

# OPEN HEAT GRID

## Rahmenbedingungen zur Integration dezentral anfallender (Ab-) Wärme- quellen in Wärmenetze

M. Köfinger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**1d/2018**

**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>

# OPEN HEAT GRID

## Rahmenbedingungen zur Integration dezentral anfallender (Ab-)Wärmequellen in Wärmenetze

Markus Köfinger  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Wien, August 2016

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](http://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

---



## Inhalt

1	Einleitung.....	5
2	Abwärmepotential und -charakteristik relevanter Branchen.....	6
2.1	Potentiale und Charakteristik .....	6
2.2	Status quo der Abwärmenutzung in Österreich.....	9
3	Technische Lösungsmöglichkeiten zur Nutzung von Abwärme in Fernwärmenetzen.....	10
3.1	Relevante Technologien zur Abwärmenutzung.....	10
3.2	Niedertemperatur-Abwärme in Kombination mit Wärmepumpen.....	13
3.2.1	Effizienz von Wärmepumpen .....	13
3.2.2	Einbindung von Wärmepumpen in Wärmenetze .....	16
3.3	Hydraulische Einspeisevarianten .....	19
3.3.1	Entnahme aus dem Fernwärme-Rücklauf und Einspeisung in den Fernwärme -Vorlauf .....	20
3.3.2	Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf .....	20
3.3.3	Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf .....	20
3.4	Speicher- und Backup-Systeme.....	20
3.4.1	Thermische Speicher für fluktuierende Abwärmequellen .....	20
3.4.2	Verwendung des Netzes als Speicher .....	22
3.4.3	Lastverschiebung.....	22
3.4.4	Back-up-Systeme .....	23
4	Netzseitige Rahmenbedingungen zur Abwärmeintegration in Wärmenetze .....	24
4.1	Allgemeine Rahmenbedingungen .....	24
4.1.1	Betriebsweise und Regelung .....	24
4.1.2	Netzstrukturen .....	26
4.1.3	Wärmebedarf.....	30
4.2	Rahmenbedingungen im Wiener Fernwärmenetz .....	32
4.2.1	Struktur und Aufbau.....	32
4.2.2	Betriebsbedingungen.....	35
4.3	Rahmenbedingungen im Linzer Fernwärmenetz.....	36
4.3.1	Struktur und Aufbau.....	36
4.3.2	Betriebsbedingungen.....	38
5	Mögliche Abwärmenutzung in den Fallbeispielen.....	39
5.1	Abwärmepotentiale der Raffinerie Schwechat zur Einspeisung in das Wiener Fernwärmenetz .....	39

5.1.1	Erweiterung der bisherigen Abwärmeeinspeisung .....	39
5.1.2	Abwärme aus Kühltürmen mittels Wärmepumpen .....	40
5.2	Abwärmepotentiale der voestalpine am Standort Linz zur Einspeisung in das Netz der Linz AG .....	42
6	Verfügbarkeit der jeweiligen Technologien und Ableitung des Forschungsbedarfs .....	46
7	Zusammenfassung .....	47
8	Literaturverzeichnis.....	49

## DOKUMENTHISTORIE

Projektkurztitel	Open Heat Grid
Projektnummer	845161
Autor	Markus Köfinger
Bearbeitungsdatum	24.08.2016
Inhalt/Zweck	Deliverable 4.1

## SYNOPSIS

Der vorliegende Bericht beinhaltet die Analyse und Beschreibung der notwendigen technischen Erfordernisse und Barrieren für die Einspeisung dezentral anfallender (Ab)Wärmequellen in Wärmenetze. Die Daten und Informationen wurden mittels Literaturrecherchen und Experteninterviews ermittelt und praktische Anwendungsfälle an Hand von Fallbeispielen analysiert. Dieses Dokument stellt eine Zusammenfassung der Untersuchungen von Abwärmepotentialen generell, technischen Lösungsmöglichkeiten zur Einspeisung, relevanten netzseitigen Rahmenbedingungen sowie der Analyse konkreter Beispiele in Wien und Linz dar.

## 1 Einleitung

Thermische Netze sind ein wesentlicher Bestandteil des österreichischen Energiesystems. Es bestehen zurzeit über 2.400 Wärmenetze in Österreich, jede vierte Wohnung in Österreich wird mit Fernwärme beheizt (Raumwärme und Großteils auch Warmwasserbereitung), was 15.801 GWh entspricht – mit steigender Tendenz insbesondere in Ballungsräumen [1]. Diese Wärmenetze sind i.A. Hochtemperaturnetze mit Vorlauftemperaturen zwischen 80 und 160 °C und Rücklauftemperaturen von ca. 60°C (Netze der sogenannten 2. oder 3. Generation). Ursache hierfür sind traditionell zentral orientierte und großskalige Versorgungskonzepte, bei denen einfach kontrollierbare und ganzjährig verfügbare bzw. kostengünstige Wärmequellen wie KWK (Kraft-Wärme-Kopplung)-Anlagen oder Heizwerke basierend auf fossilen Brennstoffen oder Biomasse im Zentrum stehen. Die Vorlauftemperaturen sind so eingestellt, dass die Verbraucher im Bestand kostengünstig mit Wärme und Warmwasser versorgt werden können, was aus dem Einsatz von relativ kleinen Radiatoren und Speichersysteme zur Warmwasserbereitung resultiert. Beide benötigen üblicherweise Vorlauftemperaturen oberhalb 70 °C um die benötigte Wärme bereitzustellen.

In den letzten Jahren hat sich die Wirtschaftlichkeit vieler traditioneller Wärmenetze im europäischen Raum signifikant reduziert. Ursachen hierfür sind die unsichere Preisentwicklung fossiler Energieträger, kombiniert mit der engen Verknüpfung mit dem europäischen Strommarkt (insbesondere bei den oftmals dominierenden KWK-Anlagen sind sinkende Strompreise problematisch). Bei den vielen kleinen Biomasseanlagen kommen steigende Brennstoffpreise aufgrund der Nutzungskonkurrenz (z.B. für stoffliche Verwertungen) hinzu. Alternative Wärmequellen wie z.B. industrielle Abwärme liegen oftmals kleinskalig und dezentral vor, haben ein niedriges Temperaturniveau und/oder sind zeitlich nicht (oder nur schwer) kontrollierbar, was deren Integration wesentlich erschwert. Eine großflächige Integration von Abwärme ist mit teilweise höheren Investitionskosten und erschwerten Anlagen- und Betriebsrechtlichen Hürden verbunden, wodurch in der Vergangenheit oftmals davon Abstand genommen wurde. Die oben beschriebenen Gegebenheiten verändern jedoch die Rahmenbedingungen und machen die Nutzung von industrieller Abwärme für viele Fernwärmebetreiber attraktiver.

In der Folge werden allgemeine Möglichkeiten und Rahmenbedingungen zur Abwärmennutzung beschrieben und im speziellen auf mögliche Abwärmepotentiale durch die beiden Industrie-Unternehmen *voestalpine Stahl GmbH* und *OMV Refining & Marketing GmbH* an den Standorten Linz bzw. Wien-Schwechat eingegangen. Es werden dabei nur die technischen Rahmenbedingungen betrachtet und keine wirtschaftlichen oder rechtlichen Aspekte berücksichtigt.

## 2 Abwärmepotential und -charakteristik relevanter Branchen

Industrielle Abwärmeeinspeisung in Fernwärmenetze stellt eine bedeutende Option zur CO<sub>2</sub>-Reduktion und Erhöhung der Energieeffizienz in Ballungsräumen dar. Die Fragen nach den Potentialen und Technologien zur Nutzbarmachung von Abwärme wurden bereits in mehreren Studien, wie z.B. [2], [3] und [4] behandelt. Im weiteren Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst dargestellt.

### 2.1 Potentiale und Charakteristik

Industrielle Prozesse benötigen Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus (siehe Abbildung 1) beispielsweise für die Erzeugung von Dampf oder für Trocknungsprozesse, für die Bereitstellung von Heiß- oder Warmwasser, die Erwärmung von Einsatzstoffen und Materialien sowie viele weitere Anwendungen. Bei vielen Prozessen entsteht Abwärme, die für den Prozess selbst oder andere Prozesse nicht mehr verwendet wird bzw. werden kann. Die in Abbildung 1 gezeigten Temperaturen, die die einzelnen Industrieprozesse benötigen, können Anhaltspunkte über das mögliche Temperaturniveau der anfallenden Abwärme liefern. Bevor Abwärme aus Industrieprozessen nach außen geleitet und extern z.B. in Wärmenetzen genutzt wird, sollten die Prozesse soweit wie möglich energetisch optimiert und dadurch die im Prozess nicht mehr genutzte Abwärme weitestgehend reduziert werden [2].

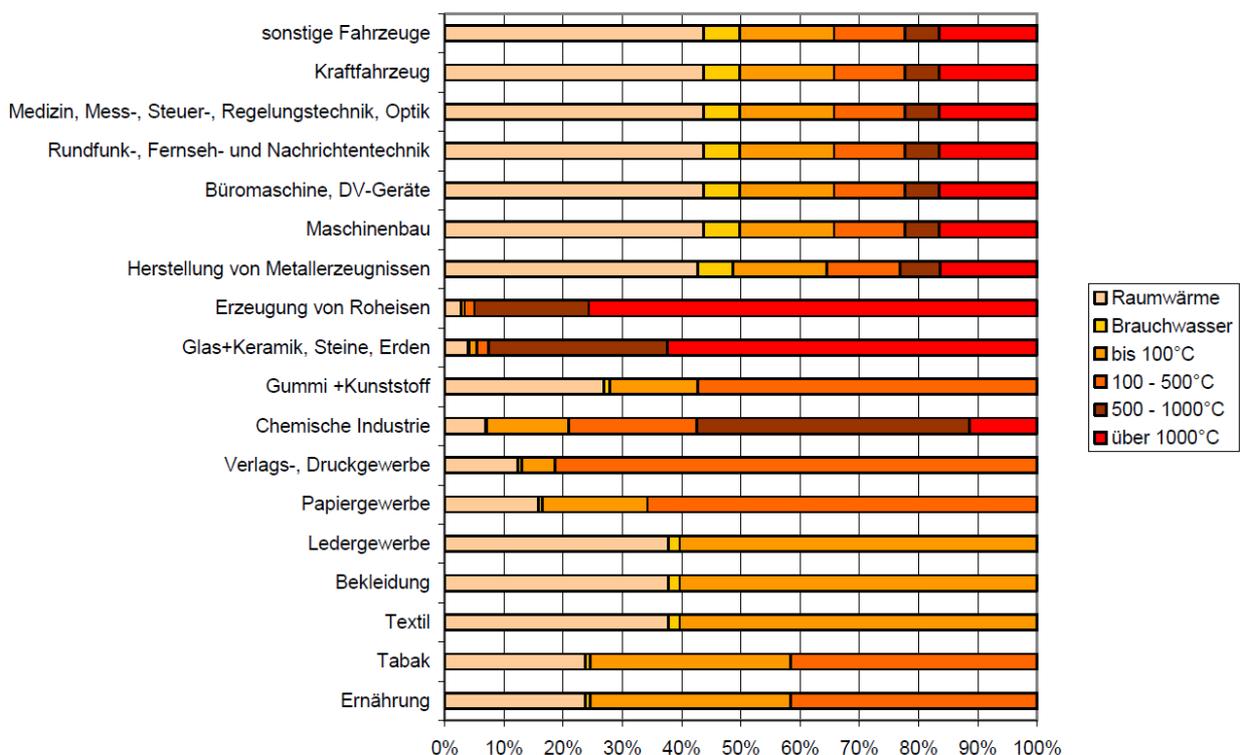
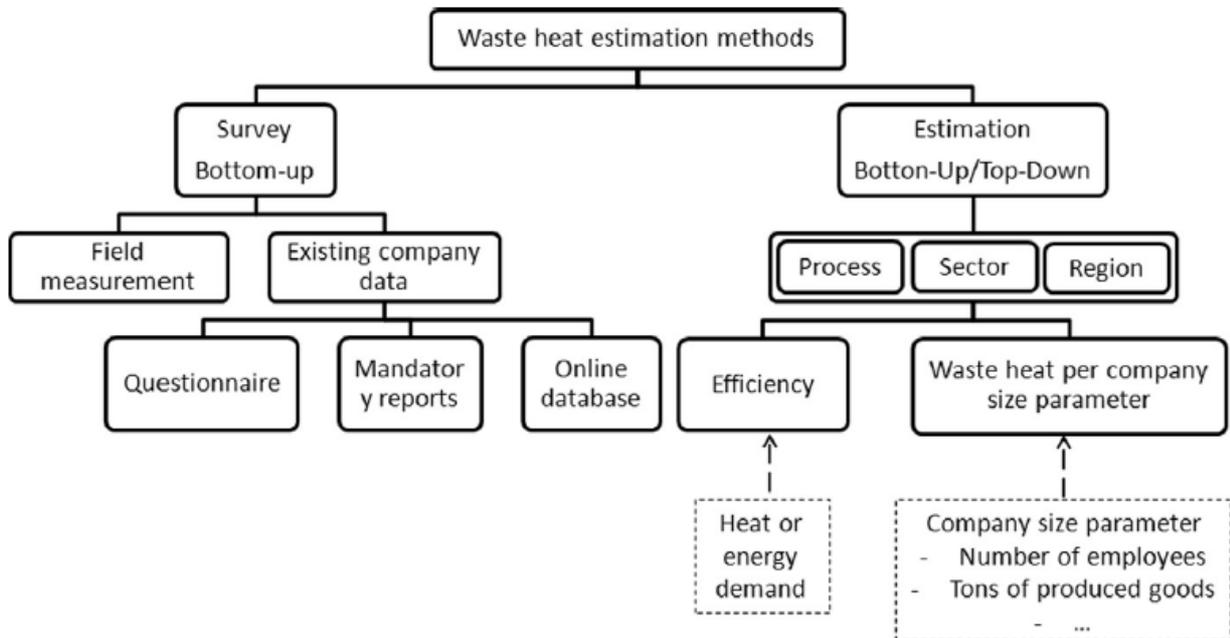


Abbildung 1: Temperaturniveaus unterschiedlicher Industrieprozesse [5]

Anders als die Identifikation von beispielsweise Potentialen für Solarenergie ist die Identifikation von Potentialen industrieller Abwärme anhand öffentlich zugänglicher Daten nicht ohne Weiteres machbar. In [6] wurden verschiedene Methoden zur Identifikation von Abwärmepotentialen beschrieben, siehe auch Abbildung 2.



**Abbildung 2: Möglichkeiten zur Identifikation von Abwärmepotentialen aus der Industrie [6]**

Zur Erfassung von Abwärmepotentialen in Österreich wurde im Jahr 2012 die Kommunalkredit Public Consulting (KPC) vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) mit der Erstellung eines österreichweiten Überblicks zu den vorhandenen und ungenutzten Abwärmequellen in Industriebetrieben beauftragt. Hierfür wurde eine Befragung der 1.450 energieintensivsten Unternehmen Österreichs durchgeführt. Im Rahmen der Umfrage wurden 175 Abwärmequellen von 145 Unternehmen berichtet. Die Ergebnisse der Studie sind Abbildung 3 in dargestellt.

Zusammenfassung Abwärmepotenziale	Freies Potenzial	Verplantes Potenzial	Summe
> 100°C	428 GWh/a	306 GWh/a	734 GWh/a
50-100 °C	455 GWh/a	368 GWh/a	823 GWh/a
< 35°C	5292 GWh/a	4 GWh/a	5.296 GWh/a
Summe	6.175 GWh/a	678 GWh/a	<b>6.853 GWh/a</b>

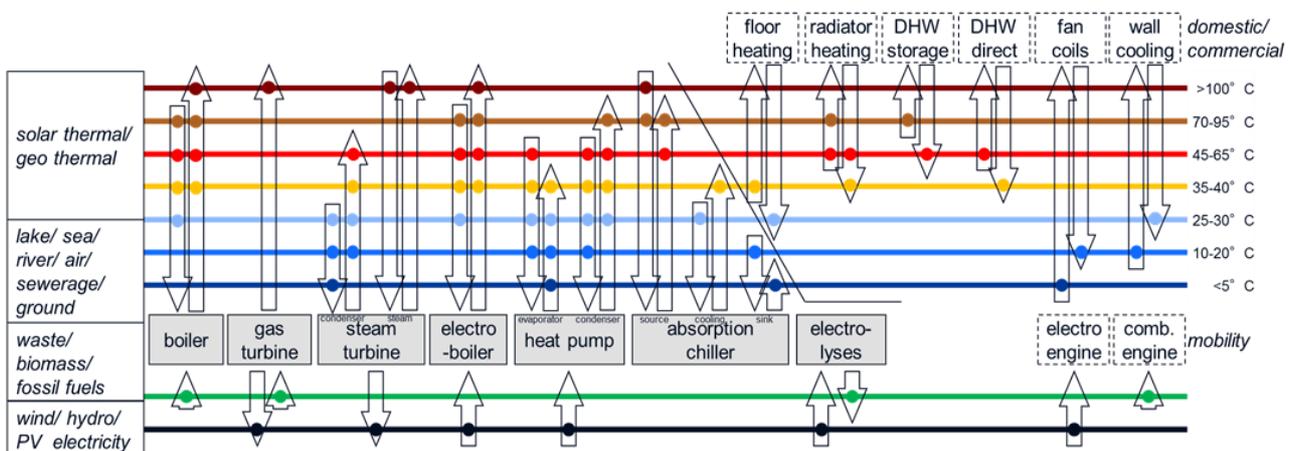
**Abbildung 3: Ergebnisse der Abwärmepotentialstudie 2012 [3]**

Die Abwärmepotenziale wurden in drei Temperaturstufen eingeteilt. Im Bereich < 35 °C wurde dabei das mit ≈ 5.300 GWh mit Abstand größte Potential erhoben. Darunter fallen vor allem Ab- und Kühlwasser die z.B. mittels Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und somit zu Heizzwecken verwendet werden könnten. Innerbetrieblich liegen oftmals noch höhere Temperaturen vor. Aufgrund von Einleitgrenzwerten muss die Temperatur jedoch meist reduziert werden bevor

eine Einleitung in z.B. Ab-, Grund- oder Oberflächenwasser erfolgen kann. Mit ansteigender Temperatur sinkt das Potential an verfügbarer Abwärme. So stehen im Bereich von 50-100 °C noch rund 820 GWh zur Verfügung und bei Temperaturen > 100 °C nur noch rund 730 GWh. Außerdem unterscheidet die Studie zwischen freiem und verplantem Potential. Das verplante Potential stellt Wärme dar, die bereits für die interne Nutzung verplant ist. Das freie Potential kann extern z.B. in thermischen Netzen genutzt werden [3].

Eine weitere Erkenntnis aus der Studie ist, dass rund 95 % der Abwärme konstant zur Verfügung stehen und nicht durch z.B. Anlagen-Revisionen beeinträchtigt ist. Außerdem befinden sich ca. 97 % der Abwärme in Gemeinden mit bereits vorhandenem Nah- bzw. Fernwärmenetz, wodurch eine Nutzung zu Heizzwecken in den meisten Fällen grundsätzlich möglich wäre bzw. die infrastrukturellen Voraussetzungen gegeben sind.

Um die vorhandene Abwärme hinsichtlich einer weiteren Nutzung in Wärmenetzen bewerten zu können, ist neben der möglichen bzw. zur Verfügung stehenden Energiemenge auch das Temperaturniveau von entscheidender Bedeutung. Abbildung 4 zeigt die Temperaturniveaus die einerseits von Wärmesenken, wie z.B. Raumheizung oder Warmwasserbereitung benötigt werden und andererseits die Temperaturen die von möglichen Wärmequellen zur Verfügung gestellt werden können. Wie Abbildung 3 zeigt, weisen Abwärmequellen in österreichischen Industriebetrieben, Großteiles ein sehr niedriges Niveau (< 35 °C) auf, wodurch diese in dieselbe Temperaturkategorie wie natürliche Wärmequellen (Wasser, Erdreich, Luft) für Wärmepumpen fallen bzw. können die natürlichen Quellen sogar übertroffen werden. Dadurch stellen industrielle Niedertemperatur-Abwärmequellen eine zu bevorzugende Wärmequelle für Wärmepumpen dar.



**Abbildung 4: Temperaturniveaus unterschiedlicher Quellen und Senken und Transformationstechnologien**

Ein weiteres wichtiges Merkmal zur Bewertung von Abwärmequellen ist das Medium, das die Wärme beinhaltet. Meist werden in industriellen Prozessen Fluide (flüssig oder gasförmig) als Wärmeträgermedium eingesetzt. Abhängig vom Aggregatzustand weisen diese Medien unterschiedliche spezifische Wärmekapazitäten auf. Je nach vorliegendem Temperaturniveau und den Eigenschaften des Wärmeträgermediums müssen unterschiedliche Technologien wie z.B. unterschiedliche Arten von Wärmeübertrager oder unterschiedliche Einbindungsvarianten eingesetzt werden, um die Abwärme in Nah- oder Fernwärmenetze integrieren zu können, siehe Abschnitt 3.1.

## **2.2 Status quo der Abwärmenutzung in Österreich**

Derzeit liegt der Anteil von Abwärme an der Fernwärmeproduktion in Österreich bei rund 2 % (inkl. Geothermie). Im internationalen Vergleich ist das Thema Abwärmenutzung in den skandinavischen Ländern z.B. Norwegen, Dänemark und im Besonderen Schweden (Anteil der Abwärme ca. 11 % [7]) stärker präsent. Die Entwicklung der Abwärmenutzung in Österreich zeigt klar steigende Tendenzen. In vielen Regionen wird verstärkt auf Abwärmeintegration gesetzt. In Leoben zum Beispiel wird gerade an einer weiteren verstärkten Integration der Abwärme der voestalpine gearbeitet [7]. In Linz erfolgt bereits die Nutzung von Wärme aus der voestalpine im Fernwärmenetz der Kelag Linz. In Wien wird ab Herbst 2016 die Abwärme aus dem Backprozess der Firma Manner in das lokale Fernwärmenetz auf einer Länge von 3,5 Kilometern eingespeist und für Heizung und Warmwasser verwendet [8]. Die Einbindung der OMV in das Wiener Fernwärmenetz erfolgt ebenfalls bereits seit einigen Jahren, mit einer aktuellen Bandeinspeisung von 50 MW. Nähere Informationen zu den derzeit genutzten Abwärmemengen und -quellen in den beiden Fallbeispielstädten sind in den Abschnitten 4.2 und 4.3 beschrieben.

### 3 Technische Lösungsmöglichkeiten zur Nutzung von Abwärme in Fernwärmenetzen

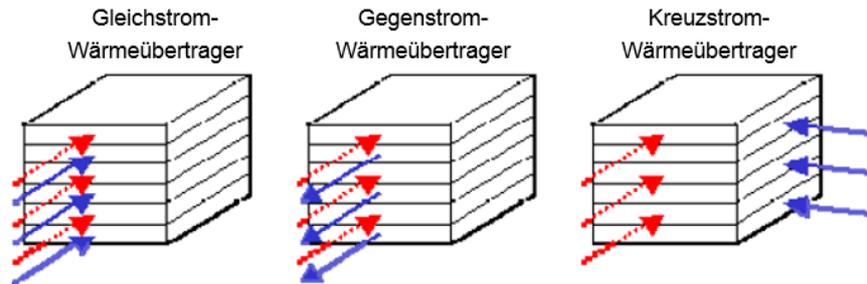
Abhängig vom Temperaturniveau der vorliegenden Abwärmequelle kann die Wärme über einen Wärmeübertrager in das Wärmenetz eingespeist werden oder es muss eine Wärmepumpe eingesetzt werden, um Niedertemperatur-Abwärme auf ein höheres Niveau zu heben. Neben der Temperatur ist auf die zeitliche Verfügbarkeit von Abwärme aus der Industrie zu achten. Die Verfügbarkeit hängt von den Eigenschaften des Industrieprozesses ab bzw. von etwaigen Unterbrechungen des Prozesses für Wartung, Instandhaltung oder Revisionen sowie vom Absatz der produzierten Produkte und der damit verbundenen Anlagenauslastung. Bei unzeitigem Abwärmepotential können Speicher- oder Back-up-Systeme nötig sein, um die Versorgungssicherheit im Wärmenetz gewährleisten zu können. Außerdem ist auch der räumliche Abstand zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (Wärmenetz) zu beachten. Große Entfernungen führen zu langen Transportleitungen wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb gefährdet wird [9]. Andererseits lassen sich bei hohen Energiedichten auch lange Transportleitungen wirtschaftlich realisieren, wie z.B. eine 32 km lange Fernwärmetrasse vom Kraftwerk Dürnrohr nach St. Pölten [10]. Im vorliegenden Bericht werden jedoch nur technische Rahmenbedingungen und Anforderungen betrachtet.

#### 3.1 Relevante Technologien zur Abwärmenutzung

Abwärme kann aus unterschiedlichsten Prozessen und Vorgängen resultieren. Wie in Abschnitt 2 erwähnt werden in den jeweiligen Anwendungsfällen unterschiedliche Wärmeträgermedien in der Industrie eingesetzt. Dazu zählen:

- Wasser (flüssig oder gasförmig)
- Thermoöle
- Rauchgas / Abgas
- Ab- und Kühlluft
- Gemische aus mehreren Medien
- Produkt-/Nebenproduktströme

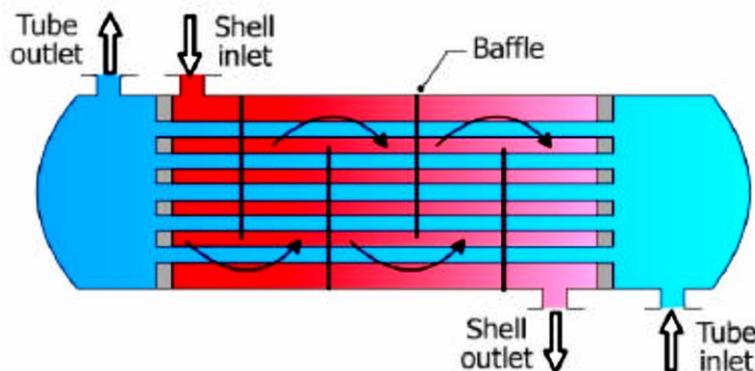
Um das vorliegende Abwärmepotenzial in Wärmenetzen weiter zu nutzen, müssen daher unterschiedliche Technologien eingesetzt werden. Die einfachste und meist verbreitete Form um Abwärme aus Fluiden (flüssig oder gasförmig) zu nutzen, erfolgt mittels indirekter Wärmeübertragung. Dabei ist das Wärme abgebende Medium durch Zwischenwände vom Wärme aufnehmenden Medium getrennt. Es liegt somit auch eine hydraulische Systemtrennung vor und die beiden Medien werden nicht vermischt. Dabei werden sogenannte Rekuperatoren eingesetzt. Es handelt sich dabei um Wärmeübertrager aus zwei getrennten Systemen von möglichst dünnwandigen Kanälen, Rohren oder Lamellen. Wie in Abbildung 5 dargestellt werden Rekuperatoren je nach Fluidführung in Gleichstrom-, Gegenstrom- und Kreuzstrom-Wärmeübertrager eingeteilt [11].



**Abbildung 5: Schematische Darstellung der verschiedenen Fluidführungen bei Wärmeübertragern [11]**

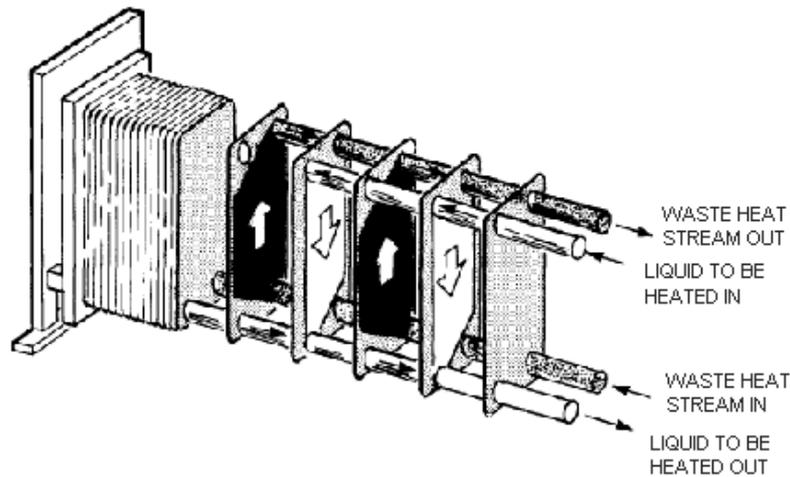
In vielen Fällen werden Gegenstrom-Wärmeübertrager eingesetzt, da bei diesen die Austrittstemperatur des Wärme aufnehmenden Mediums, über der Austrittstemperatur des Wärme abgebenden Mediums, liegen kann. Außerdem benötigt ein Gegenstrom-Wärmeübertrager bei gleicher zu übertragender Leistung, immer eine kleinere Fläche als ein Gleichstrom-Wärmeübertrager. Dadurch können die Materialkosten sowie der Platzbedarf reduziert werden. Bei Kreuzstrom-Wärmeübertragern ändern sich die Temperaturen der beiden Wärmeträgermedien quer zur jeweiligen Strömungsrichtung [11].

Des Weiteren werden Rekuperatoren nach der Bauweise unterschieden. Rohrbündel- und Platten-Wärmeübertrager sind die beiden meist verbreiteten Bauarten. Rohrbündel-Wärmeübertrager bestehen aus einem Gehäuse das Bündel aus Rohren enthält. Ein Medium strömt durch die Rohre im inneren des Gehäuses während das andere Medium um die Rohre im Gehäuseraum strömt. Durch Rippenrohre kann der Wärmeübergang zusätzlich erhöht werden. Die Vorteile dieser Wärmeübertrager liegen in der Langlebigkeit, der relativ einfachen Reinigungs- und Wartungsmöglichkeit sowie dem robusten Aufbau [11]. Das Schema eines Rohrbündel-Wärmeübertragers ist in Abbildung 6 dargestellt.



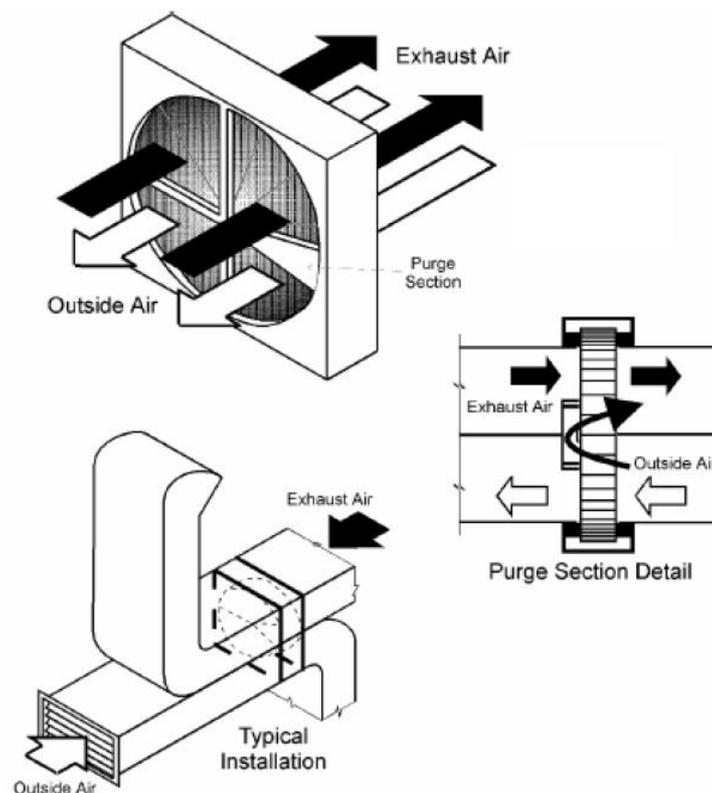
**Abbildung 6: Schema eines Rohrbündel-Wärmeübertragers [12]**

Platten-Wärmeübertrager bestehen aus mehreren profilgeprägten dünnen Platten, die zu einem kompakten Paket zusammengedrückt und anschließend verschraubt oder verschweißt bzw. gelötet werden. Abbildung 7 zeigt das Schema eines Platten-Wärmeübertragers. Durch die kompakte und wartungsarme Konstruktion sowie dem sehr guten Wärmeübergang weisen diese Aggregate Vorteile gegenüber Rohrbündel-Wärmeübertrager auf. Dennoch können Rohrbündel-Wärmeübertrager in Bezug auf die Anforderungen an Druck- und Temperaturbelastbarkeit, an Dichtheit und Verfügbarkeit noch immer Vorteile aufweisen [11].



**Abbildung 7: Schema eines Platten-Wärmeübertragers [12]**

Neben Rekuperatoren gibt es auch sogenannte Regeneratoren. Darunter werden Wärmeübertrager verstanden, der von zwei Fluiden unterschiedlicher Temperatur durchströmt, und die Wärme dabei in einem Feststoff (Speichermasse) vorübergehend gespeichert wird. Während der „Aufheizphase“ nimmt die Speichermasse Wärme auf und gibt diese in der „Abkühlphase“ an das kältere Medium wieder ab. Bei einem feststehenden Regeneratorsystem wird Wärme durch Umschalten zwischen Wärmen und Kühlen übertragen. Bewegte Regeneratorsysteme wechseln hingegen stetig zwischen Wärmen und Kühlen. Dabei steht jedoch nur eine Speichermasse für eine ununterbrochene Wärmeübertragung zu Verfügung. Die Speichermasse wird oftmals rotierend ausgeführt, oder umlaufende Flügelhauben führen die Gasströme abwechselnd zu. Abbildung 8 zeigt ein bewegtes Regenerator-System an Hand eines Beispiels für Lüftungsanlagen. Dabei erfolgt eine Wärmerückgewinnung (bzw. Abwärmenutzung) zwischen der Zu- und Abluft.



**Abbildung 8: Schema eines bewegten Regenerator-Systems in einer Lüftungsanlage [12]**

Zur Abwärmenutzung aus industriellen Prozessen für Wärmenetze werden in den meisten Fällen Rekuperatoren eingesetzt. Reichen die Temperaturen der Abwärmequelle jedoch nicht aus, um in ein Fern- oder Nahwärmenetz einspeisen zu können, können Wärmepumpen eingesetzt werden, um das benötigte Temperaturniveau zu erreichen. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Ermöglichung der Abwärmenutzung wird im nächsten Abschnitt genauer betrachtet.

### 3.2 Niedertemperatur-Abwärme in Kombination mit Wärmepumpen

Wie zuvor erwähnt werden Wärmepumpen dafür verwendet, um die in Niedertemperaturquellen gespeicherte Wärme nutzen zu können. Üblicherweise wird dazu Wärme aus der Umgebung (Erdreich, Grundwasser, Luft) auf niederem Temperaturniveau verwendet und mittels elektrischer Energie auf ein für Heizzwecke benötigtes Level gehoben. Aktuell werden Wärmepumpen in Österreich, aber auch europaweit vorwiegend in Bereichen der Warmwasserbereitung und der Bereitstellung von Raumwärme in Form von Individualheizungen für Wohngebäude eingesetzt [13].

#### 3.2.1 Effizienz von Wärmepumpen

Der höchstmögliche und damit verlustfreie Wirkungsgrad einer Wärmepumpe ist der Carnotwirkungsgrad  $\eta_{\text{Carnot}}$  des idealen Vergleichsprozesses. Dieser ist nach Gl.1

$$\eta_{\text{Carnot}} = \frac{T_{\text{warm}} - T_{\text{kalt}}}{T_{\text{warm}}} \quad (1)$$

$T_{\text{warm}}$ ..... Temperatur der Wärmesenke [K]

$T_{\text{kalt}}$ ..... Temperatur der Wärmequelle [K]

Die maximale Leistungszahl ( $COP_{\text{max}}$ ; engl. für Coefficient of Performance) ergibt sich dann laut Gl. 2 schließlich zu

$$COP_{\text{max}} = \frac{1}{\eta_{\text{Carnot}}} \quad (2)$$

Der maximale  $COP_{\text{max}}$  der idealen Wärmepumpe wird in einem nächsten Schritt auf den verlustbehafteten  $COP_{\text{real}}$  der realen Wärmepumpe umgerechnet. Dazu wird der sogenannte Gütegrad  $\eta$  für einen bestimmten Betriebspunkt ermittelt und mit dem korrespondierenden maximalen  $COP_{\text{max}}$  der idealen Wärmepumpe multipliziert. Der Gütegrad  $\eta$  beinhaltet alle Verluste, die im Kältekreis der Wärmepumpe und am Verdichter bei diesem einen Betriebspunkt auftreten. Der Gütegrad  $\eta$  ergibt sich somit nach Gl. 3 zu:

$$\eta = \frac{COP_{\text{real}}}{COP_{\text{max}}} \quad (3)$$

Der Gütegrad  $\eta$  besteht aus drei wichtigen Komponenten:

- der innere Gütegrad  $\eta_i$  des Verdichtungsprozesses
- der mechanische Wirkungsgrad des Verdichters  $\eta_m$
- der elektrische Wirkungsgrad des Verdichters  $\eta_{el}$

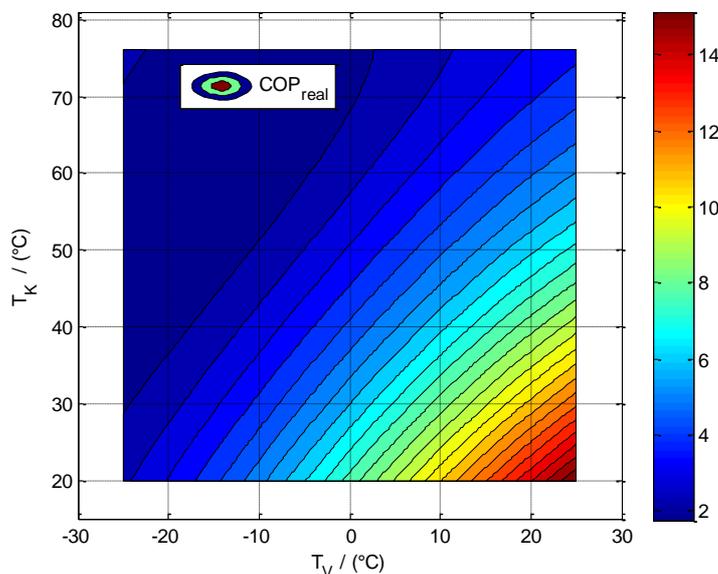
Damit kann der Gütegrad  $\eta$  gemäß Gl. 4 in folgender Form angegeben werden:

$$\eta = \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{el} \quad (4)$$

Der Gütegrad ist im Allgemeinen nicht einfach durch Berechnung zu bestimmen, da für die Quantifizierung der gesamten Irreversibilität im Kältekreislauf komplexe, teilweise räumliche Modelle mit zahlreichen empirisch ermittelten Parametern erstellt werden müssten. Daher bestimmt man den Gütegrad üblicherweise durch Messung von  $\text{COP}_{\text{real}}$  für unterschiedliche Betriebsbedingungen. In der Literatur [14] findet man Anhaltswerte für die Einzelkomponenten des Gütegrades die wie folgt angegeben werden können:

- $\eta_i = 0.79 + 0.004 \pi - 0.007 \pi^2$  mit  $\pi = \frac{p_{\text{Kon}}}{p_{\text{Ver}}}$  und  $p_{\text{Kon}}$  dem mittleren Kondensationsdruck und  $p_{\text{Ver}}$  dem mittleren Verdampfungsdruck
- $\eta_m = 0.85 \dots 0.92$
- $\eta_{el} = 0.75 \dots 0.8$  für Motoren von kleinen hermetischen Verdichtern und  $\eta_{el} = 0.8 \dots 0.9$  für Verdichtermotoren mittlerer bis großer Leistung

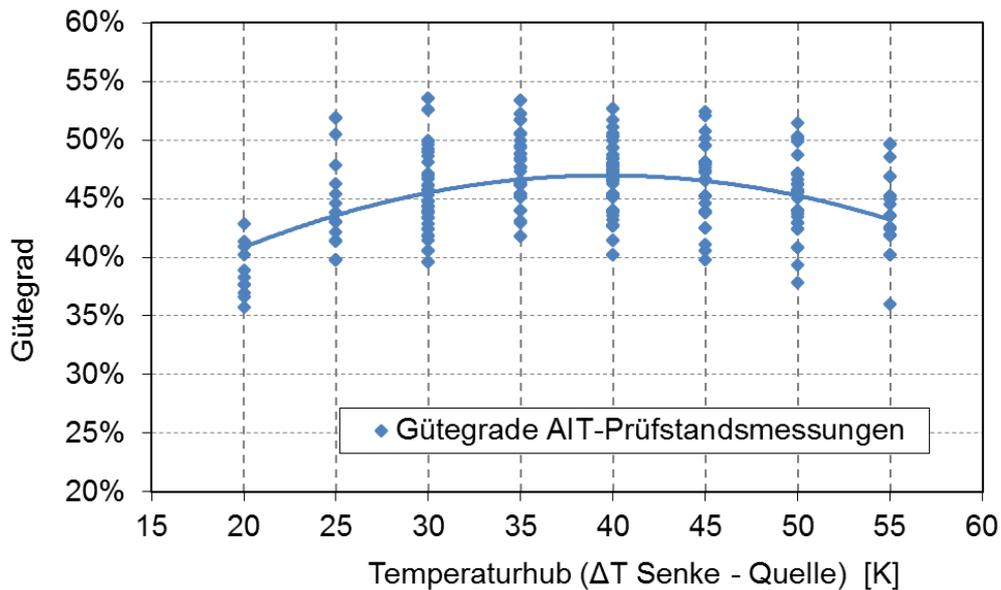
Für einen Betriebsbereich ist die reale Leistungszahl beispielhaft in Abbildung 9 dargestellt. Dabei sind  $T_V$  die Verdampfungstemperatur (Wärmequelle) und  $T_K$  die Kondensationstemperatur (Wärmesenke).



**Abbildung 9: Beispiel eines realen COP einer einstufigen Wärmepumpe mit dem Kältemittel R134a in Abhängigkeit der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ( $T_V$  und  $T_K$ )**

An Hand vermessenen Wärmepumpen unter Normbedingungen zeigt sich, dass moderne Wärmepumpen, je nach Temperaturhub, Gütegrade zwischen 35 und 55 % erreichen, siehe Abbildung 10. Die angegebenen Werte wurden am Wärmepumpenprüfstand des AIT ermittelt und stammen aus Messungen an Wärmepumpen von unterschiedlichen Herstellern in einem Leistungsbereich von 5 – 100 kW. Dabei handelt es sich meist um Wärmepumpen für Einfamilienhäuser die in mehreren definierten Prüfpunkten (Quellen- und Senkentemperaturen) vermessen wurden. Ein direkter Rück-

schluss auf Großwärmepumpen für Wärmenetze kann daher nur unter Berücksichtigung der jeweiligen Betriebsbedingungen erfolgen. Die Abbildung zeigt jedoch mit welcher Größenordnung des Gütegrades in Abhängigkeit des Temperaturhubes zu rechnen ist. Da Wärmepumpen für Wärmenetze meist Sonderanfertigungen sind und auf die jeweiligen Einsatzbedingungen ausgelegt und optimiert werden, kann als erste Abschätzung mit etwas höheren Gütegraden von rund 50 % gerechnet werden.



**Abbildung 10: Zusammenhang zwischen Temperaturhub und Gütegrad an Hand von Prüfstandsmessungen an Klein-Wärmepumpen für EFH**

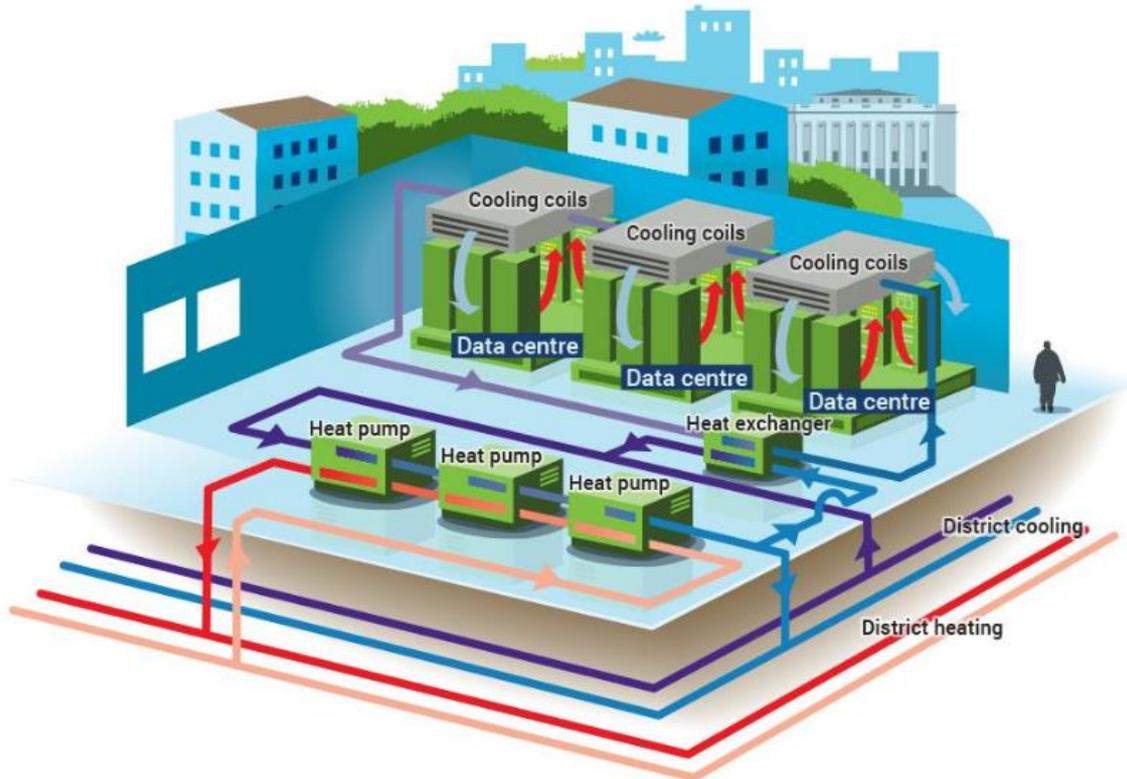
Der Einsatz von Wärmepumpen ist durch die Einsatzfähigkeit des gewählten Kompressors in Kombination mit dem verwendeten Kältemittel begrenzt. Daher wird in einem letzten Schritt das zuvor erhaltene Feld von  $COP_{real}$  in Abhängigkeit von  $T_V$  und  $T_K$  durch die Einsatzgrenzen beschränkt. Diese können wieder aus Herstellerunterlagen entnommen werden. Dabei sind die Einsatzgrenzen im speziellen von der Art des Verdichters, der Art des Kältekreises (einstufig, mehrstufig, Zwischeneinspritzung etc.) und dem Kältemittel abhängig. In Abbildung 11 sind verschiedene Kältemittel für Fernwärmeanwendungen aufgelistet und an Hand ihrer Eigenschaften bewertet. Dabei wurden die möglichen kritischen Temperaturen sowie die maximalen Verdampfungs- und Kondensationstemperaturen in Abhängigkeit des Maximaldruckes beurteilt. Je nach Anforderung des Wärmenetzes bzw. je nach verfügbarer Wärmequelle können somit unterschiedliche Kältemittel zum Einsatz kommen.

Reine Fluide	$T_{krit} > 95\text{ °C}$	$T_{krit} > 125\text{ °C}$	$p_s < 7\text{ bar}$ $p_s (t_{v,max} = 45\text{ °C})$	$p_s < 25\text{ bar}$ $p_s (t_{ko,max} = 90\text{ °C})$	$p_s < 25\text{ bar}$ $p_s (t_{ko,max} = 120\text{ °C})$	
R11	1	1	1	1	1	HFCKW
R113	1	1	1	1	1	FCKW
R114	1	1	1	1	1	HFCKW
R123	1	1	1	1	1	FKW
R141b	1	1	1	1	1	natürlich
R142b	1	1	1	1	1	
R236ea	1	1	1	1	1	
R245ca	1	1	1	1	1	
R245fa	1	1	1	1	1	
R600	1	1	1	1	1	
R600a	1	1	1	1	1	
R718	1	1	1	1	1	
R365mfc	1	1	1	1	1	
R717	1	1	0	0	0	
R124	1	0	1	1	1	
R236fa	1	0	1	1	1	
RC318	1	0	1	1	1	
R12	1	0	0	0	0	
R22	1	0	0	0	0	
R134a	1	0	0	0	0	
R152a	1	0	0	0	0	
R227ea	1	0	0	1	1	
R290	1	0	0	0	0	
Gemische						
R401a	1	0	0	0	0	
R401b	1	0	0	0	0	
R401c	1	0	0	0	0	
R405a	1	0	0	0	0	
R406a	1	0	0	0	0	
R409a	1	0	0	0	0	
R409b	1	0	0	0	0	
R411a	1	0	0	0	0	
R411b	1	0	0	0	0	
R414b	1	0	0	0	0	
R500	1	0	0	0	0	
R501	1	0	0	0	0	

Abbildung 11: Bewertung von Kältemittel für Fernwärmeanwendungen  
1 = geeignet, 0 = ungeeignet, vgl. [15]

### 3.2.2 Einbindung von Wärmepumpen in Wärmenetze

Getrieben durch einen steigenden Anteil fluktuierender Stromquellen wie PV und Windenergie und gleichzeitig sinkende Strompreise und die große Verbreitung von Wärmenetzen, werden bereits seit den 1980er Jahren in Schweden und etwas später auch in Norwegen, Großwärmepumpen in Wärmenetzen eingesetzt [16]. Aktuell werden in Schweden ca. 10% der Fernwärmeaufbringung aus Wärmepumpen bereitgestellt [17]. In Schwedischen Fernwärmenetzen werden als Quellen für die Wärmepumpen im Wesentlichen Abwasser, Meer und Flusswasser aber auch industrielle Abwärme verwendet. In Stockholm z.B. wird das größte Fernwärmenetz Europas, neben konventioneller Erzeuger, mittels vieler dezentraler Wärmepumpen betrieben. Diese Wärmepumpen nutzen Abwärme aus unterschiedlichsten Prozessen. Oftmals werden somit Rechenzentren und Supermärkte, die ganzjährig einen Kühlbedarf aufweisen, durch die Nutzung von Wärmepumpen zu Einspeisern in das Wärmenetz. Hierfür wurde ein eigener Online-Marktplatz für Abwärmeeinspeisung geschaffen, in dem täglich Preise und Abnahmemengen gehandelt werden, siehe [18]. Neben der Wärmeeinspeisung besteht auch die Möglichkeit durch die Wärmepumpen bereitgestellte (Überschuss-)Kälte in das Fernkältenetz zu liefern. In Abbildung 12 ist das Konzept des sogenannten „Open District Heating“ in Stockholm dargestellt.



**Abbildung 12: Schema Open District Heating [19]**

Wie zuvor beschrieben kann eine Wärmepumpe umso wirtschaftlicher betrieben werden, je kleiner der Temperaturhub von der Wärmequelle auf die Wärmesenken ist. Daher ist industrielle Abwärme auf einem Temperaturniveau von  $\approx 35\text{ °C}$ , wie es in vielen Industriebetrieben in Österreich auftritt (siehe Abschnitt 2) als Wärmequelle für Wärmepumpen sehr gut geeignet. Neben der Quelltemperatur spielt dabei auch die Senkentemperatur eine entscheidende Rolle. Um optimale Betriebsbedingungen erreichen zu können, sollte das zu versorgende Wärmenetz daher möglichst geringe Vorlauftemperaturen aufweisen, so sind die Netztemperaturen in Schweden i.A. wesentlich geringer als in Österreich, siehe Abbildung 13 und Abbildung 14, und ermöglichen so einen hohen Anteil an Wärmepumpen.

In diesem Fall kann die Wärmepumpe zur alleinigen Versorgung des Netzes eingesetzt werden. Überschreiten die benötigten Temperaturen die Einsatzgrenzen der Wärmepumpe bzw. kann ein effizienter Betrieb durch erhöhte Temperaturen nicht gewährleistet werden, können zusätzliche Wärmeerzeuger in das System integriert werden. Außerdem können Großwärmepumpen z.B. in Sekundärnetzen mit geringeren Systemtemperaturen als in Primärnetzen eingesetzt werden.

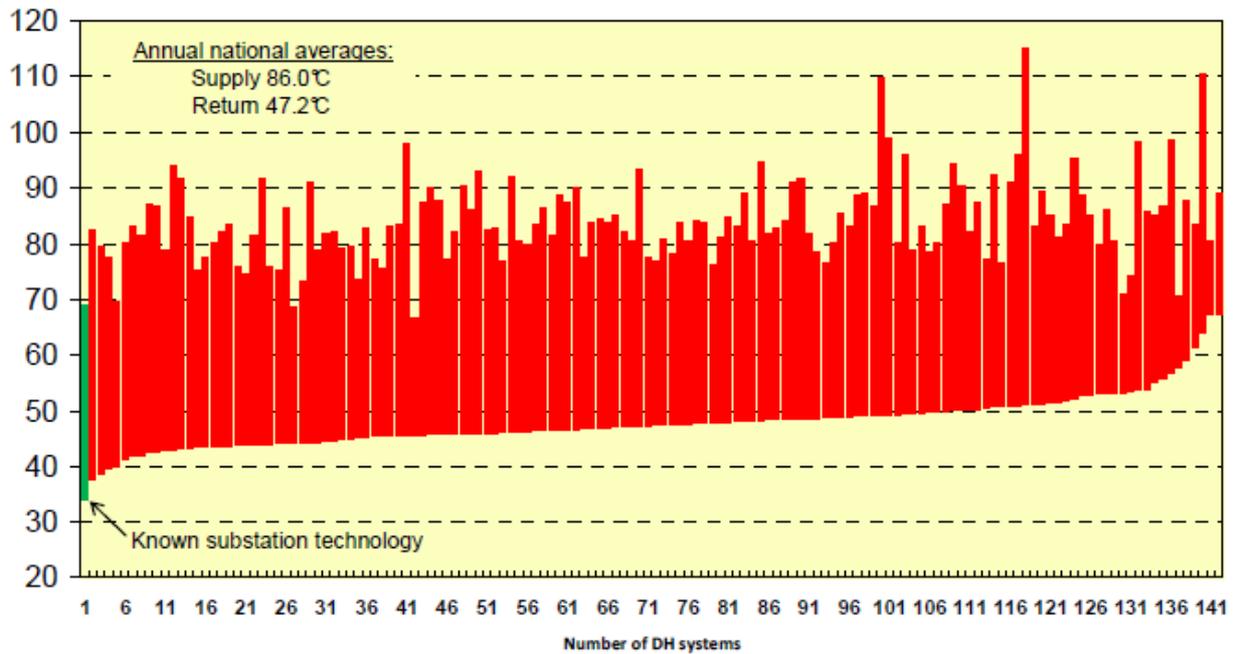


Abbildung 13: Vor- und Rücklauftemperaturen verschiedener Wärmenetze in Schweden [20]

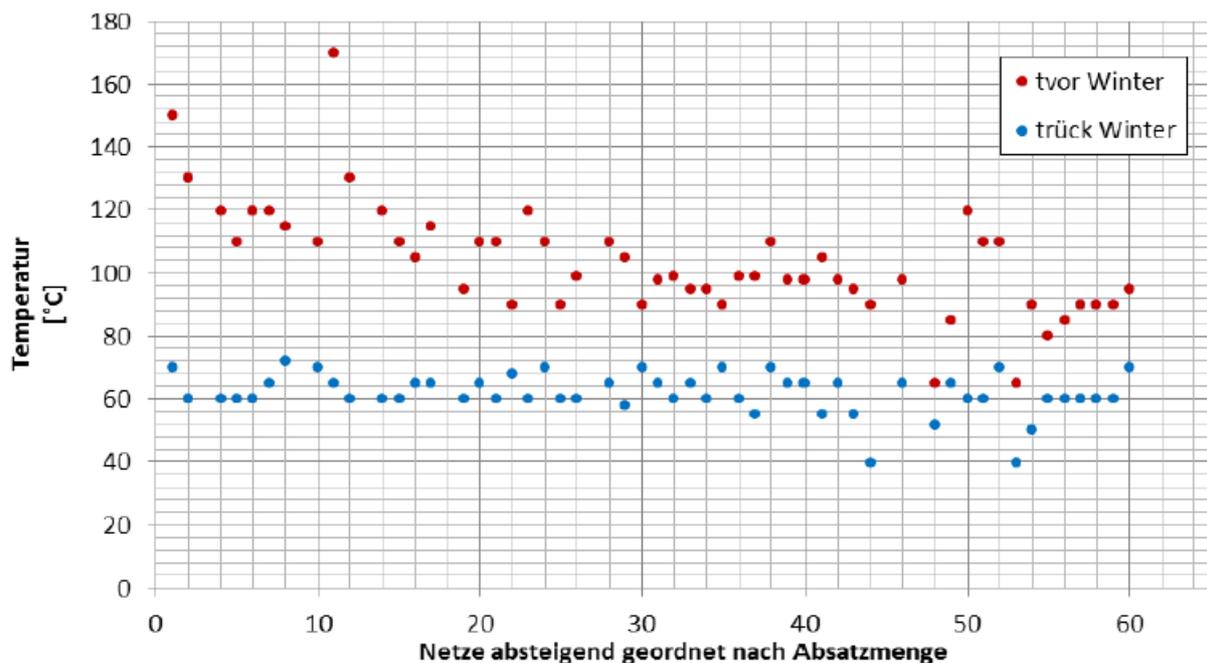
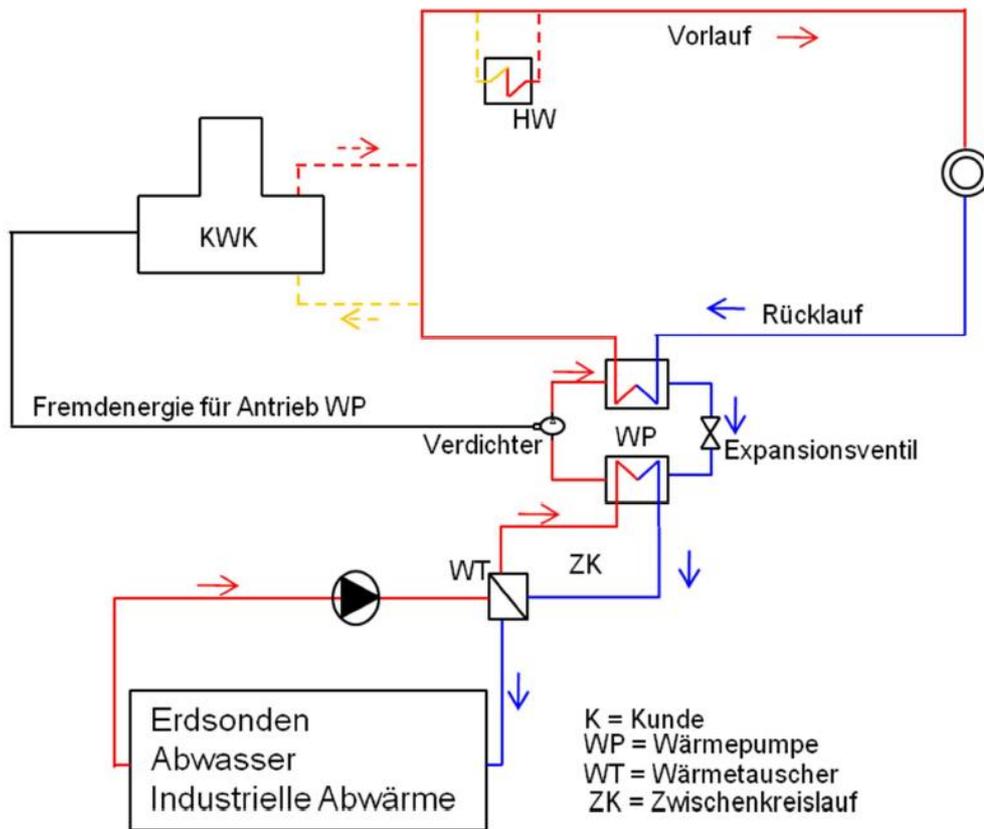


Abbildung 14: Vor- und Rücklauftemperaturen verschiedener Wärmenetze in Österreich [21]

In vielen Fällen, wie z.B. auch in Stockholm, wird eine Wärmepumpe auch im Nachhinein in ein bereits bestehendes Wärmenetz integriert. Auch dabei ist darauf zu achten möglichst niedrige Temperaturen und einen konstanten Betrieb zu gewährleisten. Wärmepumpen werden daher häufig zur Grundlastabdeckung eingesetzt um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb mit hohen Volllaststunden zu erreichen (siehe Abschnitt 4.1.3). In Abbildung 15 ist ein System dargestellt, in dem eine Wärmepumpe Abwärme nutzt und dadurch ein Wärmenetz betrieben wird. Zusätzlich sind mögliche Spitzenlasterzeuger (KWK und HW = Heizwerk) in das System integriert und ermöglichen damit einen effizienten Betrieb.

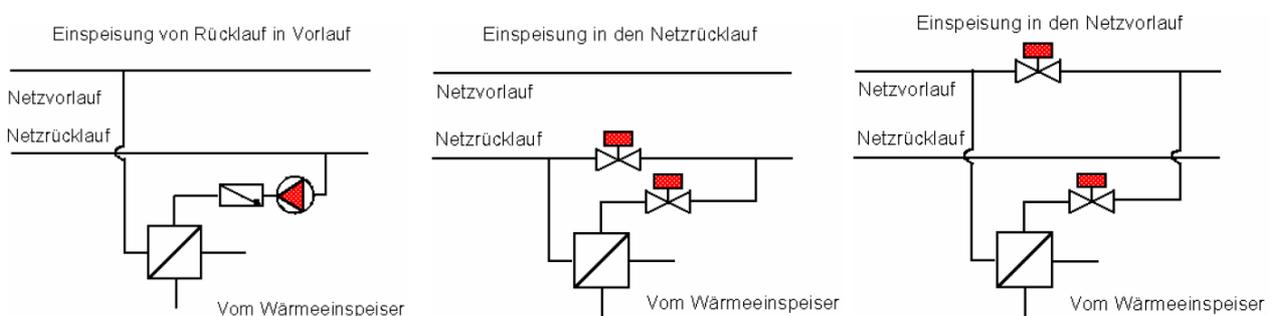


**Abbildung 15: Beispiel einer Einbindung einer Niedertemperatur-Wärmequelle mittels Wärmepumpe in ein Fernwärmenetz [9]**

Weitere Praxis-Beispiele zur Einbindung von Wärmepumpen in Fernwärmenetze sind auch z.B. in [9], [22], [23], [24] und [25] zu finden.

### 3.3 Hydraulische Einspeisevarianten

Für die Einspeisung von Wärme in ein Netzwerk gibt es prinzipiell die drei verschiedenen in Abbildung 16 dargestellten Varianten. Je nach Schaltung ergeben sich für den Fernwärmebetreiber und den Einspeiser Vor- und Nachteile. Diese werden in der Folge kurz beschrieben.



**Abbildung 16: Hydraulische Schaltungen für Wärmeeinspeiser in bestehende Netze [26]**

### 3.3.1 Entnahme aus dem Fernwärme-Rücklauf und Einspeisung in den Fernwärme-Vorlauf

Diese Variante entspricht einer klassischen Einbindung eines Erzeugers in ein Fernwärmenetz. Die jeweilige Rücklauftemperatur und die benötigte Vorlauftemperatur im Netz geben dem Einspeiser den Temperaturhub vor. Die eingespeiste Leistung bzw. der Volumenstrom ist daher variabel und wird nach der benötigten Vorlauftemperatur geregelt. Um einen Teil oder den gesamten Volumenstrom vom Rücklauf in den Vorlauf zu leiten ist eine Pumpe notwendig. Die benötigte Pumpenergie ist abhängig vom Druckunterschied zwischen Fernwärme-Rücklauf und Fernwärme-Vorlauf bzw. vom entnommenen Volumenstrom. Diese Form der Einspeisung wird von den Fernwärmebetreibern meist bevorzugt, da sich die Rücklauftemperatur nicht ändert und ein Teil der Pumpkosten vom Einspeiser getragen wird [26].

### 3.3.2 Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf

Durch diese Schaltung wird die Rücklauftemperatur nach dem dezentralen Einspeiser angehoben. Dadurch kann der Wärmeeinspeiser aufgrund der geringsten möglichen Temperaturniveaus mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeiten und ist vor allem für Wärmepumpen vorteilhaft. Die Druckdifferenz wird von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmeübertragers und der Verbindungsleitungen ab. Es ist daher keine zusätzliche Pumpe nötig. Die Rücklauftemperaturerhöhung weist jedoch Nachteile für den Fernwärmenetzbetreiber auf, da sich auch die Wirkungsgrade der gegebenenfalls vorhandenen konventionellen Wärmeerzeuger aufgrund der höheren Rücklauftemperatur verringern können. Außerdem werden die Wärmeverluste in der Rücklaufleitung durch die höhere Temperatur erhöht. [26].

### 3.3.3 Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf

Die Anhebung der Vorlauftemperatur hat zur Folge, dass der dezentrale Einspeiser die höchsten benötigten Temperaturen bereitstellen muss und daher einen geringeren Wirkungsgrad aufweist verglichen mit den beiden zuvor beschriebenen Schaltungen. Die Druckdifferenz wird wie in Abschnitt 3.3.2 von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmeübertragers und der Verbindungsleitungen ab. Die Wärmeverluste bis zum dezentralen Wärmeeinspeiser sind geringer, da die maximale Temperatur erst nach dem Einspeiser erreicht wird [26].

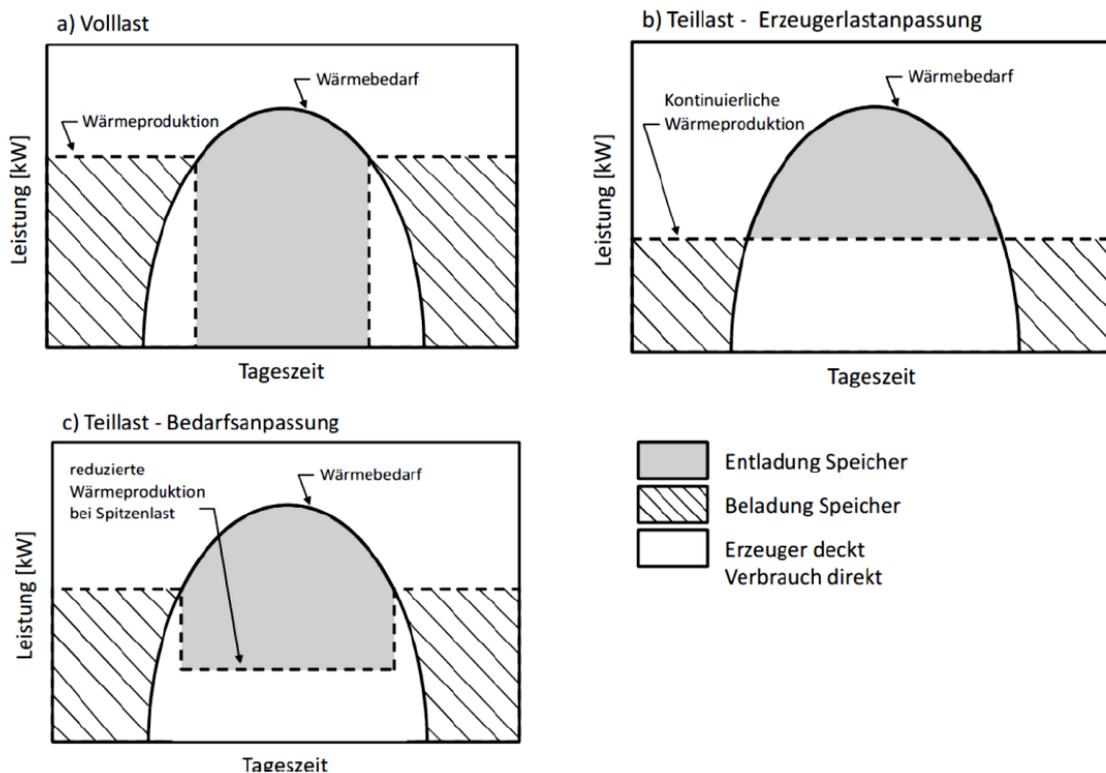
## 3.4 Speicher- und Backup-Systeme

Da wie zuvor erwähnt die Verfügbarkeit von industrieller Abwärme vom teils fluktuierenden Industrieprozess bzw. von etwaigen Unterbrechungen des Prozesses abhängt, können Speicher- oder Back-up-Systeme nötig sein, um die Versorgungssicherheit im Wärmenetz gewährleisten zu können. Hierfür gibt es unterschiedliche Ansätze.

### 3.4.1 Thermische Speicher für fluktuierende Abwärmequellen

Wie die in Abschnitt 2.1 diskutierte Studie der KPC [3] zeigt, steht Abwärme aus industriellen Prozessen, großteils kontinuierlich zur Verfügung. Dennoch gibt es einige Prozesse die eine sehr hohe

Volatilität aufweisen. Für die erfolgreiche Integration von industrieller Abwärme in Fernwärmesysteme ist die Überbrückung der Diskrepanz zwischen der zum Teil schwankenden zeitlichen Verfügbarkeit von Abwärme aus industriellen Prozessen und dem Wärmebedarf des Netzes, sowohl im Tagesverlauf als auch im saisonalen Lastgang (siehe Abschnitt 4.1.3) eine wesentliche Herausforderung. Speicher können dafür genutzt werden, um einerseits Lastspitzen zu glätten aber auch andererseits fluktuierend auftretende Abwärmeprofile zu dämpfen. Idealerweise führt ein Speicher somit zum Abgleich zwischen Wärmebedarf und Wärmelieferung. In der Praxis sind hierfür die Art und die Menge des Speichermediums und die Bauart des Speichers maßgeblich. Die prinzipielle Funktionsweise von thermischen Speichern ist für viele Anwendungen jedoch ähnlich: Außerhalb der Spitzenlastzeiten wird Energie dem Speicher zugeführt (Ladephase), gespeichert (Speicherphase) und zu Spitzenlastzeiten dem Speicher entnommen um die Spitzenlasten zu kompensieren (Entladephase), siehe auch Abbildung 17.



**Abbildung 17: Operative Strategien beim Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen. a) Volllast- b) Teillastabdeckung für kontinuierliche Wärmeproduktion und c) Teillastabdeckung für Verbrauchsanpassung [27]**

In der Literatur findet sich eine Vielzahl an Arbeiten zum Thema Wärmespeicher für Fernwärmesysteme (z.B. [28], [29] und [30]). In Österreich werden meist Heißwasserspeicher zum kurzfristigen Abgleich zwischen Erzeugung und Bedarf eingesetzt. Je nach Speicherbedarf kann an Hand der spezifischen Wärmekapazität von Wasser und der Temperaturdifferenz die Speichergröße nach Gl. 5 errechnet werden.

$$m = \frac{Q}{c_p \cdot \Delta T} \quad (5)$$

m..... Speichermaße [kg]

Q..... Wärmemenge [kJ]

$c_p$ ..... spezifische Wärmekapazität [kJ/(kg\*K)]

$\Delta T$ ..... Temperaturdifferenz [K]

Bis dato wurden in Österreich nur die zuvor beschriebenen Heißwasserspeicher vereinzelt realisiert. Internationale Beispiele (vor allem in Dänemark) zeigen jedoch, dass auch eine längerfristige Speicherung, gerade für saisonale schwankende Energieträger wie z.B. Solarthermie, sinnvoll sein könnte. Dadurch kann in den Sommermonaten zur Verfügung stehende aber nicht benötigte Wärme gespeichert und in den Wintermonaten genutzt werden. Gleiches gilt jedoch auch für ganzjährig auf konstantem Niveau vorliegende industrielle Abwärmequellen, die im Sommer durch die Konkurrenzsituation zu anderen Grundlastanlagen (z.B. Abfallbehandlungsanlagen) nicht genutzt werden können. Mehrere Forschungsprojekte befassen sich nun auch in Österreich mit dem Thema saisonale Wärmespeicherung und auch die Industrie bzw. die Fernwärmeunternehmen zeigen zunehmend Interesse daran (siehe z.B. [31], [32], [33] und [34]). Die Einbindung von thermischen Speicher in Wärmenetze erfolgt in der Regel über einen Wärmeübertrager. Dadurch kann der Speicher als druckloser Speicher ausgeführt werden.

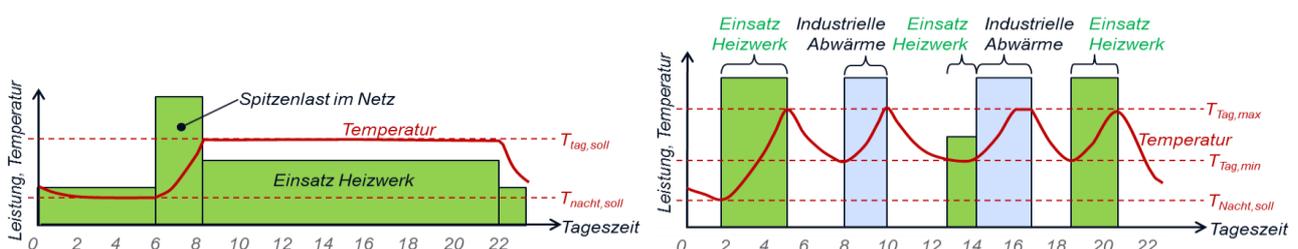
### 3.4.2 Verwendung des Netzes als Speicher

Neben eigenen thermischen Speichersystemen besteht in Wärmenetzen die Möglichkeit, einen Speichereffekt durch zwischenzeitliche Anhebung der Netztemperaturen zu erreichen. Bezogen auf volatile Abwärmequellen bedeutet das, zu Zeiten verstärkter Abwärmeproduktion wird das Netz (über die Soll-Temperatur) aufgeheizt und somit Wärme im Netz gespeichert. Wenn die Abwärmeeinspeisung dann reduziert wird, kann die gespeicherte Wärme aus dem Netz bezogen werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass durch eine aktive Anhebung der Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz keine Komplikationen entstehen.

Die Verwendung des Netzes als Speicher wurde auch im Projekt SmartHeatNet (FFG-Nr. 825549) [27] untersucht. Nähere Informationen können dem Endbericht und folgender Veröffentlichung [35] entnommen werden.

### 3.4.3 Lastverschiebung

Die thermische Trägheit der am Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude kann ebenso genutzt werden, um die Zeiten zu überbrücken, in denen keine industrielle Abwärme vorhanden ist. Hierbei wird das Gebäude zu Zeiten einer hohen Verfügbarkeit von Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau geheizt als der Set-Point beträgt (natürlich im Rahmen der nutzergerechten Behaglichkeitsgrenzen). Zu Zeiten geringer Verfügbarkeit der Abwärme kühlt sich die Gebäudemasse auf einen Minimalwert wieder ab. Falls zu dem Zeitpunkt keine Abwärme verfügbar ist, müssen andere Wärmequellen verwendet werden um eine Temperaturunterschreitung zu vermeiden, siehe Abbildung 18, rechts.



**Abbildung 18: links: Heizverhalten eines Gebäudes ohne Lastverschiebung rechts: Verschiebung der Heizlasten zur Anpassung an verfügbare industrielle Abwärme.**

### 3.4.4 Back-up-Systeme

Anstatt das Netz als Speicher oder eigenständige thermische Speicher einzusetzen, können auch erzeugerseitige Ausfallsreserven gebildet werden. Durch zusätzliche Erzeuger, wie z.B. Heizkessel, können Perioden mit geringer Abwärmelieferung überbrückt werden. Das Prinzip ist dabei gleich wie bei Spitzenlasterzeugern. Die zusätzlichen Wärmeerzeuger werden wie in Abbildung 15 dargestellt in das Netz integriert. Um eine gleichmäßige Wärmelieferung gewährleisten zu können, muss der Wärmekessel die maximal benötigte Leistung (bei vollständigem Ausfall der Abwärmeeinspeisung) liefern können. Da Back-up-Systeme mit teilweise erheblichen Zusatzinvestitionen bzw. mit zusätzlichem Brennstoffeinsatz verbunden sind sollten Speicherlösungen, die teilweise ebenfalls hohe Investitionskosten, aber geringe Betriebskosten bzw. keinen zusätzlichem Brennstoffeinsatz erfordern, angedacht werden.

## 4 Netzseitige Rahmenbedingungen zur Abwärmeintegration in Wärmenetze

Bei der dezentralen Einspeisung von Wärme in thermische Netze bestehen bestimmte netzseitige Anforderungen. Um den sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb des Netzes gewährleisten zu können müssen vorgegebene Rahmenbedingungen eingehalten werden. Dies betrifft das vorherrschende Temperatur- und Druckniveau sowie die Regelung der Netze. Außerdem wird je nach Netzstruktur eine mögliche Integration von dezentral anfallender Wärme erschwert oder erleichtert. Ferner muss die Wärmeerzeugung an den Wärmebedarf angepasst werden, wobei vor allem in den Sommermonaten ein Überangebot an Wärme einem reduzierten Bedarf gegenübersteht. In weiterer Folge werden allgemeine Rahmenbedingungen erläutert und daraus spezifische Parameter der beiden Fallbeispiele Wien und Linz abgeleitet.

### 4.1 Allgemeine Rahmenbedingungen

Die allgemeinen Rahmenbedingungen geben die Grundanforderungen die an dezentrale Wärmeerzeuger gestellt werden vor. Für eine erfolgreiche Integration industrieller Abwärme müssen diese Bedingungen somit eingehalten werden. Zu diesen Parametern zählen vor allem die Betriebsweise und Regelung des Netzes sowie die jeweilige Netzstruktur und der vorliegende Wärmebedarf.

#### 4.1.1 Betriebsweise und Regelung

Die Regelung in Fernwärmenetzen erfolgt meist auf unterschiedlichen Ebenen. Dazu zählt die Regelung des Wärmebezugs der einzelnen Abnehmergebäude. Die abgenommene Wärme der Gebäude wird durch das Heizsystem, das den Wärmebedarf vorgibt (z.B. durch Regelung der Innentemperatur), sowie das Regelventil, das den benötigten Massenstrom in der Übergabestation sicherstellt, bestimmt. Des Weiteren wird der Fernwärmebetrieb durch die Vorlauftemperatur sowie die Differenzdruckregelung im Netz bestimmt. In Abbildung 19 sind die Regelungssysteme schematisch dargestellt. Während der Wärmebezug der einzelnen Gebäude direkt vor Ort (im Gebäude) geregelt wird, werden die Vorlauftemperatur sowie der Differenzdruck zentral bei den Wärmeerzeugern bzw. bei etwaigen Pumpstationen eingestellt [16].

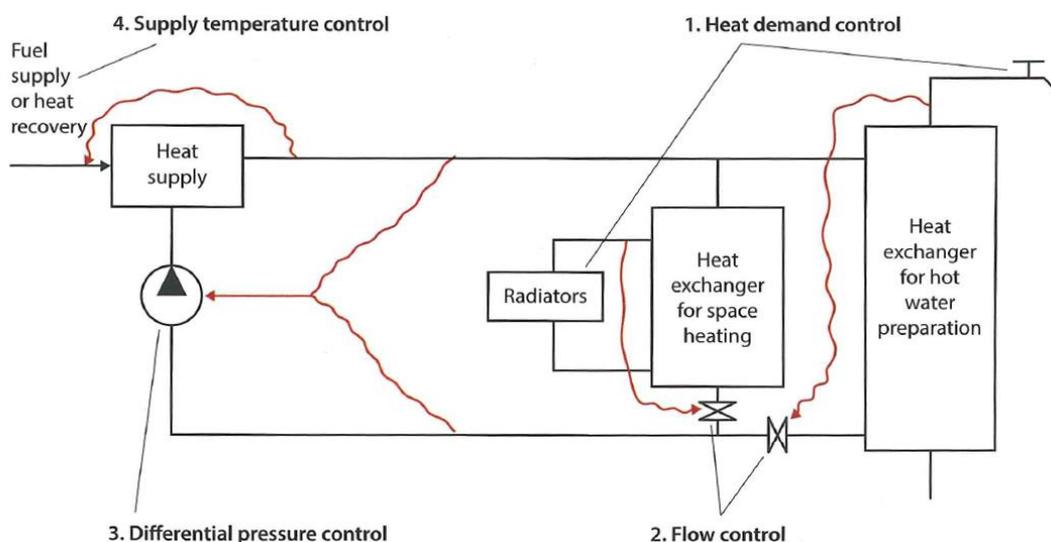
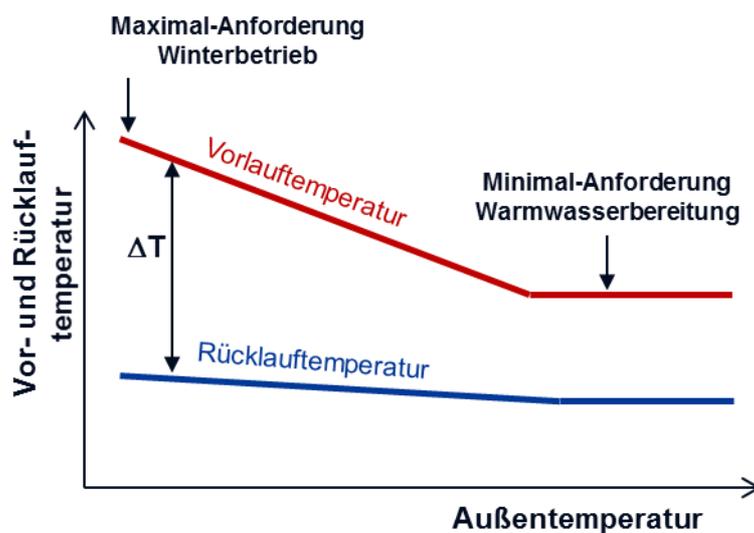


Abbildung 19: Schematische Übersicht der Regelung in einem Fernwärmenetz [16]

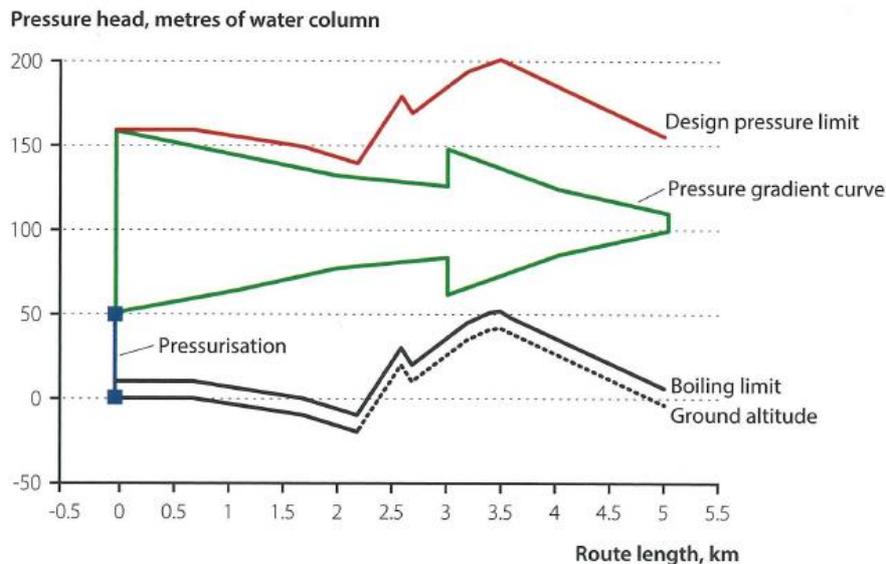
Die Temperaturen in Wärmenetzen werden im Wesentlichen von den angeschlossenen Verbrauchern (insbesondere deren Rücklauftemperaturen) bestimmt. Die benötigten Vorlauftemperaturen ergeben sich einerseits aus technischen Limitierungen der Warmwasserbereitung (insbesondere im Sommer) und der Auslegung der Heizsysteme (ggf. auch aus Anforderungen für Prozesswärme oder Absorptionskältemaschinen), andererseits aus der zu transportierenden Wärmemenge (insbesondere im Winter), welche wiederum aus dem kumulierten Wärmebedarf aller Verbraucher resultiert. Meist werden die Vorlauftemperaturen über den Jahresverlauf und abhängig von der Außentemperatur in einem bestimmten Bereich geregelt (gleitende Vorlauftemperaturregelung).



**Abbildung 20: Temperaturverlauf in Fernwärme-Netzen**

Durch die Temperaturregelung kann auf witterungsbedingte Schwankungen des Wärmebedarfs reagiert werden. In großen Netzen setzt die Wirkung aufgrund der Trägheit der Systeme bzw. der großen Speichermasse des Netzes selbst, erst zeitverzögert ein. Dies bedeutet, wenn die Temperatur am Einspeisepunkt erhöht oder gesenkt wird, zeigt sich die Wirkung bei weit entfernten Abnehmern erst sehr spät. Daher wird auf kurzfristige Leistungserhöhungen durch Erhöhung des Massenstroms reagiert, die nahezu zeitgleich im gesamten Netz spürbar ist. Durch den höheren Leistungsbedarf der einzelnen Abnehmer/Gebäude öffnen die Regelventile der Übergabestationen und erhalten somit einen höheren Massenstrom aus dem Netz. Die Differenzdruckregeleinrichtungen im Netz detektieren dies und die Netzpumpen gleichen diese, nun höhere Entnahmemenge dementsprechend aus [16].

Um wasserbasierte Netze mit Temperaturen  $>100\text{ °C}$  betreiben zu können, müssen dementsprechend hohe Drücke in allen Leitungen vorherrschen, damit das Wärmemedium nicht verdampft und Schäden durch Kavitation verhindert werden können. Vor allem bei sehr weitläufigen Systemen mit großen Höhenunterschieden können daher Einrichtungen zur Druckhaltung nötig sein. Abbildung 21 zeigt den Druckverlauf in einem Fernwärmenetz mit Höhenunterschieden (Ground altitude) beispielhaft.



**Abbildung 21: Schematischer Druckverlauf in einem Fernwärme-Netz mit unterschiedlicher Höhenlage und dezentraler Pumpstation [16]**

In der Grafik ist zu erkennen, dass es am zentralen Einspeisepunkt (0 km) zu einer Druckerhöhung kommt um im gesamten System ausreichend hohe Drücke gewährleisten zu können und das Verdampfen von Wasser (Boiling limit) zu verhindern. Außerdem ist zu sehen, dass auch der Auslegungsdruck (Design pressure limit) der einzelnen Rohrleitungen und Komponenten eingehalten werden muss. Somit ergibt sich ein Druckbereich zwischen dem „Design pressure limit“ und dem „Boiling limit“ innerhalb dessen der Druck der Vorlauf- und Rücklaufleitung liegen muss. Wird der Massenstrom im Netz stark erhöht, steigt auch der Differenzdruck im System wodurch ein kritischer Bereich (außerhalb der Limits) erreicht werden könnte. Aus diesem Grund wurde in diesem Beispiel eine dezentrale Pumpstation integriert, um den Massenstrom im Netz bei den gegebenen Druckverhältnissen erhöhen zu können, ohne einen kritischen Bereich zu erreichen (siehe Druckveränderung bei Kilometer 3 bei der grünen Linie). Das vorherrschende Druckniveau ist auch bei einer dezentralen Einspeisung zu beachten. Durch die zusätzlich in das System eingespeiste Wärme kann der Massenstrom erhöht werden (bei gleichbleibenden Systemtemperaturen). Folge dessen müssen auch die Druckverhältnisse im entsprechenden Netzbereich neu betrachtet werden.

#### 4.1.2 Netzstrukturen

Fern- bzw. Nahwärmenetze bestehen aus einem, meist unterirdisch verlegten, Rohrleitungssystem, welches die Abnehmer/Verbraucher mit den Wärmeerzeugern verbindet. Wasser als Wärmeträgermedium wird in einem geschlossenen Kreislauf über Vorlaufleitungen zu den Abnehmern gepumpt. Das durch die Verbraucher abgekühlte Wasser wird über Rücklaufleitungen zum Erzeuger zurückgepumpt, wo das Medium wieder aufgewärmt wird (2-Leitersystem). Sonderfälle von 1-, 3- oder 4-Leitersystemen sind sehr selten und werden dementsprechend hier nicht behandelt.

Während die Begriffe „Nahwärme“ eher für kleinere, ländliche Wärmenetze und „Fernwärme“ eher für größere, städtische Wärmenetze verwendet werden, ist diese Unterscheidung technisch nicht von Bedeutung. Die grundlegende Funktionsweise ist für beide Typen von Wärmenetzen gleich.

Auch gibt es keine einheitliche Definition für die Unterscheidung von Nah- oder Fernwärme. In diesem Dokument werden daher beide Begriffe synonym genutzt bzw. allgemein der Begriff „Wärmenetze“ verwendet. Wärmenetze können anhand der Struktur in Strahlennetze, Ringnetze oder Maschennetze eingeteilt werden. Der schematische Aufbau dieser Netzstrukturen ist in Abbildung 22 ersichtlich.

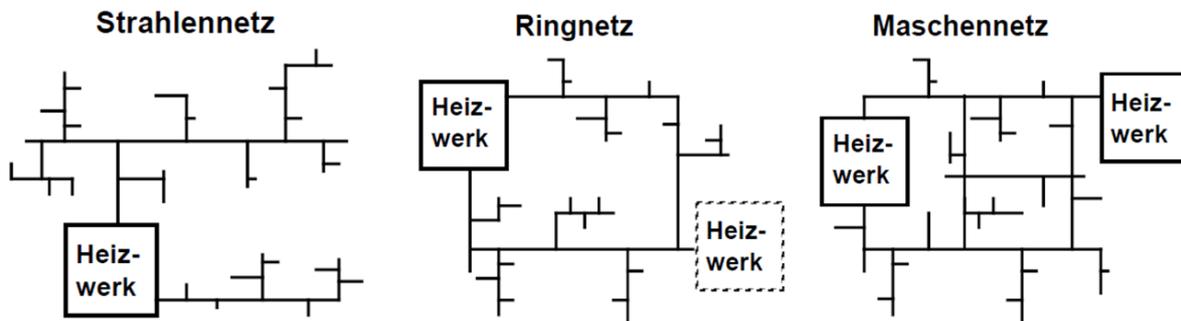
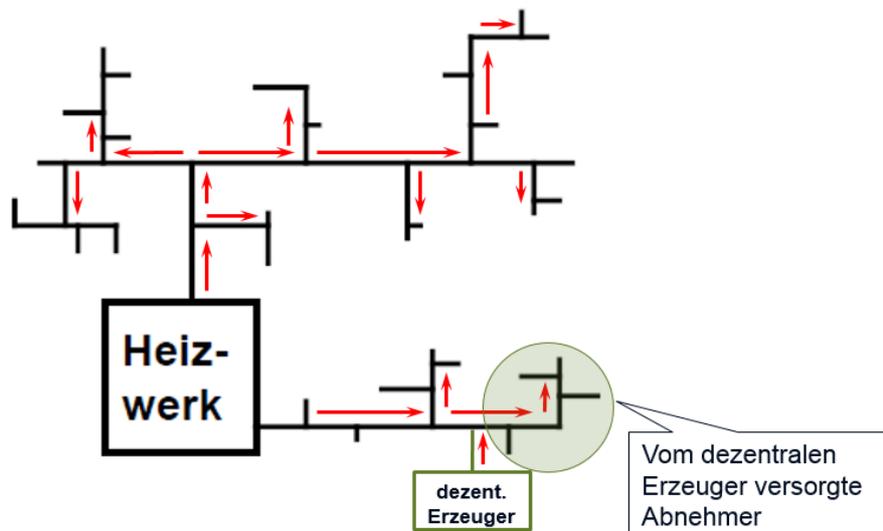


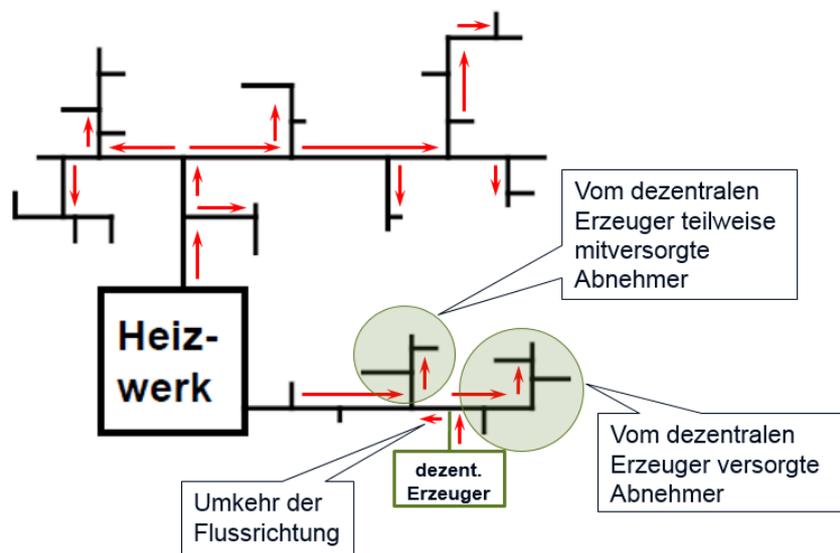
Abbildung 22: Netzstrukturen [36]

Kleine und mittlere Wärmenetze werden häufig als Strahlennetze ausgelegt, da diese am einfachsten zu Regeln sind und aufgrund der geringsten Trassenlängen auch die geringsten Investitionskosten aufweisen. Ausgehend vom Wärmeerzeuger (z.B. einem Heizwerk) werden die einzelnen Abnehmer über einzelne „Strahlen“-Trassen (Stränge) angeschlossen. Die jeweiligen Rohrleitungsdimensionen werden mit steigender Entfernung zum Erzeuger kleiner, da der Massenstrom aufgrund der abnehmenden Anzahl an Verbrauchern am Ende der Stränge, ebenfalls abnimmt. Es besteht dabei keine Verbindung zwischen den einzelnen (Haupt-)Strängen. Die dezentrale Einbindung ist bei diesen Netzen nicht bzw. nur sehr begrenzt möglich. Da die Strömungsrichtung in jedem Netzabschnitt meist fix vorgegeben ist (vom Erzeuger weg in Richtung der Abnehmer) können dezentrale Einspeiser in herkömmlichen Strahlennetzen auch nur die im jeweiligen Strang stromabwärts befindlichen Abnehmer versorgen. Ein Beispiel einer dezentralen Einbindung ist in Abbildung 23 dargestellt. Diese Variante könnte in Strahlennetzen sinnvoll sein, wenn zusätzliche Abnehmer in einem bestimmten Netzabschnitt angeschlossen werden sollen, jedoch vom zentralen Heizwerk nicht mehr Heizleistung bereitgestellt werden kann. Dabei ist jedoch auf die Limitierung der Rohrleitungsdimensionen der bereits verlegten Rohre sowie die Differenzdrücke im betrachteten Netzabschnitt zu achten.



**Abbildung 23: Strahlennetz mit dezentralem Erzeuger Teil 1 (Pfeile zeigen die Strömungsrichtung)**

Je nach hydraulischen Begebenheiten bzw. der Regelung der Netzpumpen können auch weitere Abnehmer als in Abbildung 23 dargestellt vom dezentralen Erzeuger teilweise mit versorgt werden. Dabei kann es im betrachteten Netzabschnitt zu einer Umkehr der Flussrichtung kommen. Dies ist in Abbildung 24 gezeigt. In der kurzen Rohrleitung links vom dezentralen Erzeuger wird die Flussrichtung umgedreht. Dadurch können weitere Abnehmer vom dezentralen Einspeiser mitversorgt werden. Im Vergleich zu einem Standard-Strahlennetz sind der Regelaufwand sowie die Komplexität der Regelung somit bereits deutlich angestiegen.

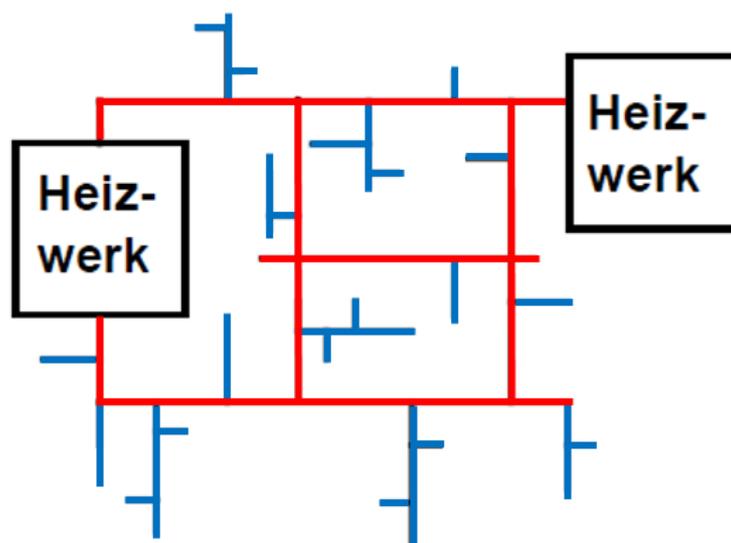


**Abbildung 24: Strahlennetz mit dezentralem Erzeuger Teil 2**

Wie Abbildung 22 bereits zeigt, ist eine dezentrale Einbindung mehrerer Erzeuger bei Ringnetzen einfacher. Durch die Verbindung der einzelnen Leitungen zu einem Ring ändern sich die Flussrichtungen im Netz je nach Wärmebedarf in den einzelnen Netzabschnitten sowie der jeweiligen Erzeugungssituation. Da in diesem Fall die Wärmeversorgung aus unterschiedlichen Standorten möglich ist, weisen diese Netze eine höhere Versorgungssicherheit im Vergleich zu Strahlennetzen auf. Au-

ßerdem können dadurch zusätzliche Abnehmer und Einspeiser leichter in das Netz integriert werden. Durch die erhöhten Trassenlängen sowie die größeren Nenndurchmesser der Ringleitungen steigen jedoch auch die Investitionskosten. Bestehen neben dem Hauptring noch mehrere Querverbindungen im Netz kann von einem Maschennetz gesprochen werden. Maschennetze bieten die größtmögliche Versorgungssicherheit und Erweiterbarkeit aller Netztypen. Aufgrund der hohen Investitionskosten werden sie meist nur in großen Wärmenetzen eingesetzt oder entstehen durch das Wachsen und Verdichten bestehender Netze. Die Regelung von Ring- bzw. Maschennetzen ist im Vergleich zu Strahlennetzen aufwendiger. Außerdem können auch dezentrale Pumpstationen notwendig sein um den ausreichenden Massenstrom bzw. Differenzdruck in allen Netzabschnitten gewährleisten zu können (siehe Abschnitt 4.1.1).

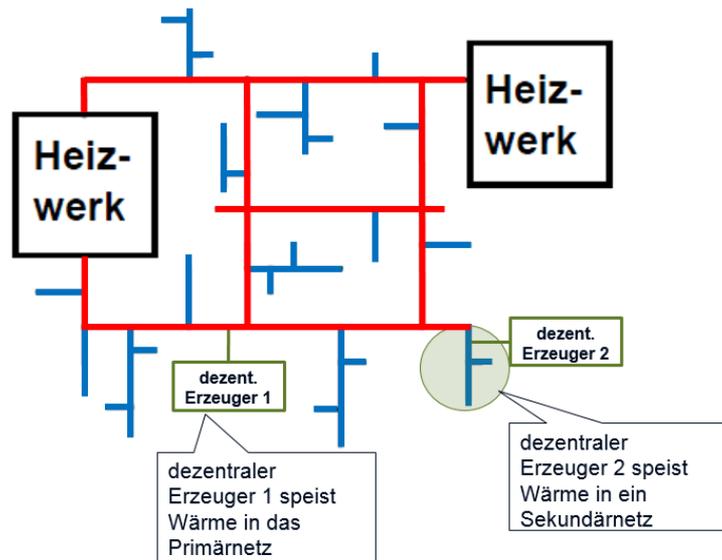
Neben der Struktur können thermische Netze auch an Hand der Netzebenen in Primär-, Sekundär- oder Inselnetze eingeteilt werden. In manchen großen urbanen Wärmenetzen wurde eine Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz vorgenommen. Dabei sind die großen einspeisenden Anlagen an das Primärnetz angeschlossen. In diesem herrschen sehr hohe Temperaturen um eine möglichst große Menge an Wärme transportieren zu können. An das Primärnetz können neben den Erzeugern auch wenige Hochtemperatur-Verbraucher angeschlossen. Der Großteil der Abnehmer wird aber über Sekundärnetze versorgt. Diese sind an das Primärnetz angeschlossen und werden daraus mit Wärme gespeist. Durch diese Systemtrennung können im Sekundärnetz günstigere Komponenten eingesetzt werden, da das Temperatur- sowie das Druckniveau im Sekundärnetz deutlich unter den Werten des Primärnetzes liegen. Meist erfolgt die Systemtrennung mittels sogenannter Gebietsumformer. In Abbildung 25 ist die Aufteilung in ein Primärnetz (rote Leitungen) und mehrere Sekundärnetze (blaue Leitungen) dargestellt. Dem gegenüber stehen sogenannte Inselnetze, die autark betrieben werden und keine Verbindung zu anderen Netzen oder Netzebenen (Primär- oder Sekundärnetz) aufweisen.



**Abbildung 25: Primärnetz und Sekundärnetze in einem vermaschten Wärmenetz**

Wie die Analyse der unterschiedlichen Netzstrukturen zeigt ist eine erfolgreiche Integration von Abwärme in Wärmenetze auch davon abhängig an welcher Stelle diese in das Netz eingespeist werden kann. In vermaschten oder Ringnetzen kann die Einspeisung an unterschiedlichen Punkten erfolgen.

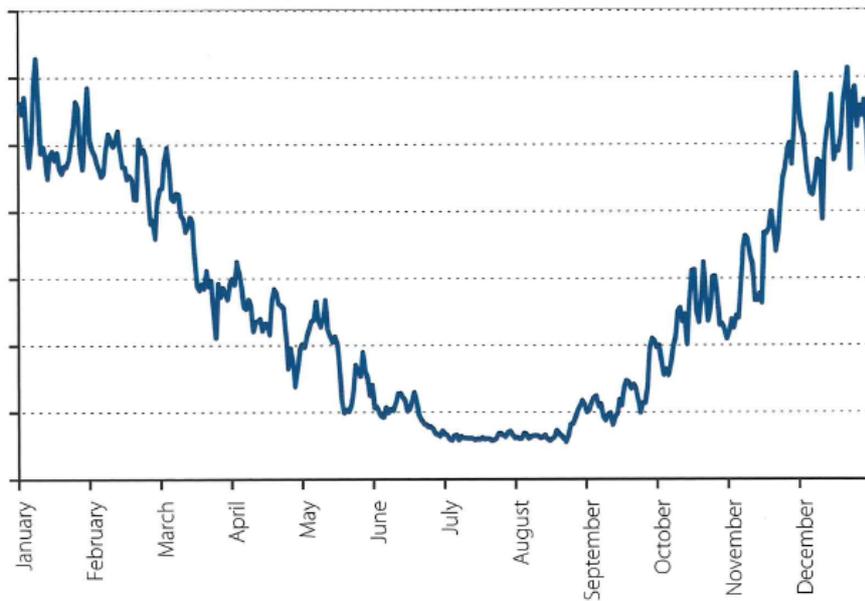
In Strahlennetzen muss immer auf die Rohrdimensionen sowie die zu versorgenden Gebäude geachtet werden, da aus hydraulischen Gründen der Einspeisepunkt nicht beliebig gewählt werden kann. Liegt eine Unterteilung in Primär- und Sekundärnetze vor kann Wärme entweder in das Primärnetz als zusätzlicher Erzeuger geliefert werden oder ein Sekundärnetz, das auch aus dem Primärnetz gespeist werden kann, versorgt werden. Das Primärnetz kann in diesem Fall als Back-up-System bzw. zur Spitzenlastabdeckung im Sekundärnetz herangezogen werden. Diese Möglichkeiten sind in Abbildung 26 dargestellt.



**Abbildung 26: Einspeisepunkte dezentraler Erzeuger in einem Maschennetz**

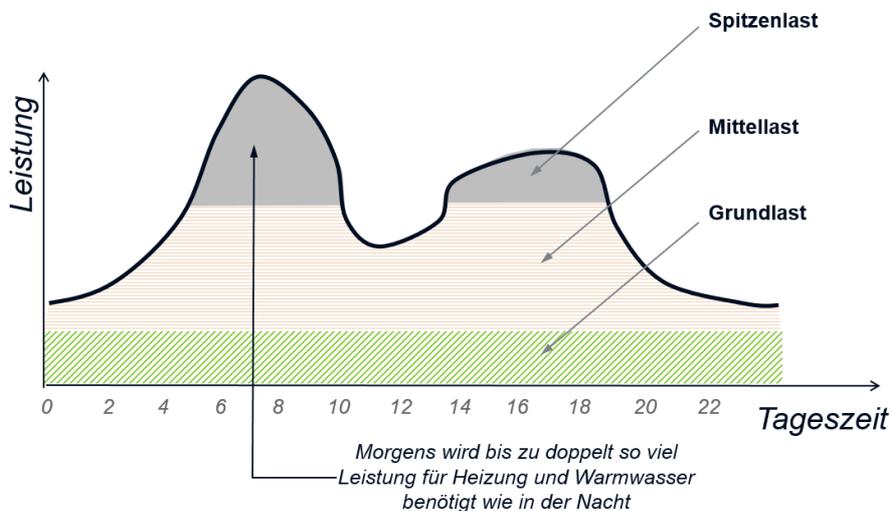
#### 4.1.3 Wärmebedarf

Um industrielle Abwärme in ein Fernwärmnetz einspeisen zu können, muss in erster Linie der Wärmebedarf dafür gegeben sein. Bestehende Netze decken den Wärmebedarf der angeschlossenen Abnehmer, wie in Abschnitt 1 beschrieben, durch unterschiedliche Wärmeherzeugungstechnologien. Die Einspeisung weiterer Wärme kann nur durch das Ersetzen bestehender Anlagen oder durch den Anschluss neuer Kunden bzw. die Erhöhung des Bedarfs erfolgen. Der Bedarf an Wärme ist im saisonalen Verlauf sehr unterschiedlich, siehe Abbildung 27. Während der Bedarf in den Wintermonaten aufgrund der niedrigen Außentemperaturen sehr hoch ist, wird in den Sommermonaten (Juni-August) nur sehr wenig Wärme (meist nur zur Warmwasserbereitung) benötigt. Gerade in diesen Monaten herrscht in vielen Fernwärmenetzen oftmals ein Überangebot an Wärme durch z.B. Müllverbrennung, Abwärme aus der Stromproduktion, usw.



**Abbildung 27: Schematischer Lastverlauf eines Fernwärmenetzes über ein Jahr [16]**

Nicht nur saisonal unterliegt der Wärmebedarf starken Schwankungen, auch im Tagesverlauf verändert sich der Bedarf. Ähnlich wie im Stromnetz gibt es auch im Wärmenetz Morgen- und Abendspitzen im Wärmeverbrauch, siehe Abbildung 28.



**Abbildung 28: Schematischer Lastverlauf eines Fernwärmenetzes über einen Tag, vgl. [36]**

Zur Deckung des Wärmebedarfes werden, wie zuvor beschrieben, unterschiedliche Erzeuger eingesetzt. Abhängig von den Eigenschaften der Technologien und der Charakteristika der Einspeisung werden die Anlagen zu unterschiedlichen Zeiten eingesetzt. Je nach Dynamik (z.B. schnelles Anfahren) und Kostenstruktur werden Erzeuger entweder zur Deckung der Grund- oder der Spitzenlasten eingesetzt (in großen Netzen auch zusätzlich Anlagen zur Mittellastabdeckung). In Abbildung 29 ist dieses Prinzip dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Grundlast nur einen kleinen Teil der maximalen Last abdecken kann. Aufgrund des stetigen Betriebes über das gesamte Jahr, ist die eingespeiste Wärmemenge dennoch sehr groß. Zur Deckung der Spitzenlast werden meist Anlagen eingesetzt, die sehr schnell eine hohe Leistung bereitstellen können. In vielen Fällen handelt es sich

dabei um fossile Heizwerke die meist hohe Betriebskosten bzw. Brennstoffkosten aufweisen. Daher werden diese Anlagen meist nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt.

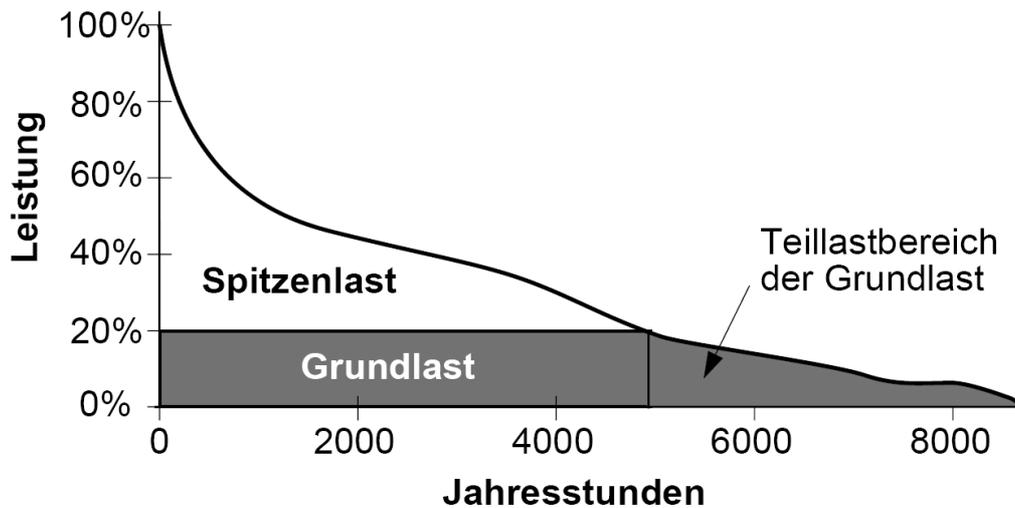


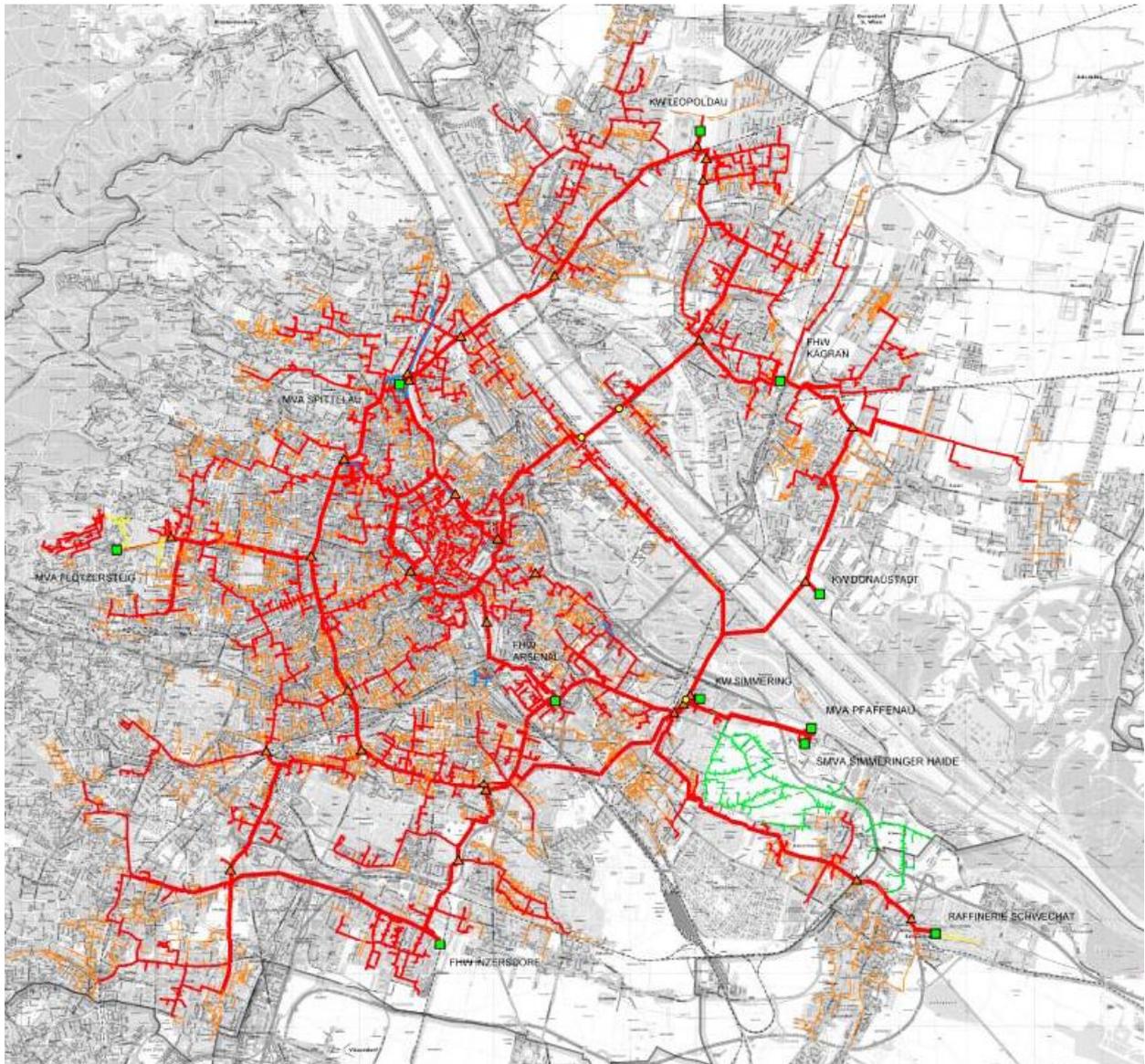
Abbildung 29: Aufteilung der Jahresdauerlinie in Grund- und Spitzenlast [36]

## 4.2 Rahmenbedingungen im Wiener Fernwärmenetz

Im folgenden Abschnitt wird auf die Besonderheiten und Rahmenbedingungen des Wiener Fernwärmenetzes eingegangen. Aufbauend auf die allgemeinen Rahmenbedingungen aus dem vorhergehenden Abschnitt werden die Netzstruktur sowie die Betriebsbedingungen am Standort Wien analysiert.

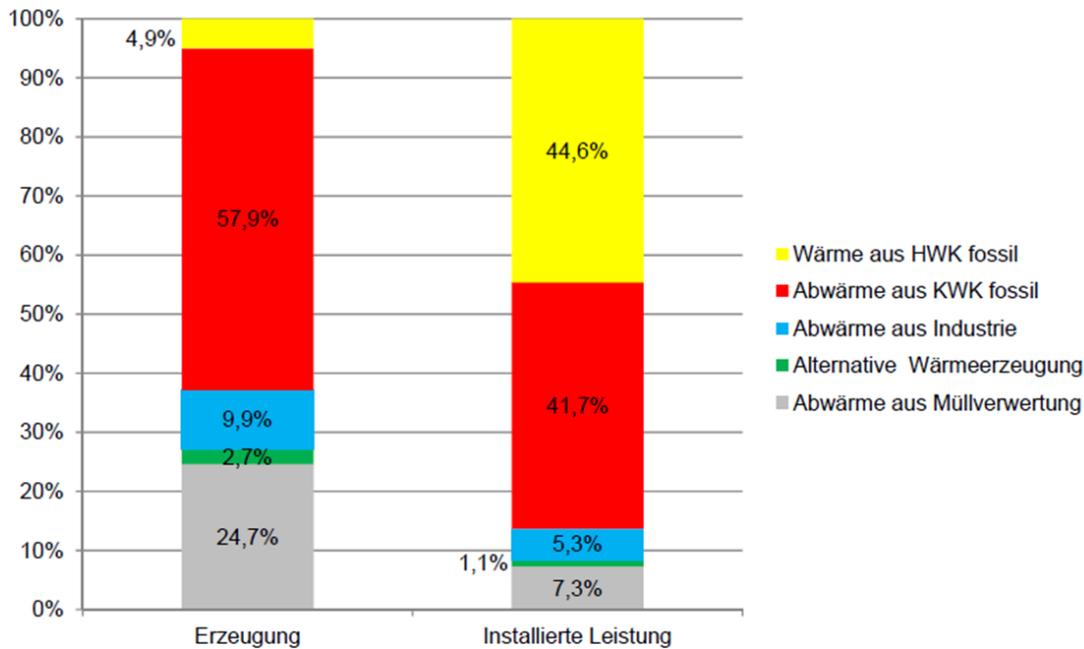
### 4.2.1 Struktur und Aufbau

Das Fernwärmenetz in Wien wird von der Wien Energie GmbH betrieben und verläuft durch alle 23 Wiener Gemeindebezirke. Das eng vermaschte Netz ist in ein Primärnetz, an das alle einspeisenden Großanlagen (KWK, Heizwerke,...) angeschlossen sind, und in zahlreiche Sekundärnetze unterteilt. Es ist mit einem Leitungsnetz von rund 1.190 Kilometern Österreichs größtes Netz. Das Primärnetz hat eine Leitungslänge von  $\approx 560$  km, die Sekundärnetze weisen insgesamt eine Länge von rund 630 km auf. Das Primär- (rot) und das Sekundärnetz (orange) sind in Abbildung 30 dargestellt. Bei dem grünen Netzabschnitt im linken unteren Bereich der Abbildung, handelt es sich um ein eigenes Niedertemperaturverteilnetz der Gärtnereien Simmering. Die grüne Vierecke in Abbildung 30 stellen die einzelnen Erzeugungsstandorte dar und gelbe Punkte markieren die Pumpstationen im Netz. Not-Aus Schächte sind in der Abbildung mit orangen Dreiecken gekennzeichnet.



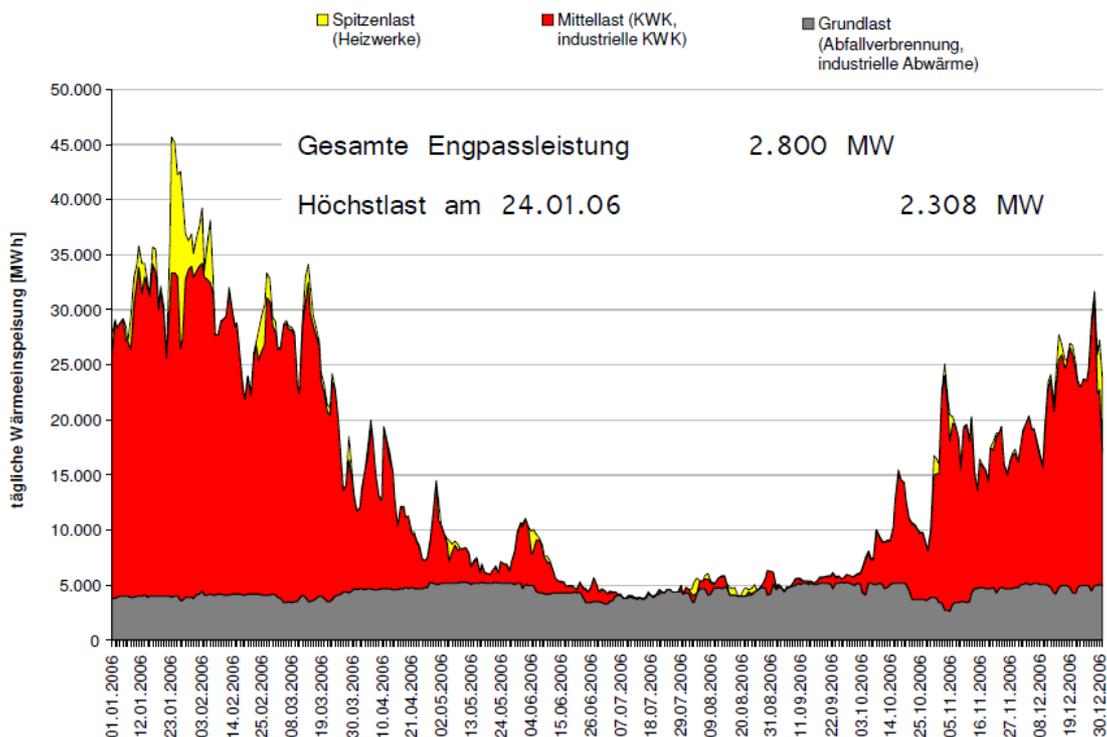
**Abbildung 30: Fernwärmenetz Fallbeispiel Wien [37]**

Insgesamt 17 Erzeugungsanlagen an zwölf Standorten leiten Heißwasser in das Fernwärmeverbundnetz ein [38]. Rund 58% der Wärme stammen aus den KWK-Anlagen,  $\approx 25\%$  aus den Abfallbehandlungsanlagen,  $\approx 9\%$  aus industrieller Abwärme und  $\approx 4,9\%$  aus fossilen Spitzenkesseln, der regenerativer Anteil beträgt ca. 18% (siehe Abbildung 31).



**Abbildung 31: Erzeugung und installierte Leistung Fernwärme Wien [37]**

Im Jahr 2011/12 wurden in den oben genannten Anlagen rund 6.118 GWh an Wärme produziert. Abzüglich der Netzverluste ( $\approx 8,8\%$ ) konnten 5.580 GWh Wärme verkauft und dadurch über 328.000 Wohnungs- und 6.400 Businesskunden mit Fernwärme versorgt werden. Dies entspricht einen Marktanteil von rund 36 %. Aufgrund des Einsatzes von effizienter KWK-Technologie inklusive der Zurechnung eines großen Teils der Primärenergie zur Stromproduktion, der Nutzung von Abwärme und der thermischen Verwertung von Müll wird bei der angewendeten Berechnungsmethode ein Primärenergiefaktor von 0,33 erreicht. Dadurch kann auch ein  $\text{CO}_2$ -Faktor von 20 kg/MWh errechnet werden [38]. Das Lastprofil eines gesamten Jahres mit Einteilung in Grund- Mittel- und Spitzenlast ist in Abbildung 32 dargestellt.



**Abbildung 32: Beispielhafter Lastgang Wien [39]**

Wie Abbildung 30 zeigt wird in Wien bereits jetzt an mehreren Standorten Wärme in das Primärnetz gespeist. Daher kann davon ausgegangen werden, dass durch die starke Vermaschung und die Auslegung des Primärnetzes als Transportnetz, dezentrale Erzeuger grundsätzlich in das Netz integriert werden können. Je nach Standort müssen bei einer Umsetzung die jeweiligen Bedingungen detailliert betrachtet und die geforderten Rahmenbedingungen eingehalten werden.

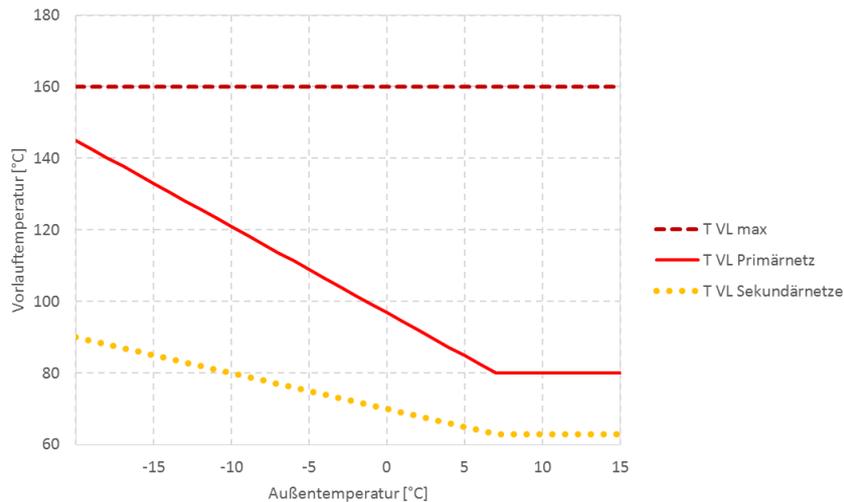
Seit dem Jahr 2013 ist in Wien ein Hochdruck-Wärmespeichersystem in Betrieb. Die beiden Speicherbehälter sind jeweils 45 Meter hoch und fassen zusammen rund 11.000 m<sup>3</sup> Wasser (siehe Abbildung 33). Bis zu 150 °C heißes Wasser wird dort unter hohem Druck gespeichert. In den Speichern herrscht ein Druck von 10 bar (Speicherboden) bzw. 6 bar (Speicherdecke). Das Speichervermögen beläuft sich auf rund 850 MWh. Die Speicher werden pro Jahr rund 2.200 Stunden be- und rund 2.200 Stunden entladen. Die jährlich gespeicherte und somit auch entnommene Wärmemenge beträgt rund 145 GWh [40].



**Abbildung 33: Hochdruck-Wärmespeicher Wien [40]**

#### 4.2.2 Betriebsbedingungen

Die garantierte (minimale) Vorlauftemperatur im Primärnetz wird je nach Außentemperatur zwischen 80 °C und 145 °C geregelt. Die maximale Vorlauftemperatur kann bis zu 160 °C betragen. Die Rücklauftemperatur beträgt ca. 60 °C. Die Sekundärnetze, welche vom Primärnetz versorgt werden, werden je nach Außentemperatur zwischen 63 °C und 90 °C (garantierte minimale Temperatur) betrieben [41].



**Abbildung 34: Vorlauftemperaturen im Wiener Fernwärmenetz**

Um die sehr hohen Temperaturen erreichen zu können bzw. ausdampfen und Schäden durch Kavitation zu verhindern weist das Primärnetz einen maximalen Druck von 28,5 bar auf, die Sekundärnetze werden mit einem maximalen Druck von 10 bar betrieben. Der Massenstrom im Netz bzw. in den einzelnen Netzabschnitten wird je nach Wärmebedarf und eingestellter Vorlauftemperatur geregelt. Mehrere Pumpstationen im Netz gewährleisten einerseits die ausreichend hohen Drücke und andererseits die ordnungsgemäße Versorgung aller angeschlossener Verbraucher.

Neben der Fernwärme wird in Wien auch ein Fernkältenetz betrieben. Im Jahr 2011 waren 38,6 MW in Betrieb. Die eingesetzten Kältemaschinen werden entweder durch Fernwärme (Absorptions-Kältemaschine) oder Strom (Kompressions-Kältemaschine) betrieben. Durch die Verwendung von Absorption-Maschinen kann die auch im Sommer zur Verfügung stehende Energie aus Abfallverbrennung oder industrieller Abwärme genutzt werden. Die Rückkühlung erfolgt über Flusswasser oder Kühltürme [37]. Das Lastprofil aus Abbildung 32 (aus dem Jahr 2006) würde somit mit aktuelleren Daten eine etwas höhere Wärmeabnahme im Sommer beinhalten.

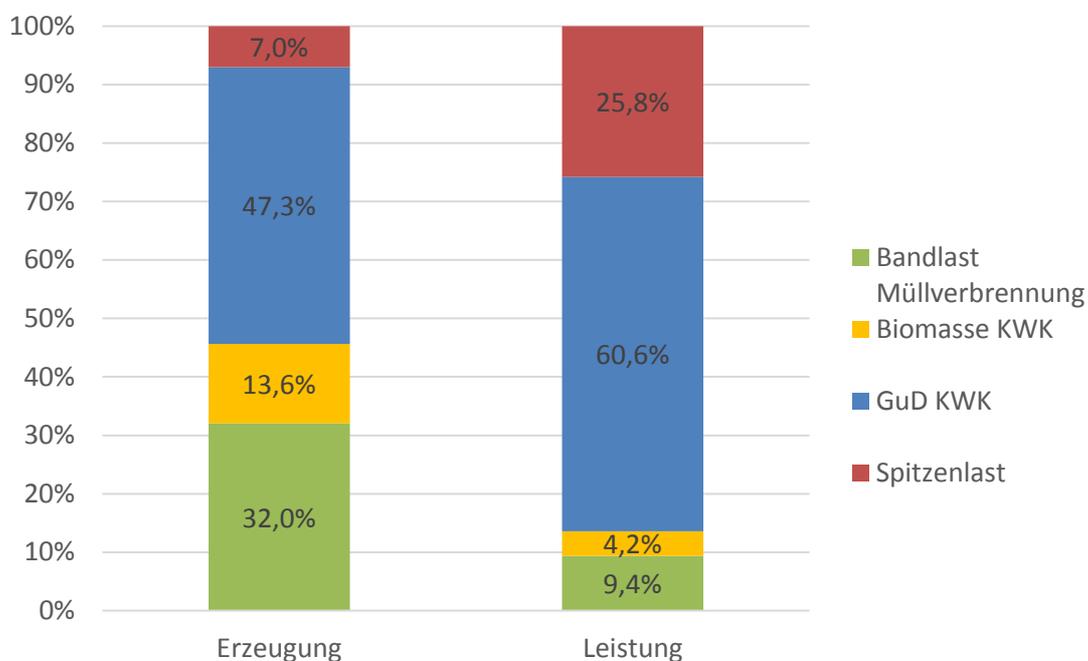
### 4.3 Rahmenbedingungen im Linzer Fernwärmenetz

Im folgenden Abschnitt wird auf die Besonderheiten und Rahmenbedingungen des Linzer Fernwärmenetzes eingegangen. Aufbauend auf die allgemeinen Rahmenbedingungen aus Abschnitt 4.1 werden die Netzstruktur sowie die Betriebsbedingungen am Standort Linz analysiert.

#### 4.3.1 Struktur und Aufbau

Der Aufbau des vermaschten Netzes der Linz AG erfolgte ab 1970. Mit einer Trassenlänge von rund 216 km und einem Wärmeabsatz von  $\approx 1.018$  GWh pro Jahr zählt es zu den größten Wärmenetzen Österreichs [42]. Die Linz AG verfügt über drei KWK- bzw. Heizwerk-Standorte und über einen zentralen Fernwärmespeicher [43]. Dieser Speicher stößt jedoch schon nach einigen Stunden an seine Grenzen, wodurch sich bei der Integration von produktionsbedingt fluktuierender industrieller Abwärme in das Fernwärmesystem ein massiver Mehrbedarf an Speichern ergeben kann.

Die Spitzenlast im Winter beträgt etwa 500 MW und das Sommerminimum liegt bei rund 30 MW. Zu Spitzenlastzeiten werden maximal 300 MW von Gas- und Dampfturbinen (KWK-Anlagen) bereitgestellt. Maximal 60 MW (45 MW Grundlast + 15 MW bei Spitzenlastbedarf) können aus der Müllverbrennungsanlage bereitgestellt werden und die biomassebefeuerte KWK-Anlage liefert weitere 21 MW. Die restlichen  $\approx 120$  MW stammen aus fossil befeuerten Spitzenlastkesseln (Öl- und Gaskessel). In Bezug auf die Wärmeerzeugung stellt die Bandlast der Müllverbrennung rund 32 % der Wärme bereit. Etwa 14 % stammen aus der Biomasse-KWK-Anlage und ca. 47 % werden mittels fossiler KWK-Anlagen erzeugt. Die fossilen Spitzenlastkessel erzeugen rund 7 % des gesamten Wärmeabsatzes. Insgesamt wurden im Jahr 2015 rund 1.145 GWh Wärme in das Netz der Linz AG geliefert [44]. Daraus ergeben sich Netzverluste von rund 127 GWh oder  $\approx 11$  %. Darüber hinaus ist in Linz auch ein Fernkältenetz mit einem Absatz im Jahr 2015 von 7.833 MWh in Betrieb. Die hier beschriebenen Daten und Informationen zur Erzeugungssituation des Linzer Fernwärmenetzes stammen aus Experteninterviews [45], dem Geschäftsbericht sowie der Homepage der Linz AG [42], [43] und [44].



**Abbildung 35: Erzeugung und Leistung Linz**

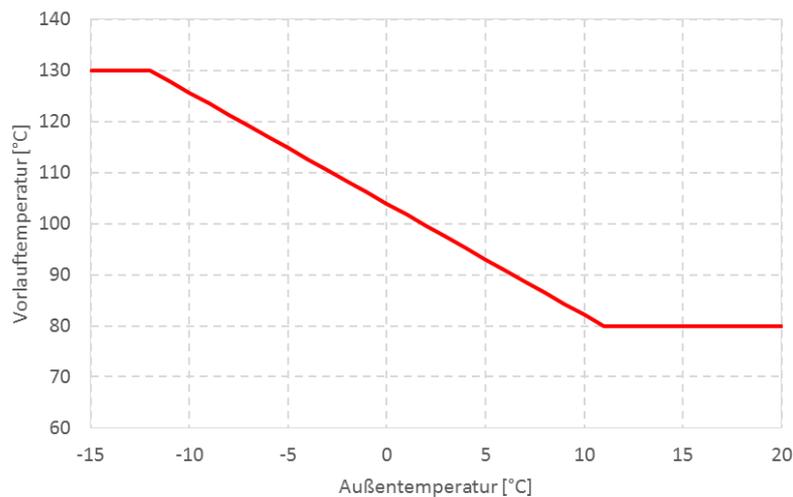
Im Vergleich zu anderen österreichischen Städten ist die Stadt Linz besonders durch ihre großen Industriebetriebe geprägt. Dies spiegelt sich auch in der Zusammensetzung des Energieverbrauchs wieder. Innerhalb der Industriebetriebe spielt vor allem die voestalpine sowie auch die Chemie-Gruppe eine wesentliche Rolle für die Energienachfrage in Linz.

Der Linzer Raumwärmebedarf wird etwa zur Hälfte aus Fernwärme gedeckt. Der Endverbrauch der Fernwärme entfällt zu 20 % auf die Industrie, zu 40 % auf den Sektor Dienstleistungen und Gewerbe und zu 40 % auf private Haushalte [46]. 2015 waren insgesamt 72.189 Wohnungen an die Fernwärme angeschlossen. Dies entspricht einem Anteil von ca. 60 % aller Wohnungen in der Stadt [42]. Bereits seit 2004 ist im Linzer Fernwärmesystem ein Fernwärmespeicher integriert. Außerdem wer-

den derzeit rund 150 GWh Abwärme der voestalpine in das städtische, aber lokal begrenzte Fernwärmesystem der Kelag Wärme GmbH eingespeist, wobei davon auszugehen ist, dass bisher ungenutztes Potential besteht, welches in das Netz der Linz AG eingespeist werden könnte. (siehe Abschnitt 5.2).

### 4.3.2 Betriebsbedingungen

Die Vorlauftemperaturen im Netz sind garantiert mit 80 °C bei Außentemperaturen > 12 °C und mit 130 °C bei Außentemperaturen < -12°C, mit einem linearen Anstieg dazwischen, siehe Abbildung 36. Die durchschnittliche Rücklauftemperatur im Netz beträgt rund 55 - 60 °C.



**Abbildung 36: Vorlauftemperatur im Linzer Fernwärmenetz**

Wie im Wiener Netz sind aufgrund der hohen Temperaturen (teilweise >100 °C) hohe Drücke im Netz nötig. Das Netz weist einen maximalen Betriebsdruck von 25 bar auf. Der Massenstrom im Netz bzw. in den einzelnen Netzabschnitten wird auch in Linz je nach Wärmebedarf und eingestellter Vorlauftemperatur geregelt.

## 5 Mögliche Abwärmennutzung in den Fallbeispielen

In den folgenden Abschnitten werden mögliche Szenarien zur Abwärmeintegration in die Wärmenetze in Wien und Linz (Linz AG) analysiert. Die betrachteten Abwärmequellen beziehen sich dabei auf die beiden Unternehmen OMV und voestalpine die an beiden Standorten über industrielle Produktionen bzw. Prozesse mit vorhandenem Abwärmepotential verfügen. Die Untersuchungen beziehen sich dabei auf technische und energetische Aspekte. Detaillierte wirtschaftliche Betrachtungen sind nicht Gegenstand dieser Analysen. Daher können keine Aussagen über ökonomische Potentiale getroffen werden. Die Ergebnisse der energetischen Analysen könnten in einem weiteren Schritt für eine erste Wirtschaftlichkeitsabschätzung herangezogen werden. Für exakte Aussagen bedarf es aber einer detaillierteren Betrachtung der jeweiligen Szenarien.

### 5.1 Abwärmepotentiale der Raffinerie Schwechat zur Einspeisung in das Wiener Fernwärmenetz

Wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben wird in Wien bereits Abwärme aus Industrieprozessen in das Wärmenetz eingespeist. In weiterer Folge wird der Fokus auf die Wärmeauskopplung der im Südwesten Wiens gelegenen Raffinerie Schwechat gelegt. Alle beschriebenen Informationen und Daten beziehen sich auch Interviews mit Experten der OMV bzw. aus öffentlich verfügbaren Informationsquellen.

#### 5.1.1 Erweiterung der bisherigen Abwärmeeinspeisung

Die OMV-Raffinerie Schwechat liefert einerseits eine Bandlastmenge überwiegend aus Wärmerückgewinnungsanlagen von 50 MW (seit Dezember 2015 von 30 MW auf 50 MW gesteigert) in das Wiener Fernwärmenetz. Zusätzlich wird bedarfsabhängig eine Spitzenlastmenge durch Rückstandsverfeuerung in den Raffinerie-KWK-Anlagen bereitgestellt. Die Wärme wird über eine direkte Leitung von der Raffinerie in das Primärnetz der Fernwärme Wien gespeist. Bei einer Vorlauftemperatur von 160 °C ist die bestehende Spitzenlastleistung aufgrund der Dimensionierung mit 185 MW limitiert [47].

Nach Aussagen der OMV [47], stehen am Gelände der Raffinerie abwärmeseitig aus Luftkühlern und Rauchgas-Wärmerückgewinnung weitere 30 MW zur Verfügung. Zur Kühlung bei verschiedensten Raffinerieprozessen werden Luftkühler üblicherweise bei einem Temperaturniveau zwischen 120 °C und 180 °C betrieben. Die Kühler sind zwar eher von geringer Leistung und über das Raffineriegelände verteilt angeordnet, können jedoch prinzipiell für interne und/oder externe Wärmeintegration verwendet werden. Außerdem kann mittels Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas, Wärme auf ähnlichem Temperaturniveau (bis  $\approx 180$  °C) für interne und/oder externe Nutzung (z.B. Einspeisung in das Fernwärmenetz) zur Verfügung gestellt werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Wärmeauskopplung besteht bei der Prozessgestaltung bzw. bei der Optimierung der Effizienz der Raffinerie. Durch Änderungen in der Betriebsweise im VFCR-Prozess (Vacuum flashed cracked residue) können weitere Kapazitäten auf hohem Temperaturniveau ausgekoppelt und zur Einspeisung in das Fernwärmenetz bereitgestellt werden.

Die Wärme aus der Wärmerückgewinnung (Luftkühler und Rauchgas) und dem VFCR-Prozess stehen dabei kontinuierlich zur Verfügung und können somit rund um die Uhr in das Wärmenetz geliefert werden. Da auch bei einem Ausfall des Kühlsystems die Abfallstoffe der Prozesse thermisch verwertet, d.h. verbrannt werden müssen, würde auch in diesem Fall ausreichend Wärme freigesetzt werden um die Versorgungssicherheit des Wärmenetzes gewährleisten zu können. Daher wären auch keine thermischen Speicher notwendig. Zur Nutzung der Wärme die bei einem Ausfall des Kühlkreislaufs bei der Verbrennung der Abfallstoffe entsteht, müssten eigene Brennkammern mit Wärmeauskopplung realisiert werden. Die dabei eingesetzte Technologie entspricht dem derzeitigen Stand der Technik und bedarf daher im Rahmen dieses Projektes keiner genaueren Betrachtung. Vor einer Realisierung muss jedoch die technische und wirtschaftliche Machbarkeit ermittelt sowie eine detaillierte Planung durchgeführt werden.

Vor allem im Winter und in der Übergangszeit könnte eine Einspeisung weiterer Abwärme sinnvoll sein, um derzeit unrentable KWK-Anlagen und teure Spitzenlastkessel zu ersetzen. Da die Leistung der Leitung wie oben beschrieben mit rund 185 MW begrenzt ist, stellt dieser Wert auch die maximale Einspeiseleistung dar. Die zuvor betrachteten Abwärmequellen liegen zusammen gerechnet immer noch unter diesem Wert, wodurch keine zusätzlichen Leitungen oder alternative Lösungen zur Integration notwendig wären. Wie in Abbildung 32 gezeigt wird, besteht in den Sommermonaten (Mai – September) ein nur sehr geringer Bedarf an Wärme, der bereits jetzt durch die Grundlastanlagen (Abfallbehandlungsanlagen und Industrieabwärme) gedeckt werden kann. Eine zusätzliche Einspeisung von Wärme zu dieser Zeit ist daher nicht möglich, bzw. würde dies andere Abwärmequellen verdrängen. Daraus folgt, dass bei einer Realisierung einer erweiterten Abwärmeeinspeisung aus Schwechat, diese im Sommer entweder ausgesetzt oder durch saisonale Speicherung (siehe Abschnitt 3.4) in den Winter übergeführt werden muss, sofern der Wärmebedarf des Netzes in Wien im Sommer nicht durch den Anschluss weiterer Abnehmer oder durch einen Ausbau der Kältenetze unter Verwendung von wärmebetriebenen Absorptions-Kältemaschinen, ansteigt.

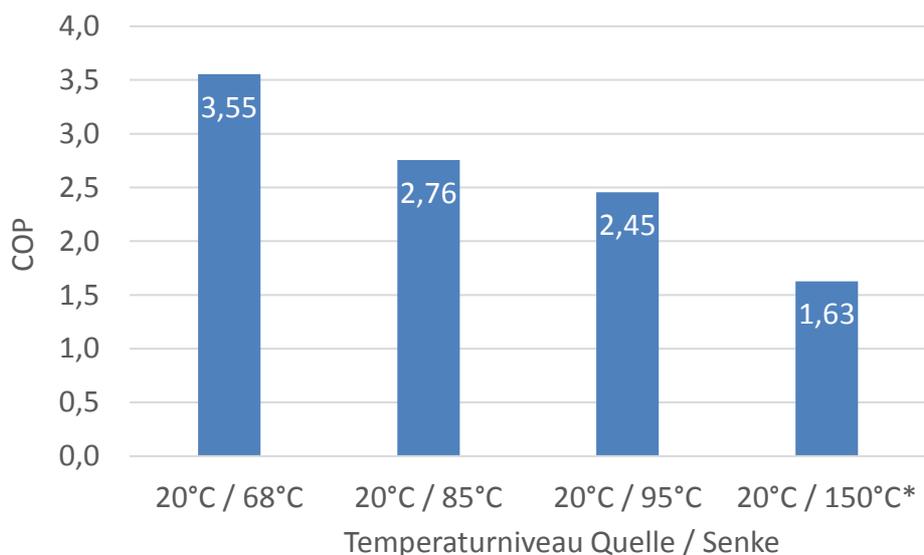
### 5.1.2 Abwärme aus Kühltürmen mittels Wärmepumpen

Ein weiteres betrachtetes Szenario der Abwärmenutzung der Raffinerie Schwechat betrifft die Abwärme aus Kühltürmen auf niedrigerem Temperaturniveau. Laut Gesprächen mit der OMV [47], besteht hier sehr großes Abwärmepotential. Dies entspricht auch den Ergebnissen der Studie der KPC [3], die österreichweit in diesem Temperaturbereich ebenfalls die größten möglichen Abwärmemengen identifiziert hat. Im Fall der Raffinerie Schwechat werden rund 300 MW durch Nasskühltürme rund um die Uhr an die Umgebungsluft abgegeben. Das Kühlwasser befindet sich dabei ganzjährig auf einem Temperaturlevel von rund 25 °C. Abwärme auf diesem Niveau kann nicht direkt in das Wärmenetz integriert werden sondern muss durch den Einsatz von Wärmepumpen angehoben werden, siehe Abschnitt 3.2.

Im Fallbeispiel Wien in dem im primären Fernwärmenetz Temperaturen zwischen 80 °C und 145 °C bis maximal 160 °C vorliegen, müssten sehr hohe Temperaturhübe überwunden werden. Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, haben Wärmepumpen eine höhere Effizienz bei geringeren Temperaturhüben. Mittels eines auf den in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Gleichungen basierenden Wärmepumpen-Berechnungsmodells, kann ermittelt werden welche Effizienz eine Wärmepumpe bei den

gegebenen Betriebsbedingungen in etwa aufweisen würde. Dafür wird die vorliegende Abwärmquelle mit rund 20 °C (inklusive 5 K Grädigkeit am Wärmeübertrager) angenommen. Zur Einspeisung in das Primärnetz müssen Vorlauftemperaturen von rund 145 °C erreicht werden. Berücksichtigt man noch die Grädigkeit von Wärmeübertragern müssen um  $\approx 5$  K höhere Temperaturen von der Wärmepumpe geliefert werden. Diese hohen Temperaturen stellen sehr hohe Ansprüche an die Wärmepumpe und die darin enthaltenen Komponenten. Es müssten sowohl Verdichter (evtl. mehrstufiger Prozess) als auch Kältemittel eingesetzt werden, die diesen Anforderungen entsprechen (siehe kritische Temperaturen und Druckniveaus Abschnitt 3.2.1). Aus den überschlägigen Berechnungen kann in diesem Betriebspunkt eine Leistungszahl von rund 1,6 errechnet werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb kann damit nur sehr schwer erreicht werden. Außerdem müssen hierfür geeignete Komponenten und Kältemittel gefunden bzw. eingesetzt werden. Dieser Wert und damit auch dieses Abwärmepotenzial entsprechen somit nur einer theoretischen Größe.

Wird die benötigte Vorlauftemperatur der Wärmepumpe auf das Mindestniveau im Primärnetz von  $\approx 80$  °C + 5 K (Grädigkeit) gelegt, kann die Leistungszahl auf rund 2,8 gesteigert werden. Dadurch können auch die Anforderungen an Kältemittel und Verdichter stark reduziert werden und ein effizienter und möglicherweise auch wirtschaftlich sinnvoller Betrieb kann gewährleistet werden. Da im Primärnetz jedoch meist sehr hohe Temperaturen (bis 145 °C) benötigt werden, ist eine Einbindung in ein Sekundärnetz effizienter und aufgrund der Anforderungen an die Komponenten der Wärmepumpe einfacher zu realisieren. In den Sekundärnetzen herrschen Vorlauftemperaturen zwischen 63 °C und 90 °C inkl. Wärmeübertrager müssten somit rund 68 – 95 °C geliefert werden. Die Arbeitszahl einer Wärmepumpe würde sich dadurch in einem Bereich zwischen 3,6 und 2,5 befinden und ein energetisch und wirtschaftlich sinnvoller Betrieb könnte dadurch leichter erreicht werden als bei einer Einspeisung in das Primärnetz. In Abbildung 37 sind die errechneten Leistungszahlen für die jeweiligen Temperaturen gezeigt.



\* theoretischer Wert, da für 150 °C geeignete Komponenten und Kältemittel eingesetzt bzw. gefunden werden müssen

**Abbildung 37: Gegenüberstellung der errechneten COP-Werte für unterschiedliche Betriebsbedingungen**

Eine Überlegung im Rahmen der Abwärmenutzung aus Kühltürmen könnte die Integration in bzw. die Versorgung von Niedertemperatur-Wärmenetzen sein. In den Forschungsprojekten NextGenerationHeat (FFG-Nr. 834582, [48]) und URBANcascade (FFG-Nr. 838683, [49]) wurden unterschiedliche Konzepte zur ökonomisch und ökologisch optimierten Raumwärme- und Warmwasserversorgung basierend auf niedrigen Vorlauftemperaturen evaluiert. Ein Ansatz ist dabei die Versorgung von Gebäuden in einem Inselnetz mit max. 63 °C Vorlauftemperatur. Die Vorlauftemperatur wird in diesem Fall, anders als in den beiden Fallbeispielen üblich, über das gesamte Jahr und unabhängig von der Außentemperatur, konstant auf 63 °C gehalten. Die Raumheizung kann in diesem Fall mittels Niedertemperatur-Heizsystemen erfolgen. Außerdem ist dieses Temperaturlevel auch für eine hygienische Trinkwarmwasserbereitung und -speicherung ausreichend hoch. Der COP der Wärmepumpe kann bei Quellentemperaturen von  $\approx 20$  °C und Senkentemperaturen (inkl. Wärmeübertrager) von  $\approx 68$  °C mit ca. 3,6 errechnet werden. Da beide Systeme (Quelle und Senke) auf einem konstanten Temperaturniveau vorliegen kann dieser Wert ganzjährig angenommen werden.

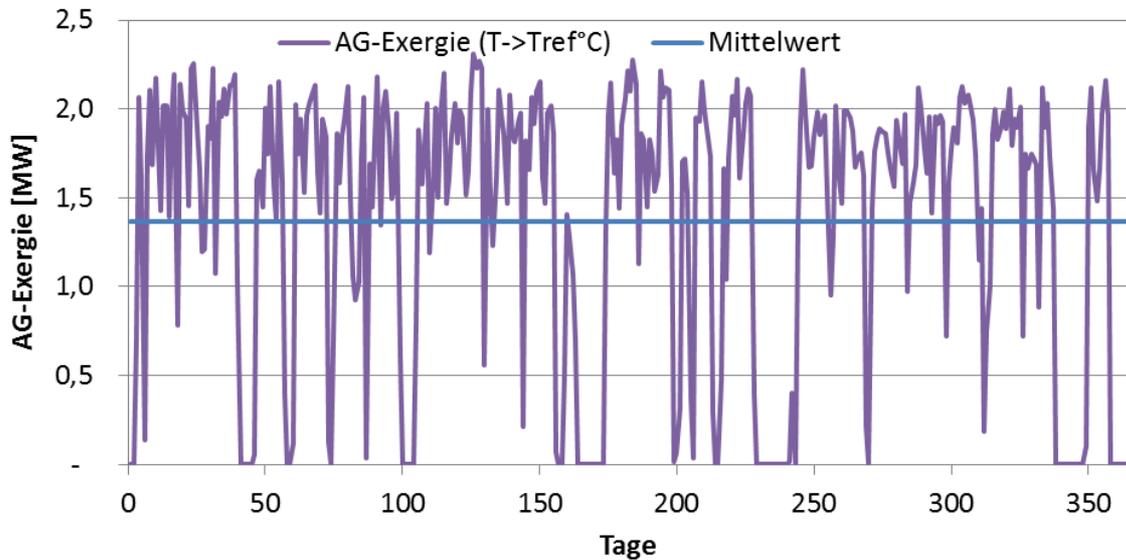
Bei rund 300 MW die an der Wärmequelle bereitstehen können somit rund 420 MW an Wärme auf einem Temperaturniveau von  $\approx 63$  °C bereitgestellt werden. Bei einer spezifischen Heizlast von rund 35 W/m<sup>2</sup> und einer durchschnittlichen Größe von 100 m<sup>2</sup> könnten dadurch bis zu 140.000 Wohneinheiten auf niedrigem Temperaturniveau versorgt werden. Dies zeigt das enorme Potential, das theoretisch auf niedrigem Temperaturlevel vorliegt. Für die praktische Umsetzung bedarf es einer genauen Planung und Auslegung des Systems, aber eine erste grobe Vorabschätzung kann durch die beschriebenen Berechnungen erfolgen. In der Praxis wird es nicht möglich sein das gesamte Potential in eigenen Niedertemperatur-Inselnetzen zu nutzen, jedoch könnten vor allem Stadterweiterungsgebiete im Osten und Süden der Stadt durch Abwärme in Kombination mit Wärmepumpen beheizt werden.

## **5.2 Abwärmepotentiale der voestalpine am Standort Linz zur Einspeisung in das Netz der Linz AG**

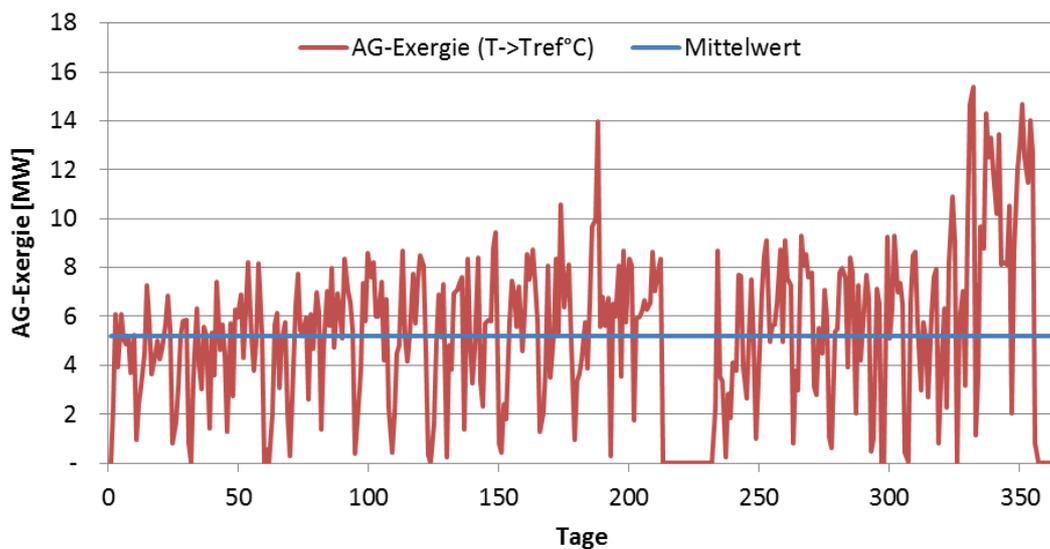
Wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben, liefert das Unternehmen voestalpine bereits rund 150 GWh Abwärme pro Jahr in das Fernwärmesystem der Kelag Wärme GmbH. Zusätzlich zu der bereits eingespeisten Wärme bestehen noch weitere Abwärmepotentiale am Standort Linz. Diese sind jedoch abhängig von den jeweiligen Produktionsprozessen und somit hochvolatil. Im folgenden Abschnitt werden nun Möglichkeiten zur Überbrückung der Differenz zwischen einer konstanten Abwärmeeinspeisung und den vorliegenden Abwärmeprofilen diskutiert. Alle beschriebenen Informationen und Daten beziehen sich auf Interviews mit Experten der voestalpine bzw. wurden aus öffentlich verfügbaren Informationsquellen bezogen.

Aus Messdaten der Abgase von zwei Anlagen am Standort Linz konnten Profile für die darin enthaltene Wärme generiert werden. Die Profile der Tagesmittelwerte sind in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. Da sich die im Abgas enthaltene thermische Leistung auf eine vordefinierte Bezugstemperatur (Anlage 1:  $T_{\text{Bezug}} = 130$  °C; Anlage 2:  $T_{\text{Bezug}} = 160$  °C) bezieht, wird die Leistung in den Diagrammen als Exergie bezeichnet. Die Bezugstemperatur stellt dabei die mindest erforderliche Abgastemperatur dar. Liegt die Temperatur der Abgase über der Bezugstemperatur

steht die thermische Leistung (aus der Differenz der Abgas- und der Bezugstemperatur) zur Verfügung und kann z.B. in ein Wärmenetz eingespeist werden.



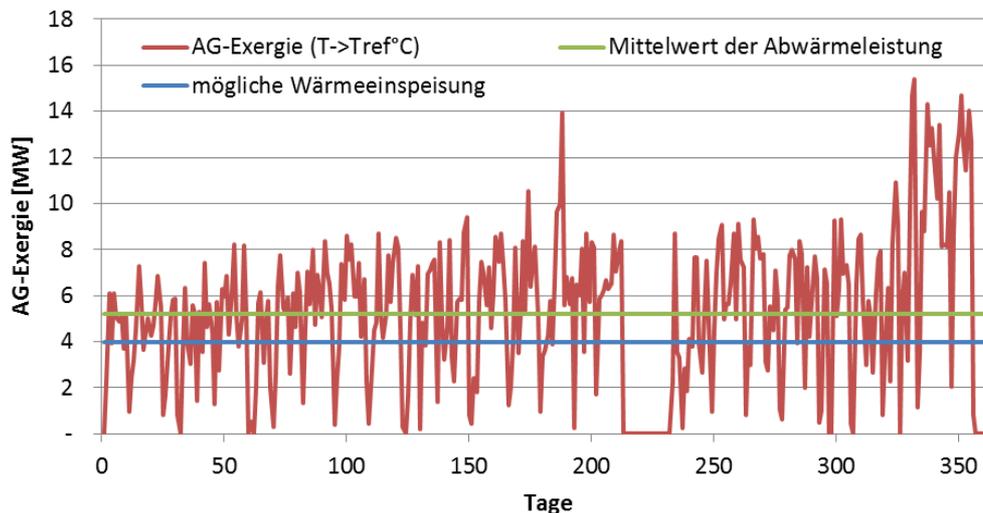
**Abbildung 38: Tagesmittelwerte der Abgaswärme Anlage 1**



**Abbildung 39: Tagesmittelwerte der Abgaswärme Anlage 2**

Da die Abgastemperatur über der Bezugstemperatur von 130 °C bzw. 160 °C liegen muss, ist auch sichergestellt, dass die maximale Vorlauftemperatur des Netzes erreicht wird und somit jedenfalls in das Netz eingespeist werden kann. Die Diagramme zeigen auch, dass es immer wieder zu Unterbrechungen der Abwärme kommt bzw. das aufgrund von Produktionsunterbrechungen eine starke Fluktuation gegeben ist. Zu dieser Zeit kann keine Wärme in das Netz geliefert werden. Um die Versorgungssicherheit dennoch gewährleisten zu können, müssen entweder Zusatzkapazitäten bereitgestellt oder Speichersysteme integriert werden. Zur ordnungsgemäßen Auslegung etwaiger Ausfallsreserven oder möglicher Speicherlösungen werden die Profile in der Folge genauer analysiert.

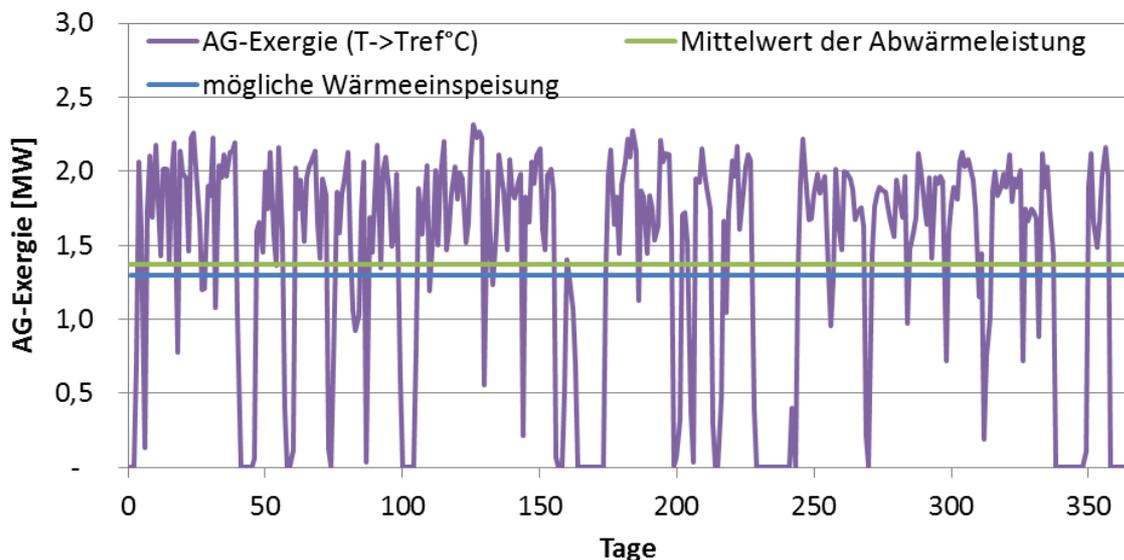
Die Abgasleistung aus Anlage 2 weisen einen Spitzenwert von ca. 15,4 MW auf. Der Jahresmittelwert beträgt rund 5,2 MW. Insgesamt könnten rund 45.400 MWh bereitgestellt werden. Über den Jahresverlauf weist das Profil immer wieder Leistungsspitzen aber auch Leistungseinbrüche auf. Der markanteste Leistungsausfall war von Tag 213 bis Tag 233. Zu dieser Zeit kann keine Wärme aus dem Abgas nach außen geliefert werden. Soll diese fehlende Leistung (bezogen auf die mittlere Einspeiseleistung von 5,2 MW und einem  $\Delta T = T_{VL} - T_{RL} = 130\text{ °C} - 60\text{ °C} = 70\text{ K}$ ) mittels Hochdruck-Speicher abgedeckt werden, müssten rund 2.560 MWh Wärme gespeichert werden (Berechnung siehe Gl. 5). Dies entspricht in etwa der dreifachen Kapazität des in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Wiener Hochdruck-Speichers. Der Speicher würde im Jahresverlauf immer wieder teilweise be- und entladen. Jedoch kann aufgrund des vorgegebenen Profils, die gesamte benötigte Wärme von rund 2.560 MWh zur Überbrückung der oben beschriebenen Ausfallszeit, nicht aus den Abgasen gewonnen und gespeichert werden, da aufgrund von wiederkehrenden Leistungseinbrüchen der Abwärme vor dem ermittelten längsten Ausfall, nicht genügend Energie zur Speicherung zur Verfügung steht. Daher muss in diesem Fall entweder ein zusätzlicher Wärmeerzeuger integriert oder die zugesicherte thermische Leistung, die an das Netz abgegeben wird, reduziert werden. Dadurch kann mehr (Überschuss-) Abwärme für längere Ausfallsperioden gespeichert werden. Außerdem kann die Speichergöße reduziert werden. Bei einer minimalen zugesicherten Einspeiseleistung von rund 4,0 MW wird ein Speicher für ca. 1.960 MWh benötigt. Diese Energie kann in den Wochen vor dem Ausfall gespeichert und während der unterbrochenen Produktion in das Wärmenetz eingespeist werden. Bei kleineren zugesicherten Einspeiseleistungen kann der Speicher demensprechend kleiner ausgelegt werden. Jedoch muss die Wärme während der Zeiten in denen nicht produziert wird, aus anderen Quellen bereitgestellt werden.



**Abbildung 40: Tagesmittelwerte der Abgaswärme Anlage 2 mit möglicher Einspeiseleistung**

Anlage 1 weist einen ähnlichen Profilverlauf wie Anlage 2 auf und ist geprägt von Leistungsspitzen und -einbrüchen. Im Jahresmittel hat Anlage 1 eine mögliche Abwärmeleistung der Abgasanlage von etwa 1,4 MW auf. Der Spitzenwert liegt bei  $\approx 2,3\text{ MW}$ . Über das gesamte Jahr stehen rund 12.000 GWh zur Verfügung. Der längste Leistungsausfall ist von Tag 228 bis Tag 243. Ein etwaiger Hochdruck-Speicher würde, nach den Berechnungen wie bei Anlage 2, etwa 510 MWh speichern müssen. Da auch hier die benötigte Wärmemenge vor dem Ausfall nicht gespeichert werden kann,

müsste wie bei Anlage 1 die zugesicherte Leistung auf rund 1,3 MW reduziert werden. Dadurch reduziert sich die Speichermenge auf rund 480 MWh, die in den Wochen vor dem Ausfall gespeichert und während der unterbrochenen Produktion in das Wärmenetz eingespeist werden kann.



**Abbildung 41: Tagesmittelwerte der Abgaswärme Anlage 1 mit möglicher Einspeiseleistung**

Wie Abbildung 40 und Abbildung 41 zeigen, kann durch den Einsatz von Speichern die hochvolatile Abwärme geglättet und somit als eine konstante Einspeisequelle in ein Wärmenetz fungieren. Dadurch ist es möglich die Abwärme zur Grundlastdeckung des Wärmebedarfs im Netz einzusetzen. Bei diesen Analysen handelt es sich jedoch um rein statische Energiebilanzierungen basierend auf Tagesmittelwerten der Abgasanlagen. In den Berechnungen werden dynamische Effekte im Speicher sowie etwaige Speicherverluste und Temperaturschichtungen nicht berücksichtigt. Für genauere Analysen zur Einbindung von Speichern in Fernwärmenetze, müssten einerseits genaue Profile des Fernwärmenetzes sowie der Abwärmequelle zur Verfügung stehen sowie dynamische Simulationsrechnungen durchgeführt werden. Die detaillierte Auslegung und Berechnung von Speichern für Fernwärmenetze ist jedoch nicht Bestandteil dieses Projektes und wird daher hier nicht weiter durchgeführt. Dieses Thema wird jedoch in anderen (Nachfolge-)Projekten, wie z.B. dem Projekt *FutureDHSystem Linz* oder *heat\_portfolio* weiter behandelt.

Da im Fernwärmenetz der Linz AG, ähnlich wie in Wien, vor allem in den Sommermonaten ein Überangebot an Wärme herrscht, können auch hier saisonale Wärmespeicher den Anteil an industrieller Abwärme an der Wärmeversorgung steigern.

## 6 Verfügbarkeit der jeweiligen Technologien und Ableitung des Forschungsbedarfs

Wie die Abschnitte zuvor zeigen, gibt es unterschiedliche Möglichkeiten der Nutzung von Abwärme auf unterschiedlichem Temperaturniveau. Die meisten Technologien wie Wärmeübertrager, Kurzzeitspeicher und Wärmepumpen im niedrigen Temperaturbereich sind bereits ausreichend erforscht und weit verbreitet. Forschungsbedarf besteht hingegen noch im Bereich der Hochtemperatur-Wärmepumpe bzw. gibt es auch hier bereits einige Einzelanfertigungen jedoch noch keine tiefe Marktdurchdringung. Da diese Geräte meist in speziellen Einsatzbereichen arbeiten, müssen deren Eigenschaften stets auf den jeweiligen Verwendungszweck abgestimmt werden. Gerade der Einsatz in industriellen Prozessen stellt dabei große Herausforderungen, da die einzelnen Prozesse oft sehr unterschiedlich sind und daher die eingesetzten Wärmepumpen meist Maßanfertigungen sind, die genau für den Prozess entwickelt wurden.

Ein weiteres interessantes Forschungsgebiet eröffnet sich im Bereich der Langzeit- oder Saisonal-speicher. Vor allem in Dänemark aber auch teilweise in Deutschland konnten schon Erfahrungen im Betrieb dieser Speicher gesammelt werden, die in Zukunft auch in Österreich eingesetzt werden könnten. Ein prominentes Beispiel hierfür sind die Planungen und Untersuchungen rund um die zukünftige Fernwärmeversorgung von Graz [50]. Auch verschiedene österreichische Forschungsprojekte wie z.B. *FutureDHSsystem Linz*, *heat\_portfolio* und *SeasonalGridStorage* beschäftigen sich mit dem Thema Speicherung und im speziellen mit Langzeitspeichern.

## 7 Zusammenfassung

Bei vielen industriellen Prozessen entsteht Abwärme, die für den Prozess selbst oder andere Prozesse nicht mehr verwendet wird bzw. werden kann. Industrielle Abwärmeeinspeisung in Fernwärmenetze kann unter den sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Fernwärmebetreiber aber auch Industrieunternehmen zunehmend attraktiv werden und stellt außerdem eine bedeutende Option zur CO<sub>2</sub>-Reduktion und Erhöhung der Energieeffizienz dar. Skandinavische Staaten zeigen, mit einem Abwärmeanteil von rund 11 %, vor wie großflächige Abwärmeintegration in Wärmenetze geschehen kann. In Österreich liegt der Anteil von Abwärme an der Fernwärmeproduktion derzeit bei rund 2 % (inkl. Geothermie). Die durchgeführten Recherchen haben gezeigt, dass österreichweit rund 6.853 GWh/a an Abwärme zur Verfügung stehen würden. Die Abwärmepotentiale liegen dabei auf unterschiedlichen Temperaturstufen vor. Im Bereich < 35 °C wurde dabei das mit ≈ 5.300 GWh größte Potential erhoben. Im Bereich von 50-100 °C stehen rund 820 GWh zur Verfügung und bei Temperaturen > 100 °C rund 730 GWh [3].

Um die auf unterschiedlichem Temperaturniveau vorliegende Abwärme für den Einsatz in Wärmenetzen nutzbar zu machen stehen unterschiedliche technische Lösungen zur Verfügung. Abhängig vom Temperaturniveau der vorliegenden Abwärmequelle kann die Wärme über einen Wärmeübertrager in das Wärmenetz eingespeist werden oder es muss eine Wärmepumpe eingesetzt werden, um Niedertemperatur-Abwärme auf ein höheres Niveau zu heben. Bei hohen Netztemperaturen kommen spezielle Hochtemperatur-Wärmepumpen zum Einsatz. Im Allgemeinen kommen für die Einspeisung von (Ab-)Wärme in ein Netzwerk verschiedene Varianten in Frage. Je nach Schaltung ergeben sich für den Fernwärmebetreiber und den Einspeiser Vor- und Nachteile. Die Entnahme aus dem Fernwärme-Rücklauf und Einspeisung in den Fernwärme –Vorlauf entspricht einer klassischen Einbindung eines Erzeugers in ein Fernwärmenetz. Diese Form der Einspeisung wird von den Fernwärmebetreibern meist bevorzugt, da sich die Rücklauftemperatur nicht ändert und ein Teil der Pumpkosten vom Einspeiser getragen wird. Bei der Entnahme aus dem und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf kann der Wärmeeinspeiser aufgrund der geringsten möglichen Temperaturniveaus mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeiten, was vor allem für Wärmepumpen vorteilhaft ist. Die Rücklauftemperaturerhöhung weist jedoch Nachteile für den Fernwärmenetzbetreiber auf, da sich auch die Wirkungsgrade der gegebenenfalls vorhandenen konventionellen Wärmeerzeuger aufgrund der höheren Rücklauftemperatur verringern können. Durch die Entnahme aus dem und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf muss der dezentrale Einspeiser die höchsten benötigten Temperaturen bereitstellen. Dies führt zu einem geringeren Wirkungsgrad verglichen mit den beiden zuvor beschriebenen Schaltungen.

Neben der Temperatur ist auf die zeitliche Verfügbarkeit von Abwärme zu achten. Bei unzeitigem Abwärmepotential können Speicher- oder Back-up-Systeme nötig sein, um die Versorgungssicherheit im Wärmenetz gewähren zu können. Dabei können kompakte Kurzzeitspeicher aber auch großvolumige Langzeitspeicher zum Einsatz kommen. Eine weitere Möglichkeit stellt die Nutzung des Fernwärmenetzes als kurzfristigen Speicher dar. Dabei werden die Temperaturen zwischenzeitlich je nach Bedarf (und nach Möglichkeit) variiert und somit ein Speichereffekt erzielt. Des Weiteren kann die thermische Trägheit der am Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude ebenso genutzt

werden, um die Zeiten zu überbrücken, in denen keine industrielle Abwärme vorhanden ist (Lastverschiebung). Anstatt Speichereffekte zu nutzen, können auch erzeugerseitige Ausfallsreserven gebildet werden. Durch zusätzliche Erzeuger oder Back-up-Systeme, wie z.B. Heizkessel, können Perioden mit geringer Abwärmelieferung überbrückt werden.

Aus der Sicht der Netzbetreiber müssen, um den sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb des Netzes gewährleisten zu können, vorgegebene Rahmenbedingungen eingehalten werden. Dies betrifft das vorherrschende Temperatur- und Druckniveau sowie die Regelung der Netze. Außerdem wird je nach Netzstruktur (Strahlen-, Ring- oder Maschennetz) eine mögliche Integration von dezentral anfallender Wärme erschwert oder erleichtert. Ferner muss die Wärmeaufbringung an den Wärmebedarf angepasst werden, wobei vor allem in den Sommermonaten ein Überangebot an Wärme einem reduzierten Bedarf gegenübersteht.

In den beiden analysierten Städten Wien und Linz wird in unterschiedlicher Form bereits seit einigen Jahren Abwärme in die Fernwärmesysteme eingespeist. Weitere Potentiale könnten im Zuge der angestellten Untersuchungen erhoben werden. So könnten von Seiten der *OMV Refining & Marketing GmbH* aus dem Standort Schwechat noch weitere 30 MW (zusätzlich zu den bereits eingespeisten 50 MW) an Bandleistung zur Verfügung gestellt werden. Außerdem könnten rund 300 MW auf einem Temperaturlevel von rund 25 °C für die Nutzung durch Wärmepumpen abgegeben werden. In Linz liefert die *voestalpine Stahl GmbH* bereits rund 150 GWh Abwärme pro Jahr in das Fernwärmesystem der Kelag Wärme GmbH. Aus den beiden oben analysierten Anlagen könnten weitere rund 57 GWh bereitgestellt werden. Aufgrund der hohen Volatilität wären hierfür jedoch zusätzliche Speicherkapazitäten notwendig.

Wie in Kapitel 6 beschrieben sind die meisten Technologien wie Wärmeübertrager, Kurzzeitspeicher und Wärmepumpen im niedrigen Temperaturbereich bereits ausreichend erforscht, weit verbreitet und können somit ohne weiteres zum Einsatz kommen. Forschungsbedarf besteht hingegen noch im Bereich der Hochtemperatur-Wärmepumpe sowie im Bereich der Langzeit- oder Saisonspeicher.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2015,“ [Online]. Available: [https://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zasp15\\_hi.pdf](https://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zasp15_hi.pdf) . [Zugriff am 19 10 2015].
- [2] M. Pehnt, J. Bödeker, M. Arens, E. Jochem und F. Idrissova, „Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung,“ Heidelberg, Karlsruhe, 2010.
- [3] Kommunalkredit Public Consulting, „Abwärmepotenzialerhebung 2012,“ Wien, 2012.
- [4] S. Brückner, S. Liu, L. Miro, M. Radspieler, L. Cabeza und E. Lävemann, „Industrial waste heat recovery technologies: An economic analysis of heat transformation technologies,“ Garching, 2015.
- [5] H.-J. Wagner, H. Unger und et al., „Validierung und kommunale Disaggregation des Expertensystems HERAKLES,“ Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2002.
- [6] S. e. a. Brueckner, „Methods to estimate the industrial waste heat potential of regions – A categorization and literature review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 38 , p. 164–171, 2014.
- [7] FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Fernwärme - Sicher Sauber Bequem,“ Wien, 2011.
- [8] Wien Energie , „Süße Wärme: Manner-Schnitten heizen für Wien,“ 07 01 2016. [Online]. Available: <http://www.wienenergie.at/eportal3/ep/contentView.do/pageTypeld/67831/programId/74495/contentTypeld/1001/channelId/-53365/contentId/82788>.
- [9] A. Paar, F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier, H. Huther, J. Kühne und I. Weidlich, „Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien,“ Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main, 2013.
- [10] A. Oberhammer, „Fernwärmefest 2010,“ 2010. [Online]. Available: <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/10-1/oberhammer.pdf> . [Zugriff am 20 3 2013].
- [11] M. Theißing, „Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteil- und Wärmenutzungssystemen,“ Kapfenberg, 2009.
- [12] United Nations Environment Programme , „Energy Efficiency Guide for Industry in Asia - Thermal Energy Equipment: Waste Heat Recovery,“ Bangkok , 2006.
- [13] P. e. a. Biermayr, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2012“.
- [14] H. L. Cube, F. Steimle, H. Lotz und J. Kunis, Lehrbuch der Kältetechnik - Band 1., Bd. 4, Heidelberg,,: C.F. Müller Verlag, 1997.
- [15] S. Robbi, D. Haas, A. Wirths und E. Eckstädt, LowEx Fernwärme - Multifunktionale Fernwärmesysteme, Dresden: AFGW, 2010.
- [16] S. Frederiksen und S. Werner, District Heating and Colling, Lund: Studentlitteratur, 2013.
- [17] H. e. a. Averbalk, „On the use of surplus electricity in district heating systems,“ *14th International Symposium on District Heating and Cooling*, September 7th to September 9th, 2014, Stockholm, Sweden.

- [18] Fortum Värme, „Open District Heating,“ [Online]. Available: <http://www.opendistrictheating.com/>. [Zugriff am 16 02 2016].
- [19] E. Rylander, *Open District Heating for Data Centera*, Kista: Fortum Värme, 2015.
- [20] S. Werner, „Current and future temperature levels in district heating systems“. *Halmstad University, 2013*.
- [21] B. e. al, „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung, Endbericht,“ Wien, 2015.
- [22] Dürr thermea GmbH, „CO2-Großwärmepumpen,“ [Online]. Available: <http://www.durr-thermeco2.com/de/>. [Zugriff am 08 03 2016].
- [23] R. Freimüller, „Wärmepumpensysteme im Gewerbe und mehrgeschossigen Wohnbau,“ [Online]. Available: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/pdf/gespraech-waermepumpen5.pdf>. [Zugriff am 08 03 2016].
- [24] Frio therm AG, „Wärme aus "Abfallenergie",“ [Online]. Available: <http://www.friotherm.com/de/fernwaerme/>. [Zugriff am 08 03 2016].
- [25] S. Wolf, U. Fahl, M. Blesl und A. Voß, „Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland,“ Stuttgart, 2014.
- [26] G. Bucar, K. Schweyer, C. Fink , R. Riva , M. Neuhäuser, E. Meissner, W. Streicher und C. Halmdienst, „Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze,“ Wien, 2005.
- [27] R. Schmidt, D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, G. Siegel, T. Brandhuber, N. Dorfinger und D. Reiter, „SmartHeatNetworks - Intelligente Fernwärmenetze,“ Wien/Salzburg, 2013.
- [28] K. Ellehauge, „Solar heat storages in district heating networks,“ 2007.
- [29] C. Hoffmann und H. Puta, „Dynamic optimization of energy supply systems with Modelica models,“ 2006.
- [30] D. Basciotti und et al., „Sensible heat storage in district heating networks: a novel control strategy using the network as storage,“ Wien, 2011.
- [31] F. Ochs, A. Zottl, H. Schranzhofer, R. Heimrath, C. Halmdienst und D. Reiterer, „Store4Grid – Optimierte Erdbeckenwärmespeicher für Nahwärmenetze,“ Wien, 2015.
- [32] P. Biermayer und et al, „Erfolgsfaktoren für solare Mikrowärmenetze mit saisonaler geothermischer,“ 2013.
- [33] Wien Energie, „Innovative Wege der Wärmeversorgung in Wien bis 2050,“ 01 03 2016. [Online]. Available: [http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/egs/pdf/egs160301\\_rapottnig.pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs160301_rapottnig.pdf).
- [34] M. Köfinger und et al, „SeasonalGridStorage - Innovative saisonale Wärmespeicher für urbane Wärmenetze,“ 08 03 2016. [Online]. Available: <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id8151>.
- [35] R. S. D.Basciotti, „Peak Loads in District Heating Netowrks: A comparison Study and pratictal considerations,“ in *The 14th International Symposium on District Heating and Cooling*, Stockholm, Sweden, 2014.
- [36] C. Dötsch, J. Taschenberger und I. Schönberg, „Leitfaden Nahwärme,“ Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 1998.

- [37] Wien Energie , „Unternehmenspräsentation Geschäftsjahr 2011/12,“ 2013. [Online]. Available: <https://www.gaswaerme.at/de/pdf/13-1/irschik.pdf> [Zugriff am 12 2 2016].
- [38] Magistrat der Stadt Wien - Magistratsabteilung 37, „Techniknovelle 2012 - Energieausweis bzw. Nachweis über Wärmeschutz, Nachweis über Schallschutz, Einsatz hocheffizienter alternativer Systeme,“ Wien, 2012.
- [39] Wien Energie , *Präsentation: Erzeugungsanlagen Verbundfahrweise - Fernwärme in Wien*, Wien, 2011.
- [40] Stadt Wien , „Weltweit erster Hochdruck-Wärmespeicher,“ [Online]. Available: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/erneuerbare/waermespeicher.html>. [Zugriff am 4 3 2016].
- [41] Wien Energie, „Technische Richtlinien - Technische Auslegungsbedingungen,“ 03 08 2016. [Online]. Available: [http://www.wienenergie.at/media/files/2015/technische%20richtlinie%20tr-tab%20technische%20auslegungsbedingungen\\_140557.pdf](http://www.wienenergie.at/media/files/2015/technische%20richtlinie%20tr-tab%20technische%20auslegungsbedingungen_140557.pdf).
- [42] Linz AG, „Geschäftsbericht 2015,“ Linz, 2015.
- [43] Linz AG, *Die Kraftwerke der Linz AG*, Linz, 2013.
- [44] Linz AG, „Unternehmensdaten Linz AG,“ 2 2 2016. [Online]. Available: [http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/unternehmensdaten\\_2/centerWindow; jsessionid=431BB5B2CA11452E9E26854265141D84.node2?plaginit=1&action=1](http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/unternehmensdaten_2/centerWindow; jsessionid=431BB5B2CA11452E9E26854265141D84.node2?plaginit=1&action=1).
- [45] Linz AG, Interviewee, *Experteninterviews im Rahmen des Projektes OPEN HEAT GRID mit Experten der Linz AG*. [Interview]. 2015.
- [46] C. Freimüller, „Preisgünstige Fernwärme für zukunftssichere Energieversorgung,“ Linz.
- [47] Gerald Bachmann OMV, Interviewee, *Experten Interview im Rahmen des Projektes OPEN HEAT GRID*. [Interview]. 15 12 2015.
- [48] M. Köfinger, R.-R. Schmidt, D. Basciotti, S. Hauer, C. Doczekal, A. Giovannini, L. Konstantinoff, M. Hofmann, V. Andreeff, E. Meißner, H. Ondra, P. Teuschel und O. Frühauf, „NextGenerationHeat - Niedertemperaturfernwärme am Beispiel unterschiedlicher Regionen Österreichs mit niedriger Wärmebedarfsdichte,“ Wien, 2015.
- [49] M. Köfinger, R.-R. Schmidt, D. Basciotti, K. Eder, W. Bogner, H. Koch und W. Bogner, „URBANcascade - Optimierung der Energie-Kaskaden in städtischen Energiesystemen zur Maximierung der Gesamtsystemeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger und Abwärme,“ Wien, 2016.
- [50] W. Prutsch , „Die Zukunft der Fernwärme in Graz,“ 01 03 2016. [Online]. Available: [http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/egs/pdf/egs160301\\_prutsch.pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs160301_prutsch.pdf).
- [51] S. W. Urban Persson, „District heating in sequential energy supply,“ *Applied Energy* 95 (2012) 123–131.

## **Kontakt**

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**  
Giefinggasse 2, 1210 Wien, Österreich

[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)  
Fax +43 50550- 6679

**Markus Köfinger, MSc.**  
Engineer  
Energy Department  
Sustainable Thermal Energy Systems  
+43 50550-6248  
[markus.koefinger@ait.ac.at](mailto:markus.koefinger@ait.ac.at)