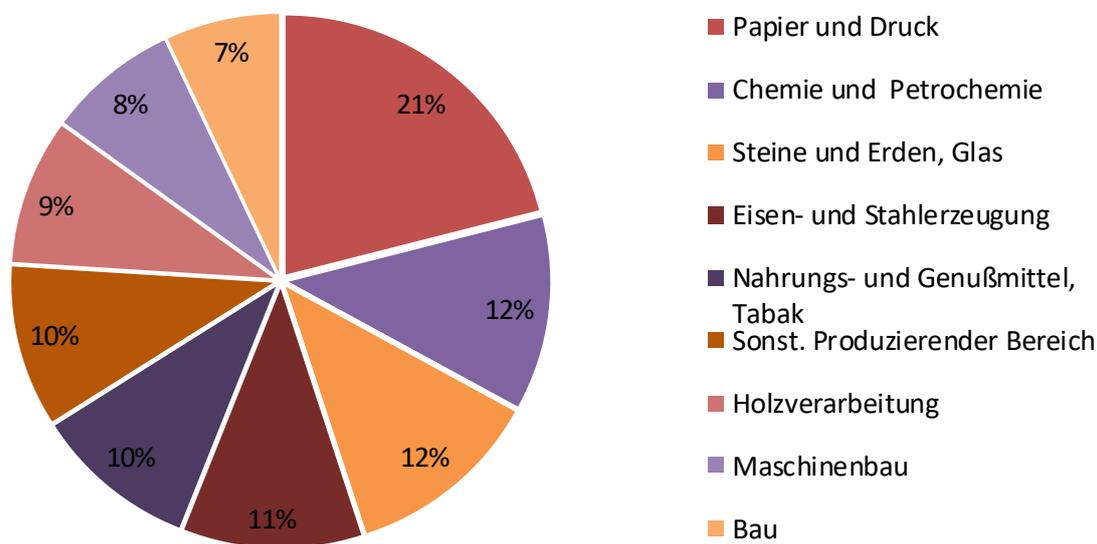


Abbildung 2-5: Industrieller Endenergieverbrauch nach Branchen in Österreich 2016, eigene Darstellung nach [11]

Der Lastgang für den Strombedarf der industriellen Produktion wurde mit Hilfe des Endenergielastgangs für Österreich (2016) [12] ermittelt. Dieser setzt sich aus den Lastgängen

der industriellen Produktion, der Haushalte, der Gewerbebetriebe, der landwirtschaftlichen Betriebe, der Pumpspeicherkraftwerke, der Netzverluste und der elektrisch betriebenen Mobilität zusammen. Die Lastgänge für Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und Pumpspeicherkraftwerke sind bekannt und können somit vom Endenergielastgang Österreichs abgezogen werden. Das Ergebnis bildet den Lastgang für die drei Bereiche Industrie, elektrische Mobilität und Netzverluste, wobei der produzierende Bereich energetisch mehr als 80% des Anteils einnimmt. Auf Grund dessen kann dieser Lastgang näherungsweise als Lastgang für industrielle Produktion angenommen werden. Eine Darstellung des Lastgangs ist für eine Woche im Sommer und eine Woche im Winter für das Jahr 2016 in Abbildung 2-6 dargestellt. Der Strombedarf der industriellen Produktion ist im Winter höher als im Sommer. Weiters, ist ein Einbruch des Bedarfs am 8.12.2016 (Feiertag) und am darauffolgenden Tag zu erkennen. [12]

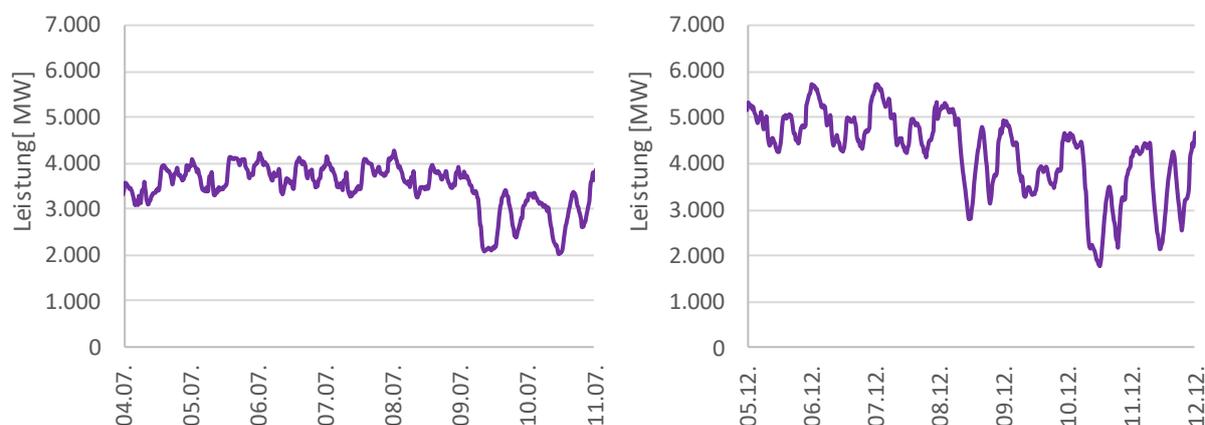


Abbildung 2-6: Darstellung des Industrielastgangs für Strom für jeweils eine Woche im Sommer und eine im Winter 2016, [12]

2.2 Potentiale an industrieller Energieabgabe

Basierend auf durchgeführten Potentialerhebungsstudien werden hier die relevanten Ergebnisse zu Potentialen an industrieller Energieabgabe präsentiert. Je nach Verfügbarkeit werden Potentiale für gesamt Österreich oder Ergebnisse für kleinere geografische Räume präsentiert. Sofern bekannt, werden die Potentiale für die einzelnen Branchen getrennt dargestellt.

2.2.1 Abwärmepotentiale

In der Studie der KPC GmbH (Kommunalkredit Public Consulting) [13] wurden 2012 die externen Abwärmepotentiale für die österreichischen Industriebetriebe erhoben. Dabei wurde ein dreistufiges Verfahren eingesetzt. Im ersten Schritt wurden Abschätzungen durch Hochrechnungen für 50 branchentypischen Prozesse durchgeführt. Dabei wurde der Zusammenhang $\text{Branchenpotential} = \text{Branchenenergieverbrauch} * \text{Abwärmeanteil}$ verwendet. Zusätzlich wurden Fragebögen an Unternehmen versandt (Rücklaufquote 10%). Die Ergebnisse wurden noch durch Literaturrecherchen und Auswertungen der KPC Datenbank komplettiert. Das Ergebnis weist ein technisches Potential von etwa 15.000 GWh auf, wobei das tatsächlich erhobene Potential nur bei etwa 6.800 GWh liegt. Zeitliche, örtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen werden dabei nicht berücksichtigt. In Abbildung 2-7 ist die Verteilung des Abwärmepotentials auf die einzelnen Industriebranchen dargestellt. Die höchsten Potentiale sind in der metall- und papierverarbeitenden Industrie zu finden. [13]

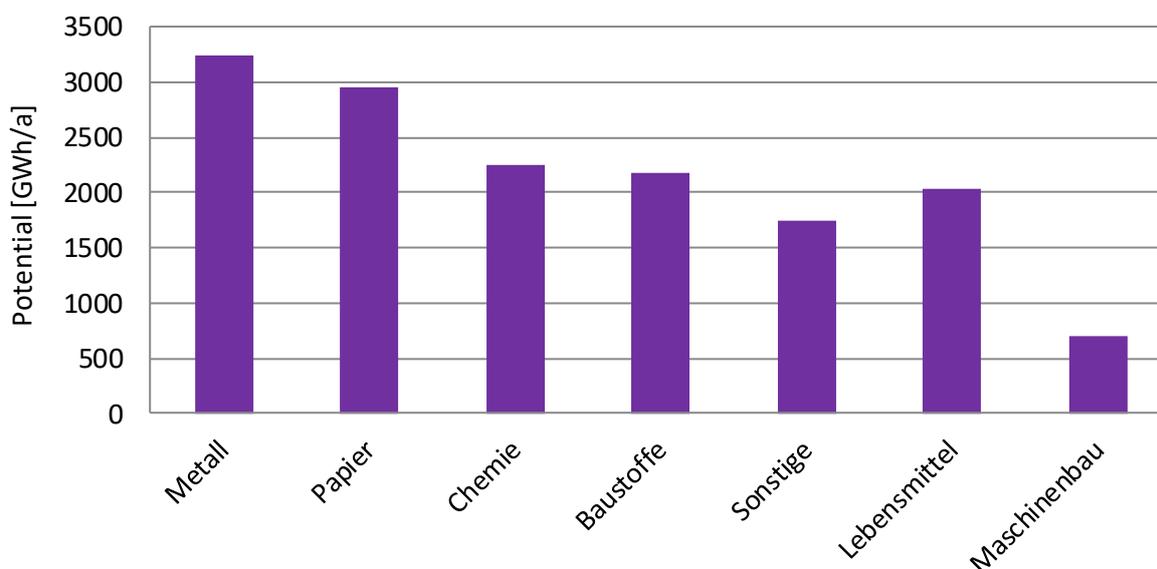


Abbildung 2-7: Abwärmepotentiale nach Branchen für Österreich 2012, [13]

Abwärmeanteile machen im Verhältnis zum Endenergieinput der Industriebetriebe 5-25% aus. Als wichtigstes Abwärmemedium fungiert dabei Wasser. Mehr als drei Viertel (5.300 GWh) des tatsächlich erhobenen Abwärmepotentials steht als Niedertemperaturabwärme (20-35°C) zur Verfügung. [13]

In der für die Steiermark getätigten Studie der TU Graz [14] wurde 2012 das Abwärmepotential steirischer Industriebetriebe erhoben. Dabei wurden die fünf energieintensivsten steirischen Industriebranchen (Papier und Zellstoff, Eisen- und Stahl, Steine und Erden, Glas,

Maschinenbau und Lebensmittel) ausgewählt. Die Erhebung der Daten wurde in zwei Schritten durchgeführt: Bei der Primärerhebung wurden die Betriebe direkt kontaktiert und die relevanten Energiedaten und unternehmensspezifische Abwärmeströme abgefragt. Dafür wurden Vor-Ort-Besuche, Fragebögen und telefonische Befragungen als Methoden herangezogen. Die Sekundärerhebung diente zur Verifizierung der Daten aus der Primärerhebung und als Basis für branchenspezifische Hochrechnungen. Dabei wurden Analysen zum Stand der Technik durchgeführt und Technologien zur Abwärmenutzung beschrieben. In Tabelle 2-1 sind die Potentiale für die fünf energieintensivsten Industrien in der Steiermark dargestellt. Etwa 15% des Gesamtenergieeinsatzes der steirischen Industrie stehen als Abwärmepotentiale zur Verfügung. [14]

Tabelle 2-1: Technische Abwärmenutzungspotentiale der energieintensivsten Industrien der Steiermark, [14]

Industriebranchen	Technisches Potential [GWh]
Papier- und Zellstoffindustrie	1.300
Eisen- und Stahlindustrie	1.100
Steine und Erden, Glas	225
Maschinenbauindustrie	50
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	50
Summe	2.725

Das Ergebnis stellt das technische Potential an Abwärme pro Jahr dar. Zur Ermittlung wurden nur Technologien nach derzeitigem Stand der Technik herangezogen. Die Berechnungen wurden je Abwärmestrom mit einer Bezugstemperatur von 20°C durchgeführt. Zusätzlich wurden in der Studie noch ein wirtschaftliches und ein umsetzbares Potential angegeben, das das technische Gesamtpotential auf etwa 20 bzw. 12% reduziert. Das technische Abwärmepotential ist am höchsten für die Papier- und Zellstoffindustrie sowie für die Eisen- und Stahlindustrie. [14]

Eine detaillierte Tabelle zu den Abwärmequellen in den Branchen sowie Angaben zu Temperaturniveaus, Volumenströmen und zeitlichen Profilen der Potentiale sind im Anhang in Tabelle 8-1 dargestellt.

2.2.2 Solarenergiepotential für Industriedachflächen

Im Forschungsprojekt REGIO Energy wurde unter anderem das Potential für Photovoltaik in Österreich ermittelt. Dafür wurden in einem Simulationsmodell geeignete Flächen mit Photovoltaikmodulen ausgestattet. Bei der Berechnung wurden überwiegend Gebäudedachflächen (Dächer und Fassaden) und geringe Anteile öffentlicher Flächen und Ödlandflächen herangezogen. Für die Simulation wurde angenommen, dass alle Gebäude in ihrer Himmelsrichtung immer gleich verteilt sind und 90% der Flächen genutzt werden können. Die Verschattung der Dächer wurde vernachlässigt. Somit ergibt sich ein technisches Potential von 71.244 GWh. [15] Der Anteil der Wirtschaftsflächen des klassischen Gewerbes (Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistungen) am gesamten Gebäudebestand und Freiflächen beträgt in Deutschland etwa 18% [16]. Es wird angenommen, dass dieses Verhältnis in Österreich etwa gleich hoch ist. Daraus abgeleitet wird ein Anteil von 15% der Gebäudeflächen von Industrie- und Gewerbe am gesamten betrachteten Flächenpotential festgelegt. Aus dieser Abschätzung ergibt sich ein technisches Gesamtpotential der Photovoltaik von rund 10.836 GWh, welches durch Gebäudeflächen von Industrie- und Gewerbe bereitgestellt werden kann.

Im Zuge der von TU Graz durchgeführten Studie wurden neben den industriellen Abwärmepotentialen auch das Potential an Dachflächen für Solarthermie- bzw. Photovoltaikanlagen erhoben. 242.000 m² an Potentialflächen wurden für steirische Industriedächer dokumentiert. In der Maschinenbauindustrie ist mit über 80.000 m² die größte Solarpotentialfläche vorhanden. [14] Bei einem Einsatz von mono- oder polykristallinen Zellen mit einem Kennwert von 150 W_{peak}/m² und 1.000 Vollaststunden [17] ergibt sich somit ein Potential von 36,3 GWh.

Die Region Zirbenland (Steiermark, Österreich) umfasst die Regionen Judenburg, Zeltweg, Maria Buch-Feistritz, Reifling, Eppenstein, Reisstraße, Amering, St. Anna, Obdach, St. Wolfgang, Weißkirchen und Oberweg. Das Solarpotential für die Region wurde im Auftrag des Regionalentwicklungsvereins Zirbenland erhoben (Stand 2012). In der Fallstudie (siehe Kapitel 5) wird die Stadt Judenburg betrachtet, weshalb diese regionale Studie eine wichtige Datengrundlage darstellt. Für die Auswertung wurden die digitalen Katasterkarten der 55 Katastralgemeinden der Region herangezogen. Die darin enthaltenen Gebäude wurden anhand von Luftbildern in Gebäude mit Gewerbenutzung, Fliegerhorst Zeltweg, Gebäude der Altstadt Judenburg und sonstige Gebäude klassifiziert. Die Gebäude der Altstadt Judenburg wurden separat ausgewiesen, da sie von der Potentialberechnung ausgegrenzt werden. Sonstige Gebäude beinhalten vorwiegend Wohngebäude, öffentliche Gebäude und landwirtschaftliche Gebäude. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2-2 aufgelistet. Gewerbliche

Dachflächen machen etwa 16% der gesamten zur Verfügung stehenden Dachflächen aus. Diese konzentrieren sich vermehrt auf Dachflächen größer 500 m². [17]

Tabelle 2-2: Gebäudedachflächen nach Gebäudetyp und Größenklasse für das Zirbenland, [17]

Größenklasse [m ²]	<25	25-99	100-299	300-499	>500	Summe
Gewerbe	513	3.589	13.673	16.527	301.911	336.213
Fliegerhorst	100	419	1728	1.823	31.455	35.524
Sonstige Gebäude	24.801	264.480	719.917	273.449	393.579	1.676.226
Summe Zirbenland	25.414	268.488	735.317	291.798	726.945	2.047.963

Das größte Dachflächenpotential befinden sich prozentual gesehen in den Städten Zeltweg und Judenburg. Bei einer Nutzbarkeit von 25% der Gewerbedachflächen und einem Einsatz von mono- oder polykristallinen Zellen (150 W_{peak}/m², 1.000 Vollaststunden), ergibt das eine Fläche von ca. 84.000 m², die ein Potential von 12,6 GWh aufweist.

2.3 Industrie-Stadt Energieverbünde

Der jährliche Wärmebedarf der österreichischen Haushalte betrug im Jahr 2016 56,3 TWh. Demgegenüber stellt die Industrie ein Potential an industrieller Abwärme von 15 TWh zur Verfügung. Die Schaffung von Industrie-Stadt Energieverbünden könnte einen Energieautarkiegrad von $15 / 56,3 * 100 = 26,6\%$ ermöglichen. Laut KPC [13] können mit den identifizierten Abwärmepotentialen 150.000 Haushalte via Fernwärmenetz beheizt und 500.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden.

In Abbildung 2-8 ist die Verteilung der Abwärmepotentiale in Österreich dargestellt. Anhand der Verortung ist erkennbar, dass sich die Potentiale größtenteils in der Nähe von Städten befinden, wodurch eine Nutzung der industriellen Abwärme technisch möglich wird. Dies wird durch die gute Abnehmerstruktur (95%) und durch teils vorhandene Fernwärmenetze begünstigt. [13]

Die Abwärmestudie der TU Graz quantifiziert auf Basis heutiger Gegebenheiten wirtschaftliche Abwärmepotentiale in Höhe von 4% des Raumwärmebedarfs der steirischen Wohngebäude. Bisher werden 2% des Energieträgereinsatzes in Fernwärmenetzen von der Papier- und Zellstoffindustrie sowie der Eisen und Stahlindustrie bereitgestellt. Die umsetzbaren Potentiale werden jedoch als geringer eingestuft. Unter der Annahme eines

konstant bleibenden Raumwärmebedarfs können etwa 3% des Raumwärmebedarfs der steirischen Wohngebäude mit industrieller Abwärme aus der steirischen Industrie gedeckt werden. Wirtschaftlich nutzbare Abwärmepotentiale sind vor allem in der Papier- und Zellstoffindustrie sowie in der Eisen- und Stahlindustrie vorhanden. [14]



Abbildung 2-8: Verteilung der Abwärmepotentiale in Österreich 2012, [13]

Neben der örtlichen Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage ist die zeitliche Deckung von wesentlicher Bedeutung für die Nutzung industrieller Abwärme. Wie in Abbildung 2-9 exemplarisch am Beispiel eines in der Eisen- und Stahlindustrie eingesetzten Stoßofens gezeigt, folgt die Dampflieferung und somit die Bereitstellung von Abwärme der Energiezufuhr bzw. dem Gasbezug. [18] Anhand des ermittelten zeitlichen Verlaufs des Strombezugs der Industrie kann somit der zeitliche Verlauf der Abwärmelieferung konstruiert werden.

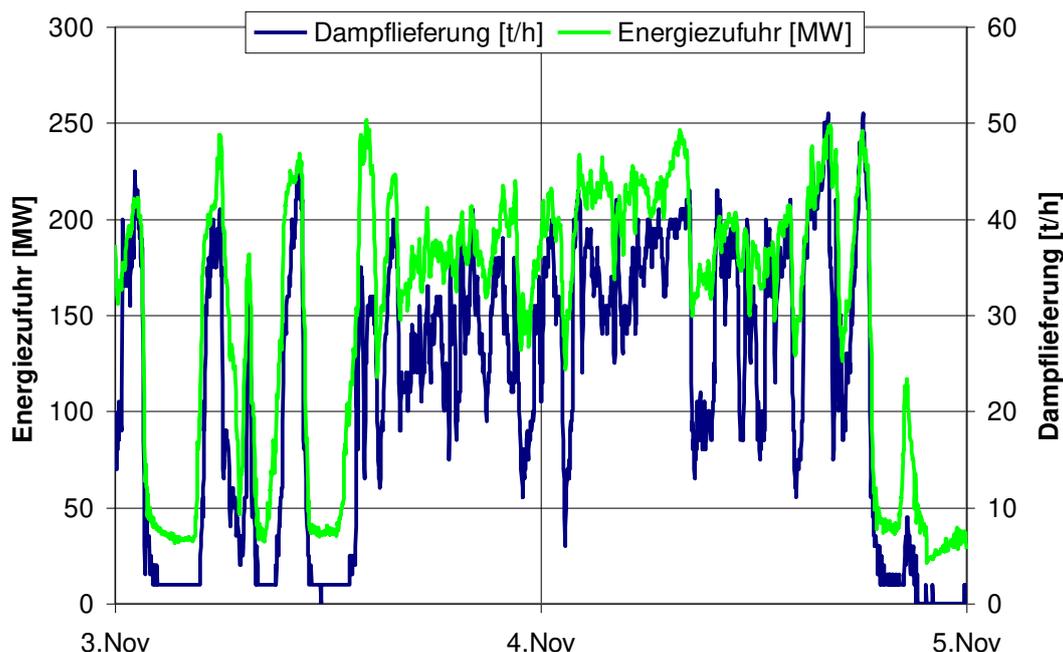


Abbildung 2-9: Abwärmedampflieferung von Abhitzeesseln und Energiezufuhr in Stoßöfen, [18]

In Abbildung 2-10 ist der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs österreichischer Haushalte (2016) und das, über das Abwärmepotential gemäß KPC und den zeitlichen Verlauf gemäß Abbildung 2-9, abgeschätzte Angebot an industrieller Abwärme dargestellt. Der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs lässt sich durch die Skalierung des Standardlastprofils mit dem Wärmebedarf der Haushalte für 2016 abbilden.

Das Angebot weist im Gegensatz zum Bedarf keine jahreszeitlichen Einflüsse auf. Auf Grund dessen ist zu erwarten, dass in den Sommermonaten eine verhältnismäßig gute Übereinstimmung zwischen Bedarf und Abwärme gegeben ist. In den Wintermonaten übersteigt der Gesamtbedarf das zeitlich verfügbare Potential an Abwärme. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Betrachtung nur für den Bilanzraum Gesamtösterreich gilt. In stark industrialisierten Zentren (Großraum Linz, Großraum Graz, Obersteiermark), wird das Angebot an Abwärme in den Sommermonaten den Bedarf übersteigen. Um einen energetischen Ausgleich mit den bedarfsstarken Wintermonaten zu erzielen, gilt es intelligente Energieverbunde zu entwickeln.

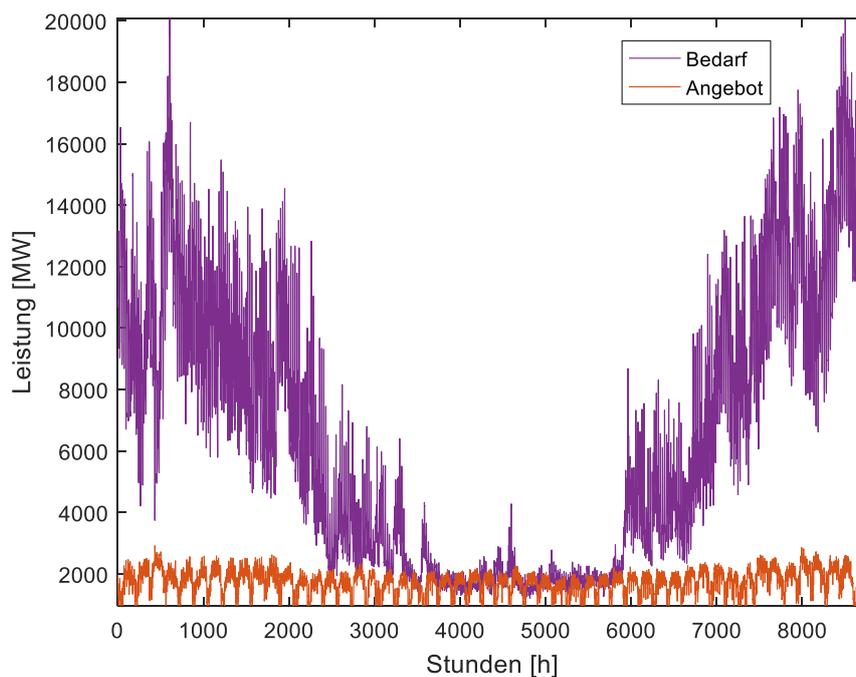


Abbildung 2-10: Zeitliche Darstellung des Wärmebedarfs privater Haushalte und des Angebots an industrieller Abwärme (Österreich, 2016), eigene Darstellung nach [11,12]

Der jährliche Strombedarf der österreichischen Haushalte betrug im Jahr 2016 16,9 TWh. Demgegenüber stellt die Industrie ein Potential an industrieller Energieabgabe in Form von 10,8 TWh PV-Strom zur Verfügung. Die Schaffung von Industrie-Stadt Energieverbänden könnte demnach einen Energieautarkiegrad von 63,9% ermöglichen.

Der in der Regel gute Netzanschluss der Industriebetriebe ermöglicht eine einfache Einspeisung des erzeugten PV-Stroms in das lokale oder übergeordnete Stromnetz. Dadurch kann der auf Industriedachflächen erzeugte Strom zu jedem privaten Haushalt in Österreich transportiert werden. Die Standorte der Industriebetriebe unterscheiden sich auf Grund der Variation der Globalstrahlung in ihren Erträgen. Die höchsten Einstrahlungswerte mit über 1.250 kWh/m² sind in den südlichen Bundesländern zu finden. In der Alpenregion sind die niedrigsten Einstrahlungswerte von Österreich anzutreffen (850-1.150 kWh/m²). In den nördlichen Bundesländern schwanken die Werte zwischen 1.050 und 1.150 kWh/m² (siehe Abbildung 2-11).

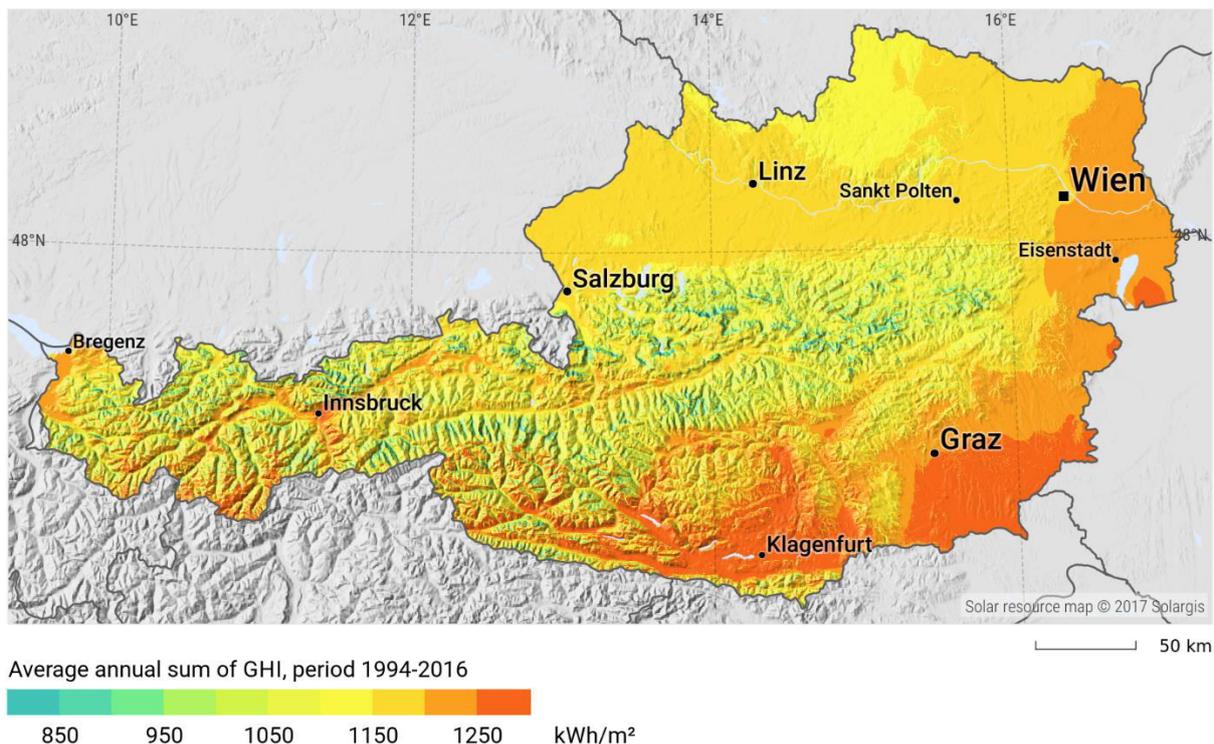


Abbildung 2-11: Globale Einstrahlung für Österreich (1994-2016), [19]

Ein weiterer wichtiger Faktor bei der Potentialbetrachtung stellt die zeitliche Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage dar. In Abbildung 2-12 ist der zeitlich aufgelöste Verlauf des Strombedarfs der Haushalte 2016 und das zeitlich aufgelöste Potential an industriellem PV-Strom dargestellt. Der zeitliche Verlauf des Strombedarfs lässt sich durch Skalierung des H0-Standardlastprofils mit dem Strombedarf der Haushalte abbilden. Das Angebot wiederum wird anhand der Globaleinstrahlungsdaten sowie des Dachflächenpotentials ermittelt. Das Angebot ist durch ein Erzeugungsmaximum in den Sommermonaten gekennzeichnet und übersteigt in diesem Zeitraum den Strombedarf seitens der Haushalte. Auf Grund dessen kommt es zu keiner vollständigen Ausnutzung des vorhandenen Potentials. In der gezeigten Abschätzung werden lediglich 58% des Potentials (für Eigennutzungsgrad siehe Kapitel 4.3.1) an industriellem PV-Strom genutzt, womit 37% der privaten Haushalte versorgt werden können.

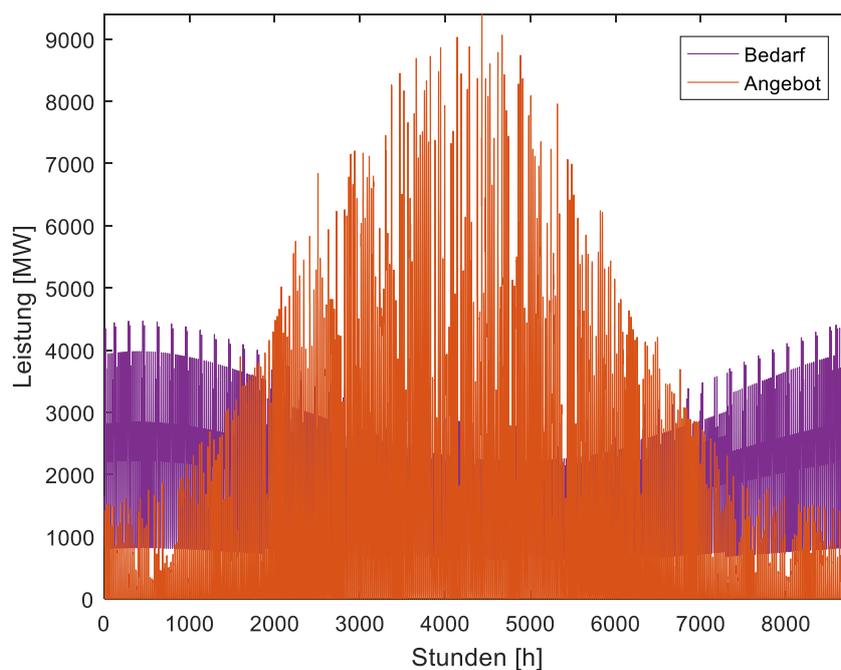


Abbildung 2-12: Zeitliche Darstellung des Strombedarfs privater Haushalte und des Angebots an industriellem PV-Strom (Österreich, 2016), eigene Darstellung nach [11,15,16]

Die nicht vollständige Ausnutzung des Potentials auf Grund der zeitlichen Diskrepanz von Bedarf und Angebot lässt sich mit der Residuallast darstellen. Dafür wird die Differenz aus Bedarf und Angebot gebildet (siehe Formel **(4-4)**). Das Ergebnis ist für den Strombedarf der Haushalte (Bedarf) und dem Angebot an industriellen PV-Strom in Abbildung 2-13 dargestellt. Das verfügbare Angebot im Sommer verursacht eine Überdeckung durch die industrielle Energieabgabe (negative Residuallast, negative Leistungswerte). Im Gegensatz dazu ist vor allem im Winter oder in den Abendstunden zu wenig oder kein Angebot vorhanden, wodurch der Strombedarf der Haushalte nicht gedeckt werden kann (positive Residuallast, positive Leistungswerte). Das Überangebot im Sommer kann ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen nicht zur Bedarfsdeckung im Winter verwendet werden. Die Residuallast dient als wichtigstes Instrument zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs (siehe Kapitel 4.2.1).

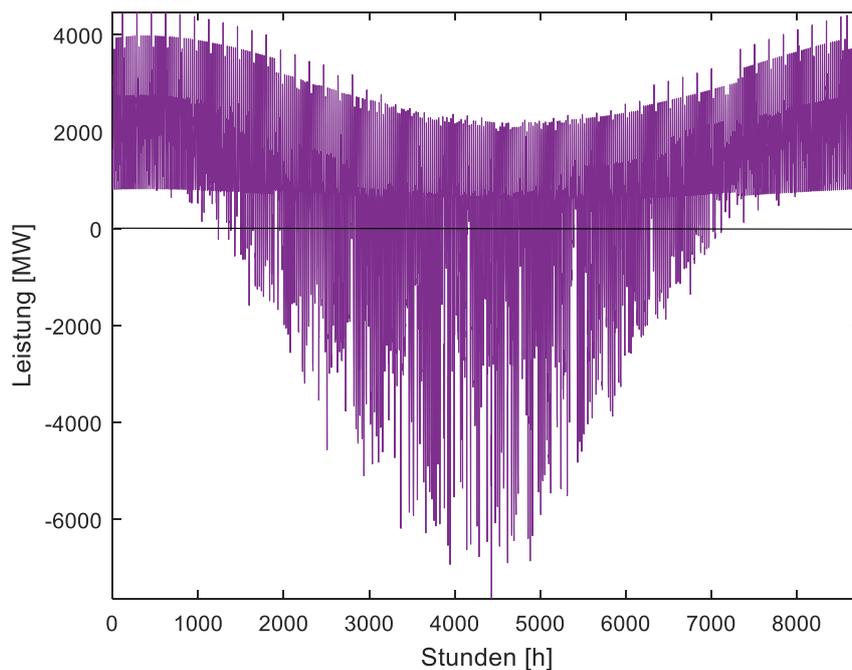


Abbildung 2-13: Darstellung der Residuallast für Strom (2016)

2.4 Flexibilität im Energiesystem

Die Darstellung und Analyse der Residuallast aus Kapitel 2.3 zeigt den Bedarf an Flexibilitätsoptionen auf, um die Differenz aus Angebot und Bedarf auszugleichen. Zu Beginn wird eine Möglichkeit der Begriffsdefinition von Flexibilitätsoptionen dargestellt. Das BMVIT (2015) lehnt seine Definition an jene von EURELECTRIC [20] an und definiert Flexibilität wie folgt:

„Flexibilität ist die Änderung der Stromeinspeisung aus Erzeugungseinheiten und / oder Änderung des Verbrauchs in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), um damit eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Zu den Parameter, um den Begriff Flexibilität im Stromsystem zu charakterisieren, gehören: die Höhe der Leistungsmodulation, die Dauer, die Änderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort usw.“ [21]

Aktuell bezieht sich die Definition und Einteilung der Flexibilitätsoptionen ausschließlich auf den Stromsektor. Flexibilitätsoptionen können einerseits anhand ihres Ansatzpunktes (Verbrauch, Erzeugung, Speicher und Netze) und anhand ihrer Wirkung (Ausgleich positiver Residuallasten vs. negativer Residuallasten) eingeteilt werden. Die Einteilungen sind grafisch in den Abbildung 2-14 und Abbildung 2-15 repräsentiert.

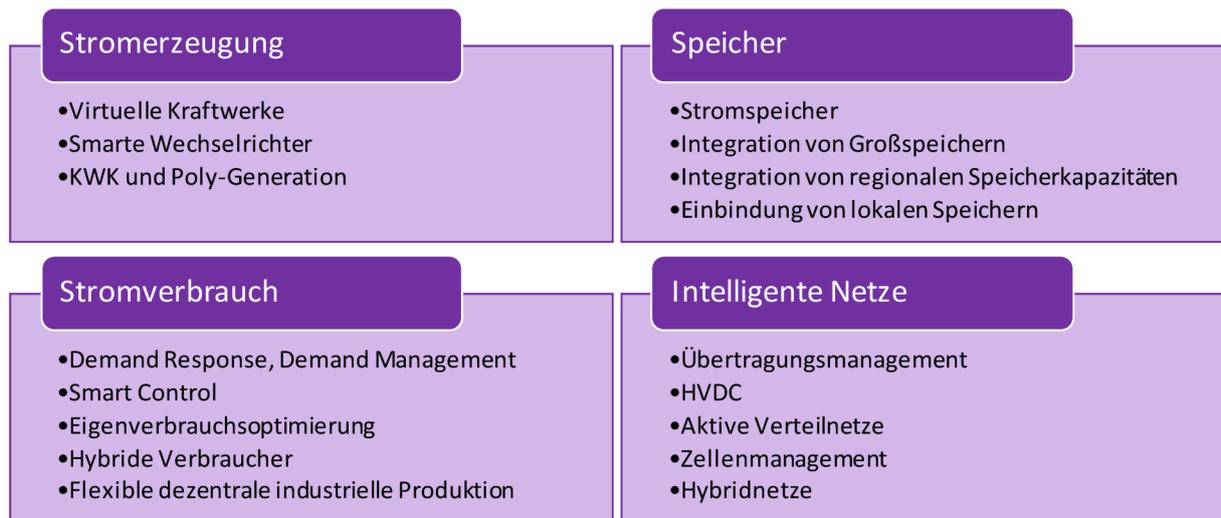
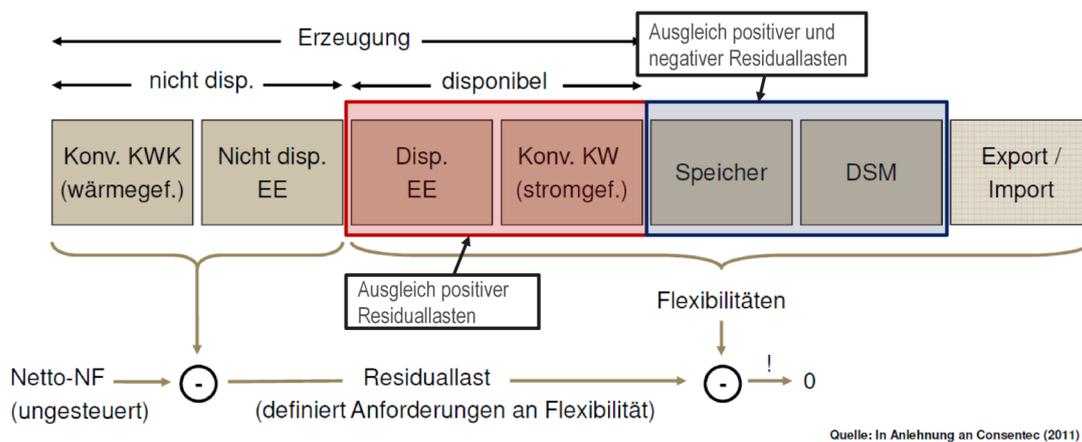


Abbildung 2-14: Systematisierung von Flexibilitätsoptionen (Auszug) anhand ihrer Ansatzpunkte, [21]

Disponible Erzeugungsanlagen sowie konventionelle stromgeführte Kraftwerke können nur zum Ausgleich positiver Residuallasten verwendet werden und stellen Flexibilität auf der Erzeugungsseite bereit (siehe Abbildung 2-14). Speicher und Demand Side Management (DSM) können neben dem Ausgleich positiver Residuallasten auch negative Residuallasten ausgleichen. Konventionelle wärmegeführte Kraftwerke und nicht disponible Erzeugungsanlagen können nicht als Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden.



Quelle: In Anlehnung an Consentec (2011)

Abbildung 2-15: Darstellung von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Residuallasten, nach [22]

2.4.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsoptionen

In Österreich wurden im Jahr 2016 367 TWh an Energie importiert und 122 TWh exportiert. Die Energieimporte nahmen seit 2005 um 0,7% pro Jahr und die Energieexporte um 7% pro Jahr zu. Insgesamt importiert Österreich drei Mal so viel Energie wie es exportiert. Erdöl und

Gas werden dabei hauptsächlich aus dem Ausland bezogen. [10] Ein Teil der im Stromnetz benötigten Flexibilität wird durch Import und Exporte von elektrischer Energie bereitgestellt. So wurden im Jahr 2016 26 TWh vom Ausland bezogen und 19 TWh ins Ausland geliefert. Die Differenz aus Importen und Exporten stellt den Nettostrombezug von Österreich dar. Dieser ist stark schwankend, aber seit 2005 tendenziell steigend. [11]

Etwa 1,3 TWh an Regelenenergie wurden im Jahr 2016 in der Regelzone der APG benötigt. Diese teilen sich auf in 805,6 GWh positive und 479,7 GWh negative Regelenenergie. Eine Darstellung der positiven Regelenenergie für das Jahr 2016 ist in Abbildung 2-16 ersichtlich. [23] Regelenenergie kann bspw. durch Gaskraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Im Jahr 2016 wurden 13,6 TWh an elektrischer Energie durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Das entspricht 31,7% der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft. [24]

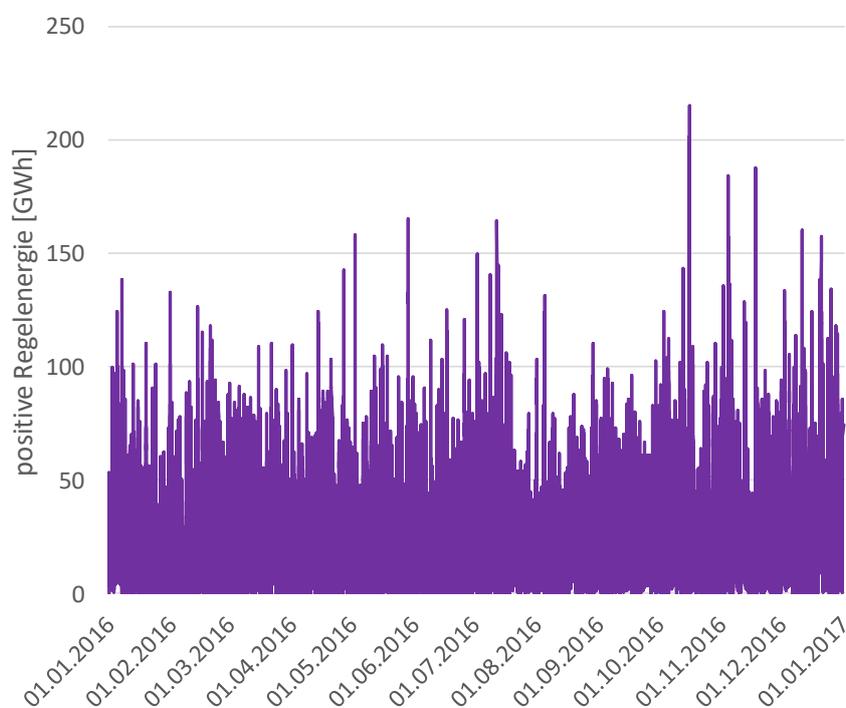


Abbildung 2-16: Positive Regelenenergie für die APG Regelzone (2016), eigene Darstellung nach [23]

2.4.2 Potentiale an Flexibilität aus industriellen Prozessen in Österreich

Zunächst werden die Forschungsarbeiten beschrieben und anschließend die Ergebnisse in einer zusammenfassenden Tabelle (siehe Tabelle 2-3) dargestellt.

Gutschi und Stigler 2008 untersuchten das Potential zur kurzzeitigen Lastreduktionen (min. eine Stunde) der österreichischen Industrie (Stand 2008). Dazu wurden einerseits Daten aus

Unternehmensberichten entnommen und andererseits relevante Daten durch Interviews abgefragt. So konnte ca. die Hälfte des Potentials (310 MW) direkt ermittelt werden. Durch Extrapolation auf Basis der befragten Unternehmen konnte für die gesamte Branche ein Lastreduktionpotential von ca. 636 MW abgeschätzt werden. [25]

Oberhofer ermittelte das Lastverschiebungspotential von Industrie und Gewerbe anhand der mittleren elektrischen Leistung, der Spitzenleistung sowie der Auslastung. Die Auslastung beschreibt das Verhältnis aus mittlerer Leistung zur Spitzenleistung. Anhand dieser Kennzahl wurde das Lastverschiebungspotential ausgehend vom Jahr 2013 ermittelt. [26]

Die Studie von Berger et al., befasste sich mit Demand Response (DR) Potentialen in der österreichischen Industrie und dem Dienstleistungssektor. Die Potentiale wurden bottom-up mit Interviews und Studien sowie top-down mit Abschätzungen aus der Literatur erhoben. Durchschnittlich liegen die direkt ermittelten Ergebnisse um den Faktor drei über den aus der Literatur erhobenen Werte. Die Potentiale für die österreichische Industrie werden für verschiedene Intervalle ermittelt: Das 5-Minuten Intervall weist ein Potential von 434 MW und das 240-Minuten Intervall 222 MW auf. Das DR-Potential für das 15-Minuten und 60-Minuten Intervall sind in Tabelle 2-3 dargestellt. [27] Die Angaben zum Dienstleistungssektor sind im Anhang (siehe Tabelle 8-2) dargestellt.

In der Studie LoadShift wurden die Lastverschiebungspotentiale für die Industrie erhoben. Anhand von Literaturrecherchen und Workshops wurden Wirtschaftsbereiche bzw. Prozesse ausgewählt, die einen Beitrag zur Lastverschiebung leisten können. Anschließend wurden die Potentiale durch gezielte Recherchen der Prozesse und Interviews mit Branchenvertretern abgeschätzt. [28]

In der Studie renewables4industry wurden Schlüsselprozesse anhand festgelegter Kriterien (Flexibilität der Prozesse/Technologien, Energiebedarf, Produktionszeiten) für die energieintensive Industrie identifiziert und Maßnahmen zur Flexibilisierung abgeleitet. Außerdem werden der Zeithorizont zur Umsetzung der Flexibilisierung angegeben und die verschiebbare elektrische Gesamtleistung je Prozess angegeben. [12]

Tabelle 2-3: Verbraucherseitige Flexibilisierungspotentiale in der Industrie in [MW], [12,25–28]¹

Branche	Lastreduktionspotential, [25]	Lastverschiebungspotential, mittlere Leistung, [26]	Lastverschiebungspotential, Spitzenleistung, [26]	Demand Response Potential (15min), bottom up, [27]	Demand Response Potential (60 min), bottom up, [[27]	Demand Response Potential, top down, [27]	Lastverschiebungspotential, [28]	Demand Response Potential, verschiebbare elektr. Leistung, [12]
Eisen- und Stahl	126	25	111	98	95	21	60	13
Chemie- und Petrochemie	64	-	-	29	30	8	-	-
Chlor-Alkali-Elektrolyse	-	21	22	-	-	-	11	8
Luftzerlegung	-	35	37	-	-	-	13	10
Kalziumkarbid	-	-	-	-	-	-	-	7
Nicht-Eisen Metalle	26	5	5	20	20	6	28	3
Steine und Erden, Glas	104	-	-	93	85	11	-	-
Zement	-	30	61	-	-	-	0	6
Keramik	-	-	-	-	-	-	-	40
Fahrzeugbau	3	-	-	13	5	19	-	3
Maschinenbau	40	-	-	-	-	-	-	5
Bergbau	100	-	-	-	-	-	-	-
Nahrungs- und Genussmittel	4	-	-	20	15	8	-	-
Papier- und Druck	148	-	-	68	70	26	70	200
Holzverarbeitung	8	-	-	47	50	11	-	-
Textil und Leder	4	-	-	7	5	2	-	-

¹ - wenn keine Angaben zu den Potentialen gemacht wurden, 0 wenn kein Potential vorhanden ist.

Branche	Lastreduktionspotential, [25]	Lastverschiebungspotential, mittlere Leistung, [26]	Lastverschiebungspotential, Spitzenleistung, [26]	Demand Response Potential (15min), bottom up, [27]	Demand Response Potential (60 min), bottom up, [[27]	Demand Response Potential, top down, [27]	Lastverschiebungspotential, [28]	Demand Response Potential, verschiebbare elektr. Leistung, [12]
Metallverarbeitung	-	-	-	-	-	-	5	-
Sonstige Industrie	9	-	-	-	-	-	-	-
Summe	636	115	235	395	375	112	187	295

In den beschriebenen Studien werden die verbraucherseitigen Potentiale zur Flexibilisierung für den produzierenden Bereich und den Dienstleistungssektor ausgewiesen. Die Studien unterscheiden sich in ihren Definitionen zu Flexibilitätsoptionen, der Dauer, wie lange die Option aktiv ist, und den Zeithorizonten der potentiellen Umsetzung. Dadurch kommt es zu großen Schwankungen der Potentialangaben sowohl innerhalb einer Branche als auch für den gesamten Industriesektor. Zusammenfassend kann eine Bandbreite von 112 – 636 MW als Flexibilisierungspotential der Industrie angegeben werden. Die Verfasser der analysierten Studien sind sich jedoch einig, dass das abgeschätzte Flexibilisierungspotential in der Realität vermutlich deutlich größer ausfällt. Auf Grund der bestehenden regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen finden in Österreich verbraucherseitige Maßnahmen derzeit noch kaum Beachtung.

2.5 Best practice Beispiele

Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt aufgrund der hohen Relevanz auf den Prozessen der energieintensiven Branchen. Energieintensive Branchen sind dadurch gekennzeichnet, dass sie einen hohen Anteil am Gesamtenergiebedarf der Industrie besitzen und ihre anteiligen Energiekosten an den gesamten Produktionskosten deutlich über dem Durchschnitt der

Industrie liegen [29]. Basierend auf den Ergebnissen aus Abbildung 2-5 wurden die vier energieintensivsten Branchen (entsprechen 56% des Endenergiebedarfs der Industrie) ausgewählt und best practice Beispiele für Industrie-Stadt Energieverbünde recherchiert. Für jede Branche wurde jeweils ein Beispiel ausgewählt und im Detail dargestellt. Dabei werden relevante Fakten zum Betrieb, der Stadt, der Schnittstellen und Synergien präsentiert. Sofern bekannt, werden auch Investitionsvolumina angegeben. Weitere Beispiele zur Kopplung von Industrie und Stadt sind dem Anhang (siehe Tabelle 8-3) zu entnehmen.

2.5.1 Eisen- und Stahlindustrie: voestalpine Stahl Donawitz GmbH

Das Fernwärmenetz der Stadt Leoben (Österreich) hat eine Trassenlänge von 22 km und versorgt 7.700 Haushalte mit Wärme. Die Wärmeabgabe beträgt 47,7 GWh pro Jahr, wobei eine thermische Leistung von 35,7 MW vorliegt. Ein Ausbau der Fernwärmeversorgung auf 50 MW ist geplant, was einer Vollversorgung der Stadt Leoben entsprechen würde. [30] Seit 2009 wird Abwärme im Bereich von 80-115°C von der voestalpine Stahl Donawitz GmbH in das Fernwärmenetz eingespeist. Der gesamte Fernwärmebedarf wird nun durch Abwärme gedeckt. Seitens der Stadtwerke Leoben wurden 45,8 Millionen € in das Projekt investiert. [31]

Die voestalpine Stahl Donawitz GmbH fertigt über die Produktionslinie „Sinteranlage - Hochofen - Roheisenentschwefelungsanlage - LD-Tiegel - Sekundärmetallurgie – Stranggussanlage“ Stahlprodukte (z. B. Einsatzstähle, Schienenstähle, Vergüttestähle, etc.). In den beiden Hochöfen werden täglich rund 4.000 Tonnen Roheisen erzeugt. [32] Die Wärmeauskopplung erfolgt über das interne Wärmenetz von voestalpine. Außerdem wird der Abdampf aus der Dampfturbine zur Auskopplung der Fernwärme verwendet. [33]

Im Jahr 2014 wurde das Konzept der Abwärmenutzung der voestalpine Stahl Donawitz GmbH erweitert, wodurch nun einer zweiten Stadt (Trofaiach) Abwärme aus der Industrie zur Verfügung gestellt wird (Städteverbund). Dafür wurde eine 8,2 km lange Transportleitung von der Stadt Leoben zur Stadt Trofaiach gelegt. Der Energieversorger Kelag Wärme GmbH investierte dafür rund 6,5 Millionen €, die Stadtwerke Leoben rund 1 Million € für den Bau einer Auskopplungsanlage. Dadurch können in Trofaiach 6.500 Wohnungen mit 32 GWh Abwärme versorgt werden. Die bestehenden Gaskesselanlagen dienen als Ausfallsreserve. Insgesamt ist die Hälfte der Haushalte in Trofaiach an das Fernwärmenetz angeschlossen. [34]

2.5.2 Papier- und Zellstoffindustrie: Zellstoff Pöls AG

Abbildung 2-17 stellt das Fernwärmesystem im steirischen Aichfeld dar. Die Zellstoff Pöls AG stellt seit 2011 Abwärme zur Wärmeversorgung der angeschlossenen Haushalte und Betriebe in den Gemeinden Pöls, Fohnsdorf, Judenburg und Zeltweg bereit. Über ein 18 km langes Leitungsnetz werden aktuell 15.000 Haushalte mit Fernwärme beliefert und damit 25.000 Tonnen Kohlendioxid eingespart. Die Fernwärmeleistung beträgt 30 MW. Das Projekt wurde mit einer Bauzeit von 6 Monaten realisiert und veranschlagte ein Investitionsvolumen von 18 Millionen Euro, welches von der Bioenergie Aichfeld GmbH getragen wurde. [35]

In der Zellstofffabrik werden jährlich rund 2 Millionen Festmeter Holz zu gebleichten Langfaser-Sulfatzellstoff und gebleichten Kraftpapier verarbeitet. Die Produktionskapazität umfasst 450.000 t Zellstoff und 90.000 t Papier. Die industrielle Energieabgabe wird in Form von Strom (aus der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage) und Wärme (aus der Schwarzlauge) an nahegelegene Haushalte geliefert. [36]

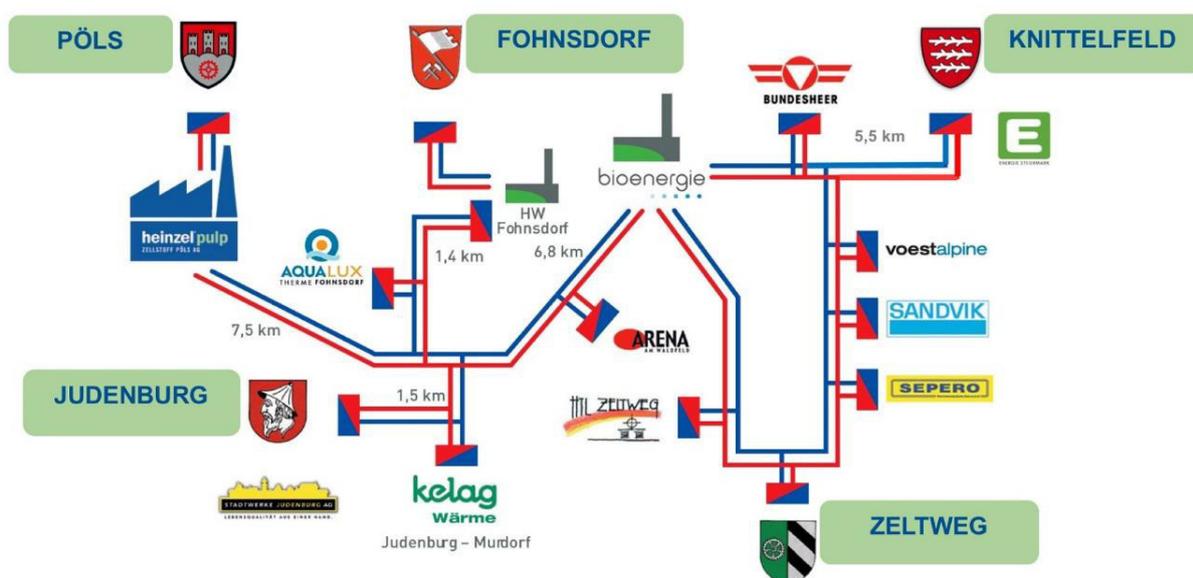


Abbildung 2-17: Fernwärmenetz Aichfeld, [35]

2.5.3 Chemieindustrie: Mineralölraffinerie Oberrhein

6,5% des Rohöleinsatzes werden in der Mineralölraffinerie Oberrhein (MiRO, Deutschland) für den Energieeinsatz (Strom, Dampf, Heizmedium) verwendet. Die Raffinerie betreibt eine eigene Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlage, um ihren Energiebedarf zu decken. Die Anlage hat eine elektrische Leistung von 60-80 MW und erzeugt 600-800 Tonnen Dampf pro Stunde. Die Mineralölraffinerie Oberrhein stellt im Jahr Mineralölprodukte mit einem

durchschnittlichen Gesamtvolumen von 15 Millionen Tonnen her. Dazu zählen unter anderem Benzin, Diesel, Propyläen und Bitumen. [37]

Die Mineralölraffinerie Oberrhein (MiRO) speist überschüssige Niedertemperaturprozessabwärme (100-120°C) aus beiden Werksteilen in das Fernwärmenetz von Karlsruhe ein. Eine interne Abwärmenutzung stellt aus zweierlei Gründen keine Option dar: Einerseits liegen die Amortisationszeiten der Wärmetauscher über der intern geforderten Amortisationszeit von drei Jahren und andererseits sind keine Wärmesenken für das Temperaturniveau von 100-120°C vorhanden. [38] Die Abwärmeauskopplung wurde in zwei Ausbaustufen realisiert. In der ersten Ausbaustufe wurde die Niedertemperaturprozessabwärme (40 MW) aus Werk 2 erschlossen. Dazu wurden sieben Wärmequellen mittels Wärmetauscher über eine Transport-Doppelleitung (DN 600) in das bestehende Fernwärmenetz integriert. Die neue Trasse hat eine Länge von 5,1 km und wurde nach zwei Jahren Bauzeit 2010 in Betrieb genommen. In der zweiten Ausbaustufe wurde die Niedertemperaturprozessabwärme (50 MW) aus Werk 1 erschlossen. Hier wurde die Wärme ebenfalls mittels Wärmetauscher aus 13 Wärmequellen nutzbar gemacht. Die Raffinerie liefert eine Gesamtwärmemenge von 520 GWh pro Jahr an das Fernwärmenetz in Karlsruhe.

Grundsätzlich findet eine Wärmenutzung nach jedem Prozessschritt bzw. nach jeder Kolonne statt. Das Produkt verlässt dabei mit einer erhöhten Temperatur die Destillationskolonne und muss für die weitere Verarbeitung auf eine niedrigere Temperatur gekühlt werden. Die Wärme, die auf Grund der Temperaturdifferenz zur Verfügung steht, kann nun über Wärmetauscher in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Der größte Anteil fällt bei der Hauptdestillationskolonne (atmosphärische Destillation), bei der Vakuumdestillationskolonne und beim fluid catalytic cracker (FCC) an. Hier kommen einerseits Plattenwärmetauscher als auch Rohrbündelwärmetauscher zum Einsatz. [38]

Die Erschließung der Wärmepotentiale in der Raffinerie, der Bau der Transportleitungen und die Netzverdichtung beanspruchte ein Investitionsvolumen von etwa 54 Millionen €. [39] Das gesamte Investment wurde von den Stadtwerken Karlsruhe getragen. [38]

Das Netz ist durch eine Minimallast im Sommer von 25 MW und im Winter durch eine Maximallast von 330-350 MW charakterisiert. Die Raffinerie stellt eine Maximallast von 90 MW zur Verfügung. Im Sommer wird die überschüssige Wärme an die Umgebung abgegeben. Mittlerweise stammen 60% der durch fernwärmebereitgestellten Wärme aus der Raffinerie. Der im Winter verbleibende Wärmebedarf wird über das naheliegende Rheinhafen-Dampfkraftwerk gedeckt. [38,39]

Seit dem Jahr 2014 wird ein Teil, der im Sommer zur Verfügung stehenden Abwärme der Raffinerie zur Fernkälteerzeugung verwendet. Hier wird mittels Absorptionskältemaschine (480 kW) die Abwärme in Kälte umgewandelt. Zusätzlich wird eine Kompressionskältemaschine (1.100 kW) mit Strom betrieben. [39]

2.5.4 Nichtmetallische mineralische Stoffe: Kirchdorf-Group

Die Zementindustrie zählt zu den energieintensivsten Branchen der Industrie. 30-40% der Gesamtkosten fallen auf den Posten „Energie“, wodurch sich Investitionen in Wärmerückgewinnungsmaßnahmen innerhalb weniger Jahre amortisieren. [40]

Das Zementwerk der Kirchdorf-Group produziert in Kirchdorf an der Krems (Österreich) jährlich 500.000 Tonnen Zement. 2016 wurde eine Anlage zur industriellen Abluftreinigung und Wärmerückgewinnung in dem Zementwerk installiert. Der Zementklinker wird bei einer Temperatur von ca. 1.400°C erzeugt. Die Abluftreinigungsanlage kombiniert die Vorteile eines Reingaskatalysators und einer regenerativen thermischen Oxidation, wodurch die organischen Kohlenstoffverbindungen, Kohlenmonoxid, die Stickstoffkonzentration und die Gerüche reduziert werden. Die im Rauchgas enthaltene Wärme wird zu einem Teil für die Nachverbrennung verwendet. Die Restabwärme wird einerseits wieder in den Prozess zurückgeführt und andererseits über einen Wärmetauscher ausgekoppelt. Die Anlage zur Abluftreinigung und zur Wärmeauskopplung forderten ein Investitionsvolumen von 7,3 Millionen €. [41,42]

An das Fernwärmenetz in Kirchdorf und Micheldorf (Österreich) sind 95% der privaten Haushalte, Betriebe und öffentlichen Gebäude angeschlossen. Insgesamt werden 20 GWh Abwärme an das Fernwärmenetz der Stadt Kirchdorf geliefert. Somit werden 20% aller Gebäude mit Abwärme beheizt. Das Zementwerk befindet sich 600 m vom Stadtzentrum entfernt, wodurch eine Kopplung mit der Stadt einfach zu realisieren ist. [41,42]

2.6 Schlussfolgerungen

Der Anteil an erneuerbarer Energie konnte in Österreich in den letzten Jahren gesteigert werden. Dennoch blieb bisher ein großes Potential an industrieller Energieabgabe weitgehend ungenutzt. Studien wiesen ein Potential an industrieller Abwärme von 15.000 GWh und an auf Industriedachflächen erzeugten PV-Stroms von 10.836 GWh aus. Dieses Potential kann zur Wärmebedarfs- und Strombedarfsdeckung von Haushalten verwendet werden, wodurch ein Energieautarkiegrad von rund 25% bezogen auf den privaten Wärmebedarf bzw. rund 65%

bezogen auf den privaten Strombedarf erreicht werden kann. Die zeitliche Inkongruenz von Angebot und Bedarf erschwert die vollständige Ausschöpfung des Potentials.

Flexibilitätsoptionen ermöglichen die zeitliche Kopplung von Angebot und Bedarf und eine bessere Ausnutzung des Potentials. Zahlreiche Studien weisen Flexibilitätspotentiale in unterschiedlicher Höhe für die industrielle Produktion als auch für Haushalte aus. Dennoch findet die Nutzung dieser Möglichkeiten im österreichischen Energiesystem bisher kaum statt. Ein Großteil der Untersuchungen entfällt zudem ausschließlich auf den Stromsektor.

Anhand von best practice Beispielen konnte gezeigt werden, dass Industrie-Stadt Energieverbünde stellenweise bereits umgesetzt wurden. Die Kopplung beschränkt sich bisher weitestgehend auf die Wärmeseite. Die Bereitstellung von Strom findet ausschließlich über die von der Industrie betriebenen KWK-Anlagen statt. Die PV-Potentiale werden nicht genutzt. Außerdem wird der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in der Industrie zur Erhöhung der Kongruenz zwischen der industriellen Energieabgabe und dem Energiebedarf der Haushalte bisher nicht in die Energieversorgungskonzepte integriert. Ausgenommen davon ist der Einsatz von Speichern.

3 STAND DER FORSCHUNG

Um den Neuheitsgrad der Arbeit bzw. des Ansatzes zu untermauern, wird anhand einer systematischen Literaturrecherche der Stand der Forschung dargestellt. Dabei werden anhand ausgewählter Schlagwörter, die den Ansatz der Dissertation repräsentieren, gezielte Suchabfragen gestartet. Die Suche wird durch Berücksichtigung des Erscheinungszeitraums eingeschränkt. So werden nur Publikation, die nach 2011 erschienen sind, in Betracht gezogen. Anschließend werden die Publikationen anhand des Titels in Bezug auf ihre Relevanz zum Dissertationsthema vorsortiert. Danach erfolgt eine weitere Spezifizierung durch die Analyse der Abstracts. Schließlich werden die verbleibenden Publikationen zusammengefasst.

Die Forschungsaktivitäten beschränken sich bisher auf die Vermeidung bzw. die Nutzung von industrieller Abwärme. Andere Potentiale zur industriellen Energieabgabe werden zum Zeitpunkt der Literaturrecherche nicht mitbetrachtet. Auf Grund dessen wird für die Recherche das Schlagwort „Abwärme“ und nicht „industrielle Energieabgabe“ verwendet.

Die durchgeführten Suchabfragen inklusive Schlagworte, Suchabfragen und Anzahl der Treffer sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Die Suche wurde gestartet mit einer allgemeinen Abfrage zum Thema industrieller Abwärme. Die Beiträge enthalten jedoch auch die Nutzung von Abwärme aus Kraftwerken bzw. Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen). Diese Beiträge werden ausgeschlossen. Basierend auf dieser Abfrage wurde die Sucher anhand der Schlagwörter „Stadt“, „Speicher“ und „erneuerbare Energie“ weiter eingegrenzt. Die Suchabfrage zur Flexibilität wurde mit verschiedenen Phrasen durchgeführt, da es für den in der Dissertation gewählten Ansatz keine eindeutige Definition bzw. Zuordnung gibt.

In Abbildung 3-1 sind die für die Literaturrecherche verwendeten Schlagwörter (violett) und die damit verknüpften Themengebiete (grau) dargestellt. Deutliche Überschneidungen gibt es zwischen den Themen „Wärmeflexibilisierung“, „Prozessflexibilisierung“ und „Industrie und Lastverschiebung/DSM“. Schwerpunkt der Flexibilisierung stellen fast ausschließlich strombetriebene Prozesse dar. Die zentrale Motivation dabei ist einerseits die Reduktion der Strombezugskosten und andererseits die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromnetz, die durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern benötigt wird. Eine weitere Möglichkeit der Flexibilisierung auf der Verbraucherseite stellt die Schaffung von Städteverbänden dar, die bisher aber kaum Beachtung bekommt. Eine weitere Synergie besteht bei „industrieller Abwärme“, „Stadt“, „Speicher“ und „erneuerbaren Energieträgern“. Fernwärmenetze spielen bei den zuletzt genannten Punkten eine zentrale Rolle. So kann eine physische Verknüpfung stattfinden.

Tabelle 3-1: Suchabfrage und Treffer der Literaturrecherche zu Schlagwörtern der Dissertation

Schlagwörter	Suchabfrage	Treffer
Industrielle Abwärme	pub date > 2011 AND „industrial waste heat“	997
Industrielle Abwärme ohne Abwärme aus Kraftwerken	pub date > 2011 AND „industrial waste heat“ AND NOT „power plant“	755
Industrielle Abwärme, Stadt	pub date > 2011 AND „industrial waste heat“ AND „city“ OR „town“	185
Industrielle Abwärme, erneuerbare Energie	pub date >2011 AND “industrial waste heat” AND “renewable energy”	435
Industrielle Abwärme, Stadt, erneuerbare Energie	pub date >2011 AND “industrial waste heat” AND “city” OR “town” AND “renewable energy”	125
Industrielle Abwärme, Speicher	pub date > “industrial waste heat” AND “storage”	545
Industrielle Abwärme, Stadt, Speicher	pub date > “industrial waste heat” AND “city” OR “town” AND “storage”	140
Industrie, Lastverschiebung, demand side management	pub date > 2011 AND „industry“ AND „load shift“ OR „demand side management“	1952
Industrie, Lastverschiebung, demand side management, Abwärme	pub date > 2011 AND „industry“ AND „load shift“ OR „demand side management“ AND “waste heat”	191
Industrie, Stadt, Lastverschiebung, demand side management, Abwärme	pub date > 2011 AND „industry“ AND “city” OR “town” AND „load shift“ OR „demand side management“ OR AND “waste heat”	116
Industrie, Prozessflexibilität	pub-date > 2011 and "industry" AND "process flexibility"	428
Industrie, Energieflexibilität	pub-date > 2011 and "industry" AND "energy flexibility"	44
Industrie, Wärmeflexibilität	pub-date > 2011 and "industry" AND "heat flexibility"	1

Forschungsarbeiten zum Thema industrielle Abwärme, Fernwärme, erneuerbare Energie und Flexibilität sind zahlreich vorhanden. Keine Forschungsarbeit betrachtet jedoch die Kombination aller Themenbereiche: Die Maximierung der Potentialnutzung der industriellen Energieabgabe im Energieverbund Industrie-Stadt durch den Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen.

Im vorherigen Abschnitt wird die Systematik der Literaturrecherche dargelegt und die Forschungslücke aufgezeigt. Der in der vorliegenden Arbeit verfolgte Ansatz wird noch nicht

erforscht, dennoch kann auf Erkenntnissen und Methoden aus wissenschaftlichen Arbeiten aufgebaut werden. Diese werden in den folgenden Kapiteln präsentiert.

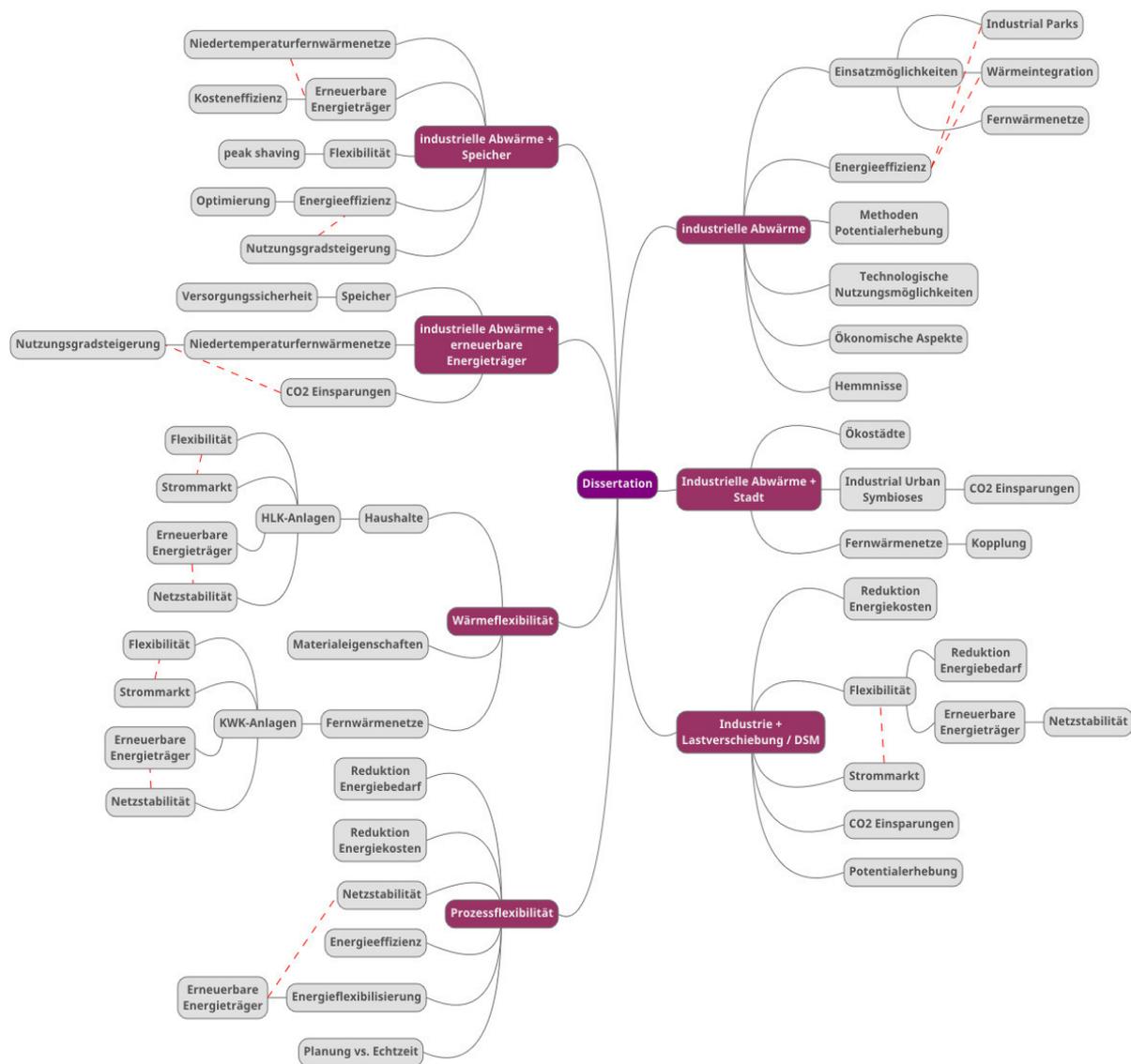


Abbildung 3-1: Grafische Darstellung der Literaturrecherche und der Zusammenhänge der Schlagwörter

3.1 Methoden zur Erhebung und Berechnung von Abwärmepotentialen

Eine grundsätzliche Einteilung der Methoden zur Abwärmepotentialerhebung kann anhand von zwei Blickwinkeln durchgeführt werden: der Betrachtungsebene und der Methode der Datenerhebung.

Als Betrachtungsebenen können einzelne Unternehmen, Städte, Regionen oder ganze Länder gewählt werden. Miró et al., 2015 erhoben anhand einer ausgiebigen Literaturrecherche die Abwärmepotentiale von 33 Ländern. Auf Grund der Datenverfügbarkeit wurde die Betrachtung auf Landesebene und nicht wie geplant auf Regionsebene durchgeführt. Die Autoren stellten fest, dass die Abwärmemenge proportional zum Energiebedarf des Landes sowie zum Energiebedarf des Industriesektors ist. [43]

Die Kategorisierung der Methoden zur Abwärmepotentialerhebung und -berechnung unterscheidet sich nach Blesl et al., 2008 nach der Genauigkeit der gewählten Methode. So kann eine ungefähre Abschätzung anhand von statistischen Daten erfolgen (weniger genaue Methode) oder eine präzise Berechnung anhand von gemessenen Daten (sehr genaue Methode). [44] Pehnt et al., 2010 erweitert die Einteilung um Energieeffizienzfaktoren (weniger genau), Ergebnisse aus Fragebögen (mittel) oder gemessene Daten (sehr genau) für die Erhebung von Abwärmepotentialen. [45]

Bei der Datenerhebung werden zwei Herangehensweisen unterschieden: Geschätzte oder gemessene Daten. Dies kann entweder über Fragebögen, Reporte, online Abwärmeplattformen oder Vor-Ort-Messungen erfolgen. [46] Beispiele für online Abwärmeplattformen können unter anderem für die Steiermark (Österreich) [47], Bayern (Deutschland) [48] und die Niederlande [49] gefunden werden. Die am häufigsten verwendete Methode, um die Herangehensweisen zur Datenerhebung zu unterscheiden, ist die Einteilung in bottom-up und top-down Ansatz. Unter bottom-up wird das Aggregieren von Ergebnissen basierend auf einem spezifischen Fallbeispiel verstanden. Werden im Gegensatz dazu allgemeine Ergebnisse verwendet, um Aussagen zu einer spezifischen Fragestellung zu machen, wird dieser Ansatz als top-down bezeichnet. Mischformen der beiden Ansätze sind ebenfalls möglich und kombinieren die Vorteile beider Ansätze, um eine Fehlerfortpflanzung zu reduzieren bzw. zu vermeiden. [46] Als Beispiel für die Ermittlung von Abwärmepotentialen mittels bottom-up Ansatz kann die Studie von McKenna et al., 2010 genannt werden. Hierbei erfolgt die Abschätzung mit Hilfe des Allokationsplans für das europäische Emissionshandelssystem für Großbritannien. Die Abwärme wurde dabei in fünf Temperaturlevel eingeteilt und für jeden Sektor einzeln abgeschätzt. Sofern keine Daten vorhanden waren wurde angenommen, dass 5-10% des Energiebedarfs des Industriebetriebs als Abwärme zur Verfügung stehen. Weiters wurde angenommen, dass 50% der Abwärme wiederverwendet werden kann. So wurde ein Abwärmepotential von 10-20 TWh für die britische Industrie errechnet. [50] Im Gegensatz dazu verwendete Ammar et al., 2012 einen top-down Ansatz, um das Abwärmepotential von Großbritannien zu ermitteln. Hierzu wurden Energiekennzahlen für verschiedene Sektoren ermittelt und verwendet, um das Potential

abschätzen zu können. Somit erhält man ein Abwärmepotential von 23 TWh für einen Temperaturbereich von 100-400°C. [51]

3.2 Abwärme in Fernwärmenetzen

Industrielle Abwärme kann als Energieträger in Fernwärmenetzen genutzt werden und so die angeschlossenen Haushalte mit Raumwärme und Warmwasser versorgen.

Die externe Nutzung von industrieller Abwärme bringt Nachteile mit sich, wie beispielsweise das Investitionsvolumen auf Anbieterseite oder die Bindung der Verbraucher auf der Nachfrageseite. Häufig wird letzteres dadurch erreicht, dass Gemeinden einen Anschlusszwang an das Wärmenetz vorgeben. Andererseits gibt es auch ökologische und ökonomische **Vorteile**. So führt beispielsweise die Verwendung der Abwärme aus einem Zementwerk und einem Kupferwerk in Nordchina zu einer Erhöhung der Effizienz des Wärmeeinsatzes um 11,4% bzw. um 44,6%. [52] Zusätzlich kommt es durch die Nutzung von industrieller Abwärme zu CO₂, SO₂ und NO_x Einsparungen, da ein Teil des fossilen Energieträgereinsatzes in Fernwärmenetzen ersetzt werden kann. Fang et al., 2013 weisen jährliche Einsparungen von 169 Mt CO₂, 547 t SO₂ und 476 t NO_x bei einer Abwärmennutzung von 122 MW aus. [52] Ivner und Viklung, 2015 geben Einsparungen von 0,02-0,4 kg CO₂/kWh industrieller Abwärme an. [53] Industrielle Abwärme stellt einen kostengünstigen Energieträger dar. Studien zu Folge sind für die wirtschaftliche Nutzung industrieller Abwärme in Fernwärmenetzen keine Förderungen notwendig. Als Rahmenbedingungen wurde eine Rendite von 10% in 15 Jahren und ein bestehendes Fernwärmenetz angenommen [54]. Alle gelesenen wissenschaftlichen Beiträge heben die große (zukünftige) Bedeutung der Integration industrieller Abwärme in Fernwärmenetze hervor. In diesem Zusammenhang sind besonders die Studien von Conolly et al., 2014 und Lund et al., 2014 zu nennen [55,56].

Herausforderungen bei der Nutzung industrieller Abwärme stellen das Temperaturniveau, der zeitliche Verlauf der industriellen Abwärme sowie die räumliche Trennung zwischen Abwärmeangebot und Wärmebedarf dar [57]. In den nächsten Kapiteln werden Lösungsansätze aus bestehenden Forschungsarbeiten präsentiert.

3.2.1 Herausforderung: Temperaturniveau

Der Einsatz von Organic-Rankine-Cycles (ORC) und Kalina-Anlagen ermöglicht die Erzeugung von Strom aus industrieller Abwärme und die Nutzung der Abwärme in Fernwärmenetzen.

Der *ORC-Prozess* basiert auf dem Clausius-Rankine Cycle, jedoch wird anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsmittel verwendet, wodurch Wärmequellen mit niedrigeren Temperaturen ($>90^{\circ}\text{C}$) genutzt werden können. Mittels Wärmeübertrager wird die Wärme der Quelle (industrielle Abwärme) auf das Arbeitsmittel übertragen, erwärmt, verdampft und überhitzt. Durch eine Turbine wird das Medium entspannt und kondensiert und treibt dabei einen Generator an, der Strom erzeugt. Anschließend wird das Arbeitsmittel durch eine Speisewasserpumpe wieder auf das ursprüngliche Druckniveau gebracht. [14] Die Wahl des Arbeitsmittels hat einen Einfluss auf die Leistung und den Wirkungsgrad des Prozesses, weshalb in diesem Bereich viel Forschungsarbeit geleistet wird. Beispielsweise liefert die Arbeit von Chen et al., 2010 eine Übersicht von eingesetzten Arbeitsmedien zur Nutzung von Niedertemperaturwärme. Hier werden die Medien mit ihren Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten präsentiert. [58] Laut Eyerer et al., 2016 weist die Verwendung des Arbeitsmediums R1233zd-E im Vergleich zu R245fa einen um 6,9% besseren thermischen Wirkungsgrad auf und erreicht 5,10%. [59] Han et al., 2017 geben für eine Abwärmtemperatur von 105°C und dem Arbeitsmedium R245fa einen elektrischen Wirkungsgrad von 3,10% und einen thermischen Wirkungsgrad von 4,97% bei spezifischen Investitionskosten von 2.300 €/kW an. [60] Dieses Ergebnis wird von van de Bor et al., 2015 bestätigt. Hier werden elektrische Wirkungsgrade von 2,6-3,7% angegeben. [61]

Der *Kalina-Prozess* verwendet im Gegensatz zum ORC-Prozess ein Gemisch von zwei Flüssigkeiten (z. B. Wasser und Ammoniak) mit unterschiedlichen Siedepunkten als Arbeitsmedium. Dadurch kann der Quelle vergleichsweise mehr Wärme entzogen werden. Nachteilig hierbei ist die höhere Komplexität des Prozesses. Van de Bor et al., 2015 zeigten mit ihrer Arbeit, dass der Kalina-Prozess bei höherer Komplexität nur minimale Vorteile gegenüber einer ORC-Anlage aufweist. [61] Kalina-Anlagen sind aus diesem Grund, im Gegensatz zu ORC-Anlagen, auch heute nicht großtechnisch verfügbar.

Eine weitere Möglichkeit der industriellen Abwärmenutzung besteht in der Einspeisung in Fernwärmenetze. Die an die angeschlossenen Haushalte übertragbare Wärmemenge ist anhand des Zusammenhangs $Q = m * c_p * \Delta T$ bestimmbar. Aufgrund dessen ist das System umso effizienter, desto größer die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf ist. Die industrielle Abwärme kann über zwei Möglichkeiten in ein Fernwärmenetz eingebunden werden (siehe Abbildung 3-2):

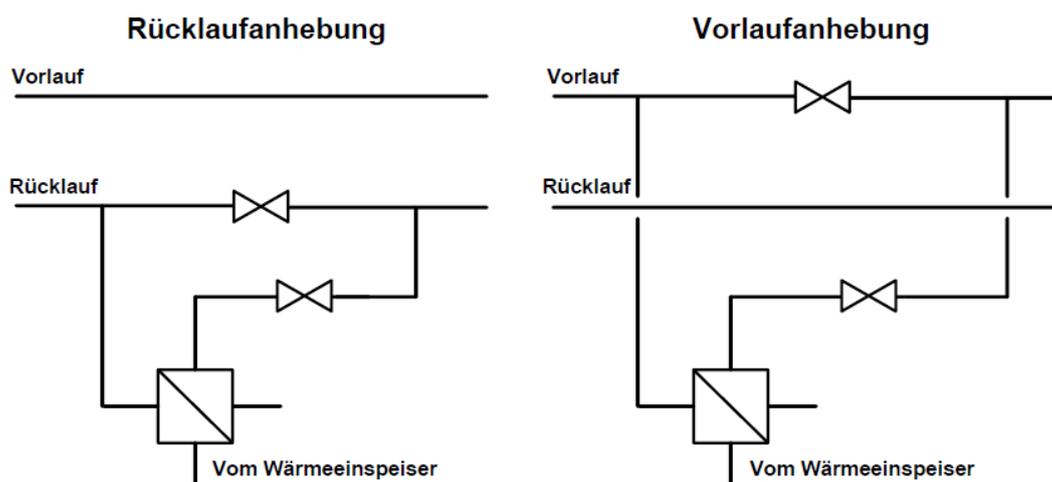


Abbildung 3-2: Möglichkeiten der technischen Einbindung von industrieller Abwärme in Fernwärmenetze, [62]

Einspeisung in den Vorlauf: Durch die direkte Einbindung der industriellen Abwärme in den Vorlauf von Fernwärmenetzen kann der Energieeinsatz der Wärmequelle (z. B. Heizwerk) des Fernwärmenetzes reduziert werden. Das ermöglicht die Einsparung von (fossilen) Brennstoffen und führt zu einer Reduktion an CO₂-Emissionen und Kosten. Diese Variante der Einbindung ist nur möglich, wenn die industrielle Abwärme mit der Betriebstemperatur des Fernwärmenetzes vorliegt bzw. mittels Wärmepumpen auf dieses Temperaturniveau angehoben werden kann.

Einspeisung in den Rücklauf: Industrielle Abwärme kann auch zur Anhebung der Rücklauftemperatur verwendet werden, wodurch die Vorlauftemperatur mit weniger Energieeinsatz erreicht werden kann. Diese Variante der Einbindung ermöglicht die Integration von Wärmequellen mit einem niedrigen Temperaturniveau. So kann wiederum industrielle Abwärme direkt oder mittels Wärmepumpen eingespeist werden. Wie bereits erwähnt ist für die Effizienz des Systems die Temperaturspreizung ausschlaggebend. Deswegen verursacht die Anhebung der Rücklauftemperatur größere Wärmeverluste, einen größeren Pumpaufwand (Massenstrom muss erhöht werden, um die gleiche Wärmemenge zu übertragen) und dementsprechend höhere Kosten.

Liegt industrielle Abwärme mit einem Temperaturniveau in Höhe der Betriebstemperatur des Fernwärmenetzes vor, kann diese direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Wärmeübertrager sind dabei essenzielle Bauteile, die für die Nutzung von industrieller Abwärme benötigt werden. Durch den Wärmeübertrager wird der Abwärmekreislauf von dem Fernwärmekreislauf getrennt und die Energie des Abwärmestroms auf den der Fernwärme übertragen. Für die Nutzung industrieller Abwärme werden ausschließlich kontinuierlich

durchströmte Wärmeübertrager (Rekuperatoren) verwendet. Bei Rekuperatoren sind die Ströme baulich voneinander getrennt und die Wärmeübertragung erfolgt mittels Konvektion und Wärmeleitung. [63] Welche Ausführung (Bauform, Werkstoffe) des Wärmetauschers für die Nutzung industrieller Abwärme in Frage kommt, hängt von den Betriebs- und Prozessparametern (Temperatur, Druck) und der Art des Abwärmestroms (Rauchgas, Luft, Wasser) ab. Bei der Auswahl der Werkstoffe spielen die mechanischen, thermischen und chemischen Beanspruchungen eine erhebliche Rolle. Wird beispielsweise Nickel als Legierungselement eingesetzt, wird die Korrosionsbeständigkeit verbessert, aber die Wärmeleitfähigkeit des Werkstoffes verschlechtert. [18]

Es gibt zahlreiche Studien, die sich mit der direkten Nutzung von industrieller Abwärme in Fernwärmenutzung beschäftigen. Angaben über die Auswahl der Wärmetauscherbauform und Werkstoffe werden nicht angegeben, da es sich oftmals um Modellrechnungen und computergestützte Simulationen handelt. Wirkungsgrade von Plattenwärmetauschern werden im Bereich von 95-97% angegeben. [64] Als ein Beispiel kann die Studie von Bühler et al., 2017 [65] genannt werden, die folgende Rahmenbedingungen für die Abwärmenutzung und der Wärmetauscher nennen:

- Abwärme < 60°C: Wasser als Trägermedium auf beiden Seiten, Temperaturdifferenz zwischen Wärmetauschereingang und -ausgang: 5 K, Abkühltemperatur des Abwärmestroms: 15°C (angepasst an durchschnittliche Umgebungstemperatur)
- Abwärme > 60°C: Gas als Trägermedium für die Abwärmeseite, Temperaturdifferenz zwischen Wärmetauschereingang und -ausgang: 10 K, Abkühltemperatur des Abwärmestroms: 40°C um Kondensation zu vermeiden

In der Studie von Theissing et al., 2009 werden ausgewählte Kennzahlen zu Wärmetauschertyp, Leistung, Temperatur der Quelle und Senke, spezifische Kosten, Ausführung und Material genannt. Platten- und Rohrbündelwärmetauscher stellen hierbei die üblichen Wärmetauscherbauformen zur Nutzung industrieller Abwärme dar. [18]

Liegt industrielle Abwärme in einem Temperaturniveau vor, das sich weder zur Stromerzeugung noch zur Direkteinspeisung in ein Fernwärmenetz eignet, können Wärmepumpen zur Erreichung des geforderten Temperaturniveaus eingesetzt werden. Die Einbindung der Wärmepumpen erfolgt ebenfalls nach den zwei dargestellten Varianten aus Abbildung 3-2. Für die Temperaturerhöhung der industriellen Abwärme stehen zwei verschiedene Arten von Wärmepumpen zur Auswahl: Kompressionswärmepumpen und Absorptionswärmepumpen.

Der Wärmeübergang zwischen verschiedenen Temperaturniveaus basiert auf dem variablen Siedepunkt des Kältemittels. Mechanisch angetriebene Wärmepumpen (Kompressionswärmepumpen) nutzen die Abhängigkeit des Siedepunktes vom Druck. Thermisch angetriebene Wärmepumpen (Absorptionswärmepumpen) nutzen zusätzlich die Siedepunkterhöhung des Kältemittels durch ein Lösungsmittel. Die Hauptkomponenten beider Kreisläufe sind ein Verdampfer und ein Kondensator. Der Unterschied zwischen mechanisch und thermisch angetriebenen Wärmepumpen besteht darin, wie das gasförmige Kältemittel vom Verdampfer zum Verflüssiger transportiert wird. [6]

Kompressionswärmepumpen: Kompressionswärmepumpen nutzen die industrielle Abwärme als Wärmequelle. Das zu erreichende Temperaturniveau bestimmt, welche Arbeitsmedien für die Anwendung geeignet sind und welche Art von Kompressor eingesetzt werden soll. Die maximal erreichbare Temperatur liegt aufgrund von Materialeinschränkungen durch Temperatur und Druck zwischen 120 und 140°C. Gängige Systeme arbeiten typischerweise bis maximal 80°C. Aufgrund des begrenzten Druckverhältnisses kann die Eingangstemperatur maximal etwa -35°C betragen, was jedoch stark von der Temperatur des Verflüssigers abhängt. Der Temperaturlift wird durch das Verdichtungsverhältnis und die Temperatur-Druckabhängigkeit des gewählten Arbeitsmediums begrenzt. Versuchsaufbauten zeigen, dass der maximal mögliche Hub etwa 90 K beträgt; typischerweise arbeiten die Maschinen aber mit einem Hub unter 60 K. Gängige mechanisch angetriebene Wärmepumpensysteme weisen im Normalbetrieb einen COP (Coefficient of Performance) von bis zu 4 auf. [6] Bühler et al., 2017 verwendeten für ihre Modellrechnungen hingegen einen COP von 5, jedoch ohne weitere Angaben zu den Temperaturniveaus zu machen. [65] Averfalk et al., 2017 untersuchten den Einsatz von bestehenden Großwärmepumpen in schwedischen Fernwärmenetzen, die im Zeitraum von 1986 bis 2001 gebauten wurden. Die Wärmepumpen erreichten einen COP von 3,5, wobei dieser stark von der Betriebsweise abhängt. So sinkt dieser bei einem variablen Betrieb. [66] Gong und Werner, 2017 verwendeten für ihre Energie- und Exergiebewertung der schwedischen Fernwärmenetze einen COP von 3,3. [67] Viklund und Johansson, 2014 geben bei ihren Recherchen einen COP von 2-3 an. [68] Kompressionswärmepumpen sind eine ausgereifte und weitverbreitete Technologie, die eine hohe Effizienz aufweist. Diese hängt stark mit dem angestrebten Temperaturhub zusammen und sinkt stark bei einer Erhöhung. Außerdem sind Kompressionswärmepumpen kompakt und haben dadurch einen geringen Platzbedarf. Ein Nachteil der Kompressionswärmepumpen liegt im benötigten Strombedarf zum Betrieb des Kompressors. [6]

Absorptionswärmepumpen: Im Gegensatz zu Kompressionswärmepumpen verwenden Absorptionswärmepumpen die industrielle Abwärme zum Antrieb der Wärmepumpen. Bei

Absorptionswärmepumpen liegt der Quotient aus Nutz- und Antriebswärme bei etwa 1,7. Da die Abwärme eines Absorptionssystems ca. 2,5% höher ist als die Wärmeeinbringung und diese Systeme keinen Kühler benötigen, um die Wärme an die Umgebung abzugeben, liegt der Gesamt-COP_{el} bei ca. 40 und kann Werte über 60 erreichen. Aktuell werden Wasser/Lithiumbromid-Lösung und Ammoniak/Wasser als Arbeitspaare eingesetzt. Absorptionswärmepumpen können ebenfalls zweistufig ausgeführt sein. Eine Erhöhung des Temperaturhubes geht einher mit einer Reduktion des Wirkungsgrades. Mit einer Antriebstemperatur von ca. 80°C kann ein Temperaturhub von 15°C auf 35°C erfolgen. [69] Steht hingegen eine Antriebstemperatur von 170°C zur Verfügung, kann ein Temperaturhub von 30°C auf 60°C erfolgen. [6] Absorptionswärmepumpen haben eine höhere Effizienz als Kompressionswärmepumpen. Der Einfluss der Zieltemperatur hat dabei einen größeren Einfluss auf die Effizienz als die Temperatur der Quelle. [69] Zum Betrieb der Wärmepumpen sind jedoch hohe Abwärmemetemperaturen und ein großer Platzbedarf erforderlich. Außerdem ist der Betrieb der Absorptionswärmepumpen komplex, da aufwendige Kontrolleinrichtungen benötigt werden.

Brückner et al., 2015 evaluierten und verglichen die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Kompressions- und Absorptionswärmepumpen für die Nutzung industrieller Abwärme. Mit Investitionssätzen von 150-500 €/kW bzw. 330-830 €/kW, einem COP_{el} von 4 bzw. 30 und einer kostenlos zur Verfügung stehenden Abwärmequelle wurde ermittelt, dass Kompressionswärmepumpen mit min. 4000 h/a und Absorptionswärmepumpen mit min. 3000 h/a betrieben werden müssen, um wirtschaftlich zu sein. Somit zeigt sich, dass unter den gewählten Rahmenbedingungen Absorptionswärmepumpen wirtschaftlicher sind als elektrisch betriebene Wärmepumpen. [6]

3.2.2 Herausforderung: Räumliche Trennung

In der Studie von Cooper et al. 2016 [57] werden Fernwärmenetze als Verbraucher industrieller Abwärme betrachtet. Das durch Fernwärmenetze genutzte Potential wird für Großbritannien ausgewiesen. Dabei werden Rahmenbedingungen, wie die Entfernung zwischen Quelle und Senke und die Wärmebedarfsdichte berücksichtigt. Unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen (maximale Distanz zwischen Quelle und Senke von 16 km und eine minimale Wärmebedarfsdichte von 3 MW/km²) kann nur ein Drittel des vorhandenen industriellen Abwärmepotentials (6,8 von 20 TWh) genutzt werden. [57]

Bühler et al., 2017 inkludierten in ihre Potentialerhebungen zur industriellen Abwärme auch die Distanz zu Fernwärmenetzen. Die zulässigen Anschlusskosten wurden auf 4,17 €/MWh für

die Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz festgelegt. Wird diese Grenze überschritten, wird das Potential nicht weiter in Betracht gezogen und die Abwärme wird nicht in das Fernwärmenetz integriert und nicht zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet. Die Simulation ergab eine maximale wirtschaftliche Distanz zwischen Abwärmequelle und Fernwärmenetz von 2 km, wodurch 18% des Potentials nicht genutzt werden kann. [65]

In der europäischen Heat Roadmap werden die Abwärmepotentiale für die EU27 und der Wärmebedarf der Gebäude erhoben. Beides wird mit Hilfe von GIS (geografisches Informationssystem) auf NUTS3 Ebene verortet und miteinander abgeglichen. Somit teilt sich die EU27 in 1.281 Regionen auf. Der Wärmebedarf der Gebäude wird anhand von öffentlichen Daten ermittelt und beträgt 3,25 PWh. Die Abwärmepotentiale werden aus thermischen Kraftwerken, industriellen Prozessen und „waste-to-energy“-Aktivitäten anhand des EU-Schadstoffregisters ermittelt. Das Potential belauft sich auf 3,14 PWh und setzt sich aus 70% Abwärme thermischer Kraftwerke und aus 26% Abwärme industrieller Prozesse zusammen. Ohne Berücksichtigung der Verortung von Angebot und Bedarf kann mit dem ermittelten Potential 81% des Wärmebedarfs der Gebäude gedeckt werden (inkludiert 15% für Wärmeverluste). Insgesamt wurden 278 NUTS3-Regionen identifiziert, die eine positive Wärmebilanz aufweisen. Dort übersteigt das Abwärmepotential den Wärmebedarf der Gebäude. Es wurden 206 NUTS3 Regionen ermittelt, die gemeinsam 63 strategische Wärmeregionen bilden. Es wurde festgestellt, dass 46% der gesamten Abwärme aus der EU27 31% des Heizwärmebedarfs der Gebäude in den identifizierten Synergierregionen abdecken können. Die Zielregionen machen nur 10% der gesamten Landfläche der EU27 aus und werden von 28% der gesamten Bevölkerung bewohnt. Der Großteil des vorhandenen Potentials (ca. 47%) kann dabei genutzt werden, indem bestehende Fernwärmenetze erweitert werden. 31% des Potentials können erst dann genutzt werden, wenn Netze gebaut werden, um die Gebäude mit Wärme zu versorgen. Das restliche Potential kann durch Sanierung der Fernwärmenetze erschlossen werden. [70]

Traditionelle Fernwärmenetze haben eine maximale Distanz zwischen Wärmeerzeuger und Wärmeabnehmer von ca. 20 km. Die Entwicklung von neuen Fernwärmenetzsystemen (Niedertemperaturnetze sowie die Verfügbarkeit von großen Mengen aus Abwärme) macht es möglich auch größere Distanzen zu realisieren. Laut Hua et al., 2017 sind in China Fernwärmehaupttransportleitungen mit einer Länge von 40-80 km, einem Rohrdurchmesser von DN1400, einem Volumenstrom von 13.000-16.000 m³/h und einem Höhenunterschied von 60-100 m im Einsatz. Die Temperatur der Rücklaufleitungen beträgt in etwa 20°C. [71] Als Beispiel kann hier das Netz von Taiyuan genannt werden, das eine KWK-Anlage mit einer in 40 km Entfernung entfernten Stadt verbindet. Ein weiteres Netz, das die Stadt Jinan mit einer

KWK-Anlage verbindet, befindet sich gerade im Aufbau. [72] Als ein europäisches Beispiel kann die Fernwärmetransportleitung von Hellisheidi in Island genannt werden. Hier wird über 18 km Fernwärmeleitung das Geothermiekraftwerk mit Wärmespeichern verbunden. Mit 83°C verlässt das Wasser den Ausgangspunkt und erreicht den Wärmespeicher mit einem Temperaturverlust von 1,5 K. Als Rohrleitungen werden thermisch vorisolierte Rohre verwendet, die mit einer Kapazität von 2.100 l/s ($\approx 7.500 \text{ m}^3/\text{h}$) betrieben werden. [73]

Große Fernwärmenetze werden in China durch ein Primär- und ein Sekundärnetz realisiert. Das Primärnetz besteht dabei aus der Fernwärmetransportleitung und dem Verteilnetz. Die industrielle Niedertemperaturabwärme wird in den Vorlauf des Primärnetzes integriert und dient dort zur Anhebung des Temperaturniveaus. Die Wärmeübertragung von Primär- auf Sekundärnetz kann entweder mit Wärmetauschern oder Wärmepumpen erfolgen. [72]

Eine Herausforderung bei der Umsetzung von langen Fernwärmetransportleitungen ist das Auftreten von Wasserschlag. Das kann durch die passende Wahl von Rohrleitungen und Einbauten verhindert werden. [71]

Li et al., 2018 modellierten die Integration und Nutzung von industrieller Niedertemperaturabwärme ($<50^\circ\text{C}$) für eine Stadt in China. Der betrachtete Industriebetrieb liegt 10 km außerhalb der Stadt und die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen für das Primärnetz werden mit 32/26°C und für das Sekundärnetz mit 40/35°C angenommen. Die Temperaturdifferenz zwischen Wärmetauschereingang und -ausgang beträgt 2 K. Ihre Untersuchungen ergaben, dass mit einer sorgfältigen Auslegung lange Fernwärmetransportleitungen und große Fernwärmenetze in Kombination mit industrieller Abwärme wirtschaftlicher realisierbar sind als die Kombination mit Kohlekraftwerken, die Abwärme auskoppeln. [72]

Fang et al., 2015 untersuchten die Integration industrieller Niedertemperaturabwärme (20-90°C) in Fernwärmenetze und den Transport über weite Distanzen. Der benötigte Pumpstrom für Fernwärmenetze steigt mit der Durchflussmenge. Diese ist wiederum umgekehrt proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf- und Rücklauf-temperatur. Durch die Vergrößerung der Temperaturspreizung kann somit der benötigte Aufwand zum Transport des Wassers verringert werden. Die Erhöhung der Vorlauf-temperatur ist durch die Temperatur der Abwärme limitiert, weshalb die Rücklauf-temperatur abgesenkt werden muss. Die optimale Rücklauf-temperatur wird mit Hilfe der Tangency Technology (ähnlich der Pinch Technology) ermittelt. Fang et al., 2015 schließen daraus, dass sowohl für die Reduktion des Pumpaufwands zur Verteilung als auch zur Erhöhung des Integrationsgrads industrieller Niedertemperaturabwärme, die Absenkung der Rücklauf-temperatur, die hauptsächlich durch die Endverbraucher bestimmt wird, von großer Bedeutung ist. [74]

3.2.3 Herausforderung: Zeitlicher Verlauf

Zeitliche Verschiebungen zwischen dem Energiebedarf seitens der Stadt und dem Energieangebot der Industrie ermöglichen in der Regel keine vollständige Ausnutzung des vorhandenen Potentials an industrieller Energieabgabe (siehe Kapitel 2.3). Eine Möglichkeit der Entkopplung von Angebot und Bedarf besteht in der Nutzung von Energiespeichern (siehe Kapitel 0) oder in der Kombination mit weiteren (flexibleren) Energiequellen. [57] Die Kombination von industrieller Energieabgabe mit erneuerbaren Energieträgern bietet die Möglichkeit des gegenseitigen Ausgleichs von Angebotscharakteristika und die Erhöhung des Energie- und Leistungsautarkiegrad (für Definitionen siehe Kapitel 4.3.1) mit regionalen und erneuerbaren Energieträgern (siehe Kapitel 3.2.3.2). Eine weitere Möglichkeit besteht in der Flexibilisierung der Industrie und damit einhergehend der industriellen Energieabgabe. In diesem Kontext wird die Industrie in der Literatur bisher ausschließlich als Abnehmer von Energie betrachtet. Die Ansätze zur Flexibilisierung der Industrie sind unabhängig von der Betrachtungsweise und können sowohl für die Industrie als Abnehmer als auch für die Industrie als Lieferant angewandt werden. Die Betrachtungsweise spielt jedoch bei der Festlegung des Flexibilisierungsziels eine wichtige Rolle. Bisherige Forschungsansätze sehen Industriebetriebe als Abnehmer und zielen durch die Flexibilisierung auf die Reduktion der Energiebezugskosten bzw. der Entlastung des Energienetzes ab. Die in Kapitel 3.2.3.3 vorgestellten Maßnahmen können jedoch auch eingesetzt werden, um den Energiebezug der Industriebetriebe so zu ändern, dass die Bereitstellung der industriellen Energieabgabe mit dem Energiebedarf der Haushalte besser übereinstimmt. Wie in Kapitel 2.3 gezeigt wurde hängt diese vom Energieeinsatz ab. Die vorgestellten Flexibilisierungsmaßnahmen der Industrie können für alle Verbraucher (z. B. Haushalte) eingesetzt werden. Das wird hier jedoch nicht weiterverfolgt (siehe Kapitel 6.3).

3.2.3.1 Speicher

Industrielle Energieabgabe kann entweder langfristig (z. B. saisonal) oder kurzzeitig (z. B. Spitzenlast) gespeichert werden. Für die kurzzeitige Entkopplung von Angebot und Bedarf werden Kurzzeitspeicher verwendet. Diese Kurzzeitspeicher dienen zum Ausgleich von Schwankungen innerhalb eines Tages. Langzeitspeicher können die industrielle Energieabgabe über mehrere Tage, Wochen und Monate speichern. Bei einem Überschuss an industrieller Energieabgabe (z. B. in den Sommermonaten, zur Mittagszeit) wird diese mit Hilfe des Energieübertragungsnetzes (Fernwärmenetz für Wärme, öffentliches Stromnetz für PV-Strom) nach vorheriger Versorgung der Abnehmer zum Energiespeicher transportiert und

gespeichert. Bei Energieanforderungen durch angeschlossene Verbraucher in Zeiten geringer industrieller Energieabgabe werden diese aus dem Speicher versorgt.

Auf Grund der Charakteristik der Abwärmequellen ist die Versorgung von Städten in Spitzenzeiten meist problematisch. [75] Huang et al., 2016 betrachteten deshalb den Einsatz von Speichern als eine wesentliche Technologie, Abwärme zeitlich zu entkoppeln [76] und die Flexibilität in Fernwärmenetzen zu erhöhen [77]. Wärmespeicher ermöglichen zusätzlich die Integration von Wärmequellen unterschiedlicher Temperaturniveaus und die Reduktion von Spitzenlasten (peak shaving). [76] Zusätzlich geben Mathiesen et al., 2012 an, dass Fernwärmenetze durch die Integration von thermischen Speichern kosteneffizienter betrieben werden können. [78] Saisonspeicher bzw. Langzeitspeicher werden eingesetzt, um den Eigennutzungsgrad der industriellen Abwärme über das Jahr gesehen zu erhöhen. [51] Kurzzeitspeicher können dagegen die Tagesschwankungen der industriellen Abwärme ausgleichen. [74]

Wärmespeicher: Grundsätzlich kann zwischen drei Arten von Wärmespeichern unterschieden werden, die sich unterschiedliche Prinzipien zur Energiespeicherung zu Nutze machen. Bei Latentwärmespeicher bewirkt die zugeführte Wärme einen Phasenwechsel (z. B. flüssig zu fest), aber keine Temperaturerhöhung. Wärmespeicher für fühlbare Wärme ändern beim Be- und Entladen ihre Temperatur. Hierfür werden Materialien mit besonders hoher spezifischer Wärmekapazität (c_p), wie bspw. Wasser, verwendet. Diese Speicher funktionieren aufgrund des Wirkprinzips der Temperaturdifferenz. Wärmeverluste werden durch Wärmestrahlung, Wärmeleitung und Konvektion an die Umgebung abgegeben. Die Verluste können durch Isolierung und einer möglichst geringen Oberfläche des Speichers minimiert werden. Ausschlaggebend hierfür sind Materialien mit einem möglichst geringen Wärmedurchgangskoeffizienten. Thermochemische Speicher hingegen speichern die Energie durch endotherme Reaktionen und geben diese über exotherme Reaktionen wieder ab. Ein Beispiel dafür sind Speicher, die durch reversible Prozesse wie Adsorption und Desorption Wärme speichern und wieder abgeben. [79]

Eine Übersicht der Wärmespeicherarten und ihrer Einsatzzwecke ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

Fühlbare Wärmespeicher weisen von allen drei Speicherarten die geringste Energiedichte mit 20-100 kWh/m³ auf, jedoch den höchsten Entwicklungsstand. Energiedichten von 50-150 kWh/m³ haben Latentwärmespeicher. Deren Entwicklungsstand befindet sich im Mittelfeld zwischen fühlbaren und thermochemischen Speichern, die bisher den geringsten Entwicklungsstand aufweisen. Dafür können diese die höchsten Energiedichten mit 100-400 kWh/m³ erreichen. [79]

Für die weitere Betrachtung werden Wärmespeicher für fühlbare Wärme ausgewählt, da durch den hohen Entwicklungsstand und die Praxiserprobung die Herstellungskosten geringer sind als bei vergleichbaren Technologien. [79] Die vorliegenden Rahmenbedingungen ergeben, dass drucklose Heißwasserspeicher, die am besten geeignete Technologie für die Speicherung von industrieller Abwärme zur Verwendung als Energieträger für städtische Energiebedarfe sind. Drucklose Heißwasserspeicher bieten die Möglichkeit, sowohl als Kurzzeit- als auch Langzeitspeicher drucklos betrieben zu werden. Einsatztemperaturen von Heißwasserspeichern reichen bis zu knapp 150°C. Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher können entweder direkt (z. B. Schichtspeicher) oder indirekt über Wärmeübertragereinrichtungen be- und entladen werden. Bei der Be- und Entladung von Schichtspeichern bilden sich aufgrund des Dichteunterschiedes von warmem und kaltem Wasser stabile Schichten, die mittels eines eigenen Anschlusses bedient werden können. Langzeitspeicher sind häufig als oberirdische Tanks in zylindrischer Form im Einsatz. [79]

Andere bereits am Markt etablierte Varianten, wie Dampf- und Feststoffspeicher, wären zwar grundsätzlich möglich, sind aber aufgrund der Rahmenbedingungen nicht sinnvoll integrierbar. Diese ermöglichen die Speicherung von industrieller Abwärme mit Temperaturen von 100-1.000°C (Feststoffspeicher) und höheren Drücken. Diese Anforderungen sind nicht notwendig, wodurch die System- und Prozesskomplexität durch den Einsatz von Heißwasserspeichern niedrig gehalten werden kann. Aquifer-Wärmespeicher, Meer- (See) Wärmespeicher und Erdsondenspeicher benötigen spezifische Rahmenbedingungen, um in das System integriert werden zu können und eignen sich daher nicht, industrielle Abwärme zu speichern. Wasser-Kies Speicher beruhen auf dem gleichen Funktionsprinzip wie Heißwasserspeicher, benötigen aber ein größeres Speichervolumen auf Grund der geringeren Wärmekapazität von Kies. [79]

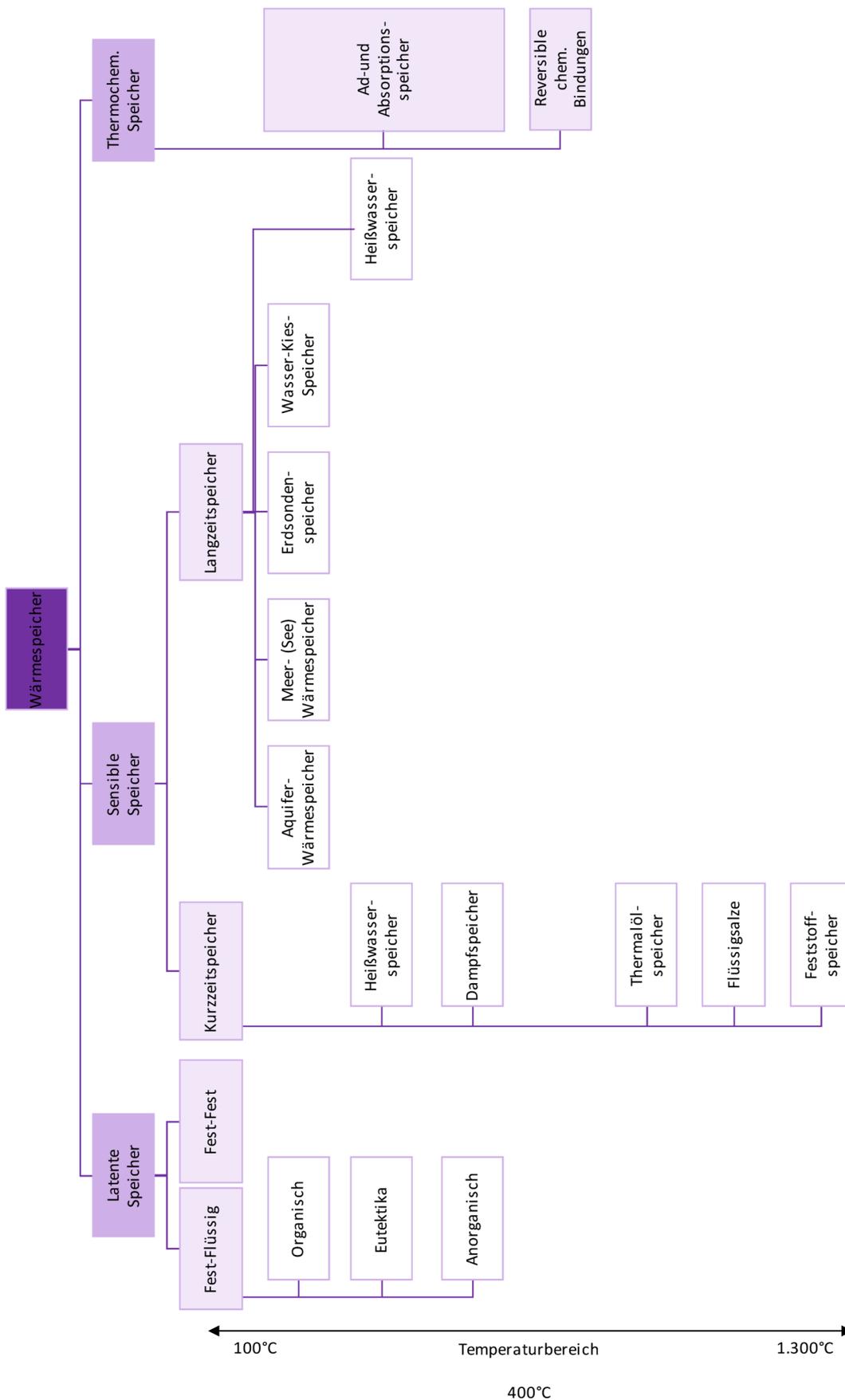


Abbildung 3-3: Übersicht über Wärmespeicherarten, eigene Darstellung nach [79]

Stromspeicher: Grundsätzlich kann zwischen Technologien gewählt werden, die entweder für kurze Zeit hohe Leistungen (Hochleistungsspeicher) oder über einen längeren Zeitraum große Energiemengen (Hochenergiespeicher) zur Verfügung stellen. Hochleistungsspeicher werden für kurzzeitige Anwendungen, wie Sekundenreserve (Primärregelung), unterbrechungsfreie Stromversorgung und Netzstabilisierung eingesetzt. Im Gegensatz dazu können Hochenergiespeicher für den Tages-, Wochen- oder Jahresausgleich verwendet werden. [79] Eine schematische Einteilung existierender Stromspeichertechnologien ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

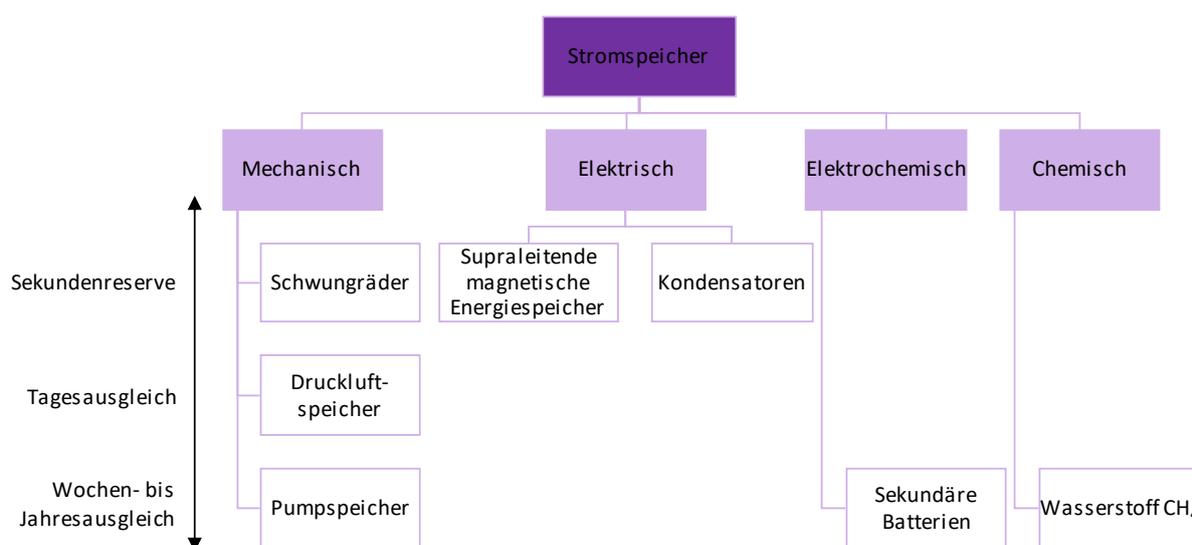


Abbildung 3-4: Übersicht über Stromspeicherarten, eigene Darstellung nach [79]

Die Wahl des geeigneten Stromspeichers wird anhand des Verwendungszwecks gekoppelt mit dem Leistungsbereich getroffen. Der auf den Industriedachflächen durch PV-Anlagen erzeugte Strom kann ebenfalls kurzzeitig oder langfristig gespeichert werden.

Kondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher und Schwungräder sind nicht für den Tagesausgleich oder längerfristige Anwendungen geeignet. Zukunftspotenzial besteht im Bereich Wasserstoff bzw. Methanisierung zur langfristigen Stromspeicherung. Auf Grund des Leistungsbereiches/Verwendungszwecks und der mangelnden Marktreife werden diese Technologien hier nicht weiter betrachtet. Für den Wochen- und Jahreslastausgleich eignen sich Pumpspeicherkraftwerke. Am Markt agieren diese aktuell ebenfalls als Bereitsteller für Sekundärregelleistung, wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben. Für den Tageslastausgleich eignen sich sekundäre Batterien und (adiabate) Druckluftspeicher. [79]

Pumpspeicherkraftwerke zählen – mit Ausnahme von Stromspeichern in elektrischen (Klein-) Geräten – zu den am meisten verbreiteten Stromspeichern. Zur Stromspeicherung wird Wasser auf ein höher gelegenes Niveau gepumpt und in Form von potentieller Energie gespeichert. Wird Strom benötigt, fließt das Wasser über Turbinen, die einen Generator antreiben, ab (potentielle Energie -> mechanische Energie -> elektrische Energie). Verluste treten vor allem bei der Pumpe, der Turbine und durch Reibungsverluste auf und führen zu Wirkungsgraden von etwa 80%. Die Energiedichte hängt von der Höhendifferenz ab, die durch die topografischen Rahmenbedingungen vorgegeben werden. Bei einer Höhendifferenz von 600 Metern ist eine Energiedichte von ca. 1.600 kWh/m³ erreichbar. Der Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken liegt in den hohen Speicherkapazitäten und in der schnellen Einsatzbereitschaft. [79]

Laut Stand der Technik werden für die kurzzeitige Speicherung von PV-Strom sekundäre Batterien (elektrochemische Speicher) verwendet. Sekundäre Batterien sind galvanische Elemente, die es in unterschiedlichen Ausführungen gibt und durch Strom wieder aufgeladen werden können. Die Speicherung und Entladung der sekundären Batterien erfolgen in Form von reversiblen elektrochemischen Reaktionen. Sekundären Batterien sind aus Elektroden aufgebaut, die von einem Elektrolyten umgeben und durch einen Separator voneinander getrennt sind. [79] Die eingesetzten Materialien bestimmen die Eigenschaften der sekundären Batterien (siehe Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Übersicht über Eigenschaften von ausgewählten sekundären Batterien, eigene Darstellung nach [79]

Eigenschaften	Blei-Säure	Lithium-Ionen	Redox-Flow
Energiedichte [Wh/kg]	20- 50	90- 160	15- 25
Wirkungsgrad [%]	80- 90	90- 95	70- 80
Selbstentladungsrate [%/Monat]	2- 5	5- 10	<1

Blei-Säure Batterien sind eine bereits ausgereifte Technologie. Jede Zelle besteht aus einer positiv geladenen Elektrode, die mit Bleidioxid bedeckt ist und einer negativ geladenen Elektrode, die von elementarem Blei umhüllt ist. Der Elektrolyt besteht aus Wasserstoffsulfat. Bei dem Einsatz von Blei-Säure Batterien sind der eingeschränkte Temperaturbereich (-20-45°C) und der erhöhte Wartungsaufwand zu beachten. Blei-Säure Batterien stellen die kosteneffizienteste Methode der Stromspeicherung dar. Durch die Ausgereiftheit der Technologie und den hohen Wirkungsgrad weisen sie gegenüber anderen Varianten viele

Vorteile auf. Nachteile sind die lange Ladedauer und die durch die geringe Energiedichte benötigte Größe der Batterien, um die gleiche Leistung zu erhalten wie z. B. mit Lithium-Ionen-Batterien. [79]

Lithium-Ionen-Batterien: Die negative Elektrode der Batterie besteht aus Graphit, die positive aus Lithium-Metalloxiden wie etwa LiMn_2O_4 . Der Elektrolyt setzt sich aus einer organischen Lösung von Lithiumsalzen zusammen. Ein Separator verhindert einen Kurzschluss zwischen den Elektroden, lässt jedoch Lithium-Ionen passieren, damit der Ladungstransport stattfinden kann. Die Lithium-Ionen sind für den Ladungstransport zuständig, nehmen aber an der eigentlichen Reaktion nicht teil. Lithium-Ionen-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Energie- und Leistungsdichte, einen hohen Wirkungsgrad und eine lange Lebensdauer aus. Durch die hohen Herstellungskosten werden Lithium-Ionen-Batterien bis jetzt für Anwendungen verwendet, wo die Größe von Bedeutung ist (z. B. Einsatz in Mobiltelefonen). Außerdem weisen sie eine hohe Empfindlichkeit gegen hohe Lade- und Entladeströme auf. [79]

Bei *Redox-Flow Batterien* findet die Speicherung und Wandlung der Energie räumlich getrennt voneinander statt. Der Energieinhalt der Batterien wird durch das Tankvolumen bestimmt, wobei Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Die Energie wird in Elektrolytlösungen gespeichert, indem gelöste Salze an Membranen Elektronen auf- und abgeben. Häufig wird in Schwefelsäure gelöstes Vanadium als Lösung verwendet. Durch die separaten Elektrolyttanks kann die Leistung und die Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden und so das System optimal auf die Rahmenbedingungen eingestellt werden. Nachteile der Redox-Flow Batterien sind die geringe Energiedichte und die für den Betrieb aufwendigen zusätzlichen Geräte wie z. B. Pumpen, Sensoren etc. [79]

Druckluftspeicher stellen eine Möglichkeit der Speicherung elektrischer Energie in Form von mechanischer Energie dar. Als Speichermedium wird Luft verwendet, die zu diesem Zweck komprimiert und in Behältern oder Hohlräumen gespeichert wird. Dadurch kann zusätzlich das Speichervolumen reduziert werden. Als Speicherbehälter dienen Salzkavernen, gasdichte Gesteinsformationen und Aquiferstrukturen. Wird Strom benötigt wird die Druckluft aus den Speichern genutzt, um über Turbinen Generatoren anzutreiben und die mechanische Energie wieder in elektrische umzuwandeln. Die Energiedichte liegt bei $1\text{-}2\text{ kWh/m}^3$ und als Wirkungsgrade werden von 42-54% angegeben. [79]

3.2.3.2 Erneuerbare Energie

Wie Cooper et al., 2016 erläuterten, ist der Einsatz von flexiblen Energieträgern im Zusammenhang mit der Nutzung industrieller Abwärme essenziell, um die Deckung des städtischen Energiebedarfs zu gewährleisten. [57] Als eine Möglichkeit wird hier der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern betrachtet.

Zu den in Fernwärmenetzen integrierten Erneuerbaren zählen unter anderem Solarenergie, Geothermie und Biomasse. Der kombinierte Einsatz von unterschiedlichen Energiequellen erhöht die Flexibilität des Systems und die Versorgungssicherheit [51]. Die Speicherung von Wärme ist aufgrund der schwankenden Versorgung aus erneuerbaren Quellen wie Solarenergie (Solarthermie, PV) oder Windenergie ein wesentlicher Bestandteil von kombiniert versorgten Fernwärmenetzen. Fernwärmenetze ermöglichen in Kombination mit Wärmepumpen eine effiziente Integration von Stromüberschüssen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung – P2H [80]. Erneuerbare Energieträger können zentral (siehe Abbildung 3-5 A), dezentral (siehe Abbildung 3-5 B) oder lokal (siehe Abbildung 3-5 C) in Fernwärmenetze integriert werden. Die dezentrale Einbindung von erneuerbaren Energieträgern reduzieren den Wärmeverbrauch des Fernwärmenetzes, ohne dass eine physikalische Verbindung zum Netz besteht. Im Zentralbetrieb sind die erneuerbaren Energieträger direkt an die Hauptwärmequelle mit großen saisonalen Wärmespeichern angeschlossen. Im lokalen Betrieb sind die erneuerbaren Energieträger direkt an das Fernwärmenetz angeschlossen. Diese Anlagen nutzen in der Regel das Fernwärmenetz als Speicher. [81]

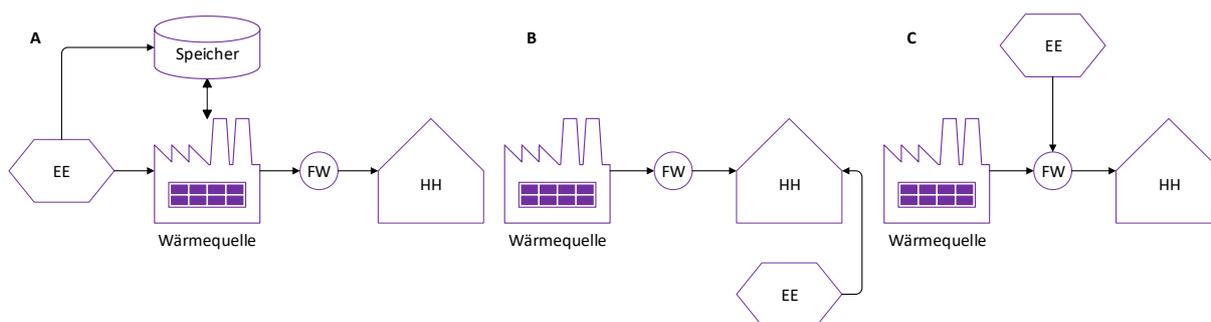


Abbildung 3-5: Einbindung erneuerbarer Energieträger (EE) in Fernwärmenetze (FW), [81]

Die Kombination von erneuerbaren Energieträgern und (industrieller) Abwärme ist Untersuchungsgegenstand im Zusammenhang mit Fernwärmenetzen der 4. Generation. Fernwärmenetze der 4. Generation sind intelligente thermische Netze, die durch geringe Netzverluste, niedrige Vorlauftemperaturen und die Integration von erneuerbaren Energieträgern sowie (Niedertemperatur-)Abwärme charakterisiert sind. [56]

Als eines der entscheidenden Schlüsselemente ist der Übergang zu Niedertemperaturfernwärmenetzen, um die Integration dieser Energiequellen zu erleichtern. Wärmepumpen können das geforderte Temperaturniveau beim Verbraucher bereitstellen. [56,81–83] Durch die niedrigere Temperatur lassen sich die zwei eben genannten Energiequellen einfacher integrieren und das vorhandene Potential kann im Vergleich zu Fernwärmenetzen, die mit einer Temperatur von über 70°C betrieben werden, besser genutzt werden. [84] Der kombinierte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern, Niedertemperaturabwärme und Speichern erhöht die Versorgungssicherheit, die Energieeffizienz und die Flexibilität des Systems. Zusätzlich verbessert die Verwendung von Abwärme aus unterschiedlichen Prozessen und Betrieben ihre Nutzbarkeit. [51]

Geothermie-Fernwärmenetze sind ein Beispiel für die Integration von Erneuerbaren in Fernwärmenetze. Typische geothermische Fernwärmesysteme bestehen aus Wärmeübertragern zur Integration der geothermisch erzeugten Wärme in Fernwärmenetze, Wärmepumpen – sofern die Temperatur des geförderten Wassers zu niedrig ist für eine Einspeisung in das Fernwärmenetz – und einem Spitzenlastkessel. Geothermie wird zur Grundlastversorgung herangezogen. [81]

Die Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze wird von zahlreichen ForscherInnen untersucht. Die Ergebnisse stimmen in folgenden Punkten überein:

- Die Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze wird durch den Übergang zu Niedertemperaturfernwärmenetzen erleichtert und benötigt, sofern hohe leistungsmäßige Autarkie gefordert ist, den Einsatz von saisonalen Wärmespeichern.
- Bei der Dimensionierung von Solarthermieanlagen und Wärmespeichern wird einerseits auf den solaren Deckungsgrad, sofern hohe leistungsmäßige Autarkie gefordert ist, und andererseits auf die Wirtschaftlichkeit des Systems geachtet. [85,86]
- Eine Reduktion der Vorlauftemperatur auf 65°C ermöglicht eine besser Ausnutzung des Solarpotentials um fünf Prozentpunkte im Vergleich zu einer Vorlauftemperatur von 80°C. [87]

3.2.3.3 Flexibilisierung der Industrie

Die Flexibilität bei den Abnehmern wird durch den Einsatz von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen erreicht. Bereits 1985 definierte Gellings demand side management als „[...] *planning and implementation of those electric utility activities designed to influence customer uses of electricity in ways that will produce desired changes in the utility's load shape*“. Ziel dessen ist die bestmögliche Übereinstimmung von Angebot und Bedarf. [88]

Eine Übersicht der Maßnahmen ist in Abbildung 3-6 ersichtlich. DSM wird als Werkzeug zur Änderung des Bedarfslastgangs eingesetzt, um eine bessere Ausnutzung von vor allem kaum regelbaren, erneuerbaren Energiepotentialen zu erreichen. Die Kombination von DSM Maßnahmen bietet die Möglichkeit den Bedarf dem Angebot bestmöglich anzupassen. [88] Diese werden nachfolgend allgemein erklärt und ihre Bedeutung für Industriebetriebe dargelegt. Die Techniken sind für alle Arten von Abnehmern anwendbar.

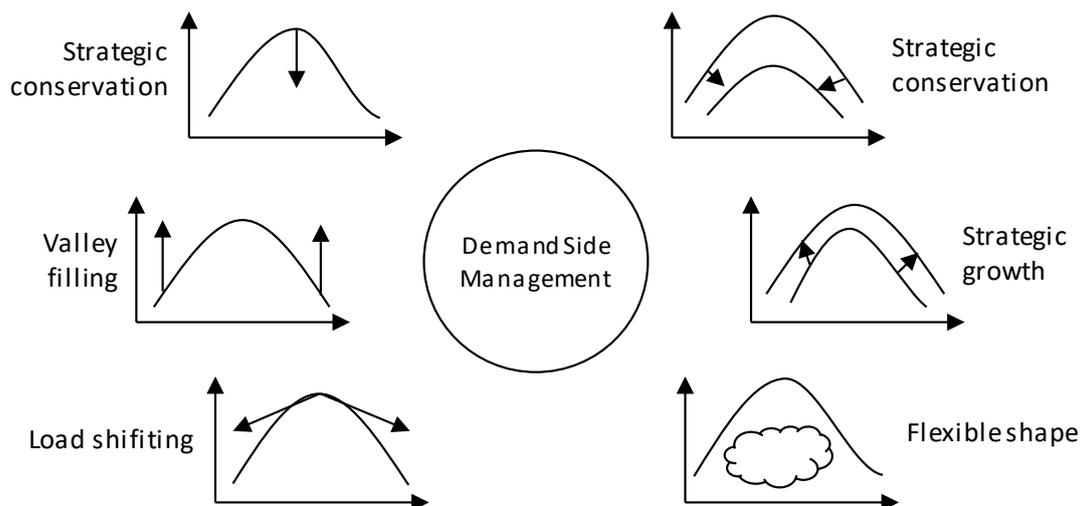


Abbildung 3-6: Übersicht über Demand Side Management (DSM) Maßnahmen, [88]

Peak shaving bezeichnet den Vorgang zur Reduktion der Spitzenlast. Dies kann den Bedarf an zusätzlicher Erzeugungskapazität verringern. Der Nettoeffekt ist eine Reduzierung der Spitzennachfrage und des Gesamtenergieverbrauchs. Um das zu erreichen muss der Produktdurchsatz des Industriebetriebes reduziert bzw. Nebenstränge der Produktion abgeschaltet werden.

Das Peak shaving wird in Kombination mit Valley filling umgesetzt. Hier wird die Grundlast erhöht. Das geschieht in der Regel durch Verlagerung der Spitzenlast in Zeiten geringer Nachfrage. Dadurch können Industriebetriebe ihren Produktionsrückgang durch das Peak shaving wieder ausgleichen.

Die Kombination aus beiden Maßnahmen wird unter dem Begriff Load shifting zusammengefasst. Das beinhaltet die Verlagerung von Lasten in Spitzenlastzeiten zu Schwachlastzeiten. Der Nettoeffekt ist ein Rückgang der Spitzenlast, aber keine Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs.

Strategic conservation bezieht sich auf die Reduzierung des Verbrauchs. Sowohl die Spitzenlast als auch der Gesamtenergieverbrauch sinken. Dies kann durch Energiesparmaßnahmen, Verhaltensänderungen und Effizienzsteigerungen erreicht werden.

Im Gegensatz dazu wird durch strategic load growth die Nachfrage erhöht. Das impliziert nicht nur eine Erhöhung der Produktkapazität bei den Industriebetrieben, sondern setzt auch eine entsprechende Absatzmöglichkeit der Produkte voraus.

Das Konzept des flexible load shape ist besser bekannt unter dem Begriff Demand Response (DR). Hier reagiert der Industriebetrieb auf Preissignale im Markt und ändert kurzzeitig seinen Energiebedarf durch Anpassung der Produktionsmenge. Dies setzt einen flexiblen und vor allem kurzzeitig steuerbaren Prozess mit hohem Energiebedarf voraus.

Demand side management bietet Industriebetrieben die Möglichkeit, von einer an das Angebot abgestimmten Produktion finanziell zu profitieren. [89] Aktuelle Bestrebungen zur Umsetzung von DSM Maßnahmen sind vor allem im Bereich load shifting bzw. peak shaving und valley filling, strategic conservation und DR zu erkennen.

Ansätze zu Flexibilisierung des Energieverbrauchs der Industrie lassen sich in zwei Bereiche einteilen: Planungsansätze und Echtzeitansätze. Bei Planungsansätzen wird basierend auf statistischen Daten und Annahmen eine optimale Betriebsweise z. B. für den nächsten Tag gesucht, bei Echtzeitansätzen wird eine optimale Lösung während des Produktionsprozesses gefunden. Eine zusätzliche Unterscheidung kann außerdem basierend auf dem Zeithorizont gemacht werden. [90] Als Zielfunktion wird hier die Reduktion der Strombezugskosten bei gleichbleibenden bzw. erhöhten Produktionsoutput festgelegt und der optimale Einsatz der Maschinen ermittelt. [91–94] Dadurch wird es möglich das Stromangebot von Erneuerbaren vermehrt zu nutzen. Dies führt zu geringeren Netzeinspeisungen und folglich zu einer verbesserten Netzstabilität. [90]

Paulus und Borggreffe, 2011 untersuchten das technische und ökonomische Potential energieintensiver Industrien, um DSM in Strom- und Ausgleichsmärkten anzubieten. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Prozesse im Jahr 2020 etwa 50% der Kapazitätsreserven für den positiven tertiären Ausgleichsmarkt bereitstellen können. Allerdings werden Prozesse, die nur eine Lastreduzierung bereitstellen, in der Regel nicht genutzt, da hohe Kosten durch die Lastreduktion entstehen. Tatsächliche Aufrufe, Reserveenergie bereitzustellen, werden nur bei Prozessen gesehen, die sich nicht nur zur Lastreduktion, sondern auch zur Lastverschiebung eignen. [95] Darüber hinaus werden laut Olsthoorn et al., 2015 nur jene Betriebe für Lastverschiebung herangezogen, die kontinuierliche Produktionsprozesse

ausweisen. Grund hierfür ist die geringere Wahrscheinlichkeit der Beeinträchtigung der Produktqualität und des Produktionsprozesses im Vergleich zu Batch- oder Just-in-time Produktion. [96]

Auch das Kapitel 2.4.2 behandelt das Thema DR. Hier wurden aktuelle DR-Potentiale präsentiert. In den Forschungsarbeiten werden außerdem Informationen zur Aktivierung der DR-Potentiale dargelegt.

3.3 PV-Anlagen auf Industriedachflächen

Das Dachflächenpotential von Industriebetrieben kann durch Photovoltaik-Anlagen genutzt werden. Photovoltaikanlagen wandeln Solarstrahlung direkt in (Gleich-)Strom um. Der Wirkungsgrad ist definiert als das Verhältnis von abgegebener elektrischer Energie zu Strahlungsenergie. Wirkungsgrade und Kenndaten der PV-Module werden bei standardisierten Testumgebungen (25°C, Sonneneinstrahlung von 1.000 W/m² und einen Strahlungsdurchgang von 1,5) gemessen, um unterschiedliche Fabrikate vergleichbar zu machen. Eine Dachneigung von 30-40° mit Südausrichtung liefert im mitteleuropäischen Raum die höchsten Erträge. [97]

Der Rekordwirkungsgrad von monokristallinen PV-Modulen liegt im Laborbetrieb bei 26,7%, für polykristalline PV-Module bei 22,3% und für die Dünnschichttechnologie bei 21,7%. Die Rekordwirkungsgrade für den Laborbetrieb zeigen das Potenzial für weitere Effizienzsteigerungen auf der Produktionsebene an. [98] In der Praxis erreichen PV-Module aus monokristallinem Silizium die besten Wirkungsgrade mit 15-17,5%, sind jedoch durch hohe Produktionskosten gekennzeichnet. Polykristallines Silizium weist schlechtere Wirkungsgrade von ca. 15% bei geringeren Produktionskosten auf. PV-Module aus amorphem Silizium weisen die geringsten Produktionskosten auf. Bei schwachen Lichtverhältnissen und bei sehr hohen Temperaturen ist mit Leistungseinbußen von ca. 13% zu rechnen. [97,98]

Wechselrichter wandeln den durch die PV-Anlagen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom bei einem Wirkungsgrad von etwa 98% um. [98]

4 SYSTEMDESIGN - MODELLBILDUNG

In diesem Kapitel wird das Systemdesign und der Aufbau des Simulationsmodells zur Modellierung des Energiebunds Industrie-Stadt beschrieben. Im ersten Schritt wird dafür ein Standardmodell entwickelt, das den Energieverbund repräsentiert. Auf Grundlage dessen werden Flexibilitätsoptionen in das Modell integriert, um eine vollständige Versorgung der Stadt mit industrieller Energieabgabe zu ermöglichen. Die Flexibilitätsoptionen ermöglichen eine bessere Anpassung des Angebots an den Bedarf. Die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs und die Bewertung der Synergie zwischen Angebots- und Bedarfsprofilen wird anhand der diskreten Fourier-Transformation (DFT) durchgeführt. Für den Vergleich der Flexibilitätsoptionen werden Indikatoren eingeführt. Eine Beschreibung der Methoden folgt im Anschluss.

4.1 Systemdesign – Standardmodell

Das Standardmodell beschreibt den Energieverbund Industrie-Stadt ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Zeitliche Inkongruenzen zwischen Angebot und Bedarf werden nicht vermindert, wodurch es zu ungenutzten Potentialen kommt.

Das Simulationsmodell bildet den Energieverbund Industrie-Stadt auf Basis von Lastkurven für die Angebots- und Bedarfsseite ab. Die dargebotene industrielle Energieabgabe wird anhand von Umwandlungstechnologien nutzbar gemacht und über das öffentliche Stromnetz oder das Fernwärmenetz der Stadt den EndkundInnen zur Verfügung gestellt.

4.1.1 Modellbeschreibung

Der Modellierungsansatz basiert auf Gleichungen, die die einzelnen Komponenten (Angebot, Bedarf, Umwandlungstechnologien) in einem Black-Box-Ansatz beschreiben. Dieser Ansatz wird verwendet, da das „innere“ Verhalten der Komponenten für diese Auswertung zunächst nicht relevant ist, sondern lediglich das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten. Das Zusammenspiel wird durch mathematische Zusammenhänge beschrieben. Als wesentliche Inputdaten dienen dabei Lastkurven für die Bedarfsseite (Stadt) und die Angebotsseite (Industrie), sowie die Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien. Das Zusammenwirken der einzelnen Komponentenmodelle ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

Als Ergebnis wird die Residuallast, also die nachgefragte Leistung abzüglich des Anteils an Einspeisung von industrieller Energieabgabe, ausgegeben (siehe Formel (4-4)). Somit kann zu

jedem Zeitpunkt eine Aussage über die Versorgungssituation der Stadt mit industrieller Energieabgabe für Strom und Wärme gemacht werden. Das Simulationsmodell verwendet Werte in Stundenauflösung und betrachtet einen Simulationszeitraum von einem Jahr. Die Systemgrenzen sind den Stadtgrenzen gleichgesetzt. Daraus abgeleitet können weitere Kennzahlen (siehe Kapitel 4.3) berechnet werden.

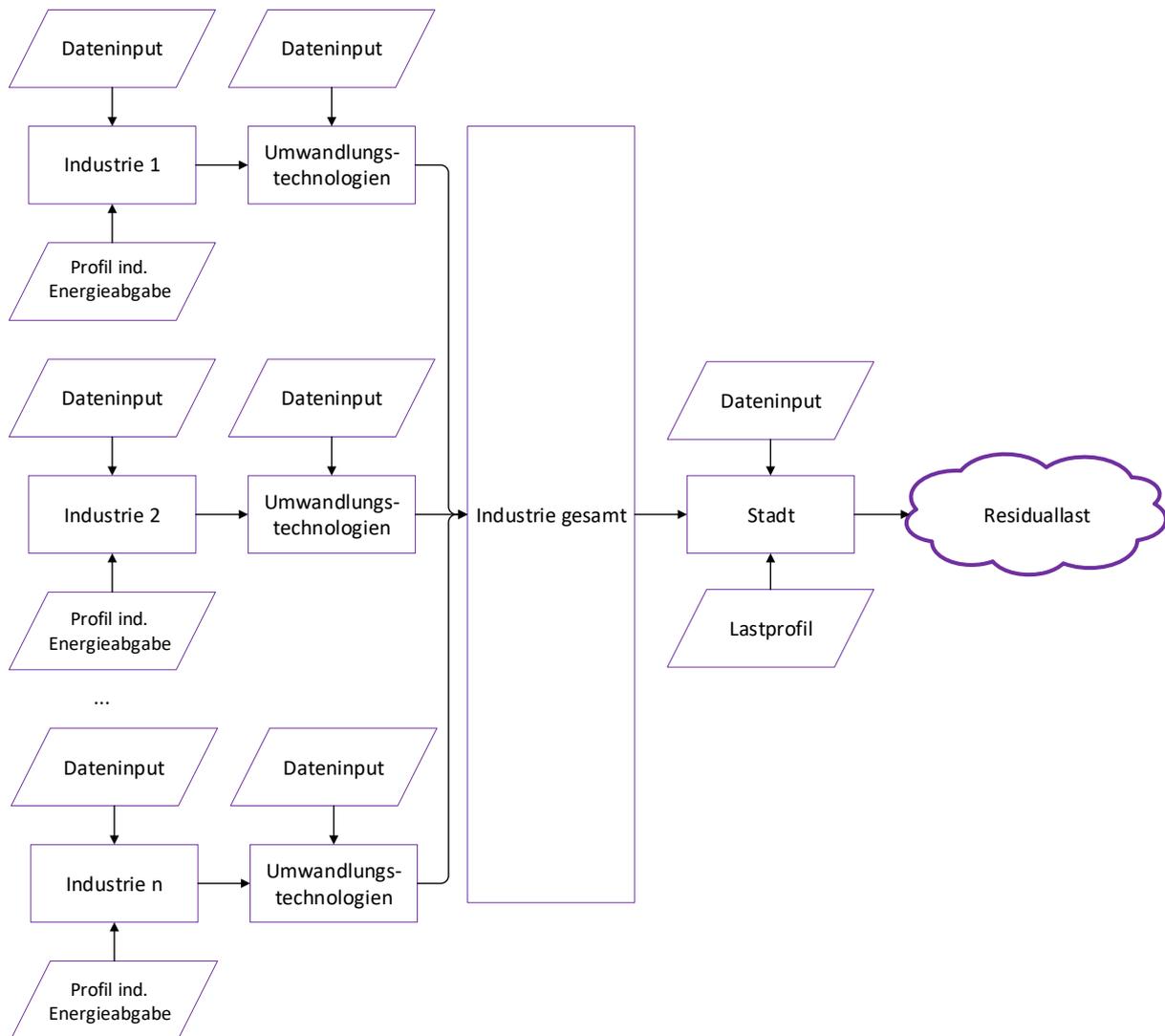


Abbildung 4-1: Darstellung des Zusammenwirkens der Komponentenmodelle

Komponentenmodell Industrie

Die Eingabe von industriebezogenen Daten (Massenstromverlauf der Abwärme, Temperaturniveau der Abwärme, spezifische Wärmekapazität des Abwärmestroms, Dachfläche und solare Einstrahlung, um das Profil der industriellen Energieabgabe zu generieren) erfolgt über das Komponentenmodell „Industrie“. Dieses Komponentenmodell dient lediglich der Dateneingabe. Dieses repräsentiert ein Industrieunternehmen innerhalb

der Systemgrenzen. Durch Hinzufügen beliebig vieler Komponentenmodelle kann das Modell entsprechend der benötigten Anzahl an Industrieunternehmen erweitert werden. Die industriebezogenen Daten dienen als Inputdaten für die Komponentenmodelle der Umwandlungstechnologien.

Komponentenmodelle Umwandlungstechnologien

Die Umwandlungstechnologien stellen die Schnittstelle zwischen den Industrieunternehmen und den Energieversorgungsnetzen (Strom und Wärme) der Stadt dar. Die Auswahl der Umwandlungstechnologien hängt von den Rahmenbedingungen ab. Im vorliegenden Fall werden Wärmepumpen, Wärmeübertrager und PV-Anlagen eingesetzt. Die verwendeten, vereinfachten Komponentenmodelle der Umwandlungstechnologien modellieren Angebotsleistungskurven ($\dot{X} [kW]$), die durch Aufsummieren jeweils das jährliche Energiepotential ($X [kWh]$) angeben.

Das Komponentenmodell „Wärmepumpe“ wird für all jene Abwärmeströme verwendet, die ein Temperaturniveau von 30-75°C aufweisen. Abwärmeströme unter 30°C werden nicht berücksichtigt, da eine Anhebung auf das geforderte Temperaturniveau mit erheblichen Kosten und großen Wirkungsgradeinbußen einhergeht. Mit einer Anhebung auf 75°C kann die Wärme in den Rücklauf des Wärmeverteilnetzes eingespeist werden. Mit 90°C kann eine direkte Einspeisung in den Vorlauf des Wärmeverteilnetzes erfolgen. Als Eingangsdaten dienen der Massenstrom ($\dot{m} [\frac{kg}{s}]$) des jeweiligen Abwärmestroms und dessen spezifische, mittlere Wärmekapazität ($c_p [\frac{kJ}{kgK}]$). Zusammen mit dem Temperaturniveau des Fernwärmenetzes ($T_{FW} [K]$) und der Umgebung ($T_{Amb} [K]$) kann die an das Fernwärmenetz zur Verfügung gestellten Wärmeleistung (\dot{Q}_{AW}) zum gewünschten Zeitpunkt errechnet werden. Die Antriebsleistung der Wärmepumpen (\dot{E}_{WP}) berechnet man mit Hilfe des ausgewiesenen COPs der Wärmepumpen ($COP [-]$) und der zuvor errechneten Wärmeleistung (\dot{Q}_{AW}). Die Variablen werden anhand folgender Formeln **(4-1)** zueinander in Bezug gesetzt.

$$\dot{Q}_{AW} [t] = c_p * \int_{T_{amb}}^{T_{FW}} \dot{m} [t] * (T_{FW} [t] - T_{amb} [t]) \quad 0 \leq t < 8760h$$

$$Q_{AW} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{Q} [t]$$

(4-1)

$$\dot{E}_{WP} [t] = \frac{\dot{Q} [t]}{COP} \quad 0 \leq t < 8760h$$

$$E_{WP} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{E}_{WP} [t]$$

Liegt Abwärme bereits in dem geforderten Temperaturniveau von über 75°C vor, dann kann diese direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Dazu werden Wärmetauscher verwendet. Für die Wärmetauscher wird ein verlustfreier Wärmeübertrag angenommen.

Eingangsdaten für das Komponentenmodell „PV“ sind die Größe der zur Verfügung stehenden Dachflächen (DF [m²]) des Industriebetriebs, die solare Einstrahlung ($I \left[\frac{kW}{m^2} \right]$), der Modulwirkungsgrad ($\eta_{PV} [-]$) und der Korrekturfaktor ($f [-]$). Dieser Faktor berücksichtigt Effekte der Verschattung und der Ausrichtung und wird an die Gegebenheiten des Industriebetriebs angepasst. Als Ausgabewert wird die Leistung (\dot{E}_{PV}) für den betrachteten Zeitpunkt berechnet. Die Berechnung erfolgt nach Formel **(4-2)**.

$$\dot{E}_{PV} [t] = DF * \eta * f * \left| \begin{matrix} T_e \\ T_a \end{matrix} \right. i [t] \quad 0 \leq t < 8760h \quad (4-2)$$

$$E_{PV} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{E}_{PV} [t]$$

Schließlich werden in dem Komponentenmodell „Industrie gesamt“ alle Strom- und Wärmeteilangebotskurven zu einer gesamten Stromangebotskurve (\dot{E}_{ges}) und einer Wärmeangebotskurve (\dot{Q}_{ges}) kombiniert. Zusätzlich kann das gesamte Potential an industrieller Energieabgabe ermittelt werden (siehe Formel **(4-3)**).

$$\dot{E}_{ges} [t] = \sum_{i=1}^n \dot{E}_i [t] \quad 0 \leq t < 8760h$$

$$E_{ges} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{E}_{ges} [t] \quad (4-3)$$

$$\dot{Q}_{ges} [t] = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i [t] \quad 0 \leq t < 8760h$$

$$Q_{ges} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{Q}_{ges} [t]$$

Komponentenmodell Stadt

Die Komponente „Stadt“ dient ebenfalls nur zur Dateneingabe und ist durch einen Strom- (\dot{E}_{St}) und Wärmebedarf (\dot{Q}_{St}) charakterisiert. Dem Strombedarf der Stadt wird hier zusätzlich die ermittelte Antriebsenergie der Wärmepumpen (\dot{E}_{WP}) (siehe Formel (4-1)) hinzugefügt. Der Wärmebedarf der Stadt basiert dabei auf einer bottom-up ermittelten Größe. Hier wurde anhand der Bruttogeschossfläche und dem Alter der Gebäude der Heizwärme- und Warmwasserbedarf der Haushalte abgeschätzt (siehe Abbildung 5-2 und Tabelle 5-1). Der Strombedarf wurde top-down anhand der Strombedarfswerte der öffentlichen Statistik ermittelt. Die Strombedarfskurve (siehe Abbildung 5-2 und Tabelle 5-1) basiert auf dem veröffentlichten Standardlastprofilen HO (Haushalte) und den Standardlastprofilen für Gewerbe. Die Wärmebedarfskurve basiert ebenfalls auf typischen Lastprofilen und wurde mit den Jahreswerten des jährlichen Wärmebedarfs der Stadt zu einem Wärmebedarfsprofil kombiniert.

Die Wärme- und Stromangebotskurve werden der Wärme- und Strombedarfskurve der Stadt gegenübergestellt und so die Residuallast ermittelt (siehe Formel (4-4)). Wird ein positiver Wert errechnet, so ist der Bedarf größer als das Angebot und die industrielle Energieabgabe kann nicht den gesamten Bedarf der Stadt decken. Sofern ein Überangebot seitens der Industrie vorliegt, wird hier ein negativer Wert angezeigt. Die Stadt kann zu diesem Zeitpunkt gänzlich durch industrielle Energieabgabe versorgt werden. Der nicht benötigte Überschuss wird an die Umgebung angegeben. Der erzeugte PV-Strom wird voranging für die Versorgung der Stadt verwendet und anschließend zum Betrieb der Wärmepumpen.

$$\begin{aligned} \dot{E}_{Res} [t] &= \dot{E}_{St} [t] + \dot{E}_{WP} [t] - \dot{E}_{ges} [t] & 0 \leq t < 8760h \\ E_{Res} &= \sum_{t=0}^{8760h} \dot{E}_{Res} [t] \\ \dot{Q}_{Res} [t] &= \dot{Q}_{St} [t] - \dot{Q}_{ges} [t] & 0 \leq t < 8760h \\ Q_{Res} &= \sum_{t=0}^{8760h} \dot{Q}_{Res} [t] \end{aligned} \tag{4-4}$$

4.1.2 Modelllogik

Die Logik des Simulationsmodells ist mit Hilfe des in Abbildung 4-2 dargestellten Flussdiagramms veranschaulicht. In jedem Zeitschritt fragt das Simulationsmodell das Angebot an industrieller Energieabgabe und den Bedarf der Stadt ab.

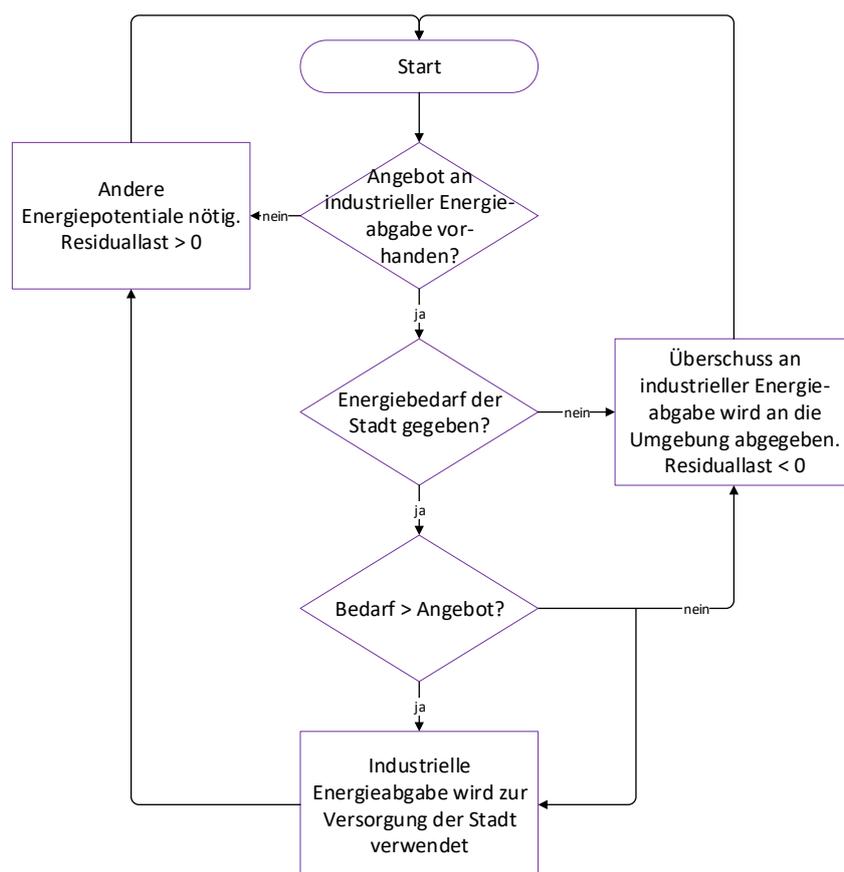


Abbildung 4-2: Verbildlichung der Modelllogik des Systemdesigns „Standard“, eigene Darstellung nach [1]

Nicht alle Potentiale an industrieller Energieabgabe sind an die Produktionszeiten der Industriebetriebe gebunden – z. B. PV-Strom. Der Anfall industrieller Abwärme ist jedoch zu einem großen Teil an den Produktionsprozess gebunden. Je nach Sektor und Prozess kann Abwärme aber auch außerhalb der Produktionszeiten auftreten. Dies ist z. B. der Fall, wenn Öfen mit einer Mindestlast betrieben werden bzw. ständig auf einer Mindesttemperatur gehalten werden. Abwärme ist oftmals nicht ganzjährig verfügbar. Im Gegensatz dazu ist die solare Nutzung der Dachflächen an die solare Einstrahlung gebunden.

Sofern kein oder zu wenig Angebot an industrieller Energieabgabe vorhanden ist, müssen andere Energiepotentiale genutzt werden, um den Energiebedarf der Stadt zu decken. In diesem Fall liegt eine positive Residuallast vor.

Ist der städtische Bedarf niedriger als das Angebot an industrieller Energieabgabe kann dieser überschüssige Anteil an industrieller Energieabgabe zu diesem Zeitpunkt zunächst nicht der Bedarfsdeckung der Stadt angerechnet werden. Dies stellt eine negative Residuallast dar. Die überschüssige Abwärme wird an die Umgebung abgegeben und der überschüssige PV-Strom wird in das übergeordnete Netz eingespeist.

4.2 Flexibilitätsoptionen

Die industrielle Energieabgabe und der Energiebedarf der Stadt sind zeitlich und leistungsmäßig nicht kongruent. Dies bedeutet, dass nicht das gesamte Angebot der Industrie genutzt werden kann (Differenz zwischen Energie- und Leistungsautarkiegrad, siehe Kapitel 4.3.1). Daher ist der Einsatz von Flexibilitätsoptionen notwendig, um das vorhandene industrielle Energiepotential stärker auszuschöpfen. Der Eigennutzungsgrad der industriellen Energieabgabe kann damit erhöht werden (siehe Kapitel 4.3.1). Das Ziel ist das Potential möglichst vollständig zu nutzen. Jegliche Abweichung von der vollständigen Potentialausnutzung muss mit Maßnahmen aufgefangen werden, um anschließend die Flexibilitätsoptionen bewerten zu können. Positive Residuallasten werden durch den Einsatz eines gasgefeuerten Kessels auf der Wärmeseite ausgeglichen, um die Versorgung der angeschlossenen Haushalte sicherzustellen. Auf der Stromseite wird Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs basiert auf der zuvor bestimmten Residuallast für Wärme und Strom aus dem Standard Simulationsmodell (siehe Formel (4-4)). Die negativen Residuallasten stellen somit das noch zur Verfügung stehende Potential an industrieller Energieabgabe dar, das durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen nutzbar gemacht werden kann. Als eine Möglichkeit den Flexibilitätsbedarf zu bestimmen wird die diskrete Fourier-Transformation angewandt.

Die Nutzung der Flexibilitätsoptionen ermöglicht nicht nur eine bessere Ausschöpfung des Potentials, sondern senkt auch die Kosten für die herkömmliche Wärme- und Stromversorgung. Dies zeigt sich dann in den eingesparten CO₂-Emissionen, den externen Energiebezugskosten (Brennstoff und Strom) und dem Leistungsautarkiegrad.

Als Flexibilitätsoptionen werden drei Möglichkeiten (Speicher, Städteverbund und Lastverschiebung), die die energetische Kopplung von Industrie und Stadt unterstützen können, untersucht. Die Auswirkungen auf das System und die Erhöhung der Flexibilität wird mit den Kennzahlen aus Kapitel 4.3 bewertet.

4.2.1 Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs

Groiß, 2013 [99] verwendete erstmalig die diskrete Fourier-Transformation (DFT) zur Analyse von Stromangebots- und bedarfskurven. Dabei bedient er sich der Tatsache, dass sich die Erzeugungsprofile von Strom durch Wind, PV und Wasserkraft sowie die Bedarfsprofile an Strom in periodische Komponenten zerlegen lässt. Darauf aufbauend schlug Gawlik, 2013

[100] vor, den Flexibilitätsbedarf eines Energiesystems anhand der Ergebnisse der DFT zu bestimmen.

Basierend auf diesen Vorarbeiten wird nun die DFT als ein mögliches Werkzeug zur Analyse der Energiebedarfs- und -angebotskurven und zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs eingesetzt. Hier werden neben den Stromangebots- und -bedarfskurven auch die Wärmebedarfs- und -angebotskurven in die Untersuchung inkludiert.

Sämtliche Signale können durch eine Reihe von Sinus- und Cosinusfunktionen beschrieben werden. Anhand der Fourier-Transformation können periodische Vorgänge als Überlagerung von harmonischen Schwingungen dargestellt und die Charakteristik des Signals untersucht werden. Die Ermittlung der Fourier-Transformierten $F(\omega)$ erfolgt anhand der Formel (4-5). Das Zeitsignal $f(t)$ wird dabei mit dem komplexen Ausdruck multipliziert und anschließend integriert. Die Fourier-Transformierte ist im Gegensatz zur Ursprungsfunktion (Zeitsignal) nun nicht mehr von der Zeit abhängig, sondern ermöglicht die komplexe Darstellung der Funktion im Frequenzbereich. [101]

$$F(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} * \int_{-\infty}^{\infty} f(t) * e^{-i\omega t} dt \quad \omega \in \mathbb{R} \quad (4-5)$$

Die Fourier-Transformierte kann nun in Form von Real- und Imaginärteil oder mit Betrag und Winkel dargestellt werden. Die letztgenannte Darstellungsvariante wird auch als Betragsspektrum und Phasengang bezeichnet, weshalb oftmals die Fourier-Transformation auch als Spektralanalyse bezeichnet wird. [101]

Die mit der Fourier-Transformation ermittelten Beträge der jeweiligen Spektralkomponenten entsprechen den Koeffizienten c_n der Fourier-Reihe. Somit kann das Zeitsignal schließlich als Reihe von Schwingungen anhand Formel (4-6) dargestellt werden. [101]

$$f[t] = \sum_{n=-\infty}^{\infty} c_n e^{in\omega t} \quad (4-6)$$

Für eine rechnergestützte Spektralanalyse müssen neben den Signalen im Zeitbereich auch die Signale im Frequenzbereich diskretisiert werden. Zu diesem Zweck wird die diskrete Fourier-Transformation verwendet. [102]

Methodik

Die Ergebnisse der Transformation sind der Betrag und der Winkel der Spektralanteile. Der Betrag entspricht der Amplitude der Schwingung und spiegelt seine Bedeutung am Gesamtsignal je nach Höhe wider. Der Winkel zeigt die zeitliche Verschiebung zur Grundschwingung an.

Alle Energieangebots- und bedarfskurven werden einer Spektralanalyse unterzogen. Die Analyse gibt Aufschluss über die allgemeine Charakteristik der Kurven. Zusätzlich wird die negative Residuallast (Überschuss an industrieller Energieabgabe) anhand der diskreten Fourier-Transformation analysiert, um den benötigten Flexibilitätsbedarf zu ermitteln. Die Beschränkung der Flexibilitätsbedarfsermittlung auf die negative Residuallast ist nur dann möglich, wenn entweder nur ein geringer Überschuss an industrieller Energieabgabe vorhanden ist oder die Kapazität der Umgebung bzw. des elektrischen Netzes groß genug ist, um etwaige Überschüsse aufzunehmen. Ansonsten ist die gesamte Residuallast für die Ermittlung heranzuziehen.

Die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs wird beispielhaft anhand des Ergebnisses der DFT für den Überschuss (negative Residuallast) an industrieller Abwärme (siehe Abbildung 4-3) gezeigt. In Abbildung 4-3 links ist das Betragsspektrum der Fourier-Transformierten abgebildet. Die Beträge des Spektrums spiegeln die Amplitude der zugehörigen Schwingung wider. In der Abbildung ist für die Periodendauern eine logarithmische Darstellung der Abszisse gewählt. Der Startzeitpunkt der verwendeten Lastkurve ist der 01.01. um 1 Uhr. Eine Phasenlage der Jahresschwingung (1a) von 0° bedeutet, dass das Maximum genau am 1. Jänner vorliegt (siehe Abbildung 4-3 rechts). Eine Phasenlage (Winkel) von 180° der Tagesschwingung (24h) bedeutet dementsprechend ein Maximum um 12 Uhr.

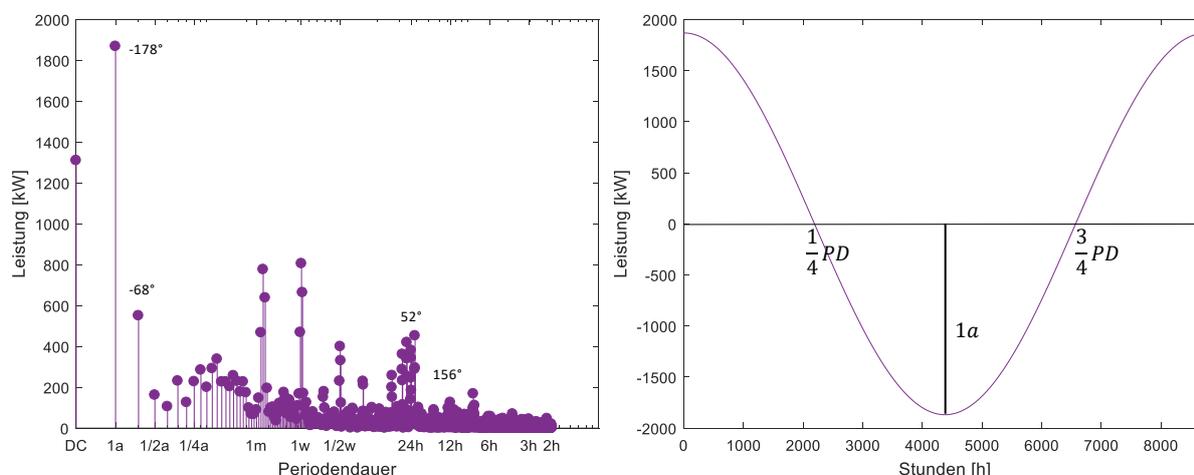


Abbildung 4-3: Ergebnis der Fourier-Transformation für den Überschuss an industrieller Abwärme (links) und Darstellung der Cosinuskurve (ohne Phasenverschiebung) für die Jahresschwingung (rechts)

Der Gleichanteil (DC) beschreibt die mittlere, über die Systemgrenzen transportierte Leistung über den gesamten Betrachtungszeitraum. Ein Gleichanteil von 1.310 kW entspricht somit einem Angebot an noch zur Verfügung stehender industrieller Abwärme mit einer mittleren Dauerleistung von $1.310 [kW] * 8760 [h/a] = 11,5 [GWh/a]$. Neben dem Gleichanteil ist der Betrag der Jahresschwingung (1a) deutlich größer als die der restlichen Frequenzen. Mit einer Phasenlage von -178° zeigt das Ergebnis der Fourier-Transformation die Überschüsse an industrieller Abwärme im Sommer an. Anhand der Beträge/Amplituden (b) für die Jahres- und Tagesschwingung können der langfristige und kurzzeitige Flexibilitätsbedarf (FB) mit Hilfe der entsprechenden Periodendauern (PD) ermittelt werden. Dazu wird anhand Formel (4-7) die Fläche der Cosinuskurve (schraffierte Fläche in Abbildung 4-3 rechts) berechnet. Die Fläche repräsentiert die notwendige Größe (Energienmenge) der Flexibilitätsoption. Die Berechnung kann auch anhand einer Sinuskurve durchgeführt werden, jedoch müssen dann die Integrationsgrenzen entsprechend angepasst werden. Basierend auf der Jahresschwingung werden als Integrationsgrenzen für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs $\frac{3}{4} * 8.760h = 6.570h$ und $\frac{1}{4} * 8.760h = 2.190h$ eingesetzt.

$$FB(t) = b * \int_{\frac{1}{4}PD}^{\frac{3}{4}PD} \cos\left(\frac{2\pi}{PD} * t\right) * dt \quad (4-7)$$

4.2.2 Systemdesign – Speichermodell

4.2.2.1 Modellbeschreibung

Wie erwähnt passen die zeitliche Charakteristik zwischen Angebot und Bedarf oftmals nicht zusammen. Außerdem ist in Schwachlastzeiten ein größeres Angebot an industrieller Energieabgabe vorhanden, das seitens der Stadt nur teilweise aufgenommen werden kann. Durch den Einsatz eines Speichers kann die überschüssige industrielle Energieabgabe gespeichert und bei Bedarf an die Stadt abgegeben werden. Der Einsatz eines Speichers wirkt sich somit auf die Residuallast aus und vermindert sowohl den Bedarf an zusätzlichen Energiepotentialen sowie die Überschüsse an industrieller Energieabgabe, die seitens der Stadt nicht aufgenommen werden können. Auf Grund dessen wird das Standardsimulationsmodell um das Komponentenmodell „Speicher“ erweitert.

Das Komponentenmodell ist charakterisiert durch die Speicherkapazität ($SV [kWh]$), die Entladeleistung ($EL [kW]$), die Beladeleistung ($LL [kW]$) sowie die Energieverluste ($\eta [-]$). Die Funktionsweise des Komponentenmodells ist für Strom- und Wärmespeicher und für Kurz-

und Langzeitspeicher identisch. Die Charakterisierung erfolgt über die Anpassung der technischen Parameter (LL , EL , SV und η). Die Methode wird für den Wärmespeicher gezeigt. Das Modell simuliert den momentanen Leistungsfluss ($LF [kW]$) in und aus dem Speicher (siehe Formel (4-8)) und den Speicherfüllstand ($SFS [kWh]$) für jeden Zeitpunkt (siehe Formel (4-9)).

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{Res} [t] \leq 0 \ \& \ -\dot{Q}_{Res} [t] \leq LL \Rightarrow LF [t] = -\dot{Q}_{Res} [t] & 0 \leq t < 8760h \\
 \dot{Q}_{Res} [t] \leq 0 \ \& \ -\dot{Q}_{Res} [t] > LL \Rightarrow LF [t] = LL & 0 \leq t < 8760h \\
 \dot{Q}_{Res} [t] > 0 \ \& \ \dot{Q}_{Res} [t] \leq EL \Rightarrow LF [t] = -\dot{Q}_{Res} [t] & 0 \leq t < 8760h \\
 \dot{Q}_{Res} [t] > 0 \ \& \ \dot{Q}_{Res} [t] > EL \Rightarrow LF [t] = -EL & 0 \leq t < 8760h
 \end{aligned}
 \tag{4-8}$$

$$\begin{aligned}
 0 \leq SFS [t] \leq SV \Rightarrow SFS [t] &= SFS [t - 1] * \eta + \dot{Q}_{Res} [t] & 0 \leq t < 8760h \\
 SFS [t] < 0 \Rightarrow SFS [t] &= 0 & 0 \leq t < 8760h \\
 SFS [t] > SV \Rightarrow SFS [t] &= SV & 0 \leq t < 8760h
 \end{aligned}
 \tag{4-9}$$

Als Speicherkapazität (SV) kann nun einerseits der in Kapitel 4.2.1 ermittelte (langfristige oder kurzzeitige) Flexibilitätsbedarf angenommen werden, wodurch eine technisch optimale Lösung erreicht wird.

Ermittlung der Speicherkapazität

Eine wirtschaftlich optimale Lösung kann erreicht werden, indem die Ermittlung der Speicherkapazität anhand von aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgt. Dabei wird jene Speicherkapazität ermittelt, die unter den gegebenen Rahmenbedingungen zu einem größtmöglichen Barwert ($NPV [€]$) führt. Die Bestimmung dessen wird anhand mathematischer Optimierung durchgeführt.

Im Zuge der Optimierung werden optimale Parameter für ein System gefunden. Dabei wird eine Zielfunktion minimiert oder maximiert. Zur Lösung von Optimierungsproblemen werden numerische Verfahren eingesetzt. Das einfachste Optimierungsproblem ist das Auffinden eines Minimums einer eindimensionalen Funktion, indem die Nullstellen der ersten Ableitung ermittelt werden. [103] Für das vorliegende Optimierungsproblem wird folgende Zielfunktion festgelegt (siehe Formel (4-10)).

$$\max NPV_0 = \max \sum_{t=1}^{te} \frac{REV [t] - EXP [t]}{(1 + i)^t} - INV_0 \quad (4-10)$$

Die Zielfunktion enthält drei veränderliche Größen: Einnahmen (REV [€]) und Ausgaben (EXP [€]) in Abhängigkeit vom Zeitpunkt t sowie Investment (INV_0 [€]) zu Beginn der Periode. Die Berechnungen sind in den Nebenbedingungen dargestellt (siehe **(4-11)**). Die Einnahmen berechnen sich aus der Energieabnahme [MWh] und dem Arbeitspreis [€/MWh] und bleiben vom Speichereinsatz unbeeinflusst, da sich die an die Haushalte bereitgestellte Menge nicht ändert. Die Versorgung der angeschlossenen Haushalte muss zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden. Im Falle eines zu geringen Angebots an industrieller Energieabgabe wird die fehlende Energie zur Versorgung der Haushalte extern bezogen. Der Einsatz von Energiespeichern reduziert den Brennstoffbedarf bzw. den Bedarf an externem Strombezug [MWh], wodurch die jährlichen Ausgaben [€] reduziert werden. Die jährlichen Ausgaben setzen sich aus dem Wartungskostensatz [€], der Bezugsgröße sowie den Brennstoffkosten [€/MWh] (oder den Strombezugskosten) und dem Brennstoffbedarf [MWh] (oder dem Strombezug vom Netz) zusammen. Im Gegensatz dazu werden die Investitionen [€] durch die Anschaffung der Speicher erhöht. Das Investment ermittelt sich aus der Bezugsgröße (Posten) und dem Investitionskostensatz des Postens. Je größer der Speicher, desto mehr industrielle Energieabgabe kann genutzt werden und desto weniger Brennstoff bzw. Strombezug aus dem Netz muss für die Versorgung genutzt werden. Somit steigt das Investment und sinken die jährlichen Ausgaben. Mit der Optimierung wird jene Speichergröße ermittelt, die zu einem optimalen Verhältnis zwischen Investment und jährlichen Ausgaben führt.

$$REV [t] = \text{Energieabnahme} [t] * \text{Arbeitspreis} [t]$$

$$EXP [t] = \text{Brennstoffkosten} [t] * \text{Brennstoffbedarf} [t] + \sum_{i=1}^n \text{Wartungskostensatz} * \text{Bezugsgröße} \quad (4-11)$$

$$INV_0 = \sum_{i=1}^n \text{Investitionskostensatz} * \text{Bezugsgröße}$$

Für die Ermittlung der Speicherkapazität wird folgende variable Bedingung festgelegt (siehe **(4-12)**): Die Speicherkapazität muss größer gleich 0 sein. Eine negative Speicherkapazität ist nicht möglich. Wird im Zuge der Optimierung eine Speicherkapazität von 0 ermittelt, ist der Einsatz von Speichern nicht wirtschaftlich darstellbar.

$$\text{Speichergröße} \geq 0 \quad (4-12)$$

Zur mathematischen Optimierung stehen unterschiedliche Verfahren zu Auswahl. Im vorliegenden Fall wird ein evolutionärer Algorithmus eingesetzt, da er im Vergleich zu anderen Algorithmen das Auffinden des globalen Minimums unter vielen lokalen Minima ermöglicht. Ein Nachteil dieses Verfahren liegt im hohen rechentechnischen Aufwand zur Bestimmung des globalen Minimums. [103]

Evolutionäre bzw. genetische Algorithmen zählen zu den probabilistischen Verfahren und ähneln in ihrer Vorgehensweise biologischen Prozessen, um das globale Minimum einer Funktion $f(x)$ zu finden. Die Algorithmen setzen dafür die biologischen Vorgänge der Mutation, Rekombination und Selektion in mathematische Vorgänge um. Diese Prozesse sind zufallsgesteuert. Die Argumente x_i einer zu minimierenden Funktion werden auch Individuen genannt und repräsentieren die natürlichen Chromosomen. Das Maß der Anpassung eines Individuums aus einer Bevölkerung wird nach Formel (4-13) definiert. [103] Statt Maß der Anpassung wird auch der Ausdruck der Fitness der Individuen verwendet. [104]

$$F(x_i) = \frac{f(x_i)}{\sum_{j=1}^N f(x_j)} \quad (4-13)$$

Die Algorithmen starten mit einer anfänglichen Bevölkerung (Initialisierung) und durch iterative Selektion und Manipulation wird eine schrittweise Verbesserung bis zur Bestimmung eines globalen Minimums erreicht. Der Vorgang der Selektion beinhaltet die stochastische Auswahl eines Individuums aus der gegenwärtigen Bevölkerung. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein bestimmtes Individuum ausgewählt wird, ist dabei proportional zu seinem Maß der Anpassung (siehe (4-13)). Die ausgewählten Individuen durchlaufen einen zweistufigen Manipulationsprozess: Rekombination und Mutation. Die Rekombination beinhaltet die Schaffung von neuen Individuen aus zufällig ausgewählten Paaren durch den Austausch von Chromosomen. Anschließend werden die Nachkommen (Generation neuer Individuen) einer Mutation unterzogen. Dabei werden einzelne Chromosomen mit relativ geringer Wahrscheinlichkeit verändert, wodurch Möglichkeiten der Erforschung neuer Strukturen im Funktionsbereich $f(x)$ geschaffen werden. Die Nachkommen ersetzen Teile der Ausgangspopulation oder die gesamte Bevölkerung. Nach dem Manipulationsprozess liegt somit eine neue Bevölkerung vor, die die Basis für die nächste Iteration darstellt. [103]

4.2.2.2 Modelllogik

Die Logik des Simulationsmodells ist mit Hilfe des in Abbildung 4-4 dargestellten Flussdiagramms veranschaulicht. Der Simulationsprozess startet mit einer Abfrage über die Verfügbarkeit von industrieller Energieabgabe.

Ist kein Angebot an industrieller Energieabgabe vorhanden wird der Speicherfüllstand überprüft. Die gespeicherte Energie wird verwendet, um die Stadt zu versorgen. Dabei darf die maximale Entladeleistung nicht überschritten werden. Ist der Bedarf der Stadt größer als die Entladeleistung, kann maximal die Entladeleistung zur Deckung herangezogen werden. Ist der Speicher nicht oder unzureichend gefüllt bzw. überschreitet der Bedarf die maximale Entladeleistung, muss der verbleibende Bedarf durch andere Energiepotentiale erschlossen werden. Dadurch ergibt sich eine positive Residuallast.

Ist stattdessen ein Angebot an industrieller Energieabgabe vorhanden, wird anschließend überprüft, ob seitens der Stadt ein Energiebedarf gegeben ist. Sofern kein Energiebedarf vorliegt, wird die industrielle Energieabgabe gespeichert. Dabei darf die maximale Beladeleistung nicht überschritten werden. Ist das Angebot der Industrie größer als die Beladeleistung kann maximal dieser Betrag eingespeichert werden. Ist der Speicher gänzlich oder teilweise befüllt bzw. überschreitet das Angebot die maximale Beladeleistung, muss das überschüssige Angebot an die Umgebung abgegeben werden. Dieser Anteil an industrieller Energieabgabe kann zu diesem Zeitpunkt weder zur Bedarfsdeckung der Stadt noch zur Speicherfüllung verwendet werden. Die verfügbare Abwärme wird an die Umgebung abgegeben und der PV-Strom wird in das übergeordnete Netz eingespeist. Dies ist durch eine negative Residuallast erkennbar.

Wenn der Energiebedarf der Stadt größer ist als das Angebot seitens der Industrie, kann die industrielle Energieabgabe zur Versorgung der Stadt verwendet werden und wird zu diesem Zeitpunkt vollständig von der Stadt aufgenommen. Der restliche Bedarf kann entweder durch gespeicherte Energie, sofern ausreichend, oder durch andere Energiepotentiale gedeckt werden. Ist das Potential seitens der Industrie größer, wird nur ein Teil des Angebots zur Versorgung der Stadt verwendet. Der überschüssige Teil wird, sofern noch ausreichend Speicherkapazität vorhanden ist, eingespeichert, oder wiederum an die Umgebung abgegeben.

Diese Art der Speicherbewirtschaftung, wo jederzeit sämtliches zur Verfügung stehende Angebot eingespeichert wird, wird als „greedy“ oder Schnellladestrategie bezeichnet. Nachteil dieser Methode der Speicherbewirtschaftung ist, dass der Speicher bereits nach kurzer Zeit seine Kapazität erreicht hat und ein weiteres beladen zu angebotsstärkeren Zeiten nicht mehr

möglich ist. Dadurch können sich hohe Einspeisespitzen in das öffentliche Stromnetz ergeben.

[105]

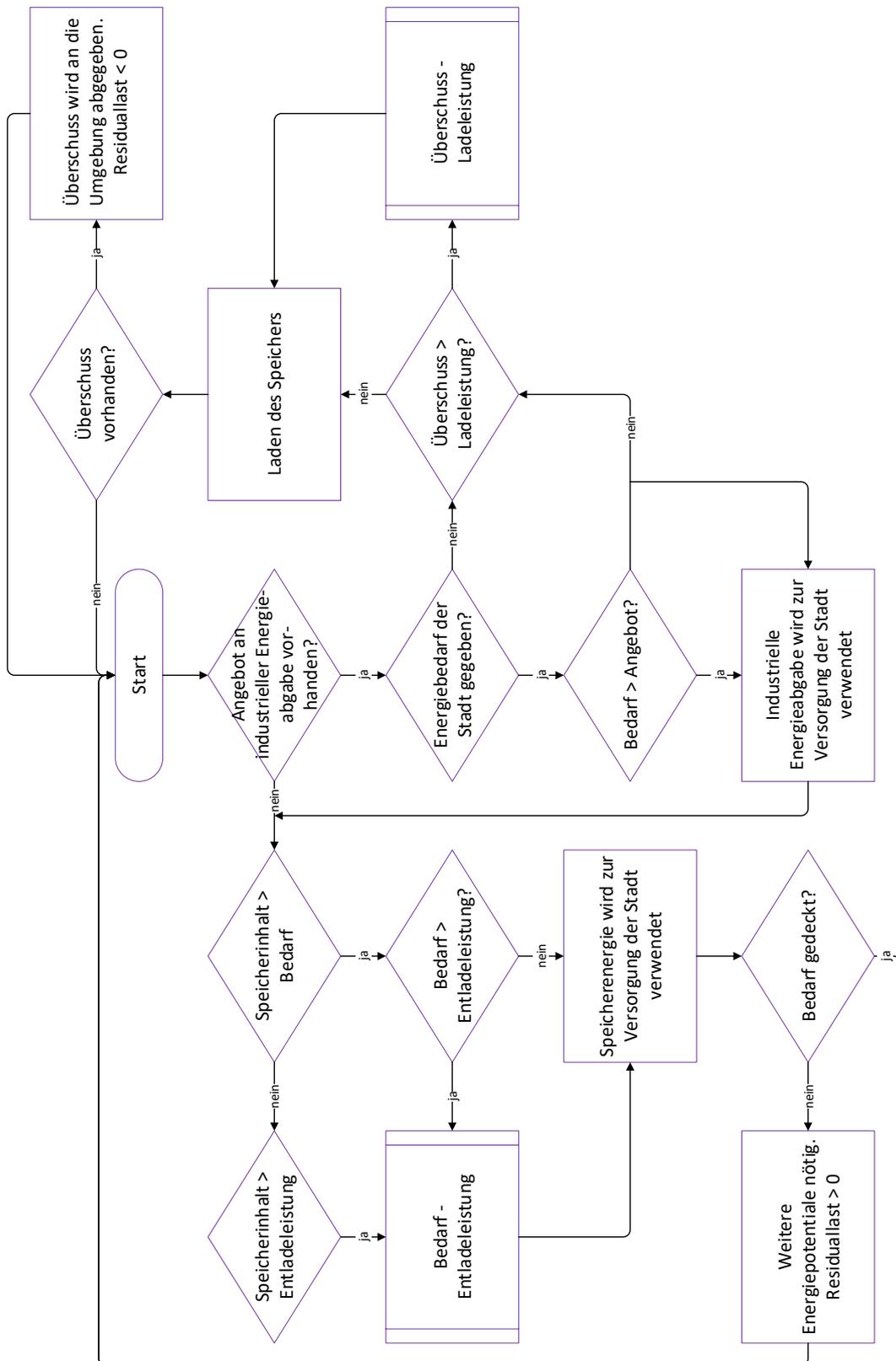


Abbildung 4-4: Verbildlichung der Modelllogik des Systemdesigns „Speicher“

4.2.3 Systemdesign – Städteverbund

4.2.3.1 Modellbeschreibung

Das vorliegende Konzept des Städteverbunds ist durch das Koppeln von zwei oder mehreren Städten in Schwachlastzeiten charakterisiert. In der Praxis erfordert die Schaffung von Städteverbänden geographische Nähe und die Schaffung entsprechender infrastruktureller Einrichtungen in Form einer Fernwärmetransportleitung, die das Fernwärmenetz von Stadt 1 mit dem Fernwärmenetz der Stadt 2 verbindet.

Dadurch erhöht sich der momentane Verbrauch und mehr industrieller Energieabgabe kann zu dem Zeitpunkt des Auftretens aufgenommen werden. Dafür wird ein weiteres Komponentenmodell der Stadt hinzugefügt. Die Berechnung des Angebots ist identisch mit jener des Standardmodells. Die Vorgehensweise wird für Wärme beschrieben. Das verbleibende Angebot kann wieder dem Bedarf der zweiten Stadt ($\dot{Q}_{St,2}$) gegenübergestellt und so die Residuallast für Stadt 2 ($\dot{Q}_{Res,2}$) ermittelt werden (siehe Formel (4-14)). Die Ermittlung der Residuallast von Stadt 2 kann jedoch nicht durch das Komponentenmodell „Residuallast“ stattfinden. Dieses Modell wird für die Berechnung der Residuallast der Stadt 2 in abgewandelter Art verwendet.

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{Res,1} [t] \geq 0 &\Rightarrow \dot{Q}_{Res,2} [t] = \dot{Q}_{St,2} [t] && 0 \leq t < 8760h \\
 \dot{Q}_{Res,1} [t] < 0 &\& \left(\dot{Q}_{St,2} [t] - (\dot{Q}_{Ges} [t] - \dot{Q}_{St,1} [t]) \right) > 0 \\
 \Rightarrow \dot{Q}_{Res,2} [t] &= \dot{Q}_{St,2} [t] - (\dot{Q}_{Ges} [t] - \dot{Q}_{St,1} [t]) && 0 \leq t < 8760h \quad (4-14) \\
 \dot{Q}_{Res,1} [t] < 0 &\& \left(\dot{Q}_{St,2} [t] - (\dot{Q}_{Ges} [t] - \dot{Q}_{St,1} [t]) \right) \leq 0 \\
 \Rightarrow \dot{Q}_{Res,2} [t] &= 0 && 0 \leq t < 8760h
 \end{aligned}$$

Das Zusammenwirken der Komponentenmodelle ist in Abbildung 4-5 dargestellt.

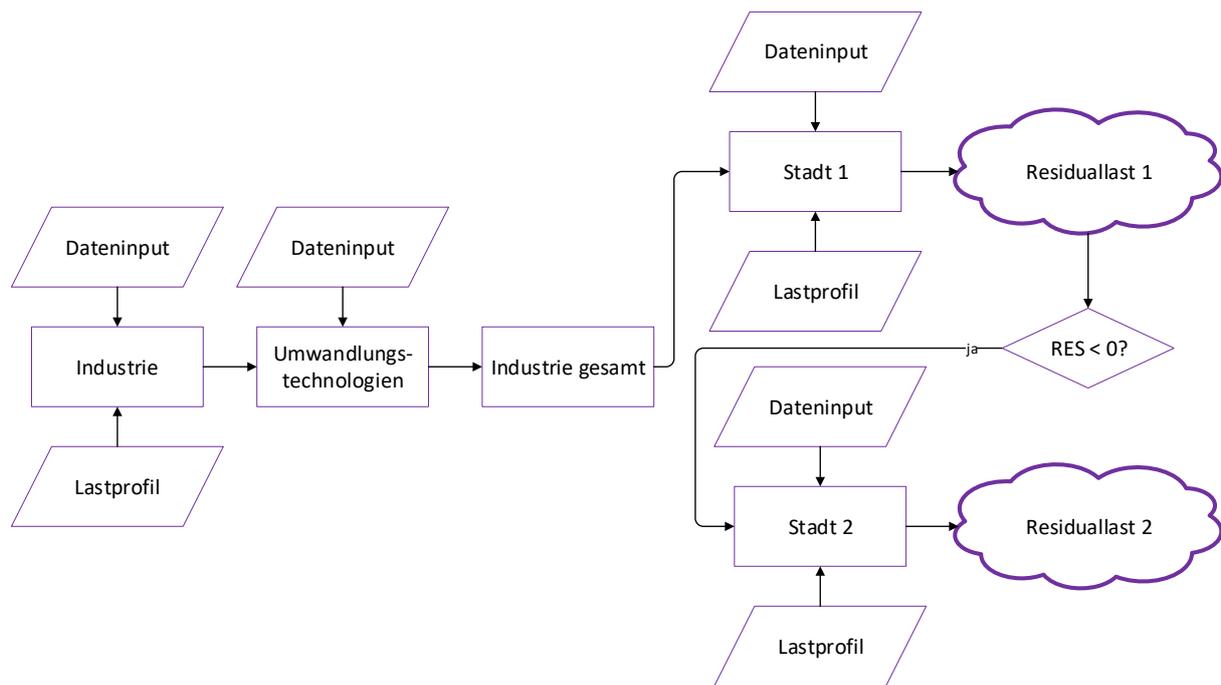


Abbildung 4-5: Darstellung des Zusammenwirkens der Komponentenmodelle für das Systemdesign „Städteverbund“

4.2.3.2 Modelllogik

Die Logik des Simulationsmodells ist mit Hilfe des in Abbildung 4-6 dargestellten Flussdiagramms veranschaulicht. Der Simulationsprozess startet mit einer Abfrage über die Verfügbarkeit von industrieller Energieabgabe.

Sofern kein Angebot an industrieller Energieabgabe vorhanden ist, müssen andere Energiepotentiale erschlossen werden, um den Energiebedarf der Stadt zu decken. Dies spiegelt sich in einer positiven Residuallast wider.

Anschließend wird überprüft, ob seitens der Stadt 1 Energiebedarf gegeben ist. Sofern kein Energiebedarf vorliegt, wird Stadt 2 überprüft. Weisen beide Städte keinen Energiebedarf auf, bleibt das Angebot an industrieller Energieabgabe ungenutzt und wird an den Bereich außerhalb der Systemgrenzen abgegeben. Dieser Anteil an industrieller Energieabgabe kann zu diesem Zeitpunkt nicht der Bedarfsdeckung der Städte angerechnet werden. Die verfügbare Abwärme wird an die Umgebung abgegeben und der PV-Strom wird in das übergeordnete Netz eingespeist. Dies ist durch eine negative Residuallast erkennbar.

Wenn der Energiebedarf von Stadt 1 größer ist als das Angebot seitens der Industrie, kann die industrielle Energieabgabe zur Versorgung der Stadt verwendet werden und wird zu diesem Zeitpunkt vollständig von der Stadt aufgenommen. Ist das Potential seitens der Industrie

verschoben werden, dass das Synergiepotential mit der Stadt maximiert wird. Dadurch wird der Leistungsautarkiegrad (für Definition siehe Kapitel 4.3.1) erhöht und der Bedarf an zusätzlichen Energiepotentialen reduziert. Dieser Vorgang wird in Abbildung 4-7 illustriert, wobei die Angebotskurve das Angebot an industrieller Energieabgabe darstellt und die Bedarfskurve den städtischen Energiebedarf präsentiert. In der Abbildung ist zur Vereinfachung nur eine Angebotskurve dargestellt. Die Vorgehensweise erfolgt analog beim Vorliegen von mehreren Angebotskurven.

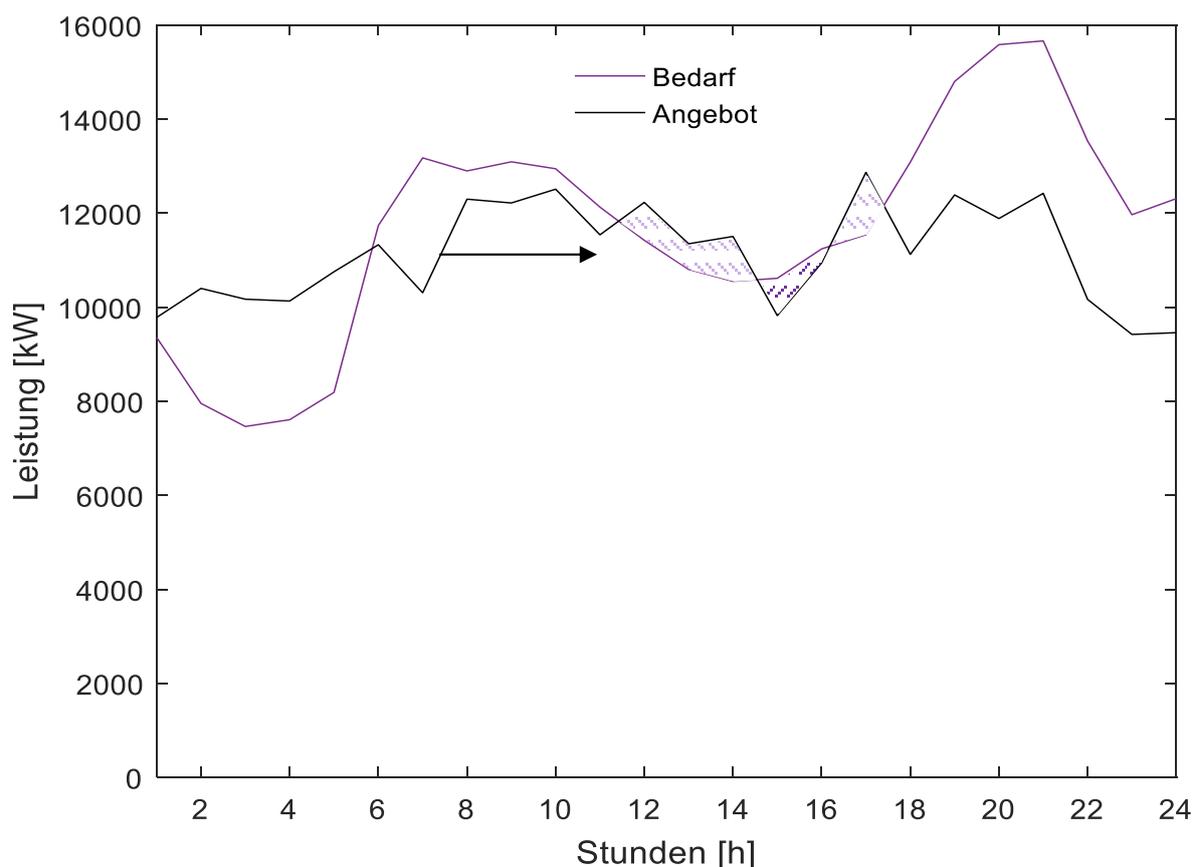


Abbildung 4-7: Illustration des Optimierungsvorgangs zur Lastverschiebung

Mit einer Optimierung wird die benötigte Zeitverschiebung (Stundenanzahl (T)) ermittelt, die erforderlich ist, um die schraffierte Fläche, die sich durch die Überschneidung der Bedarfs- und der Angebotskurve ergeben, zu minimieren. Als Optimierungsziel wird somit die Maximierung der Potentialausnutzung festgelegt. Alternativ kann die Reduktion der externen Kosten (Brennstoffkosten) als Optimierungsziel festgelegt werden. Dabei muss nur die Unterdeckung (Bedarf > Angebot) minimiert werden, da diese der Verursacher der externen Kosten ist. Die Angebotskurve wird dafür nach rechts verschoben. Die nach rechts schraffierte Fläche (U_1) spiegelt den Bedarf an zusätzlicher Energie für die Versorgung der Stadt wider

(positive Residuallast, Bedarf > Angebot), die nach links schraffierte Fläche (U_2) den Überschuss an industrieller Energieabgabe (negative Residuallast, Bedarf < Angebot). Es wird folgende Zielfunktion festgelegt (siehe Formel (4-15)). Als Optimierungsverfahren wurde ein evolutionärer Algorithmus eingesetzt. Dieser wurde bereits in Kapitel 4.2.2.1 erklärt.

$$\min U [t] = U_1 [t] + U_2 [t] \quad (4-15)$$

Die Berechnung der Flächen unterscheidet sich je nachdem ob zu dem betrachteten Zeitpunkt (t) das Angebot (A) oder der Bedarf (B) größer ist. Die Nebenbedingungen für die Optimierungen lassen sich wie in Formel (4-16) dargestellt, formulieren.

$$B [t] \geq \sum_{i=1}^n A_i [t + T_i] \Rightarrow U_1 [t] = \sum_{i=1, t=0}^{n, t_e} B [t] - A_i [t + T_i] \quad (4-16)$$

$$B [t] < \sum_{i=1}^n A_i [t + T_i] \Rightarrow U_2 [t] = \sum_{i=1, t=0}^{n, t_e} A_i [t + T_i] - B [t]$$

Die maximal erlaubte Zeitverschiebung kann im Preprocessing berechnet werden und stellt die obere Schranke da. Diese ergibt sich aus der Anzahl der Stunden pro Jahr (8760) abzüglich der jährlichen Produktionsstunden, die trotz der zeitlichen Verschiebung eingehalten werden müssen, damit die Performance nicht beeinflusst wird. Der Bereich kann natürlich auch enger gefasst werden.

Variable Bedingungen können genutzt werden, um die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Angebotskurven darzustellen und die zeitliche Variation einzuschränken. Für die Fallstudie werden folgende variable Bedingungen festgelegt (siehe Formel (4-17)). Alle Teilangebotskurven können dabei in einem Ausmaß von 100 Stunden verschoben werden. Auf Grund der Prozessabhängigkeit können die Teilangebotskurven 2a und 2b von Unternehmen 2 (siehe Kapitel 5.1.2.2) nicht unabhängig voneinander verschoben werden. Die Teilangebotskurven 1 (Unternehmen 1, siehe Kapitel 5.1.2.1) und 3 (Unternehmen 3, siehe Kapitel 5.1.2.3) können unter Einhaltung der oberen Schranke unabhängig von den anderen Teilangebotskurven verschoben werden.

$$0 \leq T_i \leq 100 \quad (4-17)$$

$$T_{2a} = T_{2b}$$

Liegen für ein Unternehmen mehrere Angebotskurven an industrieller Energieabgabe vor, können diese je nach Branche und Prozess nicht unabhängig voneinander verschoben werden.

Diese Abhängigkeiten können ebenfalls entsprechend dargestellt werden. Die Angebotskurven von verschiedenen Industriebetrieben können unabhängig voneinander verschoben werden. Dadurch kommt es nicht nur zu einer zeitlichen Änderung der Gesamtangebotskurve, sondern auch zu einer Änderung der Form. Angebotsspitzen können somit verstärkt, verschoben oder abgeflacht werden.

Aus der ermittelten Zeitverschiebung können nun die optimierten Teilangebotskurven und somit die Gesamtangebotskurve erstellt werden und diese in das Standardsimulationsmodell eingespielt werden. Damit können wiederum die Residuallast ermittelt und die Kennzahlen berechnet werden.

4.3 Indikatoren

Anhand der ermittelten Residuallast können Indikatoren zum Vergleich der Flexibilitätsoptionen herangezogen werden. Hierbei wird die Versorgungssituation der Stadt mit industrieller Energieabgabe in technischer, ökologischer und ökonomischer Hinsicht bewertet. Als Kennzahlen werden der Energieautarkiegrad, der Leistungsautarkiegrad, der Eigennutzungsgrad, die eingesparten CO₂-Emissionen sowie eine Annäherung für den Barwert, die Energiegestehungskosten sowie die CO₂-Vermeidungskosten definiert. Die Beschreibung der Methodik erfolgt für Wärme (Q) und ist analog für Strom anzuwenden.

4.3.1 Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad, Eigennutzungsgrad

Der Energieautarkiegrad (EAG [%]) stellt auf Basis der Energiemengen des Betrachtungszeitraums das zur Verfügung stehende Angebot der Industrie (ges) ins Verhältnis zum Bedarf der Stadt (St). Die Berechnung ist anhand Formel (4-18) dargestellt. Die Werteermittlungen erfolgen jeweils für Strom und Wärme getrennt.

$$EAG = \frac{Q_{ges}}{Q_{St}} * 100 \quad (4-18)$$

Im Gegensatz dazu basiert der Leistungsautarkiegrad (LAG [%]) auf einer stündlichen Berechnungsbasis und nimmt somit auf die zeitliche Charakteristik von Angebot und Bedarf Rücksicht. Dadurch kann der Leistungsautarkiegrad nie größer als der Energieautarkiegrad sein. Die Berechnung ist anhand von Formel (4-19) dargestellt.

$$LAG = \frac{1}{8760} * \sum_{t=0}^{8760h} L\dot{A}G [t] * 100$$

$$\dot{Q}_{St} [t] \geq \dot{Q}_{ges} [t] \Rightarrow L\dot{A}G [t] = \frac{\dot{Q}_{ges} [t]}{\dot{Q}_{St} [t]} \quad 0 \leq t < 8760h \quad (4-19)$$

$$\dot{Q}_{St} [t] < \dot{Q}_{ges} [t] \Rightarrow L\dot{A}G [t] = 1 \quad 0 \leq t < 8760h$$

Der Eigennutzungsgrad (EG [%]) gibt an wieviel des zur Verfügung stehenden Angebots an industrieller Energieabgabe zur Versorgung der Stadt genutzt wird. Dafür werden Leistungsautarkiegrad und Energieautarkiegrad zueinander ins Verhältnis gesetzt (siehe Formel (4-20)).

$$EG = \frac{LAG}{EAG} \quad (4-20)$$

4.3.2 CO₂-Emissionen

Um die eingesparten CO₂-Emissionen (Em [t]) darstellen zu können, werden im ersten Schritt die CO₂-Emissionen des Referenzszenarios (Ref) berechnet. Das Referenzszenario spiegelt die aktuelle Situation wider. Grundlage des Referenzszenarios ist die Allokation (All [%]) des Energieträgereinsatzes zur Bereitstellung der Nutzenergie. Die Emissionsfaktoren (EmF [$\frac{t}{kWh}$]) der Energieträger (ET) sowie die Aufteilung des Einsatzes sind ebenfalls bekannt (siehe Tabelle 5-9). Dadurch können die Emissionen anhand Formel (4-21) berechnet werden.

$$Em_{Ref} = Q_{St} * \left(\sum_{i=1}^n (EmF_{ET,i} * All_{ET,i}) \right) \quad (4-21)$$

Die Berechnung der CO₂-Emissionen für die dargestellten Systemvarianten (Em_{neu}) basiert auf den ermittelten Autarkiegraden. Die industrielle Energieabgabe ersetzt einen Teil an fossiler Energie, die zur Versorgung der Stadt verwendet wird. Es wird angenommen, dass sich die Aufteilung des Energieträgereinsatzes im Vergleich zum Referenzszenario nicht ändert. Der Einsatz industrieller Energieabgabe ersetzt die bisherigen Energieträger im gleichen Maße. Für die industrielle Energieabgabe wird ein Emissionsfaktor von Null angesetzt [106]. Beim Einsatz von Wärmepumpen ist darauf zu achten, dass auch die mit dem Stromverbrauch ($E_{WP}[kWh]$) verbundenen Emissionen (EmF_{el}) auf der Wärmeseite berücksichtigt werden.

Jener Teil, der theoretisch mit industrieller Energieabgabe versorgt werden, aber aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage nicht genutzt werden kann, wird für den Wärmebedarf durch Biomasse und für den Strombedarf durch Bezug aus dem Netz bereitgestellt. Die daraus resultierenden Emissionen (ad) sind ebenfalls in die Bewertung einzubeziehen. Für die Berechnung siehe Formel (4-22).

$$Em_{neu} = \left(Q_{St} * \left((1 - EAG) * \left(\sum_{i=1}^n (EmF_{ET,i} * All_{ET,i}) \right) + (EAG - LAG) * EmF_{ad} \right) + E_{WP} * EmF_{El} \right) \quad (4-22)$$

Die eingesparten CO₂-Emissionen (Em_{save} [%]) werden anhand Formel (4-23) berechnet und prozentual dargestellt. Je höher der Wert desto mehr Kohlendioxid wird eingespart.

$$Em_{save} = \left(1 - \frac{Em_{neu}}{Em_{Ref}} \right) * 100 \quad (4-23)$$

4.3.3 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung erfolgt auf Basis des Barwerts (NPV [€]) , der Energiegestehungskosten sowie der CO₂-Vermeidungskosten. Die Berechnungen werden für die Strom- und Wärmeseite getrennt durchgeführt, die Ermittlung der Kennzahlen wird allgemein für „Energie“ gezeigt.

Abhängig von der Charakteristik der industriellen Energieabgabe entstehen Investitionen (INV [€]) aus Rauchgaswärmetauschern, Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen oder anderen Technologien, die die industrielle Energieabgabe nutzbar machen. Die industrielle Abwärme wird über das Fernwärmenetz an die Stadt geliefert. Daher fallen auch die Kosten für den Bau bzw. die Verdichtung des Fernwärmenetzes an. Zusätzlich sind die Kosten für einen Kessel für die herkömmliche Wärmeversorgung enthalten. Auf der Stromseite fallen Investitionen für die Photovoltaikanlagen an. Die Integration der betrachteten Flexibilitätsoption verursacht ebenfalls Kosten. Der Einsatz von Speicher erfordert Investitionen. Die Schaffung eines Städteverbunds erfordert den Bau einer Verbindungsleitung zwischen den beiden Städten und ggf. den Bau bzw. die Verdichtung des Fernwärmenetzes in der zweiten Stadt. Die Lastverschiebung verursacht keine Investitionsausgaben, sondern jährliche Kosten. Diese werden anhand der Angaben von Klobasa, 2007 [107] ermittelt.

Jährliche Kosten (EXP [€]) entstehen durch Wartungskosten für alle Komponenten, Betriebskosten von Wärmepumpen und Fernwärmepumpen, Brennstoffkosten für den Betrieb des Kessels sowie durch externen Strombezug für die Versorgung der Haushalte. Erlöse (REV [€]) werden durch den Verkauf von Wärme und Strom erzielt.

Durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen erhöht sich der Eigennutzungsgrad, wodurch der Bedarf an Brennstoff für die herkömmliche Wärmeversorgung und an externem Strombezug zur Versorgung der Haushalte reduziert wird. Demgegenüber stehen die Investitionen und jährlichen Ausgaben für die Flexibilitätsoption.

Der Barwert wird für eine Laufzeit (n [a]) von 20 Jahren errechnet und ergibt sich aus der Summe der Erlöse abzüglich der jährlichen Ausgaben. Die Abzinsung wird durch einen Abzinsungsfaktor (i [%]) von 0,05 (5%) berücksichtigt. Abschließend werden die Investitionen abgezogen, um den Barwert zu erhalten (siehe Formel **(4-24)**).

$$NPV_0 = \sum_{t=1}^n \frac{REV[t] - EXP[t]}{(1+i)^t} - INV_0 \quad (4-24)$$

Für die Berechnung der Energiegestehungskosten ($LCOE$ [$\frac{\text{€}}{MWh}$]) wird die Methode der Levelized Costs of Energy herangezogen. Diese basiert auf der Barwertmethode und ermöglicht den Vergleich unterschiedlicher Erzeugungsvarianten, indem der Barwert der Ausgaben durch das Potential an industrieller Energieabgabe (A_{IB} [MWh]) geteilt wird (siehe Formel **(4-25)**). [108]

$$LCOE = \frac{INV_0 + \sum_{t=1}^n \frac{EXP[t]}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{A_{IB}[t]}{(1+i)^t}} \quad (4-25)$$

Zur Ermittlung der CO₂-Vermeidungskosten ($LCOCO_2$) wird die Formel **(4-25)** abgewandelt und der Barwert der Ausgaben durch die Menge an eingesparten CO₂-Emissionen (Em_{save} [t]) dividiert (siehe Formel **(4-26)**).

$$LCOCO_2 = \frac{INV_0 + \sum_{t=1}^n \frac{EXP[t]}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Em_{save}[t]}{(1+i)^t}} \quad (4-26)$$

5 SIMULATION - FALLBEISPIEL

Die dargestellten Ansätze (siehe Kapitel 4.1 und 4.2) zur energetischen Kopplung von Industrie und Stadt werden im Folgenden auf ein Beispiel angewandt. Das Ziel ist dabei nicht die detaillierte Planung, sondern die Synergiepotentialabschätzung für die Kopplung Industrie und Stadt inkl. der Integration von Flexibilitätsoptionen. Die Ansätze werden in verschiedenen Szenarien simuliert und mit Hilfe der zuvor definierten Indikatoren (siehe Kapitel 4.3) analysiert und bewertet. Dadurch wird es möglich das optimale Szenario zu bestimmen. Die Szenarien werden wie folgt definiert:

- Szenario 0: Szenario 0 ist das Referenzszenario und bildet den Status quo ab. Die aktuelle Bereitstellung von Energie durch erneuerbare Energieträger oder industrielle Energieabgabe ist im Referenzszenario bereits berücksichtigt. Es dient als Vergleichsbasis für die ermittelten Indikatoren der folgenden Szenarien. Hier wird der Ist-Zustand des Fallbeispiels modelliert und analysiert.
- Szenario 1: In diesem Szenario wird der Energieverbund Industrie-Stadt modelliert. Es wird die Integration industrieller Energieabgabe betrachtet und die Auswirkungen auf die Indikatoren ermittelt. In Szenario 1.1. wird die gesamte industrielle Energieabgabe zum Zeitpunkt ihres Anfalls genutzt. In Szenario 1.2. werden die Dachflächen zur PV-Nutzung nicht verwendet. Die Unterszenarien a-c unterscheiden sich jeweils im Einsatz der Wärmepumpen. So wird in Unterszenario a die gesamte zur Verfügung stehende Niedertemperaturabwärme genutzt, um die Stadt mit Wärme zu versorgen. In Unterszenario b wird dieses Potential nicht genutzt, sondern nur Hochtemperaturabwärme zur städtischen Wärmeversorgung verwendet. In Unterszenario c werden die Wärmepumpen nur in den Wintermonaten eingesetzt, um die Niedertemperaturabwärme zu nutzen. Durch die unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten kommt es hier zu sechs Subszenarien.
- Szenario 2: In diesem Szenario werden zusätzlich zur Nutzung industrieller Energieabgabe auch die in Kapitel 4.2 dargestellten Flexibilitätsoptionen (Speicher, Städteverbund und Lastverschiebung) integriert. Diese werden in die einzelnen Unterszenarien integriert und analog zu Szenario 1 die unterschiedlichen Möglichkeiten der Nutzung industrieller Energieabgabe variiert. Im Speicherszenario werden drei verschiedene Dimensionierungsmöglichkeiten des Speichervolumens betrachtet. So wird der Einsatz eines Kurzzeitspeichers und eines Langzeitspeichers modelliert. Die Speichergrößen ergeben sich anhand der DFT der Residualkurven (siehe Kapitel 4.2.1). Anstatt die Speichergröße über den benötigten Flexibilitätsbedarf zu bestimmen, kann die Speicherkapazität auch über das Auffinden des ökonomischen

Optimums bestimmt werden. Diese Variante stellt das dritte Speicherszenario dar. Durch die unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten aus Flexibilitätsoption und Nutzung industrieller Energieabgabe kommt es hier zu 30 Subsznarien.

Zusätzlich zu den vorgestellten Szenarien wird die Kombination mit erneuerbaren Energieträgern betrachtet. Hierfür werden in Szenario 0 und 1.1 erneuerbare Energieträger in den Energieverbund integriert und die Auswirkungen auf den Flexibilitätsbedarf ermittelt. Szenario 1.2 wird hier nicht betrachtet, da die ermittelten Flexibilitätsbedarfe für die Wärmeseite jenen aus Szenario 1.1 entsprechen und die Flexibilitätsbedarfe für die Stromseite jenen aus Szenario 0. Wind, Wasser, Biomasse und PV stehen als erneuerbare Energiepotentiale zur Verfügung. Durch die Kombination mit den Nutzungsvarianten der Abwärme ergeben sich so 19 Szenarien, die eine Aussage über die Kombinierbarkeit von industrieller Energieabgabe und erneuerbarer Energie ermöglichen. Hier werden jedoch nur 14 Szenarien genauer betrachtet.

5.1 Rahmenbedingungen

Für diese Fallstudie dienen Daten der österreichischen Mittelstadt Judenburg mit industriellem Schwerpunkt als Basis für die Schaffung eines Industrie-Stadt Energieverbunds. Die Daten der Industriebetriebe stammen aus veröffentlichten Projektberichten, welche im Rahmen von öffentlich finanzierten Forschungsprojekten erstellt wurden. Besonders die Verfügbarkeit und Detailliertheit der Daten waren ausschlaggebend für die Wahl dieser Stadt als Fallbeispiel. Der Betrachtungszeitraum ist das Jahr 2015.

Bei der Vorbereitung wurden die Versorgungsseite (Industrie) und die Bedarfsseite (Stadt) getrennt untersucht. Auf der Bedarfsseite wurden die Überlegungen auch in Wärme für Raumwärme und Warmwasserbereitung sowie Strom unterteilt. Im Allgemeinen sind die Daten von den Betrieben und der Stadt auf Jahressummenbasis vorhanden und werden mit Lastprofilen und statistischen Daten kombiniert, um zeitlich aufgelöste Profile zu erhalten. Die Daten für die Lastprofile werden auf Stundenbasis aufbereitet.

5.1.1 Stadt

Die betrachtete Stadt Judenburg hat ca. 10.000 Einwohner (Stand 2015) und verfügt über einen Schwerindustriestandort mit internationalen Firmen sowie einige kleinere Unternehmen. Der Großteil der Arbeitsplätze entfällt auf den Dienstleistungssektor. Außerdem ist die Stadt ein wichtiger Standort für Schulen und öffentliche Einrichtungen.

Landwirtschaft spielt trotz einiger Bauern im Gemeindegebiet eine untergeordnete Rolle. Für die Ansiedlung von Industrie- und Gewerbebetrieben ist ein zusammenhängendes Gebiet im Norden der Stadt ausgewiesen. [109]

Die sektorale Aufteilung des Nutzenergieverbrauchs für Strom und Wärme der Stadt ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Wie man sehen kann wird ein Großteil des Nutzenergieverbrauchs und dementsprechend der CO₂-Emissionen von der industriellen Produktion verursacht.

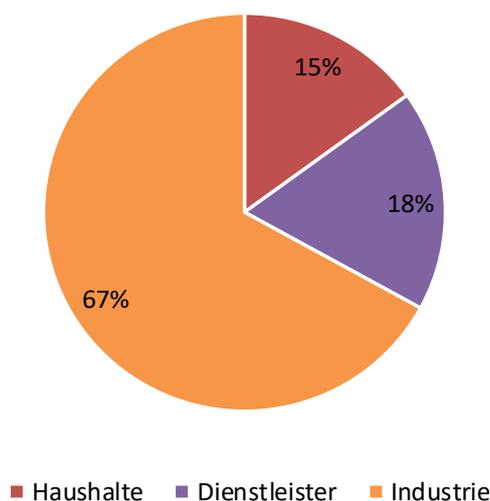


Abbildung 5-1: Aufteilung des Nutzenergieverbrauchs der im Modell betrachteten Stadt, [109]

In der Stadt ist ein Fernwärmenetz vorhanden, das zum Teil von der außerhalb der Stadtgrenzen befindlichen Zellstofffabrik Pöls mit Abwärme versorgt wird. Tabelle 5-1 zeigt die Ausgangsdaten, die für die Modellierung und Simulation der Stadt verwendet wurden.

Der Strombedarf der Stadt wurde top-down anhand der Strombedarfswerte der Landesstatistik und der Anzahl der EinwohnerInnen ermittelt. Die Strombedarfskurve basiert auf den veröffentlichten Standardlastprofilen [110] H0 (Haushalte) und den Standardlastprofilen G0 für Gewerbe. Das Bedarfsprofil der Stadt wurde durch Multiplikation des Strombedarfs mit dem Standardlastprofil erreicht. Dabei wurden die SLP für Haushalte und Gewerbe entsprechend ihren Anteilen am Strombedarf (siehe Abbildung 5-1) gewichtet.

Der Wärmebedarf der Stadt wurde aus dem Endbericht des Projektes „Smart City Judenburg durch Synergiepotentiale mit der Industrie“ [4] entnommen und basiert dabei auf einer bottom-up ermittelten Größe. Der Wärmebedarf wurde auf Basis der Daten aus der Gebäudedatenbank [111,112] errechnet, in der alle Gebäude der Stadt mit ihren relevanten Basisdaten enthalten sind. Anhand der Grundrissfläche und Anzahl der Geschosse wurde die Bruttogeschossfläche errechnet. Über das Baualter, die Struktur und die Art der Nutzung

wurde ein Mischwert von 130 kWh/m² als spezifische Heizenergiekennzahl für alle Gebäude bestimmt. Durch Multiplikation mit der Bruttogeschoßfläche ergibt sich somit der Wärmebedarf. Zur Erstellung der Wärmebedarfskurve wird ein gemessenes Lastprofil einer anderen Stadt ähnlicher Charakteristik herangezogen, skaliert und anschließend mit dem Wärmebedarf der Stadt multipliziert. Das Wärmebedarfsprofil der Stadt ist in Abbildung 5-2 dargestellt.

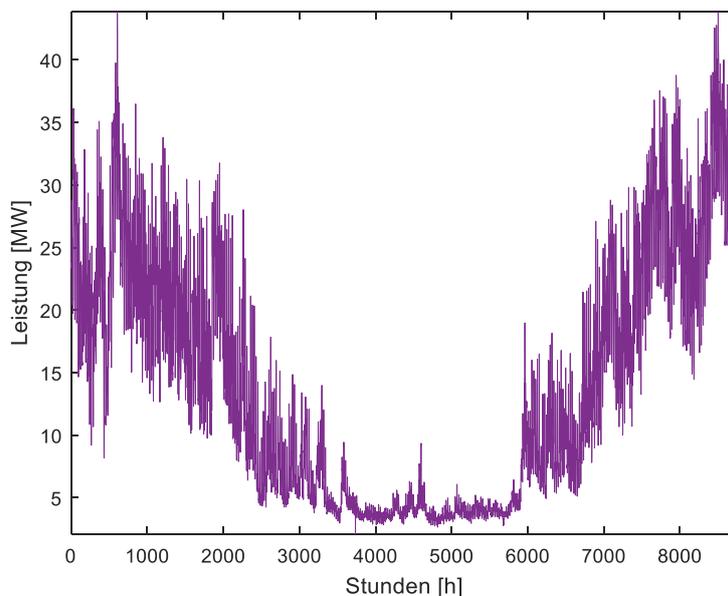


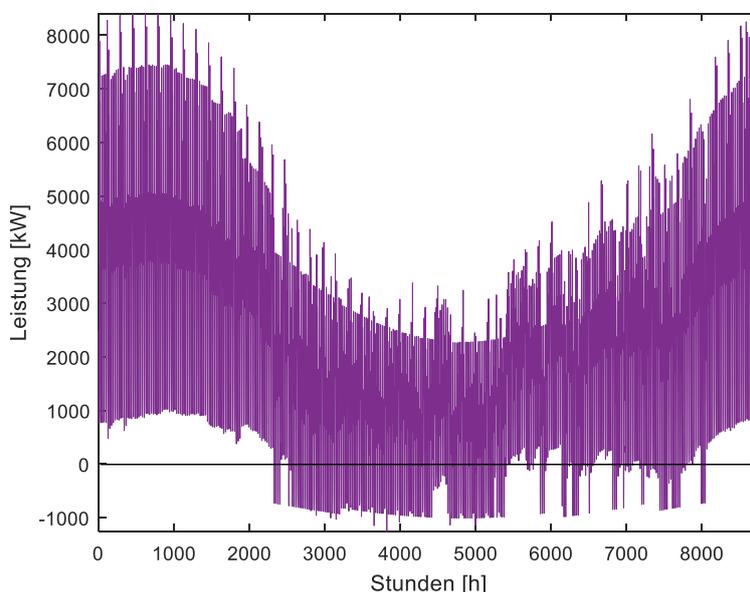
Abbildung 5-2: Wärmebedarfskurve (brutto) der Stadt für das Jahr 2015, [4,109]

Die aktuelle Bereitstellung von Energie durch erneuerbare Energieträger oder industrielle Energieabgabe wird in der Simulation berücksichtigt. Diese soll durch eine weitere Kopplung nicht ersetzt werden. Die Abwärmelieferung und der Biomasseinsatz sind nur energetisch bekannt und werden gleichverteilt der brutto Wärmebedarfskurve der Stadt abgezogen, um die netto Wärmebedarfskurve zu erhalten. Alle simulierten Szenarien werden auf die netto-Bedarfssituation der Stadt referenziert. Alle Berechnungen werden auf Nutzenergiebasis durchgeführt.

Tabelle 5-1: Ausgangsdaten für die Simulation der Stadt, [4,109]

Kennzahl	[GWh]	Anmerkung
Wärmebedarf Stadt (brutto)	123	Haushalte und Dienstleistungssektor
Abwärmelieferung Zellstofffabrik	- 37	100% Fernwärme aus Abwärme
Biomasse	- 2,7	Einzelanlagen
Wärmebedarf Stadt (netto)	83,3	Berücksichtigt vorhandene erneuerbare und industrielle Energienutzung
Strombedarf Stadt (brutto)	35	Haushalte und Dienstleistungssektor
Wasserkraft	- 13,9	
PV	- 1,62	Einzelanlagen
Strombedarf Stadt (netto)	19,48	Berücksichtigt vorhandene erneuerbare und industrielle Energienutzung

Durch die Nutzung von Wasserkraft- und PV-Anlagen kommt es bereits heute besonders in den Sommermonaten zu zeitweisen Überschüssen im Bereich Strom, wie Abbildung 5-3 veranschaulicht. Diese werden nicht zur Versorgung der Stadt verwendet, sondern werden ins übergeordnete Netz eingespeist (negative Werte in der Abbildung).

**Abbildung 5-3: Strombedarfskurve (netto) der Stadt für das Jahr 2015, [4,109]**

Innerhalb der Simulationsgrenzen befinden sich neben industriellen Energiepotentialen auch Quellen für erneuerbare Energie. Für die einzelnen Energieträger sind die vorhandenen technischen Potentiale als Jahresmengen vorhanden (siehe Tabelle 5-2).

Für die Biomassenutzung wird ein konstantes Wärmeerzeugungsprofil (Grundlastabdeckung) angenommen, um die Wärmeerzeugungsanlagen mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad zu betreiben.

Für das Angebotsprofil der Photovoltaik wurde ein Standardprofil für die Sonneneinstrahlung ($I [\frac{kW}{m^2}]$) für die betrachtete Stadt verwendet [113]. Das Dachflächenpotential ($DF [m^2]$) der Stadt wurde im Zuge der Studie Solarpotential Zirbenland erhoben. Dort wird ein theoretisches Potential von 363.654 m² ausgewiesen, wovon etwa ein Viertel auf Grund von Verschattung und Ausrichtung genutzt werden kann. [17] Analog zur Erstellung des Angebotsprofils für PV-Strom von Industriedachflächen kann anhand der zuvor gezeigten Formel (4-2) nun das Angebotsprofil für regenerativen PV-Strom erstellt werden.

Das Angebotsprofil für Wasser wurde anhand der Durchflussmengen des betreffenden Flusses Mur ermittelt [114]. Die Leistung ist proportional zur Durchflussmenge, weshalb die stündlichen Durchflussmengen zuerst normiert und anschließend mit der Jahresenergiemenge des technischen Potentials für Wasserkraft multipliziert wurden, um ein vereinfachtes Angebotsprofil für Wasserkraft zu erhalten.

Windgeschwindigkeitsmessungen ($v_{Wind} [\frac{m}{s}]$) der Region dienen als Basis für die Erstellung des Windangebotsprofils (\dot{E}_{Wind}) [115]. Anhand Formel (5-1) werden die Fläche, die vom Windrad überstrichen ($Fl_{Wind} [m^2]$) wird, der Leistungsbeiwert ($LB [-]$), die Dichte der Luft ($\rho [\frac{kg}{m^3}]$) und die Windgeschwindigkeit zueinander in Bezug gesetzt. Die Dichte der Luft hängt dabei von der Außentemperatur (siehe Tabelle 8-4) ab und wird entsprechend berücksichtigt [116].

$$\dot{E}_{Wind} [t] = \frac{1}{2} * Fl_{Wind} * LB * \rho * \int_{ta}^{te} v^3 [t] \quad 0 \leq t < 8760h \quad (5-1)$$

$$E_{Wind} = \sum_{t=0}^{8760h} \dot{E}_{Wind} [t]$$

Tabelle 5-2: Technische Potentialgrößen zu erneuerbaren Energieträgern innerhalb der Systemgrenzen des Fallbeispiels, [4]

Energieträger	Technisches Potential [GWh]
Wind	43
Wasser	15
PV	12
Biomasse	4

Tabelle 5-3 zeigt die Ausgangsdaten, die für die Modellierung und Simulation der Stadt Fohnsdorf (Städteverbund mit Stadt Judenburg) verwendet wurden. Die Erstellung der Bedarfskurven erfolgt nach derselben Methodik wie für Stadt 1.

Tabelle 5-3: Ausgangsdaten für die Simulation der Stadt 2, [1,109]

Kennzahl	[GWh]	Anmerkung
Wärmebedarf Stadt 2 (brutto)	289	Haushalte und Dienstleistungssektor
Abwärmelieferung Zellstofffabrik	- 13	100% Fernwärme aus Abwärme
Wärmebedarf Stadt 2 (netto)	276	Berücksichtigt vorhandene industrielle Energienutzung
Strombedarf Stadt 2	52	Haushalte und Dienstleistungssektor

5.1.2 Industrie

Die Stadt Judenburg ist ein Schwerindustriestandort mit drei großen und energieintensiven Betrieben, die hohe Abwärmepotentiale bis zu 500°C und große Abwassermengen zur Verfügung stellen. Weiters stehen industrielle Dachflächen zur Verfügung, welche zur Energiegewinnung genutzt werden können. Angewandte Technologien sind das Walzen von Edelstahlstäben, das Schmieden von Blattfedern für den Transportsektor und Bandverzinkung. Außerdem gibt es noch weitere kleinere Industriebetriebe, die jedoch keine Potentiale an industrieller Energieabgabe aufweisen und deswegen in dieser Betrachtung nicht weiter berücksichtigt werden. Für die Arbeit wurde vereinfacht angenommen, dass alle Betriebe über das Jahr gesehen zwei Betriebsstillstände aufweisen; einen im Winter (22.12. bis 06.01.) und einen im Sommer (11.08. bis 25.08.). [1]

Die Tabelle 5-4 bis Tabelle 5-6 zeigen die Ausgangsdaten der jeweiligen Industriebetriebe, die für ihre Modellierung und Simulation verwendet wurden. Das Sammeln der industriebezogenen Daten basiert auf einem bottom-up-Ansatz. Die Mehrzahl der Daten beruhen auf direkt gemessenen Werten aus der Industrie, bspw. Messungen der Abgastemperaturen von Öfen, die entsprechend zu Lastprofilen kombiniert werden. Daten, die nur als absolute Jahreswerte vorliegen, werden Lastprofilen zugeordnet, die basierend auf den Prozesseigenschaften entworfen wurden.

Lastprofile für die Wärmeangebotsseite werden durch das Verhalten der industriellen Prozesse bestimmt. Die Prozesse können entweder einen instationären (z. B. bei Abwärme aus Rauchgas) oder kontinuierlichen Charakter (z. B. bei Strukturkühlung der Produktionsanlagen oder bei Abwasserströmen aus Bandkühlung) haben. [18] Kontinuierliche Prozesse werden als konstant angenommen (Bandlast). Dabei werden die absoluten Jahreswerte durch die Produktionsstunden des Unternehmens geteilt, um das Profil zu bilden. Anhand der Prozessabläufe und der Informationen von den Unternehmen konnte der Energiequelle Abwasser auch ein Bandlastprofil zu Grunde gelegt werden.

Stromangebotskurven basieren auf den Standardprofilen für Sonneneinstrahlung aus PV-GIS für die betrachtete Stadt. [113] Die verfügbaren industriellen Dachflächen wurden über ein geografisches Informationssystem erhoben. Effekte der Ausrichtung und der Verschattung werden mittels Korrekturfaktoren (f [–]) berücksichtigt, der sich anhand Formel (5-2) berechnet. Für die Ausrichtung von Schrägdächern wird generell ein Korrekturfaktor ($f_{Ausrichtung}$ [–]) von 0,5 bei Nord-Süd-Ausrichtung angenommen. Das heißt, dass nur die Hälfte der Fläche für die PV-Nutzung zur Verfügung steht. Für eine Ost-West-Ausrichtung wird ein Faktor von 0,75 verwendet. Verschattungseffekte oder Beeinträchtigungen durch Fenster oder andere Dachaufbauten werden durch einen weiteren Faktor ($f_{Verschattung}$ [–]) berücksichtigt. Liegen keine Beeinträchtigungen vor, so wird ein Faktor von 1 angenommen, der sich je nach Beeinträchtigungsstärke auf bis zu 0,4 reduziert.

$$f = f_{Ausrichtung} * f_{Verschattung} \quad (5-2)$$

5.1.2.1 Unternehmen 1

Dieses Unternehmen schmiedet Blattfedern für den Transportsektor. Die relevanten Daten zu den industriellen Energiepotentialen sind in Tabelle 5-4 dargestellt.

Tabelle 5-4: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 1, [4]

Kennzahl	Kenngroße	Einheit	Anmerkung
Temperatur	30	[°C]	Abwasser, konstant
Massenstrom	12,8	[kg / s]	
Dachfläche	11.880	[m ²]	
Korrekturfaktor	0,61		
Produktionsstunden	6750	[h]	
Gasverbrauch	26.153	[MWh]	Heizwert (H _u)
Stromverbrauch	5.273	[MWh]	

In Abbildung 5-4 ist das Abwärmeprofil des Unternehmens 1 abgebildet. Dieses wurde basierend auf den Ausgangsdaten und dem Prozessablauf erstellt. Während des Produktionsbetriebs liegt Abwasser mit einer Temperatur von 30°C konstant vor. Während der Betriebsstillstände (6 Tage Betrieb) ist das Potential an industrieller Energieabgabe 0.

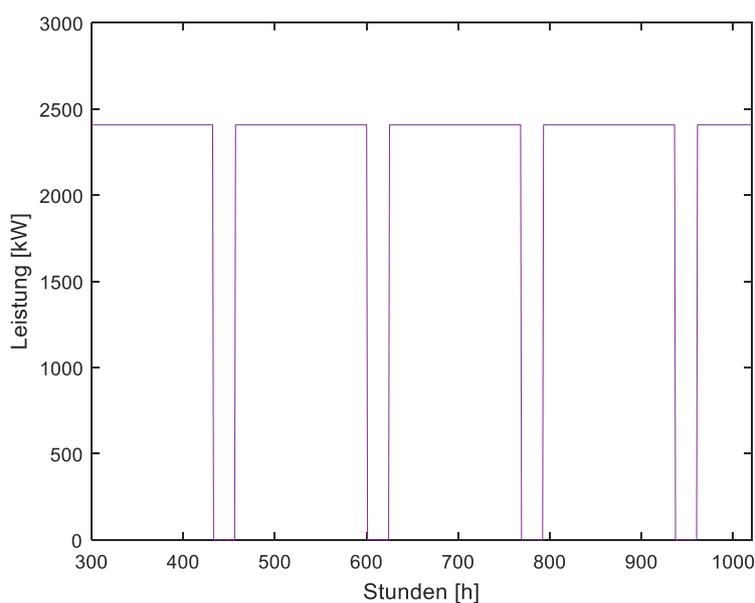


Abbildung 5-4: Abwärmeprofil des Unternehmens 1, dargestellt für 1 Monat, [4]

5.1.2.2 Unternehmen 2

Das Unternehmen ist im Bereich der Stahlverarbeitung (Warmwalzwerk) tätig. Die Durchführung einer Warmumformung setzt eine Erwärmung des Vormaterials von Raumtemperatur auf Temperaturen über 1.000°C voraus. Dieser Erwärmungsprozess wird mithilfe eines Hubherdofens durchgeführt. [117]

Die Durchlaufzeit hängt von der Charge ab und beträgt zwischen 100 und 120 Minuten. Der Ofen wird im wöchentlichen Wechsel zwischen Ein- und Zweischichtbetrieb geführt. Um eine Auskühlung des Ofens in den Leerzeiten zu verhindern, wird die Ofentemperatur auf einer Mindesttemperatur gehalten. Im Zweischichtbetrieb ist eine Temperatur von 1.000°C in den Leerzeiten vorgesehen. Da die Leerzeiten in den Einschichtwochen dementsprechend länger ausfallen, wird eine niedrigere Temperatur von 850°C im Ofenraum gehalten. Da jedoch der Walzbetrieb Temperaturen von über 1.000°C vorsieht, wird einige Stunden zuvor die Ofenraumtemperatur schrittweise erhöht, um die gewünschte Walztemperatur zu erreichen. [117]

Der gewalzten Stücke werden nach der Bearbeitung mit Frischwasser gekühlt. Die Kühlung beginnt ca. 4 Stunden nach Schichtbeginn und läuft konstant während des Betriebs. Parallelprozesse werden ebenfalls mit Wasser gekühlt und liefern während der Produktionszeiten konstant Abwärme. [117] Die relevanten Daten für die Simulation sind in Tabelle 5-5 aufgelistet.

Tabelle 5-5: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 2, [117]

Kennzahl	Kenngroße	Einheit	Anmerkung
Temperatur	30	[°C]	Abwasser, konstant
Massenstrom	35,33	[kg / s]	
Temperatur	400	[°C]	Rauchgas, instationär
Massenstrom	18.700	[Nm ³ _{tr} /h]	
Dachfläche	61.490	[m ²]	
Korrekturfaktor	0,59		
Produktionsstunden	6800	[h]	
Gasverbrauch	60.035	[MWh]	H _u
Stromverbrauch	43.920	[MWh]	

In Abbildung 5-5 ist das Abwärmeprofil des Rauchgases des Hubherdofens mit einer durchschnittlichen Temperatur von 400°C sowie das Abwärmeprofil aus Abwasser des Kühlvorgangs mit einer Temperatur von 30°C dargestellt. Hier ist eindeutig der Unterschied zwischen Ein- und Zweischichtbetrieb sowie die Betriebsstillstände erkennbar. Im Gegensatz zu den anderen beiden Unternehmen ist durch das Warmhalten des Ofens während der Stillstandzeiten immer ein Potential an industrieller Energieabgabe vorhanden.

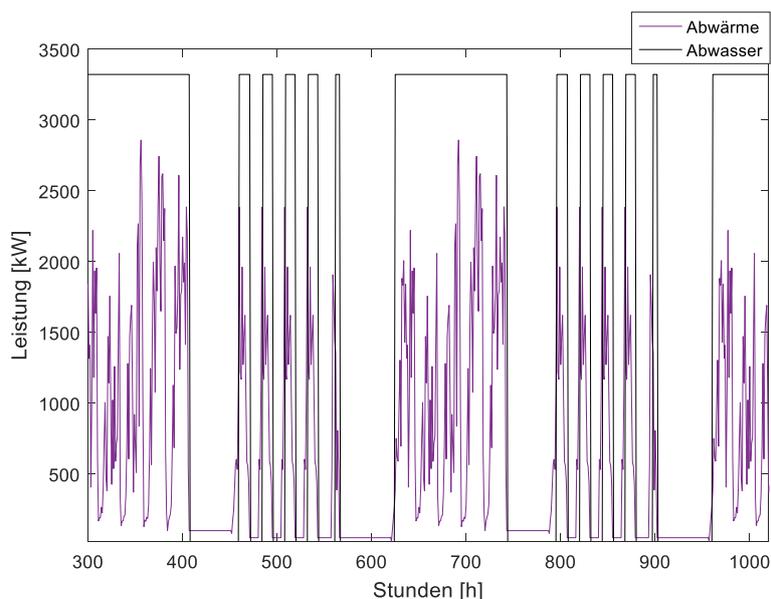


Abbildung 5-5: Abwasser- und Abwärmeprofil des Unternehmens 2, dargestellt für 1 Monat, [4,117]

5.1.2.3 Unternehmen 3

Unternehmen 3 produziert verzinkten Bandstahl und Rohre. Dazu werden Bleche verzinkt, wobei von diesen verzinkten Blechen 50% als Bandstahl verkauft werden. Der weitere verzinkte Bandstahl wird zu Rohren verschweißt. Der Betrieb arbeitet im Schichtbetrieb. Samstags und sonntags ist Betriebsstillstand. Die Ausgangsdaten für die Simulation sind in Tabelle 5-6 dargestellt.

Tabelle 5-6: Ausgangsdaten für die Simulation der industriellen Energieabgabe des Unternehmens 3, [4]

Kennzahl	Kenngroße	Einheit	Anmerkung
Temperatur	38	[°C]	Abwasser, konstant
Massenstrom	0,55	[kg / s]	
Dachfläche	16.740	[m ²]	
Korrekturfaktor	0,43		
Produktionsstunden	5544	[h]	
Gasverbrauch	4.980	[MWh]	H _u
Stromverbrauch	15.103	[MWh]	

Im Prozess der Bandverzinkung werden die Produkte mit Wasser gekühlt. In diesem Schritt wird das Frischwasser von Umgebungstemperatur auf 38°C erwärmt. Während der

Produktionszeiten läuft der Prozess konstant (siehe Abbildung 5-6). Das Potential an Abwärme aus Abwasser ist im Vergleich zu den anderen beiden Betrieben sehr gering. Auf Grund der geografischen Nähe zu den Unternehmen 1 und 2 wird die Nutzung dieses Potentials dennoch mit betrachtet.

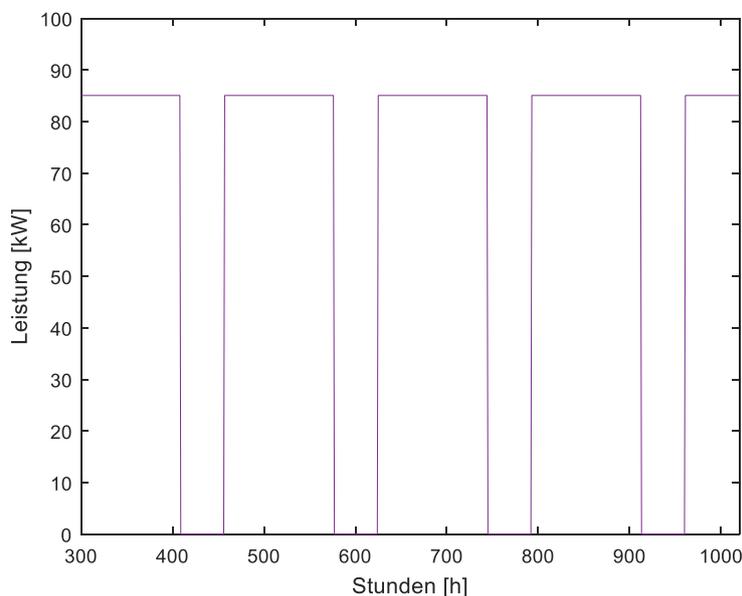


Abbildung 5-6: Abwasserprofil des Unternehmens 3, dargestellt für 1 Monat, [4]

5.1.3 Technologische Ausgestaltung des Energieverbunds

Abhängig von der Charakteristik des Potentials an industrieller Energieabgabe kann die Energie zur Versorgung von nahegelegenen Städten verwendet werden. Die Möglichkeit der Integration der industriellen Energieabgabe in das städtische Energienetz hängt von der zeitlichen Verfügbarkeit, dem Temperaturniveau und dem Medium des Energiestroms ab.

In der nachfolgenden Abbildung 5-7 sind die Summenpotentialkurven für Strom (Angebot aus PV-Strom, Abbildung links) und für Wärme (Abbildung rechts) dargestellt, bestehend aus dem Angebot an Hochtemperaturabwärme (aus Rauchgas) und Niedertemperaturabwärme (aus Abwasser). Vergleiche hierzu, die Ergebnisse der Spektralanalysen der Potentialkurven in Abbildung 5-10 und Abbildung 5-15 sowie die in Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 präsentierten Bedarfskurven der Stadt für Wärme und Strom.

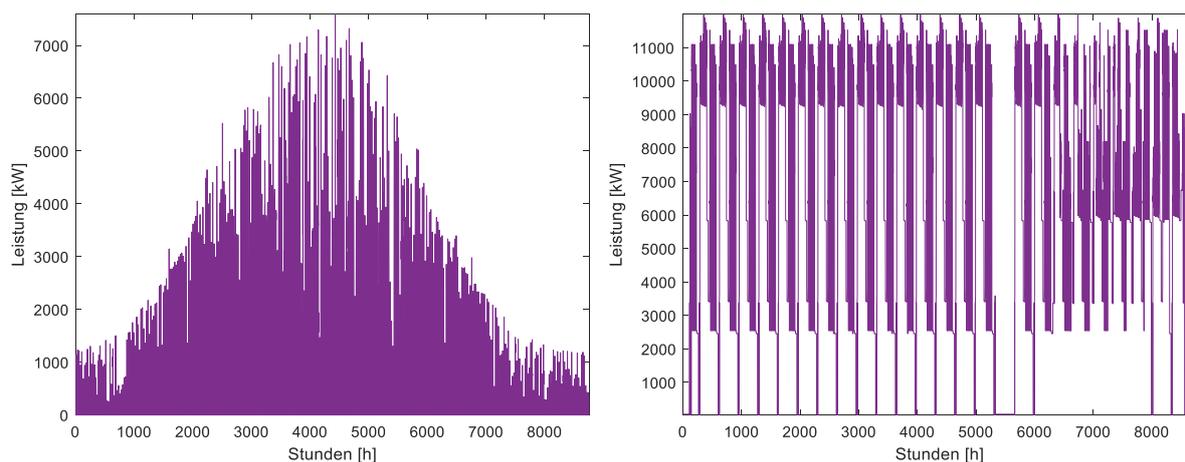


Abbildung 5-7: Potentialkurven für Strom (links) und Wärme (rechts)

Wärme wird über Wärmeverteilnetze und Strom über das lokale Stromnetz an die Endkunden geliefert. Das Wärmeverteilnetz im Fallbeispiel wird mit gleitender Vorlauftemperaturregelung betrieben. In den Wintermonaten liegt ein Temperaturniveau des Vorlaufs von ca. 90°C und im Sommer von ca. 80°C vor. Die Temperatur des Rücklaufs liegt das ganze Jahr über bei etwa 50-55°C. Ab einem geeigneten Temperaturniveau der Abwärme kann diese direkt in das Wärmeverteilnetz der Stadt eingespeist werden. Ist eine Temperaturanhebung der Abwärme nötig, wird eine Wärmepumpe verwendet. Eine Temperaturanhebung des Rücklaufs würde eine weitere Möglichkeit der Abwärmenutzung darstellen. Dadurch können auch Abwärmepotentiale mit einem Temperaturniveau von 55-90°C direkt genutzt werden bzw. kann eine Temperaturanhebung auf ein geringeres Niveau erfolgen (vgl. Kapitel 3.2.1). Für den Transport und die Verteilung im Fernwärmenetz werden Verluste in der Höhe von 10% [1] berücksichtigt.

Für das Fallbeispiel werden zwei Wärmepumpen vorgesehen. Die Abwasserströme von Unternehmen 1 und 2 können auf Grund der geografischen Nähe der Betriebe und der gleichen Temperaturniveaus von 30°C gemischt und eine gemeinsame Wärmepumpe verwendet werden. Die andere Wärmepumpe wird bei Unternehmen 3 eingesetzt, da hier ein höheres Temperaturniveau vorliegt. Der COP hängt vom vorhandenen Temperaturniveau und dem gewünschten Temperaturhub ab. Dementsprechend ist der COP für Abwasserströme mit einem Temperaturniveau von 38°C höher als jener für Abwasserströme mit einem Temperaturniveau von 30°C. Aus energetischer Sicht ist es daher sinnvoll, die Abwasserströme nicht zu mischen.

Wie in Abschnitt 3.3 erwähnt erreichen PV-Module aus monokristallinem Silizium die besten Wirkungsgrade mit 15-17,5%, sind jedoch durch hohe Produktionskosten gekennzeichnet. Polykristallines Silizium weist schlechtere Wirkungsgrade von ca. 15% bei geringeren Produktionskosten auf. PV-Module aus amorphem Silizium weisen die geringsten Produktionskosten auf. Bei schwachen Lichtverhältnissen und bei sehr hohen Temperaturen ist mit großen Leistungseinbußen zu rechnen. [97] Auf Grund des Preis-Leistungsverhältnisses werden polykristalline PV-Module für den Einsatz auf Industriedachflächen in Betracht gezogen.

Für die Simulation kommt jeweils für die Wärme- und die Stromseite ein Speicher zum Einsatz. In der Praxis können diese natürlich modular gestaltet werden. Wie bereits in Kapitel 4.2.2 beschreiben, ist die Komponente „Speicher“ so aufgebaut, dass jeder ausgewählte Speicher damit simuliert werden kann, da nur die Leistungsflüsse in und aus dem Speicher betrachtet werden und die chemischen und physikalischen Vorgänge im Speicher als Vereinfachung unberücksichtigt bleiben. Diese werden vereinfacht durch Kennzahlen (z. B. Wirkungsgrade) abgebildet. Eine zusätzliche Differenzierung der Speicher wird mittels ihrer spezifischen Kosten erreicht.

Die vorliegenden Rahmenbedingungen ergeben, dass drucklose Heißwasserspeicher die am besten geeignete Technologie für die Speicherung von industrieller Abwärme sind. Andere bereits am Markt etablierte Varianten, wie bspw. Dampfspeicher wären zwar grundsätzlich möglich, sind aber aufgrund der Rahmenbedingungen nicht sinnvoll integrierbar.

Der auf den Industriedachflächen durch PV-Anlagen erzeugte Strom kann ebenfalls kurzzeitig oder langfristig gespeichert werden. Für den Wochen- und Jahreslastausgleich eignen sich Pumpspeicherkraftwerke. Für den Tageslastausgleich eignen sich zusätzlich noch sekundäre Batterien und (adiabatische) Druckluftspeicher. [79] Für das vorliegende Fallbeispiel werden sekundäre Batterien als Kurzzeitspeicher eingesetzt. Der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern ist möglich, müsste aber zumindest in einem regionalen Kontext betrachtet werden. Die Rahmenbedingungen in der Fallstudie lassen eine Umsetzung von Pump- oder Druckluftspeichern nicht zu. Für die Simulation wird dennoch die Verwendung von Langzeitspeichern mitbetrachtet, um die Auswirkungen auf die Indikatoren zu untersuchen.

Industrielle Energiepotentiale können über unterschiedliche Umwandlungstechnologien zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung nutzbar gemacht werden. Die für das Fallbeispiel

verwendeten Technologien sind in Tabelle 5-7 aufgelistet. Die angegebenen Werte wurden mittels Literaturrecherche zu den gegebenen Rahmenbedingungen erhalten (siehe Kapitel 3). Es wurden nur marktreife und bewährte Technologien in Betracht gezogen. Je nach vorhandenen Rahmenbedingungen können noch andere Umwandlungstechnologien zum Einsatz kommen. Hochtemperaturabwärme eignet sich auch zur Kälteproduktion, wird aber in diesem Fall nicht berücksichtigt, da in der betrachteten Stadt kein großer zentraler Bedarf an Klimatisierung vorliegt. Außerdem eignet sich Hochtemperaturabwärme ggf. auch zur Stromerzeugung mittels ORC-Anlagen. Freie Dachflächen sind grundsätzlich auch für die solarthermische Nutzung geeignet. Es wird aber zu Gunsten der Stromerzeugung auf diese Möglichkeit verzichtet und deswegen nicht weiter betrachtet.

Tabelle 5-7: Übersicht der industriellen Energieabgabe, ihren Nutzungsmöglichkeiten und Technologien.

Quelle	Technologie	Nutzungsmöglichkeit	Anmerkungen
Abwärme	Wärmetauscher	Wärme	$\eta_t = 100\%$
	Wärmepumpe	Wärme	$COP_{30} = 4,2, COP_{38} = 4,5$
	Wärmespeicher	Wärme	$\eta_t = 99\%$
Dachflächen	PV	Strom	$\eta_{el} = 15\%, \eta_{WR} = 98\%$
	Batterie	Strom	$\eta_t = 90\%$
	Pumpspeicher	Strom	$\eta_t = 80\%$
Biomasse	Biomassekessel	Wärme	$\eta_{th} = 80\%$

5.1.4 Ökologische und ökonomische Analyse

Die Inputdaten für die wirtschaftliche Betrachtung sind in Tabelle 5-8 aufgelistet und basieren auf Angaben aus 2017. Diese sind in Investment sowie jährliche Ausgaben und Einnahmen unterteilt. Die Kosten sind als spezifische Kosten angegeben und können so einfach für andere Rahmenbedingungen verwendet werden. Für die ökonomische Bewertung des Fallbeispiels werden keine Investitionsförderungen integriert.

Sowohl bei der Abgabe der industriellen Abwärme an die Umgebung als auch bei der Einspeisung von PV-Strom in das übergeordnete Netz werden im Modell keine Erlöse erzielt. Dies gilt für alle darauf aufbauenden Modellansätze.

Tabelle 5-8: Inputdaten für die ökonomische Analyse des Energieverbunds für das Fallbeispiel, [4]

Posten	Kosten/Kostensatz
Investment	
Wärmetauscher	180 [€/kW]
Wärmepumpe	1.000 [€/kW]
Wärmeverteilnetz	500 [€/Tm]
Wärmespeicher	150 [€/kWh]
Spezifische Investitionskosten für herkömmliche Wärmeversorgung	230 [€/kW]
PV-Anlage	210 [€/m ²]
Stromspeicher	1.100 [€/kWh]
Jährliche Ausgaben	
Wartungskostensatz – Wärmetauscher	4 % des Investments
Wartungskostensatz – Wärmepumpen	1 % des Investments
Wartungskostensatz – Fernwärmenetz	0,5 % des Investments
Wartungskostensatz – Biomassekessel	3 % des Investments
Wartungskostensatz – PV-Anlage	1 % des Investments
Strombezugspreis	52,01 [€/MWh]
Brennstoffkosten z. B Biomasse	70 [€/t]
Jährliche Einnahmen	
Wärmeverkaufspreis (Arbeitspreis)	48,55 [€/MWh]
Leistungspreis Wärme	29,15 [€/kW]
Stromverkaufspreis (Arbeitspreis)	64,00 [€/MWh]

In Tabelle 5-9 sind die Inputdaten für die ökologische Analyse des Energieverbunds dargestellt. Anhand des Energieträgereinsatzes und der Emissionsfaktoren können die CO₂-Emissionen für das Referenzszenario berechnet werden. Der Ökostrommix und die Biomasse dienen zur Abdeckung der zeitlichen Unterschiede zwischen Angebot und Bedarf.

Tabelle 5-9: Inputdaten für die ökologische Analyse des Energieverbunds für das Fallbeispiel, [4,118]

Energieträger	Energieträgereinsatz	Emissionsfaktor
Gas	84 [%]	0,24 [kg CO ₂ /kWh]
Heizöl	12 [%]	0,32 [kg CO ₂ /kWh]
Strom (Österreichmix)	4 [%]	0,279 [kg CO ₂ /kWh]
Strom (Ökomix)		0,016 [kg CO ₂ /kWh]
Biomasse (Pellets)		0,04 [kg CO ₂ /kWh]

5.2 Ergebnisse

Basierend auf den Rahmenbedingungen des betrachteten Fallbeispiels wurden die verschiedenen Szenarien simuliert. Alle simulierten Szenarien werden auf die netto-Bedarfssituation der Stadt referenziert (vgl. Tabelle 5-1).

5.2.1 Szenario 0 – Referenzszenario

Szenario 0 bildet den Ist-Stand der Energieversorgung der Stadt Judenburg ab. Für die Simulationen wurde die momentane Versorgung mit erneuerbarer Energie und industrieller Energieabgabe bereits berücksichtigt. Als Ausgangslage dient jener Teil, der durch fossile Energieträger gedeckt wird (vgl. Wärmebedarf netto und Strombedarf netto in Kapitel 5.1.1). Die im Untersuchungsgebiet befindlichen drei Unternehmen nutzen ihre industrielle Energieabgabe bisher nicht. Auf Grund dessen ergibt sich ein Energieautarkie-, Leistungsautarkie- und Eigennutzungsgrad bezogen auf die netto-Ausgangslage von jeweils 0 (siehe Formeln (4-18)-(4-20)). Die CO₂-Emissionen werden durch die Nutzung fossiler Energieträger zur Energieversorgung der Haushalte verursacht. Die ermittelten CO₂-Emissionen der weiteren Szenarien werden immer zum Referenzszenario in Bezug gesetzt und werden als relative, jährlich eingesparte CO₂-Emissionen angegeben. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-10 aufgelistet.

Tabelle 5-10: Simulationsergebnisse von Szenario 0

Szenario 0		
EAG	Wärme	0 [%]
	Strom	0 [%]
LAG	Wärme	0 [%]
	Strom	0 [%]
EG	Wärme	0 [%]
	Strom	0 [%]
Em_{Ref}	Wärme	21.605 [t/a]
	Strom	5.662 [t/a]
	Gesamt	27.267 [t/a]

In diesem Abschnitt werden die Eigenschaften und Charakteristiken der Energiebedarfskurven der Stadt nach Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 mit Hilfe der Fourier-Transformation beschrieben. Die Zerlegung der Zeitreihe in ihre Spektralanteile ermöglicht eine Aussage über die Auswirkungen der Integration der industriellen Energieabgabe.

In Abbildung 5-8 ist das Spektrum des Wärmebedarfs der Stadt dargestellt. Der Gleichanteil (DC) von ca. 9,8 MW entspricht der mittleren netto-Leistung im Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Mit Hilfe des Zusammenhangs von $DC [GW] * 8760 [h/a] = 85 [GWh/a]$ lässt sich der jährliche Wärmebedarf der Stadt ermitteln. Das Ergebnis deckt sich mit den Angaben aus Tabelle 5-1. Neben dem Gleichanteil ist die Amplitude der Periodendauer 1a (Jahresschwingung) deutlich größer als jene der restlichen Frequenzen, wodurch sich die Abhängigkeit des Wärmebedarfs von jahreszeitlichen Einflüssen widerspiegelt. Die Jahresschwingung zeigt mit einer Phasenlage von -1° , dass das Maximum des Bedarfs im Winter liegt (siehe Abbildung 4-3 rechts). Dieses Ergebnis bestätigt sich bei Vergleich mit der Wärmebedarfskurve der Stadt in Abbildung 5-2.

Weniger stark ausgeprägt sind die Bedarfsschwankungen an einem Tag (24h). Die Cosinusschwingung mit der Periodendauer von 24h und einer Phasenlage von 176° ergibt in der Kombination mit der Schwingung bei 12h den mittleren Tagesbedarf an Raumwärme und Warmwasser. Dieser weist zwei Maxima auf: eines am Vormittag und ein weiteres am Nachmittag. Eine Reduktion des Verbrauchs ist in den Nachtstunden ersichtlich.

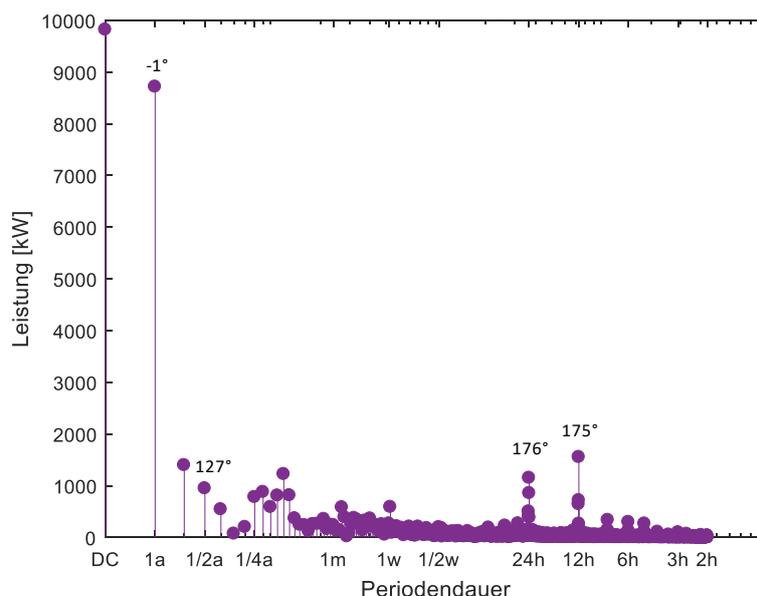


Abbildung 5-8: Darstellung des Ergebnisses der Fourier-Transformation des (netto) Wärmebedarfs – Szenario 0

In Abbildung 5-9 ist das Spektrum der Strombedarfskurve der Stadt dargestellt. Anhand des Gleichanteils (mittlere jährliche Leistung) von ca. 2,2 MW lässt sich der netto-Strombedarf von ca. 19 GWh ermitteln. Neben dem Gleichanteil ist die Amplitude der Periodendauer 1a stärker ausgeprägt. Der Strombedarf zeigt eine geringere Abhängigkeit von jahreszeitlichen Einflüssen als der Wärmebedarf, was sich im Verhältnis Gleichanteil zu Jahreskomponente zeigt. Die Jahresschwingung zeigt mit einer Phasenlage von -13° , dass der Bedarfspeak im Winter liegt. Die Phasenlage zeigt darüber hinaus eine Verschiebung des Peaks in die Mitte des Monats Januar an (siehe Abbildung 5-3).

Stark ausgeprägt sind die Bedarfsschwankungen an einem Tag. Der Betrag der Spektralkomponente 24h erreicht dabei beinahe den Wert der 1a-Komponente. Die Periodendauern der 24h- und 12h-Komponenten zeigen den Tagesverlauf des Stromverbrauchs an und spiegeln eine Erhöhung des Verbrauchs bis zur Mittagszeit und eine Reduktion in den Nachtstunden (siehe Phasenlage der zugehörigen Schwingungen) wider.

Folglich wird der Strombedarf vermehrt durch den Tag-Nacht-Zyklus als durch saisonale Änderungen beeinflusst.

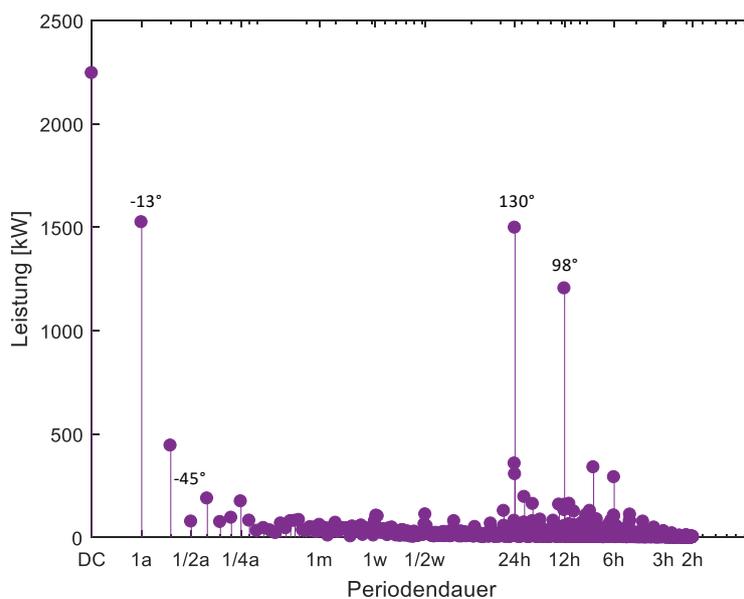


Abbildung 5-9: Darstellung des Ergebnisses der Fourier-Transformation des (netto) Strombedarfs – Szenario 0.

5.2.2 Szenario 1

In Szenario 1 wird die Schaffung des Energieverbunds Industrie-Stadt und die Nutzung von industrieller Energieabgabe zur Versorgung des städtischen Energiebedarfs simuliert. Die Nutzung von industrieller Energieabgabe ersetzt einen Teil der fossilen Energie, die zur Abdeckung des Energiebedarfs verwendet wird. Die Ergebnisse werden zum Szenario 0 (Referenzszenario) in Bezug gesetzt.

5.2.2.1 Integration industrieller Energieabgabe

In den Subsznenarien werden unterschiedliche Varianten der Nutzung der industriellen Energieabgabe betrachtet. So werden die Industriedachflächen für die Stromerzeugung durch PV genutzt (Szenario 1.1, für Ergebnisse siehe Tabelle 5-11) bzw. nicht genutzt (Szenario 1.2, für Ergebnisse siehe Tabelle 5-12). Die Subsubsznenarien a-c unterscheiden sich jeweils im Einsatz der Wärmepumpen (siehe Kapitel 5).

Tabelle 5-11: Simulationsergebnisse von Szenario 1.1

		Szenario 1.1		
		a	b	c
EAG	Wärme	57	6	36 [%]
	Strom	27	44	32 [%]
LAG	Wärme	44	6	34 [%]
	Strom	22	22	18 [%]
EG	Wärme	77	100	95 [%]
	Strom	79	50	55 [%]
Em_{save}	Wärme	43	6	27 [%/a]
	Strom	44	44	44 [%/a]
	Gesamt	43	14	31 [%/a]
LCOE	Wärme	34	20	40 [€/MWh]
	Strom	111	111	111 [€/MWh]
NPV	Wärme	24	3	12 [Mio. €]
	Strom	-10	-10	-10 [Mio. €]
	Gesamt	14	-7	2 [Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	91	51	118 [€/t]
	Strom	271	271	271 [€/t]

Die Nutzung von PV zur Stromerzeugung und der ganzjährige Einsatz von Wärmepumpen (Szenario 1.1.a) führen zu einer hohen Versorgung der Stadt mit industrieller Energie. Es werden Energieautarkiegrade von 57% für Wärme und 27% für Strom erreicht. Durch die zeitlichen Unterschiede zwischen Bedarf und Angebot kann nicht das gesamte Potential an industrieller Energieabgabe aufgenommen werden, wodurch Leistungsenergiegrade von 44% für Wärme und 22% für Strom erreicht werden. Die Überversorgung mit industrieller Abwärme entsteht in den Sommermonaten, weil der Wärmebedarf der Stadt im Vergleich zum Rest des Jahres geringer ist. Die Stromerzeugung durch PV hat ihren Peak in den Sommermonaten. Die aktuelle netto Versorgungssituation mit Strom zeigt bereits eine Überversorgung vor allem in den Sommermonaten. Durch die Nutzung des industriellen PV-Stroms wird diese noch verstärkt. Die Abweichung des Leistungsautarkiegrad vom Energieautarkiegrad spiegelt sich im Eigennutzungsgrad wider. So können nur 77% des Abwärmepotentials und 79% des PV-Stroms genutzt werden. Die gesamten CO₂-Emissionen können im Vergleich zum Referenzszenario um mehr als 40% reduziert werden. Die Nutzung der industriellen Abwärme führt zu Wärmegestehungskosten von etwa 34 €/MWh und einem

Barwert von etwa 24 Millionen Euro nach 20 Jahren. Die Nutzung von industriellem Strom stellt sich unter den angenommenen Rahmenbedingungen als nicht wirtschaftlich dar. Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf über 110 €/MWh und ein Barwert von etwa 10 Millionen € wird erreicht. Die Nutzung von industrieller Abwärme kann nicht unabhängig von der Nutzung des industriellen Stroms betrachtet werden, da jener Teil des PV-Stroms, der nicht zu Versorgung der Stadt verwendet werden kann, zum Antrieb der Wärmepumpen eingesetzt wird. Dadurch ergeben sich andere Strombezugskosten und eine andere Strombezugsmenge für den Betrieb der Wärmepumpen. Durch den geringeren externen Strombezug für die Wärmepumpen können auch die CO₂-Emissionen geringgehalten werden. Somit muss der Barwert für die kombinierte Integration von industrieller Wärme und Strom für die wirtschaftliche Betrachtung herangezogen werden. Die Betrachtung des Gesamtsystems ist jedoch wirtschaftlich darstellbar.

In Szenario 1.1.b werden keine Wärmepumpen zur Nutzung der Niedertemperaturabwärme eingesetzt. Die dadurch reduzierte Nutzung der industriellen Abwärme führt mit 6% zu einem geringeren Energieautarkiegrad der Wärmeseite im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Im Gegensatz dazu erhöht sich der Energieautarkiegrad der Stromseite. Der Strombedarf der Wärmepumpen wird wie in Kapitel 4.1 beschrieben zum Strombedarf der Stadt gerechnet. In Szenario 1.1.b werden keine Wärmepumpen eingesetzt, wodurch der Strombedarf niedriger ist als in Szenario 1.1.a und ein höherer Energieautarkiegrad erreicht wird. Durch die fehlenden Abnehmer (Wärmepumpen) reduziert sich auch der Eigennutzungsgrad des industriellen PV-Stroms. Der Stromleistungsautarkiegrad (siehe Formel **(4-19)**) bleibt davon unbeeinflusst. Der Wärmeleistungsautarkiegrad ist mit einem reduzierten Wärmepumpeneinsatz geringer als in Szenario 1.1.a, jedoch ist der Eigennutzungsgrad auf Grund des verringerten Angebots höher. Die betrachtete industrielle Abwärme kann in Szenario 1.1.b zu hundert Prozent genutzt werden. Der geringe Wärmeenergieautarkiegrad spiegelt sich auch in den eingesparten CO₂-Emissionen wider. So können im Vergleich zum Referenzszenario jährlich nur 6% an wärmebezogenen CO₂-Emissionen eingespart werden. In Szenario 1.1.b werden keine Wärmepumpen eingesetzt werden, wodurch sich die Investitionen im Vergleich zu Szenario 1.1.a reduzieren. Dies äußert sich sowohl in reduzierten Wärmegestehungskosten, CO₂-Vermeidungskosten als auch einem verringerten Barwert im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Die auf Strom bezogenen Kennzahlen bleiben von der Nichtnutzung der industriellen Niedertemperaturabwärme weitgehend unbeeinflusst. Die Betrachtung des Gesamtsystems ergibt einen negativen Barwert für das Szenario 1.1.b.

Durch die reduzierte Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme in Schwachlastzeiten (Sommer) können die Überschüsse durch industrielle Abwärme reduziert werden (Szenario

1.1.c). Obwohl der Stromenergieautarkiegrad im Vergleich zu Szenario 1.1.a steigt, reduziert sich der Eigennutzungsgrad auf Grund des verringerten Wärmepumpeneinsatzes. Der Leistungsautarkiegrad sinkt um vier Prozentpunkte im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Es steht mehr industrieller PV-Strom zur Versorgung der Stadt zur Verfügung, welcher aber auf Grund der zeitlichen Inkongruenz nicht aufgenommen werden kann. Da die Wärmepumpen in diesem Unterszenario nur im Winter eingesetzt werden, kann auch von dieser Seite der industrielle PV-Strom nicht ganzjährig aufgenommen werden. Des Weiteren führt eine geringe Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme zu verringerten CO₂-Emissionseinsparungen. Auf der Wärmeseite werden CO₂-Einsparungen von lediglich 27% im Vergleich zum Referenzszenario erreicht. Im Vergleich zu Szenario 1.1.a sind das 16 Prozentpunkte weniger. Die CO₂-Einsparungen auf der Stromseite bleiben unverändert. Werden die Wärmepumpen nur innerhalb eines Zeitraums betrieben, reduzieren sich die Antriebskosten, die Investitionen bleiben jedoch unverändert. Die wirtschaftliche Betrachtung der Stromseite bleibt unverändert. Die Betrachtung des Gesamtsystems ergibt einen reduzierten Barwert für das Szenario 1.1.c im Vergleich zu Szenario 1.1.a.

Tabelle 5-12: Simulationsergebnisse von Szenario 1.2

		Szenario 1.2		
		a	b	c
EAG	Wärme	57	6	36 [%]
LAG	Wärme	44	6	34 [%]
EG	Wärme	77	100	95 [%]
Em_{save}	Wärme	40	6	27 [%/a]
LCOE	Wärme	38	20	39 [€/MWh]
NPV	Wärme	21	3	12 [Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	98	51	120 [€/t]

Wird auf die energetische Nutzung der industriellen Dachflächen mit PV-Anlagen verzichtet (Szenario 1.2), kommt es auf der Stromseite zu keinen Änderungen der Indikatoren im Vergleich zu Szenario 0 (Referenzszenario). Die Versorgungssituation auf der Wärmeseite bleibt im Vergleich zu Szenario 1.1.ff durch die Nichtnutzung ebenfalls unbeeinflusst. Die Antriebsenergie der Wärmepumpen muss in diesen Szenarien gänzlich aus dem Netz bezogen werden, wodurch es bei Szenario 1.2.a zu 7% geringeren CO₂-Emissionseinsparungen im Vergleich zu Szenario 1.1.a kommt. Im Gegensatz dazu werden die eingesparten CO₂-

Emissionen in Szenario 1.2.b nicht von der Nutzung des industriellen PV-Stroms beeinflusst, da hier keine Wärmepumpen eingesetzt werden. Somit kommt es zum gleichen Ergebnis wie bei Szenario 1.1.b. Die eingesparten CO₂-Emissionen in Szenario 1.2.c unterscheiden sich nur minimal von jenen aus Szenario 1.1.c. Grund hierfür ist die Beschränkung des Wärmepumpeneinsatzes auf den Winter. Im Winter kann jedoch der industrielle PV-Strom gänzlich von der Stadt aufgenommen werden, weshalb die Antriebsenergie für die Wärmepumpen aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden muss. Lediglich in den Übergangsmonaten können die Wärmepumpen teilweise mit dem industriellen PV-Strom versorgt werden. Der Energiebezug aus dem Netz wirkt sich auch auf die Wirtschaftlichkeit aus. Die Wärmegegestehungskosten und die CO₂-Vermeidungskosten des Szenarios 1.2.a erhöhen. Die Wirtschaftlichkeit des Szenarios 1.2.b wird durch die nicht-Nutzung des industriellen PV-Stroms nicht beeinflusst. So entsprechen diese Ergebnisse jenen aus Szenario 1.1.b. Durch den Wegfall des Investments auf der Stromseite, entsprechen die Kosten für die Wärmeseite den Kosten des Gesamtsystems.

5.2.2.2 Berechnung des Flexibilitätsbedarfs – Wärme

In Abbildung 5-10 ist das Spektrum des Angebots an industrieller Abwärme für das Szenario 1.1.a dargestellt. Der Gleichanteil von ca. 6,3 MW entspricht einem Angebot an industrieller Abwärme von ca. 55 GWh. Auf Grund der gering ausgeprägten Amplituden der Periodendauern 1a und 1/2a ist eine geringe Abhängigkeit von den Jahreszeiten bzw. geringe saisonale Schwankungen festzustellen, wie in den Abwärmeprofilen der Unternehmen 1-3 erkennbar sind (vgl. Abbildung 5-4 - Abbildung 5-6). Die industrielle Abwärme ist durch eine starke wöchentliche Periodizität charakterisiert. Die Leistungsspitze ist zu Beginn der Woche situiert, da am Wochenende meist keine Produktion stattfindet. Bei Betrachtung der Tageskomponente spiegelt sich der frühe zeitliche Prozessbeginn wider. Eine Verringerung des Angebots findet zu den Abendstunden statt (12h-Komponente). Die täglichen und stündlichen Komponenten werden gedämpft, da der Großteil des Potentials durch konstant anfallende Niedertemperaturabwärme vorhanden ist.

Die Integration der industriellen Abwärme führt somit in Szenario 1.1.a zu einer Überdeckung des städtischen Wärmebedarfs in den Sommermonaten, wie auch in Abbildung 5-11 links ersichtlich. Die Wärmeangebotskurve ist durch zwei Produktionsstopps während der Sommer- und Winterperiode gekennzeichnet. Diese sind auch in der Residuallastkurve durch einen höheren Bedarf in Abbildung 5-11 links ersichtlich. Darüber hinaus ist industrielle Abwärme

an die täglichen bzw. wochentäglichen Produktionszeiten der Unternehmen gekoppelt, wodurch es zu einer zeitlich variierenden Einspeisung kommt.

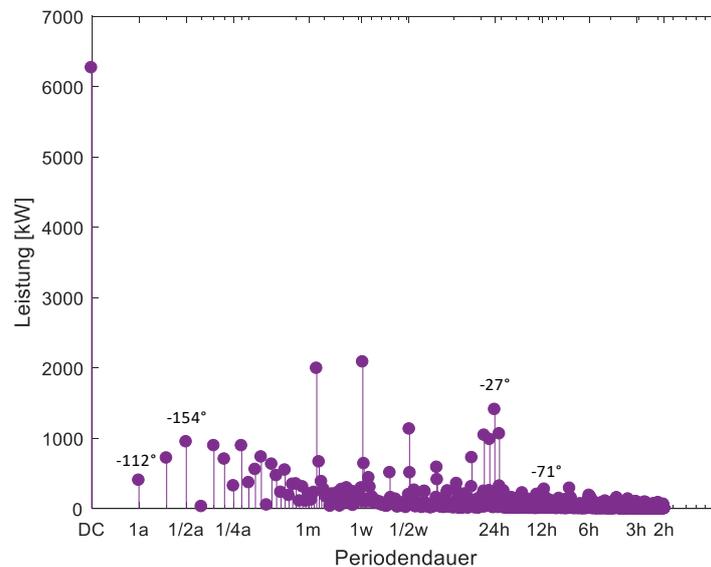


Abbildung 5-10: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.a

Das gesamte Potential an industrieller Abwärme kann nicht genutzt werden. Die Überversorgung entsteht in den Sommermonaten durch einen reduzierten städtischen Wärmebedarf. Von Herbst bis Frühling ist die gesamte industrielle Abwärme in das städtische Wärmesystem integrierbar und ergibt eine positive Residuallast in diesem Zeitraum. Es können nur 77% der zur Verfügung gestellten Abwärme genutzt werden.

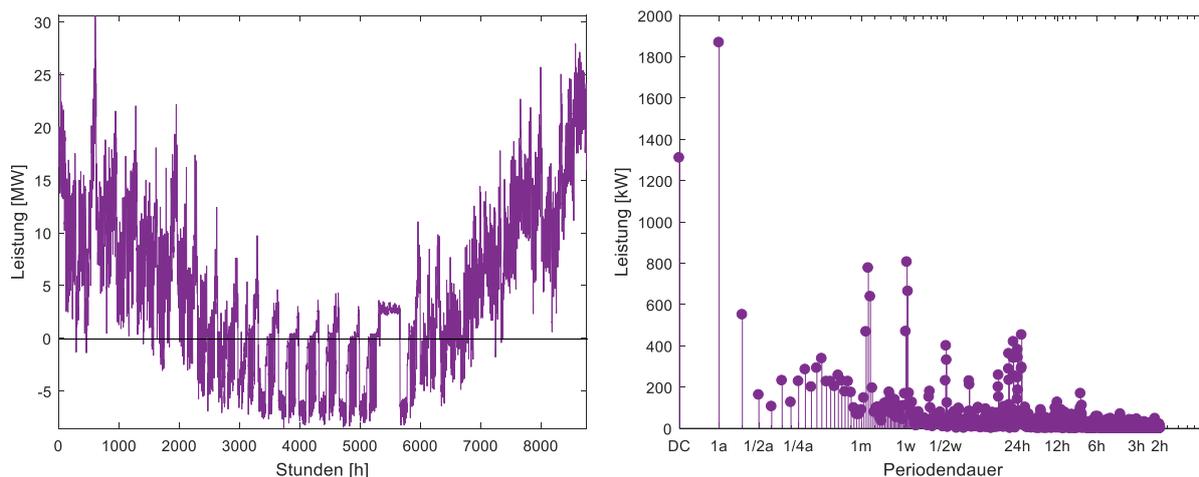


Abbildung 5-11: Residuallast des Wärmebedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.a

Der Flexibilitätsbedarf wird mit Hilfe der DFT analog zur dargestellten Vorgehensweise in Kapitel 4.2.1 ermittelt. Hierzu wird die negative Residuallast des Wärmebedarfs verwendet. Das Ergebnis ist in Abbildung 5-11 (rechts) bzw. in Tabelle 5-13 dargestellt. Der Gleichanteil (DC) repräsentiert die mittlere Leistung über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Anhand des Zusammenhangs $DC * 8760 = 11,4 \text{ GWh}$ kann die Gesamtmenge an ungenutzter Abwärme ermittelt werden. Dies entspricht 23% des zur Verfügung stehenden Abwärmepotentials (vgl. Kapitel 5.1.2, Eigennutzungsgrad = 77%). Für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs wird der Spektralanteil der Jahresschwingung herangezogen. Mit Hilfe von Formel (4-7) und dem Betrag (Leistung) von 1,9 MW wird ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 5,3 GWh ermittelt. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils analog bestimmt und ist 693,5 MWh groß.

Tabelle 5-13: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.a - Wärme

Flexibilitätsbedarf	Leistung	Energiemenge
Langfristig	1,9 [MW]	5,3 [GWh]
Kurzzeitig	245 [kW]	693,5 [MWh]

In Abbildung 5-12 ist das Spektrum des Angebots an industrieller Hochtemperaturabwärme (Szenario 1.1.b) dargestellt. Die Niedertemperaturabwärme wird hier nicht genutzt, weshalb sich der Gleichanteil des Angebots auf ca. 611 kW reduziert (vgl. DC von 6,3 MW in Szenario 1.1.a). Dies entspricht einem jährlichen Potential von ca. 5 GWh. Die Amplituden der Periodendauern 1a und 1/2a sind wie im Szenario 1.1.a gering ausgeprägt, weshalb auch keine Abhängigkeit von den Jahreszeiten festzustellen ist. Die industrielle Abwärme ist durch eine starke wöchentliche Periodizität charakterisiert. Die Leistungsspitze ist zu Beginn der Woche situiert, da am Wochenende keine Produktion stattfindet. Im Vergleich zu Szenario 1.1.a (siehe Abbildung 5-10) sind diese stärker ausgeprägt, da die konstant anfallende Niedertemperaturabwärme, die diese Charakteristik abschwächt, in dem betrachteten Szenario 1.1.b nicht genutzt wird. Bei der Betrachtung der Tageskomponente spiegelt sich der frühe zeitliche Prozessbeginn wider. Eine Verringerung der Last findet zu den Abendstunden statt (12h-Komponente).

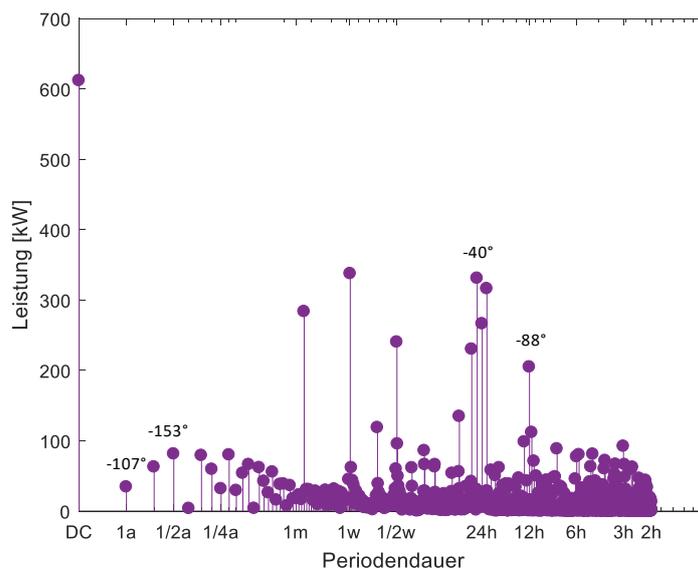


Abbildung 5-12: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.b

In Szenario 1.1.b werden keine Wärmepumpen eingesetzt und der Anteil an Niedertemperaturabwärme wird nicht genutzt. Dadurch kommt es nur zu geringen Überschüssen in den Übergangsmontaten. Dieses Ergebnis spiegelt sich auch im ermittelten Eigennutzungsgrad wider, der beinahe 100% (siehe Tabelle 5-11) beträgt. Somit ergibt sich für dieses Szenario ein vernachlässigbarer langfristiger Flexibilitätsbedarf von 653 kWh und ein vernachlässigbarer kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 438 kWh.

In Abbildung 5-13 ist das Abwärmeangebotspektrum des Szenarios 1.1.c dargestellt. Durch die Beschränkung des Wärmepumpeneinsatzes auf die Wintermonate reduziert sich der Gleichanteil des Angebots auf ca. 3,9 MW (vgl. Szenario 1.1.a mit 6,3 MW). Dies entspricht einem jährlichen Potential von ca. 34 GWh. Der Winterbetrieb der Wärmepumpen und somit die saisonale Beschränkung der Niedertemperaturabwärmenutzung spiegelt sich in den stark ausgeprägten Amplituden der Periodendauern 1a und 1/2a wider. Zusätzlich zeigt sich, wie in den Szenarien 1.1.a und 1.1.b, die starke wöchentliche Periodizität der industriellen Abwärme. Die Leistungsspitze ist zu Beginn der Woche situiert, da am Wochenende meist keine Produktion stattfindet. Das zeigt auch der Phasenwinkel der 1/2w-Komponente an. Bei Betrachtung der Tageskomponente spiegelt sich der frühe zeitliche Prozessbeginn wider. Eine Verringerung des Angebots findet zu den Abendstunden statt (12h-Komponente).

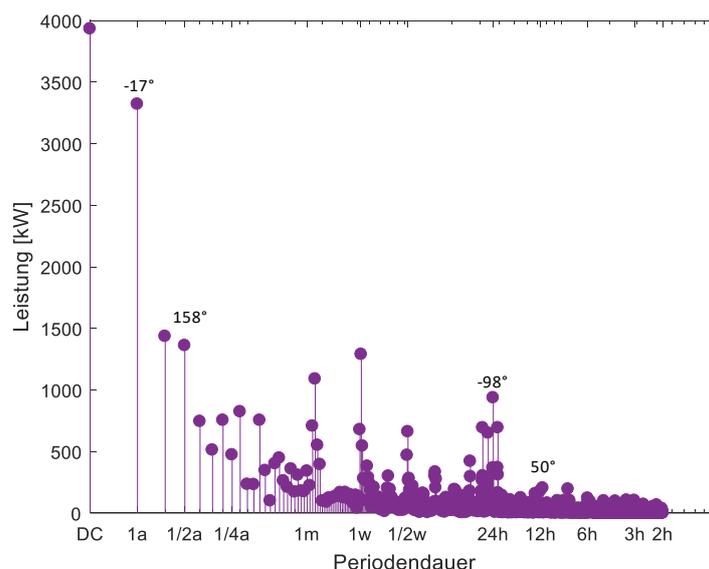


Abbildung 5-13: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme – Szenario 1.1.c

Im Vergleich zu Abbildung 5-11 (links) zeigt die Residuallast des Wärmebedarfs in Abbildung 5-14 (links) weniger Überschüsse durch industrielle Abwärme. Durch den eingeschränkten Betrieb der Wärmepumpen wird Niedertemperaturabwärme nicht im Sommer genutzt und so können die Überschüsse in diesen Monaten reduziert werden. In den Übergangsmonaten kommt es dennoch zu geringen Überschüssen. Der Eigennutzungsgrad der industriellen Abwärme beträgt 95% (siehe Tabelle 5-11). Dies ergibt einen geringen Bedarf an Flexibilität.

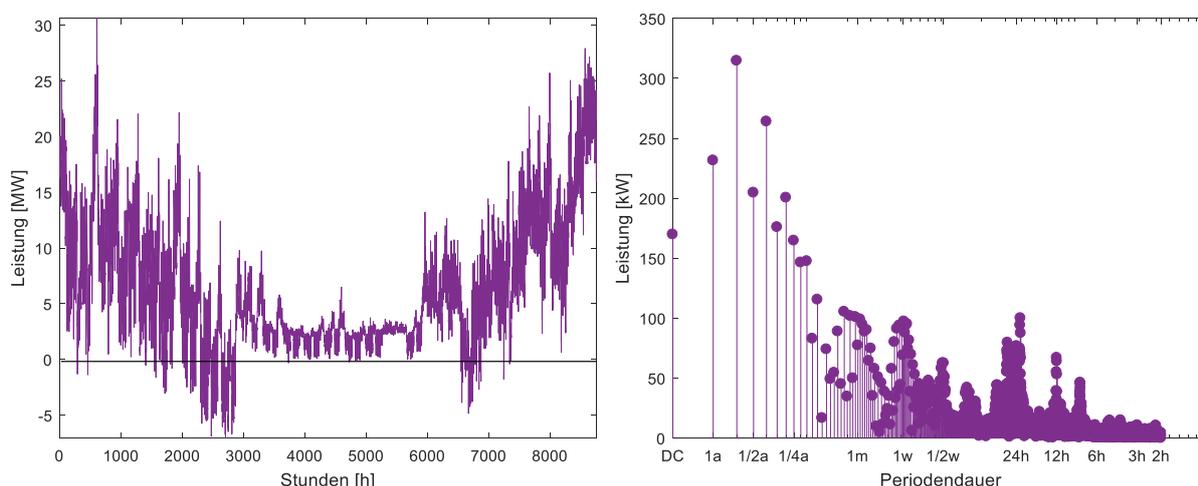


Abbildung 5-14: Residuallast des Wärmebedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.c

Das Ergebnis der Flexibilitätsbedarfsermittlung durch die DFT ist in Abbildung 5-14 (rechts) bzw. in Tabelle 5-14 dargestellt. Anhand des Gleichanteils wird der Anteil der nicht genutzten Abwärme ermittelt (1,5 GWh). Für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs wird der Spektralanteil der Jahresschwingung herangezogen und beträgt 644 MWh. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 179 MWh.

Tabelle 5-14: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.c - Wärme

Flexibilitätsbedarf	Leistung	Energiemenge
Langfristig	231 [kW]	644 [MWh]
Kurzzeitig	64 [kW]	179 [MWh]

Die ermittelten Flexibilitätsbedarfe für die Nutzung industrieller Abwärme wird durch den Einsatz von PV-Anlagen zur Stromerzeugung auf Industriedachflächen nicht beeinflusst. Somit kommt es zu keiner Änderung der Wärmeflexibilitätsbedarfe in den Szenarien 1.2.ff.

5.2.2.3 Berechnung des Flexibilitätsbedarfs – Strom

Die Nutzung von industrieller Niedertemperaturabwärme (Szenario 1.1.a und 1.1.c) und der damit einhergehende Betrieb von Wärmepumpen erhöht den Strombedarf der Stadt. Das hat nicht nur Auswirkungen auf die Indikatoren (vgl. Kapitel 5.2.2.1), sondern auch auf den Flexibilitätsbedarf der jeweiligen Szenarien. Der Betrieb von Wärmepumpen hat jedoch keine Auswirkungen auf das Stromangebot durch PV. Die Ergebnisse der Fourier-Transformation für das Stromangebot aus Abbildung 5-15 (links) sind somit für alle Wärmepumpenszenarien (a-c) gültig.

In Abbildung 5-15 ist das Spektrum des Angebots an industriellem PV-Strom dargestellt. Der Gleichanteil entspricht der mittleren Leistung über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Mit einem Betrag von ca. 1 MW und dem Zusammenhang $DC * 8760 = 9 \text{ GWh}$ kann das jährliche Angebot ermittelt werden. Das Spektrum der Photovoltaik zeigt dominierende Frequenzanteile, welche im Vergleich zu den restlichen Spektralkomponenten deutlich größer sind. Die Cosinusschwingung der Periodendauer von 1a weist eine Phasenlage von -169° auf. Das stellt somit den saisonalen Verlauf des Photovoltaikangebots dar (siehe Abbildung 5-7 links). Dieses hat im Sommer sein Maximum und im Winter sein Minimum. Besonders stark

ausgeprägt ist auch die Amplitude bei einer Periodendauer von 24h und 12h. Diese ist beinahe gleich stark ausgeprägt wie die Jahreskomponente. Mit einer Phasenlage von fast 160° zeigt der 12h-Frequenzanteil das maximale Angebot um die Mittagszeit an.

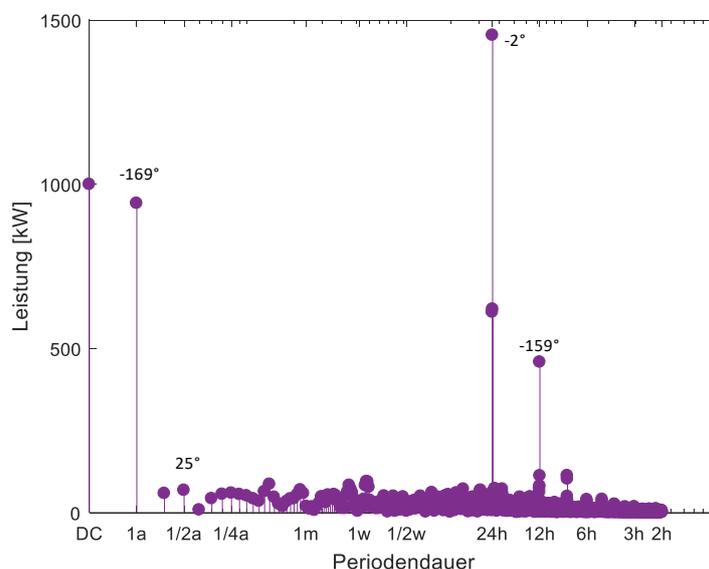


Abbildung 5-15: Darstellung der Fourier-Transformation des industriellen PV-Stroms– Szenario 1.1

Die Integration von industriellem PV-Strom führt in den Sommermonaten zu einer Überdeckung des städtischen Strombedarfs, wie in Abbildung 5-16 links ersichtlich. Das gesamte Potential an industriellem PV-Strom kann nicht genutzt werden. Durch die Überdeckung können nur 79% des zur Verfügung gestellten Potentials genutzt (siehe Tabelle 5-11).

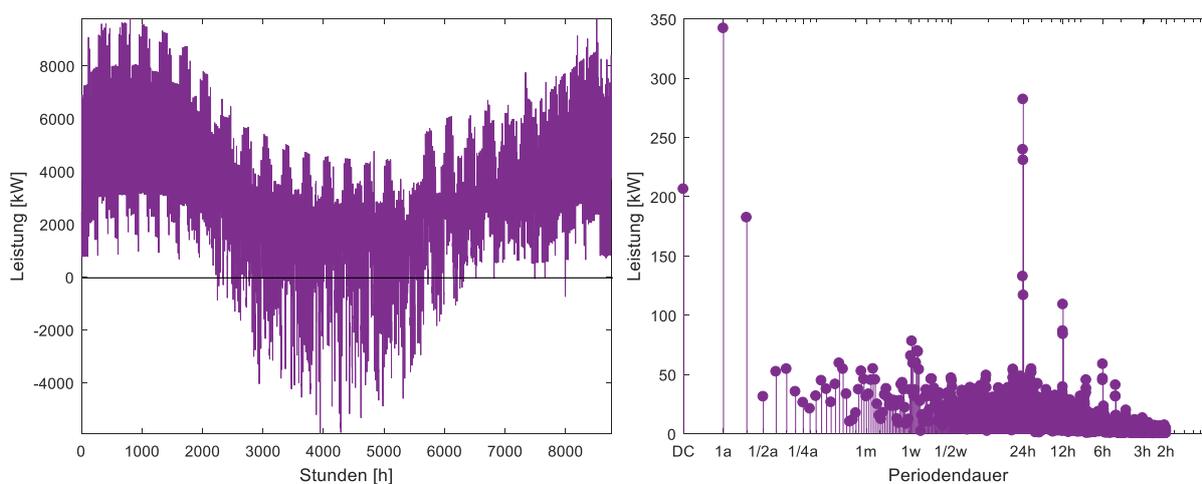


Abbildung 5-16: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.a

Der Flexibilitätsbedarf wird mit Hilfe der DFT analog zur dargestellten Vorgehensweise in Kapitel 4.2.1 ermittelt. Hierzu wird die negative Residuallast des Strombedarfs verwendet. Das Ergebnis ist in Abbildung 5-16 (rechts) bzw. in Tabelle 5-15 dargestellt. Der Gleichanteil (DC) repräsentiert die mittlere Leistung über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Anhand des Zusammenhangs $DC * 8760 = 1,8 \text{ GWh}$ kann die Gesamtmenge an ungenutztem industriellem PV-Strom ermittelt werden. Dies entspricht 21% des zur Verfügung stehenden Potentials. Für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs wird der Spektralanteil der Jahresschwingung herangezogen. Mit Hilfe von Formel (4-7) und dem Betrag (Leistung) von 342 kW wird ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 954 MWh ermittelt. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils analog bestimmt und ist 657 MWh groß.

Tabelle 5-15: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.a - Strom

Flexibilitätsbedarf	Leistung	Energiemenge
Langfristig	342 [kW]	954 [MWh]
Kurzzeitig	87 [kW]	657 [MWh]

In Szenario 1.1.b wird die Niedertemperaturabwärme nicht genutzt und dementsprechend werden keine Wärmepumpen eingesetzt. Dadurch wird der Stromverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario 0 nicht erhöht und die Integration von PV-Strom führt im Vergleich zu Szenario 1.1.a zu höheren Überschüssen im Sommer, wie in Abbildung 5-17 (links) ersichtlich. Das gesamte Potential an industriellem Strom kann nicht genutzt werden. Es können nur 50% des zur Verfügung gestellten Potentials genutzt.

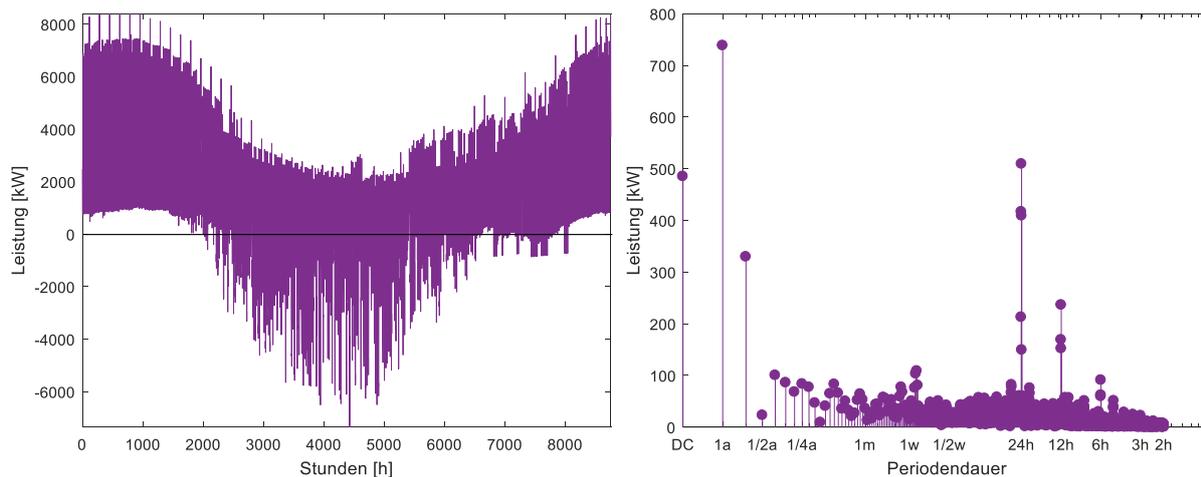


Abbildung 5-17: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.b

Abbildung 5-17 rechts und Tabelle 5-16 zeigen das Ergebnis der Fourier-Transformation der negativen Stromresiduallastkurve nach der Integration von industriellen PV-Strom für das Szenario 1.1.b. Der Gleichanteil (DC) spiegelt die Gesamtmenge an ungenutztem PV-Strom wider und beträgt 4,2 GWh. Für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs wird der Spektralanteil der Jahresschwingung herangezogen und beträgt 2,1 GWh. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 1,2 GWh groß.

Tabelle 5-16: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.b - Strom

Flexibilitätsbedarf	Leistung	Energiemenge
Langfristig	738 [kW]	2,1 [GWh]
Kurzzeitig	417 [kW]	1,2 [GWh]

Die Integration von industriellem PV-Strom in Szenario 1.1.c führt zu einer Überdeckung des städtischen Strombedarfs in den Sommermonaten, wie in Abbildung 5-18 (links) ersichtlich. Im Vergleich zu Szenario 1.1.a erhöht sich der Anteil von nicht genutzten PV-Strom erheblich (Eigennutzungsgrad Szenario 1.1.a = 79%), da die Stromabnahme durch die Wärmepumpen in den Sommermonaten fehlt. Das gesamte Potential an industriellem Strom kann nicht genutzt werden. Der Eigennutzungsgrad kann durch den Winterbetrieb der Wärmepumpen im Vergleich zu Szenario 1.1.b etwas verbessert werden. Dieser erhöht sich nun von 50% auf 55%.

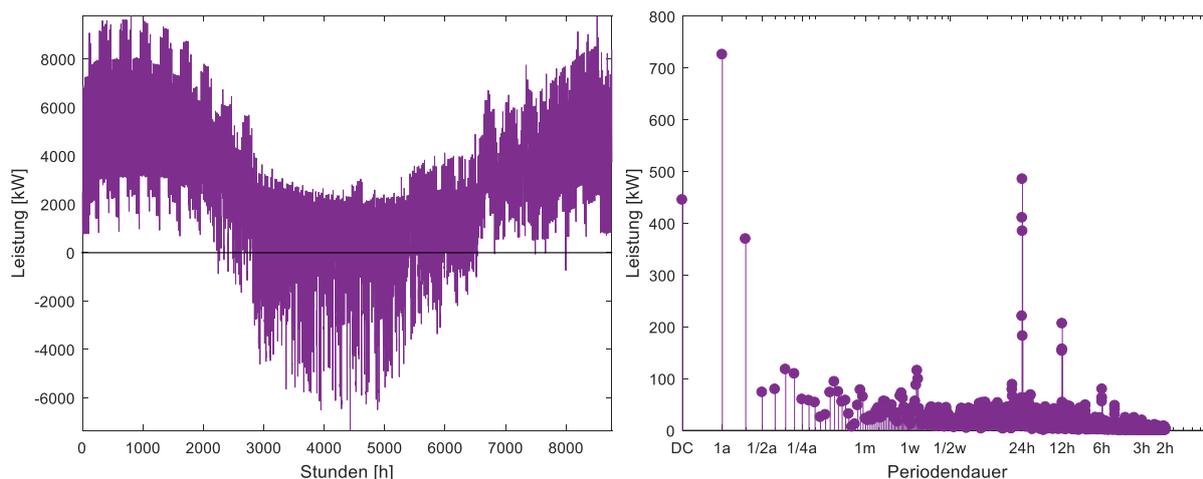


Abbildung 5-18: Residuallast des Strombedarfs (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 1.1.c

Das Ergebnis der Flexibilitätsbedarfsermittlung ist in Abbildung 5-18 (rechts) und in Tabelle 5-17 dargestellt. Anhand des Gleichanteils wird das nicht genutzte Potential an industriellem PV-Strom ermittelt (3,9 GWh). Der langfristige Flexibilitätsbedarf beträgt 2,0 GWh und wird über die Amplitude der 1a-Periodendauer ermittelt. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 1,1 GWh groß.

Tabelle 5-17: Ermittelter Flexibilitätsbedarf für Szenario 1.1.c - Strom

Flexibilitätsbedarf	Leistung	Energiemenge
Langfristig	725 [kW]	2,0 [GWh]
Kurzzeitig	410 [kW]	1,1 [GWh]

5.2.3 Szenario 2 – Flexibilitätsoptionen

In Szenario 2 wird die Integration unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen zur besseren Ausnutzung des Potentials an industrieller Energieabgabe betrachtet. Die Auswirkungen auf den Energieverbund werden anhand der beschriebenen Indikatoren dargestellt. Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen hat keinen Einfluss auf die Energieautarkiegrade, jedoch sehr wohl auf die Leistungsautarkiegrade. Die in Szenario 1 ermittelten Flexibilitätsbedarfe (siehe Tabelle 5-13 bis Tabelle 5-17) dienen als weitere Inputparameter für die Simulation. Die Ergebnisse werden zu Szenario 1 in Bezug gesetzt.

5.2.3.1 Speicher als Flexibilitätsoption

Als erste Flexibilitätsoption wird der Einsatz von Speichern zur Erhöhung des Eigennutzungsgrades (siehe Formel **(4-20)**) betrachtet. Hierfür werden in dieser Arbeit drei Möglichkeiten betrachtet: Einerseits kann der Speicher anhand des mit der Fourier-Transformation ermittelten Flexibilitätsbedarfs (siehe Kapitel 4.2.1) dimensioniert werden, wobei hier zwischen langfristigem und kurzzeitigem Flexibilitätsbedarf bzw. Langzeitspeicher und Kurzzeitspeicher differenziert wird. Andererseits kann die Speicherdimensionierung anhand wirtschaftlicher Kriterien erfolgen.

Der Speicher wird grundsätzlich dann geladen, wenn der Energiebedarf der Stadt kleiner ist als das Angebot, also eine Überversorgung mit industrieller Energieabgabe vorhanden ist. Der Speicher wird entladen, wenn der Bedarf größer ist als das Angebot und eine Unterversorgung mit industrieller Energieabgabe vorliegt (siehe Kapitel 4.2.2). Wird der Speicher anhand des kurzzeitigen Flexibilitätsbedarfs dimensioniert, dient der Speicher als Kurzzeitspeicher um Schwankungen innerhalb eines Tages auszugleichen. Die Be- und Entladung findet täglich statt. Erfolgt die Dimensionierung anhand des langfristigen Flexibilitätsbedarfs, dient der Speicher als Langzeitspeicher und gleicht saisonale Schwankungen aus.

In den Subsznarien von Szenario 2 werden analog zu Szenario 1 unterschiedliche Varianten der Nutzung der industriellen Energieabgabe simuliert (siehe Kapitel 5). Die Ergebnisse werden zuerst für den Einsatz von Kurzzeitspeichern (siehe Tabelle 5-18 und Tabelle 5-19), gefolgt von Langzeitspeichern (siehe Tabelle 5-20 und Tabelle 5-21) und schließlich für die ökonomische Speicherauslegung (siehe Tabelle 5-22 und Tabelle 5-23) präsentiert. Die Ergebnisse der verschiedenen Subsznarien (a-c) werden für alle drei Varianten der Speicherdimensionierung dargestellt. In dem jeweiligen Szenario werden sowohl Wärme- als auch Stromspeicher integriert. Diese Vorgehensweise ist möglich, da es zu keiner gegenseitigen Beeinflussung der Indikatoren durch den Speichereinsatz kommt. Zum Einsatz kommen jene Speichertechnologien, die in Kapitel 3.2.3.1 vorgeschlagen wurden.

Tabelle 5-18: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Kurzzeitspeicher

Szenario 2.1 – Kurzzeitspeicher							
		a	Δ 1.1.a [%]	b	Δ 1.1.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
	Strom	27	0	44	0	32	[%]
LAG	Wärme	44	0	6	0	34	[%]
	Strom	22	0	25	14	19	[%]
EG	Wärme	77	0	100	0	95	[%]
	Strom	80	1	57	14	59	[%]
Em_{save}	Wärme	43		6		27	[%/a]
	Strom	44		44		44	[%/a]
	Gesamt	43		14		31	[%/a]
LCOE	Wärme	35		20		38	€/MWh]
	Strom	3.366		5.896		5.717	€/MWh]
NPV	Wärme	23		3		12	[Mio. €]
	Strom	-568		-1.002		-971	[Mio. €]
	Gesamt	-545		-999		-959	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	91		51		222	€/t]
	Strom	11.430		20.142		19.593	€/t]

Die Energieautarkiegrade bleiben durch den Einsatz von Speichern unbeeinflusst. Somit entsprechen die EAG der Szenarien 2.1.ff jenen aus den Szenarien 1.1.ff (siehe Tabelle 5-11). Die Leistungsautarkiegrade für Wärme können durch den Einsatz von thermischen Kurzzeitspeichern um weniger als ein halben Prozent im Vergleich zu Szenario 1.1.ff erhöht werden, wodurch sich die Eigennutzungsgrade ebenfalls nur minimal verbessern. Die Eigennutzungsgrade für Strom können durch den Einsatz von elektrischen Kurzzeitspeichern um bis zu 4 Prozentpunkte im Vergleich zu Szenario 1.1.ff erhöht werden. Durch den geringen Anteil des Strombedarfs bzw. –angebots am Gesamtbedarf bzw. –angebot sind die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen gering und es kommt hier zu keiner merklichen Verbesserung der Indikatoren.

Die Ursache für die geringe Verbesserung durch den Speichereinsatz ist im Lastgang zu finden. In den Wintermonaten ist kein Überschuss mit industrieller Abwärme und industriellem PV-Strom (siehe Abbildung 5-11 und Abbildung 5-16) vorhanden. In diesem Zeitraum werden die Speicher somit nicht benötigt. Im Sommer ist ein Überschuss an industrieller Abwärme in der

Höhe von 11,4 GWh vorhanden. Anhand der Residuallast ist erkennbar, dass der Wärmebedarf der Stadt in nur wenigen Augenblicken nicht durch industrielle Abwärme gedeckt werden kann. Eine Unterdeckung liegt z. B. im August vor, wenn die Unternehmen auf Grund von Betriebsstillständen nicht produzieren. Ein thermischer Kurzzeitspeicher ermöglicht den Ausgleich von Angebot und Bedarf innerhalb eines Tages. Dadurch ist er nur bedingt einsetzbar, um z. B. den Betriebsstillstand von zwei Wochen zu überbrücken. In Szenario 2.1.b wird die Niedertemperaturabwärme nicht genutzt. Hier kommt es lediglich zu sehr geringen Überschüssen, was in einem Eigennutzungsgrad von beinahe 100% (siehe Szenario 1.1.b) und einem ermittelten kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 438 kWh erkennbar ist. Auf Grund dessen wird von einer Integration eines thermischen Kurzzeitspeichers abgesehen und die Indikatoren von Szenario 2.1.b entsprechen für die Wärmeseite jenen aus Szenario 1.1.b. In Szenario 2.1.c wird die Niedertemperaturabwärme im Sommer nicht genutzt. Dadurch kommt es weder im Sommer (reduziertes Angebot) noch im Winter (hoher Bedarf) zu Überschüssen durch industrielle Abwärme. Überschüsse treten nur in den Übergangsmonaten auf (siehe Abbildung 5-14). Das spiegelt sich auch in einem hohen Ausnutzungsgrad von 95% wider (siehe Szenario 1.1.c). Basierend auf dem Lastgang können für Szenario 2.1.c die gleichen Schlüsse wie für Szenario 2.1.b gezogen werden.

Durch die aktuelle Versorgung mit Wasserkraft und PV-Strom kommt es im Sommer bereits zu Stromüberschüssen, wie in Abbildung 5-3 erkennbar ist. Die Nutzung von industriellem PV-Strom verstärkt diesen Effekt und es kommt zu einer Erhöhung der Stromüberschüsse in den Sommermonaten. Die Überschüsse sind in den Szenarien 2.1.b und 2.1.c durch die Nichtnutzung bzw. verringerte Nutzung der Wärmepumpen höher als in Szenario 2.1.a. Im Winter gibt es keine Überschüsse. Der industrielle PV-Strom kann hier vollständig von der Stadt aufgenommen werden. Die elektrischen Kurzzeitspeicher können ebenfalls den Tagesausgleich zwischen Bedarf und Angebot durchführen. Der Einfluss auf die Indikatoren ist jedoch gering, was durch den Vergleich Speichervolumen zu verbleibendem Potential deutlich gemacht werden kann. Das Speichervolumen für Szenario 2.1.b macht mit 1.200 MWh nur 29% des verbleibenden Potentials (4,2 GWh) aus.

Der Einsatz von thermischen und elektrischen Kurzzeitspeichern bedarf Investitionen, weshalb es zu einer Erhöhung der Energiegestehungskosten im Vergleich zu Szenario 1.1.ff kommt. Die Stromgestehungskosten erfahren dabei eine größere Erhöhung als die Wärme gestehungskosten, da einerseits die spezifischen Kosten des elektrischen Speichers höher sind als jene des thermischen Speichers. Andererseits wurden anhand der DFT größere Speichervolumina für die elektrischen als für die thermischen Speicher ermittelt. Der Barwert nach 20 Jahren ist sowohl für die Wärme- als auch die Stromseite durch den Einsatz von

Kurzzeitspeichern niedriger. Kein Szenario ist unter den angenommenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar. Die CO₂-Vermeidungskosten bleiben für industrielle Abwärme beinahe unverändert, für industriellen PV-Strom werden diese im Vergleich zu Szenario 1.1.ff drastisch erhöht.

Tabelle 5-19: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Kurzzeitspeicher

Szenario 2.2 – Kurzzeitspeicher							
		a	Δ 1.2.a [%]	b	Δ 1.2.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
LAG	Wärme	44	0	6	0	34	[%]
EG	Wärme	77	0	100	0	95	[%]
Em_{save}	Wärme	40		6		27	[%/a]
LCOE	Wärme	37		20		37	[€/MWh]
NPV	Wärme	22		3		12	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	98		51		120	[€/t]

Der Flexibilitätsbedarf für Wärme ist unabhängig vom Strombezug der Wärmepumpen. Dadurch entsprechen die Energieautarkie-, Leistungsautarkie- und Eigennutzungsgrade den Indikatoren von Szenario 2.1.ff (siehe Tabelle 5-18). Die Schlussfolgerungen für den Einsatz thermischer Kurzzeitspeicher von Szenario 2.1.ff gelten ebenfalls für Szenario 2.2.ff. Die ermittelten Indikatoren für das Szenario 2.2.b entsprechen jenen aus Szenario 1.1.b, da hier auf Grund des geringen Flexibilitätsbedarfs kein Speicher eingesetzt wird. Die CO₂-Emissionen können im Vergleich zu Szenario 1.2.ff geringfügig reduziert werden, im Vergleich zu den Szenario 1.1.ff sind sie dennoch höher. Der Einsatz von thermischen Kurzzeitspeichern reduziert die Wärmegegestehungskosten und erhöht den Barwert. Die CO₂-Vermeidungskosten werden im Vergleich zu Szenario 1.2.ff nicht reduziert. Durch den Wegfall des Investments auf der Stromseite entsprechen die Kosten für die Wärmeseite den Kosten des Gesamtsystems. Somit sind alle Unterszenarien wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 5-20: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Langzeitspeicher

		Szenario 2.1 – Langzeitspeicher					
		a	Δ 1.1.a [%]	b	Δ 1.1.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
	Strom	27	0	44	0	32	[%]
LAG	Wärme	47	7	6	0	35	[%]
	Strom	26	18	30	36	23	[%]
EG	Wärme	81	5	100	0	97	[%]
	Strom	94	19	70	40	71	[%]
Em_{save}	Wärme	44		6		27	[%/a]
	Strom	44		45		44	[%/a]
	Gesamt	44		14		31	[%/a]
LCOE	Wärme	54		20		40	€/MWh]
	Strom	4.837		10.509		10.020	€/MWh]
NPV	Wärme	3		3		10	[Mio. €]
	Strom	-821		-1.791		-1.710	[Mio. €]
	Gesamt	-818		-1.788		-1.700	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	54		51		121	€/t]
	Strom	16.476		35.559		34.230	€/t]

Der Einsatz von thermischen Langzeitspeichern führt zu keiner Änderung der Energieautarkiegrade im Vergleich zu Szenario 1.1.ff. Der Leistungsautarkiegrad kann für Szenario 2.1.a auf der Wärmeseite um drei Prozentpunkte und auf der Stromseite um vier Prozentpunkte im Vergleich zu Szenario 1.1.a gesteigert werden. Dadurch kann 5% mehr industrielle Abwärme und 19% mehr industrieller PV-Strom genutzt werden. Die CO₂-Emissionen können um 2% reduziert werden. Die Verwendung von Langzeitspeichern führt zu höheren Energiegestehungskosten. Die Wärmegegestehungskosten erhöhen sich um 20 €/MWh, auf der Stromseite kommt es zu einer Vervierzigfachung der Stromgestehungskosten. Trotz der zusätzlichen Erlöse reduziert sich der Barwert. Das Gesamtsystem für Szenario 2.1.a ist unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar.

In Szenario 2.1.b werden keine Wärmepumpen zur Nutzung der industriellen Niedertemperaturabwärme eingesetzt, wodurch ein geringer Flexibilitätsbedarf auf der Wärmeseite gegeben ist. Auf Grund dessen wird hier kein thermischer Langzeitspeicher

eingesetzt und die relevanten Indikatoren entsprechen jenen aus Szenario 1.1.b. Der Flexibilitätsbedarf wird dadurch auf der Stromseite erhöht (siehe Abbildung 5-17). Der Leistungsautarkiegrad für Strom kann im Vergleich zu Szenario 1.1.b um 36% verbessert werden. Durch den erhöhten Eigennutzungsgrad können ebenfalls die CO₂-Einsparungen verbessert werden. Das hohe Investment für Stromspeicher führt zu hohen Stromgestehungskosten und einem negativen Barwert. Weder die Stromseite noch das Gesamtsystem sind wirtschaftlich darstellbar.

In Szenario 2.1.c wirkt sich der Winterbetrieb der Wärmepumpen und der Einsatz von Langzeitspeichern positiv auf die technischen Indikatoren aus. Die Verbesserungen beschränken sich auf die Steigerung des Wärmeleistungsautarkiegrades um einen Prozentpunkt. Der in Szenario 1.1.c bereits hohe Wärmeeigennutzungsgrad von 95% kann auf 97% gesteigert werden. Der Stromeigennutzungsgrad wird um 29% im Vergleich zu Szenario 1.1.c erhöht. Die Änderung der Wärme gestehungskosten bleibt unter einem Prozent. Auf der Stromseite kommt es jedoch zu einer Verneuzigfachung der Gestehungskosten. Der Einsatz von Speichern erhöht das Investment, reduziert den Barwert und führt zu einer negativen Bewertung des Gesamtsystems.

Der Einsatz von thermischen und elektrischen Langzeitspeichern führt im Vergleich zu Szenario 1.1.ff und dem Einsatz von Kurzzeitspeichern zu einer Verbesserung der technischen Indikatoren. Die Überschüsse in den Sommermonaten können durch Langzeitspeicher saisonal verschoben werden. Durch die auftretenden Verluste bei der Einspeicherung bzw. Ausspeicherung kann nicht die gesamte Energiemenge zur Versorgung der Stadt genutzt werden. Darüber hinaus führt der Einsatz von Langzeitspeichern in keinem SubszENARIO zu einer wirtschaftlichen Darstellung des Gesamtsystems.

Tabelle 5-21: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Langzeitspeicher

Szenario 2.2 – Langzeitspeicher							
		a	Δ 1.2.a [%]	b	Δ 1.2.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
LAG	Wärme	47	7	6	0	35	[%]
EG	Wärme	81	5	100	0	97	[%]
Em_{save}	Wärme	41		6		27	[%/a]
LCOE	Wärme	55		20		36	[€/MWh]
NPV	Wärme	2		3		13	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	218		51		121	[€/t]

Der Flexibilitätsbedarf für Wärme ist unabhängig vom Strombezug der Wärmepumpen. Dadurch entsprechen die Leistungsautarkie-, Energieautarkie- und Eigennutzungsgrade den Indikatoren aus Szenario 2.1.ff (siehe Tabelle 5-20). Die CO₂-Emissionen können im Vergleich zu Szenario 1.2.ff geringfügig reduziert werden. Der Einsatz von Langzeitspeicher erhöht die Wärmegestehungskosten und reduziert den Barwert. Die CO₂-Vermeidungskosten werden im Vergleich zu Szenario 1.2.ff ebenfalls erhöht. Durch den Wegfall des Investments auf der Stromseite entsprechen die Kosten für die Wärmeseite den Kosten des Gesamtsystems und dieses ist somit wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 5-22: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit ökonomischer Speicherauslegung

		Szenario 2.1 ökonomischer Speicher				
		a	Δ 1.1.a [%]	b	Δ 1.1.b [%]	c
EAG	Wärme	57	0	6	0	36 [%]
	Strom	27	0	44	0	32 [%]
LAG	Wärme	46	5	6	0	35 [%]
	Strom	22	0	22	0	18 [%]
EG	Wärme	80	4	100	0	96 [%]
	Strom	79	0	50	0	55 [%]
Em_{save}	Wärme	43		6		27 [%/a]
	Strom	44		44		44 [%/a]
	Gesamt	44		14		31 [%/a]
LCOE	Wärme	35		20		37 [€/MWh]
	Strom	111		111		111 [€/MWh]
NPV	Wärme	24		3		13 [Mio. €]
	Strom	-10		-10		-10 [Mio. €]
	Gesamt	14		-7		3 [Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	91		51		118 [€/t]
	Strom	271		271		271 [€/t]

Die Dimensionierung der Speicher erfolgt in diesen Subszzenarien anhand ökonomischer Rahmenbedingungen. Der Einsatz der Speicher soll dabei den höchsten Barwert ergeben. Die Optimierung ergab für das Szenario 2.1.a ein Speichervolumen für den Wärmespeicher von 88 MWh mit einer Leistung von 4,4 MW. Der Wärmespeicher wird ca. 1.000-mal im Jahr zyklisiert. In den Übergangsmonaten kommt es auf Grund des geringeren Wärmebedarf der

Stadt zu teilweisen Überschüssen mit industrieller Abwärme. Durch das zeitliche Angebots- und Bedarfsprofil kommt es mehrmals täglich zu negativen als auch positiven Residuallastkomponenten, weshalb der Wärmespeicher mehrmals täglich be- und entladen wird. Die Optimierung ergab für das Szenario 2.1.a ein Speichervolumen für den Stromspeicher von 0 MWh. Dies lässt sich anhand der Ergebnisse der bereits dargestellten Szenarien erklären. Wie bisher ersichtlich ist die Stromseite unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Durch den Einsatz von Speichern verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit (siehe Tabelle 5-18 bis Tabelle 5-21), weshalb eine wirtschaftliche Dimensionierung des Stromspeichers zu einem Speichervolumen von 0 führt. Im Vergleich dazu wurde anhand der DFT ein langfristiger und kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf für die Wärmeseite von 5,3 GWh bzw. 693,5 MWh (siehe Tabelle 5-13) und für die Stromseite von 954 MWh bzw. 657 MWh (siehe Tabelle 5-15) ermittelt.

Die Ergebnisse für die Stromseite entsprechen den Indikatoren aus Szenario 1.1.ff, weshalb sie nachfolgend nicht mehr diskutiert werden.

Die Ergebnisse des ökonomisch ausgelegten Speichers liegen zwischen jenen des Langzeit- und Kurzzeitspeichers. Der Einsatz erhöht den Eigennutzungsgrad um drei Prozentpunkte im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Die eingesparten CO₂-Emissionen können um weniger als ein Prozent erhöht werden. Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich nur um 1 €/MWh. Dieses Subszenario (2.1.a) liefert von allen Speicherszenarien den höchsten Barwert. Die CO₂-Vermeidungskosten werden um weniger als 1 €/MWh erhöht. Das Gesamtsystem Strom und Wärme ist wirtschaftlich darstellbar.

In Szenario 2.1.b werden keine Wärmepumpen zur Nutzung der industriellen Niedertemperaturabwärme verwendet. Die ökonomische Dimensionierung des Speichers führt zu dem gleichen Ergebnis wie die bereits zuvor dargestellten Speicherszenarien. Ein Wärmespeicher ist weder wirtschaftlich noch technisch erforderlich. Die Ergebnisse von Szenario 2.1.b entsprechen jenen aus Szenario 1.1.b. Durch das geringe Wärmeangebot und die geringen Wärmeeinnahmen kann das negative Ergebnis der Stromseite nicht ausgeglichen werden. Das Gesamtsystem ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar.

Wird der Wärmepumpeneinsatz, wie im Szenario 2.1.c definiert, auf den Winter beschränkt, liegt die optimale Speichergröße bei 20 MWh und einer Leistung von 1 MW. Im Vergleich dazu wurde anhand der DFT ein langfristiger und kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf für die Wärmeseite von 644 MWh bzw. 179 MWh (siehe Tabelle 5-14) ermittelt. Der Speicher wird hier nur in den Übergangsmonaten benötigt und genutzt. Die Verbesserung der technischen Indikatoren liegt bei unter einem Prozent. Die Wärmegestehungskosten reduzieren sich um 3 €/MWh. Der

Barwert ist im Vergleich zu Szenario 1.1.c höher und ergibt zusammen mit dem Barwert für die Stromseite ein positives Ergebnis. Die CO₂-Vermeidungskosten bleiben im Vergleich zu Szenario 1.1.c unverändert.

Tabelle 5-23: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit ökonomischer Speicherauslegung

Szenario 2.2 – ökonomischer Speicher						
		a	Δ 1.2.a [%]	b	Δ 1.2.b [%]	c
EAG	Wärme	57	0	6	0	36 [%]
LAG	Wärme	46	5	6	0	35 [%]
EG	Wärme	80	4	100	0	96 [%]
Em_{save}	Wärme	43		6		27 [%/a]
LCOE	Wärme	36		20		36 [€/MWh]
NPV	Wärme	23		3		13 [Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	99		51		120 [€/t]

Die in der Optimierung ermittelten Speichergrößen bleiben von der Nutzung des industriellen PV-Stroms unbeeinflusst. Dadurch entsprechen die Leistungsautarkie-, Energieautarkie- und Eigennutzungsgrade den Indikatoren aus Tabelle 5-22 (Szenario 2.1.ff). Die CO₂-Emissionen können im Vergleich zu Szenario 1.2.ff geringfügig reduziert werden. Im Vergleich zu Szenario 1.1.ff sind sie dennoch höher. Der Einsatz von ökonomisch ausgelegten Speichern reduziert die Wärmegestehungskosten und erhöht den Barwert. Die CO₂-Vermeidungskosten werden im Vergleich zu Szenario 1.2.ff geringfügig erhöht. Alle Subszenarien sind wirtschaftlich darstellbar.

5.2.3.2 Städteverbund als Flexibilitätsoption

Um den Eigennutzungsgrad der industriellen Energieabgabe zu erhöhen, wird ein Städteverbund mit Stadt 2 (Fohnsdorf) untersucht (siehe Kapitel 4.2.3). Auf der Wärmeseite bedeutet das die Schaffung einer Verbindungsleitung mit 8 km Länge zwischen den beiden Wärmeverteilnetzen der Städte. Im Fallbeispiel sind in beiden Städten Wärmeverteilnetze vorhanden und mit der momentanen Versorgung aus industrieller Abwärme von außerhalb der Stadtgrenzen ausgelastet. Eine weitere Integration von industrieller Abwärme benötigt den Ausbau bzw. die Verdichtung der bestehenden Wärmeverteilnetze. In den Subszenarien von Szenario 2 werden analog zu Szenario 1 unterschiedliche Varianten der Nutzung der

industriellen Energieabgabe simuliert (siehe Kapitel 5). Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-24 und Tabelle 5-25) aufgelistet.

Tabelle 5-24: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Städteverbund

		Szenario 2.1 – Städteverbund					
		a	Δ 1.1.a [%]	b	Δ 1.1.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
	Strom	27	0	44	0	32	[%]
LAG	Wärme	57	30	6	0	36	[%]
	Strom	27	23	44	100	32	[%]
EG	Wärme	100	30	100	0	100	[%]
	Strom	100	27	100	100	100	[%]
Em_{save}	Wärme	57		6		29	[%/a]
	Strom	53		65		63	[%/a]
	Gesamt	56		18		36	[%/a]
LCOE	Wärme	38		20		46	[€/MWh]
	Strom	98		69		77	[€/MWh]
NPV	Wärme	24		3		8	[Mio. €]
	Strom	-9		-5		-7	[Mio. €]
	Gesamt	15		-2		1	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	106		51		152	[€/t]
	Strom	225		184		189	[€/t]

Die ermittelten Energieautarkiegrade aus Szenario 1.1.ff (siehe Tabelle 5-11) stellen die in der gegebenen Konfiguration maximal erreichbaren dar. Die EAG aus den Szenarien 2.1.ff entsprechen somit diesen.

Wie bereits erwähnt kann durch die zeitlichen Unterschiede zwischen Bedarf und Angebot nicht das gesamte Potential an industrieller Energieabgabe von Stadt 1 aufgenommen werden. Die Überversorgung mit industrieller Abwärme entsteht vor allem in den Sommermonaten, weil der Wärmebedarf der Stadt 1 im Vergleich zum Rest des Jahres geringer ist. Die Stromerzeugung durch PV hat ihren Peak in den Sommermonaten. Die aktuelle Versorgungssituation von Stadt 1 mit Strom zeigt bereits eine stellenweise Überversorgung. Durch die Nutzung des PV-Stroms wird diese noch verstärkt. Durch die Schaffung des Städteverbunds kann die überschüssige industrielle Energieabgabe in

Schwachlastzeiten (Sommermonaten) an Stadt 2 geliefert werden. Stadt 2 kann die gesamte gelieferte Energie aufnehmen und es werden in allen Subsznenarien Eigennutzungsgrade von 100% erreicht. Die gesamten CO₂-Emissionen können in Szenario 2.1.a im Vergleich zum Referenzszenario um mehr als 55% und im Vergleich zu Szenario 1.1.a um 30% reduziert werden. Die Nutzung der industriellen Abwärme führt zu Wärmegestehungskosten von etwa 38 €/MWh und einem Barwert von fast 24 Millionen Euro nach 20 Jahren. Die Nutzung von industriellem Strom stellt sich dabei nicht wirtschaftlich dar. Die Stromgestehungskosten sind mit unter 100 €/MWh niedriger als in Szenario 1.1.a, da der Strom von beiden Städten voll genutzt werden kann und nicht „ungenutzt“ an das übergeordnete Netz abgegeben wird bzw. außerhalb der Modellgrenzen Verwendung findet und keinen Nutzen in Form von Erlösen stiftet. Dennoch wird ein Barwert von etwa -9 Millionen € erreicht. Die Betrachtung des Gesamtsystems ermöglicht die Erreichung eines positiven Barwerts nach 20 Jahren.

In Szenario 2.1.b wird die Niedertemperaturabwärme nicht genutzt. Auf Grund dessen kommt es, wie in Szenario 1.1.b gezeigt, nur zu minimalen Überschüssen. Dies spiegelt sich in einem Wärmeeigennutzungsgrad von fast 100% wider. Ein Städteverbund ist für die Wärmeseite also nicht notwendig. In diesem Szenario kommen keine Wärmepumpen zum Einsatz. Dadurch steht mehr Strom zur Versorgung der Stadt 2 zur Verfügung, wodurch sich die Einnahmen und der Barwert erhöhen. Dennoch ist das Gesamtsystem nicht wirtschaftlich darstellbar.

Die Überschüsse durch industrielle Abwärme werden durch die Beschränkung des Wärmepumpenbetriebs auf die Wintermonate reduziert, ein Eigennutzungsgrad von 95% erreicht (siehe Szenario 1.1.c). Mit der Schaffung des Städteverbunds kann ein Eigennutzungsgrad von 100% erreicht werden. Jedoch kommt es hier zu einer geringen Auslastung der Verbindungsleitung, was sich auch im Barwert widerspiegelt. Durch die ausschließliche Nutzung der Wärmepumpen im Winter steht mehr Strom zur Versorgung von Stadt 2 zur Verfügung, wenngleich weniger als in Szenario 2.1.b. Die Schaffung eines Städteverbunds für die Wärmeseite führt zwar zu einem Wärmeeigennutzungsgrad von 100%, jedoch zu einer wirtschaftlich schlechteren Situation als in Szenario 1.1.c. Für die Schaffung des Städteverbunds sind auf der Stromseite keine Investitionen nötig, wodurch sich die Lieferung des Stroms positiv auf dessen Wirtschaftlichkeit auswirkt. Somit sinken die Gestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten und der Barwert erhöht sich. Die Nutzung industriellen Stroms ist dennoch nicht wirtschaftlich darstellbar. Die Betrachtung des Gesamtsystems ist notwendig und führt zu einem positiven Gesamtergebnis.

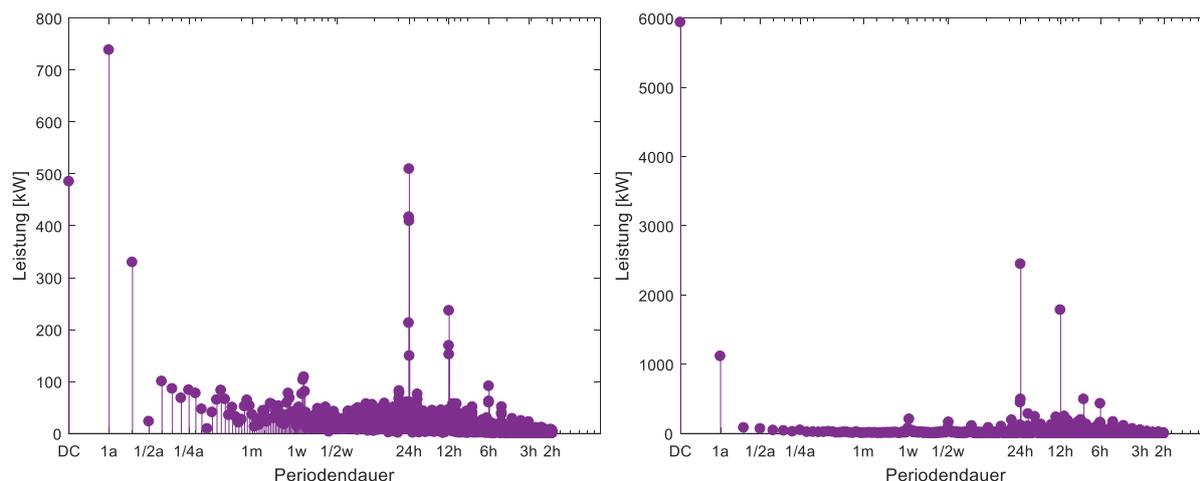


Abbildung 5-19: Analyse des verbleibenden industriellen PV-Stroms (links) und des Strombedarfs der Stadt 2 (rechts) – Szenario 2.1.b

Abbildung 5-19 (links) veranschaulicht die Ergebnisse der DFT des verbleibenden industriellen PV-Stroms nach der Integration in Stadt 1. In Szenario 2.1.b werden keine Wärmepumpen eingesetzt und der überschüssige PV-Stromanteil ist im Vergleich zum ganzjährigen Wärmepumpeneinsatz am größten. Durch die Untersuchung, ob diese Strommenge von Stadt 2 aufgenommen werden kann, wird gezeigt, dass die jeweils überschüssige Strommenge aus den anderen Subszenerien a und c ebenfalls aufgenommen werden kann. In der Abbildung rechts ist das Ergebnis der DFT des Strombedarfs der Stadt 2 dargestellt. Gegenüberstellungen der Gleichanteile und der dominierenden Spektralanteile der Periodendauern von 1a, 24h und 12h zeigen jeweils die Integrierbarkeit des industriellen Stroms in das Energiesystem der Stadt 2. Das gesamte Angebot kann somit von Stadt 2 aufgenommen werden, wodurch ebenfalls die Ergebnisse aus Tabelle 5-24 bestätigt werden.

Wird auf die energetische Nutzung der industriellen Dachflächen mit PV-Anlagen verzichtet, kommt es auf der Stromseite zu keiner Änderung der Indikatoren im Vergleich zu Szenario 0. Die Ergebnisse für die Wärmeseite sind in Tabelle 5-25 aufgelistet. Die Versorgungssituation auf der Wärmeseite bleibt durch die Nichtnutzung im Vergleich zu Szenario 2.1.ff ebenfalls unbeeinflusst. Die Antriebsenergie der Wärmepumpen muss in diesen Szenarien gänzlich aus dem Netz bezogen werden, wodurch es um bis zu 7% geringeren CO₂-Emissionseinsparungen als in Szenario 2.1.a kommt. Die Wärmegestehungskosten und die CO₂-Vermeidungskosten werden im Vergleich zu Szenario 2.1.ff reduziert und der Barwert wird dadurch erhöht. Durch den Wegfall des Investments auf der Stromseite entsprechen die Kosten für die Wärmeseite den Kosten des Gesamtsystems. Durch die Schaffung des Städteverbunds (Szenario 2.2.ff) werden gesamtsystemisch besser Ergebnisse erreicht als bei Szenario 1.2.ff.

Tabelle 5-25: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Städteverbund

		Szenario 2.2 – Städteverbund					
		a	Δ 1.2.a [%]	b	Δ 1.2.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
LAG	Wärme	57	30	6	0	36	[%]
EG	Wärme	100	30	100	0	100	[%]
Em_{save}	Wärme	53		6		29	[%/a]
LCOE	Wärme	37		20		45	[€/MWh]
NPV	Wärme	26		3		8	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	101		51		155	[€/t]

Abbildung 5-20 (links) veranschaulicht die Ergebnisse der DFT der verbleibenden industriellen Abwärme nach der Integration in Stadt 1. Das Szenario 2.1.a repräsentiert die Variante mit dem maximal überschüssigen Anteil an industrieller Abwärme, der in Stadt 2 integriert werden muss. In der Abbildung rechts ist das Ergebnis der DFT des Wärmebedarfs der Stadt 2 dargestellt. Die Gegenüberstellung der Gleichanteile und der dominierenden Spektralanteile der Periodendauern von 1a, 24h und 12h zeigen jeweils die Integrierbarkeit der industriellen Abwärme in das Energiesystem der Stadt 2. Das gesamte Angebot kann von Stadt 2 aufgenommen werden, wodurch ebenfalls die Ergebnisse aus Tabelle 5-25 bestätigt werden.

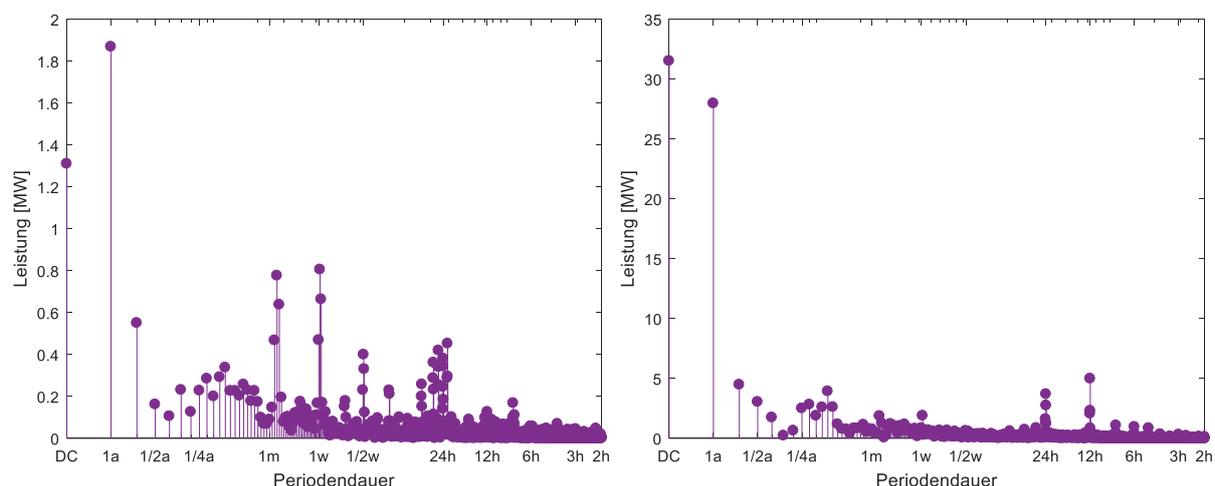


Abbildung 5-20: Analyse der verbleibenden industriellen Abwärme (links) und des Wärmebedarfs der Stadt 2 (rechts) – Szenario 2.2.a

5.2.3.3 Lastverschiebung als Flexibilitätsoption

Eine weitere Möglichkeit den Eigennutzungsgrad der industriellen Energieabgabe zu erhöhen, ist die Lastverschiebung in der Industrie (siehe Kapitel 4.2.4). Hier werden die industriellen Prozesse und somit die Angebotskurven der industriellen Energieabgabe zeitlich so verschoben, dass eine bessere Übereinstimmung mit den Energiebedarfskurven der Stadt vorherrscht. In den Betrachtungen dieser Arbeit wird keine Rücksicht auf arbeitsrechtliche Randbedingungen genommen, wie bspw. Wochenendruhe. Auf diese Einschränkung wurde verzichtet, um die grundsätzlichen Auswirkungen auf die Indikatoren zu bestimmen und zu analysieren. Dennoch soll durch die Lastverschiebung der Produktionsoutput nicht beeinflusst werden. Auf Grund dessen wird die Verschiebung auf maximal 100 Stunden begrenzt (siehe Formel (4-17)).

In den Subsznenarien von Szenario 2 werden analog zu Szenario 1 unterschiedliche Varianten der Nutzung der industriellen Energieabgabe simuliert (siehe Kapitel 5). Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-26 und Tabelle 5-27 aufgelistet.

Tabelle 5-26: Simulationsergebnisse von Szenario 2.1 mit Lastverschiebung

		Szenario 2.1 – Lastverschiebung						
		a	Δ 1.1.a [%]	b	Δ 1.1.b [%]	c		
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]	
	Strom	27	0	44	0	32	[%]	
LAG	Wärme	45	2	6	0	34	[%]	
	Strom	22	0	22	0	18	[%]	
EG	Wärme	78	1	100	0	95	[%]	
	Strom	80	1	50	0	54	[%]	
Em_{save}	Wärme	43		6		27	[%/a]	
	Strom	44		44		44	[%/a]	
	Gesamt	44		14		31	[%/a]	
LCOE	Wärme	51		20		53	[€/MWh]	
	Strom	111		111		111	[€/MWh]	
NPV	Wärme	13		3		6	[Mio. €]	
	Strom	-10		-10		-10	[Mio. €]	
	Gesamt	3		-7		-4	[Mio. €]	
LCOCO₂	Wärme	90		51		118	[€/t]	
	Strom	271		271		271	[€/t]	

Industrieller PV-Strom ist unabhängig von der Produktion und der Tätigkeit der Unternehmen. Logischerweise hat eine zeitliche Verschiebung der Produktion keinen Einfluss auf die Stromangebotskurve. Im Gegensatz dazu ist die industrielle Abwärme direkt mit den industriellen Prozessen gekoppelt. Eine zeitliche Verschiebung der Produktion ändert auch die Wärmeangebotskurve. Durch den Betrieb der Wärmepumpen erhöht sich der städtische Strombedarf. Der Einsatz der Wärmepumpen verschiebt sich mit der Änderung der Wärmeangebotskurve und beeinflusst somit auch die Strombedarfskurve. Diese Wechselwirkung wird berücksichtigt, indem die Optimierung für das Gesamtsystem durchgeführt wird.

Die Optimierung ergibt für Szenario 2.1.a in der Woche eine zeitliche Verschiebung für das Unternehmen 1 von 40 Stunden, für das Unternehmen 2 von 25 Stunden und für das Unternehmen 3 von 40 Stunden. Die Verschiebung ist beispielhaft für die Abwärmekurve des Unternehmens 2 in Abbildung 5-21 gezeigt. Wie in der Abbildung veranschaulicht, startet der durch die Lastverschiebung beeinflusste Prozess 25 Stunden später. Für die anderen Wärmeangebotskurven der Industrie lässt sich der Prozess der Lastverschiebung in gleicher Weise darstellen.

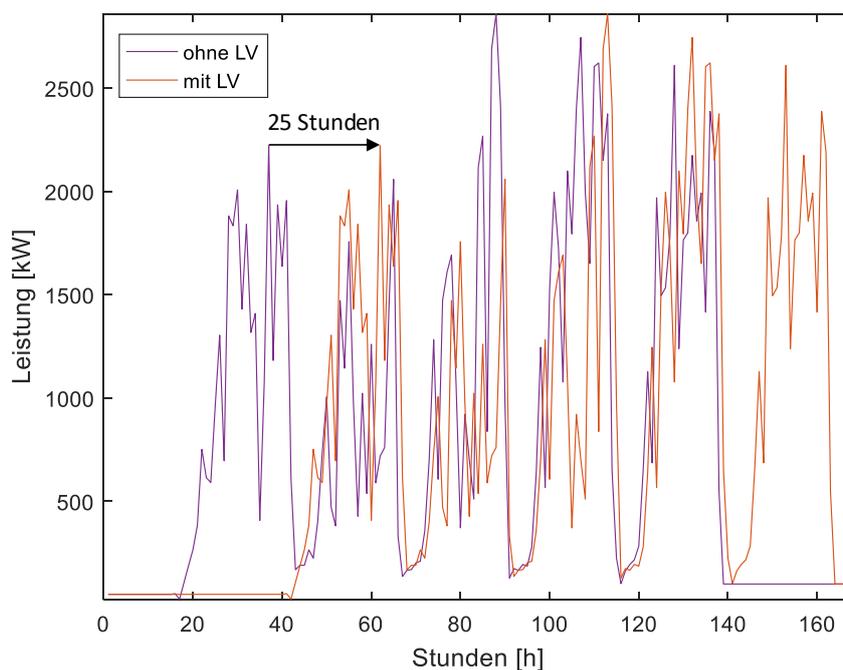


Abbildung 5-21: Darstellung der Abwärmekurve des Unternehmens 2 für eine Woche – mit und ohne Lastverschiebung (LV)

In Szenario 2.1.a entsteht die Überversorgung mit industrieller Abwärme vor allem in den Sommermonaten, weil der Wärmebedarf der Stadt 1 bei konstantem Angebot an industrieller

Abwärme im Vergleich zum Rest des Jahres geringer ist. Die zeitliche Verschiebung verschiebt das Angebot, eine Überversorgung kann dennoch nicht vermieden werden. Eine Erweiterung der Schranken ermöglicht ebenfalls keine weitere Steigerung des Eigennutzungsgrades, da die industrielle Abwärme ganzjährig und unabhängig von jahreszeitlichen Einflüssen vorliegt. Somit kommt es weiterhin zu einem Überschuss an industrieller Abwärme. Die Stromerzeugung durch PV-Anlagen hat ihren Peak in den Sommermonaten. Die aktuelle Versorgungssituation von Stadt 1 mit Strom zeigt bereits eine Überversorgung in den Sommermonaten. Durch die Nutzung des PV-Stroms wird diese noch verstärkt. Durch den geänderten Einsatz der Wärmepumpen kann auch der Eigennutzungsgrad des industriellen Stroms verbessert werden. Sowohl für die Strom- als auch die Wärmeseite wird der EG um jeweils einen Prozentpunkt im Vergleich zu Szenario 1.1.a erhöht. Die gesamten CO₂-Emissionen können im Vergleich zu Szenario 1.1.a um weniger als ein Prozent reduziert werden. Die wirtschaftliche Betrachtung des industriellen PV-Stroms wird nicht durch die Lastverschiebung beeinflusst, da die Stromangebotskurve nicht verschoben werden kann. Die Kosten der Lastverschiebung werden gänzlich der Wärmeseite zugeschrieben. Diese Kosten resultieren in einem reduzierten Barwert und erhöhten Wärmegestehungskosten von 51 €/MWh.

In Szenario 2.1.b wird auf die Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme verzichtet, wodurch es zu keinen Überschüssen auf der Wärmeseite kommt. Dies spiegelt sich in einem Eigennutzungsgrad von 100% wider (siehe Tabelle 5-11). Auf Grund dessen ist keine Lastverschiebung erforderlich und die Ergebnisse entsprechen jenen aus Szenario 1.1.b.

Der Wärmepumpeneinsatz im Winter (Szenario 2.1.c) und die damit einhergehende reduzierte Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme führt zu geringeren Energieautarkiegraden der Wärmeseite. Die Überschüsse werden in den Sommermonaten verringert, jedoch kommt es in den Übergangsmonaten stellenweise zu einer Überversorgung, was sich in einem Eigennutzungsgrad kleiner als 100% zeigt (siehe Tabelle 5-11). Die Optimierung ergab für dieses SubszENARIO eine notwendige zeitliche Verschiebung des Prozesses für Unternehmen 1 von 38 Stunden, für die Prozesse des Unternehmens 2 eine Verschiebung von 13 Stunden und für den Prozess des Unternehmens 3 eine Zeitverschiebung von 14 Stunden. Die zeitliche Verschiebung verbessert die Situation im Vergleich zu Szenario 1.1.c nur minimal. Die Verbesserung der Eigennutzungsgrade und der Einsparung an CO₂-Emissionen liegt weit unter einem Prozent. Die Wärmegestehungskosten und CO₂-Vermeidungskosten sind höher als im Szenario 2.1.a und ergeben einen reduzierten Barwert.

Abbildung 5-22 rechts stellt das Ergebnis der Fourier-Transformation des Strombedarfs der Stadt 1 für Szenario 1.1.a dar. Die Abbildung links zeigt den Strombedarf nach der zeitlichen

Szenario 1.2.b (siehe Tabelle 5-12). Da ein Eigennutzungsgrad von 100% erreicht wird ist eine zeitliche Verschiebung der Prozesse nicht notwendig.

In Szenario 2.2.c wird der Wärmepumpeneinsatz auf den Winter beschränkt. Das erhöht den Eigennutzungsgrad, aber verschlechtert die Wirtschaftlichkeit des Systems. Die Optimierung ergab für das Szenario 2.2.c eine notwendige zeitliche Verschiebung des Prozesses für Unternehmen 1 von 65 Stunden, für die Prozesse des Unternehmens 2 von 46 Stunden und für den Prozess des Unternehmens 3 eine Zeitverschiebung von 24 Stunden. Das Investment ist bei Szenario 2.1.a und bei Szenario 2.1.c gleich hoch. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben sind jedoch unterschiedlich, wodurch sich das Subscenario c nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

Tabelle 5-27: Simulationsergebnisse von Szenario 2.2 mit Lastverschiebung

Szenario 2.2 – Lastverschiebung							
		a	Δ 1.2.a [%]	b	Δ 1.2.b [%]	c	
EAG	Wärme	57	0	6	0	36	[%]
LAG	Wärme	45	2	6	0	34	[%]
EG	Wärme	78	1	100	0	96	[%]
Em_{save}	Wärme	40		6		27	[%/a]
LCOE	Wärme	65		20		74	[€/MWh]
NPV	Wärme	3		3		-3	[Mio. €]
LCOCO₂	Wärme	98		51		120	[€/t]

Abbildung 5-23 stellt das Ergebnis der Fourier-Transformation des zeitlich verschobenen Angebots an industrieller Abwärme dar. Im Vergleich mit Abbildung 5-10 (links) ist erkennbar, dass die Amplituden der Periodendauern sich nicht unterscheiden. Die Lastverschiebung ist in der geänderten Phasenlage erkennbar. Durch die zeitliche Verschiebung nähert sich die Angebotskurve der Bedarfskurve an.

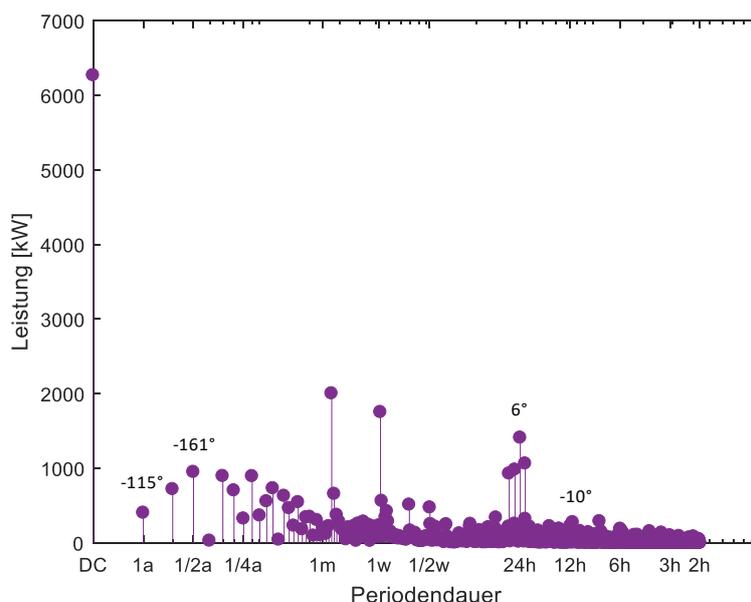


Abbildung 5-23: Darstellung der Fourier-Transformation der industriellen Abwärme nach der Lastverschiebung – Szenario 2.1.a mit Lastverschiebung

5.2.4 Sensitivitätsanalyse

In der Sensitivitätsanalyse werden einzelne Parameter variiert und ihr Einfluss auf die Indikatoren dokumentiert. Hier wird einerseits die Stabilität des ermittelten Barwerts für die Integration von industrieller Abwärme und industriellem Strom überprüft sowie der Einfluss der Speichergröße und der geografischen Nähe der betrachteten Städte eines etwaigen Städteverbands auf die Indikatoren analysiert.

Wärme

Die Brennstoffkosten für die herkömmliche Wärmeversorgung, die Antriebskosten der Wärmepumpen, die Annuitäten der Wärmepumpen und des Fernwärmenetzes machen mehr als 90% der jährlichen Kosten in Szenario 1.1.a aus (siehe Abbildung 5-24). Diese Kosten werden gemeinsam mit dem Abzinsungsfaktor um +/- 50% basierend auf dem Ergebnis von Szenario 1.1.a variiert und die Auswirkungen auf den Barwert dokumentiert.

Die Variation des Abzinsungsfaktors zeigt den größten Einfluss auf den Barwert, wie in Abbildung 5-25 ersichtlich. Bei Veränderung dieses Parameters um -50% erhöht sich der Barwert um 43% bezogen auf den Ausgangswert von Szenario 1.1.a. Eine Erhöhung des Abzinsungsfaktors um 50% führt zu einer Verringerung von knapp 30%.

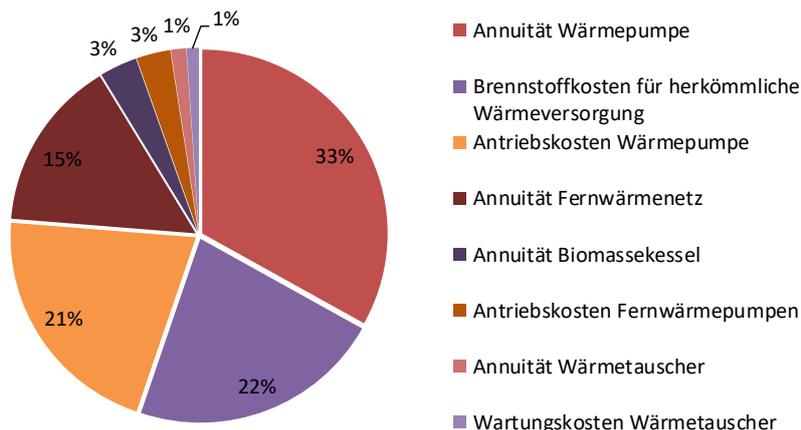


Abbildung 5-24: Zusammensetzung der jährlichen Kosten für die Nutzung industrieller Abwärme – Szenario 1.1.a

Mit bereits deutlich weniger Einfluss folgt die Annuität der Wärmepumpe. Diese ist direkt abhängig von der Höhe des Investments. Hier führt eine Veränderung der Kosten zu einer Änderung im Barwert von 21% im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Die Antriebskosten für die Wärmepumpen, also die Strombezugskosten aus dem Netz der öffentlichen Versorgung, zeigen den geringsten Einfluss auf den Barwert. Eine Änderung von 11% bezogen auf Szenario 1.1.a ist die Folge.

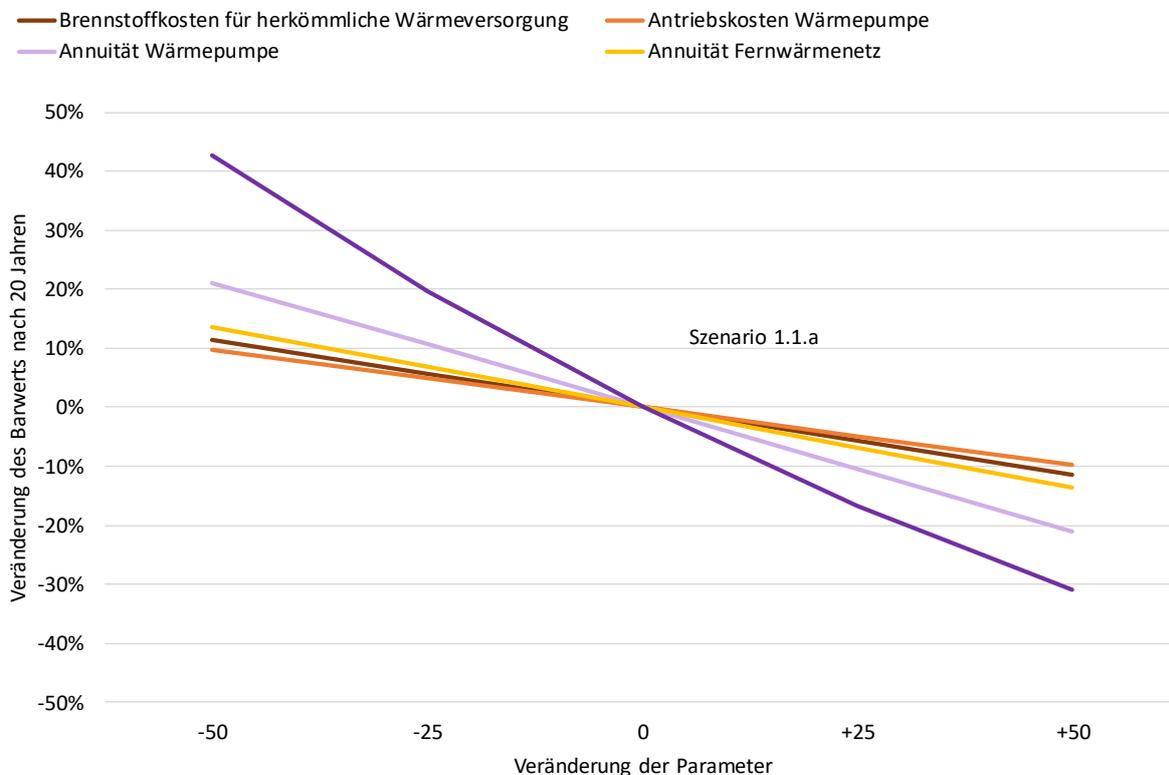


Abbildung 5-25: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Kosten zur Nutzung industrieller Abwärme und die Auswirkungen auf den Barwert – Szenario 1.1.a

Strom

Der Barwert der Nutzung von industriellem PV-Strom wird durch drei wesentliche Faktoren beeinflusst: Dem Preis für die PV-Module, dem Strombezugspreis sowie dem Abzinsungsfaktor. Durch den zeitlichen Unterschied zwischen dem städtischen Strombedarf und dem Angebot an PV-Strom kommt es zu einem Eigennutzungsgrad kleiner 100%. Dieser wird durch Strombezug aus dem öffentlichen Netz ausgeglichen, weshalb es zu Strombezugskosten kommt. Diese Parameter werden um +/- 50% basierend auf dem Ergebnis von Szenario 1.1.a variiert und die Auswirkungen auf den Barwert dokumentiert (siehe Abbildung 5-26). Hier zeigen die Kosten für die PV-Module den größten Einfluss auf den Barwert. Eine Reduktion der Modulkosten um 50% führt zu einer Erhöhung des Barwerts um fast 80% im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Demgegenüber weisen der Abzinsungsfaktor und die Strombezugskosten nur einen geringen Einfluss auf den Barwert (max. 9%) auf.

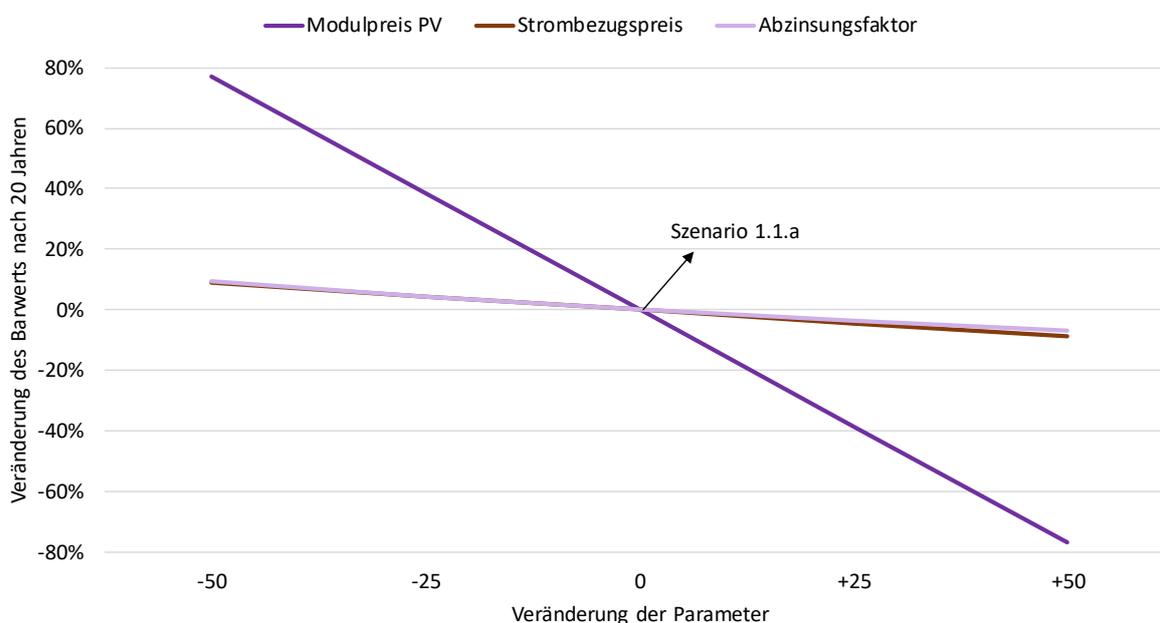


Abbildung 5-26: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Kosten zur Nutzung industriellem PV-Stroms und die Auswirkungen auf den Barwert – Szenario 1.1.a

Speicher

Bei der Sensitivitätsanalyse wurde die als wirtschaftlich optimal ermittelte Speicherkapazität des thermischen Speichers um +/- 50% (44.000 kWh – 132.000 kWh) gegenüber dem Ausgangsszenario 2.1.a variiert. Eine Erhöhung der Speicherkapazität führt zu einer Verbesserung des Leistungsautarkiegrades und der eingesparten CO₂-Emissionen, jedoch zu einer Reduktion des Barwerts. Im Gegensatz dazu verringern sich der Leistungsautarkiegrad und die eingesparten CO₂-Emissionen bei einer Reduktion der Speichergröße. Der Barwert

sinkt ebenfalls. Da man von der wirtschaftlich optimalen Speichergröße für die Sensitivitätsanalyse ausgegangen ist, führt jegliche Änderung der Speichergröße zu einer Verringerung des Barwertes. Auf der Stromseite gibt es keine Änderung der Indikatoren, da bei der wirtschaftlich optimalen Lösung ein Speichervolumen von 0 ermittelt wurde. Wie in Abbildung 5-27 ersichtlich, hat die Änderung der Speichergröße den größten Einfluss auf den Leistungsautarkiegrad. Dennoch findet die Veränderung des Indikators innerhalb eines Prozentes statt. Neben der Speichergröße haben die Be- und Entladeleistung und die Zyklenzahl einen Einfluss auf die Indikatoren. Je größer die Be- und Entladeleistung, desto mehr Energie kann dem Speicher zugeführt bzw. wieder entnommen werden. Eine Veränderung der Be- und Entladeleistung um +/- 50% führt bei gleichbleibender Speichergröße zu einer Änderung des Leistungsautarkiegrades um ca. 0,5%. Eine entsprechende Veränderung kann bei den anderen Indikatoren verzeichnet werden.

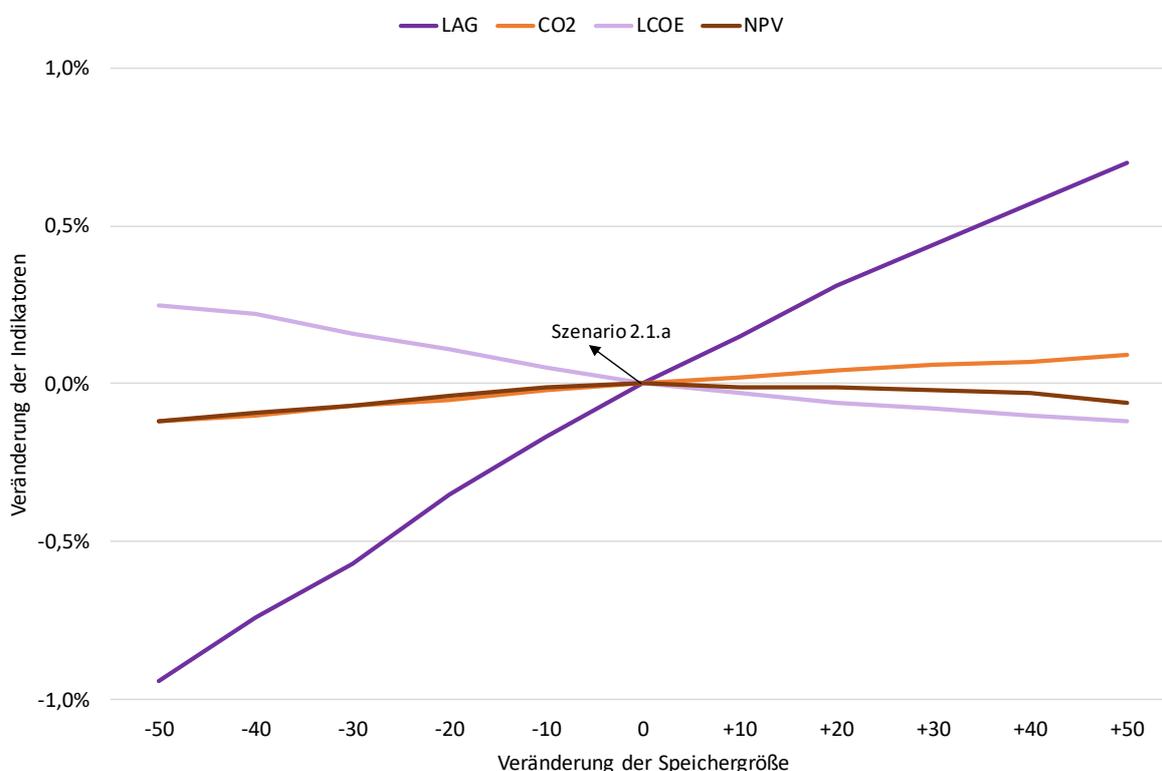


Abbildung 5-27: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der wirtschaftlich optimalen Größe eines thermischen Speichers– Szenario 2.1.a

Städteverbund

Außerdem wurde in der Sensitivitätsanalyse der Abstand zwischen den beiden Städten basierend auf dem Szenario 2.1.a um +/- 50% variiert (4 km – 12 km). Eine Vergrößerung der geografischen Entfernung führt zu einem niedrigeren Barwert und höheren

Wärmegestehungskosten. Eine Annäherung der beiden Städte zu einem Anstieg des Barwerts und niedrigeren Wärmegestehungskosten. Die Variation der geografischen Entfernung hat unter diesen Annahmen keinen Einfluss auf die technischen Indikatoren (Leistungsautarkiegrad, eingesparte CO₂-Emissionen). Mit steigender Distanz zwischen den beiden Städten erhöhen sich auch die Wärmeverluste in den Rohrleitungen. Hier wurde jedoch ein konstanter Wert von 10% für die Wärmeverluste angesetzt, wodurch es bei einer Änderung der geografischen Nähe der Städte zu keinen Auswirkungen auf die technischen Indikatoren kommt. Die Variation von +/- 50% führt zu Veränderungen des Barwerts um +/- 10% gegenüber dem Ausgangswert. Die Variation der geografischen Nähe der Städte ist nur für die Wärmeseite relevant.

Lastverschiebung

Das Ergebnis der Lastverschiebung wird stark durch die Charakteristik der Abwärmeprofile beeinflusst. In der Ausgangssituation (Szenario 2.1.a) stammen 90% des Abwärmepotentials aus der Strukturkühlung (konstantes Profil, Niedertemperaturabwärme, siehe Kapitel 5.1.2) der Unternehmen und 10% aus instationärer Rauchgasabwärme. In der Sensitivitätsanalyse wird die Zusammensetzung nun in 20% Schritten variiert, so dass letztendlich 90% des Potentials aus der instationären Rauchgasabwärme und nur 10% aus Strukturkühlung stammen. Dazu werden die Kurven entsprechend skaliert, ohne das Gesamtpotential zu verändern. Die Auswirkungen auf die Indikatoren werden untersucht und sind in Abbildung 5-28 dargestellt. Mit steigendem Anteil instationärer Abwärme sinkt der Anteil der Abwärme aus der Strukturkühlung. Dadurch wird weniger Energie zum Betrieb der Wärmepumpen benötigt. Die Kostenersparnis durch den geringen Strombedarf und die kleinere Dimensionierung der Wärmepumpen überwiegt die Kosten für größere Wärmetauscher und führen somit zu einem ansteigenden Barwert. Mit zunehmendem Anteil an instationärer Abwärme nehmen der Leistungsautarkiegrad und die Einsparung an CO₂-Emissionen im Vergleich zur Ausgangssituation ab und der Flexibilitätsbedarf zu.

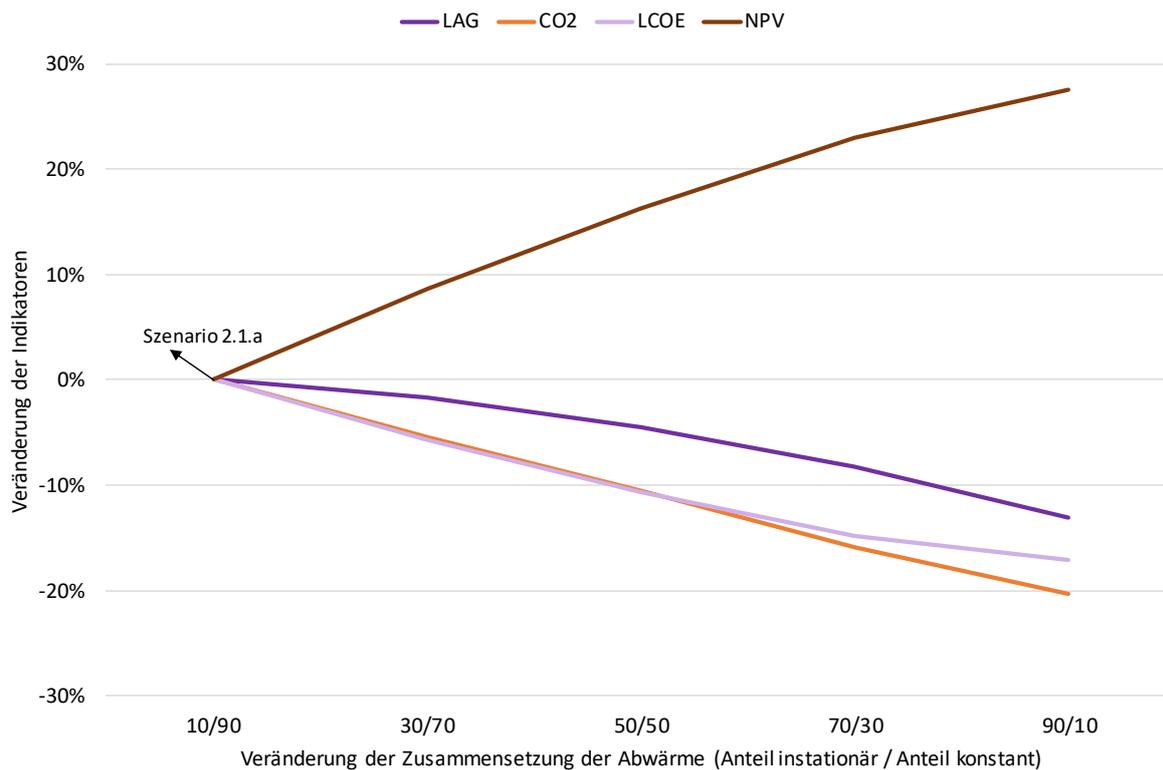


Abbildung 5-28: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variation der Abwärmезusammensetzung – Szenario 2.1.a

5.2.5 Kombination mit erneuerbarer Energie

Industrielle Energieabgabe und erneuerbare Energieträger sind regionale Energieträger, die einer Stadt zur Energieversorgung zur Verfügung stehen. Auf Grund dessen ist die Kombinierbarkeit von diesen Energiepotentialen von besonderem Interesse.

Zur Ermittlung der Kombinierbarkeit von industrieller und erneuerbarer Energie werden auf Basis von Szenario 0 und 1.1 zusätzlich erneuerbare Energieträger in den Energieverbund integriert und die Auswirkungen auf den Flexibilitätsbedarf bestimmt. Die Integration in Szenario 1.2 wird hier nicht betrachtet, da die ermittelten Flexibilitätsbedarfe für die Wärmeseite jenen aus der Integration in Szenario 1.1 entsprechen und die Flexibilitätsbedarfe für die Stromseite jenen aus der Integration in Szenario 0. Die Einbindung basiert auf den im Fallbeispiel vorhandenen Potentialen (siehe Tabelle 5-2).

Auf Grund des hohen städtischen Wärmebedarfs und des geringen Potentials an konventioneller thermische Energie in Form von Biomasse werden die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträger, die bisher fast ausschließlich zur Stromerzeugung betrachtet wurden, auch zur Wärmeerzeugung (P2H) genutzt. So werden nicht genutzte Wind-, Wasser- und Photovoltaikpotentiale zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt und Biomasse ausschließlich zur Wärmeversorgung. Die Wärmeerzeugung erfolgt hierbei direkt und nicht über Wärmepumpen. Somit kann für die Umwandlung vereinfacht ein Wirkungsgrad von 100% angenommen werden. Sofern das Potential den Energiebedarf übersteigt, wird nur so viel Angebot genutzt wie für die bilanzielle Versorgung benötigt wird.

Abbildung 5-29 stellt das Ergebnis der Fourier-Transformation von Sonnenenergie dar. Neben der Nutzung industrieller Dachflächen können auch Dachflächen von z. B. Wohnhäusern für PV-Anlagen verwendet werden. Der Gleichanteil stellt die mittlere Leistung über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr dar. Damit lässt sich ein Potential von etwa $1.408 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} = 12 \text{ GWh}$ ermitteln (siehe Tabelle 5-2). Die Cosinusschwingung der 1a-Periodendauer weist eine Phasenverschiebung von -169° auf. Damit wird der saisonale Verlauf der Photovoltaikeinspeisung dargestellt. Der Peak befindet sich im Sommer und ein Erzeugungstief liegt im Winter vor. Besonders stark ausgeprägt sind auch die 24h- bzw. die 12h-Komponente, die den Tagesverlauf abbilden. Somit liegt das Minimum in den Nachtstunden vor. Die Charakteristik des Erzeugungsprofils deckt sich mit dem Ergebnis der DFT des Angebotsprofils der industriellen PV (siehe Abbildung 5-15), da für die solare Einstrahlung dieselben geografischen Rahmenbedingungen vorliegen. Ein Unterschied ist in den Beträgen der Spektralanteile auf Grund der unterschiedlichen Potentialhöhe ersichtlich.

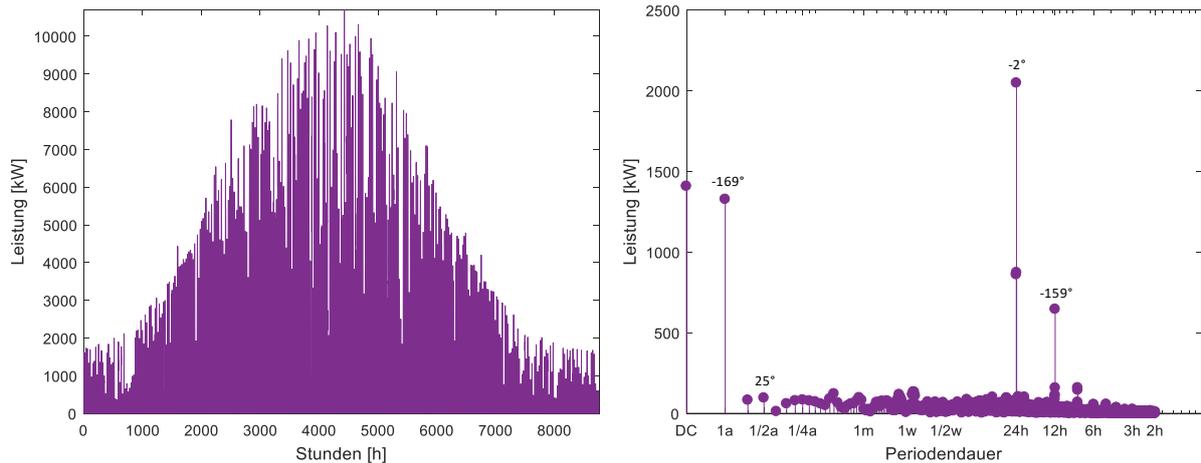


Abbildung 5-29: Erzeugungsspektrum der Photovoltaik und Darstellung der Fourier-Transformation

Für die thermische Nutzung von Biomasse wird ein konstantes Erzeugungsspektrum angesetzt, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, weswegen die Spektralanalyse keine charakteristischen Werte aufweist.

Abbildung 5-30 zeigt das Ergebnis der Fourier-Transformation von Windenergie und spiegelt ein höchst fluktuierendes Angebot wider. Über den Gleichanteil von 4.923 kW lässt sich ein Windpotential von 43 GWh errechnen (siehe Tabelle 5-2). Dieser stellt dabei die mittlere Leistung über ein Jahr dar. Das stark fluktuierende Angebotsprofil zeigt sich auch im Ergebnis der Fourier-Transformation durch viele ausgeprägte Spektralanteile, die keine Beschreibung einer Angebotscharakteristik zulassen.

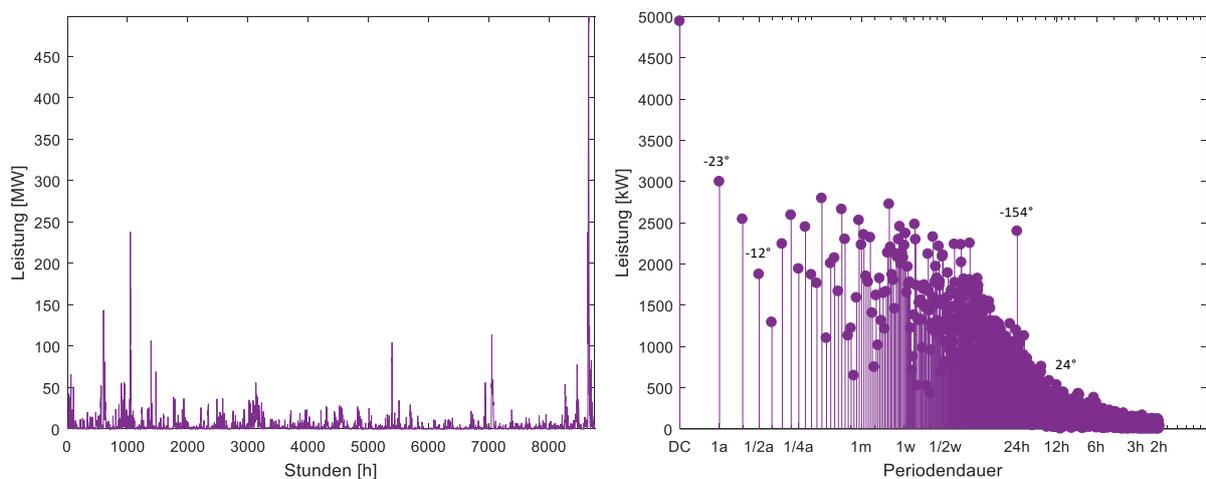


Abbildung 5-30: Erzeugungsspektrum der Windenergie und Darstellung der Fourier-Transformation

In Abbildung 5-31 ist das Spektrum der Laufwasserkrafterzeugung dargestellt. Das Profil repräsentiert die nival²-glaziale³ Abflusscharakteristik [119]. Der Gleichanteil in Höhe von 1.724 kW spiegelt das Potential an Wasserkraft (15 GWh) wider. Neben dem Gleichanteil ist die Amplitude der Periodendauer 1a deutlich stärker ausgeprägt. Diese zeigt mit einer Phasenverschiebung von -171° , dass der Peak im Sommer liegt. Die Halbjahresschwingung überlagert diese und bewirkt mit einem Winkel von -105° eine Verschiebung des Maximums Richtung Frühjahr. Eine ausgeprägte Charakteristik des Tagesverlaufs ist nicht erkennbar.

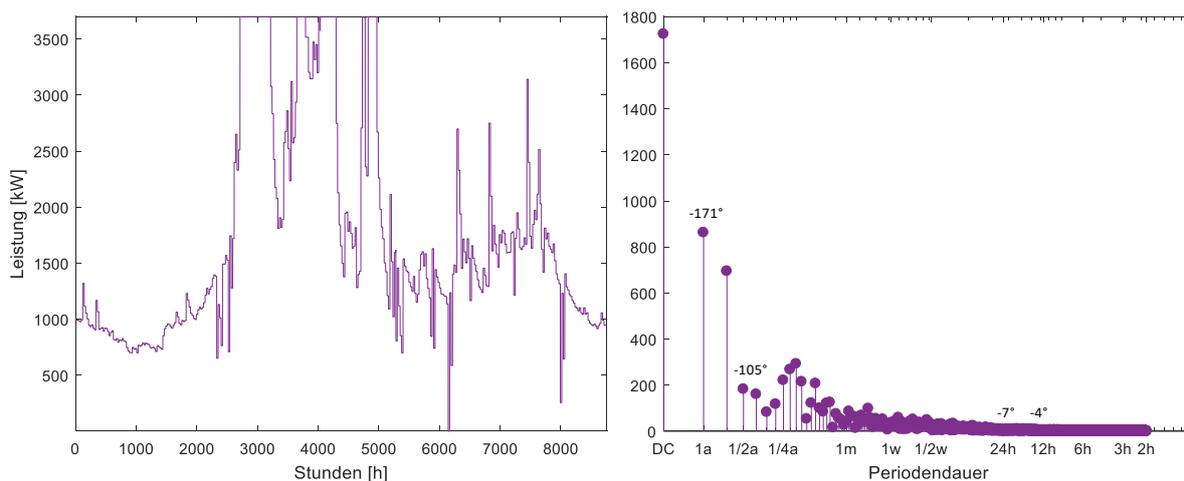


Abbildung 5-31: Erzeugungprofil der Wasserkraft und Darstellung der Fourier-Transformation

5.2.5.1 Integration von erneuerbarer Energie in das Referenzszenario (Szenario 0)

Das Referenzszenario repräsentiert die Ausgangslage der Stadt. Die Integration von erneuerbarer Energie ermöglicht somit eine Aussage darüber, wie sich diese auf das Energiesystem auswirkt und bildet die Basis für den Vergleich mit der Kombination von industrieller Energie. Der Flexibilitätsbedarf wird mit Hilfe der DFT ermittelt (siehe 4.2.1). Hierbei wird einerseits der überschüssige Anteil (= negative Residualkurve) in den Abbildungen links und das Ergebnis der DFT in den Abbildungen rechts dargestellt.

² Das nivale Abflussregime ist durch die Abschmelzvorgänge von Schnee charakterisiert und weist einen extremen Hochwasserabfluss im Frühjahr auf. [119]

³ Das glaziale Abflussregime ist, ähnliche wie das nivale Abflussregime, durch Abschmelzvorgänge von Schnee charakterisiert. Aus dem Regime ist nicht mehr zu erkennen, wann Niederschlag gefallen ist. Das Abflussregime ist durch eine extreme Niedrigwasserperiode im Winter und eine extreme Hochwasserperiode in den Sommermonaten gekennzeichnet. [119].

Wärme

In Abbildung 5-32 links ist der überschüssige Teil der aus PV-Strom erzeugten thermischen Energie für das Szenario 0 dargestellt. Wie in Abbildung 5-29 ersichtlich weist die solare Einstrahlung ihren Peak im Sommer auf. Im Gegensatz dazu ist der Wärmebedarf der Stadt im Sommer am geringsten, wodurch nicht der gesamte durch PV-Anlagen erzeugte Strom in das Wärmesystem integriert werden kann. Hier wird ein Leistungsautarkiegrad von 11% erreicht. Das Ergebnis der DFT Analyse ist in Abbildung 5-32 rechts dargestellt. Anhand des Gleichanteils (DC) lässt sich die Gesamtmenge an ungenutztem PV-Strom ermitteln ($340 \text{ kWh} * 8760 \text{ h} = 3 \text{ GWh}$). Somit kann ein Viertel des Angebots ohne die Integration von weiteren Flexibilitätsoptionen nicht genutzt werden ($EG = 75\%$). Anhand der Spektralanteile lässt sich ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 1,6 GWh und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 1,3 GWh ermitteln.

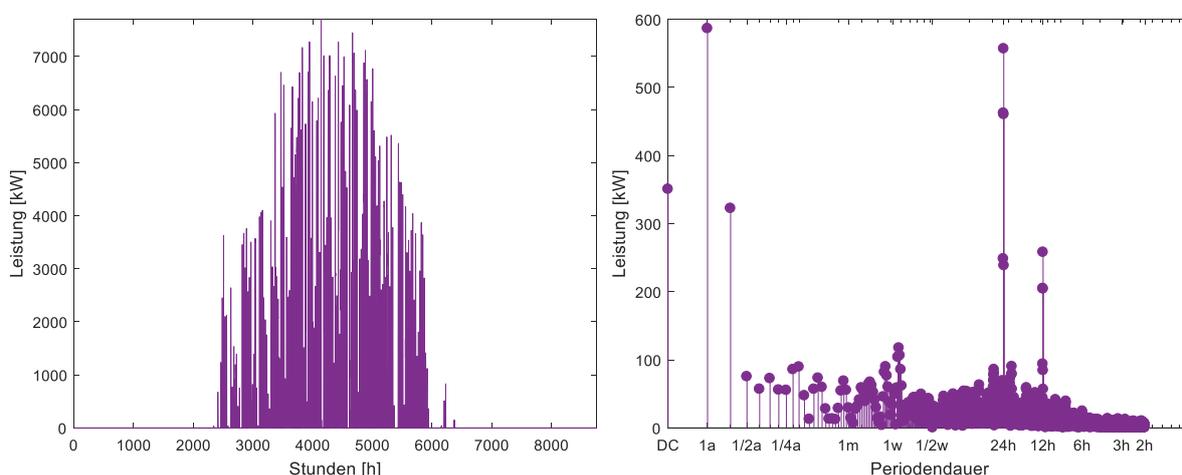


Abbildung 5-32: Überschuss an PV-Strom nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0

Das Biomassepotential kann in Szenario 0 vollständig in das System integriert und zur Wärmeversorgung verwendet werden. Auf Grund des geringen Potentials kommt es weder im Winter noch in Schwachlastzeiten zu Überschüssen. Dementsprechend ergibt sich hier keinen Flexibilitätsbedarf. Dadurch ergibt sich ein Eigennutzungsgrad von 100%.

In Szenario 0 wird das Potential an Windenergie über P2H zur Wärmeversorgung der Stadt verwendet. Das Angebot ist kleiner als der Wärmebedarf der Stadt (vgl. Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2). Jedoch kommt es durch die Angebotsspitzen der Windenergie zu kurzzeitigen Überschüssen über das ganze Jahr verteilt (siehe Abbildung 5-33 links), was sich in einem Eigennutzungsgrad von 51% widerspiegelt. Das Ergebnis der DFT ist in Abbildung 5-33 rechts

dargestellt. Über den Gleichanteil (DC) lässt sich die Gesamtmenge an ungenutzter Windenergie ermitteln. Mit einem Überschuss von 21 GWh kann beinahe die Hälfte des vorhandenen Potentials nicht zur Wärmeversorgung herangezogen werden. Der langfristige Flexibilitätsbedarf wird anhand der Jahresschwingung ermittelt und beträgt 3,6 GWh. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 620,5 MWh groß.

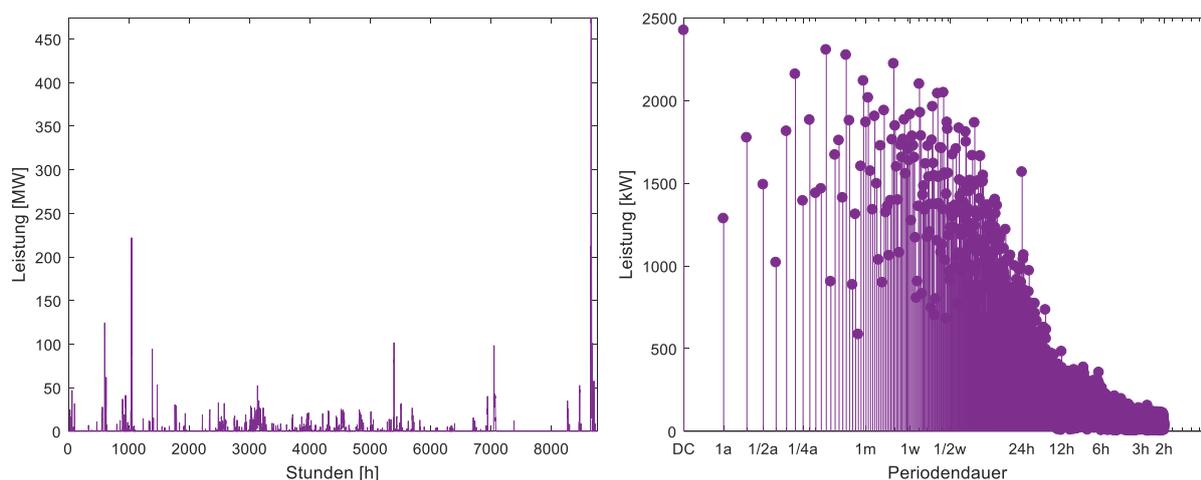


Abbildung 5-33: Überschuss an Windenergie nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0.

In Szenario 0 kommt es zu Überschüssen an Wasserkraft, bedingt durch den geringen Wärmebedarf vor allem in den Sommermonaten (siehe Abbildung 5-34 links). Somit kann auch hier nicht das gesamte zur Verfügung stehende Potential genutzt werden. Insgesamt bleibt ein Potential von 902 MWh ungenutzt (EG = 94%, siehe Abbildung 5-34 rechts). Der langfristige Flexibilitätsbedarf wird anhand der Amplitude der 1a-Periodendauer ermittelt (538 MWh). Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 69,7 MWh groß.

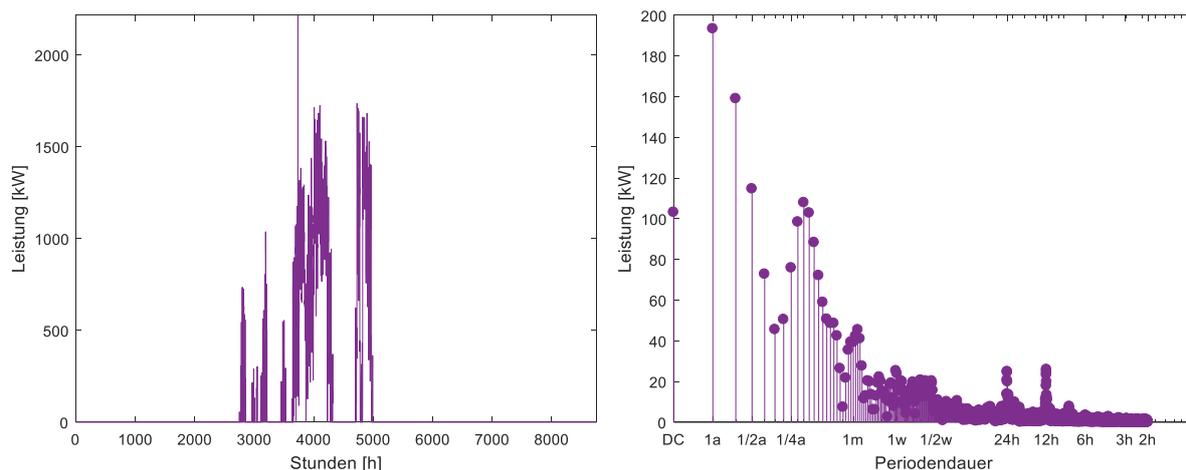


Abbildung 5-34: Überschuss an Wasserkraft nach der Wärmeversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0

In Tabelle 5-28 sind die ermittelten Flexibilitätsbedarfe und die technischen Indikatoren für Szenario 0 und die Kombination mit erneuerbaren Energieträgern für die Wärmeseite aufgelistet.

Tabelle 5-28: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 0 mit erneuerbaren Energieträgern - Wärme

Szenario 0 – erneuerbare Energie – Wärme					
	PV	Biomasse	Wind	Wasser	
EAG	14	4	50	17	[%]
LAG	11	4	26	16	[%]
EG	75	100	51	94	[%]
FB_l	1.600	0	3.600	538	[MWh]
FB_k	1.300	0	620,5	69,7	[MWh]

Strom

Die aktuelle Stromversorgung der Stadt weist bereits Überschüsse im Sommer auf (siehe Abbildung 5-3). Eine zusätzliche Integration von PV-Strom erhöht auf Grund des Peaks der Sonneneinstrahlung in den Sommermonaten die bestehenden Überschüsse im Zeitraum von Frühjahr bis Herbst. Somit kann mehr als die Hälfte des zur Verfügung stehenden Potentials nicht zur Stromversorgung genutzt werden (EG = 43%). Ein zusätzliches Stromangebot ist nicht

ohne weitere Flexibilitätsoptionen integrierbar (siehe Abbildung 5-35 links). Das Ergebnis der DFT Analyse ist in Abbildung 5-35 rechts dargestellt. Anhand des Gleichanteils (DC) lässt sich die Gesamtmenge an ungenutztem Potential an PV-Strom ermitteln ($800 \text{ kW} * 8760 = 7 \text{ GWh}$) und entspricht mehr als der Hälfte des zur Verfügung stehenden Potentials. Für die Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs wird der Spektralanteil der Jahresschwingung herangezogen und beträgt 3,3 GWh. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 2,0 GWh groß.

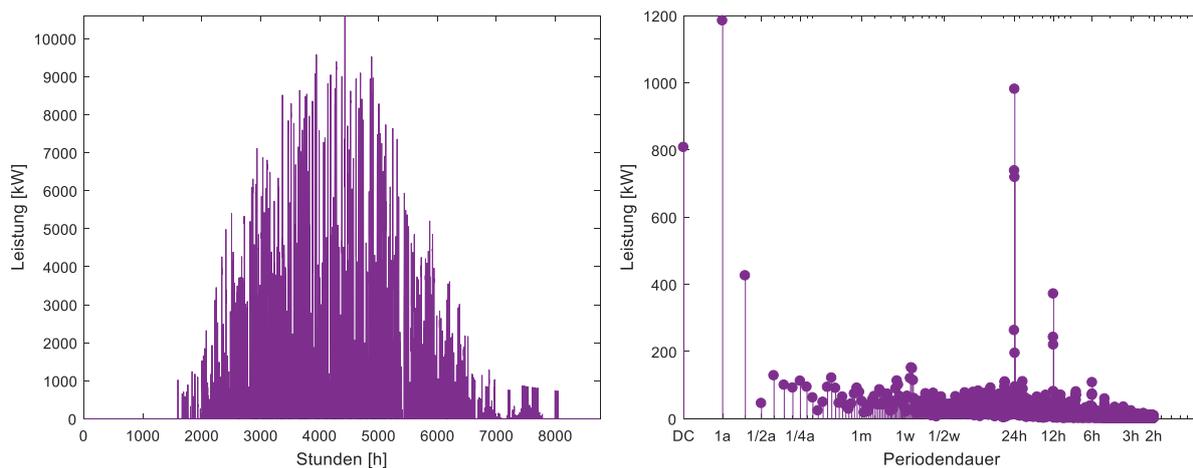


Abbildung 5-35: Überschuss an Sonnenenergie nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0

Das Windpotential übersteigt den Strombedarf der Stadt, sodass nur rund 45% des Windangebots genutzt werden müssen, um den Bedarf der Stadt bilanziell abzudecken. Obwohl nur dieser Anteil an Windenergie in das Szenario 0 integriert wird, kann etwa 65% davon nicht genutzt werden ($EG = 34\%$). Das Angebotsprofil ist durch extreme Spitzen gekennzeichnet, wodurch es das ganze Jahr über zu kurzzeitigen Überschüssen kommt (siehe Abbildung 5-36 links). Der Gleichanteil ermöglicht die Ermittlung des überschüssigen Potentials (12,9 GWh). Der langfristige und kurzzeitige Flexibilitätsbedarf beträgt 2,3 GWh und 231,4 MWh.

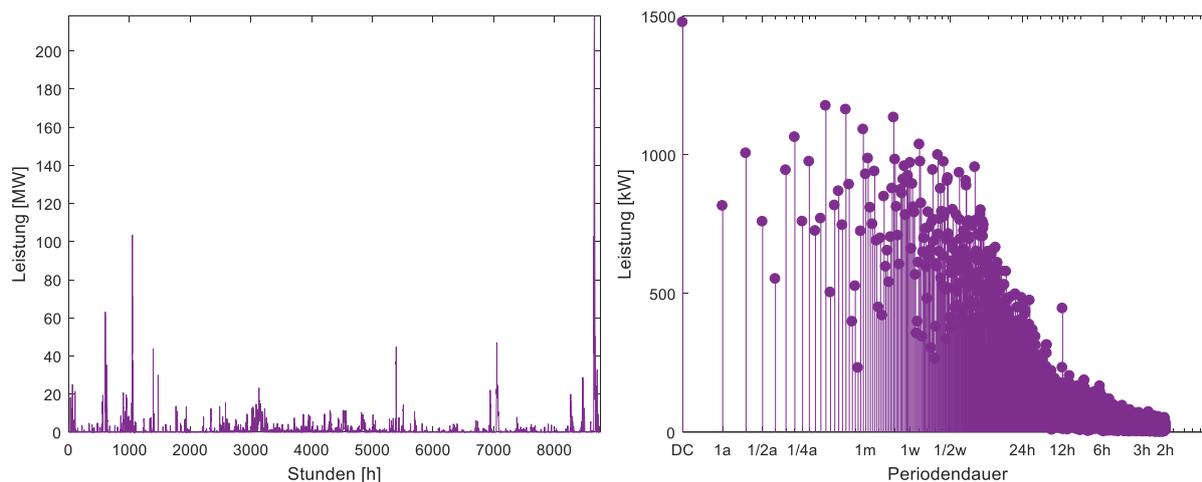


Abbildung 5-36: Überschuss an Windenergie nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0

Der Einsatz der Wasserkraft zur Stromversorgung der Stadt ermöglicht eine bilanzielle Bedarfsdeckung von mehr als 75%. Auf Grund der fehlenden zeitlichen Übereinstimmung kann jedoch nur rund 55% davon tatsächlich genutzt werden. Zu großen Überschüssen an Wasserkraft kommt es vor allem im Sommer gefolgt vom Herbst. Insgesamt bleibt ein Potential von 6,7 GWh ungenutzt (siehe Gleichanteil Abbildung 5-37 rechts). Der langfristige Flexibilitätsbedarf wird anhand der Amplitude der 1a-Periodendauer ermittelt (3,4 GWh). Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 547,5 MWh groß.

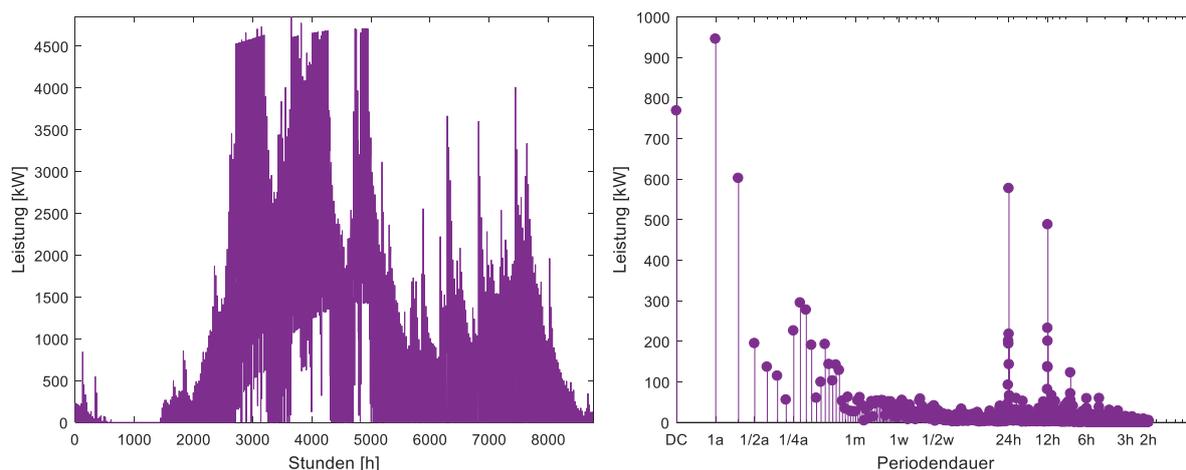


Abbildung 5-37: Überschuss an Wasserkraft nach der Stromversorgung der Stadt (links) und Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) – Szenario 0

In Tabelle 5-29 sind die ermittelten Flexibilitätsbedarfe und technischen Indikatoren für Szenario 0 und die Kombination mit erneuerbaren Energieträgern für die Stromseite aufgelistet.

Tabelle 5-29: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 0 mit erneuerbaren Energieträgern - Strom

Szenario 0 – erneuerbare Energie – Strom				
	PV	Wind	Wasser	
EAG	63	100	77	[%]
LAG	27	34	43	[%]
EG	43	34	55	[%]
FB_l	3.300	2.300	3.400	[MWh]
FB_k	2.000	231,4	547,5	[MWh]

5.2.5.2 Integration von erneuerbarer Energie in das Szenario 1

Die Integration von erneuerbaren Energieträgern in den Energieverbund Industrie-Stadt ermöglicht den Vergleich mit dem Referenzszenario (Szenario 0) und lässt Schlussfolgerungen zur Kombinierbarkeit von industrieller und erneuerbarer Energie durch Vergleich der ermittelten Flexibilitätsbedarfe zu. Eine detaillierte als auch grafische Darstellung erfolgt nur für die Szenarien 1.1.a (ganzjähriger Wärmepumpeneinsatz) und 1.1.b (kein Wärmepumpeneinsatz). Das Szenario 1.1.c (Wärmepumpeneinsatz im Winter) ergibt Flexibilitätsbedarfe, die zwischen jenen der beiden anderen Subszzenarien liegen. Die methodische Vorgehensweise entspricht jener der anderen Subszzenarien. In der Zusammenfassung (siehe Kapitel 5.3) sind die ermittelten Flexibilitätsbedarfe aller Subszzenarien dargestellt.

Wärme

Industrielle Abwärme weist im Gegensatz zu PV-Strom geringe saisonale Schwankungen auf (siehe Abbildung 5-10). Der kombinierte Einsatz beider Energieträger zur Wärmeversorgung der Stadt in Szenario 1.1.a führt zu einer negativen Residuallast, die die Charakteristiken beider Energieträger vereint (siehe Abbildung 5-38 links). Somit ist die saisonale Abhängigkeit des PV-Stroms durch die ausgeprägte Jahreskomponente (1a) ersichtlich. Industrielle

Abwärme ist konstant vorhanden und nur von den Produktionszeiten der Unternehmen abhängig, wodurch es zu einer etwas stärker ausgeprägten wöchentlichen Komponente (1w) kommt. Die 24 Stunden Komponente (24h) wird sowohl vom PV-Strom als auch der industriellen Abwärme beeinflusst. In dem betrachteten Szenario 1.1.a führt der ganzjährige Wärmepumpeneinsatz zur Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme bereits zu einem Überangebot an thermischer Energie im Sommer, welches durch den Einsatz von PV-Strom zur Wärmebereitstellung noch verstärkt wird. Der Eigennutzungsgrad beträgt 67% im Vergleich zu 75% aus Szenario 0 mit der Integration von PV Strom zu Wärmeversorgung. Der langfristige Flexibilitätsbedarf wird anhand der Amplitude der 1a-Periodendauer ermittelt und beträgt für die Kombination industrielle Abwärme und PV 8,9 GWh. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird anhand des 24h-Frequenzanteils bestimmt und ist 693,5 MWh groß. Der geringe Eigennutzungsgrad spiegelt sich auch in dem höheren langfristigen Flexibilitätsbedarf wider (1,6 GWh in Szenario 0-PV), jedoch einem geringeren kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf (1,3 GWh in Szenario 0-PV).

Für die thermische Nutzung der Biomasse wurde ein konstantes Profil zu Grunde gelegt, weshalb das Angebotsprofil der Biomasse keine charakteristischen Werte aufweist. Die Kombination mit industrieller Abwärme zur Wärmeversorgung der Stadt führt in Szenario 1.1.a zu einer negativen Residuallast, die sich in ihrer Charakteristik nicht von jener unterscheidet, die sich ergibt, wenn ausschließlich industrielle Abwärme zur Wärmeversorgung genutzt wird (siehe Abbildung 5-38 rechts, vgl. Abbildung 5-11). Anhand der 1a-Komponente und der 24h-Komponente wird ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 5,7 GWh und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 3,1 GWh bestimmt. Die Flexibilitätsbedarfe sind deutlich höher als in Szenario 0-Biomasse (0 kWh).

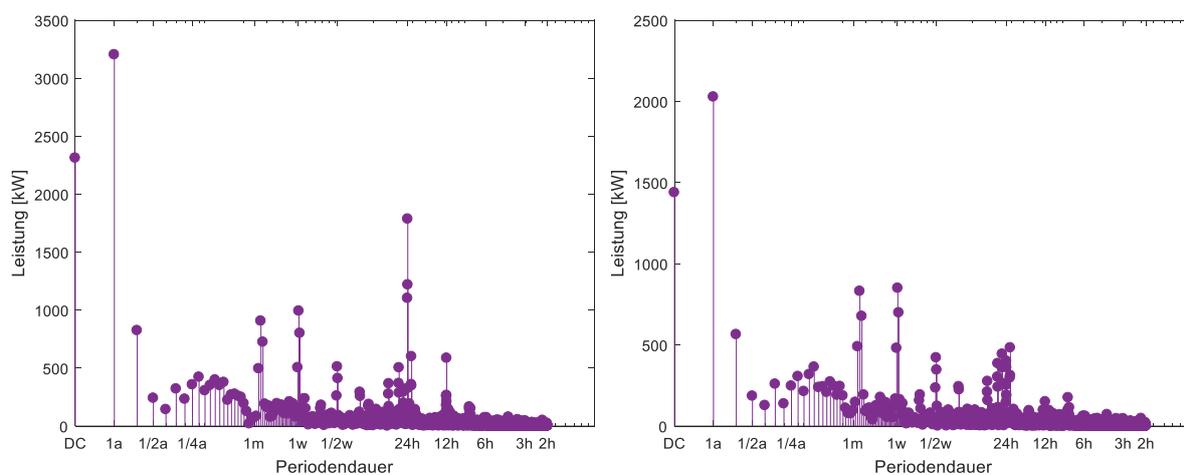


Abbildung 5-38: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und PV (links) und industrielle Abwärme und Biomasse (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.a

Industrielle Abwärme weist, wie bereits erwähnt, keine saisonalen Abhängigkeiten auf und führt bei Integration in das Wärmesystem durch eine verringerte Wärmeabnahme im Sommer zu Überschüssen. Das Windprofil ist stark fluktuierend und zeichnet sich durch hohe Spitzen vor allem im Winter aus. Durch die Kombination beider Energieträger kommt es zu einer gleichmäßigeren zeitlichen Verteilung der Überschüsse, das sich in einer reduzierten Jahreskomponente der DFT der negativen Wärmeresiduallast äußert (siehe Abbildung 5-39 links, vgl. Abbildung 5-11 und Abbildung 5-36). Die weiteren Spektralanteile sind beim Windprofil stärker ausgeprägt und dominieren somit auch das Residuallastprofil. Windenergie und industrielle Abwärme führen in Szenario 1.1.a zu einem Eigennutzungsgrad von 58%, einem langfristigen Flexibilitätsbedarf von 4,0 GWh (Szenario 0-Wind: 3,6 GWh) und einem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 1,3 GWh (Szenario 0-Wind: 620,5 MWh).

Wie in Abbildung 5-39 rechts durch eine stark ausgeprägte Jahreskomponente ersichtlich, weist die kombinierte Wärmeversorgung der Stadt mit Wasserkraft und industrieller Abwärme eine große Abhängigkeit von jahreszeitlichen Einflüssen auf. Der Erzeugungsspeak der Wasserkraft liegt im Frühjahr/Sommer, wodurch es bei einer geringeren Wärmeabnahme der Stadt zu Überschüssen kommt. Dennoch kann ein Großteil der Energie integriert werden (EG = 70%). Die Charakteristik der Spektralanteile wird durch die industrielle Abwärme dominiert, da der Anteil an zu integrierender Abwärme höher ist als jener von Wasserkraft. Anhand der Fourier-Transformation kann der Flexibilitätsbedarf für die Kombination aus industrieller Abwärme und Wasserkraft bestimmt werden. Hier wird für Szenario 1.1.a ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 8,8 GWh (Szenario 0-Wasser: 538 MWh) und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 657 MWh (Szenario 0-Wasser: 69,7 MWh) ermittelt.

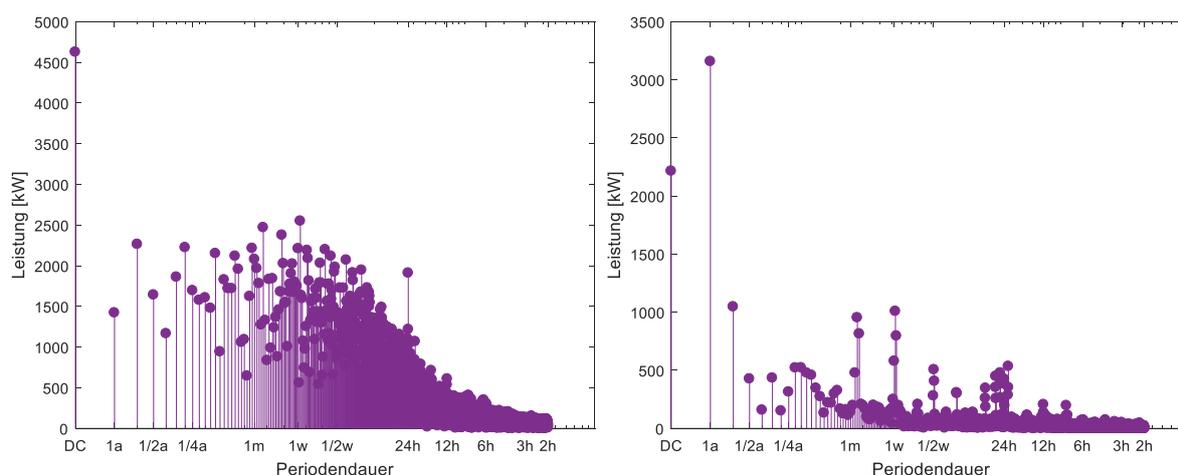


Abbildung 5-39: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und Wind (links) und industrielle Abwärme und Wasserkraft (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.a

Die Kombination von PV-Strom und industrieller Abwärme zur Wärmeversorgung führt in Szenario 1.1.b auf Grund des verringerten Abwärmepotentials zu geringeren Überschüssen (EG = 77%) als in Szenario 1.1.a (EG = 67%). Dadurch kommt die Charakteristik des PV-Stroms stärker zu tragen und die saisonale Abhängigkeit spiegelt sich verstärkt im Spektrum wider. Das Überangebot herrscht während der Sommermonate vor. Die negative Wärmeresiduallast weist nach der Integration von PV-Strom und industrieller Abwärme in Szenario 1.1.b (siehe Abbildung 5-40 links) sowohl eine große Jahres- als auch Tageskomponente auf, wodurch sich ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 2,1 GWh und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 1,6 GWh ergibt. Der reduzierte Überschuss äußert sich in einem geringeren langfristigen Flexibilitätsbedarf im Vergleich zu Szenario 1.1.a-PV (8,9 GWh), jedoch einem größeren kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf (693,5 MWh).

Die Kombination von industrieller Abwärme und Biomasse führt in Szenario 1.1.b auf Grund des konstant gewähltem Angebotsprofils zu vernachlässigbaren Bedarfen an Flexibilität (langfristig: 8,0 MWh, kurzzeitig: 2,2 MWh). Zu Überschüssen kommt es in den Übergangsmonaten als auch im Sommer. Die Integration von Biomasse in den Energieverbund Industrie-Stadt führt zu einem Flexibilitätsbedarfsspektrum, das durch viele ausgeprägte Komponenten gekennzeichnet ist, wodurch keine Charakteristik erkennbar ist (siehe Abbildung 5-40 rechts). Durch das reduzierte Angebot an industrieller Abwärme sind die Flexibilitätsbedarfe geringer als in Szenario 1.1.a-Biomasse (5,7 GWh und 3,1 GWh).

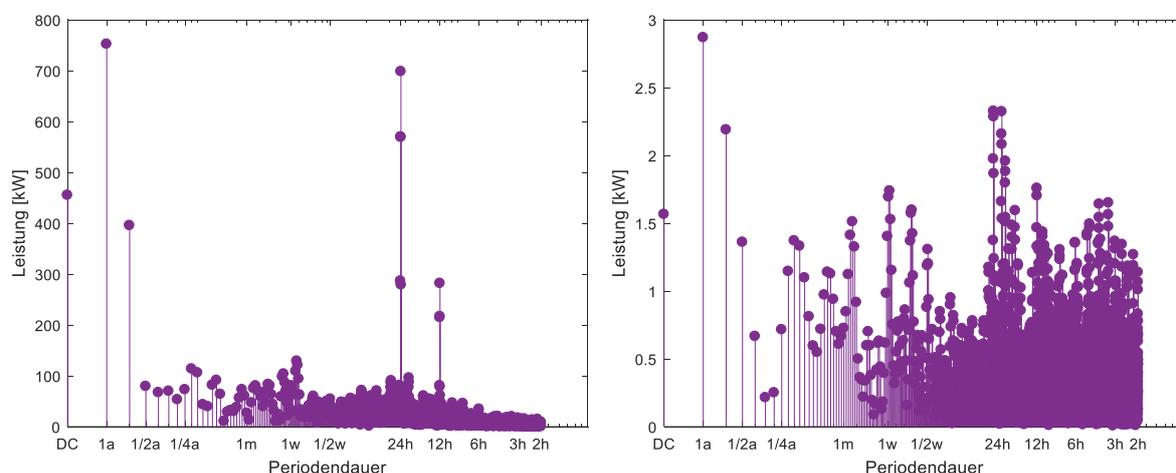


Abbildung 5-40: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und PV (links) und industrielle Abwärme und Biomasse (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.b

In Szenario 1.1.b. führt die Kombination aus Windenergie und industrieller Abwärme zu einer Charakteristik des Flexibilitätsbedarfsspektrums, das jenem aus Szenario 1.1.a ähnelt, sich aber in der Höhe der Amplituden unterscheidet (siehe Abbildung 5-41 links, vgl. Abbildung

5-39). Der Einsatz von Windenergie führt durch die extrem fluktuierende Stromerzeugung zu kurzzeitigen Überschüssen über das ganze Jahr verteilt. Anhand der Fourier-Transformation wird der Flexibilitätsbedarf für die Kombination aus industrieller Abwärme und Windenergie bestimmt. Diese führt zu einem langfristigen Flexibilitätsbedarf von 3,4 GWh und einem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 693,5 MWh und sind somit geringer als jene aus Szenario 1.1.a-Wind (4 GWh bzw. 1,3 GWh).

In Szenario 1.1.b führt die Kombination mit Wasserkraft zu einer Reduktion der Überschüsse im Vergleich zu Szenario 1.1.a. Die Nutzung der Wasserkraft führt sowohl in den Sommermonaten als auch in den Übergangsmonaten zu Überschüssen. Die Charakteristik des Flexibilitätsbedarfsspektrums (siehe Abbildung 5-41 rechts) nähert sich jener aus Szenario 0 an (siehe Abbildung 5-34) und weist eine stärkere Ausprägung der saisonalen Komponenten (1/2a und 1/4a) auf. Die Kombination mit Wasserkraft führt zu einem langfristigen Flexibilitätsbedarf von 1,0 GWh und einem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 22,9 MWh.

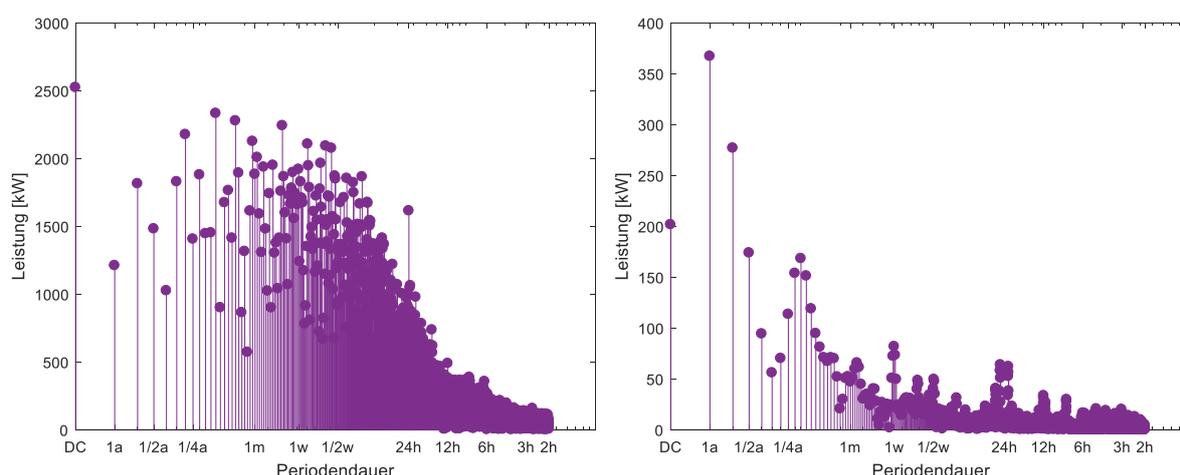


Abbildung 5-41: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrielle Abwärme und Wind (links) und industrielle Abwärme und Wasserkraft (rechts) anhand der negativen Wärmeresiduallast – Szenario 1.1.b

In Tabelle 5-30 sind die ermittelten Flexibilitätsbedarfe für Szenario 1.1.a und 1.1.b in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern für die Wärmeseite aufgelistet.

Durch das größere Angebot kommt es in Szenario 1.1.a zu höheren Energieautarkiegraden sowie Leistungsautarkiegraden als in Szenario 1.1.b. Dies führt jedoch auch zu höheren Überschüssen und entsprechend geringen Eigennutzungsgraden bzw. höheren Flexibilitätsbedarfen.

Tabelle 5-30: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 1.1.a und 1.1.b mit erneuerbaren Energieträgern - Wärme

Szenario 1.1. – erneuerbare Energie – Wärme						
		PV	Biomasse	Wind	Wasser	
a	EAG	72	61	100	75	[%]
	LAG	48	47	58	52	[%]
	EG	67	76	58	70	[%]
	FB_l	8.900	5.700	4.000	8.800	[MWh]
	FB_k	693,5	3.100	1.300	657	[MWh]
b	EAG	20	10	55	23	[%]
	LAG	15	10	30	21	[%]
	EG	77	100	54	91	[%]
	FB_l	2.100	8	3.400	1.000	[MWh]
	FB_k	1.600	2,2	693,5	22,9	[MWh]

Strom

In Szenario 1.1.a verursacht die ganzjährige Nutzung von industrieller Niedertemperaturabwärme durch den Einsatz von Wärmepumpen einen höheren städtischen Strombedarf. Die zusätzliche Integration von PV-Potentialen in den Energieverbund Industrie-Stadt zur Abdeckung des Strombedarfs erhöht die bestehenden Überschüsse (EG = 51%) in den Sommermonaten. Auf Grund der örtlichen Nähe weisen beide Angebotsprofile dieselbe Charakteristik auf, wodurch es zu einer Verstärkung der dominierenden Spektralanteile kommt. Die Saisonalität des Überangebots ist durch eine ausgeprägte Amplitude der 1a-Periodendauer repräsentiert. Außerdem ist der Tagesverlauf stark ausgeprägt (siehe Abbildung 5-42 links). Anhand der Fourier-Transformation wird der Flexibilitätsbedarf für die Kombination aus industriellem PV-Strom und erneuerbarer Energie bestimmt. Die Konstellation mit PV-Anlagen auf privaten und öffentlichen Häusern führt zu einem langfristigen Flexibilitätsbedarf von 4,8 GWh (Szenario 0-PV: 3,3 GWh) und einem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 3,5 GWh (Szenario 0-PV: 2 GWh).

Die Integration von Windenergiepotentialen in den Energieverbund Industrie-Stadt sorgt in Szenario 1.1.b ebenfalls für ein Überangebot (EG = 45%), jedoch treten die Überschüsse über das ganze Jahr verteilt und kurzzeitig auf. Die extremen Leistungsspitzen der Windenergie gleichen die hohe jahreszeitliche Abhängigkeit des industriellen PV-Stroms aus, wodurch es zu einer reduzierten 1a-Komponente im Flexibilitätsbedarfsspektrum kommt (siehe Abbildung

5-42 rechts). Dieses weist bezüglich der Charakteristik eine stärkere Ähnlichkeit mit dem Flexibilitätsbedarfsspektrum von Wind als von PV-Strom auf (siehe Abbildung 5-29 und Abbildung 5-30). Hier wurde ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 1,7 GWh (Szenario 0-Wind: 2,3 GWh) und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 1,4 GWh (Szenario 0-Wind: 231,4 MWh) ermittelt.

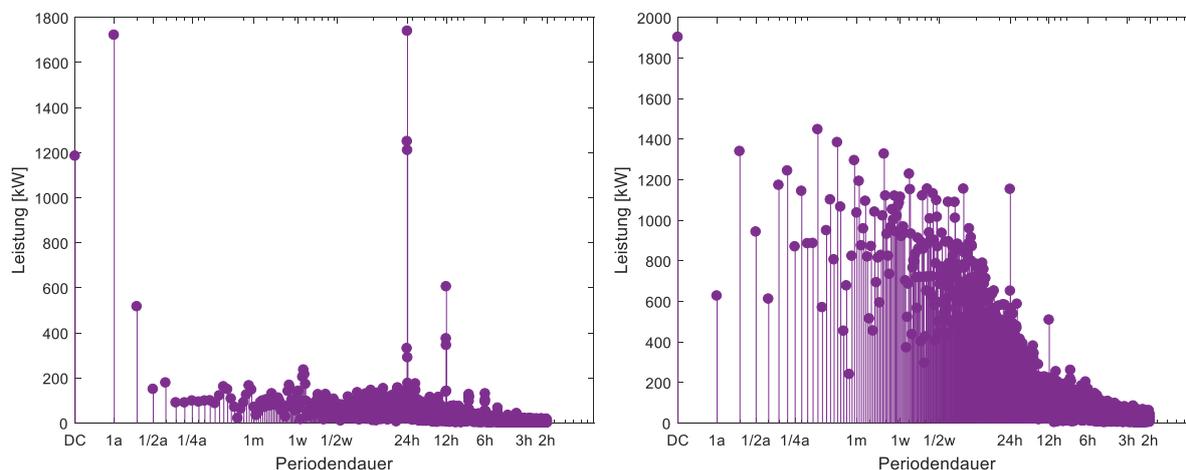


Abbildung 5-42: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und PV (links) und industrieller PV-Strom und Wind (rechts) anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.a

Die Integration von Wasserkraftpotentialen in den Energieverbund Industrie-Stadt verursacht Überschüsse (EG = 68%). Diese treten in Szenario 1.1.a von Sommer bis Herbst auf. Die saisonale Abhängigkeit von Wasserkraft und Solarenergie spiegelt sich auch in der ausgeprägten Jahresamplitude wider (siehe Abbildung 5-43). Der Bezug zum Tag-Nacht-Rhythmus wird durch die Nutzung des PV-Stroms in das System eingebracht und ist in einer erhöhten 24h-Amplitude erkennbar. Dadurch ergibt sich ein langfristiger Flexibilitätsbedarf von 3,7 GWh (Szenario 0-Wasser: 3,4 GWh) und ein kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf von 1,3 GWh (Szenario 0-Wasser: 547,5 GWh).

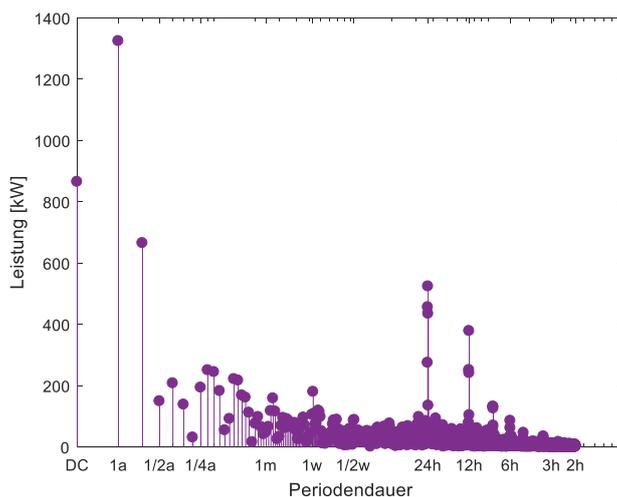


Abbildung 5-43: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und Wasserkraft anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.a

In Szenario 1.1.b werden keine Wärmepumpen zur Nutzung industrieller Niedertemperaturabwärme verwendet, weshalb der städtische Strombedarf nicht erhöht wird. Durch die fehlende Stromabnahme seitens der Wärmepumpen kommt es durch die Integration von industriellem PV-Strom zu hohen Überschüssen von Frühjahr bis Herbst. Der Einsatz von PV-Anlagen auf privaten Dachflächen verstärkt diesen Effekt. Das Flexibilitätsspektrum ist, wie bei der Integration von PV-Strom zu erwarten, durch eine hohe Saisonalität und eine dominante 24h-Komponente geprägt (siehe Abbildung 5-44 links). Die Kombination von PV auf gewerblichen und privaten Dachflächen verstärkt die Charakteristik der PV-Stromerzeugung und führt zu einem langfristigen Flexibilitätsbedarf von 6,2 GWh und einem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 4,1 GWh. Durch den reduzierten städtischen Strombedarf kommt es zu höheren Flexibilitätsbedarfen als in Szenario 1.1.a (4,8 GWh bzw. 3,5 GWh).

Das Windpotential übersteigt den städtischen Strombedarf in Szenario 1.1.b, weshalb nur ein Teil des Potentials genutzt werden muss, um eine bilanzielle Deckung zu erreichen. Durch das fluktuierende Windangebot und hohe Leistungsspitzen kommt es stellenweise zu starken kurzzeitigen Überschüssen (siehe Abbildung 5-44 rechts). Der Einsatz von Windenergie fordert einen geringeren langfristigen Flexibilitätsbedarf von 1,4 GWh statt 1,7 GWh in Szenario 1.1.a, jedoch einen höheren kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf 1,6 GWh (Szenario 1.1.a-Wind: 1,4 GWh).

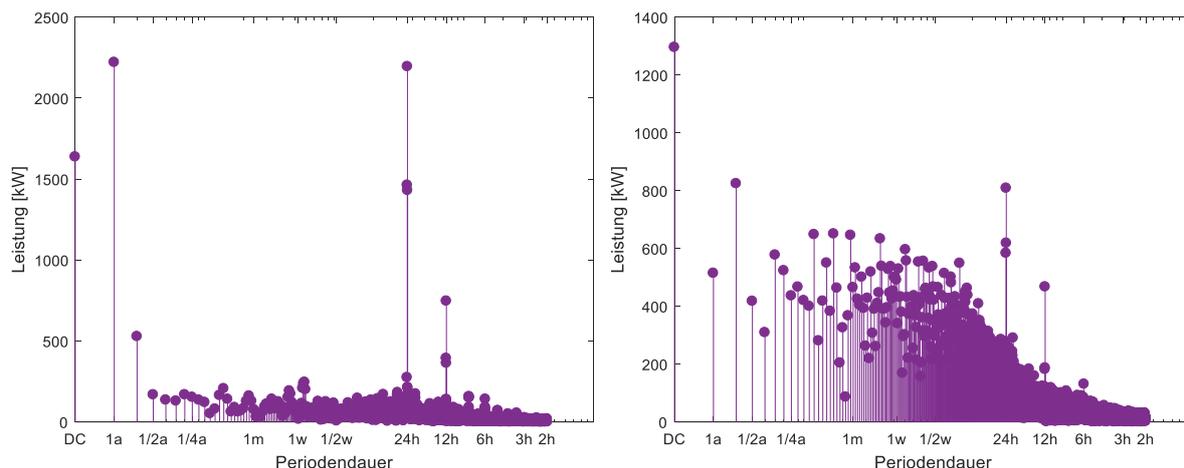


Abbildung 5-44: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und PV (links) und industrieller PV-Strom und Wind (rechts) anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.b

Der Einsatz von Wasserkraft führt in Szenario 1.1.b zu Überschüssen von Sommer bis Herbst, wie in Abbildung 5-45 ersichtlich. Das Flexibilitätsbedarfsprofil ähnelt in seiner Charakteristik jenem aus Szenario 1.1.a. Ein Unterschied ist in der Höhe der Amplituden erkennbar. Die Integration von Wasserkraft in den Energieverbund Industrie-Stadt verursacht einen langfristigen Flexibilitätsbedarf von 5,4 GWh (Szenario 1.1.a-Wasser: 3,7 GWh) und einen kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf von 1,5 MWh (Szenario 1.1.a-Wasser: 1,3 GWh).

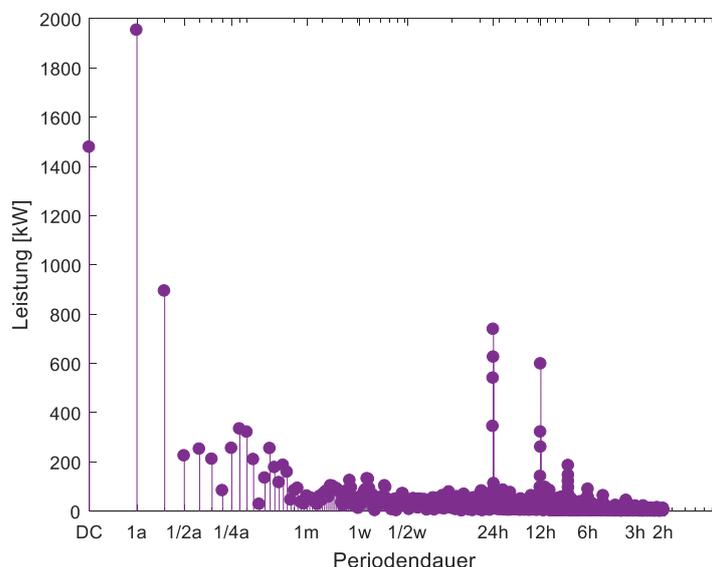


Abbildung 5-45: Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Kombination industrieller PV-Strom und Wasserkraft anhand der negativen Stromresiduallast – Szenario 1.1.b

In Tabelle 5-31 sind die ermittelten Flexibilitätsbedarfe für Szenario 1.1.a und 1.1.b in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern für die Stromseite aufgelistet. Durch den reduzierten städtischen Strombedarf kommt es in Szenario 1.1.b zu höheren Flexibilitätsbedarfen.

Tabelle 5-31: Simulationsergebnisse und Flexibilitätsbedarfe von Szenario 1.1.a und 1.1.b mit erneuerbaren Energieträgern - Strom

Szenario 1.1. – erneuerbare Energie – Strom					
		PV	Wind	Wasser	
a	EAG	66	100	74	[%]
	LAG	33	45	51	[%]
	EG	51	45	68	[%]
	FB_l	4.800	1.700	3.700	[MWh]
	FB_k	3.500	1.400	1.300	[MWh]
b	EAG	66	100	100	[%]
	LAG	34	40	50	[%]
	EG	51	40	50	[%]
	FB_l	6.200	1.400	5.400	[MWh]
	FB_k	4.100	1.600	1.500	[MWh]

5.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Schaffung eines Industrie-Stadt Energieverbunds und die Integration von Flexibilitätsoptionen wird anhand eines Fallbeispiels simuliert. Hierfür wurde die österreichische Mittelstadt Judenburg mit ihren energieintensiven Industriebetrieben gewählt. Diese bietet sich für die Schaffung eines Energieverbunds an, da die Industriebetriebe innerhalb der Stadtgrenzen liegen und sich das bestehende Wärmeverteilnetz in unmittelbarer Nähe befindet. Bisher nutzen die Industriebetriebe ihre Potentiale an industrieller Energieabgabe nicht, weshalb sie für die zukünftige Energieversorgung der Stadt zur Verfügung stehen. Es liegt ein Potential an Nieder- und Hochtemperaturabwärme vor, welches mit Wärmetauschern und gegebenenfalls Wärmepumpen nutzbar gemacht wird. Außerdem können Dachflächen von Bürogebäuden und Lager- bzw. Produktionshallen für PV-Anlagen genutzt werden.

Mit dem in Kapitel 4 beschriebenen Modell wird die Energieversorgung der Stadt basierend auf stündlichen Lastprofilen simuliert. In verschiedenen Szenarien werden die Auswirkungen von z. B. unterschiedlichen Betriebsvarianten der Wärmepumpen und der Einsatz von PV-Anlagen auf technische, wirtschaftliche und ökologische Indikatoren ermittelt. Zu diesem Zweck werden Leistungsautarkiegrade, Eigennutzungsgrade, eingesparte CO₂-Emissionen sowie Barwert nach 20 Jahren und Gestehungskosten (Strom, Wärme) als relevante Indikatoren festgelegt. In Szenario 0 wird die Ausgangslage des Fallbeispiels ermittelt. Dieses dient als Vergleichsbasis für Szenario 1, indem die Schaffung des Energieverbunds Industriestadt simuliert wird. In Szenario 2 werden zusätzlich Flexibilitätsoptionen in den Energieverbund integriert und ihre Auswirkungen auf den Energieverbund und die Indikatoren betrachtet. Als Flexibilitätsoptionen werden thermische und elektrische Speicher, die Schaffung eines Städteverbunds und Lastverschiebung auf der Angebotsseite genutzt.

5.3.1 Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse

Eine grafische Darstellung der Ergebnisse ist in Abbildung 5-46 ersichtlich. Hierbei wurden die Ergebnisse der Indikatoren bezogen auf den maximal erreichten Wert je Indikator normiert. Dieser stellt mit einem Wert von „1“ das jeweils erreichbare Optimum dar. Eine Gewichtung der Indikatoren erfolgte nicht, wodurch bei der Betrachtung von sieben Indikatoren jenes Szenario, welches am nächsten dem Wert sieben ist, die höchsten Indikatorwerte aufweist.

In der Grafik wurde auf die Darstellung des Szenarios 1.1.c verzichtet, da die Ergebnisse sich zwischen den Ergebnissen für Szenario 1.1.a und 1.1.b befinden. Für den Vergleich wurden die Leistungsautarkiegrade (LAG) für Wärme (W) und Strom (S), die Eigennutzungsgrade (EG), die gesamten eingesparten CO₂-Emissionen (CO₂), die Wärmegestehungskosten (LCOE) sowie der Barwert (NPV) für das Gesamtsystem nach 20 Jahren gewählt. Die anderen Indikatoren wurden auf Grund der Übersichtlichkeit und der minimalen Änderung über die Szenarien vernachlässigt. Der Energieautarkiegrad ist innerhalb der Betriebsvarianten für alle Szenarien gleich. Die eingesparten CO₂-Emissionen werden nicht für Wärme und Strom getrennt dargestellt, sondern für das gesamte System, da ein Teil des für die Wärmepumpen benötigten Stroms durch die PV-Anlagen bereitgestellt wird und so eine Abhängigkeit vorhanden ist. Wie in den vorherigen Kapiteln erwähnt, kann die Nutzung industrieller Abwärme nicht unabhängig von der Nutzung des industriellen Stroms betrachtet werden, weshalb das Gesamtsystem wirtschaftlich betrachtet werden muss. Infolgedessen wird hier der Barwert für das Gesamtsystem dargestellt. Der Barwert für Strom weist über alle Szenarien negative

Werte auf. Die CO₂-Vermeidungskosten spiegeln den Trend der Gesteungskosten und des Barwerts wider und werden hier nicht dargestellt.

Da eine normierte Darstellung für die Indikatoren gewählt wurde, unterscheiden sich die Aussagen der Abbildung für die Szenarien S1.2.ff bzw. S2.2.ff nicht von jenen der Szenarien S1.1.ff bzw. S2.2.ff.

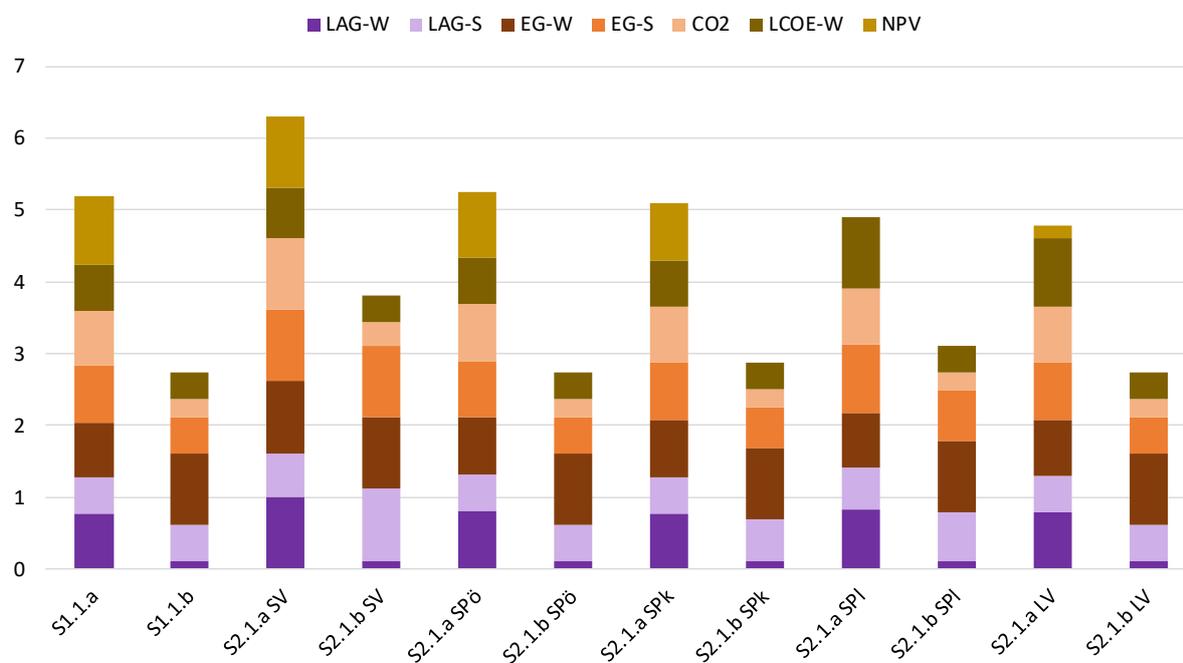


Abbildung 5-46: Übersicht der Simulationsergebnisse für S1.1.a, S1.1.b und S2.1.a, S2.1.b mit Speicher (SP, wirtschaftliche Auslegung (ö), Kurzzeitspeicher (k) und Langzeitspeicher (l)), Städteverbund (SV) und Lastverschiebung (LV)

Szenario 2.1.a-Städteverbund führt zu dem Ergebnis mit den höchsten Indikatorwerten, wie in Abbildung 5-46 ersichtlich. Die Schaffung eines Städteverbunds führt bei sechs von acht dargestellten Indikatoren zu den höchsten Werten im Vergleich zu den anderen Szenarien. Die Indikatoren Leistungsautarkiegrad für Strom und Wärmegestehungskosten erreichen bei anderen Szenarienkonfigurationen höhere Werte. Der Bau der Verbindungsleitung verursacht ein hohes Investment, wodurch es zu erhöhten Wärmegestehungskosten im Vergleich zu anderen Konfigurationen kommt.

Szenario 1.1.a und Szenario 2.1.a-ökonomischer Speicher liegen auf Platz zwei. Im Vergleich zu Szenario 2.1.a-Städteverbund sind hier insbesondere die Indikatorwerte Leistungsautarkiegrad Wärme, Eigennutzungsgrad Strom und die eingesparten CO₂-Emissionen niedriger. Durch die Wahl einer anderen Flexibilitätsoption bzw. den Verzicht

darauf kann nicht das gesamte Potential an industrieller Energieabgabe genutzt werden. Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich.

Beim Vergleich der Szenarien fällt außerdem auf, dass die Szenarien ohne die Nutzung von Niedertemperaturabwärme (Sf.1.b) niedrigere Indikatorwerte aufweisen als jene mit der Nutzung von Niedertemperaturabwärme (Sf.1.a). Somit führen die Szenario S1.1.b, S2.1.b-ökonomischer Speicher und S2.1.b-Lastverschiebung zu den niedrigsten Indikatorwerten. Der stark reduzierte Leistungsautarkiegrad für Wärme stellt hierbei den größten Unterschied dar. Durch die Nichtnutzung der industriellen Niedertemperaturabwärme bleibt ein großes Potential unerschlossen, wodurch weniger Energie zur Versorgung der Stadt zur Verfügung steht.

5.3.2 Auswirkungen der Flexibilitätsoptionen

Die Integration von Flexibilitätsoptionen führt generell zu höheren eingesparten CO₂-Emissionen und zu größeren Leistungsautarkiegraden, aber auch zu größeren Investments. Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist nur dann sinnvoll, wenn es zumindest zeitweise zu einer Überdeckung mit industrieller Energieabgabe kommt. So macht die Schaffung eines Städteverbunds, der Einsatz von Speichern oder Lastverschiebung, wie anhand der Szenarien S2.1.b gezeigt, für die Wärmeseite keinen Sinn, da es hier zeitlich und in Bezug auf die Leistung nur zu minimalen Überschüssen kommt. Die Verwendung von Flexibilitätsoptionen sollte bei einer Überdeckung mit industrieller Energieabgabe (Eigennutzungsgrad <80%) auf Grund der Verbesserung der (technischen) Indikatorwerte immer technoökonomisch betrachtet werden.

Einsatz von Speichern

Der Einsatz von Kurzzeitspeichern führt zu der geringsten Erhöhung der Leistungsautarkiegrade, der Einsatz von Langzeitspeichern zu den höchsten. Die wirtschaftlich optimale Dimensionierung der Speicher führt zu Indikatorwerten, die zwischen den beiden anderen Speichervarianten liegen. Die Verwendung von Wärmespeichern führt zur Verbesserung des Eigennutzungsgrades um bis zu 5% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff. Der höchste Eigennutzungsgrad wird in Szenario 2.1.a Langzeitspeicher erreicht. Stromspeicher hingegen ermöglichen eine Verbesserung des Eigennutzungsgrades in Szenario 2.1.b-Langzeitspeicher um bis zu 40%.

Einsparungen an CO₂-Emissionen sind nur in geringem Ausmaß erreichbar. Der spezifische Emissionsfaktor für Wärme, der anhand des Energieträgereinsatzes und den Emissionsfaktoren für Gas, Heizöl und Strom (siehe Tabelle 5-9) errechnet wird, ist niedriger als der Emissionsfaktor für Strom. Der Anteil des Wärmebedarfs am Gesamtenergiebedarf der Stadt beträgt 82% und überwiegt somit den Strombedarf. Dadurch ist der Einfluss der durch die Wärmebereitstellung verursachten Emissionen größer als jene der Strombereitstellung, weshalb eine Steigerung des Eigennutzungsgrads von industriellem PV-Strom geringeren Einfluss auf die gesamten eingesparten CO₂-Emissionen hat.

Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich durch den Einsatz von Speichern um max. 59% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff. Die höchsten Wärmegestehungskosten werden durch den Einsatz von Langzeitspeichern erreicht. Der Einsatz von thermischen Speichern führt unter den gegebenen Rahmenbedingungen in Szenario 2.1.a-ökonomischer Speicher zu einer Verbesserung der technischen wie auch ökonomischen Indikatoren.

Der Einsatz von Stromspeichern verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von industriellem PV-Strom. Elektrische Langzeitspeicher sind auf Grund der örtlichen Rahmenbedingungen nicht in das System integrierbar und führen zu Stromgestehungskosten, die bis zu 90 Mal höher sind als in Szenario 1.1.ff. Elektrische Kurzzeitspeicher sind durchaus in das Stromnetz integrierbar, aber auf Grund ihrer spezifischen Kosten führen sie zu negativen Barwerten.

Schaffung von Städteverbänden

Die Schaffung eines Städteverbands ermöglicht eine Steigerung des Wärmeleistungsautarkiegrads um bis zu 30% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff. Für die Stromseite ist beinahe eine Verdoppelung möglich. Hier kann eine Steigerung um 98% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff erreicht werden. Sowohl für Wärme als auch Strom sind Eigennutzungsgrade von 100% möglich, was gleichbedeutend mit einer vollständigen Nutzung der industriellen Energieabgabe ist. Die Einsparung an CO₂-Emissionen kann um mehr als 20% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff erhöht werden. Das Ergebnis ist nicht sonderlich überraschend, da durch einen ausreichend großen Abnehmer, wie es bei der Ankopplung von Stadt 2 der Fall ist, Maßnahmen zur Flexibilisierung des Angebots nicht mehr notwendig sind. Egal wie instationär das Angebot ist, es kann immer abgenommen werden. Allerdings ist die Überschusslieferung von Stadt 1 an Stadt 2 nur dann sinnvoll, wenn die Überschüsse groß genug sind (siehe Kapitel 5.3.3 und 6.3).

Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich durch den Bau der Verbindungsleitung zur Stadt 2 um bis zu 15%. In Szenario 1.1.b liegen keine Überschüsse vor, weshalb ein Städteverbund

nicht notwendig ist. In Szenario 1.1.c kommt es vereinzelt zu Überschüssen an industrieller Abwärme. Die Schaffung eines Städteverbunds ist möglich, jedoch ist die Verbindungsleitung bei gleichem bautechnischem und finanziellem Aufwand weniger ausgelastet als in Szenario 2.1.a. Dies macht sich in vergleichsweise hohen Wärmegestehungskosten und einem niedrigen Barwert bemerkbar. Die Stromgestehungskosten können im Vergleich zu Szenario 1.1.ff reduziert werden, da mehr Strom bei gleichbleibendem Investment verkauft werden kann. Hierfür sind keine infrastrukturellen Maßnahmen notwendigen, die zu Investitionsausgaben führen.

Lastverschiebung in der Industrie

Industrieller PV-Strom ist nicht von den Produktionszeiten, sondern nur von der solaren Einstrahlung abhängig. Dementsprechend kann das Stromangebot zeitlich nicht durch eine Änderung der Prozesse verschoben werden. Im Gegensatz dazu ist der Anfall industrieller Abwärme an die Produktionszeiten gekoppelt und kann durch eine Verschiebung dieser auch zeitlich verschoben werden. Dies ändert auch den Einsatz und den Strombezug der Wärmepumpen, wodurch sich auch das Strombedarfsprofil der Stadt ändert. Durch den Einsatz der Wärmepumpen kommt es zu einer Wechselwirkung zwischen der Strom- und Wärmeseite, weshalb die Optimierung für das Gesamtsystem durchgeführt werden muss.

Die Lastverschiebung in der Industrie führt zu einer Verbesserung der Leistungsautarkiegrade um max. 2% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff. Eine sichtbare Erhöhung der eingesparten CO₂-Emissionen kann nicht erreicht werden.

Die Kosten für die Lastverschiebung wurden auf Basis von Werte aus der Literatur berechnet [107]. Es wurden Kosten für die Lastabschaltung betrachtet. Mit einer Lastabschaltung geht aber auch eine Reduktion des Produktionsoutputs einher, weshalb die angenommenen Kosten die Obergrenze darstellen. Im Zuge der Lastverschiebung kommt es durch die Verwendung von variablen Bedingungen (Schranken, siehe Formel (4-17)) zu keiner Verringerung des Outputs. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass die in Szenario 2.1.ff-Lastverschiebung ermittelten Wärmegestehungskosten worst-case Werte widerspiegeln. Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich nämlich um bis zu 50% im Vergleich zu Szenario 1.1.ff.

5.3.3 Auswirkung unterschiedlicher Nutzungsvarianten industrieller Energieabgabe

Niedertemperaturabwärme und Einsatz von Wärmepumpen

90% des Abwärmepotentials wird durch Niedertemperaturabwärme verursacht. Durch die Nichtnutzung der Niedertemperaturabwärme bleibt ein großes Potential unerschlossen und es kommt zu niedrigeren Energieautarkiegraden (siehe Subszenarien b). Das geringere Potential kann zu jedem Zeitpunkt von der Stadt aufgenommen werden, weshalb es zu Eigennutzungsgraden von 100% kommt. Im Vergleich zu den anderen Subszenarien kommt es hier auf Grund des niedrigeren Investments zu niedrigeren Wärmegestehungskosten. Jedoch wird ein verringerter Barwert erreicht.

In Subszenario c werden Werte für die technischen Indikatoren erreicht, die zwischen jenen von Subszenario a und b liegen. Der Winterbetrieb der Wärmepumpen verringert die Überschüsse, fordert aber dennoch die gleiche Dimensionierung der Wärmepumpen damit das Potential in Starklastzeiten voll ausgeschöpft werden kann. Somit wird das Investment im Vergleich zu Subszenario a nicht verringert und ergibt höhere Wärmegestehungskosten und einen niedrigeren Barwert.

Obwohl nicht 100% der industriellen Abwärme in Subszenario 1 genutzt werden, sind mit dieser Konfiguration die höchsten Energie- und Leistungsautarkiegrade und die größten CO₂-Einsparungen erreichbar. Die Wärmegestehungskosten sind höher als in Subszenario b, jedoch werden hier die höchsten Barwerte auf Grund des größten Wärmeverkaufs erreicht.

In Abbildung 5-28 wurde veranschaulicht, dass die Indikatorwerte von der Zusammensetzung der industriellen Abwärme abhängen. Ableitungen für andere Rahmenbedingungen sind somit mit einer Unsicherheit behaftet. Anhand des Fallbeispiels konnte jedoch ermittelt werden, dass ein saisonaler Betrieb von Wärmepumpen (Subszenario c) nicht sinnvoll ist. Der Teillastbetrieb von Wärmepumpen ist nur unter Wirkungsgradeinbußen möglich. Deshalb ist ein ganzjähriger Betrieb der Wärmepumpen immer zu bevorzugen. Hier besteht nun die Möglichkeit die Wärmepumpen auf die maximale Leistung des Abwärmepotentials zu dimensionieren und die Überschüsse in Schwachlastzeiten an die Umgebung abzugeben oder Flexibilitätsoptionen in das System zu integrieren. Eine weitere Möglichkeit bietet die Dimensionierung der Wärmepumpen anhand der Schwachlast des Wärmebedarfs. Dadurch werden Überschüsse und ein Flexibilitätsbedarf vermieden, wodurch aber auch weniger Wärmebedarf in Starklastzeiten abgedeckt werden kann.

Industrieller PV-Strom

Durch den Betrieb der Wärmepumpen und der Verwendung von industriellem PV-Strom kommt es zur Sektorkopplung und einer gegenseitigen Beeinflussung der Indikatoren der Wärme- und Stromseite. Auf Grund dessen erfolgt die Betrachtung der eingesparten CO₂-Emissionen und der Barwerte gesamtsystemisch. Jener Teil des industriellen PV-Stroms, der nicht von der Stadt aufgenommen werden kann, wird zum Antrieb der Wärmepumpen verwendet. Dadurch können einerseits Antriebskosten eingespart als auch die CO₂-Emissionen reduziert werden. Auf Grund dessen führt die Nichtnutzung des Strompotentials zu reduzierten CO₂-Emissionseinsparungen (16%), erhöhten Wärmegegestehungskosten (9%) und erhöhten Barwerten.

Für die ökonomische Bewertung des Fallbeispiels wurden keine Investitionsförderungen integriert. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen führt die Nutzung industriellen PV-Stroms zu keiner wirtschaftlichen Darstellung (auf Datenbasis 2015). Wie in Abbildung 5-26 ersichtlich wird der Barwert am stärksten von den PV-Modulkosten beeinflusst. In den letzten 15 Jahren haben sich die Modulpreise mehr als halbiert und eine weitere Reduktion der Kosten ist zu erwarten, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit in Zukunft verbessern kann. Die Gesamtsystembetrachtung aus industrieller Abwärme und PV-Strom führt in Szenario 1.1.a zu positiven Barwerten. Wird jedoch weniger Abwärmepotential als in den Szenarien 1.1.b und 1.1.c genutzt, reduziert sich der Barwert bzw. wird negativ. Die Nutzung von PV-Strom führt also ohne zeitgleiche Nutzung von Industrieabwärme immer zu negativen Barwerten, die nur durch eine hohe Nutzung von Industrieabwärme und die damit einhergehenden Erlöse aufgefangen werden können, sodass das Gesamtsystem immer noch ökonomisch sinnvoll ist, wenn eine alleinige Bewertung anhand des Barwertes vorgenommen wird.

In den Szenarien 1.2.ff wird das Potential an Sonnenenergie nicht genutzt und es führt zu den bereits ausgeführten Auswirkungen auf die Indikatoren. Die negativen Barwerte der Stromseite müssen durch die Wärmeseite nicht mehr ausgleichen werden, weshalb für die Szenarien 1.2.ff höhere Barwerte als für die Szenarien 1.1.ff erreicht werden.

5.3.4 Empfehlungen für andere Ausgangssituationen

Ermittlung des technischen Optimums

Für die Ermittlung des technischen Optimums wurden die Indikatoren Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigennutzungsgrad herangezogen. Das technische Optimum ist dann erreicht, wenn basierend auf der Normierung von Kapitel 5.3.1 jeder ermittelte Indikator

des betrachteten Szenarios den Wert 1 hat. Wird mit keinem Szenario das technische Optimum erreicht, dann wird jene Konfiguration vorgeschlagen, die dem Optimum am nächsten ist.

Für das betrachtete Fallbeispiel wird folgende Empfehlung zur Erreichung eines technischen Optimums gegeben: Die Schaffung des Städteverbunds mit der Stadt 2 erreicht die besten Ergebnisse und liefert Indikatorwerte, die dem technischen Optimum am nächsten kommen. Das zweitbeste Ergebnis wird durch den Einsatz von Langzeitspeichern erzielt, wobei hier darauf geachtet werden muss, dass elektrische Langzeitspeicher auf Grund der örtlichen Rahmenbedingungen nicht verwendet werden können. Ein gutes Ergebnis wird auch durch den Einsatz von ökonomisch ausgelegten Speichern erreicht. Die Lastverschiebung in der Industrie ist jene Flexibilitätsoption, die am weitesten vom technischen Optimum entfernt ist.

Somit stellt die Nutzung des gesamten Potentials an industrieller Energieabgabe inkl. Niedertemperaturabwärme und industriellem PV Strom in Kombination mit der Schaffung eines Städteverbunds das aus technischer Sicht optimale Szenario für das Fallbeispiel dar.

In Tabelle 5-32 sind basierend auf den technischen Indikatoren allgemeine Empfehlungen zur Nutzung industrieller Energieabgabe und der Integration von Flexibilitätsoptionen dargestellt. In diesem Zusammenhang wird zwischen unterschiedlichen Ausgangssituationen differenziert. Einerseits werden die beiden Extremvarianten, die kontinuierliche Unterversorgung mit industrieller Energieabgabe (Bedarf > Angebot) und die kontinuierliche Überversorgung mit industrieller Energieabgabe (Bedarf < Angebot) betrachtet. Andererseits wird die kurzzeitige Überversorgung der Stadt mit industrieller Energieabgabe (Bedarf < > Angebot) analysiert.

Für die betrachteten Ausgangssituationen wird empfohlen, das Potential an industrieller Energieabgabe zu nutzen, da CO₂-Emissionen eingespart werden, sowie der Anteil an regionaler und nachhaltiger Energieversorgung der Stadt ebenfalls erhöht wird. Die Integration industrieller Energieabgabe in das städtische Energiesystem soll dabei keine anderen industriellen Energiepotentiale aus dem System verdrängen. Das Vorhandensein eines Wärmeverteilnetzes begünstigt die Integration industrieller Abwärme, weil sich das Investment dadurch reduziert. Sofern kein Wärmeverteilnetz zur Verfügung steht ist ein zentraler Wärmebedarf bzw. eine hohe Wärmebedarfsdichte vorteilhaft, um die Wärmeverluste und Kosten niedrig zu halten. Die Nähe der Industriebetriebe zur Stadt bzw. zum Wärmeverteilnetz ist ebenfalls ein essenzieller Faktor zur Reduktion der Anschlusskosten und der Verluste.

Ist der Energiebedarf der Stadt immer größer als das Potential an industrieller Energieabgabe, so kann das Angebot zu jedem Zeitpunkt von der Stadt aufgenommen werden und es kommt zu keinen Überschüssen. Somit ist der Einsatz von Flexibilitätsoptionen nicht erforderlich. Flexibilitätsoptionen können dennoch eingesetzt werden, um z. B. das Angebot zeitlich zu entkoppeln und somit die Integrierbarkeit von anderen Energieträgern zu begünstigen.

Die andere Extremsituation spiegelt die ständige Überversorgung mit industrieller Energieabgabe wider. Hier kommt es zu jedem Zeitpunkt zu Überschüssen und Flexibilitätsoptionen finden bei dieser Ausgangssituation ebenfalls keine Anwendung. Eine Ausnahme stellt die Schaffung eines Städteverbunds dar. Dieser bietet die Möglichkeit, den Überschuss an industrieller Energieabgabe an eine naheliegende Stadt zu liefern. Voraussetzung dafür ist die geografische Nähe zu einer Stadt, weshalb diese Möglichkeit für die jeweiligen Rahmenbedingungen evaluiert werden muss. Mit steigender Distanz zwischen den beiden Städten nehmen die Kosten und Wärmeverluste zu, wie in der Sensitivitätsanalyse gezeigt wurde (siehe Kapitel 5.2.4). Ein vorhandenes Wärmeverteilnetz in Stadt 2 ist, wie bereits ausgeführt, eine vorteilhafte Rahmenbedingung für die Kopplung zweier Städte. Zur Vermeidung bzw. Reduktion der Überschüsse kann die Nutzung der industriellen Energieabgabe an die Starklastzeiten des städtischen Energiebedarfs angepasst werden. Dadurch kommt es nur in Schwachlastzeiten zu Überschüssen.

Als dritte Ausgangssituation wird die zeitweise Unter- bzw. Überversorgung der Stadt mit industrieller Energieabgabe betrachtet. Zur Reduktion der Überschüsse kann entweder weniger Potential genutzt oder Flexibilitätsoptionen können eingesetzt werden.

Die Schaffung eines Städteverbunds eröffnet die Option einer besseren Ausnutzung des Potentials. Jedoch sind hier nicht nur die geografische Nähe und der Bedarf der anderen Stadt relevant, sondern auch die Überschussmenge. Kommt es nur in wenigen Zeitpunkten zu Überschüssen bzw. ist der Eigennutzungsgrad schon sehr hoch (>80%), ist die Nutzung dieser Flexibilitätsoption aufgrund der auftretenden Verluste in Frage zu stellen (siehe Subscenario c). Dies gilt auch für die Integration von thermischen und elektrischen Speichern. Neben dem Eigennutzungsgrad sind, insbesondere für die Integration von Langzeitspeichern, die örtlichen und geografischen Bedingungen relevant. Oftmals sind die notwendigen Rahmenbedingungen für die Integration von elektrischen Langzeitspeichern nicht gegeben. Lastverschiebung in der Industrie führt nur zu einer minimalen Verbesserung der technischen Indikatoren, weshalb nicht zu dieser Möglichkeit geraten wird.

Somit ist die Nutzung des gesamten Potentials an industrieller Energieabgabe inkl. Niedertemperaturabwärme und industriellem PV-Strom für die betrachteten Ausgangssituationen aus energetischer bzw. technischer Sicht eine empfehlenswerte

Maßnahme. Die Schaffung eines Städteverbunds und die Integration von Speichern müssen bei zeitweise auftretenden Überschüssen basierend auf den vorliegenden Rahmenbedingungen evaluiert werden.

Tabelle 5-32: Darstellung der technisch sinnvollen Varianten der Nutzung industrieller Energieabgabe bei unterschiedlichen Ausgangssituationen. Grün für „Ja“, rot für „Nein“ und gelb für „Hängt von den Rahmenbedingungen ab, detaillierte Evaluierung notwendig“.

Szenarien	Szenario 1	Szenario 2 – Flexibilitätsoptionen		
	Nutzung			
Ausgangssituation	industrieller Energieabgabe	Speicher	Städteverbund	Lastver-schiebung
Bedarf > Angebot				
Bedarf < Angebot				
Bedarf < > Angebot				

Kombinierbarkeit von industrieller und erneuerbarer Energie

Basierend auf Szenario 1 wurden die Flexibilitätsbedarfe ermittelt, welche unter anderem zur Dimensionierung der Speicher verwendet wurden (siehe Kapitel 5.2.2.2 und 5.2.2.3). Das wurde anhand der DFT durchgeführt (siehe Kapitel 4.2.1). Die Kombinierbarkeit von industrieller und erneuerbarer Energie ist für eine nachhaltige und regionale Energieversorgung von Städten von besonderem Interesse. Schlussfolgerungen diesbezüglich werden basierend auf den Veränderungen der Flexibilitätsbedarfe getroffen.

Die durch die DFT ermittelten Flexibilitätsbedarfe für industrielle Energieabgabe sowie industrielle Energieabgabe in Verbindung mit erneuerbarer Energie sind in Tabelle 5-33 dargestellt. Die Flexibilitätsbedarfe für Wärme werden nicht durch die Nutzung von industriellem PV-Strom beeinflusst und sind somit für die Szenarien S.1.2.ff identisch und nicht separat dargestellt.

Anhand der Entwicklung der Flexibilitätsbedarfe können für die Kombination von industrieller Energieabgabe mit erneuerbarer Energie folgende Schlussfolgerungen getroffen werden:

Die Nutzung industrieller Abwärme (Subszenario a) und Biomasse führt zu Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs. Grund dafür ist das konstante Angebotsprofil, das dem Biomassepotential zu Grunde gelegt wurde. Bei einem bedarfsgerechten Einsatz der Biomasse können die

Überschüsse seitens der Biomasse gänzlich vermieden werden. Somit stellt sich die Kombination aus industrieller Abwärme und Biomasse als vorteilhaft dar.

Die kombinierte Nutzung von industrieller Abwärme (Subszenario a) und Windenergie führt zu einer Reduktion des langfristigen Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zur alleinigen Nutzung der industriellen Abwärme. Im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energieträgern weist Windenergie ihr Maximum im Winter auf. In diesem Zeitraum liegt seitens der Stadt der höchste Wärmebedarf vor, weshalb Windenergie in das System integrierbar ist. Dadurch wird der langfristige Flexibilitätsbedarf reduziert, jedoch der kurzzeitige erhöht.

Tabelle 5-33: Übersicht der ermittelten langfristigen (l) und kurzzeitigen (k) Flexibilitätsbedarfe für industrielle Energieabgabe und die Kombination mit erneuerbarer Energie in [MWh]

			S0	S1.1.			
				a	b	c	
Industrielle Energieabgabe	Wärme	l		5.300	0,653	644	
		k		693,5	0,438	179	
	Strom	l		954	2.100	2.000	
		k		657	1.200	1.100	
Industrielle und erneuerbare Energie	PV	l	1.600	8.900	2.100	2.700	
		k	1.300	693,5	1.600	1.700	
	Wärme	Biomasse	l	0	5.700	8,0	728
		k	0	3.100	2,2	195,3	
	Windenergie	l	3.600	4.000	3.400	4.600	
		k	620,5	1.300	639,5	584	
	Wasserkraft	l	538	8.800	1.000	1.900	
		k	69,7	657	22,9	197,8	
	PV	l	3.300	4.800	6.200	6.200	
		k	2.000	3.500	4.100	4.100	
	Strom	Windenergie	l	2.300	1.700	1.400	1.100
			k	231,4	1.400	1.600	1.800
Wasserkraft	l	3.400	3.700	5.400	5.500		
	k	547,5	1.300	1.500	1.500		

Beim Vergleich der verschiedenen Wärmepumpeneinsatzszenarien mit industrieller Abwärme und regionaler Energie kommt es für die Subszenarien b und c ausschließlich zu einer

Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs. Auf Grund des reduzierten Angebots kommt es in Subscenario c zur geringsten Erhöhung der Flexibilitätsbedarfe. Wasserkraft und PV weisen im Sommer ihr größtes Angebot auf. In diesem Zeitraum liegt seitens der Stadt der geringste Wärmebedarf vor, wodurch sich die Kombinierbarkeit ohne Einsatz von Flexibilitätsoptionen als schwierig darstellt.

Die kombinierte Nutzung von industriellem PV-Strom (Subscenario a) und Windenergie führt zu einer Reduktion des langfristigen Flexibilitätsbedarfs. Industrieller PV-Strom weist im Sommer sein Maximum auf, weshalb sich die Kombination mit anderen (erneuerbaren) Energieträgern, die ihr Potentialmaximum ebenfalls im Sommer vorliegen haben, als unvorteilhaft darstellt. Windenergie hat ihr Maximum im Winter. Somit reduziert sich der langfristige Flexibilitätsbedarf. Der kurzzeitige Flexibilitätsbedarf wird durch die hohen und kurzzeitigen Angebotsspitzen der Windenergie erhöht. Die Kombinierbarkeit von Sonnenenergie und Windstrom wurde ebenfalls von Fraunhofer ISE, 2018 untersucht. Die Ergebnisse bestätigen die Kombinierbarkeit von PV-Strom und Windenergie. Sonneneinstrahlung und Windenergie korrelieren klimabedingt negativ. Somit ist ein ausgewogener Mix von Stromerzeugungskapazitäten aus Sonne und Wind notwendig, um die Flexibilitätsbedarfe gering zu halten. [120].

Die Kombination von industriellem PV-Strom und PV-Strom von privaten Dachflächen führt zu extrem hohen Flexibilitätsbedarfen, da es hier naturgemäß zu einer Verstärkung der Charakteristik beider Potentiale kommt.

Die wesentlichen Charakteristika der Angebotskurven von erneuerbaren Energieträgern ändern sich durch die Nutzung der industriellen Energieabgabe nicht. Keiner der regenerativen Energieträger weist die gleiche Charakteristik auf wie der Bedarf. Die Integration von erneuerbaren Energieträgern führt grundsätzlich zu einer Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs. Die Kombination von bestimmten industriellen und erneuerbaren Energieträgern weist jedoch Synergien auf. Es steht fest, dass die Nutzung der industriellen Energieabgabe den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern nicht hindert. Um alle Bedarfscharakteristiken zu erfüllen wird eine kombinierte Nutzung regenerativer Energie empfohlen. Durch den Einsatz bzw. die Nutzung mehrerer unterschiedlicher Angebotsquellen wird die Versorgungssicherheit und die Flexibilität erhöht. Um das Potential von erneuerbarer Energie und industrieller Energieabgabe besser ausschöpfen zu können, wird der Einsatz von Lang- und Kurzzeitspeichern empfohlen sowie die Schaffung von Städteverbänden.

Somit kann eine optimale Kombination aus industrieller Energieabgabe, erneuerbarer Energie und Flexibilitätsoptionen für das Fallbeispiel wie folgt aussehen:

- Nutzung des gesamten Potentials an industrieller Energieabgabe inkl. Niedertemperaturabwärme und industriellem PV-Strom
- Bedarfsgerechten Biomassenutzung zur Wärmeversorgung
- Nutzung von Windenergie zur Stromversorgung
- Schaffung eines Städteverbunds mit Stadt 2

Außerdem stellen die Sektorkopplung und der Einsatz von Solarthermie weitere Forschungsgegenstände dar, auf die im Ausblick (siehe Kapitel 6.3) verwiesen wird.

Ermittlung des wirtschaftlichen Optimums

Für die Ermittlung des wirtschaftlichen Optimums wurden die Indikatoren Gesteungskosten (Strom, Wärme), Barwert nach 20 Jahren und CO₂-Vermeidungskosten herangezogen. Das wirtschaftliche Optimum ist dann erreicht, wenn basierend auf der Normierung von Kapitel 5.3.1 jeder ermittelte Indikator des betrachteten Szenarios den Wert 1 hat. Wird mit keinem Szenario das wirtschaftliche Optimum erreicht, dann wird jene Konfiguration vorgeschlagen, die dem Optimum am nächsten ist.

Für das betrachtete Fallbeispiel wird folgende Empfehlung zur Erreichung eines wirtschaftlichen Optimums gegeben: Die Schaffung des Städteverbunds mit der Stadt 2 erreicht die besten Ergebnisse und liefert Indikatorwerte, die dem wirtschaftlichen Optimum am nächsten kommen. Das zweibeste Ergebnis wird durch den Einsatz von ökonomisch ausgelegten Speichern erzielt, wobei hier angemerkt werden muss, dass der elektrische Speicher ein Speichervolumen von 0 hat, d.h. aus ökonomischer Perspektive sollte dieser nicht errichtet werden. Der Einsatz von Langzeitspeichern stellt die Flexibilitätsoption, die am weitesten vom wirtschaftlichen Optimum entfernt ist, dar. In der wirtschaftlichen Betrachtung wurden keine Förderungen integriert, weshalb sich die Nutzung von industriellem PV-Strom unter den gegebenen Rahmenbedingungen als nicht wirtschaftlich darstellt.

Somit stellt die Nutzung des gesamten Abwärmepotentials inkl. Niedertemperaturabwärme in Kombination mit der Schaffung eines Städteverbunds das aus wirtschaftlicher Sicht optimale Szenario für das Fallbeispiel dar.

In Tabelle 5-34 sind basierend auf den wirtschaftlichen Indikatoren die Empfehlungen zur Nutzung von industrieller Energieabgabe und zur Integration der Flexibilitätsoptionen

dargestellt. In diesem Zusammenhang wird ebenfalls zwischen unterschiedlichen Ausgangssituationen (siehe technisches Optimum) differenziert. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung muss außerdem zwischen der Wärmesicht (W), der Stromsicht (S) und Gesamtsystemsicht ((G), Nutzung von industrieller Abwärme und PV-Strom) unterschieden werden. Durch den Einsatz von Wärmepumpen und der Nutzung von industriellem PV-Strom kommt es zur Sektorkopplung, weshalb in diesem Fall die Konfiguration gesamtsystemisch betrachtet werden muss.

Unter den angenommenen Rahmenbedingungen lässt sich die Nutzung industrieller Abwärme für alle Ausgangssituationen wirtschaftlich darstellen. Die Nutzung von industriellem PV-Strom ist ohne Förderung unter den heutigen Randbedingungen nicht wirtschaftlich. Wie in der Sensitivitätsanalyse (siehe Abbildung 5-26) gezeigt, hängt der zu erzielende Barwert stark von den Modulkosten ab. Sinkende Modulkosten und der Einsatz von Fördermitteln können die Nutzung von industriellem PV-Strom ggf. wirtschaftlich darstellen. Die gesamtsystemische Betrachtung ermöglicht eine wirtschaftliche Nutzung von industrieller Abwärme und industriellem PV-Strom. Die hohen Barwerte, die durch die Wärmebereitstellung erzielt werden, gleichen die negativen Barwerte der Strombereitstellung aus. Dafür muss jedoch das gesamte Potential an industrieller Abwärme genutzt werden. Eine verringerte Nutzung reduziert die Gewinne aus der Wärmebereitstellung (Subszenario b und c), wodurch die Wirtschaftlichkeit stark reduziert wird bzw. nicht mehr gegeben ist. Deshalb ist eine detaillierte Analyse mit den vorliegenden Rahmenbedingungen trotzdem unabdingbar.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen spiegelt das Ergebnis der technischen Betrachtung wider. Ist in Tabelle 5-32 eine Nutzungsvariante als technisch nicht sinnvoll angegeben, wird keine ökonomische Analyse vorgenommen und die Variante wird automatisch als ökonomisch nicht sinnvoll bewertet. Die Lastverschiebung in der Industrie führt nur zu einer minimalen Verbesserung der technischen Indikatoren, weshalb bei steigendem Investment die Energiebereitstellung annähernd gleichbleibt. Dadurch kommt es zu keiner wirtschaftlichen Darstellung dieser Option.

Als wirtschaftliche Flexibilitätsvarianten eignet sich nur der Einsatz von thermischen Speichern oder die Schaffung eines Städteverbunds. Die Speicherauslegung soll hierbei anhand ökonomischer Kriterien erfolgen und führt in Abhängigkeit von den jeweils geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu einem wirtschaftlich besseren Ergebnis als eine energetische Auslegung. Für die wirtschaftliche Betrachtung spielt auch hier die Höhe und die Häufigkeit der Überschüsse eine Rolle. Hierfür ist wiederum eine Detailbetrachtung anhand vorliegender Rahmenbedingungen notwendig.

Die Schaffung eines Städteverbunds kann sowohl bei einer ständigen als auch zeitweisen Überversorgung durch industrielle Abwärme eine wirtschaftliche Lösung darstellen. In beiden Fällen ist das von der geografischen Distanz zur anderen Stadt abhängig. Da die Schaffung eines Städteverbunds für die Stromseite kein Investment fordert, kann die gesamtsystemische Betrachtung des Städteverbunds für Strom und Wärme eine profitable Situation darstellen.

Tabelle 5-34: Darstellung der wirtschaftlich sinnvollen Varianten der Nutzung industrieller Energieabgabe bei unterschiedlichen Ausgangssituationen. Grün für „Ja“, rot für „Nein“ und gelb für „Hängt von den Rahmenbedingungen ab, detaillierte Evaluierung notwendig“

Szenarien	Szenario 1			Szenario 2 – Flexibilitätsoptionen								
	Nutzung industrieller Energieabgabe			Speicher			Städteverbund			Lastverschiebung		
Ausgangssituation	W	S	G	W	S	G	W	S	G	W	S	G
Bedarf > Angebot	Grün	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot
Bedarf < Angebot	Grün	Rot	Gelb	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot
Bedarf < > Angebot	Grün	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot	Rot

Somit ist die Nutzung des gesamten Abwärmepotentials inkl. Niedertemperaturabwärme für die betrachteten Ausgangssituationen aus ökonomischer Sicht eine empfehlenswerte Maßnahme. Die Schaffung eines Städteverbunds und die Integration von thermischen Speichern müssen bei zeitweise auftretenden Überschüssen basierend auf den vorliegenden Rahmenbedingungen evaluiert werden.

6 DISKUSSION UND AUSBLICK

In den vorgehenden Kapiteln wurde die Forschungslücke aufgezeigt, die Idee der Arbeit vorgestellt sowie die Methodik zur Umsetzung der Idee abgeleitet. Diese Methodik wurde anhand eines Fallbeispiels erprobt, evaluiert und die Ergebnisse dargestellt und interpretiert. Abschließend wird nun in diesem Kapitel der Ansatz der Arbeit anhand seiner Stärken, Schwächen und Chancen diskutiert. Letzteres umfasst Weiterentwicklungsmöglichkeiten des vorliegenden Ansatzes.

6.1 Stärken

Abhängigkeit der Daten

Der Zugang zu Daten ist essenziell, um den Ansatz und das Simulationsmodell anwenden zu können. Die Qualität der Daten ist von großer Bedeutung, da z. B. eine Änderung im Energiebedarf oder im Angebot an industrieller Energieabgabe den Einsatz von Flexibilitätsoptionen überflüssig machen kann. Eine grobe Abschätzung ist mittels Kennwerte aus der Literatur möglich. Eine genaue Datenerhebung bei den Industriebetrieben ist jedoch für stichhaltige Schlussfolgerungen unumgänglich. Besonders der Einsatz von Lastverschiebung in der Industrie fordert detaillierte Prozesskenntnisse und muss in enger Abstimmung mit den Verantwortlichen durchgeführt werden.

Hier werden Strategien präsentiert, die eine grobe Erstabschätzung ohne detaillierte Vor-Ort-Erhebung ermöglichen.

Abbildung der Bedarfsseite

Sowohl für die Ermittlung des Strom- als auch des Wärmebedarfs können regionale bzw. nationale Energiestatistiken herangezogen werden. Diese betrachten eine kleinere (weniger detaillierte) geografische Auflösung. Anhand von Bevölkerungszahlen kann der Strom- und Wärmebedarf einer Stadt ermittelt werden. Dieser top-down Ansatz bietet eine erste Näherung, ist aber mit großen Unsicherheiten behaftet. Dieser Ansatz wurde für die Ermittlung des Strombedarfs der Stadt im Fallbeispiel angewandt und die Unsicherheiten werden mit ca. 20% abgeschätzt. Ein geänderter Strombedarf wirkt sich in erster Linie auf die technischen Indikatoren und auf die ermittelten Flexibilitätsbedarfe aus.

Eine weitere Möglichkeit bietet die Verwendung eines bottom-up Ansatzes. Hier wird der Wärmebedarf der Stadt mit Hilfe der Bruttogeschossfläche von Wohngebäuden und deren

Baujahr bestimmt. Der Strombedarf kann über Haushaltsgrößen bzw. Anzahl der Haushalte und dem durchschnittlichen Stromverbrauch pro Haushalt abgeschätzt werden. Diese Varianten ermöglichen bereits eine genauere Ermittlung des Energiebedarfs, sind aber mit einem höheren zeitlichen Aufwand verbunden und erfordern detailliertere Daten.

Das Modell beruht auf Lastprofilen, weshalb zu den ermittelten Jahresenergiemengen auch die zeitliche Auflösung nötig ist. Eine Möglichkeit zur Ermittlung von Lastprofilen basiert auf der Verwendung von veröffentlichten Standardlastprofilen. Standardisierte Stromlastprofile werden von Energieversorgungsunternehmen zur Strombeschaffung von Haushalten verwendet und im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung herangezogen. Die Verwendung von standardisierten Stromlastprofilen ist somit in der Praxis üblich. Wärmelastprofile können mit Hilfe von Formel **(6-1)** ermittelt werden. Hierbei wird die Abhängigkeit des Raumheizbedarfs von der Außentemperatur ausgenutzt, indem jeder Außentemperatur ein Wärmebedarfswert zugeordnet wird. Zur Konstruktion wird die Außentemperatur (T_{amb}), der gesamte Wärmebedarf der Stadt (Q_{ges}) und die Normaußentemperatur (T_{nor}) verwendet. Weiters wird eine Heizgrenztemperatur (T_{HGr}) von 15 [°C] angesetzt, ab der kein Raumwärmebedarf besteht.

$$Q_t [kWh] = Q_{ges} [kWh] * \frac{T_{HGr} - T_{amb}}{T_{HGr} - T_{nor}} \quad (6-1)$$

Abbildung der Angebotsseite

Kennwerte zu Abwärmemenge, Temperaturen und Abwärmemedien können teilweise aus wissenschaftlichen Studien und aus Energieatlanten (z. B. des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Energie [48]) entnommen werden. Angaben zu Produktionskapazitäten sind nicht öffentlich zugänglich, wodurch die Übertragbarkeit der Kennwerte eingeschränkt wird. Die unten genannten Studien machen lediglich allgemeine Angaben zu den Abwärmedaten, geben aber keine Informationen zu den zugehörigen Produktionskapazitäten an. Eine Zusammenfassung aus vielen einzelnen Untersuchungen bietet die Kurzstudie des Fraunhofer ISI [29]. Es werden Temperaturniveaus, Wärmeträger und der zugehörige Prozess genannt. Absolute Angaben zu Wärmemengen werden nicht gegeben, da sich die Daten auf die Industriezweige im Allgemeinen beziehen. Ammar et al., 2012 untersucht große Prozessindustrien in Großbritannien, wobei für die Stahl-, Glas- und chemische Industrien typische Werte für Temperaturbereiche und Wärmeträger angegeben werden [51]. Ein anderer Ansatz ist in Ilic und Trygg, 2014 zu finden. Hier wird die Nachfrage nach Wärme in Nahwärmenetzen modelliert, wobei die Wärme aus der Prozessindustrie stammen kann. In

diesem Fall werden beispielhaft Industriezweige genannt, die mit entsprechenden Temperaturniveaus ihren Beitrag zur Wärmeversorgung leisten können [121]. Villar et al., 2013 führen eine Fallstudie zur Nutzung von Abwärme aus einem Stahlwerk in Spanien für die Nahwärmeversorgung durch. Die Angaben sind sehr spezifisch und beziehen sich auf ein einzelnes Stahlwerk zu dem die Daten vorliegen [122]. Eine weitere Möglichkeit zur Berechnung der Abwärmemenge besteht über die Emissionen der Produktionsbetriebe. Im Pollutant Release and Transfer Register (Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregister) sind die Abgasdaten der meldepflichtigen Industriebetriebe öffentlich zugänglich. Grundlage dafür ist die EU-Verordnung EG-PRTR-Verordnung (166/2006/EG) [123].

Die zuvor genannten Studien beschränken sich Großteils auf bilanzielle Bewertungen, weshalb der Einsatz von Abwärmeprofilen nicht notwendig ist bzw. es werden keine Abwärmeprofile für die Industriebetriebe oder Branchen veröffentlicht. Auch in den BAT-Dokumenten der EU werden keine standardisierten Lastprofile, weder vom Energiebezug noch für die Abwärmebereitstellung, ausgewiesen. Einige der Daten lassen Vermutungen über den Verlauf des Lastprofils zu. So kann z. B. bei 8760 Produktionsstunden pro Jahr ein konstantes Lastprofil angenommen werden. Aus der Angabe „Mo.-Fr. 8-18 Uhr“ in den Rohdaten des Energieatlases dagegen ein zeitlich beschränktes Lastprofil. Genauere Aussagen zu den Lastprofilen lassen sich aber nicht finden. Dies stellt eine große Herausforderung der Arbeit dar, weshalb eine Skalierung für größere Gebiete kaum möglich ist. Lastprofile müssen durch den direkten Kontakt mit den Industriebetrieben erfragt bzw. durch Vor-Ort-Besuche erhoben werden. Für größere Regionen ist dies jedoch nur mit erheblichem zeitlichem und finanziellem Aufwand möglich.

Die Dachflächen der Industriebetriebe können über das geografische Informationssystem ermittelt werden. Etwaige Verschattungen oder Hindernisse können bedingt ermittelt werden, weshalb eine Vor-Ort-Betrachtung zur Evaluierung notwendig ist. Stellenweise sind Solarkataster verfügbar, die Verschattung und örtliche Gegebenheiten bereits inkludieren. Einstrahlungswerte sind fast flächendeckend für Österreich verfügbar. Zusammen mit der Dachflächengröße können so die Angebotsprofile für industriellen PV-Strom erstellt werden.

Einbindung von Flexibilitätsoptionen in den Energieverbund Industrie-Stadt

Die Nutzung industrieller Abwärme in Fernwärmenetzen erfordert aufgrund der saisonalen Schwankungen des Wärmebedarfs weitere flexible im Systemverbund einsetzbare Elemente. [57] Hier bieten die Nutzung von Speichern [51] oder die Bildung von zusammengeschlossenen Wärmeverteilnetze [124] Möglichkeiten zur Flexibilisierung an.

Dieser Forschungsbedarf wurde aufgenommen und um die Lastverschiebung in der Industrie erweitert. Bisher wurde die Lastverschiebung in der Industrie unter dem Gesichtspunkt der Reduktion der Strombezugskosten oder der Netzstabilisierung betrachtet. Die Anwendung der Maßnahmen erfolgt hier jedoch nicht nur für die Wärme-, sondern auch für die Stromseite. Die Bewertung der Flexibilitätsoptionen basiert auf technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Indikatoren.

Die Umsetzung der Lastverschiebung in der Praxis stellt sich jedoch als schwierig dar. Die mögliche Lastverschiebung bei den betrachteten Unternehmen beeinflusst den Betriebs- und Prozessablauf. Auf Grund dessen wurden die Ergebnisse durch Interviews mit den betreffenden Verantwortlichen der Industriebetriebe des Fallbeispiels evaluiert. Es wurde ein Interview mit dem Geschäftsführer von Firma 3 geführt. Aufgrund des Schichtsystems wird eine Lastverschiebung aus Unternehmenssicht nicht als sinnvoll erachtet, da eine Abschätzung der resultierenden Kosten aus der Lastverschiebung nur schwer zu bemessen ist. Da es nur eine Verschiebung und keinen Stillstand gibt, ist nicht mit einem Rückgang der Produktion zu rechnen. Dennoch muss eine Vereinbarung mit den MitarbeiterInnen getroffen werden, da sich die Arbeitszeiten durch eine zeitliche Verschiebung ändern. Damit die MitarbeiterInnen die Veränderung akzeptieren, muss es einen Anreiz geben, z. B. in Form von Boni. Außerdem müssen rechtliche Rahmenbedingungen (Ruhezeiten etc.) in die Überlegungen miteinbezogen werden, da diese das Ausmaß der Verschiebung weiter einschränken. Da weder Kosteneinsparungen noch Gewinne für das Unternehmen oder Vorteile für die MitarbeiterInnen zu erwarten sind, wird für das Unternehmen 3 Lastverschiebung nicht als sinnvoll erachtet. [125]

Erweiterbarkeit des Modells

Das Simulationsmodell ist modular aus Komponentenmodellen (siehe Abbildung 4-1), die die im Energieverbund beteiligten Elemente repräsentieren, aufgebaut. Somit kann das Modell mit geringfügigen Adaptionen an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden. Außerdem ist das Modell nicht auf eine Größe beschränkt. Es können beliebig viele Industriebetriebe in das Modell integriert und größere Städte mit einem höheren Energieverbrauch simuliert werden. Die Anpassung des Simulationsmodells erfolgt einerseits im Preprocessing über das Anpassen der Inputdaten und durch geringfügige Adaptionen im Modell selbst.

Übertragbarkeit der Methodik auf andere Industriestädte

In Abbildung 6-1 ist der Anteil der Industrie am BIP (Bruttoinlandsprodukt) auf NUTS3 Ebene für Europa dargestellt. Der Beitrag der industriellen Produktion ist vor allem in Westeuropa dominierend. Diese Regionen stellen die Obergrenze der potentiellen Anwendungsgebiete für den in der Arbeit vorgestellten Ansatz dar. Diese Grafik lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die Art der ansässigen Industrie oder das Vorhandensein einer geeigneten Energiesenke zu.

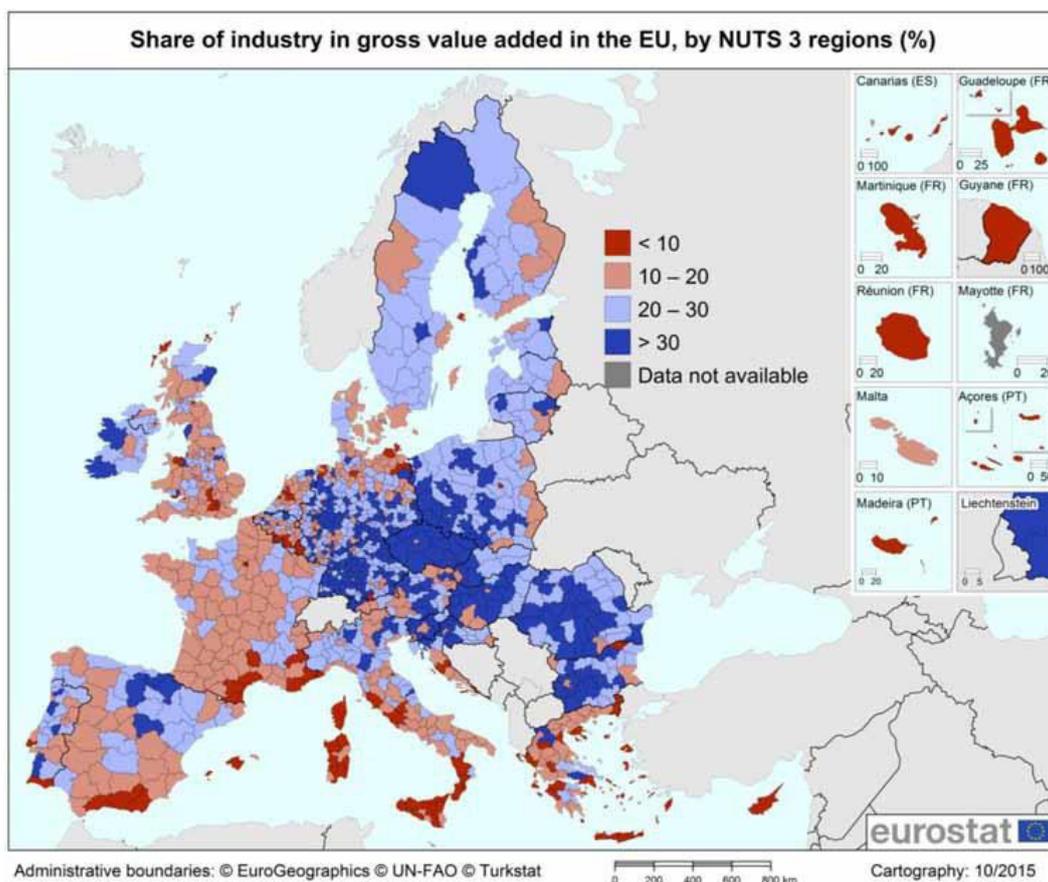


Abbildung 6-1: Darstellung der Industrieregionen in Europa auf NUTS3 Ebene 2015, [126]

Übertragbarkeit der Methodik für die Nutzung anderer Abwärmequellen

Die Arbeit beschäftigt sich mit der Nutzung der industriellen Energieabgabe in Industrie-Stadt Energieverbänden. Die Schaffung von Energieverbänden und die Nutzung vorhandener Energiequellen muss sich nicht auf die Integration von Industriebetrieben beschränken. In der Arbeit von McKenna et al., 2017 wird die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen zur Versorgung von naheliegenden Städten untersucht. Dafür wurde die Methodik der vorliegenden Arbeit angepasst und Biogasabwärme genutzt, um den Energieautarkiegrad der Stadt zu erhöhen und CO₂-Emissionen einzusparen. In diesem Fall wurden die Städte, die mit

Biogasabwärme versorgt werden sollen, anhand eines Algorithmus ausgewählt, der zu den geringsten CO₂-Vermeidungskosten bei maximaler Potentialausnutzung führt. [127]

6.2 Schwächen

Übertragbarkeit der Ergebnisse

Die Schaffung eines Industrie-Stadt Energieverbunds und die Evaluierung der Flexibilitätsoptionen wurde anhand eines Fallbeispiels gezeigt. Dementsprechend sind die Ergebnisse stark von den örtlichen Rahmenbedingungen abhängig und die von der Methodik losgelösten Ergebnisse nur teilweise auf andere Städte übertragbar. Die Schlussfolgerungen, welche Flexibilitätsoption bei ähnlichen Rahmenbedingungen am vorteilhaftesten ist, können dennoch gezogen werden. Zu Abweichungen und Unterschieden wird es z. B. in der Höhe des erreichbaren Barwerts oder Leistungsautarkiegrads geben. Im Vergleich mit anderen Studien liefert die vorliegende Dissertation dennoch vergleichbare Ergebnisse.

Die wirtschaftliche Bewertung wurde auf Basis aktueller Daten durchgeführt und ist entsprechend stark von den vorherrschenden ökonomischen Rahmenbedingungen abhängig. Nach einer Studie von Kost et al., 2018 sind Stromgestehungskosten von 49,5 bis 84,6 €/MWh für Photovoltaikanlagen (große PV-Dachanlage) erreichbar [128]. In dem simulierten Fallbeispiel wurden Stromgestehungskosten von 111 €/MWh (ohne Flexibilitätsoptionen) ermittelt, womit diese über den durchschnittlichen Stromgestehungskosten von PV im Jahr 2018 liegen. Auf Grund von technologischen Fortschritts, Skalen- und Lerneffekten sinken die Modulkosten für PV im Mittel um ca. 13% pro Jahr [120], wodurch die erhöhten Stromgestehungskosten erklärt werden können. Die Ermittlung dieser basiert auf einer Datengrundlage aus dem Jahr 2015. Wird die Reduktion der Modulkosten direkt an die Modulbetreiber und damit die Stromgestehungskosten weitergegeben, belaufen sich die Gestehungskosten auf ca. 73 €/MWh. Diese liegen somit im oberen Mittelfeld der ausgewiesenen Kosten von Kost et al., 2018.

Typische Wärmegestehungskosten sind in Tabelle 6-1 aufgelistet. Je nach Wärmebereitstellungstyp und Literaturquelle bzw. deren Alter werden hier Gestehungskosten von 76 bis 153 €/MWh angegeben. Im Vergleich dazu sind die Kosten für dezentrale Wärmeversorgung (private Haushalte) höher bei 84 bis 167 €/MWh einzuordnen. Die Wärmegestehungskosten bei Nutzung eines Biomasseheizwerkes liegen bei etwa 80 bis 100 €/MWh, wobei hier die Kosten für ein Wärmeverteilnetz nicht inkludiert sind. Im Fallbeispiel können deutlich geringe Wärmegestehungskosten von 20- 54 €/MWh ermittelt

werden. Ein ausschlaggebender Faktor ist hier mit Sicherheit das bestehende Fernwärmenetz, das durch die zusätzliche Nutzung von industrieller Abwärme ausgebaut bzw. verdichtet, aber nicht erst gebaut werden muss. Außerdem werden im Fallbeispiel keine Bezugskosten für die Abwärme angenommen. Bei einem anderen zu Grunde liegenden Geschäftsmodell können sich die Kosten ändern.

Tabelle 6-1: Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmebereitstellungstypen, [129–131]

Wärmebereitstellungstyp	Wärmegestehungskosten [€/MWh]	Anmerkung
Abwärmenetz	76	Abwärmekosten: 40€/MWh
Solarnetz ohne Speicher	115	
Solarnetz mit Wärmepumpe	118	
Netze mit hohem Solaranteil	66-153	
Kalte Nahwärme	151	
Bio-Solar-Netz	121	
KWK-Anlage	76,7	
Gaskessel und Solarthermie	84-111	
Pelletkessel und Solarthermie	88-126	Privathaushalt
Wärmepumpe	126-167	
Biomasseheizwerk	80-100	Ohne Netz

CO₂-Vermiedungskosten sind Kennwerte, die den schnellen Vergleich von Technologien/Maßnahmen ermöglichen. Mit begrenzten ökonomischen Ressourcen lassen sich aber nicht alle Maßnahmen umsetzen. Die größten CO₂-Einsparungen für einen gegebenen Mitteleinsatz (also das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis) lässt sich erreichen, indem die größtmögliche Wirtschaftlichkeit der CO₂-Vermeidung angestrebt wird. Dies bedeutet, dass die finanziellen Ressourcen nicht etwa unbedingt auf die Maßnahmen mit den größten CO₂-Vermeidungspotenzialen konzentriert werden, sondern auf die Maßnahmen mit den geringsten Kosten pro vermiedener Tonne CO₂.

Für das Fallbeispiel wurden je nach Szenario CO₂-Vermeidungskosten von 51 bis 152 €/t CO₂ für die Nutzung industrieller Abwärme und 184 bis 323 €/t CO₂ für die Nutzung von industriellem PV-Strom ermittelt (ohne die Nutzung von Langzeitstromspeichern). Der Marktpreis für eine Tonne CO₂ stieg momentan seit dem Jahr 2017 kontinuierlich an und erreichte am 10.09.2018 seinen bisherigen Peak mit 24,85 €/t (Stand 14.11.2018) [132]. Somit

lag der Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2018 bei 12,05 €/t, für das zweite Halbjahr bei 16,91 €/t CO₂. Analysten prognostizieren einen möglichen Anstieg der Zertifikatskosten auf 30 bis 100 €/t CO₂ [133,134].

Die durch die Nutzung von industriellem PV-Strom entstehenden CO₂-Vermeidungskosten sind deutlich höher als der Marktpreis. Dadurch liegt zwar kein ökonomischer Anreiz vor, doch durch die in der Vergangenheit gewährten und auch in der Gegenwart fortschreitenden Förderungen von erneuerbaren Energien wurde bereits der politische Wille gezeigt, CO₂-Vermeidungskosten zu akzeptieren, die deutlich über dem Marktpreis liegen. Hingegen sind mit der Nutzung industrieller Abwärme CO₂-Vermeidungskosten erreichbar, die – bei weiterhin steigendem Trend – unter den Zertifikatspreisen der Börse liegen.

McKenna et al., 2017 ermittelten CO₂-Vermeidungskosten für die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen und weisen Werte von 40 bis über 140 €/t CO₂ aus. Diese liegen in etwa in derselben Größenordnung wie die im Fallbeispiel ermittelten.

Geografische Auslösung

Die Verortung des Energiebedarfs ist nicht Teil des Modells, wodurch die Bewertung des Investments für das Wärmeverteilnetz mit Unsicherheiten behaftet ist. Die Dimensionierung des Netzausbaus erfolgte anhand der Trassenbelegung des Bestandnetzes. Ohne geografische Verortung kann nicht auf die Wärmebedarfsdichte geschlossen und das Netz entsprechend dimensioniert werden. In der Sensitivitätsanalyse wurde gezeigt, dass eine Erhöhung der Netzkosten um 50% den Barwert um 10% reduziert. Die Auswirkungen einer Unterdimensionierung sind gering, dennoch sollte eine geografische Verortung wie in Abbildung 6-2 ersichtlich, vorgenommen werden. Hier ist für das Fallbeispiel, basierend auf den Bruttogeschossflächen und des Gebäudealters, der Wärmebedarf auf 100x100 m genau verortet.

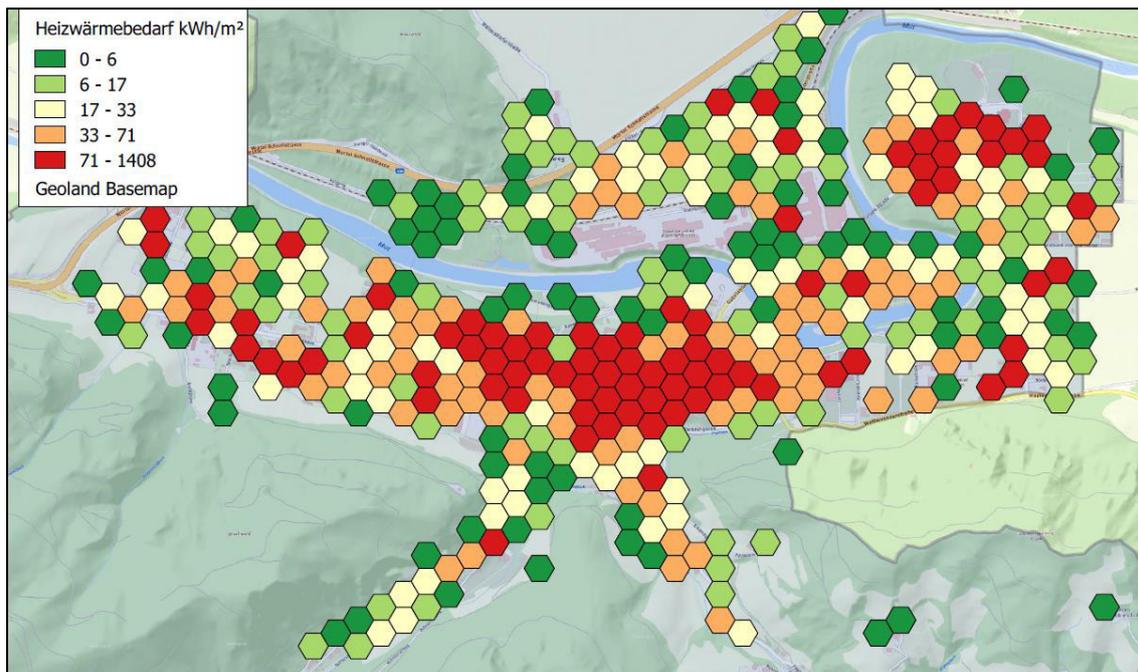


Abbildung 6-2: Geografische Verortung des Wärmebedarfs des Fallbeispiels, [4]

Bisheriger Einsatz der DFT zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs

In der vorliegenden Arbeit wurde der Flexibilitätsbedarf mittels DFT ermittelt und unter anderem zur Speicherdimensionierung herangezogen. Dabei sind nun folgende zwei Dinge bekannt geworden:

- Das Ergebnis der DFT besteht aus Beträgen und Phasenwinkel für unterschiedliche Periodendauern. Der langfristige Flexibilitätsbedarf wurde anhand der 1a-Komponente und der kurzfristige Flexibilitätsbedarf anhand der 24h-Komponente ermittelt. Neben den herangezogenen Komponenten treten links und rechts davon ebenfalls dominierende Spektralanteile, sogenannte Seitenbänder, wie z. B. in Abbildung 5-11 rechts und Abbildung 5-16 rechts, auf.
- Das Ergebnis der DFT ist nicht nur durch die 1a- und 24h-Komponente charakterisiert, sondern auch durch andere Spektralanteile, die eben nicht zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung herangezogen wurden (siehe z. B. Abbildung 5-14 rechts).

Das Auftreten der Seitenbänder wird mit Hilfe der Außentemperatur und des Wärmebedarfs für eine ausgewählte Stadt in Österreich untersucht. In Abbildung 6-3 sind die Außentemperatur und die Fernwärmeleistung dieser Stadt für das Jahr 2005 abgebildet. Ein

Trend ist erkennbar, dass bei steigender Außentemperatur die Fernwärmeleistung abnimmt und umgekehrt. Das sollte sich auch in im Ergebnis der DFT widerspiegeln.

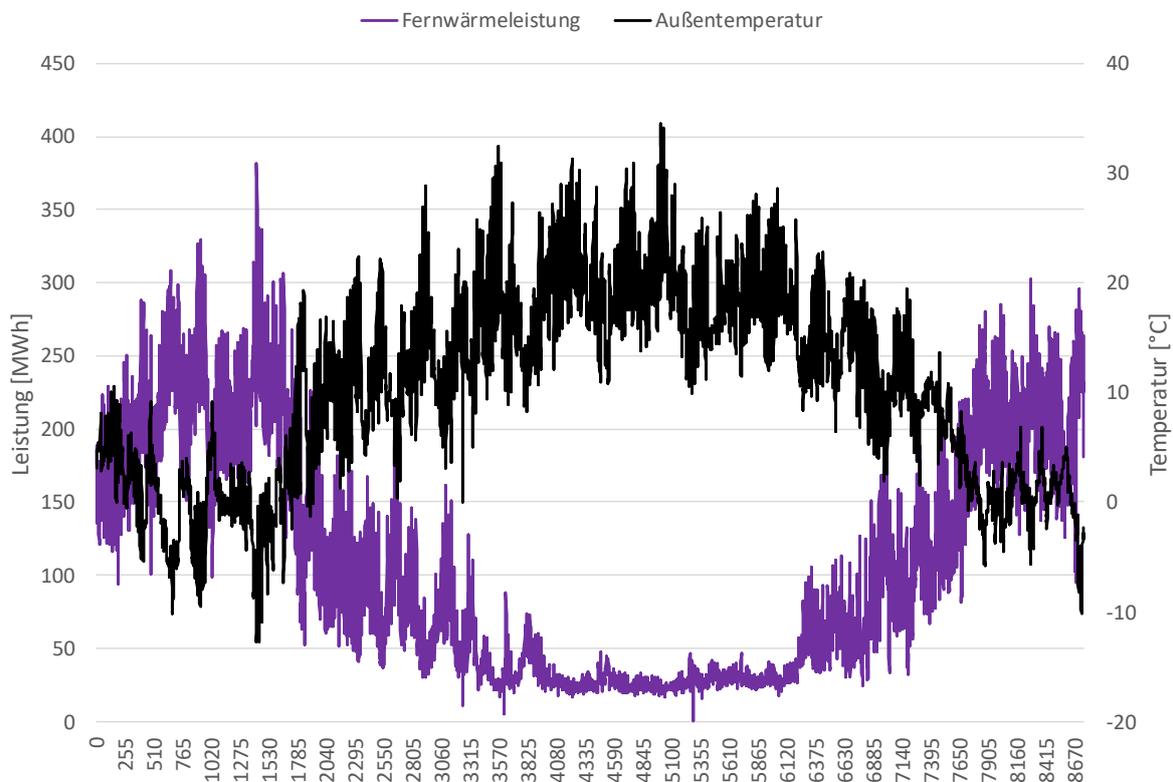


Abbildung 6-3: Außentemperatur und Fernwärmeleistung für eine österreichische Stadt (2005), [interne Daten]

Um die Aussage zu bestätigen muss eine Phasenverschiebung von 180° stattfinden. Somit hat die Fernwärmeleistung ihr Maximum, wenn die Außentemperatur ihr Minimum aufweist. Das Ergebnis der DFT bestätigt diese Aussage für die Jahreskomponente (siehe Abbildung 6-4). Die unterschiedlichen Phasenverschiebungen bei 24h und 12h weisen darauf hin, dass es noch andere Effekte als die Temperatur gibt.

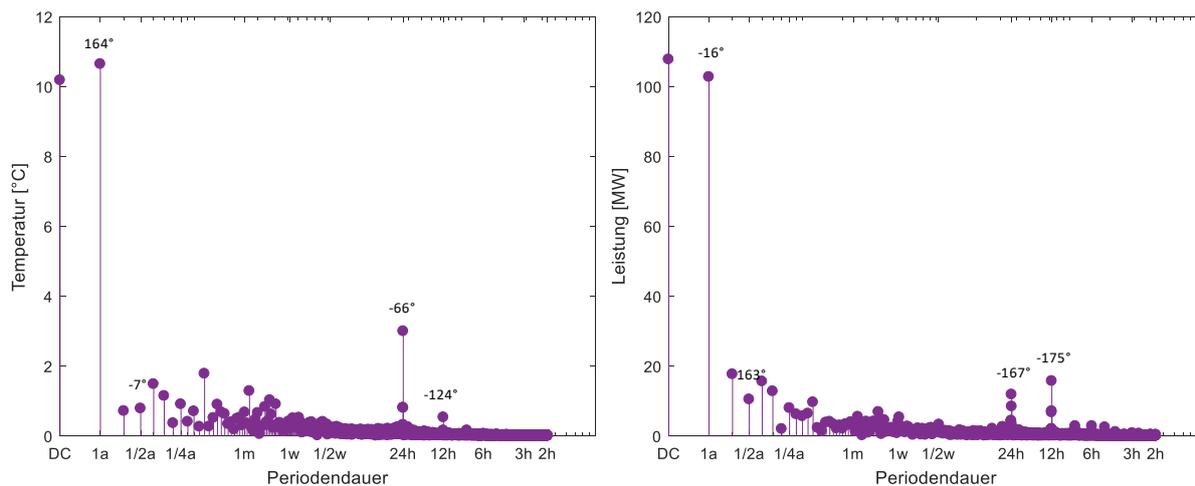


Abbildung 6-4: Ergebnis der DFT der Außentemperatur (links) und der Fernwärmeleistung (rechts), [interne Daten]

Kaiser, 2008 bestätigt das Ergebnis. Seine Untersuchungen zeigten, dass der Wärmebedarf bzw. die Wärmeleistung in einem Fernwärmenetz hauptsächlich durch zwei Faktoren beeinflusst werden: Die Außentemperatur und dem NutzerInnenverhalten. Je nach Tageszeit und Saison ist der überwiegende Einfluss der NutzerInnen bemerkbar. [164]

In den Abbildung 6-5 und 6-6 ist der Fernwärmelastgang für jeden Wochentag im Frühling und Winter dargestellt. Die Abbildungen für Sommer und Herbst sind im Anhang (siehe Kapitel 8.5) dargestellt. Der Fernwärmelastgang wurde dabei auf eine Außentemperatur von 0° normiert. Hier ist eindeutig das unterschiedliche NutzerInnenverhalten an den verschiedenen Wochentagen zu erkennen. So ist die Morgenspitze am Wochenende weniger stark ausgeprägt als unter der Woche. Vergleicht man nun das NutzerInnenverhalten im Frühling und im Winter, ist eine Verringerung des Abstandes zwischen Morgen- und Abendspitze von 12 Stunden auf 11 Stunden erkennbar. Im Sommer ist nur mehr eine leichte Morgenspitze auszumachen. Es kommt zu einer Abflachung des Fernwärmelastgangs.

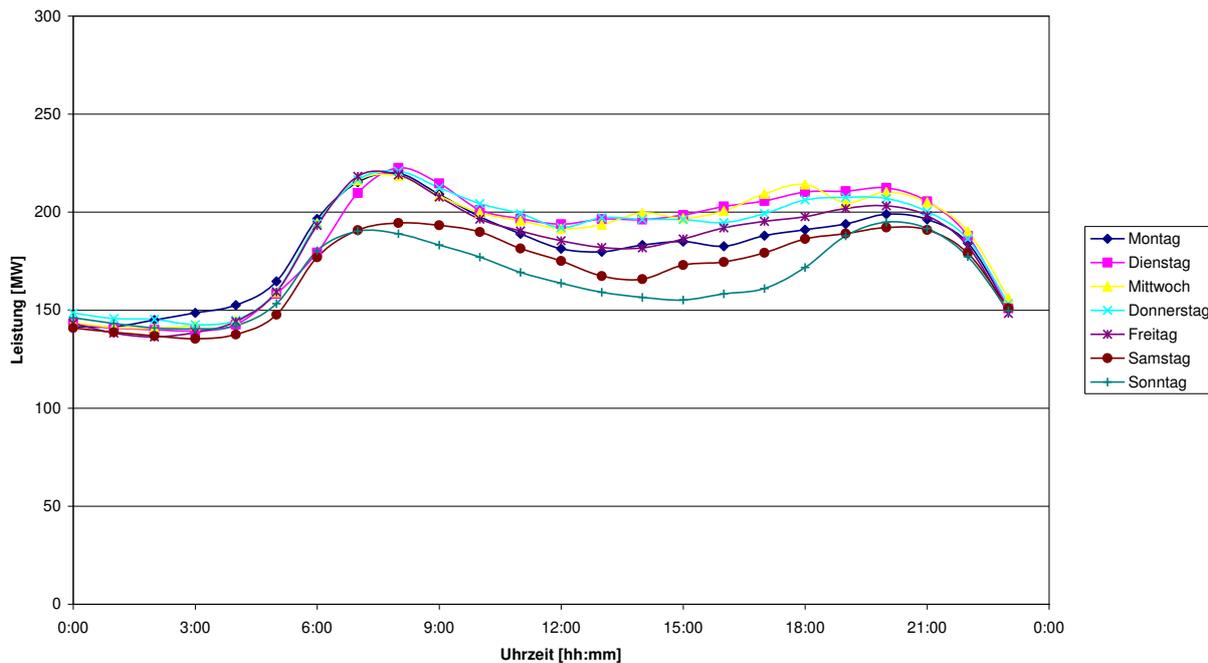


Abbildung 6-5: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0° im Frühling, [135]

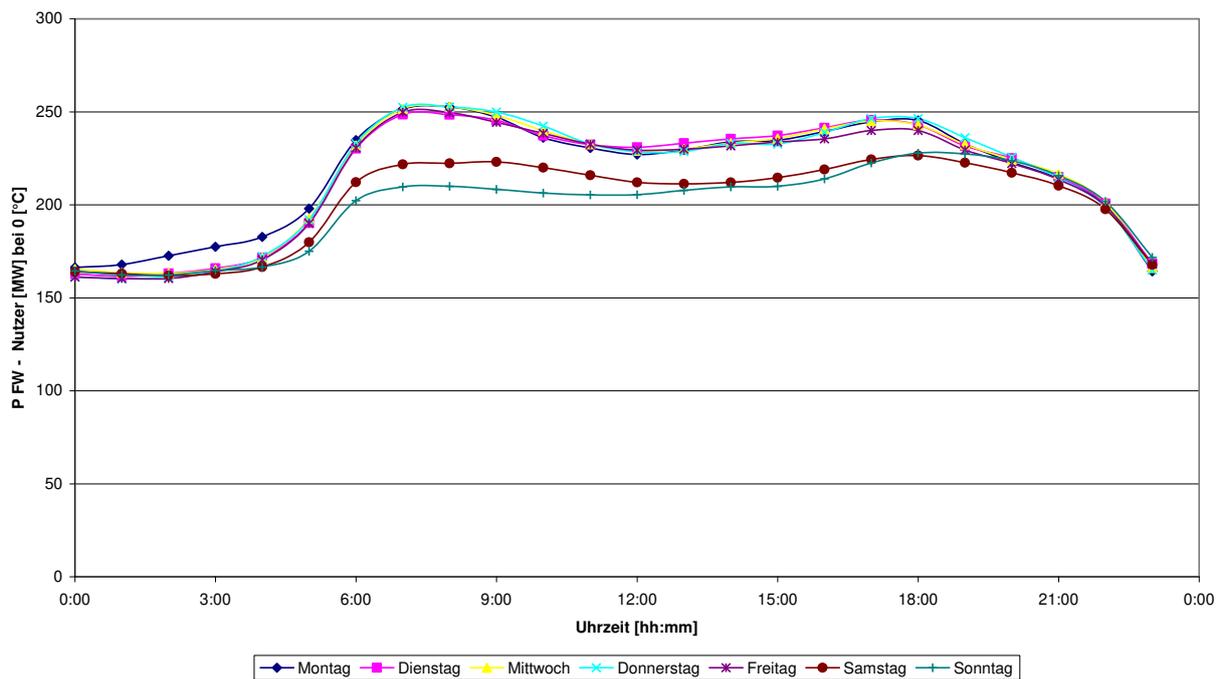


Abbildung 6-6: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0° im Frühling, [135]

Auf Grund dessen kommt es zu den Seitenbändern um die 24h- und 12h-Amplitude. Eine Vergrößerung des Bereichs um die 12h-Amplitude ist in Abbildung 6-7 dargestellt. Das Auftreten der Seitenbänder, also das Vorhandensein mehrere Amplituden um die

Periodendauer 12h, ergibt sich auf Grund des variierenden Abstands zwischen der Morgen- und Abendspitze. Die Variation hängt vom Wochentag und der Jahreszeit ab. Die unterschiedliche Ausprägung (Höhe) der drei höchsten Amplituden ergibt sich auf Grund des unterschiedlichen Nutzerverhaltens abhängig vom Wochentag und der Jahreszeit.

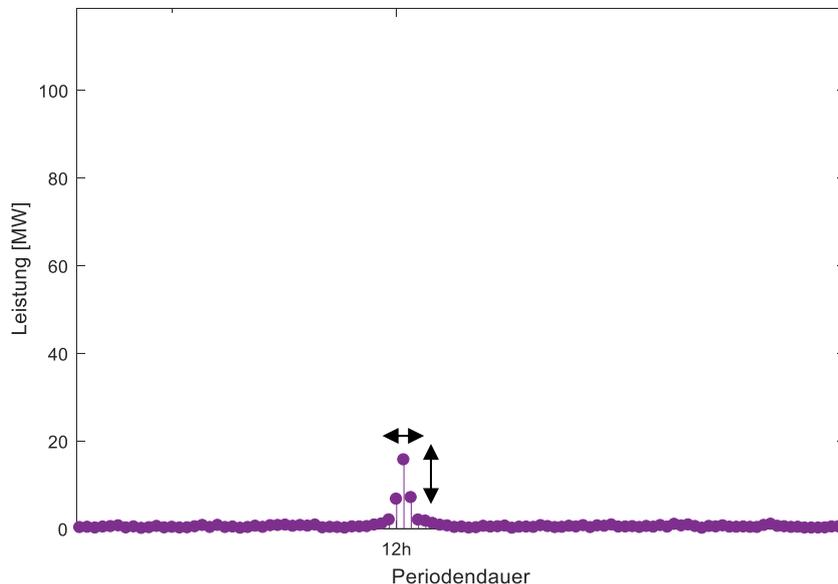


Abbildung 6-7: Vergrößerung des Bereichs um die 12h-Amplitude für das Ergebnis der DFT des Fernwärmelastgangs einer ausgewählten österreichischen Stadt

Die durch das variierende NutzerInnenverhalten induzierten Seitenbänder beeinflussen den für die Speicherdimensionierung ermittelten Flexibilitätsbedarf. Deshalb können diese nicht durch die sogenannte „Fensterung“ herausgefiltert werden. Die Seitenbänder müssen in die Flexibilitätsbetrachtung inkludiert werden. Welche Amplitude/Komponente nun zur Ermittlung herangezogen wird bzw. wie die Seitenbänder in die Ermittlung inkludiert werden ist noch offen. Hier gilt es eine geeignete Methode zu finden.

In Abbildung 5-14 rechts ist ersichtlich, dass die Komponenten zwischen dem 1a- und dem 1/2a-Frequenzanteil bzw. zwischen dem 1/2a- und dem 1/4a-Frequenzanteil deutlich die Amplitude der Jahreskomponente übersteigen. Somit lässt sich vermuten, dass die Wahl der Jahreskomponente zur Ermittlung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs nicht sinnvoll ist. Der Vergleich mit der dazugehörigen Residuallastkurve verdeutlicht diesen Umstand. In dem betrachteten Szenario kommt es im Frühjahr und im Herbst zu Überschüssen, in den Sommer- und Wintermonaten kommt es zu keinen Überschüssen. Auf Grund dessen ist ein Langzeitspeicher, der anhand der Jahreskomponente ausgelegt ist und somit ein halbes Jahr

überbrücken kann, zu groß dimensioniert. Hier gilt es eine andere dominierende Komponente für die Flexibilitätsbedarfsermittlung zu verwenden. Ein Abgleich mit der Residuallastkurve wird geraten. Ansonsten bietet die Ermittlung der Speichergröße anhand einer Optimierung, wie in der vorliegenden Arbeit gezeigt, eine Mittel zur Kontrolle an.

Die DFT eignet sich, um Aussagen zur Charakteristik der Energiebedarfs- und Energieangebotskurven zu treffen. Zur Bestätigung wurden die Ergebnisse der DFT mit den Lastgängen verglichen. Die DFT stellt außerdem eine Möglichkeit zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs dar.

6.3 Chancen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Erhöhung der zeitlichen Auflösung

Die Inputdaten für das Modell weisen eine zeitliche Auflösung von einer Stunde auf. Diese Auflösung wurde gewählt, da für die Angebotsseite und für den Wärmebedarf keine genauere Auflösung verfügbar war. Das Modell kann auch mit einer höheren zeitlichen Auflösung arbeiten, was insbesondere für die Abbildung der Stromseite vorteilhaft ist. Somit können auch sehr kurzzeitige Angebots- oder Bedarfsänderungen im System abgebildet werden. Im Zusammenhang mit der Industrie ist eine höhere zeitliche Auflösung hilfreich, um eine genaue Übereinstimmung mit den Prozessen zu ermöglichen.

Integration anderer Energiesenken

Der Ansatz verfolgt die Schaffung von Industrie-Stadt Energieverbänden, wobei Industriebetriebe die Energiequellen und Städte die Senken darstellen. Industriebetriebe eignen sich jedoch ebenfalls als Energiesenken. Die Verknüpfung von Industriebetrieben ist technisch aufwendiger, da die Temperaturniveaus, Medien und zeitliche Charakteristiken besser übereinstimmen müssen. Neben der Nutzung der industriellen Energieabgabe in Städten kann diese auch verwendet werden, um andere industrielle Betriebe bzw. Prozesse zu versorgen (industrial parks). Das Simulationsmodell kann um eine andere Senke erweitert werden und basierend auf den Indikatoren das Potential technisch oder wirtschaftlich optimal genutzt werden. Anhand der Beurteilung kann entschieden werden, ob eine Verknüpfung mit der Stadt oder mit anderen Industriebetrieben vorzuziehen ist. Bei einem entsprechend hohen Temperaturniveau der Abwärme kann auch eine kaskadierte Nutzung möglich sein.

Eine kombinierte Nutzung mehrerer Energiesenken kann den Bedarf an Flexibilitätsoptionen reduzieren.

Änderung der Modellogik Städteverbund

In der präsentierten Modellogik für die Flexibilitätsoption „Städteverbund“ wurde die industrielle Energieabgabe lediglich bei einem Überschuss in Stadt 1 an Stadt 2 geliefert. Dadurch kommt es bei geringen Überschüssen an industrieller Abwärme, wie in Subscenario c, zum Bau einer Verbindungsleitung, die nur in wenigen Stunden des Jahres gebraucht wird. Dieser Aufwand kann vermieden werden, wenn die industrielle Energieabgabe gleichmäßig auf beide Städte verteilt wird. Hier gibt es nun z. B. die Möglichkeit, die Auslegung anhand der Grundlast in Stadt 1 oder die Aufteilung der industriellen Energieabgabe anhand des Energiebedarfsverhältnisses der beiden Städte vorzunehmen.

Integration weiterer Flexibilitätsoptionen

In der vorliegenden Arbeit werden der Einsatz von thermischen und elektrischen Speichern, die Schaffung von Städteverbänden und Lastverschiebung in der Industrie als Flexibilitätsoptionen betrachtet. Die zeitliche Verschiebung der Industrieprozesse ist mit großem finanziellem und technischem Aufwand verbunden und führt nur zu geringen Verbesserungen der Indikatoren. Stattdessen kann der Energiebedarf dem Angebot angepasst werden. Das Energiebedarfsprofil der Stadt setzt sich aus mehreren hunderten einzelnen Haushalts- und Gewerbeprofilen zusammen. Durch gezielte Veränderungen bei einzelnen Verbrauchern kann somit eine bessere Anpassung an das Angebot stattfinden, bspw. mittels der Kommunikationseinrichtung von Smart Meters.

Eine weitere Möglichkeit der Flexibilisierung stellt Power to Heat (P2H) dar. Stromüberschüsse aus industriellem PV-Strom oder erneuerbaren Energien können zur Abdeckung des Wärmebedarfs verwendet werden. Aus exergetischer Sicht sollte jedoch immer Strom zur Strombedarfsdeckung herangezogen werden, da es durch die Wärmebereitstellung zur Entwertung des hochenergetischen Stroms kommt. Somit wird die Stromversorgung priorisiert, die Überschüsse können anschließend z. B. über einen Elektrodenkessel zur Wärmebereitstellung verwendet werden. Kommt es nur kurzzeitig und selten zu Überschüssen ist es möglich, dass sich P2H aus wirtschaftlicher Sicht nicht lohnt.

Optimale Versorgung mit regionaler Energie

Die Kombinierbarkeit von industrieller Energieabgabe und erneuerbarer Energie wurde basierend auf der vollständigen Nutzung des Potentials an industrieller Energieabgabe überblicksmäßig durchgeführt. Stattdessen kann anhand von Varianten- oder Optimierungsrechnung der Ausbau- und Nutzungsgrad beider Potentiale ermittelt werden. Als Zielfunktionen können z. B. der maximale Leistungsautarkiegrad, die minimalen Kosten oder der geringste Flexibilitätsbedarf verwendet werden.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Theissing M, Karner K, Rogetzer M, Bärnthaler J. (2016): Paradigmenwechsel im urbanen Energiesystem durch Synergiepotentiale mit der Industrie, Forschungsbericht 845219, FH JOANNEUM GmbH, Kapfenberg.
- [2] Karner K, Theissing M, Kienberger T.(2016): Energy efficiency for industries through synergies with urban areas, J Clean Prod 2016, 119:167–77, doi:10.1016/j.jclepro.2016.02.010.
- [3] Karner K, Theissing M, Kienberger T. (2017): Modeling of energy efficiency increase of urban areas through synergies with industries. Energy 2017; 136, doi:10.1016/j.energy.2015.12.139.
- [4] Karner K, Theissing M, Horn M, Bärnthaler J et al. (2017): Smart City Judenburg durch Synergiepotenziale mit der Industrie, Forschungsbericht 853172, FH JOANNEUM GmbH, Kapfenberg.
- [5] Karner K, McKenna R, Klobasa M, Kienberger T. (2018): Industrial excess heat recovery in industry-city networks: a technical, environmental and economic assessment of heat flexibility, J Clean Prod 2018, 193:771–83, doi:10.1016/j.jclepro.2018.05.045.
- [6] Brückner S, Liu S, Miro L, Radspieler M, Cabeza LF, Lävemann E. (2015): Industrial waste heat recovery technologies: An economic analysis of heat transformation technologies, Appl Energy 2015; 151:157–67, doi:10.1016/j.apenergy.2015.01.147.
- [7] Nimbalkar S. (2015): Waste Heat Recovery from Industrial Process Heating Equipment, IAC Forum - Webinar May 2015, https://www.iacforum.org:8443/iac/pdf/IAC_Student_Webinar_May_Sachin.pdf (zugegriffen 11. Juli 2018).
- [8] United Nations (1987): Our Common Future 1987, [http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/PoliticaExteriorCooperacion/Desarrollosostenible/Documnts/Informe_Brundtland_\(En_inglés\).pdf](http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/PoliticaExteriorCooperacion/Desarrollosostenible/Documnts/Informe_Brundtland_(En_inglés).pdf) (zugegriffen 17. November 2018).
- [9] Karner K, Theissing M, Kienberger T. (2016): Modeling of energy efficiency increase of urban areas through synergies with industries, Energy 2016, doi:10.1016/j.energy.2015.12.139.
- [10] Bundesministerium für Wissenschaft Forschung und Wirtschaft (2016): Energiestatus 2016, Wien, <https://www.bmnt.gv.at/energie-bergbau/energie/Zahlen--Daten--Fakten.html> (zugegriffen 14. November 2018).
- [11] Statistik Austria (2017): Gesamtenergiebilanz Österreich 2017, http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html (zugegriffen 14. November 2018).
- [12] Moser S, Goers S, de Bruyn K et al. (2017): Renewables4Industry - Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren, Forschungsbericht, Wien.

- [13] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (2012): Abwärmepotenzialerhebung 2012, https://www.publicconsulting.at/kpc/de/home/umweltfrderung/fr_betriebe/energiesparen/abwrmepotenzialerhebung_2012/ (zugegriffen 11. Dezember 2014).
- [14] Schnitzer H, Schmied J, Titz M et al. (2012): Abwärmekataster Steiermark, Forschungsbericht, TU Graz, Graz.
- [15] Österreichisches Institut für Raumplanung (ÖIR) (2008): Photovoltaik – Vorläufige Ergebnisse Technisches Potenzial - REGIO Energy, <https://regioenergy.oir.at/photovoltaik/technisches-potenzial> (zugegriffen am 12. März 2018).
- [16] Umweltbundesamt (2004): Flächenverbrauch, ein Umweltproblem mit wirtschaftlichen Folgen, Berlin, <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3576.pdf> (zugegriffen 26. August 2017).
- [17] Green City Lab (2012): Solarpotenzial Zirbenland: Analyse der potentiell nutzbaren Gebäudedachflächen für die Gewinnung von Solarenergie in der Region Zirbenland, Wien.
- [18] Theissing M, Schloffer M, Tragner M et al. (2009): Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteil- und Wärmenutzungssystemen, Forschungsbericht, Kapfenberg.
- [19] Solargis s.r.o. (2017): Solar resource maps of Austria 2017, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/austria> (zugegriffen 13. März 2018).
- [20] Eurelectric (2014): Flexibility and aggregation - requirements for their interaction in the market, Brüssel, doi:10.1109/TPWRS.2014.2328865.
- [21] Hübner M, Wedler M, Ganglberger E. (2017): White Paper: Bewertung von Flexibilitätspotenzialen für die Umsetzung von Smart Grids in Österreich, Wien, https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/white-paper-flexibilitaet.pdf (zugegriffen 17. November 2018).
- [22] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen 2011, https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf (zugegriffen 17. November 2018).
- [23] AG APG (2016): Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG 2016, <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik> (zugegriffen 12. Juni 2018).
- [24] Statista GmbH (2016): Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft in Österreich nach Kraftwerkstyp im Jahr 2016, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/328441/umfrage/stromerzeugung-aus-wasserkraft-in-oesterreich-nach-kraftwerkstyp/> (zugegriffen 15. März 2018).
- [25] Gutschi C, Stigler H. (2008): Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side

Management in Österreich, 10. Symp. Energieinnovation, Proceedings, Graz.

[26] Oberhofer M. (2013): Demand-Side-Management in Österreich in Industrie und Gewerbe, Masterarbeit, TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen.

[27] Berger H, Eisenhut T, Polak S et al. (2011): Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector, Forschungsbericht, BMVIT 65/2011, Wien.

[28] Kollmann A, Schmidthaler M, Elbe C et al. (2014): Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur - Potenzialanalyse für Smart Grids, Forschungsbericht BMVIT 7/2015, Linz.

[29] Hirzel S, Sontag B, Rohde D-IC (2013): Industrielle Abwärmenutzung - Beispiele & Technologien, Karlsruhe, http://www.effizienzfabrik.de/ecomaXL/files/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf&download=1. (zugegriffen 23. Juni 2017).

[30] Stadtwerke Leoben e.U. (o. J.): Stadtwärme Leoben, <https://www.stadtwerke-leoben.at/stadtwaerme-leoben.html> (zugegriffen 2. Mai 2017).

[31] Steiermark ORF.at (2014): Nächste Ausbaustufe bei Abwärmeprojekt Leoben, <http://steiermark.orf.at/news/stories/2637206> (zugegriffen 2. Mai 2017).

[32] voestalpine Stahl Donawitz GmbH (2017): Roheisenerzeugung, <http://www.voestalpine.com/stahldonawitz/de/technologie/produktion/roheisenerzeugung/> (zugegriffen 2. Mai 2017).

[33] Grünberger M. (2017): Abwärmenutzung der voestalpine in der Stadt Leoben, Interview.

[34] Kelag Wärme GmbH (2014): Spatenstich für ein innovatives Projekt in der Obersteiermark: Industrielle Abwärme für Trofaiach, <http://www.voestalpine.com/stahldonawitz/de/technologie/produktion/roheisenerzeugung/> (zugegriffen 2. Mai 2017).

[35] Bioenergie Aichfeld GmbH (o. J.): Q2 - Der Wärmenvorteil aus Pöls, <http://www.waermenvorteil.at/de-fernwaermeversorgung-2.html> (zugegriffen 13. März 2018).

[36] Zellstoff Pöls AG (2017): Unser Werk in Zahlen, <http://www.zellstoff-poels.at/ueberuns/poels-in-zahlen/> (zugegriffen 13. März 2018).

[37] MiRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (2016): Anlagenkapazität, <http://www.miro-ka.de/de/produkte-prozesse/anlagenkapazitaet.htm> (zugegriffen 2. Mai 2017).

[38] Rink M. (2017): Abwärmenutzung der MiRO zur Wärmeversorgung der Stadt Karlsruhe, Interview.

[39] Stadtwerke Karlsruhe GmbH (o. J.): Fernwärmeprojekt mit MiRO, <https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swk/regionales/umwelt-nachhaltigkeit/prozessabwaerme.php?navid=645741645741> (zugegriffen 6. April 2017).

- [40] Nachrichten.at (2009): Ein Pionier der Fernwärme, Ein Pionier der Fernwärme 2009. <http://www.nachrichten.at/nachrichten/wirtschaft/energieeffizienz/Ein-Pionier-der-Fernwaerme;art36159,254519> (zugegriffen 2. Mai 2017).
- [41] Vereinigung der österreichischen Zementindustrie (o. J.): Das emissionsärmste Zementwerk der Welt, <http://www.zement.at/services/nachlese/7-news-teaser/433-das-emissionsaermste-zementwerk-der-welt> (zugegriffen 2. Mai 2017).
- [42] Kirchdorfer Zementwerk Hofmann Gesellschaft m.b.H (2016): DeCONOX-Anlage am 29. September 2016 feierlich eröffnet, <https://www.kirchdorfer-zement.at/das-emissionsaermste-zementwerk-der-welt/> (zugegriffen 2. Mai 2017).
- [43] Miró L, Brückner S, Cabeza LF (2015): Mapping and discussing Industrial Waste Heat (IWH) potentials for different countries. *Renew Sustain Energy Rev* 2015, 51:847–55, doi:10.1016/j.rser.2015.06.035.
- [44] Blesl M, Kempe S, Ohl M et al. (2008): Wärmeatlas Baden-Württemberg Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen, Stuttgart, <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90488/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=90488&MODE=METADATA> (zugegriffen 24. Mai 2017).
- [45] Pehnt M, Bödeker J, Arens M et al. (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potentiale und energiepolitische Umsetzung. Heidelberg.
- [46] Brueckner S, Miró L, Cabeza LF et al. (2014): Methods to estimate the industrial waste heat potential of regions - A categorization and literature review, *Renew Sustain Energy Rev* 2014, 38:164–71. doi:10.1016/j.rser.2014.04.078.
- [47] Schnitzer H, Schmied J, Titz M et al. (2012): Abwärmekataster Steiermark Endbericht 2012.
- [48] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien Energie und Technologie (o. J.): Energie-Atlas Bayern 2.0, <http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=cSsx3jXySS0> (zugegriffen 6. Juni 2017).
- [49] Agentschap NL (o. J.): Warmteatlas Niederlande, <http://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2> (zugegriffen 6. Juni 2017).
- [50] McKenna RC, Norman JB (2010): Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potentials in the UK, *Energy Policy* 2010, 38:5878–91. doi:10.1016/j.enpol.2010.05.042.
- [51] Ammar Y, Joyce S, Norman R et al. (2012): Low grade thermal energy sources and uses from the process industry in the UK, *Appl Energy* 2012, 89:3–20. doi:10.1016/j.apenergy.2011.06.003.
- [52] Fang H, Xia J, Zhu K et al. (2013): Industrial waste heat utilization for low temperature district heating, *Energy Policy* 2013, 62:236–46. doi:10.1016/j.enpol.2013.06.104.
- [53] Ivner J, Broberg Viklund S. (2015): Effect of the use of industrial excess heat in district heating on greenhouse gas emissions: A systems perspective, *Resour Conserv Recycl* 2015,

100:81–7. doi:10.1016/j.resconrec.2015.04.010.

[54] Morandin M, Hackl R, Harvey S. (2013): Economic feasibility of district heating delivery from industrial excess heat: A case study of a Swedish petrochemical cluster, *Energy* 2014, 65:209–20. doi:10.1016/j.energy.2013.11.064.

[55] Connolly D, Mathiesen BV. (2014): A technical and economic analysis of one potential pathway to a 100 % renewable energy system, *Int J Sustain Energy Plan Manag* 2014, 01:7–28.

[56] Lund H, Werner S, Wiltshire R et al. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, *Energy* 2014, 68:1–11. doi:10.1016/j.energy.2014.02.089.

[57] Cooper SJG, Hammond GP, Norman JB. (2016): Potential for use of heat rejected from industry in district heating networks, Gb perspective, *J Energy Inst* 2016, 89:57–69. doi:10.1016/j.joei.2015.01.010.

[58] Chen H, Goswami DY, Stefanakos EK. (2010): A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat, *Renew Sustain Energy Rev* 2010, 14:3059–67. doi:10.1016/j.rser.2010.07.006.

[59] Eyerer S, Wieland C, Vandersickel A et al. (2016): Experimental study of an ORC (Organic Rankine Cycle) and analysis of R1233zd-E as a drop-in replacement for R245fa for low temperature heat utilization, *Energy* 2016, 103:660–71. doi:10.1016/j.energy.2016.03.034.

[60] Han X, Karellas S, Liu M et al. (2017): Integration of Organic Rankine Cycle with Lignite Flue Gas Pre-Drying for Waste Heat and Water Recovery from Dryer Exhaust Gas: Thermodynamic and Economic Analysis, *Energy Procedia* 2017, 105:1614–21. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.518.

[61] van de Bor DM, Infante Ferreira CA, Kiss AA. (2015): Low grade waste heat recovery using heat pumps and power cycles, *Energy* 2015, 89:864–73. doi:10.1016/j.energy.2015.06.030.

[62] Brumme D. (2015): Wiener Fernwärmenetz: So funktioniert'!, <https://blog.paradigma.de/wiener-fernwaermenetz-funktioniert/> (zugegriffen 10. April 2018).

[63] Beitz W, Küttner K-H. (1995): *Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau*. 18. Auflage, Springer, Berlin Heidelberg, doi:10.1007/978-3-662-06774-1.

[64] Zhang Y, Jiang C, Shou B et al. (2017): A quantitative energy efficiency evaluation and grading of plate heat exchangers, *Energy* 2018, 142:228–33. doi:10.1016/j.energy.2017.10.023.

[65] Bühler F, Petrović S, Karlsson K. (2017): Industrial excess heat for district heating in Denmark, *Appl Energy* 2017, 205:991–1001. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.032.

[66] Averfalk H, Ingvarsson P, Persson U et al. (2017): Large heat pumps in Swedish district heating systems, *Renew Sustain Energy Rev* 2017, 79:1275–84.

doi:10.1016/j.rser.2017.05.135.

[67] Gong M, Werner S. (2017): Mapping energy and exergy flows of district heating in Sweden, *Energy Procedia* 2017, 116:119–27. doi:10.1016/j.egypro.2017.05.060.

[68] Broberg Viklund S, Johansson MT. (2014): Technologies for utilization of industrial excess heat: Potentials for energy recovery and CO₂ emission reduction, *Energy Convers Manag* 2014, 77:369–79. doi:10.1016/j.enconman.2013.09.052.

[69] Jockenhöfer H, Steinmann WD, Bauer D. (2017): Detailed numerical investigation of a pumped thermal energy storage with low temperature heat integration, *Energy* 2018, 145:665–76. doi:10.1016/j.energy.2017.12.087.

[70] Persson U, Moller B, Werner S. (2014): Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions, *Energy Policy* 2014, 74:663–81. doi:10.1016/j.enpol.2014.07.015.

[71] Hua J, Zhang S, Fu L. (2017): Similitude criterion derivation and pipe physical property test and suitable analysis for water hammer scale model of long distance district heating pipeline, *Appl Therm Eng* 2017, 125:80–90. doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.07.013.

[72] Li Y, Xia J, Su Y, Jiang Y. (2017): Systematic optimization for the utilization of low-temperature industrial excess heat for district heating, *Energy* 2018, 144:984–91. doi:10.1016/j.energy.2017.12.048.

[73] Jonsson AT, Sigurjonsson GF. (2008): Case Study: Hellosheidi Power Plant, combined heat and power, *Proc. 8th Asian Geotherm. Symp.*, 2008, p. 119–22.

[74] Fang H, Xia J, Jiang Y. (2015): Key issues and solutions in a district heating system using low-grade industrial waste heat, *Energy* 2015, 86:589–602. doi:10.1016/j.energy.2015.04.052.

[75] Anastasovski A, Raskovic P, Guzovic Z. (2015): Design and analysis of heat recovery system in bioprocess plant, *Energy Convers Manag* 2015, 104:32–43. doi:10.1016/j.enconman.2015.06.081.

[76] Huang F, Zheng J, Baleynaud JM et al. (2016): Heat recovery potentials and technologies in industrial zones, *J Energy Inst* 2016:1–11. doi:10.1016/j.joei.2016.07.012.

[77] Nuytten T, Claessens B, Paredis K et al. (2013): Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating, *Appl Energy* 2013, 104:583–91. doi:10.1016/j.apenergy.2012.11.029.

[78] Mathiesen BV, Lund H, Connolly D. (2012): Limiting biomass consumption for heating in 100% renewable energy systems, *Energy* 2012, 48:160–8. doi:10.1016/j.energy.2012.07.063.

[79] Rundel P, Meyer B, Meiler M et al. (2013): Speicher für die Energiewende, *Sulzbach-Rosenberg*: 2013. doi:10.1007/s00502-013-0163-z.

[80] Hast A, Syri S, Lekavičius V. (2018): District heating in cities as a part of low-carbon energy system, *Energy* 2018, 152:627–39. doi:10.1016/j.energy.2018.03.156.

- [81] Sayegh MA, Danielewicz J, Nannou T et al. (2017): Trends of European research and development in district heating technologies, *Renew Sustain Energy Rev* 2017, 68:1183–92. doi:10.1016/j.rser.2016.02.023.
- [82] Schmidt D, Kallert A, Blesl M et al. (2017): Low Temperature District Heating for Future Energy Systems, *Energy Procedia* 2017, 116:26–38. doi:10.1016/j.egypro.2017.05.052.
- [83] Li Y, Rezgui Y, Zhu H. (2017): District heating and cooling optimization and enhancement – Towards integration of renewables, storage and smart grid, *Renew Sustain Energy Rev* 2017, 72:281–94. doi:10.1016/j.rser.2017.01.061.
- [84] Rosa AD, Boulter R, Church K et al. (2012): District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada: A case study, *Energy* 2012, 45:960–74. doi:10.1016/j.energy.2012.06.062.
- [85] Olsthoorn D, Haghghat F, Mirzaei PA. (2016): Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization, *Sol Energy* 2016, 136:49–64. doi:10.1016/j.solener.2016.06.054.
- [86] Paiho S, Reda F. (2016): Towards next generation district heating in Finland, *Renew Sustain Energy Rev* 2016, 65:915–24. doi:10.1016/j.rser.2016.07.049.
- [87] Rämä M, Wahlroos M. (2018): Introduction of new decentralised renewable heat supply in an existing district heating system, *Energy* 2018, 154:68–79. doi:10.1016/j.energy.2018.03.105.
- [88] Gellings CW. (1985): The concept of demand-side management for electric utilities, *Proc IEEE* 1985, 73:1468–70. doi:10.1109/PROC.1985.13318.
- [89] Keller F, Schultz C, Braunreuther S et al. (2016): Enabling Energy-Flexibility of Manufacturing Systems through New Approaches within Production Planning and Control, *Procedia CIRP* 2016, 57:752–7. doi:10.1016/j.procir.2016.11.130.
- [90] Beier J, Thiede S, Herrmann C. (2017): Energy flexibility of manufacturing systems for variable renewable energy supply integration: Real-time control method and simulation, *J Clean Prod* 2017, 141:648–61. doi:10.1016/j.jclepro.2016.09.040.
- [91] Graßl M, Vikdahl E, Reinhart G. (2013): A petri-net based approach for evaluating energy flexibility of production machines, 5th Int. Conf. Chang Aiiil Reconfigurable Virtual Prod., München: 2013, p. 303–8.
- [92] Shrouf F, Ordieres-Mere J, Garcia-Sanchez A et al. (2014): Optimizing the production scheduling of a single machine to minimize total energy consumption costs, *J Clean Prod* 2014, 67:197–207.
- [93] Moon J-Y, Park J. (2014): Smart production scheduling with time-dependent and machine-dependent electricity cost by considering distributed energy resources and energy storage, *Int J Prod Res* 2014, 52:3922–39.
- [94] Salahi N, Jafari MA. (2016): Energy-Performance as a driver for optimal production

planning, Appl Energy 2016, 174:88–100. doi:10.1016/j.apenergy.2016.04.085.

[95] Paulus M, Borggrete F. (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany, Appl Energy 2011, 88:432–41. doi:10.1016/j.apenergy.2010.03.017.

[96] Olsthoorn M, Schleich J, Klobasa M. (2015): Barriers to electricity load shift in companies: A survey-based exploration of the end-user perspective, Energy Policy 2015, 76:32–42. doi:10.1016/j.enpol.2014.11.015.

[97] Zahoransky RA. (2013): Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Wiesbaden: Springer Vieweg.

[98] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018): Photovoltaics report, Freiburg, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (zugegriffen 19. September 2018)

[99] Groiss C. (2013): Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, <http://www.ub.tuwien.ac.at/diss/AC10775109.pdf> (zugegriffen 06. Juni 2017).

[100] Gawlik W. (2013): Systemübergreifende dezentrale Energiespeicher im Universal Grid, OGE-Tagung 10. 10. 2013, http://www.ak-energie.at/pdf/EEK2013/EEK2013_Gawlik.pdf (zugegriffen am 06. Juni 2017).

[101] Timischl W, Kaiser G. (2015): Ingenieur-Mathematik 4. 2. Wien: E. Dorner.

[102] Wendemuth A. (2005): Grundlagen der digitalen Signalverarbeitung. Berlin, Heidelberg: Springer.

[103] Papageorgiou M. (1996): Optimierung. 2. München: R. Oldenbourg Verlag GmbH.

[104] Flick P. (2012): Evolutionäre Algorithmen, Bachelorarbeit, Karlsruhe Institut für Technologie, Institut für Theoretische Informatik.

[105] Steber D, Bazan P, German R. (2016): SWARM – Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batteriespeichern in Haushalten, 14. Symp. Energieinnovation, Graz.

[106] Theissing M. (2010): Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren von Energieträgern. Fernwärmetage 2010, Villach, p. 12.

[107] Klobasa M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz, Dissertation, ETH Zürich, doi:10.3929/ethz-a-005484330.

[108] Konstantin P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 3rd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

[109] Stadtgemeinde Judenburg (2012): Energieaktionsplan Judenburg 2020 der Stadtgemeinde Judenburg, Judenburg, <https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:e361d0ec-bb38->

4225-b29a-8e3c5c8c2e4f/Best_Practice_Energieaktionsplan%20Judenburg%202020.pdf
(zugegriffen 08. April 2017)

[110] APCS - Power Clearing & Settlement AG. (2018) Synthetische Lastprofile 2018.
<https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> (zugegriffen 17. Mai 2018).

[111] Land Steiermark - Amt der Steiermärkischen Landesregierung. (2019): Digitaler Atlas Steiermark 2019,
[https://gis.stmk.gv.at/atlas/\(S\(gqmorw1iyfazcbgrr24coqih\)\)/init.aspx?karte=grenzen&ks=das&cms=da&massstab=800000&darstellungsvariante=verwaltgre](https://gis.stmk.gv.at/atlas/(S(gqmorw1iyfazcbgrr24coqih))/init.aspx?karte=grenzen&ks=das&cms=da&massstab=800000&darstellungsvariante=verwaltgre) (zugegriffen 24. Januar 2019).

[112] Bärnthaler J. (2011): Energieautarkes Energieautarkes Zirbenland 2020. Zeltweg.

[113] Meteotest (2017): Meteororm: Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten 2017,
<http://www.meteororm.com/de/> (zugegriffen 27. November 2017).

[114] Amt der Steiermärkischen Landesregierung - Hydrographischer Dienst Steiermark (2017): Steiermark Online - Hydrographie 2017,
http://app.hydrographie.steiermark.at/bilder/Hochwasserzentrale/Source/SteiermarkOverview_Pub.htm (zugegriffen 27. November 2017).

[115] Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2017): LUIS - Online Luftgütedaten 2017,
<http://app.luis.steiermark.at/luft2/suche.php?station1=118&station2=&komponente1=114&station3=&station4=&komponente2=&mittelwert=1> (zugegriffen 27. November 2017).

[116] Baehr HD, Kabelac S. (2006): Thermodynamik. 13. Auflage. Berlin: Springer.

[117] Feyerl C. (2014): Nutzung industrieller Abwärme in einem stahlverarbeitenden Betrieb, Masterarbeit, FH JOANNEUM GmbH, Department Energy and Transport Management.

[118] Umweltbundesamt GmbH (2017): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger 2017,
<http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html> (zugegriffen 27. November 2017).

[119] 2000 Spektrum Akademischer Verlag (o. J.): Lexikon der Geowissenschaften – Abflußregime, <https://www.spektrum.de/lexikon/geowissenschaften/abflussregime/60> (zugegriffen 13. Oktober 2018).

[120] Fraunhofer IS (2019) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (zugegriffen 24. Januar 2019)

[121] Djuric Ilic D, Trygg L. (2014): Economic and environmental benefits of converting industrial processes to district heating, Energy Convers Manag 2014, 87:305–17. doi:10.1016/j.enconman.2014.07.025.

[122] Villar A, Parrondo J, Arribas JJ. (2013): District heating from industrial surplus heat in avilés (spain), Environ Prog Sustain Energy 2013, 33:1380–8. doi:10.1002/ep.11883.

[123] Umweltbundesamt GmbH (2017): PRTR Nationales Register 2017,

http://www5.umweltbundesamt.at/PRTR-web/state.do?stateId=APP_START (zugegriffen 27. November 2017).

[124] Dominkovic DF, Bacekovic I, Sveinbjörnsson D et al. (2016): On the way towards smart energy supply in cities: The impact of interconnecting geographically distributed district heating grids on the energy system, Energy 2016. doi:10.1016/j.energy.2017.02.162.

[125] Gössler A. (2017): Lastverschiebung im Unternehmen, Interview.

[126] Bourgeais V. (2015): Eurostat regional yearbook 2015 - A statistical portrait of the EU across the regional spectrum.

[127] McKenna R, Weinand J, Karner K et al. (2017): Securing local energy supply through municipal energy autonomy: assessing the feasibility of increased district heating from german biogas plants, AIEE Conf., Rome.

[128] Kost C, Shammugam S, Jülch V et al. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien 2018, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (zugegriffen 9. Oktober 2018).

[129] Pehnt M, Nast M, Götz C et al. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen" 2017.

[130] KEEA Klima- und Energieeffizienz Agentur, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2014): Aufbau von Wärmenetzen - Praxisleitfaden 2014, https://www.energiewende-frankfurtrheinmain.de/fileadmin/user_upload/content/pdf/Anhang_Praxisleitfaeden/Leitfaden_Aufbau_von_Waermenetzen_Online_Anhang.pdf (zugegriffen 25. November 2017).

[131] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (o. J.): Wärmegestehungskosten Biomasseheizwerke, <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizwerke/wirtschaftlichkeit/474-waermegestehungskosten> (zugegriffen 27. November 2017).

[132] European Energy Exchange AG. European Emission Allowances Auktion (EUA) (2017): Primary Market 2017, <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction#!/2018/11/13> (zugegriffen 14. November 2018).

[133] Stam C. (2018): Bericht: Preise für CO₂-Zertifikate steigen drastisch. EURACTIV Deutschl 2018, <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/bericht-preise-fuer-co2-zertifikate-steigen-drastisch/> (zugegriffen 14. November 2018).

[134] Witkop N. (2018): CO₂-Preise könnten bis 2020 auf 100 EUR/t steigen – Bank. Montel AS 2018, <https://www.montelnews.com/de/story/co2-preise-knnten-bis-2020-auf-100-eurt-steigen--bank/918763> (zugegriffen 14. November 2018).

- [135] Kaiser A. (2008): Betriebsdatenbasierte Modellbildung des Fernwärmenetzes der LINZ AG zur vorausschauenden Ermittlung relevanter Fernwärmeführungsparameter, Masterarbeit, FH JOANNEUM GmbH, Institut für Infrastrukturwirtschaft.
- [136] Bioenergie Aichfeld GmbH. (o. J.): Aus Abwärme wird Fernwärme, <http://www.waermevorteil.at/de-fernwaermeversorgung-2.html> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [137] Stadtwerke Kapfenberg GmbH (2017): Fernwärme 2017, <http://www.stadtwerke-kapfenberg.at/fernwaerme.html> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [138] Kleine Zeitung GmbH & Co KG (2016): Kapfenberg: Böhler-Abwärme heizt Wohnungen und Stadion, http://www.kleinezeitung.at/steiermark/muerztal/5104320/Kapfenberg_BoehlerAbwaerme-heizt-Wohnungen-und-Stadion (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [139] Tiroler Tageszeitung (2013): Wörgl heizt mit Abwärme der Tirol Milch, <http://www.tt.com/wirtschaft/7098894-91/worgl-heizt-mit-abwaerme-der-tirol-milch.csp> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [140] tourism services gmbh (2011): S. Swarovski beteiligt sich an Fernwärmeprojekt der Gemeinde Wattens, https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20110630_OTS0395/swarovski-beteiligt-sich-an-fernwaermeprojekt-der-gemeinde-wattens (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [141] TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (o. J.): Kooperationen, <http://www.tigas.at/index.php/produkte/fernwaerme/kooperationen> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [142] Schweighofer Fibre GmbH (2016): Umwelterklärung 2016. Hallein, <http://www.schweighofer-fiber.at/de/Umwelterklaerung2016.pdf> (zugegriffen 23. November 2017).
- [143] Kelag Wärme GmbH (2013): Mondi Frantschach Partnerschaft um weitere zehn Jahre verlängert | KWG - Mondi Frantschach Partnerschaft um weitere zehn Jahre verlängert, <http://www.kelagwaerme.at/content/kwg-mondi-frantschach-partne-935.html> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [144] FunderMax GmbH (o. J.): Umwelt, <https://www.fundermax.at/ueber-fundermax/umwelt.html> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [145] Kelag Wärme GmbH (2006): Bio-Abwärme für Althofen, <https://www.pressext.com/news/20061213018> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [146] Kelag Wärme GmbH (2014): Rosenbauer steigt auf Fernwärme um: KELAG Wärme GmbH liefert industrielle Abwärme der voestalpine, <https://www.pressext.com/news/20061213018> (zugegriffen 3. Mai 2017).
- [147] voestalpine Stahl GmbH (2012): Kelag Supplier Award 2012 an voestalpine Stahl GmbH - Was uns bewegt hat - Was uns bewegt, <http://www.voestalpine.com/stahl/Was-uns-bewegt/Was-uns-bewegt-hat/Kelag-Supplier-Award-2012-an-voestalpine-Stahl-GmbH>

(zugegriffen 3. Mai 2017).

[148] Schlemmer P. (2007): Grazer Energiegespräche – “Fernwärmeeinspeisung am Beispiel der Marienhütte in Graz.” Grazer Energiegespräche, Graz, http://www.umweltservice.graz.at/infos/geg3/schlemmer_kurzfassung_abwaerme_marienhutte.pdf (zugegriffen 24. Oktober 2017).

[149] Vorarlberger Kraftwerke AG (o. J.): Vorarlberg Milch eGen, <http://www.energieeffizienznetzwerk.at/inhalt/at/213.htm> (zugegriffen 3. Mai 2017).

[150] BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH (o. J.): Beschreibung der industriellen Abwärmenutzung unter Berücksichtigung einer bestmöglichen Nachverstromung mittels ORC-Prozess, <http://www.bios-bioenergy.at/de/abwaermenutzung.html> (zugegriffen 3. Mai 2017).

8 ANHANG

8.1 Abwärmequellen der energieintensiven Industrie

Tabelle 8-1: Abwärmequellen in der energieintensiven Industrie

Abwärmequelle	Medium	Volumenstrom	Temperatur [°C]	Zeitliches Profil	Anmerkungen
Eisen- und Stahlindustrie				Ganzjährig verfügbar, kontinuierlich	
Pelletieranlage	Abgas		250		
Sinteranlage	Abgas	1500-2500 [m ³ /t]	200-300		Spezifischer Energiebedarf: 358-531
Kokerei	Gas	140-200 [kg _{tr} /kg _{tr} Kohle]	650-980		Heizwert: 4,9 [kWh/m ³]
Hochofen (Gichtgas)	Gas	1200-2000 [m ³ /t]			Heizwert: 0,75-1,1 [kWh/m ³]
Hochofen (Winderhitzer)	Abluft	400-1500 [m ³ /t]	1.100-1.500		
Stahlwerk (Konvertergas)	Gas	500-100 [m ³ /t]			Heizwert Konvertergas: 2,4 [kWh/m ³],
Unterdrückte Verbrennung		50-100 [m ³ /t]			Abwärmennutzungsgrad (nicht unterdrückte
Nicht unterdrückte Verbrennung					Verbrennung): <90%
Elektrolichtbogenofen	Abgas		200-1200	Ganzjährig verfügbar, Batchprozess	Spezifischer Energiebedarf: 690 [kWh/t], Abgastemperatur abhängig von Schrottvorwärmung

Abwärmequelle	Medium	Volumenstrom	Temperatur [°C]	Zeitliches Profil	Anmerkungen
Papier- und Zellstoffindustrie				Ganzjährig verfügbar, kontinuierlich	Auslastung ca. 8.400 h
Papiermaschine	Abwasser		20-40		Spezifischer Strombedarf: 200-450 [kWh/t _{AD}]
	Abluft		60-80		Spezifischer Wärmebedarf: 1.200 [kWh/t _{AD}]
Stoffaufbereitung	Abwasser		30-60		Spezifischer Strombedarf: 200-300 [kWh/t _{AD}]
Halbstoffherzeugung (chemischer Aufschluss, Angaben für Sulfatprozess)	Abwasser		60-70		Spezifischer Strombedarf: 600-800 [kWh/t _{AD}] Spezifischer Wärmebedarf: 1.000-2.100 [kWh/t _{AD}]
Streichmaschine	Luft		100-140		Spezifischer Strombedarf: 100-200 [kWh/t _{AD}]
Produktionshalle	Abluft		30-40		
Chemische Industrie					Auslastung ca. 8.600 h
Chloralkali Elektrolyse				Ganzjährig verfügbar	Spezifischer Strombedarf: 2.800 [kWh/t] Spezifischer Wärmebedarf: 278 [kWh/t _{AD}]
Luftzerlegung				Ganzjährig verfügbar, 24 h Nennlast	Spezifischer Strombedarf: 240-400 [kWh/t]
Ammoniak	Abgas		1.000		Spezifischer Strombedarf: 140 [kWh/t] Spezifischer Wärmebedarf: 1.000-5.560 [kWh/t]
Kalziumkarbid					Spezifischer Strombedarf: 2.300-3.100 [kWh/t] Spezifischer Wärmebedarf: 1.700 [kWh/t]
Raffination					Spezifischer Energiebedarf: 400-1.100 [kWh/t _{Rohöl}]

Abwärmequelle	Medium	Volumenstrom	Temperatur [°C]	Zeitliches Profil	Anmerkungen
Steine und Erden, Glas					
<i>Zementindustrie</i>				Saisonal schwankend	Keine Volllast: ca. 7.200 h Spezifischer Strombedarf: 90-150 [kWh/t] Spezifischer Wärmebedarf: 833-1.056 [kWh/t]
Trockenverfahren	Abgas		200-450		Abgastemperatur abhängig von Vorwärmer
Klinkerkühlung <i>Glasiindustrie</i>	Luft		850		Spezifischer Energiebedarf: 1.500 [kWh/t]
Schmelzofen <i>Keramikindustrie</i>	Abgas		1.300		Spezifischer Energiebedarf für Ziegeln: 310-920 [kWh/t]
Kühlung KWK-Anlage	Luft Abgas		200-350 450-550		Spezifischer Energiebedarf für feuerfeste Keramik: 1.000-1.990 [kWh/t]
Nichteisen-Metalle					
Aluminium	Abgas	180-1.200		Ganzjährig verfügbar, Batchprozess	Sekundäraluminiumherstellung, Abgastemperatur je nach Art des Brenners
Kupfer				Ganzjährig verfügbar	

8.2 Potentiale an Flexibilität

Tabelle 8-2: Verbraucherseitige Flexibilisierungspotentiale im Dienstleistungssektor in [MW], [12,25–28]⁴

Branche	Lastreduktionspotential, [25]	Lastverschiebungspotential, mittlere Leistung, [26]	Lastverschiebungspotential, Spitzenleistung, [26]	Demand Response Potential (15min), bottom up, [27]	Demand Response Potential (60 min), bottom up, [[27]	Demand Response Potential, top down, [27]	Lastverschiebungspotential, [28]	Demand Response Potential, verschiebbare elektr. Leistung, [12]
Krankenhäuser	-	-	-	116	0	-	-	-
Kühlhäuser	-	6	11	5	5	5	-	-
Lebensmittel-einzelhandel	-	60	122	-	-	-	-	-
Wasserver-sorgung	-	10	20	-	-	-	-	-
Abwasser-reinigung	-	-	-	6	0	-	-	-
Facility Management	-	-	-	390	0	-	-	-
Summe	-	77	153	517	5	5	-	-

8.3 Beispiele Industrie-Stadt Energieverbünde

In der Tabelle 8-3 sind weitere Beispiele für Industrie-Stadt Energieverbünde anhand der Städte, Industriebetriebe und Branchen, dargestellt. Sofern bekannt sind auch weitere Informationen, wie Leistung und eingespeiste Energiemengen, angegeben.

⁴ - wenn keine Angaben zu den Potentialen gemacht wurden, 0 wenn kein Potential vorhanden ist

Tabelle 8-3: Darstellung weiterer Beispiele von Industrie-Stadt Energieverbänden

Stadt	Industrie	Branche	Menge/ Leistung	Anmerkungen	Quelle
Judenburg, Zeltweg, Knittelfeld, Pöls	Zellstoff Pöls AG	Papier- und Zellstoffindustrie	30 MW	Abwärme, 15.000 Haushalte, 18 Millionen Investition	[136]
Kapfenberg	Böhler Edelstahl	Eisen- und Stahlindustrie	3,5 GWh	Abwärme, 1.500 Haushalte	[137,1 38]
Wörgl	Tirol Milch	Nahrungsmittel- industrie		330 von 1100 angeschlossenen Objekten werden mit Abwärme versorgt	[139]
Innsbruck, Wattens	Wattens GmbH & Co KG, TRM Tiroler Rohre GmbH, Duktus, Swarovski- Optik KG	Papier- und Zellstoffindustrie, metallver- arbeitende Industrie		Abwärme, 10.000 Haushalte ans Fernwärmenetz angeschlossen	[140,1 41]
Hallein, Salzburg	Schweighofer Fibre GmbH	Papier- und Zellstoffindustrie	93 GWh _t h, 60 GWh el	Biomasseheiz- kraftwerk, Ökostrom für 17.000 Haushalte, Fernwärme für 12.000 Haushalte, PV-Anlagen auf Hallendächer	[142]

Stadt	Industrie	Branche	Menge/ Leistung	Anmerkungen	Quelle
Wolfsberg, Frantschach- St. Gertraud	Mondi Group	Papier- und Zellstoffindustrie	40 GWh	Abwärme, 300 Gebäude	[143]
St. Veit an der Glan	FunderMax GmbH	Holzverarbeitende Industrie		Abwärme für 3.800 Haushalte und öffentliche Gebäude, Einspeisung von Ökostrom ins öffentliche Netz	[144]
Althofen	Tilly Holzindustrie GmbH	Holzverarbeitende Industrie	10 GWh	Wärme aus dem Biomassekraftwerk für 500 Einfamilienhäuser	[145]
Linz	Voestalpine Stahl GmbH	Eisen- und Stahlindustrie	160 GW h	Abwärme, Versorgung von Haushalten, Gewerbebetrieben und öffentlichen Einrichtungen	[146,1 47]
Graz	Stahl- und Walzwerk Marienhütte Ges.m.b.H.	Eisen- und Stahlindustrie	35 GWh	Abwärme	[148]
Feldkirch	Vorarlberg Milch eGen	Nahrungsmittel- industrie		Abwärme	[149]
Kundl	Biochemie Kundl (Sandoz)	Pharmaindustrie		Abwärme	[150]

Die umgesetzten Projekte beschränken sich nicht nur auf die energieintensive Industrie. Wie anhand der Tabelle zu erkennen ist, wurden auch Industrie-Stadt Energieverbände mit nicht-energieintensiven Industriebranchen z. B. Nahrungsmittelindustrie verwirklicht.

8.4 Dichte von Luft in Abhängigkeit von der Temperatur

Für die Berechnung der Windangebotskurve wird neben den anderen Inputparametern (siehe Formel (5-1(5-1))) die Luftdichte in Abhängigkeit der Temperatur verwendet (siehe Tabelle 8-4).

Tabelle 8-4: Luftdichte in Abhängigkeit von der Temperatur, [116]

Temperatur [°C]	Luftdichte [kg/m ³]
+35	1,1455
+30	1,1644
+25	1,1839
+20	1,2041
+15	1,225
+10	1,2466
+5	1,269
0	1,292
-5	1,3163
-10	1,3413
-15	1,3673
-20	1,3943
-25	1,4224

8.5 Einfluss des Nutzerverhaltens auf den FW-Lastgang

Anschließend werden für die Jahreszeiten Sommer und Herbst der Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Fernwärmelastgang dargestellt.

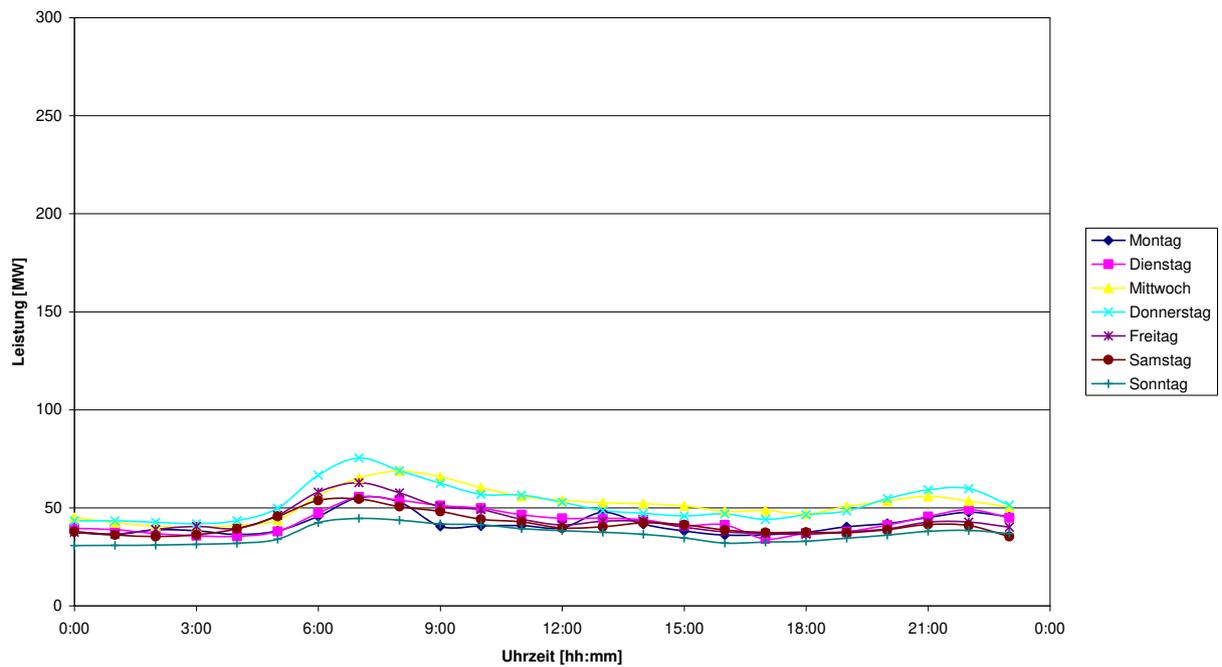


Abbildung 8-1: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0°C im Sommer, [135]

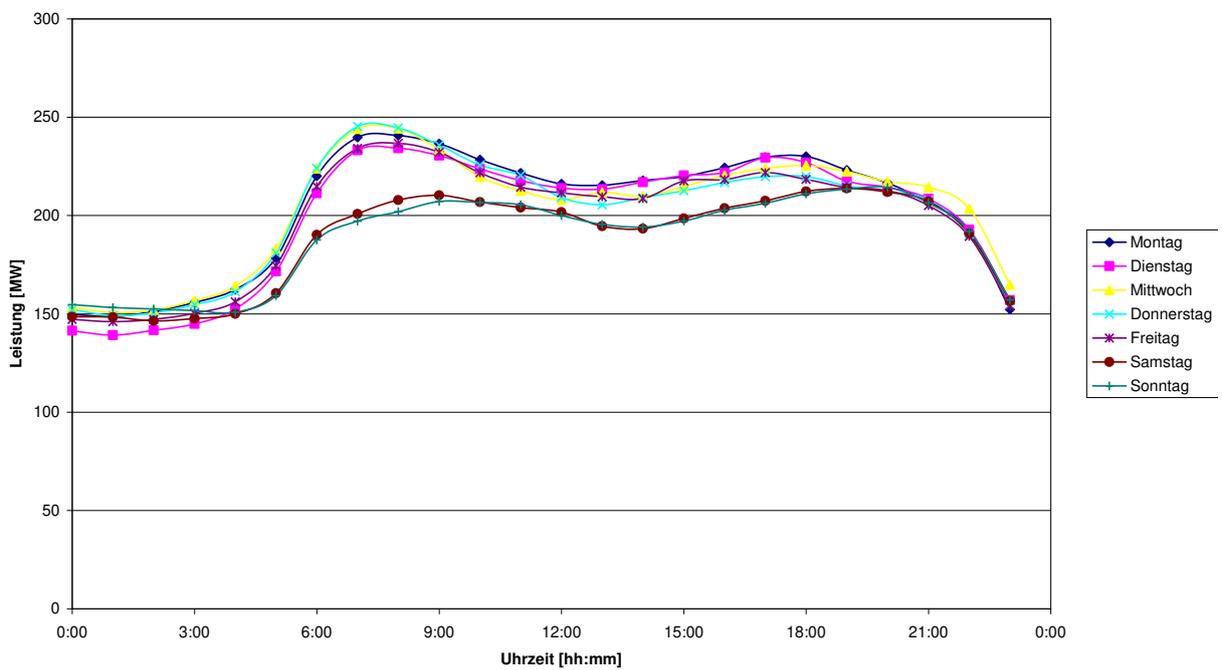


Abbildung 8-2: Nutzerverhalten aus FW-Leistung bei 0°C im Herbst, [135]