

Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat

G. Totschnig, R. Büchele, S. Fritz, L. Kranzl, A. Müller,
J. Nagler, K. Ponweiser, W. Baumgartner, J. Postl,
B. Adler, J. Brandmayr, M. B. Blarke,

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

00/2017

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat

Gerhard Totschnig, Richard Büchele, Sara Fritz,
Lukas Kranzl
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
TU-Wien

Johannes Nagler, Karl Ponweiser
Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU-Wien

Wolfgang Baumgartner, Josef Postl
ENERGIE AG OÖ Wärme GmbH

Bernhard Adler
ecop Technologies GmbH

Johann Brandmayr
aqotec GmbH

Morton Boje Blarke
Energianalyse.DK

Andreas Müller
e-think

Wien, September 2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform www.HAUSderZukunft.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
Kurzfassung	9
1 Einleitung.....	14
1.1 Aufgabenstellung.....	14
1.2 Stand der Technik.....	15
1.3 Verwendete Methoden.....	19
Simulation Kompressionswärmepumpen	21
Simulation der ecop Rotationswärmepumpe.....	22
Typologisierung von Fernwärmenetzen	24
Szenarien des zukünftigen Wärmebedarfs.....	25
Simulation des Jahresverlauf der Fernwärmenachfrage	26
Simulation des Fernwärme-Netzausbaus.....	27
Energiesystemische Optimierung	29
2 Ergebnisse	31
2.1 Lehren aus Power-to-Heat in Skandinavien.....	34
2.2 Systemkonfigurationen für die technische Implementierung von P2H.....	39
2.3 Simulationsergebnisse Kompressionswärmepumpen	42
2.4 Wärme-Kälte-Kopplung.....	46
2.5 Simulationsergebnisse ecop Rotationswärmepumpe.....	50
2.6 Temperaturniveau von Wärmenetze und gezieltes Vorlauf- und Rücklauf- temperaturmanagement.....	52
2.7 Typologisierung österreichischer und deutscher Wärmenetze und Auswahl von Fallstudien	57
Charakterisierung urbaner Räume in Österreich.....	58
Charakterisierung von Wärmenetzen in Österreich.....	64
Typologisierung von Fernwärmenetzen in Deutschland.....	71
2.8 Charakterisierung der ausgewählten Fernwärme-Fallstudien.....	74
Braunau.....	75
Kirchdorf an der Krems.....	75
Weichstetten.....	76
2.9 Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs sowie Jahresganglinien....	78
Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs für Österreich.....	78
Szenarien des Wärmebedarfs für die analysierten Fallstudien.....	80
Ermittlung von Jahresganglinien der Wärme- und Fernwärmenachfrage.....	91

2.10	Simulation des Fernwärme-Netzausbaus.....	101
	Erhebung von Netz-Infrastrukturkosten.....	101
	Perspektiven des Gebäudebestands und des Wärmebedarfs unter Berücksichtigung der Potentiale von Fernwärme.....	102
	Bedeutung der Ergebnisse für das Fernwärmepotential in Österreich.....	108
	Analyse der Fallstudien.....	110
2.11	Energiesystemische Optimierung	114
	Allgemeine Szenario Annahmen:.....	114
	Szenarien und Sensitivitäten.....	115
	Strom- und CO ₂ -Preise für die 2030 Fernwärmesimulationen:.....	115
	Strom- und CO ₂ -Preise für die 2050 Fernwärmesimulationen.....	116
	Einbindung von Wärmepumpen in die Fernwärme.....	118
2.11.1	Fallstudien Oberösterreich	121
	Kirchdorf	121
	Braunau am Inn	123
	Weichstetten.....	127
2.11.2	Ausgewählte weitere Fernwärmenetztypen	130
	Fernwärme-Netztyp 2	130
	Fernwärme-Netztyp 3	132
	Fernwärme-Netztyp 6	134
	Fernwärme-Netztyp 7	136
2.11.3	Flexibilisierung der Stromnachfrage durch P2H.....	137
3	Schlussfolgerungen	139
4	Ausblick und Empfehlungen	141
5	Verzeichnisse	143
	5.1 Abbildungsverzeichnis	143
	5.2 Tabellenverzeichnis	149
	5.3 Literaturverzeichnis.....	152
6	Anhang A: Kostenannahmen HiREPS Modell.....	158
7	Anhang B: Details zu Wärmepumpensimulationen	159
	7.1 Kältemittel.....	159
	7.2 Quellen thermischer Energie(absteigendes Temperaturniveau).....	161
	7.3 Verwendung der produzierten thermischen Energie	164
	7.4 Modellierung	165
	Ammoniak/n-Butan-Wärmepumpen.....	166
	t-CO ₂ -Wärmepumpe	167
	Wärmeübertrager.....	168

Verdichter	171
Auslegungsrechnung (Design-Case)	174
Teillastsimulation (Off-Design)	175
7.5 Simulationsergebnisse.....	176
7.6 Nachheizung des Wassers	201
7.7 Anhang: Lastganglinien der drei untersuchten Netze: Beobachtungsdaten und Modelliererergebnisse.....	202

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Um die CO₂-Emissionen im Energiesektor zu senken, ist auch eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Fernwärme-Aufbringung notwendig. Gleichzeitig wächst mit dem steigenden Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien der Bedarf die Stromnachfrage zu flexibilisieren. Die Nutzung von Strom im Wärmesektor, kombiniert mit Wärmespeichern, zu Zeiten, in denen zukünftig günstiger erneuerbarer Überschussstrom verfügbar ist, (Power-to-Heat = P2H) verspricht große Potentiale, um wirtschaftlich die CO₂-Emissionen in der Fernwärme zu senken und zusätzliche Flexibilität in der Stromnachfrage bereitzustellen.

Inhalte und Zielsetzungen

Das Ziel dieses Forschungsprojektes war, technische und wirtschaftliche Potentiale innovativer P2H-Systemlösungen im urbanen Raum bis 2030 und 2050 zu bestimmen und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen zu identifizieren.

Methodische Vorgehensweise

Es wurden die österreichischen Fernwärmenetze typologisiert und einige typische Netze für die detaillierte Modellierung ausgewählt, Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs für Österreich mit dem Modell Invert/EE-Lab entwickelt und der sich daraus ergebende Fernwärme-Netzausbau und die Fernwärmenachfrage simuliert. Des Weiteren wurden zukünftige Änderungen in den Jahresganglinien abgeschätzt und verschiedene P2H-Systemlösungen detailliert thermodynamisch simuliert. Diese Inputs wurden dann im Energiesystem-Modell HiREPS verwendet, um die Portfolios der Fernwärmeerzeugung für die ausgewählten Netze für die Jahre 2030 und 2050 zu optimieren und so die zukünftige Rolle von P2H zu analysieren.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die simulierten Szenarien eines zukünftigen Energiesystems mit hohem Erneuerbaren Anteil und niedrigen CO₂-Emissionen zeigen, dass Großwärmepumpen in der Fernwärme einen bedeutenden Marktanteil erreichen können. Der Anteil der Wärmepumpen an der Fernwärmeerzeugung liegt in den simulierten Szenarien, die von einer starken Dekarbonisierung des Energiesystems ausgehen, großteils zwischen 10 und 30% im Jahr 2050. In den meisten Fernwärmenetzen sind Wärmepumpen auch schon im 2030 Szenario wirtschaftlich. Als Anergiequellen wurden in dieser Studie Rauchgaskondensation, Niedertemperatur-Abwärme und Geothermie betrachtet. Wärmepumpen in Kombination mit Rauchgaskondensation erweisen sich bei größeren Biomasse-KWK- und größeren Biomasse-Heizwerken als wirtschaftliche Lösung. Auch ein hoher GuD-KWK-Anteil in der Wärmebereitstellung eines Fernwärmenetzes lässt Raum, um einen Anteil bis 35% der

Fernwärmeerzeugung 2050 mit Wärmepumpen zu erreichen. In den bisher genannten Fällen ist die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen meist durch die Verfügbarkeit der Energiequellen begrenzt. In anderen Fernwärmenetzen (Kirchdorf, Braunau, Netztyp 2 - d.h. Großstadt mit Müllverbrennungsanlage, GuD KWK, Biomasse KWK, industrieller Abwärme und weiterem Abwärmepotential) wird die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen limitiert durch konkurrierende Wärmeerzeuger: verfügbare direkt nutzbare Abwärmepotentiale, Geothermie oder Müllverbrennungs-KWK-Anlagen.

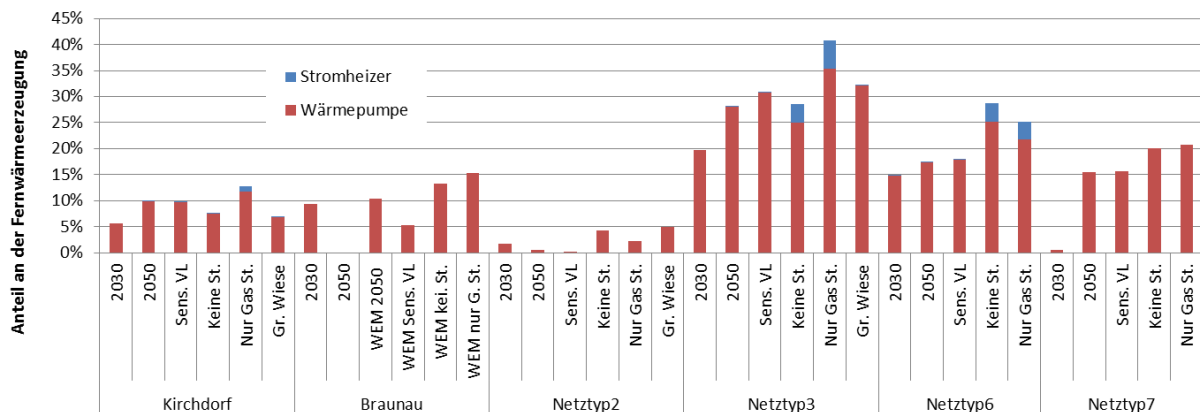


Abbildung 1: Übersicht über P2H-Anteile an der Fernwärmeerzeugung für die verschiedenen Netze und Szenarien. Das Szenario 1 ist immer das 2030 WEM Szenario (d.h. ein Szenario auf Basis aktuell bestehender politischer Rahmenbedingungen). Die anderen Szenarien sind, wenn nicht anders gekennzeichnet, WAMplus 2050-Szenarien (d.h. Szenarien mit einer starken Dekarbonisierung). „Sens.VL“ stellt eine Sensitivität mit 5°C geringeren Vorlauftemperaturen dar, „Keine St“ eine Rechnung ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom und Gas, „Nur Gas St“ einen Fall ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom. „Gr. Wiese“ ist das Szenario „Grüne Wiese“, d.h. ohne Berücksichtigung von Bestandskapazitäten.

In Fernwärmenetzen mit Geothermieanlagen, bei denen die Geothermieleistung oder die verfügbare Temperatur aus der Geothermieanlage nicht ausreicht, sind Wärmepumpen ebenfalls eine wirtschaftliche Option. Auch wenn eine etwaige Reduktion der Besteuerung und Abgaben des Energieträgers Strom für P2H-Anlagen naturgemäß einen Effekt auf deren Wirtschaftlichkeit hat und so diese Flexibilitätsoption stärker ausgebaut werden würde, ist aus den Ergebnissen klar ersichtlich, dass andere im jeweiligen Fernwärmenetz vorhandene Gegebenheiten den Anteil der Wärmepumpen am Erzeugungsmix deutlich stärker prägen, insbesondere die verfügbare Leistung günstiger Abwärmequellen und die Konkurrenz mit direkt nutzbarer Abwärme, Geothermie und Müllverbrennungs-KWK-Anlagen. Besonders relevant sind die Steuern, Netzentgelte und Abgaben für die Marktanteile von Elektroheizkesseln in der Fernwärme. Bei den gegenwärtigen Steuersätzen und Gebühren sind Elektroheizkessel als Wärmeerzeuger in den analysierten Szenarien bis 2050 nicht wirtschaftlich. Nicht simuliert wurde dabei die Bereitstellung von Regelenergie. Hier können Elektrokessel sehr wohl wirtschaftlich sein, wie aktuelle Erfahrungen zeigen. Wärmepumpen helfen die CO₂-Emissionen der Fernwärmeerzeugung zu senken und den Brennstoff- und Ressourcenverbrauch zu reduzieren. Kernbaustein für eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Fernwärme ist allerdings auch eine Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor. Wärmepumpen werden in den simulierten Szenarien im Winter großteils als

Grundlast betrieben. Von April bis September tragen sie eindeutig zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bei. Ergänzend sei vermerkt, dass laut einer aktuellen Dissertation (Rab, 2017) Wärmepumpen im Fernwärme-Erzeugungsportfolio zur Absicherung gegen langfristige Preisrisiken beitragen.

Abstract

Starting point/Motivation

The reduction of CO₂ emissions in the energy sector also requires a reduction of CO₂ emissions in district heating supply. Additionally, the need for flexibility of the electricity demand increases with the growing share of volatile renewable energy. Thus, the use of electricity in the heating sector, combined with heat storage in times when cheap renewable surplus electricity is available (Power-to-Heat = P2H), promises great potential to reduce the CO₂ emissions in district heating from an economic point of view. At the same time, flexibility can potentially be provided to the electricity demand.

Contents and Objectives

The objective of the project was to define technical and economic potentials of innovative P2H system solutions in urban regions till 2030 and 2050 and to determine the required framework conditions.

Methods

Within the project, we classified Austrian district heating networks and selected characteristic networks for detailed modelling. Model-based scenarios for space heating and domestic hot water were developed applying the existing model Invert/EE-Lab and the resulting district heating expansion potential and district heating demand were simulated. Furthermore, changes in the heat load profiles were analysed and hermodynamic simulations of innovative P2H solutions were conducted. All these inputs were used for the energy system model HiREPS to calculate optimized portfolios for the district heating supply of selected networks for the years 2030 and 2050. This allows the identification of the potential future role of P2H.

Results and Conclustions

The simulation results for the scenarios show the potential of major market shares for large heat pumps in the district heating supply assuming a high share of renewables and low CO₂ emissions. The share of heat pumps in the district heating supply manly varies between 10 and 30% in 2050, depending on the scenario. For most of the considered district heating

networks, heat pumps are already economic viable in 2030. The considered sources of energy in this study are flue gas condensation, low-temperature excess heat and geothermal energy. The results show, that heat pumps in combination with flue gas condensation are economic promising options for larger biomass-CHPs and biomass heat plants. Also a high share of CCGT allows heat pumps to cover up to 35% of the supply. The limiting factor in all above mentioned cases is the amount of available energy as heat source. For other analysed district heating networks (Kirchdorf, Braunau, district heat network type 2 – i.e. a large city with waste incineration, CCGT CHP, biomass CHP, industrial excess heat and additional excess heat potential) the demand supplied by heat pumps is limited by competing heat supply options: available excess heat potentials, geothermal energy or waste incineration CHP.

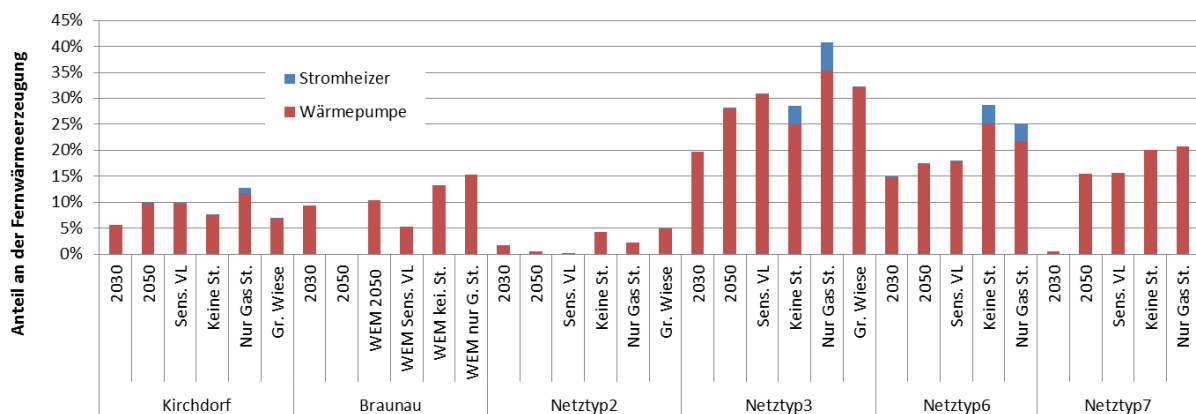


Abbildung 2: Overview on the share of P2H in district heating supply for various networks and scenarios. Scenario 1 always represents the WEM 2030 scenario (i.e. scenarios based on the current political framework). The other scenarios represent, unless otherwise stated, the WAMplus 2050 scenarios (i.e. scenarios with a strong decrease of CO₂ emissions). "Sens.VL" represents sensitivity szenario with 5°C reduction of inflow temperature, "Keine ST" a szenario without taxes, network charges and fees on electricity and gas, "Nur Gas ST" represents a szenario without scenario without taxes, network charges and fees on electricity, "Gr. Wiese" represents a greenfield szenario without considering already installed capacities.

Heat pumps are a economic viable option in district heating networks already using geothermal energy under the condition, that the geothermal power or supply temperature are not sufficient. Even though a positive impact on the economy of P2H due to the reduction of taxes and fees for electricity can be seen, the results show, that other conditions in the district heating network are more relevant. Especially the power of available cheap excess heat sources and the competition with potentials of direct usable excess heat, geothermal power and heat from waste incineration CHP plants. The taxes, network charges and fees are particularly relevant for the economic share of direct electric heating in district heating. Assuming current taxes and charges, electric heaters are not suitable for heat supply in the analyzed szenarios up to 2050 from an economic point of view. The simulation of the potential of P2H for balancing power was out of scope in this study. Present Experiences show that electric boilers can be economic for providing balancing power. Heat pumps contribute to a reduction of the CO₂ emissions in the district heating supply and to a reduction of fuel and resource consumption. Nevertheless, essential core for reduction of the

CO₂ emissions in the district heating sector is the efficiency increase in the building sector. In winter the heat pumps are mainly used for base load operation, whereas in transition periods and summer (April to September) they provide flexibility to the electricity demand. According to a recent PhD thesis (Rab, 2017) contribute heat pumps as part of a district heat generation portfolio to the risk hedging against long term price risks.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Eine der aktuell am intensivsten diskutierte und beforschte Fragestellung im Zusammenhang mit der Energiewende ist die Sicherstellung ausreichender Flexibilitätsoptionen in einem zukünftig stark durch volatile, erneuerbare Stromproduktion geprägten Energiesystem. Der Wärmesektor hat aufgrund seiner Größe und Trägheit das Potenzial, hier signifikant beizutragen.

In diesem Zusammenhang war der **Fokus dieses Forschungsprojektes daher, wettbewerbsfähige Potentiale von Power-to-Heat im urbanen Raum und in Fernwärmenetzen zu bestimmen, um wirtschaftlich die erforderliche Flexibilität für ein Stromsystem mit hohem Wind und Solarstromanteil bereitzustellen.** Unterschiedliche, Optionen der Einbindung von verschiedenen Wärmepumpentechnologien, Wärmequellen und Speichern werden für österreichische Fallbeispiele detailliert thermodynamisch modelliert und in Kombination mit Praxiserfahrungen aus Skandinavien zur Verbesserung des Standes der Technik der energiesystemischen Simulation von Power-to-Heat in Österreich eingesetzt. Rechtliche, steuerliche und regulatorische Hemmnisse für Power-to-Heat und Lösungsansätze zur deren Überwindung werden analysiert.

Weitere, daraus abgeleitete Fragestellungen im Projekt P2H-Pot waren:

- Welche Arbeitszahlen und Kosten können verschiedene Wärmepumpentypen, bei unterschiedlichen Wärmequellen und Arten der Systemintegration in österreichischen Fernwärmenetzen erreichen?
- Welche Optionen der Einbindung von Wärmepumpen und Wärmequellen können in österreichischen Fernwärmenetzen wirtschaftlich sein?
- Welche Auswirkungen haben die potentiell zukünftig sinkenden Vorlauf- und Rücklauftemperaturen 2020/2030/2050 in österreichischen Fernwärmenetzen auf die optimale Auslegung der Einbindung von Wärmepumpen in das Fernwärmesystem?
- Welche Potentiale und Kosten für die Einbindung erneuerbarer Energie (Geothermie, Solarthermie, Biomasse) und industrieller Abwärme in Wärmenetze und dezentral sind zu erwarten?
- Welche Lösungsansätze zur Überwindung rechtlicher, steuerlicher und regulatorischer Hindernisse für Power-to-Heat können unter Bezugnahme auf skandinavische Best Practice-Beispiele identifiziert werden?
- Welche Perspektiven für die zukünftige Entwicklung der österreichischen Fernwärmenetze ergeben sich unter Berücksichtigung der sich reduzierenden

Wärmedichten und der Potentiale zur Abnahme von Lastüberschüssen aus der fluktuierenden Strombereitstellung?

Zur Bearbeitung dieser Fragestellungen wurden zunächst verschiedene P2H Systemlösungen thermodynamisch simuliert, die Potentiale, räumliche und zeitliche Verfügbarkeit von verschiedenen Wärmequellen für österreichische Fernwärmenetze untersucht, sowie die Potentiale und Barrieren einer effizienten Wärme-Kälte-Kopplung und eines gezielten Vorlauf- und Rücklauf-temperaturmanagements in Österreich analysiert. Zentral für die Analyse der Wirtschaftlichkeit von P2H-Systemlösungen ist es, nicht eine einzelne urbane Region isoliert zu betrachten, sondern dafür den gesamten relevanten Strommarkt (im Fall des Projekts P2H-Pot: Deutschland und Österreich) zu berücksichtigen, der für die Variabilität der Strompreise und damit die Einsatzzeiten von P2H, die P2H Systemauslegung und daher die Wirtschaftlichkeit entscheidend ist. Dies wurde mit dem Simulationsmodell HiREPS gewährleistet. Allen Analysen liegen detaillierte Untersuchungen zur künftigen räumlichen Verteilung des Wärmebedarfs sowie der eingesetzten Heiz- und Warmwassersysteme zugrunde, die auf dem vielfach eingesetzten und validierten Modell Invert/EE-Lab beruhen. Die Praxisrelevanz der untersuchten P2H Fragestellungen wurde durch Fallstudien an drei konkreten österreichischen Fernwärmenetzen abgesichert.

Die zentralen Ergebnisse des Projekts sind (1) Systemkonfigurationen für die technische Implementierung von P2H inkl. Bewertung deren energetischen und exergetischen Effizienz, (2) wirtschaftliche Potentiale und Bedeutung von Power-to-Heat unter verschiedenen Rahmenbedingungen des österreichisch und deutschen Strom- und Wärmesektors und der Entwicklung der Wärme- und Kältenachfrage, (3) eine konkrete Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von P2H für drei Fallstudien und (4) Identifikation von Hindernissen für P2H und Lösungsansätze zu deren Überwindung.

1.2 Stand der Technik

Dieser Abschnitt stellt den Stand des Wissens zur Nutzung von Strom im Wärmesektor in Kombination mit Wärmespeichern und unter Berücksichtigung der Volatilität des erneuerbaren Stromangebots (Power-to-Heat = P2H) dar. Unter Power-to-Heat ist hier sowohl der Einsatz von Wärmepumpen zentral (in Fernwärmenetzen) und dezentral (in nicht Fernwärme gekoppelten Gebäuden) gemeint, als auch der Einsatz von Elektroheizkesseln (zentral und dezentral), die alternativ zu einem primären Wärmeerzeuger in Zeiten von billigem Strom die Wärmeerzeugung übernehmen.

Abbildung 1 stellt ein mögliches Design eines „smarten Energiesystems“ dar. Die Grafik illustriert, wie Wärmepumpen, Elektro-Boiler sowie Kälte- und Wärmespeicher in Strom- und Wärmenetzen eingebunden sein können.

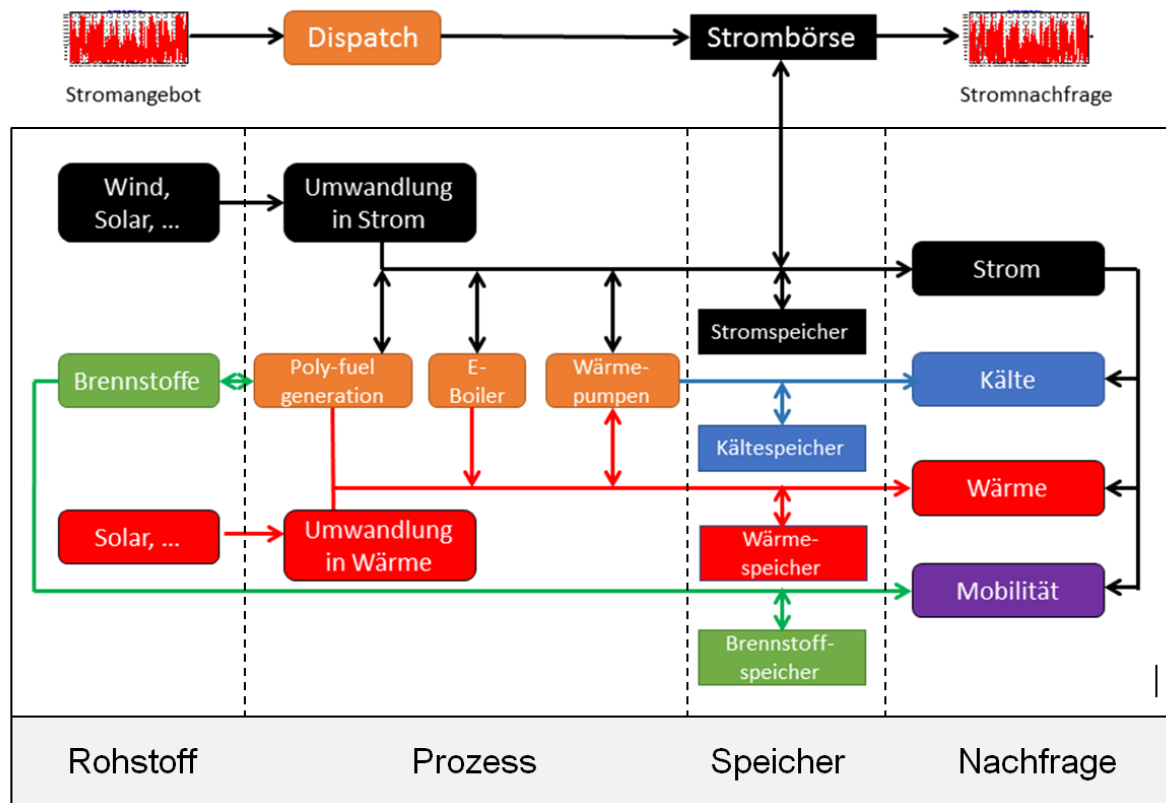


Abbildung 3: Das „Smarte Energiesystem“ – Einbindung von Power-to-Heat Technologien in Strom- und Fernwärmenetze (Quelle: Blarke et al, 2013)

Die Einbindung von Wärmepumpen, Elektroboiler sowie thermische Speicher in Strom- und Fernwärmenetze ermöglicht aus Energiesystemsicht eine steigende Flexibilität.

Fernwärmenetze stellen dabei eine signifikante Wärmespeicherkapazität und Flexibilität hinsichtlich ihrer Wärmeerzeugungsoptionen und Betriebsstrategien dar. Städtische Fernkälte-Netze können darüber hinaus auch als Kältespeicher agieren. Power-To-Heat Lösungen tragen somit nicht nur zu einem breiteren Mix an Wärme-Erzeugungsoptionen bei, sondern auch zu einer zusätzlichen Möglichkeit zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung.

Großwärmepumpen: Zahlreiche Optionen zur Systemintegration

Die Natur der Wärmepumpe und ihrer zugrunde liegenden thermodynamischen Prinzipien erlaubt zahlreiche Varianten der Systemintegration. Diese sind insbesondere in Kapitel 2.2 detaillierter dargestellt.

Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat)

Im Rahmen des 2013 abgeschlossenen Forschungsprojektes *AutRES100*¹ wurden mit dem HiREPS Modell stündliche Simulationen der Strom- und Wärmestrukturen in Österreich und Deutschland bei einem hohen erneuerbaren Anteil durchgeführt. Das HiREPS Modell beinhaltet eine detaillierte Simulation aller Wasserkraftwerke in Österreich und Deutschland größer 10 MW, eine detaillierte dynamische (Kraftwerks-)Einsatzsimulation der verschiedenen Optionen der Strom- und Wärmeerzeugung, der Wärmespeicherung, des Pumpspeicherausbaus, von Power-to-Heat, Power-to-Gas und adiabaten Druckluftspeichern. Es zeigte sich, dass Power-to-Heat das größte Potential hat, um wirtschaftlich die erforderlicher Flexibilität für ein Stromsystem mit hohem Wind- und Solarstromanteil bereitzustellen und gleichzeitig zur Vermeidung von CO₂-Emissionen im Wärmesektor beizutragen. In *AutRES100* wurden dezentrale Wärmepumpen und elektrische Zusatzheizregister simuliert, aber keine Wärmepumpen im Fernwärmesektor, da unklar war, welche Arbeitszahlen, Potentiale und Kosten für Wärmepumpen in Fernwärmesystemen in Österreich realisierbar sind. Dies ist Thema des gegenständlichen Projektantrages.

Die vom Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) im Auftrag des deutschen Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) und Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) durchgeführte Studie zu *Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt* (2013), untersucht einen möglichen flexiblen Betrieb der Wärmeerzeugung unter Einbeziehung von Power-to-Heat Konzepten. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass Power-to-Heat unter bestimmten Umständen leicht aktivierbare Flexibilisierungspotentiale für den Ausgleich der fluktuierend einspeisenden Stromerzeugung bietet. Bei diesem Projekt wurde aber keine Simulation zum Kraftwerks- und Power-to-Heat - Einsatz im zukünftigen Strom-/Wärmesystem durchgeführt, hier wurden lediglich Abschätzungen durchgeführt. Realistisch mögliche Arbeitszahlen und Potentiale für Wärmepumpen in Fernwärmesystemen wurden nicht analysiert, es gab keine Rückkoppelung des Power-to-Heat-Strombezugs auf die Residuallast, den Strompreis, den Wärmespeichereinsatz und den Kraftwerkseinsatz. Auch wurde nicht auf die unterschiedlichen Optionen der Einbindung der Wärmepumpen in Fernwärmesysteme eingegangen.

¹ <http://www.eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/AutRES100-Endbericht.pdf>

Um den zukünftig wachsenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und Solarzellen zu integrieren, erwartet die „Danish Energy Agency“, dass die Umwandlung von Strom zu Wärme durch Wärmepumpen und Wärmespeicher in Fernwärmesystemen zentral für das zukünftige Energiesystem sein werden. Im Projekt „Evaluation of heat storage technologies and large scale heat pumps for use in district heating systems“ (2013) werden die bereits bestehenden Erfahrungen mit Wärmespeicher, Wärmepumpen und Elektrokessel zur Umwandlung von Strom zu Wärme analysiert und zusätzlich ein Ausblick für das technische und wirtschaftliche Potential neuer Anlagen und verschiedener Wärmequellen gegeben. Es ist dabei zu beachten dass die Erfahrungen in Skandinavien nicht direkt auf Österreich übertragbar sind. In Skandinavien sind die Vorlauftemperaturen in der Fernwärmenetzen niedriger (70°C in Dänemark im Vergleich zu 90-150° in Österreich), die Wärmequelle ist oft das Meer und sowohl der Strommarkt als auch die rechtlichen Rahmenbedingungen sind nicht zu vergleichen mit Deutschland und Österreich. Die höheren Vorlauftemperaturen in Österreich reduzieren die erreichbaren Arbeitszahlen von konventionellen Wärmepumpen und beeinflussen daher die optimale Auslegung der Power-to-Heat Integration in die Fernwärmenetze. Daher wurde im vorliegenden P2H-Pot Projekt auch die neue Wärmepumpen-Technologie der österreichischen Firma ECOP untersucht, die speziell für hohe Vorlauftemperaturen entwickelt wurde und daher für den Einsatz von Power-to-Heat besonders geeignet ist.

In der Studie Intermittency-friendly and high-efficiency cogeneration: Operational optimisation of cogeneration with compression heat pump, flue gas heat recovery, and intermediate cold storage , welche vom Programm ForskEI des Dänischen Übertragungssystem-Betreibers Energinet.dk gefördert wurde, werden elektrischen Boilern und Wärmepumpen analysiert, um die Co-Existenz zwischen dezentralen KWK-Anlagen und volatilen Erneuerbaren zu verbessern. Bei Untersuchungen für den Westen Dänemarks zeigt sich, dass elektrische Wärmepumpen mit Geothermie als Wärmequelle die größte Flexibilisierung der Stromnachfrage bei jedoch hohen Investitionskosten mit sich bringen. Elektrische Wärmepumpen, die Niederdruck-Abgas als Wärmequellen verwenden, würden eine geringere Flexibilisierung bei aber geringeren Kosten bringen. Wie oben bereits erwähnt lassen sich die Erfahrungen in Skandinavien nicht ohne weiteres auf Österreich übertragen. In der obigen Studie wurde nur ein kleines Fernwärmesystem simuliert und keine Wirtschaftlichkeitsanalyse im Strommarkt durchgeführt.

Alle gegenwärtigen großen Wärmepumpen-Installationen in Europa befinden sich in Dänemark, Norwegen und Schweden. Dänemark ist international führend bei der Integration eines hohen Anteils von fluktuierenden erneuerbaren Energien in die Energiesysteme und bei dem praktischen Einsatz von Power-to-Heat. Dies ergibt sich aus dem hohen Anteil von Windenergie im Vergleich zum Stromverbrauch (2013 betrug die Windstromerzeugung in Dänemark 33% des zu deckenden Elektrizitätsverbrauchs) und der intensiven Forschung im Bereich der Integration von erneuerbaren Energien.

1.3 Verwendete Methoden

Die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Optionen sowie der Potentiale einer Integration von Power-to-Heat in die österreichischen Wärme-, Kälte- und Stromstrukturen kann in folgende methodische Teilaspekte untergliedert werden:

1. **Detaillierte technisch-wirtschaftliche Simulation einzelner Aspekte der Wärme- und Kälteversorgung, die für eine Identifikation der Marktpotentiale und Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat notwendig sind.** Es handelt sich dabei um die detaillierte thermodynamische Simulation und wirtschaftliche Auslegung der Technologien und Systemkonzepte, sowie die Untersuchung der Kosten und Potentiale möglicher Nutzungskonzepte von Wärmepumpen, Elektrozusatzheizregistern, städtischen Wärmequellen, erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme, thermischen Speichern sowie eines gezielten Vor- und Rücklauf-temperaturmanagements in den Fernwärmenetzen. Darauf aufbauend sollen sinnvolle Verschaltungen der genannten Optionen und deren Potentiale identifiziert werden.
2. **Untersuchung der Potentiale, optimalen Lösungen und Barrieren für den Einsatz von Power-to-Heat anhand konkreter Fallbeispiele.** Die Praxisrelevanz der untersuchten Power-to-Heat Fragestellungen wird durch Fallstudien an 3 konkreten österreichischen urbanen Räumen mit Fernwärmenetzen abgesichert.
3. Definition unterschiedlicher Szenario-Welten mit den Zeithorizonten 2020, 2030 und 2050 sowie darauf aufbauend eine **detaillierte Modellierung der Gebäude-, Wärme-, Kälte- und Stromstrukturen.** Dabei kommen die beiden etablierten Energiesystem-Modelle Invert/EE-Lab und HiREPS zum Einsatz, die für die speziellen Fragestellungen im Rahmen dieses Projekts erweitert werden. Invert/EE-Lab simuliert dabei Entwicklungen / Investitionen im österreichischen und deutschen Gebäudebestand und den Wärme- und Kältenetzen. HiREPS simuliert den stündlichen Kraftwerkseinsatz und die Fahrweise aller Komponenten (Speicher, Wärmeerzeugung, Demandsidemanagement und mehr) im österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystem. HiREPS optimiert auch die Investitionen in Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien und andere notwendige Infrastruktur (Speicher, Power-to-Heat). (APs 3 und 4)

Diese methodischen Teile ergänzten sich dabei und bauten aufeinander auf. Die Untersuchung der Fallbeispiele lief stetig während des gesamten Projekts und diente der Sicherstellung der Praxisrelevanz. Die Szenario-Annahmen, die simulierten Strommarkt-Rahmenbedingungen und der Kraftwerkseinsatz sowie die simulierten technischen

Charakteristika von Wärmepumpen waren wiederum Inputs für die Simulationen der Fallbeispiele.

Im Folgenden sind die wesentlichen Modelle und Methoden, die im Rahmen des Projekts zum Einsatz kamen, dargestellt. Die thermodynamische Simulation von Wärmepumpen lieferte wesentliche Erkenntnisse zu Jahresarbeitszahlen, die sich in unterschiedlichen Konstellationen erreichen lassen. Das Modell Invert/EE-Lab stellte den zukünftig in unterschiedlichen Szenarien möglichen Wärmebedarf dar. Dieser Wärmebedarf wurde einerseits als Lastgänge bereitgestellt. Andererseits dienten die Szenarien zur Analyse möglichen Fernwärme-Ausbaus in unterschiedlichen österreichischen Ballungsräumen sowie konkret auch in den analysierten Fallstudien. Mit der Typologisierung der Nahwärmenetze wurde die Voraussetzung geschaffen, um die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Multiplizierbarkeit einzuordnen. Die Ergebnisse all dieser Modelle und Methoden flossen in das Energiesystem-Modell HiREPS ein. Im Folgenden sind die einzelnen Modelle und Analysemethoden detaillierter dargestellt.

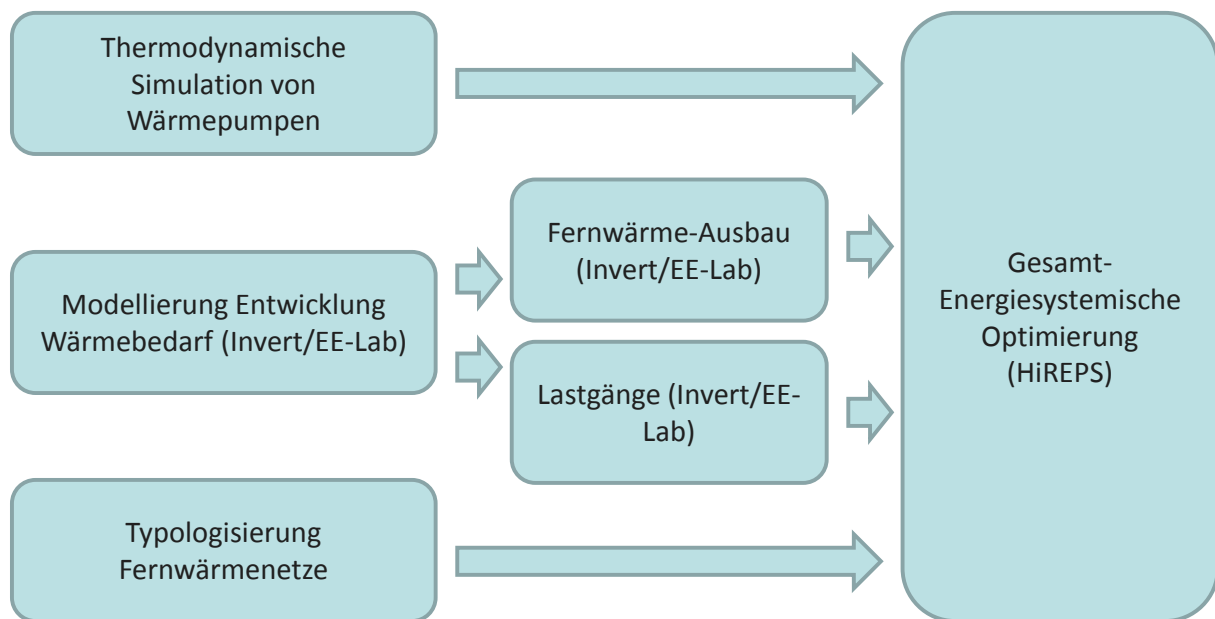


Abbildung 4: Modell-Schnittstellen im Projekt P2H-Pot

Simulation Kompressionswärmepumpen

Kältemittel

Gegenstand der Untersuchung im Rahmen des Projektes P2H sind Wärmepumpen mit folgenden Kältemitteln: Ammoniak (R717), n-Butan (R600) und CO₂ (R744). Die Betrachtung von Wärmepumpen mit einem Edelgasgemisch als Kältemittel folgt in Kap. 2.3.

Wärmequellen

Das Verhalten von Wärmepumpen soll hier für unterschiedliche Temperaturniveaus der Wärmequelle untersucht werden. Folgende Temperaturniveaus mit den angenommenen Abkühlraten wurden für die Simulationen der WP herangezogen

- Hochtemperatur-Geothermie (78-80°C), $\Delta T = 15/20/30/K$
- Niedertemperatur-Geothermie (60°C), $\Delta T = 10/20K$
- Wasser aus Rauchgaskondensation (50°C), $\Delta T = 15K$
- Flusswasser (5-20°C), $\Delta T = 4K$

Wärmesenken

Das von den WP bereitgestellte Warmwasser wird zur Versorgung eines Fernwärmenetzes verwendet. Es wird angenommen, dass die Kapazität der WP klein im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf des Fernwärmenetzes ist. Damit wird sichergestellt, dass die Anzahl der Jahresarbeitsstunden einen wirtschaftlichen Betrieb der WP gestatten und damit die Amortisationszeiten der Investition der Wärmepumpen in überschaubarem Rahmen gehalten werden können.

Das Nutzwasser wird vom Rücklauf- auf Vorlauftemperaturniveau angehoben. Kältemittelabhängig werden folgende Temperaturniveaus angenommen:

Rücklauftemperaturniveau FWN: 50-60°C (40-70°C)

Vorlauftemperaturniveaus FWN: Ammoniak: 80-95°C(70-95°C), n-Butan: 80-120°C, CO₂: 80-95°C.

Wärmeübertrager

Die Wärmeübertrager werden als ideale Gegenstrom-Doppelrohrwärmeübertrager modelliert. Die Größe der Wärmetauscher (Wärmeübertragerfläche) wird mit einer

vorgegebenen Temperaturdifferenz von 8,5K ausgelegt, womit sich laut Literatur² für 2000 Betriebsstunden pro Jahr eine wirtschaftlich vertretbare Wärmeübertragerfläche ergibt.

Verdichter

Das in den Simulationen verwendete Verdichtermodell beruht auf der Näherung von Pierre für „gute“ Hubkolbenverdichter¹. Für das jeweils vorliegende Verdichterdruckverhältnis erfolgt die Ermittlung eines isentropen Verdichtereffizienzes sowie eines volumetrischen Verdichtereffizienzes.

Die jeweiligen Kältemittel unterliegen zudem noch bestimmter Grenzen, welche vom Verdichter determiniert werden: maximaler Verdampfungsdruck: Ammoniak: 13,5bar; n-Butan: 3,7 bar; CO₂: 64,3bar. Maximaler Kondensationsdruck: Ammoniak: 52 bar, n-Butan: 18,5 bar, CO₂: 130 bar. : Aufgrund der Zukunftsfähigkeit der hier durchgeführten Simulationen wurden die hier angenommenen Temperaturbeschränkungen bei der Kondensation leicht höher angenommen, als in den Verdichterdatenblättern angegeben. So geben Verdichterhersteller beispielsweise für existierende Ammoniak-Verdichter maximal 80°C Kondensationstemperatur³, bzw. max. 110°C Kondensationstemperatur für n-Butan⁴ an.

Simulationsmodelle

Je nach Kältemittel und Quellentemperaturniveau werden unterschiedliche Simulationsmodelle eingesetzt. Es sind dies:

- Ammoniak und Butan bei hohem Temperaturniveau der Wärmequelle (50-80°C) einstufige Kompressionswärmepumpe
- Ammoniak und Butan bei niedrigem Temperaturniveau der Wärmequelle (5-20°C): zweistufige Kompressionswärmepumpe
- CO₂ (Flusswasser, 5-20°C): transkritische CO₂-Wärmepumpe (t CO₂-WP)

Simulation der ecop Rotationswärmepumpe

Im Folgenden wird die Methodik für die Simulationen auf Basis einer 700kW Rotationswärmepumpe TYP ecop RHP K7 näher erläutert.

Die ecop Rotationswärmepumpe basiert wie auch die konventionelle Wärmepumpe auf einem thermodynamischen Kreisprozess. Anstelle des Carnot-Prozesses im 2-Phasengebiet

² E. Granryd, I. Ekroth, P. Lundqvist, A. Melinder, B. Palm, and P. Rohlin, "Refrigerating Engineering," Department of Energy Technology, Division of Applied Thermodynamics and Refrigeration, Royal Institute of Technology, KTH, Stockholm, 2005.

³ GEA Refrigeration Technologies, "Screw compressors for the industrial refrigeration and air conditioning," 2012.

⁴ Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH, "Technical Information: Application of Propane (R290) and Propene (R1270) with semi-hermetic compressors."

liegt der innovativen Rotationswärmepumpentechnologie jedoch ein linksläufiger Joule-Prozess zugrunde, bei welchem es zu keinem Phasenübergang des Arbeitsmediums kommt. Als Kältemittel wird ein umweltfreundliches, ungiftiges und nicht brennbares inertes Spezialgas („ecop Fluid 1“) eingesetzt, dessen Bestandteile aus der Luft gewonnen werden und welches während des gesamten Prozesses gasförmig bleibt, siehe (Adler et al, 2016).

Das Arbeitsgas wird in einem geschlossenen Kreislauf um eine Achse rotiert. Dieser thermodynamische Kreisprozess besteht aus Wärmetauschern, die um die Rotationsachse in unterschiedlichen Entfernungen positioniert werden und Leitungen, welche diese verbinden.

Ein Schlüsselfaktor um den Joule Prozess umsetzen zu können ist eine Effizienz für Verdichtung und Entspannung von nahezu 100%. Dieser notwendige hohe Wirkungsgrad wird durch Ausnutzung der Zentrifugalbeschleunigung erreicht und indem das Arbeitsmedium (Gas) den Rotor nicht verlässt indem die Wärmetauscher auch rotieren. Effizienzen über 99% wurden bereits gemessen und publiziert⁵.

Diese Wirkungsgrade, welche die elementaren Bestandteile der Simulation darstellen, wurden entsprechend berücksichtigt, wie auch folgende Verluste – angelehnt an durchgeführter Analyse in (Adler et al, 2011)⁶:

- die Ventilatoreffizienz inkl. Verlauf der Kennlinie
- Motor & Reglereffizienzen
- Druckverluste durch das gesamte System
- Wärmetauscherverluste anhand an die Rotationsumgebung angepasste Zusammenhänge, aufgeteilt in:
 - Druckverlust
 - Temperaturdifferenz
- Externe Reibungen aufgrund Rotation (gemessen bzw. aus Stand der Technik)
 - Lager
 - Dichtungen
 - Reibung im Gehäuse
 - Vakuumpumpe
 - Wirkungsgrade Motor, Regler

⁵ VDI – Forum Großwärmepumpen – Linz 2015: http://www.ecop.at/wp-content/uploads/2016/01/VDI-Forum-April-2015_ECOP_Adler.pdf, abgerufen am 31.08.2017

⁶ Adler, B., Mauthner, R.: ECOP Rotationswärmepumpe auf Basis eines Joule Prozesses, Symposium Energieinnovation, http://www.ecop.at/wp-content/uploads/2016/01/Ecop_EnInnov-2016.pdf (abgerufen am 31.08.2017), Graz 2016

Typologisierung von Fernwärmenetzen

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Datenlage der beiden betrachteten Länder (Österreich, Deutschland) hinsichtlich Fernwärmenetze, werden unterschiedliche Methoden angewandt um jeweilige typische Netze zu klassifizieren und diese dann im HiREPS Modell abzubilden.

Typologisierung der Fernwärmenetze in Österreich

Die Typologisierung der österreichischen Fernwärmenetze beruht auf den Ergebnissen der Potentialanalyse für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich⁷. Darin wurden die 38 Regionen mit der höchsten Bebauungs- und Wärmedichte in Kombination mit einem möglichen Wärmeabsatz bestimmt. Für diese Regionen sind umfassende Daten zu Wärmedichten, bestehender Versorgungsstruktur und potentielle erneuerbarer Energieträger vorhanden.

Als Kriterien wurden die Wärmedichte, der Anteil der Netzversorgung, vorhandene Grundlasteinspeiser und Bestandsanlagen, sowie das Vorhandensein von Potentialen industrieller Abwärme, Geothermie oder Flusswasser für Wärmepumpen herangezogen um 11 verschiedene Typen von Fernwärmenetzen zu bestimmen.

Typologisierung der Fernwärmenetze in Deutschland

Als Datengrundlage für die Typologisierung deutscher Fernwärmenetze wurden der Hauptbericht 2014 des AGFW⁸ (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.) sowie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur⁹ (BnetzA) verwendet. Als weitere Datenquellen diente die Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes¹⁰. Zusätzlich wurden stichprobenartige Einzelrecherchen zu den größten Netzen vorgenommen sowie Datenvergleiche mit den statistischen Daten der Dstatis.

In der Kraftwerksliste der BNetza stehen für alle thermischen Kraftwerke mit einer elektrischen Netto-Nennleistung über 10 MW, ob diese über eine Wärmeauskopplung verfügen. Für diese Kraftwerke wurde eine händische Bereinigung der Liste um Industriekraftwerke vorgenommen. Es wird angenommen, dass diese verbleibenden KWK in das Fernwärmenetz der jeweiligen Stadt einspeisen in der sie stehen. Um die zugehörige KWK-Fernwärmeleistung je Kraftwerk zu erhalten, wird die elektrische KWK-Leistung je Bundesland aus dem AGFW Bericht entsprechend der elektrischen Nettoleistung auf die

⁷ Büchele, R., Hartner, M., Hummel, M., Kranzl, L., Hirner, R., Bons, M., und Deng, Y.: Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung, Endbericht. TU Wien EEG, http://www.austrian-heatmap.gv.at/fileadmin/user_upload/FW_KWK_Endbericht.pdf (abgerufen am 31.08.2017) Wien 2016

⁸ <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>

⁹ http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Stand 25.09.2015

¹⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>

bereinigte Kraftwerksliste aufgeteilt. Somit erhält jede Anlage eine elektrische KWK-Leistung und die gesamte KWK-Leistung stimmt auf Bundesländerebene mit den Daten der AGFW überein. Über die KWK-Stromkennzahl je Bundesland wird die KWK-Wärmeleistung je Kraftwerk berechnet um dann über die bundesländerspezifische Ausnutzungsdauer der Wärme die Wärmeerzeugung je Anlage zu erhalten. Die berechnete aus KWK erzeugte Wärme für die einzelnen Anlagen aus der Kraftwerksliste stimmt somit auf Bundesländerebene mit der aus KWK erzeugten Wärme des AGFW überein. Für Anlagen mit Energieträger Abfall und Biomasse wurden erhöhte Volllaststunden von 6000 h/a angenommen. Die Anlagen wurden dann je Energieträger für die 168 Städte in denen die Kraftwerke stehen zusammengefasst, um den Erzeugungsmix je Fernwärmenetz zu ermitteln. Die Städte wurden dann entsprechend ihrer Einwohnerzahl und des Erzeugungsmix gruppiert um eine Typologie von 9 verschiedenen Netzen zu erstellen. Für jedes FW-Netz wird eine Spitzenlast- und Reserve-Kapazität von 20% in Form von Heizwerken angenommen. Dies entspricht dem Wert des AGFW Hauptberichtes.

Szenarien des zukünftigen Wärmebedarfs

Die Berechnung der regional aufgelösten Entwicklung des Wärmebedarfes für Raumwärme, Raumklimatisierung und Warmwasser basiert auf der Anwendung des Invert/EE-Lab Modells. In Invert/EE-Lab verwenden wir in diesem Projekt einen halb-synthetischer Klima Datensatz (HSKD, Heindl et al., 1990) basierend auf historischen Beobachtungen (E-OBS 1981-2006 Daten (Haylock et al., 2008)¹¹), sowie für das zukünftige Klima einen HSKD-Datensatz welcher auf Ergebnissen des regionalen Klimamodells MPI-REMO (Jacob und Podzun, 1997)¹², das mit dem globalen Klimamodell ECHAM5 gekoppelt ist. Die HSKD Datensätze wurden im Projekt PRESENCE¹³ für folgende Klimaepisoden 1951-1980, 1981-2010, 2011-2040, 2036-2065, 2051-2080 erstellt. Der simulierte zukünftige Wärmebedarf ändert sich sowohl durch Verbesserungen im Gebäudebestand als auch durch den Klimawandel wie in MPI-REMO abgebildet. Mit diesem Modell lassen sich Szenarien des Energiebedarfes für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden ermitteln und die Auswirkungen von verschiedenen Förderinstrumenten in Jahresschritten abbilden. Basisalgorithmus des Entscheidungsmodells ist ein stochastischer, nicht rekursiver, myopischer, betriebswirtschaftlicher Nested-Logit Ansatz, der im Fall von Investitionsentscheidungssituationen die

¹¹ M. R. Haylock, N. Hofstra, A. M. G. Klein Tank, E. J. Klok, P. D. Jones, M. New, A European daily high-resolution gridded data set of surface temperature and precipitation for 1950-2006. *Journal of Geophysical Research*, 113, D20119, 2008.

¹² D. Jacob and R. Podzun, Sensitivity studies with the regional climate model REMO, *Meteorology and Atmospheric Physics* 63(1-2):119–129, 1997.

¹³ PRESENCE - Power through resilience of energy systems: energy crises, trends and climate change, <http://www.eeg.tuwien.ac.at/presence>

Innenraumtemperatur: gewichteter Temperatur aus konvektiver Wärmeenergie und Strahlungsenergie im Innenraum).

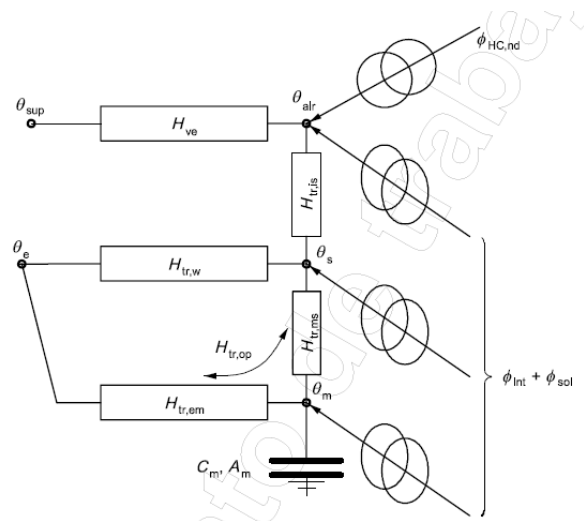


Abbildung 6: Schematische Darstellung des 5R1C Energiemodells (Quelle: ISO 13790:2008)

Der verwendete Gebäudebestandsdatensatz basiert auf einer regional disaggregierten Beschreibung des österreichischen Gebäudebestandes (Müller, 2015). Dabei liegen die Primärdaten auf Ebene der österreichischen Gemeinden vor (gemäß Gemeindefinition in 2001). Für die Erstellung der Szenarien werden die Daten zu 73 Regionen aggregiert. Für die nachfolgende Auswertung der möglichen Entwicklungen des Wärmebedarfes in bestimmten Fernregionen werden die Szenarienergebnisse wiederum auf die einzelnen Gemeinden übertragen.

Simulation des Fernwärme-Netzausbaus

Die zukünftigen Erwartungen hinsichtlich des Ausbaus und der Verdichtung von Fernwärme unter Berücksichtigung der Entwicklung des Wärmebedarfs beeinflusst den Einsatz von P2H-Technologien.

Als Datengrundlage werden die Simulationsergebnisse für die Szenarien des Wärmebedarfs (siehe Szenarien des zukünftigen Wärmebedarfs) für die 38 Regionen mit der höchsten Bebauungs- und Wärmedichte jene 22 Regionen herangezogen (siehe Typologisierung von Fernwärmenetzen), die geografisch verortet werden können. Ausgehend vom initialen Fernwärmeabsatz wird kleinräumig (Rasterzellen) der Ausbau bis 2050 (mit 5 jährlichen Stützjahren) mittels eines linearen, gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells bestimmt. Als Zielfunktion dient die Gegenüberstellung der Kosten für den Ausbau und die Verdichtung, den Betriebs- und Wartungskosten sowie den Wärmegestehungskosten mit den erwarteten Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Hierfür werden für jede Rasterzelle der Anschlussgrad und die Investitionskosten in Abhängigkeit der Bebauungsdichte bestimmt. Neben Einschränkungen bezüglich des maximal möglichen Ausbaus in Höhe der Kesseltauschräte

im Gebäudebestand (Ergebnis der Szenariensimulation des zukünftigen Wärmebedarfs), wird im Modell vorausgesetzt, dass die Rasterzellen miteinander verbunden sein müssen, um damit auch die Kosten für notwendige Transportleitungen zu berücksichtigen. Da bei dieser Formulierung des Steiner-Graph-Problems Zyklen entstehen können, die nicht miteinander verbunden sind, müssen diese Zyklen durch Hinzufügen zusätzlicher Einschränkungen im Optimierungsmodell iterativ entfernt werden¹⁴. Eine Übersicht ist in Abbildung 7 dargestellt.

Modellablauf

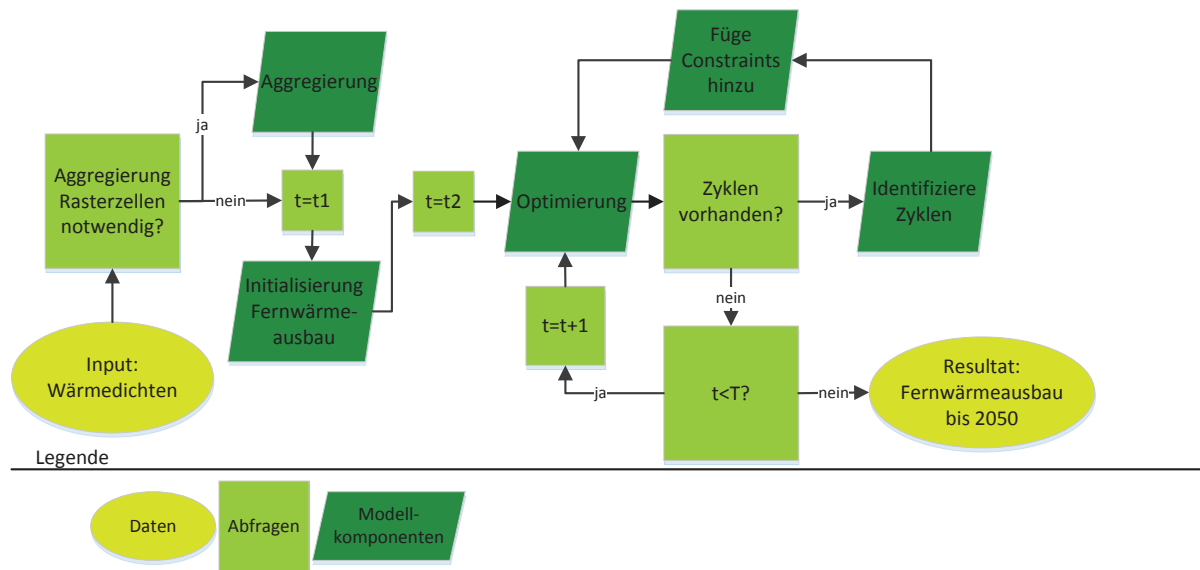


Abbildung 7: Überblick Modell für Fernwärmeausbau und Verdichtung

Die Resultate beinhalten für die betrachteten Regionen der Jahre 2015, 2020, 2030 und 2050 den jährlichen Absatz durch Fernwärme, sowie die damit verbundenen Kosten. Für den Fernwärmeabsatz in den restlichen Regionen wird die Entwicklung des Fernwärmeabsatz, der mit Hilfe des Simulationstools basierend auf den Konsumentenentscheidungen bestimmt wird, herangezogen und mit den zukünftigen Entwicklungen der Regionen skaliert, für die das Fernwärmepotential mittels ökonomischen Optimierungsmodell bestimmt wurde.

Unterschiede der Ergebnisse zwischen Gebäude-seitiger und Wärmenetzbetreiber-seitiger Betrachtung:

Die Simulation des Fernwärme-Netzausbau basiert auf den Ergebnissen des Simulationsmodells Invert/EE-Lab. Hierbei werden die Ergebnisse für den Wärmebedarf des Gebäudebestands um die detaillierteren Ergebnisse des Fernwärme-Netzausbaumodells modifiziert. In Invert/EE-Lab werden die zukünftigen Investitionen der Gebäudeeigentümer für thermische Sanierungen und für Heizsysteme simuliert. Neben der Entwicklung des

¹⁴ Methode entwickelt in Anlehnung an: Hensel, Piet. "Optimierung des Ausbaus von Nah- Und Fernwärmenetzen Unter Berücksichtigung Eines Bestehenden Gasnetzes." Universität Paderborn, 2013.

Gesamtwärmebedarfs wird hierdurch auch die Wahl der eingesetzten Energieträger der Gebäudeeigentümer für Raumwärme und Brauchwasser modelliert. Hierbei wird jedoch die Sicht der Fernwärmenetzbetreiber nicht explizit berücksichtigt und regionale Unterschiede in Wärmeverteil- und Wärmegestehungskosten können nicht in die Analyse einbezogen werden. Durch die Simulation des Fernwärme-Netzausbaus können für die einzelnen Regionen die entsprechenden Verteilkosten für Fernwärme berücksichtigt werden und dadurch Zielgebiete sowie Ausbau- und Verdichtungspläne für Fernwärme aufgezeigt werden. Bei diesem Modellansatz ist die Entscheidung der Gebäudeeigentümer dahingehend berücksichtigt, dass ein Fernwärmeausbau nur bei anfallenden Investitionen für Heizsysteme im Gebäudebestand möglich ist. Die Kombination der Modellansätze erlaubt es dadurch das ökonomische Potential für Fernwärme sowohl aus Sicht der Gebäudeeigentümer als auch aus Sicht der Fernwärmenetzbetreiber darzustellen.

Energiesystemische Optimierung

Zur energiesystemischen Analyse und Modellierung von Power-to-Heat Optionen wird das Modell HiREPS eingesetzt. HiREPS ist ein Simulations- und Optimierungsmodell für die Sektoren Strom, Wärme und PKW-Verkehr, welches detaillierte Analysen von physikalischen Möglichkeiten und Limits der Integration von erneuerbaren Energien in bestehende Stromsysteme ermöglicht.

Das Modell umfasst die wichtigsten Aspekte vom Stromsystem mit einem hohen Anteil von (variablen) erneuerbaren Energien wie:

- Zeitliche und räumliche Schwankungen der RES Erzeugung
- Technische Beschränkungen der Betriebsweise von thermischen Kraftwerken.
- Detaillierte Abbildung von hydroelektrischer Erzeugung
- Optimierung der Investitionen in das Energiesystem
- Flexibilitätsoptionen wie:
- Elektromobilität
- Die Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat)
- Die Nutzung von Überschussstrom zur Erzeugung von synthetisches Erdgas (Power-to-Gas)
- Pumpspeicherausbau, adiabate Druckluftspeicher.
- Investitionen in Wärmespeicher

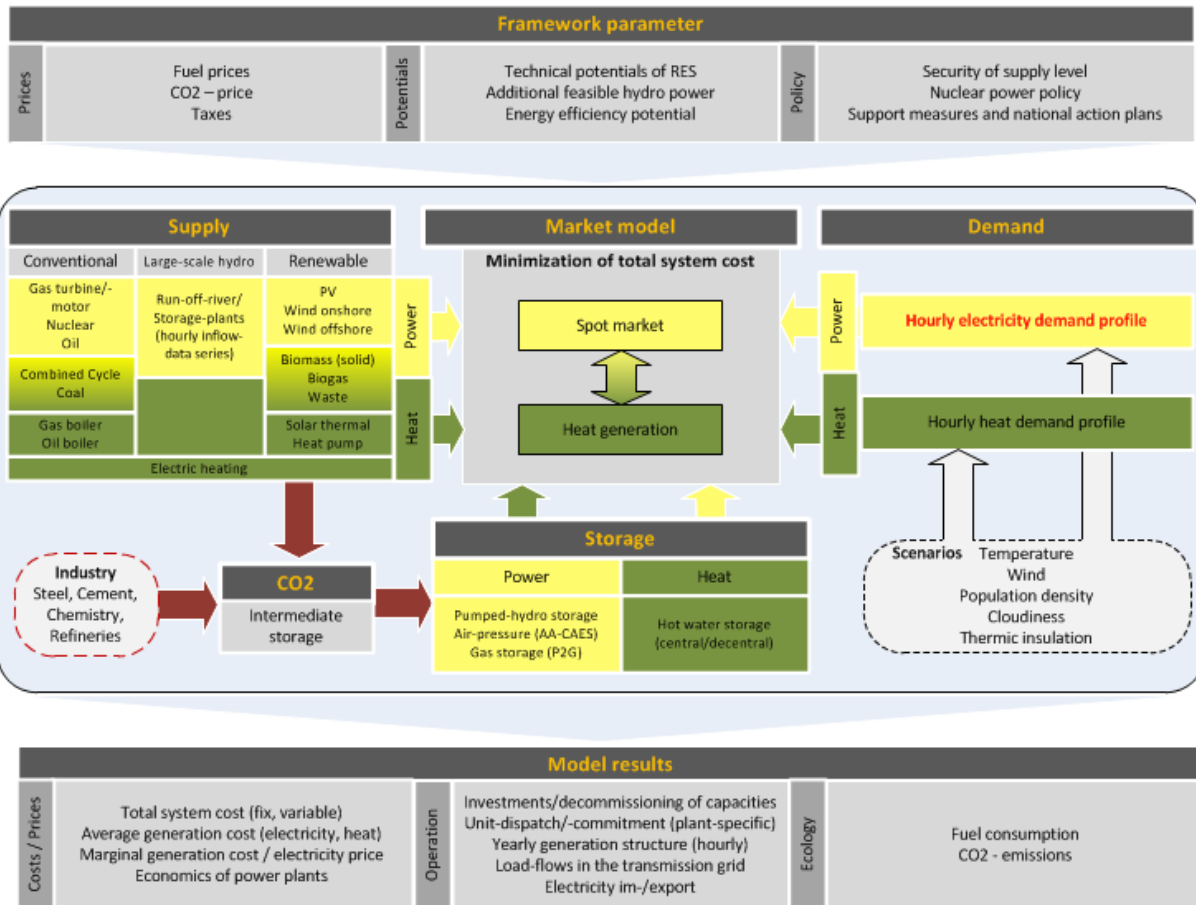


Abbildung 8: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells HiREPS (Stromsektor)

In diesem Projekt wird HiREPS die technischen und wirtschaftlichen Potentiale innovativer P2H Systemlösungen im urbanen Raum für die Jahre 2020/2030/2050 bestimmen. HiREPS wird die Wärmegestehungskosten aufgrund des Einsatzes von P2H-Technologien in den verschiedenen Fernwärmenetzen simulierten und an das Netzausbaumodell als Input liefern. HiREPS und das Netzausbau Modell werden dazu iteriert ausgeführt.

2 Ergebnisse

In Kapitel 2 werden die technischen sowie wirtschaftlichen Potentiale innovativer P2H Systemlösungen im Zeitverlauf bis 2050 für Österreich und Deutschland modelliert. Ein besonderer Augenmerk liegt hierbei auf der Analyse von ausgewählten Fallstudien. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden in Kapitel 3 die notwendigen rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmendbedingungen identifiziert.

In Abschnitt 2.2 liegt der Fokus auf den technischen Potentialen^{2.5}, wobei die Systemkonfigurationen für die technische Implementierung von P2H beschreiben werden (2.2), die Simulationsergebnisse von Kompressionswärmepumpen (2.3) und die ecop Rotationswärmepumpe (2.5) dargestellt sind, sowie die Wärme-Kälte Kopplung untersucht wird (2.3).

Eine Typologisierung österreichischer und deutscher Wärmenetze (2.6) dient dazu, die Fallstudien (2.8) hinsichtlich ihrer Repräsentativität einordnen zu können. Die Typologisierung, sowie die Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs (2.9), werden die ökonomischen Fernwärmepotentiale in Österreich bestimmt (2.10). Für verschiedene Wetterjahre werden Wärmebedarfsganglinien für Heizen und Warmwasser simuliert, die ebenfalls die unterschiedliche Steigerung der thermischen Qualität des Gebäudebestands in den Szenarien berücksichtigt(2.9).

Die Ergebnisse der Abschnitte 2.2 bis 2.10 dienen als Inputparameter für die ökonomische und energiesystemische Optimierung (2.11). Dabei werden die Wirtschaftlichkeit und die Marktdurchdringung von P2H für die verschiedenen Szenarien bis 2030 und 2050 simuliert und optimiert.

Das Projekt orientiert sich an der 1. Ausschreibung des Forschungsprogramms „Stadt der Zukunft“ (Fokus auf Punkt 6.1, „Die Stadt als Energieschwamm“, Unterpunkt „Verschränkung von Strom und Wärme in urbanen Energiesystemen“). Das Projekt trägt daher sehr konkret zu den Zielsetzungen des Forschungsprogramms bei. Konkret ist das in folgender Art und Weise der Fall:

Ziel 1 des Forschungsprogramms „Stadt der Zukunft“: Beitrag zur Entwicklung resilienter Städte und Stadtteile mit hoher Ressourcen- und Energieeffizienz, verstärkter Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie hoher Lebensqualität

Urbane Räume werden immer auf Ressourcen aus dem Umland angewiesen sein. Wenn allerdings die „Stadt als Energieschwamm“ dazu beitragen kann, die Flexibilität im Energiesystem zu erhöhen, kann diese Ressourcen-Abhängigkeit derart gestaltet werden,

dass ein hoher Anteil erneuerbarer, volatiler Stromerzeugung in das Energiesystem integrierbar ist. Das Projekt P2H-Pot trägt im Sinne der Ausschreibung und dem Punkt „Verschränkung von Strom und Wärme in urbanen Energiesystemen“ dazu bei, diese Funktion der Stadt als Energieschwamm zu verstärken und somit die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen und zu unterstützen.

Analysen aus Vorprojekten zeigen, dass Power-to-Heat dazu beitragen kann, den Anteil erneuerbarer Energie im Stromsystem deutlich zu erhöhen: Ohne die Option von Power-to-Heat würde sich (bei gleichem CO₂-Preis von 110€/t) der Anteil von Wind und PV in Österreich und Deutschland bis 2050 von 73% auf 64% reduzieren, was zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 61% führen würde. Der Anteil der abgeregelten Energie aus PV und Wind würde von 3,6% auf 10% ansteigen. Das Projekt P2H-Pot hat also das Potenzial, substantziell zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energie beizutragen.

Die Resilienz von Städten ist derzeit vor allem im Hinblick auf die geopolitische Versorgung mit fossilen Energieträgern gefährdet. In diesem Sinne kann eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie, der durch P2H-Pot unterstützt wird, die Resilienz von urbanen Räumen deutlich erhöhen.

Ziel 2 des Forschungsprogramms „Stadt der Zukunft“: Beitrag zur Optimierung und Anpassung der städtischen Infrastruktur und zur Erweiterung des städtischen Dienstleistungsangebots vor dem Hintergrund fortschreitender Urbanisierung und erforderlicher Ressourcen- und Energieeffizienz

Ein wesentlicher Fokus des Projekts P2H-Pot liegt auf der zukünftigen Rolle der Fernwärme im Wärmesektor im Hinblick auf sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, steigender Gebäudesanierung, sinkender Wärmedichten und der möglichen Bedeutung von Power-to-Heat. Ob und welche Rolle der Fernwärme dabei zukünftig zukommt ist dabei noch offen. Jedenfalls stellen Wärmenetze derzeit eine wesentliche städtische Infrastruktur dar. Damit liefert P2H-Pot einen wesentlichen Beitrag zur Optimierung und Anpassung der Wärme-Infrastruktur, sowohl hinsichtlich der dezentralen als auch der netzgekoppelten Wärmebereitstellung.

Ziel 3 des Forschungsprogramms „Stadt der Zukunft“: Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen und Forschungsinstitute auf dem Gebiet intelligenter Energielösungen für Gebäude und Städte

Es konnte gezeigt werden, dass Power-to-Heat eine aussichtsreiche Option zur Flexibilisierung der Stromnachfrage und damit der Integration eines zukünftig hohen Anteils an Wind- und Solarstrom werden kann. Das Projekt P2H-Pot trug dazu bei, das Know-how

hinsichtlich der technologischen und energiewirtschaftlichen Herausforderungen für Power-to-Heat deutlich zu stärken. Dies gilt sowohl für die beteiligten Unternehmen als auch für die Forschungsinstitutionen. Das Interesse der Industriepartner im Konsortium als auch die rege Teilnahme von relevanten Stakeholdern am Diskussionsprozess zeigte, dass das Thema als relevant und zukunftssträftig erachtet wird und dass mit dem Projekt P2H-Pot ein wesentlicher Beitrag zum Aufbau und der Absicherung von Technologieführerschaft und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit geleistet werden konnte. Dies gilt vor allem für Unternehmen im Bereich Wärmepumpen, Wärmespeicher und Fernwärmeübergabestationen sowie für Forschungsinstitutionen im Bereich Thermodynamik und Energiewirtschaft.

2.1 Lehren aus Power-to-Heat in Skandinavien

Seit Ende der 1970er-Jahre hat Skandinavien beträchtliche Erfahrungen in der Verwendung elektrischer Großwärmepumpen gesammelt, die fossile Brennstoffe bei Fernwärme und Fernkälte ersetzen. In jüngerer Zeit werden Anlagen mit elektrischen Wärmepumpen und Elektrokessel so konzipiert und eingebaut, dass sie zum Ausgleich für Windkraft und Solarenergie genutzt werden können.

In Dänemark war die erste Hochtemperatur-Elektrowärmepumpe für Fernwärme eine 1 MW_q (0,3 MWe) CO₂-Wärmepumpe, die im Jahr 2005 durch Frederikshavn Fjernvarme errichtet wurde. Die Wärmepumpe nutzt kommunales Abwasser als Wärmequelle und liefert Fernwärme mit 70° C und einer LZ zwischen 3,1 und 3,4. Der Betrieb der Wärmepumpe war mit technischen Problemen konfrontiert, vor allem mit Bezug auf die Abwasserkorrosion im Wärmetauscher.

Seit 2005 wurden in Dänemark 25 Großwärmepumpenprojekte für Fernwärme realisiert, allerdings mit einer Gesamtkapazität von nur ca. 12 MWe. Im selben Zeitraum wurden über 50 Heizkessel-Projekte mit insgesamt über 500 MWe, d. h. der 40fachen elektrischen Leistung, realisiert. Man kann also feststellen, dass Elektrokessel eine attraktive Position im Power-to-Heat-Markt innehaben, die jene der Wärmepumpen aus Energiemarkt-Perspektive deutlich in den Schatten stellt.

Diese Entwicklung wird durch betriebswirtschaftliche Studien belegt, die zeigen, dass Elektrokessel sich in den Regelenergiemärkten sehr erfolgreich behaupten und damit die intermittierenden (wetterabhängigen) erneuerbaren Energien stärken. Das ist insbesondere dem Umstand zu verdanken, dass der Elektrokesselseinsatz sehr sensibel auf Preisschwankungen reagiert.

Wärmepumpen sind allerdings aufgrund ihrer hohen Konversionseffizienz in Zeiten extremer Strompreise eine Konkurrenz für andere Produktionseinheiten, und das führt zu Dauerlastbetrieb mit einer sehr hohen Anzahl an Volllaststunden. Darüber hinaus sind Wärmepumpenanlagen in den Energiemärkten oft abgesichert und erhalten eigentlich langfristige Pauschalpreise, was wenig Anreiz für flexiblen Betrieb lässt. Aus technischer Sicht wird zur Erhaltung der technischen Leistung häufig auch Dauerlast vorgezogen oder gefordert. Die Heizleistung einer Wärmepumpe ist oft komplex und unterstützt kurzfristige Betriebsflexibilität nicht.

Die aktuelle Annahme besagt im Wesentlichen, dass Elektrowärmepumpen primär für das Vermögen zu schätzen sind, Elektrifizierungsbemühungen zu unterstützen und die Nutzung fossiler Brennstoffe bei dezentraler Stromerzeugung zu ersetzen, sowie für ihre immanente Fähigkeit, Energie aus Niedertemperatur-Wärmequellen zu gewinnen, was eine höhere Gesamteffizienz der Versorgung zulässt. Elektrowärmepumpen bieten jedoch nur begrenzte Energieausgleichsdienste, und das nur beim Hochregeln (indem sie abgeschaltet werden; aber auch das ist nur selten möglich und bietet keinerlei signifikanten Ertrag in den aktuellen

und mittelfristig künftigen Märkten), während Elektrokessel signifikante Ausgleichsdienste sowohl beim Hoch- als auch beim Abregeln in mehreren Regelenergiemärkten bieten, u. a. durch primäre Frequenzregelung.

Wie es scheint, sind in Dänemark Wärmepumpen für Fernwärme derzeit, was ihre elektrische Leistung anlangt, vergleichsweise klein: Bei der größten derzeit geplanten handelt es sich um eine 10 MW_q-Wärmepumpe (entspricht 2,5 MWe) für die Fernwärme Kalundborg, die kommunales Abwasser als Wärmequelle nutzt (Aktive Energi Anlaeg (AEA), 2017).

In Schweden wurden seit Mitte der 1980er-Jahre im Bereich Fernwärme deutlich größere Wärmepumpen errichtet. Beispielsweise wurde in Hammarby, Stockholm, 2012 eine zusätzliche 45 MW_q Wärmepumpe mit kommunalem Abwasser (einschließlich abfließendem Flusswasser) als Wärmequelle in Betrieb genommen, die Fernwärme mit 62° C – 75° C und eine LZ von 2,5 bis 3,5 liefert und die Gesamtkapazität der Wärmepumpen in Hammarby auf über 200 MW_q anhebt.

Auch in Norwegen wurden vergleichsweise große Wärmepumpen installiert. 2013 errichtete Drammen Fjernvarme eine 15 MW_q NH₃-Wärmepumpe, die Meerwasser als Niedertemperatur-Wärmequelle nutzt und heißes Wasser mit 90°C und einer LZ von 3,3 liefert.

Die vergleichsweise sehr großen Wärmepumpen in Norwegen und Schweden spiegeln die im europäischen Vergleich extrem niedrigen Strompreise und die ebenfalls sehr niedrige Stromverbrauchsteuer, sowie die Entwicklung städtischer Fernkältesysteme in Schweden wider. Es ist jedoch zu beachten, dass die elektrischen Großwärmepumpen in Schweden, wo der Fokus – in Hinblick auf das Stilllegen von Kraftwerken – auf der Stromeinsparung liegt, zurzeit zunehmend skeptisch gesehen werden.

Diesen Großwärmepumpenprojekten in Skandinavien ist gemeinsam, dass sie für Dauerlast konzipiert sind, nicht für den Betrieb in Spot- und Regelenergiemärkten.

Abbildung 9 illustriert diese ausgewählten skandinavischen Fallstudien.



Hammarby, 45 MWq, 3-stage turbo, R134A, heat delivery at 62°C-75°C, source: waste water (7°C-22°C), COP up to 3,48



Drammen, 15 MWq, single screw, heat delivery at 90°C, source: sea water (8°C), Design COP 3,3



Frederikshavn, 1 MWq, CO₂, heat delivery at 70°C, source: waste water, COP 3,1-3,4

Abbildung 9: Drei elektrische Großwärmepumpen, die derzeit in Skandinavien in Betrieb sind.

Wie können Großwärmepumpen „intermittenzfreundlich“¹⁵ werden?

Im Mai 2017 veröffentlichte Energianalyse.dk einen Bericht für die dänische Energiebehörde, der einen Vergleich verschiedener Anlagendesigns mit Großwärmepumpen für Fernwärme enthält. In diesem Bericht geht es insbesondere um Optionen für bestehende mit Erdgas betriebene Blockheizkraftwerke und die Stilllegung gasbetriebener Stromgeneratoren (Blarke, 2017). Zu den Optionen gehören mehrere Designkombinationen mit Wärmepumpen, die Luft, Abgase, Abwässer oder Erdwärme als Wärmequelle nutzen und mit Gasmotoren, Biomassekesseln, Solarheizungen und/oder Elektrokesseln kombiniert sind. Zugleich wird die Rolle der Wärmespeicherung berücksichtigt.

Die Ergebnisse legen innovative technisch-wirtschaftliche Metriken für den Vergleich vor und zeigen, dass „Intermittenzfreundlichkeit“ und „Intermittenzvolumen“ (Blarke, 2008; Blarke, 2017) mit Wärmepumpen betriebener Anlagen stark vom Anlagendesign abhängen. In Wirklichkeit können Wärmepumpen – je nach Anlagendesign – die Unterstützung für

¹⁵ Mit dem Begriff „intermittenzfreundlich“ wird hier ein Energiesystem bezeichnet, dass es erleichtert variable erneuerbare Energien wie Wind, Photovoltaik, Solarthermie und Laufwasserkraft in das System zu integrieren.

intermittierende erneuerbare Energien bei dezentraler Stromerzeugung sowohl verbessern als auch verschlechtern.

Die untenstehende Abbildung zeigt einen Vergleich der „Intermittenzfreundlichkeit“ der untersuchten Anlagendesigns mit Wärmepumpen. Intermittenzfreundlichkeit ist definiert als statistische Korrelation zwischen dem Netto-Stromaustausch mit dem Netz und der Rest-Stromnachfrage im Netz (d. h. Stromnachfrage minus intermittierende Stromproduktion) (Blarke, 2008).

Das Ergebnis zeigt, dass nur ein ziemlich hochentwickeltes Anlagendesign mit relativ kleiner Wärmepumpe (15 – 20% der Wärmeproduktionskapazität des Gasmotors) mit dem Abgas des Gasmotors als Wärmequelle und am besten zwischengeschaltetem Kältespeicher, der einen unabhängigen Betrieb von Gasmotor und Wärmequelle ermöglicht, intermittierende erneuerbare Energien besser unterstützt als eine Gas-Blockheizkraftwerk/Gaskessel-Option.

In der Design-Studie konnte jedoch eine sehr intermittenzfreundliche Power-to-Heat-Option identifiziert werden, die aus einer um 50% überdimensionierten Wärmepumpe in Kombination mit einem großen Elektrokessel und einem um 300% überdimensionierten Wärmespeicher besteht (nämlich überdimensioniert mit Bezug auf die machbare Investitionsoption), deren Intermittenzfreundlichkeit jener eines gasbetriebenen Blockheizkraftwerks entsprechen würde. Eine solche Investitionsoption ist zwar kurz- bis mittelfristig nicht realisierbar, das Ergebnis zeigt jedoch das Potenzial von Power-to-Heat, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung vollständig zu ersetzen, bei gleichzeitiger Beibehaltung der Rolle, die dezentrale Stromerzeugung bei der Unterstützung intermittierender erneuerbarer Energien spielt. Diese Lösung bietet auch ein hervorragendes „Intermittenzvolumen“, was als der spezifische Stromverbrauch zu Zeiten definiert ist, in denen der Strompreis am Spotmarkt unter den Grenzkosten von Kohlekraftwerken, der vermutlich „billigsten“ Fossile-Brennstoffe-Option, liegt (Blarke, 2017).

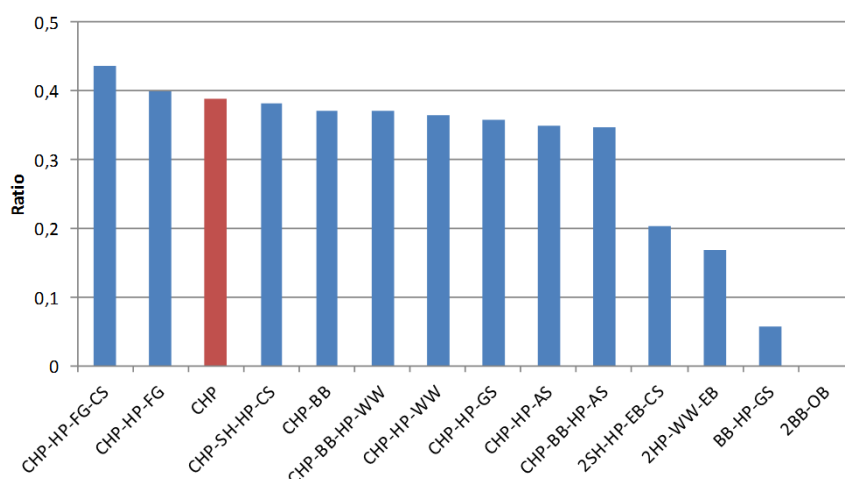


Abbildung 10: Vergleich der „Intermittenzfreundlichkeit“ der untersuchten Anlagendesigns mit Wärmepumpen. Diese ist definiert als statistische Korrelation zwischen dem Netto-Stromaustausch mit dem Netz und der Rest-Stromnachfrage im Netz (d. h. Stromnachfrage minus periodische Stromproduktion). (Blarke, Review WS 2015).

Schlussfolgerung: Die hier dokumentierte Studie aus Skandinavien richtet ihren Fokus auf das Potenzial eines intermittenzfreundlichen Einsatzes und verweist auf das kurz- bis mittelfristige Potenzial der Integration relativ kleiner Wärmepumpen in bestehende Gas-Blockheizkraftwerke mit Abgas als Wärmequelle und am besten mit zwischengeschaltetem Kältespeicher, der einen relativ unabhängigen Betrieb von Blockheizkraftwerk und Wärmepumpe ermöglicht – was Wirkungsgrade am neuesten Stand der Technik ergibt und intermittierende erneuerbare Energien unterstützt – und das mittel- bis langfristige Potenzial eines Power-to-Heat-Konzepts, das eine überdimensionierte Elektrowärmepumpe mit einem noch größeren Elektrokessel zu einem Anlagendesign kombiniert, das den vollständigen Rückzug aus gasbetriebenen Blockheizkraftwerken bei gleichzeitiger Beibehaltung oder gar Steigerung der Rolle lokaler dezentraler Erzeugung zur Unterstützung intermittierender erneuerbarer Energien ermöglicht.

Die Machbarkeit dieser intermittenzfreundlichen Lösung, die dezentrale Erzeugung von „Heat-and-Power“ zu „Power-to-Heat“ verschiebt, ist von der Entwicklung der Strommärkte, insbesondere der Preisspanne (Marktvarianz), abhängig. Derzeit wirkt die Bemühung von ÜNBs um Integration der europäischen Strommärkte jedoch gegen diese Voraussetzung, da die Integration von Märkten insbesondere auf die Einschränkung der für das Funktionieren einer solchen Lösung grundlegenden Preisspanne und -varianz hinarbeitet. Man kann also festhalten, dass es einen Konflikt zwischen den Strategien für länderübergreifende Integration einerseits und inländischer Integration intermittierender erneuerbarer Energien andererseits gibt. Die beste Strategie zur Unterstützung rascher Innovation im Bereich intermittenzfreundlicher Power-to-Heat besteht, zumindest vorläufig, darin, die weitere länderübergreifende Integration der Strommärkte einzuschränken und gleichzeitig weiter intermittierende erneuerbare Energien zum System hinzuzufügen.

Und schließlich ist auch der dänische Ansatz zur Unterstützung von Power-to-Heat-Entwicklungen zu beachten. Da die Entscheidungsträger im Bereich dezentrale Erzeugung tief im „Heat-and-Power“-Paradigma verwurzelt sind und sich oft auf standortunabhängige Standardlösungen stützen, sind Überlegungen zu „Power-to-Heat“-Optionen eine Herausforderung, da diese derzeit spezielle Designs und standortspezifische Integration benötigen und einen deutlich größeren Lösungsraum berücksichtigen müssen als im „Heat-and-Power“-Paradigma. Und das gilt klarerweise noch stärker für Power-to-Heat-Optionen mit Wärmepumpen, und weniger für reine Elektrokesselösungen. Das erklärt auch möglicherweise, warum Elektrokessel sich in Dänemark viel rascher verbreitet haben als Wärmepumpen. Die dänische Energiebehörde stellt sich dieser Herausforderung, indem sie weiterhin den lokalen Entscheidungsträgern eine mobile „Task Force“ zur Verfügung stellt, die diese beim technischen Anlagendesign, den behördlichen Planungsvorgaben und der Finanzierbarkeitsbewertung unterstützt. Dieses techno-administrative Politikinstrument hat sich als Ergänzung zu Programmförderungen und anderen Finanzinstrumenten von unschätzbarem Wert erwiesen.

2.2 Systemkonfigurationen für die technische Implementierung von P2H

Im gegenständlichen Projekt soll auch eine Analyse des möglichen Einsatzes von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen erfolgen. Dazu ist es nötig Wärmepumpen für unterschiedliche Temperaturniveaus der Wärmequelle bei jeweils gleichen Fernwärme Vorlauf- und Rücklauftemperaturen zu simulieren. Im folgenden Kapitel werden unterschiedliche Systemkonfigurationen von Power-to-Heat beschrieben. Die daraus sich ergebenden Simulationsergebnisse hinsichtlich erreichbarer Arbeitszahlen finden sich in den Kapiteln 2.3 und 00.

Für ein breites Quellentemperaturspektrum wurden phänomenologisch logische Wärmequellen identifiziert:

- Hochtemperatur-Geothermie (80°C)
- Geothermie (60°C)
- Wasser aus Rauchgaskondensation (35-50°C)
- Flusswasser(5-20°C)

Luft/Wasser-Wärmepumpen haben den Vorteil, dass modulare standardisierte Wärmepumpenlösungen entwickelt werden könnten (Die Wärmequelle ist immer die gleiche). Obwohl dies zu einer Kostensenkung führen kann, wurde hier wegen eher geringer Leistungsdichten sowie, der Lärmproblematik in urbanen Gebieten darauf verzichtet.

Folgende zwei Konfigurationen visualisieren wie die WP in das Leitungsnetz der Wärmeerzeugung implementiert wird. Die Konfiguration (K1) wird nur für Hochtemperaturgeothermie-Anwendungen herangezogen. Ein Hauptwärmetauscher erwärmt den Fernwärmerücklauf auf die Geothermietemperatur und die Wärmepumpe wird nur zum Nachheizen auf die erforderliche Vorlauftemperatur genützt. Diese Konfiguration ist nur möglich wenn die Geothermietemperatur über der Rücklauftemperatur liegt. Die Konfiguration 2 (K2) bildet den Standardfall für die meisten Wärmepumpenanwendungen. Die Wärmepumpe sorgt für den ganzen Temperaturhub von Fernwärmerücklauftemperatur zu Fernwärmevorlauftemperatur.

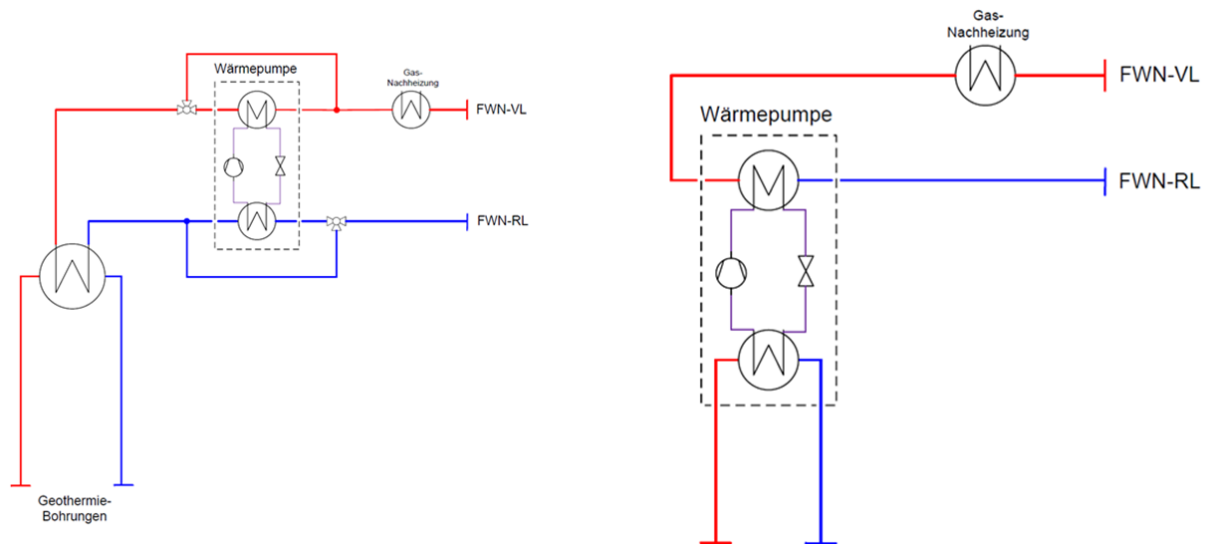


Abbildung 11: Konfiguration 1 (links) und Konfiguration 2 (rechts)

Die Anwendung der hier betrachteten Wärmepumpen kann nicht nur parallel zu etwaigen anderen Wärmeerzeugern (Anhebung des FNW-Rücklaufes auf FNW-Vorlauftemperaturniveau) erfolgen (siehe Abbildung 11), sondern wäre auch denkbar für die Rücklaufanhebung bzw. Rücklaufhochhaltung bei bereits in Betrieb stehenden Heizwerken. Dabei liefert die Wärmepumpe das Warmwasser für die Gewährleistung einer Mindest-Kesseleintrittstemperatur und ersetzt dadurch die notwendige (und effizienzvermindernde) Vorlaufbeimischung.

Elektrokessel (bis 10-15 MW) und Elektroden Heizkessel (ab 15 MW) werden üblicherweise in Kombination mit Fernwärmespeichern eingesetzt um sie stromgeführt betreiben zu können.

Einsatz thermischer Speicher

Unter der Annahme, dass der Absatz der von den WP-Anlagen erzeugten thermischen Energie stets gesichert ist, wurde hier die Effizienzsteigerung von Wärmepumpen mithilfe der ISEC-Methode (Isolated System Energy Charging)¹⁶ untersucht. Siehe Fließschema in Abbildung 12.

Die Idee dahinter ist, dass der COP einer Wärmepumpe umso höher und damit die elektrische Leistungsaufnahme des Verdichters umso kleiner ist, je kleiner die

¹⁶ Rothuizen, E., Elmegaard, B., Markussen, W. B., Madsen, C., Olesen, M. F., & Sølvsten, M. Ø. (2015). High efficient heat pump system using storage tanks to increase COP by means of the ISEC concept - Part 1: Model validation. In Proceedings of the 24th IIR International Congress of Refrigeration. IIF-IIR.

Temperaturdifferenz zwischen Wasserein- und -austritt am Kondensator ist. Eine Simulationsrechnung dieses Konzeptes ergab eine COP-Steigerung von 26%. Dies geht allerdings mit einer Vervielfachung der Speicherladezeit einher.

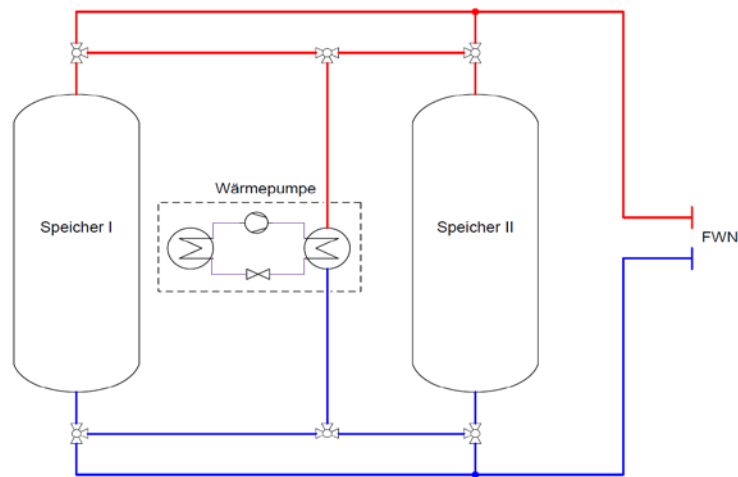
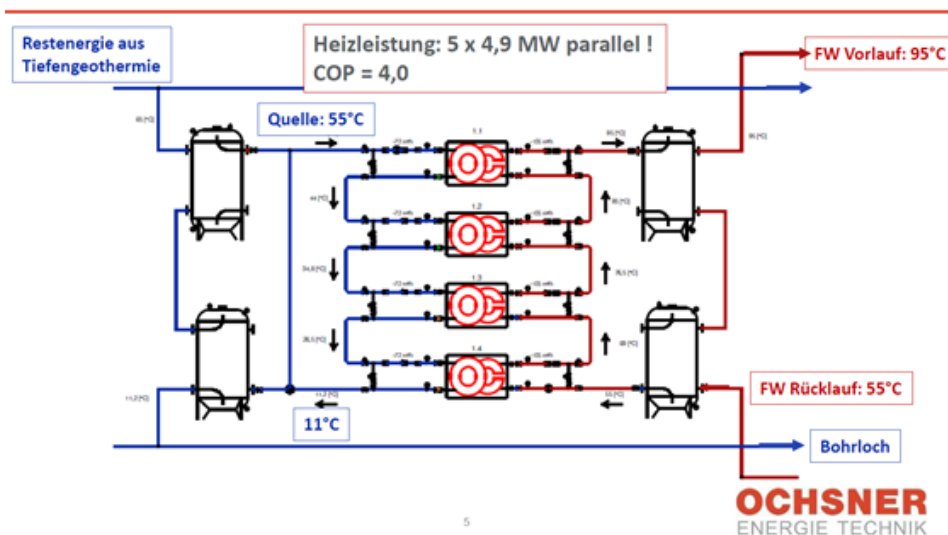


Abbildung 12: Verschaltungsvariante Speicher und Wärmepumpe nach dem ISEC-Konzept

Verwandt dazu ist auch die Kaskadierung von mehreren Wärmepumpen. Diese wurde hier aber nicht näher analysiert.

OCHSNER High Tech Wärmepumpen

Kaskadierung für sehr hohe Leistungen: Bsp. Fernwärme



5

OCHSNER
ENERGIE TECHNIK

Abbildung 13: Kaskadierung von Wärmepumpen zur Steigerung des COP.

Wärme-Kälte-Kopplung

Die Wärme-Kälte-Kopplung (WKK) ist insbesondere bei Verbrauchern interessant, welche gleichzeitig einen Wärme- und Kältebedarf haben wie z.B.: Krankenhäuser oder Bürogebäude. Der Einsatz von Wärmepumpen (WP) bietet sich bei Wärme-Kälte-Kopplung an, da mittels WP gleichzeitig Wärme und Kälte erzeugt werden kann. Realisiert wird diese Kopplung mit zwei unterschiedlichen WP, welche auf der Wärmesenkenseite unterschiedliche Temperaturniveaus erzielen (Abb. 1).

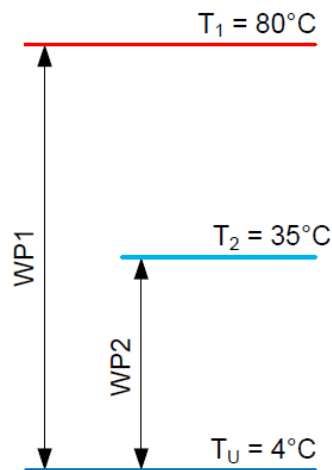


Abbildung 14: Temperaturniveaus bei Wärme-Kälte-Kopplung

Die Simulationsergebnisse zur Wärme-Kälte-Kopplung sind in Kapitel 0 dargestellt.

2.3 Simulationsergebnisse Kompressionswärmepumpen

Im Folgenden werden die COPs der WP-Simulation für unterschiedliche Anwendungsfälle angeführt. Die Simulation bilden einen Annahmen Detailliertere Ergebnisse sowie weitere Annahmen und Rahmenbedingungen in Zusammenhang mit den Wärmepumpensimulationen können im Bericht der Wärmepumpensimulation nachgelesen werden.

Aufgrund der Zukunftsfähigkeit der hier durchgeführten Simulationen wurden die hier angenommenen Temperaturbeschränkungen bei der Kondensation leicht höher angenommen, als in den Verdichterdatenblättern angegeben. So geben Verdichterhersteller beispielsweise für existierende Ammoniak-Verdichter maximal 80°C Kondensationstemperatur¹⁷, bzw. max. 110°C Kondensationstemperatur für n-Butan¹⁸ an.

¹⁷ GEA Refrigeration Technologies, "Screw compressors for the industrial refrigeration and air conditioning," 2012.

¹⁸ Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH, "Technical Information: Application of Propane (R290) and Propene (R1270) with semi-hermetic compressors"

Für jeden Simulationsfall wird eine COP-Matrix angegeben. Die Spalten der Matrizen repräsentieren die Vorlauf- und die Zeilen die Rücklauftemperaturen des FWN. Die Konfiguration 1 (K1, Detail siehe Abbildung 11, Seite 40) wird nur für Hochtemperaturgeothermie-Anwendungen herangezogen. Ein Hauptwärmetauscher (HWT) erwärmt den Fernwärmerücklauf auf die Geothermietemperatur und die Wärmepumpe wird nur zum Nachheizen auf die erforderliche Vorlauf Temperatur genützt. Die Konfiguration 2 (K2, Detail siehe Abbildung 11, Seite 40) bildet den Standardfall für die meisten Anwendungen. Die Wärmepumpe sorgt für den ganzen Temperaturhub von Fernwärmerücklauftemperatur zu Fernwärmeverlauftemperatur. Darstellungen zu den Konfigurationen sind in Kapitel 2.2 zu finden.

Für die WP der Konfiguration 1 (mit HWT) wird der System-COP und für die WP der Konfiguration 2 der COP angegeben. Der System-COP gibt an wieviel Wärmeleistung der Fernwärme pro zugeführter elektrischer Leistung zugeführt wird. Diese COP ist teilweise sehr hoch weil in dieser Konfiguration die Wärmepumpe ja nur die Fernwärme nachheizt nachdem sie bereits im Hauptwärmetauscher auf die Geothermietemperatur gehoben wurde. Die Konfiguration 2 (K2) bildet den Standardfall für die meisten Anwendungen. Die Wärmepumpe sorgt für den ganzen Temperaturhub von Fernwärmerücklauftemperatur zu Fernwärmeverlauftemperatur.

Der COPs ist folgt definiert:

$$COP_{System} = \frac{Q_{WP,ab} - Q_{WP,zu} + Q_{HWT}}{P_{zu}}$$

$$COP_H = \frac{Q_{WP,ab}}{P_{zu}}$$

Mit

$Q_{WP,ab}$...vom Kondensator der WP abgegebener Wärmestrom

$Q_{WP,zu}$... vom Verdampfer der WP aufgenommener Wärmestrom

Q_{HWT} ... vom Geothermiewärmetauscher abgegebener Wärmestrom an das Nutzwasser

P_{zu} ... elektrische Leistungsaufnahme des Verdichters

Die Bezeichnung der Simulationsfälle folgt folgendem Schlüssel:

[Temperaturniveau der Wärmequelle] [Kältemittel] [Konfiguration]

Die Temperaturen der Wärmequelle ist in der Tabellenbeschriftung angeführt gemeinsam mit Vorgaben zu den minimalen erreichbaren Rückspeisetemperaturen. Wenn die Kompressionswärmepumpe die Wärmequelle zu wenig Abkühlt dann könnte sie sehr effizient sein, würde die vorhandene Anergie aber nicht gut ausnützen. Daher wurden hier

Vorgaben gemacht. Die Spaltenüberschrift ist jeweils die Fernwärmeverlauftemperatur, die die Wärmepumpe bereitstellen soll. In der ersten Spalte sind die Fernwärmerücklauftemperaturen angegeben. In den Konfigurationen (siehe Kapitel 2.2) dargestellt wie die Wärmepumpe eingebunden ist.

Tabelle 1: Wärmequelle der Wärmepumpe Geothermie 80°C abkühlen auf mindestens 50°C, Ammoniak Konfiguration 1.

COP system	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	48,67	44,95	39,14	31,73	16,17	9,49
45°C	40,96	36,49	30,97	24,14	16,46	10,21
50°C	23,95	21,28	33,73	25,89	15,00	10,02
55°C	0	13,11	17,41	15,05	11,67	9,04
60°C	0	0	7,57	8,03	8,07	7,28
65°C	0	0	0	5,86	4,96	4,72
70°C	0	0	0	0	5,33	4,31

Tabelle 2: Geothermie 60°C abkühlen auf ≤40°C Ammoniak, Konfiguration 2

COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	5,01	4,54	4,18	3,86	3,57	3,27
45°C	4,76	4,33	3,99	3,66	3,45	3,15
50°C	4,64	4,23	3,90	3,55	3,33	3,09
55°C	0,00	4,08	3,71	3,42	3,20	2,98
60°C	0,00	0,00	3,60	3,33	3,04	2,87
65°C	0,00	0,00	0,00	3,18	2,81	2,65
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,80	2,46

Tabelle 3: Geothermie 80°C abkühlen auf ≤50°C n-Butan Konfiguration 1

COP system	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	22,89	13,64	7,33	4,72	3,55
55°C	18,44	12,77	7,23	4,79	3,46
60°C	7,67	8,46	6,42	4,58	3,47

Tabelle 4: Geothermie 60°C abkühlen auf ≤40°C n-Butan Konfiguration 2

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	4,35	3,89	3,30	2,85	2,61
55°C	4,22	3,67	3,21	2,80	2,50
60°C	4,08	3,65	3,12	2,72	2,44

Tabelle 5: Rauchgaskondensation 50°C abkühlen auf ≤35°C Ammoniak Konfiguration 2

COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	6,91	6,18	5,61	5,14	4,74	4,38
45°C	6,63	5,97	5,43	4,98	4,59	4,25
50°C	6,38	5,77	5,25	4,82	4,44	4,11
55°C	0	5,55	5,06	4,65	4,29	3,98
60°C	0	0	4,86	4,47	4,13	3,83
65°C	0	0	0	4,29	3,97	3,69
70°C	0	0	0	0	3,80	3,54

Tabelle 6: Rauchgaskondensation 50°C abkühlen auf ≤35°C n-Butan Konfiguration 2

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	4,66	4,00	3,49	3,08	2,75
55°C	4,50	3,88	3,39	3,00	2,68
60°C	4,35	3,76	3,29	2,92	2,61

Tabelle 7: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, Ammoniak Konfiguration 2

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	3,08	2,95	2,83	2,72	2,61	2,53	3,41	3,25	3,11	2,99	2,87	2,77
45°C	2,99	2,88	2,77	2,66	2,57	2,48	3,32	3,18	3,04	2,92	2,82	2,71
50°C	2,94	2,81	2,71	2,61	2,51	2,43	3,26	3,11	2,98	2,86	2,76	2,66
55°C	0,00	2,75	2,64	2,54	2,45	2,38	0,00	3,04	2,91	2,80	2,70	2,60
60°C	0,00	0,00	2,58	2,49	2,40	2,32	0,00	0,00	2,85	2,74	2,64	2,55
65°C	0,00	0,00	0,00	2,43	2,34	2,27	0,00	0,00	0,00	2,67	2,58	2,49
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,29	2,22	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	2,43

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	3,79	3,59	3,43	3,28	3,14	3,03	4,22	3,98	3,77	3,60	3,44	3,30
45°C	3,70	3,52	3,35	3,21	3,08	2,97	4,12	3,88	3,69	3,52	3,37	3,23
50°C	3,62	3,43	3,28	3,14	3,02	2,90	4,02	3,80	3,61	3,45	3,30	3,17
55°C	0,00	3,36	3,20	3,07	2,95	2,84	0,00	3,71	3,53	3,37	3,23	3,10
60°C	0,00	0,00	3,13	3,00	2,89	2,78	0,00	0,00	3,45	3,29	3,15	3,03
65°C	0,00	0,00	0,00	2,93	2,80	2,72	0,00	0,00	0,00	3,22	3,08	2,96
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,75	2,66	0,00	0,00	0,00	0,00	3,01	2,89

Tabelle 8: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, n-Butan Konfiguration 2

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	2,37	2,22	2,09	1,97	1,87	2,57	2,40	2,24	2,11	1,99
55°C	2,32	2,18	2,05	1,94	1,84	2,53	2,35	2,21	2,08	1,96
60°C	2,28	2,14	2,02	1,91	1,86	2,48	2,31	2,17	2,04	1,93

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	2,79	2,59	2,41	2,25	2,12	3,04	2,79	2,58	2,41	2,26
55°C	2,74	2,54	2,36	2,22	2,09	2,98	2,74	2,54	2,37	2,23
60°C	2,69	2,49	2,33	2,19	2,06	2,92	2,69	2,50	2,33	2,19

Tabelle 9: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, t- CO₂ Konfiguration 2

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	1,77	1,76	1,75	1,74	2,00	1,98	1,96	1,94
55°C	1,61	1,60	1,60	1,59	1,83	1,82	1,81	1,80
60°C	1,41	1,47	1,47	1,46	1,68	1,68	1,67	1,67
T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	2,22	2,19	2,16	2,13	2,45	2,41	2,36	2,31
55°C	2,03	2,02	2,00	1,98	2,25	2,22	2,19	2,16
60°C	1,87	1,86	1,85	1,84	2,05	2,04	2,02	1,99

2.4 Wärme-Kälte-Kopplung

Abhängig von Wärme- und Kältebedarf ergeben sich drei unterschiedliche Betriebszustände der Wärmetechnischen Anlagen:

1. Kältebedarf > 0, Wärmebedarf > 0: WP1 läuft und produziert gleichzeitig Wärme und Kälteenergie
2. Kältebedarf > 0, Wärmebedarf = 0: WP2 läuft und produziert nur Kälteenergie, die anfallende (Ab)Wärme wird an die Umgebung abgeführt.
3. Kältebedarf = 0, Wärmebedarf > 0: Alternative Form der Wärmeerzeugung (z.B.: E-Heizer, Gaskessel) zur Wärmebereitstellung.

Insbesondere in Übergangszeiten (Frühling und Herbst) erscheint der Einsatz von Wärme-Kälte-Kopplung sinnvoll, da hier abwechselnd Spitzen im Kälte- und Wärmebedarf auftreten. Dies entspricht dem Betriebszustand 1. Den beispielhaften Kälte- und Wärmebedarf für ein paar Tage in der Übergangszeit zeigt die folgende Abb.2:

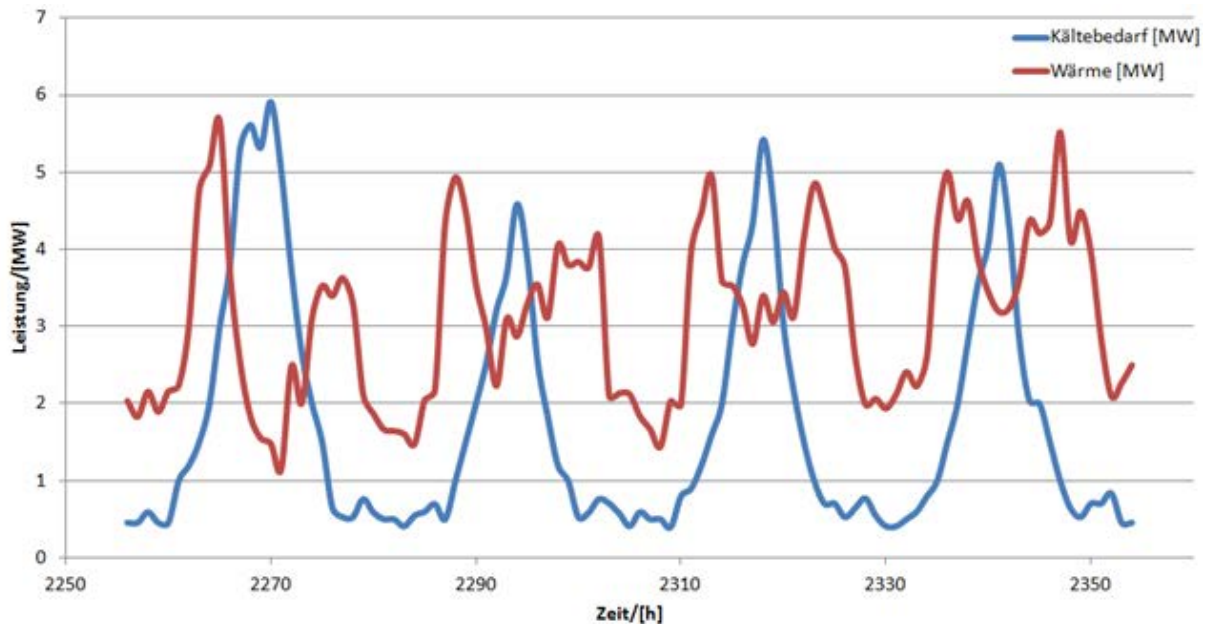


Abbildung 15: Wärme- und Kältebedarf in der Übergangszeit

In der Abbildung ist zu sehen, dass der Kälte- und Wärmebedarf zeitweise ein antizyklisches Verhalten zeigt. In den Zeiten, wo der Kälte- den Wärmebedarf übersteigt (vor allem um die Mittagszeit) muss die WKK-WP dem Kältebedarf folgen, während in den anderen Zeitintervallen (Wärmebedarf>Kältebedarf) der Wärmebedarf limitierend ist und die WP folglich diesem Verlauf nachfahren muss.

Für den effizienten Betrieb der Anlagen darf weder wärme- noch kälteseitig ein Überangebot der Bereitstellung vorliegen. Dies erfordert einen zusätzlichen Wärmeerzeuger, welcher im Betrieb der über die WKK hinausgeht (Betriebszustand 3) Wärme auf einem eine andere Art bereitstellt. Im gegenständlichen Projekt P2H-Pot bietet sich hierfür ein Elektroheizer an.

Der Wirkungsgrad bei der gleichzeitigen Kälte- und Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe dezentral direkt beim Verbraucher unterscheidet sich technologisch nicht wesentlich von der zentralen Kälteproduktion im Heizwerk. Exergetisch betrachtet ist Kaltwasser im Vergleich zu Warmwasser ein niederwertigeres Gut. Deshalb ist die Sinnhaftigkeit des Transports von Kaltwasser für Fernkälte über ein Rohrnetzwerk beschränkt und wird im gegenständlichen Bericht auch nicht betrachtet.

Die Analyse einer konkreten WKK hat ergeben, dass sich bei der systemimmanenten gleichzeitigen Verwertung der anfallenden Wärme und Kälte die Deckung zusätzliche Wärmeerzeugung durch konventionelle Wärmeerzeuger um ca. die Hälfte reduziert, wohingegen der Strombedarf um ca. ein Drittel anstieg. Je nach Wirkungsgrad der Stromerzeugung können damit Primärenergetische Einsparungspotentiale von 10-30% realisiert werden.

Eine Wärme-Kälte-Kopplung kann mit der hier betrachteten Flusswasser-Wärmepumpe erfolgen. Dafür wird ein neuer COP definiert:

$$COP_{WKK} = \frac{Q_{WP,ab} + Q_{WP,zu}}{P_{zu}}$$

- Für das Quellentemperaturniveau 15/11°C ergeben sich für die drei WP mit den Kältemitteln Ammoniak, n-Butan und CO₂ folgende COP_{WKK}:

WKK Ammoniak WP

Tabelle 10: Flusswasser 5-20°C WKK Ammoniak WP

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP _{WKK}	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	5,30	5,05	4,82	4,61	4,40	4,25	5,97	5,65	5,37	5,13	4,91	4,71
45°C	5,14	4,93	4,70	4,50	4,32	4,15	5,77	5,51	5,24	5,01	4,80	4,60
50°C	5,04	4,79	4,58	4,39	4,21	4,05	5,66	5,38	5,12	4,89	4,68	4,49
55°C	0,00	4,67	4,46	4,27	4,10	3,94	0,00	5,23	4,99	4,76	4,56	4,38
60°C	0,00	0,00	4,34	4,16	3,99	3,84	0,00	0,00	4,85	4,64	4,45	4,27
65°C	0,00	0,00	0,00	4,04	3,88	3,74	0,00	0,00	0,00	4,51	4,33	4,16
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	3,77	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	4,21	4,05

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP _{WKK}	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	6,70	6,32	5,99	5,69	5,44	5,20	7,55	7,08	6,66	6,33	6,02	5,74
45°C	6,53	6,17	5,85	5,56	5,31	5,09	7,36	6,89	6,52	6,18	5,88	5,61
50°C	6,36	6,01	5,70	5,43	5,18	4,97	7,17	6,73	6,35	6,03	5,74	5,48
55°C	0,00	5,85	5,55	5,29	5,06	4,85	0,00	6,55	6,19	5,88	5,60	5,34
60°C	0,00	0,00	5,41	5,16	4,93	4,72	0,00	0,00	6,03	5,72	5,44	5,21
65°C	0,00	0,00	0,00	5,02	4,76	4,60	0,00	0,00	0,00	5,57	5,30	5,08
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	4,67	4,48	0,00	0,00	0,00	0,00	5,16	4,94

WKK n-Butan WP

Tabelle 11: Flusswasser 5-20°C WKK n-Butan WP

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP _{WKK}	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	3,97	3,67	3,41	3,17	2,97	4,37	4,02	3,72	3,45	3,22
55°C	3,88	3,59	3,34	3,11	2,91	4,28	3,94	3,65	3,39	3,16
60°C	3,79	3,52	3,26	3,05	2,95	4,18	3,86	3,57	3,32	3,10

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP _{WKK}	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	4,81	4,40	4,05	3,74	3,48	5,32	4,82	4,40	4,04	3,75
55°C	4,71	4,31	3,95	3,67	3,41	5,20	4,70	4,32	3,98	3,68
60°C	4,61	4,22	3,88	3,60	3,35	5,07	4,62	4,23	3,90	3,61

CO₂-WP

Tabelle 12: Flusswasser 5-20°C CO₂-WP

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP _{WKK}	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	2,78	2,76	2,74	2,71	3,20	3,17	3,14	3,10
55°C	2,45	2,45	2,44	2,43	2,88	2,86	2,85	2,82
60°C	2,05	2,18	2,18	2,17	2,59	2,58	2,57	2,56

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP _{WKK}	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	3,62	3,57	3,51	3,45	4,07	3,98	3,88	3,79
55°C	3,26	3,23	3,20	3,17	3,66	3,61	3,55	3,49
60°C	2,94	2,93	2,91	2,88	3,28	3,25	3,21	3,16

2.5 Simulationsergebnisse ecop Rotationswärmepumpe

Im Folgenden sind die Simulationsergebnisse auf Basis einer 700kW Rotationswärmepumpe TYP ecop RHP K7 näher erläutert. Für unterschiedliche Temperaturniveaus der Wärmequellen wurden Simulationen für veränderliche Vorlauf und Rücklauftemperaturen durchgeführt. Die ecop Rotationswärmepumpe ist grundsätzlich in der Konfiguration 2 (siehe 2.2) effizient betreibbar, weshalb die Verschaltung gemäß Konfiguration 1 nicht notwendig ist und diese in den Ergebnissen nicht enthalten ist.

Tabelle 13: Übersicht der unterschiedlichen Wärmequellszenarien

Bezeichnung	Konfiguration	KM	T_Quelle	T.Rückführung	Designpoint
ECOP_K2_78_50	2	ECOP Fluid 1	78°C	<=50°C	55/95
ECOP_K2_60_40	2	ECOP Fluid 1	60°C	<=40°C	55/95
ECOP_K2_50_35	2	ECOP Fluid 1	50°C	<=35°C	55/95

In den folgenden Tabellen sind die Simulationsergebnisse für den COP für gewisse Randbedingungen (siehe Tabelle 13) und eine Matrix von Fernwärme-Vorlauf- und Rücklauftemperaturen angegeben. Es werden hier nur die Leistungszahlen dargestellt. Detaillierte Ergebnisse sind weiteren Berichten zu entnehmen. In den Spaltenüberschriften sind die angenommenen Fernwärme-Vorlauftemperaturen und in der ersten Spalte jeder Zeile die angenommene Fernwärme-Rücklauftemperatur der Simulation angegeben.

Tabelle 14: Randbedingung „ECOP_K2_78_50“.

COP	70	80	90	100	110	120
40,00	17,90	12,73	8,47	6,25	4,86	3,88
50,00	5,37	12,87	9,20	6,81	5,30	4,24
60,00	1,65	6,34	8,72	7,24	5,72	4,60
70,00	-	1,09	4,57	6,62	6,01	4,94

Tabelle 15: Randbedingung „ECOP_K2_60_40“

COP	70	80	90	100	110	120
40,00	9,84	7,28	5,57	4,39	3,50	2,71
50,00	6,75	7,41	5,99	4,80	3,87	3,15
60,00	1,41	4,83	5,96	5,11	4,22	3,47
70,00	-	-	3,73	5,00	4,47	3,78

Tabelle 16: Randbedingung „ECOP_K2_50_35“

COP	70	80	90	100	110	120
40,00	7,12	5,87	4,72	3,80	3,01	2,54
50,00	4,80	5,69	5,00	4,07	3,30	2,62
60,00	-	4,37	4,98	4,37	3,65	3,00
70,00	-	-	3,51	4,30	3,90	3,31

Abschließend noch eine Visualisierung und ein Foto der rotierenden ecop RHP K7



Abbildung 16: Visualisierung und Foto der ecop RHP K7

2.6 Temperaturniveau von Wärmenetze und gezieltes Vorlauf- und Rücklauftemperaturmanagement

Das Temperaturniveau mit dem Fernwärmenetze in Österreich bzw. in Mitteleuropa betrieben werden, bewegt sich zumeist zwischen 80 und 120°C Vorlauftemperatur (VLT). Die maximalen Rücklauftemperaturen (RLT) erreichen vorwiegend 50 bis 70°C. Bei einer Unterscheidung der unterschiedlichen Bauarten von Fernwärmenetzen hinsichtlich der Temperaturniveaus können folgende Definitionen.

- **Fernwärme der ersten Generation mit Dampfnetz**

Die erste Generation von Wärmenetzen wurde typischerweise mit hohen Temperaturen im Dampfbetrieb geführt. Durch die sich daraus ergebende Nachteile, wurde Dampf zunehmend durch Heißwasser abgelöst. Mittlerweile wurden oder werden in Österreich nahezu alle (Mitteleuropa viele) Dampfnetze in Heißwassernetze übergeführt (z.B.: Salzburg, Klagenfurt, Mödling, St. Pölten, bzw. Kiel, München, Ulm, Braunschweig, Leipzig, Baden-Baden etc.), bzw. befindet sich eine solches in Planung.

- **Herkömmliche Fernwärme mit Heißwasser (FW)**

Die derzeit in Österreich vorwiegend realisierten Nah- und Fernwärmesysteme werden mit minimalen VLT von über 70°C (bis etwa 120°C) versorgt. Bei Heißwassernetzen der ersten Generation wird die Dampfbildung im Arbeitsmedium (Fernwärme Wien: VLT bis 160°C) durch hohe Drücke verhindert; Heißwassernetze der zweiten Generation werden typischerweise auf VLT von unter 100°C ausgelegt. Bei neuen Wärmenetzen stellen VLT von etwa 80-90°C in Österreich, Deutschland, Schweiz, Schweden oder Finnland derzeit zumeist den Auslegungsfall dar.

- **Niedertemperatur Fernwärme (NT-FW)**

Eine NT-FW ist ein Wärmenetz, dessen maximale VLT es ermöglicht eine dezentral, minimal notwendige Trinkwarmwassertemperatur von 45-50°C zu gewährleisten. Damit ergeben sich bei den NT-FW-Konzepten Vorlauftemperaturen zwischen 50 und 70°C. Für die mittelfristige Zukunft wird bei neu errichteten Wärmenetzen ein Trend hin zu NT-FW erwartet. Dieses Temperaturniveau ermöglicht die Einspeisung und von großen Wärmeanteilen aus Solarthermie und Umgebungswärme durch Großwärmepumpen sowie einen effizienten Betrieb von (dezentralen) KWK-Anlagen und Großwärmespeichern. Als positives Paradebeispiel für solche Netze werden die dänischen Wärmenetze hervorgehoben.

Neben der hier dargestellten Klassifizierung finden sich in der Literatur die unterschiedlichsten Begriffe mit abweichenden bzw. nicht immer eindeutig definierten VLT-Niveaus, z.B. LowEx Fernwärme (45-60°C) oder 4th Generation District Heating (35-60°C).

Durch die Absenkung des Temperaturniveaus von Fernwärmesystem kann eine signifikante Erhöhung des Potentials bzw. Nutzungseffizienz erneuerbarer Energieträger wie

Solarenergie und Geothermie, Wärmepumpen, industrielle Abwärme sowie in Kombination mit saisonalen Speichern (Abbildung 61) erreicht werden.

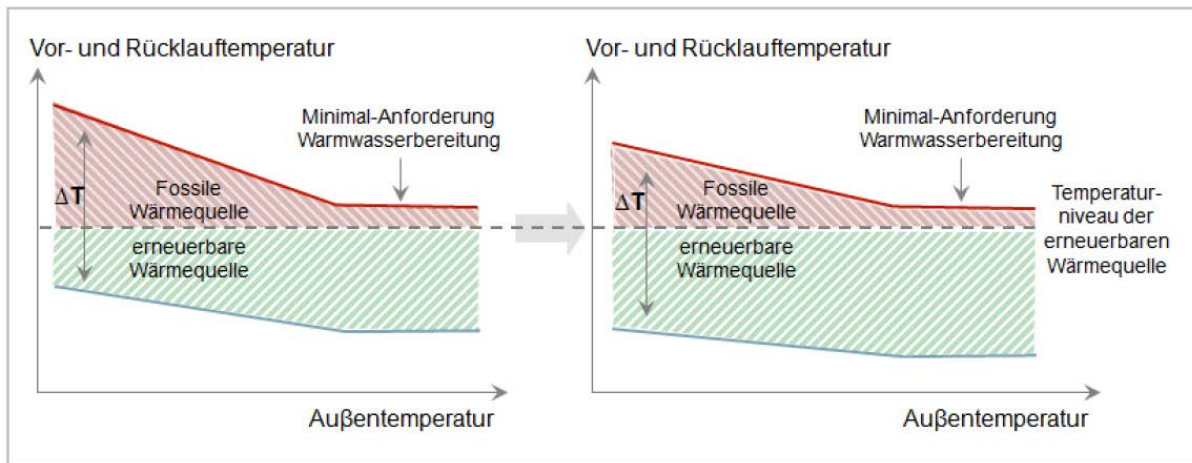


Abbildung 17: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Rücklauftemperaturen auf das Potential erneuerbarer Energieträger mit niedrigem Temperaturniveau, links: Ausgangszustand mit hohen Rücklauftemperaturen, rechts: Möglichkeit zur Senkung der Vorlauftemperatur. (Quelle: Schmidt, 2016)

Weitere Vorteile reduzierter Systemtemperaturen sind:

1. In Entnahme-Kondensation-Kraftwerken steigt der Brennstoffausnutzgrad, in Entnahme-Gegendruck-Heizkraftwerken steigt der erzeugte Stromanteil.
2. Vorteile einer größeren Spreizung durch sinkende Rücklauftemperaturen: bei konstanter Anschlussleistung sinkt der Massenstrom im Netz und es reduzieren sich die Pumpstromkosten. Bei gleichem Massenstrom erhöht sich die Netzwerkkapazität (Ermöglichung des Anschlusses von neuen Kunden). Im Auslegungsfall können die Transportleitungen kleiner dimensioniert werden, was in geringeren Investmentkosten resultiert.
3. Reduzierte Wärmeverteilverluste aufgrund des geringeren Temperaturgradienten zum umgebenden Erdreich.

Untersuchungen zur Reduktion der Wärmenetztemperaturen in bestehenden Wärmenetzen durch sekundärseitige Maßnahmen

Die Effizienz der Wärmeerzeugung und –verteilung wird durch die Fahrweise des Fernwärmesystems bestimmt. Zu den wesentlichen Einflussgrößen zählen die Netzvorlauftemperatur, die Netzurücklauftemperatur und der Massenstrom. Die Möglichkeiten zur VLT-Absenkung im Bestand sind in der Praxis jedoch aufgrund vertraglicher Vereinbarungen und Kundenanforderungen äußerst beschränkt und in der Regel mit hohen Begleitinvestitionen verbunden (Henke et al., 2014). Untersuchungen zu den Möglichkeiten und Auswirkungen der Reduktion der VLT wurden zumeist im Zusammenhang mit der Umstellung von Dampf- auf Heißwasserbetrieb durchgeführt (z.B. *Exergetische Optimierung*

der Fernwärmeversorgung in Ulm (Fernwärme Ulm, 2013), LowEx-Fernwärme-Systeme (Jagnow et al., 2007).

Die Absenkung der Rücklauftemperatur (RLT) hat nahezu ausschließlich positive Effekte und wird im Gegensatz zur VLT-Absenkung auch im Bestand als leichter umsetzbar bewertet. Doch während die VLT und/oder der Massenstrom geregelt werden, ergibt sich die RLT als Reaktion des gesamten Fernwärmesystems und wird von den angeschlossenen Kundenanlagen und deren Auskühlung des Primärmassestromes bestimmt. Das bedeutet, dass die für die Optimierung notwendigen Maßnahmen vielfach im Verantwortungsbereich der Wärmekunden liegen. Im Gegensatz dazu entstehen die Vorteile der reduzierten RLT jedoch hauptsächlich dem Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU).

Zur Reduktion der RLT stehen zahlreiche Maßnahmen zur Verfügung. Paar et al. (2013) gibt dafür die in Abbildung 18 dargestellten Maßnahmen dar und führt eine Bewertung der Maßnahmen nach Potential, Aufwand und Barrieren an.

Maßnahme	Aufwand	Schwierigkeiten	Potential	Priorität	Reihenfolge
T_{RL} -Absenkung bei Großkunden	3	3	3	5	1
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden durch TWW-Veränderung	3	4	3	3	2
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden Heizsystem-Veränderung	4	4	3	4	3
T_{RL} -Absenkung in Netzteilen (z.B. mit Dreileitersystemen)	3	2	2	3	4
T_{VL} -Absenkung bei Einzelkunden	5	5	4	5	5
T_{VL} -Absenkung in Netzteilen	4	2	5	5	6

Abbildung 18: Bewertungsversuch der Einzelschritte zur Netztransformation hin zu niedrigeren Temperaturniveaus (Bewertung 1 = gering, 5 = hoch, Potenzial: liefert unmittelbaren Beitrag zur Temperaturveränderung. (Quelle: Paar et al., 2013)

Im Einzelnen lassen sich dazu folgende Detail-Maßnahmen beschreiben:

- Systematische Beseitigung von häufig auftretenden Mängeln in der Praxis wie z.B. fehlender Rücklauftemperaturbegrenzung, Fehlern in der Heizungs- und Pumpenregelung und primärseitiger Regelung der Fernwärmestation, falsche Setpoints, hydraulische Weichen, Bypässe in der Heizungsanlage, manipulierte oder falsch dimensionierte Regelventile auf der Primärseite, Fehlzirkulation aufgrund fehlender/defekter Rückschlagklappen, fehlender hydraulischer Abgleich, ungünstiger hydraulischer Verschaltungen (z.B. bei Warmhaltung von Lüftungsanlagen) etc.
- Durch eine thermische Sanierung der Gebäude reduziert sich die notwendige VLT zur Deckung der Heizlast. Zumeist ist eine Adaptierung oder Abgleich des Wärmeverteilungssystems notwendig, was in der Praxis in vielen Fällen nicht erfolgt.

- Tausch bzw. Sanierung der Heizungssysteme auf Niedertemperatursysteme (Fußbodenheizung, Vergrößerung der Radiatorflächen, Betonkernaktivierung) — oft nur in Kombination mit thermischer Sanierung des Gebäudes möglich bzw. sinnvoll (*Jagnow et al., 2007*).
- Einsatz optimierter hydraulischer Verschaltungen für Heizung und Warmwasserbereitung (z.B. kaskadischer Aufbau der Fernwärmeübergabestationen).
- Geeignete Dimensionierung der Warmwasserspeicher oder Umbau der Warmwasserbereitung von Speicher- auf Durchflussprinzip.

Je nach Kundengruppe, Ausgangszustand, regulatorischen Rahmenbedingungen und gewünschter Temperaturabsenkung stellt innerhalb eines Netzes eine Kombination der Maßnahmen bei unterschiedlichen Wärmeabnehmern die kostengünstigste Alternative dar.

In Deutschland sind mehrere Projekte zum Thema Niedertemperaturnetze in Planung bzw. bereits umgesetzt. Die Initiativen wurden vor allem in zwei größeren Zusammenschlüssen gebündelt (Forschungsinitiativen EnEff:Stadt und EnEff:Wärme¹⁹ bzw. Projektverbund LowEx-Fernwärme²⁰). Darüber hinaus wurden von einigen FVU Maßnahmen zur Optimierung der RLT durchgeführt (z.B. Stadtwerke Augsburg: *Steigerung der Transportkapazität im Fernwärmeverbundnetz durch Reduzierung der Rücklauftemperatur*).

Ein Projekt, welches über die Primärseite hinausgehend, die Auswirkungen der sinkenden Netztemperaturen auf die Gebäudetechnik untersucht hat, ist das Projekt LowEx Fernwärme – Multilevel District Heating (*AGFW, 2012*). In diesem Projekt werden die Auswirkungen auf die Kundenversorgung ausgehend von der Sichtweise der Wärmeversorger untersucht. Dadurch, dass Maßnahmen an versorgten Objekten im Verantwortungsbereich der Kunden liegen, sehen die Studienautoren geringes Potential bei bereits angeschlossenen Objekten:

„Auf bestehende Kundenanlagen kann das Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) nur in geringem Maße einwirken, die vertraglich geforderten oder gewünschten Rücklauftemperaturen einzuhalten.“

In weiterer Folge widmet sich das Projekt verstärkt der Rücklaufauskühlung durch neu anzuschließende Objekte; u.a. der Perspektive für die Netzverdichtung durch die Wärmeversorgung aus dem Netzzrücklauf und fokussiert nicht auf bereits angeschlossene Objekte.

Ähnlich argumentiert das Projekt LowEx-Fernwärme-Systeme (*Henke et al., 2014*) hinsichtlich der Vorteile für den Konsumenten (bei Umstieg von Dampf- auf Heizwassernetze):

Für den Endverbraucher bedeutet der Wechsel von konventioneller Hochtemperaturfernwärme zu einer zukunftsweisenden LowEx-Versorgung zunächst einen deutlichen Verlust an Vielseitigkeit [...] Sinken die Vorlauftemperaturen, muss der Kunde zunächst

¹⁹ <http://www.eneff-stadt.info/de/>

²⁰ <http://www.lowex.info/projekte.html>

investieren [...] Profitieren kann er allenfalls von den positiven Nebeneffekten dieser technischen Neuerungen [...].

Die technischen Lösungsansätze, die in diesem Projekt entwickelt wurden, betreffen Heizungsanlagen die gegenüber Planungsfehlern robuster sind, einer innovativen Trinkwassererwärmungsanlage mit hohem Auskühlungsfaktor, effizientere Messdatenerfassung zur Betriebsoptimierung sowie Fernwärme-Verlegetechniken.

Die Auswirkungen der thermischen Gebäudesanierungen auf den Netzbetrieb werden bzw. wurden in wenigen Publikationen untersucht (z.B. Projekte: Solargrids; FW&KWK_AT, im Auftrag des BMWFW; EnergyCityConcepts (FFG-Nr. 850129); Energieeffizientes Duisburg (Kronwald et al., 2014; *Basciotti et al.*, 2016). Allerdings wird in diesen Projekten vorrangig auf die gelieferten Energiemengen bzw. lineare Wärmedichte (Energiemenge pro Trassenlänge) oder lineare Leistungsdichte (Anschlussleistung pro Trassenlänge) fokussiert. Die mit thermischen Sanierungen einhergehenden möglichen Änderungen der Temperaturniveaus durch geänderte Kundenanforderungen waren oder sind jedoch nicht Untersuchungsgegenstand.

Barrieren bei der Reduktion der Wärmenetztemperaturen

Oftmals führen Fehler in der sekundärseitigen Anlage (Kundenseite) bzw. der Steuerung und Regelung dazu, dass die Rücklauftemperaturen der Sekundärseite über dem Auslegungsfall, bzw. optimalen Betriebspunkt liegen. Eine Auflistung von typischen Ursachen für hohe RLT werden in den Projekten *Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm* (Fernwärme Ulm, 2013), *LowEx-Systeme. Breitenanwendung von Niedertemperatur-Systemen als Garanten für eine nachhaltige Wärmeversorgung* geben. Zudem gibt es eine Reihe von praxisnahen Leitfäden und Vorträgen von Fachveranstaltungen zum Thema (z.B. AQOTEC, 2011; Zaitschek, 2013; Lettner, 2013).

Darüber hinaus stellt die Identifikation von Abnehmern mit hohen RLT aus Messdaten und Verknüpfung mit Fehlerursachen eine Barriere bei der Reduktion der Netztemperaturen dar. Insbesondere kann die automatisierte Erkennung solcher „Heißeinspeiser“ sowie die maschinell unterstützte Fehleridentifikation einen Beitrag zur kosteneffizienten Reduktion der Netztemperaturen leisten. Hierzu liegen Forschungsergebnissen von Projekten wie „OASE“ (OASE, 2008); „OASE II“ (David, 2008); „InProG“ (*Jensch, 2013*) vor.

Ökonomische Bewertung der Effekte reduzierter Rücklauftemperaturen

Zu den Vorteilen für den Wärmeversorger kommen Untersuchungen aus Schweden zum Schluss, dass eine Reduktion der Rücklauftemperaturen mit reduzierten Betriebskosten im gesamten Wärmenetz von ca. 15 €-Cent pro Kelvin und erzeugte MWh einhergehen. Hochrechnungen für Deutschland aus dem Projekt *Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm* bewerten die Einsparungen durch eine RLT-Absenkung von 65 auf 45 °C mit etwa 90 Mio. €/a bei annualisierten Mehrkosten für Kundenanlagen von

etwa 60 Mio. €/a. Effekte auf die Effizienz von Subsystemen wie unterschiedlichen KWK-Technologien oder Pumpstrombedarf wurden wiederum in Publikationen wie Robbi (2013), Dittmann et al. (2008), Wirths (2014), Arndt (2008) oder den Projekten *Energieeffizientes Duisburg* sowie *Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm bewertet*. Lettner bewertet die zusätzliche Auskühlung um 20 K mit einer Reduktion der sekundärseitigen Wärmeverluste um 20% sowie Reduktion des sekundärseitigen Pumpstrombedarfs um 60%. Die sich dadurch ergebenden niedrigeren Wärmenetz-RLT führen im betrachteten Netz zu einer Brennstoffeinsparung um etwa 5%, der eingesparte Pumpstrombedarf reduziert die Jahreskosten um 1%. Daraus wird die Schlussfolgerung abgeleitet, dass das FVU eine Kostenbeteiligung an den Sekundäranlagen-Umrüstkosten in Erwägung ziehen kann. Paischer (2014) hat im Auftrag der Salzburg AG untersucht, welchen Effekt auf Pumpstrom, Wärmeverluste und Wärmeaufbringung zu erwarten ist, wenn die 30 ineffizientesten Kundenanlagen vom Ist- auf einen angenommenen Soll-Zustand umgebaut werden. Ergebnis war eine errechnete Reduktion des Pumpstrombedarfs um rd. 9%, eine Reduktion der Wärmeverluste um 1,5% und eine monetär bewertete Reduktion der Aufbringungskosten in Folge der reduzierten Rücklauftemperatur an den Einspeisepunkten einer Biomasse-KWK und einer Abwärmequelle. Insgesamt ergab sich eine spezifische Einsparung von 0,19 € pro eingespartem m³ Wasserumwälzung und Jahr.

2.7 Typologisierung österreichischer und deutscher Wärmenetze und Auswahl von Fallstudien

In diesem Kapitel werden urbane Räume und Fernwärmenetze in Österreich und Deutschland typologisiert und charakterisiert. Dies dient dazu, die Fallstudien hinsichtlich ihrer Repräsentativität einordnen zu können. Die wesentlichsten der hier identifizierten Typologien werden im Weiteren hinsichtlich ihrer Eignung und ihrer wirtschaftlichen Potenziale für Power-to-Heat analysiert.

Bevor die Vorgangsweise im Detail beschrieben wird, sind in den folgenden Tabellen die Ergebnisse der Typologisierung der Fernwärmenetze für Österreich und Deutschland ersichtlich. Darin sind insgesamt 19 Typen an Fernwärmenetzen aufgelistet, deren wesentlichste Eigenschaften beschrieben und die wichtigsten Parametern für die Modellierung angeführt. Diese FW Typen werden dann in der Folge mit dem HiREPS Modell simuliert (s. Kapitel 2.11).

Tabelle 17: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze in Österreich

	Beschreibung	Wärme dichte [GWh/ km²]	Wärmeabsat z im Netz [MWh]	Anteil Österr. Wärmebe bedarf	Grundlaststeinspeiser		Bestand					Potentiale			
					MVA	IndAbw	GuD /FHKW		Biomasse KWK		Bio HW	IndAbw >100	IndAbw <100	Geoth.	WP_pot
					[MWh_th]	[MWh_th]	Pel [MW_el]	Pth [MW_th]	Pel [MW_el]	Pth [MW_th]	Pth [MW_th]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MW]
Typ 1	Millionenstadt mit GuD, Biomasse KWK, MVA, Großem Fluss, Geothermiepotential, Abwärmepotential	58	5,870,000	39.4%	1,600,000	885,000	1,600	1,200	16	35	-	1,190,000	570,000	150,000	3,500
Typ 2	Großstadt mit MVA, Ind Abwärme, GuD Biomasse KWK, Abwärmepotential, großem Fluss	30	1,160,000	7.8%	245,000	160,000	390	320	9	21	-	440,000	450,000	0	2,700
Typ 3	Großstadt mit Industrieabwärme, GuD, Abwärmepotential, kleinem Fluss	28	1,780,000	12.0%	-	66,000	1,200	577	-	-	-	150,000	530,000	0	500
Typ 4	Mittlere Stadt mit großer MVA und FHKW und Fluss	23	460,000	3.1%	260,000	-	63	190	-	-	-	0	0	0	200
Typ 5	Industriestadt zw 10 und 30.000 EW mit Abwärmeeinspeisung und großem Fluss	26	420,000	2.8%	-	217,000	-	-	-	-	-	200,000	140,000	0	700
Typ 6	Stadt mit großem Biomasse KWK an See oder großem Fluss	27	740,000	5.0%	-	-	-	-	19	80	-	0	0	0	1,100
Typ 7	Mittlere Stadt mit Geothermiepotential und Biomasse HW	25	160,000	1.1%	-	-	-	-	-	-	16	-	0	300,000	-
Typ 8	Kleinstadt bis ca 20.000 EW mit großem Biomasse KWK >10MWth	20	1,000,000	6.7%	-	-	-	-	100	540	-	0	0	0	-
Typ 9	Großgemeinde mit Biomasse KWK <10MWth	15	600,000	4.0%	-	-	-	-	33	160	-	0	0	0	-
Typ 10	Gemeinde mit größerem Biomasse HW >2MWth	10	1,600,000	10.7%	-	-	-	-	-	-	900	0	0	0	-
Typ 11	Kleingemeinde mit Biomasse HW < 2MWth	10	1,100,000	7.4%	-	-	-	-	-	-	800	0	0	0	-

Tabelle 18: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze für Deutschland

	Beschreibung	Anzahl	Wärme	Wärmeabsatz	Anteil	MVA KWK	Biomasse	Kohle	Erdgas	Öl KWK	Spitzenlast/
			dichte	in diesem	des FW-	KWK	KWK	KWK	KWK	Öl KWK	Reserve
			[GWh/ km²]	Netztyp [GWh]	Bedarfes [%]	[GWh_th]	[GWh_th]	[GWh_th]	[GWh_th]	[GWh_th]	[GWh_th]
Typ 11	"Millionenstadt" mit großem Netz und allen Erzeugungsoptionen	3	50	15,600	16.0%	1,100	500	5,000	5,400	1,000	2,600
Typ 12	Großstadt >100000 in Kohlegebiet mit MVA und GuD	19	35	12,400	12.7%	400	500	7,900	1,600	-	2,100
Typ 13	Großstadt >100000 ohne Kohle mit MVA und GuD	31	35	7,100	7.3%	800	100	-	5,100	-	1,200
Typ 14	Mittelgroßstadt zwischen 10000 und 100000 in Kohlegebiet	21	25	9,700	9.9%	100	-	7,900	100	-	1,600
Typ 15	Mittelgroßstadt zwischen 10000 und 100000 mit GuD	33	25	4,000	4.1%	-	-	-	3,300	-	700
Typ 16	Stadt zwischen 5000 und 100000 mit großer MVA	17	25	1,200	1.2%	1,000	-	-	-	-	200
Typ 17	Kleinstadt bis 20000 in Kohlegebiet	15	20	14,700	15.1%	300	-	11,900	100	-	2,400
Typ 18	Kleinstadt bis 20000 ohne Kohle mit MVA und Gas KWK	40	20	2,900	3.0%	500	200	-	1,600	-	500
Typ 19	Nicht spezifiziertes FW-Netz	>1000	15	30,000	30.7%						6,000

Charakterisierung urbaner Räume in Österreich²¹

Da für Österreich sehr detaillierte Daten auf Gemeindeebene verfügbar sind, und die Fallstudien ausschließlich österreichische Netze umfassen, erfolgt die Charakterisierung auf

²¹ Die hier vorgenommene Charakterisierung urbaner Räume basiert auf den Vorarbeiten der Studie zur Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich (Büchle et al., 2015) wurde aber an die Erfordernisse dieses Projektes angepasst

Basis der österreichischen Daten auf Gemeindeebene. Für Deutschland wird anschließend untersucht inwieweit deutsche Gemeinden diesen Kriterien entsprechen und wo sich diese einordnen lassen. Die sehr detaillierten Daten für Österreich stammen zu einem Teil aus der letzten vollständigen Gebäude- und Wohnungszählung 2001, welche durch nachfolgende Publikationen aktualisiert und zur Erstellung einer detaillierten Gebäudedatenbank herangezogen wurden. Auf Grundlage dieser Gebäudedatenbank wurde mittels Invert/EE-Lab der regional disaggregierte Wärmebedarf für alle österreichischen Gemeinden bestimmt. Die im Modell verwendeten oder berechneten Parameter werden zur Charakterisierung herangezogen.

Wesentlichstes Kriterium der Kategorisierung ist die Verteilung der Wärmedichte. Der im Modell errechnete Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser wurde in folgende sechs Wärmedichteklassen unterteilt

- < 6 GWh/km²
- 6-10 GWh/km²
- 10-20 GWh/km²
- 20-35 GWh/km²
- 35-60 GWh/km²
- > 60 GWh/km²)

Die Aufteilung des Energiebedarfes des Jahres 2012 auf diese sechs Dichteklassen ist in Abbildung 19 zu sehen. Fast 9 TWh liegen in dünn besiedelten Gebieten mit Wärmedichten unter 10 GWh/km², etwa 25 TWh in sehr dicht besiedelten Gebieten mit mehr als 35 GWh/km² und der größte Anteil von ca. 55 TWh in Gebieten mit Wärmedichten zwischen 10 GWh/km² und 35 GWh/km². Diese drei Grenzen wurden herangezogen um die Gemeinden zu charakterisieren. Die 701 Gemeinden in denen mehr als 50% des Bedarfes in Wärmedichten unter 10 GWh/km² liegt, zählen zu den sehr dünn besiedelten Gemeinden. Jene 64 Gemeinden in denen mehr als 50% des Bedarfes in Wärmedichten über 35 GWh/km² liegen, zählen zu den Gemeinden mit sehr hoher Wärmedichte. Das Groß von 1615 Gemeinden in denen weniger als 50% unterhalb einer Dichte von 10 GWh/km² und weniger als 50% über einer Dichte von 35 GWh/km² liegen sind Gemeinden mittlerer Wärmedichte.

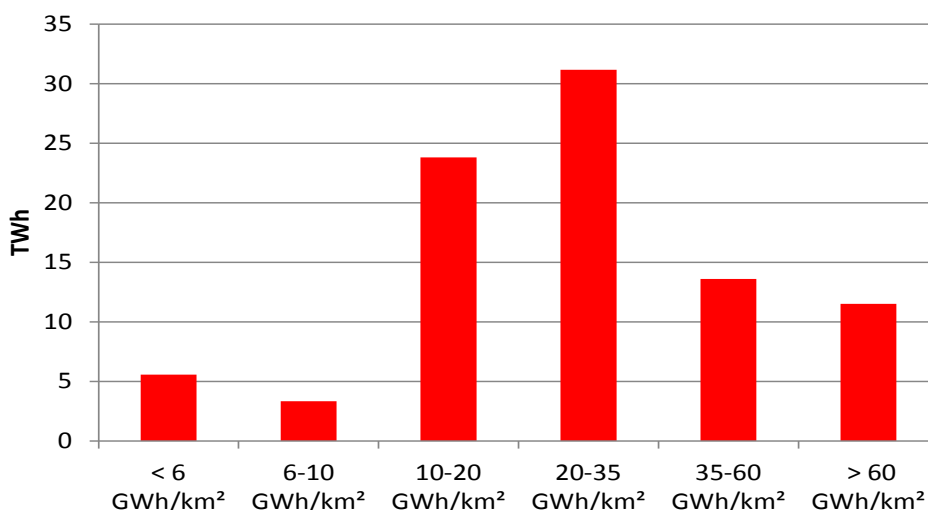


Abbildung 19: Aufteilung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes in Österreich auf verschiedene Wärmedichteklassen (Quelle: eigenen Berechnungen mit Invert/EE-Lab)

Ein weiteres wichtiges Merkmal zur Charakterisierung, stellt die Größe des vorhandenen Wärmenetzes dar. Auf Basis der in der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 angegebenen Wohneinheiten die 2001 mit Fernwärme versorgt wurden, wurde anhand der Publikation „Wohnen 2012 – Ergebnisse der Erhebungen im Mikrozensus“ durch bundesländerspezifische Anstiegswerte der Fernwärme in diesem Zeitraum auf die aktuell angeschlossenen Wohneinheiten je Gemeinde hochgerechnet. Da in diesem Zeitraum neu errichtete Netze dadurch nicht erfasst werden, liegt eine Überschätzung der angeschlossenen Wohneinheiten in den bereits existierenden Netzen vor und eine Unterschätzung der Anzahl der Netze. Für die Anzahl der Gebäude die je Gemeinde an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind, liegen keine aktuelleren flächendeckenden Daten als die GWZ 2001 vor. Laut diesen Daten ist in 1280 Gemeinden mindestens ein Gebäude durch ein Fernwärmesystem versorgt. In 315 Gemeinden (die 23 Wiener Gemeindebezirke wurden zu einer Gemeinde zusammengefasst) waren mehr als 5% der Gebäude mit Fernwärme versorgt, in über 600 Gemeinden mehr als 1% der Gebäude und in weiteren 360 Gemeinden bis zu 1% der Gebäude. In den restlichen 1.078 Gemeinden war laut GWZ 2001 kein Gebäude mit Fernwärme versorgt. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass aus wirtschaftlichen Gründen in erster Linie öffentliche Gebäude oder große Wohngebäude mit Fernwärme versorgt werden. Abbildung 20 zeigt die Gemeinden mit Fernwärme geordnet nach deren Anteil an angeschlossenen Gebäuden, sowie die jeweiligen Energiemenge.

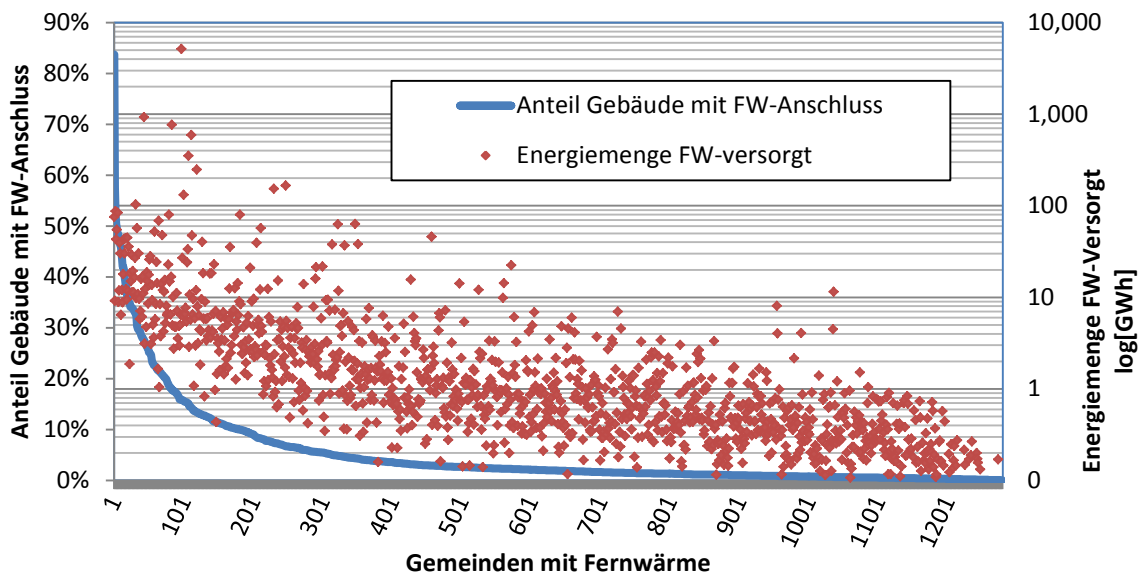


Abbildung 20: Anteil der mit Fernwärme versorgten Gebäude und abgesetzte Fernwärmemenge in Österreichs Gemeinden (Quelle: Gebäude- und Wohnungszählung 2001 und eigene Berechnungen mittels Invert/EE-Lab)

Als weiteres wichtiges Klassifizierungsmerkmal wurden technische Potentiale für industrielle Abwärme und vorhandene Geothermiepotentiale untersucht. Für die Berechnung der technischen Abwärmepotentiale wurde zuerst der Energiebedarf der sachgütererzeugenden Sektoren bestimmt. Dazu wurde einerseits von realen Emissionsdaten aus den Jahren 2008 bis 2011 der Energiebedarf für alle zum Emissionshandel verpflichteten Industriebetriebe bestimmt. Andererseits wurden energetisch wichtige Produkte mit Daten zu spezifischen Kennwerten für Emissionen und Energieeinsatz verknüpft und so der Energieeinsatz bestimmt. Durch prozessspezifische Faktoren wurde dann für die ETS Betriebe die mögliche Abwärme auf einem Temperaturniveau über 100°C und für das Temperaturniveau unter 100°C berechnet.

Für 161 ETS-Anlagen wurden so die Abwärmepotentiale für 99 Gemeinden bestimmt. Generell wurde das Abwärmepotential jeweils der Gemeinde zugewiesen in der sich die Industrieanlage befindet. In ein paar Fällen jedoch, wurden größere Abwärmemengen, die sich in der Nähe von Ballungszentren befanden, diesen zugewiesen. Abbildung 21 zeigt die Abwärmepotentiale jener 73 Gemeinden die über ein Gesamtpotential von mehr als 1 GWh pro Jahr verfügen. Die Abwärme ist dabei in jenen Anteil über 100°C aufgeteilt, welcher meist direkt zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz herangezogen werden kann, und in jenen Anteil unter 100°C, welcher mittels Power-to-Heat Technologien auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden könnte. Zusätzlich ist auf der sekundären Achse der Anteil des Bedarfes für Raumwärme und Warmwasser der Gemeinde dargestellt der mittels errechnetem Abwärmepotential gedeckt werden könnte. Es ist zu sehen dass für einen Großteil der Gemeinden, in denen industrielle Abwärme vorhanden ist, zwischen ein paar und hundert Prozent des Bedarfes gedeckt werden könnten. Allerdings sind in 16

Gemeinden Abwärmemengen vorhanden, die den Wärmebedarf in der jeweiligen Gemeinde übersteigen.

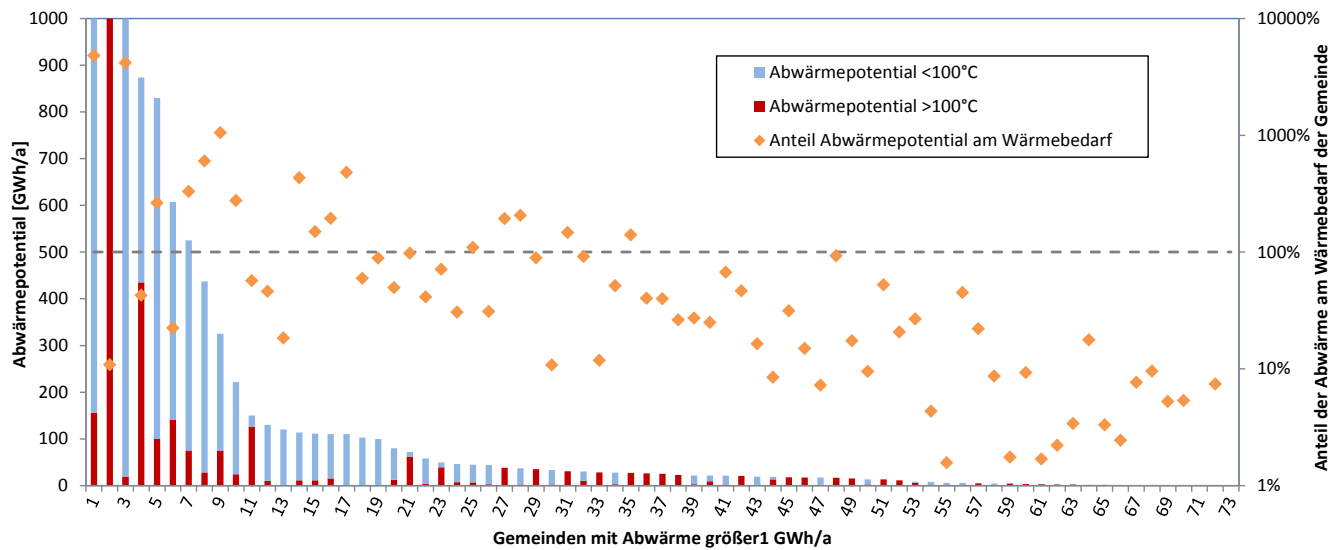


Abbildung 21: Abwärmepotentiale und theoretischer mit Abwärme deckbarer Anteil der Wärmemenge österreichischen Gemeinden

Vorhandene Geothermiepoteentiale wurden entsprechend der Berechnungen im Projekt „GeoEnergie2050“, (Könighofer et. al., 2014), erarbeitet. Darin wurden Geothermienutzungspotentiale ermittelt die bestimmte Kriterien zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz erfüllen. Darunter fallen Bohrtiefen von 2.000 m bis 6.000 m, geothermische Mindestleistungen von 10 MW bei einer erforderlichen Schüttmenge von 70 l/Sek und ein genügend hoher Wärmebedarf von mindestens 30 GWh pro Jahr in der Nähe. Für jede Gemeinde mit Geothermiepoteential wurde bei angenommenen Volllaststunden von 3000 h/a ein technisches Potenzial von 30 GWh/a aus Geothermie angenommen. Abbildung 22 zeigt jene 51 Gemeinden (Wien summiert) die die geforderten Kriterien erfüllen und somit über ein Geothermiepoteential verfügen.

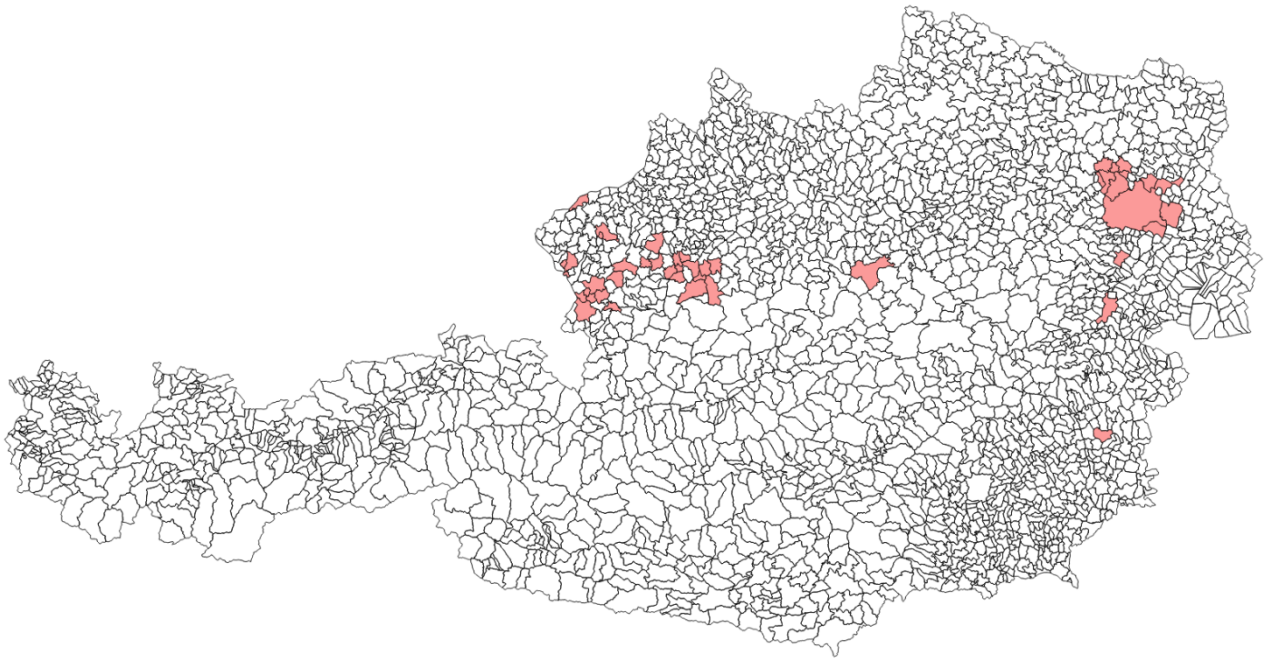


Abbildung 22: Gemeinden die entsprechend der gewählten Kriterien über ein Geothermiepotential zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz verfügen. (Quelle: Eigene Grafik basierend auf Könighofer et. al., 2014)

Für die Abschätzung der Nutzung von Wärmequellen im Niedertemperaturbereich, wurde für jene 38 Fernwärme-Regionen hoher Wärmedichte, die in der Studie zur Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung (Bücheler et al., 2015) als Gebiete mit hohem Fernwärmepotential ermittelt wurden, eine mögliche Nutzung von Fluss- oder Seewasser für Großwärmepumpen abgeschätzt.

Dazu wurde für die Städte durch welche ein Gewässer fließt oder unmittelbar angrenzt das Tagesmittel der Durchflussmenge der nächstgelegenen Messstation für den gesamten gemessenen Zeitraum herangezogen²². Dieser Zeitraum beträgt für die Untersuchten Daten zumindest zwei Jahre und reicht bei manchen Messstellen bis weit über 50 Jahre zurück. Für diese Messreihen wurde zur Abmilderung des Einflusses von Hochwasserereignissen der Median gebildet und als verfügbare Durchflussmenge herangezogen. Für die Berechnung einer Wärmeleistung die dem Fluss entzogen werden kann, wurde angenommen, dass 10% von dieser verfügbaren Durchflussmenge von Wärmepumpen um 5°C abgekühlt werden können. Diese verfügbare Wärmeleistung aus Gewässern wurde dann zur Typologisierung der österreichischen FW-Netze herangezogen.

²² <http://ehyd.gv.at/>, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung IV/4 - Wasserhaushalt (HZB), (abgerufen am 31.08.2017)

Charakterisierung von Wärmenetzen in Österreich²³

Neben urbanen Räumen werden im Folgenden bestehende Wärmenetze charakterisiert. Große städtische Netze sind meist sehr individuell und lassen sich daher nur schwer kategorisieren. Kleinere Netze treten häufiger auf und zeichnen sich durch ähnliche Größenordnungen von relevanten Parametern aus wodurch sie besser charakterisiert werden können. Relevante Kriterien sind Netzgröße, Abnehmeranzahl, Netzbelegung (Verkaufte Wärme pro Trassenmeter), Erzeugerstruktur, Verbraucherstruktur usw.

Die Charakterisierung der Wärmenetze und die Bestimmung der relevanten Parameter und deren Größenordnung erfolgt anhand eines verfügbaren Datensatzes aus der qm-Heizwerke Datenbank welche im Rahmen des Klima:aktiv Programms „qm Heizwerke“ vom Landesenergieverband und der Kommunalkredit Public Consulting angelegt wurde. Um im Rahmen dieses Programmes gefördert werden zu können, muss die Summe der Nennleistungen der Wärmeerzeuger, die mit Biomasse betrieben werden, mindestens 400 kW betragen und eine Trassenlänge inklusive Objektanschlussstrassen von mindestens 1000 lfm erreichen. Dies ist momentan die vermutlich vollständigste Datenbank zu bestehenden Fernwärmenetzen in Österreich, die auf Basis von Biomasse betrieben werden.

Eine Auswertung der Anschlussleistungen und Abnahmemengen von 169 Biomasse-Netzen ab 0,5 MW aus dieser Datenbank und anschließende Zuordnung und Hochrechnung auf über 600 Anschlussleistungen, lässt auf die Anzahl der Netze innerhalb von acht verschiedenen Größenklassen, deren jeweilige vertragliche Anschlussleistung, durchschnittliche Volllaststunden und somit auf die abgegebene Energiemenge schließen. Werden diese 600 Netze als repräsentativ für die insgesamt mehr als 2000 existierenden Netze angesehen, so sind die sechs Größenklassen der Biomassenetze mit Anschlussleistungen unterhalb von 25 MW ungefähr gleichverteilt. Dies bedeutet, dass sich in den sechs definierten Größenklassen bis 25 MW jeweils ca. 14 bis 18% der Anlagen befinden. In den Größenklassen über 25 MW haben weniger als 4% der Biomasse-Wärmenetze Anschlussleistungen bis 65 MW und unter 1% der Netze haben Leistungen über 65 MW. Die abgesetzte Energiemenge steigt naturgemäß stark mit den Anschlussleistungen an. In den Klassen von 0,5 MW bis 7 MW Anschlussleistung befinden sich 80% der Netze, sie umfassen aber nur ca. 1/3 der verkauften Wärme. Ein weiteres Drittel wird in Netzen mit Anschlussleistungen von 7 bis 25 MW verkauft und das letzte Drittel in Netzen über 25 MW. Abbildung 23 zeigt die Verteilung der Biomasse-Netze auf die acht Größenklassen und den Anteil der abgesetzten Energiemenge in den Größenklassen. Über Netze mit Anschlussleistungen bis 0,5 MW kann anhand des ausgewerteten Datensatzes keine Aussage getroffen werden und es liegt die Vermutung nahe, dass Netze zwischen 0,5 und 1 MW im vorhandenen Datensatz unterrepräsentiert sind.

²³ Die hier dargestellte Charakterisierung von Wärmenetzen in Österreich wurde in der Studie zur Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich erstellt (Büchele et al., 2015)

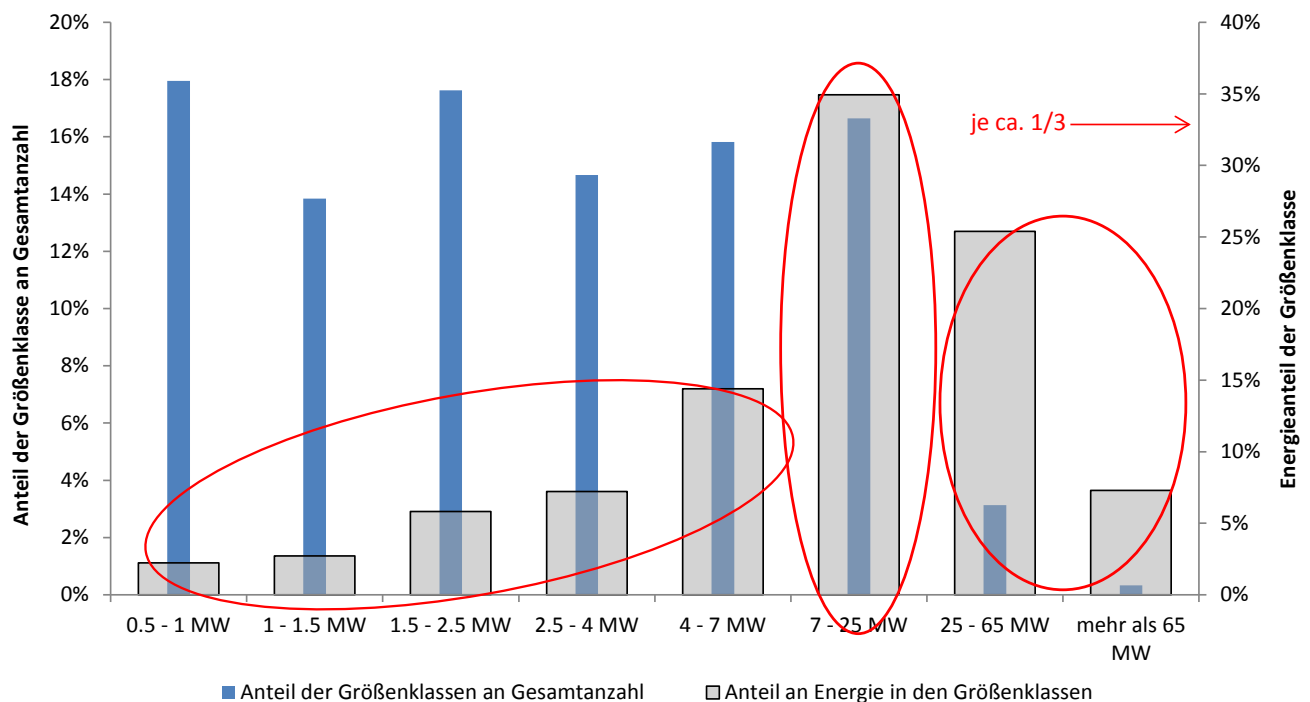


Abbildung 23: Anteil der Biomasse- Wärmenetze in verschiedenen Leistungs- Größenklassen und Anteil der Abgesetzten Wärmemenge in den jeweiligen Größenklassen (Quelle: Auswertung und eigene Berechnungen eines Datensatzes der qm- Heizwerke Datenbank)

Eine weitere Auswertung der qm-Datenbank wurde hinsichtlich mehrerer unterschiedlicher Kennzahlen durchgeführt. Auf Basis eines vollständigen Datensatzes von 122 Biomasse-Nahwärmenetzen, wurden folgende drei Kategorien erstellt.

- Cluster I, überwiegend Großverbraucher:
mehr als 75% der verkauften Wärme geht an Kunden mit einem Wärmebezug von mehr als 150.000 kWh/a
- Cluster II, gemischte Netzstruktur:
weniger oder gleich 75% der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND weniger oder maximal 25% der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.
- Cluster III, überwiegend Kleinverbraucher:
weniger als 75% der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND mehr als 25% der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.

Für diese drei Netzcluster wurden folgende Parameter ermittelt bzw. hinsichtlich Mittelwerte, Median, sowie Extrema ausgewertet:

- Anzahl Wärmenetze je Cluster
- Anzahl der Verbraucher (=Wärmekunden)

- Trassenlänge gesamt
- Techn. Anschlussleistung aller Wärmekunden
- Netzverlustleistung
- Energielieferung Wärme (= ins Netz eingespeiste)
- Wärmeabnahme (Jahresarbeit verkauft)
- Netzverluste in % zur eingespeisten Wärmemenge
- Wärmedichte
- Anzahl der Kessel, deren Leistungen und eingesetzte Energieträger pro Wärmenetz.

Dem Cluster I konnte 21% der ausgewerteten Wärmenetze zugeordnet werden, dem Cluster II 44% der Netze, die verbleibenden 34% haben eine überwiegend von Kleinverbrauchern geprägte Abnehmerstruktur. Betrachtet man die Anzahl der Wärmekunden innerhalb der Cluster, so sinkt erwartungsgemäß der Anteil innerhalb der Netze mit Großverbrauchern. Die verhältnismäßig meisten Kunden der ausgewerteten Netze sind allerdings nicht in Strukturen mit überwiegend Kleinverbrauchern zu finden, sondern in Netzen mit gemischter Struktur. Die technischen Parameter Trassenlänge, Anschlussleistung und Wärmeabnahme nehmen hingegen für Netze mit überwiegend Großverbrauchern zu, was zu wirtschaftlichen Vorteilen führt. So werden 40% des jährlichen Energieabsatzes in Cluster I verkauft, obwohl dort nur 18% der Verbraucher sind aber nur 14% der Wärmemenge werden in Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern abgesetzt obwohl sich dort über 34% der angeschlossenen Kunden befinden. Abbildung 24 zeigt die Verhältnisse dieser Parameter für die unterschiedlichen Netztypen.

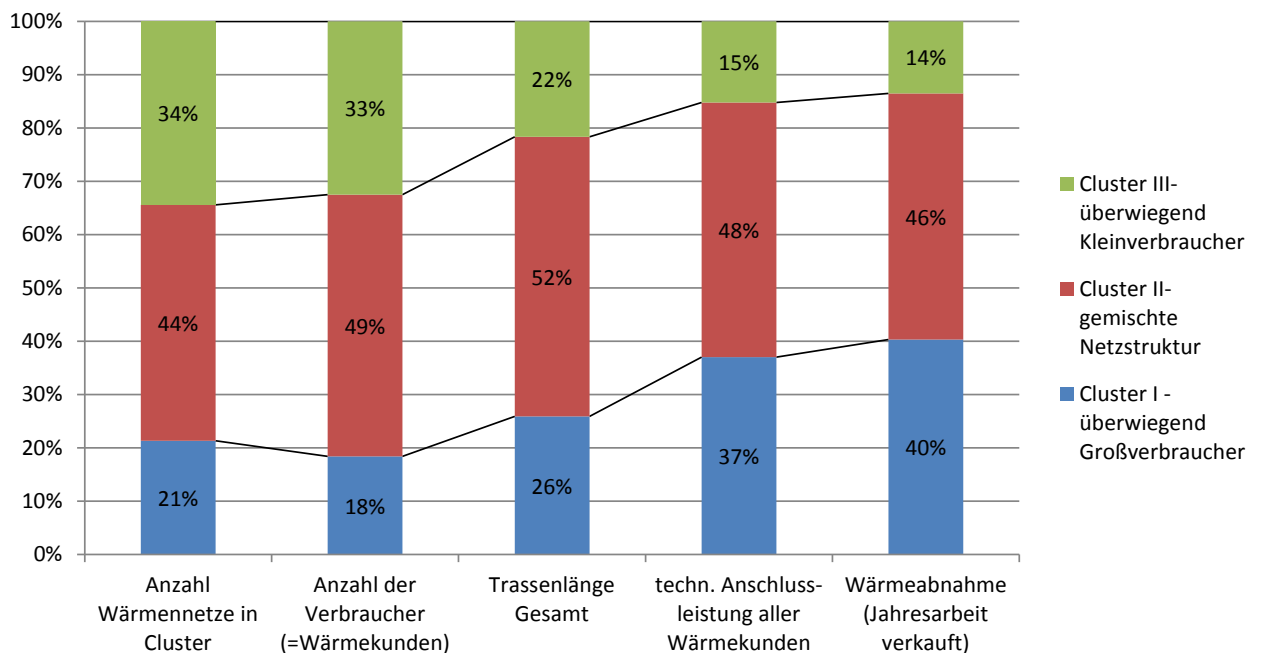


Abbildung 24: Vergleich verschiedener Parameter der drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)

In Abbildung 25 bis Abbildung 27 sind für die ausgewerteten technischen Parameter jeweils die Minimal- und Maximalwerte sowie der Median und Mittelwert als auch das Gesamtvolumen der drei Cluster und der Summe der 122 ausgewerteten Netze dargestellt und interpretiert.

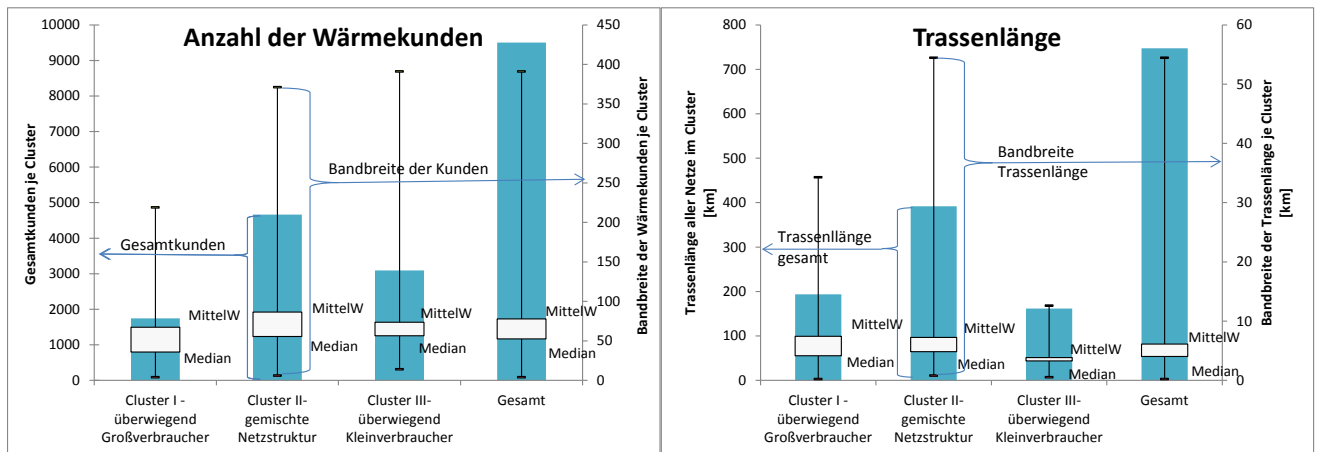


Abbildung 25: Bandbreiten der Wärmekunden und der Trassenlänge von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)

Betrachtet man die Variation der Parameter innerhalb der Netze, so erkennt man, dass die Streuung sowohl der Kundenanzahl als auch der Trassenlänge in allen drei Clustern sehr hoch aber in einer ähnlichen Bandbreite angesiedelt ist. Sie reicht bei der Kundenanzahl bei allen drei Clustern von ein paar Verbrauchern bis zu ein paar Hundert Verbrauchern und bei den Trassenlängen von ein paar Hundert Metern bis mehreren Kilometern. Durch die Annäherung des Medianwertes an den Mittelwert ist erkennbar, dass bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern die Netze gleichmäßiger über die gesamte Bandbreite verteilt sind als bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern. Weicht der Median erheblich vom Mittelwert ab, so bedeutet dies, dass einzelne Netze Ausreißer darstellen. Kleinverbrauchernetze sind also wesentlich homogener in ihren Parametern als Großverbrauchernetze und lassen sich deshalb einfacher klassifizieren.

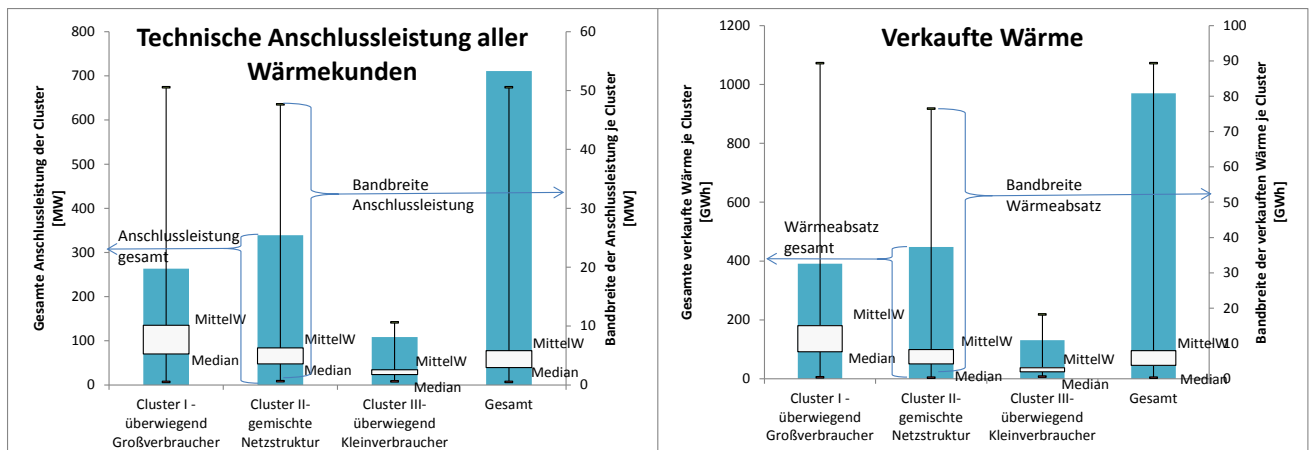


Abbildung 26: Bandbreiten der Anschlussleistung und der verkauften Wärme von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)

Erwartungsgemäß steigen die technischen Anschlussleistungen mit zunehmendem Anteil an Großverbrauchern stark an. Allerdings ist die Bandbreite der Leistungen bei vielen Kleinverbrauchern wesentlich geringer und gleichmäßiger verteilt.

Die durchschnittliche Trassenlänge pro Kunde ist zwar bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern nur halb so groß wie bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern, die Wärmebelegung hingegen, also die verkaufte Wärmemenge pro Trassenmeter, ist bei überwiegenden Großverbrauchern mehr als doppelt so groß wie bei Kleinverbrauchern. Aus diesen Werten können Bedingungen abgeleitet werden die erfüllt werden sollten, um Netze wirtschaftlich betreiben zu können. Bei allen drei Kategorien beträgt die minimale Wärmebelegung rund 0,5 MWh/Trm. Bei überwiegend Kleinverbraucher beträgt die maximale Wärmebelegung weniger als 1,5 MWh/Trm wohingegen im Netz mit überwiegend Großverbrauchern fast 6 MWh/Trm erreicht werden.

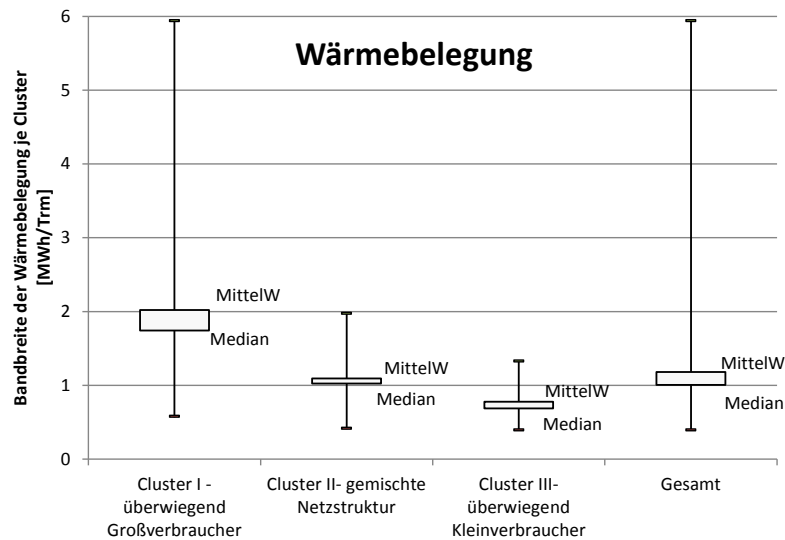


Abbildung 27: Bandbreiten der Wärmebelegung von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)

Betrachtet man die installierten Wärmeerzeuger der 122 ausgewerteten Biomasse-Netze, so besitzen 98% der Netze einen Biomassekessel und 8% eine Biomasse KWK-Anlage. 55% der Netze verfügen über einen Öl- oder Gas- Spitzenkessel und 29% der Netze beziehen einen Teil der Wärme aus Wärmerückgewinnungsanlagen (WRG). Sonstige Erzeuger wie externe Kessel oder Abwärme aus Industrie oder Biogasanlagen befinden sich in immerhin 10% der Netze. Die installierte Wärmeleistung und die mit den jeweiligen Technologien erzeugte Wärme sind in Abbildung 28 dargestellt. Biomassekessel machen 41% der gesamt installierten Kapazität aus und erzeugen damit 66% der Wärmemenge. Öl- und Gaskessel machen zwar 40% der installierten Kapazität aus, erzeugen aber nur 1% der Wärmemenge was darauf deutet, dass diese als Ausfallsreserve oder als Spitzenlastkessel dienen und nur geringe Betriebsstunden im Jahr aufweisen.

Die Leistungen der ausgewerteten Biomassekessel betragen zwischen 0,5 und 10 MW wobei 50% Leistungen bis zu 1,6 MW besitzen. Typische Öl/Gas-Kessel besitzen installierte Leistungen zwischen 0,5 und 25 MW wobei 50% der Anlagen weniger als 3 MW besitzen.

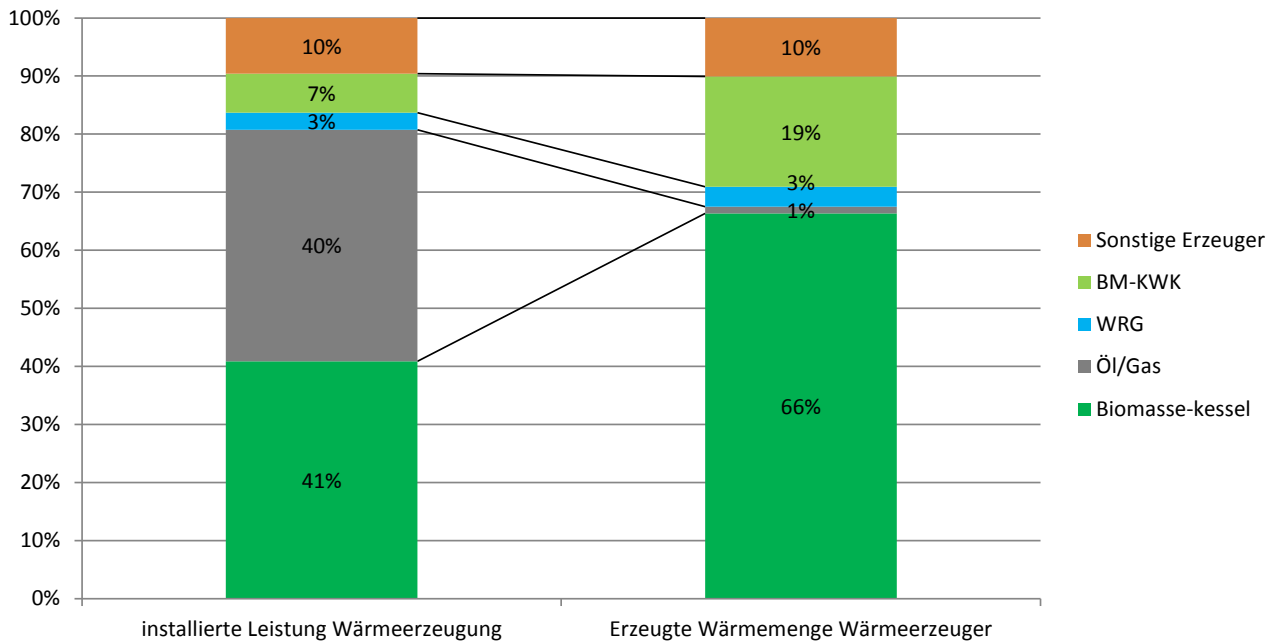


Abbildung 28: Installierte Leistungen und erzeugte Wärmemenge je Erzeugungstechnologie österreichischer Biomasse Fernwärmenetze (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)

Daten über Vor- und Rücklauftemperaturen in den Fernwärmenetzen sind nur schwer erhältlich. Eine Vorstellung der herrschenden Temperaturen erhält man durch Darstellung der angegebenen Netztemperaturen in der zuletzt 2001 veröffentlichten Kenndatenerhebung der Fernwärmeversorgungsunternehmen. Abbildung 29 zeigt Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 einzelne Netze. Die Netze wurden dabei absteigend nach den jeweiligen Absatzmengen geordnet. Dadurch ist erkennbar, dass in kleineren Netzen tendenziell geringere Vorlauftemperaturen vorherrschen. Dies kann einerseits darin begründet liegen, dass kleinere Netze neuer sind als größerer Netze und dabei auf eine möglichst niedrige Vorlauftemperatur geachtet wurde, oder darin, dass Netze, die an ihre Kapazitätsgrenzen gelangt sind, die Möglichkeit nutzen, durch Erhöhung der Vorlauftemperatur die übertragene Wärmeleistung zu erhöhen.

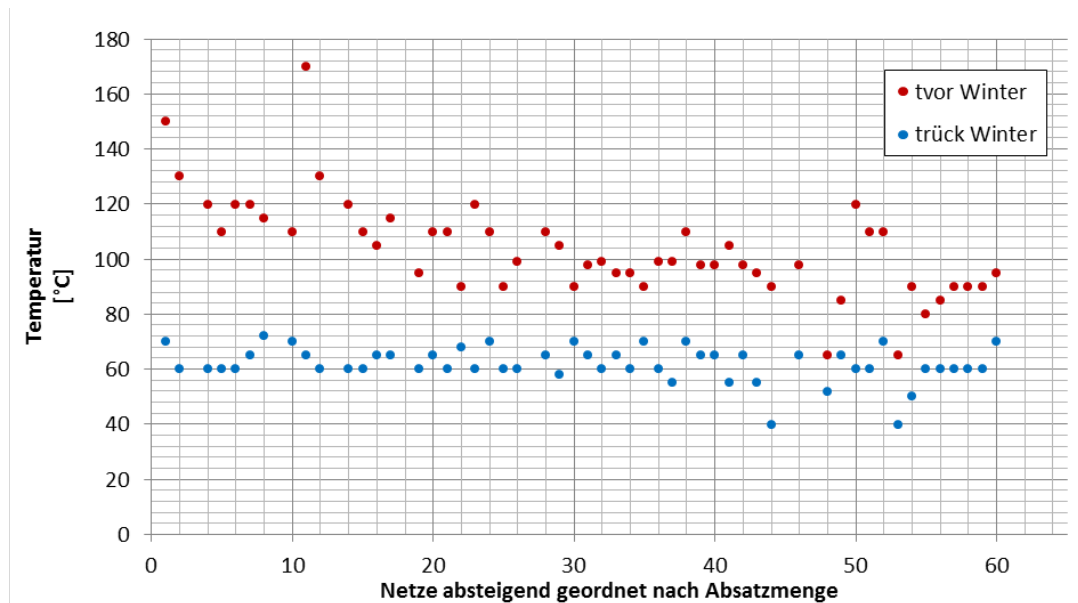


Abbildung 29: Vor- und Rücklauftemperaturen verschiedener österreichischer Fernwärmenetze im Winter geordnet nach Absatzmenge (Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001)

Typologisierung von Fernwärmenetzen in Deutschland

Da für eine gesamt-energiesystemische Modellierung die Länder Österreich und Deutschland gekoppelt zu betrachten sind, wurde auch für Deutschland eine vereinfachte Typologisierung von Fernwärmenetzen durchgeführt.

Als wichtigste Datengrundlagen wurden dazu der Hauptbericht 2014 des AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.) sowie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) mit Stand 25.09.2015 verwendet.

Der AGFW-Hauptbericht enthält Informationen zur Erzeugung, zum Brennstoffbezug, zu Kälte- und Wärmenetzen sowie zum Fremdbezug, bezogen auf das Bundesland. Am Hauptbericht 2014 haben insgesamt 202 Fernwärme-versorgungsunternehmen teilgenommen, die mehr als 90% des Anschlusswertes in Deutschland repräsentieren.

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind Bestandskraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW einzeln aufgeführt.

Als weitere Datenquellen wurde die Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes verwendet. Darin sind alle Kraftwerke mit elektrischer Leistung größer 100MW aufgelistet und deren Fernwärmeleistung, die Anlagenart und der hauptsächlich verwendete Primärenergieträger angegeben.

Zusätzlich wurden stichprobenartige Einzelrecherchen zu den größten Netzen vorgenommen sowie Datenvergleiche mit den statistischen Daten der Dstatis.

Folgende schrittweise Methodik wurde angewendet:

- Aus der Kraftwerksliste der BNetzA wurden alle 508 thermischen Kraftwerke die laut Liste über eine Wärmeauskopplung verfügen verwendet.
- Anschließend wurde eine händische Bereinigung der Liste um Industriekraftwerke vorgenommen und es bleiben 335 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 42,6 GW.
- Es wird angenommen, dass alle verbleibenden KWK in das Fernwärmenetz der Stadt einspeisen in der sie stehen.
- Um die zugehörige KWK-Fernwärmeleistung je Kraftwerk zu erhalten, wird die elektrische KWK-Leistung je Bundesland aus dem AGFW Bericht entsprechend der elektrischen Nettoleistung auf die verbleibenden Kraftwerke aufgeteilt.
 - Somit erhält jede Anlage eine elektrische KWK-Leistung und die gesamte KWK-Leistung stimmt auf Bundesländerebene mit den Daten der AGFW überein
- Über die KWK-Stromkennzahl je Bundesland wird die KWK-Wärmeleistung je Kraftwerk berechnet um dann über die bundesländerspezifischen Ausnutzungsdauer der Wärme die Wärmeerzeugung je Anlage zu erhalten.
 - Die berechnete aus KWK erzeugte Wärme für die einzelnen Anlagen aus der Kraftwerksliste stimmt somit auf Bundesländerebene mit der aus KWK erzeugten Wärme des AGFW überein.
- Für Anlagen mit Energieträger Abfall und Biomasse wurden erhöhte Volllaststunden von 6000 h/a angenommen.
- Die Anlagen wurden dann je Energieträger für die 168 Städte in denen die Kraftwerke stehen zusammengefasst, um den Erzeugungsmix je Fernwärmenetz zu ermitteln.
- Die Städte werden dann entsprechend ihrer Einwohnerzahl und des Erzeugungsmix gruppiert um eine Typologie zu erstellen.
- Für jedes FW-Netz wird eine Spitzenlast- und Reserve-Kapazität von 20% in Form von Heizwerken angenommen. Dies entspricht dem Wert des AGFW Hauptberichtes

Das Ergebnis der Typologisierung kann neben Tabelle 17 in folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Es gibt wenige „Millionenstädte“ die über eine Vielzahl verschiedener Erzeugungstechnologien verfügen
- Es wurde festgestellt dass es in Deutschland bestimmte Bundesländer/Gebiete/Städte gibt, die in der Nähe von Kohlelagerstätten liegen und in denen vermehrt Kohlekraftwerke zu finden sind
- In Gebieten in denen es keine Kohle gibt, ist Erdgas in Form von GuD-Anlagen der wichtigste Wärmeerzeuger

- MVA spielen in einer beachtlichen Zahl von Städten eine wichtige Rolle für die Wärmeerzeugung
- Die Städte wurden in verschiedene Größenklassen unterteilt um für die Berechnung des Netzausbaus Wärmedichten ansetzen zu können.
- So konnten 67,7 TWh Wärme (inkl. 20% aus Heizwerken) den verschiedenen Typen zugeordnet werden
- Es wird angenommen dass es über 1000 weitere Netze gibt
 - Hier wurde abgeschätzt dass weitere 30 TWh an Wärme abgesetzt werden
Eine Erzeugerstruktur konnte hier nicht ausgemacht werden dürfte aber zu einem großen Teil aus BHKW verschiedener Energieträger (ORC, Biomasse, Abfall, Gasmotoren, Dieselmotoren...) bestehen.

2.8 Charakterisierung der ausgewählten Fernwärme-Fallstudien

Es wurden Fallstudien ausgewählt, um verschiedene Typen von urbanen Räumen entsprechend der beschriebenen Charakteristiken der in 2.6 dargestellten Typologisierung abzudecken.

- Das Fallbeispiel Fernwärmenetz Braunau am Inn liegt in einer Gemeinde mittlerer Wärmedichte, einem vorhandenen Wärmenetz das mehr als 5% der Gebäude versorgt, und verfügt über Potential zur Einspeisung geothermischer Wärme. In Braunau wurde ein Teil dieses Potentials bereits realisiert es und dient somit als Muster für zukünftige Fernwärmenetze mit Geothermiepotential und zur Untersuchung der Kompatibilität für Power-to-Heat Anwendungen.
- Das Fallbeispiel Fernwärmenetz Kirchdorf an der Krems liegt ebenfalls in einer Gemeinde mittlerer Wärmedichte mit vorhandenem Wärmenetz das mehr als 5% der Gebäude umfasst. Kirchdorf verfügt über Abwärmepotential aus einem nahegelegenen Industriebetrieb das bereits in das Fernwärmesystem eingespeist wird. Dieses Fallbeispiel dient zur Untersuchung des Zusammenspiels von industrieller Abwärme mit eventuellen Power-to-Heat Technologien.
- Das Fallbeispiel Fernwärmenetz Weichstetten umfasst einen Teil des Ortes Weichstetten in der Gemeinde St. Marien mit ebenfalls mittlerer Wärmedichte in welcher aber weniger als 5% der Gebäude mit Fernwärme versorgt sind. In dieser Gemeinde sind keine alternativen Wärmequellen wie Geothermie oder Industrielle Abwärme vorhanden. Dieses Fallbeispiel dient zur Untersuchung der Anwendbarkeit von Power-to-Heat in einem herkömmlichen Biomasse-Netzwerk kleiner Größe wie es sehr oft vorkommt.

In die Kategorie der mittleren Wärmedichte fällt mit 1615 Gemeinden ein Großteil der österreichischen Gemeinden. Etwa 280 davon besitzen ein Fernwärmenetz das mehr als 5% der Gebäude versorgt und weitere 700 ein Netz das bis zu 5% der Gebäude umfasst. Mit den ausgewählten Fallbeispielen kann also eine große Anzahl an österreichischen Gemeinden repräsentiert werden

Eine detailliertere Einführung zu den Fallstudien findet sich im Folgenden, detailliertere Ergebnisse zu den Fallstudien dann in den entsprechenden Ergebnis-Kapiteln (2.9, 2.10 sowie 2.11).

Braunau

In Braunau und Simbach (Bayern) hat die Energie AG Wärme zusammen mit Partnern bereits Ende der 90er Jahre das erste grenzüberschreitende Geothermieprojekt verwirklicht. Die Erdwärme wird hier aus einer Tiefe von 2.000 m gewonnen. Die Geothermie Wärmeleistung beträgt ca. 9,2 MWth. Zusätzlich gibt es zentrale und dezentrale Spitzen- bzw. Ausfallsreserven (21 MWth bzw. 10 MWth), die mit Gas bzw. Öl befeuert werden. Der Geothermieanteil an der Wärmeerzeugung beträgt rund 80%.

Die Geothermiebohrungen wurden im Jahr 1999 erfolgreich niedergebracht. Bei einem umfangreichen Probetrieb im Jahr 2001 konnten wichtige praktische Erfahrungen beim Betrieb der Geothermieanlage gewonnen werden. In einer Tiefe von rund 2.000 m wird Wasser bei einer Temperatur von 80,5°C gefördert. Die Schüttung - die in einer Zeiteinheit geförderte Wassermenge einer Quelle - beträgt ca. 90 l/s.

Der Hauptausbau der Fernwärmanlage erfolgte 2003. In den Folgejahren bzw. bis heute werden laufend Netzverdichtungen und Neuanschlüsse durchgeführt. Erst im April 2016 wurde neben dem Standort in Simbach als Ausfallreserve auch am Standort Braunau eine Spitzenkesselanlage errichtet. Diese ist in erster Linie zur Versorgung der Spitzen-Verbrauchszeiten in den Wintermonaten vorgesehen und dient im Weiteren als Notversorgung der Stadt Braunau.

Wärmeeinspeisung	65 GWh
Anschlussleistung verr.	42.000 kW
<i>Kundenanschlüsse</i>	<i>741</i>
Leitungslänge	35 km
Dimension Netz	Max. DN 250



Abbildung 30: Heizwerk in Braunau/Simbach. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)

Kirchdorf an der Krems

Am Standort Kirchdorf der Energie AG Wärme sind 3 erdgasbetriebene Motor-BHKWs mit insgesamt 13,2 MWel und 13,2 MWth sowie 3 Heißwasserkessel mit insgesamt 29 MWth im Einsatz.

Das hochmoderne Blockheizkraftwerk mit den 3 Gasmotoren erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von über 45 Prozent, der Wirkungsgrad des Gesamtsystems beträgt 90 Prozent.

Zusätzlich zur eigenen Wärmeerzeugung wird die Abwärme des angrenzenden Zementwerkes genutzt. Die Energie AG Oberösterreich Wärme GmbH und das Zementwerk Hofmann haben in Kirchdorf die aus dem Jahr 1984 stammende Anlage zur Rückgewinnung und weiteren Nutzung industrieller Abwärme im Jahr 2015 erneuert und wesentlich erweitert. Die neue Anlage kann Abwärme bis zu einer Wärmeleistung von 6.000 kWth aus dem Prozess des Zementwerkes rückgewinnen und über einen Wärmetauscher in das Fernwärmenetz einspeisen.

Durch die Leistungserhöhung von bisher 500 auf 6.000 kWth kann eine zusätzliche Wärmemenge von rund 20.000 MWh genutzt werden. Diese Menge entspricht dem Jahreswärmebedarf von ca. 2.250 Haushalten. Mit der neuen, wesentlich vergrößerten Anlage, konnte der Anteil der in das Netz eingespeisten Wärme aus industrieller Abwärme von bisher knapp über 7 Prozent auf ca. 30 Prozent gesteigert werden.

Wärmeeinspeisung	57.000 MWh
Stromerzeugung	25.000 MWh
Anschlussleistung verr.	39.000 kW
Leitungslänge	50.939 m
Fernwärmespeicher <i>Speichervolumen</i>	500 m³



Abbildung 31: Heizwerk in Kirchdorf an der Krems. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)

Weichstetten

Am Standort in Weichstetten befindet sich ein Biomasseheizwerk mit einer Kesselnennleistung von 750 kW samt Lagerhalle mit einer Grundfläche von 600 m².



Abbildung 32: Heizwerk in Weichstetten. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)

Die Heizzentrale ist für eine Doppelkesselanlage konzipiert um eine mögliche 2. Ausbaustufe realisieren zu können. Aktuell befinden sich rund 45 Fernwärmekunden mit einer Anschlussleistung von rund 800 kW am rund 3 km langen Fernwärmenetz.

Zusätzlich wurde eine Solaranlage mit 250 m² Kollektorfläche installiert. Der Jahreswärmeertrag der Anlage beträgt ca. 90 MWh. Weiters wird ein Pufferspeicher mit einem Nenninhalt von 20.000 l zur noch effizienteren Fahrweise verwendet.

Als Ausfallsreserve besteht darüber hinaus eine Ölkesselanlage. Der Brennstoff (Hackschnitzel) wird von einer örtlichen Liefergemeinschaft bezogen.

2.9 Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs sowie Jahressganglinien

In diesem Kapitel werden Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs bis zum Jahr 2050 erarbeitet und dargestellt. Diese Szenarien dienen als grundlegende Basis für die Bewertung von P2H-Potenzialen sowie auch für die Fragestellung, welche Rolle der Fernwärme sowie P2H zur Fernwärmeaufbringung in verschiedenen Szenarien zukommen kann. Im ersten Teil (0) erfolgt die Darstellung der Szenarien für Österreich, im zweiten Teil (0) werden die Fallstudien betrachtet und im dritten Abschnitt (0) Jahressganglinien abgeleitet.

Szenarien des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs für Österreich

Für die langfristige Entwicklung des Wärmebedarfes wurde im vorliegenden Projekt auf Grundlagen von zwei durchgeführten Projekten zurückgegriffen. Im Rahmen des Projektes „Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher“ (Müller et al., 2015) wurden in Kooperation mit mehreren österreichischen Forschungsinstitutionen und dem BMLFUW Entwicklungen für den Wärmebedarf in Gebäuden und dessen Aufbringung unter drei unterschiedlichen energiepolitischen Rahmenbedingungen erarbeitet. Die folgende Tabelle führt die wesentlichen Basis-Annahmen an, die für die Entwicklung der Szenarien erforderlich sind.

Tabelle 19: Basis-Annahmen für die Szenarien-Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs. Quelle: Müller et al., 2015.

Parameter	2010	2020	2030	2040	2050
BIP [Mrd. € 2010]	285	330	383	441	495
Bevölkerung [1.000]	8.382	8.733	9.034	9.277	9.460
Anzahl der Hauptwohnsitze [Mio.]	3,62	3,86	4,05	4,17	4,25
Heizgradtage	3.252	3.204	3.118	3.013	2.907
Wechselkurs US\$/€	1,33	1,30	1,30	1,30	1,30
Internationaler Ölpreis [US \$/bbl]	78,1	148	212	267	335
Internationaler Kohlepreis [US\$ 2010/t]	99,2	109	116	156	197
Internationaler Ölpreis [US \$2010/bbl]	78,1	118	135	139	143
Internationaler Gaspreis [US \$2010/GJ]	7,1	10,4	11,9	13,1	14,3
CO ₂ -Zertifikatspreis [€ 2010/t CO ₂] WEM/WAM	13	20	30	78	100
CO ₂ -Zertifikatspreis [€ 2010/t CO ₂] WAMplus	13	20	35	87	162

bbl Barrel = 159 Liter

Im Szenario WEM 2015 wurden ausschließlich energiepolitische Maßnahmen berücksichtigt, welche im Frühjahr 2014 bereits gesetzlich beschlossen waren. Das Szenario WAM 2015 geht insofern darüber hinaus, als das auch Maßnahmen inkludiert wurden, welche aus damaliger Sicht mit hoher Wahrscheinlichkeit umgesetzt werden würden. Im dritten Szenario, dem WAM plus 2015, wurden proaktive energiepolitische Rahmenbedingungen formuliert, welche langfristig zu einer Trendwende in der Energieversorgung führen. Die daraus resultierende Entwicklung des Energieeinsatzes zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bis 2050 ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In den historischen Daten zu Energiebilanz sind keine zuverlässigen Angaben zum Stromverbrauch

für Heizen und Warmwasser verfügbar. Daher sind in den hellblauen Kurven in Abbildung 33 die Stromdirektheizungen(Heizung und Warmwasser) und der Strom für Wärmepumpen rausgerechnet. Lieferenergie ist die Endenergie abzüglich der Beiträge von Vor-Ort erneuerbaren Energieträger wie Solarthermie und die Umweltenergie bei Wärmepumpen.

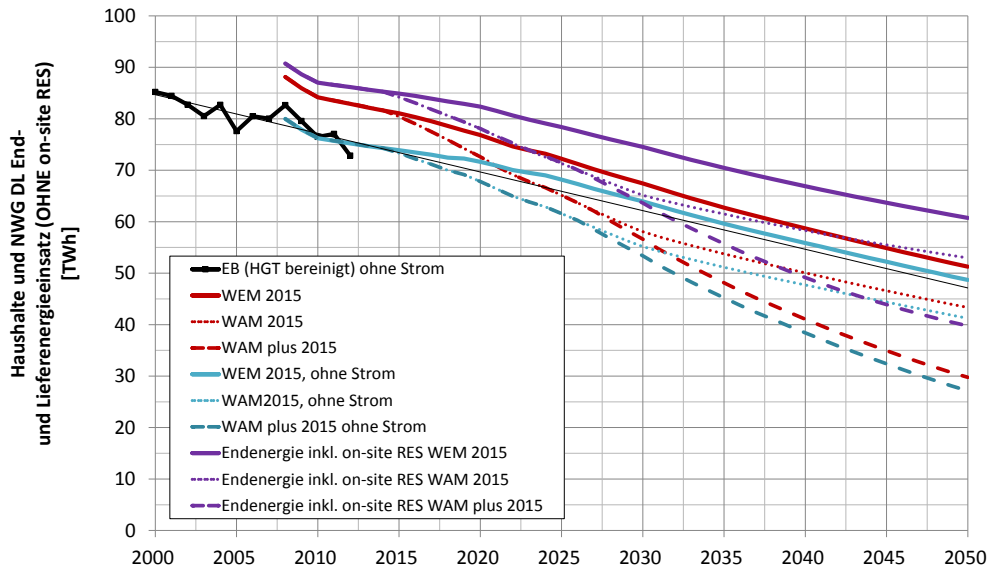


Abbildung 33: Entwicklung des Lieferenergieeinsatzes (ohne Berücksichtigung der durch Vor-Ort erneuerbare Energieträger bereitgestellten Energiemenge) und des Endenergieeinsatzes (inkl. der Beiträge von Vor-Ort erneuerbaren Energieträger) für Haushalte und Nicht Wohngebäude Dienstleistungssektor in den Szenarien WEM 2015, WAM 2015 und WAM plus 2015 bis 2050. (Quelle: Müller et al., 2015, EB= Energiebilanz).

Ausgehend von einem Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung von etwa 90 TWh in 2008 reduziert sich dieser bis 2050 auf etwa 40 bis 60 TWh. Eine Bandbreite der Entwicklung der beheizten Flächen nach Energieträgergruppen gemäß den skizzierten Szenarien zeigt Abbildung 34. Die größten Rückgänge ergeben sich bei den Energieträgern Heizöl und Direktstromheizungen. Auf der anderen Seite des Spektrums liegen die Technologien Pelletskessel, Wärmepumpen und Fernwärme, welche den höchsten Zulauf erzielen.

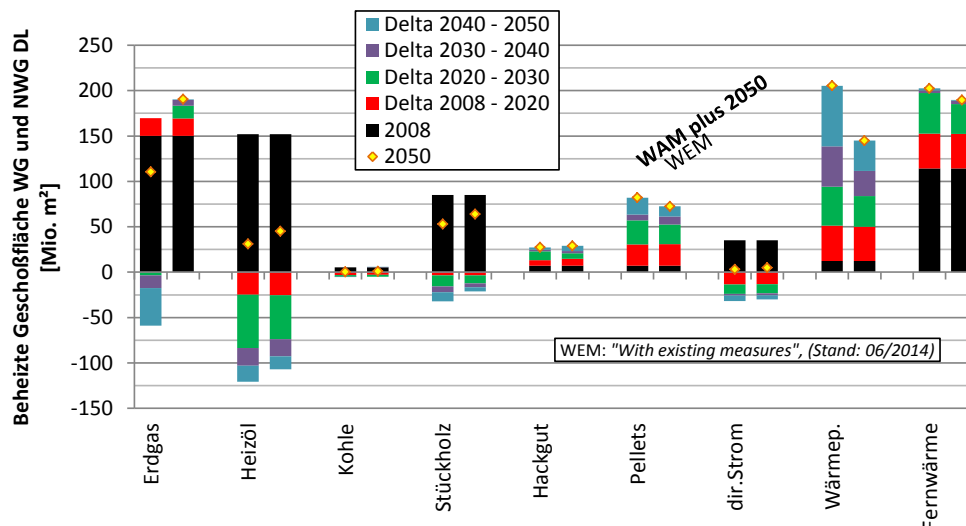


Abbildung 34: Entwicklung des beheizten Geschoßflächen nach Energieträgergruppen in den Szenarien WEM 2015 und WAM plus 2015 bis 2050. (Quelle: Müller et al., 2015).

Auf dieser Datengrundlage werden im vorliegenden Projekt die Marktdurchdringung von P2H Technologien und Fernwärme detaillierter betrachtet. Der Fernwärmebedarf aus den Invert/EE-Lab Simulationen wird im Rahmen der Fernwärme Netzausbausimulation (siehe Kapitel 2.10) noch modifiziert und mit den Ergebnissen der bottom-up Simulation gegenübergestellt.

Szenarien des Wärmebedarfs für die analysierten Fallstudien

Aussagen über die Entwicklung der Wärmenachfrage in den analysierten Fallstudien treffen zu können, werden die oben skizzierten Ergebnisse für Österreich auf die drei Regionen übertragen. Ausgangspunkt dafür dient der Gebäudebestand der drei Gemeinden nach Gebäudetypen und Bauperioden auf Basis der Gebäude- und Wohnungszählungen 2001 und 2011. Dieser ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Charakteristik des Gebäudebestandes im Ausgangszustand (2012) der Fallstudiengemeinden. (Quelle: eigene Berechnungen, GWZ 2001, Gebäudezensus 2011, Blick auf die Gemeinde)

	Seehöhe [m]	HGT12/20 [Kd]	HT12 [d]	Klimazone	Energiedichte [GWh/km ²]		
					> 16	8 - 16	< 8
St. Marien (Weichstetten)	338	3735	222	NF (2112)	0%	16%	84%
Braunau am Inn	352	3826	227	N (2112)	74%	15%	11%
Kirchdorf an der Krems	450	3973	236	NF (2211)	96%	4%	0%
	Wohngebäude (nach Anzahl der Wohneinheiten)						NichtWoh.-Gebäude
	1 WE	2 WE	3-5 WE	6-10 WE	11-20 WE	20+ WE	
St. Marien (Weichstetten)	1097	211	32	25	7	2	57
Braunau am Inn	2386	644	389	296	188	52	492
Kirchdorf an der Krems	357	155	145	84	58	6	168
	Gebäude nach Bauperioden						
	vor 1919	1919 bis 1944	1945 bis 1960	1961 bis 1970	1981 bis 1990	1991 bis 2000	2001-2010
St. Marien (Weichstetten)	13%	1%	7%	15%	24%	23%	18%
Braunau am Inn	11%	14%	19%	22%	17%	11%	7%
Kirchdorf an der Krems	15%	5%	18%	24%	16%	11%	10%

Die unterschiedliche Struktur des Gebäudebestandes ist in Abbildung 38 dargestellt. In Braunau beträgt der Anteil der Gebäudeflächen von Wohngebäuden in etwa 75%, ein Wert der in etwa dem österreichischen Durchschnitt entspricht. Im Falle von Kirchdorf handelt sich um eine kleinstädtische Bezirksverwaltungsgemeinde, mit einem hohen Anteil an Industrie (z.B. Kirchdorfer Industries, TCG UNITECH), Einkaufszentren, Bezirksverwaltungsgebäuden, Schulzentrum, Krankenhaus sowie Alten- und Pflegeheim. Daraus ergibt sich ein überproportional hoher Anteil an Nicht-Wohngebäuden. Dieser liegt in unseren Modellrechnungen bei über 40%. St. Marien entspricht wiederum einer typischen kleinen ländlichen Gemeinde, die eine Gebäudestruktur aufweist, welche vorwiegend durch Einfamilien-Wohngebäude geprägt wird.

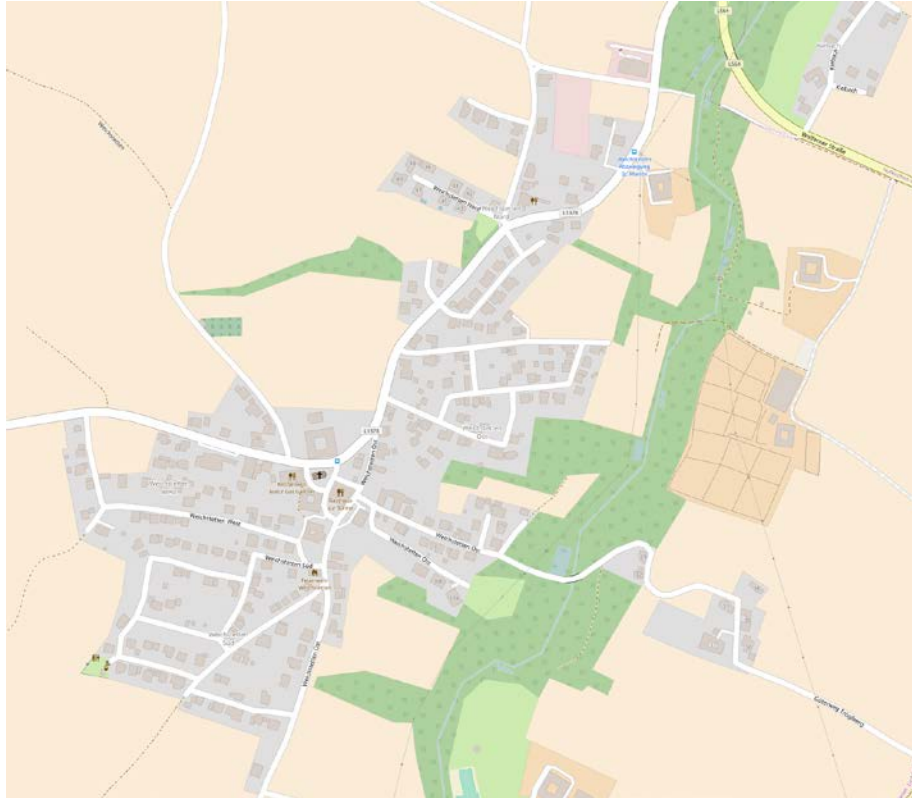


Abbildung 35. Katastralgemeinde Weichstetten (Gemeinde St. Marien) (Bildquelle: <http://www.openstreetmap.org>, 2017)



Abbildung 36: Kirchdorf an der Krems (Bildquelle: <http://www.openstreetmap.org>, 2017)



Abbildung 37: Braunau am Inn (Bildquelle: <http://www.openstreetmap.org>, 2017)

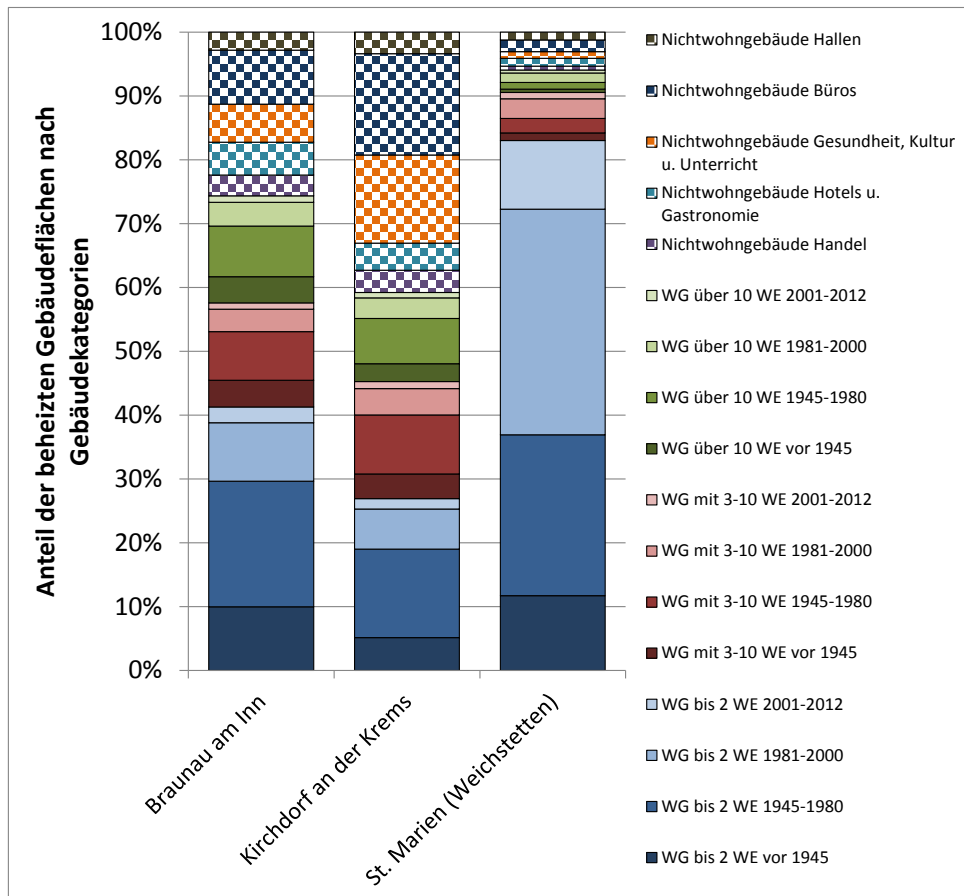


Abbildung 38: Berechnete Anteile von Gebäudeflächen nach Gebäudetyp und Bauperiode für die drei Fallstudiengemeinden.

Ausgehend von der historischen Gemeinde-spezifischen Bevölkerungsentwicklung (siehe Abbildung 39) wurden auf Basis der ÖROK-Prognose 2011 (Hanika, 2011) die Entwicklung des zukünftigen Gebäudebestandes je Gemeinde abgeschätzt. Dabei wurde unterstellt, dass die relative Entwicklung der Gemeinde gegenüber der Entwicklung auf Bezirksebene (gemessen für den Zeitraum 1991 – 2011) in abgeschwächter Form weiterhin anhält. In diesem Zeitraum blieb die Bevölkerung in Braunau am Inn annähernd konstant während diese im gesamt Bezirk um 6,7% anstieg. Die Bevölkerung von Kirchdorf an der Krems stieg in etwa im selben Ausmaß wie die des gesamten Bezirkes (~8,5%), während die St. Marien im Bezirk Linz/Land die Bevölkerung deutlich stärker als im gesamten Bezirk anstieg (37,4% vs. 15,7%).

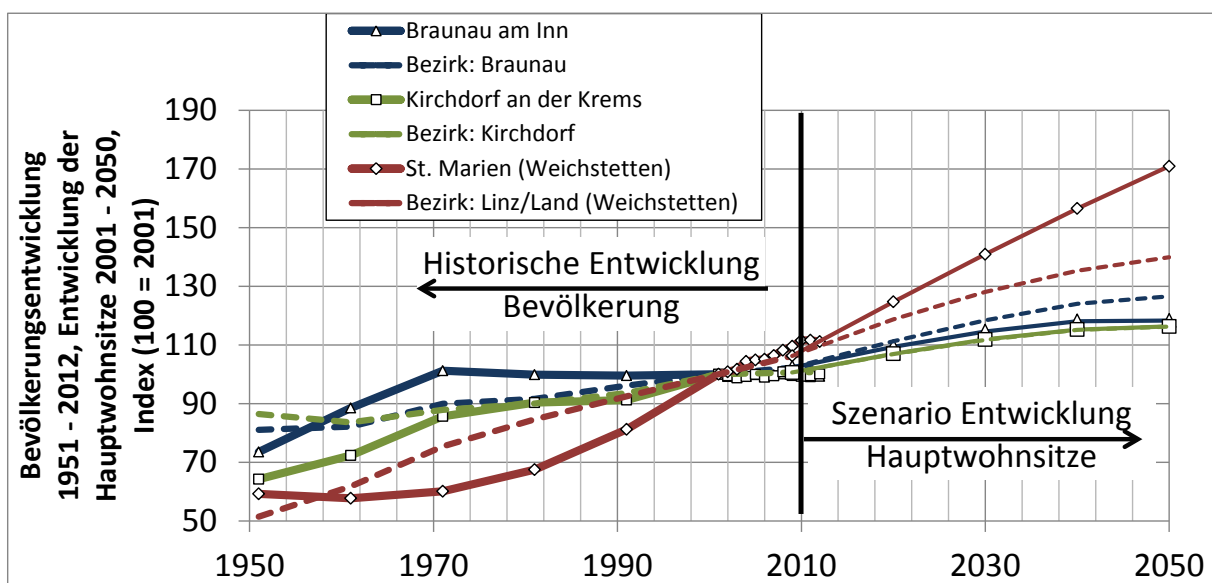


Abbildung 39: Historische Entwicklung der Bevölkerung in den drei Fallstudiengemeinden und deren Bezirke, sowie Szenario der zukünftigen Entwicklung der Hauptwohnsitze. Die Entwicklung der Hauptwohnsitze je Bezirk ist der Örok-Prognose 2011 entnommen, für die Entwicklung der Gemeinde ist zusätzlich die relative historische Entwicklung der Gemeinde innerhalb des jeweiligen Bezirkes berücksichtigt.

In weiterer Folge wurde die Entwicklung (Sanierungsaktivitäten und Gebäudeabriss) der Gebäude nach Gebäudetyp und Bauperiode in den Energieregionen: Oberösterreich >16 GWh/km², 8-16 GWh/km² und <8 GWh/km² (in den jeweiligen Klimazonen 2112 bzw. 2211) anteilig auf den Gebäudebestand der Gemeinden übertragen. Der erforderliche Anteil an Neubauten wurde durch die Differenz zwischen bestehendem Bestand in der Gemeinde zu jedem zukünftigem Zeitpunkt und den durch die exogenen Wachstumsraten der Gemeinden errechnet.

Aus dieser Vorgehensweise ergeben sich der nachfolgend dargestellte Flächen- und Energiebedarf in den drei Fallstudiengemeinden.

WEM-Szenario

Die Ergebnisse zur Entwicklung der beheizten Gebäudeflächen in den drei Fallstudien sind in Abbildung 40 dargestellt. Allen drei Gemeinden ist ein Wachstumstrend unterstellt. In den Gemeinden Braunau am Inn und Kirchdorf an der Krems steigen die Flächen gegenüber 2012 um knapp 20%. In der stark expandierende Gemeinde St. Marien steigen die beheizten Gebäudeflächen um etwa 60% an. In diesem Szenario werden in den Fallstudiengemeinden Braunau und Kirchdorf bis 2050 etwa 15% der in 2012 bestehenden Gebäudeflächen durch Neubauten ersetzt. Das durchschnittliche Gebäudealter des Gebäudebestand in St. Marien ist deutlich niedriger (siehe Abbildung 38) als in den beiden anderen Gemeinden, daher liegt die Abbruchrate für den Zeitraum 2013 bis 2050 in dieser Gemeinde bei nur 8%.

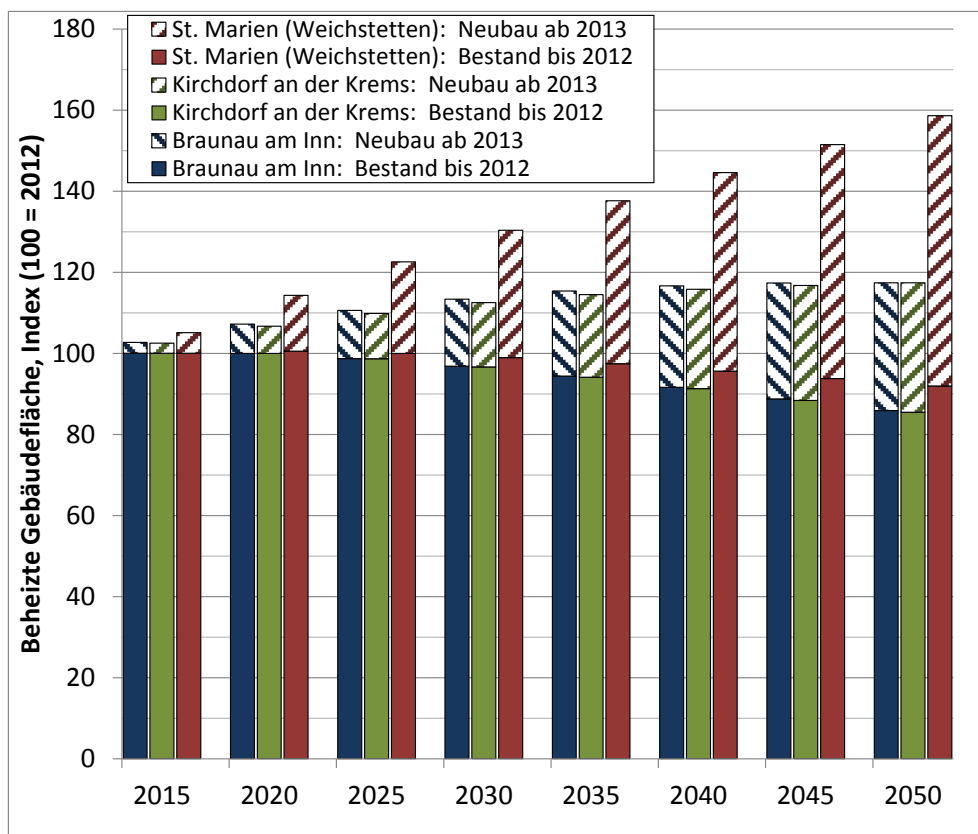


Abbildung 40: Szenario der Entwicklung der beheizten Gebäudeflächen von 2015 bis 2050 in den Fallstudiengemeinden.

Die von den Gebäuden nachgefragte Energie zur Raumwärmebereitstellung ändert sich nicht nur durch eine geänderte Altersstruktur des Bestandes, sondern auch durch die thermisch energetische Sanierung der Gebäude. Einerseits steigt die Effizienz der Gebäudetechnik, dargestellt in Tabelle 21.

Tabelle 21: Entwicklung der durchschnittlichen Effizienz der Gebäudetechnik in den drei Fallstudiengemeinden im WEM Szenario.

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunau am Inn	78,5 %	79,7 %	81,9 %	83,2 %	83,6 %	83,7 %	83,9 %	84,3 %
Kirchdorf an der Krems	82,9 %	83,7 %	85,6 %	86,5 %	87,0 %	87,0 %	87,1 %	87,3 %
St. Marien (Weichstetten)	77,2 %	78,4 %	80,3 %	81,8 %	82,9 %	83,4 %	83,9 %	84,4 %

Andererseits reduzieren thermische Gebäudesanierungen die thermischen Verluste über die Gebäudehülle. Die Ergebnisse der Entwicklung des flächenspezifischen Heizwärmebedarfes im WEM-Szenario sind in Abbildung 41 dargestellt.

Im Basisjahr 2012, liegt der berechnete durchschnittliche Heizwärmebedarf (HWB, inkl. Suffizienzeffekt) des Gebäudebestandes in den drei Fallstudiengemeinden unter standortspezifischem Klima bei 102 kWh/m²a (Braunau am Inn), 130 kWh/m²a (Kirchdorf an der Krems) und 91 kWh/m²a (St. Marien). Die durchschnittlichen HWBs der neu errichteten Gebäuden zu diesem Zeitpunkt liegen bei 40 kWh/m² (Braunau und St. Marien) bzw. 50 kWh/m² (Kirchdorf an der Krems). Im Laufe der Simulation sinken die durchschnittlichen HWBs der bis 2012 errichteten Gebäude auf 69 kWh/m²a (Braunau), 82 kWh/m²a (Kirchdorf) und 66 kWh/m²a, für Neubauten liegt dieser Kennwert in 2050 bei 20 kWh/m²a bzw. 28 kWh/m²a (Kirchdorf). Für den Gesamtbestand ergibt sich damit ein flächengewichteter Heizwärmebedarf von 58 kWh/m²a (Braunau), 69 kWh/m²a bzw. 48 kWh/m² (St. Marien).

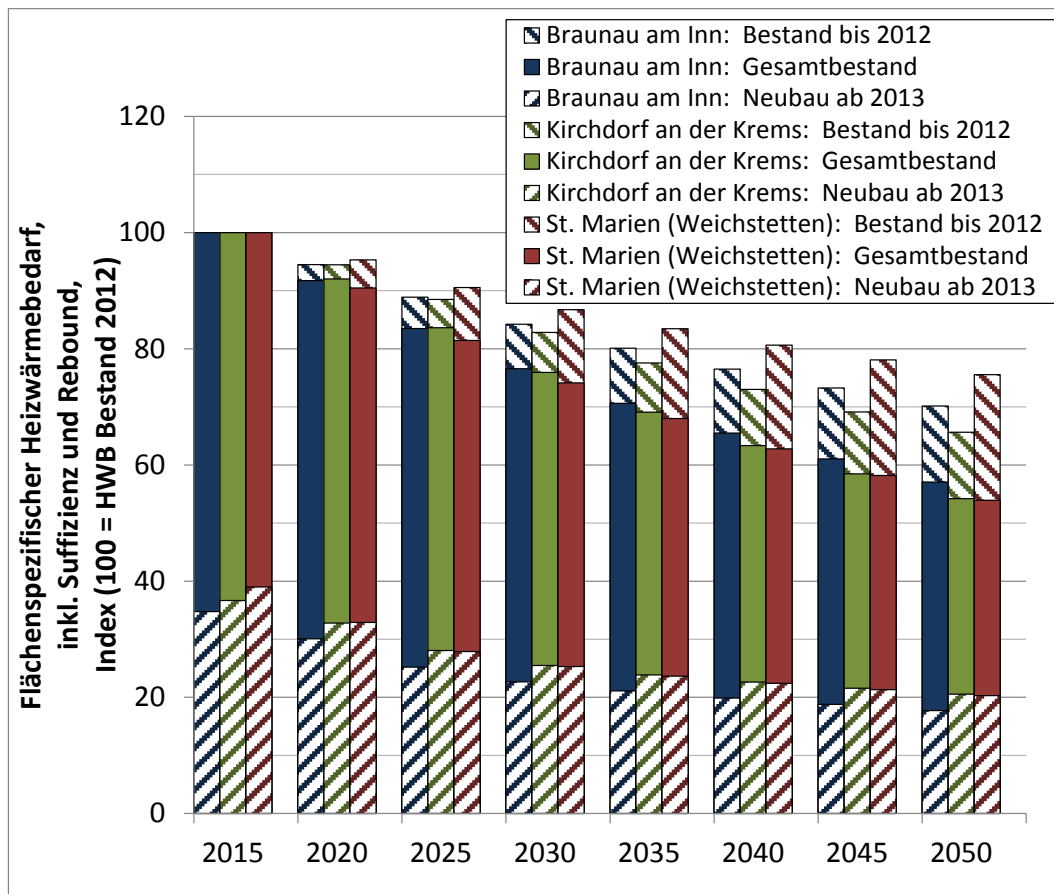


Abbildung 41: Entwicklung des durchschnittlichen flächenspezifischen Heizwärmebedarfes von Bestandsgebäuden (Bauperiode bis 2012), Neubauten (Bauperiode ab 2013) und des Gesamtbestandes, jeweils bezogen auf den Heizwärmebedarf im Ausgangsjahr 2012 (nicht kumulierte Darstellung).

In Abbildung 42 ist die sich in diesem Szenario ergebende Änderung des flächenspezifischen Heizwärmebedarfes, einerseits für den Gebäudebestand, den Neubau wie auch den gesamten Gebäudebestand abgebildet. Die linke Abbildung zeigt den Wärmebedarf inklusive des unterstellten Reboundeffektes²⁴ dargestellt, in der rechten Abbildung wurde der Heizwärmebedarf jeweils unter einer konstanten Norminnenraumtemperatur gemäß ÖNORM B 8110-5, 2007²⁵ (z.B. Wohngebäude 20°C) errechnet. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass der Reboundeffekt die energetischen Einsparungen der Gebäudesanierungen um 20%²⁶ (Kirchdorf an der Krems) bis 33% (St. Marien) reduziert.

²⁴ Der Reboundeffekt wird nur für Wohngebäude berechnet, zur Berechnungsmethode siehe Müller, 2015.

²⁵ ÖNORM B 8110-5, 2007. Wärmeschutz im Hochbau – Teil 5: Klimamodell und Nutzungsprofile. ÖNORM B 8110-5:2007-08-01. Austrian Standards Institute, Vienna.

²⁶ Der geringe Effekt für Kirchdorf ist auf den hohen Anteil von Nichtwohngebäuden, für welche der Reboundeffekt nicht berücksichtigt wird, zurückzuführen.

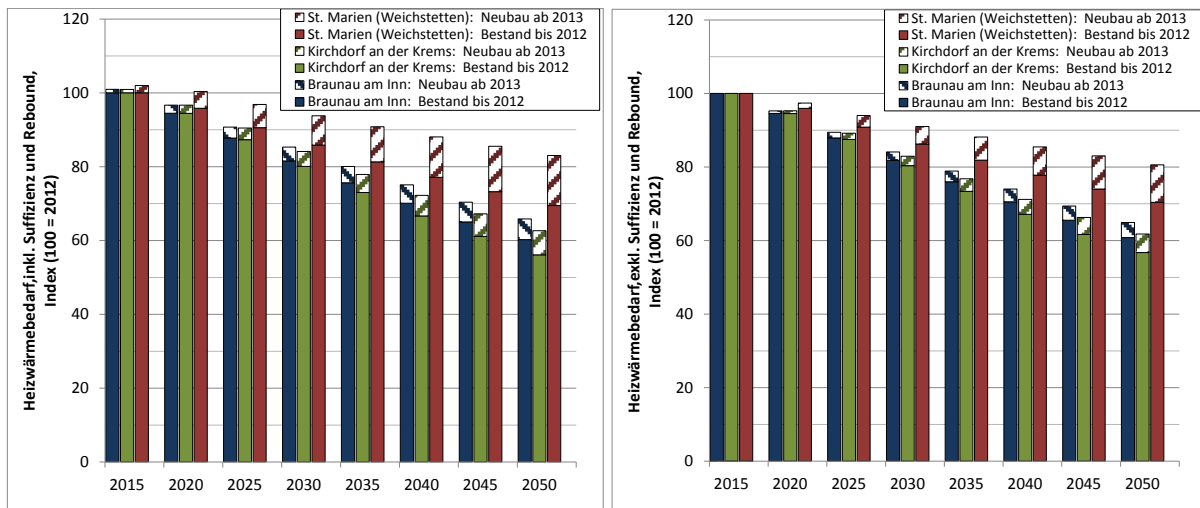


Abbildung 42: Entwicklung des Heizwärmebedarfes mit (links) und ohne (rechts) Berücksichtigung von Reboundeffekt.

Eine Aufteilung des Nutzwärmebedarfes nach den Bedarfskategorien Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ist in Abbildung 43 dargestellt. Derzeit wird beträgt der Anteil des Nutzwärmebedarfes zur Warmwasserbereitstellung in den Fallstudiengemeinden zwischen 7% und 10% des Gesamtbedarfes. Durch die steigende thermische Qualität der Gebäude nimmt die Bedeutung der Warmwasserbereitstellung über die Zeit zu. Im WEM-Szenario steigt dieser Anteil bis 2050 auf 11% (Kirchdorf), 13% (Braunau) und 16% (St. Marien). Hier sollte nochmals dezidiert darauf hingewiesen werden, dass sich die dargestellten Werte auf den Nutzwärmebedarf ohne die Verluste der Wärmeerzeugung und Verteilung beziehen. Werden die Verluste ebenfalls berücksichtigt, so ergibt sich für die Warmwasserbereitstellung ein deutlich größerer Anteil (etwa Faktor 2), da die Erzeugungsverluste (vermehrter Teillastbetrieb des Wärmeerzeugers), Speicherverluste (im Durchschnitt wird Warmwasser länger / bei höheren Temperaturen gespeichert) und die Wärmeverteilungsverluste (im Gegensatz zum Heizwärmeverteilungs-system bilanzieren die Abkühlverluste beim Warmwassersystem vollständig als Verluste) bei der Warmwasserbereitstellung wesentlich größer sind als bei der Raumwärmebereitstellung.

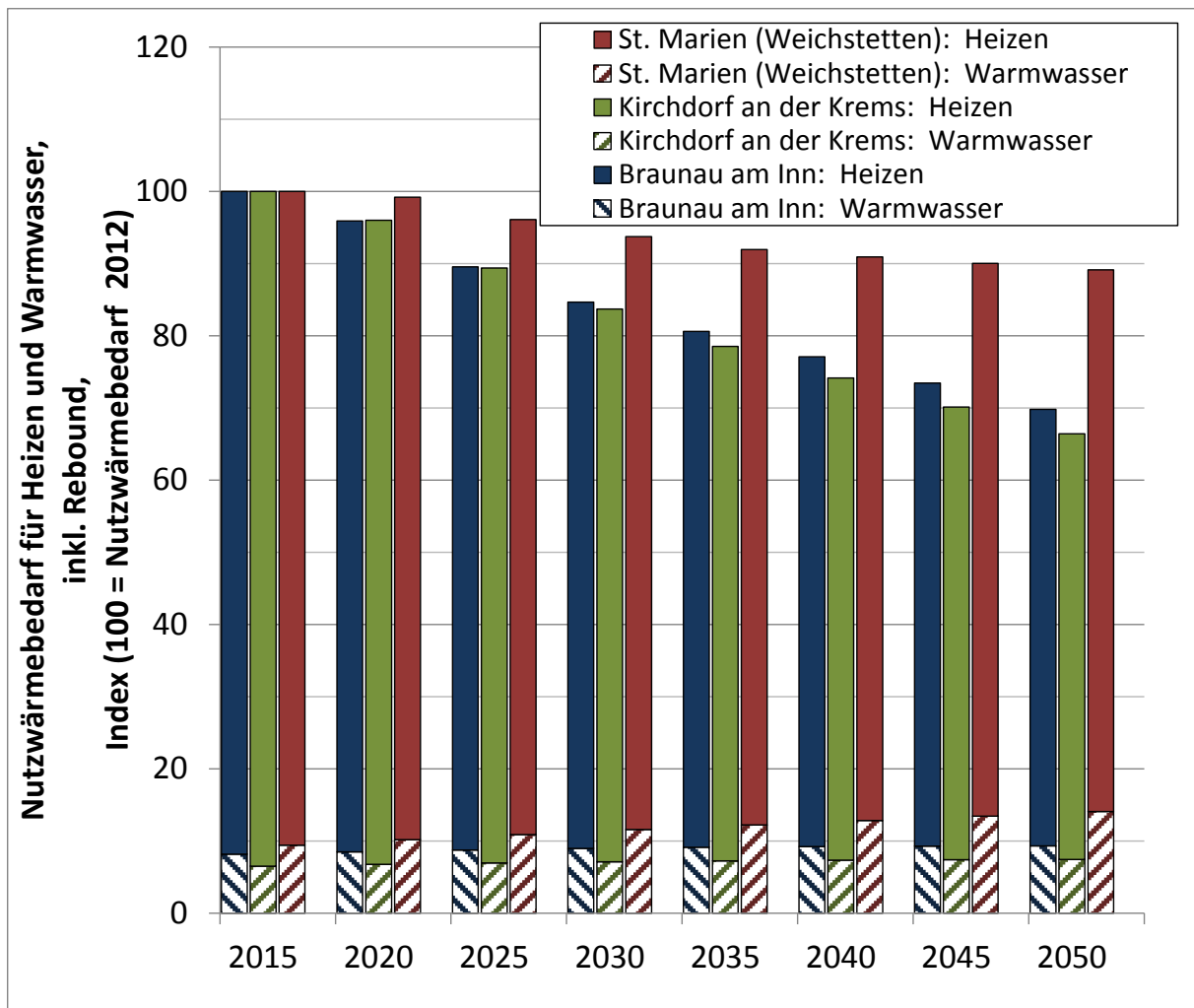


Abbildung 43: Entwicklung des Nutzwärmebedarfes zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung in den drei Fallstudiengemeinden.

WAMplus-Szenario

Im Gegensatz zum WEM Szenario, welches moderate energiepolitische Maßnahmen unterstellt, untersucht das WAMplus-Szenario eine Entwicklung unter einer sehr stringenten österreichischen Klima- und Energiepolitik. Wie im vorherigen Kapitel bereits skizziert, kommt es in diesem Szenario zu einer sehr starken Reduktion des End- und Lieferenergiebedarfes. Unter solchen Rahmenbedingungen liegt der Heizwärmebedarf der Gebäude die nach 2013 erbaut werden im Bereich der Passivhausqualität (14-19 kWh/m²a). Für den bestehenden Gebäudebestand in den Fallstudiengemeinden würde sich ein durchschnittlicher HWB von 35 bis 43 kWh/m²a ergeben (inkl. Reboundeffekte). Damit ergibt sich eine Reduktion des Nutzwärmebedarfes in den Gemeinden von 55% (St. Marien) bis 65% (Abbildung 44, linke Grafik). Unter Berücksichtigung des Wärmebedarfes zur Warmwasserbereitstellung sowie den Verlusten der Gebäudetechnik erhält man die Entwicklung des Endenergiebedarfes. Dieser sinkt gegenüber dem Referenzjahr 2012

(Abbildung 44, rechte Grafik) bis 2050 in den Fallstudiengemeinden im WAMplus Szenario um 40% (St. Marien) bis 58% (Kirchdorf an der Krems).

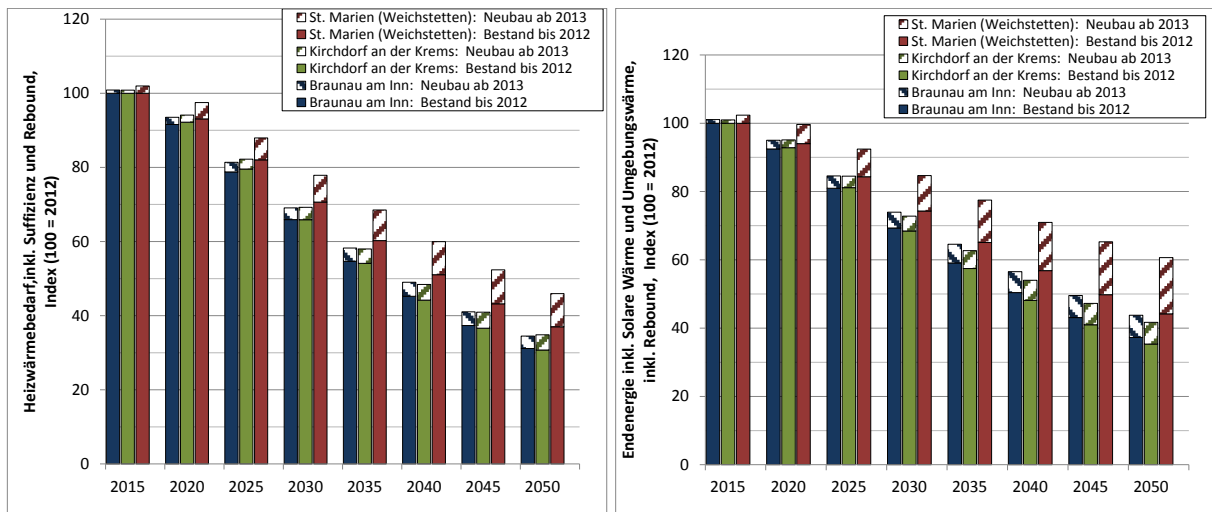


Abbildung 44: Entwicklung des Heizwärmebedarfes (Nutzwärmebedarf, linke Grafik) und des Endenergieeinsatzes zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in den Fallstudiengemeinden im WAMplus Szenario.

Im Gegensatz zum Heizwärmebedarf verändert sich der Warmwasserwärmebedarf im WAMplus Szenario gegenüber dem WEM Szenario nur unwesentlich. Daher kommt es zu einer stärkeren Verschiebung im Verhältnis zwischen den Energieanteilen zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung (Abbildung 45). Betrag der Nutzwärmebedarfsanteil im WEM Szenario in 2050 zwischen 11% und 16%, so steigt dieser im WAMplus Szenario im selben Zeitraum auf 17% (Kirchdorf an der Krems), 20% (Braunau am Inn) bzw. 22% (St. Marien).

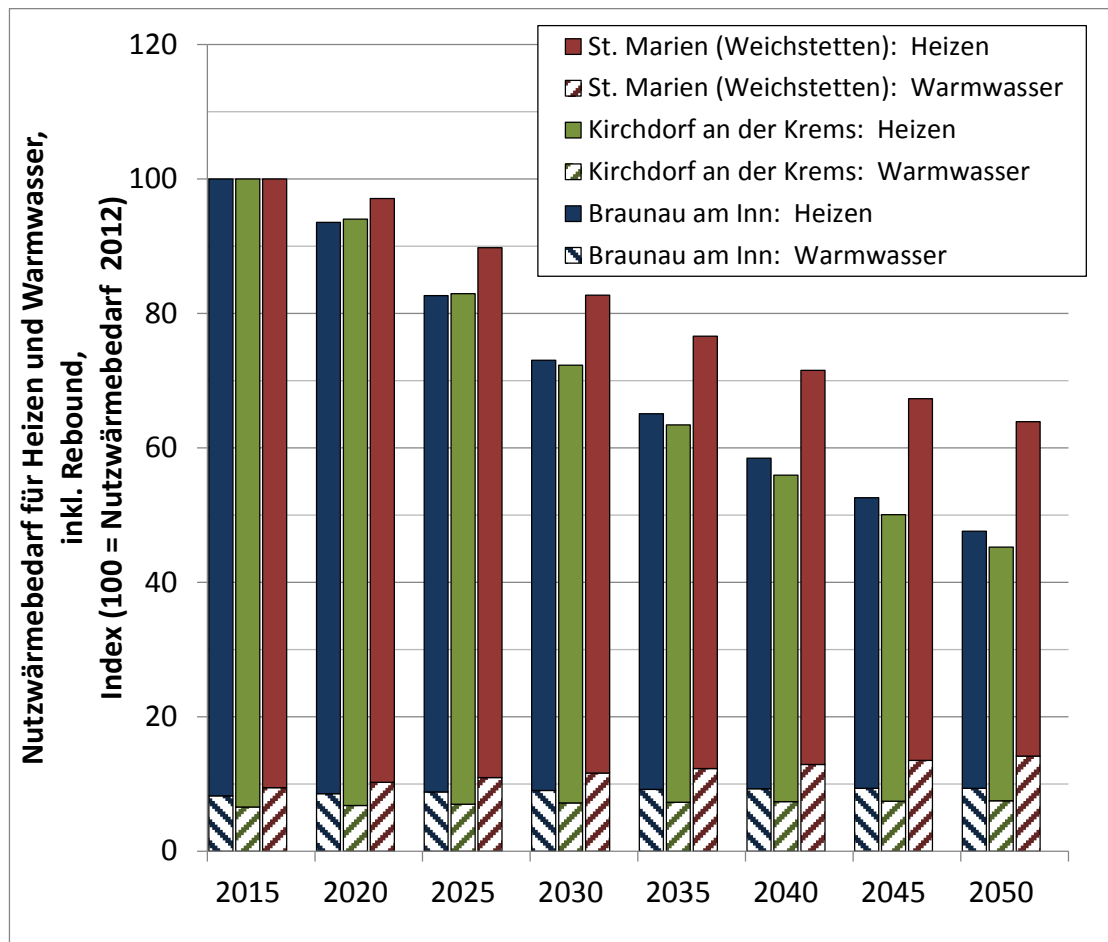


Abbildung 45: Nutzwärmebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bezogen auf den Verbrauch in 2012 in den drei Fallstudiengemeinden.

Ermittlung von Jahresganglinien der Wärme- und Fernwärmenachfrage

Durch die Änderung in der thermischen Gebäudequalität wird sich in der Zukunft nicht nur die Fernwärmebedarf sondern auch der Jahresverlauf der Fernwärmenachfrage ändern. Die Ergebnisse dieser Simulation sind hier dargestellt. Methodisch basiert die Bottom-up Simulation des Fernwärmebedarfes auf einer Anwendung eines stündlichen 5R1C Energiemodells in Kombination mit dem Invert/EE-Lab Modells auf eine ausgewählte Gruppe von Gebäudetypen.

1. In einem ersten Schritt wird mittels des Invert/EE-Lab Modells die Entwicklung der Gebäude bis 2050 simuliert.
2. Die Ergebnisse der Entwicklung der unterschiedlichen Gebäudetypen: Gebäudeabriss, Neubau, Sanierungsmaßnahmen nach Typ, Baualtersklassen und Region (Klima und Wärmedichten) werden in einem nachfolgenden Schritt auf die Entwicklung des Gebäudebestandes nach Gemeinden aufgeprägt. Damit wird eine dynamische Gebäudebestandentwicklung je Gemeinde generiert.
3. Aus den Daten der untersuchten bestehenden Wärmenetze wird die Zusammensetzung der über Wärmenetze versorgten Gebäude nach Typ und Baualtersklasse abgeschätzt. Damit werden der Anteile Gebäuden je Gemeinde

definiert, welche im Modell fernwärmeversorgt werden. Die absolute Anzahl der Gebäude die rechnerisch ans Wärmenetz angeschlossen sind wird über die Gesamtwärmeabnahme im Ausgangsjahr skaliert.

4. Jeder einzelne Gebäudetyp wird stündlich mit demselben Klimadatensatz, auf welchem die Messdaten basieren, simuliert. Die Gesamtwärmeabnahme wird durch Summation der einzelnen Verbraucher und einer—von der Größe des Fernwärmenetzes abhängigen—gleitenden Mittelwertbildung, gebildet. Der Warmwasserverbrauch in absoluten Wärmemengen wird auf Basis von Bottom-up Parametern berechnet, der Tagesgang des Verbrauches wird aus den gemessenen Sommerlastprofilen (unter Vernachlässigung der Einflüsse von unterschiedlichen Wochentagstypen) mittels Regression errechnet.
5. Zuletzt wird der jährliche Verlauf der Wärmenetzverluste über ein vereinfachtes thermodynamisches Modell in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Netzeintritts- und Netzaustrittstemperatur und einem exogen definiertem Netzverlust bei Auslegungswärmeabnahme errechnet und zum Wärmebedarf der Gebäude addiert. Die Netztemperatur wird in Abhängigkeit der tatsächlich nachgefragten Leistung und der Auslegungsleistung sowie dem oberen und unteren Temperaturgrenzwert durch einen linearen Zusammenhang abgebildet:

$$T_{t,Netz} = T_{Netz\ min} + (T_{Netz\ max} - T_{Netz\ min}) * (P_{t,FW} / P_{N,FW})$$

Der Vergleich der simulierten Daten mit den beobachteten Wärmenetzdaten zeigt, dass der Ansatz für die täglichen Wärmemengen zufriedenstellende Ergebnisse liefert (siehe Abbildung 46).

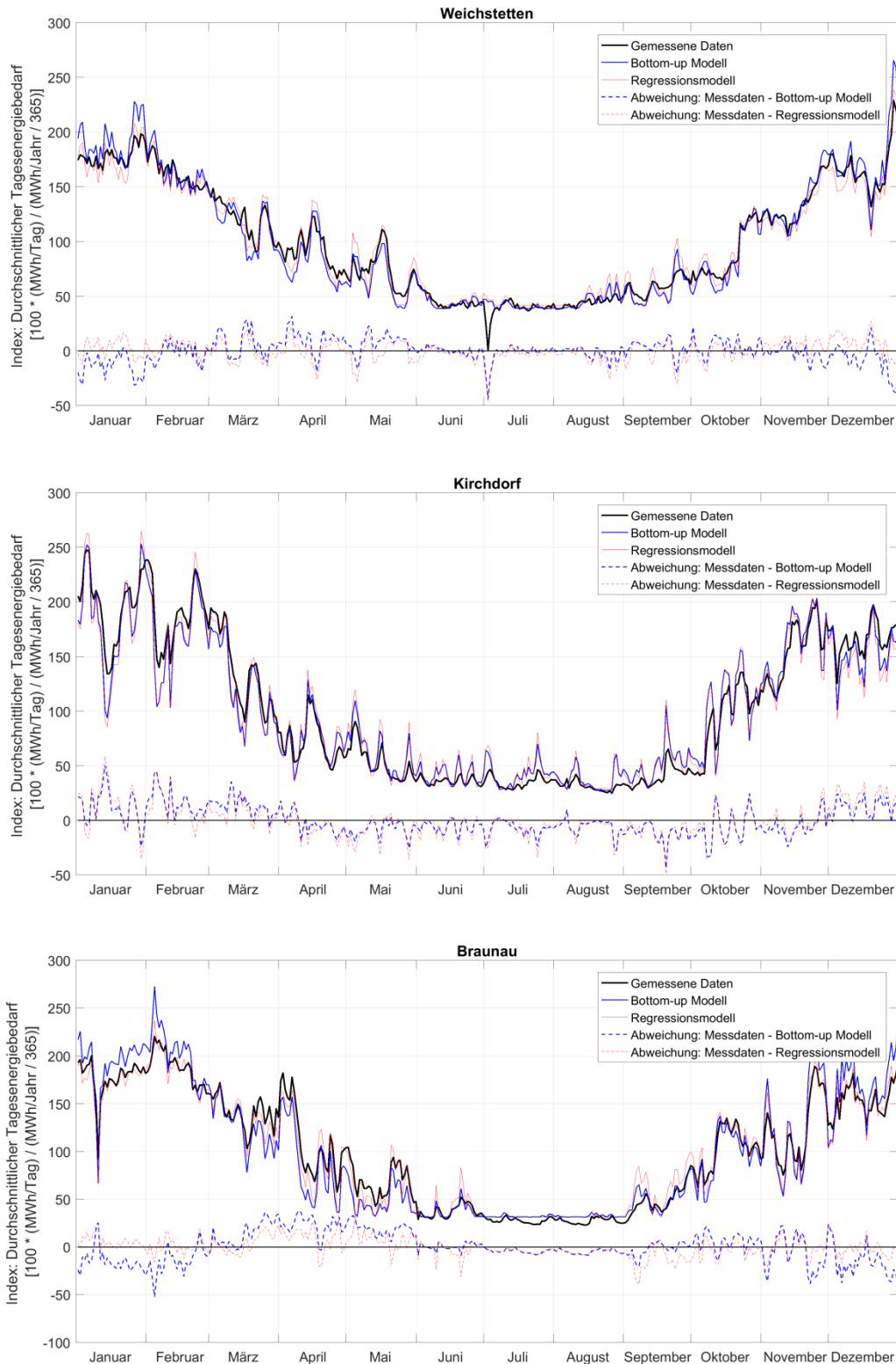


Abbildung 46: Vergleich der errechneten täglichen Wärmeabnahme (y-Achse: Index: Durchschnittlicher Tagesenergiebedarf $[100 \cdot (\text{MWh}/\text{Tag}) / (\text{MWh}/\text{Jahr} / 365)]$; Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den beobachteten Daten (Messdaten, Schwarz) für die drei Fallstudien-Wärmenetze.

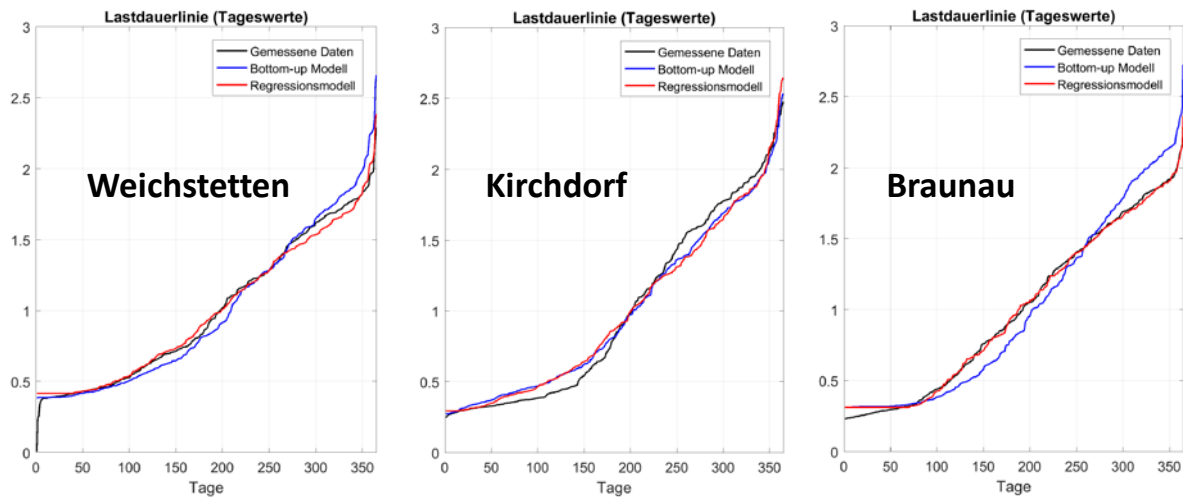


Abbildung 47: Der Vergleich der errechneten Lastdauerlinie (y-Achse: Tagesabnahme / jahresdurchschnittliche Tagesabnahme; Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den beobachteten Daten (Messdaten, Schwarz) für die drei Fallstudien-Wärmenetze.

Der Vergleich der errechneten Bottom-up Daten mit den Messdaten zeigt aber auch die Grenzen der verwendeten Methodik, insbesondere beim stündlichen Lastgang auf. Bei den Netzen Weichstetten und Kirchdorf konnte das Modell den Verlauf der Lastspitzen korrekt abschätzen, die tatsächliche Tagesganglinie wird aber durch ein einfaches Regressionsmodell besser getroffen (Abbildung 48).

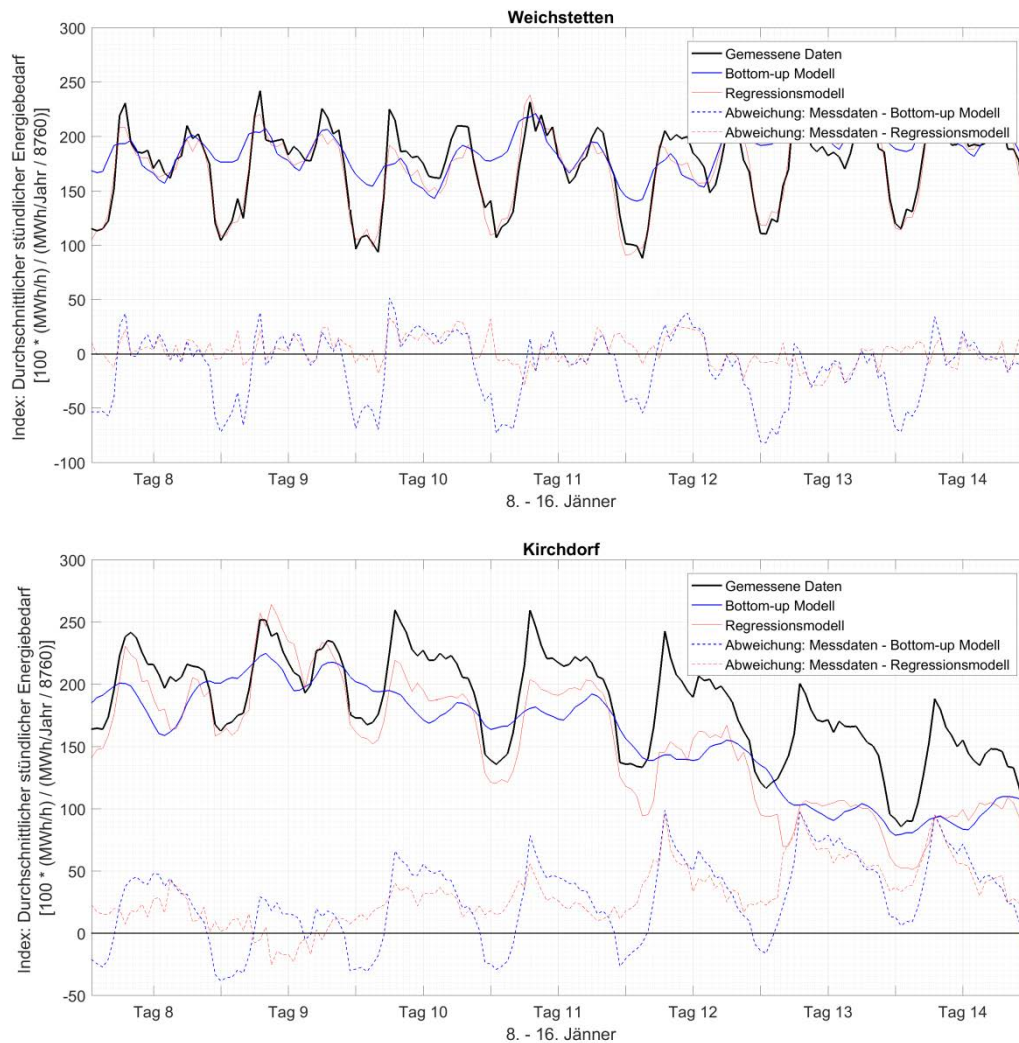


Abbildung 48: Vergleich der errechneten Tagesganglinien (Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den Messdaten (Schwarz) für zwei Wärmenetze: Weichstetten und Kirchdorf.

Eine detaillierte Gegenüberstellung der Modellrechnungen mit den Messdaten ist im Anhang dargestellt.

Vergleichmäßigung der Jahresdauerlinie durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen

Die Wärme die zur Deckung der Nachfrage in Wärmenetzen, welche vorwiegend Wohngebäude versorgen, am Einspeisepunkt der Wärmeerzeugung aufgebracht werden muss, setzt sich im Wesentlichen aus der Wärmenachfrage zur Raumwärmebereitstellung in der Heizperiode, den Wärme zur Warmwasserbereitstellung sowie den Netzverlusten zusammen. Den Verlauf solcher Nachfragekurven, absteigend sortiert nach der Wärmemenge pro Zeiteinheit, nennt man Lastdauerlinien. Typische Verläufe solcher Jahresdauerlinien sind in Abbildung 49 für 7 österreichische Netze dargestellt (Braunau, Weichstetten, Linz, Wien, Graz, Wels und Kirchdorf).

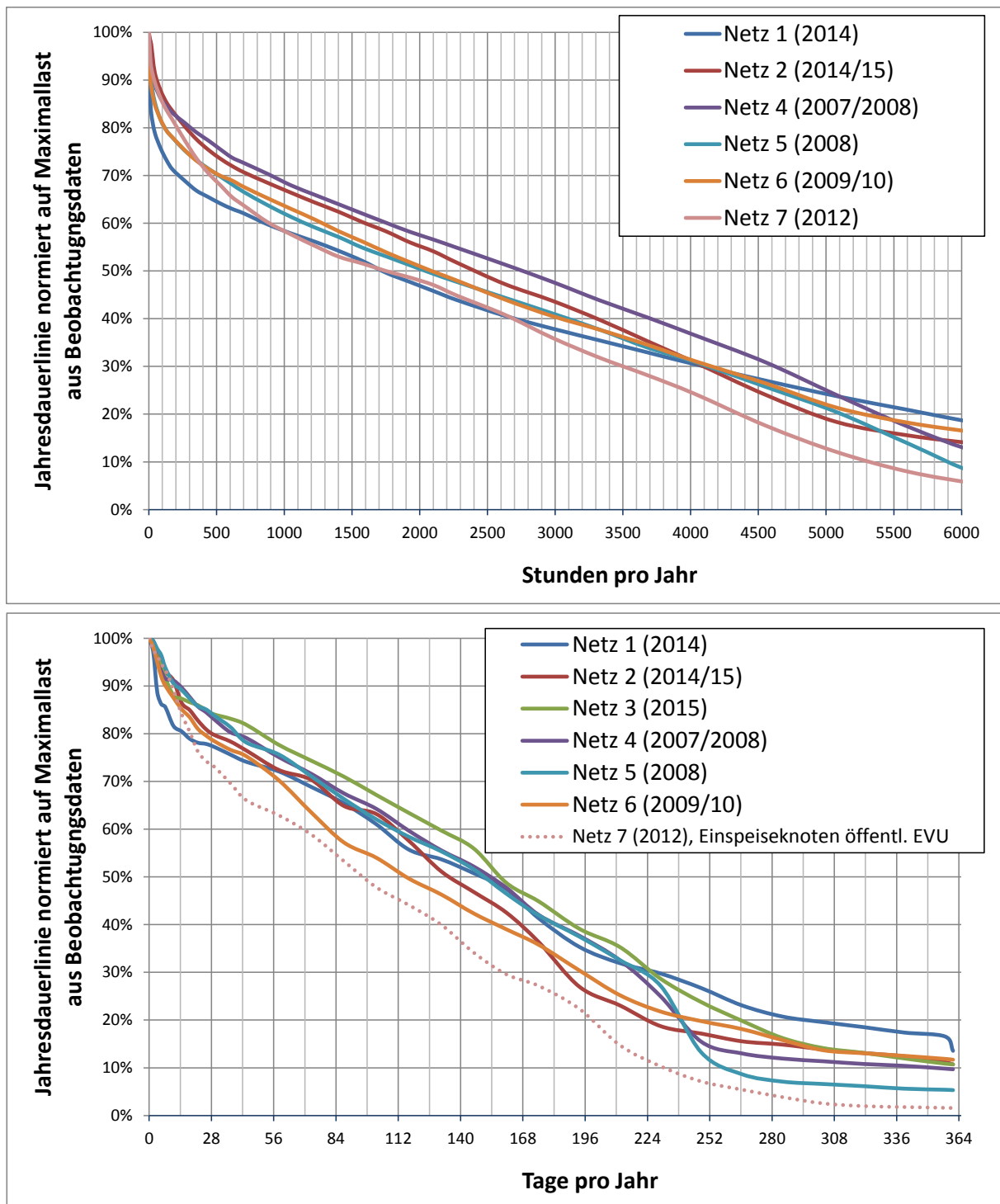


Abbildung 49: Lastdauerlinien von 7 österreichischen Netzen

Längerfristig werden die zunehmenden Effizienzsteigerungen der angeschlossenen Gebäude zu einer Veränderung der Jahresdauerlinie führen. Einerseits wird der Wärmeanteil, der zur Bereitstellung von Raumwärmeenergie benötigt wird, zugunsten des Wärmebedarfes zur Warmwasserbereitstellung zurückgehen. Dadurch wird der relative Anteil der Sommerlast steigen und zu einer Vergleichsmäßigung der Nachfrage über das Jahr

führen. Dieser Effekt wird teilweise dadurch aufgehoben, dass sich die Heizgrenze von Gebäuden mit steigender Effizienz verschiebt (siehe Abbildung 50).

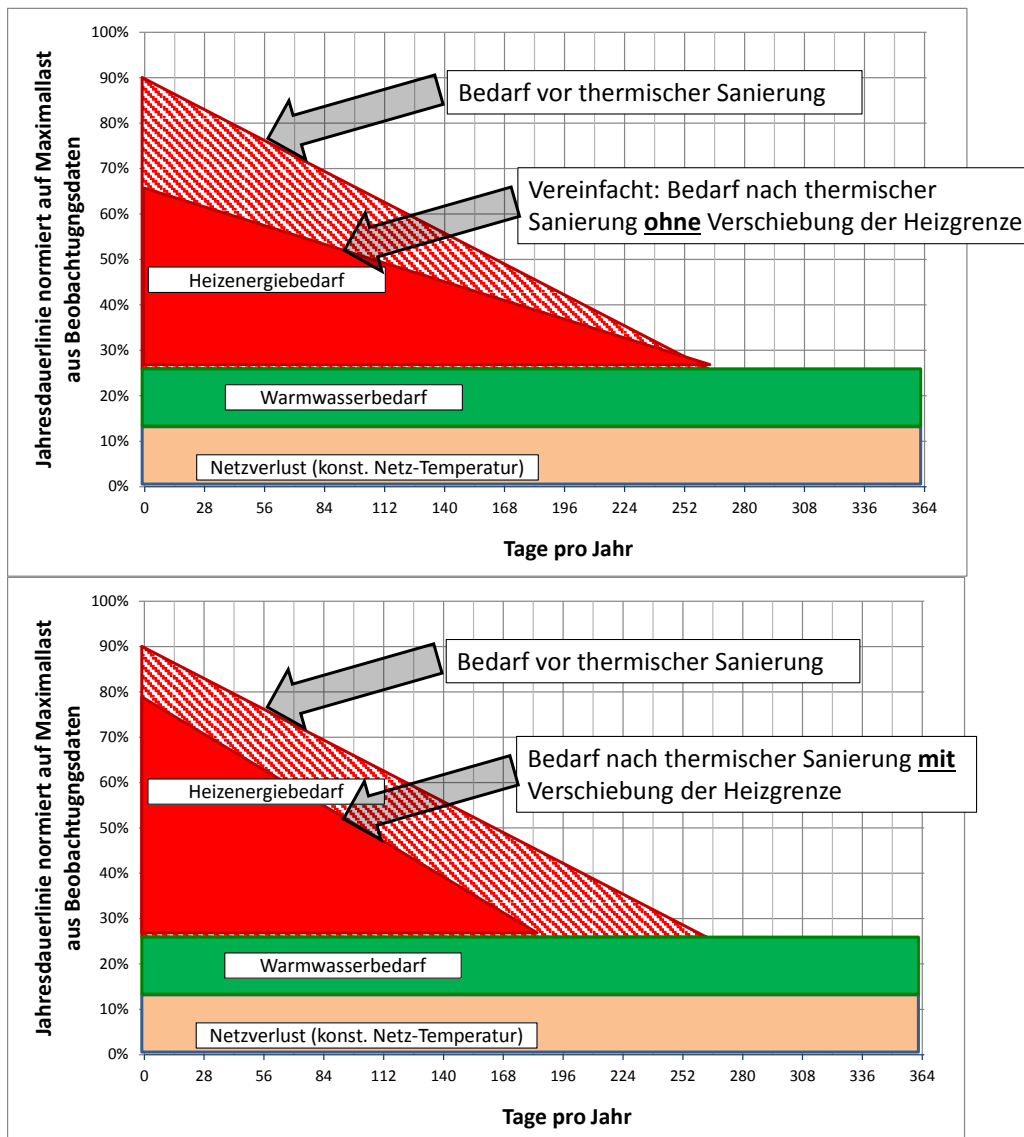


Abbildung 50: Effekt von thermischen Sanierungen auf die Jahresdauerlinie mit und ohne Berücksichtigung der Verschiebung der Heiztemperaturgrenze

Das Ausmaß der Vergleichmäßigung der Tageswerte bis 2050 durch Effizienzsteigerungen (und klimawandelinduzierte steigende Außentemperaturen) wurde im Projekt für 6 Fernwärmenetze in Österreich bewertet. Dazu standen neben den drei Fallstudiengebieten noch die Daten für die Wärmenetze Wien, Linz und Wels zur Verfügung. In Abbildung 51 ist die durchschnittliche²⁷ Jahresdauerlinie (Mittelwert) der gesamten Wärmenachfrage inkl. Warmwasserbereitstellung und Netzverluste (blaue Kurve) und der Heizwärmenachfrage

²⁷ Mittelwert über die Verteilung der sechs Netze)

(ohne Netzverluste) für den Status quo (durchgezogen) und für das ambitionierte Sanierungsszenario WAMplus in 2050 dargestellt. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, verläuft die Heizwärmebedarfskurve im Sanierungsszenario deutlich steiler als derzeitigen Fall. Wird die gesamte Wärmenachfrage berücksichtigt, so kommt es im Sanierungsszenario zu einer, über das Jahr gesehen, gleichmäßigeren Wärmenachfrage. Dennoch geht durch die Verschiebung der Heizgrenze, ein signifikanter Anteil des Effektes verloren (schwarz punktierte Linie).

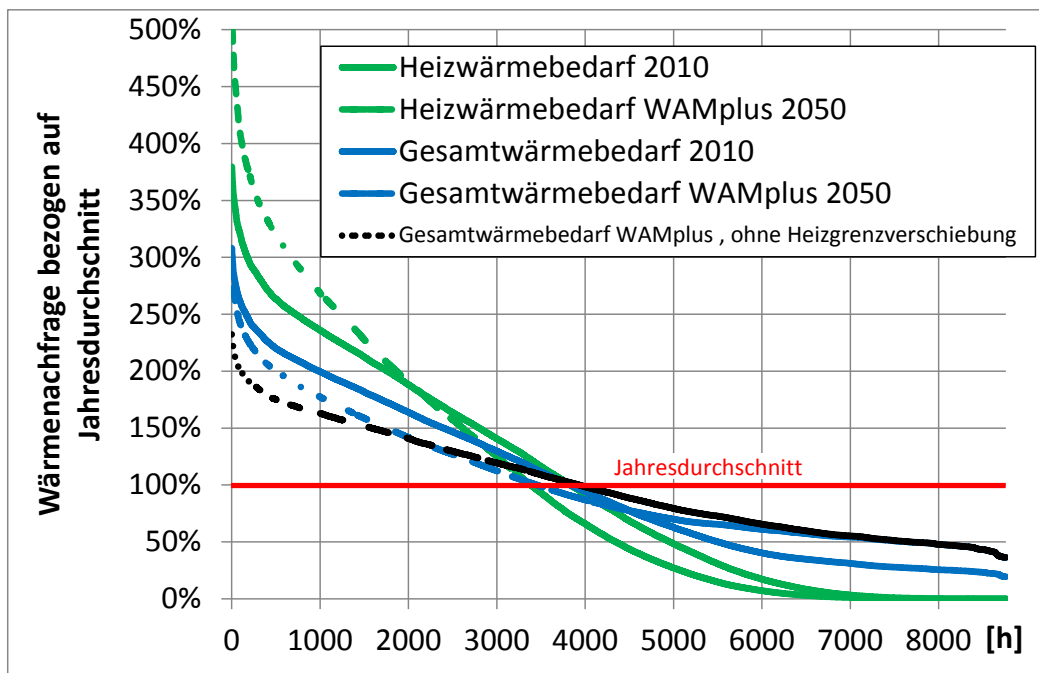


Abbildung 51: Gegenüberstellung einer durchschnittlichen Jahresdauerlinien (Mittelwerte der normierten Jahresdauerlinien von sechs österreichischen Netzen) der Raumwärme- (grün) und Gesamtwärmenachfrage (blau) im Status quo sowie im dem Gebäudebestand 2050 im WAMplus Szenario. Die schwarz punktierte Kurve zeigt den vereinfacht berechneten Verlauf der Jahresdauerlinie, bei welchem die Verschiebung der Heiztemperaturgrenze nicht berücksichtigt wurde.

Dieser Effekt wird nochmals deutlicher sichtbar, wenn der normierte Energiebedarf bzw. die normierte Energienachfrage in 2050 gegenüber der von 2010 aufgetragen wird (Abbildung 52). Würde es zu keiner Verschiebung der Jahresdauerlinie kommen, lägen die Kurven auf der schwarzen Diagonale. Tatsächlich wird im Sommer mehr nachgefragt, in den kalten Perioden etwas weniger (Gesamtwärmenachfrage).

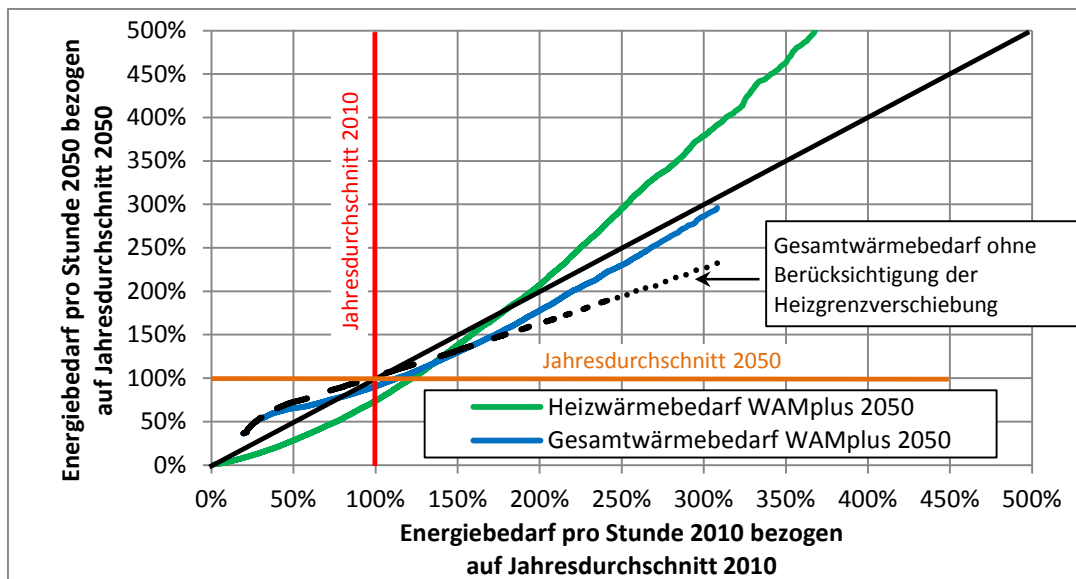


Abbildung 52: Vergleichmäßigung der Wärmenachfrage durch thermische Gebäudesanierungen im WAMplus Szenario (2050) gegenüber 2010 und Effekt der Verschiebung der Heizgradgrenze. Ergebnisse für die durchschnittliche Entwicklung für sechs österreichische Fernwärmenetze.

In der nachfolgenden Abbildung 53 wird der Effekt für diese Wärmenetze getrennt sowie für die beiden Szenarien WEM und WAMplus ausgewertet. Als Bewertungskriterium wird das Verhältnis eines Spitzenlasttages (98% Perzentil, entspricht dem Tag mit der 8-höchsten Wärmenachfrage) gegenüber dem Jahresdurchschnitt für unterschiedliche Netze und Szenarien herangezogen. Die roten Punkte stellen die derzeitige Ausgangssituation (mit Bottom-up Ansatz simuliert) dar. Für fünf der sechs Netze liegt diese Kennzahl derzeit zwischen 2,25 und 2,5 (rote Marker). Durch die Effizienzmaßnahmen im WEM Szenario sinkt das Verhältnis um ca. 12-15%-Punkte ab. Durch die höheren Energieeinsparungen im WAMplus Szenario ist dieser Effekt stärker ausgeprägt und liegt im Bereich von 25-50%-Punkte (grüne Marker). Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass dieser Effekt, wenn die Verschiebung der Heizgrenze nicht berücksichtigt wird, um etwa die Hälfte überschätzt wird.

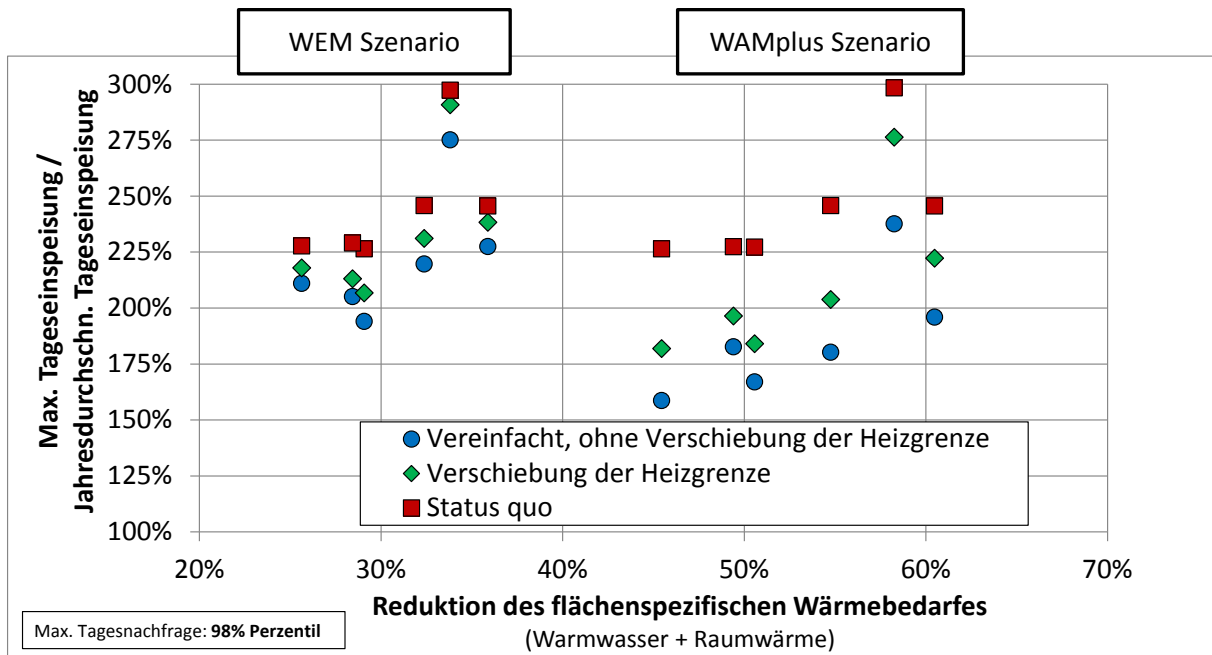


Abbildung 53: Auswirkung von steigenden Gebäudeeffizienzen auf das Verhältnis der Wärmenachfrage an einem Spitzenlasttag (98%-Perzentil, entspricht dem 8-wärmenachfragestärkstem Tag im Jahr) gegenüber der jahresdurchschnittlichen Wärmenachfrage.

2.10 Simulation des Fernwärme-Netzausbaus

Im folgenden Abschnitt wird die Rolle der Fernwärme bis 2050 in Hinblick auf die ökonomischen Entscheidungsstrukturen der Netzbetreiber detailliert betrachtet.

Die Analyse basiert auf den Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Österreich (siehe Kapitel 2.9), die im Wesentlichen die Entscheidungsstrukturen der Gebäudeeigentümer aufzeigen, jedoch im Modellansatz die unterschiedlichen Verteilkosten für Fernwärme in einzelnen Regionen nicht berücksichtigt werden können. Dies geschieht durch eine weitere Analyse, in der die räumlichen Unterschiede von Regionen in Österreich, die bereits über eine Fernwärmeinfrastruktur verfügen, einfließen. Dabei werden mögliche Fernwärmepotential in den Szenarien bis 2050 identifiziert, die die räumlichen Gegebenheiten der Regionen explizit berücksichtigen. Dies beinhaltet die räumlich hoch aufgelösten Wärmedichten (100 x 100 m Rasterzellen), den gesamten Wärmebedarf der Region ebenso wie den aktuellen Anteil von Fernwärme am gesamten Fernwärmebedarf.

Erhebung von Netz-Infrastrukturkosten

Die Recherche der Netzinfrasturkosten zeigte, wie auch schon in vorangegangenen Projekten, dass die Bandbreite der anzusetzenden Kosten je nach Quelle, Größe des Fernwärmenetzes oder aber regionaler Gegebenheit stark variieren kann. Abbildung 54 zeigt die Bandbreite der Netzausbaukosten (Investitionskosten für Rohrleitung und Grabungsarbeiten pro Trassenmeter) für unterschiedliche Nennweiten der benötigten Rohrleitung. Die einzelnen Datenpunkte ergaben sich aus Expertengesprächen bzw. Literaturquellen, wobei auch hier immer Bandbreiten angegeben sind. Die unterschiedlichen Werte und großen Bandbreiten ergeben sich vorrangig aus den verschiedenen Rahmenbedingungen. So sind die hohen Werte eher innerstädtischen Regionen zuzuordnen, bei denen u.a. höhere Oberflächenwiederherstellungskosten anfallen als in ländlichen bzw. kleinstädtischen Gebieten.

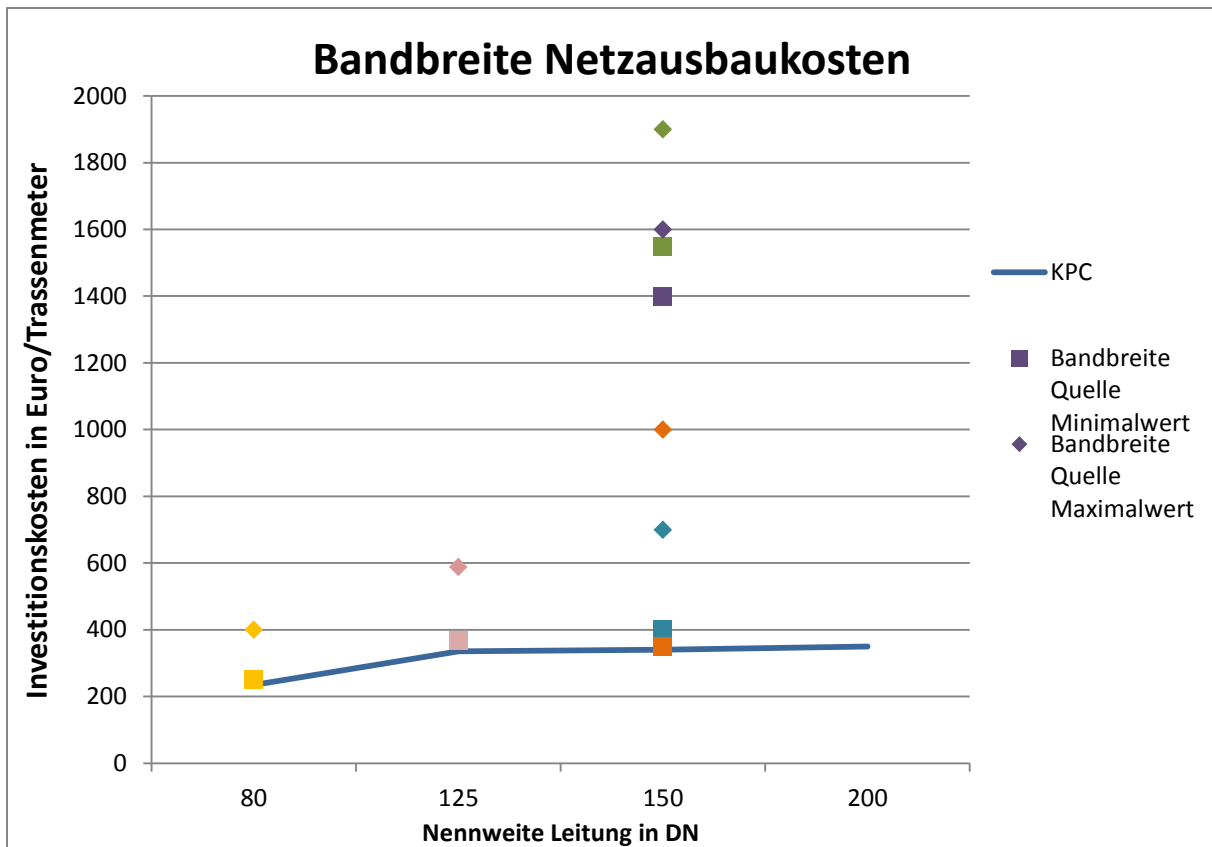


Abbildung 54: Bandbreite der Netzausbaukosten. Wobei die für jede Datenquelle eine andere Farbe genommen wurde. Die obere Grenze ist für jede Quelle/Farbe mit einer Raute angegeben und die untere Grenze mit einem Quadrat.

Aufgrund dieser Spanne der Kosten wurde folgende Vorgehensweise für die ökonomischen Analysen (speziell Task 1.5 und Arbeitspaket 3) im Projekt definiert: Für die Berechnungen der Fallstudien können die Daten der Energie AG verwendet werden, die repräsentativ für die ausgewählten Fallstudien sind. Der Abgleich mit den in Abbildung 54 angeführten Kosten zeigte, dass sich diese Kosten relativ gut in die Bandbreiten einfügen lassen. Um die Aussagen auch verallgemeinern zu können, und aufgrund des wesentlichen Einflusses der angenommenen Investitionskosten auf den Netzausbau, werden des Weiteren noch Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Perspektiven des Gebäudebestands und des Wärmebedarfs unter Berücksichtigung der Potentiale von Fernwärme

Der Fokus der Entwicklung der Szenarien zum Wärmebedarf im Gebäudebestand liegt auf der Analyse der künftigen Bedeutung von Fernwärme. Hierzu wurden der Ausbau und die Verdichtung von Fernwärmenetzen im Hinblick auf die ökonomischen Entscheidungsstrukturen der Netzbetreiber modelliert, wobei die Trägheit des

Gebäudebestands hinsichtlich der Investitionen in den Tausch der Heizsysteme explizit berücksichtigt wird.

Annahmen für die ökonomische Analyse:

Folgende Inputdaten und Annahmen fließen in die ökonomische Analyse des Fernwärmeausbaus ein:

- Die Investitionskosten werden als Funktion aus der Wärmenachfrage je zu versorgender Landfläche, Trassenlänge je Landfläche und Investitionskosten je Trassenmeter²⁸ dargestellt. Die Trassenlänge je Landfläche ergibt sich aus der Bebauungsdichte, dem spezifischen Energiebedarf und der Wärmedichte der entsprechenden Region.
- Die Betriebskosten ergeben sich aus den verbrauchsabhängigen Kosten für den Pumpstrom, der aufgewandt werden muss ($15 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ²⁹) und den fixen Betriebskosten abhängig von der Netzlänge (18 €/m Trassenlänge³⁰).
- Für die ökonomische Bewertung wird ein Amortisationszeitraum von 20 Jahren mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 6% herangezogen.
- Die berücksichtigten Netzverluste werden für die Hauptregionen konstant mit 12%³¹ angenommen, für die Fallstudien mit 15%³².
- Die Wärmegestehungskosten (Vollkosten inklusive Investitionen) werden in Höhe von 33 €/MWh angenommen. Details dazu in 2.11.
- Um die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmeausbaus quantifizieren zu können, werden die Kosten für den Ausbau und den Betrieb des Fernwärmenetzes, sowie die Kosten für die Aufbringung der Fernwärme Referenzvergleichskosten in Höhe von 75 €/MWh gegenübergestellt. Diese Preise können entweder als die Haushaltspreise von Fernwärme bei den Kunden und dadurch als erwartete Einnahmen interpretiert werden oder aber auch als Vollkosten für eine Referenztechnologie.
- Der jährliche Zubau von Fernwärme ist durch die Kesseltauschrate, der im Gebäudebestand erwartet wird, beschränkt. Diese endogen ermittelte Größe als Ergebnis der Szenarien des Raumwärme- und Brauchwasserbedarfs liegt im Durchschnitt über den gesamten Betrachtungshorizont für beide Szenarien knapp

²⁸ Detaillierte Information zur Methode in:

http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_382_SolarGrids_publizierter_barer_endbericht_v12.pdf

²⁹ Annahme aus: Hensel, Piet. "Optimierung Des Ausbaus von Nah- Und Fernwärmenetzen Unter Berücksichtigung Eines Bestehenden Gasnetzes." Universität Paderborn, 2013, Seite 61 (<http://digital.ub.uni-paderborn.de/hs/content/titleinfo/879007>)

³⁰ Annahme aus: Hensel, Piet. "Optimierung Des Ausbaus von Nah- Und Fernwärmenetzen Unter Berücksichtigung Eines Bestehenden Gasnetzes." Universität Paderborn, 2013, Seite 201 (<http://digital.ub.uni-paderborn.de/hs/content/titleinfo/879007>)

³¹ Annahme als Ergebnis von Expertengespräche

³² Zugrunde liegender Mittelwert in Absprache mit den Netzbetreibern der Fallstudien

unter 3% und ergibt sich aus den Annahmen zum Gebäudebestand, dem Alter der Technologien und den Annahmen der Szenarien.

Entwicklung von Fernwärme im Gebäudebestand:

Tabelle 22 zeigt mögliche Entwicklungen des Fernwärmebedarfs in Österreich für die betrachteten Szenarien WEM und WAMplus. Basierend auf den Annahmen zeigt sich in beiden Szenarien, dass Fernwärme eine noch bedeutendere Rolle bei der zukünftigen, Aufbringung des Raumwärme und Brauchwasserbedarfs spielen kann, sowohl relativ als Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf als auch absolut im Sinne von höherem Absatz als im Ausgangsjahr.

- Der gesamte Fernwärmebedarf in Österreich könnte sich von knapp 18,7 TWh im Jahr 2015 auf 24,7 TWh im WEM- bzw. 21,7 TWh im WAMplus-Szenario in 2030 erhöhen und würde sich bis 2050 auf 19,6 bzw. 13,4 TWh reduzieren.
- Der relative Anteil von Fernwärme an der Aufbringung des gesamten Wärmebedarfs in Österreich zeigt eine Steigerung von 19% in 2015 auf 30% im WEM Szenario bzw. 32% im WAMplus Szenario.

Dies veranschaulicht das Potential von Fernwärme deutlich: Bis 2030 ist aus ökonomische Sicht noch ein absoluter Zuwachs möglich. Das bedeutet, dass der Ausbau bzw. die Verdichtung von bestehenden Fernwärmenetzen die Reduktion des Wärmebedarfs im Allgemeinen aufgrund Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand für thermische Sanierungen übersteigen kann. Nach 2030 ist in beiden Szenarien damit zu rechnen, dass das Verdichtungspotential die Effizienzmaßnahmen nicht mehr auffangen wird, jedoch weiters mit einer Verdichtung gerechnet werden kann. Dabei ist der Rückgang der Fernwärme geringer als die Einsparungen der Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand. Da die Kesseltauschrate in beiden Szenarien knapp unter 3% liegt und die Annahmen des ambitionierten Szenarios nicht zu einem schnelleren Kesseltausch führt, ist das relative Fernwärme Potential im WAMplus Szenario höher.

Tabelle 22: Mögliche Entwicklung des Fernwärmebedarfs in Österreich bis 2050 für die betrachteten Szenarien unter Berücksichtigung der ökonomischen Entscheidungsstrukturen der Netzbetreiber

Regionen und Fernwärmebedarf [GWh]	2015	WEM-Szenario			WAMplus-Szenario		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Wien	6064	7351	9898	8128	7266	8931	5560
Linz	1209	1357	1225	935	1277	1022	582
Graz	1108	1303	1477	1164	1264	1222	728
Salzburg	746	864	944	718	838	783	446
Wels	164	194	224	179	187	184	110
St. Pölten	313	320	275	212	290	226	129
Innsbruck	182	242	360	336	235	306	198
Knittelfeld	109	102	85	57	100	73	37
Leoben	49	59	73	54	57	54	30
Trofaiach	33	37	32	25	33	26	16
Judenburg	35	40	44	33	39	36	20
Kapfenberg	24	31	43	33	30	33	19
Klagenfurt	422	489	517	389	474	423	239
Villach	188	222	253	193	215	208	120
Steyr	94	115	150	114	111	122	70
Kufstein	66	81	106	86	78	90	56
Baden	85	103	129	102	100	108	65
Wiener Neustadt	54	73	111	104	71	96	62
Tulln	22	28	40	36	27	34	22
Stockerau	5	8	13	14	7	11	8
Vöcklabruck	97	92	79	62	88	65	38
Eisenstadt	2	3	6	7	3	5	4
Kirchdorf an der Krems	46	44	39	30	43	34	20
Braunau am Inn	53	64	78	63	61	58	35
Weichstetten	1	1	1	1	1	1	1
Fernwärme restliche Regionen	7546	7977	8551	6603	7678	7553	4828
Gesamt Fernwärmebedarf Österreich [GWh]	18,718	21,200	24,753	19,677	20,576	21,707	13,440
Gesamt Wärmebedarf Österreich [GWh]	99,605	95,643	83,359	65,856	92,935	71,434	42,363
Anteil Fernwärme an Gesamtwärmebedarf [%]	19%	22%	30%	30%	22%	30%	32%
Anteil Warmwasser am Gesamtwärmebedarf [%]	14%	14%	16%	21%	15%	19%	32%

Die Analyse der einzelnen Regionen in Österreich zeigt für beide Szenarien in den großen Landeshauptstädten wie Wien, Graz und Salzburg die höchsten Zuwächse bis 2030. Die Potentiale für den Fernwärmeausbau liegen zwischen 369 GWh und 3834 GWh. Im WEM-Szenario erkennt man in Wien und Graz, sowie in kleineren Städten, Ausbau- und Verdichtungspotential bis 2050. Bei den kleineren Städten ist jedoch ersichtlich, dass im Jahr 2050 der Fernwärmebedarf geringer ist, jedoch der Fernwärme allgemein eine bedeutendere Rolle zukommt, da deren Anteil am gesamten Wärmebedarf signifikant steigt. Abbildung 55 zeigt den Anteil von Fernwärme am Gesamtwärmebedarf für das Jahr 2015 und mögliche Potentiale von Fernwärme bis 2050 für die zwei analysierten Szenarien.

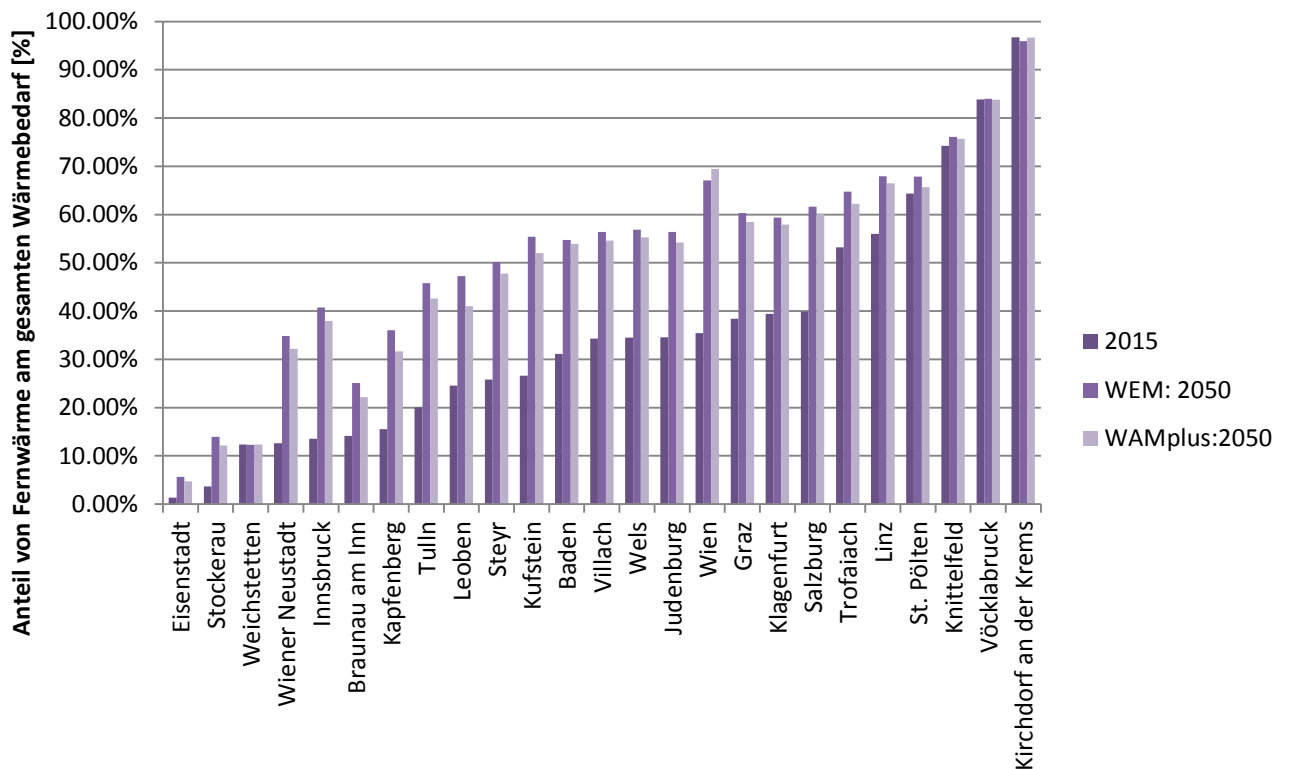


Abbildung 55: Anschlussgrad Fernwärme für die betrachteten Regionen im Jahr 2015 und die mögliche Entwicklung bis zum Jahr 2050 für das WEM und WAMplus Szenario

Die Abbildung zeigt auf, dass speziell in den Regionen, die bereits über Infrastruktur verfügen, jedoch Fernwärme im Jahr 2015 noch einen geringeren Anteil des gesamten Wärmebedarfs für Raumwärme und Brauchwasser deckt, Ausbaupotential aus ökonomischer Sicht der Netzbetreiber vorhanden wäre. Dies lässt unter den getroffenen Annahmen darauf schließen, dass ein Zusammenhang zwischen den Fernwärmeanteilen im Basisjahr 2015 und dem Potential bis 2030 bzw. 2050 besteht. Die detaillierten Zahlen hierzu sind in Abbildung 56 und 57 dargestellt.

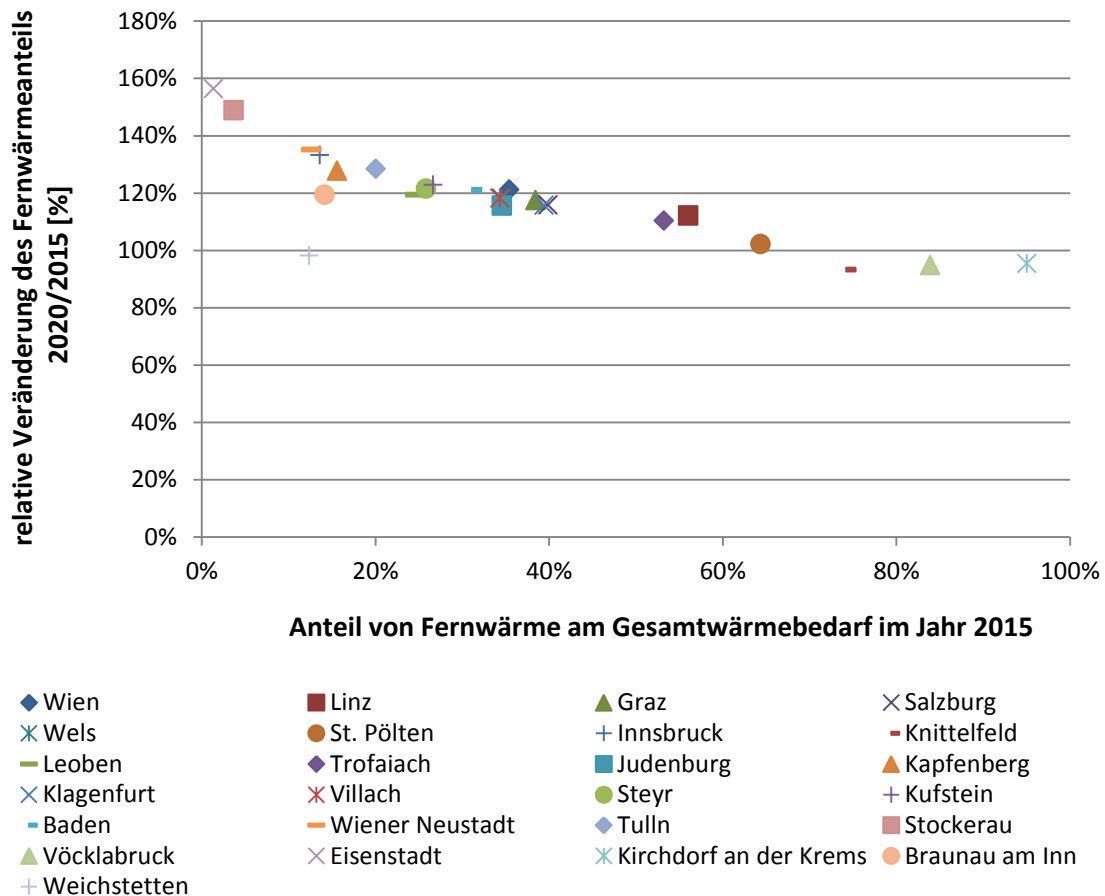


Abbildung 56: Zusammenhang zwischen dem Anschlussgrad von Fernwärme in 2015 und der relativen Veränderung 2020 zu 2015

In 57 zeigt sich, dass bis 2050 jene Regionen mit knapp über 30% Fernwärmeanteil im Jahr 2015 noch Ausbaupotential bis 2050 aufweisen würden.

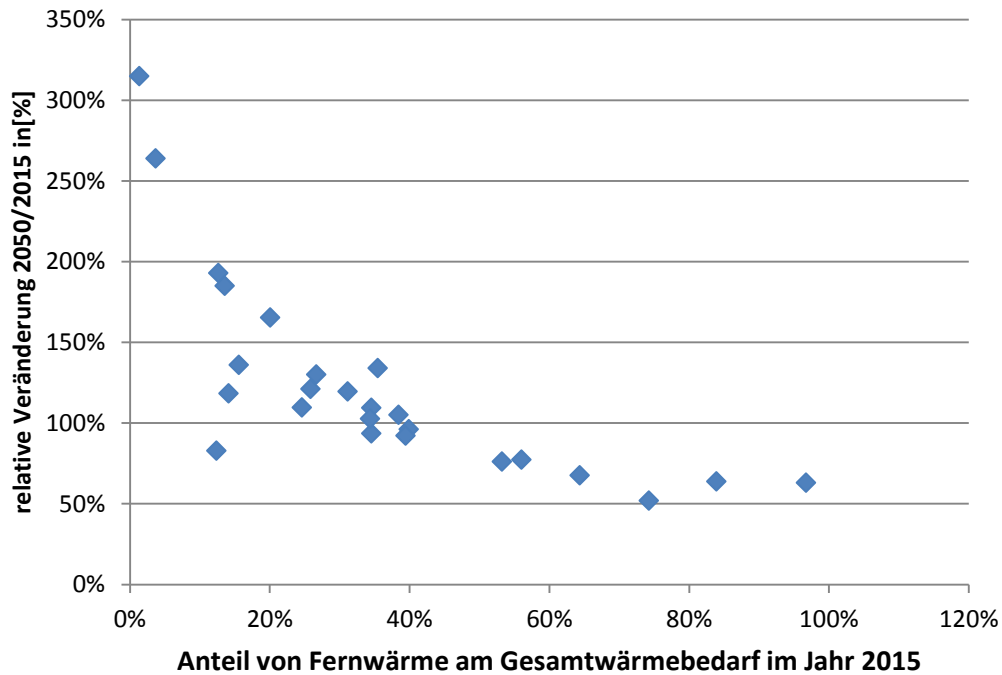


Abbildung 57: Zusammenhang Anschlussgrad 2015 mit der Entwicklung von Fernwärme bis 2050

Bedeutung der Ergebnisse für das Fernwärmepotential in Österreich

Unter den getroffenen Annahmen zeigt sich in bereits erschlossenen Regionen in Österreich ein weiteres Fernwärmepotential auf. Dieses ersichtliche Potential kann jedoch primär durch Verdichtung bestehender Gebiete erreicht werden, ein weiterer Ausbau beziehungsweise die Erschließung neuer Gebiete ist unter den Annahmen, die für diese Analyse getroffen wurden, für den bestehenden Gebäudebestand in den meisten Regionen nicht ökonomisch sinnvoll. Hier ist anzumerken, dass die räumliche Verortung von Neubaugebieten nicht in die Analyse einhergeht, und der Neubau auf die einzelnen Regionen gleichverteilt wird. Das erfordert im Falle von neuen Stadt- bzw. Gemeindegebieten eine gesonderte Analyse. Spezieller Fokus bei der Verdichtung sollte auf Regionen liegen, in denen der Fernwärmeanteil noch gering ist, und noch weitere Gebäude angeschlossen werden können.

Die Beschränkung der jährlichen Kesseltauschrate dient dazu sicherzustellen, dass die Trägheit im Gebäudebestand durch die lange Lebensdauer von Technologien berücksichtigt wird. Es zeigt jedoch auf, dass es in gewissen Regionen, in denen Fernwärme bereits verfügbar ist, sinnvoll sein kann, gezielte Maßnahmen, wie beispielsweise das Ernennen von Energiezonen zu implementieren, die eine Verdichtung von Fernwärme zulässt. Für die Berechnung der ökonomischen Rentabilität von Fernwärme aus Sicht der Netzbetreiber wurden Referenzvergleichskosten in Höhe von 75 €/MWh angenommen. Diese Annahme stellt sicher, dass auch die Leistbarkeit der Wärmeversorgung für die Gebäudeeigentümer bzw. Mieter gegeben ist und damit ein nachhaltiger Ausbau von Fernwärme vorangetrieben werden kann.

Kosten für den Ausbau

Aufgrund der Annahmen zur Bestimmung der Investitionskosten für den Fernwärmeausbau, die sich als Funktion aus Wärmenachfrage je versorgender Landfläche, Trassenlänge je Landfläche und Investitionskosten je Trassenmeter darstellen lässt³³, variieren die Verteilungskosten in den einzelnen Regionen zwischen 11 €/MWh in Wien und 40 €/MWh in Leoben. Die Verteilungskosten berücksichtigen neben den Kosten für den Ausbau auch die Betriebs- und Wartungskosten, die sich aus dem Pumpstrom und den Wartungs- und Instandhaltungskosten ergeben. Die hohe Bandbreite der Verteilungskosten ergibt sich im Wesentlichen aus den Wärmedichten, die für die angeschlossenen Gebiete innerhalb der Regionen zwischen 3 GWh/km² in Weichstetten und 133 GWh/km² in Wien variieren. Diese Wärmedichten ergeben sich aus dem Mittelwert der Regionen, die im Jahr 2015 durch Fernwärme versorgt werden. Die Wärmedichten für alle betrachteten Regionen sind in Abbildung 58 dargestellt, wobei der untere Wert die mittleren Wärmedichten im Jahr 2015 darstellt und der obere Wert die mittleren Wärmedichten des Ausgangsjahrs 2015.

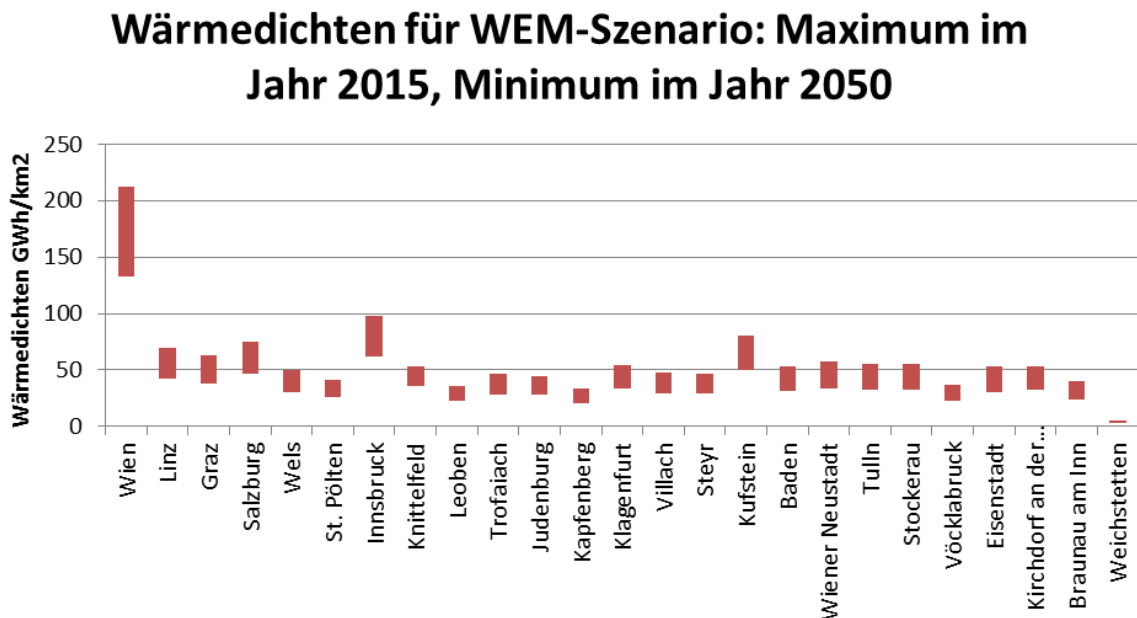


Abbildung 58: Mittlere Wärmedichten der Fernwärmeregion im WEM Szenario für das Jahr 2015 (Maximum) und das Jahr 2050 (Minimum)

Die Annahmen resultieren auch in unterschieden bezüglich der Investitionskosten pro Trassenmeter Fernwärmenetz. Hierzu wurden die Investitionskosten von 2015 bis 2050 (real in €₂₀₁₅) auf die Netzlänge in der entsprechenden Region ausgelegt. Die Ergebnisse zeigen auch hier regionale Unterschiede und widerspiegeln die höheren Kosten im städtischen Gebiet aufgrund der höheren Oberflächenwiederherstellungskosten. Die Kosten, die sich aus

³³ Detaillierte Information zur Methode in: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_382_SolarGrids_publicizerbarer_endbericht_v12.pdf

den Annahmen zu Wärmedichte- und Bebauungsdichte ergeben gehen auch mit jenen Netzinfrastrukturkosten einher, die in Österreich erhoben wurden (siehe hierzu auch Abschnitt 0). Die entsprechenden Werte als Resultat des Optimierungsmodells sind in Abbildung 59 dargestellt.

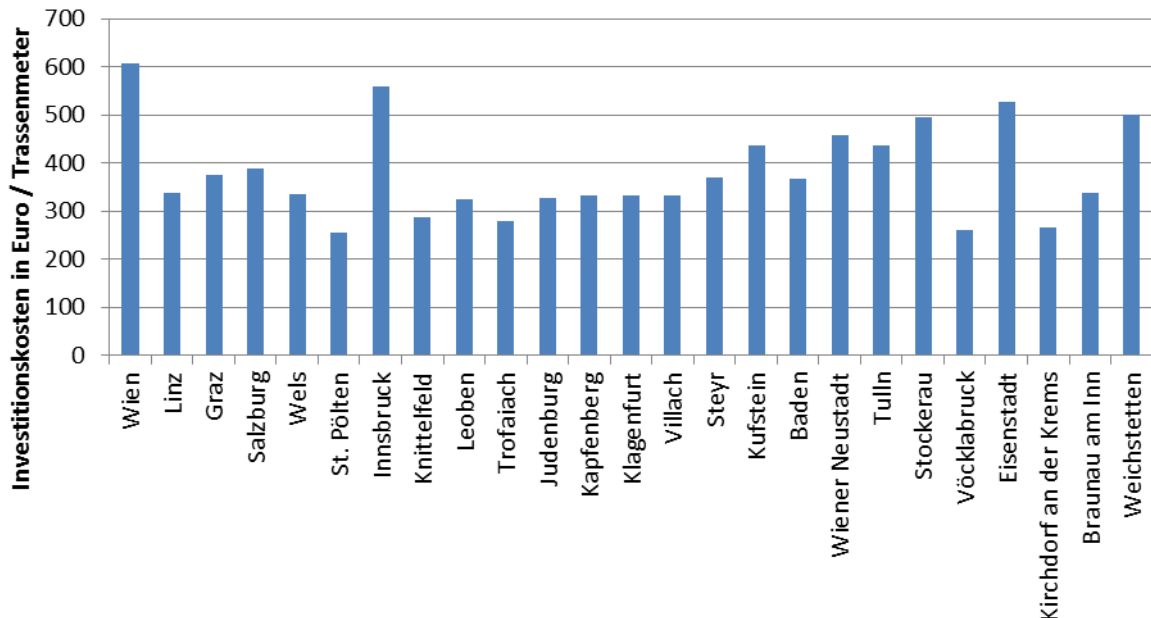


Abbildung 59: Resultierende Investitionskosten pro Trassenmeter Fernwärme für die einzelnen Regionen

Analyse der Fallstudien

Im folgenden Abschnitt werden für die drei Fallregionen der aktuelle Fernwärmebedarf, dessen regionale Verortung sowie die Entwicklung detaillierter aufgezeigt.

Die Annahmen aus obigem Abschnitt „Perspektiven des Gebäudebestands und des Wärmebedarfs unter Berücksichtigung der Potentiale von Fernwärme“ werden hier wie folgt adaptiert:

- Die Gemeinde Braunau am Inn betreibt zusammen mit der Gemeinde Simbach in Deutschland ein grenzüberschreitendes Fernwärmenetz. Da die Analysen des Fernwärme-Netzausbaus auf räumlich hochaufgelösten Wärmedichtenkarten und der Veränderung der Wärmedichten im Zeitverlauf basieren, die im Rahmen dieses Projekts nur für Österreich durchgeführt werden konnten, kann nur der österreichische Anteil herangezogen werden. Hierbei ist angenommen, dass der initiale Bedarf für Braunau am Inn nur 50% des gesamten Fernwärmebedarfs beträgt. Die modellierte Entwicklung für Braunau wird dann auf Simbach übertragen.
- Für die Initialisierung des Fernwärmeabsatzes im Jahr 2015 der Siedlung Weichstetten musste basierend auf der Wärmedichtekarte der Gemeinde St. Marien eine visuelle Einschränkung des Gebiets durchgeführt werden. Für die restlichen Regionen, mit Ausnahme von Wien, wurde die Postleitzahl als eindeutiger

Link herangezogen, was in diesem Fall nicht möglich war. Abbildung 60 zeigt das Gemeindegebiet der Gemeinde St. Marien, und der Teil, der für die Analyse des zukünftigen Fernwärmepotentials ausgewählt wurde.

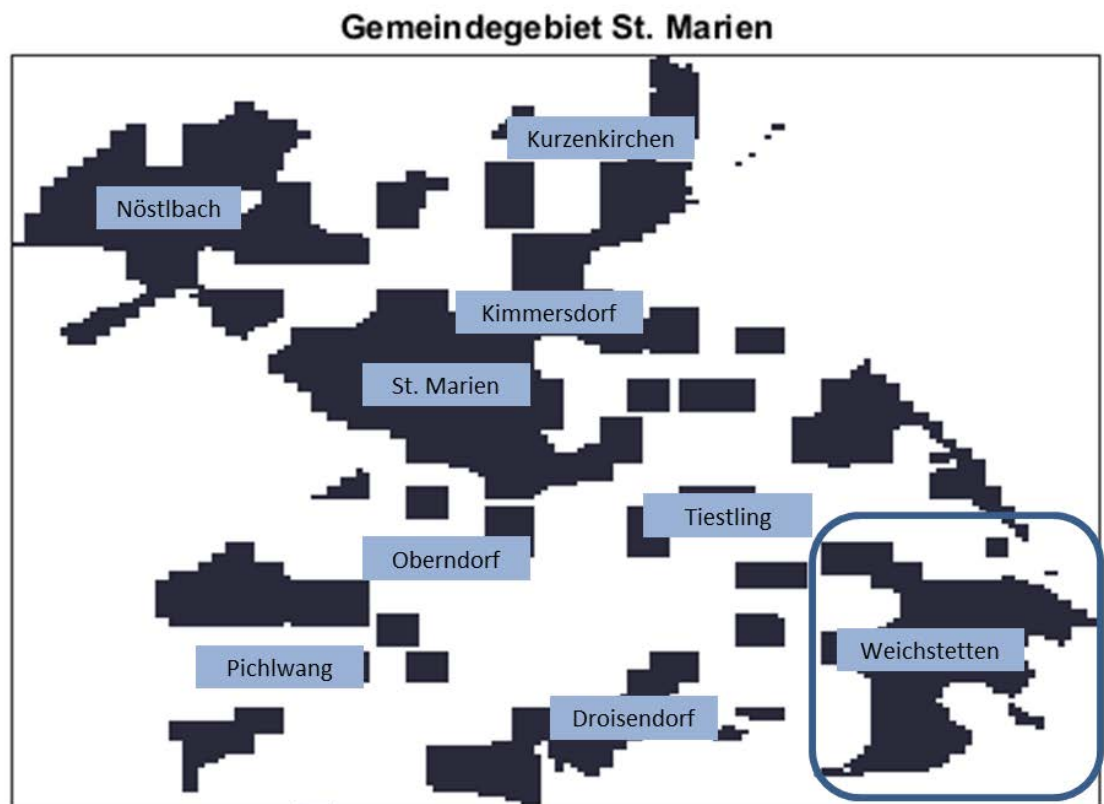


Abbildung 60: Bewohntes Gemeindegebiet der Gemeinde St. Marien

- Für die Netzverluste aller drei Fallstudien wurden 15% angenommen.
- Der initiale Fernwärmeanteil in den drei Fallstudien variiert zwischen knapp 14% in Weichstetten im Jahr 2015 und 95% in Kirchdorf an der Krems. Absolut werden folgende Daten für den Verkauf von Fernwärme in den Regionen herangezogen:
 - Braunau am Inn: 54,9 GWh (mit Simbach), 27,4 (ohne Simbach)
 - Kirchdorf an der Krems: 44,6 GWh
 - Weichstetten: 0,9 GWh

Wie bereits in Abbildung 55 - Abbildung 57 dargestellt ist in Kirchdorf an der Krems aufgrund des initialen Fernwärmeanschlussgrad in Höhe von 95% aus ökonomischer Sicht kein weiterer Ausbau sinnvoll und auch kaum ein Ausbau möglich. Der aktuelle Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf bleibt konstant, im Zeitverlauf geht der Wärmebedarf stark zurück. Bei Braunau am Inn hingegen ist ersichtlich, dass für die Szenarien bis 2030 noch ein Ausbau von Fernwärme stattfindet und der Anschlussgrad anschließend konstant gehalten wird. Weichstetten stellt einen Sonderfall dar: Obwohl ein

geringer Anschlussgrad vorhanden ist, und dies auf höheren jährlichen Zuwachs schließen lassen würde (siehe Abbildung 56, Seite 107), wird in Weichstetten nicht ausgebaut. Dies liegt an den sehr geringen Wärmedichten in Weichstetten.

Abbildung 61 bis Abbildung 63 zeigen die Wärmedichten der Fernwärmeanschlüsse im Jahr 2015 sowie die Entwicklung im WEM-Szenario für die drei Fallstudien. Die Abbildungen links zeigen jeweils die Wärmedichte des gesamten Wärmebedarfs für die jeweiligen Regionen, die Abbildungen rechts oben die Wärmedichten der Fernwärmeanschlüsse und die Abbildungen rechts unten stellen das Potential für den Fernwärmebedarf (Balken in GWh auf der linken Achse aufgetragen) und den Anschlussgrad (Linie in Prozent) dar. Dabei ist bei der Abbildung bezüglich der Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse die Dunkelblaue Farbe so gewählt, dass das Gemeindegebiet dargestellt wird, jedoch in diesem Gebiet keine Fernwärmeinfrastruktur vorhanden ist.

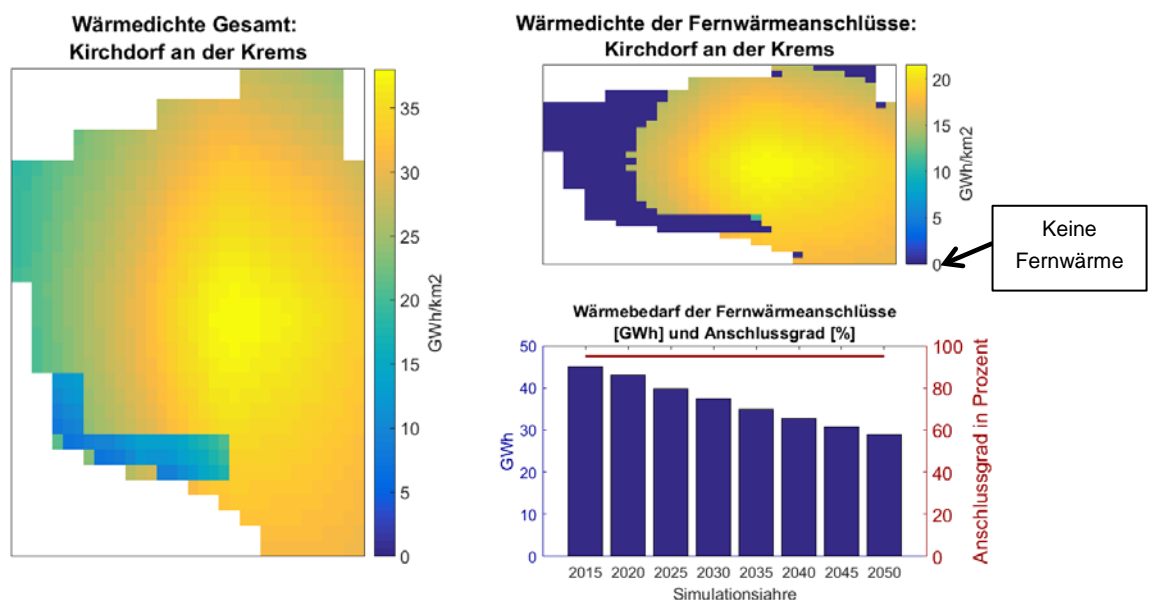


Abbildung 61: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Kirchdorf an der Krems im Jahr 2015 (links) und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)

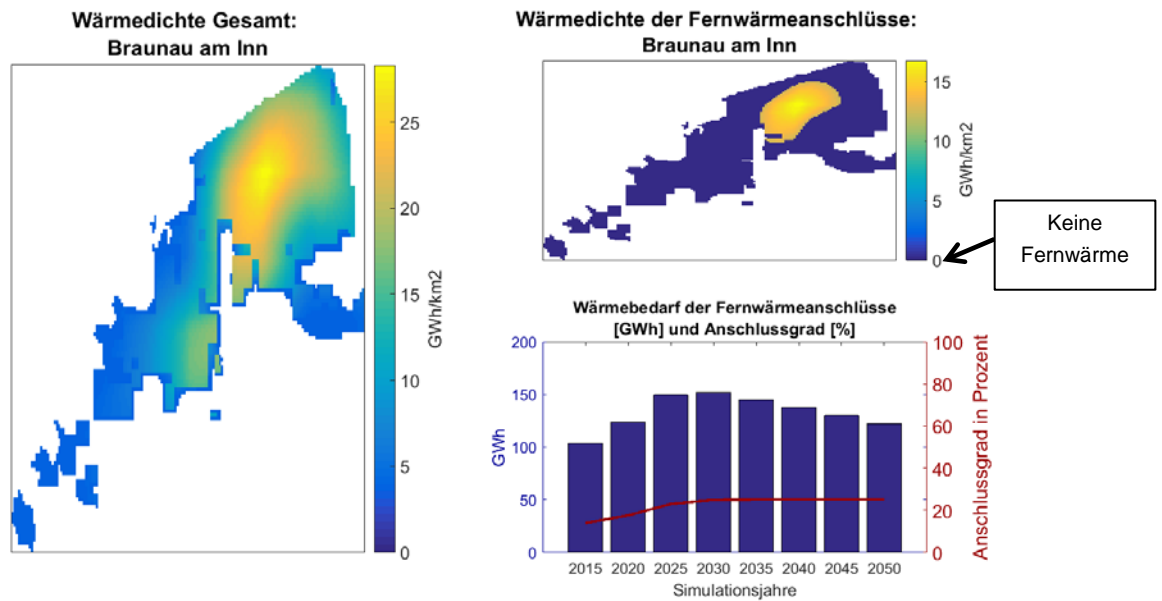


Abbildung 62: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Braunau (ohne Simbach) im Jahr 2015 und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario für das grenzübergreifende Fernwärmenetz Braunau am Inn und Simbach, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)

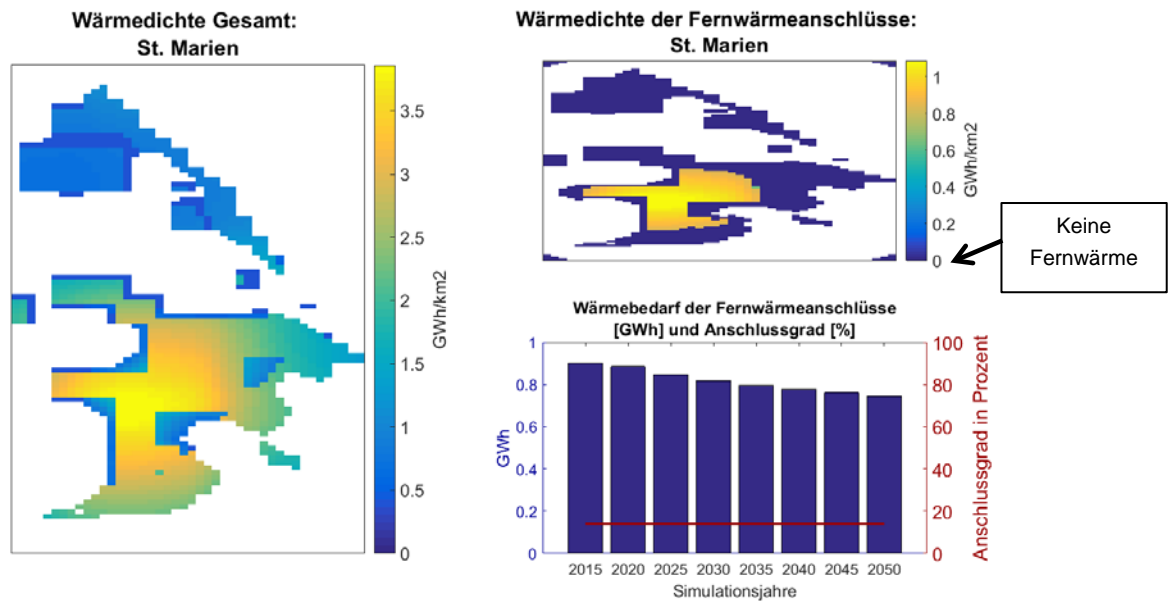


Abbildung 63: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Weichstetten als Siedlung der Gemeinde St. Marien im Jahr 2015 und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)

2.11 Energiesystemische Optimierung

In diesem Kapitel erfolgt die energiesystemische und ökonomische Optimierung des Einsatzes von Wärmepumpen mit dem Modell HiREPS (s. auch Kapitel 0). Die Optimierung erfolgt für ausgewählte Fallstudien und repräsentative Typen von Wärmenetzen unter Berücksichtigung der bis hierher dargestellten Input-Daten hinsichtlich des Fernwärmebedarfs, Lastprofilen, Arbeitszahlen etc.

Allgemeine Szenario Annahmen:

In Abbildung 64 und Tabelle 23 werden die Brennstoffpreisannahmen für 2030 und 2050 dargestellt, die in den Fernwärmesimulationen in diesem Kapitel verwendet wurden. In den simulierten Fernwärmeszenarien werden keine Förderungen angenommen (z.B. Biomasse oder KWK). Je nach Szenario und Fernwärmenetz, gibt es unterschiedliche Annahmen zu den Bestandsanlagen, die unten jeweils beschrieben wurden. Die Simulationsergebnisse basieren auf den Brennstoff- und CO₂-Preisen, den Steuern, den Annahmen zu Bestandsanlagen, Technologiekosten, Potentialen, Betriebs-, Wartungs- und Brennstoffkosten, technischen Limitierungen und Technologiecharakteristiken. Wenn die Bestandsanlagen in der Simulation die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten nicht erwirtschaften können, werden sie im Modell abgebaut. Die Modellierung der thermischen Anlagen erfolgte als LP-Modell. Das erlaubt Mindestlasten, minimale An- und Ausschalt Dauern, Effizienzreduktion bei Teillastbetrieb und Startkosten zu modellieren. Die LP Modellierung wurde gewählt weil sie rasch hinreichend genaue Ergebnisse für diese Studie liefert. Die jährlichen Fernwärmeeerzeugungskurven in diesem Kapitel sind im Detail aber nur als indikativ zu betrachten, da eine LP Modellierung nicht geeignet ist die Starts und Stops von Einzelanlagen im Detail richtig abzubilden.

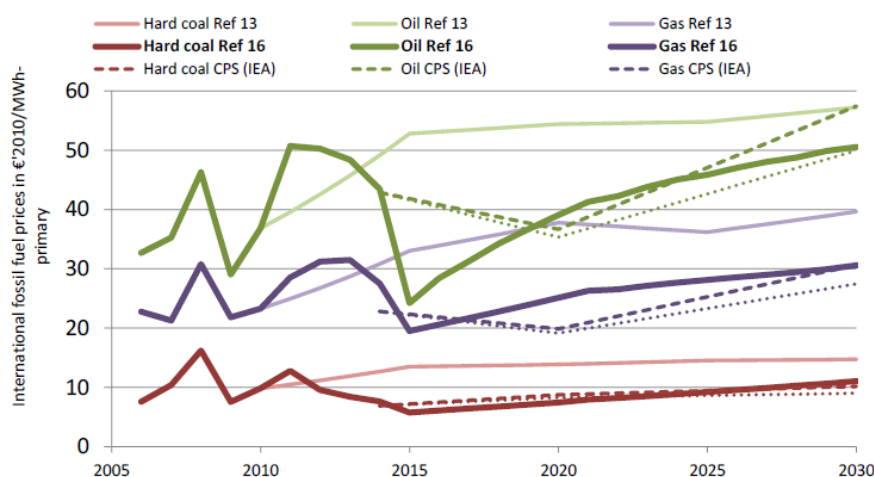


Abbildung 64: Die aktuelle (2016) Referenzpreisentwicklung der Europäischen Kommission („REF16“) dient als Basis für unsere Modellrechnungen

Tabelle 23: Biomasse und Müllpreise 2030 und 2050. 2050 sind die Preise im Vergleich zu 2030 verändert, weil sich im AT+DE 2050 Szenario Lauf endogen durch Knappheit, die Preise erhöht haben.

	2030	2050
Biomasse Preis:	21,9	47,4
Müllpreis:	-4,8	-1,8

Steuern, Gebühren und Abgaben

Die Netznutzungsentgelte, Netzverlustentgelt, Arbeitspreis und Leistungspreise für Strom³⁴ und Gas³⁵, Elektrizitätsabgabe³⁶, Ökostromförderbeitrag³⁷, die Umsatzsteuer und Erdgasabgabe³⁸ wurden von der E-Control Webseite oder aus Rechtstexten entnommen (siehe Fußnoten). Das Entgelt für Primärregelleistung wurde mit 0,17 €/MWh und das Entgelt für Systemdienstleistung mit 2,56 €/MWh angenommen.

Szenarien und Sensitivitäten

Als typisches Szenarioset für jedes Fernwärmenetz wurden die folgenden zwei Haupt-, bzw. vier Sensitivitätsszenarien definiert:

1. 2030 Szenario mit WEM Fernwärmenachfrage (s. Kapitel 2.9) und mit den aktuellen Steuern bei Strom und Gas
2. 2050 Szenario mit WAMplus (s. Kapitel 2.9) Fernwärmenachfrage und mit den aktuellen Steuern bei Strom und Gas

Sensitivitätsszenarios:

3. Wie Szenario 2, aber mit Vorlauf und Rücklauftemperaturen die 5°C niedriger sind
4. Wie Szenario 2, aber keine Steuern, Gebühren oder Netzabgaben auf Strom und Gas
5. Wie Szenario 2, aber keine Steuern, Gebühren oder Netzabgaben auf Strom
6. Grüne Wiese, keine Annahme von Bestandsanlagen bei den Wärmeerzeugern

Bei einigen Fernwärmenetzen (z.B. Braunau) wurde das Szenarioset abgewandelt bzw. erweitert, wenn es sinnvoll erschien. Diese ist im jeweiligen Kapitel unten beschrieben.

Strom- und CO₂-Preise für die 2030 Fernwärmesimulationen:

Bei den Fernwärmesimulationen für 2030 im Kapitel 2.11 wurden die stündlichen Strompreiszeitserien des Szenarios RES aus der Studie „Stromzukunft Österreich 2030“

³⁴ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Darstellung_SNE-VO_2017.xlsx

³⁵ <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/GSNE-VO+2013+konsolidierte+Fassung+15092017+clean.pdf>

³⁶ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/steuern-und-abgaben>

³⁷ <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2016/398>

³⁸ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/gaspreis/steuern-und-abgaben>

(Resch et al 2017) verwendet. In Abbildung 65 ist diese Strompreiszeitreihe dargestellt. Diese Strompreise wurden für die Fernwärmesimulationen für 2030 mit HiREPS in diesem Kapitel verwendet. Der mittlere Strompreis liegt bei 71 Euro/MWh. Der angenommene CO₂-Preis 29,87 Euro/MWh ist aus der Referenzpreisentwicklung der Europäischen Kommission („REF16“) entnommen. In diesem Szenario wird die Erreichung des in Tabelle 24 dargestellten Erneuerbaren Energie Mengengerüstes in Österreich unterstellt und im Regelfall auch ein ambitionierter Erneuerbarer Energien Ausbau im Rest Europas angenommen (im Einklang mit EU EE Ziel 2030).

Tabelle 24: Annahmen zur Erneuerbaren-Erzeugung im „Stromzukunft Österreich 2030“ RES Szenario.

RES Szenario 2030 Stromzukunft Studie	
	TWh
Biogas/Biomethan	1,7
Feste Biomasse	4,6
Biomüll	0,4
Wasserkraft	45,6
Photovoltaik	11,9
Windkraft	17,4
Stromverbrauch inkl P2H und eMobility	83,88

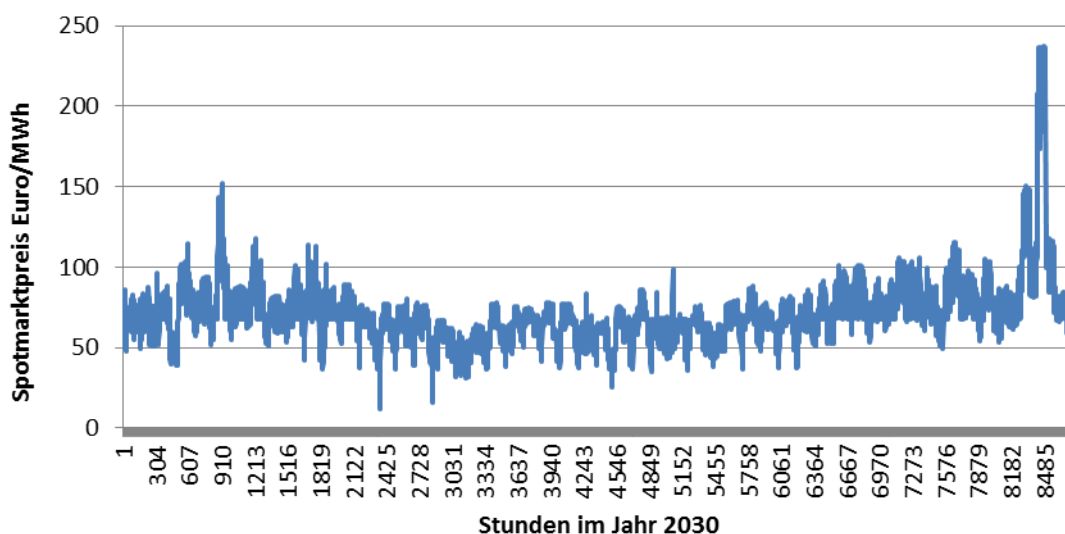


Abbildung 65: Die Strompreise im RES Szenario der „Stromzukunft Österreich 2030“ Studie: ein Simulationsergebnis des Edison-Modells. Der mittlere Strompreis liegt bei 71Euro/MWh. Der CO₂-Preis bei 29,87 Euro/MWh. Diese Strompreise wurden für die 2030 Fernwärmesimulationen mit HiREPS in diesem Kapitel verwendet.

Strom- und CO₂-Preise für die 2050 Fernwärmesimulationen

Für die 2050 Fernwärmesimulationen wurde ein Szenario für Österreich und Deutschland simuliert, bei dem die CO₂-Emissionen in den Sektoren Strom, Fernwärme, Raumwärme und Warmwasser und PKW-Verkehr im Vergleich von 613,5 MtCO₂ im Jahr 2010 um 76% auf

147 MtCO₂ im Jahr 2050 zurückgehen. Die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung reduzieren sich um -84% in diesem Szenario. In dieser AT+DE-Simulation wurden die Wasserkraft, der Pumpspeicherausbau, die thermischen Kraftwerke, das Ladeverhalten der Elektro-PKWs und die Optionen von P2H detailliert für Österreich und Deutschland modelliert. Die Limitierungen des Übertragungsnetzes wurden hingegen nur vereinfacht abgebildet und Österreich und Deutschland wurden ohne Berücksichtigung der restlichen EU simuliert.

In dieser Simulation gibt es **keine Technologie- oder Erneuerbaren-Förderung**, sondern es wird im Modell das Emissionslimit von 147 MtCO₂ definiert und es bildet sich dann endogen in der Simulation der dafür notwendige CO₂-Preis. Der CO₂-Preis, der notwendig ist, um dieses Limit 2050 zu halten, beträgt 191 Euro/tCO₂. Der optimale Erzeugungsmix ergibt sich also allein aus den Technologiekosten, den Potentialen, aus den Betriebs-, Wartungs- und Brennstoffkosten, technischen Limitierungen, Technologiecharakteristiken und dem sich bildenden CO₂-Preis. In Abbildung 66 sind die simulierten Strom-Spotmarktpreise dargestellt, die hier in Kapitel 2.11 für die Fernwärmesimulationen 2050 verwendet werden.

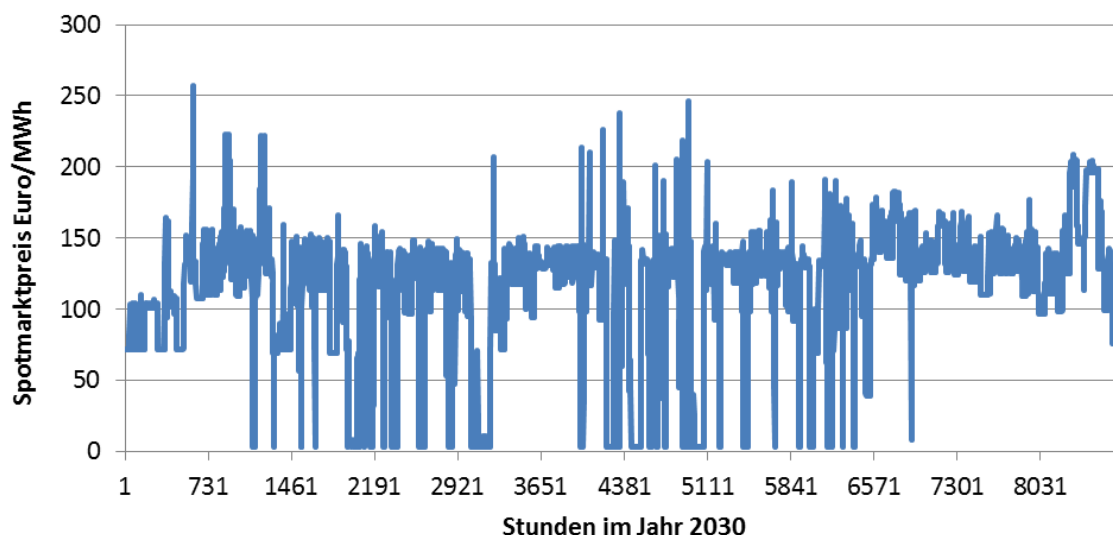


Abbildung 66: Simulierte Strompreise 2050 im -76% Emissionsreduktionsszenario AT+DE

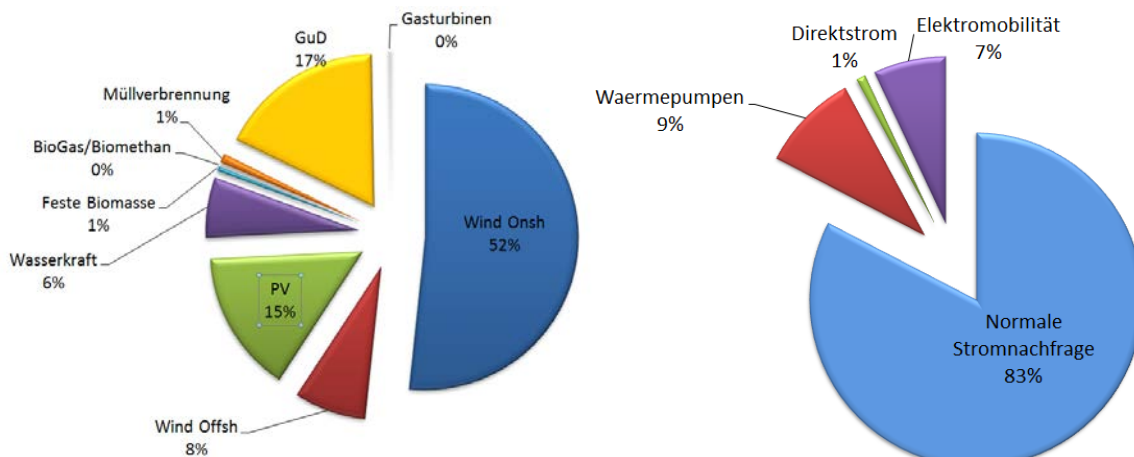


Abbildung 67: Simulierte Erzeugungsmix (links) und Stromnachfrageanteile (rechts) im -76% Emissionsreduktionsszenario AT+DE

Einbindung von Wärmepumpen in die Fernwärme

Als Wärmequellen/ Energiequellen für Großwärmepumpen in der Fernwärme in Österreich kommen Rauchgaskondensation, Niedertemperatur-Abwärme (hier 50°C), Geothermie, kommunales Abwasser, Flusswasser und eventuell Luft in Betracht.

Flusswasser soll bei einer geplanten Wärmepumpe in Wien Simmering verwendet werden. Im Winter wird ausgenutzt, dass aus der Donau Kühlwasser entnommen wird, um die Heizkessel und KWK-Anlagen zu kühlen. Dadurch wird das Kühlwasser um einige Grade aufgewärmt und kann auch im Winter, wenn Flusswasser eine Temperatur nahe 0°C hat, als Wärmequelle für die Wärmepumpe dienen. Es war für dieses Forschungsprojekt aber nicht möglich, quantitative Daten zu den verfügbaren Mengen an aufgewärmtem Kühlwasser für verschiedene KWK- und Heizkesseltypen zu erhalten. Daher wurde Flusswasser in dieser Studie nicht analysiert, obwohl es in der Praxis relevant sein kann.

Luftwärmepumpen wurden nicht thermodynamisch simuliert, da sie für große Fernwärmenetze vermutlich eine zu geringe Leistungsdichte haben. Der Vorteil von Luftwärmepumpen läge darin, dass standardisierte Anlagen möglich sind. Dadurch ist billige Massenproduktion möglich. Für kleine Netze könnte im Sommer ein Betrieb nur mit Wärmepumpe und Luft als Wärmequelle und im Winter ein serieller Betrieb mit Rücklaufanhebung durch die Wärmepumpe, mit Nach- und Zuheizen durch Heizkessel und mit Rauchgaskondensation als Energiequelle eine wirtschaftliche Option sein. Dies wurde hier aber nicht untersucht.

Bei Geothermie gibt es zwei untersuchte Anwendungsmöglichkeiten für Wärmepumpen: Einerseits um die Geothermie-Quelltemperatur nachzuheizen auf die erforderliche Vorlauftemperatur oder durch stärkeres Abkühlen der Geothermie-Rückspeisung unter die Fernwärme-Rücklauftemperatur und damit eine bessere Ausnutzung der Geothermiequelle. Nach den Erfahrungen der Danish Energy Agency "Task Force for Large-scale Heat

Pumps”³⁹ haben Wärmepumpen mit Rauchgaskondensation besonders günstige Investitions- und Betriebskosten bei Wärmepumpe und -quelle. Im Simulationsmodell HiRPES konnten die Wärmepumpen in den Simulationen entweder direkt in den Vorlauf einspeisen oder auch in den Fernwärmespeicher. Es wurde auch angenommen, dass Rauchgaskondensation auch bei GuD wirtschaftlich eingesetzt werden kann.

Serielle Einbindung der Wärmepumpen:

In verschiedenen Fernwärmesystemen ist es möglich, die Einspeisetemperatur der Wärmepumpe einen Teil des Jahres niedrig zu halten und damit einen hohen COP zu erzielen. Dies ist möglich, wenn KWK-Anlagen oder Heizkessel die Einspeisung der Wärmepumpen noch nachheizen können, ohne dass die KWK-Anlagen oder Heizkessel an Effizienz verlieren. So kann man bei vielen KWK-Anlagen mit Heizkondensatoren die Wärmepumpe vorschalten. Im Bericht „Large heat pumps in district heating supply“⁴⁰ (Kapitel 7.3) der Task Force for Large-scale Heat Pumps wird darauf hingewiesen, dass bei Biomassekesseln eine Rücklaufanhebung mit der Wärmepumpe keine Nachteile auf die Effizienz des Biomassekessels hat. Bei den so erreichbaren niedrigen Vorlauftemperaturen könnten auch Luftwärmepumpen ökonomisch werden.

Beispiele für eine serielle Einbindung einer Wärmepumpe sind:

- Wärmerückgewinnung aus der Rauchgasreinigung bei Müllverbrennungen als Anergiequelle, Rücklaufanhebung mit Wärmepumpe und nachheizen der Wärmepumpenerzeugung mit der Müllverbrennung:
 - Malmö Müllverbrennung, 9°C Rücklaufanhebung mit Wärmepumpe, Nachheizen mit Müllverbrennung, COP 5,43
 - Svendborg CHP Müllverbrennung, Rücklaufanhebung mit Wärmepumpe, COP 5.2
- Ökoenergiepark-Bergheim (Salzburg AG): Rauchgaskondensation nach Biomasseheizwerk und BHKW und Rücklauftemperaturanhebung für Biomasse-Kesselanlage mit der Wärmepumpe. Temperaturniveaus: Quelle 50/40, Senke 50/60 °C, COP: ca. 5,5
- Ulstrup Kraftvarmeværk/ Say Varmeværk in Dänemark⁴¹: Gaskessel mit Rauchgaskondensation und einer (Luft-) Wärmepumpe. Im Sommer dient als Wärmequelle Luft und die Wärmepumpe erzeugt die ganze Wärme, im Winter: Rauchgaskondensation bei Gaskessel als Anergiequelle mit RL-Anhebung durch Wärmepumpe und mit Nachheizen durch Gaskessel.

³⁹ <https://ens.dk/ansvarsomraader/varme/rejsehold-store-varmepumper>

⁴⁰ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/store_varmepumper_i_fjernvarmeforsyningen_final.pdf

⁴¹ Siehe Anhang des Endberichts „Large heat pumps in district heating supply“ der Task Force for Large-scale Heat Pumps der Danish Energy Agency https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/store_varmepumper_i_fjernvarmeforsyningen_final.pdf

- Gasmotor mit Wärmepumpe: Einsatz einer Groß-Wärmepumpe in Kombination mit einem Gasmotor in Stapelfeld bei Hamburg: <https://www.hansewerk-natur.com/cps/rde/xchg/hansewerk-natur/hs.xsl/17.htm>
- Geplante Wärmepumpe in Wien: Die Wärmepumpe wird in die Pumpstation Simmering (= wichtigster Knotenpunkt im Wiener FW-Netz) eingebunden und dient in der Übergangszeit und im Winter zur Beimischung. Bisher wurde RL-Wasser beigemischt. In der Pumpstation werden mehrere FW-Erzeuger zusammengeführt, KWK-Blöcke und Müllverbrennungsanlagen. Im Sommer kann die Wärmepumpe als direkter, vollwertiger Erzeuger betrachtet werden.
- ECOP-Wärmepumpe bei der Bioenergie Bucklige Welt: Biomasse-KWK-Anlage mit Rauchgaskondensation als Anergiequelle für Wärmepumpe. Im Winter heizt die KWK-Anlage die Wärmepumpe auf die nötige VL-Temperatur nach. Im Sommer kann die Wärmepumpe als direkter/vollwertiger Erzeuger betrachtet werden.

Daher wurde hier in der HiREPS Modellierung der Wärmepumpen angenommen, dass bei den hier simulierten Fernwärmenetzen die Wärmepumpe entweder die notwendige Vorlauftemperatur direkt bereitstellt, oder eine Rücklaufanhebung um nur 10°C durch die Wärmepumpe möglich ist, wenn gleichzeitig Heizkesseln oder KWK-Anlagen in entsprechendem Umfang in Betrieb sind, die die nötige Vorlauftemperatur sicherstellen können. Es wird hier in der Modellierung angenommen, dass dieses Nachheizen der Wärmepumpenerzeugung keine Effizienzeinbußen bei den Heizkesseln und KWK-Anlagen verursacht. Ob diese Annahme zutrifft, hängt von den technischen Ausführungen der konkreten KWK-Anlagen und Heizkesseln ab und kann nur im konkreten Einzelfall vom Techniker direkt überprüft werden.

2.11.1 Fallstudien Oberösterreich

Im Folgenden sind die Ergebnisse für die drei Fallstudien in Oberösterreich dargestellt. Für eine Beschreibung der ausgewählten Fernwärmenetze siehe das Kapitel 2.8.

Kirchdorf

Die Fernwärmeerzeugung in Kirchdorf an der Krems ist charakterisiert durch die verfügbare Abwärme aus einem nahe gelegenen Zementwerk in Kombination mit Gasmotoren. Die Abwärmeleistung ist aber sehr volatil. Das Zementwerk hat typischerweise im Jänner und Februar eine Revisionspause von 6-8 Wochen. Die Netzverluste betragen aktuell in etwa 22% der Fernwärmeerzeugung. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde bei Gas die Netzebene 2 und bei Strom die Netzebene 4 angenommen.

Tabelle 25: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes (verkaufte Wärme) in Kirchdorf an der Krems für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	0,956	0,832	0,641
WAMplus	1	0,933	0,734	0,425

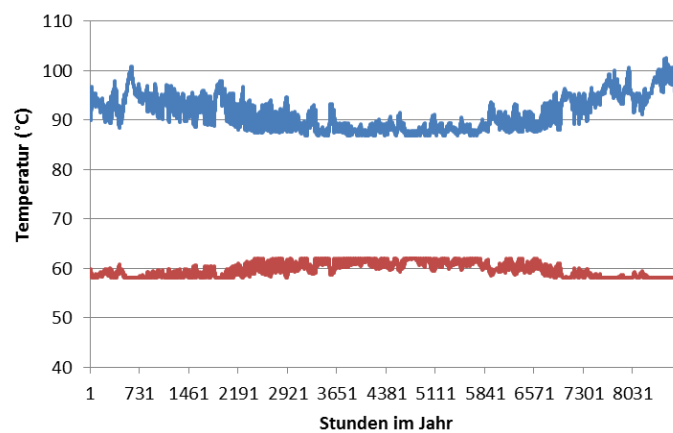


Abbildung 68: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Kirchdorf

In dem in Abbildung 69 dargestellten Szenario 2 (siehe Tabelle 26) erzeugt die Wärmepumpe 50% der Energie während der Zeit der Revision im Zementwerk im Jänner und Februar und 50% während des restlichen Jahres und erreicht 2600 Volllaststunden und eine mittlere Arbeitszahl von 5,2. Die Anergiequellen der Wärmepumpe sind Rauchgaskondensation beim Biomasseheizwerk und Abwärmenutzung bei den Gasmotoren. Durch den, in den Szenarien für 2050, hohen CO₂-Preis wird zusätzlich zur Wärmepumpe auch ein Biomassekessel installiert, der 2/3 seiner Wärme in den Monaten Jänner und Februar bereitstellt und 33% im restlichen Jahr.

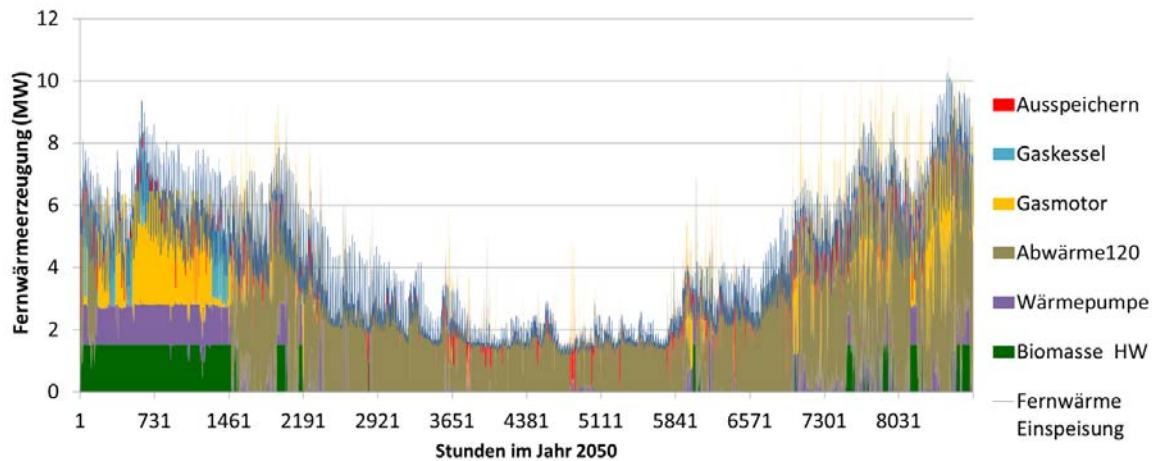


Abbildung 69: Szenario 2050 WAMplus mit Steuern, Abgaben und Netzgebühren

In den simulierten Szenarien 1-5 (siehe Tabelle 26) für 2030 und 2050 wird angenommen, dass die Gasmotoren, die Gaskessel und ein 500 m³ Wärmespeicher, so wie jetzt auch 2030 und 2050, als Bestand existieren. Sollten aber die variablen und die fixen O&M Kosten die Erlöse übersteigen, würden diese Kapazitäten schrittweise stillgelegt. Im Szenario 6 wurden für 2050 alle Wärmeerzeugungs-Kapazitäten unter Berücksichtigung der Investitionskosten optimiert (Szenario „Grüne Wiese“). Die hohen CO₂-Kosten führen dazu, dass Neuinvestitionen in Gasmotoren nicht getätigt werden und dass stattdessen das Biomasseheizwerk ausgebaut wird.

Tabelle 26: Szenarienübersicht Kirchdorf

Szen. Nr.	Gasverbrauch (GWh-Hi)	Mittlere gewichtete FW		Fernwärme erzeugung		Wärme-pumpe	Biomasse HW	Gaskessel	Wärme-pumpe: mittl. therm. Leistung MW	
		Grenzkosten (Euro/MWh)	GWh	Abwärme	Gasmotor					
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	58	30	53	42%	51%	6%	1%	1%	0,7
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	16	44	34	61%	19%	10%	9%	2%	1,3
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	16	44	34	61%	19%	10%	9%	3%	1,3
2050 Sensitivität keine Steuern& Abgaben	4	27	29	34	58%	31%	8%	0%	5%	0,9
2050 Sensitivität nur Erdgas Steuern&Abg.	5	19	41	34	60%	23%	12%	5%	3%	1,5
2050 Sensitivität Grüne Wiese	6	1,5	50	34	61%	1%	7%	30%	1%	0,9

Die nutzbare Abwärme nimmt, unter der Annahme eines konstant bleibenden Angebots, 2030 um 6% und 2050 um ca. 15% ab. Die Ursache ist die sinkende notwendige FW-Einspeisung -13% 2030 bzw. -45% 2050. In allen Szenarien 1-6 liegt der Wärmepumpenanteil bei 6-12%. 2030 entspricht dies einer installierten Wärmepumpen-Kapazität von 700kW thermisch für 2030 und 900kW-1.5MW thermisch für 2050. Solarthermie ist nicht wirtschaftlich, da es im Sommer einen Wärmeüberschuss gibt. Im Szenario 1 für 2030 ist, aufgrund der im WEM Szenario nur um 6% im Vergleich zu 2015 gesunkene Wärmenachfrage, mehr Raum für die Wärmepumpe. Die Wärmepumpe erzeugt in diesem Szenario 2/3 der Wärme in den 10 Monaten März bis Dezember.

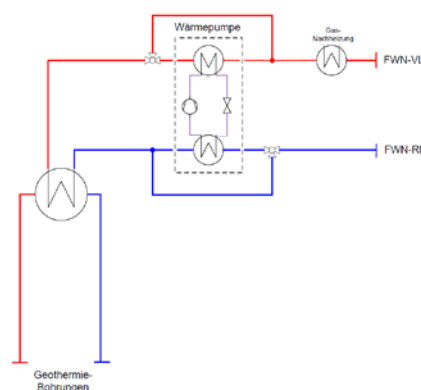
Zusammenfassung: In allen Szenarien 2030 und 2050 sind die Wärmepumpen mit thermischen Leistungen von 700kW bis 1,5 MW wirtschaftlich. Sie trägt zwischen 6% und 12% zur Fernwärmedeckung bei. Die Anergiequelle ist in allen Fällen Rauchgaskondensation bei den thermischen Kesseln und Einbindung einer Wärmepumpe in die Gasmotoren⁴².

Braunau am Inn

Das Fernwärmenetz von Braunau am Inn verfügt über eine Geothermiequelle mit einer Schüttung von maximal 94 Litern/s mit 80,3°C. Die Netzverluste betragen aktuell in etwa 15% der Fernwärmeerzeugung. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Gas die Netzebene 3 und beim Strom die Netzebene 7 (gemessen) angenommen. Die Geothermie darf momentan maximal auf ca. 50°C abgekühlt werden. Nach den Geothermie-Wärmetauschern kann Fernwärme mit 78°C Vorlauftemperatur und je nach RL-Temperatur ca. 10 MW thermischer Leistung bereitgestellt werden. Die Spitzenlast der Fernwärmeeinspeisung lag 2016 bei etwa 17 MW thermisch. Wenn die Geothermie nicht reicht, wird aktuell mit Gaskesseln nachgeheizt. 2015 betrug der Gasverbrauch ca. 14 GWh (Hi).

Eine naheliegende Maßnahme die Geothermieschüttung und Leistung zu steigern, ist es die Förderpumpe der Geothermie, die aktuell bei 220 Metern unter Tage liegt, durch eine leistungsstärkere Förderpumpe auf 500 Meter unter Tage zu ersetzen. Das Bohrloch hat bis 500 Meter unter Tage den gleichen Durchmesser. Eine Kosten/Nutzen-Evaluation dieser Option konnte im Rahmen dieser Studie aber nicht durchgeführt werden.

In Abbildung 70 ist die gewählte Einbindungsoption für die Geothermie in Braunau dargestellt.



⁴² Einsatz einer Groß-Wärmepumpe in Kombination mit einem Gasmotor in Stapelfeld bei Hamburg: <https://www.hansewerk-natur.com/cps/rde/xchg/hansewerk-natur/hs.xsl/17.htm>

Abbildung 70: Einbindungsoption der Wärmepumpe mit der Geothermie in Braunau

Die Wärmepumpe kühlt den Rücklauf, dadurch kann die Geothermie besser ausgenutzt werden, und heizt den Geothermievorlauf nach, sodass höhere Leistungen und höhere Temperaturen gefahren werden können.

Aus Tabelle 27 kann man entnehmen, dass für 2050 im WAMplus-Szenario der Fernwärmebedarf um 34% einbricht, während im WEM-Szenario die Fernwärmenachfrage um 18% zunimmt. Die simulierte Spitzenlast der Fernwärmeerzeugung sinkt im WAMplus-Szenario damit auf etwa 10MW. Die Simulation zeigt, dadurch würde im Szenario WAMplus die vorhandene Geothermieleistung ausreichen, um auch die Fernwärme-Lastspitzen zu decken.

Tabelle 27: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) in Braunau am Inn für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	1,195	1,469	1,183
WAMplus	1	1,16	1,101	0,658

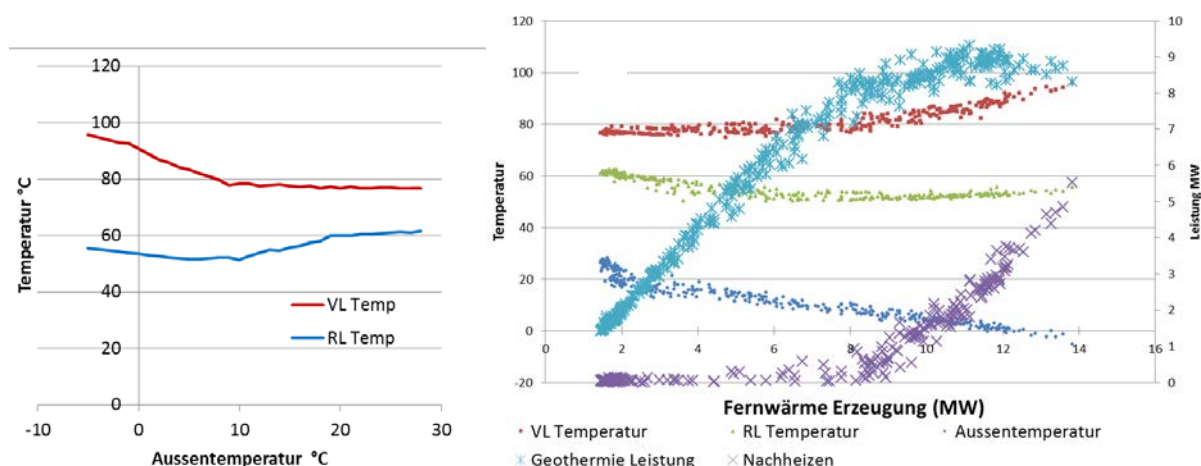


Abbildung 71: Tagesmittelwerte der Netzdaten zu Kirchdorf 2015. Links sind die Kennlinien der Vorlauf-(VL) und Rücklauf-(RL) Temperatur über der Außentemperatur dargestellt. Die rechte Grafik zeigt Vorlauf- und Rücklauf-Temperatur, Geothermieleistung, notwendige Nachheizung und Außentemperatur, jeweils aufgetragen über der Fernwärmeerzeugung.

Aus Abbildung 71 kann man erkennen, dass die Vorlauf- (VL) Temperaturen erst bei Temperaturen kleiner als 9°C und bei einer Fernwärmenachfrage mehr als 8 MW ansteigen. In Braunau ist der Anstieg der VL-Temperatur notwendig, um mittels höherer Spreizung die Leistung im Fernwärmenetz transportieren zu können. Für die zukünftigen Szenarien kann man annehmen, dass entsprechend der Fernwärmeleistung sich auch die VL-Temperaturen anpassen. Der in Abbildung 71b zu beobachtende Zusammenhang zwischen Fernwärmeerzeugung und VL- und Rücklauf- (RL) Temperaturen wurde für die Szenarien extrapoliert bis zu einer Fernwärmeerzeugung von 21 MW, wie sie im 2030 WEM-Szenario auftreten. Im Szenario WAMplus mit auf 10 MW sinkenden Fernwärmespitzenlasten treten damit kaum noch Vorlauf-Temperaturen größer als 80 Grad auf (siehe Abbildung 72).

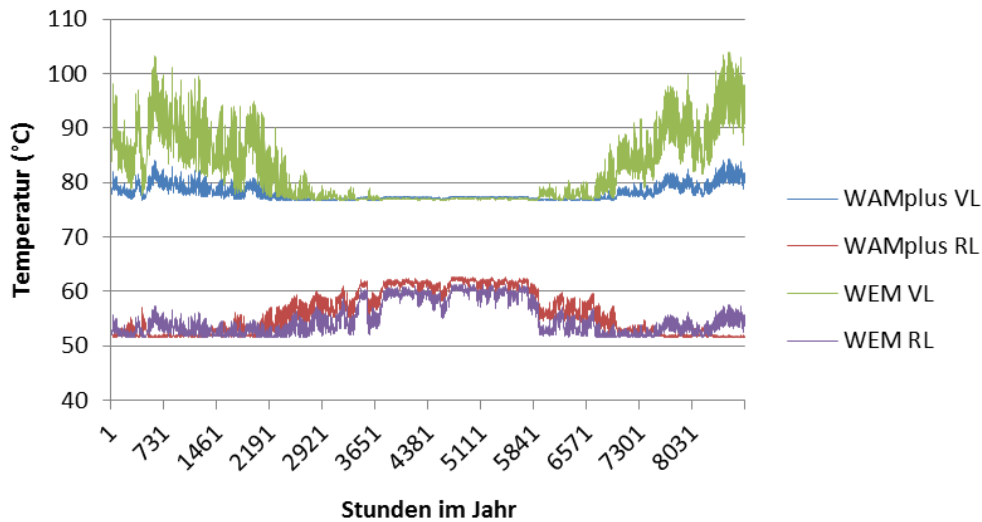


Abbildung 72: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Braunau bei den zwei Nachfrageszenarien WEM 2050 und WAMplus 2050.

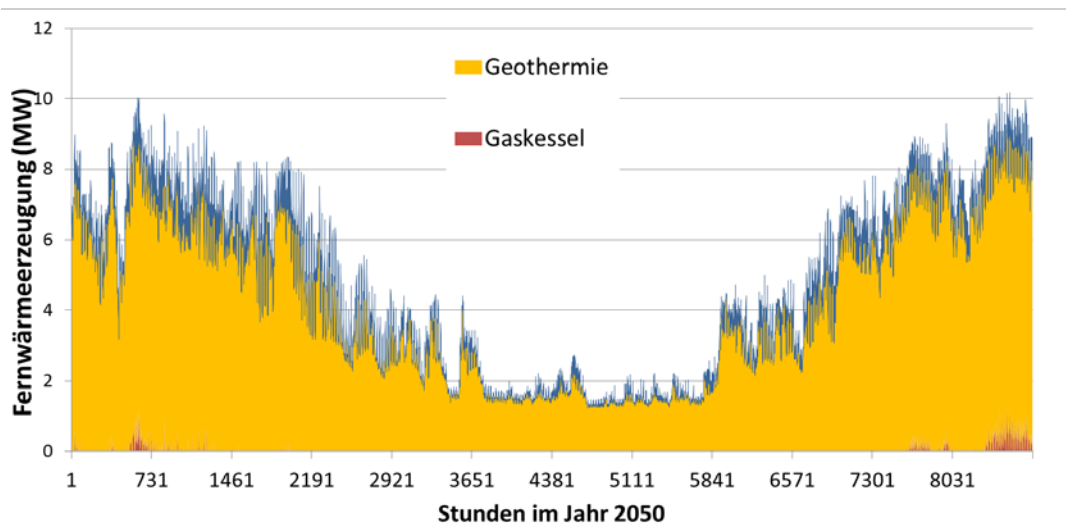


Abbildung 73: Simulation der Fernwärmeerzeugung 2050 im Szenario WAMplus.

Als Ergebnis der Simulation sieht man (siehe Abbildung 73), dass im Szenario 2050 WAMplus die Geothermieerzeugung fast vollständig ausreicht für die Fernwärmeversorgung, sowohl energetisch, als auch hinsichtlich der nötigen Vorlauftemperaturen. Nur 0,3 GWh (Hi) Gas sind zum Nachheizen notwendig. Beim WAMplus-Szenario 2050 führen alle Sensitivitäten (z.B. ohne Steuern, 5°C niedrigere VL-Temperaturen) zum gleichen Ergebnis: Die Geothermieleistung genügt. Alternativ wurde daher auch das WEM 2050 Szenario untersucht inklusive Sensitivitäten.

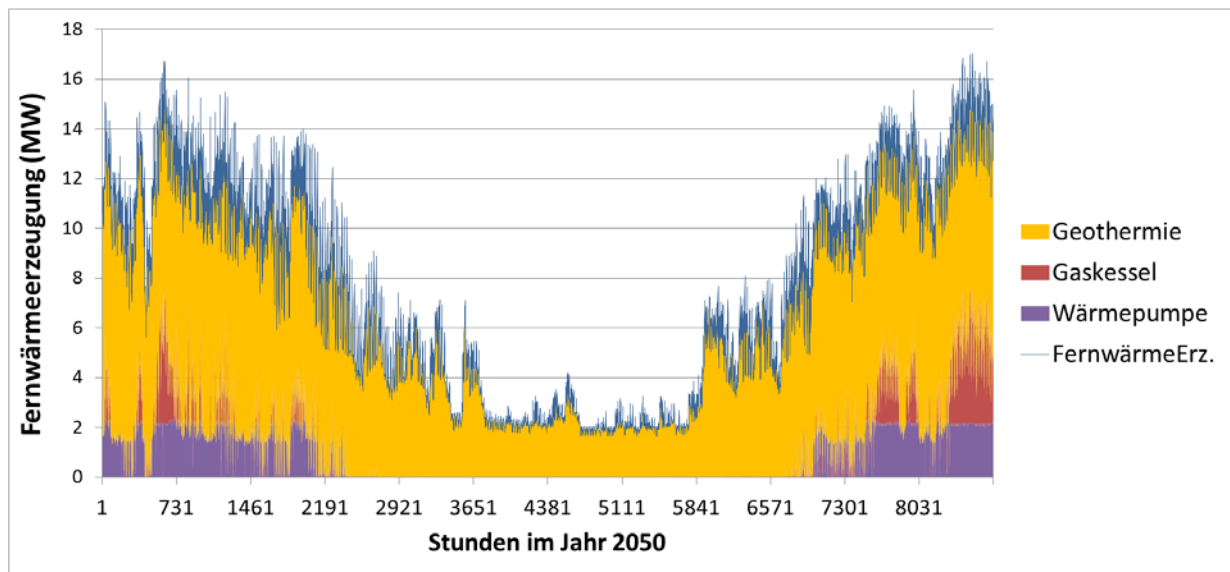


Abbildung 74: Simulation der Fernwärmeerzeugung 2050 im Szenario 3 (WEM 2050 mit Steuern und Abgaben).

In den simulierten Szenarien 1 und 3 erreicht die Ammoniak-Wärmepumpe Jahresarbeitszahlen von 4 und Volllaststunden zwischen 3000 (Szen.3) und 3700 (Szen.1). Das Szenario mit den um 5°C sinkenden VL- und RL-Temperaturen führt zu einem geringeren Wärmepumpenanteil, weil die Geothermie für die notwendigen Vorlauftemperaturen in zunehmendem Maße kein Nachheizen benötigt.

Tabelle 28: Szenarienübersicht Braunau am Inn

	Szen. Nr.	Gas- verbrauch h (GWh- Hi)	Mittlere gewichtete FW Grenzkoste n	Fernwärme- erzeugung GWh	Geo- thermie	Wärme- pumpe	Gas- kessel	Wärme- pumpe: mittl. therm. Leistung MW
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	11	22	79	74%	9%	17%	2,0
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	0,3	1	40	99%	0%	1%	0,0
2050 WEM mit Steuern&Abgaben	3	4	19	65	84%	10%	6%	2,2
2050 WEM Sensitivität VL/RL Temp	4	2	14	65	92%	5%	3%	1,6
2050 WEM Sens. keine Steu.&Abg.	5	3	16	65	83%	13%	4%	3,2
2050 WEM Sens. nur Erdgas Steu.&Abg.	6	1	18	65	83%	15%	2%	4,1
2050 WEM Sensitivität keine WP	7	12	18	65	82%	0%	17%	0,0

Zusammenfassung: Eine naheliegende Option ist es, die Geothermieschüttung und -leistung durch eine größere und tiefer liegende Förderpumpe, im existierenden Bohrloch, zu steigern. Wenn die Geothermieleistung oder die Vorlauftemperatur nicht ausreicht, dann sind Wärmepumpen in den Szenarien WEM 2030 und WEM 2050 eine sehr gute Option mit thermischen Leistungen von 2 MW. Dadurch wird die Geothermie besser ausgenutzt und der Gasverbrauch kann in den WEM 2050 Szenarien um mehr als 65% reduziert werden.

Weichstetten

Weichstetten ist ein kleines ländliches Fernwärmenetz mit Biomasse Heizwerk, im Jahr 2014 mit 1433 MWh Fernwärmeezeugung und hohen Netzverlusten (etwa 45% der Erzeugung). Es gibt eine 250 m² Solaranlage in der Nähe des Heizhauses und einen 20 m³ Fernwärmespeicher. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Strom die Netzebene 7 (gemessen) angenommen. In den Szenarien wird untersucht, ob im Sommer ein Abschalten des Netzes eine wirtschaftliche Option ist. Dazu wird das Netz in der Simulation in einen Abschnitt 1 geteilt, der in der Nähe der Solaranlage ist und 18% der Fernwärmenachfrage entspricht, und dem Abschnitt 2 der 82% der Fernwärmenachfrage repräsentiert. Beide Netzteile können in der Simulation modellendogen durch den Optimierungsalgorithmus abgeschaltet werden. Netzteil 2 kann nur angeschaltet sein, wenn Netzteil 1 auch angeschaltet ist. Die Annahme ist, dass die Kunden Stromheizer oder eventuell Solarthermie oder Luftwärmepumpen nutzen können. In den Szenarien (außer Szenario 6) wurde angenommen, dass das Biomasseheizwerk, die 250 m² Solarthermie und der Speicher als Bestand verfügbar sind.

In der folgenden Tabelle 29 ist die erwartete Entwicklung des Fernwärmebedarfes der Szenarien WEM und WAMplus dargestellt.

Tabelle 29: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) in Weichstetten bei Linz für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	0,982	0,907	0,828
WAMplus	1	0,962	0,788	0,55

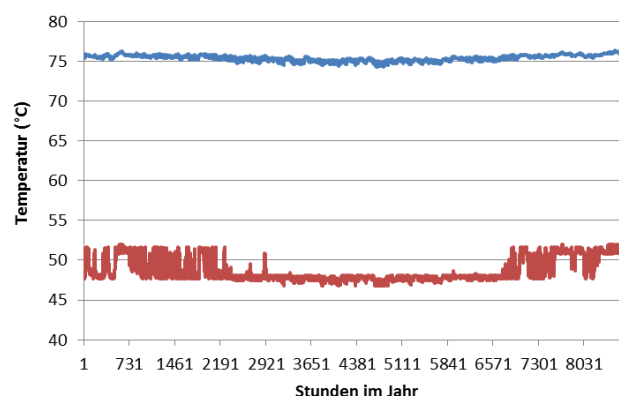


Abbildung 75: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Weichstetten

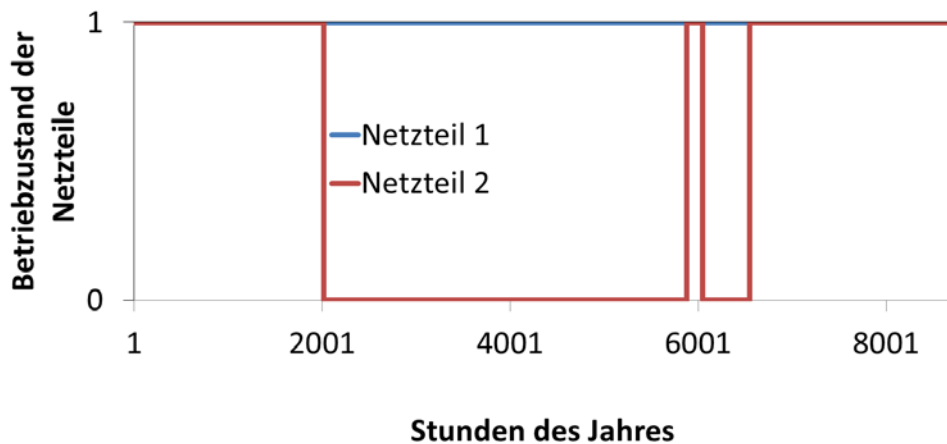


Abbildung 76: Simulation des Netzbetriebs im WAMplus 2050 Szenario 2.

Wie man in Abbildung 76 erkennen kann, wird in der Simulation des Szenarios 2 der Netzteil 1 nie abgeschaltet, da im Winter die Nachfrage hoch ist und im Sommer die Solarthermie großteils den Bedarf decken kann. Netzteil 2 ist ab Ende März bis Ende September abgeschaltet.

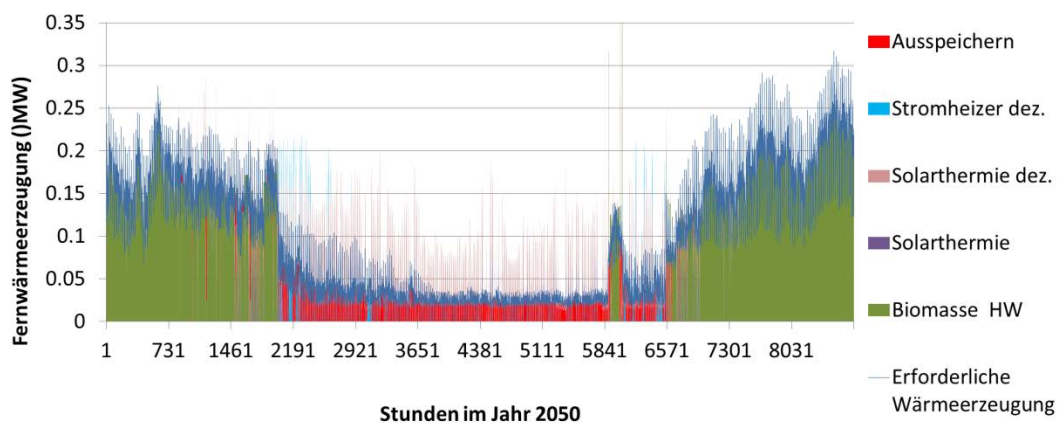


Abbildung 77: Simulation der (Fern-) Wärmeerzeugung Weichstetten (beide Netzteile) im WAMplus 2050 Szenario 2.

In der Abbildung 77 kann man erkennen, dass im Sommer die Wärme großteils durch Solarthermie (zentral in Netzteil 1 und dezentral in Netzteil 2) erzeugt wird, etwas ergänzt durch Stromheizer in Kombination mit dezentralen Warmwasserspeichern. Die Einspeicherung von Solarthermieerzeugung ist in der Grafik als hohe -die erforderliche Wärmeerzeugung überschneidende- Linien zu erkennen. Obwohl es in der Grafik nicht augenscheinlich ersichtlich ist, ist die Einspeicherung gleich der Ausspeicherung plus Verlusten.

Tabelle 30: Szenarien der Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz Weichstetten

Szen. Nr.	Fernwärme erzeugung MWh	Zentral im Heizwerk				Dezentral beim Kunden			
		Netbetrieb- stunden Teil1	Biomasse HW	Solar- thermie	Strom- heizer	Netbetrieb- stunden Teil2	Dez. Solar Thermie	Dez. P2H	
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	1192	100%	87%	9%	0,0%	69%	5%	0%
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	838	100%	79%	9%	0,8%	50%	9%	2%
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	838	100%	79%	10%	0,1%	50%	10%	1%
2050 Sensitivität keine Steu.&Abg.	4	702	89%	45%	13%	3,8%	27%	0%	40%
2050 Sensitivität Dezentrale Luft WP	5	595	46%	29%	11%	0,6%	17%	9%	52%
2050 Grüne Wiese	6	447	0%	0%	0%	0,0%	0%	26%	73%

Wenn im Szenario 4 keine Steuern, Abgaben und Netzgebühren auf Strom beim Endkunden anfallen, dann ist der Netzteil 2 nur zu 27% noch in Betrieb und 40% der Wärme wird durch Stromheizer erzeugt. Bei den aktuellen Steuern, Abgaben und Netzgebühren (Szenario 1-3) ist der Netzteil 2 zu 50%-70% in Betrieb und es ist wirtschaftlich, dass dezentrale Solarthermie 5-10% der Wärme 2030 und 2050 erzeugt. Wenn aber im Szenario 5 dezentrale Luftwärmepumpen im Modell erlaubt sind (bei aktuellen Steuern und Gebühren), ist der Netzteil 1 nur zu 46% und der Netzteil 2 nur zu 17% der Stunden in Betrieb. Die Wärme wird zu 49% durch dezentrale Luftwärmepumpen und 9% durch dezentrale Solarthermie erzeugt. In der

Tabelle 30 ist in der Spalte Dez. P2H die Summe der Wärmeerzeugung der dezentralen Stromheizer und der dezentralen Wärmepumpen angegeben. Wobei Dezentrale Wärmepumpen nur im Szenario 5 erlaubt sind. Im Szenario 3 sind die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen um 5°C abgesenkt. Dadurch steigt die Wärmeeinspeisung durch Solarthermie und sie wird wirtschaftlicher. Wenn im WAMplus 2050 Szenario 6 „Grüne Wiese“, das Biomasseheizwerk, und die Solarthermieanlage nicht mehr als Bestand verfügbar sind, dann werden diese auch nicht gebaut und das Netz wäre nicht in Betrieb. Nicht berücksichtigt wurden hier die Betriebs- und Instandhaltungskosten des Fernwärmenetzes.

Zusammenfassung: Aufgrund der hohen Netzverluste ist in Weichstetten zu überlegen im Sommer das Netz abzuschalten. Wenn das Biomasseheizwerk oder die Solarthermieanlage erneuert werden müssten, ist das im WAMplus 2050 Szenario 6 nicht wirtschaftlich. 2050 haben dezentrale Luftwärmepumpen das Potential, eine gegenüber dem Wärmenetz wirtschaftlichere Variante darzustellen.

2.11.2 Ausgewählte weitere Fernwärmenetztypen

Basierend auf der Datenverfügbarkeit wurden weitere folgende Netztypen ausgewählt und simuliert: Typen 2, 3, 6, 7 gemäß Tabelle 17: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze in Österreich. Gemeinsam mit den 3 Fallstudien wurden also insgesamt sieben Fernwärmenetztypen simuliert.

Fernwärme-Netztyp 2

Der Fernwärme-Netztyp 2 steht für eine Großstadt mit Müllverbrennungsanlage, GuD KWK, Biomasse KWK, industrieller Abwärme und weiterem Abwärmepotential. Die Netzverluste aktuell betragen in etwa 9% der Fernwärmeerzeugung. Die ausgewählten Parameter sind, soweit verfügbar, dem FW-Netz von Linz angepasst. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Gas die Netzebene 2 und beim Strom die Netzebene 4 in Oberösterreich angenommen. In den Szenarien (außer Szenario 6 „Grüne Wiese“) wird angenommen, dass die derzeitigen Anlagen als Bestand verfügbar sind.

Tabelle 31: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 2 (Daten Linz) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	1,122	1,013	0,773
WAMplus	1	1,064	0,852	0,485

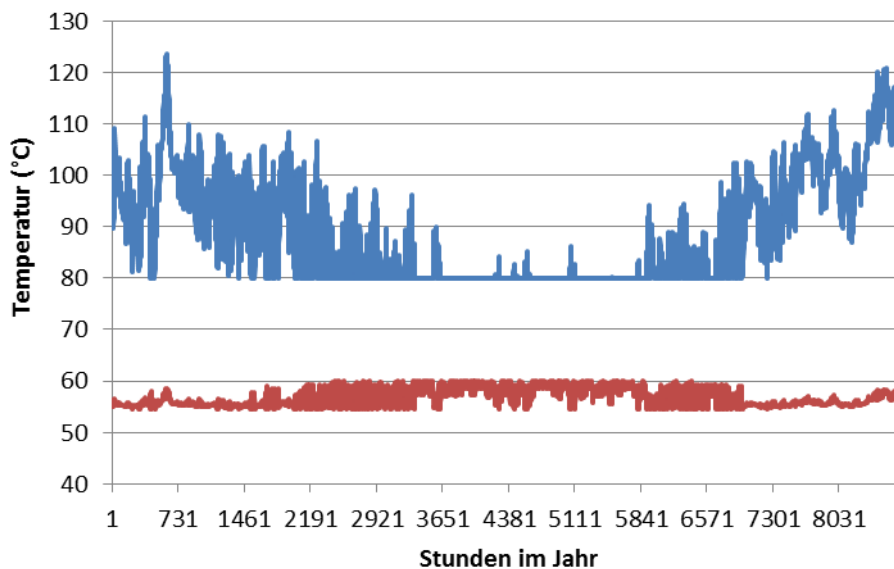


Abbildung 78: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 2 (Simulation für Linz)

Wie man in Abbildung 79 sehen kann, liefern im Szenario 2 (WAMplus 2050) Müllverbrennung, Abwärme, Biomasse KWK den Großteil der Abwärme. Für Wärmepumpen ist hier kein Raum. Die angenommene Gegendruck-Turbine der Müllverbrennung muss im Sommer gedrosselt werden, um nicht zu viel Abwärme zu liefern. Nur im Szenario 4, das

keine Steuern auf Strom und Gas vorsieht, kommt die Wärmepumpe auf einen Anteil von 4%. Im Szenario 4 ohne Steuern auf Strom und Gas, wird die Abwärme nicht ausgebaut und die Biomasse KWK ist nicht in Betrieb. Gas-GuD laufen in diesem Szenario verstärkt und der Gasverbrauch steigt auf 1400 GWh(Hi). Im Szenario 6, in dem angenommen wurde, dass die jetzigen KWK-Anlagen oder Heizwerke nicht mehr als Bestand verfügbar sind, wird eine Müllverbrennung gebaut und das Hochtemperatur-Abwärmepotential (>100°C) zur Gänze ausgenutzt. Das beschränkte Abfallpotential wurde über die Knappheitspreise für Müll berücksichtigt (siehe Tabelle 23). Biomasse und GuD-Anlagen sind hier nicht wirtschaftlich. Daher ist in diesem Szenario etwas Raum für Wärmepumpen und sie tragen mit 16 MW thermischer Leistung etwa 5% der Fernwärmeerzeugung mit einer Jahresarbeitszahl von 5,3 bei.

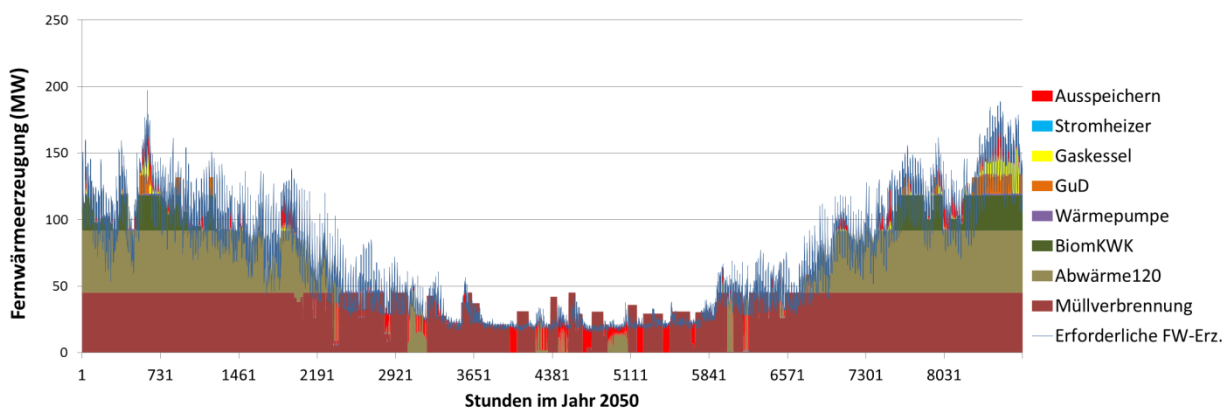


Abbildung 79: Simulation der Fernwärmeerzeugung für Netztyp 2 im WAMplus 2050 Szenario 2.

Tabelle 32: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 2

Szen. Nr.	Gasverbrauch (GWh-Hi)	Mittlere gewichtete FW Grenzkosten (Euro/MWh)	Fernwärmeerzeugung (GWh)	Müllverbrennung (%)	GuD (%)	Abwärme (%)	Biom KWK (%)	Wärmepumpe (%)	Gaskessel (%)	Wärmepumpe:	
										mittl. therm. Leistung MW	
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	940	27	1110	33%	31%	26%	8%	2%	1%	5,6
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	40	24	583	54%	2%	35%	8%	0,5%	1%	1,1
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	38	23	583	52%	2%	37%	8%	0,1%	1%	0,4
2050 Sensitivität keine Steu. & Abg.	4	1443	19	583	53%	27%	14%	0%	4%	2%	11,2
2050 Sensitivität nur Erdgas Steu. & Abg.	5	86	23	583	58%	2%	29%	8%	2%	1%	4,2
2050 Sensitivität Grüne Wiese	6	19	27	583	59%	0%	34%	0%	5%	3%	16,1

Zusammenfassung: Durch das Abwärmepotential und die Müllverbrennung ist auch 2050 nur wenig Raum für Wärmepumpen. Da das Netz aber sehr groß ist, sind die installierten Wärmepumpenleistungen doch beachtlich.

Fernwärme-Netztyp 3

Der Fernwärme-Netztyp 3 (siehe Tabelle 17: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze in Österreich) steht für eine Großstadt mit Industrieabwärme, GuD und Biomasse-KWK mit Netzverlusten von aktuell um die 17% der Fernwärmeerzeugung. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Gas die Netzebene 2 und beim Strom die Netzebene 4 in Salzburg angenommen. Die ausgewählten Parameter sind, soweit verfügbar, dem FW-Netz von Salzburg angepasst. In den Szenarien (außer Szenario 6 Grüne Wiese) wird angenommen, dass die derzeitigen Anlagen als Bestand verfügbar sind.

Tabelle 33: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 3 (Daten Salzburg) für die 2 Szenarien der Fernwärmennachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	1,159	1,266	0,962
WAMplus	1	1,133	1,059	0,603

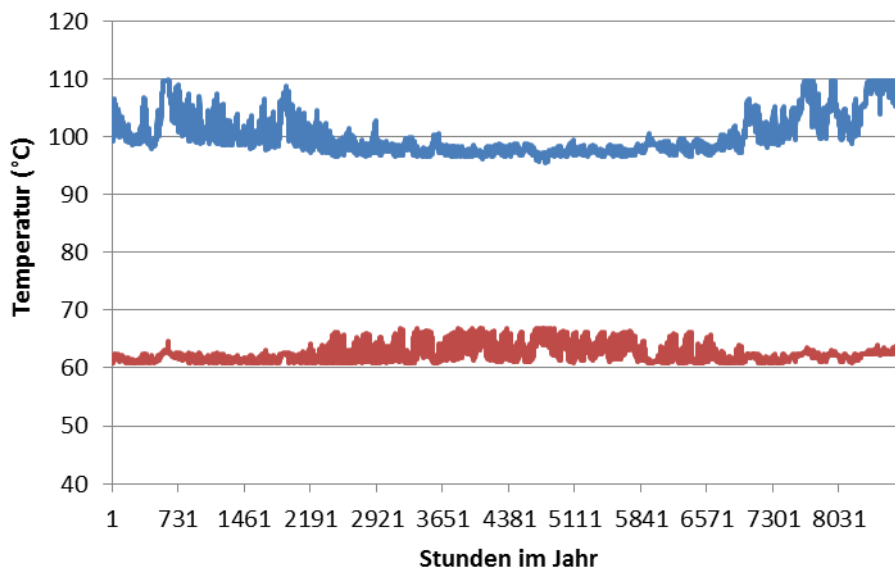


Abbildung 80: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 3

In Abbildung 81 kann man sehen, dass der große Anteil an GuD-KWK im Jahr 2050 viel Raum für eine Ergänzung mit Wärmepumpen lässt. Die Wärmepumpen erreichen eine Arbeitszahl von 4,9 und 4600 Volllaststunden.

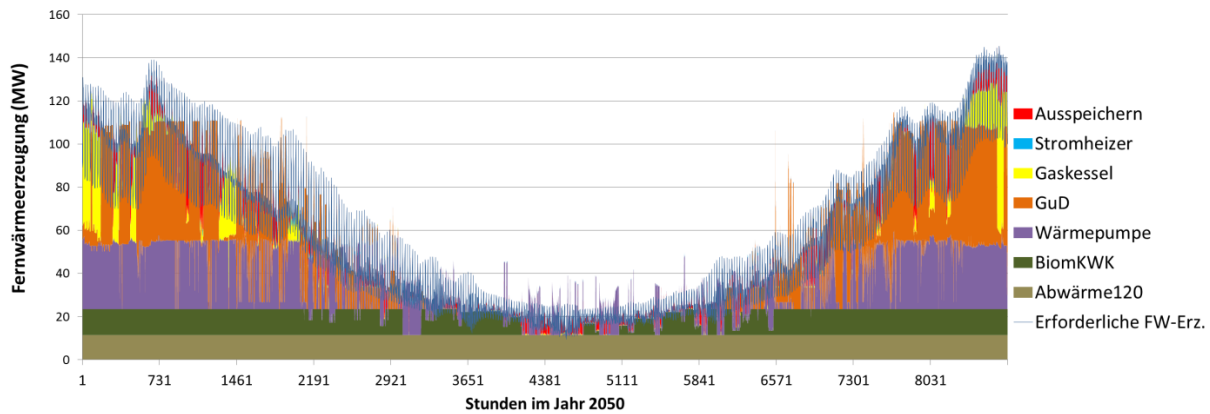


Abbildung 81: Simulation der Fernwärmeerzeugung für Netztyp 3 im WAMplus 2050 Szenario 2.

Im Szenario 2 sind die Energiequellen der Wärmepumpe zu 70% Rauchgaskondensation (bei KWK-Anlagen und Heizkesseln) und zu 30% Niedertemperaturabwärme. Im Szenario 6 „Grüne Wiese“ (WAMplus 2050) werden weniger GuD- und Biomasse KWK-Anlagen und Gaskessel gebaut und stattdessen Biomasseheizkessel und mehr Niedertemperaturabwärme mithilfe der Wärmepumpe genutzt. Im Szenario 6 sind die Energiequelle der Wärmepumpe zu 49% Rauchgaskondensation und zu 51% Niedertemperaturabwärme. Im Szenario 6 limitieren die verfügbaren Energiequellen (Potential an 50°C Abwärme und Rauchgaskondensation der Fernwärmanlagen) den Marktanteil der Wärmepumpen. In allen Szenarien werden Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung zwischen 28 und 37 MW gebaut und erreichen 2050 einen Anteil von 25-35% der Fernwärmeerzeugung.

Tabelle 34: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 3.

Szen. Nr.	Gasverbrauch (GWh-Hi)	Mittlere gewichtete FW Grenzkosten (Euro/MWh)	Fernwärme Erz. (GWh)	Wärmeerzeugung							Wärmepumpe: mittl. therm. Leistung MW	
				GuD	Wärmepumpe	Abwärme	Biom. KWK	Gas- kessel	Strom- heizer	Biom. HW		
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	1207	39	929	59%	20%	11%	10%	2%	0%	0%	36,7
2050 WAMplus mit Steu.&Abg.	2	534	58	508	32%	28%	20%	16%	6%	0%	0%	30,9
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	503	57	508	30%	31%	20%	16%	5%	0%	0%	33,9
2050 Sensitivität keine Steu.& Abg.	4	1153	41	508	47%	25%	20%	3%	6%	4%	0%	28,1
2050 Sens. nur Erdgas Steu.&Abg.	5	527	52	508	32%	35%	20%	10%	3%	5%	0%	35,9
2050 Sensitivität Grüne Wiese	6	370	64	508	28%	32%	20%	9%	3%	0%	9%	31,8

Zusammenfassung: Der hohe GuD-Anteil im Netztyp 3 lässt den Wärmepumpen Raum einen Anteil von 20% (2030) und 25-35% (2050) der Fernwärmeerzeugung zu erreichen. Die Energiequellen sind Rauchgaskondensation (bei KWK-Anlagen und Heizkesseln) und 50°C Niedertemperaturabwärme. Im Szenario 6 wird die Wärmepumpenerzeugung limitiert durch die verfügbaren Energiequellen.

Fernwärme-Netztyp 6

Der Netztyp 6 ist charakterisiert durch eine Stadt mit großem Biomasse-KWK. Mangels Daten wurden eigene Annahmen für die VL- und RL-Temperaturen und das Fernwärmenachfrage-Profil gewählt. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Gas die Netzebene 2 und beim Strom die Netzebene 4 in Kärnten angenommen. Für die Außentemperatur und die Solarthermie-Berechnung wurde die Position von Villach gewählt. Mangels Daten wurden 15% Netzverluste in Bezug zur Fernwärmeeinspeisung für 2017 angenommen. In den Szenarien wird angenommen, dass Biomasse-KWK-Anlagen als Bestand existieren. Aber nur in den Szenarien 1 und 4 baut das Modell die Biomasse nicht weiter aus. D.h. die Szenarien 2,3 und 5 würden gleich ausschauen auch wenn man keinen existierenden Anlagenbestand annimmt.

Tabelle 35: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 6 (Daten zu Villach) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	1,183	1,35	1,028
WAMplus	1	1,157	1,115	0,643

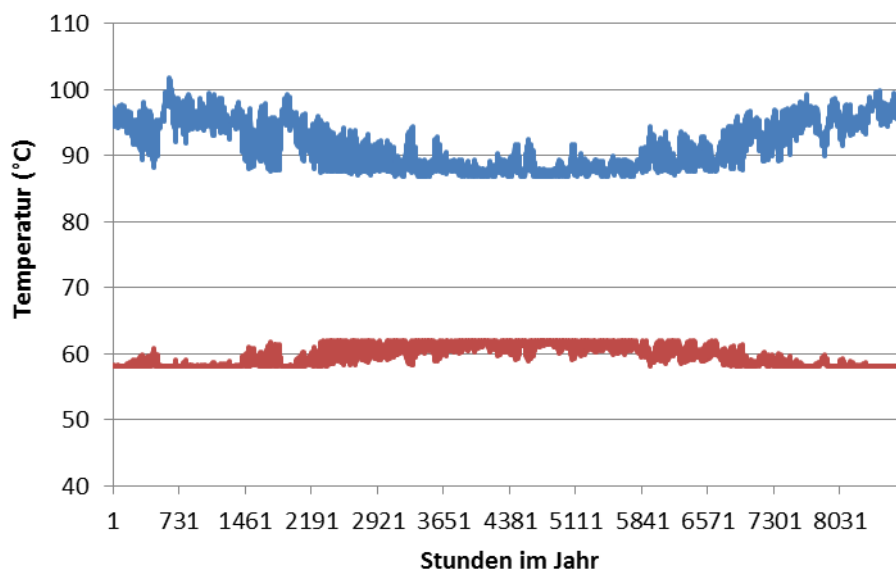


Abbildung 82: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 6 (Position Villach)

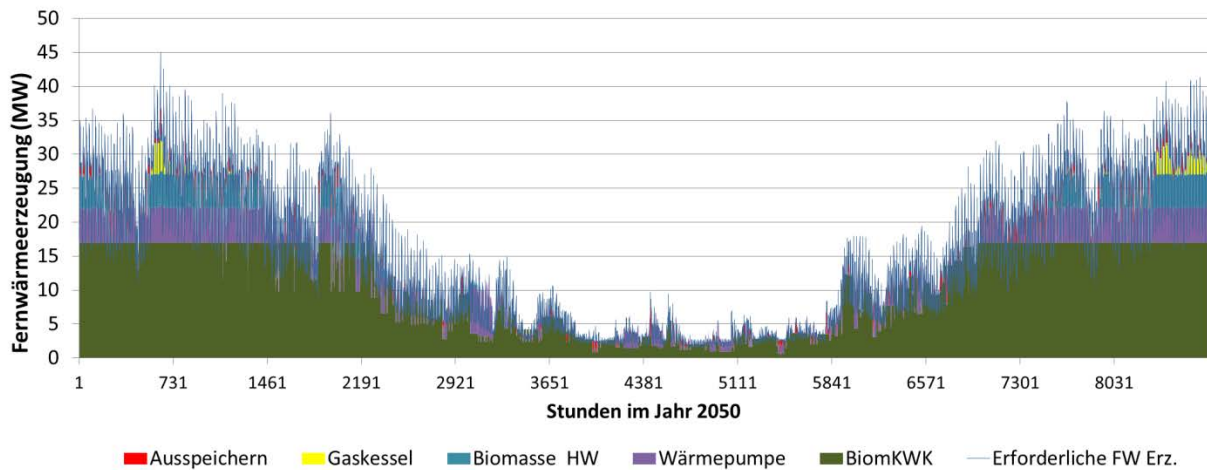


Abbildung 83: Simulation der Fernwärmeerzeugung für Netztyp 6 im WAMplus 2050 Szenario 2.

Als Ergebnis der Simulationen zeigt sich (siehe Tabelle 36), dass es in den Szenarien wirtschaftlich ist die Biomasse mit einer Wärmepumpe und Rauchgaskondensation als Anergiequelle zu kombinieren. Die Wärmepumpenerzeugung kann dabei oft bei niedrigeren Temperaturen im Kraftwerksprozess eingebunden werden („Rücklaufanhebung“ siehe

Einbindung von Wärmepumpen in die Fernwärme weiter oben im Kapitel 2.11). Die jährlichen Fernwärmeerzeugungskurven in diesem Kapitel sind im Detail nur als indikativ zu betrachten, da eine LP Modellierung nicht geeignet ist die Starts und Stops von Einzelanlagen im Detail richtig abzubilden. Dies gilt besonders für die Betriebsweise der Biomasse-KWK Anlagen im Sommer. Entgegen der Darstellung in Abbildung 83 wird eine reale Biomasse-KWK im Sommer die Wärme häufig in den Wärmespeicher zwischenspeichern und dann abgestellt werden.

Die Jahresarbeitszahlen in den 2050-Szenarien liegen bei 5,1-5,3 bei 4200- 5000 Volllaststunden. Der Wärmepumpenanteil ist limitiert durch die verfügbaren Anergiequellen.

Tabelle 36: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 6.

Szen. Nr.	Gasverbrauch (GWh-Hi)	Mittlere gewichtete FW Grenzkosten (Euro/MWh)	Fernwärme-erzeugung GWh	Biom. KWK	Wärmepumpe	Biomasse HW	Gas- motor	Gas- kessel	Strom- heizer	Wärmepumpe: mittl. therm. Leistung MW	
										9,4	
2030 WEMs mit Steuern&Abgaben	1	7,9	38	238	67%	15%	15%	1%	2,0%	0%	9,4
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	1,5	59	128	74%	17%	8%	0%	1,0%	0%	5,3
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	1,7	59	128	74%	18%	8%	0%	1,2%	0%	5,3
2050 Sensitivität keine Steu. & Abg.	4	52,0	49	128	58%	25%	0%	16%	2%	4%	6,6
2050 Sensitivität nur Erdgas Steu.&Abg.	5	1,0	56	128	70%	22%	8%	0%	1%	3%	5,5

Zusammenfassung: In den Szenarien ist bei größeren Biomasse-KWK- und Biomasse-Heizwerken Rauchgaskondensation in Kombination mit Wärmepumpen eine wirtschaftliche Lösung. Der Wärmepumpenanteil ist limitiert durch die verfügbaren Anergiequellen.

Fernwärme-Netztyp 7

Der Netztyp 7 ist charakterisiert durch eine mittlere Stadt mit großem Biomasse-Heizwerk. Mangels Daten wurden eigene Annahmen für die VL- und RL-Temperaturen und das Fernwärmenachfrage-Profil gewählt. Für die Bestimmung der Steuern, Abgaben und Netzgebühren wurde beim Gas die Netzebene 3 und beim Strom die Netzebene 7 (gemessen) in Niederösterreich angenommen. Es werden 15% Netzverluste in Bezug zur Fernwärmeeinspeisung für 2017 angenommen. Für die Außentemperatur und die Solarthermie-Berechnung wurde die Position von Wiener Neustadt gewählt. In den Szenarien werden keine Bestandsanlagen angenommen, sondern alles endogen optimiert.

Tabelle 37: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 7 (Daten zu Wr. Neustadt) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.

	2015	2020	2030	2050
WEM	1	1,353	2,053	1,929
WAMplus	1	1,321	1,804	1,169

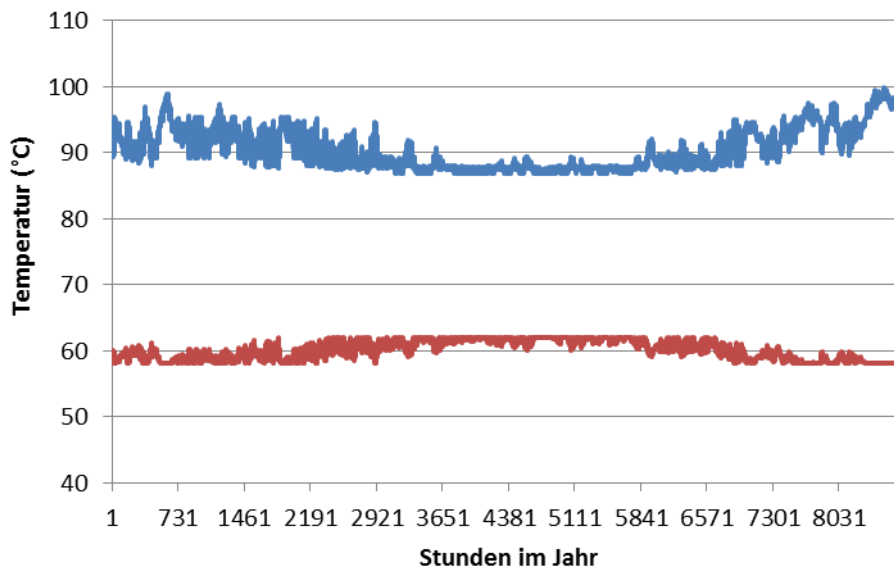


Abbildung 84: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 7 (Position Wiener Neustadt)

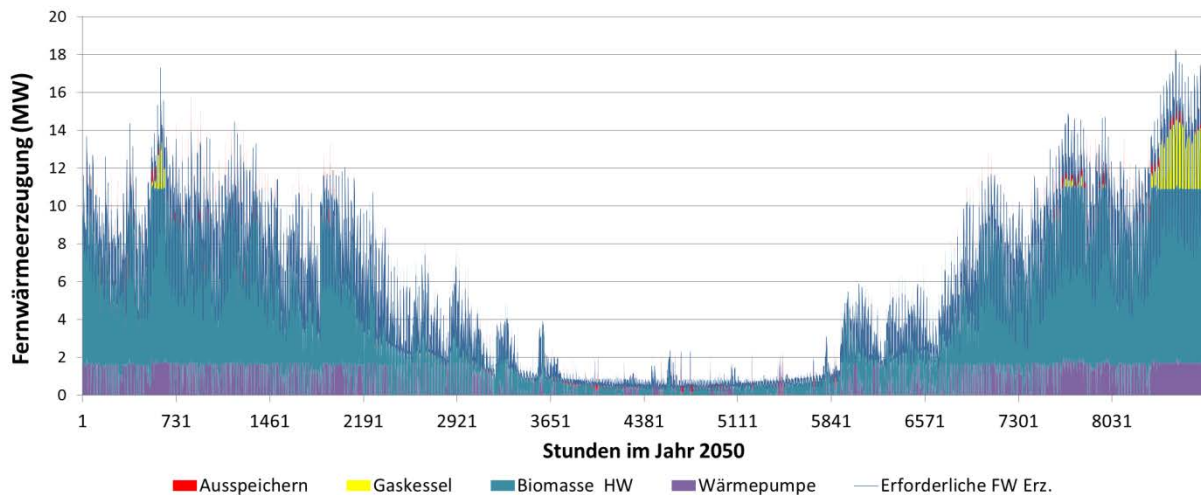


Abbildung 85: Simulation der Fernwärmeerzeugung für Netztyp 6 im WAMplus 2050 Szenario 2.

Als Ergebnis der Simulationen zeigt sich (siehe folgende Tabelle 38), dass es in den Szenarien wirtschaftlich ist ein Biomasse Heizwerk mit einer Wärmepumpe und Rauchgaskondensation als Anergiequelle zu kombinieren. Die Wärmepumpenerzeugung kann dabei oft bei niedrigeren Temperaturen im Kraftwerksprozess eingebunden werden („Rücklaufanhebung“ siehe

Einbindung von Wärmepumpen in die Fernwärme weiter oben im Kapitel 2.11). Die Jahresarbeitszahlen in den 2050-Szenarien liegen bei 5,0-5,3 bei 4000- 5000 Volllaststunden. Der Wärmepumpenanteil ist limitiert durch die verfügbaren Anergiequellen.

Tabelle 38: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 7.

Szen. Nr.	Gasverbrauch (GWh-Hi)	Mittlere gewichtete FW Grenzkosten (Euro/MWh)	Fernwärmeerzeugung GWh	Biomasse HW	Wärmepumpe	Gas-kessel	Strom-heizer	Wärme-pumpe: mittl. therm. Leistung MW	
2030 WEM Mit Steuern&Abgaben	1	3,2	45	73	96%	0%	4%	0%	0,0
2050 WAMplus mit Steuern&Abgaben	2	1,0	72	44	82%	15%	2%	0%	1,7
2050 Sensitivität VL/RL Temp	3	1,2	71	44	82%	16%	3%	0%	1,7
2050 Sensitivität keine Steu.& Abg.	4	3,6	66	44	73%	20%	8%	2%	1,8
2050 Sensitivität nur Erdgas Steu.&Abg.	5	0,5	67	44	78%	21%	1%	4%	2,0

Zusammenfassung: In den Szenarien 2050 ist Rauchgaskondensation bei größeren Biomasse-Heizwerken in Kombination mit Wärmepumpen eine wirtschaftliche Lösung. 2030 noch nicht. Der Wärmepumpenanteil ist limitiert durch die verfügbaren Anergiequellen.

2.11.3 Flexibilisierung der Stromnachfrage durch P2H

Die Wärmepumpen werden in den simulierten Szenarien im Hochwinter größtenteils bei maximaler Leistung betrieben und tragen in diesem Fall wenig zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bei. In der Übergangszeit und im Sommer tragen Wärmepumpen eindeutig zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bei. Dies kann man in den

Fernwärmeerzeugungsgrafiken weiter oben in diesem Kapitel sehen. In Abbildung 86 und Abbildung 87 sind beispielhaft Auswertungen des Strombezugs für die Monate April bis September für die Netztypen 3 und 7 angegeben. Man kann erkennen, dass die hohe Volatilität der Strompreise (siehe Abbildung 66 auf Seite 117) in dem Szenario für 2050 genutzt wird, um günstigen Strom zu nützen. Wenn Elektrodenheizkessel im Bestand verfügbar sind und ein Szenario ohne Steuern und Netzgebühren betrachtet wird, dann können die Stromkessel das ganze Jahr zur Flexibilisierung der Stromnachfrage beitragen, da sie immer nur bei günstigen Strompreisen eingesetzt werden. In Kombination mit Fernwärmespeichern tragen KWK-Anlagen auch zu einer Flexibilisierung von Stromerzeugung und Nachfrage, je nach Strompreis, bei.

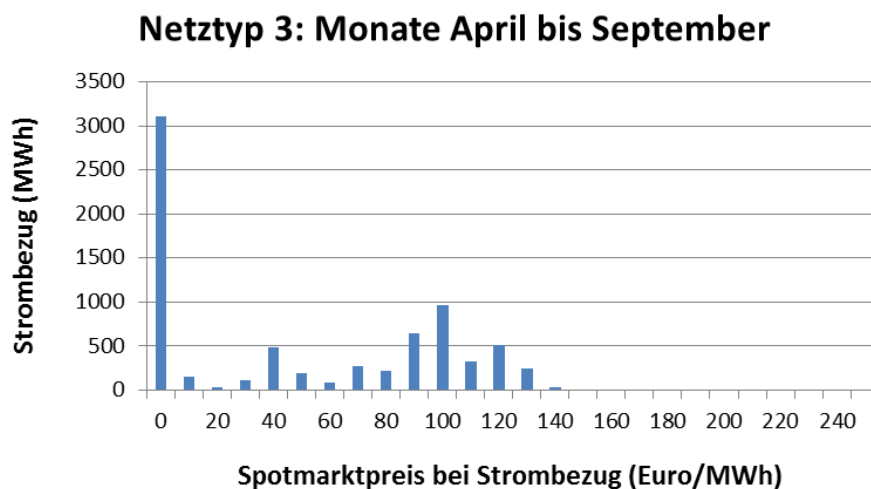


Abbildung 86: Strombezug in den Monaten April bis September durch die P2H-Anlagen im Szenario 2 WAMplus 2050 mit Steuern und Abgaben für Netztyp 3.

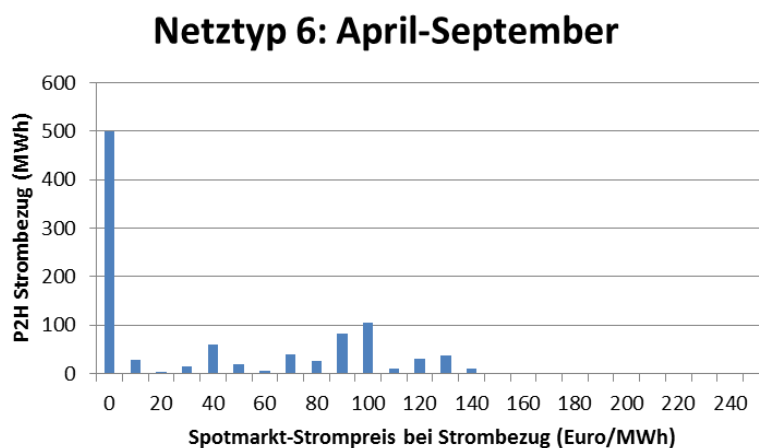


Abbildung 87: Strombezug in den Monaten April bis September durch die P2H-Anlagen im Szenario 2 WAMplus 2050 mit Steuern und Abgaben für Netztyp 6.

3 Schlussfolgerungen

Abbildung 88 gibt eine Übersicht über die P2H-Anteile an der Fernwärmeerzeugung für die verschiedenen simulierten Fernwärmenetze und Szenarien aus dem Kapitel 2.11. Das Szenario 2030 ist immer das WEM 2030 Szenario („with existing measures“, keine erhöhten Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz). Die anderen Szenarien sind WAMplus 2050 Szenarien („with additional measures“, mit deutlich höheren Anstrengungen in Richtung Effizienzsteigerung und Dekarbonisierung, s. Kap. 2.9). Nur beim Fernwärmenetz Braunau wurde auch das Szenario WEM 2050 betrachtet, da beim WAMplus 2050 Szenario die Geothermie alleine die Fernwärmeversorgung bereitstellen kann. Der Anteil der Wärmepumpen an der Fernwärmeerzeugung liegt in den Szenarien großteils zwischen 10 und 30% im Jahr 2050. In den meisten Fernwärmenetzen sind Wärmepumpen auch schon im Szenario für 2030 wirtschaftlich. Als Anergiequellen wurden in dieser Studie Rauchgaskondensation, Niedertemperatur-Abwärme und Geothermie betrachtet. Wärmepumpen in Kombination mit Rauchgaskondensation erweisen sich bei größeren Biomasse-KWK- und größeren Biomasse-Heizwerken als wirtschaftliche Lösung. Ein hoher GuD-Anteil, zum Beispiel beim Netztyp 3, lässt Raum, um einen Anteil von 20% (2030) und 25-35% (2050) der Fernwärmeerzeugung mit Wärmepumpen zu erreichen. Die Anergiequellen sind beim Netztyp 3 Rauchgaskondensation (bei KWK-Anlagen und Heizkesseln) und Niedertemperaturabwärme. Die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen ist in den Netztypen 3 bis 7 begrenzt durch die Leistung der verfügbaren Anergiequellen.

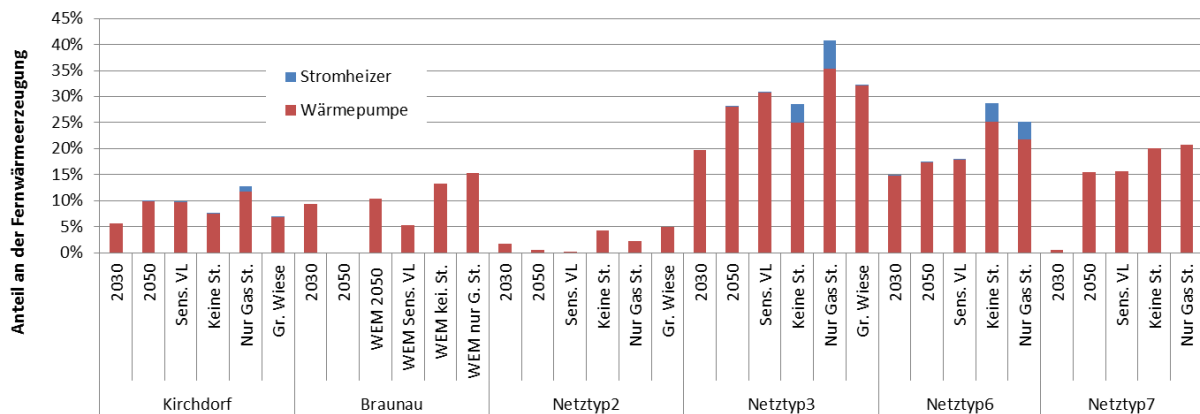


Abbildung 88: Übersicht über P2H-Anteile an der Fernwärmeerzeugung für die verschiedenen Netze und Szenarien. Das Szenario 1 ist immer das 2030 WEM Szenario (d.h. einem Szenario auf Basis aktuell bestehender politischer Rahmenbedingungen) die anderen Szenarien sind, wenn nicht anders gekennzeichnet, WAMplus 2050-Szenarien (d.h. ein Szenario mit einer starken Dekarbonisierung). „Sens.VL“ stellt eine Sensitivität mit 5°C geringeren Vorlauftemperaturen dar, „Keine St“ eine Rechnung ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom und Gas, „Nur Gas St“ einen Fall ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom. „Gr. Wiese“ ist das Szenario „Grüne Wiese“, d.h. ohne Berücksichtigung von Bestandskapazitäten.

In anderen Fernwärmenetzen (Kirchdorf, Braunau, Netztyp 2) wird die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen limitiert durch konkurrierende Wärmeerzeuger: verfügbare direkt nutzbare Abwärmepotentiale, Geothermie oder Müllverbrennungs-KWK-Anlagen. In

Fernwärmenetzen mit Geothermieanlagen, bei denen die Geothermieleistung oder die verfügbare Temperatur aus der Geothermieanlage nicht ausreicht, sind Wärmepumpen ebenfalls eine wirtschaftliche Option. Dadurch kann die Geothermie besser ausgenutzt und der Gasverbrauch kann stark reduziert werden.

Man kann in Abbildung 88 erkennen, dass die Annahmen zu Steuern, Abgaben und Netzgebühren von Strom und Gas starke Auswirkungen auf die Marktdurchdringung der Wärmepumpen haben. Wobei ein Verzicht auf alle Steuern, Abgaben und Netzgebühren von Strom und Gas durch den hohen COP der Wärmepumpe nicht immer zum Vorteil für Wärmepumpen ist (siehe Kirchdorf).

Auch wenn eine etwaige Reduktion der Besteuerung und Abgaben des Energieträgers Strom für P2H-Anlagen naturgemäß einen Effekt auf deren Wirtschaftlichkeit hat und so diese Flexibilitätsoption stärker ausgebaut werden würde, ist aus den Ergebnissen klar ersichtlich, dass andere im jeweiligen Fernwärmenetz vorhandenen Gegebenheiten den Anteil der Wärmepumpen am Erzeugungsmix deutlich stärker prägen, insbesondere die verfügbare Leistung günstiger Abwärmequellen und die Konkurrenz mit direkt nutzbarer Abwärme, Geothermie und Müllverbrennungs-KWK-Anlagen. Besonders relevant sind die Steuern, Netzentgelte und Abgaben für die Marktanteile von Elektroheizkesseln in der Fernwärme. Bei den gegenwärtigen Steuersätzen und Gebühren sind Elektroheizkessel als Wärmeerzeuger in den analysierten Szenarien bis 2050 nicht wirtschaftlich. Nicht simuliert wurde dabei die Bereitstellung von Regelenergie. Hier können Elektrokessel sehr wohl wirtschaftlich sein, wie aktuelle Erfahrungen zeigen. Wärmepumpen helfen die CO₂-Emissionen der Fernwärmeerzeugung zu senken und den Brennstoff- und Ressourcenverbrauch zu reduzieren. Kernbaustein für eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Fernwärme ist allerdings auch eine Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor. Wärmepumpen werden in den simulierten Szenarien im Winter großteils als Grundlast betrieben. Von April bis September tragen sie eindeutig zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bei. Ergänzend sei vermerkt, dass laut einer aktuellen Dissertation (Rab, 2017) Wärmepumpen im Fernwärme-Erzeugungsportfolio zur Absicherungen gegen langfristigen Preisrisiken beitragen.

4 Ausblick und Empfehlungen

Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Gegebenenfalls: Potenzial für Demonstrationsvorhaben (Chancen / Herausforderungen / Risiken bei der Realisierung / Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekt?)

Folgende Fragestellungen konnten im Rahmen dieses Projekts nicht umfassend untersucht werden und sind daher für weiterführende Arbeiten von Relevanz:

- Wärmepumpen und saisonale Speicher: Was ist die Rolle von Wärmespeichern zur stärkeren Verschiebung von Lasten, auch über längere Zeiträume hinweg? Welche Dimensionierung von Wärmespeichern ist unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen anzustreben?
- Inwiefern verändert sich die Rolle von Wärmepumpen bei noch stärkerer Absenkung des Temperaturniveaus als dies in den hier durchgeführten 5°C Sensitivitäten erfolgt ist?
- Detaillierte technisch/wirtschaftliche Simulation der kurzfristigen Energie-Zwischenspeicherung (Tage) und der Speicherschichtung zur Flexibilisierung der Wärmepumpen bei aktuell verfügbaren Speichersystemen
- Welche Rolle könnten Wärmepumpen in der vierten Generation an Fernwärmenetzen künftig zukommen?
- Ausweiten der praktischen Erfahrungen/Umsetzungen von Wärmepumpen mit Rauchgaskondensation bei Erdgas-GuD Anlagen.
- Die Wirkung von Steuern auf Strom und Gas auf die Wirtschaftlichkeit von P2H-Anlagen wurden analysiert. Die Untersuchungen führten jedoch hinsichtlich der Wirkung auf Gesamtsystemkosten zu keinem eindeutigen Ergebnis. Der Effekt entsprechender energiepolitischer Instrumente sollte hinsichtlich Timing, genauer Ausrichtung und hinsichtlich der Wirkung auf die Gesamtsystemkosten weiter analysiert werden.
- Welche Auswirkungen hat ein verbesserter hydraulischer Abgleich der Gebäude auf die Rücklauftemperaturen der Fernwärmenetze und in weiterer Folge auf den Betrieb der Fernwärmeerzeuger und den optimalen Erzeugermix? Wie steht es um Kosten und Nutzen von Maßnahmen zum hydraulischen Abgleich? Tatsächlich ist nur ein geringer Prozentsatz der Heizsysteme des gesamten Gebäudebestandes in Österreich hydraulisch abgeglichen. Durch sekundärseitige Optimierungsmaßnahmen

wie etwa einen automatisierten hydraulischen Abgleich kann die Rücklauftemperatur gesenkt werden, wodurch sich Energieeffizienzpotenziale heben lassen.

- Neben herkömmlichen thermischen Energiespeichern (Pufferspeicher) kann auch der Gebäudebestand mit seiner thermischen Trägheit für (kurzzeitige) Speichereffekte verwendet werden. Der in diesem Zusammenhang immer wieder auftauchende Begriff des Demand-Side-Managements (DSM) und seine Rückkoppelung auf Fernwärmenetze in Kombination mit P2H-Maßnahmen (Elektrodenheizkessel oder auch Wärmepumpen) kann zukünftig dabei helfen weitere Effizienzsteigerungen in der Fernwärmebranche zu erzielen. Forschungsbedarf besteht in der Quantifizierung der Auswirkungen des DSM auf den Betrieb der Fernwärmenetze und der gesamtsystemischen Wirtschaftlichkeit.

5 Verzeichnisse

5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über P2H-Anteile an der Fernwärmeerzeugung für verschiedenen Netze und Szenarien. Das Szenario 1 ist immer das 2030 WEM Szenario (d.h. einem Szenario auf Basis aktuell bestehender politischer Rahmenbedingungen) die anderen Szenarien sind, wenn nicht anders gekennzeichnet, WAMplus 2050-Szenarien (d.h. ein Szenario mit einer starken Dekarbonisierung). „Sens.VL“ stellt eine Sensitivität mit 5°C geringeren Vorlauftemperaturen dar, „Keine St“ eine Rechnung ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom und Gas, „Nur Gas St“ einen Fall ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom. „Gr. Wiese“ ist das Szenario „Grüne Wiese“, d.h. ohne Berücksichtigung von Bestandskapazitäten.	10
Abbildung 2: Overview on the share of P2H in district heating supply for various networks and scenarios. Scenario 1 always represents the WEM 2030 scenario (i.e. scenarios based on the current political framework). The other scenarios represent, unless otherwise stated, the WAMplus 2050 scenarios (i.e. scenarios with a strong decrease of CO ₂ emissions). “Sens.VL” represents sensitivity szenario with 5°C reduction of inflow temperature, “Keine ST” a scenario without taxes, network charges and fees on electricity and gas, “Nur Gas ST” represents a scenario without scenario without taxes, network charges and fees on electricity, “Gr. Wiese” represents a greenfield scenario without considering already installed capacities.	12
Abbildung 3: Das “Smarte Energiesystem” – Einbindung von Power-to-Heat Technologien in Strom- und Fernwärmenetze (Quelle: Blarke et al, 2013)	16
Abbildung 4: Modell-Schnittstellen im Projekt P2H-Pot.....	20
Abbildung 5: Modellaufbau und Simulationsablauf des Invert/EE-Lab Models.....	26
Abbildung 6: Schematische Darstellung des 5R1C Energiemodells (Quelle: ISO 13790:2008)	27
Abbildung 7: Überblick Modell für Fernwärmeausbau und Verdichtung	28
Abbildung 8: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells HiREPS (Stromsektor)	30
Abbildung 9:Drei elektrische Großwärmepumpen, die derzeit in Skandinavien in Betrieb sind.	36
Abbildung 10: Vergleich der „Intermittenzfreundlichkeit“ der untersuchten Anlagendesigns mit Wärmepumpen. Diese ist definiert als statistische Korrelation zwischen dem Netto-Stromtausch mit dem Netz und der Rest-Stromnachfrage im Netz (d. h. Stromnachfrage minus periodische Stromproduktion). (Blarke, Review WS 2015).	37
Abbildung 11: Konfiguration 1 (links) und Konfiguration 2 (rechts).....	40
Abbildung 12: Verschaltungsvariante Speicher und Wärmepumpe nach dem ISEC-Konzept	41

Abbildung 13: Kaskadierung von Wärmepumpen zur Steigerung des COP.....	41
Abbildung 14: Temperaturniveaus bei Wärme-Kälte-Kopplung.....	42
Abbildung 15: Wärme- und Kältebedarf in der Übergangszeit	47
Abbildung 16: Visualisierung und Foto der ecop RHP K7	51
Abbildung 17: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Rücklauftemperaturen auf das Potential erneuerbarer Energieträger mit niedrigem Temperaturniveau, links: Ausgangszustand mit hohen Rücklauftemperaturen, rechts: Möglichkeit zur Senkung der Vorlauftemperatur.....	53
Abbildung 18: Bewertungsversuch der Einzelschritte zur Netztransformation hin zu niedrigeren Temperaturniveaus (Bewertung 1 = gering, 5 = hoch, Potenzial: liefert unmittelbaren Beitrag zur Temperaturveränderung. (Quelle: Paar et al., 2013)	54
Abbildung 19: Aufteilung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes in Österreich auf verschiedene Wärmedichteklassen (Quelle: eigenen Berechnungen mit Invert/EE-Lab)	60
Abbildung 20: Anteil der mit Fernwärme versorgten Gebäude und abgesetzte Fernwärmemenge in Österreichs Gemeinden (Quelle: Gebäude- und Wohnungszählung 2001 und eigene Berechnungen mittels Invert/EE-Lab).....	61
Abbildung 21: Abwärmepotentiale und theoretischer mit Abwärme deckbarer Anteil der Wärmemenge österreichischen Gemeinden.....	62
Abbildung 22: Gemeinden die entsprechend der gewählten Kriterien über ein Geothermiepotential zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz verfügen. (Quelle: Eigene Grafik basierend auf Könighofer et. al., 2014).....	63
Abbildung 23: Anteil der Biomasse- Wärmenetze in verschiedenen Leistungs-Größenklassen und Anteil der Abgesetzten Wärmemenge in den jeweiligen Größenklassen (Quelle: Auswertung und eigene Berechnungen eines Datensatzes der qm- Heizwerke Datenbank).....	65
Abbildung 24: Vergleich verschiedener Parameter der drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)	66
Abbildung 25: Bandbreiten der Wärmekunden und der Trassenlänge von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)	67
Abbildung 26: Bandbreiten der Anschlussleistung und der verkauften Wärme von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)	68
Abbildung 27: Bandbreiten der Wärmebelegung von drei verschiedenen Clustern von Biomasse Fernwärmenetzen (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank)	69
Abbildung 28: Installierte Leistungen und erzeugte Wärmemenge je Erzeugungstechnologie österreichischer Biomasse Fernwärmenetze (Quelle: Eigene Auswertungen eines Datensatzes aus der qm- Heizwerke Datenbank).....	70

Abbildung 29: Vor- und Rücklauftemperaturen verschiedener österreichischer Fernwärmenetze im Winter geordnet nach Absatzmenge (Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001)	71
Abbildung 30: Heizwerk in Braunau/Simbach. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)	75
Abbildung 31: Heizwerk in Kirchdorf an der Krems. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)	76
Abbildung 32: Heizwerk in Weichstetten. (Quelle: Energie AG OÖ Wärme GmbH)	77
Abbildung 33: Entwicklung des Lieferenergieeinsatzes (ohne Berücksichtigung der durch Vor-Ort erneuerbare Energieträger bereitgestellten Energiemenge) und des Endenergieeinsatzes (inkl. der Beiträge von Vor-Ort erneuerbaren Energieträger) für Haushalte und Nicht Wohngebäude Dienstleistungssektor in den Szenarien WEM 2015, WAM 2015 und WAM plus 2015 bis 2050. (Quelle: Müller et al., 2015, EB= Energiebilanz). 79	79
Abbildung 34: Entwicklung des beheizten Geschoßflächen nach Energieträgergruppen in den Szenarien WEM 2015 und WAM plus 2015 bis 2050. (Quelle: Müller et al., 2015). ...	80
Abbildung 35. Katastralgemeinde Weichstetten (Gemeinde St. Marien) (Bildquelle: http://www.openstreetmap.org , 2017)	82
Abbildung 36: Kirchdorf an der Krems (Bildquelle: http://www.openstreetmap.org , 2017)	82
Abbildung 37: Braunau am Inn (Bildquelle: http://www.openstreetmap.org , 2017)	83
Abbildung 38: Berechnete Anteile von Gebäudeflächen nach Gebäudetyp und Bauperiode für die drei Fallstudiengemeinden	83
Abbildung 39: Historische Entwicklung der Bevölkerung in den drei Fallstudiengemeinden und deren Bezirke, sowie Szenario der zukünftigen Entwicklung der Hauptwohnsitze. Die Entwicklung der Hauptwohnsitze je Bezirk ist der Örok-Prognose 2011 entnommen, für die Entwicklung der Gemeinde ist zusätzlich die relative historische Entwicklung der Gemeinde innerhalb des jeweiligen Bezirkes berücksichtigt.	84
Abbildung 40: Szenario der Entwicklung der beheizten Gebäudeflächen von 2015 bis 2050 in den Fallstudiengemeinden	85
Abbildung 41: Entwicklung des durchschnittlichen flächenspezifischen Heizwärmebedarfes von Bestandsgebäuden (Bauperiode bis 2012), Neubauten (Bauperiode ab 2013) und des Gesamtbestandes, jeweils bezogen auf den Heizwärmebedarf im Ausgangsjahr 2012 (nicht kumulierte Darstellung)	87
Abbildung 42: Entwicklung des Heizwärmebedarfes mit (links) und ohne (rechts) Berücksichtigung von Reboundeffekt.	88
Abbildung 43: Entwicklung des Nutzwärmebedarfes zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung in den drei Fallstudiengemeinden	89
Abbildung 44: Entwicklung des Heizwärmebedarfes (Nutzwärmebedarf, linke Grafik) und des Endenergieeinsatzes zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in den Fallstudiengemeinden im WAMplus Szenario	90
Abbildung 45: Nutzwärmebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bezogen auf den Verbrauch in 2012 in den drei Fallstudiengemeinden.	91

Abbildung 46: Vergleich der errechneten täglichen Wärmeabnahme (y-Achse: Index: Durchschnittlicher Tagesenergiebedarf $[100 \cdot (\text{MWh pro Tag}) / (\text{MWh pro Jahr} / 365)]$; Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den beobachteten Daten (Messdaten, Schwarz) für die drei Fallstudien-Wärmenetze.....	93
Abbildung 47: Der Vergleich der errechneten Lastdauerlinie (y-Achse: Tagesabnahme / jahresdurchschnittliche Tagesabnahme; Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den beobachteten Daten (Messdaten, Schwarz) für die drei Fallstudien-Wärmenetze.....	94
Abbildung 48: Vergleich der errechneten Tagesganglinien (Blau: Bottom-up Simulation, Rot: einfaches Regressionsmodell) mit den Messdaten (Schwarz) für zwei Wärmenetze: Weichstetten und Kirchdorf.....	95
Abbildung 49: Lastdauerlinien von 7 österreichischen Netzen.....	96
Abbildung 50: Effekt von thermischen Sanierungen auf die Jahresdauerlinie mit und ohne Berücksichtigung der Verschiebung der Heiztemperaturgrenze	97
Abbildung 51: Gegenüberstellung einer durchschnittlichen Jahresdauerlinien (Mittelwerte der normierten Jahresdauerlinien von sechs österreichischen Netzen) der Raumwärme- (grün) und Gesamtwärmenachfrage (blau) im Status quo sowie im dem Gebäudebestand 2050 im WAMplus Szenario. Die schwarz punktierte Kurve zeigt den vereinfacht berechneten Verlauf der Jahresdauerlinie, bei welchem die Verschiebung der Heiztemperaturgrenze nicht berücksichtigt wurde.....	98
Abbildung 52: Vergleichmäßigung der Wärmenachfrage durch thermische Gebäudesanierungen im WAMplus Szenario (2050) gegenüber 2010 und Effekt der Verschiebung der Heizgradgrenze. Ergebnisse für die durchschnittliche Entwicklung für sechs österreichische Fernwärmenetze.....	99
Abbildung 53: Auswirkung von steigenden Gebäudeeffizienzen auf das Verhältnis der Wärmenachfrage an einem Spitzenlasttag (98%-Perzentil, entspricht dem 8-wärmenachfragestärkstem Tag im Jahr) gegenüber der jahresdurchschnittlichen Wärmenachfrage.....	100
Abbildung 54: Bandbreite der Netzausbaukosten. Wobei die für jede Datenquelle eine andere Farbe genommen wurde. Die obere Grenze ist für jede Quelle/Farbe mit einer Raute angegeben und die untere Grenze mit einem Quadrat.	102
Abbildung 55: Anschlussgrad Fernwärme für die betrachteten Regionen im Jahr 2015 und die mögliche Entwicklung bis zum Jahr 2050 für das WEM und WAMpus Szenario	106
Abbildung 56: Zusammenhang zwischen dem Anschlussgrad von Fernwärme in 2015 und der relativen Veränderung 2020 zu 2015.....	107
Abbildung 57: Zusammenhang Anschlussgrad 2015 mit der Entwicklung von Fernwärme bis 2050	108
Abbildung 58: Mittlere Wärmedichten der Fernwärmeregion im WEM Szenario für das Jahr 2015 (Maximum) und das Jahr 2050 (Minimum).....	109
Abbildung 59: Resultierende Investitionskosten pro Trassenmeter Fernwärme für die einzelnen Regionen.....	110

Abbildung 60: Bewohntes Gemeindegebiet der Gemeinde St. Marien.....	111
Abbildung 61: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Kirchdorf an der Krems im Jahr 2015 (links) und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)	112
Abbildung 62: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Braunau (ohne Simbach) im Jahr 2015 und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario für das grenzübergreifende Fernwärmenetz Braunau am Inn und Simbach, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)	113
Abbildung 63: Wärmedichte der Fernwärmeanschlüsse für Weichstetten als Siedlung der Gemeinde St. Marien im Jahr 2015 und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im WEM-Szenario, sowie der Anschlussgrad von Fernwärme (Anteil von Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser)	113
Abbildung 64: Die aktuelle (2016) Referenzpreisentwicklung der Europäischen Kommission („REF16“) dient als Basis für unsere Modellrechnungen.....	114
Abbildung 65: Die Strompreise im RES Szenario der „Stromzukunft Österreich 2030“ Studie: ein Simulationsergebnis des Edison-Modells. Der mittlere Strompreis liegt bei 71Euro/MWh. Der CO ₂ -Preis bei 29,87 Euro/MWh. Diese Strompreise wurden für die 2030 Fernwärmesimulationen mit HiREPS in diesem Kapitel verwendet.....	116
Abbildung 66: Simulierte Strompreise 2050 im -76% Emissionsreduktionsszenario AT+DE	117
Abbildung 67: Simulierte Erzeugungsmix (links) und Stromnachfrageanteile (rechts) im -76% Emissionsreduktionsszenario AT+DE.....	118
Abbildung 68: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Kirchdorf.....	121
Abbildung 69: Szenario 2050 WAMplus mit Steuern, Abgaben und Netzgebühren	122
Abbildung 70: Einbindungsoption der Wärmepumpe mit der Geothermie in Braunau.....	124
Abbildung 71: Tagesmittelwerte der Netzdaten zu Kirchdorf 2015. Links sind die Kennlinien der Vorlauf-(VL) und Rücklauf-(RL) Temperatur über der Außentemperatur dargestellt. Die rechte Grafik zeigt Vorlauf- und Rücklauf-temperatur, Geothermieleistung, notwendige Nachheizung und Außentemperatur, jeweils aufgetragen über der Fernwärmeeinspeisung.	124
Abbildung 72: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Braunau bei den zwei Nachfrageszenarien WEM 2050 und WAMplus 2050.	125
Abbildung 73: Simulation der Fernwärmeerzeugung 2050 im Szenario WAMplus.....	125
Abbildung 74: Simulation der Fernwärmeerzeugung 2050 im Szenario 3 (WEM 2050 mit Steuern und Abgaben).	126
Abbildung 75: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Weichstetten	127
Abbildung 76: Simulation des Netzbetriebs im WAMplus 2050 Szenario 2.....	128

Abbildung 77: Simulation der (Fern-) Wärmerezeugung Weichstetten (beide Netzteile) im WAMplus 2050 Szenario 2.	128
Abbildung 78: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 2 (Simulation für Linz)	130
Abbildung 79: Simulation der Fernwärmerezeugung für Netztyp 2 im WAMplus 2050 Szenario 2.	131
Abbildung 80: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 3.....	132
Abbildung 81: Simulation der Fernwärmerezeugung für Netztyp 3 im WAMplus 2050 Szenario 2.	133
Abbildung 82: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 6 (Position Villach).....	134
Abbildung 83: Simulation der Fernwärmerezeugung für Netztyp 6 im WAMplus 2050 Szenario 2.	135
Abbildung 84: Simulierte Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Wetterjahr 2007 für Netztyp 7 (Position Wiener Neustadt).....	136
Abbildung 85: Simulation der Fernwärmerezeugung für Netztyp 6 im WAMplus 2050 Szenario 2.	137
Abbildung 86: Strombezug in den Monaten April bis September durch die P2H Anlagen im Szenario 2 WAMplus 2050 mit Steuern und Abgaben für Netztyp 3.	138
Abbildung 87: Strombezug in den Monaten April bis September durch die P2H Anlagen im Szenario 2 WAMplus 2050 mit Steuern und Abgaben für Netztyp 6.	138
Abbildung 88: Übersicht über P2H-Anteile an der Fernwärmerezeugung für verschiedenen Netze und Szenarien. Das Szenario 1 ist immer das 2030 WEM Szenario (d.h. einem Szenario auf Basis aktuell bestehender politischer Rahmenbedingungen) die anderen Szenarien sind, wenn nicht anders gekennzeichnet, WAMplus 2050-Szenarien (d.h. ein Szenario mit einer starken Dekarbonisierung). „Sens.VL“ stellt eine Sensitivität mit 5°C geringeren Vorlauftemperaturen dar, „Keine St“ eine Rechnung ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom und Gas, „Nur Gas St“ einen Fall ohne Steuern, Netzentgelte und Abgaben auf Strom. „Gr. Wiese“ ist das Szenario „Grüne Wiese“, d.h. ohne Berücksichtigung von Bestandskapazitäten.	139
Abbildung 89: T-s-Diagramm der Kältemittel CO ₂ , Ammoniak und n-Butan.....	159
Abbildung 90: Bevorzugter Einsatz von ein- und zweistufigen Wärmepumpen in Abhängigkeit der Verdampfungstemperatur, nach (Quelle: Johnson Controls 2017)	160
Abbildung 91: Kinfiguration 1.....	161
Abbildung 92: Konfiguration 2.....	162
Abbildung 93: Restliche im Rauchgas enthaltene Energiemenge ϵ_{rest} bei der Verbrennung von Erdgas mit Luft (40% rel. Luftfeuchte) in Bezug auf den oberen Heizwert in Abhängigkeit der Rauchgastemperatur T_{gas}	163
Abbildung 94: Layout der Ammoniak- und n-Butanwärmepumpen, für mittlere und hohe Quellentemperaturniveaus, Verschaltung der verschiedenen Komponenten	166

Abbildung 95: Layout der Ammoniak- und n-Butanwärmepumpen für niedrige Quellentemperaturniveaus, Verschaltung der verschiedenen Komponenten	167
Abbildung 96: Layout der transkritischen CO ₂ -Wärmepumpe, Verschaltung der verschiedenen Komponenten	168
Abbildung 97: Modell der Wärmeübertrager, Quelle: http://www.engineeringexcelspreadsheets.com/2011/08/heat-exchanger-thermal-design-calculations-spreadsheet/	169
Abbildung 98: Isentroper und volumetrischer Verdichterwirkungsgrad des Ammoniak und n-Butan Verdichters in Abhängigkeit des Druckverhältnisses π_v	173
Abbildung 99: Isentroper und volumetrischer Verdichterwirkungsgrad des CO ₂ -Verdichters in Abhängigkeit des Druckverhältnisses π_v	173
Abbildung 100:Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Weichstetten.....	202
Abbildung 101:Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Weichstetten.	203
Abbildung 102: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Weichstetten im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).....	204
Abbildung 103:Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Kirchdorf.	205
Abbildung 104:Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Kirchdorf.....	206
Abbildung 105: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Kirchdorf im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).	207
Abbildung 106:Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Braunau.....	208
Abbildung 107:Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Braunau.	209
Abbildung 108: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Braunau im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).	210

5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wärmequelle der Wärmepumpe Geothermie 80°C abkühlen auf mindestens 50°C, Ammoniak Konfiguration 1.	44
Tabelle 2: Geothermie 60°C abkühlen auf ≤40°C Ammoniak, Konfiguration 2.....	44
Tabelle 3: Geothermie 80°C abkühlen auf ≤50°C n-Butan Konfiguration 1	44
Tabelle 4: Geothermie 60°C abkühlen auf ≤40°C n-Butan Konfiguration 2	44
Tabelle 5: Rauchgaskondensation 50°C abkühlen auf ≤35°C Ammoniak Konfiguration 2	45
Tabelle 6: Rauchgaskondensation 50°C abkühlen auf ≤35°C n-Butan Konfiguration 2.....	45
Tabelle 7: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, Ammoniak Konfiguration 2	45
Tabelle 8: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, n-Butan Konfiguration 2.....	46
Tabelle 9: Flusswasser 5-20°C, 4 Grad abkühlen, t- CO ₂ Konfiguration 2	46
Tabelle 10: Flusswasser 5-20°C WWK Ammoniak WP.....	48

Tabelle 11: Flusswasser 5-20°C WWK n-Butan WP	48
Tabelle 12: Flusswasser 5-20°C CO“-WP.....	49
Tabelle 13: Übersicht der unterschiedlichen Wärmequellszenarien	50
Tabelle 14: Randbedingung „ECOP_K2_78_50“.....	50
Tabelle 15: Randbedingung „ECOP_K2_60_40“	50
Tabelle 16: Randbedingung „ECOP_K2_50_35“	50
Tabelle 17: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze in Österreich.....	58
Tabelle 18: Ergebnis der Typologisierung der FW-Netze für Deutschland	58
Tabelle 19: Basis-Annahmen für die Szenarien-Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs. Quelle: Müller et al., 2015.	78
Tabelle 20: Charakteristik des Gebäudebestandes im Ausgangszustand (2012) der Fallstudiengemeinden. (Quelle: eigene Berechnungen, GWZ 2001, Gebäudezensus 2011, Blick auf die Gemeinde)	81
Tabelle 21: Entwicklung der durchschnittlichen Effizienz der Gebäudetechnik in den drei Fallstudiengemeinden im WEM Szenario.	86
Tabelle 22: Mögliche Entwicklung des Fernwärmebedarfs in Österreich bis 2050 für die betrachteten Szenarien unter Berücksichtigung der ökonomischen Entscheidungsstrukturen der Netzbetreiber.....	105
Tabelle 23: Biomasse und Müllpreise 2030 und 2050. 2050 sind die Preise im Vergleich zu 2030 verändert, weil sich im AT+DE 2050 Szenario Lauf endogen durch Knappheit, die Preise erhöht haben.	115
Tabelle 24: Annahmen zur Erneuerbaren-Erzeugung im „Stromzukunft Österreich 2030“ RES Szenario.....	116
Tabelle 25: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes (verkaufte Wärme) in Kirchdorf an der Krems für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	121
Tabelle 26: Szenarienübersicht Kirchdorf	122
Tabelle 27: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) in Braunau am Inn für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	124
Tabelle 28: Szenarienübersicht Braunau am Inn	126
Tabelle 29: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) in Weichstetten bei Linz für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	127
Tabelle 30: Szenarien der Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz Weichstetten.....	129
Tabelle 31: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 2 (Daten Linz) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	130
Tabelle 32: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 2.....	131
Tabelle 33: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 3 (Daten Salzburg) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	132
Tabelle 34: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 3.....	133
Tabelle 35: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 6 (Daten zu Villach) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.....	134
Tabelle 36: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 6.....	135

Tabelle 37: Entwicklung Fernwärmeabsatz (verkaufte Wärme) im Netztyp 7 (Daten zu Wr. Neustadt) für die 2 Szenarien der Fernwärmenachfrage. Werte im Vergleich zu 2015.	136
Tabelle 38: Szenarienübersicht Fernwärme Netztyp 7.....	137
Tabelle 39: Die wichtigsten technologiespezifischen Daten für die Szenarien angegeben..	158
Tabelle 40: spezifische Wärmetauscherflächen des Verdampfers (a_VD) und des Kondensators (a_KO).....	177

5.3 Literaturverzeichnis

Adler, B., Riepl, S., Ponweiser K.: Centrifugal compression turbo heat pump made by ECOP, IEA Japan: http://www.ecop.at/wp-content/uploads/2016/01/Paper_080311.pdf (abgerufen am 31.08.2017), Japan 2011

Adler, B., Mauthner, R.: ECOP Rotationswärmepumpe auf Basis eines Joule Prozesses, Symposium Energieinnovation, http://www.ecop.at/wp-content/uploads/2016/01/Ecop_EnInnov-2016.pdf (abgerufen am 31.08.2017), Graz 2016

AGFW, 2012, AGFW-Reihe "Forschung und Entwicklung", Heft 18-21.

AGFW -Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V: AGFW-Hauptbericht 2015. <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/> (abgerufen am 25. August 2017) 2016

Aktive Energi Anlæg (AEA): Heat pump for Kalundborg Forsyning (English: Heat pump for Kalundborg District Heating). <http://aea.dk/portfolio-items/varmepumpe-kalundborg-forsyning-2016/> (abgerufen am 25. August 2017). 2017

AQOTEC, 2011: Ratgeber zur Optimierung der Sekundäranlage beim Fernwärmeabnehmer; http://www.aqotec.com/downloads/leitfaden_2011.pdf

Arndt, U., 2008, Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation, Dissertation, TU München.

Basciotti, D. et al., 2016. Methodology for the Assessment of Temperature Reduction Potentials in District Heating Networks by Demand Side Measures and Cascading Solutions, CLIMA 2016, 12th Rehva world Congress, 22-25 Mai 2016, Aalborg, Dänemark.

Baumann, M., Kalt, G.: Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung und Stromnachfrage im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050, Wien 2015

Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH: Refrigerant Report. no. 14, https://www.bitzer.de/shared_media/documentation/a-501-14.pdf (abgerufen am 25. August 2017)

Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH: Technische Information KT-660-3, Einsatz von Propan (R290) und Propen (R1270) mit halbhermetischen Verdichtern, https://www.bitzer.de/shared_media/documentation/kt-660-3.pdf, (abgerufen am 25. August 2017)

Blarke, M.B.: The missing link in sustainable energy: Techno-economic consequences of large-scale heat pumps in distributed generation in favour of a domestic integration strategy for sustainable energy. <http://energianalyse.dk/publications/The-missing-link-in-sustainable-energy.pdf> (abgerufen am 25. August 2017). Ph.D. Thesis, Aalborg University, Aalborg 2008

Blarke, M.B., Jenkins, B.M.: SuperGrid or SmartGrid: Competing strategies for large-scale integration of intermittent renewables? <http://energianalyse.dk/publications/SmartGrid-or-SuperGrid.pdf> (abgerufen am 25. August 2017)., Energy Policy. 58 381-390 2013

Blarke, M.B.: Comparing Design Options for Large-Scale Heat Pumps, Präsentation am 13.05.2015 beim Review-Workshop an der TU Wien

Blarke, M.B.: Store varmpumper: En varm udfordring (Large-scale heat pumps: A hot challenge). Fjernvarmen 30-33, 2015

Blarke, M.B.: Karakteristik af målgruppe og komparativ analyse af udvalgte decentrale anlægskoncepter med store varmpumper: Forberedelse af demonstrationsprogram for store el-drevne varmpumper (English: Characteristics of target group and comparative analysis of selected distributed plant concepts with large-scale heat pumps: Preparation of demonstration program for large-scale electric heat pumps). <http://energianalyse.dk/publications/rapport-310515.pdf> (abgerufen am 25. August 2017). 2015

Blarke, M.B., Compare Options for Sustainable Energy (COMPOSE). <http://energianalyse.dk/index.php/software> (abgerufen am 25. August 2017), 2017

Büchele, R., Hartner, M., Hummel, M., Kranzl, L., Hirner, R., Bons, M., und Deng, Y.: Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung, Endbericht. TU Wien EEG, http://www.austrian-heatmap.gv.at/fileadmin/user_upload/FW_KWK_Endbericht.pdf (am 31.08.2017) Wien 2016

Danish Energy Agency: Store varmpumper i fjernvarmeforsyningen - Evaluering af initiativerne for rejsehold og tilskudsordning for store varmpumper i fjernvarmeforsyningen (English: Large-scale heat pumps in district heating - evaluation of Task Force and Subsidy Scheme). 2016

Danish Energy Authority (In Danish: Energistyrelsen): Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning (English: The role of district heating in future energy supply). 2014

Danish Energy Agency: Rejsehold for store varmpumper (English: Task Force for Large-scale Heat Pumps). <https://ens.dk/ansvarsomraader/varme/rejsehold-store-varmpumper> (abgerufen am 25. August 2017)

David, R. et al., 2008, OASE II - Betriebsprognose und Betriebsdiagnose im Praxistest.

Dittmann, A. et al., 2008, Einfluss von Vor- und Rücklauftemperatur auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen der KWK

Fernwärme Ulm GmbH, 2013, Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm, Leitfaden - Methodische Ansätze zur Temperaturabsenkung eines gewachsenen Fernwärmenetzes.

GEA Refrigeration Technologies: Screw compressors for the industrial refrigeration and air conditioning. 2012.

GEA Bock Compressors: Semi-hermetic Compressors for the Refrigerant R744. Product specifications, https://www.gea.com/de/binaries/96219_CO2%20Compressor_Gb_tcm24-19360.pdf, (abgerufen am 25. August 2017).

Granryd, E., Ekroth, I., Lundqvist, P., Melinder, A., Palm, B., and Rohlin, P.: Refrigerating Engineering. Department of Energy Technology, Division of Applied Thermodynamics and Refrigeration, Royal Institute of Technology, KTH, Stockholm 2005

Hanika, A: Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010 bis 2030 mit Ausblick bis 2050 („ÖROK - Regionalprognosen“) / Teil 3: Modellrechnungen zur regionalen Haushaltsentwicklung. ÖROK-Schriftenreihe 184/2011, , Wien 2011. Verfügbar unter: <http://www.oerok.gv.at/raum-region/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-prognosen-2010.html> (abgerufen am 01. März 2015)

Haylock, M. R., Hofstra, N., Klein Tank A. M. G., Klok, E.J., Jones, P.D.: New, A European daily high-resolution gridded data set of surface temperature and precipitation for 1950-2006. Journal of Geophysical Research, 113, D20119, 2008

Henke et al., 2014, LowEx-Systeme: Breitenanwendung von Niedertemperatur-Systemen als Garanten für eine nachhaltige Wärmeversorgung.

Hensel, Piet. “Optimierung des Ausbaus von Nah- Und Fernwärmenetzen Unter Berücksichtigung Eines Bestehenden Gasnetzes.”, PhD Thesis, Universität Paderborn, 2013

Jacob, D. and Podzun, R., Sensitivity studies with the regional climate model REMO, Meteorology and Atmospheric Physics 63(1-2):119–129, 1997

Jagnow, Halper, Timm, Sobirey, 2014. Optimierung von Heizungsanlagen im Bestand, Verfügbar unter https://www.zukunftsheizen.de/fileadmin/user_upload/Modernisieren/Fachartikel_Optimierungskonzept.pdf (Letzter Zugriff: 20. März, 2016)

Jensch, W. et al., 2013, Interaktive Prognose des energetischen Gebäudebetriebs - Simulationsgestützte Optimierung des dynamischen Verhaltens und des Energieverbrauchs von Gebäuden und Anlagen

Johnson Controls: Industrial Heat Pumps: Heat pumps in industrial applications. Available: <http://www.heatpumpcentre.org/en/hptactivities/hppworkshops/aarhus2015/Documents/IEA%20Heat%20Pump%20Workshop%20May%204th%202015%20Kongsvang%20Aarhus.pdf> (abgerufen am 25. August 2017)

Könighofer, K., G. Domberger, S. Gunczy, M. Hingsamer, J. Pucker, M. Schreilechner, J. Amtmann, et al.: Potenzial Der Tiefengeothermie Für Die Fernwärme- Und Stromproduktion in Österreich. Klima- und Energiefonds, 2014

Könighofer, Kurt, Johann Goldbrunner, und Josef Füreder. „Potential der Tiefengeothermie für die Fernwärme und Stromproduktion in Österreich“. Endbericht. Graz: Joanneum Research, 2014

Kranzl, L., Hummel M., Matzenberger, J., Müller, A., and Toleikyte, A.: Power through Resilience of Energy Systems: Energy Crisis, Trends and Climate Change (PRESENCE). Austrian Climate Research Program ACRP 3rd Call. Klima- und Energiefonds, 2014

Kronwald et al., 2014 Energieeffizientes Duisburg; ein Modell für die ressourcen- und klimaschonende Wärmeversorgung von Ballungsräumen

Krutzler, T, Gössl, M, Schindler, I. et al.: Szenarien im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050. Reports, Bd. REP-0446, Umweltbundesamt Wien, Wien 2015

Lettner, F. 2013: Praktische Maßnahmenbeispiele zur Effizienzsteigerung an und mit Kundenanlagen – Vorteile für Kunden und Netzbetreiber, Vortrag bei qm heizwerke Fachtagung, Wien, 2013

Müller, A., Kranzl, L.: Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Ein Projekt im Rahmen der Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms. Technische Universität Wien, Wien, 2015

Müller, A.: Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock, PhD-Thesis, Technische Universität Wien, 2015

Müller, A., Büchele, R., Kranzl, L., Totschnig, G., Mauthner, F., Heimrath, R., and Halmdienst, C.: Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise (Solargrids). Neue Energien 2020. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group, November 29, Wien 2014

OASE – Betriebsdiagnose „Tools und Methoden“, 2008

ÖNORM B 8110-5. Wärmeschutz im Hochbau – Teil 5: Klimamodell und Nutzungsprofile. ÖNORM B 8110-5:2007-08-01. Austrian Standards Institute, Wien 2007

Paar, A., et al., 2013, Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien, Endbericht, Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main.

Paischer, S., 2014: Temperatursenkung im Fernwärmenetz Salzburg Stadt, Potentiale und Maßnahmen; Praktikumsarbeit im Auftrag der Salzburg AG (nicht veröffentlicht)

Rab, Nikolaus : Absicherung gegen langfristige Preisrisiken der Fernwärmegegstellung mit Großwärmepumpen, 10. Internationalen Energiewirtschaftstagung 2017, Wien, 16.02.2017,

http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html//files/presentations/PR_190_Rab_Nikolaus.pdf

Resch, Gustav, Bettina Burgholzer, Gerhard Totschnig, Georg Lettner, Hans Auer, Jasper Geipel, Reinhard Haas: Endbericht „Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“, Mai 2017. Link:

[http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_464_final_report_Stromzukunft_Oesterreich_2030_\(TU_Wien_-_EEG_Mai_2017-final\).pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_464_final_report_Stromzukunft_Oesterreich_2030_(TU_Wien_-_EEG_Mai_2017-final).pdf)

Robbi, S. Dissertation, 2013, LowEx-Fernwärme – Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für die effiziente multifunktionale Fernwärmeversorgung, Dissertation, TU Dresden. <http://d-nb.info/1068154632/34>

Rothuizen, E., Elmegaard, B., Markussen, W. B., Madsen, C., Olesen, M. F., & Sølvsten, M. Ø.: High efficient heat pump system using storage tanks to increase COP by means of the ISEC concept - Part 1: Model validation. In Proceedings of the 24th IIR International Congress of Refrigeration. IIF-IIR 2015

Schmidt, R.R: Wärmenetze im Umbruch, Herausforderungen heute und morgen sowie innovative Lösungsansätze im Rahmen des IEA EBC Annex 64; Wärmenetze der Zukunft - Mit neuen Technologien zum Erfolg; 03.06.2016, Salzburg AG, Salzburg; https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:8d4fe1e3-623c-4695-9903-5ac00c65dbbd/03_Waermenetze_im_Umbruch_Schmidt.pdf

STATISTIK AUSTRIA: Energiebilanzen 1970–2012. Statistik Austria, Wien. 2013

Thome, J. R: Engineering Data Book III, Chapter 9: Boiling Heat Transfer on External Surfaces, 2004

van de Bor, D.M. and Infante Ferreira, C. A.: Quick selection of industrial heat pump types including the impact of thermodynamic losses. Energy, vol. 53, pp. 312–322, 2013

Wirths, A., 2014, Zur Bewertung der Energieeffizienz von Fernwärmesystemen unter Berücksichtigung des Fernwärmemeterniveaus, Dissertation, TU Dresden

Yoon, S.H., Kim, J. H, Hwang, Y. W, Kim, M. S., Min, K., and Kim, Y.: Heat transfer and pressure drop characteristics during the in-tube cooling process of carbon dioxide in the supercritical region. International Journal of Refrigeration, vol. 26, no. 8, pp. 857–864, 2003

Zaitschek, O, 2013: Maßnahmen zur Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen in Hinblick auf die Integration von KWK-Anlagen, Stadtwerke Augsburg Energie GmbH, Vortrag bei qm heizwerke Fachtagung, Wien, 2013

6 Anhang A: Kostenannahmen HiREPS Modell

Tabelle 39: Die wichtigsten technologiespezifischen Daten für die Szenarien angegeben.

	Abschreibungs- dauer	Investitions- kosten 2050	Einheit der Investitionskosten	Effizienz	
Stromtechnologien					
Kohle	35	1340	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Kohle KWK	35	1402	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Braunkohle	40	1608	[€2012/kW-el]	45	Netto bez. des Heizwertes
GuD	25	615	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Entnahmed. GuD KWK	25	670	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Simple Cycle Gasturbine	25	400	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
Biogasmotor <= 2MW KWK	25	700	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
BioGasSpeicher	15	5	[€2012/kWh-Biogas]	100	
Gasmotor >= 3MW KWK	25	600	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Feste Biomasse gegend. KWK	30	4000	[€2012/kW-el]	23	Netto bez. des Heizwertes
Müllverbrennung gegend. KWK	20	2000	[€2012/kW-primär Feuerleistung]	26	Netto bez. des Heizwertes
Photovoltaik	25	800	[€2012/kW-el]	72	Einstrahlung zu Strom
Wind - Onshore	25	1075	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
Wind - Offshore	25	3100	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
AA-CAES Leistung	30	813	[€2012/kW-el]	71	Ein+Auspeichern
AA-CAES Speicher	30	60	[€2012/kWh-el]	-	
LeistungsUpGrade existierender PSP	35	900	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
Generischer Pumpspeicher: Leistung	35	800	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
Generischer Pumpspeicher: Speicher	35	22	[€2012/kWh-el]	-	
P2G	35	1000	[€2012/kW-el Strom- aufnahme]	60	Netto bez. des Heizwertes
Wärmetechnologien					
Elektrokessel in der Ferwärme	20	180	[€2012/kWh-el]	97	
Stromdirektheizung Gebäude	20	50	[€2012/kWh-el]	97	
Wärmepumpe Ohne Wärmequelle	20	462	[€2012/kW-therm]	-	variabler COP
Rauchgaskondensation für WP	15	101	[€2012/kW-therm]	-	
Solarthermie Freifläche	30	290	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	-	Ertrag je nach RL und VL Temp. Z.B. 410 kWh/(m2 a) bei 60°C RLT und 90°C VLT
Solarthermie Gebäude	30	400	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	-	Ertrag je nach RL und VL Temp. Z.B. 410 kWh/(m2 a) bei 60°C RLT und 90°C VLT
Thermischer Gas Spitzenkessel	30	100	[€2012/kW-therm]	97	
Gasheizung Gebäude	20	200	[€2012/kW-therm]	97	
Biomasseheizwerk	20	500	[€2012/kW-therm]	90	
Pelletsheizung Gebäude	20	500	[€2012/kW-therm]	97	
Zentrale Wärmespeicher	30	400	[€2012/m3]	0.2	% pro Stunde
Dezentrale Wärmespeicher	20	900	[€2012/m3]	0.014	% pro Stunde

7 Anhang B: Details zu Wärmepumpensimulationen

Die detaillierten Annahmen sowie Randbedingungen zur Simulation der Kompressionswärmepumpen werden hier ausführlicher erläutert.

7.1 Kältemittel

Gegenstand der Untersuchung im Rahmen des Projektes P2H sind Wärmepumpen mit folgenden Kältemitteln:

- R717 (Ammoniak)
- R600 (n-Butan)
- R744 (Kohlenstoffdioxid)

Die Abbildung 1 zeigt die TS-Diagramme der hier verwendeten Kältemittel. Bei konventionellen Kompressionswärmepumpen wird das Zweiphasengebiet sowohl bei der Verdampfung als auch bei der Kondensation durchfahren.

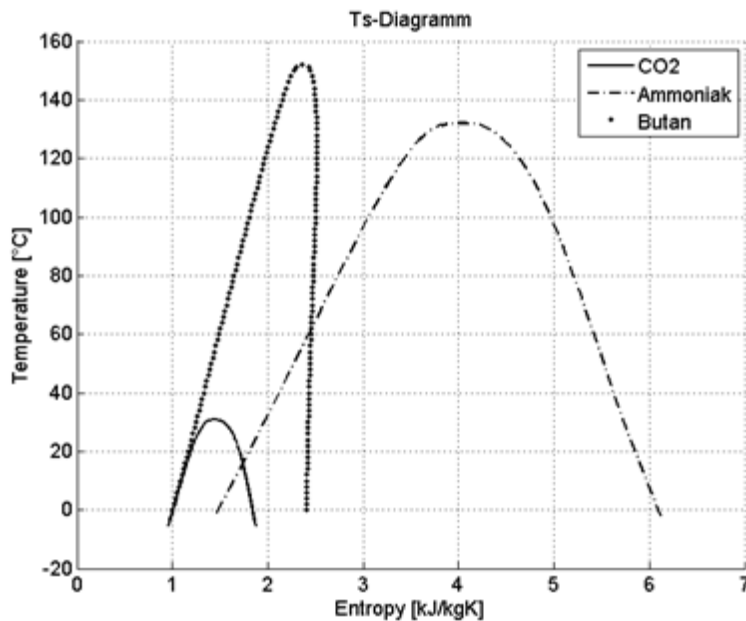


Abbildung 89: T-s-Diagramm der Kältemittel CO₂, Ammoniak und n-Butan

Da das Kältemittel R744 im Vergleich zu den anderen beiden Kältemitteln eine relativ niedrige kritische Temperatur (ca. 31 °C) aufweist, kommt ein CO₂-Wärmepumpenprozess bei moderaten Drücken nur für niedrige Wärmequellentemperaturen in Frage. Die erforderlichen Heißwassertemperaturen (vgl. Kap.3) des Nutzwassers bei der CO₂-

Wärmepumpe erfordert eine transkritische CO₂-Wärmepumpe (t- CO₂-WP). Im Vergleich zu den anderen Wärmepumpenmodellen (Ammoniak und n-Butan) wird dabei der Kondensator durch einen Gaskühler ersetzt. Der thermodynamische Kreisprozess ist hier der Lorentzen-Prozess.

Die ausreichend hohen kritischen Temperaturen von Ammoniak (ca. 132,4°C) und n-Butan (ca. 152,01°C) erlauben signifikant höhere Verdampfungs- und Kondensationstemperaturen. Der zugrundeliegende thermodynamische theoretische Vergleichsprozess ist der Carnot-Prozess. (Verdampfung-Verdichtung-Kondensation-Drosselung).

Die Untersuchung des Einsatzes verschiedener Kältemittel ist den verschiedenen Temperaturniveaus der Senke und Quelle geschuldet. Für die hohen Temperaturniveaus der Wärmequelle (Geothermie, Wasser aus Rauchgaskondensation) wird eine einstufige Wärmepumpe modelliert. Für die Wärmequelle Flusswasser wird wegen der großen Temperaturspreizung zwischen Quelle und Senke eine zweistufige Kompressionswärmepumpe simuliert. Der Einsatz zweistufiger Wärmepumpen laut (Johnson Controls 2017) ist in Abb. 2 angeführt:

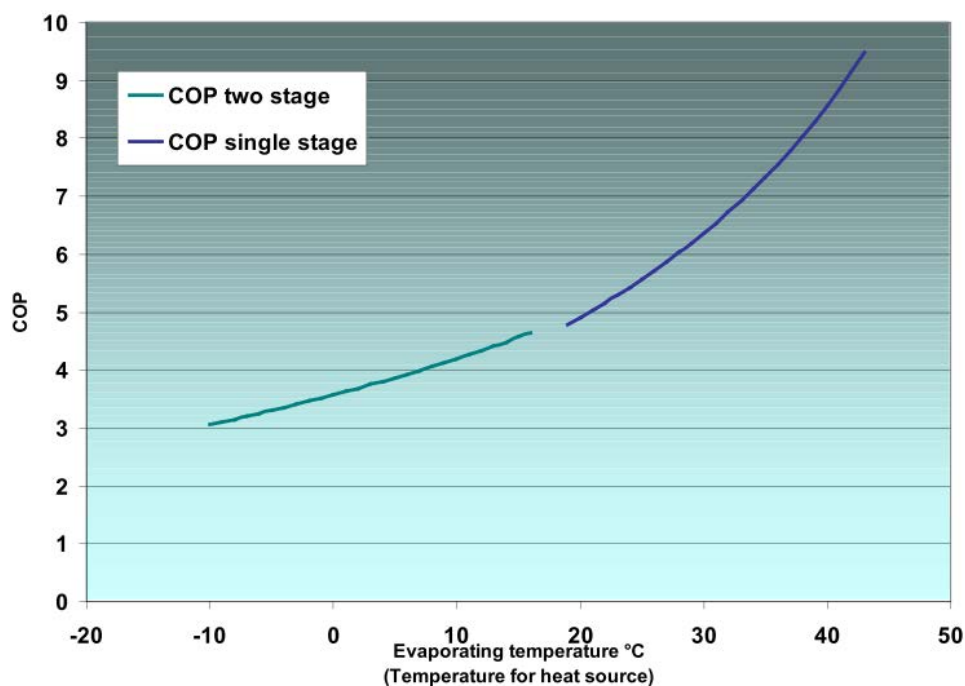


Abbildung 90: Bevorzugter Einsatz von ein- und zweistufigen Wärmepumpen in Abhängigkeit der Verdampfungstemperatur, nach (Quelle: Johnson Controls 2017)

7.2 Quellen thermischer Energie(absteigendes Temperaturniveau)

Die in dieser Arbeit betrachteten Wärmequellen für die Wärmepumpen bzw. die hydraulische Verschaltung der WP-Hauptkomponenten werden hier kurz angeführt. Es erfolgt eine Auflistung mit abnehmendem Temperaturniveau. Der Typ der Quelle wird plausibel dargelegt (Geothermie, Wasser aus Rauchgaskondensation sowie Flusswasser), er kann jedoch durch andere Wärmequellen ersetzt werden, d.h. das hier als WP-Quelle bezeichnete *Wasser aus Rauchgaskondensation* mit einer definierten Abkühlung von 50°C auf 35°C kann auch Wasser aus einer Geothermiequelle sein, usw.

- I. Hochtemperatur-Geothermie (Schüttungstemperatur > FWN-Rücklauftemperatur), mit Hauptwärmetauscher

Bei dieser Konfiguration dient die Wärmepumpe als Instrument zur Abkühlung des Geothermiewassers unter die FWN-Rücklauftemperatur. Dafür wird der FW-Rücklauf mit dem Verdampfer der Wärmepumpe zunächst abgekühlt um dann im Geothermiewärmetauscher (Hauptwärmetauscher) wieder aufgeheizt zu werden. Das Vorlauftemperaturniveau wird schließlich erreicht, indem das vorgewärmte Wasser über den Kondensator der WP geführt wird. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Wassertemperatur des Geothermiewassers am Eintritt des Hauptwärmetauschers: 80,6°C
- Verpresstemperatur Geothermie: $\leq 50^{\circ}\text{C}/\leq 65^{\circ}\text{C}$
- Schüttung der Quelle: 70kg/s
- Kältemittel: Ammoniak/n-Butan

Die folgende Abbildung 3 skizziert das Funktionsprinzip der im Folgenden bezeichneten Konfiguration I:

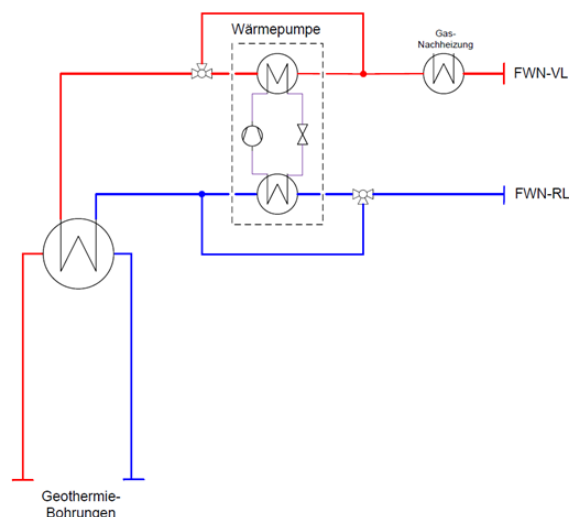


Abbildung 91: Konfiguration 1

II. Hochtemperatur-Geothermie (Schüttungstemperatur > FWN-Rücklauftemperatur), ohne Hauptwärmetauscher

Diese Konfiguration hat im Vergleich zu I. keinen Hauptwärmetauscher. Die gesamte geothermale thermische Energie wird hier über die Wärmepumpe dem aufzuwärmenden Wasser zugeführt. Hydraulisch sind bei dieser Konfiguration WP-Quelle und –Senke getrennt (Siehe Abb. 4). Ist das aus der Geothermiequelle kommende Wasser korrosiv oder lassen es die Druckverhältnisse nicht zu, muss der Verdampfer der WP über einen Sekundärkreislauf mit dem Geothermiewärmetauscher verbunden werden.

Die hier betrachtete Konfiguration soll auch zu Vergleichszwecken mit Konfiguration I dienen. Es wird angenommen, dass dieselbe Geothermiequelle wie in Konfiguration I über einen Sekundärkreis mit einer Grädigkeit von 2,6K das Kältemittel verdampft und überhitzt. Diese Konfiguration wird im Folgenden als Konfiguration II bezeichnet:

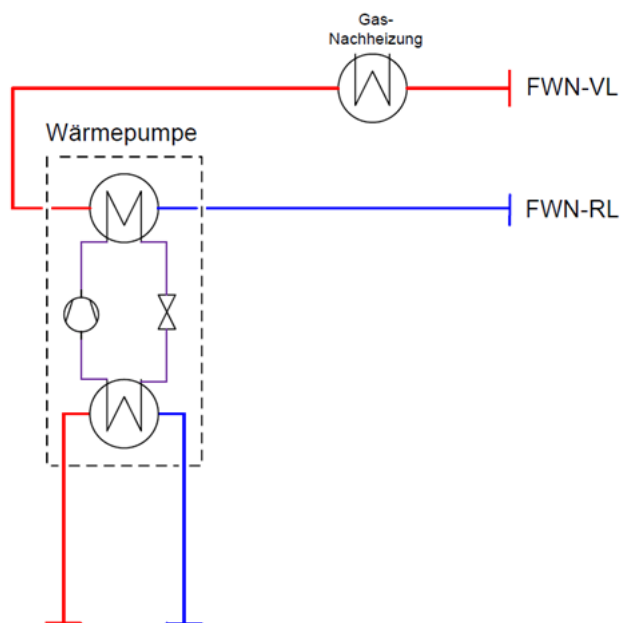


Abbildung 92: Konfiguration 2

Annahmen:

- Wassertemperatur am Eintritt in den Verdampfer (Quellentemperatur) 78°C
- Wassertemperatur am Austritt des Verdampfers: 50°C/60°C
- Schüttung der Quelle: 70kg/s
- Kältemittel: Ammoniak/n-Butan

III. Niedertemperatur-Geothermie

Die Geothermiequelle verdampft das Kältemittel auch in diesem Fall direkt. Angenommen wird hier ein Quellen-Temperaturniveau, welches in etwa jenem des FWN-Rücklaufs entspricht. Die direkte Erwärmung des Rücklaufwassers aus dem FWN ist somit nicht direkt mittels Geothermie möglich. Mittels Kondensator der Wärmepumpe wird der Rücklauf auf Vorlauftemperaturniveau gebracht, während die Geothermie die Wärmequelle der Wärmepumpe bildet. Die Verschaltung der Bauteile entspricht jener aus Konfiguration II (Abb. 4). Folgende Annahmen werden getroffen:

- Wassertemperatur am Eintritt in den Verdampfer (Quellentemperatur) 60°C
- Austrittstemperatur Wärmequelle: 50°C/40°C
- Schüttung der Quelle: 50 kg/s
- Kältemittel: Ammoniak/n-Butan

IV. Wasser aus Rauchgaskondensation

Die Wärmequelle der WP wird bei dieser Konfiguration von Wasser übernommen, welches durch Rauchgas erhitzt wurde. Das Temperaturniveau dieses Wassers liegt im Bereich, wo rauchgasseitig Kondensation stattfindet.

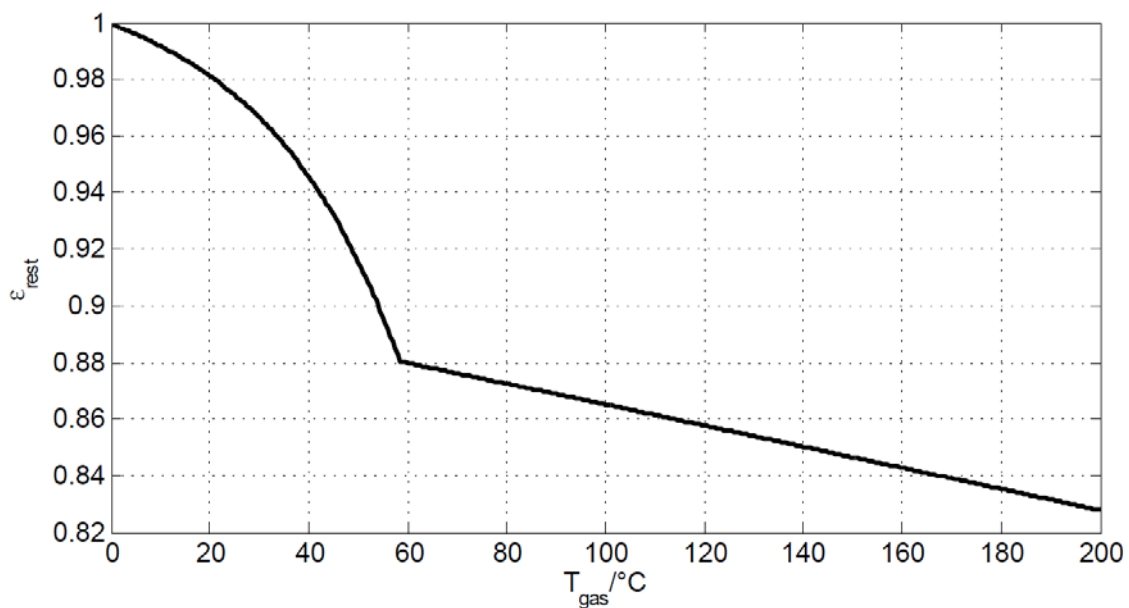


Abbildung 93: Restliche im Rauchgas enthaltene Energiemenge ϵ_{rest} bei der Verbrennung von Erdgas mit Luft (40% rel. Luftfeuchte) in Bezug auf den oberen Heizwert in Abhängigkeit der Rauchgastemperatur T_{gas}

Diese Wärmepumpe dient folglich der Effizienzsteigerung im Verbund mit anderen (konventionellen) Wärmeerzeugern. Hier wird angenommen, dass die Rauchgaskondensation mithilfe eines kalten Speichers („Cold Storage“) vorgenommen wird, woraus die Wärmepumpe ihren Quellmassenstrom bezieht. Dadurch wird der Betrieb der

Wärmepumpe von den Laufzeiten der anderweitigen kalorischen Wärmeerzeuger entkoppelt. Das Prinzip (ohne Sekundärkreis zwischen WP-Verdampfer und Rauchgaswärmetauscher sowie Cold Storage) entspricht dem der Konfiguration II (Abb. 4).

- Wassertemperatur am Eintritt in den Verdampfer: 50°C
- Wassertemperatur am Austritt des Verdampfers: 35°C
- Wassermassenstrom: 50 kg/s
- Kältemittel: Ammoniak/n-Butan

V. Flusswasser

Das tiefste in diesem Projekt untersuchte Temperaturniveau bildet das Flusswasser mit variierenden Temperaturen zwischen 5 und 20°C. Hier wird ein Teilmassenstrom eines Flusses für den Wärmepumpenbetrieb entnommen und mit einer konstanten Abkühlung von 4K zurückgespeist. Die Spreizung wurde mit 4K festgesetzt, da die Wärmepumpe prozessbedingt einen umso besseren COP liefert, je weniger die Wärmequelle abgekühlt wird. Für die Simulation werden Verdampferein- und -austrittstemperaturen von 5/1, 10/6, 15/11 sowie 20/16 °C angenommen. Die Verschaltung der Bauteile entspricht der Konfiguration II (Abb. 4), die Verdichtung des Kältemittels nach der Verdampfung geschieht zweistufig.

- Eintrittstemperatur des Flusswassers variiert monatsabhängig zwischen 5 und 20°C.
- Minimal mögliche Eintrittstemperatur: 5°C
- Abkühlspanne am Verdampfer: 4K
- Kältemittel: Ammoniak/n-Butan/ CO₂
- Zweistufige Verdichtung des Kältemittels

7.3 Verwendung der produzierten thermischen Energie

Im Folgenden wird angenommen, dass das von den WP bereitgestellte Warmwasser ein Fernwärmenetz versorgt. Die Kapazität der Wärmepumpe ist klein im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf des Fernwärmenetzes. Damit wird sichergestellt, dass die Anzahl der Jahresarbeitsstunden einen wirtschaftlichen Betrieb der WP gestatten und damit die Amortisationszeiten der Investition der Wärmepumpen in überschaubarem Rahmen gehalten werden können. Für alle Zeitpunkte sei somit angenommen, dass die Wärmepumpe Absatz für das bereitgestellte Warmwasser findet.

Die Temperaturen an der Wärmesenke werden unabhängig von den Bedingungen am Verdampfer folgendermaßen festgelegt:

- Fernwärmenetzrücklauf­temperatur: 50-60°C (40-70°C für detailliertere Betrachtungen)
- Kondensator Austrittstemperatur:
 - Ammoniak-WP: 80-95°C (70-95°C für detailliertere Betrachtungen)
 - n-Butan-WP: 80-120°C
 - T- CO₂-WP: 80-95°C

7.4 Modellierung

Die Simulation der Wärmepumpen erfolgt stationär im Programmpaket IPSEpro. Durch drag-and-drop werden im grafischen User-Interface die eine Wärmepumpe ausmachenden Komponenten miteinander verbunden. Die Heizflächen werden für den Auslegungspunkt dimensioniert, in einem zweiten Schritt werden die Wärmequellen- und –senk­temperat­uren variiert.

Der Kältemittelverdichter, welcher zwischen Verdampfer und Kondensator sitzt, wird mithilfe von Näherungsgleichungen des isentropen und volumetrischen Verdichterwirkungsgrades in Abhängigkeit des Druckverhältnisses des Verdampfer- und Kondensationsdrucks. modelliert. Die Druck- und Temperaturrandbedingungen (maximal realisierbare Kondensations- und Verdampfungstemperaturen) werden je nach Kältemittelverdichter (Herstellerangaben) in der Simulation limitiert. (vgl. Kap.4.4)

Die hier angenommenen erreichbaren Warmwassertemperaturen liegen in den Simulationen etwas über jenen Temperaturen, welche bereits heute realisierte Anlagen erreichen. Damit soll der Tatsache Rechnung getragen werden, dass hier zukünftige Wärmepumpen (Planungshorizont 2020/2030/2050) simuliert werden, welche etwas höhere Warmwassertemperaturen erreichen können. Die erzielbaren Warmwassertemperaturen der unterschiedlichen Wärmepumpen werden wie folgt angenommen:

- Ammoniak WP: bis zu 95°C
- Butan-WP: bis zu 120°C
- tCO₂-WP: bis zu 95°C

Ammoniak/n-Butan-Wärmepumpen

Die Komponenten der Wärmepumpen mit den Kältemitteln Ammoniak und n-Butan sind im Folgenden aufgelistet:

- Wärmequelle: Verdampfer und Überhitzer
- Wärmesenke: Enthitzer, Kondensator und Unterkühler
- Verdichter: Einstufiger Verdrängungsverdichter (Schrauben/Kolbenverdichter)
- Drossel: isenthalpes Entspannungsventil

Abb. 6 veranschaulicht das allgemeine Schaltbild der simulierten Wärmepumpen (Ammoniak, n-Butan):

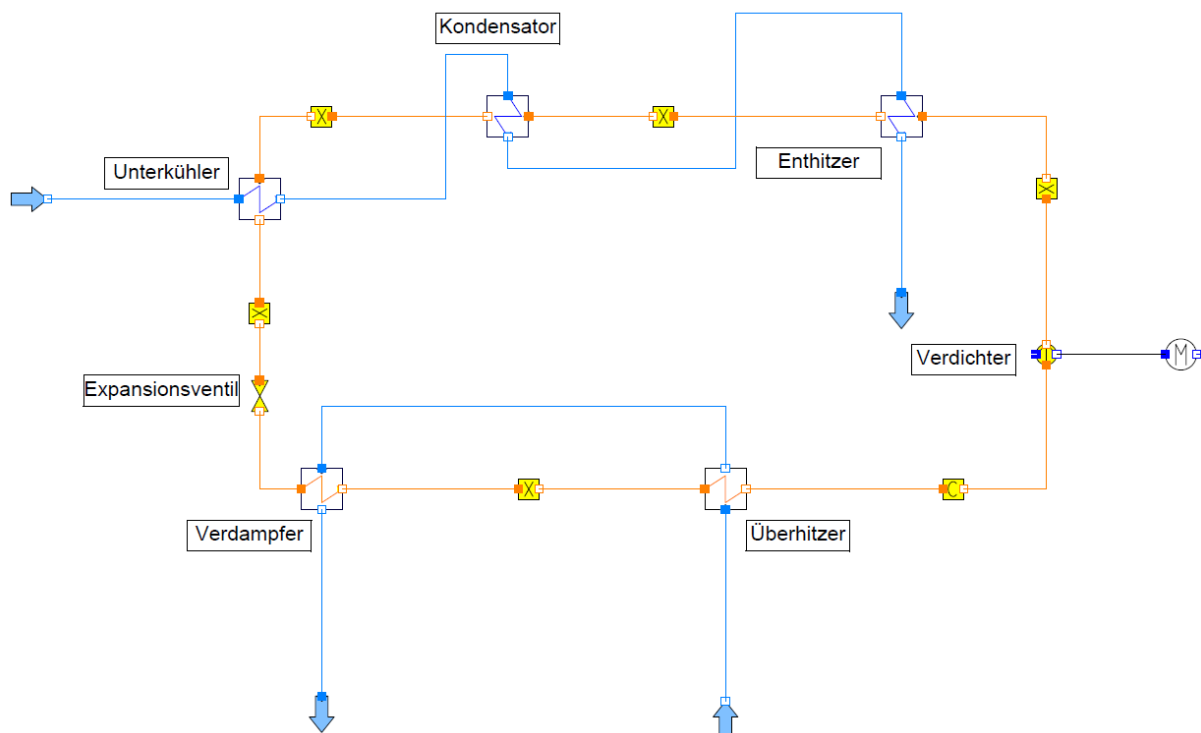


Abbildung 94: Layout der Ammoniak- und n-Butanwärmepumpen, für mittlere und hohe Quellentemperaturniveaus, Verschaltung der verschiedenen Komponenten

Der Wärmetauscher, welcher die Wärmequelle mit dem Wärmepumpenkreislauf verbindet, besteht hier aus zwei Wärmetauschern (Verdampfer und Überhitzer). Damit wird es möglich an der Wärmequelle eine definierte Überhitzung des Kältemittels einzustellen. Alternativ kann die Überhitzung in der Simulation auch mittels Kältemittelmassenstromregelung am Expansionsventil eingestellt werden.

Die Wärmeabgabe des Kältemittelkreislaufs passiert in drei Wärmetauschern. Teil I ist der Enthitzer, welcher das Kältemittel bis zur (druckabhängigen) Sättigungstemperatur abkühlt, im Teil II wird das Kältemittel kondensiert und im Teil III unterkühlt. Das Maß der

Unterkühlung wird je nach simulierter Wärmepumpe unterschiedlich eingestellt, bzw. so optimiert, dass der COP maximiert wird.

Wie in Kap. 1 erwähnt, wird die Ammoniak- und n-Butan-WP mit WQ Flusswasser zweistufig simuliert (vgl. Abb. 7), d.h., dass das Kältemittel nach der Verdampfung in zwei Stufen verdichtet wird. Die Drosselung des Kältemittels erfolgt dabei ebenfalls zweistufig. Zwischen den beiden Drosselventilen sitzt ein Separator (Phasentrenner), welcher die dampfförmige und flüssige Phase trennt. Die flüssige Phase wird direkt dem Verdampfer bereitgestellt, während die dampfförmige mit dem Kältemittelmassenstrom nach der ersten Verdichterstufe gemischt und durch den zweiten Verdichter komprimiert wird.

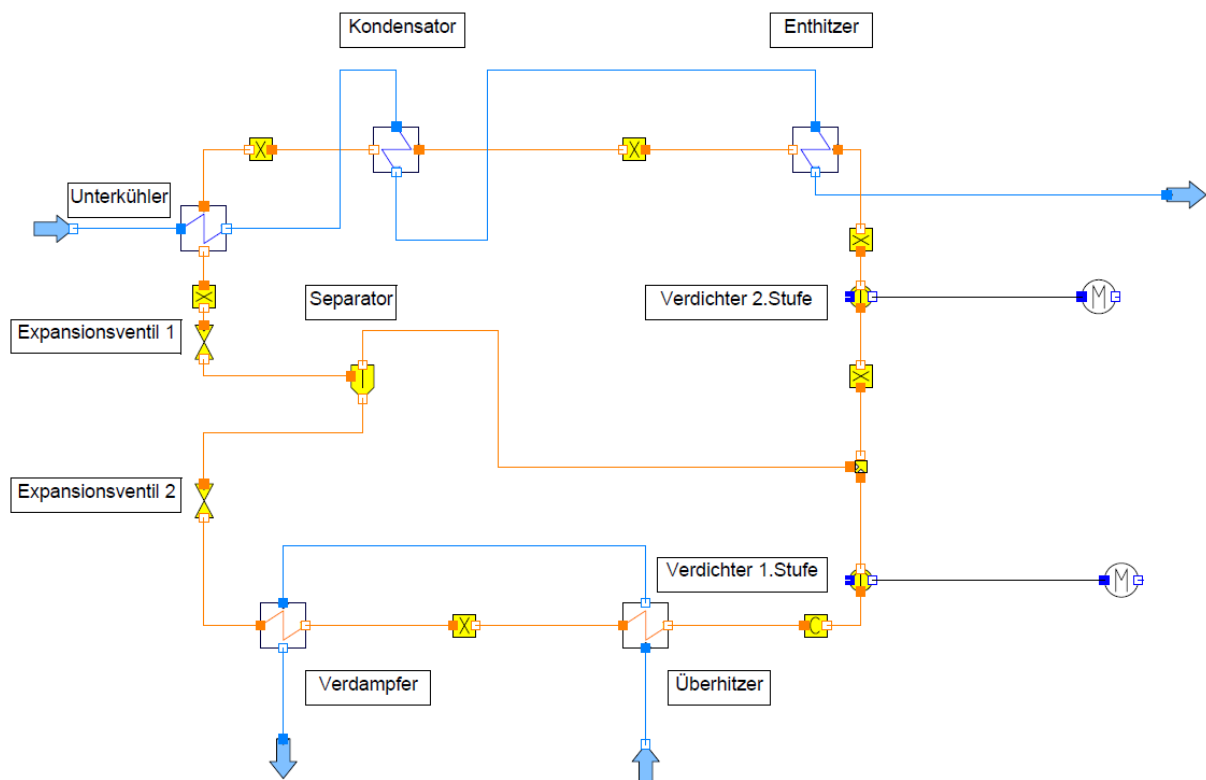


Abbildung 95: Layout der Ammoniak- und n-Butanwärmepumpen für niedrige Quelltemperaturniveaus, Verschaltung der verschiedenen Komponenten

t-CO₂-Wärmepumpe

Wegen der anderen thermodynamischen Gegebenheiten bei der transkritischen CO₂-Wärmepumpe (Temperaturglide des Kältemittels bei der Wärmeabgabe im Kondensator sowie kein Phasenübergang bei der Abkühlung, siehe auch Kap.1) unterscheidet sich das Layout dieser Wärmepumpe. Es ist in der folgenden Abb. 8 dargestellt:

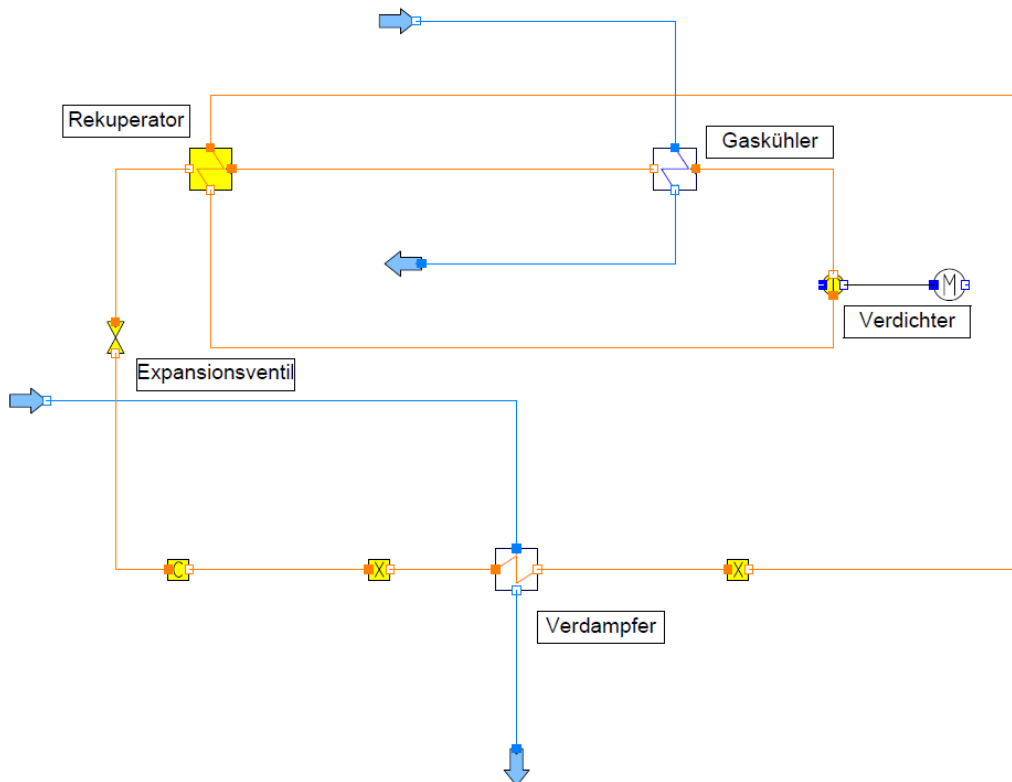


Abbildung 96: Layout der transkritischen CO₂-Wärmepumpe, Verschaltung der verschiedenen Komponenten

Die t-CO₂ WP verfügt im Gegensatz zu den anderen Wärmepumpenmodellen über einen Rekuperator, welcher eine Überhitzung des verdampften Kältemittels sicherstellt. Die Wärmeabgabe des Kältemittels an das Nutzwasser erfolgt hier über einen Gaskühler.

Wärmeübertrager

Die Wärmetauscher (Kondensator/Gaskühler und Verdampfer) werden als ideale Gegenstrom Doppelrohrwärmeübertrager modelliert (Abbildung 97). Im inneren Rohr fließt das aufzuheizende bzw. abzukühlende Wasser und auf der Außenseite das jeweilige Kältemittel.

Der Verdampfer besteht physikalisch aus einem Wärmetauscher (Zweizonenwärmeübertrager), welcher in der Simulation mittels zweier Blöcke (Verdampfer und Überhitzer) abgebildet wird. Das Maß der Überhitzung (Vorgabe der Verdichterhersteller) wird durch den Kältemittelmassenstrom über das Drosselventil eingestellt.

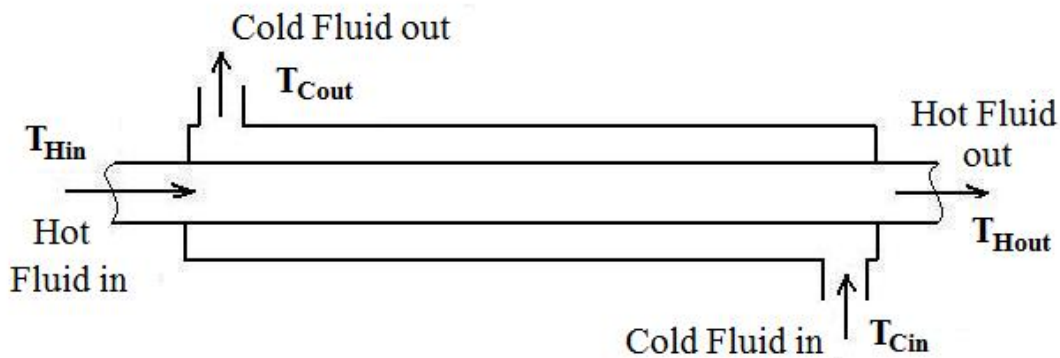


Abbildung 97: Modell der Wärmeübertrager, Quelle: <http://www.engineeringexcelspreadsheets.com/2011/08/heat-exchanger-thermal-design-calculations-spreadsheet/>

Die Wärmeabgabe des Kältemittels an das aufzuwärmende Wasser passiert mithilfe von zwei Wärmetauschern: Kondensator (inklusive Enthitzer) und Unterkühler. Der Unterkühler ist hierbei ein eigener Bauteil, welcher zwischen Kondensator und Drosselventil sitzt. Der Kondensator wird in der Simulation als Zweizonenwärmeübertrager (Enthitzung und Kondensation) abgebildet. Die separate Ausführung eines Unterkühlers anstatt eines Dreizonenwärmetauschers (Enthitzung, Kondensation und Unterkühlung) beruht auf der geringen Unterkühlungskapazität bei Dreizonenwärmetauschern. Der physikalisch vom Kondensator getrennte Unterkühler ermöglicht eine ausreichende Unterkühlung des Kältemittels nach der Kondensation und damit eine Steigerung des COPs.

Die Simulationsmodelle mit den Kältemitteln Ammoniak und n-Butan bestehen aus drei (Kondensator) und zwei (Verdampfer) Wärmetauscherblöcken. Die Wärmeübertrager werden im Auslegungsfall dimensioniert (Rohrdurchmesser und- länge). Dadurch wird es möglich die Wärmeübergangskoeffizienten und in weiterer Folge die Wärmedurchgangskoeffizienten für jeden Teil (Enthitzung, Kondensation, Unterkühlung, Verdampfung und Überhitzung) separat zu berechnen. Dies ist insbesondere für die Teillastuntersuchungen notwendig, da das Wärmeübertragerverhalten von den Massenströmen, Temperaturen und der Wärmetauschergeometrie abhängt.

Die Berechnung der Wärmeübergangskoeffizienten erfolgt mithilfe folgender Berechnungsvorschriften:

- Wasserseite (innen): VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Ga, *Wärmeübertragung bei turbulenter Strömung durch Rohre*
- Kältemittelseite (außen)
 - Enthitzung: VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Gb, *Konzentrischer Ringspalt, Wärmeübertragung bei turbulenter Strömung*
 - Kondensation: VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Ja, *Kondensation an waagrechten Rohren*

- Unterkühlung: VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Gb, *Konzentrischer Ringspalt, Wärmeübertragung bei turbulenter Strömung*
- Verdampfung: Gorenflo-Korrelation⁴³
- Überhitzung: VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Gb, *Konzentrischer Ringspalt, Wärmeübertragung bei turbulenter Strömung*

Für die Modellierung des Gaskühlers der t-CO₂-Wärmepumpe wurde die Berechnung der Wärmeübergangskoeffizienten mithilfe der Nußelt-Beziehung von Yoon *et al.*⁴⁴ vorgenommen.

Bei der Kenntnis der Wärmeübergangskoeffizienten Rohrgeometrien der Wärmetauscher erfolgt die Ermittlung des Wärmedurchgangskoeffizienten eines Wärmetauscherabschnittes mittels folgender Gleichung:

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_i} + \frac{s}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_a}$$

Der gesamte Wärmedurchgangskoeffizient (k-Wert) für den Kondensator und Verdampfer ergibt sich schließlich zu:

$$k_{KO,ges} = k_{EH} \cdot \frac{A_{EH}}{A_{ges}} + k_{KO} \cdot \frac{A_{KO}}{A_{ges}} + k_{UK} \cdot \frac{A_{UK}}{A_{ges}}$$

mit $A_{ges} = A_{EH} + A_{KO} + A_{UK}$

$$k_{VD,ges} = k_{VD} \cdot \frac{A_{VD}}{A_{ges}} + k_{ÜH} \cdot \frac{A_{ÜH}}{A_{ges}}$$

mit $A_{ges} = A_{VD} + A_{ÜH}$

Die Wärmeübertrager werden im Auslegungsfall (Design-Case) so dimensioniert, dass sich die k-Werte innerhalb vorgegebener Grenzen bewegen. Es sind dies laut VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Cc, *Überschlägige Wärmedurchgangskoeffizienten bei einigen Wärmeübertragerbauarten*

Kondensator: $300 \frac{W}{m^2K} < k_{KO,ges} < 1200 \frac{W}{m^2K}$

Verdampfer: $200 \frac{W}{m^2K} < k_{VD,ges} < 800 \frac{W}{m^2K}$

Wobei für die Ammoniak-Wärmepumpen die obere und für die n-Butan-Wärmepumpen die untere Grenze angestrebt wird. Die konservative Dimensionierung der Wärmeübertrager der

⁴³ J. R. Thome, *Engineering Data Book III, Chapter 9: Boiling Heat Transfer on External Surfaces.*

⁴⁴ S. H. Yoon, J. H. Kim, Y. W. Hwang, M. S. Kim, K. Min, and Y. Kim, "Heat transfer and pressure drop characteristics during the in-tube cooling process of carbon dioxide in the supercritical region," *International Journal of Refrigeration*, vol. 26, no. 8, pp. 857–864, 2003.

n-Butan-Wärmepumpe erfolgt hier wegen der Unkenntnis einer realen bereits existierenden Anlage. Zusammen mit einer vorgegebenen mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz⁴⁵ (siehe auch Auslegungsrechnung (Design-Case) Seite 174) ergibt sich so für den Auslegungsfall eine definierte Wärmeübertragerfläche, welche für die folgenden Teillastuntersuchungen unverändert bleibt.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz zwischen Wasser und Kältemittel für einen Mehrzonenwärmetauscher (Enthitzung, Kondensation und Unterkühlung beim Kondensator, bzw. Verdampfung und Überhitzung beim Verdampfer) wird folgendermaßen berechnet:

$$\Delta T_{log,ges} = \sum_i \Delta T_{log,i} \cdot \frac{\dot{Q}_i}{\dot{Q}_{ges}}, \dot{Q}_{ges} = \sum_i \dot{Q}_i$$

$i = EH, KO, UK$ für Kondensator

$i = VD, ÜH$ für Verdampfer

Für Teillastuntersuchungen gilt:

$A_{ges} = const.$ und

$k_i = k_i(T_{W,ein}, T_{W,aus}, \dot{m}_W, T_{KM,ein}, T_{KM,aus}, \dot{m}_{KM}, Geometrie)$

Wobei die Wärmeübertragungsfähigkeit (k-Werte) vom Simulationsprogramm für jeden Teillastpunkt ermittelt wird.

Verdichter

Die Kompression des Kältemittels zwischen Verdampfer und Kondensator wird hier mithilfe von Verdrängungsverdichtern (Hubkolben-, bzw. Schraubenverdichter) modelliert.

Um möglichst realitätsnahe Wärmepumpen zu simulieren, wurden in der Simulation Druck- und Temperaturbeschränkungen eingeführt, welche von Verdichterherstellern für verschiedene Verdichterbauarten vorgegeben werden. Für die hier durchgeführten Simulationen wurde je nach Kältemittel ein Verdichter ausgewählt und folgende Beschränkungen angenommen:

⁴⁵ E. Granryd, I. Ekroth, P. Lundqvist, A. Melinder, B. Palm, and P. Rohlin, "Refrigerating Engineering," Department of Energy Technology, Division of Applied Thermodynamics and Refrigeration, Royal Institute of Technology, KTH, Stockholm, 2005.

KM	Ammoniak	n-Butan	CO ₂
Verdichterbauart	Offener Schraubenverdichter	Halbhermetischer Hubkolbenverdichter	Hermetischer Hubkolbenverdichter
max. Verdampfer-Temperatur/-druck	35°C / 13,5 bar ⁴⁶	40°C / 3,7 bar ⁴⁷	25°C/64,3 bar
max. Kondensations-Temperatur/-druck	92°C / 52 bar	120°C / 18,5 bar	130 bar ⁴⁸

Anmerkung: Aufgrund der Zukunftsfähigkeit der hier durchgeführten Simulationen wurden die hier angenommenen Temperaturbeschränkungen bei der Kondensation leicht höher angenommen, als in den Verdichterdatenblättern angegeben. So geben Verdichterhersteller beispielsweise für existierende Ammoniak-Verdichter maximal 80°C Kondensationstemperatur (GEA Refrigeration Technologies 2012), bzw. max. 110°C Kondensationstemperatur für n-Butan (Bitzer 2017) an.

Der Verdichter wird in der Simulation als Block ausgeführt, welcher den Druck des Kältemittels ausgehend vom Verdampferdruck auf den Kondensatordruck anhebt. In diesem Zusammenhang wird das Druckverhältnis π definiert:

$$\pi = \frac{p_{\text{Kondensator}}}{p_{\text{Verdampfer}}}$$

Maßgebend für die Kältemitteltemperatur, welche sich auf der Druckseite des Verdampfers einstellt ist der isentrope Verdichterwirkungsgrad. Ein Maß für den volumetischen Durchsatz durch den Verdichter bildet der volumetrische Verdichterwirkungsgrad. Beide Wirkungsgrade unterscheiden sich je nach eingesetztem Verdichter.

Isentroper Verdichterwirkungsgrad

Die Abschätzung des isentropen Verdichterwirkungsgrades η_{is} bei den Ammoniak- und n-Butan Wärmepumpen geschieht hier mithilfe der Näherung von Pierre für „gute“ Hubkolbenverdichter (Granryd et al, 2005). In Abhängigkeit des Druckverhältnisses π erfolgt die Ermittlung des Wirkungsgrades (Abb. 10).

Anmerkung: Die Näherung von Pierre gilt laut Literatur nur für Ammoniak-Verdichter. Aufgrund der Unkenntnis von n-Butan Verdichtern, wird hier angenommen, dass sich diese in erster Näherung gleich verhalten wie Ammoniak-Hubkolbenverdichter.

⁴⁶ GEA Refrigeration Technologies, "Screw compressors for the industrial refrigeration and air conditioning," 2012.

⁴⁷ Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH, "Refrigerant Report," no. 14.

⁴⁸ GEA Bock Compressors, Semi-hermetic Compressors for the Refrigerant R744. Product specifications

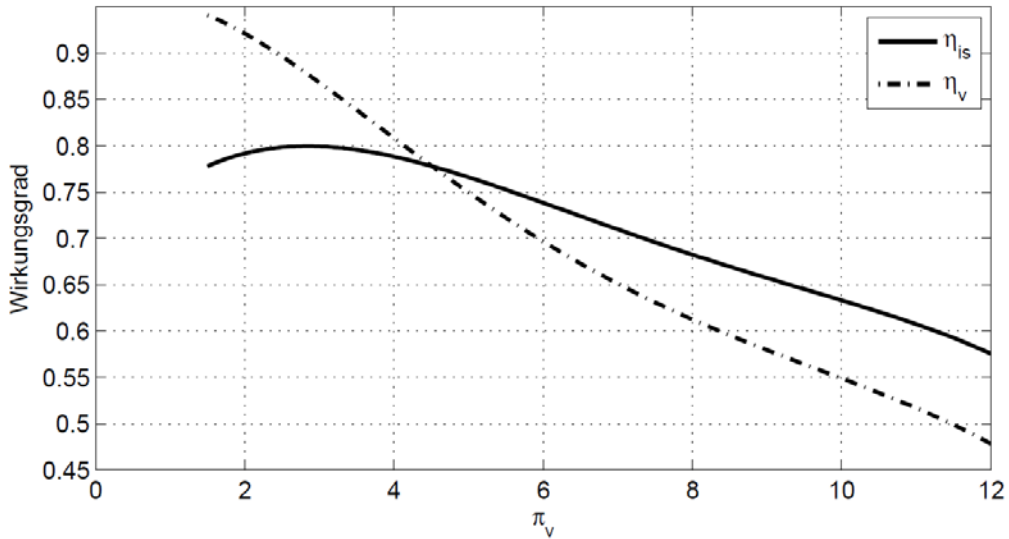


Abbildung 98: Isentroper und volumetrischer Verdichterwirkungsgrad des Ammoniak und n-Butan Verdichters in Abhängigkeit des Druckverhältnisses π_v

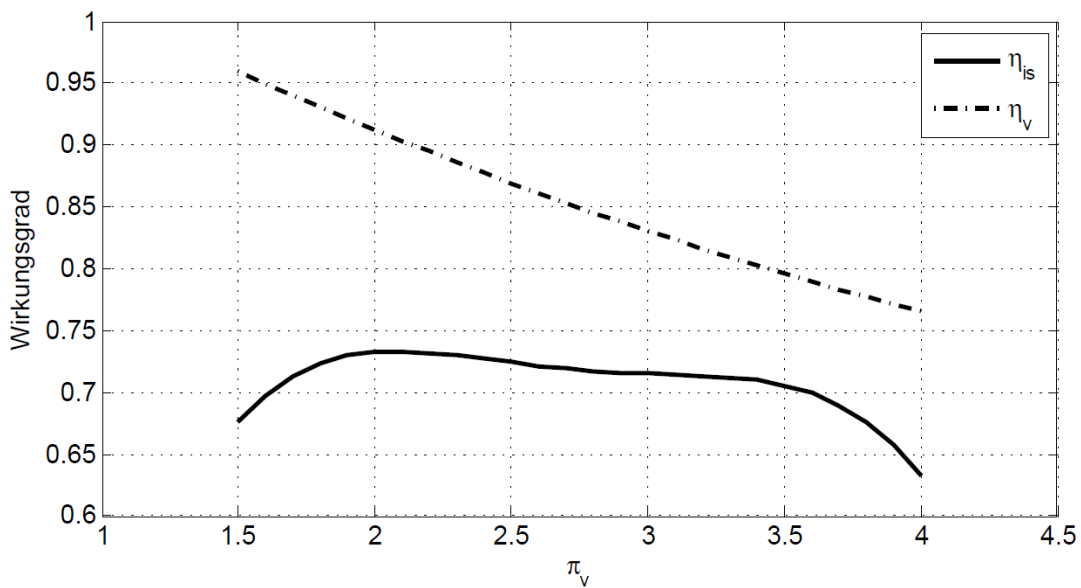


Abbildung 99: Isentroper und volumetrischer Verdichterwirkungsgrad des CO₂-Verdichters in Abhängigkeit des Druckverhältnisses π_v

Für die Modellierung des CO₂-Kältemittelverdichters wurden Daten eines real existierenden Verdichters verwendet. Mithilfe der Herstellerdaten aus (GEA 2017) in Form von Wärmeabgaben und elektrischer Leistungsaufnahmen für verschiedene Betriebspunkte wurde der isentrope und volumetrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Kondensationstemperatur und des ¹Druckverhältnisses π ermittelt. Eine Regressionslinie in Form von η_i und η_v bildet das Simulationsmodell des CO₂-Verdichters.

Volumetrischer Verdichterwirkungsgrad

Bei den in den Simulationen verwendeten Verdrängungsverdichtern muss zusätzlich zum isentropen Verdichterwirkungsgrad, der den Enthalpiehub und damit die Kältemittel-Verdichteraustrittstemperatur des Verdichtungsprozesses quantifiziert der volumetrische Verdichterwirkungsgrad berücksichtigt werden. Dieser ist die Abweichung des theoretisch möglichen zu tatsächlich geförderten Kältemittelmassenstroms. Es gilt die Beziehung:

$$\dot{V}_{eff} = \eta_v \cdot \dot{V}_s$$

Mit \dot{V}_{eff} dem effektiv geförderten Kältemittelvolumenstrom und \dot{V}_s dem aus der Verdichtergeometrie resultierenden theoretischen Verdrängungsvolumen.

Der volumetrische Verdichterwirkungsgrad wird mithilfe des Druckverhältnisses π über empirische Gleichungen bestimmt. Diese sind im Folgenden angeführt:

- Ammoniak: Näherungsgleichung von Pierre , siehe Abb. 10
- n-Butan: konstanter volumetrischer Verdichterwirkungsgrad von $\eta_v = 0,8$
- CO₂: Aus Datenblättern des Verdichtersherstellers(GEA 2017), Abb. 11

Anmerkung: Aufgrund der Tatsache, dass es noch keine bekannte n-Butan-Wärmepumpe mit zugehörigem Kältemittelverdichter gibt, wurde hier ein konstanter volumetrischer Verdichterwirkungsgrad von 0,8 für sämtliche Simulationsmodelle der n-Butan WP angenommen.

Anmerkung: Der isentrope und volumetrische Verdichterwirkungsgrad ist bei genauerer Betrachtung nicht nur vom Verdichterdruckverhältnis π_v , sondern auch von der Verdampfungstemperatur abhängig. Da hier jedoch keine realen Verdichter betrachtet werden und zukünftige Wärmepumpen simuliert werden, sei diese Abhängigkeit im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt. Zusätzlich sei hier angemerkt, dass die Wirkungsgradabhängigkeiten der Abbildung 10 für „gute“ Hubkolbenverdichter gelten. Für Schraubenverdichter gelten qualitativ andere Zusammenhänge. Hier werden die Ammoniak und n-Butan Wärmepumpen jedoch ausschließlich mit Hubkolbenverdichtern abgebildet.

Auslegungsrechnung (Design-Case)

Die Komponenten der Wärmepumpe (Wärmeübertrager) werden für folgende Wassertemperaturen ausgelegt.

- FWN-Rücklauftemperatur: **55°C**
- FWN-Vorlauftemperatur: **90°C** (KM Ammoniak, CO₂), bzw. **100°C** (KM Butan)

Da die Rücklauftemperatur jahreszeitlich im Intervall 50-60°C und die Vorlauftemperatur zwischen 80 und 95°C (KM Ammoniak), bzw. 80 und 120°C (KM Butan) liegt, wurde für die Auslegungsrechnung ein Lastfall gewählt, welcher im Betrieb häufig auftritt. Hier wurde

angenommen, dass dieser Betriebspunkt 55/90°C bei den Ammoniak und CO₂-WP und 55-100°C bei den Butan-WP ist.

Die Auslegungsrechnung dient in erster Linie zur Auslegung der Wärmeübertrager. Dabei gilt vereinfacht: Je kleiner die mittlere Temperaturdifferenz zwischen Kältemittel und Wasser, desto größer (und teurer) müssen die Wärmeübertrager ausgeführt werden um dieselbe Wärmemenge übertragen zu können. In Abhängigkeit der jährlich erwarteten Betriebsstunden der Anlagen schlägt (Granryd 2005) mittlere logarithmische Temperaturdifferenzen vor, welche zu vertretbaren Investitionskosten führen. Hier werden **2000 Betriebsstunden pro Jahr** angenommen. Daraus ergibt sich für den Kondensator eine mittlere logarithmische Temperaturdifferenz von 8,5K für den Auslegungsfall. Dies gilt für alle im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Wärmepumpensimulationen.

Ausgehend vom Design-Point erfolgt dann die Off-Design- Berechnung, welche dadurch charakterisiert ist, dass die FWN-Rück- und –vorlauftemperaturen innerhalb der in Kap.3 angeführten Grenzen variiert werden. Bei den Geothermie-Wärmepumpen der Konfiguration II werden im Teillastfall nicht nur die Temperaturen an der Wärmesenke variiert, sondern auch die Quellenaustrittstemperatur. Folglich ist es bei diesen Simulationen notwendig den Design-Case (und damit die Wärmetauschergeometrien) so auszulegen, dass auch bei geänderten Quellenbedingungen (Massenstrom und Temperaturen) genügend Wärme übertragen werden kann. Dies erfordert eine vorausschauende Ermittlung des Auslegungspunktes bzw. der Wärmeübertrager.

Teillastsimulation (Off-Design)

Die Simulation der Wärmepumpen erfolgt in zwei Schritten: Anfänglich wird eine spezifische Wärmepumpe mit den Nennbedingungen ausgelegt. Diese bildet dann das eigentliche Simulationsmodell. In weiterer Folge wird der Betrieb der Wärmepumpe in allen infrage kommenden Betriebspunkten ermittelt. Die Betriebspunkte sind hier durch andere Temperaturen als jenen im Auslegungsfall gekennzeichnet. Die Temperaturen variieren innerhalb der in Kap.3 festgelegten Grenzen.

Die Auslegungssimulation dient der Festlegung der Wärmetauscherflächen. Die Wärmeübertragerflächen werden nach technisch-ökonomischen Kriterien ausgelegt, d.h. die minimale Temperaturdifferenz zwischen den beiden wärmetauschenden Fluiden wird so gewählt, dass Wärmetauscherflächen innerhalb bestimmter Grenzen liegen.

Für die Teillastsimulation (Off-Design Simulation) werden die in der Auslegungsrechnung ermittelten Wärmetauscherflächen festgehalten. Das führt dazu, dass im Off-Design-Modell die Bauteile Enthitzer, Kondensator und Unterkühler jeweils nicht mehr die Enthitzung, Kondensation und Unterkühlung separat übernehmen, sondern zu einem Bauteil verschmelzen. Die Überhitzung auf der Verdampferseite jedoch bleibt erhalten und überhitzt das verdampfte Kältemittel um einen definierten Betrag.

Im Zuge der Simulation erfolgt die systematische Bestimmung relevanter Simulationsergebnisse für jede Vor- und Rücklaufemperaturkombination. Im Speziellen sind dies

- Leistungsziffer, COP [-]
- Gütegrad, GG [-]
- Massenstrom am Kondensator [kg/s]
- Abgegebene Wärmeleistung am Kondensator [kW]
- Aufgenommene Wärmeleistung am Verdampfer [kW]
- Erforderlicher Verdichterstromaufwand [kW]
- Erforderlicher Quellenmassenstrom [kg/s]

In diesem Bericht werden nur die ersten drei der hier angeführten Simulationsergebnisse angegeben, da aus diesen alle weiteren hier angeführten Ergebnisse berechnet werden können.

7.5 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Annahmen und wichtigsten Simulationsergebnisse für jedes Simulationsmodell angeführt.

- Annahmen:
 - Wärmequelle Ein-/Austrittstemperatur, Massenstrom
 - Wärmesenke Ein-/Austrittstemperatur
- Simulationsergebnisse:
 - Massenstrom Wärmesenke (m_{FWN})
 - System COP (Konfiguration I) bzw. COP (Konfiguration II)
 - Gütegrad = Vergleich zum COP's des idealen Vergleichsprozesses (GG)
 - Wasseraustrittstemperatur Hauptwärmetauscher (Konfiguration I)

Die hier angenommenen Massenströme sind skalierbar, d.h. falls die Simulationsergebnisse für eine Wärmepumpe mit anderen Kapazitäten herangezogen werden, können die Quellen- und Senkenmassenströme mit einem Faktor skaliert werden. Die Temperaturen und COP-Werte bleiben in diesem Fall unverändert.

Die Simulationsergebnisse sind hier diskretisiert und in tabellarischer Form aufgelistet. Zeilenweise ist die Rücklaufemperatur (50, 55, 60°C), bzw. (40, 45, 50, 55, 60, 65, 70°C) und spaltenweise die jeweilige Vorlaufemperatur (Ammoniak-WP: 80, 85, 90, 95°C; bzw. 70, 75, 80, 85, 90, 95°C n-Butan-WP: 80, 90, 100, 110, 120°C) angeführt. Die kleinste Spreizung zwischen Vorlauf- und Rücklaufemperatur beträgt dabei 20K.

Der System-COP der Konfiguration I berechnet sich folgendermaßen:

$$COP_{System} = \frac{Q_{WP,ab} - Q_{WP,zu} + Q_{HWT}}{P_{zu}}$$

Mit

$Q_{WP,ab}$... abgegebene thermische Energie vom WP-Kreis an das aufzuheizende FW-Wasser

$Q_{WP,zu}$... aufgenommene thermische Energie des WP-Kreises vom Rücklauf des FW-Wassers

Q_{HWT} ... im Hauptwärmetauscher vom Geothermiewasser an das FW-Wasser übertragene thermische Energie

P_{zu} ... zugeführte Verdichterleistung

Die spezifischen Wärmetauscherflächen der simulierten Wärmepumpen sind in der folgenden Tabelle angeführt:

Tabelle 40: spezifische Wärmetauscherflächen des Verdampfers (a_VD) und des Kondensors (a_KO)

Kapitelnummer	Bezeichnung	a_VD/(m ² /kW)	a_KO/(m ² /kW)
2.3	A_K1_HWT_50	0,190	0,297
2.3	A_K1_HWT_65	0,252	0,389
2.3	A_K2_GT78_50	0,067	0,343
2.3	A_K2_GT78_65	0,060	0,364
2.3	A_K2_GT60_50	0,062	0,129
2.3	A_K2_GT60_40	0,053	0,101
2.3	B_K1_HWT_50	1,420	0,579
2.3	B_K1_HWT_65	1,348	0,557
2.3	B_K2_GT78_50	0,051	0,330
2.3	B_K2_GT78_65	0,068	0,500
2.3	B_K2_GT60_50	0,119	0,507
2.3	B_K2_GT60_40	0,151	0,611
2.3	A_K2_RGKondi	0,348	0,111
2.3	B_K2_RGKondi	0,312	0,417
2.3	A_K2_Fluss	0,424	0,202
2.3	B_K2_Fluss	0,368	0,226
2.3	C_K2_Fluss	0,104	0,014
7.5	A_K2_GT78_50(SA)	0,063	0,125
7.5	A_K2_GT78_65(SA)	0,051	0,195
7.5	A_K2_GT60_50(SA)	0,088	0,129
7.5	A_K2_GT60_40(SA)	0,158	0,115
7.5	B_K2_GT78_50(SA)	0,100	0,329
7.5	B_K2_GT78_65(SA)	0,067	0,495
7.5	B_K2_GT60_50(SA)	0,103	0,371
7.5	B_K2_GT60_40(SA)	0,526	0,280

Für die simulierten Wärmepumpen in Kapitel 5.3 und 5.4, 5.5 und 5.6 (Ammoniak), sowie 5.9 und 5.10 sowie 5.11 und 5.12 (n-Butan) wurde angenommen, dass es sich um jeweils dieselbe Anlage handelt. D.h., dass damit die Flexibilität der WP in Bezug auf die Quelle Austrittstemperatur untersucht wird. Die Ergebnisse der Simulationen bei der Optimierung einer Anlage auf eine fixe Quelle Austrittstemperatur sind dem *Anhang* zu entnehmen. Die COP's der Anlagen, welche mit festen Bedingungen an der Wärmesenke arbeiten (Anhang) sind signifikant höher als jene der hier im Folgenden dargestellten Anlagen. Die Änderung der Quelle Austrittstemperatur wirkt sich stark auf die COP-Werte der Wärmepumpen aus.

Geothermie 80°C/≤50°C Ammoniak Konfiguration I

Annahmen:

- Hauptwärmetauscher: Ein-/Austrittstemperatur:80,6/≤50°C, Massenstrom: 70 kg/s
- kxA-Wert Hauptwärmetauscher: 4125 kW/K
- gleiche Anlage wie in 5.2

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke [kg/s]:

m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	102,54	87,70	75,37	60,20	47,06	47,63
45°C	110,45	92,70	79,53	67,35	52,60	45,61
50°C	126,44	103,69	78,57	63,28	56,52	52,95
55°C	0,00	120,41	90,13	76,21	66,82	59,17
60°C	0,00	0,00	120,33	95,27	79,12	68,49
65°C	0,00	0,00	0,00	108,01	101,97	85,01
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	87,70	87,56

- System COP:

COP system	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	48,67	44,95	39,14	31,73	16,17	9,49
45°C	40,96	36,49	30,97	24,14	16,46	10,21
50°C	23,95	21,28	33,73	25,89	15,00	10,02
55°C	0	13,11	17,41	15,05	11,67	9,04
60°C	0	0	7,57	8,03	8,07	7,28
65°C	0	0	0	5,86	4,96	4,72
70°C	0	0	0	0	5,33	4,31

- WP-Gütegrad:

GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,585	0,569	0,547	0,526	0,496	0,452
45°C	0,596	0,580	0,564	0,539	0,522	0,492
50°C	0,595	0,581	0,557	0,540	0,528	0,509
55°C	0	0,584	0,568	0,550	0,531	0,519
60°C	0	0	0,577	0,556	0,539	0,522
65°C	0	0	0	0,556	0,546	0,510
70°C	0	0	0	0	0,539	0,527

- Wasseraustrittstemperatur Hauptwärmetauscher [°C]:

T_Geo_aus	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	37,48	37,61	38,46	42,88	48,57	45,94
45°C	42,04	41,83	41,92	43,41	48,41	50,39
50°C	45,83	45,08	47,78	49,96	50,00	49,16
55°C	0	48,45	49,97	49,71	49,46	49,68
60°C	0	0	50,00	50,00	50,00	49,99
65°C	0	0	0	54,00	50,00	50,00
70°C	0	0	0	0	59,28	54,95

Geothermie 80°C/≤65°C Ammoniak Konfiguration I

Annahmen:

- Hauptwärmetauscher: Ein-/Austrittstemperatur: 80,6/≤65°C, Massenstrom: 70 kg/s
- kxA-Wert Hauptwärmetauscher: 4125 kW/K
- gleiche Anlage wie in 5.1

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke [kg/s]:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	78,49	58,22	53,62	52,74
55°C	80,75	58,69	57,62	53,17
60°C	84,38	57,91	54,57	53,73

- System COP:

COP system	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	33,94	28,96	15,19	10,35
55°C	29,37	24,57	12,61	9,21
60°C	23,74	21,31	11,45	8,10

- WP-Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,560	0,538	0,528	0,518
55°C	0,561	0,538	0,524	0,518
60°C	0,560	0,542	0,531	0,519

- Wasseraustrittstemperatur Hauptwärmetauscher [°C]:

T_Geo_aus	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	47,81	52,32	51,57	49,23
55°C	52,60	56,28	53,58	52,76
60°C	57,35	60,71	58,83	56,30

Geothermie 78°C/50°C Ammoniak Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/50°C, max. Massenstrom: 16 kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.4.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	8,74	7,62	7,19	6,16
55°C	10,03	8,77	7,56	6,74
60°C	11,79	10,39	8,83	7,48

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	1,92	1,97	1,77	1,71
55°C	2,09	1,91	1,79	1,68
60°C	2,08	1,85	1,72	1,64

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,384	0,394	0,371	0,365
55°C	0,406	0,386	0,373	0,360
60°C	0,404	0,378	0,363	0,354

Geothermie 78°C/65°C Ammoniak Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/65°C, max. Massenstrom: 16 kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.3.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	8,29	7,17	6,23	5,49
55°C	9,49	8,11	7,13	6,18
60°C	12,28	9,70	8,01	7,29

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	4,80	4,41	4,11	3,84
55°C	4,73	4,32	3,97	3,71
60°C	4,49	4,17	3,89	3,54

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,609	0,599	0,588	0,578
55°C	0,601	0,589	0,576	0,566
60°C	0,586	0,577	0,568	0,551

Geothermie 60°C/50°C Ammoniak, Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/50°C,
- Gleiche Anlage wie in 5.6.

max. Massenstrom: 90 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	35,71	24,58	24,88	20,10
55°C	34,82	26,89	31,43	22,03
60°C	46,74	28,79	35,48	27,47

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	5,53	5,08	4,67	4,34
55°C	5,34	4,90	4,50	4,19
60°C	5,13	4,72	4,34	4,03

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,634	0,622	0,615	0,604
55°C	0,617	0,609	0,604	0,591
60°C	0,606	0,595	0,591	0,579

Geothermie 60°C/40°C Ammoniak, Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/40°C, max. Massenstrom: 90 kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.5.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	39,87	34,85	31,03	27,75	25,32	24,32
45°C	50,17	42,93	36,90	32,05	28,34	25,98
50°C	60,85	50,04	41,62	36,46	32,14	29,12
55°C	0,00	62,01	52,05	44,39	37,37	32,91
60°C	0,00	0,00	63,52	51,59	45,14	37,99
65°C	0,00	0,00	0,00	65,17	60,23	49,43
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	68,13	64,14

- COP:

COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	5,01	4,54	4,18	3,86	3,57	3,27
45°C	4,76	4,33	3,99	3,66	3,45	3,15
50°C	4,64	4,23	3,90	3,55	3,33	3,09
55°C	0,00	4,08	3,71	3,42	3,20	2,98
60°C	0,00	0,00	3,60	3,33	3,04	2,87
65°C	0,00	0,00	0,00	3,18	2,81	2,65
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,80	2,46

- Gütegrad:

GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,62	0,61	0,60	0,58	0,57	0,55
45°C	0,61	0,59	0,58	0,56	0,55	0,53
50°C	0,60	0,58	0,57	0,55	0,54	0,53
55°C	0,00	0,57	0,56	0,54	0,53	0,51
60°C	0,00	0,00	0,55	0,53	0,51	0,50
65°C	0,00	0,00	0,00	0,52	0,49	0,48
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,46

Geothermie 80°C/≤50°C n-Butan Konfiguration I

Annahmen:

- Hauptwärmetauscher: Ein-/Austrittstemperatur:80,6/≤50°C, Massenstrom: 60 kg/s
- kxA-Wert Hauptwärmetauscher: 4125 kW/K

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke [kg/s]:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	71,59	50,34	48,90	47,82	46,66
55°C	76,89	56,19	47,77	47,99	49,15
60°C	102,04	67,45	52,54	50,46	48,47

- System COP:

COP system	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	22,89	13,64	7,33	4,72	3,55
55°C	18,44	12,77	7,23	4,79	3,46
60°C	7,67	8,46	6,42	4,58	3,47

- WP-Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,520	0,510	0,508	0,485	0,463
55°C	0,529	0,523	0,522	0,504	0,473
60°C	0,553	0,537	0,527	0,515	0,490

- Wasseraustrittstemperatur Hauptwärmetauscher [°C]:

T_Geo_aus	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	46,04	48,94	44,08	40,48	37,80
55°C	49,93	49,80	48,54	43,56	39,01
60°C	50,00	49,93	49,71	45,50	42,68

Geothermie 80°C/≤65°C n-Butan Konfiguration I

Annahmen:

- Hauptwärmetauscher: Ein-/Austrittstemperatur:80,6/≤65°C, Massenstrom: 60 kg/s
- kxA-Wert Hauptwärmetauscher: 4125 kW/K

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke [kg/s]:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	71,64	49,33	49,33	47,74	46,66
55°C	74,61	48,52	49,42	47,24	46,59
60°C	73,29	48,52	47,86	47,65	47,35

- System COP:

COP system	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	23,22	14,50	7,44	4,72	3,55
55°C	21,07	13,72	7,51	4,83	3,49
60°C	23,42	12,15	6,91	4,84	3,47

- WP-Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,521	0,513	0,510	0,482	0,463
55°C	0,527	0,522	0,526	0,505	0,473
60°C	0,528	0,528	0,532	0,523	0,490

- Wasseraustrittstemperatur Hauptwärmetauscher [°C]:

T_Geo_aus	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	46,00	49,46	43,70	40,54	37,80
55°C	50,68	53,89	47,29	44,09	41,06
60°C	57,00	57,87	52,20	47,09	43,56

Geothermie 78°C/50°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/50°C, max. Massenstrom: 35 kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.10.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	21,06	17,61	14,50	12,02	9,19
55°C	24,15	19,19	15,82	12,76	10,62
60°C	26,40	20,83	16,78	13,84	10,69

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	3,39	2,96	2,62	2,40	2,25
55°C	3,45	2,94	2,60	2,36	2,17
60°C	3,49	2,92	2,54	2,31	2,15

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,551	0,541	0,529	0,520	0,515
55°C	0,543	0,533	0,521	0,511	0,500
60°C	0,536	0,525	0,512	0,501	0,494

Geothermie 78°C/65°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/65°C, max. Massenstrom: 35 kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.9.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	17,16	11,49	9,36	8,04	6,96
55°C	18,12	13,48	10,46	9,54	8,03
60°C	23,81	15,94	11,48	10,30	8,24

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	5,62	4,78	4,13	3,60	3,21
55°C	5,48	4,63	4,00	3,48	3,10
60°C	5,27	4,47	3,89	3,40	3,04

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,597	0,611	0,615	0,610	0,600
55°C	0,586	0,598	0,601	0,595	0,585
60°C	0,573	0,584	0,589	0,582	0,574

Geothermie 60°C/50°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/50°C, Massenstrom: 55kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.12.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	16,04	12,56	11,34	11,26	10,32
55°C	20,31	15,52	13,22	11,85	10,49
60°C	24,31	17,92	12,84	11,75	10,93

- COP:

COP	80	90	100	110	120
50°C	5,50	4,62	3,92	3,37	2,96
55°C	5,30	4,45	3,81	3,30	2,92
60°C	5,15	4,33	3,76	3,25	2,86

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,601	0,614	0,615	0,603	0,588
55°C	0,586	0,598	0,599	0,591	0,578
60°C	0,571	0,583	0,588	0,581	0,566

Geothermie 60°C/40°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur:60°C/40°C, Massenstrom: 55kg/s
- Gleiche Anlage wie in 5.11.

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	16,18	9,33	9,75	10,24	7,60
55°C	19,54	13,54	10,96	10,62	9,39
60°C	24,60	12,83	12,40	11,80	10,29

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	4,35	3,89	3,30	2,85	2,61
55°C	4,22	3,67	3,21	2,80	2,50
60°C	4,08	3,65	3,12	2,72	2,44

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,585	0,597	0,587	0,569	0,561
55°C	0,570	0,576	0,573	0,558	0,543
60°C	0,554	0,566	0,559	0,545	0,531

Rachgaskondensation 50/35°C Ammoniak Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 50°C/35°C, Massenstrom: 50 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	28,58	24,86	22,04	19,85	18,09	16,66
45°C	34,48	29,14	25,32	22,45	20,22	18,43
50°C	43,33	35,16	29,70	25,81	22,88	20,60
55°C	0	44,22	35,87	30,30	26,32	23,34
60°C	0	0	45,15	36,62	30,94	26,87
65°C	0	0	0	46,14	37,43	31,62
70°C	0	0	0	0	47,21	38,30

- COP:

COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	6,91	6,18	5,61	5,14	4,74	4,38
45°C	6,63	5,97	5,43	4,98	4,59	4,25
50°C	6,38	5,77	5,25	4,82	4,44	4,11
55°C	0	5,55	5,06	4,65	4,29	3,98
60°C	0	0	4,86	4,47	4,13	3,83
65°C	0	0	0	4,29	3,97	3,69
70°C	0	0	0	0	3,80	3,54

- Gütegrad:

GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,670	0,665	0,657	0,645	0,635	0,623
45°C	0,658	0,653	0,646	0,636	0,625	0,612
50°C	0,646	0,641	0,633	0,624	0,613	0,601
55°C	0	0,628	0,621	0,612	0,601	0,589
60°C	0	0	0,607	0,598	0,588	0,576
65°C	0	0	0	0,584	0,574	0,562
70°C	0	0	0	0	0,560	0,548

Rauchgaskondensation 50°C/35°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 50°C/35°C, Massenstrom: 30 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	17,94	13,89	11,50	9,95	8,87
55°C	21,67	15,99	12,88	10,95	9,65
60°C	27,28	18,80	14,61	12,15	10,57

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	4,66	4,00	3,49	3,08	2,75
55°C	4,50	3,88	3,39	3,00	2,68
60°C	4,35	3,76	3,29	2,92	2,61

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,593	0,600	0,597	0,587	0,573
55°C	0,579	0,585	0,583	0,574	0,560
60°C	0,564	0,570	0,569	0,560	0,547

Flusswasser 5-20°C Ammoniak Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Eintrittstemperatur: 5,10,15,20°C, Abkühlrate: 4K, Massenstrom: 70 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	12,98	11,28	10,00	9,01	8,23	7,56	12,54	10,91	9,68	8,71	7,94	7,30
45°C	15,72	13,26	11,52	10,22	9,20	8,38	15,18	12,81	11,14	9,87	8,89	8,09
50°C	19,77	16,06	13,55	11,77	10,44	9,39	19,09	15,49	13,09	11,37	10,07	9,06
55°C	0,00	20,22	16,41	13,87	12,04	10,66	0,00	19,51	15,82	13,36	11,61	10,28
60°C	0,00	0,00	20,70	16,78	14,17	12,30	0,00	0,00	19,95	16,17	13,65	11,86
65°C	0,00	0,00	0,00	21,19	17,17	14,49	0,00	0,00	0,00	20,40	16,54	13,96
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	21,69	17,58	0,00	0,00	0,00	0,00	20,87	16,91

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	12,17	10,57	9,38	8,45	7,70	7,08	11,82	10,28	9,13	8,21	7,48	6,89
45°C	14,69	12,41	10,79	9,57	8,61	7,85	14,27	12,07	10,48	9,29	8,37	7,62

50°C	18,49	15,01	12,68	11,01	9,76	8,78	17,95	14,57	12,31	10,69	9,48	8,53
55°C	0,00	18,89	15,32	12,95	11,23	9,95	0,00	18,33	14,87	12,56	10,91	9,67
60°C	0,00	0,00	19,30	15,65	13,21	11,47	0,00	0,00	18,72	15,18	12,83	11,13
65°C	0,00	0,00	0,00	19,72	16,03	13,49	0,00	0,00	0,00	19,12	15,51	13,08
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	20,16	16,33	0,00	0,00	0,00	0,00	19,54	15,83

- COP:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	3,08	2,95	2,83	2,72	2,61	2,53	3,41	3,25	3,11	2,99	2,87	2,77
45°C	2,99	2,88	2,77	2,66	2,57	2,48	3,32	3,18	3,04	2,92	2,82	2,71
50°C	2,94	2,81	2,71	2,61	2,51	2,43	3,26	3,11	2,98	2,86	2,76	2,66
55°C	0,00	2,75	2,64	2,54	2,45	2,38	0,00	3,04	2,91	2,80	2,70	2,60
60°C	0,00	0,00	2,58	2,49	2,40	2,32	0,00	0,00	2,85	2,74	2,64	2,55
65°C	0,00	0,00	0,00	2,43	2,34	2,27	0,00	0,00	0,00	2,67	2,58	2,49
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,29	2,22	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	2,43

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	3,79	3,59	3,43	3,28	3,14	3,03	4,22	3,98	3,77	3,60	3,44	3,30
45°C	3,70	3,52	3,35	3,21	3,08	2,97	4,12	3,88	3,69	3,52	3,37	3,23
50°C	3,62	3,43	3,28	3,14	3,02	2,90	4,02	3,80	3,61	3,45	3,30	3,17
55°C	0,00	3,36	3,20	3,07	2,95	2,84	0,00	3,71	3,53	3,37	3,23	3,10
60°C	0,00	0,00	3,13	3,00	2,89	2,78	0,00	0,00	3,45	3,29	3,15	3,03
65°C	0,00	0,00	0,00	2,93	2,80	2,72	0,00	0,00	0,00	3,22	3,08	2,96
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	2,75	2,66	0,00	0,00	0,00	0,00	3,01	2,89

- Gütegrad:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,608	0,605	0,602	0,598	0,591	0,590	0,622	0,619	0,616	0,614	0,610	0,607
45°C	0,601	0,600	0,597	0,593	0,589	0,585	0,613	0,615	0,611	0,609	0,605	0,601
50°C	0,598	0,594	0,591	0,588	0,583	0,579	0,612	0,610	0,607	0,603	0,600	0,597
55°C	0,000	0,590	0,586	0,581	0,577	0,574	0,000	0,605	0,601	0,598	0,595	0,592
60°C	0,000	0,000	0,580	0,577	0,573	0,568	0,000	0,000	0,596	0,593	0,590	0,586
65°C	0,000	0,000	0,000	0,571	0,566	0,563	0,000	0,000	0,000	0,588	0,584	0,581
70°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,561	0,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,578	0,575

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,633	0,631	0,629	0,626	0,624	0,621	0,641	0,640	0,637	0,637	0,635	0,632
45°C	0,628	0,626	0,624	0,622	0,619	0,616	0,636	0,634	0,634	0,632	0,630	0,628
50°C	0,623	0,621	0,619	0,617	0,614	0,611	0,631	0,630	0,629	0,627	0,625	0,623
55°C	0,000	0,616	0,614	0,611	0,609	0,606	0,000	0,625	0,624	0,622	0,620	0,617
60°C	0,000	0,000	0,609	0,606	0,604	0,601	0,000	0,000	0,619	0,617	0,613	0,612
65°C	0,000	0,000	0,000	0,601	0,596	0,595	0,000	0,000	0,000	0,611	0,608	0,607
70°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,592	0,589	0,000	0,000	0,000	0,000	0,604	0,601

Flusswasser 5-20°C n-Butan Konfiguration II

Annahmen:

- Wärmequelle: Eintrittstemperatur: 5,10,15,20°C, Abkühlrate: 4K, Massenstrom: 70 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	13,91	10,77	8,91	7,68	6,81	13,37	10,34	8,54	7,35	6,51
55°C	16,84	12,43	9,99	8,46	7,41	16,16	11,91	9,56	8,09	7,07
60°C	21,26	14,63	11,36	9,40	8,70	20,38	14,02	10,85	8,97	7,74

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	12,91	9,98	8,23	7,08	6,26	12,50	9,66	7,97	6,84	6,04
55°C	15,60	11,48	9,23	7,78	6,79	15,11	11,13	8,91	7,51	6,56
60°C	19,65	13,50	10,45	8,62	7,42	19,02	13,06	10,09	8,33	7,16

- COP:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	2,37	2,22	2,09	1,97	1,87	2,57	2,40	2,24	2,11	1,99
55°C	2,32	2,18	2,05	1,94	1,84	2,53	2,35	2,21	2,08	1,96
60°C	2,28	2,14	2,02	1,91	1,86	2,48	2,31	2,17	2,04	1,93

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	2,79	2,59	2,41	2,25	2,12	3,04	2,79	2,58	2,41	2,26
55°C	2,74	2,54	2,36	2,22	2,09	2,98	2,74	2,54	2,37	2,23
60°C	2,69	2,49	2,33	2,19	2,06	2,92	2,69	2,50	2,33	2,19

- Gütegrad:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C
GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,576	0,582	0,586	0,587	0,587	0,583	0,592	0,597	0,600	0,600
55°C	0,568	0,574	0,578	0,580	0,580	0,575	0,583	0,589	0,592	0,593
60°C	0,560	0,567	0,570	0,573	0,573	0,567	0,575	0,581	0,584	0,585

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C	20°C
GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,587	0,599	0,606	0,609	0,611	0,593	0,605	0,612	0,618	0,621
55°C	0,581	0,590	0,595	0,602	0,604	0,584	0,594	0,604	0,610	0,613
60°C	0,572	0,582	0,588	0,594	0,596	0,575	0,587	0,596	0,602	0,605

Flusswasser 5-20°C t-CO₂ Konfiguration II

Annahmen: Wärmequelle: Eintrittstemperatur: 5,10,15,20°C, Abkühlrate: 4K, Massenstrom: 50 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C
m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	11,84	10,18	8,96	7,98	11,11	9,55	8,39	7,49
55°C	15,22	12,75	10,94	9,60	14,01	11,69	10,05	8,82
60°C	22,43	16,58	13,84	11,87	18,55	14,86	12,40	10,66

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C
m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	10,59	9,12	8,02	7,18	10,15	8,77	7,74	6,94
55°C	13,28	11,09	9,55	8,39	12,70	10,64	9,18	8,09
60°C	17,46	14,00	11,71	10,08	16,70	13,43	11,26	9,73

- COP:

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C
COP	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	1,77	1,76	1,75	1,74	2,00	1,98	1,96	1,94
55°C	1,61	1,60	1,60	1,59	1,83	1,82	1,81	1,80
60°C	1,41	1,47	1,47	1,46	1,68	1,68	1,67	1,67

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C
COP	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	2,22	2,19	2,16	2,13	2,45	2,41	2,36	2,31
55°C	2,03	2,02	2,00	1,98	2,25	2,22	2,19	2,16
60°C	1,87	1,86	1,85	1,84	2,05	2,04	2,02	1,99

- Gütegrad: (Vergleich des COP-Wertes mit dem Lorentz-COP aus (van de Bor 2013))

T_Fluss_ein	5°C	5°C	5°C	5°C	10°C	10°C	10°C	10°C
GG	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,547	0,545	0,541	0,540	0,557	0,557	0,555	0,553
55°C	0,521	0,515	0,515	0,514	0,538	0,538	0,536	0,535
60°C	0,440	0,487	0,486	0,486	0,517	0,516	0,516	0,513

T_Fluss_ein	15°C	15°C	15°C	15°C	20°C	20°C	20°C	20°C
GG	80°C	85°C	90°C	95°C	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,553	0,553	0,551	0,548	0,541	0,539	0,537	0,534
55°C	0,539	0,538	0,536	0,536	0,525	0,525	0,523	0,521
60°C	0,520	0,518	0,517	0,514	0,504	0,501	0,498	0,493

In den Simulationsergebnissen der Geothermie-WP des Anhangs wurde vorausgesetzt, dass die Anlagen paarweise dieselben sind, d.h., dass ein und dieselbe Anlage mit unterschiedlichen Quellenmassenströmen und –Austrittstemperaturen gefahren wird. Folglich sind die Geometrien der Wärmetauscher und der Verdichter folgender Simulationsfälle ident (vgl. auch Kap. 5):

- *Geothermie 78°C/50°C Ammoniak Konfiguration II und Geothermie 78°C/65°C Ammoniak Konfiguration II*
- *Geothermie 60°C/50°C Ammoniak Konfiguration II und Geothermie 60°C/40°C Ammoniak Konfiguration II*
- *Geothermie 78°C/50°C n-Butan Konfiguration II und Geothermie 78°C/65°C n-Butan Konfiguration II*
- *Geothermie 60°C/50°C n-Butan Konfiguration II und Geothermie 60°C/40°C n-Butan Konfiguration II*

Es wurde hier noch untersucht, welche Simulationsergebnisse dieser 8 Wärmepumpen zu erwarten sind, wenn die Anlagen gesondert (Stand alone, SA), auf eine bestimmte (feste) Quellenaustrittstemperatur ausgelegt werden. Die Simulationsergebnisse sind hier angeführt.

Geothermie 78°C/50°C Ammoniak Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/50°C, Massenstrom: 25 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	27,64	24,02	21,31	19,19
55°C	33,36	28,20	24,51	21,74
60°C	41,98	34,07	28,80	25,03

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	5,43	4,97	4,57	4,23
55°C	5,24	4,79	4,41	4,09
60°C	5,04	4,62	4,26	3,94

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,625	0,616	0,606	0,595
55°C	0,614	0,605	0,595	0,583
60°C	0,602	0,593	0,583	0,571

Geothermie 78°C/65°C Ammoniak Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/65°C, max. Massenstrom: 25 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	13,01	11,31	10,04	9,05
55°C	15,72	13,29	11,55	10,25
60°C	19,79	16,07	13,38	11,63

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	5,01	4,59	4,23	3,92
55°C	4,83	4,43	4,08	3,78
60°C	4,64	4,26	4,27	3,95

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,612	0,602	0,591	0,578
55°C	0,601	0,590	0,579	0,566
60°C	0,589	0,578	0,584	0,572

Geothermie 60°C/50°C Ammoniak Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/50°C, Massenstrom: 50 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	19,66	17,07	15,12	13,62
55°C	23,74	20,05	17,41	15,42
60°C	29,94	24,23	20,46	17,76

- COP:

COP	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	5,52	5,07	4,68	4,31
55°C	5,30	4,87	4,50	4,19
60°C	5,03	4,68	4,33	4,03

- Gütegrad:

GG	80°C	85°C	90°C	95°C
50°C	0,635	0,629	0,621	0,609
55°C	0,622	0,615	0,607	0,598
60°C	0,606	0,602	0,593	0,584

Geothermie 60°C/40°C Ammoniak Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/40°C, Massenstrom: 50 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	37,86	32,88	29,14	26,22	23,87	21,95
45°C	45,67	38,57	33,49	29,67	26,69	24,30
50°C	57,43	46,57	39,31	34,13	30,23	27,19
55°C	0,00	58,61	47,51	40,09	34,79	30,82
60°C	0,00	0,00	59,84	48,49	40,93	35,50
65°C	0,00	0,00	0,00	61,14	49,53	41,79
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	62,53	50,67

- COP:

COP	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	7,29	6,56	5,97	5,47	5,05	4,69
45°C	6,99	6,31	5,74	5,28	4,88	4,53
50°C	6,69	6,05	5,52	5,08	4,70	4,37
55°C	0,00	5,78	5,29	4,88	4,52	4,21
60°C	0,00	0,00	5,06	4,67	4,33	4,04
65°C	0,00	0,00	0,00	4,46	4,15	3,87
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	3,95	3,69

- Gütegrad:

GG	70°C	75°C	80°C	85°C	90°C	95°C
40°C	0,66	0,66	0,66	0,65	0,65	0,64
45°C	0,65	0,65	0,64	0,64	0,63	0,62
50°C	0,64	0,64	0,63	0,63	0,62	0,61
55°C	0,00	0,62	0,62	0,61	0,61	0,60
60°C	0,00	0,00	0,60	0,60	0,59	0,58
65°C	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,57
70°C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,55

Geothermie 78°C/50°C n-Butan Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/50°C, Massenstrom: 20 kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	21,71	16,78	13,85	11,93	10,59
55°C	26,19	19,30	15,50	13,11	11,50
60°C	32,93	22,66	17,56	14,54	12,58

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	5,48	4,61	3,98	3,50	3,10
55°C	5,30	4,47	3,87	3,40	3,02
60°C	5,12	4,33	3,75	3,30	2,94

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,596	0,608	0,610	0,605	0,594
55°C	0,582	0,594	0,597	0,592	0,581
60°C	0,568	0,580	0,583	0,579	0,568

Geothermie 78°C/65°C n-Butan Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 78°C/65°C, Massenstrom: 20

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	10,10	7,86	6,46	5,57	4,95
55°C	12,18	8,98	7,22	6,12	5,38
60°C	15,31	10,54	8,18	6,78	5,88

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	5,45	4,44	3,92	3,45	3,04
55°C	5,30	4,44	3,84	3,36	2,96
60°C	5,11	4,32	3,73	3,26	2,88

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,598	0,607	0,611	0,606	0,593
55°C	0,584	0,595	0,598	0,592	0,580
60°C	0,569	0,581	0,583	0,578	0,566

Geothermie 60°C/50°C n-Butan Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur: 60°C/50°C, Massenstrom: 40kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	15,67	12,16	10,09	8,74	7,82
55°C	18,89	13,98	11,28	9,61	8,49
60°C	23,73	16,40	12,78	10,65	9,29

- COP:

COP	80	90	100	110	120
50°C	5,14	4,29	3,67	3,20	2,82
55°C	5,00	4,18	3,58	3,12	2,75
60°C	4,86	4,07	3,49	3,04	2,68

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,591	0,599	0,597	0,587	0,571
55°C	0,576	0,585	0,584	0,574	0,558
60°C	0,561	0,570	0,570	0,561	0,546

Geothermie 60°C/40°C n-Butan Konfiguration II (SA)

Annahmen:

- Wärmequelle: Ein-/Austrittstemperatur:60°C/40°C, Massenstrom: 40kg/s

Simulationsergebnisse:

- Massenstrom Wärmesenke:

m_FWN	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	31,13	24,09	19,91	17,19	15,30
55°C	37,56	27,69	22,27	18,89	16,62
60°C	47,24	32,52	25,23	20,95	18,17

- COP:

COP	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	5,32	4,49	3,87	3,38	2,98
55°C	5,15	4,36	3,76	3,29	2,91
60°C	4,97	4,22	3,65	3,20	2,83

- Gütegrad:

GG	80°C	90°C	100°C	110°C	120°C
50°C	0,597	0,607	0,609	0,601	0,587
55°C	0,583	0,593	0,595	0,588	0,574
60°C	0,568	0,579	0,580	0,574	0,561

7.6 Nachheizung des Wassers

Aufgrund der nach oben beschränkten Austrittstemperatur am Kondensator (maximal erreichbare Warmwassertemperatur) ist es je nach Wärmepumpentyp und betrachtetem Fernwärmenetz nicht möglich die FWN-Vorlauftemperatur nur durch Wärmepumpenbetrieb zu erreichen. In diesem Fall muss das durch die Wärmepumpe erzeugte Warmwasser nachgeheizt werden. Hier wird die Nachheizung des Wassers mittels Gaskessel betrachtet. Folgende Annahmen werden dabei getroffen:

- Konstanter Pinch-Point zwischen Wassereintrittstemperatur und Gasaustritt von 3K
- Rauchgaskondensation bei tiefen Wassertemperaturen (vgl. Kap. 2)
- Zusammensetzung des zur Nachheizung verwendeten Gases:
 - C₂H₆: 0,8108 vol%
 - C₃H₈: 0,19449 vol%
 - CH₄: 97,647 vol%
 - CO₂: 0,35539 vol%
 - N₂: 0,99232 vol%
- Oberer/Unterer Heizwert: 39,54 MJ/Nm³ bzw. 35,65 MJ/Nm³
- Luftzahl der Verbrennung: $\lambda=1,2$

Folgender Tabelle kann man den erforderlichen Gasmassenstrom pro Einheitsmassenstrom Wasser entnehmen, der erforderlich ist, um das Wasser von der Temperatur der Zeile i auf die Temperatur der Spalte j zu erhitzen.

m_{Gas}	80°C	85°C	90°C	95°C	100°C	105°C	110°C	115°C	120°C
45°C	0,00291	0,00333	0,00375	0,00416	0,00458	0,00500	0,00542	0,00584	0,00626
50°C	0,00256	0,00299	0,00342	0,00385	0,00428	0,00471	0,00514	0,00557	0,00600
55°C	0,00218	0,00262	0,00306	0,00350	0,00394	0,00438	0,00482	0,00526	0,00570
60°C	0,00175	0,00219	0,00263	0,00307	0,00351	0,00395	0,00439	0,00483	0,00528
65°C	0,00132	0,00176	0,00220	0,00264	0,00308	0,00352	0,00396	0,00441	0,00477
70°C	0,00088	0,00132	0,00176	0,00220	0,00265	0,00309	0,00353	0,00398	0,00442
75°C	0,00044	0,00088	0,00133	0,00177	0,00221	0,00266	0,00310	0,00355	0,00399
80°C		0,00044	0,00089	0,00133	0,00177	0,00222	0,00267	0,00311	0,00356
85°C			0,00044	0,00089	0,00134	0,00178	0,00223	0,00268	0,00313
90°C				0,00045	0,00089	0,00134	0,00179	0,00224	0,00269
95°C					0,00045	0,00090	0,00135	0,00180	0,00225
100°C						0,00045	0,00090	0,00135	0,00180
105°C							0,00045	0,00090	0,00136
110°C								0,00045	0,00091
115°C									0,00046

7.7 Anhang: Lastganglinien der drei untersuchten Netze: Beobachtungsdaten und Modellierergebnisse

Weichstetten

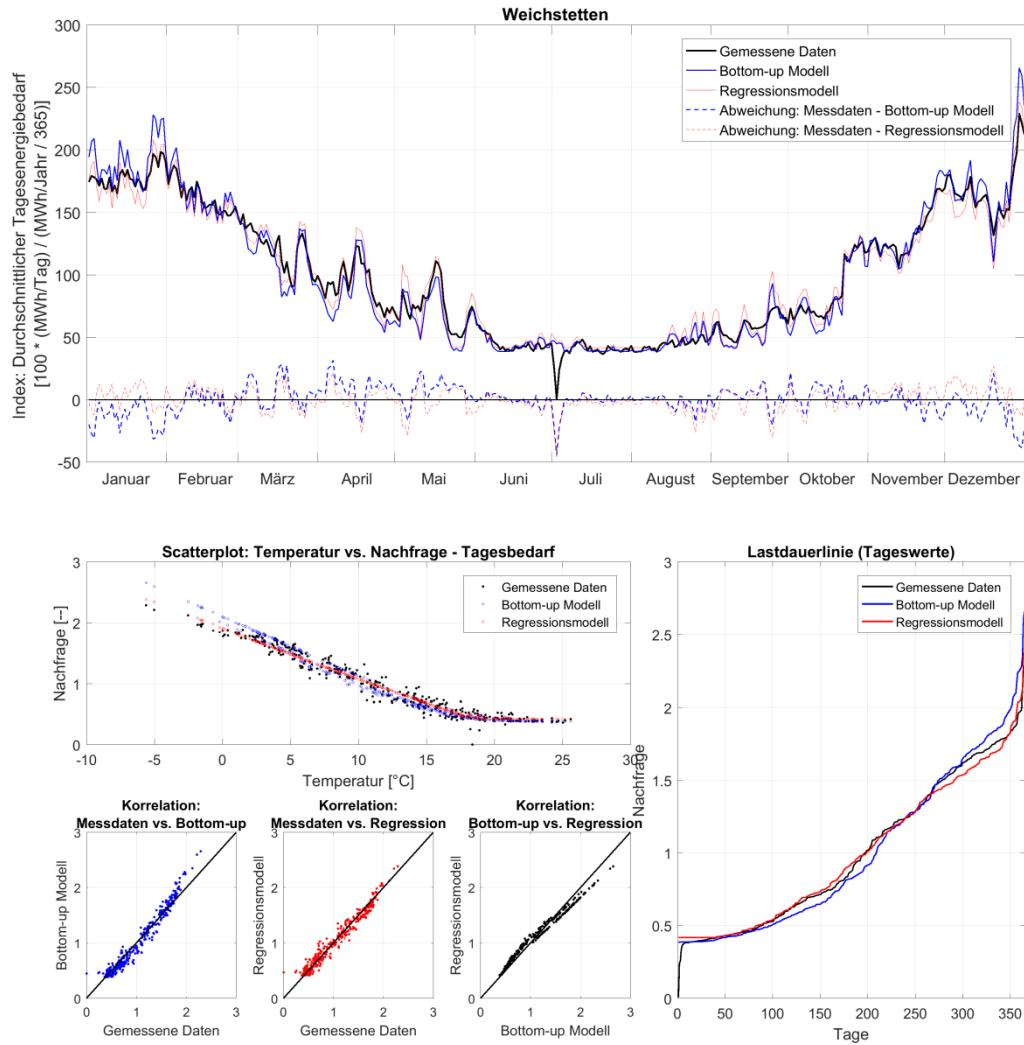


Abbildung 100: Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Weichstetten.

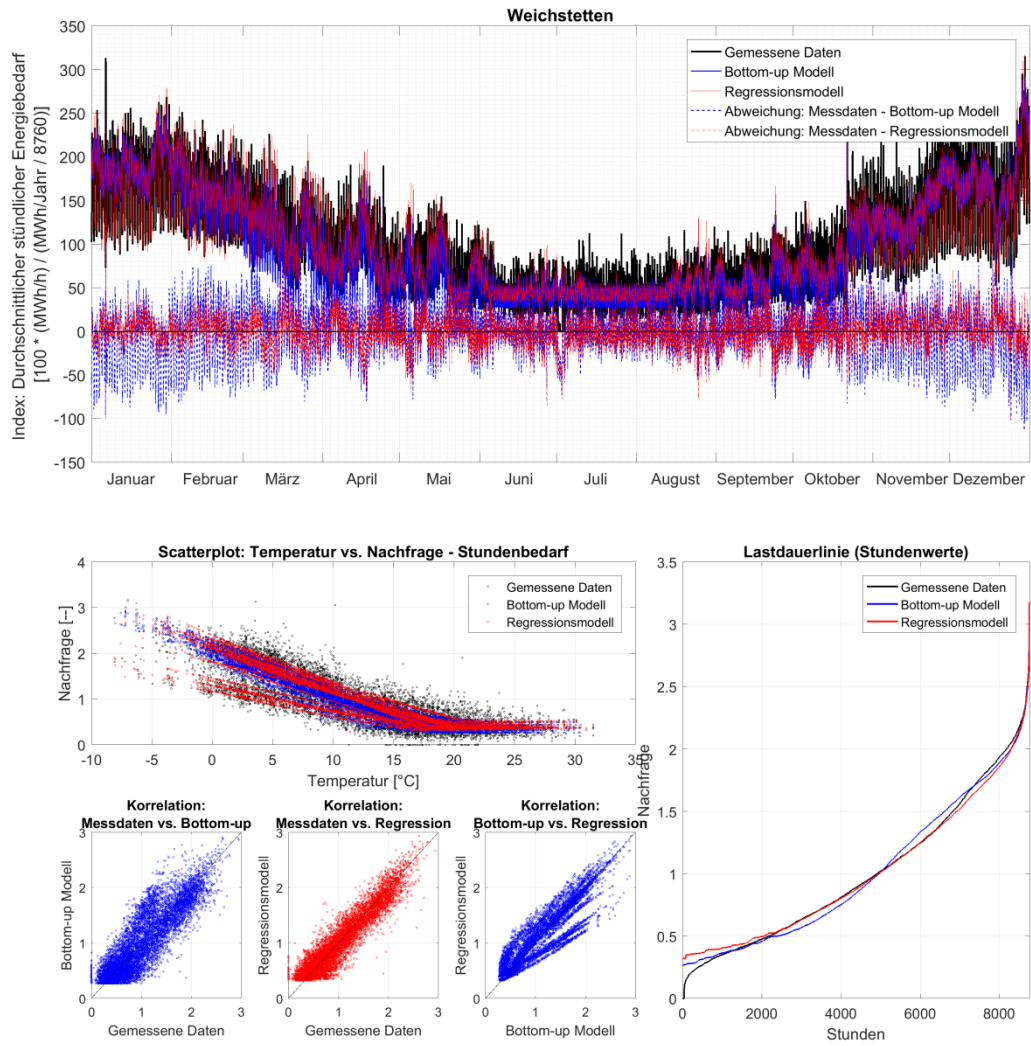


Abbildung 101: Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Weichstetten.

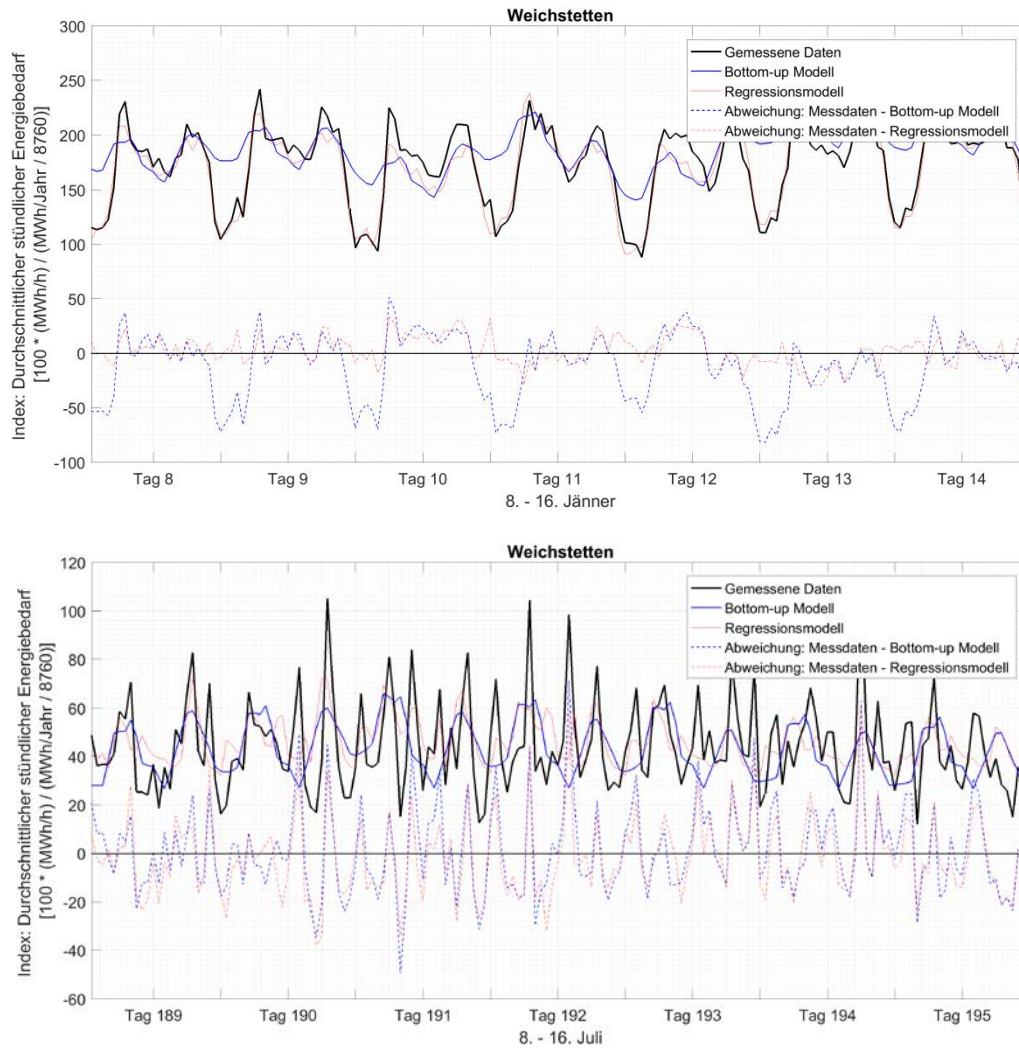


Abbildung 102: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Weichstetten im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).

Kirchdorf

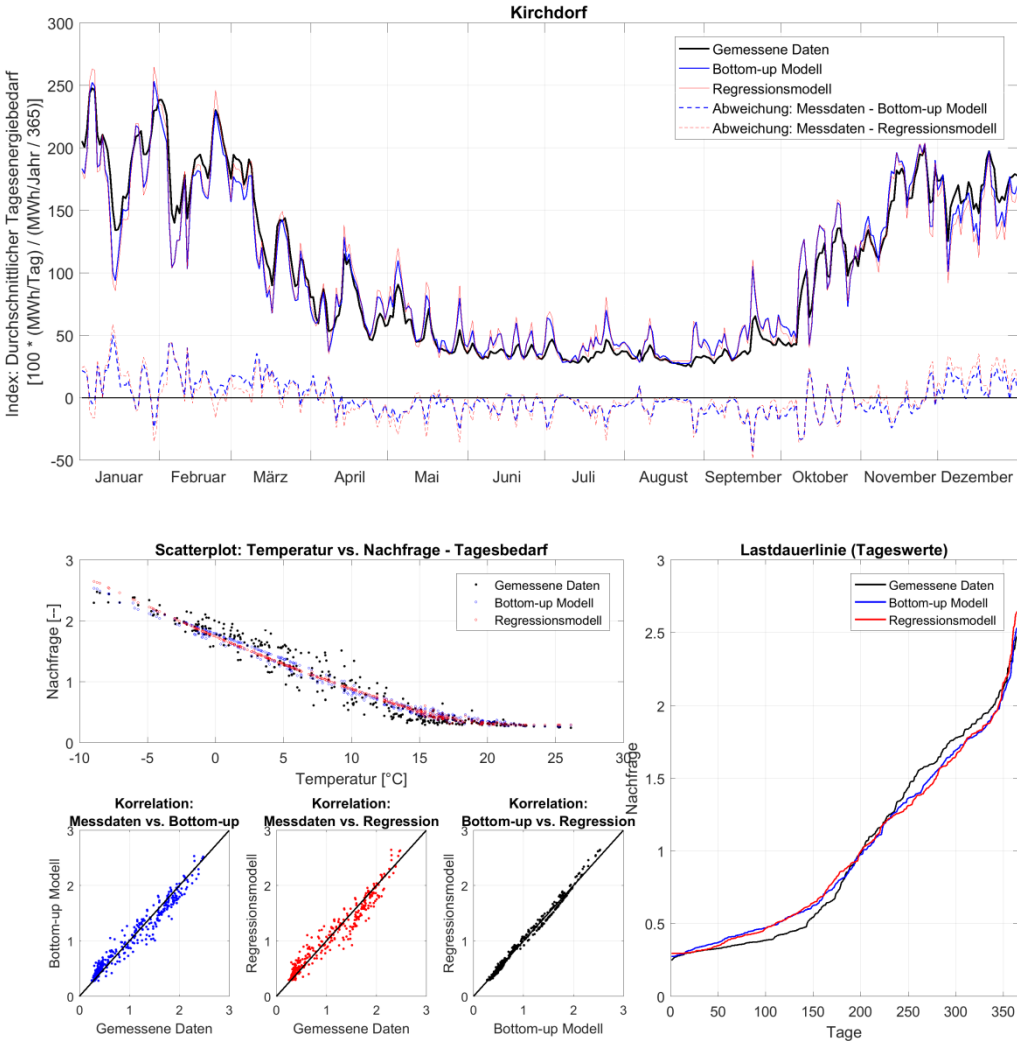


Abbildung 103: Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Kirchdorf.

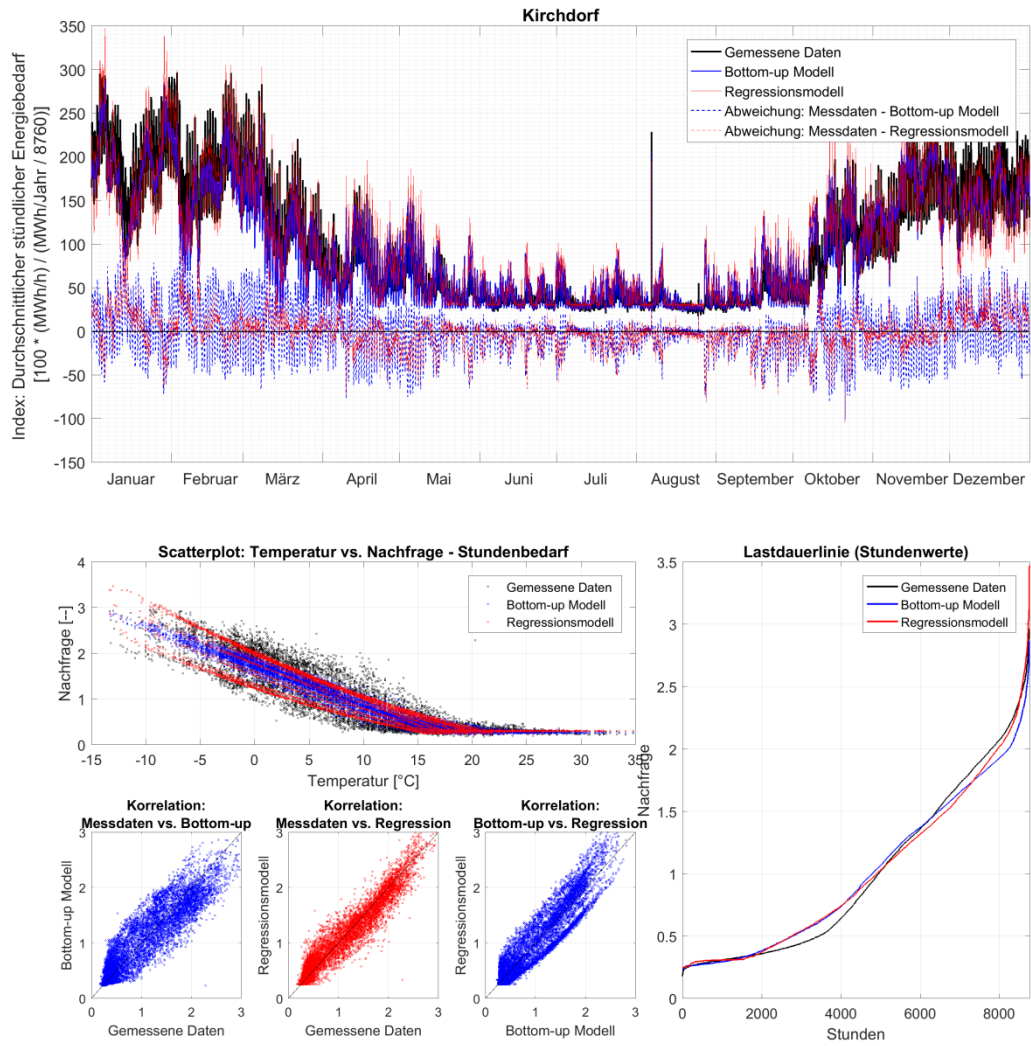


Abbildung 104: Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Kirchdorf.

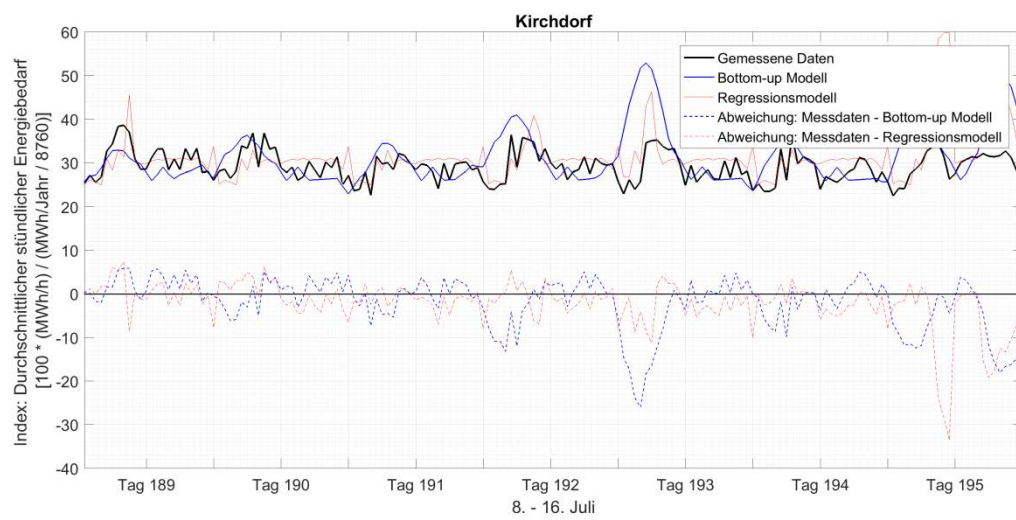
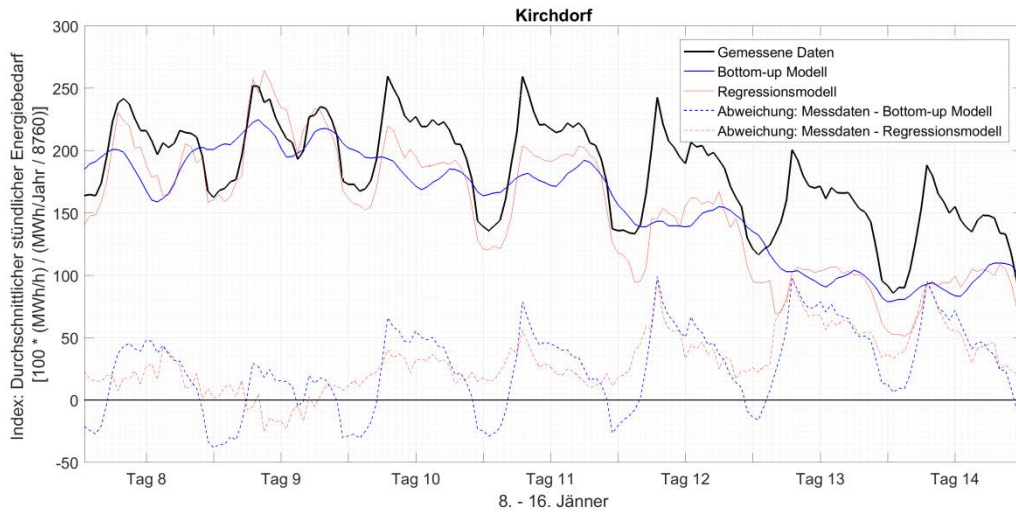


Abbildung 105: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Kirchdorf im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).

Braunau (lediglich Messdaten für Tageswerte vorhanden)

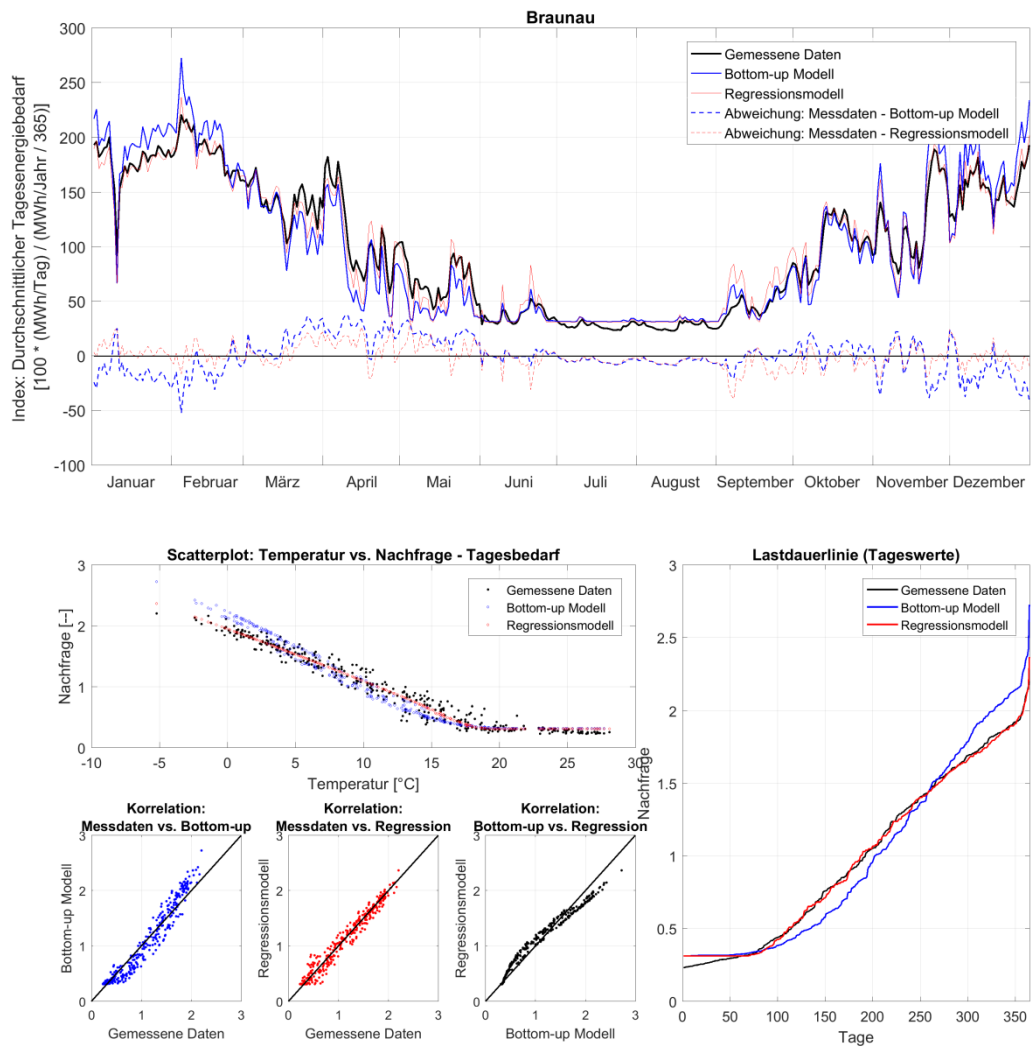


Abbildung 106: Tageswärmeabnahme im Fernwärmenetz Braunau.

Für Braunau stehen keine Messdaten auf Stundenebene zur Verfügung. Daher werden nur die für die beobachteten Stundenwerte die jeweiligen Tageswerte durch 24 dividiert.

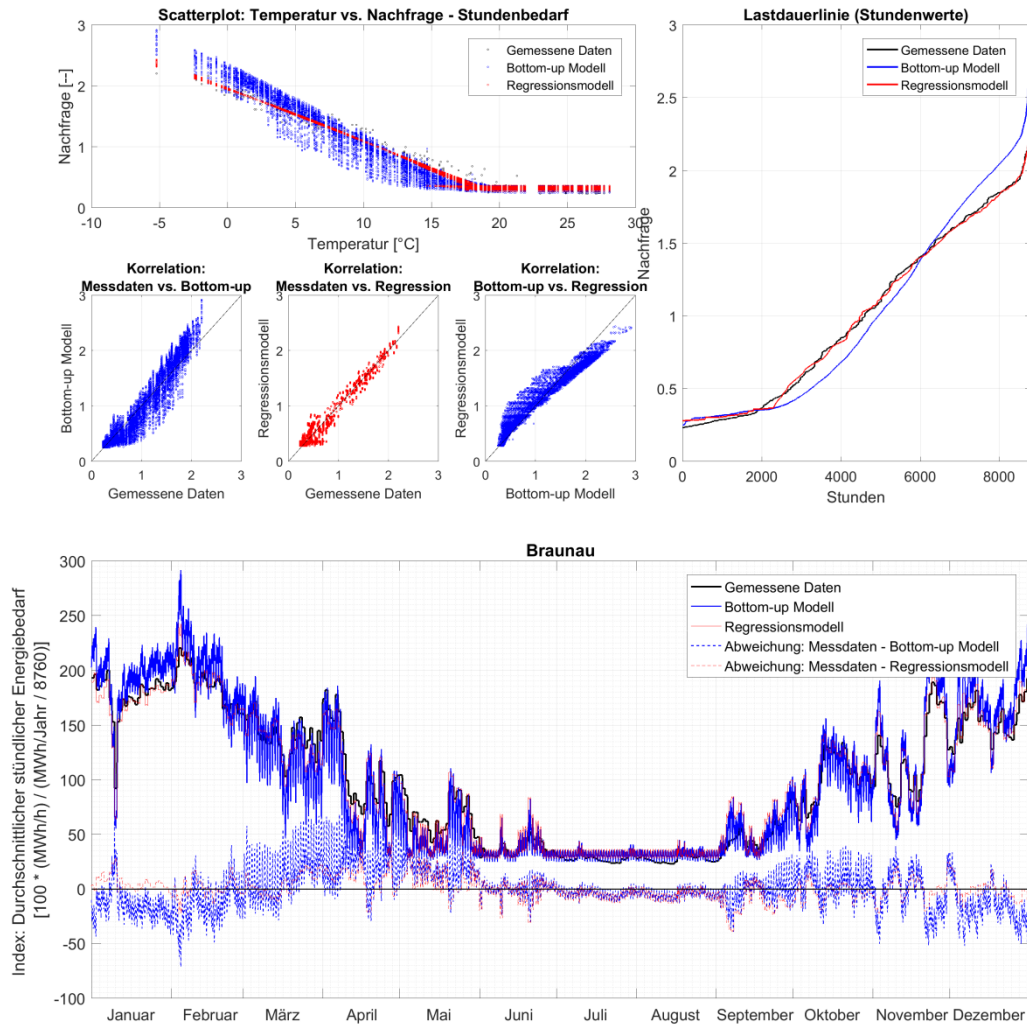


Abbildung 107: Stündliche Wärmeabnahme im Fernwärmenetz Braunau.

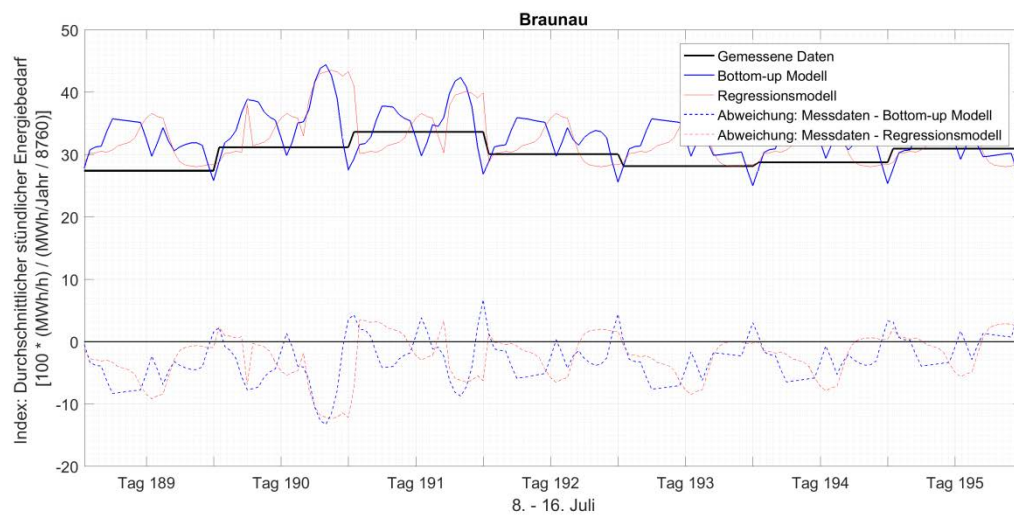
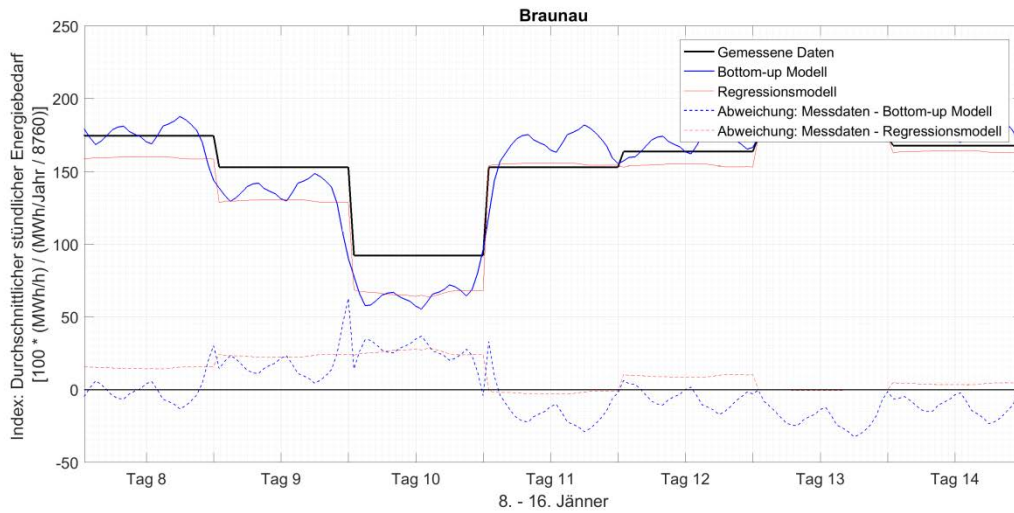


Abbildung 108: Gegenüberstellung von Beobachtungsdaten und Modellierungsergebnissen für Braunau im Winter (obere Abbildung: 2. Jännerwoche) und Sommer (untere Abbildung: 2. Juliwoche).