

Wien, 20.12.2016

K u r z b e r i c h t

Nah- und Fernwärme – Auseinandersetzung mit Innovationsaspekten

Ralf-Roman Schmidt,
Roman Geyer
AIT / TES

INHALT

1	Zusammenfassung.....	4
2	(potentielle) zukünftige Entwicklungen.....	7
2.1	Entwicklung der Fernwärme	7
2.2	Das Energiesystem von morgen.....	7
2.3	Fernwärme im Spannungsfeld zwischen Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit.....	8
2.4	Nationale Entwicklungen im Europäischen Kontext.....	9
3	Fernkälte	11
3.1	Potentiale	11
4	Umstellung auf erneuerbare Energieträger.....	13
4.1	Möglichkeiten und Potentiale für erneuerbare bzw. alternative Energieträger	13
4.2	Wesentliche Barrieren.....	15
5	Innovationsbedingte Aspekte	17
5.1	Senkung der Systemtemperaturen	17
5.2	Dezentralisierung der Netze	18
5.3	Erhöhung der Flexibilität / Speicherfähigkeit.....	19
5.4	„Hybridisierung“ des Energiesystems	20
6	Einbindung und Rolle von NutzerInnen.....	22
6.1	Smart Heat Meter.....	22
6.2	Demand Side Management	22
6.3	Verbrauchserfassung und Bewertung.....	23
6.4	Neue Tarifsysteme	23
6.4.1	Anreize zur Senkung der Rücklauftemperaturen.....	23
6.4.2	Flexible Tarife/„Wärmebörse“	23
6.4.3	Erfahrungen aus Schweden mit neuen Tarifsystemen	24
7	Literaturverzeichnis	25

DOKUMENTHISTORIE

Autor	Ralf-Roman Schmidt, Roman Geyer
Bearbeitungsdatum	20.12.2016
Inhalt/Zweck	Literaturrecherche / Zusammenfassung bestehender Arbeiten
Änderungen	

SYNOPSIS

Es handelt sich bei dem vorliegenden Dokument um einen auf Innovationsaspekte bezogenen Teil der Studie „Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der KonsumentInnen“. Er umfasst die Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der „FuE-Roadmap Fernwärme/Fernkälte“, der „Strategic Research Agenda Intelligentes Energiesystem“ und weiterer AIT Projekte sowie ergänzenden Literaturrecherchen. Der Fokus liegt auf folgenden Bereichen:

1. (potentiellen) zukünftigen Entwicklungen
2. Bedeutung und Potential für Fernkälte
3. Umstellung auf erneuerbare Energieträger
4. Innovationsbedingte Aspekte
5. Rolle und Einbindung von NutzerInnen

1 Zusammenfassung

Fern- bzw. Nahwärmenetze¹ sind ein wesentlicher Bestandteil des österreichischen Energiesystems, fast jede vierte Wohneinheit (24 %) wird mit Fernwärme versorgt. Während rund die Hälfte der Fernwärmeaufbringung aus Biomasse, Müllverbrennung und industrieller Abwärme stammt, wird der andere Teil aus fossilen Quellen (Erdgas), hauptsächlich in hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK) Anlagen erzeugt. Aufgrund geringer Erlöse aus dem Stromverkauf und hoher Erdgaseinkaufspreise können vor allem erdgasbefeuerte KWK-Anlagen oftmals nicht mehr rentabel betrieben werden. Für eine wirtschaftliche Umsetzung des bestehenden Fernwärmeausbaupotentials bedarf es hoher Anschlussgrade.

Ein Nischen-Dasein führt derzeit noch die Fernkälte (derzeit nur mit Netzen in Wien, Linz, Mödling und St. Pölten), sie ist jedoch ein Bereich mit stark steigender Tendenz. Aufgrund des fortschreitenden Klimawandels ist auch in Zukunft mit einem erhöhten Kühlbedarf zu rechnen. Bei starker Nachfrage und durch Nutzung von Absorptionskältemaschinen in Kombination mit umweltfreundlichen Wärmequellen² oder freier Kühlquellen wie Oberflächen- oder Grundwasser könnte der Bedarf mit Hilfe von Fernkältenetzen nachhaltig und wirtschaftlich gedeckt werden.

Um die international vereinbarten Klimaschutzziele (COP21) erreichen zu können, sind in Bezug auf die Wärme- und Kälteversorgung eine Reduktion des Endenergieverbrauches, eine hohe Energieeffizienz, die Minimierung des Wärmeverlusts, der bei der Wärmeverteilung auftritt, und der vermehrte Einsatz erneuerbarer Wärmequellen wesentlich. Internationale Studien zeigen, dass zur Schaffung eines gesamtwirtschaftlichen „Optimums“ eine Balance zwischen thermischen Sanierungsmaßnahmen und der Herstellung einer nachhaltigen Wärmeversorgung erreicht werden muss. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer und alternativer Wärmequellen kann ein wichtiger Beitrag zum Erreichen der COP21-Ziele sein und gleichzeitig sowohl Investitionsrisiken reduzieren als auch die Versorgungssicherheit erhöhen.

Die wichtigsten erneuerbaren Energieträger in den Wärmenetzen in Österreich sind gegenwärtig biogene Brennstoffe, hauptsächlich Hackschnitzel, mit einem Anteil von ca. 15%³ an der gesamten Fernwärmeaufbringung. Vor allem in ländlichen Regionen ist Biomasse der primäre Brennstoff, die lokale Verfügbarkeit kann derzeit als ausreichend angenommen werden. Jedoch besteht das Risiko, dass aufgrund steigender Nachfrage und

¹ 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. Im Folgenden werden daher beide Begriffe synonym genutzt bzw. allgemein der Begriff „Wärmenetze“ verwendet.

² Bei Absorptionskältemaschinen erfolgt im Gegensatz zur Kompressionskältemaschine die Kühlung durch eine temperaturbeeinflusste Lösung des Kältemittels. Hierfür wird als Antriebsenergie eine Wärmequelle mit einem Temperaturniveau von im Regelfall über 70 °C benötigt.

³ Dieser Anteil bezieht sich auf die Statistik des Fachverbandes Gas Wärme, bei der viele kleinere Biomasse-basierte Nahwärmenetze allerdings nicht berücksichtigt sind. Der reale Anteil dürfte entsprechend höher liegen.

der Nutzungskonkurrenz durch die stoffliche Verwertung mittel- bis langfristig die Weltmarktpreise steigen werden.

Alternative Wärmequellen wie Solar- oder Geothermie, industrielle Abwärme und Umgebungswärme über Wärmepumpen spielen in Österreichs Wärmenetzen zurzeit eine untergeordnete Rolle, ihr Anteil liegt in Summe bei ca. 8 %. Für eine großflächige Integration alternativer Wärmequellen sind die bestehenden Wärmenetze in Österreich nicht ausgelegt, da diese Quellen oftmals dezentral vorliegen und/oder ein niedriges Temperaturniveau aufweisen und/oder zeitlich nicht (oder nur schwer) kontrollierbar sind. Ebenso fehlen erforderliche regulatorische Randbedingungen. Um eine zukunftsfähige Wärmeversorgung unter Einbeziehung eines signifikanten Anteils alternativer Wärmequellen zu erreichen ist die Umsetzung folgender Innovationen notwendig:

1. Senkung der Systemtemperaturen (Vor- und Rücklauftemperaturen): Dies ist eine wesentliche Voraussetzung zur vermehrten Nutzung alternativer Wärmequellen. Dadurch könnten außerdem derzeitige Wärmeverteilungsverluste und Stromkosten für Umwälzpumpen reduziert und die Verwendung kostengünstiger Rohrleitungssysteme im Neubau ermöglicht werden. Die Temperaturen im Wärmenetz werden im Wesentlichen von den angeschlossenen Gebäuden bestimmt, wobei technische Maßnahmen zur Reduktion der gebäudeseitigen Temperaturniveaus für Bestand und Neubau bekannt und gut beherrschbar sind. Aufgrund der gegenwärtigen Dominanz der Hochtemperaturerzeugung, wie Heizkessel oder KWK-Anlagen, die ohne Weiteres Vorlauftemperaturen von 100 °C und mehr erreichen, gibt es jedoch keine signifikanten Vorteile niedrigerer Systemtemperaturen. Entsprechend fehlen oftmals konkrete Anreize zur Initiierung der technischen Maßnahmen zur Reduktion der Temperaturniveaus im Neubau und bei der Sanierung, wodurch wiederum hohe Systemtemperaturen benötigt werden, was die Dominanz der Hochtemperaturerzeugung stabilisiert.
2. Dezentralisierung der Netze: Hier geht es um zwei Aspekte: 1. Die dezentrale Einspeisung alternativer Wärmequellen in bestehende Wärmenetze stellt eine technische Herausforderung bzgl. Strömungsumkehr und Energiemanagement dar. 2. Die Erstellung dezentraler Inselnetze, in denen nur wenige Gebäude mit lokalen Wärmequellen vernetzt werden, ermöglicht die bestmögliche Nutzung der Potentiale alternativer Energieträger. Herausforderungen bestehen allerdings bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der KonsumentInnenrechte und höheren spezifischen Investitionskosten aufgrund fehlender Vorteile durch Skaleneffekte.
3. Erhöhung der Flexibilität / Speicherfähigkeit: Die Kurzzeitflexibilisierung (Stunden bis Tage) zur Reduktion der Lastspitzen und zur Anpassung an fluktuierende Erzeugungsanlagen ist bereits relativ gut beherrschbar. Die größte Herausforderung besteht in der Langzeitflexibilisierung (Wochen bis Monate): Die sommerliche Überschusswärme aus der Solar- und Geothermie, von Wärmepumpen, industriellen Abwärmeeinspeisern und aus der Müllverbrennung müsste in die Übergangszeit und in den Winter verschoben werden können. Obwohl dazu bereits langjährige

Erfahrungen in kleineren Wärmenetzen vorliegen, liegen die Barrieren in urbanen Wärmenetzen bei den hohen Investitionskosten, dem hohen Platzbedarf und dem niedrigen Temperaturniveau des Speichers.

4. „Hybridisierung“ des Energiesystems: Die gemeinsame Betrachtung des Stromnetzes, des Fernwärme-/Kältenetzes und des Gasnetzes ermöglicht durch die Integration diverser Kopplungspunkte die Schaffung wesentlicher Synergien, wie z.B. Speicherung von Stromüberschüssen bei volatiler Stromerzeugung. Wesentliche Herausforderungen hybrider Energiesysteme sind noch anzupassende Rahmenbedingungen, die hohe technische Komplexität und ein dynamisches Verhalten auf verschiedenen Zeitskalen. Letzteres bezieht sich auf die gegenseitigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der jeweiligen Netze bei unterschiedlichen Zeitkonstanten, von Sekundenbruchteilen im Stromnetz bis zu Stunden und Tagen im Wärme- und Gasnetz.

Mithilfe von neuen Informations- und Kommunikationstechnologien ist es möglich, dass NutzerInnen eines Wärmenetzes stärker einbezogen werden. Derzeit ist allerdings die Verbreitung derartiger Technologien, insbesondere in städtischen Fernwärmenetzen eher gering. Eine weitreichende Integration von intelligenten Wärmemessgeräten (Smart Heat Meter) bringt vor allem Netzbetreibern Vorteile (z.B. Statusbewertung, Lastprognosen und Fehlererkennung). Durch die Einführung zusätzlicher Funktionalitäten können z.B. Heizlasten besser gesteuert und damit Lastspitzen im Netz reduziert, Verbesserungspotentiale bei der Heizungsanlage visualisiert oder neue Tarifsysteme, z.B. zur Reduktion der Rücklauftemperaturen eingeführt werden.

Zu beachten sind allerdings die mit der Einführung von Smart Heat Meter verbundenen Risiken für VerbraucherInnen im Zusammenhang mit Datenschutz und -sicherheit. Auch können finanzielle Anreizsysteme zur Änderung des Nutzerverhaltens – wie z.B. zeitabhängige Tarifmodelle – zu finanziellen Nachteilen für KonsumentInnen führen, besonders für einkommensschwache Haushalte, für die die Ausgaben für Energie ein relevanter Kostenfaktor ist. Die Flexibilität der Haushalte ist aufgrund eines geregelten Tagesablaufes (mit Nachfragespitzen vorwiegend in den Morgen- und späten Nachmittagszeiten) sehr gering, um die Nachfrage nach Wärme entsprechend der Preise anzupassen. Überdies wird die Nachfrage nach Wärme sehr stark von der Außentemperatur bestimmt und oft verfügen die WärmenachfragerInnen über keinen Zugang zum Heizsystem um selbst Änderungen durchführen zu können. Überdies sind die Flexibilisierungspotentiale bei Haushalten im Vergleich zu Großverbrauchern, wie Industrie- und Gewerbebetrieben oder öffentlichen Gebäuden, sehr gering, so dass einer flächendeckenden Einführung derartiger Systeme eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse vorangehen sollte.

2 (potentielle) zukünftige Entwicklungen

Fern- bzw. Nahwärmenetze sind ein wesentlicher Bestandteil des österreichischen Energiesystems. Es bestehen zurzeit über 2.400 Wärmenetze in Österreich, jede vierte Wohneinheit in Österreich wird mit Fernwärme beheizt (Raumwärme und Großteils auch Warmwasserbereitung) – mit steigender Tendenz insbesondere in Ballungsräumen. Österreich liegt damit im internationalen Mittelfeld, vor Ländern wie Deutschland (12 %) und der Schweiz (4 %), aber hinter Ländern wie Tschechien (38 %) oder Dänemark (63 %) [1].

2.1 Entwicklung der Fernwärme

Die leitungsgebundene Wärmeversorgung fand die erste kommerzielle Verbreitung zu Zeiten der Jahrhundertwende. Um die Abwärme der thermischen Kraftwerke zu nutzen, die für die zunehmende Elektrifizierung der Städte entstanden, wurde Wasserdampf (mit Vorlauftemperaturen (VLT) über 130 °C) als Wärmeträger eingesetzt (die sogenannte „1. Generation“). Sinkende Kundenanforderungen in den 1930er Jahren ermöglichten die „2. Generation“, in der Wasser mit VLT über 100 °C verwendet wird. Weitere Änderungen an den Kundenanlagen ermöglichten seit den 1970er Jahren eine Reduktion der VLT auf ca. 95 °C, die „3. Generation“. Aktuelle Entwicklungen von Fernwärmenetzen gehen in Richtung einer „4. Generation“ und damit verbundenen VLT unter 70 °C, sogenannten Niedertemperatur-systemen [2], die die Verwendung von Niedertemperaturquellen wie Wärmepumpen ermöglichen. In diesem Zusammenhang sind auch sogenannte „Anergie-Netze“ oder „kalte-Nahwärme“-Netze zu nennen, die mit VLT von 10-30 °C und dezentralen Wärmepumpen bei den Verbrauchern zur Temperaturerhöhung arbeiten.

Während insbesondere im skandinavischen Raum bereits diverse Netze der 4. Generation erprobt werden (der Anteil der Fernwärmeproduktion aus Wärmepumpen liegt z.B. in Schweden bei ca. 10 % [3], sind die über 2.400 Fern- bzw. Nahwärmenetze (mit einer Gesamtabgabe von 22.178 GWh im Jahr 2014 [4]) in Österreich fast ausschließlich als Systeme der 2. und 3. Generation ausgeführt.

Die bestehenden Wärmenetze sind gegenwärtig aufgrund der unsicheren Preisentwicklung der Brennstoffe und der sinkenden Erlöse durch den Stromverkauf der KWK-Anlagen sowie aufgrund von Sanierungsmaßnahmen bzw. hohen Neubaustandards sinkenden Nachfragedichten zunehmend unwirtschaftlich [5]. Das Image der Fernwärme bei den VerbraucherInnen ist jedoch positiv, wie eine im Jahr 2015 im Auftrag des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) durchgeführte Erhebung zeigt [6].

2.2 Das Energiesystem von morgen

Die internationale Staatengemeinschaft hat sich darauf verständigt, den durch den Menschen verursachten Klimawandel auf 2 °C gegenüber dem Niveau vor der Industrialisierung zu begrenzen. Die Europäische Union hat daher bis 2020 ist eine

Reduktion von 20 % der Treibhausgas (THG)-Emissionen festgelegt, mittelfristig ist bis 2030 eine Minderung von 40 % politisch vereinbart und im Rahmen der Vorbereitung auf die Klimakonferenz von Paris international zugesagt. Langfristig wird bis 2050 eine Reduktion um mindestens 80 % als notwendig angesehen. Die Internationale Energieagentur (International Energy Agency, kurz IEA) hat das in Abbildung 1 dargestellte Szenario für eine fast vollkommene Dekarbonisierung des Energiesektors erstellt.

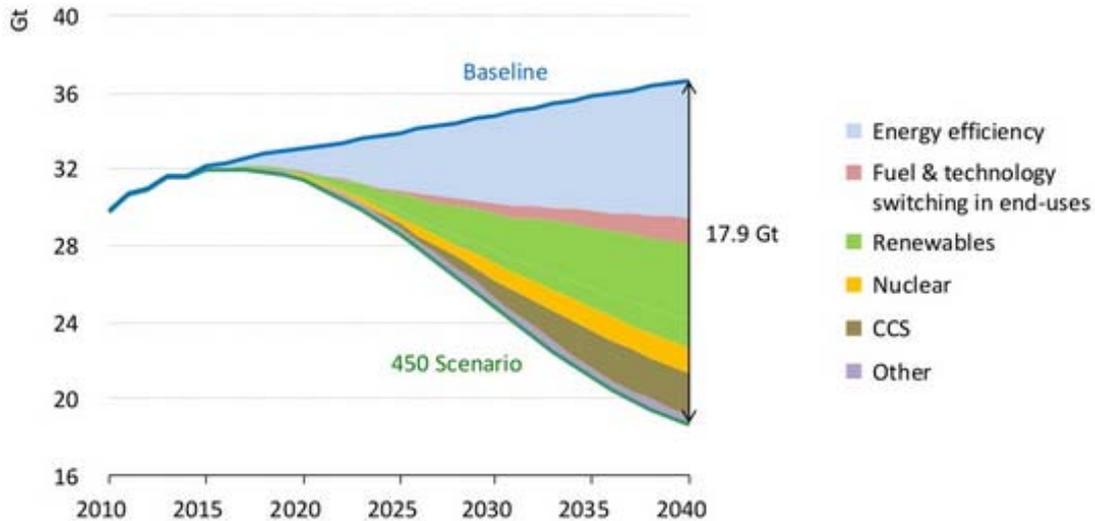


Abbildung 1: Mögliches Szenario für eine fast vollkommene Dekarbonisierung [7]

Um die Ziele zu erreichen, sind in Bezug auf die Wärme- und Kälteversorgung eine Reduktion des Endenergieverbrauches, eine hohe Energieeffizienz, die Verlustminimierung bei der Wärmeverteilung und der vermehrte Einsatz erneuerbarer und alternativer Energieträger notwendig. Bei der Wärmeversorgung von Wohnungen und den Tertiärsektor (Temperaturbereich im Regelfall unter 150 °C) sind sehr gute Voraussetzungen gegeben, den heute noch bedeutenden Anteil fossiler Energieträger deutlich und nachhaltig zu vermindern. Der Einsatz von Fernwärme und -kälte kann somit einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die energie- und umweltpolitischen Ziele zu erreichen [5].

2.3 Fernwärme im Spannungsfeld zwischen Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit

Aus Systemsicht liegt der Fokus auf der Gestaltung eines effizienten Energiesystems auf der Minimierung des Primärenergieeinsatzes und damit sowohl auf der Integration von effizienten Einzeltechnologien, einer hohen Endenergieeffizienz als auch der Nutzung von nicht weiter vermeidbaren Abwärmepotentialen aus Prozessen in Industrie und Gewerbe – letzteres kann nur durch Fernwärmenetze ermöglicht werden.

Im Zusammenhang mit einer hohen Endenergieeffizienz ist jedoch auf folgendes zu achten: Bei der thermischen Gebäudesanierung bzw. bei Neubaustandards muss eine Balance zwischen den Investitionskosten bzw. dem Einsatz an grauer Energie (Energienmenge für

Herstellung, Transport, Lagerung, Verkauf und Entsorgung) für die Energiesparmaßnahme (z.B. die CO₂-Emissionen für die Herstellung und das Recycling der Dämmstoffe) und der Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der Wärme- und Kältebereitstellung (CO₂-Emissionen im Betrieb, Primärenergiebedarf) erreicht werden. Bei einem immer weiter sinkenden Wärmebedarf werden investitionskostenintensive Systeme wie die leitungsgebundene Wärmebereitstellung (Wärme- und Gasnetze), aber auch erneuerbare Energien wie Solarthermie und Wärmepumpen zunehmend unwirtschaftlich: Bei einem abnehmenden Wärmeabsatz, aber gleich bleibenden Fixkosten für die Wärmeerzeugung und -verteilung (Wartungs- und Kapitalkosten für die Infrastruktur) sinkt ihre Wirtschaftlichkeit. Somit besteht die Gefahr, dass verstärkt Wärmeerzeugungssysteme mit geringen Investitionskosten zum Einsatz kommen, wie Öl-Kessel oder rein elektrische betriebene Systeme⁴, wodurch die Bestrebungen zu einem hocheffizienten und erneuerbaren Energiesystems massiv konterkariert werden.

Im Rahmen des STRATEGO Projektes (gefördert aus Mitteln der EU⁵) wurden Szenarien erstellt und Simulationen des Energiesystems unter Berücksichtigung der räumlich explizit aufgelösten Verbrauchspotentiale und der Potentiale alternativer bzw. erneuerbarer Energiequellen für fünf europäischen Länder (Tschechische Republik, Kroatien, Rumänien, Italien und das Vereinigte Königreich) durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass es in dicht besiedelten Gebieten in Hinblick auf Energieeffizienz, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen auf lange Sicht (Perspektive 2050) am sinnvollsten ist, die Wärmeversorgung fast ausschließlich auf Fernwärme aufzubauen (kombiniert mit Sanierungsmaßnahmen), wobei hier die Nutzung alternativer Energiequellen wie Abwärme, Solarthermie bzw. Großwärmepumpen mit Umweltwärme oder Abwärme als Wärmequelle dominiert. Außerhalb urbaner Gebiete erwies sich in der STRATEGO Studie dagegen eine fast durchgehende Ausstattung der Gebäude mit Wärmepumpen als die ökologisch und ökonomisch beste Variante [8].

2.4 Nationale Entwicklungen im Europäischen Kontext

Zurzeit existieren keine politisch akkordierten Ziele für die Entwicklung der Fernwärme/ Fernkälte auf Bundesebene. Entscheidungen zu Ausbau, Verdichtung oder Adaptierungen von Fernwärme- oder Fernkältenetzen erfolgen in Österreich i.A. aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten der einzelnen Energieversorger bzw. sind stellenweise Instrumente der lokalen Energieraumplanung zu berücksichtigen.

In diesem Zusammenhang ist das 2009 vom BMFW und BMLUF herausgegebene Dokument „Energiestrategie Österreich“ [9] zu erwähnen, in dem unterschiedliche Maßnahmen zum Thema Fernwärme diskutiert wurden, wie z.B. die Optimierung von

⁴ Wärmepumpen wandeln elektrische Energie weitaus effizienter in thermische Energie um als rein elektrisch betriebene Systeme. Während letztere Wirkungsgrade von bis zu 100 % aufweisen, können erstere unter Berücksichtigung der einbezogenen Umweltenergie üblicherweise Wirkungsgrade von 300 % und mehr erreichen.

⁵ <http://stratego-project.eu/>

Biomasse-Nahwärmanlagen, die Erstellung von Versorgungskonzepten für biogene Energieträger, die Erstellung von regionaler Energiekonzepten, das Ausschließen der Förderung von individuellen Heizsystemen in einem Gebiet mit Fernwärmeversorgung, die Berücksichtigung der Änderung in der Wärmenachfrage bei Infrastrukturprojekten und ein Vorrang für lokal vorliegenden Abwärmeüberschuss.

Ergänzend dazu wurde zwischen 2013 und 2015 der „F&E-Fahrplan Fernwärme und Fernkälte: Innovationen aus Österreich“ im Auftrag des Klima- und Energiefonds erstellt [5]. Hierfür wurde im Rahmen von mehreren Workshops und Experteninterviews die gesamte Fernwärmebranche adressiert. Darauf aufbauend wurde 2016 die „Strategic Research Agenda zur Entwicklung eines intelligenten Energiesystems in und aus Österreich“ entwickelt, die die Fernwärmethemen in einen weiteren Kontext stellt. Die Ergebnisse bilden eine zentrale Grundlage des gegenständlichen Berichtes.

Im Jahr 2015 hat die TU Wien (EEG) das Potenzial für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich im Rahmen der Berichtspflichten gemäß Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU, Artikel 14 sowie Anhänge VIII und IX bewertet. Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden [10]:

- Es besteht ein großes Potenzial zum Ausbau der Wärmenetze. Für eine wirtschaftliche Umsetzung bedarf es allerdings entsprechend hoher Anschlussgrade
- Die Kostenunterschiede zwischen netzgebundener und dezentraler Versorgung sind gering, allerdings abhängig von der Wärmedichte bzw. dem Anschlussgrad → Rahmenbedingungen und Anreize für Anschlüsse sehr wichtig („Anschlusspflicht“, „Energieraumplanung“)
- Ein Großteil des zusätzlichen Fernwärme-Potentials ist unter den gegebenen Bedingungen nicht wirtschaftlich.
- Geothermie, Abwärme, Müllverbrennung sind günstigste Optionen, jedoch setzt der CO₂-Preis derzeit keine ökonomischen Anreize zur Umstellung auf alternative Wärmequellen

3 Fernkälte

Während insbesondere in Deutschland und im skandinavischen Raum sowie in Norditalien mehrere Fernkältenetze in Betrieb sind, siehe Abbildung 2, links, führt die Fernkälte mit Netzen in Wien, Linz, Mödling und St. Pölten noch ein Nischen-Dasein. Die derzeitige Fernkälteabgabe in Österreich (ca. 138 GWh in 2015 [1], wobei der Wiener Hauptbahnhof den größten Bedarf hat [11]) beträgt um ca. 75 % weniger als in Finnland und Deutschland und erreicht nur rund 85 % des Wertes von Frankreich und Schweden (Schweden hat in etwa dieselbe Bevölkerungsanzahl wie Österreich, aber wesentlich geringere Durchschnittstemperaturen, siehe Abbildung 2, rechts). Die Tendenz in Österreich ist jedoch stark steigend, seit 2009 hat sich der Wert mehr als vervierfacht. Die Länge des aktuellen Fernkältenetzes in Österreich wird mit knapp 18 Kilometer angeführt [11].

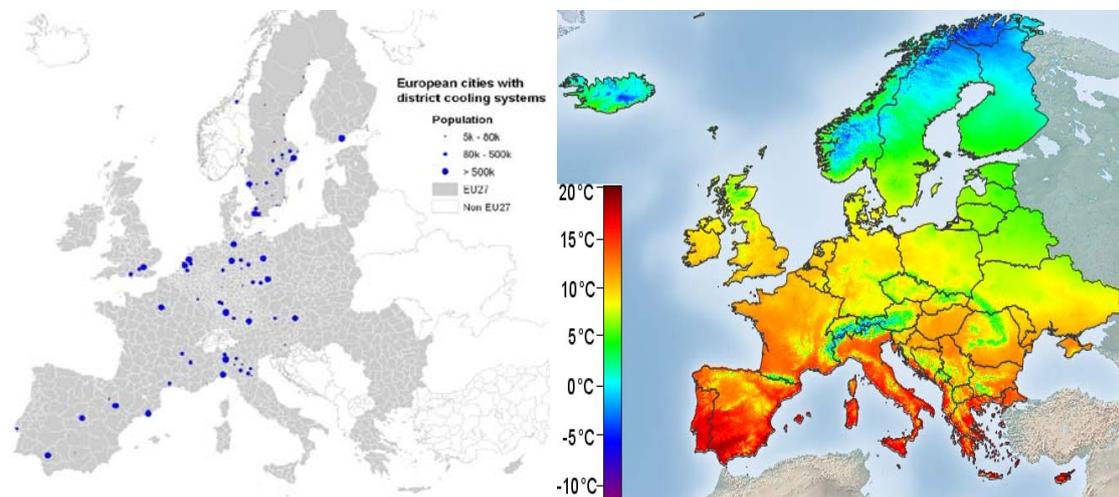


Abbildung 2: links: Fernkältenetze in der EU27 (2011) [12], rechts: Durchschnittstemperaturen [13]

3.1 Potentiale

Aufgrund des fortschreitenden Klimawandel ist tendenziell mit einem steigenden Temperaturniveau, vor allem in den immer enger und dichter bebauten Städten auszugehen. In weiterer Folge wird die Häufigkeit extremer heißer Sommer steigen [14]. Demzufolge ist von einer steigenden Rolle des Kühlbedarfs in Österreich auszugehen. Eine Möglichkeit zur Senkung dieses Kühlbedarfs in den Städten ist, vermehrt Parks, Straßenbegleitgrün, etc. oder offene Wasserflächen, Bäche, etc. einzusetzen sowie das Reflexionsvermögens der Gebäude und der städtischen Infrastruktur durch die Schaffung heller Oberflächen (z.B. weißes Mauerwerk) zu erhöhen [15].

Da jedoch Frei- und Grünräume im urbanen Raum nur begrenzt zur Verfügung stehen und in Bereichen dichter Bebauung und bei Gebäuden mit hohen solaren und internen Gewinnen (z.B. im Bürobau) auch eine passive Kühlung nicht ausreicht bzw. oftmals nachträglich nicht eingesetzt werden kann, ist eine aktive Klimatisierung zum Erreichen komfortabler Raumtemperaturen bzw. Vermeidung sommerlicher Überwärmung (siehe ÖNORM B 8110-

3) notwendig. Bei hoher Nachfragedichte und bei Vorhandensein von umweltfreundlichen Wärmequellen (Abwärme, Solarenergie, Erdwärme) aber auch durch freie Kühlung wie z.B. durch Nutzung des Oberflächenwassers stellt die Fernkälte eine umweltfreundliche und wirtschaftliche Alternative zur Erzeugung der Kälte mit Kompressionskältemaschinen auf individueller Basis dar. Bei Verwendung von Absorptionskältemaschinen sollte die verwendete Wärme aber auf einem hohen Temperaturniveau vorliegen – ein Zielkonflikt zu dem Bestreben, die Netztemperaturen (siehe Abschnitt 4.2) zu senken.

Bei der Fernkälte ist anzumerken, dass die Temperaturdifferenzen zwischen Vor- und Rücklauf üblicherweise geringer sind als bei der Fernwärme, und somit höhere Rohrleitungsdurchmesser notwendig sind, was die Investitionskosten erhöht und somit üblicherweise geringere Distanzen als bei der Fernwärme zurückgelegt werden können. In der KWK/FWK Potentialanalyse der TU Wien wurde der gebäudebezogene Kühlenergiebedarf im Jahr 2025 auf Basis von Modellrechnungen mit 2,6 TWh_{th} abgeschätzt. Das technische Potenzial für den Einsatz von Absorptionskältemaschinen beträgt unter den getroffenen Annahmen etwas mehr als 0,3 TWh_{th} – eine potentielle Verdreifachung der aktuell installierten Anlagen. Laut Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen soll auch zukünftig die Produktion und der Netzausbau von Fernkälte ansteigen. Alleine in Wien soll die Fernkälteleistung jährlich um 10 bis 20 MW ansteigen. Weiters waren zum Beispiel die Landeskrankenhäuser Mödling und Mistelbach-Gänserndorf (5 bzw. 4 MW Kälteleistung im Endausbau [16], [17]) in den letzten Jahren Vorantreiber für Fernkälte-Projekte [18]. Der Einsatz von Absorptionskältemaschinen kann sich mitunter positiv auf bestehende Wärmenetze auswirken. Durch die erhöhte Sommerlast leisten sie einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen und reduzieren damit auch die prozentuellen hohen Verluste im Sommer.

Laut dem Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen wird der Kältebedarf weiter ansteigen. In Europa wird derzeit rund die Hälfte der Büroflächen klimatisiert. Dieser Anteil könnte in Zukunft auf 80 % ansteigen. Der Fachverband schätzt weiteres ein, dass in Europa in 20 Jahren gleich viel Energie fürs Kühlen wie fürs Heizen benötigt wird. Zum Teil benützen Industrie- und Großkunden Fernkälte über das ganze Jahr. Ganzjährig gekühlt werden unter anderem technische und medizinische Geräte, Server und Rechenzentren, Großküchen sowie Laboratorien. Im Sommer kommt zusätzlich Kältebedarf für die Klimatisierung von Bürogebäuden, Krankenhäusern und Einkaufszentren hinzu [11].

4 Umstellung auf erneuerbare Energieträger

Gegenwärtig stammt in etwa die Hälfte der Energieaufbringung der Fernwärme in Österreich aus Biomasse (15 %⁶) und der Müllverbrennung (25 %) sowie Industrielle Abwärme, Geothermie und sonstige Quellen (8 %), die andere Hälfte wird aus fossilen Quellen hergestellt, im Wesentlichen Erdgas (40 %). Für die Fernwärmeerzeugung in urbanen Gebieten werden meistens hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK) -Anlagen verwendet. Aufgrund des Wandels auf den internationalen Energiemärkten, können vor allem gasbefeuerte KWK Anlagen wegen geringer Strompreise und höheren Gaspreisen teilweise nicht mehr rentabel betrieben werden. Durch die schwierigeren wirtschaftlichen Bedingungen der KWK-Anlagen, verlagerte sich in den letzten Jahren die Erzeugung zunehmend auf reine Heizkessel [1]. In vielen ländlichen Wärmenetzen spielt Biomasse (insbesondere in Form von Hackschnitzeln) eine bedeutende Rolle. Die lokale Verfügbarkeit von Biomasse kann derzeit als ausreichend angenommen werden, 2011 wurden ca. 7% des für eine energetische Verwertung⁷ bestimmten Holzes importiert [19]. Jedoch besteht das Risiko, dass aufgrund steigender Nachfrage und der Nutzungskonkurrenz durch die stoffliche Verwertung mittel- bis langfristig die Weltmarktpreise steigen werden. Weitere Herausforderung sind die bei vielen Biomasseheiz(kraft)werken auslaufende Förderungen.

Die Integration erneuerbarer bzw. alternativer Energieträger wie Solar- oder Geothermie, industrielle Abwärme und Umgebungswärme mithilfe von Wärmepumpen kann die Investitionsrisiken in Wärmenetze verringern, die Versorgungssicherheit erhöhen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen senken und somit zu dem COP21 Zielen beitragen.

4.1 Möglichkeiten und Potentiale für erneuerbare bzw. alternative Energieträger

Folgende erneuerbare bzw. alternative Wärmequellen stehen i.A. zur Integration in Wärmenetze zur Verfügung:

Mithilfe von Solarthermie wird Sonnenenergie genutzt um nutzbare thermische Energie zu erhalten. Mit den heute verfügbaren Kollektortechnologien können ausreichend hohe Temperaturen erzielt werden, um sie in den meisten Wärmenetzen direkt einzusetzen. Die größte Solarthermieanlage Österreichs hat eine Fläche von ca. 7.000 m² und speist in das Grazer Fernwärmenetz ein. Damit können rund 500 Haushalte versorgt werden [20]. Während die Solarthermie in österreichischen Wärmenetzen eine untergeordnete Rolle spielt, werden in manchen dänischen Wärmenetzen bereits solare Deckungsgrade bis über 50 % erreicht. Die Flächen der Solarkollektoren in diesen Wärmenetzen erreichen dabei mehr als 50.000 m², was einer Fläche von ca. 7 Fußballfeldern entspricht. Um hohe solare

⁶ Dieser Anteil bezieht sich auf die Statistik des Fachverbandes Gas Wärme, bei der viele kleinere Biomasse-basierte Nahwärmenetze allerdings nicht berücksichtigt sind - der reale Anteil dürfte entsprechend höher liegen

⁷ Da auch Sägebeneprodukte und Rinde aus importiertem Rundholz energetisch verwertet werden, ist der gesamte Anteil der Importhölzer an der energetischen Verwertung höher.

Deckungsgrade zu erreichen werden saisonale Wärmespeicher benötigt (siehe Abschnitt 5.3). Hier lässt sich auch schon eine wesentliche Barriere von Solarthermie erkennen. Die Produktion erfolgt hauptsächlich in den Sommermonaten – genau in der Zeit, in der die Wärmelast in den Netzen am geringsten ist und oftmals andere Erzeugungskapazitäten vorliegen – wie z.B. aus der Müllverbrennung.

Die Nutzung der Tiefengeothermie beschränkte sich in Österreich lange „nur“ auf die balneologische Nutzung (d.h. Thermalbäder). Seit ca. 1980 wird auch versucht, Geothermie für die Wärme- und Stromproduktion einzusetzen. In Österreich gibt es insgesamt 15 Anlagen mit energetischer Nutzung, wobei zwei davon auch Strom produzieren. Die installierte Wärme-Gesamtleistung liegt bei etwa 93 MW [21]. Potenziale für mittelfristig erschließbare Leistungen werden im oberösterreichischen Molassebecken mit 150 MW, im steirischen Becken mit 25 MW und im Wiener Becken mit 300 MW gesehen. Je nach Gebiet werden Temperaturen von 150 °C in einer Tiefe zwischen 3,6 bis 5,0 km erwartet [22]. Die Nutzung von Geothermie nimmt z.B. in der Energiestrategie der Stadt Wien einen hohen Stellenwert ein [23] – es kann von einem Gesamtpotential im Wiener Raum von bis zu 300 MW ausgegangen werden [24] – jedoch ist der technische Aufwand für die Bohrungen im Vergleich zu anderen Technologien hoch.

Abwärme tritt bei vielen industriellen Produktionsprozessen, aber auch im Gewerbe (z.B. Kühlung in Supermärkten oder Rechenzentren) auf. Diese Abwärmequellen sind sehr unterschiedlich, manche lassen sich direkt aufgrund des hohen Temperaturniveaus in traditionelle Fernwärmenetze einspeisen, bei Niedertemperaturabwärmequellen werden Wärmepumpen zur Nutzbarmachung benötigt. Ein aktuelles Beispiel für die Nutzung von Abwärme ist der Süßwarenhersteller Manner. Dieser speist seit Anfang Oktober 2016 rund 1 MW thermische Energie in das Wiener Fernwärmenetz ein. Dies entspricht einer Wärmeversorgung von 600 Haushalten [25]. Weitere Beispiele für die Nutzung von Abwärme sind die OMV (Lieferung von 50 MW Bandlast und bis zu 185 MW Spitzenlast an das Wiener Fernwärmenetz [26]) sowie die voestalpine (Lieferung von 150 GWh/a Abwärme in das Fernwärmesystem der Kelag in Linz [26]). Zurzeit laufen auch einige Forschungsprojekte⁸ um weitere Abwärmepotenziale zu identifizieren und diese auch zu nutzen.

Wärmepumpen heben mithilfe von Antriebsenergie (meist Strom) die Temperatur einer Wärmequelle (Luft, Oberflächen- oder Grundwasser, Erdreich, Abwärme...) an, um sie auf der Wärmesenke (Fernwärmenetz) mit gewünschtem Temperaturniveau bereitzustellen. Je geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist, desto effizienter arbeiten Wärmepumpen. Für die Integration von Wärmepumpen in Wärmenetzen ist es daher wichtig, dass die Wärmequelle ein möglichst hohes Temperaturniveau hat bzw. eignen sich vor allem Niedertemperaturnetze mit geringen Vorlauftemperaturen für den Einsatz von Wärmepumpen. Als Wärmequellen kommen beispielsweise Flusswasser [27] sowie Abwärme aus Gewerbe- und Industriebetrieben in Frage. Eine weitere mögliche

⁸ Relevante Forschungsprojekte sind z.B. „OPEN HEAT GRID“, „FutureDHSsystem Linz“, „HEAT_re_USE.vienna“, „Potenziale und Einsatzgrenzen der Niedrigtemperatur-Abwärmennutzung für die Raumklimatisierung“, „Abwärmeeatlas - Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potenziale und Forschungsbedarf“

Wärmequelle besteht in der Nutzung von Rauchgaskondensation in thermischen Verbrennungsanlagen. In Österreich wird bereits bei manchen Biomassekesseln Rauchgaskondensation mithilfe von Wärmepumpen betrieben.

4.2 Wesentliche Barrieren

Die bestehenden Netze in Österreich sind im Regelfall nicht für eine signifikante Einspeisung der in Abschnitt 4.1 genannten Wärmequellen ausgelegt. Ursache ist, dass die genannten Quellen oftmals dezentral vorliegen und/oder ein niedriges Temperaturniveau haben und/oder zeitlich nicht (oder nur schwer) kontrollierbar sind. Konkret sind folgende Barrieren zu nennen:

Barriere für dezentralen Quellen: Viele Wärmenetze weisen eine Strahlen- bzw. Baumtopologie auf, in denen eine dezentrale Einspeisung bzw. Lastumkehr nicht bzw. nur mit erhöhtem Aufwand möglich ist. Des Weiteren sind die Betriebsstrategien und Regelungskonzepte nicht auf eine hohe Zahl dezentraler Erzeuger ausgelegt.

Barriere für Niedertemperaturquellen: Aufgrund der geringen technischen Effizienz vieler Kundenanlagen (hohe Vor- und Rücklauftemperaturen im Wohnbau, bei gewerblichen und industriellen Verbrauchern) und zur kosteneffizienten Übertragung der benötigten Wärmemenge werden i.A. relativ hohe Vorlauftemperaturen im Wärmenetz eingestellt. So werden viele Wärmenetze heutzutage mit Vorlauftemperaturen zwischen 70 °C (Sommer) und 120, z.T. auch bis zu 160 °C (Wien) im Winter betrieben. Die Rücklauftemperaturen liegen i.A. zwischen 55 und 65 °C.

Barriere für zeitlich fluktuierende Erzeugung: Es liegen oftmals relativ geringe Speicherkapazitäten im Netz vor, da die traditionell dominierenden thermischen Kraftwerksparks sich den Verbraucherprofilen relativ gut anpassen lassen bzw. kostengünstige, fossil betriebene Spitzenlastkessel vorgehalten werden. Dieses gilt insbesondere für langfristige (Wochen - Monate) bzw. saisonale Verschiebungen, die bei der Integration aller alternativer Wärmequellen eine hohe Rolle spielt.

Des Weiteren ist anzumerken, dass eine zunehmende Einspeisung von Abwärme von industriellen Betrieben, dezentralen Wärmequellen wie Solarthermie und weiteren Kleinerzeugern, die stärkere Interaktion mit dem Stromnetz über Wärmepumpen und mögliche neue Marktakteure wie z.B. Speicheranbieter einen erhöhten Abstimmungsbedarf bei Planung, Auslegung, Realisierung, Betrieb und Sanierung von Wärmenetzen erfordern.

Ein wesentlicher Faktor ist auch, dass die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen nicht für eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz und des Anteils Erneuerbarer im Wärmenetz geeignet sind. Das betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Fehlende Abstimmung der Förderungen auf Bundes- und Landesebene, wie beispielsweise für Ökostrom, für Wärmepumpen oder für Biomasseheizanlagen, und die daraus resultierende Nichtausnutzung von Synergien (z.B. Speicherung).

- Die rechtlichen Anforderungen zur Vermeidung von Legionellen sind in Österreich restriktiver als in anderen Ländern (z.B. Schweden).
- Sich häufig ändernde rechtlichen Rahmenbedingungen erschweren die Planungssicherheit für langfristige Großprojekte,
- Technischen Restriktionen erschweren die Entwicklung von Geschäftsmodelle für die Einspeisung Dritter in das Wärmenetz, den Betrieb von Speichern sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperaturen (siehe Abschnitt 5.1).
- Fehlende Finanzierungsanreize für großvolumige Infrastrukturinvestitionen wie z.B. Langzeitspeicher⁹ oder große Solaranlagen.

⁹ Derartige Finanzierungsanreize werden z.B. derzeit in dem vom KLIEN geförderten Projekt „Future DH Linz“ untersucht.

5 Innovationsbedingte Aspekte

Um eine zukunftsfähige, wirtschaftliche und nachhaltige Fernwärmeversorgung zu erreichen ist die Umsetzung folgender Innovationen notwendig:

5.1 Senkung der Systemtemperaturen

Niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen sind der wichtigste “enabler“ für die Integration alternativer Wärmequellen, die hauptsächlich auf niedrigem Temperaturniveau vorliegen bzw. deren volles Potential erst bei geringen Temperaturniveaus entfaltet werden kann. Weitere Vorteile niedriger Systemtemperaturen im Wärmenetz sind die Reduktion der Wärmeverteilverluste und der Pumpstromkosten. Auch können in Neubaugebieten kostengünstige Rohrleitungssysteme gewählt werden.

Die Temperaturen im Wärmenetz werden im Wesentlichen von den angeschlossenen Gebäuden bestimmt. Die Vorlauftemperaturen ergeben sich einerseits aus der Warmwasserbereitung (insbesondere im Sommer) und der Auslegung der Heizsysteme, andererseits aus der zu transportierenden Wärmemenge (insbesondere im Winter), welche wiederum aus dem kumulierten Wärmebedarf aller Verbraucher resultiert. Um den Wärmetransport wirtschaftlich zu gestalten, hängen die Vorlauftemperaturen (zu den meisten Zeiten im Jahr) direkt von den Rücklauftemperaturen ab. Dementsprechend ist eine Absenkung der Rücklauftemperaturen eine wesentliche Maßnahme zur Reduktion der Vorlauftemperaturen.

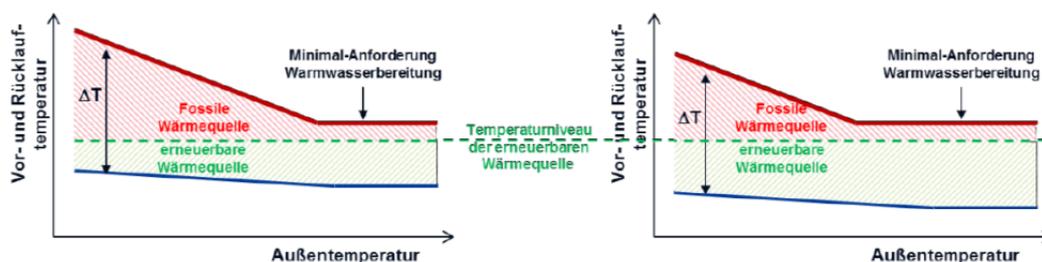


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Rücklauftemperaturen (RLT) auf das Potential erneuerbarer Energieträger mit niedrigem Temperaturniveau, links: Ausgangszustand mit hohen RLT, rechts: Möglichkeit zur Senkung der RLT (AIT eigene Darstellung)

Technische Maßnahmen zur Reduktion der Vor- und Rücklauftemperaturen im Bestand oder im Neubau sind im Regelfall bekannt und gut beherrschbar. Jedoch zeigen sich folgende Herausforderung zu deren Implementierung: Obwohl die prinzipiellen Vorteile der Reduktion der Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen bekannt sind, ist in den gegenwärtigen Netzen oftmals nur von sehr geringen Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit auszugehen bzw. können Steigerungen der Wirtschaftlichkeit nicht ohne weiteres quantifiziert werden. Hierfür sind die Eigenschaften der momentan dominierenden Hochtemperaturerzeugungsanlagen verantwortlich. Solange niedrige Netztemperaturen keinen oder nur einen

vernachlässigbaren Beitrag zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze haben, fehlen konkrete finanzielle Anreize zur Initiierung von Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen für Bauträger und Gebäudeeigentümer, was wiederum in einem reduzierten Potential alternativer Wärmequellen resultiert und die Dominanz der Hochtemperaturerzeuger stabilisiert. Sollte es nicht möglich sein, aus diesem Dilemma auszubrechen, drohen schwerwiegende Lock-In Effekte. Zusätzlich ergeben sich folgende Barrieren zur Reduktion der sekundärseitigen Temperaturniveaus:

- Oftmals fehlende Kontrollen für vorgeschriebene Maßnahmen (z.B. hydraulischer Abgleich siehe ÖNORM EN 14336).
- Die Struktur der gegenwärtigen Wärmelieferverträge bzw. technischen Anschlussbedingungen mit langfristigen Laufzeiten und de facto ohne Kündigungsoptionen (auch mangels Alternativen).
- Oftmals fehlende Möglichkeiten zur Erstellung temperatur- oder massenstromabhängiger Tarife. Der Grund dafür ist, dass die in Österreich momentan verwendeten Wärmemengenzähler oftmals nur auf die reine Wärmeenergie geeicht sind (siehe [28] und [29]). Temperaturen bzw. der Massenstrom werden nicht explizit erfasst und dürfen deshalb nicht für Verrechnungszecke verwendet werden.
- Da die Entscheidungsträger für die Durchführung von Maßnahmen am Gebäude bzw. am Heizsystem zur Reduktion der Rücklauftemperaturen nicht die Nutznießer evtl. Vorteile im Betrieb sind, ist deren Motivation zur Umsetzung gering.

5.2 Dezentralisierung der Netze

Hierbei werden folgende zwei Aspekte adressiert:

1. Die dezentrale Einspeisung in bestehende Wärmenetze. Während heutzutage üblicherweise 2-3 Erzeuger, in größeren urbanen Wärmenetzen bis zu 10 Erzeuger, im Regelfall zentral integriert werden, stellt die Integration einer großen Anzahl verteilt vorliegenden Wärmequellen, insbesondere in Netze mit Strahlentopologie eine große technische Herausforderung dar. Dieses betrifft insbesondere die Strömungsumkehr und nicht ausreichend dimensionierte Rohrleitungen sowie einen eventuell schnell wandernden Netzschlehtpunkt und damit verbunden Regelungstechnische Schwierigkeiten sowie unterschiedliche Druck- und Temperaturniveaus.

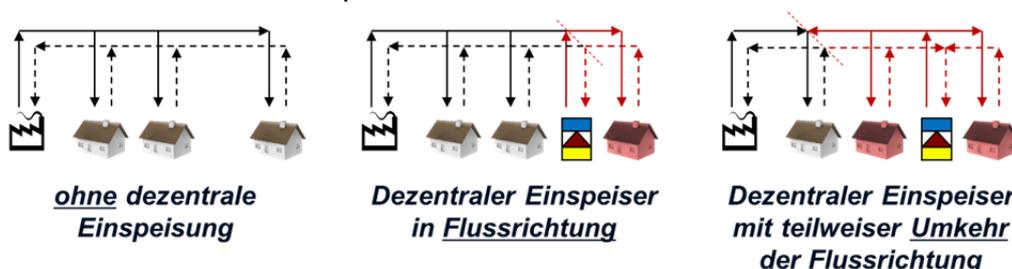


Abbildung 4: Links: Zentrale Erzeugung, Mitte und rechts: dezentrale Einspeisung in ein Strahlennetz (AIT eigene Darstellung)

2. Dezentrale Wärmenetze, sogenannte Mikro- oder Insel-Netze. Diese beinhalten nur wenige Gebäude und können somit optimal auf lokale Verbraucher und verfügbare Wärmequellen zugeschnitten werden bzw. die lokalen Potentiale bestmöglich nutzen. Ebenfalls ist ein Betrieb auf geringeren Temperatur- und Druckniveaus möglich, was weitere Kostenvorteile bringt und das Potential saisonaler Speicher verbessert (siehe Abschnitt 5.3). Eine Verbindung von Mikro-Netzen zu bestehenden Hochtemperaturfernwärmenetzen kann aufgrund der Möglichkeit eines Backups und der Aufnahme von Wärmeüberschüssen aus Mikro-Netzen vorteilhaft sein. Herausforderungen bestehen in folgenden Bereichen:

- Die Versorgungssicherheit ist bei Nutzung einer einzigen Wärmequelle geringer, der Ausfall eines Erzeugers muss durch Gaskessel o.ä. kompensiert werden.
- Je kleiner die Netze werden, desto wichtiger ist die Bedeutung der einzelnen Stakeholder, so dass in Mikro-Netzen neue Geschäftsmodelle zur Berücksichtigung von Einzelinteressen notwendig werden können. Andererseits ist die Gewährleistung von KonsumentInnenrechte aufgrund der kleinteiligen Strukturen schwieriger.
- Einer der entscheidenden Vorteile großer Wärmenetze, die Skalenvorteile bei den Kosten der Infrastruktur ist bei Mikro-Netzen nicht mehr gegeben, so dass die spezifischen Investitionskosten für Rohrleitungen usw. höher sein können.
- Bei der Einbeziehung von nicht kontrollierbaren oder fluktuierenden Wärmequellen wie z.B. Solarenergie und industrieller Abwärme werden neue Energiemanagementstrategien notwendig.

5.3 Erhöhung der Flexibilität / Speicherfähigkeit

Die Kurzzeitflexibilisierung der Wärmenetze im Bereich von Stunden und Tagen zur Reduktion der Lastspitzen und damit der Minimierung des Einsatzes von Ölkesseln bzw. zur Anpassung an Stunden/Tagesspitzen in Erzeugungsanlagen, insbesondere der Solarthermie und der KWK ist recht gut beherrschbar – neben zentralen Speichern ist eine Möglichkeit hierfür ist das sogenannte Demand Side Management (DSM), siehe Abschnitt 6.2, insbesondere für größere Lasten wie z.B. industrielle oder gewerbliche Abnehmer [30], [31].

Die größte Herausforderung für die signifikante Integration alternativer Wärmequellen ist jedoch die Langzeitflexibilisierung (Wochen bis Monate), bis hin zur saisonalen Speicherung. Hierbei wird nicht nur die Verschiebung von überschüssiger Wärme aus der Solarthermie im Sommer in die Übergangszeit adressiert, sondern auch die Optimierung der Auslastung von Wärmepumpen, industrieller Abwärme und Müllverbrennung (Letztere mit Bandlast bzw. „must-run“ Kondition). Dieses ist insbesondere in Kombination mehrerer Quellen, die die Sommerlast überschreiten relevant, siehe Abbildung 5.

Zum Einsatz von Saisonspeichern liegen bereits langjährige Erfahrungen in Dänemark, Deutschland und anderen Ländern vor, hierbei werden Erdsonden, Behälter (Tankspeicher), Erdbecken und (seltener) Aquifer eingesetzt. Jedoch handelt es sich bei diesen Systemen oft um kleinskalige Netze mit niedrigen Temperaturniveaus. Barrieren für den Einsatz von saisonalen Wärmespeichern in urbanen Wärmenetzen sind die hohen Investitionskosten, die

niedrigen maximalen Temperaturniveaus und der hohe Platzbedarf¹⁰. Lösungsoptionen bieten sich durch

- alternative Technologien und Materialien, wie z.B. Phasenwechselmaterialien oder thermochemischen Materialien
- neue Betriebsstrategien, durch die weitere Funktionalitäten, wie z.B. Kurzzeitspeicherung oder Druckhaltung ermöglicht werden.

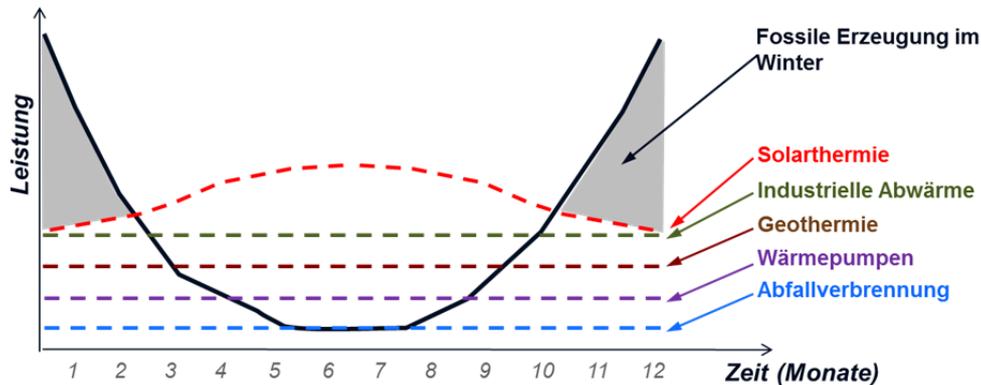


Abbildung 5: Saisonaler Versatz zwischen Verbrauch und Erzeugung alternativer Wärmequellen (AIT eigene Darstellung)

5.4 „Hybridisierung“ des Energiesystems

Hierbei handelt es sich um das Konzept der gemeinsamen Planung und Auslegung sowie des gemeinsamen Betriebs unterschiedlicher Energiedomänen, insbesondere des Stromnetzes, des Fernwärme/Kältenetzes und des Gasnetzes. Da diese Energienetze im Regelfall individuell optimiert werden, ermöglicht die Integration diverser Kopplungspunkte zwischen den Domänen und somit eine Betrachtung der Wechselwirkungen über die traditionellen Domängengrenzen hinweg die Optimierung des gesamten Energiesystems.

Abbildung 6 repräsentiert die universelle Struktur eines Hybridnetzes, bestehend aus unterschiedlichen Netzebenen im elektrischen Netz, im Gasnetz sowie dem Wärmenetz. Zusätzlich ist hier ein Wasserstoffnetz als mögliche zukünftige Energiedomäne dargestellt. Über die Kopplungspunkte wie KWK-Prozesse, power-to-heat und power-to-gas Technologien kann Energie aus der einen Domäne in eine andere transformiert und dort dann direkt verbraucht oder gespeichert werden. In Anbetracht der schon bestehenden Kopplung durch KWK-Anlagen kann festgehalten werden, dass Teile eines Hybridnetzes schon existieren. In einem komplett ausgebildeten Hybridnetz jedoch sind alle zentralen und dezentralen Kopplungstechnologien vollständig integriert. [26].

In dem Hybridsystem Strom/Wärme ergeben sich so z.B. folgende wesentliche Synergien:

¹⁰ So würde ein Saisonspeicher für das Linzer Fernwärmenetz ein Volumen von ca. 2.000.000 m³ aufweisen, was in etwa der Größe des Wiener Ernst-Happel Stadions entspricht. Die Baukosten für den Speicher (ohne Einbindung Fernwärmenetz) belaufen sich auf ca. 70-90 mil. Euro [32]

- Durch den Einsatz von E-Boilern/Wärmepumpen zu Zeiten günstiger Strompreise kann a) der Anteil an erneuerbaren Energieträgern und die Versorgungssicherheit im Wärmenetz erhöht werden und b) kann in Bereichen mit einem hohen Maß an lokaler Stromproduktion aus PV und Windenergie die technische Aufnahmekapazität und der Eigenverbrauch erhöht werden.
- Durch die Integration von KWK-Anlagen können a) hydraulische Engpässe im Wärmenetz vermieden bzw. Inselssysteme versorgt werden und b) kann die Überlastung von Transformatoren im Stromnetz aufgrund zusätzlicher Verbraucher (wie z.B. E-Mobilität oder Nachverdichtung) vermieden werden, insbesondere dann, wenn keine anderen lokalen Erzeugungsmöglichkeiten bestehen (z.B. in denkmalgeschützten Gebäuden ohne Möglichkeit PV-Integration).

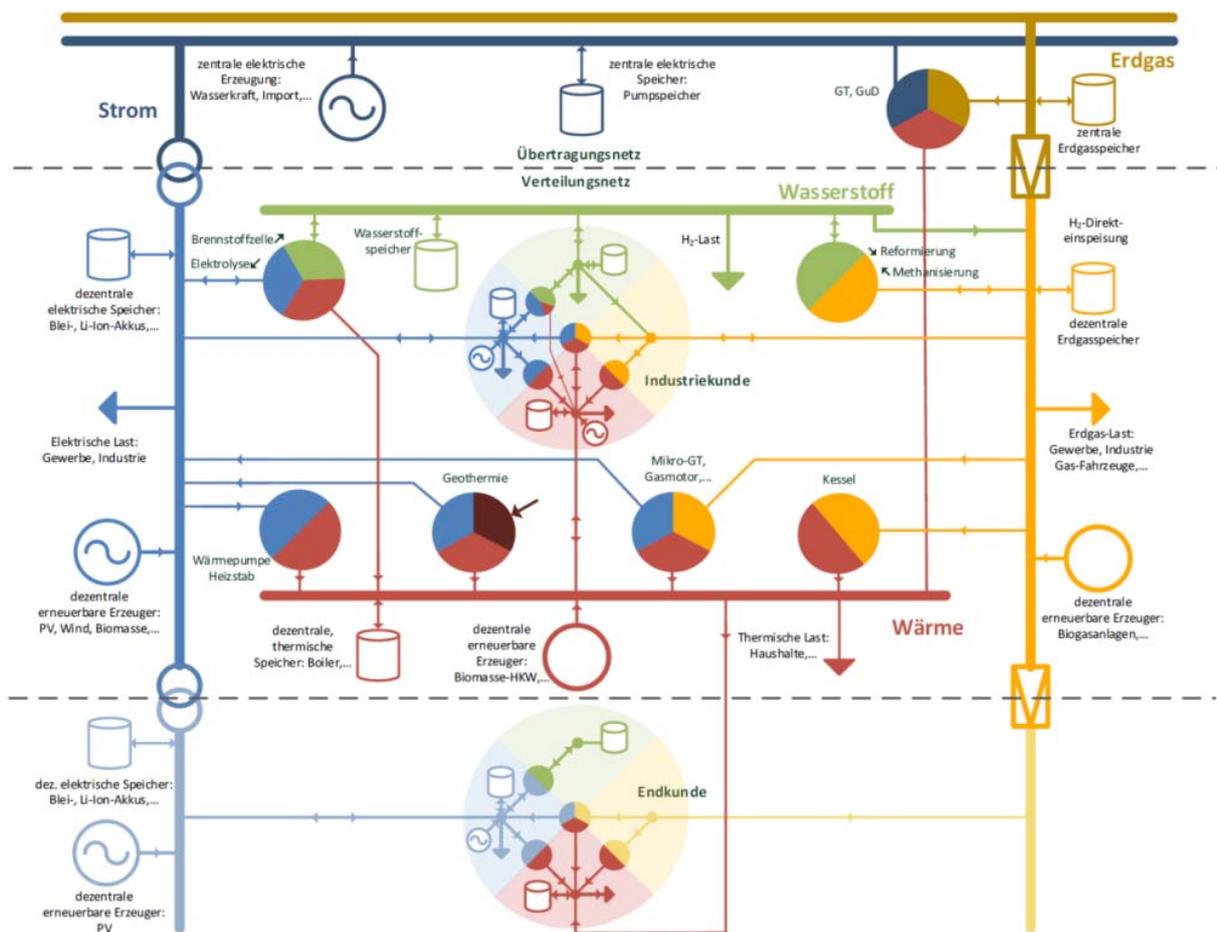


Abbildung 6: Darstellung des Hybriden Energiesystems, TU Wien, OpenHeatGrid Endbericht [26]

Wesentliche Herausforderungen hybrider Energiesysteme sind die hohe technische Komplexität, wobei ein dynamisches Verhalten auf verschiedenen Zeitskalen berücksichtigt werden muss. Es sind dabei die gegenseitigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der jeweiligen Netze bei unterschiedlichen Zeitkonstanten zu beachten, von Sekundenbruchteilen im Stromnetz bis zu Stunden und Tagen im Wärme- und Gasnetz. Derartige Systeme sind noch Gegenstand der Forschung, inkl. der dazugehörigen Geschäftsmodelle und der notwendigen Änderungen in den Randbedingungen.

6 Einbindung und Rolle von NutzerInnen

Der immer stärker werdende Trend zur Digitalisierung ermöglicht zunehmend eine aktive Nutzereinbindung. Gleichzeitig wandelt sich das Energiesystem von zentralen zu dezentralen Strukturen, in dem verteilte Erzeugungssysteme eine größer werdende Rolle spielt. Weitere wichtige Aspekte eines zukünftigen Energiesystems sind ein geringerer Endenergiebedarf und höhere Aufnahmekapazitäten für volatile Energiequellen wie PV und Wind, was sich über wachsende Anforderungen hinsichtlich Energieeffizienzmaßnahmen bei den Gebäuden und eine Flexibilität im Nutzerverhalten äußert.

6.1 Smart Heat Meter

Bei einem Smart Meter im eigentlichen Sinne handelt es sich um einen Zähler für Strom, der den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit misst und in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist. Dadurch ist es möglich, NutzerInnen aktiver einzubinden bzw. deren Verbrauchsverhalten besser zu analysieren. Während die nahezu flächendeckende Einführung von Smart Metern im Strombereich bereits vorgesehen ist, ist die Verbreitung von vergleichbaren Sensoren in Fernwärmenetzen eher gering. Insbesondere in städtischen Netzen werden relevante Daten (Leistungen, Wärmemengen, Temperaturen) meist nur bei den Erzeugern, großen Übergabestationen sowie bei den größeren Verbrauchern und neuen Netzabschnitten fernausgelesen. Eine weitreichende Integration von Smart Heat Metern, also intelligenten Zählern für den Fernwärmeverbrauch kann dem Netzbetreiber verschiedene Vorteile bringen: Die Verbesserung der Netzberechnungen durch exaktere Daten, eine verbesserte Lastprognose, das frühzeitige Erkennen von Störungen und falsch ausgelegten Kundenanlagen (hohe Rücklauftemperaturen oder Spitzenlasten) sowie eine stichtagsgenaue Ablesung zur exakten messtechnischen Erfassung der Netzverluste [30]. Risiken derartiger Smart Heat Meter ergeben sich aus den fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen, datenschutzrechtlichen Bedenken, aber auch die mit diesen Zählern verbunden relativ hohen Kosten, die die FernwärmekundInnen unter Umständen zu tragen haben.

6.2 Demand Side Management

Die Möglichkeit der Fernsteuerung der Heizungsanlage über ein Smart Heat Meter kann einen intelligenten Netzbetrieb ermöglichen, z.B. das Demand Side Management (DSM). Durch eine gezielte zeitliche Verschiebung der Heizzeiten der Abnehmer (Lastverschiebung) oder eine Begrenzung der maximalen Lasten (Lastabwurf) können Spitzenlasten im Fernwärmenetz verringert werden [30]. Insbesondere für größere Lasten in der Fernwärme wie z.B. Industrielle Abnehmer, Hotels, Schwimmbäder, etc. ist das Potenzial zur Lastverschiebung groß, die Steuerung dieser Lasten kann hier signifikante Verbesserungen bringen, wobei jedoch Sicherheitsaspekte aufgrund einer möglichen Anfälligkeit der Fernsteuerung für Angriffe von außen zu berücksichtigen sind.

6.3 Verbrauchserfassung und Bewertung

Eine weitere Möglichkeit des Einsatzes von Smart Heat Metern ist die direkte und zeitnahe Visualisierung des Energieverbrauches und somit der der Performance des Gebäudes bzw. der Heizungsanlage und fehlerhafte Einstellungen wie z.B. eine fehlende Nachtabsenkung gegenüber den VerbraucherInnen. Diese können die Informationen nutzen um ihr Heizverhalten bzw. den Zustand ihres Gebäudes bewerten, mit dem Verbrauch der Vorjahre oder anderer VerbraucherInnen vergleichen (soweit hinsichtlich Nutzungsart und Gebäudetyp vergleichbar) und somit

1. zielgerichtet technische Adaptierungs- oder Sanierungsmaßnahmen durchführen (lassen), was insbesondere für Einfamilienhäuser bzw. Eigentumswohnungen relevant ist.
2. Ihr Heizverhalten hinsichtlich der Raumtemperaturen adaptieren (soweit möglich) und die Heizzeiten hinsichtlich bekannter Abwesenheitszeiten (z.B. Urlaub) einstellen.

6.4 Neue Tarifsysteme

Eine weitere Möglichkeit von Smart Heat Metern ist die Einführung neuer Tarifsysteme. Hierbei können folgende zwei Möglichkeiten genannt werden:

6.4.1 Anreize zur Senkung der Rücklauftemperaturen

Niedrige Rücklauftemperaturen sind eine wichtige Eigenschaft zukünftiger Fernwärmenetze (siehe Abschnitt 5.1). Dort, wo die Nutzer die Möglichkeit haben, ihr Heizsystem zu adaptieren (insbesondere im Einfamilienhausbereich) können geeignete Tarifsysteme für die Nutzer ein Anreiz sein, Rücklauftemperaturreduzierende Maßnahmen zu setzen. Eine mögliche Ausgestaltung eines solchen Anreizsystems könnte wie folgt aussehen: Kunden, die eine durchschnittliche Spreizung zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur von über 35 °C erreichen, können einen zusätzlichen Rabatt (Bonus) bekommen. Bei einer durchschnittlichen Spreizung unter 30 °C muss hingegen eine zusätzliche Gebühr (Malus) entrichtet werden. Einen vergleichbaren Effekt hat die Abrechnung (des Arbeitspreises ganz oder teilweise) über den bezogenen Volumenstrom [30] [32]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die momentan verbauten Wärmemengenzähler derartige Tarife nicht erlauben, da diese nur auf die Energiemenge und nicht auf Temperaturen oder Volumenströme kalibriert sind, und entsprechend keine Abrechnung erfolgen darf. Des Weiteren ist anzumerken, dass viele Nutzer keinen Zugang zum Heizsystem haben um entsprechende Änderungen selber durchzuführen.

6.4.2 Flexible Tarife/„Wärmebörse“

Flexible Tarifmodelle können in der Fernwärme relevant werden, sobald der Anteil volatiler Einspeiser (wie z.B. Solarenergie und stromgeführte Wärmepumpen, aber auch z.T. industrielle Abwärme) dominierend wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, den Fernwärmetarif so zu gestalten, dass in Spitzenlastzeiten hohe Arbeitspreise verrechnet

werden. So kann erreicht werden, dass Lasten wie die Raumheizung oder die Beladung des Wasserspeichers außerhalb der Spitzenlastzeiten betrieben werden. So gibt es z.B. in Schweden bereits Wärmebetreiber (z.B. Göteborg Energi AB, Öresundskraft AB) die ihren Kunden flexible Tarife anbieten. Diese unterliegen saisonalen bzw. auch tageszeitlichen Schwankungen und werden zum Teil auf Stunden Basis zu unterschiedlichen Preisen angeboten. Durch diese Art von „Wärmebörse“ soll den Kunden finanzieller Anreize geboten werden, damit sich diese aktiv an Lastverschiebung hin zu Zeiten mit billigerer Wärme, beteiligen [32]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass dieses Modell vor allem für Großverbraucher attraktiv sein kann, nicht aber für private Haushalte, die keine oder nur sehr geringe Möglichkeiten haben, ihre Nachfrage nach Raumwärme zeitlich zu gestalten. Diese richtet sich nach dem geregelten Tagesablauf (mit Nachfragespitzen überwiegend in den Morgen- und späten Nachmittagszeiten) und vor allem nach der Außentemperatur, Gebäudealter und Gebäudetyp sowie der Lage der Wohnung. Auch können derartige Anreizsysteme eine Einschränkung des Nutzerkomforts und zu finanziellen Belastungen führen, vor allem bei einkommensschwachen Haushalten, bei denen die Ausgaben für Energie derzeit schon ein relevanter Kostenfaktor sind.

6.4.3 Erfahrungen aus Schweden mit neuen Tarifsystemen

In Schweden wurden in der Vergangenheit bereits neue Tarifsysteme eingeführt. Ursache war eine sinkende langfristige Planungssicherheit aufgrund des steigenden Wettbewerbes zu Wärmepumpen und des reduzierenden Wärmebedarfs aufgrund von weitreichenden Energieeffizienzprogrammen.

Anhand der Analyse tagesbasierter Energieverbräuche wurden neue Tarifsysteme entwickelt. Der Grad der Akzeptanz von neuen Tarifsystemen hängt von 1) der Präzision der Kommunikation (zielgerichtet und kundenorientiert) und 2) dem Ergebnis für den jeweiligen Kunden ab [33], [34]. Bei der Schaffung von neuen Tarifsystemen müssen vor allem die Bedürfnisse und Wünsche der Kunden verstanden und berücksichtigt werden. Diese sind zum Beispiel [34], [35]:

- Auswirkungen von Energieeinsparungen und Energieeffizienz müssen spürbar sein
- Nur das konsumierte soll auch tatsächlich bezahlt werden
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Preiszusammensetzung sowie der Rechnung selbst
- Prognostizierbarkeit der Energiekosten für Budgetplanungen von großen Kunden

7 Literaturverzeichnis

- [1] FGW, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2016,“ FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien, 2016.
- [2] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund und B. V. Mathiesen, „4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,“ *Energy*, Bd. 68, pp. 1-11, 2014. [Online]: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>.
- [3] H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson und S. Werner, „On the use of surplus electricity in district heating systems,“ The 14th International Symposium on District Heating and Cooling, September 7th to September 9th, Stockholm, 2014.
- [4] bmfwf, „Energiestatus 2016,“ Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft; Abteilung III/2 - Energiebilanz und Energieeffizienz, Wien, 2016.
- [5] R.-R. Schmidt, R. Tichler, C. Amann und I. Schindler, „Forschungs-, Innovations- und Technologiefahrplan Fernwärme/ Fernkälte Österreich,“ Austrian Institute of Technology, Energieinstitut Linz, e7, Umweltbundesamt, Wien, 2015.
- [6] marketmind, „www.fernwaerme.at,“ Oktober 2016. [Online]. Available: <http://www.fernwaerme.at/media/uploads/misc/marktforschungsstudie.pdf>. [Zugriff am 12 Oktober 2016].
- [7] IEA, „World Energy Outlook,“ International Energy Agency, Paris, 2015.
- [8] Intelligent Energy Europe, „STRATEGO: Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans,“ European Commission, Brüssel, 2016.
- [9] bmwfj und bmlfuw, „EnergieStrategieÖsterreich,“ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, 2010.
- [10] R. Büchele, R. Haas, M. Hartner, R. Hirner, M. Hummel, L. Kranzl, A. Müller, K. Ponweiser, M. Bons, K. Grave, E. Slingerland, Y. Deng und K. Blok, „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung,“ TU Wien und Ecofys, Wien, 2015.
- [11] Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Fernkälte gegen Aufheizen der Städte,“ *FGW Presseausendung*, Nr. https://www.gaswaerme.at/media/press/2016/07/20160722_Fernkaelte_gegen_Aufheizen_der_Staedte.pdf, 26.07.2016.
- [12] U. Persson, „Halmstad University District Heating and Cooling Database (HUDHC),“ Halmstad University, Halmstad, 2012.
- [13] R. Nemitz, „Klima und Wetter der Welt,“ beesign Grafik und Webdesign in Wien, k.A.. [Online]. Available: <http://www.wetter-atlas.de/klima/europa.php>. [Zugriff am 28 Oktober 2016].

- [14] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), „Heiße Tage und Sommertage nehmen zu,“ k.A.. [Online]. Available: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/informationsportal-klimawandel/standpunkt/klimazukunft/alpenraum/hitze>. [Zugriff am 31 Oktober 2016].
- [15] C. Brandenburg, D. Damyanovic, F. Reinwald, B. Alex, B. Gantner, C. Czachs, U. Morawetz, D. Kömle und M. Kniepert, „Urban Heat Islands - Strategieplan Wien,“ Magistrat der Stadt Wien, Wiener Umweltschutzabteilung – Magistratsabteilung 22, Wien, 2015.
- [16] „Naturkälteversorgung für Landeskrankenhaus Mödling,“ 22 September 2014. [Online]. Available: <http://www.noen.at/freizeit/haus-garten/naturkaelteversorgung-fuer-landeskrankenhaus-moedling/4.599.051#>. [Zugriff am 28 November 2016].
- [17] „Fernkälteversorgung für das Landeskrankenhaus Mistelbach-Gänserndorf,“ 9 Juli 2014. [Online]. Available: [https://www.evn.at/EVN-Group/Medien/Pressemeldungen-\(2\)/Fernkaelteversorgung-fur-das-Landeskrankenhaus-Mistelb.aspx](https://www.evn.at/EVN-Group/Medien/Pressemeldungen-(2)/Fernkaelteversorgung-fur-das-Landeskrankenhaus-Mistelb.aspx). [Zugriff am 28 November 2016].
- [18] Fachverband der Gas und Wärmeversorgungsunternehmen, „Zukunftstrend Fernkälte: Nachfrage wächst österreichweit,“ *Presseaussendung FGW*, Nr. https://www.gaswaerme.at/media/press/2015/07/Zukunftstrend_Fernkaelte__Nachfrage_waechst_oester.pdf, 06.07.2015.
- [19] G. Kalt und M. Amtmann, „Biogene Materialflüsse in Österreich,“ November 2014. [Online]. Available: https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/projekte/klimapolitik/Bericht_Biomasse_fluesse__pdf_.pdf. [Zugriff am 29 November 2016].
- [20] S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH, „Umweltminister Ruppenthal eröffnet Österreichs größte Solaranlage in Graz,“ *SOLID News Archiv*, Nr. <http://www.solid.at/de/news-archiv/2014/206-umweltminister-ruppenthal-eroeffnet-oesterreichs-groesste-solaranlage-in-graz/>, 08.10.2014.
- [21] J. Goldbrunner, „Tiefe Geothermie in Österreich,“ Highlights der Energieforschung Erneuerbares Heizen und Kühlen am 19.04.2012, Wien, 2012.
- [22] G. Stanzer, S. Novak, H. Dumke, S. Plha, H. Schaffer, J. Breinesberger, M. Kirtz, P. Biermayer und C. Spanring, „REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020,“ Im Auftrag des BMVIT, Sektion Innovation und Telekommunikation und BMWA, Sektion Wirtschaftspolitik, Wien, 2010.
- [23] „Smart City Wien Framework Strategy,“ Vienna City Administration, Vienna, 2014.
- [24] A. Rapottnig, „Geothermal District Heating and Cooling in Vienna,“ in *2012 Conference on Renewable Heating and Cooling*, Copenhagen, Denmark, 26-27 April 2012.
- [25] Josef Manner & Comp AG, „Manner dreht die Schnitten-Heizung auf,“ *Presseinformation Manner*, Nr. <http://josef.manner.com/de/download/file/fid/11544>, 10.10.2016.
- [26] W. H. M. Gawlik, M. Heimberger, R.-R. Schmidt, D. Basciotti, W. Böhme, G.

- Bachmann, R. Puntigam, K. Haider und E. Arenholz, „OPEN HEAT GRID - Offene Wärmenetze in urbanen Hybridsystemen,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2016.
- [27] V. Wilk, „Techno - ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwärmepumpen in FW-Netzen,“ 19 Oktober 2015. [Online]. Available: http://www.ait.ac.at/fileadmin/mc/energy/downloads/F3_Fleckl_-_flusswasser-Waermepumpen.pdf. [Zugriff am 29 November 2016].
- [28] A. Standards, „ÖNORM EN 1434-6: 2016 03 15, Wärmezähler - Teil 6: Einbau, Inbetriebnahme, Überwachung und Wartung“.
- [29] Bundeskanzleramt der Republik Österreich, „Bundesgesetz vom 5. Juli 1950 über das Maß- und Eichwesen (Maß- und Eichgesetz - MEG),“ Bundeskanzleramt, Referat V/2/a, 2016. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10011268>. [Zugriff am 31 Oktober 2016].
- [30] R.-R. Schmidt, D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, G. Siegel, T. Brandhuber, N. Dorfinger und D. Reiter, „SmartHeatNetworks - Intelligente Fernwärmenetze,“ Austrian Institute of Technology (AIT) und Salzburg AG, Wien / Salzburg, 2013.
- [31] R.-R. Schmidt und D. Basciotti, „Peak reduction in district heating networks: A comparison study and practical considerations,“ in *The 14th International Symposium on District Heating and Cooling*, Stockholm, Sweden, September 7th to 9th, 2014.
- [32] C. Muser, „Großwärmespeicher als Beitrag zur Energiewende in Linz,“ 15 November 2016. [Online]. Available: http://www.ait.ac.at/fileadmin/mc/energy/downloads/News_and_Events/2016_11_15_2.Praxis_und_Wissensforum_FWK/B4_Muser_GWS_Linz_-_Muser.pdf. [Zugriff am 29 November 2016].
- [33] M. Haraldsson, Interviewee, *Business Models of Austria in comparison to Sweden*. [Interview]. 28 Juni 2016.
- [34] M. Haraldsson, Interviewee, *Swedish experience on pricing models in district heating*. [Interview]. 2 November 2016.
- [35] H. Gåverud, K. Sernhed und A. Sandgren, „Kundernas uppfattning om förändrade prismodeller,“ Energiforsk AB, Stockholm, 2016.
- [36] K. Sernhed, „Customer preferences on district heating models,“ in *2nd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating*, Aalborg, 27-28 September 2016.

Kontakt

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

www.ait.ac.at
Fax +43 50550- 6679

Ralf-Roman Schmidt
Engineer
Energy Department
Sustainable Thermal Energy Systems
+43 50550- 6695
Ralf-Roman.Schmidt@ait.ac.at

Michaela Jungbauer
Marketing and Communication
Energy Department
+43 50550- 6688
Michaela.Jungbauer@ait.ac.at

Anna-Maria Sumper
Office Management
Energy Department
+43 50550- 6497
Anna-Maria.Sumper@ait.ac.at