Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht
erstellt am
12/11/2021

T2LowEx:

Transformation von konventionellen Wärmenetzen in Richtung Niedertemperaturnetze durch sekundärseitige Maßnahmen

Projektnummer: FFG Nr. 858747

Ausschreibung	3. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/04/2017
Projektende	31/03/2021
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	48 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	TU Wien, Inst. Für Energiesysteme und elektr. Antriebe, Energy Economics Group (EEG) AEE INTEC Austrian Institute for Technology TU-Graz, Inst. für Wärmetechnik Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation Wien Energie Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH ALLPLAN GmbH Stadtwerke Gleisdorf GmbH Salzburg Wohnbau GmbH
AnsprechpartnerIn	Dr. Andreas Müller
Postadresse	Gusshausstr. 27-29, 1040 Wien
Telefon	+43(0)1 58801 370303
Fax	
E-mail	mueller@eeg.tuwien.ac.at
Website	https://eeg.tuwien.ac.at/research/projects/t2lowex

T2LowEx

Transformation von konventionellen Wärmenetzen in Richtung Niedertemperaturnetze durch sekundärseitige Maßnahmen

AutorInnen:

TU Wien/EEG
Andreas Müller
Lukas Kranzl
Fabian Schipfer
Richard Büchele

AEE INTEC
Jakob Binder
Harald Schrammel

Austrian Institute for Technology
Ralf-Roman Schmidt
Roman Geyer
Leoni Paolo

TU Graz/IWT
Richard Heimrath
Thomas Mach

Wien Energie GmbH
Markus Kuhn

Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH
Wolfgang Baumgartner
Martin Waser

Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
Alexander Bernhofer
Florian Schnappinger

Allplan GmbH
Helmut Berger
Thomas Eisenhut
Myroslav Buryy
Niklas Untermoser

Stadtwerke Gleisdorf GmbH
Schröttner Josef

Salzburg Wohnbau GmbH
Raudaschl Stephan

Kurzfassung

Die Energieversorgung muss in den kommenden 20 bis 30 Jahren auf ein klimaneutrales System umgestellt werden. Für die Fernwärme bedeutet dies, dass erneuerbare Technologien eingesetzt werden müssen, die ihr volles Potenzial oft erst bei niedrigen Temperaturniveaus entfalten können. Darum benötigt es Strategien, Technologien und Geschäftsmodelle, welche auf die Temperaturreduktion auch bei bestehenden Wärmenetzen fokussieren. Genau damit befasste sich das Forschungsprojekt T2LowEx (Transformation von konventionellen Wärmenetzen in Richtung Niedertemperaturnetze durch sekundärseitige Maßnahmen). Das Projektkonsortium aus wissenschaftlichen Partnern, Wärmeversorgungsunternehmen, einem Wohnbauträger und einem Anlagenplaner bearbeitete die folgenden Themenfelder:

- (Automatisierte) Identifikation von Fehlern und Optimierungspotenzialen von Kundenanlagen
- Techno-ökonomische Bewertung des Effektes reduzierter Netztemperaturen
- Entwicklung von Geschäftsmodellen, die Anreize für die kundenseitige Optimierung schaffen

Darüber hinaus wurden Kundenanlagen beteiligter Wärmeversorgungsunternehmen hinsichtlich ihrer Vorlauftemperaturanforderungen analysiert, optimiert und die erforderlichen Maßnahmen dokumentiert.

Viele Kundenanlagen weisen ein technisches Optimierungspotenzial hinsichtlich der Systemtemperaturen und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf auf. Je nach Datenverfügbarkeit wurden verschiedene Ansätze ermittelt, um optimierungsbedürftige Kundenanlagen zu identifizieren. Oft ist der Aufwand für die Behebung von Fehlern gering, wie beispielsweise die Optimierung der Heizungsregelung. Die Verantwortung dafür liegt allerdings häufig beim Kunden, der Nutzen im Allgemeinen aber beim Netzbetreiber.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen führt je nach Konfiguration zu unterschiedlichen technischen und ökonomischen Effekten wie effizientere Erzeugung, geringere Wärmeverluste, reduzierter Pumpenergiebedarf, einen geringeren Wärmeabsatz oder zusätzliche Netzkapazität. Wenn die Wärmebereitstellung mit konventionellen, verbrennungsbasierten Technologien erfolgt, sind die erwartbaren Kostenreduktionen gering. Relevante Kostenreduktionen können sich allerdings beim Einsatz von alternativen Wärmequellen wie Geothermie, Abwärme, Solarthermie, Wärmepumpen oder Rauchgaskondensationsanlagen ergeben.

Zur Realisierung dieser Temperaturreduktionspotenziale wurden vier Geschäftsmodelle entwickelt und mittels einer SWOT-Analyse verglichen. Relevante Stakeholder schätzten die folgenden zwei Modelle als am realistischsten ein: (1) Eigeninvestition: Der Wärmeversorger übernimmt die Investition, die „Rückzahlung“ der Maßnahmen erfolgt durch Einsparungen in den Betriebskosten. (2) Kundenmotivation: Der Kunde übernimmt die Investition. Die Rückzahlung erfolgt durch Bonus-(Malus-)Tarif je nach Rücklauftemperatur.

Folgende Empfehlungen wurden erarbeitet, um Maßnahmen zur Senkung von Fernwärmesystem-temperaturen erfolgreich im Feld umzusetzen:

- Fortschreitende **Digitalisierung** der Wärmenetze zur Identifikation von Kundenanlagen mit hohen Rücklauftemperaturen.
- Umsetzung eines **Förderprogramms** spezifisch für die Senkung der Systemtemperaturen im Wärmenetz und Optimierung von Kundenanlagen.
- Evaluierung von **regulativen Barrieren** für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen bei Kundenanlagen.
- Durchführung von Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung und Ausbildung.
- **Anpassung der legislativen Grundlagen für den Ausbau erneuerbarer Energien** bzgl. der Maximierung des Anteils von Solar- und Geothermie, Abwärme und Wärmepumpen sowie des Einsatzes von Saisonspeichern in Wärmenetzen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung 4
Inhaltsverzeichnis 6
Executive summary 9
1 Einleitung 21
1.1 Aufgabenstellung 21
1.2 Einordnung in das Energieforschungsprogramm 22
1.3 Verwendete Methoden 23
1.4 Aufbau der Arbeit 23
2 Identifikation von gebäudeseitigen Potenzialen zur Reduktion der Wärmenetztemperaturen 24
2.1 Identifikation von problematischen Kundenanlagen 25
2.2 Identifikation und Dokumentation von Fehler und Ursachen für hohe Rücklauftemperaturen 36
2.3 Maßnahmen zur Optimierung der sekundärseitig vorgegebenen Temperaturen 40
2.3.1 Optimierungsbeispiel 1: Analyse von umfassenden Umbauten an einem gemischten Gewerbe-/Wohnareal mit ca. 20 Gebäuden 40
2.3.2 Optimierungsbeispiel 2: Umbau von Heizlüftern 44
2.3.3 Optimierungsbeispiel 3: Umbau einer Wärmeübergabestation 45
2.3.4 Optimierungsbeispiel 4: Umbau einer Anlage zur zentralen Trinkwassererwärmung 47
2.3.5 Optimierungsbeispiel 5: Adaptierung von Warmhaltebrücken bei Wohnungsstationen 49
2.3.6 Optimierungsbeispiel 6: Optimierung der Regelung am Beispiel eines Hochhauses 50
2.3.7 Optimierungsbeispiel 7: Potenzial einer sekundärseitigen Temperaturabsenkung durch hydraulischen Abgleich (Simulationsstudie) 54
2.3.8 Optimierungsbeispiel 8: Kostenanalyse eines Umbaus der Wärmeverteilung am Beispiel eines Hochhauses (Planungsstudie) 56
2.3.9 Optimierungsbeispiel 9: Potenzial einer sekundärseitigen Temperaturabsenkung durch thermische Sanierungen (Simulationsstudie) 60
2.3.10 Allgemeine Kostenanalyse von Umbaumaßnahmen zur Optimierung der sekundärseitigen Wärmeübertragung und Verteilung in Kundenobjekten (Kostenermittlung im Rahmen von Vorentwurfsplanung) 62
3 Qualitative und quantitative Effekte durch reduzierte Wärmenetztemperaturen 64
3.1 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf Wärmekunden 64
3.1.1 Hydraulischer Abgleich 64
3.1.2 Entlüften/Entgasen 66
3.1.3 Umbau/Erneuerung der Kundenanlage (Verteilung, Heizsystem, Warmwasser) 67
3.1.4 Thermische Gebäudesanierung 69
3.1.5 Schließen/Durchflussreduktion von Bypässen 70
3.1.6 Austausch/Spülen des Wärmetauschers 71
3.1.7 Anpassen der Heizungsregelung (Heizkurve, maximale sekundäre VLT < primäre VLT, Laderegelung Pufferspeicher, …) 72

3.1.8 Herstellen der Regelungsfunktion (Einstellung oder Austausch des Primärregelventils/RLT-Begrenzers, …) 73
3.1.9 Wahrnehmung der Effekte durch Bewohner: Erfahrungsberichte 74
3.2 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf das Wärmenetz 77
3.3 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf ausgewählte Wärmeerzeugungsanlagen 82
3.3.1 Heißwasserkessel 84
3.3.2 Rauchgaskondensation 89
3.3.3 Wärmepumpen 93
3.3.4 Solarthermie 96
3.3.5 KWK-Gegendruckturbine 98
3.3.6 KWK-Kondensationsturbine 102
3.3.7 ORC-Prozess 106
3.3.8 Gas-KWK (Gasturbine, Gas-BHKW, Biogas-BHKW, Holzvergaser mit nachgeschaltetem BHKW, etc.) 107
3.3.9 Geothermie 108
3.3.10 Industrielle und gewerbliche Abwärme 109
3.4 Ökonomische Bewertung der Temperaturreduktion in Wärmenetzen 110
3.4.1 Kostensenkungsgradient als Bewertungskonzept 111
3.4.2 Überblick zu CRG-Abschätzungen für verschiedene Systeme 112
3.4.3 Modellierung des CRG für ausgewählte protypische Wärmenetze 114
3.4.4 Bewertung der Kosteneinsparung für ein ländliches Nahwärmenetz 120
3.4.5 Bewertung der Kosteneinsparung für ein kleinstädtisches Fernwärmenetz 129
3.4.6 Bewertung der Kosteneinsparung für ein urbanes Fernwärmenetz 143
3.4.7 Bewertung der Kosteneinsparung durch niedrigere Systemtemperaturen: Zusammenfassung und Verallgemeinerungsfähigkeit 146
4 Entwicklung anreizorientierter Geschäftsmodelle 149
4.1 Status quo Erhebung Österreich 149
4.2 Analyse relevanter Geschäftsmodelle 151
4.2.1 Motivationstarife 153
4.2.2 Kundenorientierung und Kommunikation 154
4.3 Stakeholder Interviews 156
4.3.1 Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) 156
4.3.2 Eigentümer und Hausverwaltungen 157
4.4 Vorgeschlagenen Geschäftsmodelle und SWOT-Analyse 158
4.4.1 GM-1: Eigeninvestition (Referenz) 161
4.4.2 GM-2: Kundenmotivation/Motivationstarif 162
4.4.3 GM-3: Darlehen z. B. Crowdfunding 165
4.4.4 GM-4: Contracting 166
4.4.5 Abschließende Bemerkungen 167

4.5 Kosten-Nutzen-Analyse 167
4.5.1 Grundlagen für die Kosten-Nutzen-Analyse 168
4.5.2 Excel Tool für die Bewertung der Geschäftsmodelle 170
4.5.3 Validierung in Fallbeispiele 171
5 Bedeutung der Temperaturreduktionspotenziale für den österreichischen Fernwärmesektor 173
5.1 Die mögliche zukünftige Rolle der Fernwärmenachfrage in Österreich 173
5.2 Temperaturreduktionspotenziale in österreichischen Fernwärmenetze 175
5.3 Auswirkung der Temperaturreduktionspotentiale auf den gesamtösterreichischen Fernwärmesektor 180
5.3.1 Aufbereitung und Zuordnung von Erzeugungskapazitäten nach einzelnen Technologien 180
5.3.2 Abschätzung der monetären Effekte – Status quo 181
5.3.3 Abschätzung der monetären Effekte – Dekarbonisierungsszenario 183
5.3.4 Alternatives Dekarbonisierungsszenario 1: Reduzierter Biomasseeinsatz 185
5.3.5 Alternatives Dekarbonisierungsszenario 2: Keine Verbrennungstechnologien 187
5.3.6 Zusammenfassung 188
6 Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Ausblick 191
6.1 Handlungsempfehlungen 192
7 Literaturverzeichnis 194
8 Abbildungsverzeichnis 201
9 Tabellenverzeichnis 207
10 Abkürzungsverzeichnis 209
11 Kontaktdaten 210

Executive summary

Die europäische Energieversorgung muss in den kommenden 20 bis 30 Jahren auf ein klimaneutrales System umgestellt werden. Für die Fernwärmeversorgung bedeutet dies, dass fossile Brennstoffe durch erneuerbare Alternativen ersetzt werden müssen.

Als alternative Energiequellen kommen üblicherweise betriebliche Abwärme, Solar- und geothermische Energie sowie Wärmepumpen in Frage. Im Gegensatz zur Wärmeerzeugung in klassischen Heizwerken entfalten diese Energiequellen ihr volles Potenzial erst bei niedrigen Temperaturniveaus und die Effizienz ihrer Nutzung sinkt mit steigenden Wärmenetztemperaturen substanziell ab. Niedrige Systemtemperaturen sind damit ein essenzieller Parameter, damit Fernwärmenetze auch langfristig in einem CO_2-neutralen Energiesystem ihren Platz einnehmen können.

Im Bereich des Neubaus von Fernwärmenetzen werden seit etwa 10 Jahren Niedertemperaturnetze mit Versorgungstemperaturen bis 70 °C diskutiert und erprobt. Diese Entwicklung ist wichtig und erforderlich, in Gebieten mit bestehender Fernwärmeversorgung ist aber das Potenzial für neue Netze oder Niedertemperatur-Netzabschnitte zumeist beschränkt. Darum benötigt es Strategien, Technologien und Geschäftsmodelle, die auf die Temperaturreduktion bei bestehenden Wärmenetzen mit bestehenden Gebäuden, Wärmekunden und Verträgen und den damit verbundenen reduzierten Gestaltungsspielräumen fokussieren. Genau damit setzte sich das österreichische Forschungsprojekt T2LowEx (Transformation von konventionellen Wärmenetzen in Richtung Niedertemperaturnetze durch sekundärseitige Maßnahmen) auseinander. Das Projektkonsortium aus wissenschaftlichen Partnern, Wärmeversorgungsunternehmen, einem Wohnbauträger und einem Anlagenplaner bearbeitete die folgenden Themenfelder:

- (Automatisierte) Identifikation von Fehlern und Optimierungspotenzialen von Kundenanlagen im Zusammenhang mit erhöhten Systemtemperaturen
- Monetäre Bewertung des Effektes reduzierter Netztemperaturen auf Seiten des Netzes, Erzeugungsanlagen und Speicher
- Entwicklung von Geschäftsmodellen, die Anreize für die kundenseitige Optimierung und eine Win-Win-Situation für Kunde und Versorger schaffen

Da die Ursachen für hohe Rücklauftemperaturen im Regelfall auf der Kundenseite liegen (z. B. mangelhafte Komponenten oder Regelstrategien) wurden darüber hinaus eine Vielzahl an Kundenanlagen von den beteiligten Wärmeversorgungsunternehmen hinsichtlich ihrer Vorlauftemperaturanforderungen als auch der Auskühlung analysiert, optimiert und die erforderlichen Maßnahmen dokumentiert. Bei ausgewählten Objekten wurde zusätzlich ein umfassendes Monitoring durchgeführt und so die real durch Maßnahmen erzielten Effekte quantifiziert.

Optimierungsbedürftige Kunden identifizieren

Um die Behebung von erkannten Mängeln zu forcieren, wurden im Projekt die Häufigkeit von Fehlern und der Aufwand zu deren Behebung evaluiert (siehe Abbildung 1). Auffällig war dabei, dass der Aufwand für

die Behebung vieler Fehler gering ist, die Verantwortung dafür aber häufig beim Kunden liegt. Gleichzeitig profitieren Wärmeversorgungsunternehmen meist mehr als die Kunden.

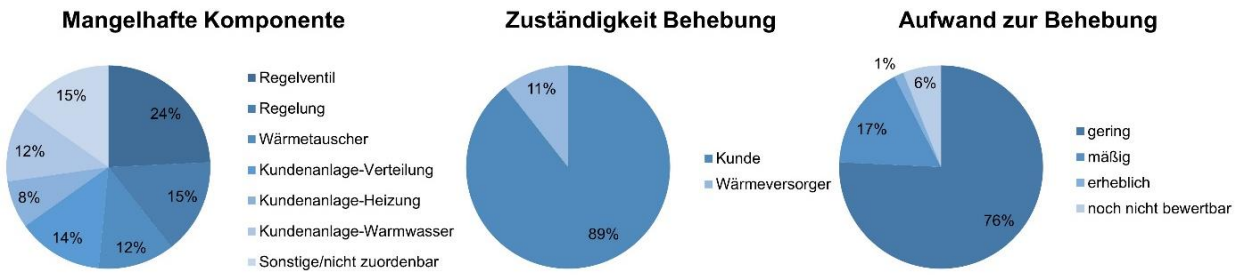


Abbildung 1: Häufigkeit verschiedener Mängel und Aufwand sowie Zuständigkeit für deren Behebung

Das technische Optimierungspotenzial von Kundenanlagen äußert sich vor allem in hohen Systemtemperaturen und einer niedrigen Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf. Zusätzlich spielt auch der Anteil des Kunden am Gesamtwärmebedarf eine große Rolle, da große Kunden in der Regel auch einen größeren Einfluss auf das Gesamtnetz haben. Dieser Aspekt kann über eine entsprechende Gewichtung mitberücksichtigt werden. Im Rahmen von T2LowEx wurden einerseits mögliche einfache Indikatoren basierend auf dem jährlichen Wärmeabsatz und der durchschnittlichen Temperaturspreizung definiert, mit denen Wärmeversorgungsunternehmen auch bei geringer Datenverfügbarkeit automatisiert optimierungsbedürftige Kundenanlagen identifizieren können. Andererseits wurden für Wärmeversorger, denen zeitlich hochaufgelöste Monitoringdaten zur Verfügung stehen, Machine Learning Algorithmen entwickelt und getestet. Diese ermöglichen eine automatisierte Überwachung der Performance von Kundenanlagen, welche bei einer Verschlechterung des Anlagenbetriebs (z. B. einer für den aktuellen Betriebspunkt unerwartet geringen Temperaturspreizung) den Wärmeversorger automatisch benachrichtigt. Dies ermöglicht eine zeitnahe Behebung von Fehlern und bietet so die Grundlage für einen optimalen Netzbetrieb.

Bei 16 ausgewählten Kundenübergabestationen wurden Optimierungsmaßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen umgesetzt und deren Auswirkungen umfassend messtechnisch erfasst und analysiert. Diese Verbesserungsmaßnahmen betrafen z. B. Optimierung bzw. Tausch der Übergabestation, Spülung oder Tausch des Wärmetauschers oder den Tausch von Regelungsventilen. Auch die korrekte Einstellung des Heizungsreglers und die Implementierung einer neuen bzw. optimierten Regelung für Speicher, Pumpen und Warmhaltung zählten dazu. Bezogen auf alle Umsetzungen wurde die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur zwischen 2 bis 30 °C im Mittel um ca. 15 °C erhöht.

Was darf die Optimierung von Kundenanlagen kosten?

Wurden Kundenanlagen mit Optimierungspotenzial identifiziert, so stellt sich unmittelbar die Frage, welcher finanzieller Aufwand für die Verbesserung der Temperaturspreizung bzw. Reduktion der Temperaturniveaus vertretbar ist. Dazu gilt es zunächst zwischen einer Mängelbehebung und einer Optimierung zu unterscheiden. Während die technischen Anschlussbedingungen häufig zu einer

Behebung von Mängeln verpflichten, sind Anlagenoptimierungen in der Regel als optional zu betrachten. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt je nach Ausführung der Wärmelieferverträge und der technischen Anschlussbedingungen entweder beim Wärmeversorger oder beim Kunden.

Im Rahmen des Projektes wurden Interviews mit Wohnbauträgern, gemeinnützigen Wohnungsgesellschaften und Hausverwaltungsgesellschaften zu den typischen Bewohnerrückmeldungen im Bereich der Wärmeversorgung durchgeführt. Diese ergaben das einhellige Bild, dass die Zufriedenheit der Bewohner in diesem Bereich gegeben ist, sofern die Heizung ausreichend Wärme an die Wohnung abgibt. Dies bedeutet, dass sich aus einer reinen Optimierung der Temperaturniveaus der Kundenanlage für die Nutzer von Gebäuden keine unmittelbar wahrgenommenen Vorteile ergeben. Daher werden Kunden nur dann einen Teil der erforderlichen Investitionskosten mittragen, wenn als Ausgleich auch die Kosten für die Wärmebereitstellung sinken.

Für eine solche Kostenreduktion gibt es zwei potenzielle Treiber. Zum einen zeigt die Erfahrung der im Projekt beteiligten Unternehmenspartner, dass im Zuge der Optimierung von Kundenanlagen zumeist auch eine Steigerung der Anlageneffizienz erzielt werden konnte. Diese kann je nach Anlage im Bereich von 5-10 %, teilweise auch darüber liegen. Ein solcher Rückgang der Wärmeabnahme senkt die Kosten der Kunden, geht aber auch zu Lasten des Wärmeversorgers, da sich dadurch der Deckungsbeitrag bei diesen Kunden reduziert. Zum anderen führt eine Reduktion der Netztemperaturen und/oder eine Erhöhung der Temperaturspreizung beim Wärmeversorger zu einer Kosteneinsparung in der Erzeugung und der Verteilung der Wärme. Diese ergeben sich durch eine effizientere Wärmebereitstellung bzw. eine Reduktion der Netzverluste und des Strombedarfs für die Netzpumpen (bei einer erhöhten Temperaturspreizung). Bei vielen Wärmebereitstellungstechnologien kommt es zu einer Steigerung der Anlageneffizienz, die Kapazität von Wärmespeichern steigt und bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht sich zumeist die Stromausbeute. Darüber hinaus kann eine Erhöhung der Temperaturspreizung die Netzkapazität steigern. Sofern die Netzkapazität eine limitierende Größe für den weiteren Anschluss von Neukunden darstellt, liefert auch das einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit von Optimierungsmaßnahmen.

Um eine Grundlage für die ökonomische Bewertung von Optimierungsmaßnahmen zu schaffen, wurden im Rahmen des Forschungsprojektes ein Berechnungstool entwickelt, mit welchem die Vorteile ökonomisch bewertet werden und so dem Wärmeversorger eine Größenordnung für die Investitionen liefert, welche in weiterer Folge eine wesentliche Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbewertung darstellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine allgemeingültige Aussage zum konkreten Wert der Temperaturreduktion kaum zu tätigen ist. Sofern die Wärmebereitstellung mit konventionellen, verbrennungsbasierten Technologien mit einer geringen Temperaturabhängigkeit oder mit einem günstigen Brennstoff erfolgt, sind die erwartbaren Kostenreduktionen gering. Höhere Kostenreduktionen ergeben sich, wenn alternative Technologien wie z. B. Solarthermieanlagen, Wärmepumpen oder Rauchgaskondensationsanlagen relevante Anteile der Wärme liefern. Die höchsten Effekte werden bei Geothermie oder Abwärmeanlagen erzielt, wenn eine erhöhte Nutzung der zur Verfügung stehenden Wärme durch die Energiemenge, die zwischen der Rücklauftemperatur und dem Temperaturniveau der Wärmequelle vom Wärmenetz

aufgenommen werden kann, beschränkt wird. Für ein solches Netz kann der Wert der Temperaturreduktion mitunter im Bereich von 2-3 € pro MWh und K reduzierter Rücklauftemperatur liegen (Abbildung 2).

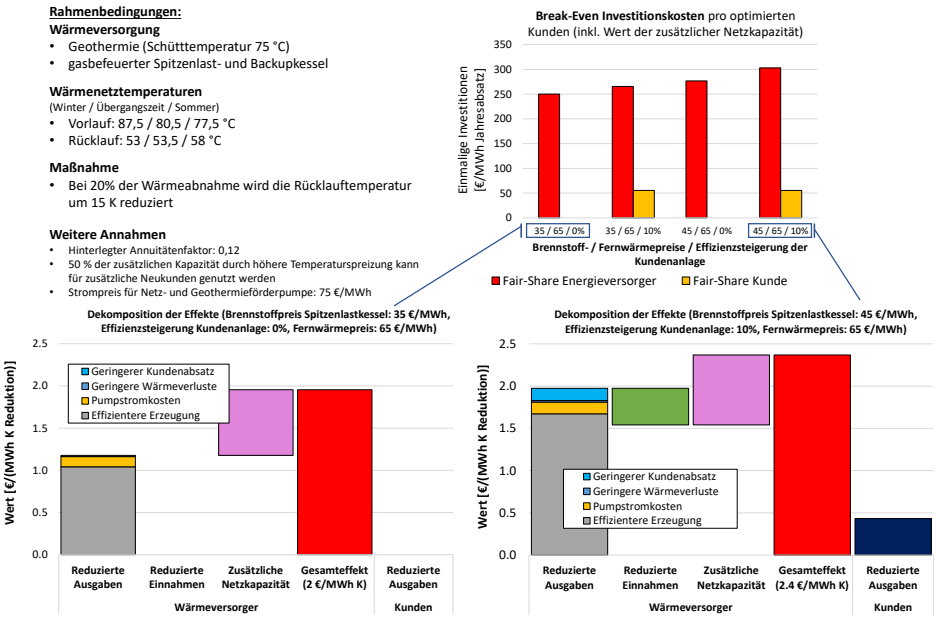


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung des Wertes der Rücklauftemperaturreduktion und Break-even-Investitionskosten am Beispiel eines mit geothermischer Wärme versorgten Netzes

Umsetzung von ausgewählten Fallbeispielen und Evaluierung der Effekte

Im Rahmen des Projekts wurden von den Wärmenetzbetreibern zahlreiche Kundenanlagen auf auffällige bzw. nachteilige Betriebstemperaturen untersucht. Insgesamt wurden 18 Kundenanlagen für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen ausgewählt, die Betriebsdaten vor und nach der Optimierung im Detail untersucht und grafisch aufbereitet. Die Optimierungsmaßnahmen können in folgende Maßnahmengruppen eingeteilt werden:

- Tausch der Übergabestation (2)
- Tausch von Wärmetauschern (2)
- Wärmetauscher Spülung (2)
- Tausch von Regelventilen (3)
- Optimierung der Pufferladeregelung (3)
- Regelungsoptimierung (Heizkurve, Pumpen) (4)
- Beheben von Bypässen (2)

Die Ergebnisse bei den Kundenanlagen zeigen eine mittlere Reduktion der Rücklauftemperatur ($\Delta T_{RL,pri}$) bzw. Erhöhung der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf ($\Delta T_{diff,pri}$) um 2 bis 30 °C, wobei die Kosten für die Umsetzung in keinem direkten Zusammenhang mit dem erreichten Optimierungsgrad

standen (siehe Tabelle 1). Neben der Vergrößerung der primären Temperaturspreizung konnte in zahlreichen Fällen auch ein starker Rückgang des benötigten Volumens nachgewiesen werden.

Tabelle 1: Übersicht der umgesetzten Optimierungen von Kundenanlagen mit umfassendem Monitoring

Nr.	Interne ID	Betroffene Komponente	Maßnahme	$\Delta T_{RL,pri}$ [°C]	$\Delta T_{diff,pri}$ [K]	Kosten [€]
1	WA-VB03	Regelventil	Tausch Regelventil	-	30	1.000
2	GU-20	Übergabestation	Tausch Übergabestation	-30	23	25.000
3	Abn. 7	Kundenanlage-Verteilung	Bypass Wohnungsstation	-8	21	920 *
4	WA-VB02	Übergabestation	Tausch Übergabestation	-	21	5.000
5	Rö-16	Regelventil	Tausch Regelventil, Bypass	-	18	1.500
6	G1	Wärmetauscher	WT-Tausch	-	16	5.000
7	Ertr-6	Regelventil	Tausch Regelventil		14	5.000
8	Ho10	Kundenanlage-Verteilung	Umbau Verteilung & Regelung	-15	11	2.000
9	WA-VB01	Kundenanlage-Verteilung	WT-Tausch/Verteiler	-	11	15.000
10	Abn. 6	Wärmetauscher	WT-Spülung	-9	10	380
11	Y2	Regelung	Pufferladeregelung	-	10	0
12	Abn. 17	Wärmetauscher	WT-Spülung	-10	8	790
13	G3	Pumpe(n)	drehzahlgeregelte Pumpe	-5	5	5.900
14	Nr. 9	Regelung	Reduktion der Pumpleistung	**	5	0
15	Y1	Regelung	Pufferladeregelung	-	4	0
16	Y3	Regelung	Pufferladeregelung	-	4	1.700
17	Y4	Regelung	Bedarfsabhängige Warmwasserregelung	-3	3	7.000
18	G2	Regelung	Absenkung Heizkurve	-6	2	0

* bzw. kostenlos bei laufender Wartung alle 2 Jahre

** 1) 1 °C Absenkung im Tertiärkreislauf

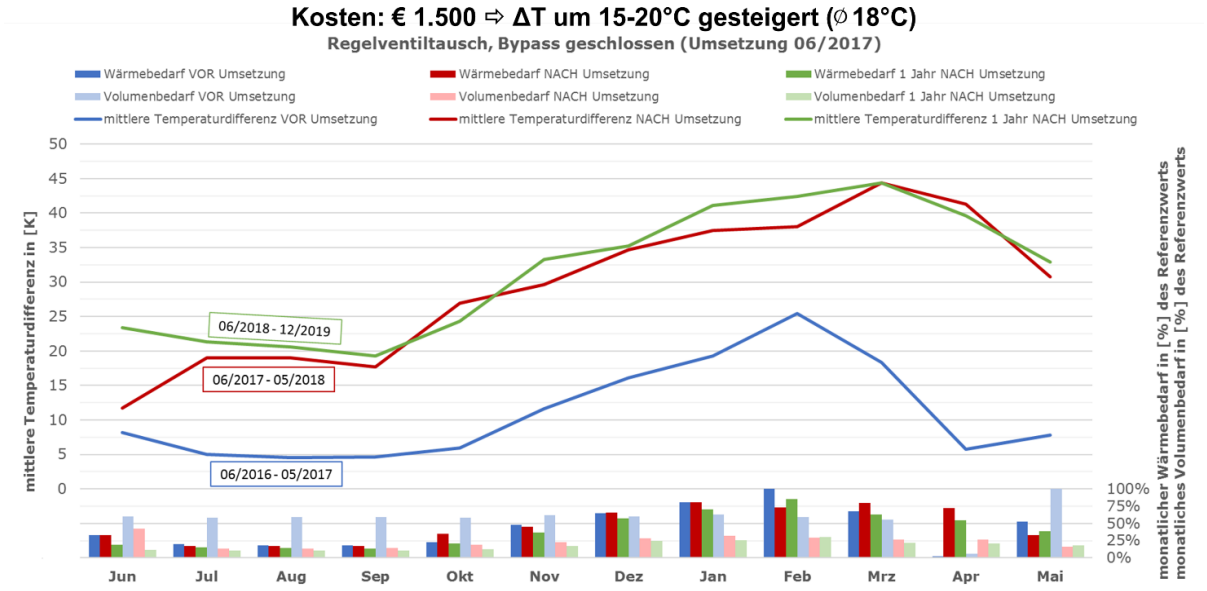


Abbildung 3: Fallbeispiel „Regelventiltausch und Schließung Bypass“ bei einer Kundenanlage mit einer Leistung von 200 kW und einer Wärmeabnahme von 350 MWh/a

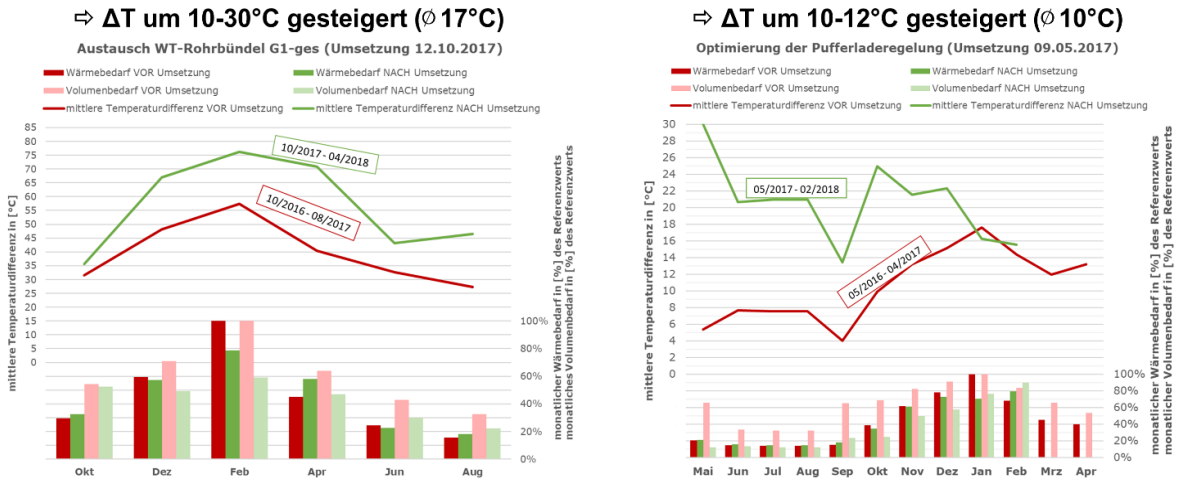


Abbildung 4: Fallbeispiel „Tausch eines Rohrbündels eines Wärmetauschers“ bei einem Gebietsumformer mit einer Leistung von 2.200 kW und einer Wärmeabnahme von 3.600 MWh/a [links] und Fallbeispiel „Optimierung einer Pufferladeregelung“ bei einer Kundenanlage mit einer Leistung von 280 kW und einer Wärmeabnahme von 510 MWh/a [rechts]

Ein laufendes Monitoring der Kundenanlagen (siehe exemplarisch Abbildung 3 und Abbildung 4) ist Voraussetzung für die Identifikation von ineffizienten Kundenanlagen und für einen effizienten Betrieb, wobei die Analyse der Messdaten sowohl manuell als auch automatisch erfolgen kann. Die größte Herausforderung auf Betreiberseite ist die Rechtfertigung des Mitteleinsatzes für Optimierungsmaßnahmen, die eine Abschätzung der Auswirkung von kundenseitigen Temperatursenkungen auf das Gesamtsystem erfordern, was durch das im Projekt entwickelte

Bewertungstool ermöglicht wurde. Ergänzend dazu dienen die untersuchten Fallbeispiele als Anhaltspunkt für das Optimierungspotenzial verschiedener kundenseitiger Maßnahmen.

Geschäftsmodelle als Anreiz zur Temperaturreduktion

Die Umsetzbarkeit von Maßnahmen zur Reduktion von Rücklauftemperaturen hängt neben deren Wirtschaftlichkeit, also den erzielten Kosteneinsparungen im Vergleich zu den Kosten der Maßnahme von technischen Einschränkungen und Eigentümerverhältnissen bzw. Zugriffsmöglichkeiten auf die Kundenanlagen ab. Wie bereits erwähnt, gehen im Regelfall die Einsparungen zugunsten des Wärmeversorgers, die Kosten fallen aber bei den Kundenanlagen an. Um dies zu berücksichtigen, wurden Geschäftsmodelle entwickelt und mithilfe eines Berechnungstools anhand konkreter Fallbeispiele durchgerechnet und mit den im Projekt involvierten Wärmeversorgungsunternehmen diskutiert:

1. **Eigeninvestition**: Der Wärmeversorger übernimmt die Investition und führt die rücklaufsenkenden Maßnahmen beim Kunden durch. Die „Rückzahlung“ der Maßnahmen wird durch Einsparungen in den Betriebskosten realisiert.
2. **Kundenmotivation**: Der Kunde übernimmt die Investition bzw. führt die Maßnahmen selbst durch. Die „Rückzahlung“ der Investitionen/Aufwendungen erfolgt durch einen Bonus-(Malus-) Tarif in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur.
3. **Darlehen**: Externe Investoren, z. B. über Crowdfunding übernehmen die Investition. Die Rückzahlung inkl. Zinsen erfolgt über eine vereinbarte Zeit.
4. **Contracting**: Ein externer Contractor setzt die Maßnahme beim Kunden um. Die Maßnahmen können ausgeschrieben und nach Bestbieterprinzip vergeben werden. Die Rückzahlung der Investitionen kann durch Aufteilung der realen Einsparungen erfolgen.

Für diese Geschäftsmodelle wurde jeweils eine SWOT-Analyse (Akronym für Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Risiken)) erstellt, deren Ergebnisse in den folgenden Tabellen dargestellt ist.

Tabelle 2: SWOT-Analyse gültig für alle Geschäftsmodelle (GM)

STÄRKEN	SCHWÄCHEN
• Geringe Temperaturniveaus bieten zahlreiche Vorteile im gesamten Fernwärmesystem • Ggf. höherer Komfort der Gebäudebewohner durch gleichmäßigere Verteilung der Wärme • Erhöhung der Sichtbarkeit in der Öffentlichkeit und der Kundenzufriedenheit	• Kein attraktives GM bei fossilen Erzeugungs-anlagen und Biomasse • Für einen „spürbaren“ Effekt sind substanzielle Investitionen notwendig • Optimierungsmaßnahmen sind individuell • Regulative Barrieren bei zentralen Warm-wasserbereitungsanlagen • Thema Temperaturreduktion derzeit politisch nicht präsent
CHANCEN	**BEDROHUNGEN**
• Alternative Energieträger erhöhen die positiven Effekte sinkender Systemtemperaturen signifikant • Steigendes Bewusstsein in der Gesellschaft bezüglich Klimaneutralität und der Rolle des Endkunden • Steigender Grad an Digitalisierung ermöglicht Informationen zu Optimierungspotentialen und Maßnahmen	• Hoch-Temperatur-Lock-In: Dominanz von Hochtemperaturerzeugern → geringe Motivation zur Reduktion des Temperaturniveaus → reduziertes Potenzial alternativer Wärmequellen → Dominanz von Hochtemperaturerzeugern • Dekarbonisierungsstrategien fokussieren auf die Weiternutzung bzw. Steigerung des Einsatzes von Hochtemperaturerzeugern

Da die betrachteten Wärmenetze bzgl. der erzielten Einsparungen sehr unterschiedlich sind und der Gebäudebestand bzgl. der notwendigen Maßnahmen eine heterogene Struktur hat, sind die sinnvollen Geschäftsmodelle individuell zu bewerten. Die ersten beiden Geschäftsmodelle werden von den im Projekt T2LowEx beteiligten FVUs (Fernwärmeversorgungsunternehmen) als am realistischsten angesehen. Das Geschäftsmodell Kundenmotivation ist aus Sicht der Wärmeversorger am attraktivsten. Weiters ist anzumerken, dass beim Anschluss von größeren Schlüsselkunden an das Wärmenetz oftmals die Vertriebssicht dominiert. Dadurch werden vielfach auch im Unwissen um die höheren Kosten durch hohe Systemtemperaturen solche in den Wärmelieferverträgen akzeptiert; eine nachträgliche Änderung ist dann schwierig umzusetzen. Weiters sind die Effekte reduzierter Rücklauftemperaturen bei großen Wärmenetzen nur indirekt messbar, so dass Einsparungen von Einzelmaßnahmen nur rechnerisch bewertet werden können.

Tabelle 3: SWOT-Analyse für die Geschäftsmodelle (GM) 1-4

GM	STÄRKEN/CHANCEN	SCHWÄCHEN/BEDROHUNGEN
Eigeninvestition	• Derzeitiges Standardmodell in Österreich und vielen anderen Ländern • Die EVUs haben grundsätzlich eine sehr gute Kenntnis der meisten Kundenanlagen und Know-how zur Fehlerbehebung • Das GM kann vom EVU direkt umgesetzt werden	• Umsetzbarkeit hängt von der Verfügbarkeit geeigneten technischen Personals ab • Investitionsrisiko liegt beim EVU • Ggf. Zugangsbeschränkungen zu Kundenanlagen • Technisches Know-how bei kommerziellen Anlagen muss erworben werden • Kein Interesse an Investitionen in Kundenanlagen + rechtliche Fragen (z. B. Haftung) bei dem Eingriff in fremde Anlagen
Kundenmotivation	• Diverse Best-Practice-Beispiele vorhanden • Kann vom EVU direkt umgesetzt werden • Gut skalierbar • Förderung von Verhaltensänderung • Risiken des Maßnahmenerfolgs beim Kunden (nur sinnvoll, wenn dieser die notwendigen Maßnahmen kennt und Zugang zu den Anlagen hat) • Vermieter können sich die Investitionen über eine Warmmiete zurückzahlen • Digitalisierung kann Maßnahmen und Effekte visualisieren • Ein Wettbewerb zwischen den Kunden kann initiiert werden	• Investor-Nutzer Dilemma (Mieter haben geringe Möglichkeiten zur Durchführung von Maßnahmen, aber alle Vorteile des Motivationstarifs) • Hohe Komplexität des Tarifs • Geringe Kundenzufriedenheit bei Malus • Oftmals langfristige Wärmelieferverträge • Fehlende Visualisierungen / Bewusstseinsbildung für die Temperaturniveaus und der Erfolge der Maßnahmen beim Kunden • Wärmemengenzähler oftmals nicht auf Temperaturniveaus geeicht, Abrechnung nach Temperaturniveaus entsprechend nicht zulässig
Crowdfunding	• Neue Finanzierungskanäle für das EVU • Bürgerbeteiligungsmodelle/Investition in umweltfreundliche/langfristige Projekte • Nutzung innerhalb von Genossenschaften? • Nutzung von Onlineplattform erhöht Sichtbarkeit des EVUs und Transparenz + Zusatzleistungen möglich (wie z. B. finanzielle oder technische Analysen, Match-Making, Handwerkervergleich etc.)	• Es können nur eingeschränkt Garantien bzgl. der Rückzahlungen gegeben werden • Problematische sind generell Datenschutzfragen bzgl. der Kundenanlagen und der Weitergabe der Informationen an Dritte • Kann vom Wärmenetzbetreiber nicht ohne weiteres umgesetzt werden

Contracting	• Maßnahmen aufgrund von Skaleneffekten kostengünstiger • Aufteilung des Risikos zwischen dem Contractor und dem EVU • EVUs können als Contractor außerhalb des eigenen Netzbereiches auftreten, umso eigenes Personal auszulasten	• Oftmals kurzfristige Sicht der Contractoren • Negative Beziehung zwischen EVU und Kunden im Falle eines Misserfolgs • Komplizierte Vertragsgestaltung • Maßnahmen zum Datenschutz der Kunden • Kann vom Wärmenetzbetreiber nicht ohne weiteres umgesetzt werden

Transfer auf den österreichischen Fernwärmesektor

Zukünftige Fernwärmenetze werden von diversifizierten, alternativen Wärmequellen dominiert sein. Die energie-ökonomischen Bewertungen zeigen, dass in zukünftigen Fernwärmenetzen die vorherrschenden Systemtemperaturen einen deutlich stärkeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben werden als im Fall des derzeit bestehenden Erzeugungsmix, welcher durch Verbrennungstechnologien dominiert ist. Eine Kennzahl, die diesen monetären Effekt beschreibt, ist der „Kostenreduktionsgradient“ (englische Nomenklatur: “Cost Reduction Gradient“, CRG). Wie Abbildung 5 indikativ zeigt, ist der CRG für Niedertemperatur-Erzeugungstechnologien (z. B. Geothermie) im Vergleich zu Hochtemperatur-Erzeugungstechnologien (z. B. KWKs oder reine Heizkessel mit Rauchgaskondensation) etwa fünfmal höher.

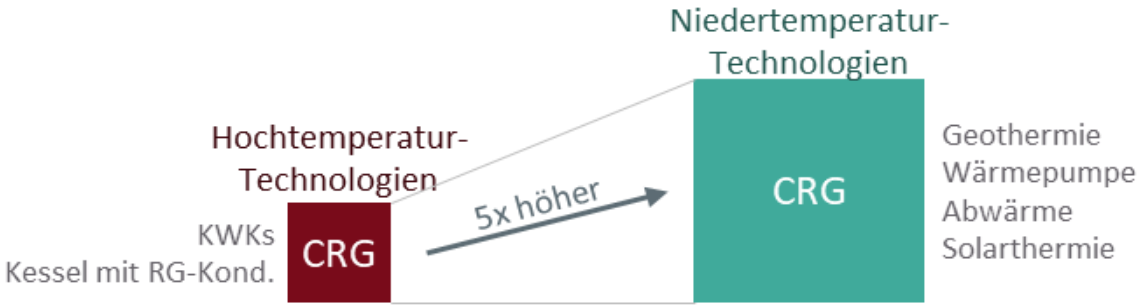


Abbildung 5: Indikativer Vergleich des Kostenreduktionsgradienten (CRGs) zwischen Hoch- und Niedertemperatur-Technologien

Bewertungen für einen dekarbonisierten österreichischen Fernwärmesektor gemäß der *Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich*[1] weisen einen CRG von etwa 0,28 €/(MWh °C) auf. Der entsprechende monetäre Effekt durch eine Reduktion der Systemtemperatur um ein Grad Celsius beträgt für alle Wärmenetze Österreichs etwa acht Millionen Euro pro Jahr. Zu betonen ist, dass bei dieser Betrachtung nach wie vor Verbrennungstechnologien in der zukünftigen Fernwärmeerzeugung mit ca. 60 % dominant vertreten sein werden. Bei einem vollständigen Verzicht auf Verbrennungstechnologien könnte der monetäre Effekt etwa doppelt so hoch ausfallen.

[1] https://www.forum-gww.at/pdf/2020_02.pdf

Niedrige Temperaturen als Schlüssel zum langfristigen Erfolg

Niedrige Temperaturniveaus sind eine wesentliche Voraussetzung, um die Rolle der Fernwärme auch in einem zukünftigen CO_2-neutralen Energiesystem zu stärken (*Abbildung 6*). Die größte Herausforderung im Bestand ist dabei, dass die Optimierung der kundenseitigen Anlagen häufig im Verantwortungsbereich der Kunden liegt und die Umsetzung im Einklang mit bestehenden Wärmelieferverträgen stehen muss. Die im Projekt T2LowEx entwickelten und getesteten Methoden und Konzepte können die beteiligten Stakeholder, besonders Fernwärmeversorgungsunternehmen darin unterstützen, Temperaturreduktions-potenziale bei Kundenobjekten zu identifizieren, wirtschaftlich zu bewerten, zum Nutzen der Kunden und des Energieversorgers umzusetzen und damit die Weichen für ein zukunftsfähiges Fernwärmenetz zu stellen.

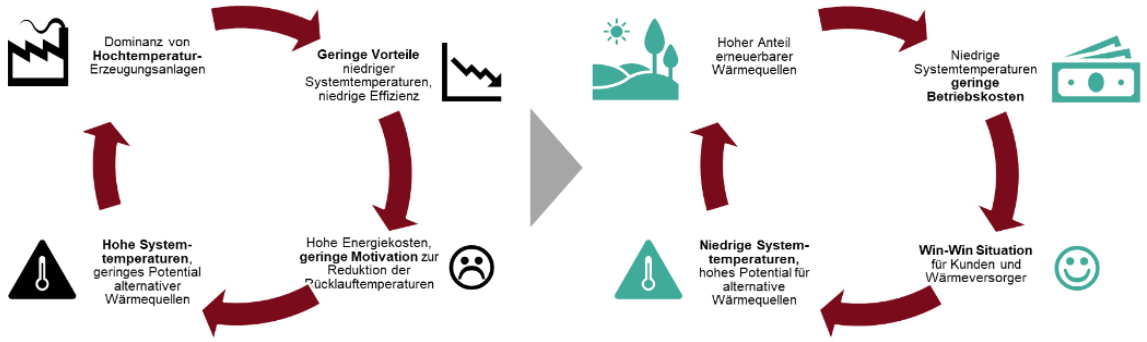


Abbildung 6: Links: Der Teufelskreis hoher Systemtemperaturen/Lock-in; Rechts: der Mehrwert niedriger Systemtemperaturen

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus den Analysen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen:

- Fortschreitende **Digitalisierung** der Wärmenetze ist eine wesentliche Maßnahme zur Identifikation von Kundenanlagen mit hohen Rücklauftemperaturen. Dies ermöglicht es, die jeweiligen Ursachen sowie Optimierungsoptionen zu erkennen und gegebenenfalls für die Kunden zu visualisieren.
- Umsetzung eines **Förderprogramms**, spezifisch für die Senkung der Systemtemperaturen im Wärmenetz und Optimierung von Kundenanlagen: Obwohl die Umstellung auf geringere Systemtemperaturen für die Dekarbonisierung des Fernwärmesektors auch betriebswirtschaftlich für die Fernwärmebetreiber wichtig ist, bestehen kurz- und mittelfristig oft nicht die erforderlichen ökonomischen Anreize. Vielmehr sind Fernwärmeunternehmen zum Teil auch im Lock-in höher Systemtemperaturen „gefangen“. Diese Punkte sollten ein Förderprogramm entsprechend adressieren.
- Evaluierung von **regulativen Barrieren** für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen bei Kundenanlagen. Gegebenenfalls sollten regulative Ausnahmegenehmigungen erwogen werden, z. B. Legionellenverordnung (ÖNORM B5019) bei zentralen Warmwasserbereitungsanlagen; Datenschutzfragen, Zugangsmöglichkeiten und Haftungsfragen sowie der Gestaltung von Wärmelieferverträgen.
- Durchführung von Maßnahmen zur **Bewusstseinsbildung** bei Wärmenetzbetreibern, Endkunden, Facility-Managern und GebäudeeigentümerInnen. Auch wenn das Thema in der Branche durchaus präsent ist, fehlen oft Bewusstsein hinsichtlich der Dringlichkeit und Relevanz des Themas. Insbesondere ist notwendig, auch die konkreten technischen Informationen, unter anderem auch in Lehrgängen und Ausbildungsprogrammen, zu vermitteln.
- **Anpassung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz** (**EAG)** bzgl. der Maximierung des Anteils von Solar- und Geothermie, Abwärme und Wärmepumpen sowie des Einsatzes von Saisonspeichern in Wärmenetzen. Beispielsweise sollte eine Anpassung des Umstellungsplans erwogen werden, der vorzulegen ist, wenn um eine Förderung im Rahmen des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG) angesucht wird. Hierbei sollte der Anteil der genannten Wärmequellen und Saisonalspeicher maximiert werden. Dieses wäre z. B. möglich über eine Priorisierung der Anträge nach dem Anteil, der durch diese Technologien bereitgestellt wird.
- Weiterentwicklung von kostengünstigen Wärmemengenzählern, welche neben der Wärmemenge auch auf andere relevanten Kenngrößen (z. B. Volumenstrom, Temperaturdifferenzen bzw. Volumenstrom bei unterschiedlichen Temperaturniveaus) standardmäßig geeicht sind. Dies erfordert eventuell eine Weiterentwicklung der derzeitigen **Mess- und Eichregulative**.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Der Klimawandel und seine Folgen zählt zu den größten Herausforderungen unserer Gesellschaft. Um die gravierenden Auswirkungen des Klimawandels wirksam zu minimieren, müssen Treibhausgasemissionen rasch und massiv reduziert werden. Fernwärmesysteme gelten als möglicher Wegbereiter für eine erneuerbare und dekarbonisierte Wärmeversorgung (Mathiesen et al., 2018), da sie insbesondere im urbanen Raum Potenziale zur Schonung von Ressourcen (Schmidt et al., 2015; Gössl et al., 2014) bieten. In Österreich ist bereits mehr als jede vierte Wohnung an Fernwärme angeschlossen (FGW, 2020). Damit versorgt Fernwärme versorgt in Österreich mehr als 20 % des gesamten Energiebedarfs zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung Tendenz steigend.

Trotz des stetigen Ausbaus der Wärmenetze hat sich in den letzten Jahren deren Wirtschaftlichkeit teilweise signifikant reduziert. Ursachen hierfür sind unsichere, volatile Preisentwicklungen (fossiler) Energieträger, kombiniert mit Verschränkungen europäischer Energiemärkte. Alternative Energiequellen zur Einspeisung in Wärmenetze liegen oftmals kleinskalig und dezentral vor und/oder haben ein niedriges Temperaturniveau, was deren Integration erschwert. Weitere Herausforderungen sind sinkende spezifische Wärmebedarfe von Gebäuden, oftmals geringe Effizienz von Kundenanlagen und Konkurrenz zu individuellen Wärmeversorgungsanlagen (Schmidt et al., 2018). Zur Erhöhung der Systemeffizienz, Resilienz und zur Erreichung nachhaltiger Versorgungssicherheit besteht vor allem Handlungsbedarf in der Effizienzsteigerung der gesamten Versorgungskette.

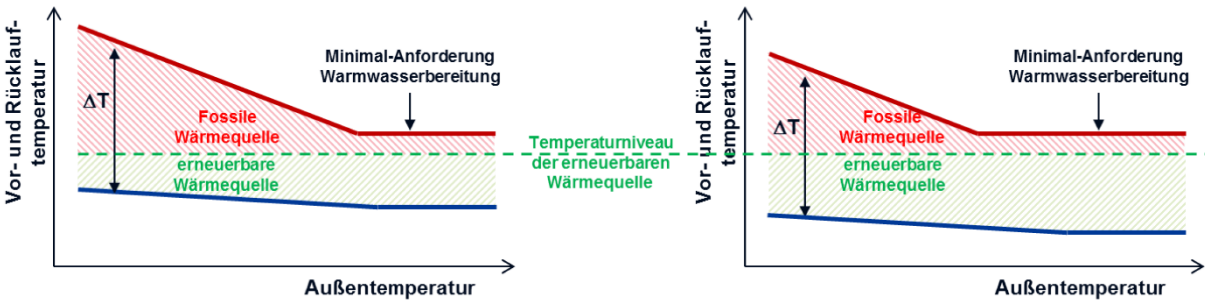


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Wärmenetztemperaturen auf das Potenzial niederexergetischer erneuerbarer Energieträger (Quelle: AIT)

Ein wesentlicher Hebel dabei ist die Senkung der Systemtemperaturen, da diese eine zentrale Rolle für die Effizienz der Wärmeverteilung und Wärmebereitstellung der Integrierbarkeit von erneuerbaren, niederexergetischen Wärmequellen (z. B. Solarthermie, siehe Abbildung 7) spielen sowie im Falle hoher Rücklauftemperatur die Pumpstromkosten erhöhen. Diesem Umstand wird bei der Errichtung von neuen Netzen durch die Umsetzung von Konzepten, die in der Fachliteratur allgemein als Fernwärmenetze der 4. Generation teilweise bereits Netzen der 5. Generation bekannt sind, Rechnung getragen.

Durch den bereits hohen Ausbaugrad von Fernwärme in Österreich wird jedoch allgemein erwartet, dass der zusätzliche Fernwärmeausbau vorwiegend durch den Ausbau von existierenden Netzen erfolgen wird und dass ein sehr großer Teil der potenziellen künftigen Kundenanlagen bereits heute ans Fernwärmenetz angeschlossen ist. Damit wird der mögliche Handlungsspielraum bei der Umsetzung von Niedertemperaturnetzen und Niedertemperaturkundenanlagen erheblich eingeschränkt. Dieser Aspekt wird auch in der gegenständlichen Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Klima- und Energiefonds aufgegriffen. Darin wird auf die Priorität der Ausweitung der Fernwärme- und Fernkälteversorgung in der österreichischen Klimawandelanpassungsstrategie, gleichzeitig aber auch auf die Notwendigkeit zur Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduktion der Netztemperaturen hingewiesen.

Das gegenständliche Projekt T2LowEx hat sich daher zum Ziel gesetzt, die folgenden Fragestellungen zu untersuchen:

- Methoden zur Identifikation von bestehenden Kundenanlagen mit Optimierungspotential zur Reduktion der Wärmenetztemperaturniveaus
- Analyse der Kosten von Maßnahmen zur Reduktion der Temperaturen
- Analyse des (monetären) Nutzen von Reduzierten Wärmenetzen inklusive der Frage, welcher Stakeholder in welchem Umfang von Maßnahmen profitiert und wer welchen Anteil der Kosten trägt
- Welche Tarif- und Geschäftsmodelle bieten Kunden wie auch Fernwärmeversorgungs-unternehmen (FVU) Anreize, solche Maßnahmen umzusetzen

1.2 Einordnung in das Energieforschungsprogramm

Im Rahmen des Projektes T2LowEx werden insbesondere die folgenden Ziele der 3. Ausschreibung des Energieforschungs-programm des Klima- und Energiefonds wie folgt adressiert:

- **Entwicklung und Optimierung von Retrofitting-Strategien für Bestandnetze unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen:** Das vorliegende Projekt widmet sich der systematischen Erforschung, Umsetzung und Evaluierung von sekundär-/ kundenseitigen energieeffizienzsteigernden Maßnahmen in bestehenden Wärmenetzen mit Fokus auf die Reduktion der Vor- und Rücklauftemperaturen.
- **Entwicklung von Strategien und Technologien zur Reduktion der Rücklauftemperaturen (z. B. Optimierung von Kundenanlagen):** Reduktionen der Wärmenetztemperaturen können aber nur dann erzielt werden, wenn vor allem bei bestehenden sekundärseitigen Anlagen (Kunden-anlagen) Optimierungsmaßnahmen identifiziert und umgesetzt werden. Dafür ist es notwendig, die Identifikation und Vorgangsweisen zur Optimierung von Kundenanlagen systematisch zu untersuchen sowie das erzielbare ökologische Potenzial und die damit verbundenen monetären Einsparungen aufzuzeigen.

1.3 Verwendete Methoden

Um Antworten auf diese Fragen geben zu können, wurden im Rahmen des Projektes gemeinsam mit den beteiligten FVU mehre österreichische Fernwärmenetze bzw. Sekundärnetze die damit versorgten Wärmekunden untersucht. Im Rahmen des Projektes wurde versucht, eine große Bandbreite der in Österreich vorhanden Wärmenetzen abzudecken. Dazu zählen große, bereits seit vielen Jahrzehnten existierende städtische Wärmenetze mit hohen Temperaturen (Wien und Graz), kleinstädtische Netze mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsstrukturen (Braunau mit Geothermie, Ried mit Geothermie und Gleisdorf) sowie ein rezenteres, ländlich geprägtes Nahwärmenetz (Saalfelden).

Die Daten dieser Wärmenetze wurden vom Projektteam dazu genutzt, um Methoden zur Identifikation von optierungswürden Kunden zu identifizieren, Analysen zu den auftretenden Ursachen von erhöhten Temperaturen durchzuführen und konkrete Kundenanalagen zu optimieren und die erzielten Ergebnisse messtechnisch zu erfassen und zu dokumentieren.

Darüber hinaus wurde auf Basis von vereinfachten Zusammenhängen zwischen Temperaturniveaus und der energetischen Effizienz von technischen Systemkomponenten die Auswirkungen einer Temperaturreduktion auf den Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung abgebildet. Aus diesen Ergebnissen wurde unter Berücksichtigung von Energiepreisen der monetäre Nutzen einer Temperaturreduktion bewertet. Darauf aufbauend wurden unterschiedliche Geschäftsmodelle untersucht, welche dazu beitragen können, sowohl Kunden und/oder FVU einen finanziellen Anreiz zur Durchführung von Optimierungsmaßnahmen zu bieten.

Basierend auf diesen Fallstudiendaten wurden die Ergebnisse auf den gesamtösterreichischen Fernwärmesektor umgelegt und (energiepolitische) Handlungsempfehlungen abgeleitet.

1.4 Aufbau der Arbeit

Der gegenständliche Bericht ist wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 werden Methoden zur Identifikation von optimierungswürdigen Bestandsanlagen, die typischen Gründer für erhöhte Temperaturen als auch Beispiele von untersuchten Optimierungsmaßnahmen dargestellt. Kapitel 3 stellt die Ergebnisse der energetischen und monetären Bewertung von Optimierungsmaßnahmen auf Netzebene dar. Kapitel 4 zeigt die untersuchten Geschäftsmodelle mit deren Stärken und Schwächen auf. Die Aggregation der Ergebnisse auf die Österreich wird in Kapitel 5 dargestellt. Der Bericht schließt mit Handlungsempfehlungen und Ausblick in Kapitel 6.

2 Identifikation von gebäudeseitigen Potenzialen zur Reduktion der Wärmenetztemperaturen

Wenn von einer Temperaturreduktion in Wärmenetzen gesprochen wird, gilt es zunächst zwischen dem vorlaufseitigen Temperaturniveau, also der Temperatur des Wärmetransportmediums (Wasser) an der Versorgungsseite (beispielsweise, am Kesselausgang oder an der Wassereingangsseite eines Hausanschlusses) und dem Rücklauftemperaturniveau (z. B. Kesseleingangsseite oder Wasserausgangsseite eines Hausanschlusses) zu unterscheiden.

Dabei kann das Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) das vorlaufseitige Temperaturniveau des Wärmenetzes unter Einhaltung bestimmten Anforderungen frei bestimmen. Zu diesen Anforderungen zählen unter anderem, dass technische Grenzwerte für die maximale Auslegungstemperatur des Netzes und der Komponenten nicht überschritten werden dürfen oder dass die Kunden mit der benötigten (vertraglich festgelegten) Temperatur beliefert werden müssen. Hier ist auch zu beachten, dass die tatsächlich Netztemperatur mit fortschreitender Netzlänge durch Wärmeverluste abnimmt. Eine weitere wesentliche Anforderung ist, dass ausreichend nutzbare Wärmeleistung, definiert als Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur multipliziert mit dem Massenstrom) bereitgestellt werden muss.

Im Gegensatz dazu wird die Temperatur des Rücklaufes in erster Linie durch die Auskühlung des Heißwassers in den Wärmeübergabestationen der Kunden definiert. Findet bei einer relevanten Anzahl an Kundenobjekten keine adäquate Auskühlung statt, sind die FVU mit einer hohen Rücklauftemperatur konfrontiert und sind zunächst nicht in der Lage, diese direkt zu beeinflussen. Um dies zu verhindern, ist vertragliche zumeist eine Mindestauskühlung (z. B. maximale Rücklauftemperatur) definiert, technisch werden diese in der Regel durch regelbare Rücklauftemperaturbegrenzer implementiert.

Während nun die Vorlauftemperatur den minimalen Anforderungen der kritischsten Kundenanlagen entsprechen, muss (sofern ausreichend Übertragungsleistung sichergestellt werden kann), ergibt sich die Rücklauftemperatur aus dem gewichteten Mittelwert der versorgten Objekte. Dadurch lässt sich die Netzrücklauftemperatur sukzessive durch gezielte Maßnahmen bei einzelnen versorgten Objekten realisieren. Um die minimal erforderliche Vorlauftemperatur im Netz zu reduzieren, müssen hingegen zumeist bei den Kundenobjekten, die die höchsten Vorlauftemperaturen benötigen, Maßnahmen durchzuführen sind. Dennoch gilt auch bei der Rücklauftemperaturreduktion zu beachten, dass Maßnahmen bei unterschiedlichen Abnehmern einen unterschiedlichen Effekt auf die Rücklauftemperatur haben. Des Weiteren gilt festzuhalten, dass hohe Vorlauftemperaturen grundsätzlich eher mit der Auslegung und Dimensionierung der technischen Anlagen in Verbindung gebracht werden, wohingegen hohe Rücklauftemperaturen häufig durch einen suboptimalen Betrieb verursacht werden. Für eine umfassende Beantwortung der Frage nach gebäudeseitigen technischen und ökonomischen Möglichkeiten der Temperaturreduktion müssen daher die folgenden Fragen untersucht werden:

- Wie lassen sich Gebäude, die einen signifikanten Einfluss auf erhöhte Netztemperaturen haben (z. B. durch geringe Auskühlung und den damit einhergehenden hohen Rücklauftemperaturen) identifizieren?

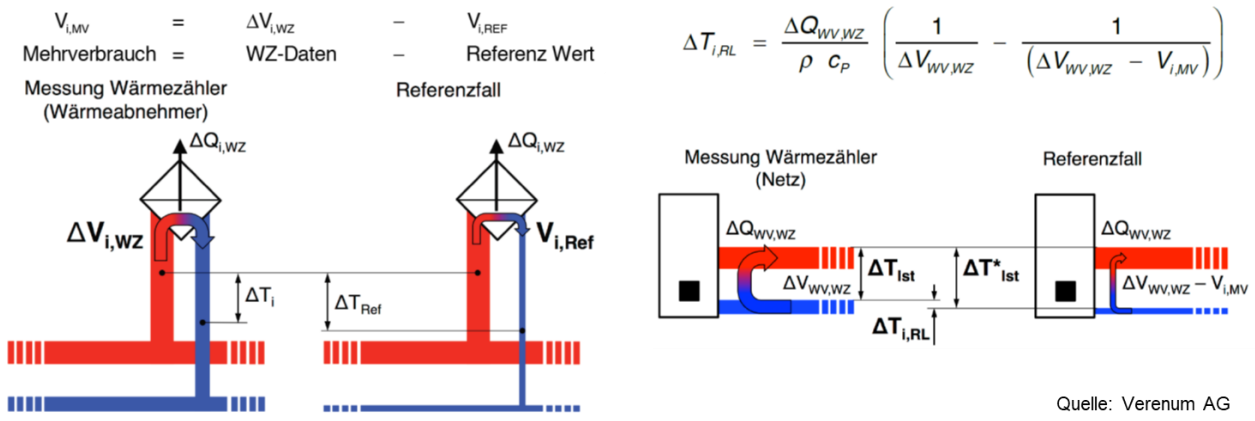
- Wodurch werden hohe (Rücklauf-)Temperaturen verursacht?
- Wie groß ist der (monetäre) Aufwand zur Behebung der Ursache und wer ist dafür zuständig?

2.1 Identifikation von problematischen Kundenanlagen

Zu Beginn wurde eine Literaturrecherche durchgeführt, bei der erste interessante Ansätze für eine automatisierbare Erkennung von problematischen Kundenanlagen/Fehlern identifiziert wurden. Diese Ansätze wurden in einem nächsten Schritt auf reale Messdaten von Kundenanlagen angewendet und weiterentwickelt (siehe unten). Zudem wurden drei Methoden (qm heizwerke, Salzburg AG, Planungshandbuch Fernwärme) analysiert und verglichen, die auf Basis weniger Daten (jährliche Ablesung von Energiemenge und Volumenstrom), eine grundlegende Abnehmeranalyse und Priorisierung von Kundenanlagen, die ein hohes Optimierungspotenzial aufweisen, ermöglichen:

- Die derzeitige Methode der Salzburg AG basiert auf dem spezifischen Volumenstrom und der Gewichtung über den Volumenstrom
- *qm heizwerke* nutzt ebenfalls den spezifischen Volumenstrom, die Gewichtung erfolgt über die Energiemenge
- Die Methode der QM Fernwärme (Schweiz) bestimmt zunächst den Mehrverbrauch und Einfluss auf die RL-Temperatur und bewertet im Anschluss die Abnehmer in Abhängigkeit vom Mehrverbrauch (Abbildung 8)

Die Methoden wurden in einem einfachen Excel-Tool zusammengefasst und können von den Wärmenetzbetreibern in einfacher Form angewendet werden. Abbildung 9 zeigt exemplarisch das Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der Methode „Planungshandbuch Fernwärme“ auf Basis der Abnehmerdaten eines am Projekt beteiligten FWU, die neben einer Priorisierung (Reihung) der Abnehmer nach Optimierungspotenzial auch den potenziellen Einfluss der Optimierung auf die Rücklauftemperatur, bezogen auf eine festgelegte Referenzspreizung darstellt.



Quelle: Verenum AG

ΔQWV,WZ	Wärmemenge, Verbrauch des Wärmeverteilnetzes im betrachtetem Zeitraum (laut Wärmezähler)
ΔVWV,WZ	Volumen, Verbrauch des Wärmeverteilnetzes im betrachtetem Zeitraum (laut Wärmezähler)
ΔTIst	mittlere Temperaturspreizung des Wärmeverteilnetzes im betrachtetem Zeitraum (berechneter Wert)
ΔT*Ist	mittlere Temperaturspreizung des optimierten Wärmeverteilnetzes im Referenzfall (berechneter Wert)
ΔTi,RL	Einfluss auf die die Rücklauftemperatur des Wärmeverteilnetzes im Referenzfall, bei Optimierung eines Abnehmers (berechneter Wert, ergibt sich aus ΔTIst - ΔT*Ist)
ΔQi,WZ	Wärmemenge, Verbrauch eines Abnehmers im betrachtetem Zeitraum (laut Wärmezähler)
ΔVi,WZ	Volumen, Verbrauch eines Abnehmers im betrachtetem Zeitraum (laut Wärmezähler)
Vi,Ref	Volumen, theoretischer Verbrauch eines Abnehmers im Referenzfall (berechneter Wert)
Vi,MV	Volumen, Mehrverbrauch eines Abnehmers im Vergleich zum Referenzfall (berechneter Wert)
Δti	mittlere Temperaturspreizung des Wärmeverteilnetzes im betrachtetem Zeitraum (berechneter Wert)
ΔTRef	mittlere Temperaturspreizung des optimierten Wärmeverteilnetzes im Referenzfall (festzulegender Soll-Wert)

Abbildung 8: Definition des Mehrverbrauchs und des Einflusses auf die Rücklauftemperatur entsprechend Methode „Planungshandbuch Fernwärme“ (QM Fernwärme (Schweiz)) (Quelle: Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, 2017)

AbnehmerNr	Jahres-verbrauch	Waermetraeger-volumen	Mittlere Spreizung	Spez. Volumenstrom	Referenz-spreizung	Referenz-volumen strom	Mehrverbrauch Volumenstrom Abnehmer	dT-Ref	Einfluss auf Rücklauf
-	kWh/a	m³/a	K	m³/MWh	K	m³/a	m³/a	K	K
37	448.575	48.577	8	108	35	11.236	37.341	36,4	-7,7
1	885.604	32.304	24	36	35	22.184	10.120	30,5	-1,7
9	289.018	14.656	17	51	35	7.240	7.416	30,0	-1,3
40	294.775	14.447	18	49	35	7.384	7.063	30,0	-1,2
56	136.321	8.217	15	60	35	3.415	4.802	29,6	-0,8
4	187.696	9.195	18	49	35	4.702	4.493	29,5	-0,7
36	213.357	9.097	21	43	35	5.344	3.753	29,4	-0,6
3	293.240	10.679	24	36	35	7.345	3.334	29,3	-0,6
47	106.835	4.882	19	46	35	2.676	2.206	29,1	-0,4
20	85.435	4.344	17	51	35	2.140	2.204	29,1	-0,4
10	118.462	4.521	23	38	35	2.967	1.554	29,0	-0,3
46	93.722	3.580	23	38	35	2.348	1.232	29,0	-0,2
2	151.083	4.584	29	30	35	3.785	799	28,9	-0,1

Abbildung 9: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der Methode „Planungshandbuch Fernwärme“ (QM Fernwärme (Schweiz))

Die beiden anderen erwähnten Methoden ergeben eine ähnliche Reihung, treffen aber keine weiteren Aussagen bzgl. des Einflusses einer Optimierung auf die Rücklauftemperatur. Exemplarisch sind hierfür die Ergebnisse hinsichtlich der fünf einflussreichsten Objekte in den Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt.

AbnehmerNr	Jahres-verbrauch	Waermetraeger-volumen	Mittlere Spreizung	Spez. Volumenstrom	Gewichtung nach Wärmeträger-volumen	Sortierung nach Optimierungs-potential
	kWh/a	m³/a	K	m³/MWh	%	
37	448.575	48.577	8	108	22,03	1
1	885.604	32.304	24	36	14,65	2
9	289.018	14.656	17	51	6,65	3
40	294.775	14.447	18	49	6,55	4
56	136.321	8.217	15	60	3,73	5

Abbildung 10: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der derzeit bei der Salzburg AG angewendeten Methode

AbnehmerNr	Jahres-verbrauch	Waermetraeger-volumen	Mittlere Spreizung	Spez. Volumenstrom	Gewichtung nach Wärmeverkauf	Sortierung nach Optimierungspotential	Vollastbetriebsstunden	AN-Wärme IST/SOLL	technische Anschluss-leistung	Gesamtwärme-bedarf Planwert
-	kWh/a	m³/a	K	m³/MWh	%				kW	MWh/a
37	448.575	48.577	8	108	8,72	1	1.661	87%	270	513.000
1	885.604	32.304	24	36	17,22	2	1.042	73%	850	1.207.000
9	289.018	14.656	17	51	5,62	3	1.445	90%	200	320.000
40	294.775	14.447	18	49	5,73	4	1.474	105%	200	280.000
3	293.240	10.679	24	36	5,70	5	489	27%	600	1.098.000

Abbildung 11: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der qm heizwerke Methode

Die oben dargestellten Methoden nutzen Wärmezählerdaten, um optimierungsbedürftige Kundenanlagen zu identifizieren. Das hat den Vorteil, dass keine hohen Anforderungen an die Datenerfassung gestellt werden, da die erforderlichen Daten bei allen Wärmenetzen zumindest als Jahreswerte für die Kundenabrechnung verfügbar sind. Liegen die Wärmezählerdaten auch in feinerer Auflösung vor, kann die Auswertung auch auf Monats- oder Tagesbasis durchgeführt werden, um Fehler schneller identifizieren zu können. Darüber hinaus können Anlagenbetreiber, die über zeitlich hochaufgelöste Daten verfügen, auch komplexere datenbasierte Analysemethoden anwenden. Solche Methoden wurden im Rahmen des Projektes untersucht.

Dafür wurde auf Daten von Nahwärmeanlagen, die über eine Aufzeichnung von Betriebsdaten inkl. der Übergabestationen mit hoher zeitlicher Auflösung verfügen, zurückgegriffen. Auf Basis der aufbereiteten Betriebsdaten von mehreren Anlagen wurden u.a. die folgenden Algorithmen/Methoden entwickelt bzw. methodische Ansätze aus der Literatur analysiert:

- Berechnung diverser Kennzahlen
- Langzeitanalyse der Wärmetauscher-Performance
- Energie-Temperatur-Profil
- Auswertung Tagesmittelwerte Spreizung vs. Außentemperatur (Übersichtsauswertung und Detailanalyse pro Abnehmer)
- Auswertung Tagesmittelwerte Leistung vs. Außentemperatur (Übersichtsauswertung und Detailanalyse pro Abnehmer)
- Bypass-Check
- Sekundärseitige Sollvorlauftemperatur unterschritten

Nicht alle diese Ansätze haben zu aussagekräftigen bzw. nutzbaren Ergebnissen geführt. Die automatisierte Suche nach Bypässen im Netz oder bei einzelnen Kunden hat sich als relativ komplex herausgestellt, da diese von vielen Einflussfaktoren abhängig ist. Besonders kritisch ist hier die Datenqualität, die über lange Zeit für alle Abnehmer lückenlos sein muss, was nur selten der Fall ist.

Mit der automatisierten Berechnung diverser Kennzahlen (mittlere Temperaturen, Spreizungen, spez. Volumenstrom, Volllastbetriebsstunden, Min/Max-Leistungen, ...) und z. B. der Erstellung von Energie-Temperaturprofilen (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13) können aus Betriebsdaten wichtige Informationen generiert werden, die eine grundlegende Charakterisierung und Einschätzung von Abnehmern zulassen, um sich rasch einen Überblick zu verschaffen.

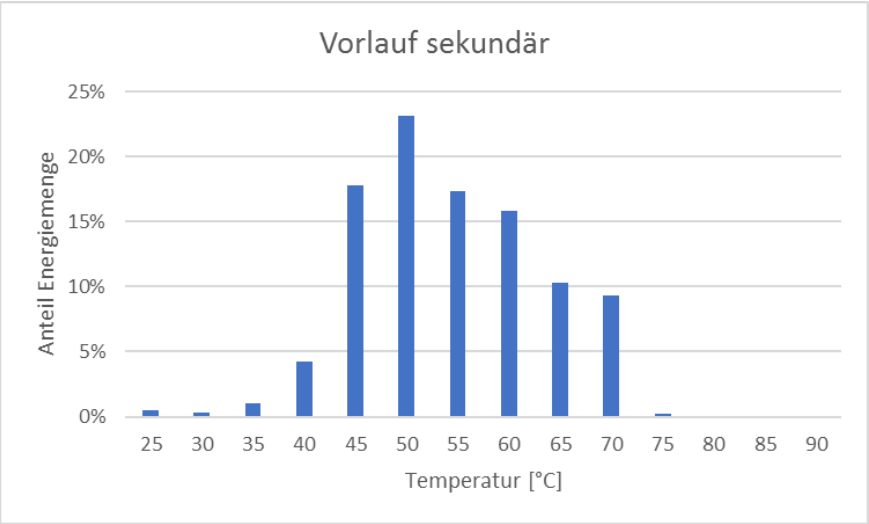


Abbildung 12: Beispiel für ein Energie-Temperatur-Profil auf Basis Vorlauftemperatur eines Wärmeabnehmers

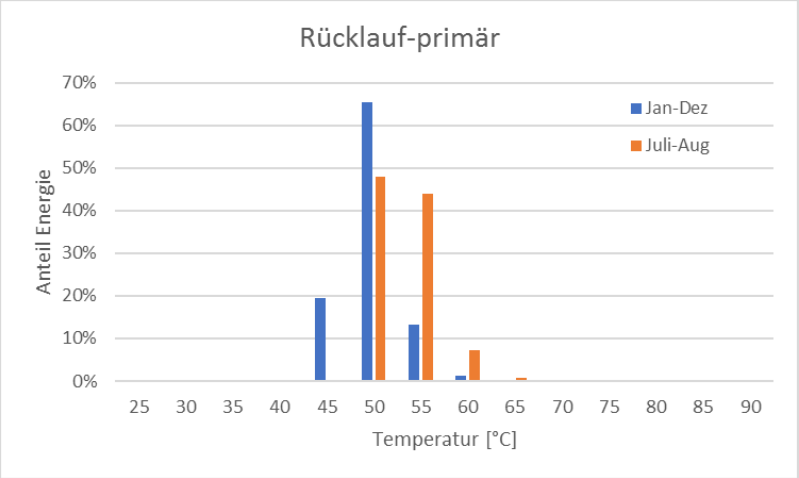


Abbildung 13: Beispiel für ein Energie-Temperatur-Profil auf Basis Rücklauf verschiedener Betriebsperioden eines Wärmeabnehmers

Die Auswertung von Tagesmittelwerten der Temperaturspreizung versus Außentemperatur wurde in der Literatur beschrieben (Gadd et al., 2014) und stellt einen interessanten Ansatz dar, um Fehler bzw. Veränderungen bei Wärmeabnehmern festzustellen. Hier werden Tagesmittelwerte der Temperaturspreizung und der Außentemperatur errechnet und in einem Diagramm Spreizung vs. Außentemperatur aufgetragen. Daraus lassen sich charakteristische, aber auch untypische Verläufe ablesen. Durch die Berechnung einer Trendlinie und von Standardabweichungen besteht die Möglichkeit, Konfidenzintervalle zu definieren. Bereiche mit hoher Außentemperatur (z. B. ab Heizgrenztemperatur) bleiben unberücksichtigt, da hier zumeist kein eindeutiger Trend und keine belastbaren Aussagen abgelesen werden können. Datenpunkte außerhalb dieser Konfidenzintervalle können als mögliche Fehler interpretiert werden (siehe Abbildung 14).

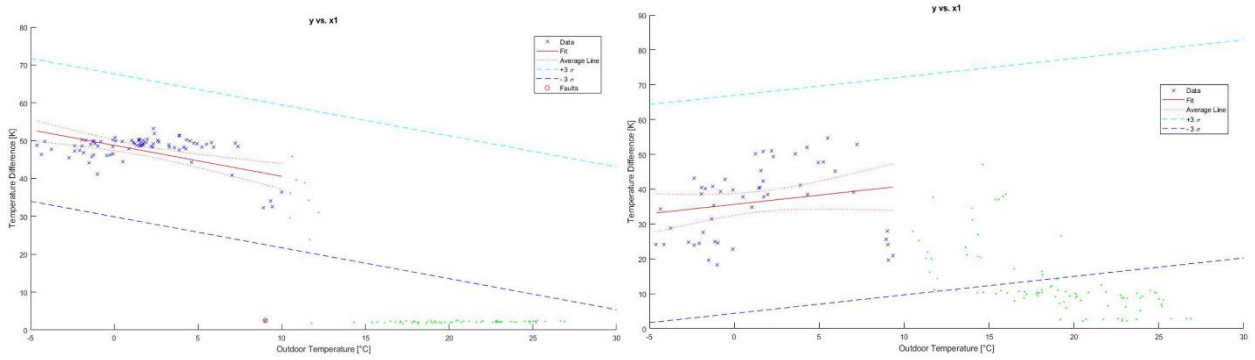


Abbildung 14: Temperaturspreizung versus Außentemperatur für verschiedene Wärmeabnehmer

Im Zuge des Projektes wurde diese Methode für diverse Anlagen und Abnehmer angewendet. Hier hat sich als sinnvoll herausgestellt, eine Übersichtsauswertung zu entwickeln, damit aus einer Vielzahl an Abnehmern rasch Abnehmer mit untypischen Ergebnissen gefunden werden können. Die dazu entwickelte Methode beruht darauf, die Steigung der Trendlinie, die Standardabweichung und die Anzahl der Datenpunkte außerhalb des Konfidenzintervalls gegenüberzustellen (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16).

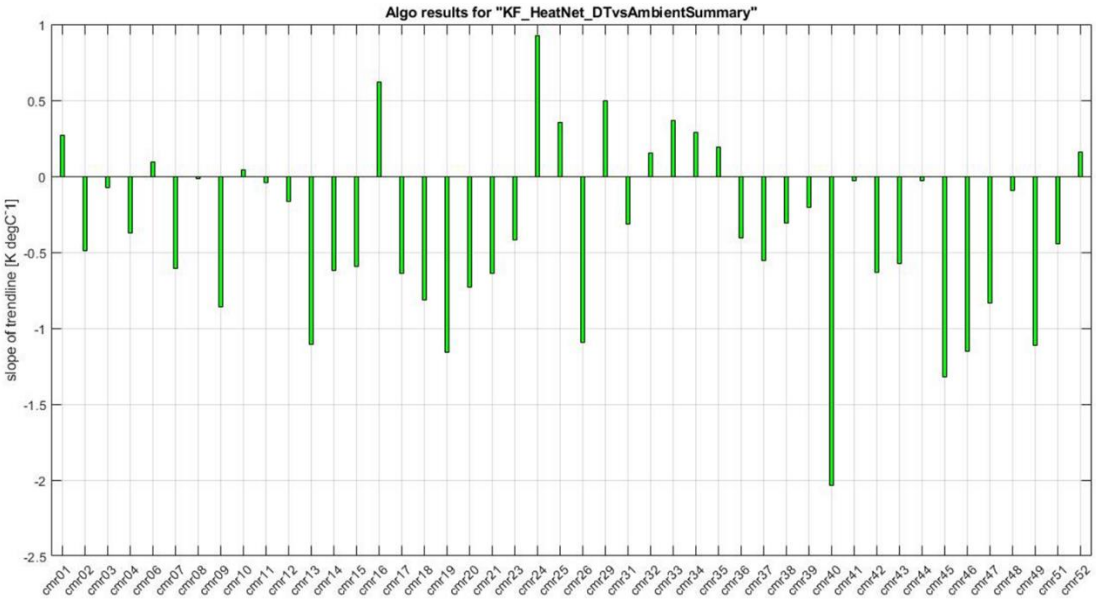


Abbildung 15: Beispiel für eine Übersichtsauswertung eines Nahwärmenetzes – Steigung Trendlinie

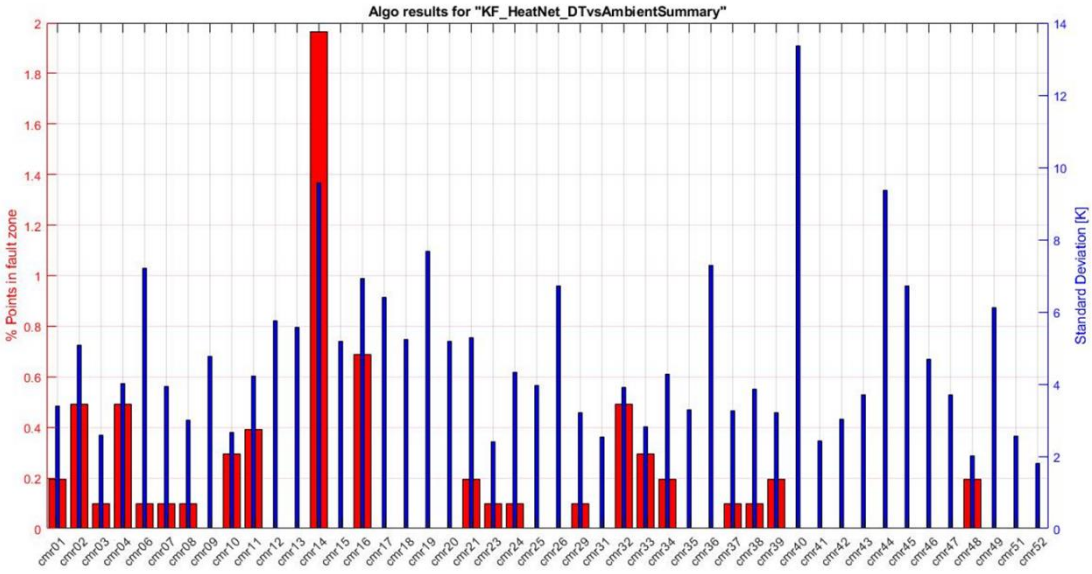


Abbildung 16: Beispiel für eine Übersichtsauswertung eines Nahwärmenetzes – Standardabweichung und Anzahl potenzieller Fehler

Die Herausforderung bei dieser Methode ist die Festlegung des Konfidenzintervalls. Ein erster einfacher Ansatz dazu ist, die dreifache Standardabweichung zu verwenden. Dies als konstanter Wert liefert jedoch keine gute Fehlerdetektion, während ein gleitender Grenzwert auf Basis der dreifachen Standard-abweichung für eine bestimmte Auswerteperiode bereits bessere Ergebnisse liefert. Bei der Interpretation geht es jedoch nicht nur um die Auffindung potenziell fehlerhafter Datenpunkte, sondern auch um die

Charakterisierung des Abnehmerverhaltens, um daraus Rückschlüsse auf mögliche Optimierungspotenziale schließen zu können. Sowohl zur Verbesserung der Fehlerdetektion als auch der Abnehmercharakterisierung könnte maschinelles Lernen unterstützen. Hierzu wurden im Zuge einer Literaturrecherche Clustering-Algorithmen als möglicher methodischer Ansatz identifiziert und getestet. Es handelt sich hierbei um unüberwachte Methoden (unsupervised maschine learning), die ohne vorheriges Training aus Daten logische Cluster bilden. Bislang untersucht wurden folgende Algorithmen:

- K-Means
- Gaussian Mixture Models
- DBSCAN or HDBSCAN (Density Based methods)

Angewendet wurden diese Algorithmen auf die der zuvor beschriebenen Methode (Tagesmittelwerte Spreizung vs. Außentemperatur), aber auch eine Anwendung auf Tagesmittelwerte Leistung vs. Außentemperatur ist möglich. Ziel ist es, logische Cluster zu finden, die z. B. dann mittels Trendlinie je Cluster und Konfidenzintervall je Cluster genauer spezifiziert werden können (siehe Abbildung 17 und Abbildung 18). Eigenschaften der einzelnen Cluster wie Lage, Größe, Anzahl der Datenpunkte, Eigenvektor u. a. können als charakteristische Merkmale interpretiert werden und so ein spezifisches Muster je Abnehmer ergeben (Abbildung 19). Diese Muster können dann wieder zu typischen Abnehmergruppen (z. B. Abnehmer mit/ohne Warmwasserbereitung, gewerbliche Abnehmer/Sonderabnehmer, Abnehmer mit untypischen Eigenschaften) zusammengefasst werden.

Die Arbeiten zeigen, dass maschinelles Lernen ohne vorheriges Training der Algorithmen (unsupervised methods) für die Auswertung und die Fehleranalyse auf Basis von zeitlich hochaufgelösten Betriebsdaten (smart metering) von Wärmeabnehmern ein großes Potenzial hat. Dies gilt für die im Rahmen von T2LowEx entwickelte und vertieft untersuchte Fehlerdetektionsmethode, aber auch für verschiedenste andere Anwendungen zur Auswertung/Analyse von zeitlich hochaufgelösten Betriebsdaten von Fernwärmenetzen. Für die Fehlerdetektion in T2LowEx haben die “density based methods“ DBSCAN oder HDBSCAN die besten Clustering-Ergebnisse hervorgebracht, da hier die Cluster-Bildung präziser funktioniert und Ausreißer von der Cluster-Bildung ausgenommen werden (siehe Abbildung 18).

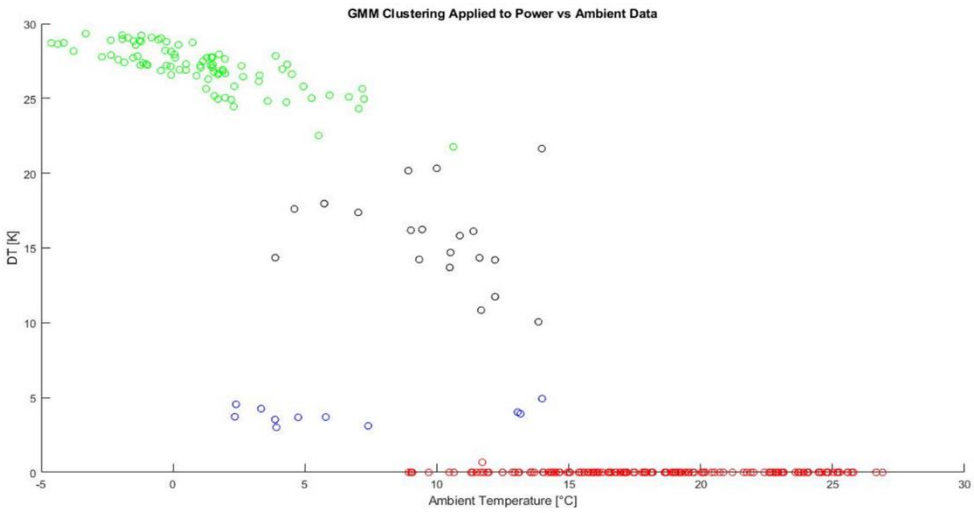


Abbildung 17: Guassian mixture model angewendet auf Spreizung vs. Tagesmitteltemperatur; Ergebnis sind 3 typische Cluster Heizbetrieb, Übergangsbetrieb, Sommerbetrieb (in diesem Fall ohne Warmwasserbereitung)

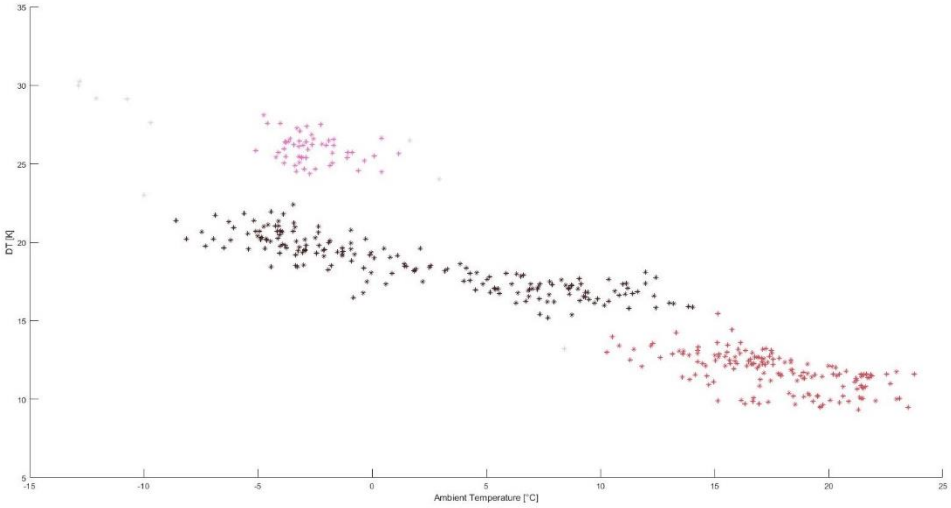


Abbildung 18: DBSCAN angewendet auf Spreizung vs. Tagesmitteltemperatur; Ergebnis sind 3 typische Cluster Heizbetrieb, Übergangsbetrieb, Sommerbetrieb und zusätzlich (in Grau) Ausreißer, die keinen Cluster zuzuordnen sind

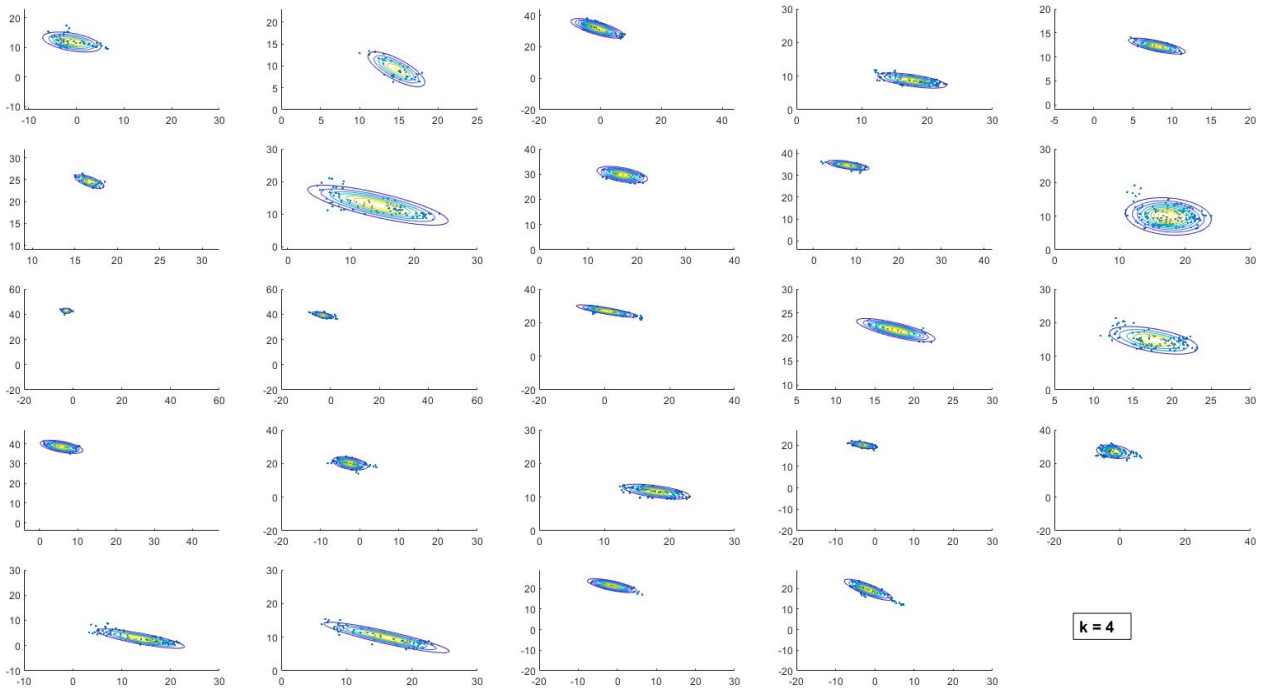


Abbildung 19: Detailanalyse der Clustering-Ergebnisse diverser Abnehmer in Bezug auf die Charakterisierung von Clustern mittels Eigenvektor

Auf Basis einer Analyse der Clustering-Ergebnisse wurde eine Methode entwickelt, wie aus den Clustern auf mögliche Fehler rückgeschlossen werden kann. Ein typischer Verlauf der Tagesmittelwerte der Temperaturdifferenz über die Außentemperatur ergibt zwei bis drei klar abgegrenzte Cluster (Abbildung 20).

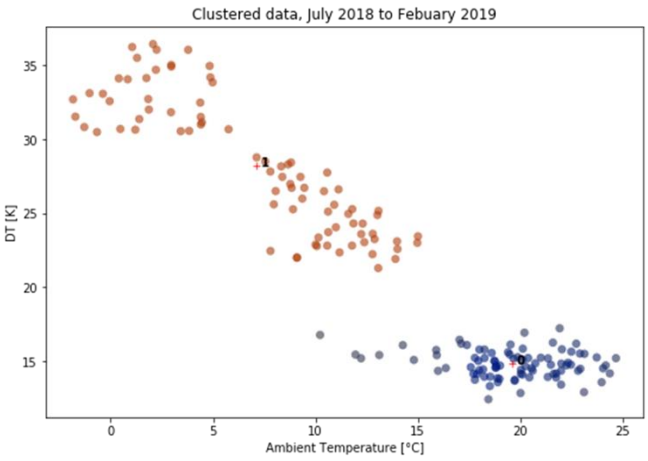


Abbildung 20: Typisches Clustering-Ergebnis eines Abnehmers bei fehlerfreiem Betrieb

Treten untypisch niedrige Temperaturspreizungen auf, ist dies in der Regel auf zu hohe Rücklauftemperaturen und einen fehlerhaften bzw. ungünstigen Betrieb zurückzuführen. Bei der Clustering-Methode führt das zum Entstehen zusätzlicher Cluster, deren Außentemperaturbereich mit den vorhandenen (bzw. den erwarteten) clustern überlappt. Werden nun Clustering-Ergebnisse in Hinblick auf mögliche Überlappungen untersucht, können bereits rund zwei Wochen nach Auftreten der ersten Mängel diese automatisiert detektiert werden (siehe Abbildung 21).

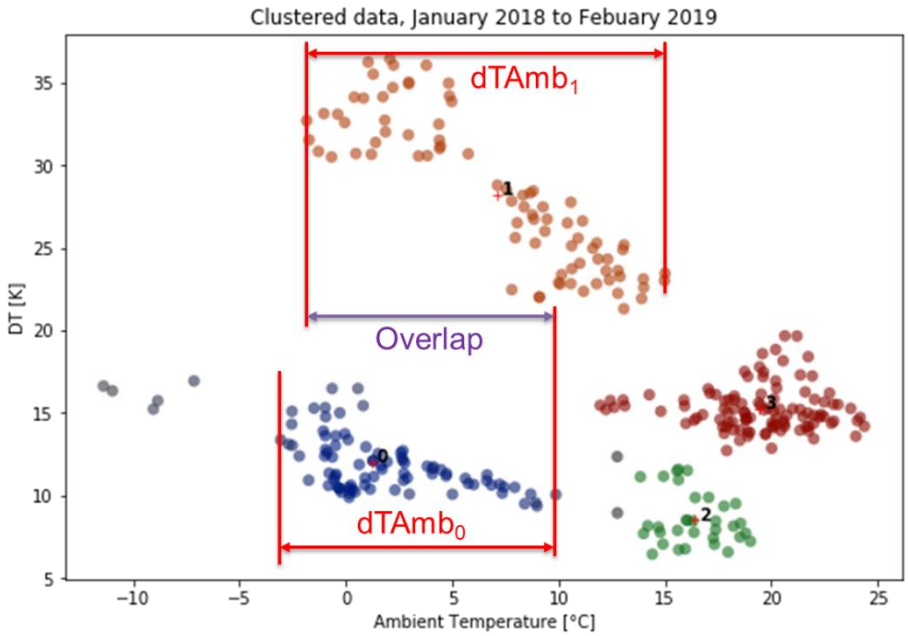


Abbildung 21: Clustering-Ergebnis bei fehlerhaftem Betrieb der zu überlappenden Cluster führt

Zur Fehlerdetektion wurde folgender Indikator definiert: Überlappung > (0,5 * min($\Delta t_{Amb,1}$, ($\Delta t_{Amb,1}$)). Abbildung 22 zeigt die Betriebsdaten eines Wärmeabnehmers, bei welchem zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Fehler aufgetreten ist (Testdaten von Stadtwerke Gleisdorf bereitgestellt – manuelle Auswertung AEE INTEC). Abbildung 23 zeigt die Clustering-Auswertung dieses Abnehmers simuliert als Real-Time-Anwendung:

- 6 Tage nach Eintritt des Fehlers zeigt das Clustering-Ergebnis noch Normalbetrieb (Fehlerdatenpunkte werden als Ausreißer betrachtet und gefiltert)
- 12 Tage nach Eintritt des Fehlers sind Fehlerdatenpunkte sichtbar (grau), können aber keinem Cluster zugeordnet werden
- 13 Tage nach Eintritt des Fehlers entsteht ein neuer Cluster-Fehler wird automatisch detektiert

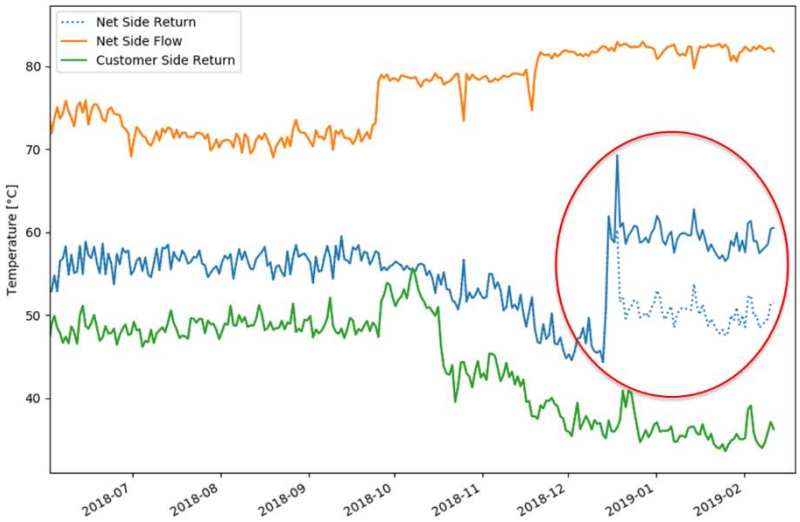
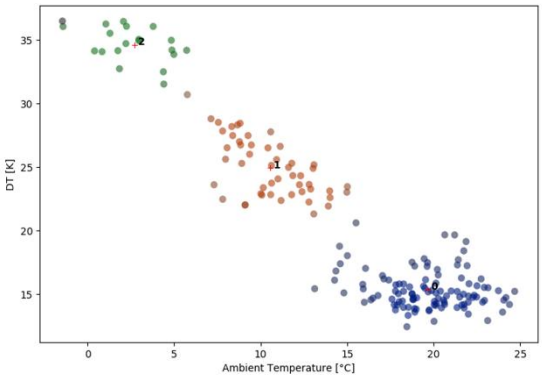
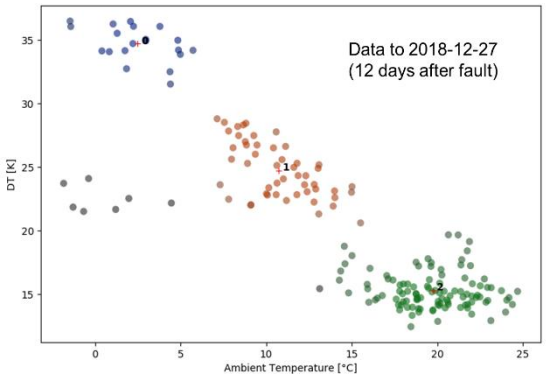


Abbildung 22: Testdaten eines Wärmeabnehmers, wo sich die Rücklauftemperatur aufgrund eines Fehlers sprunghaft verschlechtert

6 Tage nach Fehler



12 Tage nach Fehler



13 Tage nach Fehler

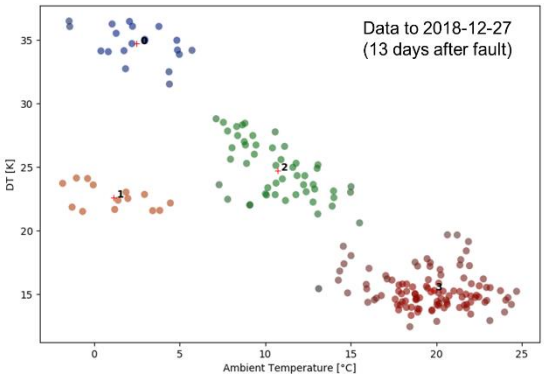


Abbildung 23: Entwicklung der Cluster bei nach Auftreten eines Fehlers

Dies ist ein möglicher Ansatz zur Fehlerdetektion. Es gibt jedoch einige Ansatzpunkte, wie die Methode weiter verbessert werden könnte (z. B. raschere Fehlererkennung mit gleitenden Mittelwerten, detaillierte Charakterisierung und Vergleich von Clustern,…). Diese konnten jedoch im Rahmen von T2LowEx und dem vorhandenen Budget nicht alle erschöpfend entwickelt und analysiert werden. Die Validierung der entwickelten Methoden zeigt u. a., dass auch Abnehmer mit mehr als einem überlappenden Cluster auftreten und teilweise ohnehin völlig untypische Verläufe/Cluster entstehen, die von Abnehmern mit spezieller Charakteristik stammen dürften und mit der derzeitigen Methode nicht zufriedenstellend analysierbar sind. Abbildung 24 zeigt die systematische Validierung im Überblick, auf deren Basis die Ergebnisse der einzelnen Abnehmerauswertungen und die zu Grunde liegende Datenqualität geprüft wurden.

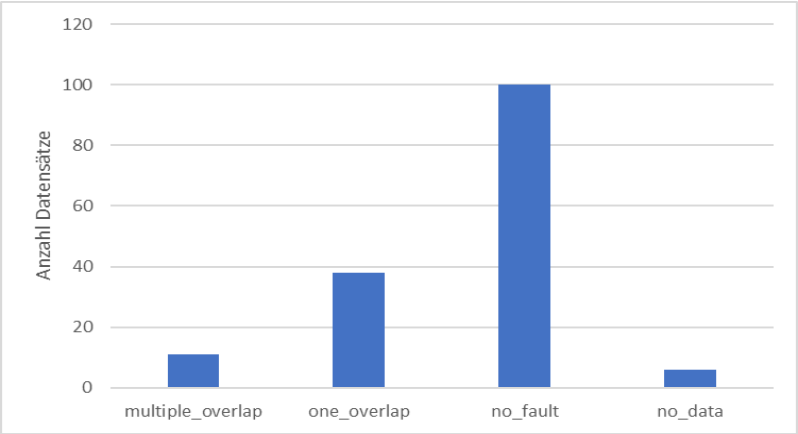


Abbildung 24: Übersicht bzw. Einteilung der Validierungsergebnisse

2.2 Identifikation und Dokumentation von Fehler und Ursachen für hohe Rücklauftemperaturen

Nachdem Optimierungswürde Kundenanlagen mit den oben beschriebenen Methoden identifiziert werden konnten, wurde im Rahmen des Projektes eine Fehler- und Ursachendokumentation erstellt. Dies erfolgte durch eine Vor-Ort-Begehung und Analyse der betroffenen Anlage. Als einfache und sehr effektive Maßnahmen zur Fehlerbehebung haben sich hierzu Checklisten erwiesen, die bei der Begehung von Kundenanlagen (z. B. im Zuge der Zählerablesung oder einer Wartung/Überprüfung) angewendet werden können. Als besonders effektiv erweisen sich diese, wenn vorhandenes Wissen bzgl. häufig auftretender Fehler in eine entsprechende Checkliste einfließen und von jedem Wärmenetzbetreiber entsprechend den jeweiligen Anforderungen angepasst werden. Ein Beispiel einer solchen Checkliste, wie sie von FVU im Rahmen des Projektes entwickelt wurde, ist in Abbildung 25 dargestellt. Dabei sind die zu überprüfenden Aspekte in vier Gruppen gegliedert: die Fernwärmeübergabestation und die Qualität der verbauten Hardware, die Regelungstechnik und die damit verbundenen Einstellungen sowie die Warmwasseraufbereitung und schließlich die Heizanlage. Die Anwendung dieser Checkliste zeigt, dass die häufigsten Ursachen für erhöhte Rücklauftemperaturen mit dieser Liste erfolgreich und rasch aufgefunden werden.

Fernwärmeübergabestation
- a) Bypass offen
- b) Primärregelventil
  - mechanisch manipuliert, steckt fest (hydr. Teil)
  - Handbetrieb (keine elektronische Regelung des Ventils)
  - falsche Dimensionierung (KVs- Wert, Regelcharakteristik)
  - Primärregelventil mittels Regelung prüfen
  - Geräusche
- c) Differenzdruckregler
  - defekt, Δp Leitung heiß
  - falsche Dimensionierung
  - falscher Differenzdruck eingestellt
  - keine Volumenstrombegrenzung
- d) Wärmetauscher
  - falsche Auslegungstemperaturen/ Volumenströme
  - Rücklaufgrädigkeit < 5K
  - veraltete Bauform (Rohrbündelwärmetauscher)
  - schlechte Wärmeübertragung (verschmutzt, Magnetit/Kalk-Wasserqualität)

Regelungstechnik Allgemein
- Witterungsgeführte Regelung (VL-Temp. außentemperaturabhängig)
- 0-10 V Signal oder konstante Temperatur,
- permanente Anforderung oder Abschaltzeitpunkt
- Rücklauftemperaturbegrenzung aktiv
- Nachtabsenkung
- Heizzeiten
- Einstellung Übertemperatur, Gesamtsollwerterhöhung
- Winter/ Sommerbetrieb
- Laufzeit Primärventil

Warmwasserbereitung
- a) Warmwasserspeicher
  - Warmwassertemperaturen (Speicher-Soll) Austritt >60°C, ohne Entnahme an jeder Stelle 55°C
  - Zirkulationstemperatur > 55°C
  - Einbindehöhe der Zirkulationsleitung (Durchmischung des Warmwasserspeichers)
  - Übertemperatur Warmwasserladung
  - Dimensionierung / Volumenstrom Ladepumpe
  - Fühlerposition (Ein-Ausschaltpunkt)
  - Dämmung Zirkulationsleitung
  - Thermische Zirkulationsventile
  - falsche Einbindung in Heizungswärmetauscher
  - Grädigkeit Wärmetauscher (Wasserhärte)
  - thermische Zirkulation (Rückschlagklappe)
  - Doppelmantelspeicher
- b) Frischwasserstation
  - Erreichen der Soll-Temperatur
  - Grädigkeit Wärmetauscher (Wasserhärte)
  - Volumenstrom Ladepumpe

Heizungsanlage
- a) Pufferspeicher
  - Pufferspeichertemperaturen
  - Fühlerposition (Ein-Ausschaltpunkt)

Abbildung 25: Checkliste für die Vor-Ort-Überprüfung von Übergabestationen/Kundenanlagen

In weiterer Folge wurden auf Basis einer (standardisierten) Liste der Fehler, die in der Praxis im Wirkungsbereich der beteiligten Wärmenetzbetreibern tatsächlich bei Übergabestationen und Kundenanlagen aufgetreten sind, erfasst (Abbildung 26). Die Einträge sind zumeist auf eine konkrete Kundenanlage bezogen und mit einer anonymisierten Objekt-ID versehen, anhand derer das jeweilige Wärmeversorgungsunternehmen das versorgte Kundenobjekt eindeutig identifizieren kann. Die Liste beinhaltet

nicht nur Fehler- und Ursachen, sondern nähere Informationen zur Kundenanlage (soweit verfügbar), Fehlerbehebungsstrategien, eine Einschätzung des Aufwandes zur Behebung und den Status, ob Optimierungsmaßnahmen in Planung oder schon umgesetzt sind. Diese Informationen dienen zur Identifikation der Optimierungsmaßnahmen und Fehlerbehebungsstrategien.

Wie wurde der Fehler erkannt bzw. kann der Fehler erkannt werden?	Betroffene Komponente	Mängelbeschreibung / Fehlerursache	Welche Auswirkungen hat der Fehler?	Gegenmaßnahmen	Wurden Maßnahmen umgesetzt? (Ja/Nein/in Planung)	Nennleistung [kW]	Eigentum Übergabestation (Kunde/Wärmeversorger)	Art des Gebäudes/Abnehmer (EFH, MFH, Gewerbe, Industrie, Krankenhaus, Schule,...)	Fernwärme für Heizung/Heizung+WW/WW/ Prozesswärme	Kurzbeschreibung Übergabestation und Kundenanlage (Verteilung/Heizsystem)
Sonderauslesung	Kundenanlage-Heizung	Keine Regelfunktion des Primärventils Defektes 3-Wege-Mischventil Bypass Unterverteiler	höhere Rücklauftemperatur	Regelfunktion herstellen Mischventil erneuern Bypass schließen	Ja	430	Kunde	Kindergarten/Schule	Heizung+WW	Übergabestation, 2-Rohrverteilung
Sonderauslesung	Kundenanlage-Verteilung	Offener Vorlaufverteiler mit ungeregelter Pumpengruppe Regelungsparameter Warmwasserbereitung (Solltemperaturen)	Sekundärseitige Fehlzirkulation / Überströmung Erhöhte WW-Temperaturen / HR	Regelungsparameter Pumpengruppe anpassen Regelungsparameter WW-Bereitung anpassen	in Planung	850	Kunde	Gewerbe	Heizung+WW	Übergabestation, 2-Rohrverteilung
Sonderauslesung	Regelung	Permanente Soll-Wertanforderung der Sekundärseite	höhere Rücklauftemperatur	Regelungsparameter anpassen	in Planung	58	Wärmeversorger	MFH	Heizung+WW	Übergabestation, Pufferspeicher, 2-Rohrverteilung
Aus Visualisierung ersichtlich, zusätzlich detaillierte Datenauswertung durchgeführt	Wärmetauscher	zwei parallel betriebene Wärmetauscher zeigen unterschiedliches Verhalten - Grund hierfür ist die Verschlammung/Verschmutzung eines der beiden Rohrbündelwärmetauscher	Schlechterer Wärmeübergang - höhere Rücklauftemperatur	Rohrbündel wird getauscht bzw. durchgespült	in Planung	1400	Wärmeversorger	MFH	Heizung+WW	Gebietsumformer mit 2 Wärmetauschern je 1,4MW, mehrere Abnehmer (5 Mehrfamilienwohnhäuser)
Aus Visualisierung ersichtlich, zusätzlich detaillierte Datenauswertung durchgeführt	Pumpe(n)	Starrer Betrieb der Pufferladepumpe, dadurch im Teillastbetrieb schlechtere Schichtung, höhere RL-Temp., Taktverhalten der FW-Station	Hohe Rücklauftemperatur aufgrund zu hoher Wassermengen, Rücklauftemperturbegrenzung	Drehzahlregelung der Ladepumpe, Reduktion der Drehzahl bei annäherung an den Puffer Sollzustand	Ja	45	Wärmeversorger	MFH	Heizung+WW	Übergabestation mit sekundärseitigem Speicher;2-Rohr-Verteilung; Abgabesystem Wohnungstationen mit FBH und
Aus Visualisierung ersichtlich, zusätzlich Messung der Wassermengen und Vergleich mit Plandaten notwendig	Kundenanlage-Verteilung	Wassermengen zu groß bzw. nicht bedarfsgerecht verteilt	Hohe Rücklauftemperaturen aufgrund von zu geringer Wärmeabnahme bei zu großem Wärmeangebot aufgrund zu hoher Wassermengen	Hydraulische Einregulierung bzw. Auslegung des Verteilsystems (Temperaturen und Wassermengen) erneut durchführen						
Aus Visualisierung ersichtlich, zusätzlich detaillierte Datenauswertung durchgeführt	Regelung	Regelungsstrategie (=Ursache) der Übergabestation und Pufferladung führt zu ständig durchgeladenem Pufferspeicher (=Fehler) und gleichzeitg hohen Volumenströmen (=Fehler) im Pufferladekreis	im Rücklauf des Pufferladekreises wird zum relativ kalten RL von der Kundenanlage laufend heißes Wasser aus dem Puffer beigemischt und so die RL-	Regelungsstrategie anpassen: Pumpenregelung (Drehzahlregelung vorhanden) im Pufferladekreis verbessern; Puffer nicht voll durchladen; saisonal abgestimmte Regelungsstrategie für Pufferladung	in Planung	40	Wärmeversorger	MFH	Heizung+WW	Übergabestation mit sekundärseitigem Speicher;2-Rohr-Verteilung; Abgabesystem kundenseitig derzeit nicht bekannt

Abbildung 26: Gekürzter Auszug aus der detaillierten Fehler- und Ursachendokumentation (die vollständige Fehler- und Ursachendokumentation ist im kombinierten Deliverable 2.1 & 2.2 ersichtlich)

Zusätzlich zur Erhebung von konkreten Ursachen bei einzelnen Kundenanlagen in den Netzen der beteiligten FWU, wurden auf Basis von Daten aus Vorgängerprojekten und Literaturdaten eine Liste von Fehlern und Gegenmaßnahmen erarbeitet, die sich nicht auf einzelne Kundenanlagen bezieht, sondern eine Clusterung einzelner Fehler in Anlagenbereiche (Übergabestation, Hausanlage,…), Anlagenkomponenten und eine allgemeinere Fehlerbeschreibung enthält. Damit werden mehrfach auftretende Fehler zusammengefasst.

Tabelle 4: Typische Gründe für hohe (-) Rücklauftemperaturen von Wärmekundenanlagen

+/-	Effekt	Beschreibung/Ursache	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
-	zu hoher Durchfluss	überdimensionierte Umwälzpumpen (mangelhafte Auslegung)	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power; Good, J. (2008): Planungshandbuch - QM Holzheizwerke, CARMEN e.V.
-	Unnötig hohe Vorlauftemperaturen	falsche Einstellung der Heizkurve	Good, J. (2008): Planungshandbuch - QM Holzheizwerke, CARMEN e.V.
-	geforderte Raumtemperatur wird nicht erreicht	zu kleine Heizkörper, zu wenig Durchfluss	Good, J. (2008): Planungshandbuch - QM Holzheizwerke, CARMEN e.V.
-	Schmutzpartikel in Leitung	zu geringer Durchfluss; falsche Lage des Wärmeübertragers	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power
-	Luft in Leitung	falsche Lage des Wärmeübertragers	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power
-	instabiles Regelverhalten	Überfahren der primärseitigen Fahrkurve	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power
-	Über- bzw. Unterversorgung von Heizflächen	fehlender hydraulischer Abgleich	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power
-	Heizleistung zu gering	falsches Verhalten der Nutzer	Geyer, R.; Schmidt, R.-R. (2017): Ursachen hoher Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen. Mögliche Maßnahmen zur Reduzierung, Euroheat & Power
+	niedrige RLT durch kaskadierte Hocheffizienz-Fernwärmeübergabestation	Reihen- statt Parallelschaltung der Wärmeübertrager (WW-Zirkulation, Heizungsanlage, Trinkwassererwärmer)	Brühl, G.; Bielmeier, R. (2012): Stadtwerke Rosenheim erweitern FW-Kapazität durch niedrigere RLT, Euroheat & Power

Die Gegenüberstellung der konkreten, bei den beteiligten Wärmenetzbetreibern in der Praxis auftretenden Fehler mit den Literaturdaten (Tabelle 4: Typische Gründe für hohe (-) Rücklauftemperaturen von Wärmekundenanlagen) zeigt, dass sich die auftretenden Fehler auch in der Literatur wiederfinden und viele als häufige Fehler bezeichnet werden können. Eine Zusammenfassung der typischen Fehler zeigt Tabelle 4: Typische Gründe für hohe (-) Rücklauftemperaturen von Wärmekundenanlagen, die Fehlerursachen von konkret untersuchten Objekten ist in Deliverable 2.1 & 2.2 verfügbar. Weiters wurden auf Basis der Fehlerbehebungsstrategien/Optimierungsmaßnahmen technische Unterlagen, Handlungsanweisungen, Schemata, Regelungskonzepte usw. gesammelt, um zukünftig die Planung und Durchführung solcher Maßnahmen zu unterstützen. Dies erfolgte unter Berücksichtigung und in Zusammenarbeit mit den Umsetzungsbeispielen, die im Rahmen des Projektes durchgeführt wurden. Der umfassende Katalog der Lösungsstrategien wurde in den Katalog der kundenseitigen Fehlerursachen integriert und ist im kombinierten Deliverable 2.1 & 2.2 (Binder und Schrammel, 2021a) verfügbar.

Zusätzlich zur Anlagen- und Ursachenbeschreibung wurde noch erhoben, in wessen Zuständigkeitsbereich (FVU oder Kunde) die Behebung der Ursache liegt, wie hoch der Aufwand zur Behebung der Ursache ist, sowie die Information, ob eine Maßnahme gesetzt wurde. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Abbildung 27 dargestellt.

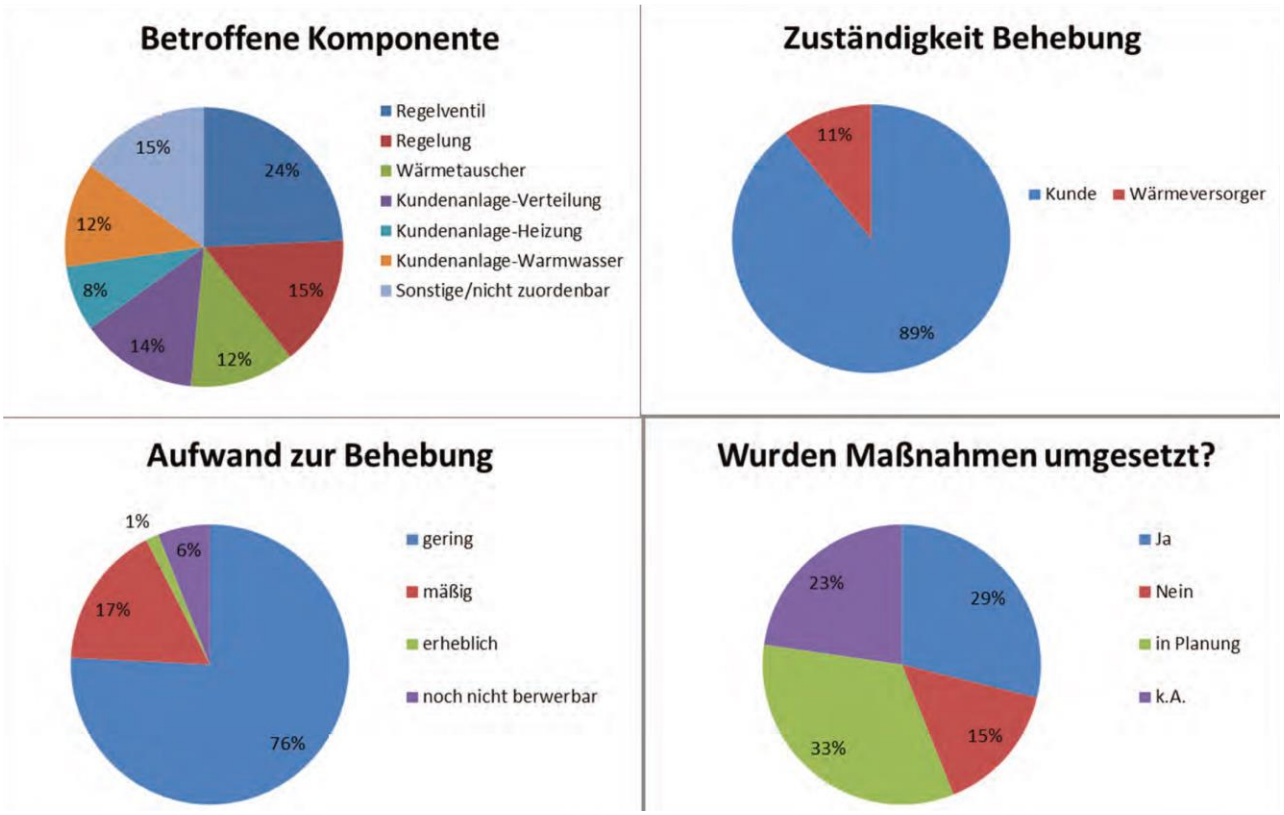


Abbildung 27: Zusammenfassung der untersuchten Gründe für erhöhte (Rücklauf-)Temperaturen und Aufwände zur Behebung bei konkreten Kundenanlagen der FWU

Daraus wird ersichtlich, dass in etwa 90 % der Fälle die Zuständigkeit zur Behebung der Ursache grundsätzlich beim Kunden liegt und bei mehr als 75 % der beobachteten Fälle der Aufwand der Behebung als gering eingestuft wurde. Dieses Ergebnis lässt darauf schließen, dass die Behebung in vielen Fällen kosteneffizient und einfach umsetzbar wäre – sofern die Anlagen und Ursachen einfach identifiziert werden können. Gleichzeitig sieht man aber auch, dass das FVU, welches primär einen Nutzen aus der optimierten Anlage ziehen würde, in den meisten Fällen nicht für die Umsetzung der Maßnahme verantwortlich ist bzw. diese zumeist nicht ohne die Zustimmung des Kunden umsetzen kann.

2.3 Maßnahmen zur Optimierung der sekundärseitig vorgegebenen Temperaturen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde gezeigt, wie Optimierungswürde Kundenanlagen identifiziert werden können, wie bei Vor-Ort-Begegnungen die typischen Ursachen erhöhter Temperaturen rasch gefunden werden können und wie groß der Aufwand zur Behebung der Ursachen eingeschätzt wird. In diesem Kapitel werden exemplarisch einige Beispielfälle, bei denen Optimierungen untersucht und/oder durchgeführt wurden, dargestellt. Eine vollständige Auflistung aller umgesetzten Beispiele findet sich in Deliverable 5.1 (detailliert untersuchte Umsetzungen und Multiplikator-Beispiele, Binder und Schrammel, 2021b).

2.3.1 Optimierungsbeispiel 1: Analyse von umfassenden Umbauten an einem gemischten Gewerbe-/Wohnareal mit ca. 20 Gebäuden

Für ein lokales Nahwärmenetz in einem gemischt genutzten Areal eines Eigentümers mit ca. 20 Objekten (Büros, Werkstätten, Wirtschaftsgebäude, Wohnunterkünfte und andere Gebäude) mit aktuellen Rücklauftemperaturen im Primärnetz im Bereich von etwa 60-65 °C (sekundärnetzseitige RL-Temperaturen von etwa 55-60 °C, siehe Abbildung 28) wurden unterschiedliche Temperatur-optimierungsmaßnahmen untersucht. Dazu wurden die Objekte analysiert und drei Objekte im Detail messtechnisch erfasst. Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurden die Potenziale des gesamten Gebäudekomplexes hochgerechnet.

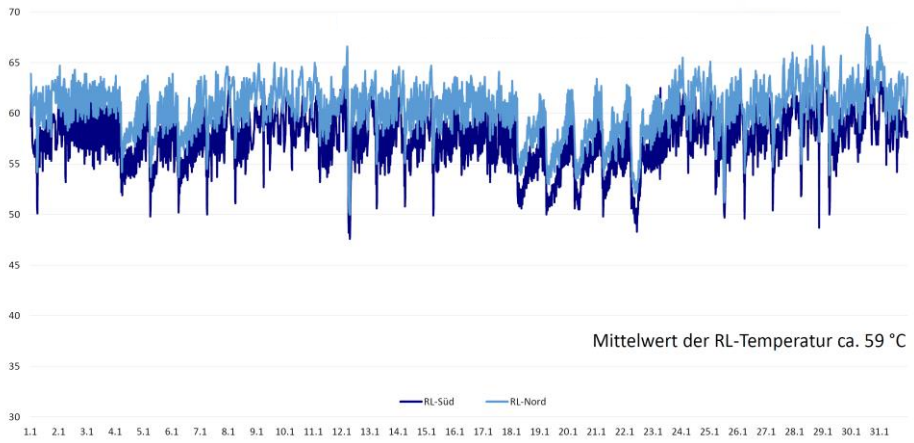


Abbildung 28: Gemessene Rücklauftemperaturen in den beiden Sekundärnetzen Nord und Süd vor der Optimierung

Die Ist-Stand Analyse zeigt folgende Mängel der beziehungsweise Optimierungspotenzial an der Anlage auf:

- Regelung für die Lüftung nicht optimal
- Bypässe an den Verteilern in den Gebäuden vorhanden
- Schlechte hydraulische Schaltungen
- Ventile überdimensioniert
- kaum Einspritzschaltung vorhanden
- Warmwasserbereitstellung inkl. Solareinbindung nicht Stand der Technik

In weiterer Folge wurden vier Maßnahmenpakete (MP) erstellt und hinsichtlich ihrer Auswirkungen und Kosten analysiert:

- MP I - Low-Cost Optimierungen
- MP II - Verteilnetz Optimierung
- MP III - Warmwasserbereiter optimieren
- MP IV - Heizungsverteiler in den Gebäuden erneuern

Das Maßnahmenpaket I (Low-Cost Optimierungen) sieht eine regelungstechnische Optimierung (Lüftungsregelung adaptieren und Überprüfung der Regelung bzw. Regelparameter) sowie einfache mechanische Optimierungen (Bypässe der Verteiler schließen) vor. Der erwartete Effekt von diesem MP liegt bei einer Rücklauftemperatursenkung 3-4 °C.

Das Maßnahmenpaket II sieht eine Optimierung der Verteilnetze vor. Einerseits würden dazu die Gebäudeanschlüsse mit neu installierten Differenzdruckreglern eingeregelt werden (konstanter Differenzdruck in den Gebäuden, siehe Abbildung 29) sowie eine Einregulierung des Heizhauses mit dem Ziel einer Reduktion der Wassermengen in den beiden Fernwärmesträngen (Nord und Süd) zur erzielen. Darüber hinaus sollten die Heizkreise mit den bestehenden Regulierventilen einreguliert werden. Dazu sollte mittels Strangregulierventilen der Durchfluss sukzessive bis zu dem Punkt vermindert werden, an

welchem die Behaglichkeit in den betroffenen Räumlichkeiten noch erreicht wird. Von diesem Paket wird eine RL-Temperaturabsenkung im Bereich von 4-6 °C erwartet.

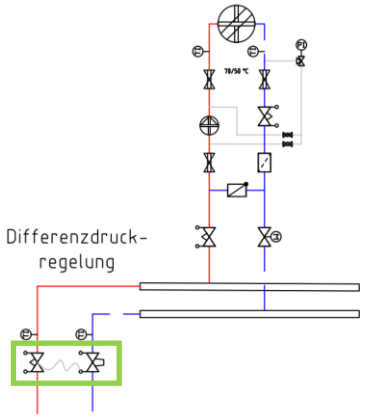


Abbildung 29: Schaltung der vorgeschlagenen Differenzdruckregelung

Das Maßnahmenpaket III sieht eine Optimierung der Warmwasserbereitung (WWB) vor. Dazu sollten Frischwassermodule (Abbildung 30) installiert werden. Bei Gebäude mit solarer WWB werden zwei Speicher (für Trinkwasser und Heizungspufferspeicher), kaskadische Frischwassermodule und ein eigener Zirkulation-Wärmeüberträger vorgesehen. Bei Gebäuden ohne solarer WWB wird ein Frischwassermodul mit integrierter Zirkulation (zur Reduktion des WW-Verbrauches) vorgesehen. Darüber hinaus sind drehzahlgeregelte Pufferladepumpen vorgesehen. Dieses Maßnahmenpaket sollte eine Reduktion der RLT um 4-5 °C bewirken.

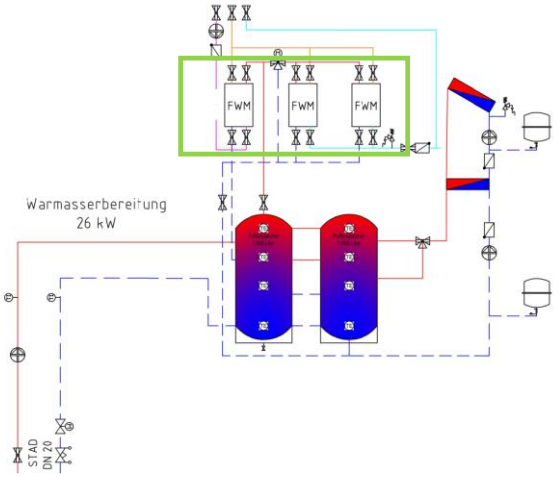


Abbildung 30: Schaltung der vorgeschlagenen Warmwasserbereitung bei Gebäuden mit thermischen Solaranlagen

Schließlich untersucht das MP IV eine Optimierung der Heizungsverteilung in den Gebäuden (siehe Abbildung 31). Dazu werden bei einigen Objekten neue Verteiler gesetzt, in allen Objekten werden Strangregulierventile und Regelventile erneuert bzw. verbaut. Zusätzlich werden die Pumpen in allen

Objekten ersetzt und ein hydraulischer Abgleich des Systems wird an allen Objekten vorgenommen. Von einer Umsetzung dieser Maßnahmen wird eine Reduktion der Rücklauftemperaturen von 2-3 °C erwartet.

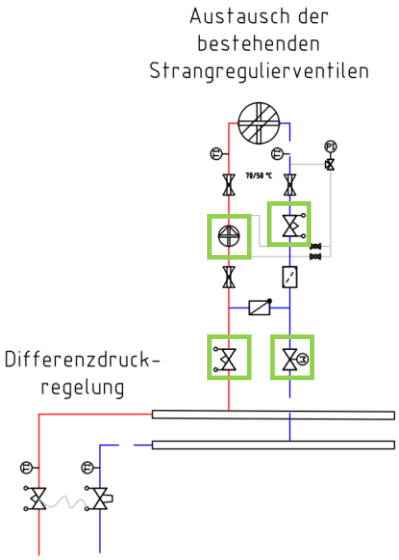


Abbildung 31: Vorgesehene Optimierungen von Maßnahmenpaket IV

Die Kosten der einzelnen Maßnahmen liegen im Bereich von 33.000 bis etwa 135.000 Euro. Würden alle Maßnahmen umgesetzt werden, ergäben sich erwartete Temperaturreduktionen im Bereich von 13-18 °C, die Gesamtkosten würden entsprechend der Kostenanalyse auf etwa 377.000 Euro belaufen (Abbildung 32). Als zusätzliche Nebeneffekte einer Umsetzung wird für die Kunden eine Verbrauchsreduktion von bis zu 15 % durch eine optimierte Energieverteilung sowie eine Reduktion des Strombedarfes der Heizungspumpen erwartet.

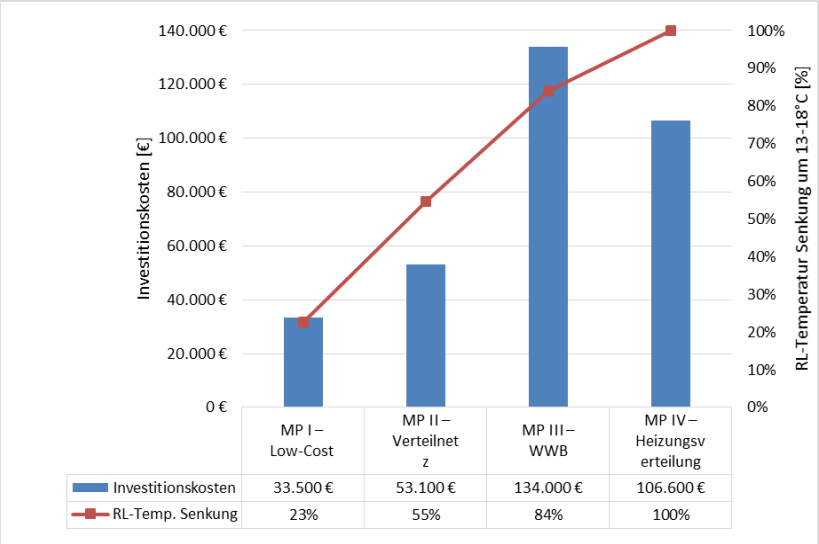


Abbildung 32: Kosten-Wirkungsanalyse der untersuchten vier Maßnahmenpakete

Konkret wurden an diesem Areal die Maßnahmenpakete I und II umgesetzt und eine Absenkung der RL-Temperatur von etwa 8,5 °C (inkl. Berücksichtigung der Grädigkeit des Wärmetauschers zwischen Primär- und Sekundärnetz, siehe Abbildung 33) erzielt. Dieser Wert liegt innerhalb der zuvor ermittelten Bandbreite von 7-10 °C.

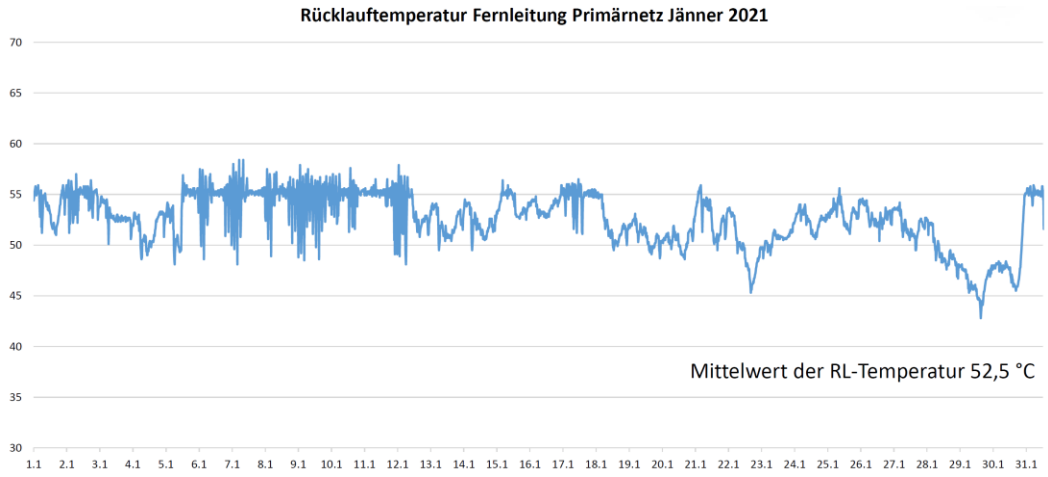


Abbildung 33: Primärnetzseitige Rücklauftemperatur des untersuchten Areals nach Umsetzung der Maßnahmenpakete I und II

Darüber hinaus wurde aus den im Projekt gewonnenen Erkenntnissen hinsichtlich des monetären Wertes reduzierter Rücklauftemperaturen im konkreten Netz dem Kunden ein Rücklauftemperaturabhängiger Fernwärmetarif angeboten. Als maximale Rücklauftemperatur wurden 60,0 °C vereinbart. Liegt die RL-Temperatur im Bereich von 50,1 bis 55,0 °C wird ein Abschlag für die Fernwärmenachfrage von 1,8 % vereinbart. Bei einer RL-Temperatur von 45,1-50,0 °C wird ein Abschlag von 3,5 % gewährt, werden 45,0 °C unterschritten beträgt der Abschlag 5,1 %.

2.3.2 Optimierungsbeispiel 2: Umbau von Heizlüftern

Für ein Gewerbeobjekt (Fernwärmeübergabestation mit 1.100 kW Leistung) wurden im Rahmen des Projektes Optimierungsmaßnahmen der Heizungsanlage analysiert und umgesetzt. Das Objekt besteht aus Werkstätten, Lagerbereichen und Bürogebäuden (sieben Gebäude). Insbesondere wurden die bestehenden Heizlüfter in den Werkstätten und Lagerbereichen mit Zonenventilen ausgestattet, die bei Ausschalten der einzelnen Lüfter schließen und somit einen Kurzschluss zwischen Vor- und Rücklauf verhindern. In Summe wurden 45 Heizlüfter mit Zonenventilen ausgestattet. Zusätzlich musste die Steuerung der Anlagen (Ansteuerung der Zonenventile, Pumpensteuerung, etc.) teilweise angepasst werden. Im Jahr 2019 wurde das Objekt an die Fernwärme angeschlossen. Darüber hinaus bei einem Gebäude (Gebäude 07, Lehrwerkstatt) drei Heizkreise auf Einspritzschaltung umgebaut, da hier zuvor Bypässe mit 3-Wegeventilen vorhanden waren (Abbildung 34).

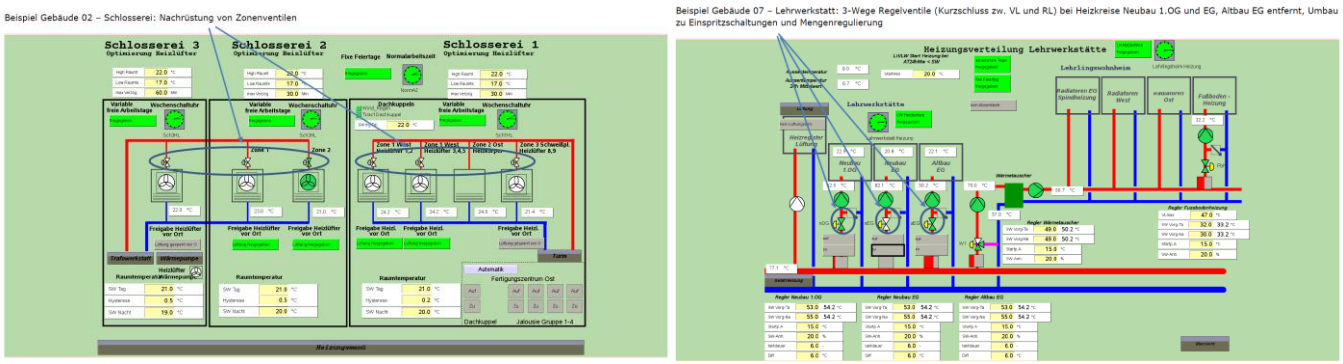


Abbildung 34: Optimierungsmaßnahme: Nachrüstung von Zonenventilen (linke Abbildung) und Umbau auf Einspritzschaltung mit Mengenregelung (rechte Abbildung)

Die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Temperaturniveaus sind in Abbildung 35 gezeigt. Im Ausgangszustand lag die Rücklauftemperatur in der Referenzperiode (Jänner bis März 2019) im Durchschnitt bei 78,5 °C (mit einer Temperaturspreizung von etwa 6,5 K). Durch die Maßnahme konnte die RLT auf 58,9 °C gesenkt werden. Die Kosten der Maßnahme beliefen sich auf 58.000 Euro.

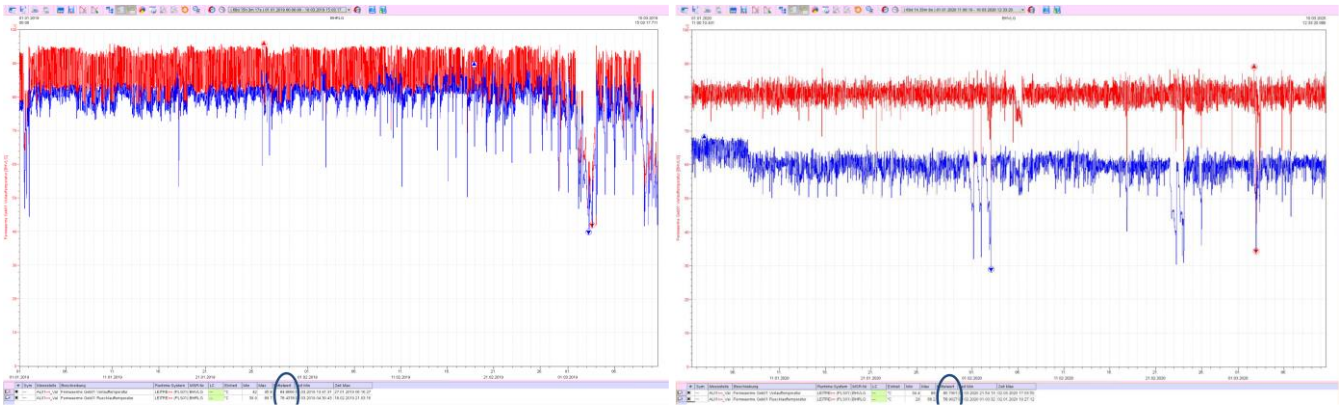


Abbildung 35: Auswirkungen der Maßnahme auf die Rücklauftemperatur der Kundenanlage. Vergleich der Temperaturen (RLT: blau, VLT: rot) vor der Maßnahme (linke Abbildung) und nach Umbau der Kundenanlage (rechte Abbildung)

2.3.3 Optimierungsbeispiel 3: Umbau einer Wärmeübergabestation

Die Auswertung der Auskühlung bei Bestandsanlagen zeigte bei einem Kunden mit einer Anschlussleistung von 1.000 kW eine geringe Temperaturspreizung und eine konstant hohe Rücklauftemperatur von etwa 70-75 °C. Bei einer Vor-Ort-Besichtigung wurde eine hohe Grädigkeit bei den installierten Wärmetauschern festgestellt. Schließlich entschied sich das FVU gegen eine Reinigung der Wärmetauscher und für einen Umbau der Anlage.

Abbildung 36: Optimierungsmaßnahme: Umbau der einer Kundenanlage mit 1 MW Anschlussleistung: Anlage vor (linke Abbildung) und nach (rechte Abbildung) Umbau

Die Messdaten der Anlage vor und nach dem Umbau zeigten eine Reduktion der Rücklauftemperaturen von etwa 35 K durch die gesetzte Maßnahme im unmittelbaren Zeitraum der Maßnahme. Gewichtet über die gelieferte Energiemenge konnte in den nachfolgenden Jahren (2018/2019/2020) eine Auskühlung von etwa 48 K erzielt werden (Tabelle 5: Durchschnittlich Auskühlung der Kundenanlage vor und nach dem Umbau).

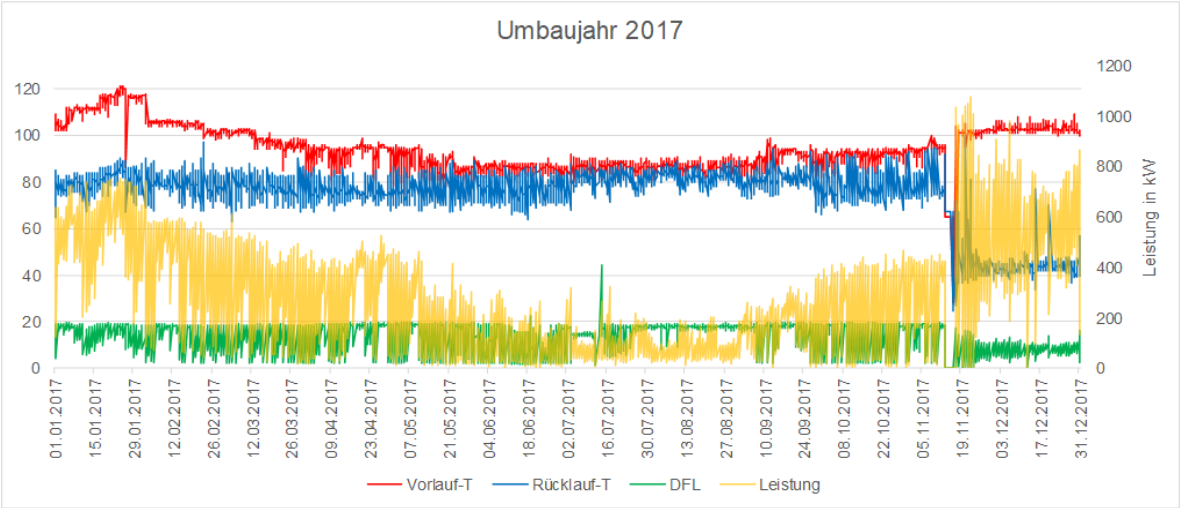


Abbildung 37: Messdaten der Anlage im Jahr des Umbaus. Aus den Daten wird die Reduktion der Rücklauftemperatur um ca. 35 K nach dem Umbau (November 2017) ersichtlich

Als Nebeneffekt wurde im Rahmen der Anlagenoptimierung eine Reduktion der Anschlussleistung von 1 MW auf 800 kW durchgeführt. Dies hatte für den Kunden eine Reduktion der jährlichen Grundgebühr zur Folge, eine signifikante Reduktion der gemessenen Wärmeabnahme konnte nicht festgestellt werden.

Tabelle 5: Durchschnittlich Auskühlung der Kundenanlage vor und nach dem Umbau

Jahr	gelieferte Wärmemenge [MWh]	Durchfluss [m³]	Spez. Durchfluss [m³/MWh]	Auskühlung [K]
2014	2515	69988	27,8	31,0
2015	2620	72122	27,5	31,3
2016	2560	95886	37,5	22,9
2017	Jahr des Umbaus			
2018	2336	42326	18,1	47,6
2019	2527	44925	17,8	48,4
2020	2540	45980	18,0	47,8

2.3.4 Optimierungsbeispiel 4: Umbau einer Anlage zur zentralen Trinkwassererwärmung

Bei einer Anlage zur zentralen Trinkwassererwärmung wurde untersucht, wie durch einen einfachen Umbau die Rücklauftemperaturen gesenkt werden können. Bei der Bestandanlage handelt es sich um eine Bauweise, die in dem gegenständlichen Netz vielfach verbaut ist. Dadurch hat das FVU großes Interesse, eine wirtschaftliche Optimierungsmaßnahme zu entwickeln, welche in weiterer Folge durch die Multiplizierbarkeit eine messbare Auswirkung auf die Rücklauftemperatur des gegenständlichen Netzes hat. Ein einfaches Schaltbild der Anlage sowie die schlussendlich gesetzten Maßnahmen sind in Abbildung 38 dargestellt. Darüber hinaus wurden die Anlage um eine kontinuierliche Echtzeit Messdatenübertragung und einer Fernwartung (Regelparameter) der Anlage sowie eine Daten-visualisierung erweitert. Dadurch kann der Anlagenzustand von einer Fernwartezentrale kontinuierlich überwacht und eine Kommunikation (Abstimmung) mit anderen Anlagen im selben Sekundärnetz zur Reduktion von Leistungsspitzen ermöglicht werden.

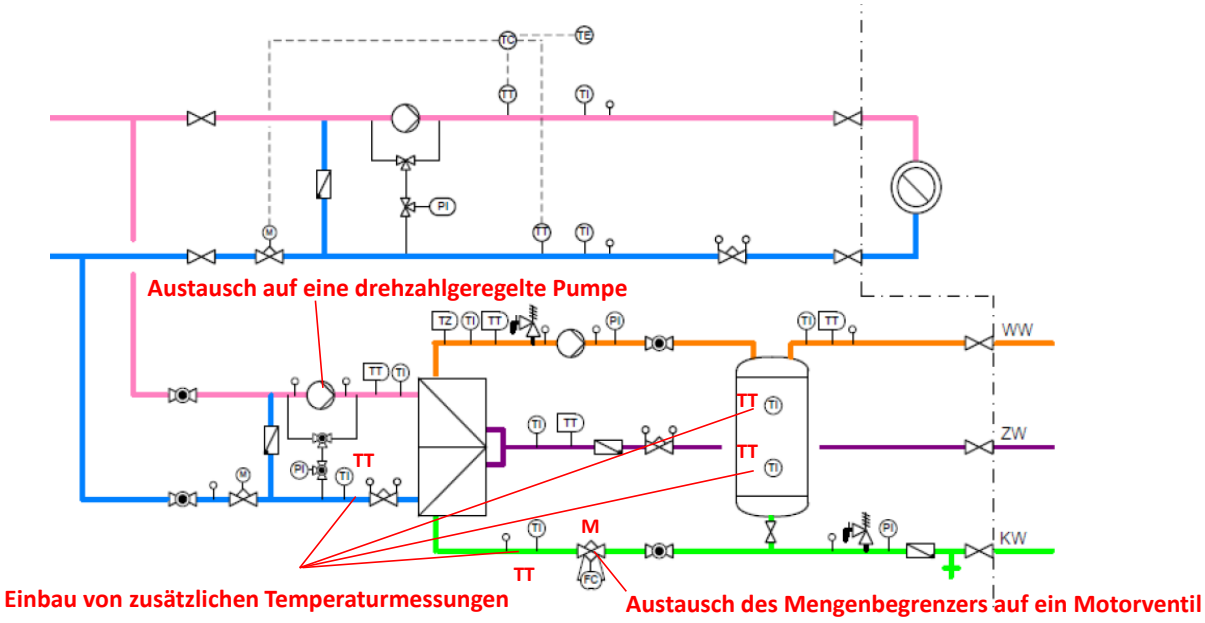


Abbildung 38: Umbau einer zentralen Trinkwassererwärmung

Die Ergebnisse (Abbildung 39) zeigen, dass mit den gesetzten Maßnahmen die Rücklauftemperaturen der Anlage erfolgreich reduziert wurden. Während die RL-Temperaturen vor dem Umbau zumeist bei etwa 58 °C lagen, wurden nach dem Umbau RL-Temperaturen von 55 °C erzielt und die Auskühlung um etwa 15-20 % erhöht werden. Zugleich zeigen die Daten auch, dass das neue System wesentlich höhere Lastspitzen als zuvor aufweist. Daher ist es sinnvoll bzw. notwendig, dass diese Lösung, wenn bei einer großen Anzahl an Anlagen umgesetzt, auch eine bidirektionale Kommunikation mit der Fernwartezentrale unterstützt, sodass die Lastspitzen durch ein zeitliches Verlagern auf die aktuelle Leistungsanforderung des Subnetzes reagieren kann. Als Nebeneffekt konnte der Energiebedarf der Anlage durch eine Reduktion der Bereitschaftsverluste um etwa 3-4 % gesenkt werden.

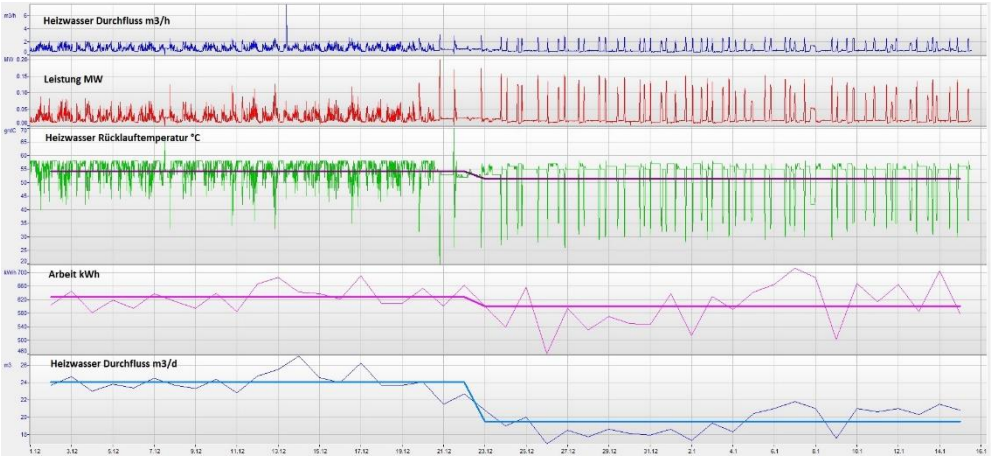


Abbildung 39: Messdatenerfassung der Anlage vor und nach Umbau

Die Kosten für die Umbautätigkeiten an der bestehenden Anlage lagen im Bereich von etwa 7.000 Euro. Darin enthalten sind sämtliche hydraulische Umbautätigkeiten mit Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen und Dämmungen sowie die erstmals eingesetzten Stellantriebe Slider und Regulierventile Modulator. Nicht enthalten sind die Kosten für Programmiertätigkeiten zur Visualisierung des Anlagenzustandes und der Fernregelung. Da es sich bei dem gegenständlichen Projekt um ein Demonstrationsvorhaben handelt, welches in weiterer Folge vielfach umgesetzt werden sollte, wurde für die Anlage ein externer Berater zur Überprüfung der Einhaltung sämtlicher Hygieneanforderungen herangezogen. Dazu wurde die Anlage über einen Zeitraum von einem Jahr untersucht und es wurden an unterschiedlichen Stellen Proben entnommen. Der Aufwand für diese einmaligen Maßnahmen betrug etwa 2.500 Euro.

2.3.5 Optimierungsbeispiel 5: Adaptierung von Warmhaltebrücken bei Wohnungsstationen

Bei einer Anlage waren in der Vergangenheit die Warmhaltebrücken auf Kundenwunsch („zu kalt“) von 45 °C auf 55 °C erhöht worden. Die verbauten Nennweiten DN 15 (6 mm Kapillare) erlauben einen Durchfluss von 155-200 l/h. Die Bestandsanlage wies im Sommer einen durchgehenden Durchfluss trotz eines Pufferspeichers von 3000 Liter für 30 Wohneinheiten mit einem Warmwasserbedarf von etwa 2000-3000 Liter pro Tag auf. Dadurch wurden im Sommer hohe primärseitige Rücklauftemperaturen von 50-55 °C (siehe Abbildung 40) verursacht. Ziel der umgesetzten Maßnahme war eine Reduktion der Solltemperatur auf 40-45 °C. Begleitet wurde die Umsetzung der Maßnahme durch detaillierte Messungen der Temperaturen mittels Auflegefühler.

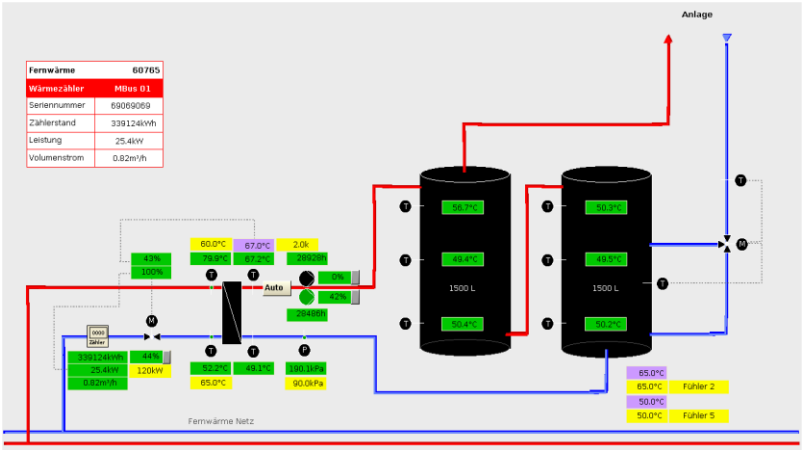


Abbildung 40: Anlagenbetrieb (aus Prozessleitsystems) vor dem Umbau

Die Messdaten zeigen, dass eine Reduktion der Solltemperaturen und Optimierung der Anlagenregelung zu einer starken Reduktion der Rücklauftemperaturen führte. Während vor der Umstellung eine Rücklauftemperatur von 50 °C erzielt, wurde (bei einer gleichzeitigen Spreizung von 2 K, verursacht durch die existierende Pufferladeregelung der Anlagen), konnte die Rücklauftemperatur durch die Maßnahme um etwa 5 K gesenkt werden (Abbildung 41, linke Grafik). Darüber hinaus wurde der Zirkulationsfluss um 90 % reduziert (Abbildung 41, rechte Grafik).

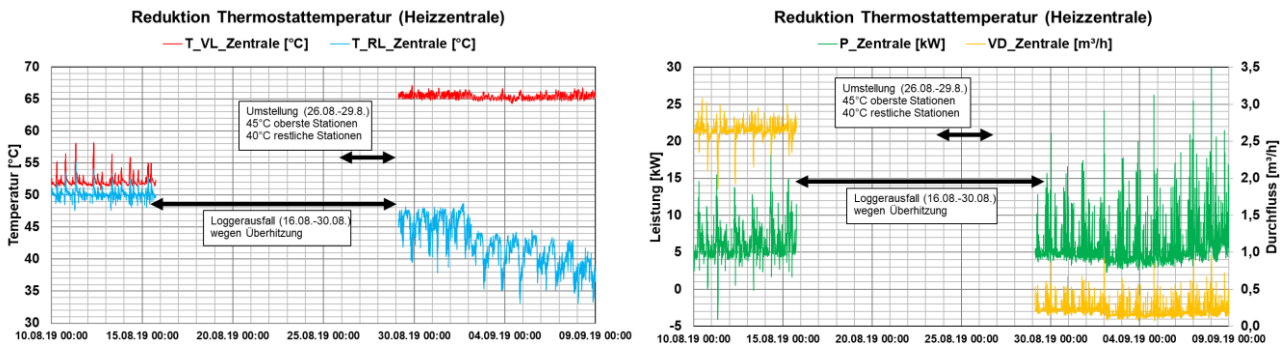


Abbildung 41: Anlagenbetrieb vor und nach der Reduktion der Thermostatsolltemperaturen bei der gegenständlichen Anlage

Für die Kunden ergibt sich durch die umgesetzte Maßnahme einer Verbesserung des Komforts durch die Stabilisierung der Pufferladeregelung von 52 auf 65 °C sowie eine Reduktion des Wärmebedarfes zur Warmwasserbereitung von etwa 8 %. Die Kosten der Maßnahmen-Umsetzung betrugen etwa 1.000 Euro.

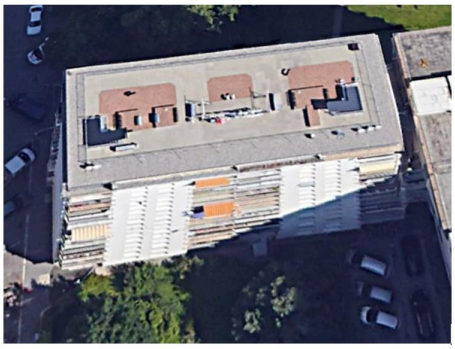
2.3.6 Optimierungsbeispiel 6: Optimierung der Regelung am Beispiel eines Hochhauses

Bei dem gegenständlichen Objekt handelt es sich um einen Mehrgeschoßwohnbau (Hochhaus mit 18 Stockwerken), welches bereits seit 1991 an die Fernwärme angeschlossen ist. Dabei wird die Raumwärme durch Fernwärme gedeckt, die Warmwassererzeugung erfolgt durch Elektroboiler in jeder einzelnen Wohneinheit. Im Jahre 2010 wurde eine thermische Sanierung vorgenommen, die Haustechnik (Fernwärmeübergabestation, Wärmeverteilung) wurde dabei nicht angepasst oder erneuert. Ein Überblick über das analysierte Objekt ist in Abbildung 42 dargestellt.

Um die potenziellen Temperaturoptimierungspotenziale zur ermitteln, wurden das aktuelle Haustechnikkonzept erhoben, die Energiemengen und Leistungen am Fernwärme-Wärmeübertrager gemessen, Messungen in zwei Wohnungen (Vor- und Rücklauftemperaturen bei allen Heizkörpern sowie die Raumluft- und Außentemperatur) und bei weiteren 10 Wohnungen die Vor- und Rücklauftemperaturen des jeweiligen Sekundär- (Verteilungsstrang) und Tertiärnetzes (Wohnungsebene) vorgenommen und umfangreiche Simulationen durchgeführt.

Hochhaus, 18 Stockwerke, Fernwärme vorhanden,
2 Wohneinheiten pro Stockwerk und Stiege, 2 Stiegen

Wohnungsgrößen: ~90 m² (2x pro Stockwerk und Stiege), zusätzlich jeweils etwa 16-20 m² pro Stockwerk und Stiege nicht direkt beheizte Allgemeinflächen (Stiegenhaus, Lifte, Schächte für Haustechnik)



- Errichtungsjahr 1960, Fernwärmeanschluss seit 1991
- Das Gebäude wurde 2010 thermisch saniert (Fassade, oberste u. unterste Geschoßdecke: 10 cm Mineralwolle), nicht aber Heizanlage. Diese ist auf unsanierten Zustand ausgelegt
- Fernwärmeanschlussleistung 2x 150 kW – Anschlussleistung wurde nach thermischer Sanierung auf diesen Wert reduziert (jeweils ca. 150 kW pro Stiege).
- Wärmeabnahme pro Jahr, etwa 130-150 MWh pro Stiege, pro Wohnung: etwa 3.5 MWh mit Bandbreite +/- 40 %
- Energieausweis: HWB ~35 kWh/m²
- Auslegung des Wärmeverteilungs- und Abgabesystems zu einem Zeitpunkt als Gebäude 140 – 180% des derzeitigen Verbrauchs hatte.

Wärmeverteilung im Gebäude:

- Getrennte primärseitige Anschlüsse pro Stiege, getrennte Sekundärseitige Anlagen pro Stiege (Wärmetauscher, Regelung etc.)
- Ungeregeltes Sekundärsystem (Steigleitung, 2 Stück pro Stiege - 1-10Stockwerk und 11-18 Stockwerk)
- Pro Stock ein weiterer WT der dann tertiäres System bedient (1 WT pro Stock bedient 2 WE pro Stock)
- Tertiäres System: 2-Rohrsystem
- Wärmeabgabesystem: Radiatoren
- Warmwasserversorgung erfolgt dezentral mit Strom
- Kein Speicher vorhanden
- Vorlauftemperaturen der Radiatoren: ~55°C

Bestehende Regelung:

- Außentemperatursensor, Steuerung der primärseitigen Rücklauftemperatur in Abhängigkeit von Außentemperatur, Rücklauftemperaturen: 60-70 °C

Abbildung 42: Spezifizierung eines Gebäudeobjektes, für welches Maßnahmenkosten von mehreren Projektbeteiligten entwickelt werden

Die Messergebnisse bestätigten, dass die in den Wohnungen vorhandenen Wärmeabgabesysteme (Radiatoren) durch die thermische Sanierung mehr als ausreichend dimensioniert sind, um die Wohnungen auf die gewünschten Raumtemperaturen zu bringen. Bei beiden Wohnungen war während der Messperiode nur ein Teil der Radiatoren (alle mit Thermostatventilen ausgestattet) in Betrieb mit zum Teil ungünstiger Positionierung (in Wohnung A1 wurden 2 von 5 Radiatoren benutzt, siehe Abbildung 43).

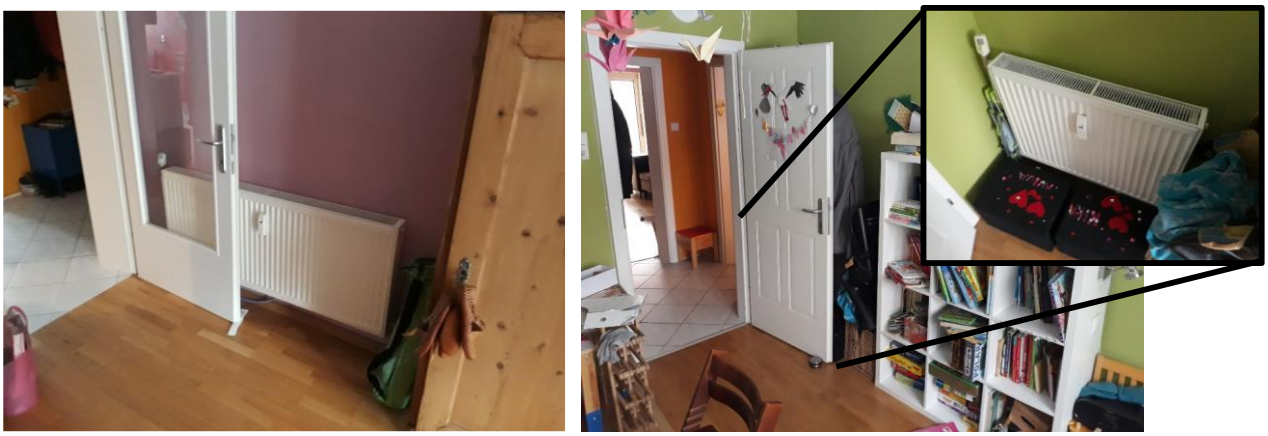


Abbildung 43: Positionierung der betriebenen Radiatoren in Wohnung, A1 (Wohnzimmer (links) und Kinderzimmer (rechts)). Die restlichen drei Heizkörper in der gegenständlichen Wohnung (Schlafzimmer, Badezimmer, Küche) wurden nicht aktiviert

Trotz der ausreichenden Dimensionierung des Wärmeabgabesystems wurde bei der Anlage über den gesamten gemessenen Zeitraum nur eine geringe Auskühlung und eine damit verbundene hohe Rücklauftemperatur erzielt. Grund dafür waren fehlende Regelungen beziehungsweise ungünstig eingestellte Regelparameter. Während Wohnung A1 im überwiegenden Messzeitraum die Wärme bei einer Vorlauftemperatur im Bereich von 45 °C bis 50 °C und einer Auskühlung zwischen 6 und 10 K bereitgestellt wurde, betrug bei der baugleichen Wohnung R1 die Vorlauftemperatur 45 °C bis 57 °C, bei einer Auskühlung von 4 bis 6 K, teilweise lag die Auskühlung aber bei lediglich 2 K. Der hauptursächliche Grund für den Unterschied in Auskühlung zwischen den beiden Wohnungen wurde in den Einstellungen der ungeregelten Wohnungsumwälzpumpen gefunden. Während diese bei Wohnung A1 ausgeschalten war (und dadurch bedingt durch die vorhandene hydraulische Schaltung in invertierter Durchflussrichtung vom Rücklauf der Wohnung R1 versorgt wurde), wurde die Heizungsumwälzpumpe von Wohnung R1 durchgehend mit maximaler Leistung betrieben.

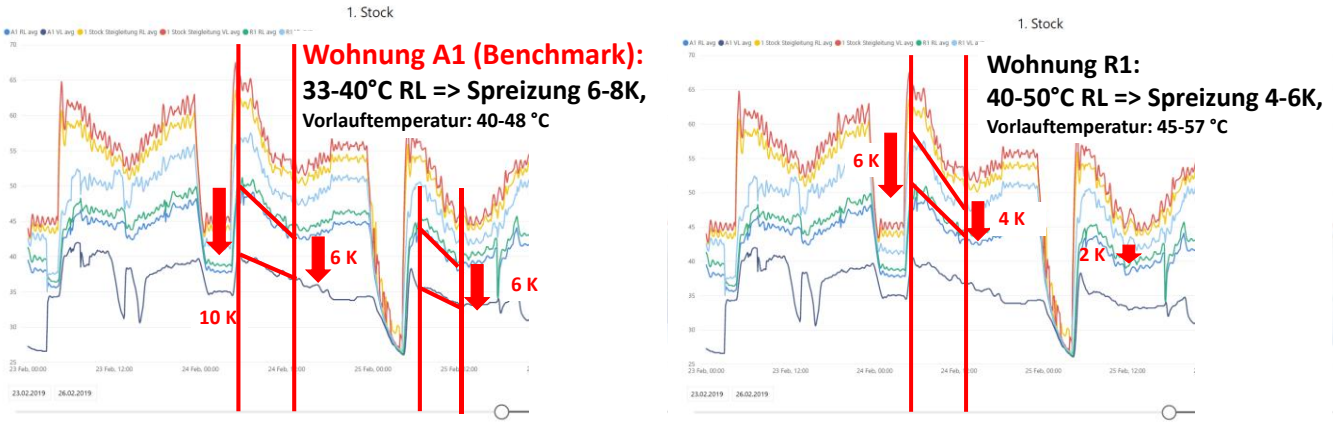


Abbildung 44: Vor- und Rücklauftemperaturen der Wohnungen A1 und R1

Als einfachste Maßnahme zur Erhöhung der Temperaturspreizung im Tertiärsystem wurde nun die Änderung der Leistungseinstellung der Heizungsumwälzpumpe von Wohnung R1 identifiziert. Dazu wurde diese nun von Stufe 3 (maximale Leistung) auf Stufe 2 geändert. Dadurch konnte die Auskühlung von 2 K auf 6 K erhöht und eine Rücklauftemperatur von 35 °C in Wohnung R1 erzielt werden (Abbildung 45). Die Wohnung A1 wurde im dargestellten Zeitraum (26. Februar) mit einem VL/RL-Temperaturniveau von etwa 35/31 °C betrieben. Aus der Abbildung wird auch erkennbar, dass zu einem Zeitpunkt die erwünschte Raumtemperatur in Wohnung A1 nicht erzielt wurde, wodurch auch die Umwälzpumpe (ungeregelt, siehe R1, aber mit Stufe 1) in A1 aktiviert wurde. In diesem Zeitraum wurde beide Wohnungen mit der VL-Temperatur von etwa 45 °C versorgt. Die erzielten Rücklauftemperaturen betrugen 35 °C (R1) und etwa 32 °C (A1).

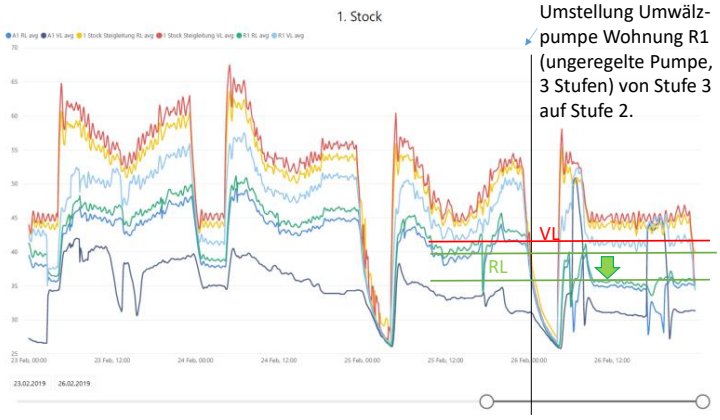


Abbildung 45: Vor- und Rücklauftemperaturen der Wohnungen A1 und R1, Auswirkungen durch Reduktion der Umwälzpumpenleistung von Wohnung R1

Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass in den Steigleitungen nahezu keine Abkühlung erreicht wurde (2-3 K). Der Grund dafür lag in der fehlenden Steuerung der Umwälzpumpen im Steigleitungskreislauf. Darüber hinaus sieht man auch, dass das Temperaturniveau in der Steigleitung stark schwankend zwischen 45 °C und 65 °C lag. Grund dafür waren die Einstellungen des Rücklauftemperaturbegrenzers in der Wärmeübergabestation. Hier war die höchst mögliche Temperatur eingestellt, weshalb dieser nicht aktiv eingriff. Durch eine Anpassung dieses Parameters am 26. Februar konnte eine Rücklauftemperatur von etwa 45 °C gehalten werden.

Das dargestellte Beispiel verdeutlich, dass effektive Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperaturen gesetzt werden können, die – sofern identifiziert – keine weiteren Kosten verursachen. Gleichzeitig liegt der Verantwortungsbereich bei der Umsetzung der Maßnahmen beim Kunden. Sofern das FVU die tatsächlich erzielten Rücklauftemperaturen nicht überprüft und auf die Einhaltung der vertraglich vereinbarten maximalen Rücklauftemperaturen besteht, hat unter den gegebenen Tarifmodellen ein Kunde jedoch keinen Anreiz, solche Maßnahmen aktiv umzusetzen. Im dargestellten Beispiel wurde das auch durch die nachfolgende Heizsaison verdeutlicht. Während Ende Februar 2019 die Wohnungsumwälzpumpen bei allen Wohnungen von Leistungsstufe 3 auf Stufe 2 umgestellt wurden und die Rücklauftemperaturbegrenzung in der Wärmeübergabestation angemessen eingestellt wurde, wurden

zu Beginn der Heizsaison 2019/2020 (September) vom zuständigen Heizungswart alle Änderungen wieder rückgängig gemacht, wodurch die Rücklauftemperaturbegrenzung in der Wärmeübergabestation wieder aufgehoben war und die Umwälzpumpen je Wohnung wieder auf maximaler Stufe betrieben wurden.

2.3.7 Optimierungsbeispiel 7: Potenzial einer sekundärseitigen Temperaturabsenkung durch hydraulischen Abgleich (Simulationsstudie)

Für das in Abbildung 42 dargestellt Objekt wurde auf Basis der durchgeführten Bestandsaufnahme und erhobenen Messdaten eine thermische Gebäude- und Anlagensimulation durchgeführt, um so eine mögliche Untergrenze für die Rücklauftemperaturen zu erhalten, die ausreichen kann, um die Wohnungsobjekte mit Wärme versorgen zu können. Dazu wurde eine Wohnung im 13. Stock im Detail samt des tertiären Wärmeabgabesystems abgebildet (Abbildung 46).

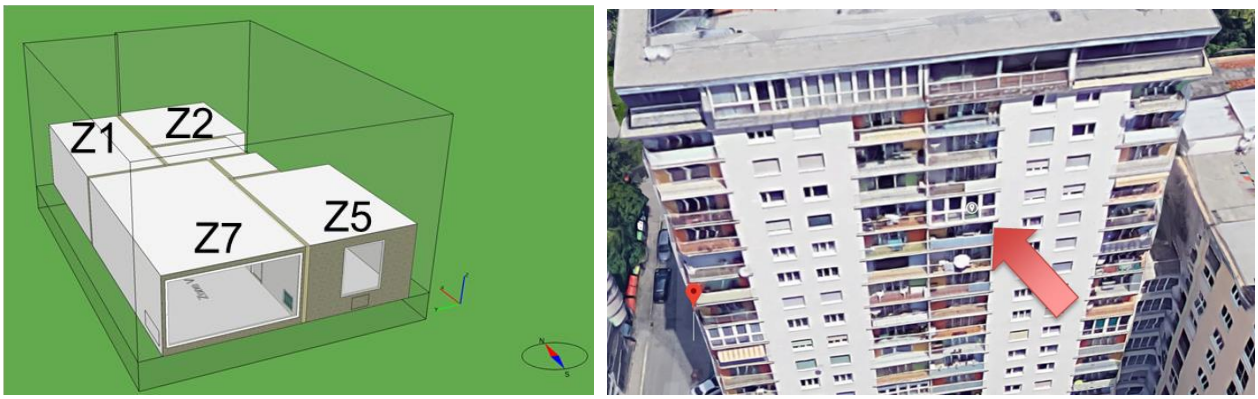


Abbildung 46: Simulationsmodell der thermischen Zonen und Lokalisierung der Wohnung im 13 Stock

In weiterer Folge wurden ausgehend vom derzeitigen Stand (teilvalidiert anhand der Messungen) Veränderungen hinsichtlich der Regelung (VLT/RLT, Einzelraumregelung), der hydraulischen Verschaltung (Thermostatventile) und der installierten Radiatoren (Bestand vs. Neu) analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass durch einen hydraulischen Abgleich und der damit einhergehenden optimierten Wärmeverteilung innerhalb der einzelnen Wohnungen die Rücklauftemperatur (T_RL_tert) von im Mittel ca. 45 °C auf ca. 25 °C reduziert werden könnten.

Zugleich verdeutlichen die Analysen die Grenzen der Modellierbarkeit des Status quo. Trotzt der detaillierten Messdaten, die für das gegenständliche Objekt verfügbar waren, können die tatsächlichen hydraulischen Flüsse in der Wärmeverteilung nur mit großem Aufwand abgebildet werden. Darüber hinaus lassen sich auch die in der Praxis auftretenden Fehler nur schwer mit Simulationswerkzeugen nachbilden (z. B. Verschmutzungen, falsch eingebaute Komponenten, falsch positionierte bzw. nicht-funktionierende Messtechnik).

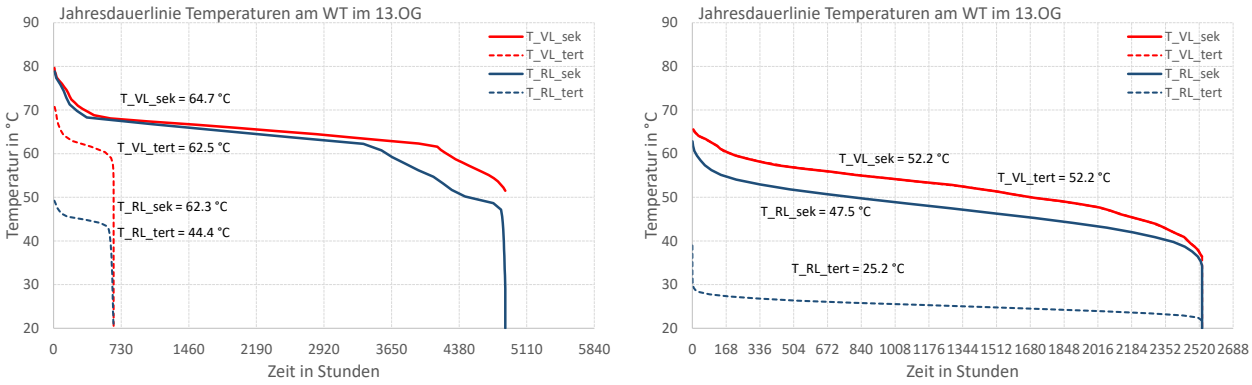


Abbildung 47: Jahresdauerlinien der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der sekundären und tertiären Seite des Wärmeabgabesystems (links Basis-Einstellungen, rechts Thermostatventile, Einzelraumregelung, TVL um 20 K red.)

Die Auswirkungen auf die Rücklauftemperatur aus dem Gebäude am Fernwärme-Wärmetauscher (T_RL_sek) sind etwas geringer (von 62 °C nach 48 °C), hierzu wäre das Sekundärnetz zwischen dem Fernwärme-Wärmetauscher und dem Wohnungswärmetauscher noch weiter zu optimieren.

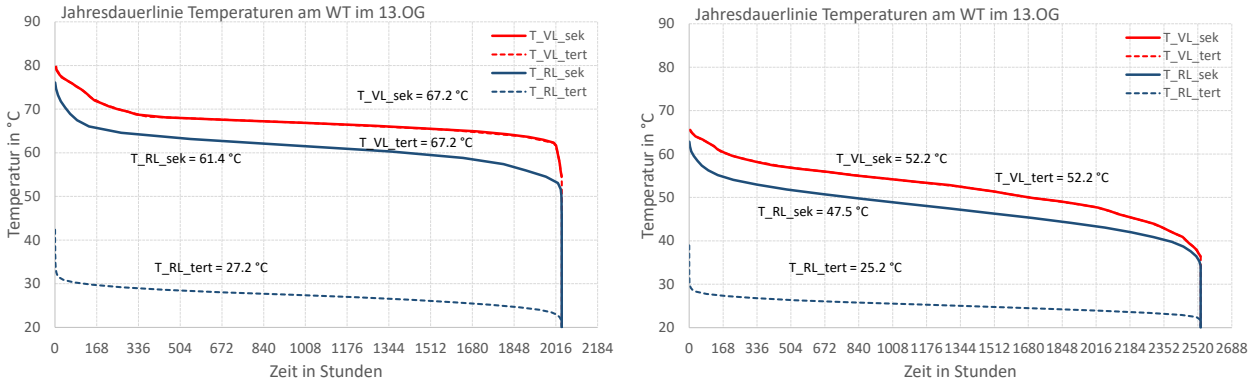


Abbildung 48: Jahresdauerlinien der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der sekundären und tertiären Seite des Wärmeabgabesystems (Vergleich TVL/TRL 80/50 °C im Vergleich zu TVL/TRL 66/45 °C)

In einer zweiten Sensitivitätsanalyse wurde die Auswirkung einer Reduktion der sekundärseitigen Vorlauf- und Rücklauftemperatur betrachtet. Hierbei wurden einerseits die Solltemperaturen von 80/55 °C auf 66/45 °C reduziert und anderseits auch die außentemperaturabhängige Heizkurve abgeändert.

Die Reduktion der Versorgungstemperaturen und der Heizkurve ermöglichen so eine deutliche Reduktion der sekundären Rücklauftemperatur um knapp 14 K (von 61,4 °C auf 47,5 °C), ohne auf der tertiären (Wohnungs-)Seite eine Unterversorgung zu verursachen.

2.3.8 Optimierungsbeispiel 8: Kostenanalyse eines Umbaus der Wärmeverteilung am Beispiel eines Hochhauses (Planungsstudie)

Ziel dieses Beispiels ist eine Analyse der Kosten, die mit einer Optimierung (Umbau) des Wärmeverteilungssystems in dem zuvor skizzierten Hochhaus verbunden sind (Abbildung 42). Eine Bestandsaufnahme der Anlage ergab die folgenden Mängel, aus denen sich in weiterer Folge Optimierungspotenziale ergeben:

- Der primärseitige Rücklauftemperaturbegrenzer ist derzeit auf die max. Temperatur eingestellt, da die Sorge einer Unterversorgung besteht, wenn einzelne Wohnungen Wärme benötigen.
- Die bestehenden Versorgungspumpen werden ungeregelt mit konstanten Wassermengen betrieben. Dies hat zu Folge, dass die Abnehmer mit der vollen Wassermenge beaufschlagt werden, obwohl keine Wärmeabnahme erforderlich ist und infolgedessen sehr hohe Rücklauftemperaturen entstehen.

Zur Optimierung der Anlage wurde folgender Lösungsvorschlag (Abbildung 49) entwickelt:

- Es ist zwingend notwendig, das Sekundärnetz ordnungsgemäß zu regeln und hydraulisch abzugleichen.
- Die bestehenden Zubringerpumpen (im sekundär und tertiär System) sollten durch drehzahlgeregelte Pumpen ausgetauscht werden.
- Diese Pumpen regeln die Wassermenge auf den Differenzdruck der Ventile. Dies bedeutet, dass zum Beispiel bei mehreren geschlossenen Ventilen bei den Verbrauchern der Differenzdruck steigt und die Pumpen somit die Wassermengen dementsprechend reduzieren. Die Förderung unnötig hoher Wassermengen ist somit ausgeschlossen. Beim Schließen aller Ventile erfolgt die Abschaltung der Pumpe.
- Bei den Wärmetauschern in den Stockwerken ist ein druckunabhängiges Motor-Regelventil nachzurüsten. Dieses Regelventil wird über ein Signal vom tertiären System geöffnet oder geschlossen. Das bedeutet, die Versorgungspumpe des tertiären Systems gibt beim Einschalten das Signal zum Öffnen und beim Ausschalten das Signal zum Schließen des Ventiles. Das führt dazu, dass im Sekundärsystem nur die erforderliche Wassermenge befördert wird, welche auch wirklich benötigt wird.
- Sämtliche Heizkörper müssen mit einem Thermostatventil ausgerüstet sein, welches bei Erreichen der gewünschten Raumtemperatur selbstständig schließt.
- Um eine Temperaturhaltung der Steigleitung zu gewährleisten, sollte ein Rücklauftemperaturbegrenzer (Thermostatisches Regelventil) nach dem letzten Verbraucher nachgerüstet werden. Eine minimale zirkulierende Wassermenge garantiert somit den Temperaturerhalt im System (z. B. min. 40 °C).
- Die Regelung für das sekundärseitige System sollte witterungsgeführt ausgeführt werden. Bei einer konstanten Außentemperatur von z. B. 15 °C erfolgt dann die Abschaltung der Anlage.
- Um unnötige Wärmeverluste zu vermeiden, ist eine Gesamtsanierung der bestehenden Wärmedämmung der Steigleitungen zu empfehlen.

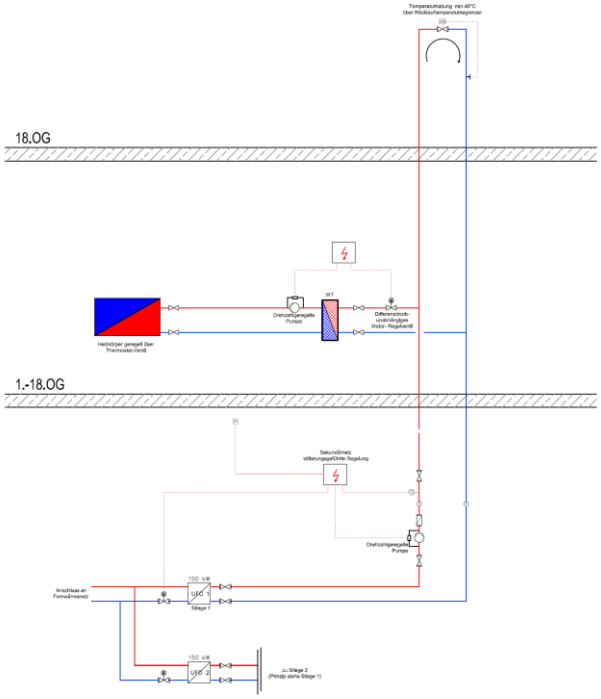


Abbildung 49: Anlagenschaltbild der vorgeschlagenen Optimierungsmaßnahme

Die Kosten einer solchen Maßnahme wurde im Projekt von mehreren Projektpartnern unabhängig im Rahmen einer Vorentwurfsplanung mit einer Kostengenauigkeit von +/- 20 % geschätzt. Dabei wurden Gesamtnettokosten in der Größenordnung von 90.000 bis 120.000 Euro (+/- 20 %) ermittelt.

Dazu ist jedoch hinzuzufügen, dass im Rahmen konkreter Projektumsetzungen, Rabatte gegenüber den in der Kostenplanung üblichen Kostensätzen gemäß ÖNORM B 1801 durchaus üblich sind.

Tabelle 6: Kostenberechnung der vorgeschlagenen Umbauarbeiten, Kostenrechnung Unternehmen A

Pos.	Beschreibung	Stück	Eh	Kosten/ EH	Kosten
A	Allgemein				
A1	Demontage (Rohrleitung & Isolierung)	2	Stk	3000,00	6.000,00
	Summe Allgemein				€ 6.000,00
B	Wärmeversorgung				
B1	Versorgungspumpen drehzahlgeregelt Sekundärkreis (150 kW)	2	Stk	4.000,00	8.000,00
B2	Rücklauftemperaturbegrenzer (4 Stränge)	4	Stk	2.500,00	10.000,00
B3	Versorgungspumpen drehzahlgeregelt Tertiärkreis (9 kW)	18	Stk	800,00	14.400,00
B4	Druckunabhängiges Motorventil	36	Stk	510,00	18.360,00
B5	Verrohrung 50 lfm (insgesamt 200 lfm)	200	lfm	50,00	10.000,00
B6	Sanierung Wärmedämmung Rohre 50 lfm (insgesamt 200 lfm)	200	lfm	35,00	7.000,00
B7	Zubehör	2	Pa	2.500,00	5.000,00
	Summe Sonstiges				€ 72.760,00
C	Gebäudeautomation				
C1	MSR für Motorventil	6	Stk	1.680,00	10.080,00
C2	Regelung Sekundärseitig	1	Stk	2.500,00	2.500,00
	Summe Gebäudeautomation				€ 12.580,00
D	Sonstiges				
D1	Brandschutz	1	Pa	1.750,00	1.750,00
D2	Anlagen spülen füllen	1	Pa	1.750,00	1.750,00
D3	Inbetriebnahme	1	Pa	2.000,00	2.000,00
D4	Doku	1	Pa	1.500,00	1.500,00
D5	Regien	7,50 %	Pa	22.825,00	1.711,88
	Summe Sonstiges				€ 8.711,88
E	Optional				
E1	Nachrüsten Thermostatventile Heizkörper (5 Vent. Pro Wohnung)	360	Stk	50.00	18.000,00
	Summe Sonstiges				€ 18.000,00
Gesamtkosten					
Kostenbandbreite		Obere Begrenzung +20 %			€ 141.662,00
		Kostenschätzung			€ 118.052,00
		Untere Begrenzung -20 %			€ 94.442,00

Tabelle 7: Kostenberechnung der vorgeschlagenen Umbauarbeiten, Kostenrechnung Unternehmen B

Pos.	Beschreibung		Kosten
3A	Allgemein		
3A.01	Besondere Baustelleneinrichtung		500,00
3A.02	Demontagearbeiten (Rohrleitung + Isolierung)		15.000,00
	Summe Allgemein		€ 15.500,00
3C	Wärmeversorgung		
3C.02	Wärmeverteilnetze (Verrohrung und Armaturen)		
	Verrohrung + Isolierung		16.500,00
	Versorgungspumpen (sekundär, tertiär)		36.000,00
	Regelventile		9.500,00
	Absperrungen, div. Kleinarmaturen		3.500,00
	Summe Wärmeversorgung		€ 65.500,00
3H	Gebäudeautomation		
3H.01	Regelung Sekundärseitig		6.500,00
	Summe Gebäudeautomation		€ 6.500,00
Gesamtkosten			
Kostenbandbreite		Obere Begrenzung +20 %	€ 105.000,00
		Kostenschätzung	€ 87.500,00
		Untere Begrenzung -20 %	€ 70.000,00
HIER NICHT ENTHALTENE MASSNAHMEN			
1. Elektroarbeiten (Kabelzugarbeiten)			
2. Bauliche Maßnahmen			

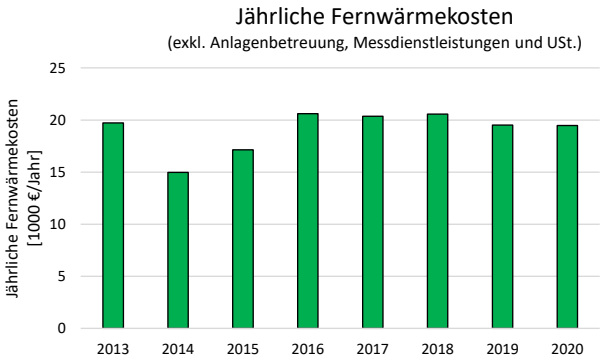


Abbildung 50: Jährliche Fernwärmekosten (Leistungs- und Arbeitspreis, exkl. Messdienstleistungen und Anlagenbetreuung) des gegenständlichen Objektes

Werden den ermittelten Umbaukosten zur Optimierung der Rücklauftemperaturen die jährlichen Fernwärmekosten des Objektes, welche in den vergangenen Jahren bei etwa 20.000 €/Jahr (exkl. USt., siehe Abbildung 50) lagen, gegenübergestellt, so zeigt sich sehr schnell, dass gegebenenfalls geringere Kosten durch niedrigere RL-Temperaturen die Kosten der Maßnahme auch längerfristig nicht amortisieren können.

2.3.9 Optimierungsbeispiel 9: Potenzial einer sekundärseitigen Temperaturabsenkung durch thermische Sanierungen (Simulationsstudie)

Um belastbare Zahlenwerte bezüglich einer möglichen Temperaturreduktion, die durch eine thermische Sanierung von (Wohn-)Gebäuden und einer damit einhergehenden Optimierung der Haustechnik und Wärmeverteilung zu erhalten, wurden im Rahmen des Projektes ein Einfamilien- und ein Mehrfamilienhaus (Abbildung 51) mit detailliert abgebildeten Wärmeverteil- und -abgabesystemen (Abbildung 52) simuliert und hinsichtlich Regelungsänderungen, Erneuerung von Radiatoren thermischer Sanierung in allen Einzelheiten analysiert.

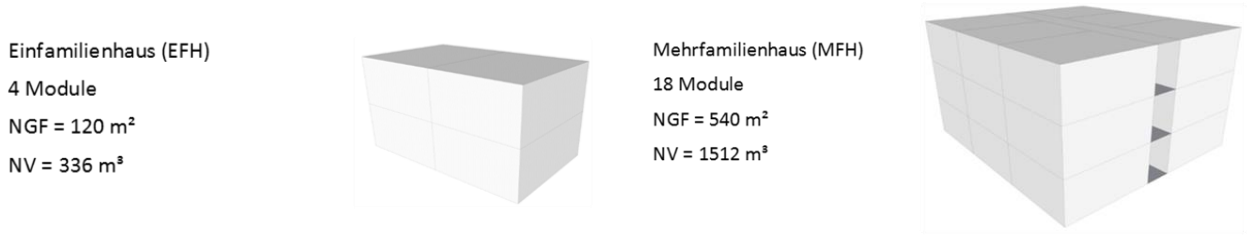


Abbildung 51: Betrachtete Gebäudetypen (EFH & MFH) für die Simulationsstudie betreffend Rücklauftemperatur

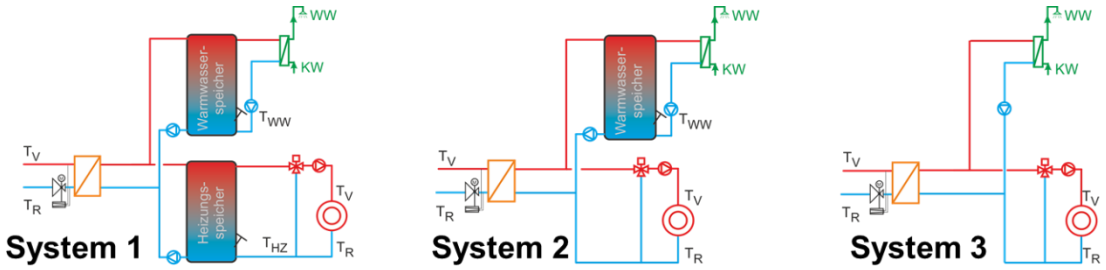


Abbildung 52: Betrachtete Wärmeversorgungskonzepte für die Simulationsstudie

So ist in Abbildung 53 exemplarisch das Ergebnis einer solchen Variantenrechnung dargestellt. Die Vorlauftemperatur der Fernwärme wurde zwischen 80 und 120 °C in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur eingestellt. Im betrachteten Gebäude (EFH mit 150 kWh/m²a) wurde dann das bestehende Wärmeabgabesystem (Radiatoren) mit drei unterschiedlichen Solltemperaturen (80/60, 70/50 & 45/30 °C) beaufschlagt. Dabei stellten sich dann für die Fernwärme deutlich geänderte Rücklauftemperaturen (RLT) ein. Von etwa 50 °C reduzierte sich das Temperaturniveau auf etwa 35 °C. In weiterer Folge wurden bereits weitere Varianten wie ein thermisch saniertes Gebäude mit identer Haustechnik (= Radiator unverändert) bzw. neuen, angepassten Radiatoren für die drei Systemkonfigurationen (System 1 bis 3) und zwei Gebäudegrößen (EFH & MFH) gerechnet.

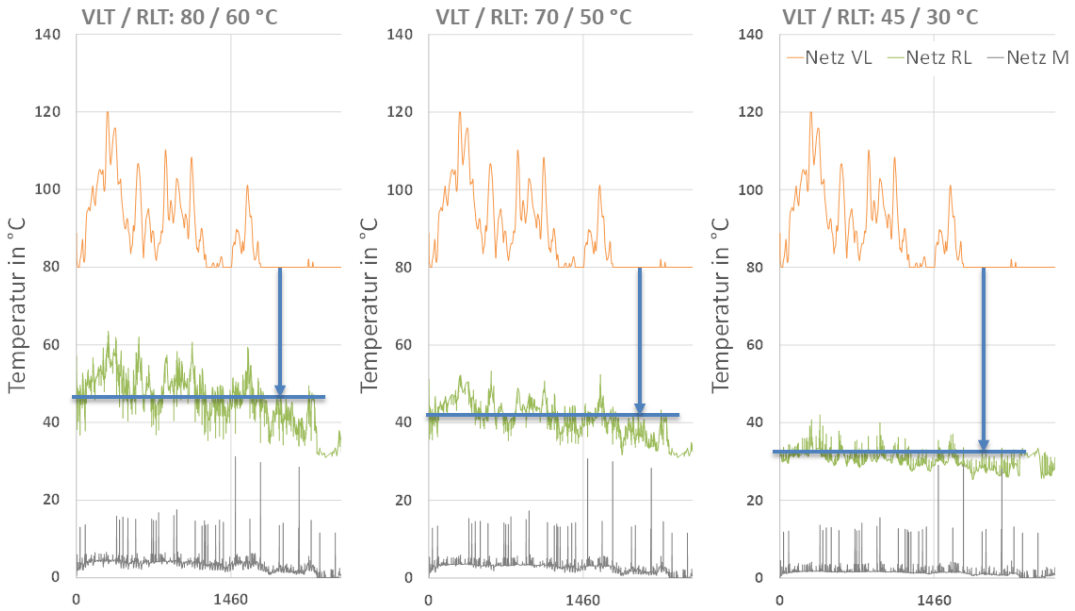


Abbildung 53: Änderung der VLT und RLT für das Wärmeabgabesystem (System 3; EFH; 150 kWh/m²a)

Neben der gewählten Sollvorlauftemperatur spielt auch das gewählte System der Wärmeabgabe eine wichtige Rolle für die Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz. So zeigte das System 1 mit zwei Energiespeichern die höchsten Rücklauftemperaturen und Energiebedarfe. Durch die Verwendung einer Wärmeübergabestation mit direkter Raumheizung und Warmwasserbereitung kann die Rücklauftemperatur primärseitig um etwa 5-7 K reduziert werden.

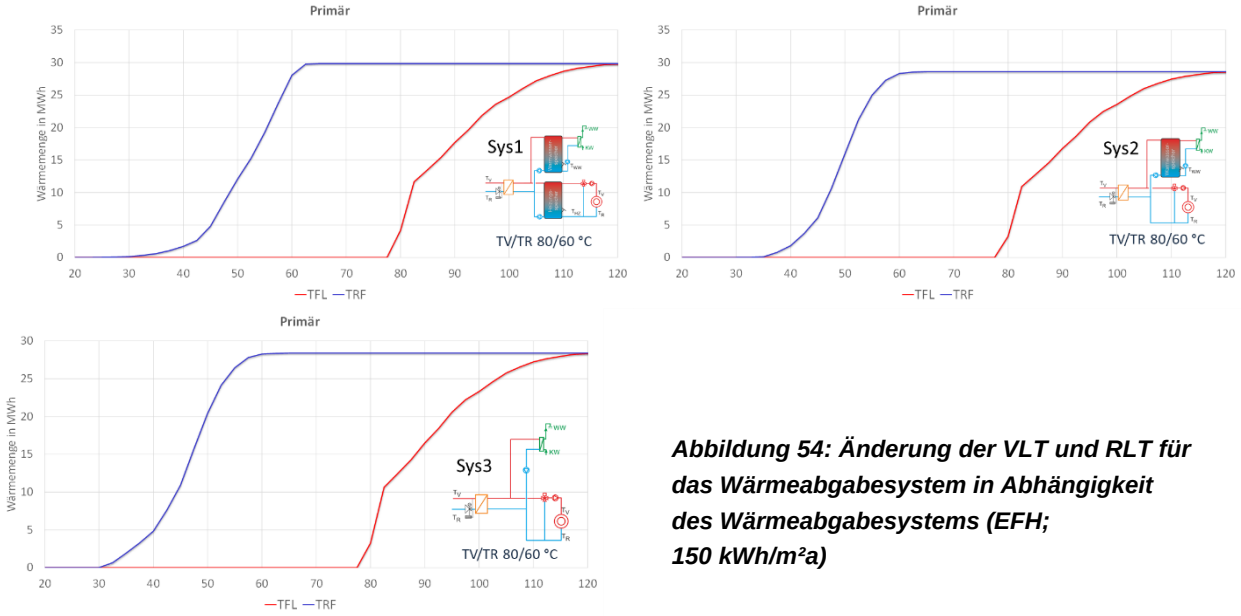


Abbildung 54: Änderung der VLT und RLT für das Wärmeabgabesystem in Abhängigkeit des Wärmeabgabesystems (EFH; 150 kWh/m²a)

2.3.10 Allgemeine Kostenanalyse von Umbaumaßnahmen zur Optimierung der sekundärseitigen Wärmeübertragung und Verteilung in Kundenobjekten (Kostenermittlung im Rahmen von Vorentwurfsplanung)

Wie aus dem im Abschnitt 2.3.8 dargestellten Beispiel ersichtlich wird, sind die Investitionskosten von Optimierungsmaßnahmen ein zentraler Aspekt, der darüber entscheidet, ob schlussendlich Maßnahmen gesetzt werden oder nicht. Im Laufe des Projektes stellte sich jedoch heraus, dass, bezogen auf ein konkretes Objekt die Kosten von sekundärseitigen Maßnahmen und deren Effekte kaum verallgemeinerbar sind.

Um dennoch für die weiteren Analysen eine Datenbasis für typische Kosten von Maßnahmen in Gebäuden zu bekommen, wurden generischen Maßnahmenpaketen definiert und die Kosten, wie sie im Rahmen einer Vorentwurfsplanung berechnet werden, angeführt. Abbildung 55 stellt eine Liste der zu erwartenden Kosten im Zusammenhang mit typischen Optimierungsfällen dar.

Kostenübersicht	kW				50	80	100	150	200	300	500	1,000	1,500	2,000
Position	Beschreibung	Anzahl	EH	Dimension Sekundär VL/RL= 70/45°C	DN32	DN40	DN40	DN50	DN65	DN65	DN80	DN100	DN125	DN150
				Dimension Primär VL/RL=120/50°C	DN 25	DN25	DN32	DN32	DN40	DN50	DN50	DN65	DN80	DN100
1	Wärmetauscher	2	Stk		6,500.00 €	7,500.00 €	10,000.00 €	12,500.00 €	15,000.00 €	20,000.00 €	30,000.00 €	40,000.00 €	55,000.00 €	65,000.00 €
2a	Differenzdruckregler	1	Stk		5,000.00 €	5,500.00 €	6,000.00 €	7,000.00 €	7,500.00 €	8,000.00 €	9,000.00 €	10,000.00 €	12,500.00 €	15,000.00 €
2b	Differenzdruckregler	5	Stk		20,000.00 €	22,000.00 €	24,000.00 €	28,000.00 €	30,000.00 €	32,000.00 €	36,000.00 €	40,000.00 €	50,000.00 €	60,000.00 €
3	Primärregelung	1	Pa		2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	3,000.00 €	3,000.00 €
4	Pumpengruppe Sekundär	2	Stk		1,500.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	4,000.00 €	6,000.00 €	7,000.00 €	8,000.00 €	9,000.00 €	12,000.00 €	15,000.00 €
5a	Absperrungen	20	Stk		5,000.00 €	6,000.00 €	6,000.00 €	7,500.00 €	10,000.00 €	10,000.00 €	12,000.00 €	15,000.00 €	17,500.00 €	20,000.00 €
5b	Absperrungen	10	Stk		3,000.00 €	3,600.00 €	3,600.00 €	4,500.00 €	6,000.00 €	6,000.00 €	7,200.00 €	9,000.00 €	10,500.00 €	12,000.00 €
6	Schmutzfänger	2	Stk		500.00 €	650.00 €	800.00 €	1,000.00 €	1,250.00 €	1,500.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	4,000.00 €
7	Kompensator	2	Stk		1,000.00 €	1,200.00 €	1,400.00 €	1,600.00 €	1,800.00 €	2,000.00 €	2,250.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	3,500.00 €
8	Expansion	1	Pa		1,500.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	4,000.00 €	5,000.00 €	7,500.00 €	8,000.00 €	9,000.00 €	10,000.00 €
9a	Wärmemengenzähler	1	Stk		2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,750.00 €	2,750.00 €	3,000.00 €	3,000.00 €	3,250.00 €	3,750.00 €	4,500.00 €
9b	Wärmemengenzähler	5	Stk		10,000.00 €	10,000.00 €	10,000.00 €	11,000.00 €	11,000.00 €	12,000.00 €	12,000.00 €	13,000.00 €	15,000.00 €	18,000.00 €
10	Einbringung WT	1	Pa		750.00 €	1,000.00 €	1,250.00 €	1,250.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,750.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €
11	Demontage Bestand	1	Pa		1,500.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	4,000.00 €	5,000.00 €	5,500.00 €	6,000.00 €	7,000.00 €	8,000.00 €
12	Schaltschrank neu	1	Pa		3,000.00 €	3,100.00 €	3,200.00 €	3,300.00 €	3,400.00 €	3,500.00 €	3,600.00 €	3,700.00 €	3,800.00 €	4,000.00 €
13	Verkabelung neu	1	Pa		5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €	5,000.00 €
14	Meldung an GLT, Fühlereinbau etc.	6	Pa		2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €	2,800.00 €
15	Stahlkonstruktion, etc.	1	Pa		2,000.00 €	2,250.00 €	2,500.00 €	2,750.00 €	3,000.00 €	3,200.00 €	3,500.00 €	3,750.00 €	4,000.00 €	4,500.00 €
16	Sumpfpumpe	1	Stk		1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €
17	50m Rohrleitungen PN16	1	Pa		4,000.00 €	4,250.00 €	4,250.00 €	5,000.00 €	6,000.00 €	6,000.00 €	7,500.00 €	8,750.00 €	10,000.00 €	12,500.00 €
18	30m Rohrleitungen PN25	1	Pa		4,000.00 €	4,500.00 €	5,000.00 €	5,500.00 €	6,500.00 €	7,000.00 €	9,000.00 €	11,000.00 €	12,500.00 €	15,000.00 €
19	Wärmedämmung Rohre	1	Pa		1,500.00 €	1,750.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	3,500.00 €	4,000.00 €	5,000.00 €	5,500.00 €	6,000.00 €
20	Wärmedämmung WT	2	Pa		500.00 €	600.00 €	750.00 €	1,000.00 €	1,250.00 €	1,500.00 €	1,750.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	3,500.00 €
21	Zubehör (Monmeter, etc.)	1	Pa		2,000.00 €	2,000.00 €	2,000.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €	3,000.00 €	4,000.00 €	4,000.00 €
22	Brandschutz	1	Pa		1,000.00 €	1,100.00 €	1,200.00 €	1,300.00 €	1,500.00 €	1,750.00 €	2,000.00 €	2,250.00 €	2,500.00 €	3,000.00 €
23	Anlagen spülen füllen	1	Pa		1,000.00 €	1,100.00 €	1,250.00 €	1,500.00 €	1,650.00 €	1,750.00 €	1,850.00 €	2,000.00 €	2,200.00 €	2,400.00 €
24	Inbetriebnahme	1	Pa		2,000.00 €	2,000.00 €	2,000.00 €	2,000.00 €	2,000.00 €	2,000.00 €	2,200.00 €	2,200.00 €	2,500.00 €	2,500.00 €
25	Doku	1	Pa		1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €	1,500.00 €
26	Regien	7.50%	Pa											

Abbildung 55: Darstellung von Investitionskosten in Verbindung mit typischen Optimierungsmaßnahmen

Aus Gesprächen mit den beteiligten FVU geht jedoch hervor, dass sich Kostendaten in diese Liste nicht direkt mit den eigenen Erfahrungen abstimmen lassen. Die Gründe dafür liegen unter anderem daran, dass die Investitionskosten von konkreten Objekten immer auch sehr von den jeweiligen konkreten Gegebenheiten abhängig sind, andererseits werden bei der Umsetzung von Maßnahmen häufig Rabatte gegenüber den Standardkostensätzen gewährt.

Aus einer ökonomischen Sicht sind größere Umbauten an typischen Kundenanlagen zumeist zu teuer, als das die Kosteneinsparungen in der Erzeugung mit konventionellen Verbrennungstechnologien und Verteilung der Wärme solche Maßnahmen rechtfertigen würden. Bei den im Rahmen des Projektes untersuchten Fällen von hohen (Rücklauf-)Temperaturen waren aber oft Fehler, falsche Einstellungen oder Verschmutzungen der Grund für die schlechte Performance, die wiederum keine (großen)

Investitionen erfordern. Daher ging in diesen Fällen ein Großteil der Optimierungsmaßnahmen mit geringen Kosten einher (Abbildung 27). Dennoch stellt die Identifizierung solcher Kundenanlagen und der Fehlergründe einen Kostenaufwand dar, der sich, sofern dies aufgrund fehlender hoch aufgelöster Ferndatenauslesung manuell durchzuführen ist, bei kleineren Anlagen ökonomisch mitunter nicht rentiert. Diesem Problem bei Kleinanlagen kann durch Fernauslesung der Daten und eine automatisierte Identifikation von problematischen Betriebszuständen entgegen werden. Zugleich sind aber auch die Temperatureinsparungen von den jeweiligen Gegebenheiten und der konkreten Fehlerausprägung abhängig.

3 Qualitative und quantitative Effekte durch reduzierte Wärmenetztemperaturen

Ziel dieses Kapitels ist eine Darstellung von qualitativen und quantitativen Effekten reduzierter Wärmenetztemperaturen, wobei ein besonderer Fokus auf die Reduktion der Rücklauftemperaturen gelegt wird. Hierbei wird zwischen den Auswirkungen, die einen Einfluss für Wärmekunden und solche, die primär das Fernwärmeversorgungsunternehmen betreffen, unterschieden. Methodisch wurde Ersteres primär auf Basis von Literatur-Recherchen und Gesprächen mit Wohnbauträgern und Hausverwaltungen qualitativ erarbeitet, zweiteres durch quantitative Modelle. Dazu wurde auf bestehende Literatur bzw. in Vorprojekten erarbeitete Daten, Datenblätter von Herstellern und Messdaten zurückgegriffen sowie eigene Berechnungen durchgeführt.

Aus den gewonnenen Erkenntnissen wurde ein vereinfachtes Excel-basiertes Modell zur Analyse der Wechselwirkung innerhalb des Komponentenverbundes aus den Wärmekunden, dem Wärmenetz, der Wärmeerzeugung und der möglichen alternativen Wärmequellen entwickelt. Mithilfe dieses Werkzeuges wurde in weiterer Folge der Wert von Temperaturreduktionen in unterschiedlichen Wärmenetzen unter verschiedenen Rahmenbedingungen monetär bewertet und daraus Rückschlüsse für die maximalen Investitionskosten von Optimierungsmaßnahmen geschlossen, sodass diese wirtschaftlich darstellbar und umsetzbar sind.

3.1 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf Wärmekunden

Um einen ersten Überblick über die Thematik der technischen Maßnahmen auf der Wärmekundenseite zu erhalten, wurde im Rahmen des Projektes eine Literaturrecherche durchgeführt. Dazu wurden die direkten und indirekten Effekte von acht typischen Maßnahmen, die zu einer Reduktion der (RL-)Temperaturniveaus führen können, beschrieben und mögliche positive und negative Auswirkungen für Kunden zusammengefasst. Daraus aufbauend wurden Interviews mit 10 Unternehmen, die regelmäßig gewerblich mit Bewohner in Kontakt stehen, durchgeführt, um so qualitativ herauszufinden, inwieweit diese Effekte von Bewohner wahrgenommen werden oder nicht.

3.1.1 Hydraulischer Abgleich

Ziel eines hydraulischen Abgleichs ist die zielgerichtet/ausgeglichene Wärmeverteilung als Nebeneffekt können ein höherer Komfort (keine Über-/Unterversorgung) und geringere Verluste (geringere Durchflüsse oder VL-Temperaturen zur Versorgung am Schlechtpunkt möglich) auftreten. Für die Höhe des Effektes wurden die folgenden Werte gefunden:

- 15 % Betriebskosteneinsparung sind im Mehrfamilienhaus möglich (ASUE, 2017)
- Reduktion des Nutzenergieverbrauchs durch hydraulischen Abgleich – 6 bis 21 % (Müller, 2008)
- Reduktion der RL-Temperatur um 5-7 K (Spam, 2010)

- Der spezifische Heizwärmebedarf kann um durchschnittlich 10 kWh/m²a reduziert werden (Müller, 2008; Spam, 2010)

Tabelle 8: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch hydraulischen Abgleich

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Geringere Durchflüsse bei höherer Temperaturspreizung	
Reduktion Vorlauftemperatur	Die Vermeidung einer Übertemperatur im System reduziert die mittlere Temperatur und damit auch die Rücklauftemperaturen	Bei einer falschen Problembehebung wird zumeist die Vorlauftemperatur angehoben, die Pumpe mit höherer Leistung betrieben oder der Zeitpunkt der Wiederaufheizung vorverlegt
Regelbarkeit verbessert	Schwankende Differenzdrucke (bei fehlendem hydr. Abgleich) sind ungünstig für Regelarmaturen (schlechte Regelgüte)	
Indirekte positive Effekte		
Höhere Behaglichkeit	Gleichmäßige Durchströmung ermöglicht eine korrekte Beheizung aller beizbaren Räumlichkeiten	
Wärmeverluste reduzieren	Die Rücklauftemperatur kann gesenkt werden, wodurch die Wärmeverluste reduziert werden	
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	Querverweis: Luft in der Anlage, Wasserqualität
Energiekosteneinsparung	Durch den geringeren Brennstoffbedarf kann eine Energiekosteneinsparung erzielt werden	5-21 % Einsparung sind möglich – Gemessenen Werte siehe (Müller, 2008; ASUE, 2017, Kreisel, 2014)
Über- oder Unterversorgung von Heizkörpern (erforderliche Leistung wird erreicht)	Durch den hydraulischen Abgleich kann die Über- oder Unterversorgung von Heizkörpern, und damit eine gleichmäßige Erwärmung der Heizkörper, unabhängig vom Einbauort im Haus und der Entfernung zum Wärmeerzeuger erzielt werden	

Indirekte negative Effekte		
Überdimensionierung des Wärmeerzeugers erforderlich	Probleme, die mit einer Überdimensionierung des Heizkessels / eines Wärmeübertrager einhergehen, wie z. B. häufiges Takten des Brenners, sind auch mit dem hydraulischen Abgleich nicht zu beseitigen	(Reichel, 2011)
Steigende Heizkörpergrößen	Sanierungsfall: Es kann der Fall eintreten, dass ein Heizkörper so stark überdimensioniert ist, dass mit dem eingestellten Umwälzpumpendruck keine sinnvolle Volumenstromauslegung (-begrenzung) möglich ist. Hier ist ein Tausch des Heizkörpers notwendig. Ein Voreinstellwert von 1 des Ventileinsatzes bedeutet eine erhöhte Verschmutzungs- und Verstopfungsgefahr und sollte vermieden werden.	(Reichel, 2011)
Höhere Gefahr von Verschmutzung	Geringere Durchflüsse bei höherer Spreizung	

3.1.2 Entlüften/Entgasen

Gase können als freie Blasen oder in gelöster Form auftreten. Dabei unterscheidet man zwischen Luftansammlungen bei stagnierendem Wasser an Hochpunkten, Gasblasen in fließendem Wasser, Mikroblasen und gelöstem Gas (die maximale Löslichkeit in Wasser wird durch das Gesetz von Henry beschrieben). Je nach Erscheinungsform und Systembedingungen können Gase mit unterschiedlichen Methoden aus dem Wasserkreislauf entfernt werden. Typische Gründe für das Auftreten von übermäßig viel Gasen in der Wärmeverteilung sind häufig eine falsche Dimensionierung (z. B. zu kleines Membranausdehnungsgefäß (MAG)), falsche Einstellung (z. B. zu geringer oder zu hoch eingestellter Vordruck), falsche Installation, ein nachlassender Vordruck bei MAG sowie fehlende oder unzureichende Wartung (IMI Hydronic Engineering, 2018).

Neben einer Reduktion der Rücklauftemperaturen kann eine Entlüftung oder Entgasung der Anlage zu einer ausgeglicheneren und geräuschloseren Wärmeverteilung sowie zu einem höheren Komfort durch geringere Unterversorgung und geringeren Verlusten führen.

Tabelle 9: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch Entlüften/Entgasen

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Durch die Entgasung bzw. Vermeidung freier Luft im System kann ein höherer und gleichmäßiger Durchsatz erreicht werden – Kompressionsarbeit der Pumpe an der Luftblase wird minimiert	Siehe auch: Hydraulischer Abgleich

Reduktion Vorlauftemperatur	Siehe auch: Hydraulischer Abgleich	
Regelbarkeit verbessert	Siehe auch: Hydraulischer Abgleich	
Indirekte positive Effekte		
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	
Bessere Qualität des Wärmeübertragungsmittels	Durch Luft in der Wärmeverteilungsanlage kann die Wasserqualität herabgesetzt werden. Dies kann zu einer höheren Verschmutzung der Anlage führen	
Über- oder Unterversorgung von Heizkörpern (erforderliche Leistung wird erreicht)	Siehe auch: Hydraulischer Abgleich	
Indirekte negative Effekte		
Höhere Gefahr von Verschmutzung	Siehe auch: Hydraulischer Abgleich	

3.1.3 Umbau/Erneuerung der Kundenanlage (Verteilung, Heizsystem, Warmwasser)

Ziel ist der Ersatz der alten Haustechnik durch eine Neuanlage entsprechend dem Stand der Technik (ÖNORM H 5142:2020; Lettner, 2017) ausgeführt wird. Dies sollte bevorzugt im Zuge einer thermischen Sanierung des Gebäudes durchgeführt werden. Dadurch kann die Haustechnik und Wärmeabgabe an den Dämmstandard angepasst werden und es treten keine Überdimensionierung und Fehlströme auf. Mit der Maßnahme kann auch ein hydraulischer Abgleich, angepasste Regelung, reduzierte Leitungslängen und minimierte Wärmeverluste realisiert werden, wodurch die Behaglichkeit in den Räumen maximiert wird. Somit kann durch eine solche Maßnahme die (RL-)Temperatur gesenkt, sowie der Komfort durch gleichmäßigere Heizflächentemperaturen und eine schnellere und gleichmäßigere Warmwasser-zapftemperatur erhöht werden. Für die Höhe des Effektes wurden die folgenden Werte gefunden:

- Bei Robbi (2013) konnte die Rücklauftemperatur des zuvor thermisch sanierten Objekts im Mittel von etwa 70 °C auf 50-58 °C abgesenkt werden (-12 bis -20 K).
- In den im Rahmen des Projektes durchgeführten Simulationsstudien wurde für die untersuchten Objekte (Abbildung 47, Abbildung 53) Temperaturreduktionspotenziale nach einer vorhergehenden thermischen Sanierung im Bereich von bis zu 20 K ermittelt.

Tabelle 10: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch Umbau/Erneuerung der Kundenanlage

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Durch die Minimierung von hydraulischen Kurzschlüssen und somit von hohen Massenströmen kann durch den geringeren Massenstrom auch Pumpstrom eingespart werden. Optimierte Rohrleitungsführung. Passende Temperaturspreizung	(Lettner, 2017) und (Robbi, 2013)
Reduktion Vorlauftemperatur	Die richtig dimensionierte Erneuerung der Heizungsanlage und des Wärmeabgabesystems führt zu einer optimierten Regelung des Systems, womit die Vorlauftemperatur reduziert werden kann. Die Vermeidung einer Übertemperatur im System reduziert die mittlere Temperatur und damit auch die Rücklauftemperaturen.	
Regelbarkeit verbessert	Schwankende Differenzdrucke können durch eine normgerechte Planung und Inbetriebnahme minimiert werden, wodurch die Regelgüte der Anlage deutlich verbessert wird	
Indirekte positive Effekte		
Höhere Behaglichkeit	Durch die Reduktion der Vorlauftemperatur und den Wechsel auf Radiatoren oder Flächenheizungen kann die thermische Behaglichkeit deutlich erhöht werden. Der durchgeführte hydraulische Abgleich führt ebenso zu einer ausgeglichenen Leistungsabgabe und somit zu reduzierten Vorlauf- und Rücklauftemperaturen.	
Wärmeverluste reduzieren	Durch die Dämmung der Vor- und Rücklaufleitungen können die Wärmeverluste deutlich reduziert werden und ein Aufheizen und unbeheizten Räumlichkeiten (z. B. Stiegenhaus) vermieden werden	
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	
Energiekosteneinsparung	Durch den effizienteren und gezielteren Energieeinsatz kann eine Energiekosteneinsparung erzielt werden	
Wartezeit Warmwasser minimieren	Die erneuerte Trinkwasserbereitung kann neben der erhöhten Effizienz auch die Wartezeit auf das Warmwasser minimieren	

3.1.4 Thermische Gebäudesanierung

Die thermische Sanierung bewirkt eine Reduktion der Heizlast des Gebäudes. Wenn die Haustechnik unverändert bleibt, ändert sich vorrangig die Sollvorlauf- und Rücklauftemperatur der Wärmeabgabefläche. Dadurch ergibt sich ein höherer Komfort durch geringere Heizflächen- und höhere Wandflächentemperaturen und geringere Verluste durch geringere Heizmitteltemperaturen. Die Reduktion der (RL-)Temperatur, unter welcher bei gleichbleibendem Wärmeabgabesystem noch ausreichend Wärme übertragen werden kann, lässt sich aus dem Konzept der logarithmischen Übertemperatur errechnen (Recknagel, 2007; Glück, 2017; EN 442).

Tabelle 11: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch thermische Gebäudesanierung

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Geringere Durchflüsse bei höherer Temperaturspreizung	
Reduktion Vorlauftemperatur	Die thermische Sanierung des Gebäudes führt zur Reduktion der Heizlast des Gebäudes, nachdem das Wärmeabgabesystem unverändert bleibt, kann die Vorlauftemperatur und die Rücklauftemperatur entsprechend abgesenkt werden	
Einsparung Energieverbrauch	Keine unnötigen hohen Vorlauftemperaturen im Heizungssystem	
Indirekte positive Effekte		
Höhere Behaglichkeit	Durch die Reduktion der Vorlauftemperatur kann die thermische Behaglichkeit erhöht werden	
Wärmeverluste reduzieren	Die Reduktion der Vor- und Rücklauftemperatur führt zu einer Reduktion der Wärmeverluste	
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	
Energiekosteneinsparung	Durch die Reduktion der Heizlast und des Heizwärmebedarfs ergibt sich eine Reduktion der Energiekosten	
Wärmeverluste reduzieren	Die Rücklauftemperatur kann gesenkt werden, wodurch die Wärmeverluste reduziert werden	

Indirekte negative Effekte		
Fehler im Heizungssystem bleiben	Die thermische Sanierung des Gebäudes vermeidet keinesfalls Fehler in der Systemhydraulik. Hierzu gilt es einen Heizungscheck und vor allem einen hydraulischen Abgleich durchzuführen.	
Verschmutzung	Geringere Durchflüsse bei höherer Spreizung	

3.1.5 Schließen/Durchflussreduktion von Bypässen

Ziel der Maßnahme ist eine optimierte Einstellung der Hydraulik, indem Bypässe geschlossen oder deren Durchfluss reduziert wird. Dadurch wird das Mischen des Wärmeträgers aus dem Vorlauf in den Rücklauf unterbunden oder reduziert.

Tabelle 12: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Optimierung von Bypässen

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Geringere Durchflüsse bei höherer Temperaturspreizung	
Reduktion Vorlauftemperatur	Keine unnötige Netztemperaturerhöhung aufgrund von Mischen des Wärmeträgers aus dem Vorlauf in den Rücklauf Vorlauftemperatur	Bei einer falschen Problembehebung wird zumeist die Vorlauftemperatur angehoben, die Pumpe mit höherer Leistung betrieben oder der Zeitpunkt der Wiederaufheizung vorverlegt
Indirekte positive Effekte		
Höhere Behaglichkeit	Durch die Reduktion der Vorlauftemperatur kann die thermische Behaglichkeit erhöht werden.	
Erhöhung der Effizienz des Kraftwerkes (Wärmequelle)	Eine reduzierte Rücklauftemperatur erhöht die Effizienz der Kraftwerke	Eine hohe Rücklauftemperatur reduziert die Effizienz der Kraftwerke und erhöht die Pumpstromkosten und die Wärmeverluste (Brandhuber et al., 2013)

Wärmeverluste reduzieren	Die Reduktion der Rücklauftemperatur führt zu einer Reduktion der Wärmeverluste	
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	
Energiekosteneinsparung	Durch den geringeren Brennstoffbedarf kann eine Energiekosteneinsparung erzielt werden	6-21 % Einsparung sind möglich – Gemessenen Werte: 6 (siehe Müller, 2008; ASUE, 2017)
Indirekte negative Effekte		
Verschmutzung	Geringere Durchflüsse bei höherer Spreizung	

3.1.6 Austausch/Spülen des Wärmetauschers

Das Spülen der Heizungsanlage ist eine Schutzmaßnahme. Denn setzen sich in den Leitungen des Heizungssystems Ablagerungen und Schwebstoffe ab, entstehen Verengungen und Bauteile können verstopfen. In der Folge erwärmt sich das Gebäude nicht mehr wie gewünscht und es entstehen vielfach Defekte an der Heizungsanlage. Gesteigerte Heizkosten, eine ungleichmäßige Wärmeverteilung und hohe Reparaturkosten sind die Konsequenz (Kesselheld GmbH 2018). Das Ziel der Maßnahme ist es daher, die ursprüngliche Funktion des Wärmetauschers wiederherzustellen, sodass die Auslegungsleistung abgerufen werden kann. Sollte aufgrund der Wasserqualität (beispielsweise hoher Härtegrad oder starke Verschmutzung) eine Belagsbildung zu erwarten sein, so ist in regelmäßigen Abständen eine Reinigung des Wärmetauschers durch spülen vornehmen (Roth Werke GmbH, 2019).

Tabelle 13: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Optimierung von Bypässen

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Geringere Durchflüsse bei höherer Temperaturspreizung	
Erhöhte Leistung des Wärmetauschers (WT)	Aufgrund des Spülvorganges wird Magnetitschlamm entfernt und dadurch die Wärmeübertragung (Leistung) erhöht	
Geringeres Korrosionspotenzial	Aufgrund der Entfernung der Ablagerungen, welche sich im WT befanden, kann das Korrosionspotenzial erheblich reduziert werden	

Indirekte positive Effekte		
Höhere Behaglichkeit	Durch die Reduktion der Vorlauftemperatur kann die thermische Behaglichkeit erhöht werden	
Erhöhung der Effizienz des Kraftwerkes (Wärmequelle))	Eine reduzierte Rücklauftemperatur erhöht die Effizienz der Kraftwerke	Eine hohe Rücklauf-temperatur reduziert die Effizienz der Kraftwerke und erhöht die Pumpstromkosten und die Wärmeverluste (Brandhuber et al., 2013)
Wärmeverluste reduzieren	Die Reduktion der Vor- und Rücklauftemperatur führt zu einer Reduktion der Wärmeverluste	
Geräuschbelästigung reduzieren	Durch die Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit können Geräuschbelästigungen minimiert werden	
Energiekosteneinsparung	Durch den geringeren Brennstoffbedarf kann eine Energiekosteneinsparung erzielt werden	6-21 % Einsparung sind möglich – Gemessene Werte (Müller, 2008; ASUE, 2017)

3.1.7 Anpassen der Heizungsregelung (Heizkurve, maximale sekundäre VLT < primäre VLT, Laderegelung Pufferspeicher, …)

Ziel der Maßnahme ist die Optimierung der Soll-Heizungsvorlauftemperatur (Außenlufttemperatur geführt) bzw. Ladetemperaturregelung des Pufferspeichers. Dadurch kann neben einer Reduktion der Wärmeverteiltemperaturen die Energieeffizienz und die thermische Behaglichkeit erhöht und die Verluste reduziert werden. Für die Höhe des Effektes wurden die folgenden Werte gefunden:

- Im besten Fall von optimal eingestellter Heizkurve und Heizgrenze werden Endenergieeinsparungen von 17,3 % bei Simulation von Thermostatventilen mit On/Off-Regelverhalten erzielt, respektive 9,7 % bei Simulation eines Proportionalregelverhaltens (P-Regler). Bei um 2 K zu hoch eingestellter Heizkurve betragen die Einsparungen durch Thermostatventile (P-Regler) 23,2 %, und bei einer Kombination ungünstiger Randbedingungen (um 1 K zu hoch eingestellte Heizkurve, reduzierter Fensteranteil, Verschattung im Winter reduziert, etc.) erzielte eine Thermostatventilregelung (On/Off-Regler) über 33 % Endenergieeinsparung (Igor Mojic & Michel Haller 2017).

Tabelle 14: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch eine Anpassung der Heizungsregelung

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Wärmeverluste reduzieren	Die Rücklauftemperatur kann gesenkt werden, wodurch die Wärmeverluste reduziert werden	
Einsparung Energieverbrauch	Keine unnötigen hohen Vorlauftemperaturen im Heizungssystem	Bei um 2 K zu hoch eingestellter Heizkurve betragen die Einsparungen durch Thermostatventile (P-Regler) 23,2 % (Igor Mojic & Michel Haller, 2017)
Erhöhte thermische Behaglichkeit	Aufgrund der außenlufttemperatur-geführten Regelung kommt es zu einer erhöhten thermischen Behaglichkeit	

3.1.8 Herstellen der Regelungsfunktion (Einstellung oder Austausch des Primärregelventils/RLT-Begrenzers, …)

Ziel der Maßnahme ist das Einstellen der Hydraulik über das Primärregelventil, indem der Durchfluss bei Überschreiten der maximalen Rücklauftemperatur reduziert wird. Durch die Installation von feinjustierbarer Thermostatregelventile führt zu einer Absenkung der Heizrücklauftemperatur, sodass auch das Exergieniveau der Fernwärmeversorgung verringert werden kann (Winkens, 1999).

Tabelle 15: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Herstellung der Regelungsfunktion

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Einsparung Pumpstrom	Geringere Durchflüsse bei höherer Temperaturspreizung	
Einsparung Energieverbrauch	Keine unnötigen hohen Vorlauftemperaturen im Heizungssystem	
Indirekte positive Effekte		
Wärmeverluste reduzieren	Die Reduktion der Vor- und Rücklauftemperatur führt zu einer Reduktion der Wärmeverluste	
Indirekte negative Effekte		
Verschmutzung	Geringere Durchflüsse bei höherer Spreizung	

3.1.9 Wahrnehmung der Effekte durch Bewohner: Erfahrungsberichte

Um nun den Wert dieser möglichen Auswirkungen für Wärmekunden bewerten zu können, wurden im Rahmen des Projektes Interviews mit 9 Institutionen[2], die gewerblich in Kontakt mit Wohnungseigentümern und Mietern stehen, durchgeführt und diese u. a. zu Rückmeldungen von Bewohnern und Eigentümern von Objekten hinsichtlich der Zufriedenheit bezüglich der Wärmeversorgung, Raumklimas im Gebäude und den häufigsten Beschwerden in diesem Zusammenhang befragt. Insbesondere wurden die folgenden Punkte besprochen:

- Effekt höherer Komfort: keine Über-/Unterversorgung, Behaglichkeit, verbesserte Regelbarkeit
  - Rückmeldungen: Unzufriedenheit Heizkomfort
  - Rückmeldungen: Komfort in Verbindung mit thermischer Sanierung
  - Servicekosten
- Effekt geringere Verluste: 15 % Betriebskosteneinsparung/Energiekosteneinsparung
  - Rückmeldungen zu Heizabrechnung, Verhältnis von in Wohnung gemessenen Wärmeabgabe und Gesamtwärmeabgabe
  - Sommerfall: Zu warmes Stiegenhaus, wenn Warmwasserversorgung
- Effekt Einsparung Pumpstrom
  - Stromverbrauch allgemeine Räumlichkeiten bzw. Heizungsstrom
- Effekt Verschmutzung der Rohre
  - Servicekosten
- Effekt Geräuschbelästigung reduzieren:
  - Rückmeldungen Bewohner
- Effekt Heizkörpergrößen
  - Gibt es Umbauten zu Flächenheizungssystemen bzw. sind Radiatorgrößen ein Thema
- Effekt Wartezeit Warmwasser minimieren
  - Rückmeldungen Bewohner
- Effekt Geringeres Korrosionspotenzial
  - Servicekosten

Ziel war es, herauszufinden, ob eine Reduktion der Wärmeverteiltemperaturen, allen voran eine niedrigere Rücklauftemperatur, die Zufriedenheit der Bewohner steigert. Sofern dies der Fall wäre, würden diese Maßnahmen einen Co-Benefit erzeugen, welcher in einer umfassenden Bewertung solcher Maßnahmen einfließen müsste.

Die Ergebnisse dieser Interviews zeichnen ein eindeutiges Bild. Einerseits betreffen Beschwerden hinsichtlich der Wärmeversorgung, die an die oben genannten Institutionen zurückgemeldet werden, nahezu ausschließlich mögliche Ausfälle oder Unterversorgungen von Heizanlagen sowie hohe (verbrauchsunabhängige) Kosten. Andererseits werden Investitionen in die Wärmeversorgung

[2] Wohnbau Salzburg, Arbeiterkammer Wien, Weinberger-Billeti Graz, Wohnbau Salzburg, Abteilung Immobilienverwaltung, Zentralverband der Immobilienwirtschaft, Zentralverband Haus und Eigentum, Mieterschutzverband Graz, Neue Heimat Tirol und Neues Leben

(Erzeugung und Verteilung) nahezu ausschließlich dann getätigt, wenn dies aus technischen Gründen notwendig ist; Umbauten von Radiatoren zu Flächenheizungssystemen werden nahezu nie durchgeführt. Des Weiteren werden die Servicekosten (bei fernwärmeversorgten Gebäuden) sowie der Stromverbrauch durch Pumpen als gering wahrgenommen. Mit Ausnahme von möglichen Wärmekosteneinsparungen durch Maßnahmen werden von den befragten Institutionen keine für die Bewohner wahrnehmbaren Co-Benefits gesehen.

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im erstellten Modell zur Bewertung des monetären Wertes reduzierter Temperaturen (Kapitel 3.4, Abbildung 80) wird berücksichtigt, dass durch eine Optimierung:

- die maximal notwendige Vorlauftemperatur im Netz reduziert werden kann
- die Rücklauftemperatur der optimierten Kunden gesenkt wird. Unter Berücksichtigung des Anteils der Kunden, die eine Optimierung durchführen, reduziert sich die Gesamtrücklauftemperatur im Wärmenetz
- sich der Wärmeabsatz bei den Kunden reduzieren kann
- sich die Anschlussleistung bei den Kunden reduzieren kann

Die jeweiligen Werten müssen vom Nutzer definiert werden, da es sich im Rahmen des Projektes herausgestellt hat, dass die Auswirkungen in vielen Fällen schwer bis nicht modellierbar sind. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Gründe für hohe Temperaturen bei Fehler oder falschen Einstellungen liegen. So hat sich bei einem Mehrfamilienhaus in Gleisdorf ein derartiger Fall ergeben (Abbildung 56 links). Aus den Messdaten im Fernwärmenetz hat sich hier gezeigt, dass der Rücklauf der Anlage zu hohe Temperaturen aufweist. Die erste Analyse der Anlage zeigte eine erzwungene Änderung der Beladungsstrategie der sekundärseitigen Speicherbeladung. Diese Hausübergabestation sollte zur weiteren Analyse mit einer detaillierten, validierten Modellierung abgebildet werden (Abbildung 56 rechts). Der Versuch einer Validierung der Modellierung wurde anhand der im Detail verfügbaren Messdaten versucht, jedoch zeigten die Daten teilweise unrealistische Verläufe zueinander bzw. fehlten überhaupt. Daher musste hier auf die Validierung verzichtet werden, wobei auch ohne Validierung eine verbesserte Regeleinstellung gefunden werden konnte, die eine höhere Vorlauftemperatur aus dem Speicher bei einer gleichzeitig geringeren Rücklauftemperatur (FW Primär) erreicht werden konnte (siehe Speichertemperaturen in Abbildung 57).

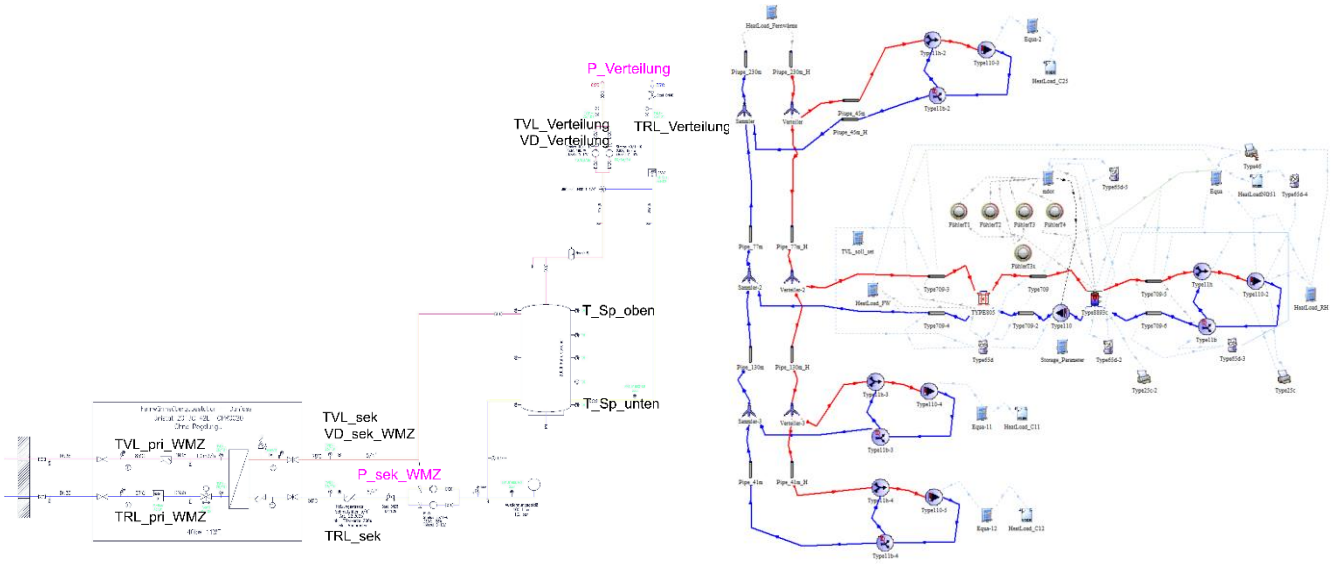


Abbildung 56: Hausübergabestation für ein MFH in Gleisdorf samt den Messpunkten; Trnsys-Simulation (Primärnetz, Hausübergabestation und Wärmeabgabesystem) für das MFH

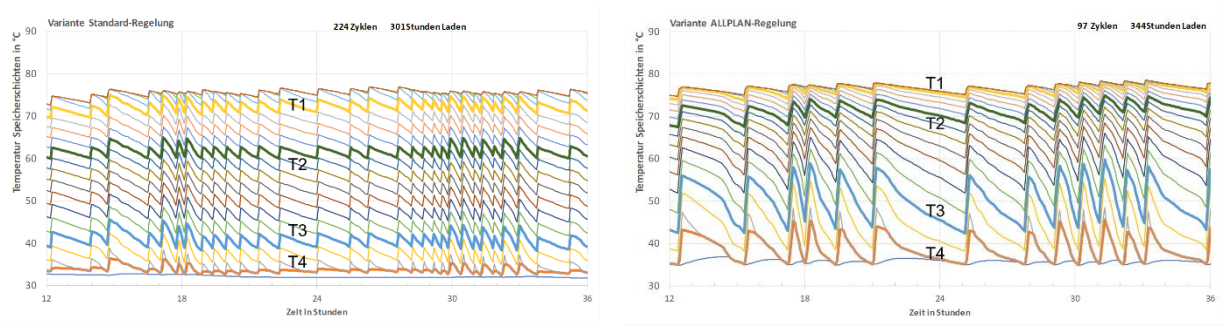


Abbildung 57: Simulierte Temperaturen im dezentralen Energiespeicher unter Verwendung der Standard-Regelung (links) im Vergleich zur verbesserten Regelungsstrategie (rechts)

3.2 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf das Wärmenetz

Eine Optimierung der Temperaturniveaus in Wärmenetzen hat primär die folgenden drei Effekte:

- Reduktion der thermischen Netzverluste
- Erhöhung der Netzkapazität
- Reduktion des Pumpstrombedarfs

Die Wärmeverluste V [J] im Leitungsnetz über den Betrachtungszeitraum [a] ergeben sich durch: $V = \lambda \cdot 2\pi L$. G steht dabei für den arithmetischen Mittelwert der Grädigkeit zwischen Vorlauf und Erdreich und Rücklauf und Erdreich: $G = (T_V + T_R - 2T_E) \cdot t/2$ $G = (T_V + T_R - 2T_E) \cdot t/2$ [Ks] bzw. [°Cs].

Die allgemeine Wärmeleitfähigkeit kann wie folgt beschrieben werden (mit $\gamma = 0{,}0685$ $\gamma = 0{,}0685$ m²K/W):

$$\lambda = \left(\frac{1}{\lambda_m} ln \frac{d_a}{d_i} + \frac{1}{\lambda_d} ln \frac{d_{i,M}}{d_a} + \frac{1}{\lambda_M} ln \frac{d_{a,M}}{d_{i,M}} + \frac{1}{\lambda_E} \ln\left(\frac{4(z+\gamma\lambda_E)}{d_{a,M}}\right) + \frac{1}{k_E} \ln\left(1 + \frac{4(z+\gamma\lambda_E)^2}{C^2}\right)\right)^{-1}$$

Die Ableitung der Verluste bezogen auf die Rücklauftemperatur beträgt daher:

$\frac{\partial V}{\partial T_R} = 2\pi\lambda\tau L = \frac{2\pi\lambda A}{D}\tau$, und der Anteil der Verluste, bezogen auf die über den Betrachtungszeitraum erzeugte Wärmemenge W [J] lautet somit: $\frac{V}{W} = \frac{1}{1+D/(\lambda \cdot 2\pi \cdot G)}$.

Der kumulativer Pumpstrom über den Betrachtungszeitraum ergibt sich aus $S_P = \int_0^\tau \frac{\dot{m} \cdot \Delta P}{\rho \eta_P} dt$.

Die Druckverluste ΔP werden nach der Formel für turbulente Strömung berechnet:

$$\Delta P = f_D \frac{L}{d_i} \rho \frac{u^2}{2} = 8 f_D L \frac{\dot{m}^2}{\pi^2 \rho d_i^5} .$$

In den numerischen Berechnungen wird die Rohrreibungszahl f_D gemäß der folgenden Formel ermittelt:

$$f_D = \frac{0.2479 - 0.0000947 \cdot (7 - \log Re)^4}{\left[\log\left(\frac{\varepsilon/d_i}{3.615} + \frac{7.366}{0.9142}\right)\right]^2} .$$

Da es in einer analytischen Vorgehensweise vernünftiger ist, die Abhängigkeit von f_D vom Massenstrom zu vernachlässigen – für den Betriebsbereich der Wärmenetze handelt es tatsächlich sich um eine vollkommen realistische Annahme – ergibt sich eine vereinfachte Problemstellung. Die zu integrierende Funktion reduziert sich dadurch auf die dritte Potenz des Massenstroms:

$$S_P = \frac{8 f_D L}{\pi^2 \rho^2 d_i^5 \eta_P} \int_0^\tau \dot{m}^3 dt .$$

Wenn ein Mittelwert des Massenstroms über den Betrachtungszeitraum eingesetzt wird ($\dot{m} \cong \bar{m} = M/\tau$)

$\dot{m} \cong \bar{m} = M/\tau$, erhält man die Gleichung:

$$S_P = 8 f_D L \frac{M^3}{\pi^2 \rho^2 d_i^5 \eta_P \tau^2} = \alpha_P M^3 \text{ .,}$$

in welcher $\alpha_P \alpha_P$ den Proportionalitätsfaktor zwischen Pumpstrom und dritte Potenz der gepumpten Masse darstellt.

In folgender Tabelle sind berechnete Werte von $\alpha_P \alpha_P$ für verschiedene Rohrdiameter angeführt; die Tabelle basiert auf geometrische Daten von Isoplus (Isoplus, 2012) und die stark systemabhängigen Parameter (Trassenlänge, Diameter, Pumpwirkungsgrad, Betrachtungszeitraum) wurden explizit gelassen, damit die Zahlen nicht zu systemspezifisch sind (die entsprechenden Werte sind in SI-Einheiten anzugeben).

Tabelle 16: Proportionalitätsfaktor für unterschiedliche Rohrdimensionen

DN [mm]	$d_i d_i$ laut Isoplus [mm]	α_P [J/kg]
50	53,4	$2{,}30 \cdot 10^{-8} \cdot L/(d_i^5 \eta_P \tau^2)$
100	107,1	$2{,}00 \cdot 10^{-8} \cdot L/(d_i^5 \eta_P \tau^2)$
150	160,3	$1{,}90 \cdot 10^{-8} \cdot L/(d_i^5 \eta_P \tau^2)$
200	210,1	$1{,}86 \cdot 10^{-8} \cdot L/(d_i^5 \eta_P \tau^2)$

Die kumulative gepumpte Masse, die den Netzwärmebedarf W W erfüllt, beträgt:

$$M = \frac{W}{c_P(T_V - T_R)} = \frac{A + V}{c_P(T_V - T_R)}$$

Daraus folgt die Ableitung des Pumpstroms nach der Rücklauftemperatur:

$$\frac{\partial S_P}{\partial T_R} = 3\alpha_P M^2 \frac{\partial M}{\partial T_R} = \frac{3\alpha_P M^2}{c_P(T_V - T_R)^2}\left(W + \frac{2\pi A \lambda \tau}{D}(T_V - T_R)\right) = \frac{3\alpha_P W^3}{c_P^3(T_V - T_R)^4}\left(1 + \frac{2\pi A \lambda \tau}{DW}(T_V - T_R)\right)$$

Die Pumpkosten und die relevante Ableitung lassen sich durch folgende Funktionen darstellen:

$K_P = \alpha_P k_S M^3$, sowie als relative Änderung hinsichtlich der Rücklauftemperatur:

$$\frac{\partial K_P}{\partial T_R} = \frac{3\alpha_P k_S W^3}{c_P^3(T_V - T_R)^4}\left(1 + \frac{2\pi A \lambda \tau}{DW}(T_V - T_R)\right)$$

Darüber hinaus werden in der Literatur noch weitere indirekte Effekte angeführt. Ein Überblick über die Effekte ist in dargestellt.

Tabelle 17: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Wärmenetze

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Reduktion der thermischen Netzverluste	Geringerer Temperaturgradient zwischen Rohrleitung und Umgebung reduziert die Wärmeverluste an die Umgebung. Grundsätzlich gilt bei einzelnen Abnehmern oder Gebieten mit niedrigen RLT: je weiter diese vom Erzeuger entfernt sind, desto größer ist die Reduktion der Verluste.	Rund 30-35 % der gesamten Netzwärmeverluste entfallen auf den Rücklauf, diese und weitere Abschätzungen siehe Quelle: ASUE, 2007. Generelle Bewertung schwer möglich, da zu große Abhängigkeit von Topologie, Rohrdimensionen, Betriebsart, … (=netzspezifisch).
Erhöhung der Netzkapazität	Die höhere Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf erhöht die Netzkapazität (das Leistungspotenzial) d. h. größere Leistungsabnahme bei gleichem Netzdurchsatz möglich. Ein etwaiger Netzausbau (größere Leitungen) kann in die Zukunft verschoben werden: Erhöhung Nutzungsdauer, Reduktion der Wärmeverluste.	
Reduktion des Pumpstrombedarfs	Für die gleiche Abnahmeleistung fällt der Netzdurchsatz geringer aus (geringerer Volumenstrom für gleiche Leistung). Dadurch verringert sich die Pumpleistung und auch der Druckverlust im Rohrleitungsnetz sinkt. Beide Effekte reduzieren den Strombedarf der Pumpe.	Grobabschätzung: eine Verdoppelung des Massenstromes bewirkt den vier-fachen Druckverlust und einen achtfach höheren Pumpleistungsbedarf. Laut AGFW können für den Pumpstrombedarf rund 1,5 % der eingespeisten Wärmearbeit angesetzt werden, das Ein-sparungspotenzial beträgt rund 1,5-2,0 % pro Kelvin RL-Temperaturabsenkung (*ASUE, 2003).*

Indirekte positive Effekte		
Geringere Investitionskosten für Netzerweiterungen und den Neubau von Netzen (geringer Rohrdurchmesser möglich)	Durch die Kapazitätssteigerung kann einerseits eine notwendige Investition in das Leitungsnetz (größere Durchmesser) verzögert werden, Neubauten oder Erweiterungen von Netzen können mit kleineren Durchmessern ausgeführt werden (Senkung der Investitionskosten)	Eventuell durch Regressionskurven Investitionskosten zu ΔT bewertbar; aber bzgl. Praxisrelevanz schwierig, da keine kontinuierlichen Nennweiten verfügbar (nur entsprechend Normreihen)
Erhöhung des Potenzials für erneuerbare Wärmequellen (Niedertemperaturtechnologien)	Zahlreiche erneuerbare Wärmequellen (z. B. Solarthermie, Abwärme) können bei niedrigeren (RL-) Temperaturen effizienter/wirtschaftlicher betrieben werden bzw. wird durch niedrigere RL-Temperaturen deren Einbindung erst ermöglicht	
Ermöglicht Netzverdichtung/Erhöhung des Wärmeverkaufs	Durch höhere Transportkapazitäten können an bestehenden und schon ausgelasteten Leitungen/Trassen mehr bzw. neue Wärmeabnehmer angeschlossen werden	Höherer Wärmeverkauf mit niedrigem Invest; Verbesserung der Anlagenauslastung und Wirtschaftlichkeit; monetär nur schwer bewertbar
Erhöhung der Flexibilität für Netzbetrieb/Netzregelung	Gleiche Transportkapazität/Pumpstrom-bedarf bei niedrigerer VL-Temperatur; dadurch auch VL-seitig niedrigere Wärmeverluste; das ergibt erhöhten Freiheitsgrad für wirtschaftliche Optimierung des Netzbetriebes (Optimierung Pumpstrom vs. Wärmeverluste)); Netz mit niedrigeren VL-Temperaturen betreibbar	
Thermische Beanspruchung / Rohrwerkstoff	Niedrigere Systemtemperaturen (insb. bei niedrigerer VL-Temp.) reduzieren die thermische Beanspruchung des Netzes (Dehnung/Wechselbelastung bei An-Abfahren, Auskühlen)	Eventuell Kostenersparnis bei Verlegung (durch einfachere Verlegemethoden, Dehnkissen, Dehnschenkel, thermische Vorspannung); eventuell häufiger Kunststoff-Rohr einsetzbar; eventuell höhere Lebensdauer Netz (Kunststoffrohrleitungen)
Erhöhung der Speicherkapazität im Netz	Höheres ΔT: mehr nutzbare Energie wird im Netz gespeichert	Mehr Trägheit bei kurzfristigen Ausfällen / kurzfristigen Lastspitzen; besserer Effekt, sofern Netz mittels Regelungsstrategie gezielt als Speicher genutzt wird (wird nicht sehr häufig gemacht)

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im erstellten Modell (Kapitel 3.4, Abbildung 80) wird unterstellt, dass sich die Wärmeverluste des Netzes infolge reduzierter Temperaturen, als auch der Strombedarf durch die Netzpumpen ändert.

Der Netzverlust wird auf Basis der einer vereinfachten statische Rohrnetz-Verlustberechnung entsprechend klimaaktiv qm heizwerke über die durchschnittlichen Temperaturgradienten jeweils zwischen Vor- und Rücklauf gegenüber dem Erdreich abgebildet. Als effektive Erdreichtemperatur wird 5 °C im Winter, 8 °C in der Übergangsperiode und 12 °C im Sommer angenommen. Die Änderung des Wärmeverlustes durch Reduzierte Netztemperaturen ergibt sich aus der Änderung der Temperaturgradienten. Der Jahresnetzverlust ist als exogener Parameter vorzugeben. Die Berechnungsergebnisse wurden mit detaillierten Simulationen eines österreichischen urbanen Wärmenetzes verglichen und als ausreichend genau empfunden (Tabelle 18).

Tabelle 18: Vergleich der vereinfachten Berechnung der saisonalen Wärmenetzverluste mit detaillierten Simulationen für ein österreichisches urbanes Fernwärmenetz

	Monatlicher Anteil am Jahresverlust		
	Winter	**Übergangszeit**	**Sommer**
	(3 Monate)	(5 Monate)	(4 Monate)
Vereinfachte Berechnung	9.4 %	8.2 %	7.7 %
Detaillierte Simulation	9.7 %	8.4 %	7.2 %

Die oben dargestellten physikalischen Zusammenhänge zwischen Massenstrom und Leistungsbedarf (ohne Berücksichtigung des Teillastwirkungsgrades) der Netzpumpen legen einen kubischen Zusammenhang nahe. Das bedeutet, dass das der Leistungsbedarf um etwa den Faktor 2 (1,95) steigt, wenn der Massenstrom um 25 % erhöht wird. Vergleiche mit detaillierten Simulationen und Messdaten zeigen jedoch, dass in der Realität ein solch starker Zusammenhang nicht erkennbar ist. Im erstellten Modell muss der Nutzer den Jahresstrombedarf der Netzpumpen vorgeben. Vergleiche Messdaten und Simulation zeigten, dass für eine Aufteilung des Jahresstrombedarfes auf den saisonalen Strombedarf ein Exponent von 1,33 eine zufriedenstellende Übereinstimmung liefert.

Tabelle 19: Vergleich der vereinfachten Berechnung des saisonalen Strombedarfes für Netzpumpen mit detaillierten Simulationen für ein österreichisches urbanes Fernwärmenetz

	Monatlicher Anteil am Jahresverlust		
	Winter	**Übergangszeit**	**Sommer**
	(3 Monate)	(5 Monate)	(4 Monate)
Vereinfachte Berechnung des saisonalen Strombedarfes: $P_2 = P_1 \cdot (\dot{m}_2 / \dot{m}_1)^{1,33}$	9.4 %	8.2 %	7.7 %
Detaillierte Simulation	9.7 %	8.4 %	7.2 %

Davon ausgehend wurden die Änderungen des Strombedarfes bei erhöhter oder reduzierter Temperaturspreizung durch geänderte Temperaturniveaus über einen linearen Zusammenhang abgebildet: $P2 = P1 \cdot (\dot{m}2/\dot{m}1)^{1,0}$. Grund dafür sind Messdaten (Abbildung 58) aus einem Wärmenetz. Diese lassen innerhalb der betrachteten Saisonen nur einen sehr geringen Zusammenhang zwischen dem Differenzdruck, der durch die Netzpumpe aufgebaut wird und dem sich ergebenden Volumenstrom erkennen.

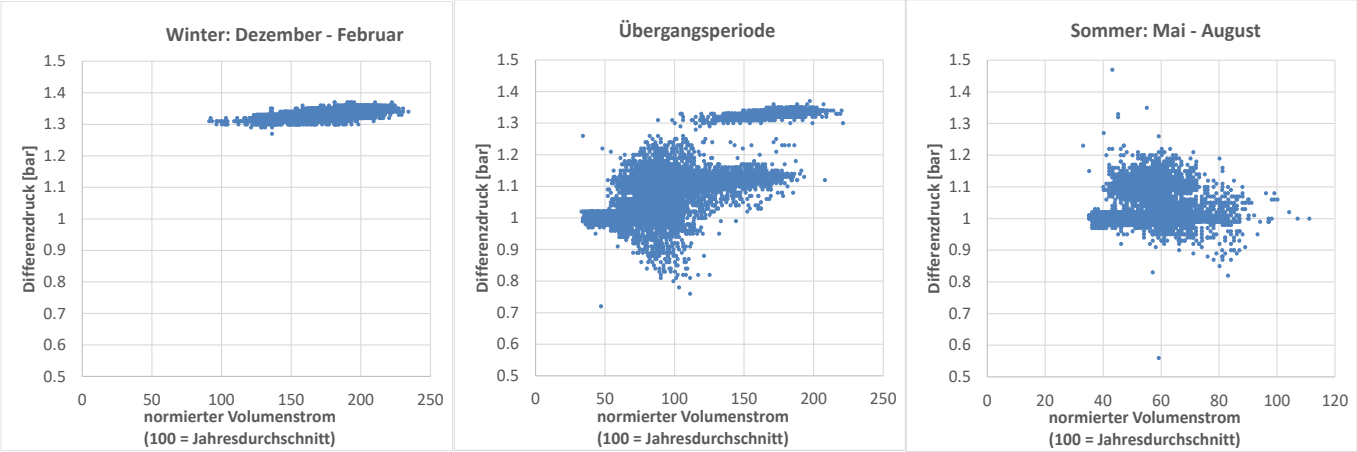


Abbildung 58: Messdaten Differenzdruck (nach – vor) Netzpumpe und Volumenstrom

Des Weiteren wird unterstellt, dass die Netzkapazität durch eine erhöhte Temperaturspreizung steigt. Sofern dadurch zusätzliche Kunden ans Fernwärmenetz angeschlossen werden können, die das FVU ansonsten nicht ohne zusätzliche Investitionen in den Netzausbau integrieren könnte, ergibt sich ein zusätzlicher Nutzen für das FVU. Um diesen bewerten zu können, muss im erstellten Tool angegeben werden, welcher Anteil in % der zusätzlichen durchschnittlichen Netzkapazität die tatsächlich im Netz vorhandenen Engpässe entlastet (dies ist, von der konkreten Positionierung der optimierten Kunden im Netz in Relation zur Position der Netzengpässe abhängig) sowie welches zusätzliche Absatzpotenzial durch Neukunden das FVU sieht. Damit wird die zusätzlich absetzbare Wärmemenge berechnet. Der Wert dieser bestimmt sich in unserer vereinfachten Abschätzung aus dem Deckungsbeitrag einer Wärmeeinheit (Fernwärmearbeitspreis minus Wärmegestehungskosten).

3.3 Auswirkungen von Maßnahmen zur Temperaturoptimierung auf ausgewählte Wärmeerzeugungsanlagen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen reduzierter Rücklauftemperaturen in Fernwärmesystemen auf die Wärmeerzeugungsanlagen analysiert. Dies Ergebnisse beruhen auf Vorprojekten, Literaturrecherche, internen Berechnungen, Diskussionen bzw. Interviews mit wissenschaftlichen und industriellen Projektpartnern.

Gesenkte Temperaturniveaus wirken sich im allgemein positiv auf die meisten Wärme-erzeugungsprozesse aus (Frederiksen & Wernerk, 2013; Köfinger et al., 2016). In Verbrennungsanlagen

können z. B. die mit der Abgastemperatur verbundenen Wärmeverluste gesenkt werden, wobei je nach Anlagenkonfiguration unterschiedliche Einsparungen möglich sind. In Abbildung 59 ist zu erkennen, dass bei Absenkung der Abgastemperatur bei Gasturbinen-Heizkraftwerken mit Abhitzekessel aufgrund von hohen Abgasmassenströmen höhere Einsparpotenziale möglich sind als bei konventionellen Kesselanlagen oder gasmotorischen Blockheizkraftwerken (vgl. ASUE, 2003). Mithilfe von Rauchgaskondensationsanlagen (zusätzlicher apparativer Aufwand) ist es möglich, zusätzliche Wärme unter dem Taupunkt des Abgases auch auszukoppeln, was das Abgas noch weiter abkühlt und die Rückgewinnung der latenten Kondensationswärme des kondensierenden Feuchtegehalts ermöglicht; auf diese Weise sind auf den unteren Heizwert bezogene Nutzungsgrade bis über 100 % (Stichwort Brennwerttechnik) erreichbar.

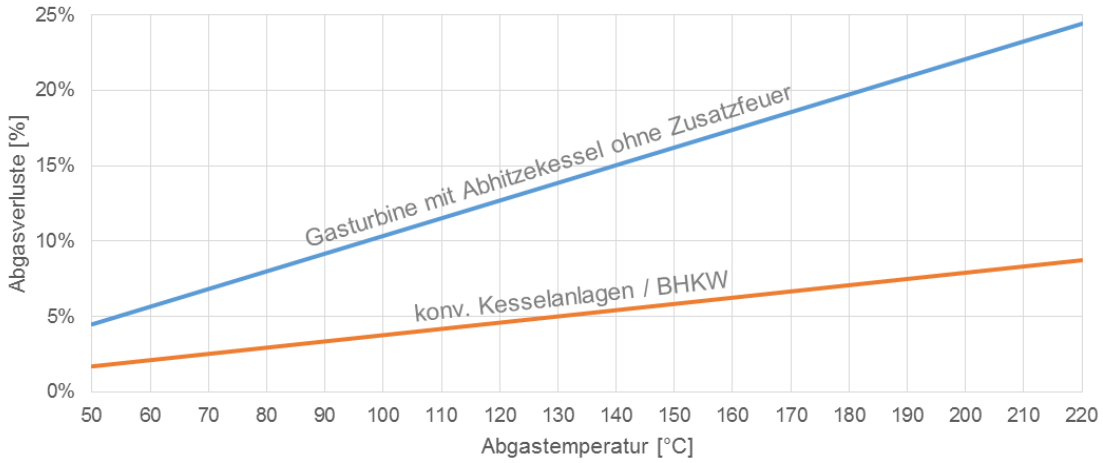


Abbildung 59: Abgasverluste in Abhängigkeit der Abgastemperatur für zwei Anlagenkonfigurationen (Quelle: AIT in Anlehnung an ASUE (2003))

Das Temperaturniveau der Wärmeauskopplung wird von den geforderten Netztemperaturen bestimmt, und in diesem Abschnitt wird die Frage erörtert, wie und inwieweit sinkende Rücklauftemperaturen sich auf bestehende Erzeuger auswirken, die zu einem früheren Zeitpunkt für höhere Temperaturniveaus gebaut wurden. Also handelt es sich nicht um die Planung bzw. den Bau neuer Erzeuger, sondern um den Betrieb der bestehenden Anlagen bei niedrigeren Rücklauftemperaturen. Die in dieser Bewertung adoptierte Vorgehensweise besteht aus drei aufeinanderfolgenden Stufen:

1. Auflistung der Effekte basierend auf Literatur, Vorgängerprojekten, eigenen Simulationen und Berechnungen
2. Diskussion der identifizierten Effekte mit industriellem Projektpartner
3. Verallgemeinerung

In der Bewertung werden die Rückwirkungen in direkte und indirekte Effekte unterteilt: die direkten Effekte sind diejenigen, die bei einer bloßen Senkung der Rücklauftemperatur auftreten, während die indirekten Effekte als Nachfolge zusätzlicher Maßnahmen entstehen – aufgrund der individuellen Anlagenspezifika können die indirekten Effekte nicht oder nur sehr eingeschränkt quantitativ beschrieben werden. Die

Hauptergebnisse diese Analysen sind die abgeleiteten Kennlinienfelder der Betriebsparameter (insbesondere Leistung und Effizienz) in den unterschiedlichen Anlagen in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur. Folgende Erzeugungs- bzw. Rückgewinnungsanlagen werden im Projekt betrachtet:

- Heißwasserkessel
- Rauchgaskondensation
- Wärmepumpen
- Solarthermie
- KWK-Gegendruckturbine
- KWK-Kondensationsturbine
- Organic-Rankine-Cycle (ORC)
- Gas-KWK: Holzvergaser mit nachgeschaltetem Holzgas-BHKW, Gas-BHKW, Biogas-Fermenter mit nachgeschaltetem Biogas-BHKW, Gasturbinen
- Geothermie
- Industrielle Abwärme

3.3.1 Heißwasserkessel

Wie in Köfinger et al. (2016) beschrieben, vertreten Heißwasserkessel die am weitesten verbreitete Art der Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen. Heißwasserkessel können nach Art der Energiequelle (Brennstoff bzw. Strom), der Art der verwendeten Brennstoffe (Erdgas, leichtes Heizöl, Biomasse, usw.), dem Zustand des Wärmetransportmittels (gasförmig, flüssig), der Wärmeleistung und der Rauchgasbehandlung (ohne bzw. mit Kondensation) klassifiziert werden. Von einem allgemeinen Aussichtspunkt gelten folgende Formeln:

Wärmeleistung = $\dot{m}_W \cdot (h_{W,aus} - h_{W,ein})$
Wirkungsgrad = Wärmeleistung / Energiezufuhr
Energiezufuhr = Wärmeleistung + Verluste

wobei:

- $\dot{m}_W$ den Massenstrom des Wärmeträgermediums,
- $h_{W,ein}$ die Enthalpie des kalten Wärmeträgermediums beim Kesseleintritt,
- $h_{W,aus}$ die Enthalpie des erwärmten Wärmeträgermediums beim Kesselaustritt darstellt.

Im typischen Fall von Brennstoff als Energiequelle entspricht der Energiezufuhr in den obigen Formeln je nach der Bezugnahme dem Heizwert bzw. dem Brennwert des eingesetzten Brennstoffs. Geringere Rücklauftemperaturen ermöglichen die Planung von Kesseln mit kälterem Rauchgas beim Kesselaustritt, wodurch verminderte Wärmeverluste und einen höheren Kesselwirkungsgrad zu erwarten sind; modellbasierte Berechnungen wurden z. B. in ASHRAE (2008), Neuenschwander et al. (1998) oder Obernberger (1997) durchgeführt (wesentliche Ergebnisse in Abbildung 60 und Abbildung 61). Die Grafiken zeigen auch die mögliche Effizienzsteigerung durch die zusätzliche Rückgewinnung der Kondensationswärme, wenn die Rauchgasabkühlung den Taupunkt unterschreitet (Brennwerttechnik); in

solchen Fällen müssen korrosionsbeständige Materialien eingesetzt werden, da das Rauchgaskondensat hochkorrosiv ist.

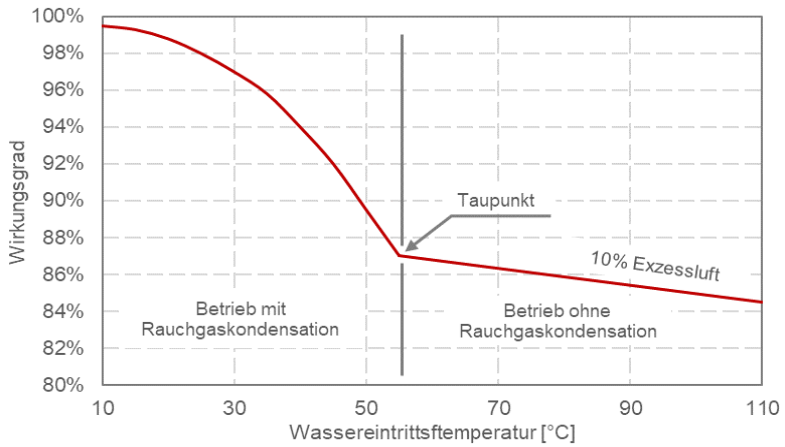


Abbildung 60: Brennwertbezogener Wirkungsgrad eines erdgasgefeuerten Heißwasserkessels in Abhängigkeit der Wassereintrittstemperatur (Quelle: AIT in Anlehnung an ASHRAE (2008))

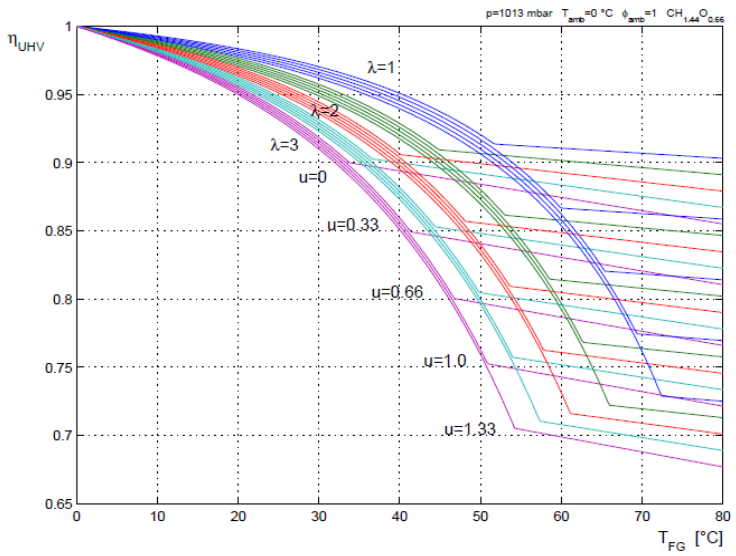


Abbildung 61: Brennwertbezogener Wirkungsgrad eines hackgutgefeuerten Heißwasserkessels in Abhängigkeit der Rauchgasaustritttemperatur (Quelle: Neuenschwander, 1998)

Bei Kesseln ohne Kondensationsbetrieb muss eine Mindest-Eintrittstemperatur eingehalten werden, um den Kondensationsprozess vorzubeugen. Aus diesem Grund sind solche Kessel mit einer Regelungsstrategie versehen, die durch Heißwasserentnahme vom Vorlauf und Injektion in den Rücklauf die Rücklauftemperatur zu einem definierten Mindestwert vor dem Kesseleintritt anhebt (sogenannte Rücklaufanhebung). In Anbetracht dessen sind daher bei sinkender Rücklauftemperatur nur vernachlässigbare Effekte auf den Kesselbetrieb zu erwarten, und diese Schlussfolgerung wurde auch von Industrie-Stakeholdern bestätigt. Bei kälterem Rücklauf wird beim Kesseleintritt eine höhere Menge vom Vorlauf eingespritzt, wodurch die Eintrittstemperatur unverändert bleibt.

Für eine vereinfachte Berechnung wird hier auf Abbildung 62 verwiesen; die Energiebilanzen innerhalb der grauen und grünen Kontur lauten:

- Netzleistung = $\dot{m} \cdot c_P \cdot (T_V - T_R)$
- Kesselleistung = $\dot{m}_K \cdot c_P \cdot (T_V - T_{in})$

wobei: $\dot{m}$= Massenstrom im Netz, c_P = spezifische Wärmekapazität des Wassers, T_V = Vorlauftemperatur, T_R = Rücklauftemperatur, $\dot{m}_K$ = Massenstrom im Kessel, T_{in} = Kesseleintrittstemperatur.

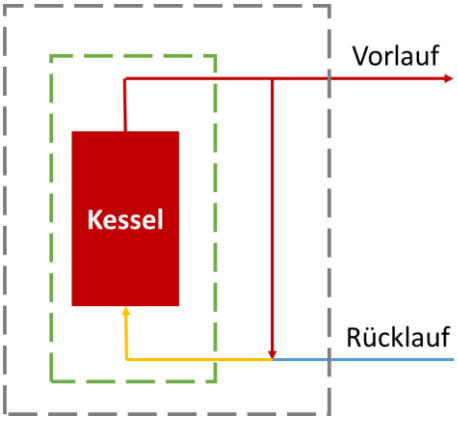


Abbildung 62: Schema eines Heißwasserkessels mit Rücklaufanhebung

Unter Verwendung der Zeichen 1 und 2 für die Bezeichnung von zwei Szenarien mit gleicher Netzleistung, gleicher Vorlauftemperatur und unterschiedlicher Rücklauftemperatur ergibt sich (ausgegangen von konstanter spezifischer Wärmekapazität des Wassers) folgende Gleichung:

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_1 \frac{T_V - T_{R1}}{T_V - T_{R2}}$$

Die Bilanzen beim Mischventil lauten:

- Massenbilanz: $\dot{m}_K = \dot{m} + \dot{m}_Z$
- Energiebilanz: $\dot{m}_K c_P T_{in} = \dot{m} c_P T_R + \dot{m}_Z c_P T_V$

wobei m_Z = rezirkulierender Massenstrom für die Regelung der Eintrittstemperatur. Aus der Kombination dieser Bilanzen folgt:

$$\dot{m}_K = \dot{m} \frac{T_V - T_R}{T_V - T_{in}}$$

wodurch:

$$\dot{m}_{K2} = \dot{m}_2 \frac{T_V - T_{R2}}{T_V - T_{in}} = \dot{m}_1 \frac{T_V - T_{R1}}{T_V - T_{R2}} \frac{T_V - T_{R2}}{T_V - T_{in}} = \dot{m}_1 \frac{T_V - T_{R1}}{T_V - T_{in}} = \dot{m}_{K1}$$

Somit wird bestätigt, dass bei Rücklaufanhebung geänderte Rücklauftemperaturen geänderte Massenströme im Netz bewirken, aber im Kessel keine Änderung des Massenstroms noch der Temperaturen folgt. Daher kann man generell äußern, dass der Kesselwirkungsgrad nicht beeinflusst wird.

Tabelle 20: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Heißwasserkessel ohne Rauchgaskondensation

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Wirkungsgradsteigerung im Gesamtprozess → Erhöhung der Leistung oder Brennstoffeinsparung	Höherer Gradient im Wärmetauscher → niedrigere Rauchgastemperatur, höhere Enthalpieausnutzung. Allerdings, in der Praxis ist die Abkühlung des Rauchgases bei einem Heißwasserkessel zumeist nicht durch die RL-Temperatur begrenzt, sondern es gibt andere Faktoren, die eine weitere Abkühlung des Rauchgases verhindern (einsetzende Kondensation, Korrosion)	ASHRAE (2008)
Direkte negative Effekte		
Thermische Spannung im Wärmetauscher aufgrund zu hoher Gradienten	Allerdings wird in der Praxis bei Biomassekesseln immer mit einer Rücklaufanhebung vor Kesseleintritt gearbeitet wird und somit die RL-Temperatur des Netzes hier keine Auswirkung hat. Auch bei fossilen Kesseln ist das oft der Fall (bzw. immer dann, wenn eine Min-Kesseleintrittstemperatur gefordert ist). Bei Brennwertgeräten (=Kondensation) muss das ja mitberücksichtigt sein, denn dort will man ja niedrigen RL haben. Siehe Datenblätter Hersteller.	
Mindesttemperaturen z. B. am Wärmeübertrager werden unterschritten, System geht auf Notaus	Zu niedrige Temperaturen für das Anlagendesign	Allerdings ist in der Praxis in praktisch allen Fällen eine Rücklauftemperaturanhebung integriert, die die vom Hersteller geforderte Mindesteintrittstemperatur sicherstellen muss

Evtl. Kondensation → Schäden am WT bzw. höhere Invest.-kosten für korrosions-beständige WT	Taupunktunterschreitung	In der Praxis werden daher dort, wo es kritisch ist (z. B. bei allen Biomassekesseln) von den Herstellern minimale Kesseleintrittstemperaturen gefordert und durch eine Rücklaufanhebung sichergestellt
Evtl. zu niedrige Temperaturen des Rauchgases für die nachgeschaltete Rauchgasreinigung?		Sollte dies eintreten, ist in Praxis nicht die RL-Temperatur die Ursache, sondern die Kesselregelung in Kombination Versagen der RL-Anhebung
Indirekte positive Effekte		
Bei Neubau können die Wärmetauscherflächen kleiner sein und damit kostengünstiger		Die mögliche Bandbreite wird jedoch durch die Mindesteintrittstemperaturen in den Kessel limitiert
Potential zur Integration einer Rauchgaskondensationsanlage		
Indirekte negative Effekte		
Thermik des stark abgekühlten Rauchgases kann zum Erliegen kommen, daher sind Zusatz-Invest. für Ventilatoren bzw. einen Saugzug notwendig		Bei industriellen Kesseln kann in der Praxis davon ausgegangen werden, dass diese immer ein Rauchgasventilator (Saugzugventilator) und/oder Verbrennungsluftgebläse installiert ist

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im erstellten Modell (Abbildung 80, Kapitel 3.4) wird unterstellt, dass eine Absenkung der Rücklauftemperatur keinen Einfluss auf die Effizienz der Wärmeerzeugung hat.

3.3.2 Rauchgaskondensation

Wie im Abschnitt 2.1 beschrieben, ermöglicht die Rauchgaskondensation die Rückgewinnung der Kondensationswärme, wenn die Rauchgasabkühlung den Taupunkt von Wasserdampf unterschreitet. Brennwerttechnik bezeichnet den Prozess, der Verbrennung und Rauchgaskondensation umfasst. Die Kondensationswärme kann. Die Kondensationsanlagen lassen sich durch den eingesetzten Prozess unterscheiden:

- Direkte Kondensation: das Rauchgas wird in einem Wärmetauscher/Kondensator bis unter den Taupunkt abgekühlt. Eine Trockenentstaubung ist üblicherweise der Kondensation vorgeschaltet (Priedniece et al., 2017). Zusätzliche latente Wärme kann mittels eines weiteren nachgeschalteten Kondensators an die Verbrennungsluft und allenfalls auch an die Entschwadung übertragen werden.
- Indirekte Kondensation: durch Quench-Stufen entzieht umwälzendes Prozesswasser dem Rauchgas Kondensationswärme, die es dann dem Rücklauf abgibt (Zhong et al., 2020). Zusätzliche Kondensationsstufen mit Rohrwärmetauschern können nachgeschaltet werden, um zusätzliche Wärme sowie Quench-Wasser zurückzugewinnen, indem Außenluft erwärmt wird. Die erwärmte Außenluft kann dann sowohl als vorgewärmte Verbrennungsluft als auch zur Entschwadung eingesetzt werden. Im Quench wird eine nasse Staubabscheidung auch herbeigeführt; manche Anlagen (wie z. B. die ERCS-Anlage der Firma Scheuch) sehen nichtsdestotrotz vor der Kondensation eine Trockenentstaubung vor, damit das Kondensat möglichst frei von Feststoffen ist. Das Prozesswasser wird normalerweise auch einem Behandlungskreislauf unterzogen.

Da aufgelöste Spuren von Stoffen wie Schwefelsäure, Salpetersäure, Chlor das Kondensat hochkorrosiv machen, müssen die Wärmetauscher sowie die Anlagenkomponenten, die in Kontakt mit dem Kondensat sind, aus geeigneten Materialien bestehen.

Die schon beschriebene Abbildung 61 zeigt, dass durch eine ideale Brennwerttechnik ein brennwert-bezogener Wirkungsgrad von bis zu 100 % erzielt werden kann. Obwohl es sich nur um einen theoretischen Idealfall handelt, zeigt die Praxis hocheffiziente Brennwertanlagen, bei denen der heizwertbezogene Wirkungsgrad der typischen Anlagen ohne Kondensation (80-85 %) über 100 % steigt (z. B. Herz, 2021). Biomassegefeuerte Brennwertkessel wurden in Hebenstreit et al. (2012) ausführlich untersucht. Zum Wasserdampfgehalt im Rauchgas tragen die Feuchte der Verbrennungsluft, der Wassergehalt im Brennstoff und das Wasser, das aus chemischer Oxidation des Wasserstoffanteils im Brennstoff entsteht, bei. Deswegen ist der Taupunkt von diesen Parametern, sowie vom Luftüberschuss (Lambda-Wert) stark beeinflusst; sein Wert liegt normalerweise zwischen 45 und 65 °C.

Geringere Rücklauftemperaturen bewirken einen höheren Gradienten im Wärmetauscher (d. h. eine höhere Temperaturdifferenz zwischen kalter und warmer Seite), was den Wärmeübergang fördert und somit eine tiefere Kondensationstemperatur verursacht. Das gilt sowohl für den Rauchgas-Rücklauf-Wärmetauscher der direkten Kondensation als auch für den Prozesswasser-Rücklauf-Wärmetauscher der indirekten Kondensation. Höhere Wirkungsgrade sind daher zu erwarten.

Für den Wärmeübergang α gilt die folgende Beziehung aus Wärmeübergangskoeffizient U, Wärmetauscher-Fläche A und logarithmische mittlere Temperaturdifferenz θ_{lm} (z. B. Kern (1950)): Wärmeübergang $\alpha = U \cdot A \cdot \theta_{lm}$.

Eine Auflistung der direkten und indirekten Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur ist in Tabelle 21 angeführt.

Tabelle 21: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Rauchgaskondensation

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Wirkungsgradsteigerung im Gesamtprozess → Erhöhung der Leistung oder Brennstoffeinsparung	Höherer Gradient im Kondensator → niedrigere Kondensationstemperatur, höherer Kondensationsanteil	ASHRAE, 2008 Hebenstreit et al., 2012
Direkte negative Effekte		
Thermische Spannung im Wärmetauscher	Zu hoher Gradient	Realistisch ganz vernachlässigbar. In der Praxis sind Kondensatoren (zumindest Biomasse-heizwerke) immer RL-RL-eingebunden (ausgenommen trocken gefahrene Ecos, die sind eher RL-VL); dementsprechend treten wasserseitig keine hohen ΔTs zwischen Ein- und Austritt (lässt sich über Auslegung / Betrieb / Regelung gut handhaben); Bei Rauchgas-eintrittstemperaturen von 120-180 °C sind keine große Änderung der thermischen Spannungen / Belastungen bei RL-Temp 55 °C im Vergleich zu RL-Temp 45 °C. Abgesehen davon wird eine Kondensation möglichst darauf ausgelegt, da niedrige Temperaturen erwünscht sind.
Eventuell geänderte Zusammensetzung vom Kondensat	Taupunktunterschreitung von weiteren kondensierenden Schadstoffen bzw. Absorptionskoeffizienten-Erhöhung für gasförmige Schadstoffe	Es ist davon auszugehen, dass beim Wassertaupunkt im Rauchgas (je nach RG-Zusammensetzung ~55 – 65 °C) bereits alles auskondensiert ist (Säuren, Partikel, …), weshalb eine weitere Reduktion der RL-Temperatur keinen großen Einfluss haben sollte. Darüber hinaus sollten alle Kondensations-anlagen korrosionsbeständig sein

Evtl. zu niedrige Temperaturen des Rauchgases für die nachgeschaltete Rauchgasreinigung		Sollte eine Rauchgasreinigung der Kondensation nachgeschaltet sein, ist dies eher ein grundsätzlicher Fehler im Anlagendesign! Systeme mit nassen E-Filtern haben sich eher nicht bewährt; Nachschalten von Entstaubung macht generell wenig Sinn, da ja durch die Kondensation Staub ausgewaschen wird und eine zu hohe Rohstaubbelastung für die Kondensation problematisch sein kann (es gibt aber durchaus Anlagen, wo kein E-Filter vorgeschaltet ist)
Indirekte positive Effekte		
Rauchgaskondensation bei niedrigen RLT überhaupt erst möglich		
Bei Neubau können die Wärmetauscherflächen kleiner sein und damit kostengünstiger		
Reduktion Stromverbrauch für Entschwadung	Aufgrund der niedrigeren Rauchgastemperatur	Laut Kaml (2017): Reduktion ca. 3,5 kW Strom je K Rauchgastemperatursenkung im Bereich 35-60 °C und 2,6 MW Kondensationswärme
Indirekte negative Effekte		
Thermik des stark abgekühlten Rauchgases kann zum Erliegen kommen, ggf. Zusatz-Invest. für Ventilatoren bzw. Saugzug notwendig		In der Praxis wird es so gut wie keine Rauchgaskondensationsanlage ohne (zusätzlichen) Saugzugventilator geben
Ggf. Effekte auf verschaltete WP – abhängig vom Anlagendesign kann sich der COP ändern		

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im erstellten Modell (Abbildung 80, Kapitel 3.4) wird zwischen Rauchgaskondensation bei fossil befeuerten Kesseln und Biomassekesseln unterschieden. Der wahrscheinlich wichtigste Parameter zur Abschätzung der Effizienz einer Rückgewinnung der Kondensationswärme ist der Wassergehalt des Brennstoffs, da diese maßgeblich den Taupunkt des Abgases beeinflusst. Dies ist schon allein durch einen Vergleich der im Abgas enthaltenen Enthalpie bei unterschiedlicher Feuchte ersichtlich. In der Abbildung 63 ist dieser

Zusammenhang exemplarisch anhand einer Biomassefeuerung dargestellt, wobei das sich daraus ergebende Kennfeld (Grafik rechts), zur Berücksichtigung der Effekte dem Exceltool hinterlegt sind.

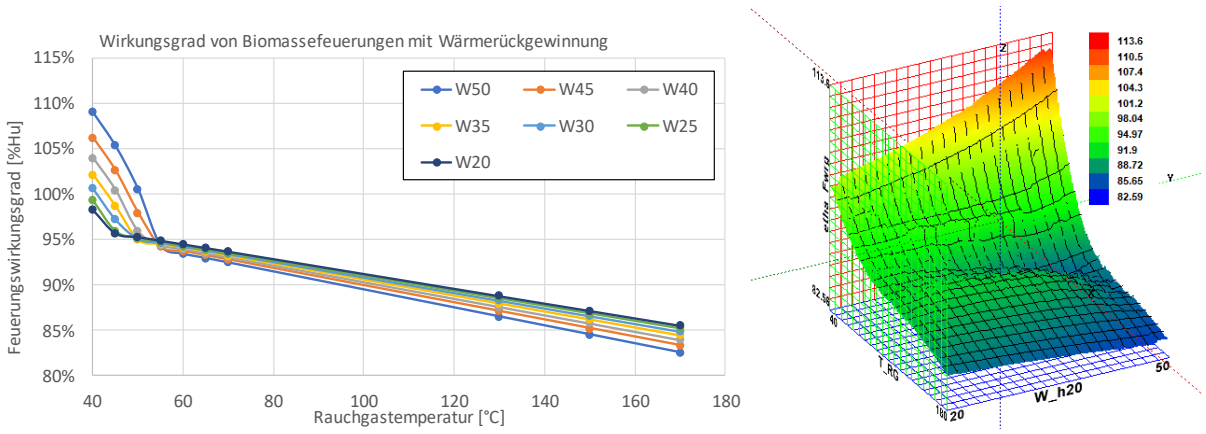


Abbildung 63: Feuerungswirkungsgradkennlinien einer Biomassefeuerung in Abhängigkeit der Rauchgastemperatur und dem Wassergehalt des Brennstoffes

Im Falle eines Biomassekessels wird bei den Modellrechnungen in Abschnitt 3.4 von recht trockener Biomasse (20 % Wassergehalt) und einer Sauerstoffüberschusszahl (λ) von 1,08 ausgegangen. Das bedeutet, die Ergebnisse zeigen eine tendenziell konservative Schätzung des Effektes auf. Bei beiden Technologien wird von einer Effizienz von 90 % ausgegangen.

Als Referenzwirkungsgrad des Heißwasserkessels ohne Rauchgaskondensation wird eine Abgastemperatur von 120 °C unterstellt. Die Effekte einer Rauchgaskondensation ist im vereinfachten Modell stufenweise linearisiert abgebildet (Abbildung 64). Sofern eine Rauchgaskondensationsanlage einem Biomasse- oder Erdgaskessel nachgeschaltet wird, so entspricht die durch die RL Temperaturabsenkung zusätzlich gewonnene Wärme der Differenz vor und nach der Optimierung. Die in Kapitel 3.4.4 gezeigten Ergebnisse berücksichtigen eine Temperaturdifferenz zwischen dem Netzrücklauf und dem Rauchgas von 5 K (Grädigkeit des Wärmetauschers).

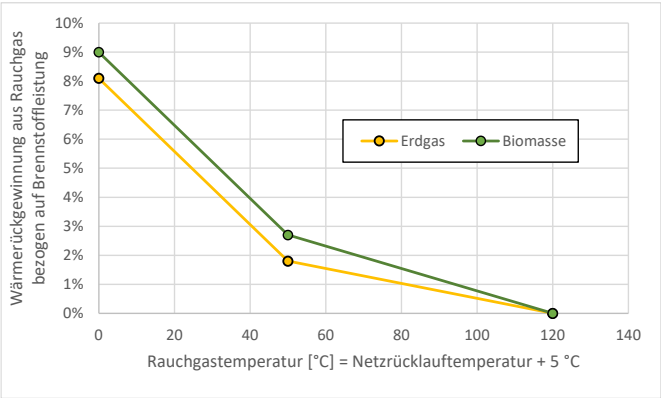


Abbildung 64: Vereinfachte Modellierung im Exceltool (Kapitel 3.4) der Wärmeleistung die dem Rauchgas entzogen werden kann

3.3.3 Wärmepumpen

Wie in Köfinger et al. (2016) und Schmidt und al., (2018) beschrieben, besteht die Rolle der Wärmepumpen darin, thermische Energie von einer Niedertemperaturquelle zu nutzen und auf einer Hochtemperatursenke abzugeben. Natürliche Wärmequellen sind u. a. Erdreich, Wasser, Sole, Luft. Des Weiteren können Wärmepumpen auch andere Wärmequellen wie z. B. Prozessabwärme nutzen. Die Wärmepumpen sind vom Gütegrad η und von der tatsächlichen Leistungszahl COP_T gekennzeichnet, die in folgendem Zusammenhang mit Quellen- und Senkentemperatur (in Kelvin) stehen:

$$COP_T = \eta \frac{T_S}{T_S - T_Q}$$

Die Leistung Q_S der Wärmepumpe (d. h., die an die Hochtemperatursenke übertragene Wärme) steht in Zusammenhang mit der tatsächlichen Leistungszahl und der von der Quelle rückgewonnene Wärme (Q_Q), wie in folgender Formel beschrieben:

$$Q_S = (Q_Q - V)\frac{COP_T}{COP_T - 1}$$

V stellt hier die thermischen, mechanischen und elektrischen Verluste dar. Der Ausdruck $(Q_Q\text{-}V)/(COP_T\text{-}1)$ entspricht der benötigten externen Leistung, die für den Betrieb der Wärmepumpe benötigt wird. In elektrisch getriebenen Wärmepumpen handelt es sich um den Strombedarf für den Betrieb des Verdichters in thermisch getriebenen Wärmepumpen, um die Wärme für den Desorptionsprozess, wie z. B. durch Verbrennung, Solarthermie, Industrie-Abwärme (Büchele et al., 2015).

Abbildung 65 zeigt die Abhängigkeit der Wärmepumpeneffizienz von der jeweiligen Quellen- und Senkentemperatur am Beispiel einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe mit Kältemittel R134a.

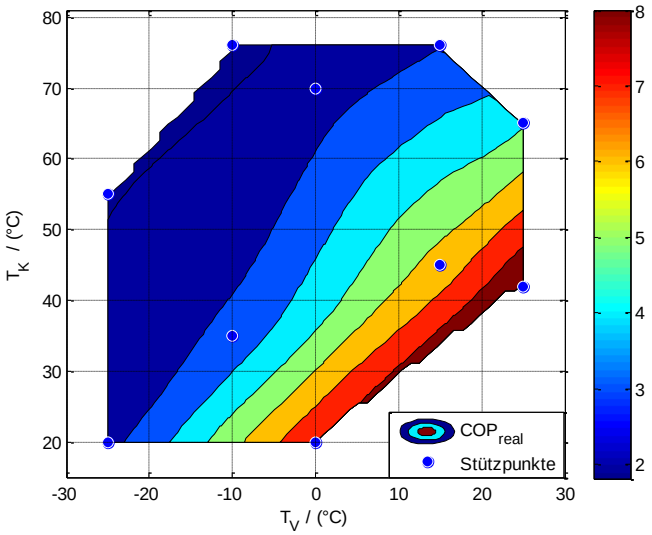


Abbildung 65: Beispiel einer berechneten Leistungszahl einer Wärmepumpe (Kältemittel R134a) in unterschiedlichen Betriebspunkten (Quelle: Köfinger et al., 2016)

Die Integration von Wärmepumpen in Fernwärmesysteme wurde in mehreren Arbeiten untersucht. Bei traditionellen- und Niedertemperaturnetzen besteht eine Anzahl an möglichen Einbindungskonzepten, die in Ommen et al. (2014) in 5 Kategorien gruppiert wurden (Abbildung 66); jede Kategorie wird mit zwei Buchstaben gekennzeichnet, wobei der erste Buchstabe die Wärmequelle und die zweite die Wärmesenke darstellen, jeweils eine externe Quelle HAT bzw. den Rücklauf HAT bzw. die Kundenanlagen (K) bzw. den Vorlauf (V). Die großen roten Pfeile zeigen die Temperaturspreizung zwischen Wärmequelle und Wärmesenke, während die kleinen grauen Pfeile die Temperatursenkung der Wärmequelle im WP-Verdampfer bzw. die Temperaturanhebung der Wärmesenke im WP-Kondensator darstellen. Wie in der Abbildung ersichtlich verweist diese Gruppierung auf Wärmenetze mit Vorlauftemperatur oberhalb der Bedarfstemperatur der Kundenanlagen. Einer zusätzlichen sechsten Kategorie gehören die sogenannten Booster-Wärmepumpen, die dezentral eingesetzt werden, um niedrigere Netztemperaturen zu ermöglichen und gleichzeitig den primären (bzw. sekundären) Vorlauf nur lokal zu einer höheren Temperatur zu bringen, z. B. für Trinkwassererwärmung wie in Ommen et al. (2016) gezeigt (Abbildung 67).

Grundsätzlich erlauben Wärmepumpen mittels der Stromumwandlung in Wärme eine höhere Ausnutzung des Flexibilitätspotenzials von gekoppelten Energiesystemen und Kombinationen von großen Wärmepumpen und KWK-Anlagen können z. B. zu technischen und wirtschaftlichen Vorteilen führen Bach et al., 2016 näher aus.

Die direkten und indirekten Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 22 aufgelistet. Geringere Rücklauftemperaturen wirken sich positiv oder negativ auf die Leistungs- und Arbeitszahl aus, je nachdem, ob der Rücklauf Wärmesenke oder Wärmequelle ist. Kleinere Einflüsse können auch auf den Gütegrad in Anhängigkeit von den Kältemitteleigenschaften erwartet werden, wodurch sich die thermischen und mechanischen Verluste im Kältekreislauf und Verdichter in geringem Maße ändern.

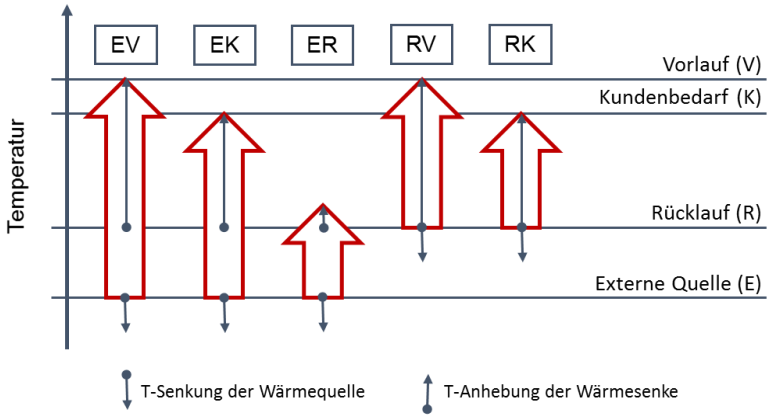


Abbildung 66: Mögliche Integrationskonzepte von Wärmepumpen in Fernwärme (Quelle: Ommen et al., 2014)

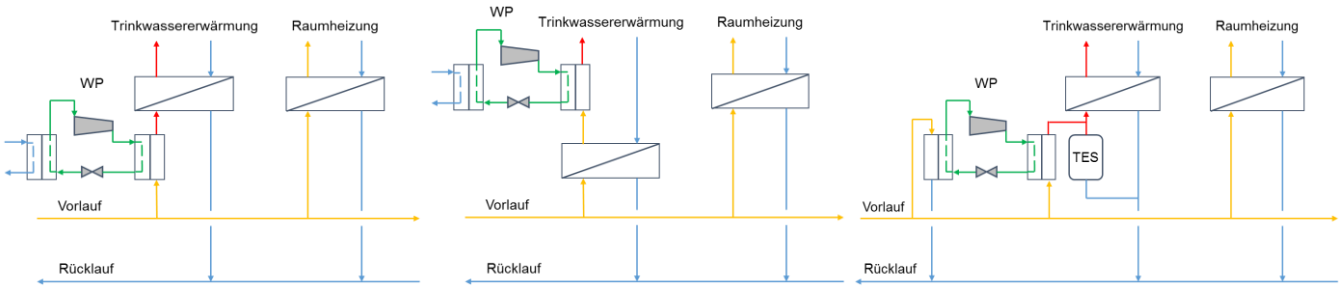


Abbildung 67: Integrationskonzepte von Booster-Wärmepumpen: primärseitig mit externer Quelle, sekundärseitig mit externer Quelle, primärseitig mit Vorlauf als Quelle und thermischem Speicher (Quelle: Ommen et al., 2016)

Tabelle 22: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Wärmepumpen

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive oder negative Effekte (abhängig von Anlagendesign)		
Einfluss auf COP bzw. JAZ abhängig von Anlagendesign/ Konfiguration	Positiv wenn RL Senke	Ommen et al. (2014, 2016); Bach et al. (2017); Kaltschmitt et al. (2006); Rühling et al. (2016)
Kleiner Einfluss auf realen COP bzw. JAZ abhängig von Kältemitteleigenschaften	Einfluss auf den verlustbehafteten Wirkungsgrad (Verluste im Kältekreislauf und Verdichter)	Kaltschmitt et al. (2006); Köfinger, M. et al. (2016)
Direkte negative Effekte		
Kältemittel evtl. ungeeignet bei veränderten Temperaturniveaus		
Thermische Spannung im Wärmetauscher aufgrund zu hoher Gradienten	Zu hoher Temperaturgradient	
Regelungstechnischer Einfluss bei veränderten RLT		
Indirekte positive Effekte		
Erhöhtes Potential für Neubau und Einspeisung von Niedrigtemperaturquellen		Lund et al. (2014)
Indirekte negative Effekte		
Tausch von Kältemittel, Wärmetauscher, Adaption der Betriebsmodi notwendig		

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im erstellten Modell (Abbildung 80, Kapitel 3.4) wird der Effekt der Temperaturänderung auf die Effizienz über die Änderung des Carnot-Wirkungsgrades und die Änderung des Gütegrades abgebildet. Bei den in Kapitel 3.4 dargestellten Ergebnissen wird allerdings davon ausgegangen, dass der Gütegrad der Wärmepumpe konstant bleibt.

3.3.4 Solarthermie

Die direkten und indirekten Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 23 aufgelistet.

In Anlehnung an ÖNORM EN 12975-2 lässt sich der Wirkungsgrad η eines Solarkollektors durch folgende Formel ermitteln:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{(t_m - t_a)}{G^*} - a_2 \frac{(t_m - t_a)^2}{G^*}$$

wobei:

- t_m: Kollektormitteltemperatur [°C]
- t_a: Umgebungslufttemperatur [°C]
- η_0: optischer Wirkungsgrad bei $t_m = t_a$
- a_1: Wärmedurchgangskoeffizient [W/(m²K)] bei $t_m = t_a$
- a_2: lineare Temperaturabhängigkeit des Wärmedurchgangskoeffizienten [W/(m²K²)]
- G^*: gerichtete Sonneneinstrahlung pro Flächeneinheit [W/m²]

Kennlinien von typischen Kollektoren in Abhängigkeit der Temperatur sowie Einbindungskonzepte sind zum Beispiel in Sørensen (2012) angeführt. Geringere Rücklauftemperaturen im Wärmenetz reduzieren ebenso die Kollektormitteltemperatur, wodurch der Wirkungsgrad und der Solarertrag steigen. Berechnungen mit den Wetterdaten von Graz zeigen eine Erhöhung des jährlichen Solarertrags um 2-3 kWh/a bei Vakuumröhrenkollektoren und 4-6 kWh/a, bei Flachkollektoren pro m² Apertur und Kelvin Mitteltemperatursenkung.

Die Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 23 aufgelistet.

Tabelle 23: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive		
Steigerung der Kollektoreffizienz aufgrund vorteilhafterer Betriebsbedingungen, damit verbunden: Brennstoffeinsparung	Kollektormitteltemperatur im Betrieb sinkt Reduktion der thermischen Verluste an die Umgebung, dadurch Steigerung des Ertrags	Rühling et al. (2016)
Indirekte positive Effekte		
Senkung der Wärmegestehungskosten aufgrund der höheren Erträge	Die höheren Solarerträge (effizienterer Solarbetrieb) wirken sich positiv auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung aus	

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Mit dem Sub-Modul Solarthermie kann unter Variation des Standortes, der Betriebsweise, der Größe des Kollektorfeldes, des Speichervolumens sowie der VLT und der RLT im FW-Netz der spezifische und gesamte Kollektorertrag ermittelt werden, der dann seinerseits in die techno-ökonomische Gesamtanalyse einfließt. In der nachfolgenden Abbildung ist die Eingabe- und Ergebnismaske für zwei Fälle mit unterschiedlicher RLT (60 und 45 °C) dargestellt. Durch die Reduktion der RLT um 25 K (Mitteltemperaturabsenkung um 7,5 K) stellt sich ein um etwa 10 % höherer spezifischer Kollektorertrag (SE) ein.

Eingabeparameter			**Spezifischer Kollektorertrag SE**		
Kollektorfläche	2500	m²	SE	462	kWh/m²a
Vorlauftemperatur	85	°C			
Rücklauftemperatur	60	°C	**Gesamter Kollektorertrag KE**		
matched / low flow	matched flow	-			
Klimadatensatz	Graz	-	KE	1155827	kWh/a
zentr. Energiespeicher	Nein	-	KE	1156	MWh/a

Eingabeparameter			**Spezifischer Kollektorertrag SE**		
Kollektorfläche	2500	m²	SE	505	kWh/m²a
Vorlauftemperatur	85	°C			
Rücklauftemperatur	45	°C	**Gesamter Kollektorertrag KE**		
matched / low flow	matched flow	-			
Klimadatensatz	Graz	-	KE	1261640	kWh/a
zentr. Energiespeicher	Nein	-	KE	1262	MWh/a

Abbildung 68: Änderung des spezifischen Kollektorertrages (SE) aufgrund der Reduktion der Rücklauftemperatur der Fernwärme (RLT 60 °C → 45 °C; Mitteltemperaturabsenkung um 7,5 K)

Die für die Berechnung im Excel-Tool notwendigen Kennlinien wurden unter der Verwendung von Trnsys (Thermal Energy System Specialists, 2021) ermittelt. Hierzu wurde ein entsprechendes Kollektorfeld mit WT, Pumpen, Speicher und Fernwärmenetz definiert und hinsichtlich der genannten Parameter variiert. Dadurch ergeben sich Kennfelder, welche die Abhängigkeiten darstellen können. In den nachfolgenden Abbildungen sind die Kennfelder für den spezifischen Kollektorertrag (SE) für ein Kollektorfeld mit 3000 m² an den Standorten Linz, Graz und Klagenfurt in Abhängigkeit der RLT und VLT dargestellt.

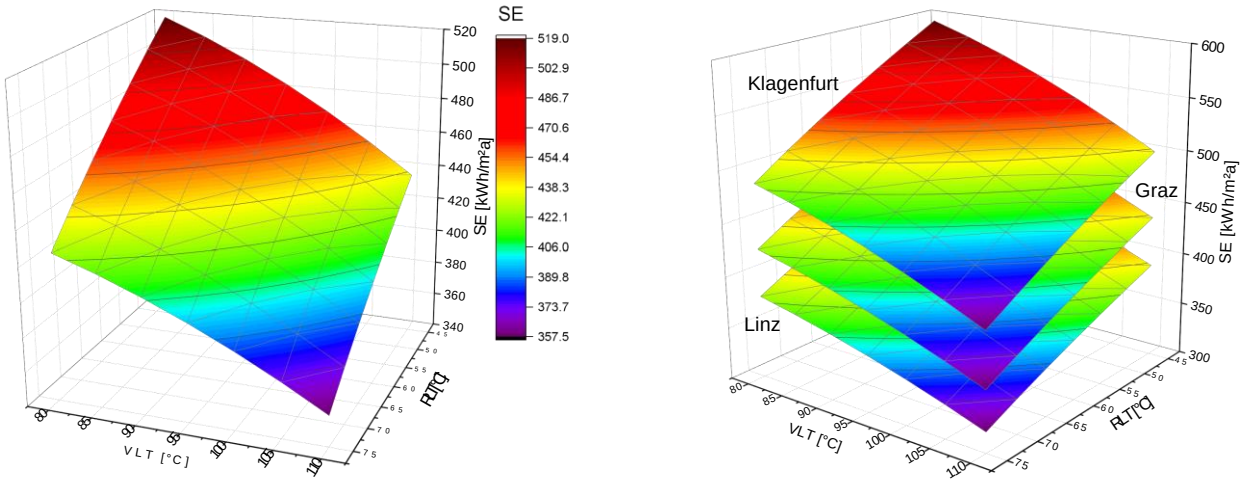


Abbildung 69: Kennlinien aus Trnsys-Simulationen zur Darstellung der Änderung des spezifischen Kollektorertrages (SE) aufgrund einer Änderung der RLT oder VLT Fernwärme für Graz sowie Linz, Graz und Klagenfurt (Kollektormodell: ökoTech HAT 16,7 m²)

3.3.5 KWK-Gegendruckturbine

Simulationsrechnungen einer KWK-Gegendruckturbine wurden in Wirths (2008) mit "EBSILON® Professional" durchgeführt. Folgende Annahmen wurden in der Studie getroffen:

- Die Heizwassererwärmung erfolgt zweistufig mit einer für jede Rücklauftemperatur optimierten gleichmäßigen Aufwärmung in jeder Stufe;
- Die Rücklauftemperatur wurde mit 1-K-Schritten verändert;
- Die ausgekoppelte Heizleistung wird während der Parametervariation als konstant gesetzt; der Massenstrom im Wärmenetz wird variabel adaptiert.

Bei niedrigeren Netztemperaturen liefert der Wärmeerzeuger aufgrund der höheren Enthalpiespreizung im Clausius-Rankine-Kreisprozess (Speisewasser zu Frischdampf, anders gesagt Dampfentspannung in der Turbine), mehr Energie. Wie in den Abbildungen 8 und 9 ersichtlich, die elektrische Effizienz steigt und aufgrund der sämtlichen Energiebilanz die thermische Effizienz sinkt. Infolgedessen wird mehr Brennstoff benötigt, um eine konstante Wärmelieferung zu gewährleisten (Rhein, 2010).

Laut den Berechnungen beträgt der Gradient der elektrischen Leistung bezogen auf die Verringerung der Rücklauftemperatur ± 0,08 %/K. Das bedeutet, dass eine Rücklauftemperaturreduzierung um 10 K, bei

einer angenommenen Heizleistung von 100 MW_{th}, eine zusätzliche elektrische Leistung von 0,8 MW_{el} bewirkt. Eine Erhöhung der Rücklauftemperatur hat naturgemäß eine umgekehrte Wirkung.

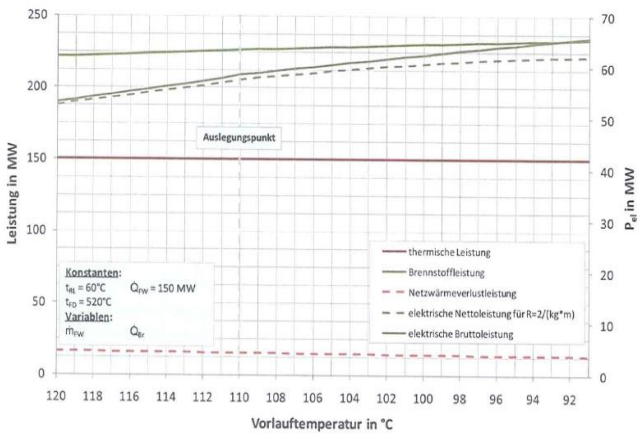


Abbildung 70: Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Effizienz von Gegendruckturbine ($T_{Rücklauf}$ = 60 °C) (Quelle: Rhein, 2010)

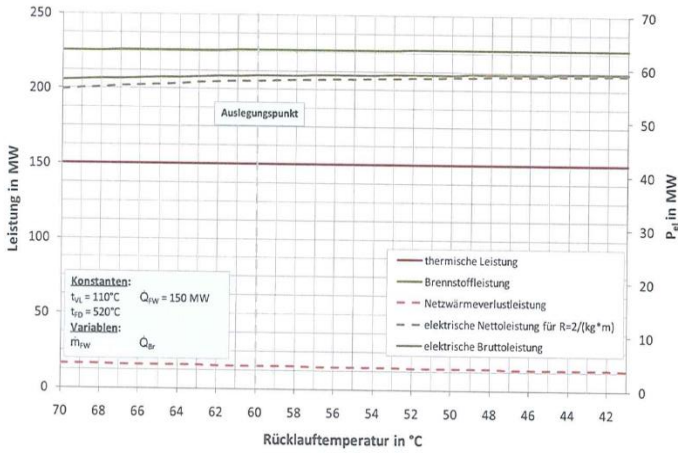


Abbildung 71: Einfluss der Rücklauftemperatur auf die Effizienz von Gegendruckturbine ($T_{Vorlauf}$ = 110 °C) (Quelle: Rhein, 2010)

Um die hier beschriebene Charakteristik deutlicher zu visualisieren, wurden zusätzliche Kreisprozessberechnungen für ein Heizkraftwerk mit Gegendruckturbine (obwohl mit einstufiger Wärmeerzeugung) vorgenommen (siehe Schema in Abbildung 73). Dabei wurde die abzugebende Heizleistung mit 60 MW_{th} festgelegt; der Massenstrom wird variabel angepasst. Als Dampferzeuger wird ein Biomassekessel mit entsprechendem Wirkungsgrad angenommen. Die Frischdampfparameter orientieren sich an typischen biomassebefeuerten Dampfkraftanlagen mit entsprechenden Leistungen. In Abbildung 72 sind die Ergebnisse in Abhängigkeit des Gegendruckes dargestellt. In der Grafik ist ebenso die Sättigungstemperatur des jeweiligen Gegendruckes eingezeichnet. Zu erkennen ist, dass die elektrische Leistung bzw. die Stromkennzahl bei niedrigeren Gegendrücken (≙ Auskopplungstemperaturen) deutlich zunimmt. So kann bei einem Gegendruck von 0,5 bar (Auskopplungstemperatur von ca. 80 °C) die Stromproduktion um ca. 36 %, im Vergleich zu einem Gegendruck von 2,5 bar (Auskopplungstemperatur von ca. 128 °C), erhöht werden. Die Kreisprozesse für die beiden Gegendrücke werden in Abbildung 74 anhand des T-s-Diagrammes veranschaulicht. Die vorgenommenen Kreisprozessberechnungen bekräftigen die Notwendigkeit niedriger Systemtemperaturen.

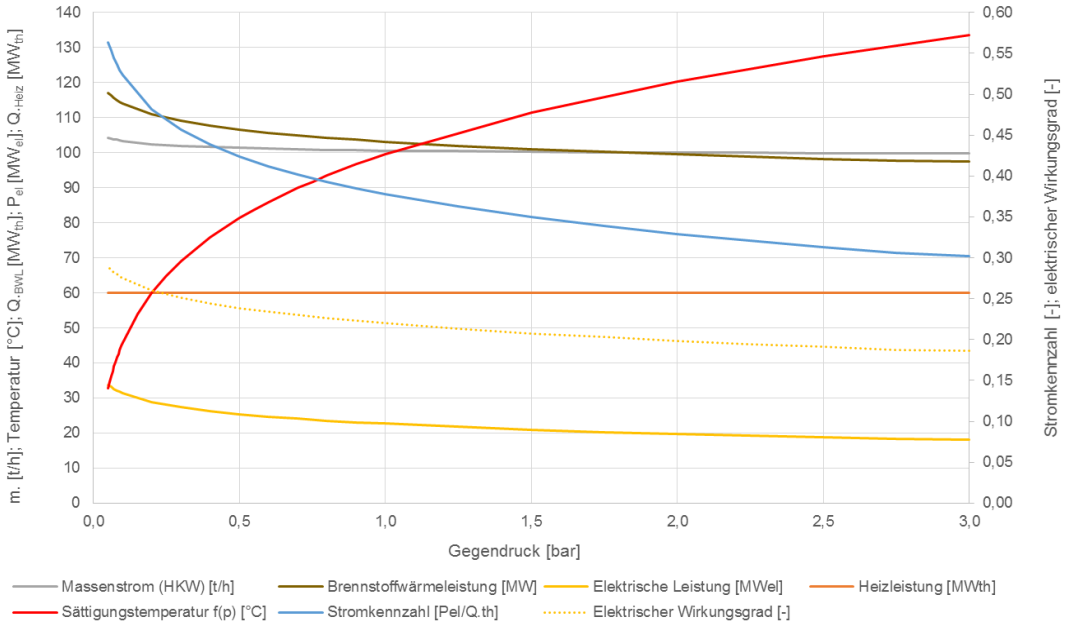


Abbildung 72: Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Kondensationsdruckes auf den Prozess eines Heizkraftwerkes mit Gegendruckturbine (Annahmen: Heizleistung = konstant, FD-Parameter: T = 480 °C, p = 60 bar; Dampferzeugerwirkungsgrad = 80 %; Turbinenwirkungsgrad = 90 %)

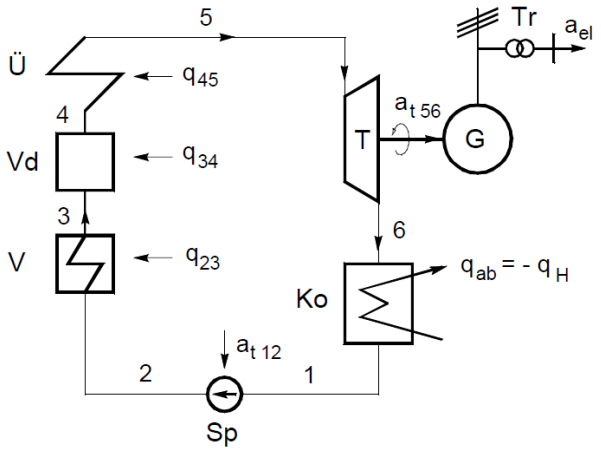


Abbildung 73: Schema einer Dampfkraftanlage mit Gegendruckturbine nach dem Clausius-Rankine-Prozess

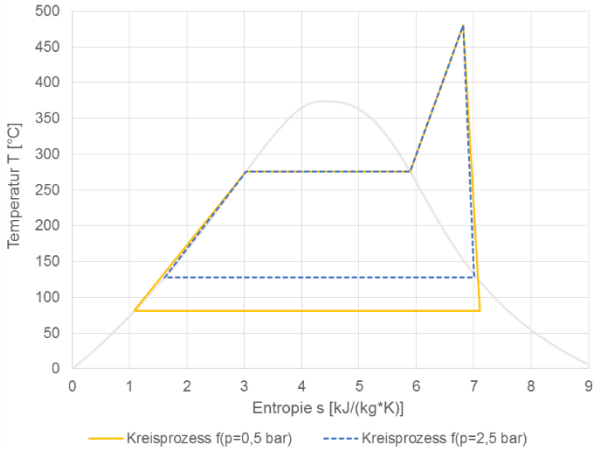


Abbildung 74: Darstellung des Kreisprozesses im T-s-Diagramm bei unterschiedlichen Gegendrücken

Berechnungen bei gleichbleibender Wärmezufuhr in den Kreisprozess wurden in Ommen et al. (2014) durch EES-Simulationen (F-Chart Software, 2021) durchgeführt. Änderungen der Vor- und Rücklauftemperatur bis ±10 °C bei Volllast wirken in kleinem Ausmaß auf die elektrische und umgekehrt auf die thermische Effizienz (Abbildung 75). Die ermittelte Kurve der elektrischen Effizienz bezogen auf die Rücklauftemperatur zeigt eine negative Ableitung im Bereich 0,05÷0,08 %/K (es ist zu beachten, dass es

um Prozent und nicht um Prozentpunkte handelt, d.h. eine Änderung der Effizienz um 1 % bedeutet eine Änderung um 0,35 Prozentpunkte, ausgegangen von einer elektrischen Effizienz von 35 %).

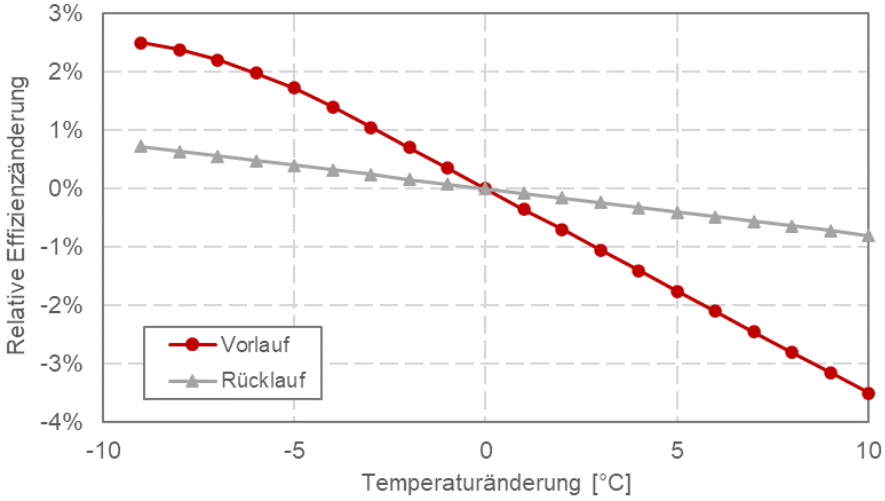


Abbildung 75: Veränderung der elektrischen Effizienz in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur bei Volllast (Quelle: AIT in Anlehnung an Ommen et al. (2014))

Die Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 25 aufgelistet.

Tabelle 24: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive oder negative Effekte (abhängig von Anlagendesign)		
Erhöhter elektrischer Wirkungsgrad (geringer Effekt bei reduzierter RLT, etwas größer bei reduzierter VLT)	Niedrigere Kondensationstemperatur FW-Wärmetauscher (HEIKO)	Wirths (2008), Rhein (2010), Ommen et al. (2014), EDUCPGEN (2001), ASUE (2003), Rühling et al. (2016)
Bei konstanter Heizleistung, gering reduzierter Massenstrom im Kreisprozess → Reduzierter Pumpenstrom	Um die Temperatur beim Turbineneintritt einzuhalten	
Bei konstanter Heizleistung, gering erhöhter Brennstoffbedarf, jedoch die Effizienz des Gesamtprozess geringfügig steigt		

Direkte negative Effekte		
Thermische Spannung in den Wärmetauschern	Zu hoher Temperaturgradient	In der Praxis wahrscheinlich nicht relevant (siehe Heizkessel)
Mindesttemperaturen z. B. am Wärmeübertrager werden unter-schritten, System geht auf Notaus	Zu niedrige Temperaturen für das Anlagendesign	In der Praxis wahrscheinlich nicht relevant (siehe Heizkessel)
Indirekte negative Effekte		
Ggf. Zusatz-Invest. für Ventilatoren bzw. Saugzug notwendig		In der Praxis werden bei Industrieanlagen zumeist ohnehin Saugzug-ventilator installiert

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell wird unterstellt, dass die Effizienz der Wärmeleistung proportional mit der erhöhten Temperaturspreizung infolge einer reduzierten Rücklauftemperatur erhöht.

3.3.6 KWK-Kondensationsturbine

Die Auswirkungen machen sich bei der Kondensationsturbine weniger bemerkbar als bei der Gegendruckturbine. Dies liegt an dem zusätzlichen Freiheitsgrad bei Erstgenannter: bei dieser Konfiguration wird ein gewisser Teilmassenstrom nach dem Heizkondensator weiter entspannt, wodurch generell etwas mehr Strom produziert werden kann. Daher ist die Beeinflussung durch die Rücklauftemperatur geringer im Vergleich zur Entnahme-Gegendruckturbine: der sich ergebende Gradient der elektrischen Leistung, bezogen auf die Verringerung der Rücklauftemperatur bei gleichbleibender Heizleistung beträgt laut Wirths (2008) ± 0,06 %/K; das bedeutet, dass eine Rücklauftemperaturreduzierung um 10 K, bei einer angenommenen Heizleistung von 100 MW_{th}, eine zusätzliche elektrische Leistung von 0,6 MW_{el} bewirkt. Grundsätzlich wird der Wärmeübergang aufgrund der höheren Temperaturdifferenz zwischen Entnahme und Rücklauf gefördert, wodurch einen geringeren Entnahmemassenstrom benötigt wird. Eine Erhöhung der Rücklauftemperatur hat naturgemäß eine umgekehrte Wirkung.

Die prozentuelle Veränderung der elektrischen Stromproduktion pro Heizleistung ist in Abbildung 76 für die beiden zuvor genannten Konfigurationen (Kondensation und Gegendruck) dargestellt. Generell ist festzustellen, dass bei sinkender Rücklauftemperatur mehr Strom ausgekoppelt werden kann. Der Grund dafür ist, dass der Dampf im Heizkondensator besser ausgekühlt wird, wodurch das Enthalpiegefälle zunimmt.

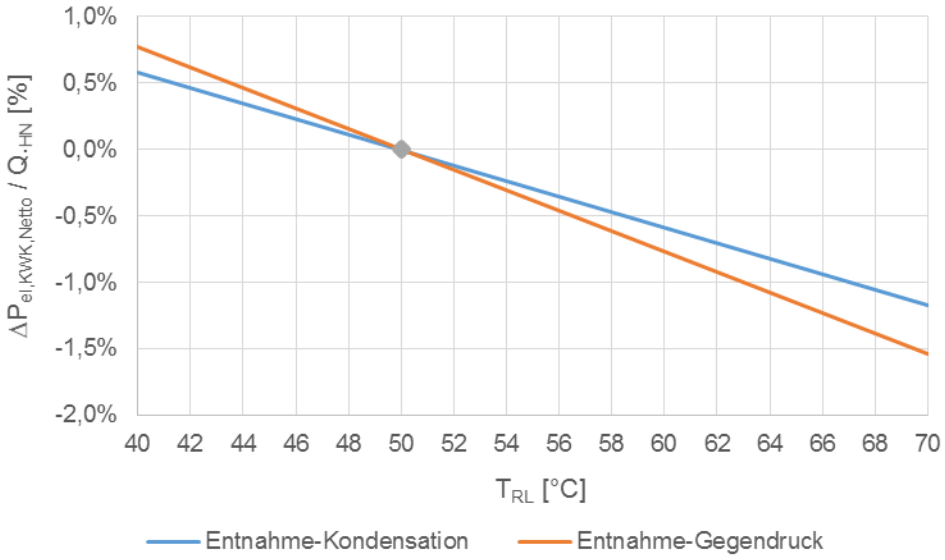


Abbildung 76: Veränderung der ausgekoppelten elektrischen Leistung pro Heizleistung in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur für Kondensations- und Gegendruckanlagen (Quelle: AIT in Anlehnung an Wirths, 2008)

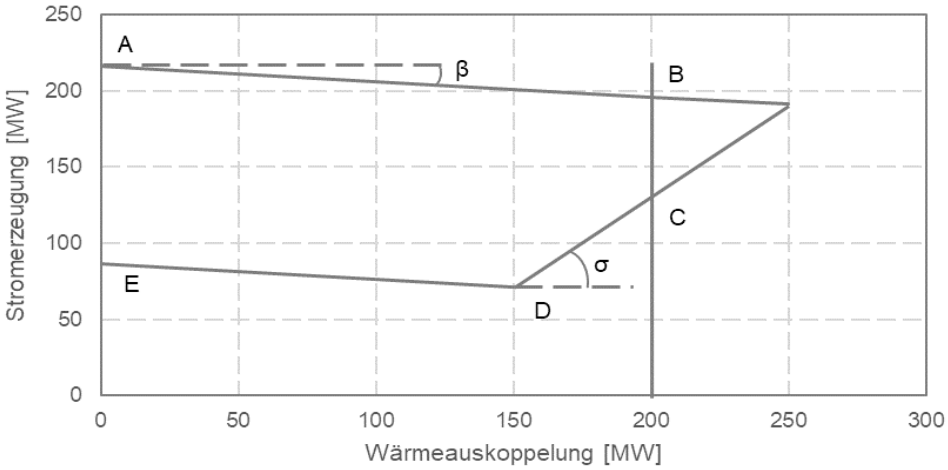
Die direkten und indirekten Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 26 aufgelistet.

Eine eingehende Prozessanalyse der Kondensationsturbine ist in Kavvadias et al. (2017) präsentiert. Ein beispielhaftes Kennfeld solcher Anlagen mit Darstellung der möglichen Strom- und Wärmelieferung ist in Abbildung 77 gezeigt und wird durch folgende Linien bestimmt:

- A-B: Volllastbetrieb
- E-D: Mindestlastbetrieb
- D-C: maximale turbinenbegrenzte Wärmeauskoppelung (Betrieb mit maximalem Entnahmemassenstrom, der die Einhaltung des minimalen Turbinenaustrittmassenstroms gewährleistet)
- Ggf. B-C: maximale Leistung des eingesetzten Entnahme-Rücklauf-Wärmetauschers (maximale erzielbare Wärmeauskopplung), wenn sich dieser Wert (im Fall der Abbildung 200 MW) auf der linken Seite des Intersektionspunkts der verlängerten Linien A-B und D-C befindet

Die Ableitung der Linie A-B stellt die Stromreduzierung pro Wärmeauskopplung dar und wird mit β bezeichnet; die Ableitung der Linie D-C wird mit σ bezeichnet und stellt die Erhöhung des Minimalstroms pro Wärmeauskopplung dar. Die Werte von β und σ hängen von der Extraktions- und Kondensationstemperatur ab, die ihrerseits die elektrische und thermische Effizienz auch beeinflussen.

β	Reduzierung der Stromerzeugung pro Wärmeauskoppelung bei Volllast



σ	Turbinenbedingte Erhöhung der Mindest-stromerzeugung pro Wärmeauskoppelung

Abbildung 77: Typisches Kennfeld einer KWK-Kondensationsturbine mit P_{max} = 216 MW (Quelle: AIT in Anlehnung an Kavvadias et al., 2017)

Folgende Gleichungen können von Energiebilanzen abgeleitet werden:

$$\beta = \frac{T_E - T_K}{T_K}$$

$$\sigma = \frac{\mu \cdot (1 - T_E/T_F)}{1 - \mu \cdot (1 - T_E/T_F)}$$

Brennstoffzufuhr = (Strom + *β·Wärme)/η_{el_0}*

wobei:

- T_E = Entnahmetemperatur
- T_K = Kondensationstemperatur
- T_F = Frischdampftemperatur
- μ = isentroper Wirkungsgrad
- η_{el_0} = elektrische Effizienz bei 100 %-Strom

Daraus resultiert, dass bei niedrigeren Entnahmetemperaturen:

- *β* sinkt,
- *σ* steigt,
- die maximale erzielbare Wärmeauskoppelung (falls nicht vom Entnahme-Rücklauf-Wärmetauscher begrenzt) sinkt,
- die elektrische Leistung steigt,
- der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses steigt.

Unter den Annahmen P_{max} = 216 MW, P_{min} = 86,4 MW, Kondensationstemperatur 30 °C, Frischdampftemperatur 580 °C, isentroper Wirkungsgrad 0,8 ergeben sich die Werte der Tabelle 25.

Tabelle 25: Berechnete Betriebsparameter einer KWK-Kondensationsturbine bei unterschiedlichen Entnahmetemperaturen (Quelle: Kavvadias et al., 2017)

T_E [°C]	β	σ	Q_{max} [MW]
60	0,09	0,95	207,3
80	0,14	0,88	210,8
100	0,19	0,82	214,6
120	0,23	0,76	218,7

Tabelle 26: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive oder negative Effekte (abhängig von Anlagendesign)		
Erhöhter elektrischer Wirkungsgrad bei gleicher elektrischen Leistung	Niedrigerer Entnahmen-Massenstrom	Wirths (2008), Rhein (2010), Ommen et al. (2014), EDUCPGEN (2001), ASUE (2003), Rühling et al. (2016)
Direkte negative Effekte		
Thermische Spannung in den Wärmetauschern	Zu hoher Temperaturgradient	In der Praxis wahrscheinlich nicht relevant (siehe Heizkessel)
Mindesttemperaturen z. B. am Wärmeübertrager werden unterschritten, System geht auf Notaus	Zu niedrige Temperaturen für das Anlagendesign	In der Praxis wahrscheinlich nicht relevant (siehe Heizkessel)
Indirekte positive Effekte		
Möglichkeit, Entnahmetemperatur zu senken, wodurch: die maximale erzielbare Wärmeauskoppelung sinkt, die elektrische Leistung wächst, der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses wächst.	Änderung des Kennfelds in Abhängigkeit der Entnahmetemperatur	Kavvadias et al. (2017)

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell (Abbildung 80, Kapitel 3.4) wird berücksichtigt, dass sich die Gesamteffizienz als auch die Stromausbeute ändert, der thermische Wirkungsgrad bleibt konstant. Die hinterlegten Werte basieren auf AGFW (2016) und gehen von einer Steigerung des elektrischen Nettowirkungsgrades von 0,88 % bei einer Reduktion der Rücklauftemperatur von 10 K sowie einer Steigerung um 1,34 % bei einer Reduktion der Vorlauftemperatur von 7 K aus.

3.3.7 ORC-Prozess

ORC-Prozesse (vgl. Obernberger & Gaia, 2005) sind eine Sorte KWK-Gegendruckturbine mit organischem Arbeitsmittel (Kohlensäure wie Butan, Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonöl). Dieses Medium besitzt günstigere Verdampfungseigenschaften als Wasser, wenn die Temperaturen und Drücke tiefer als im Dampfkreisprozess sind. Einer optimalen Betriebsweise des ORC-Prozesses ist die richtige Arbeitsmittelwahl vorausgesetzt; für die in biomassegefeuerten ORC-KWK gegebenen Rahmenbedingungen eignet sich Silikonöl sehr gut als Arbeitsmittel. Als Wärmeträgermedium zwischen Biomassefeuerung und ORC-Prozess kann Thermoöl und in manchen Fällen Wasserdampf zum Einsatz kommen. Biomasse-KWK auf Basis ORC-Prozess mit Thermoöl werden derzeit auf der Thermoölseite mit 300/250 °C (in wenigen Fällen auch bei 310/240 °C) betrieben.

Das Arbeitsmittel wird einem vollkommen geschlossenen Kreislauf unterzogen. Nach Verdampfung und leichter Überhitzung, Entspannung in der Turbine und nach einer internen Wärmerückgewinnung durch einen Regenerator gelangt das Arbeitsmittel in einem Kondensator, in dem es ihre Kondensationswärme dem Fernwärmesystem abgibt. Über eine Pumpe wird das kondensierte Arbeitsmittel schließlich wieder auf das höhere Druckniveau gehoben und erreicht nach Durchströmung des Regenerators wieder den Verdampfer.

Wie in Obernberger & Gaia (2005) betont, besteht ein ganz wesentlicher Vorteil der ORC-Technologie in ihrer ausgezeichneten Teillast- und Lastwechselfähigkeit, die ein vollkommen automatisierter Anlagenbetrieb zwischen 10 % und 100 % der Nennleistung problemlos ermöglicht.

Die direkten und indirekten Effekte einer Senkung der Rücklauftemperatur sind in der Tabelle 27 aufgelistet.

Tabelle 27: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf ORC-Prozesse

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades	Niedrigere Kondensations-temperatur, dement-sprechender höherer thermodynamischer Wirkungsgrad (idealer Wirkungsgrad)	Die reale Auswirkung dürfte jedoch relativ gering sein, da sich eine reduzierte Rücklauftemperatur nur begrenzt auf die Kondensationstemperatur auswirkt, wenn die Vorlauftemperatur gleich bleibt (Obernberger&Gaia, 2005). Auslegung beim Hersteller anfragen bzw. Auswirkung auf idealen Wirkungsgrad nachrechnen; interessanter ist der Effekt, wenn auch bei der Vorlauftemperatur eine Reduktion erreicht werden kann.

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell wird vereinfacht unterstellt, dass eine Änderung der Wärmenetztemperaturen sich nicht auf die Effizienz von ORC Anlagen auswirkt.

3.3.8 Gas-KWK (Gasturbine, Gas-BHKW, Biogas-BHKW, Holzvergaser mit nachgeschaltetem BHKW, etc.)

Folgende Gas-KWK sind hier betrachtet:

- Gas-BHKW, Biogas-BHKW, Holzvergaser mit nachgeschaltetem BHKW (Tabelle 28)
- Gasturbine mit direkter Wärmeeinspeisung ins Wärmenetz (ohne Abhitzekessel)

Grundsätzlich ist zu bemerken, dass aufgrund der großen Temperaturdifferenz zwischen Gasverbrennung und Wärmenetz der Einfluss der Vor- und Rücklauftemperatur nicht bzw. kaum spürbar ist, solange die ausgekoppelte Wärme konstant bleibt. Der Abgasverlust bzw. die Abgastemperatur bleiben nahezu konstant (Rhein, 2010). Allerdings könnte bei Kolbenmotoren (BHKW) je nach Bauart die Möglichkeit bestehen, zusätzliche Wärme via Ölkühler auszukoppeln. Eine Senkung der Rücklauftemperatur wird aber bei solchen Systemen in der Praxis (und in Zusammenhang mit den jeweiligen Vergasern bzw. Fermentern) eher nur zu kleinen Rückgewinnungen führen.

Tabelle 28: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Gas-BHKW, Holzvergaser-BHKW, Biogas-BHKW

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Steigerung des Wärmeertrages	Niedrigere Rücklauftemperaturen können zu einem geringfügig höheren Wärmeertrag aus der Wärmerück-gewinnung der Gaskühler führen. Zusätzlich könnten je nach Bauart/ Verfügbarkeit eventuell auch zusätzlich etwas mehr Wärme aus dem Gasmotor (Ölkühler, Zwischenkühler) ausgekoppelt werden.	Der Effekt wird in der Praxis von der Bauart des jeweiligen Motors (und ggf. Holzvergasers bzw. Biogas-Fermenters) und abhängen und eher nur zu kleinen Steigerungen des Wärmeoutputs führen. Mit Herstellern abstimmen.

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell wird vereinfacht unterstellt, dass eine Änderung der Wärmenetztemperaturen sich nicht auf die Effizienz von Gas-KWK-Anlagen auswirkt.

3.3.9 Geothermie

Wenn Wärme aus geothermischen Bohrungen ins Netz eingespeist wird, ermöglicht eine Reduktion der Rücklauftemperatur, eine höhere Temperaturspreizung des geothermischen Wärmeträgers auszunutzen. Es kommt dadurch zu einer Reihe positiver Auswirkungen, die in dem Tabelle 29 aufgelistet sind.

Tabelle 29: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Geothermieanlagen

Effekt	Beschreibung/Ursache Effekt	Referenz bzw. gemessene Effekte / Auswirkungen
Direkte positive Effekte		
Bei gleicher Wärmeentnahme, reduzierte Stromkosten für Förderpumpe	Erste Ursache: geringerer Volumenstrom erfordert, weil eine höhere T-Spreizung des geothermischen Wärmeträgers ausgenutzt werden kann. Infolgedessen zweite (zu-sätzliche) Ursache: geringere Förderhöhe, weil der kleinere Volumenstrom eine Stei-gerung des Wasserpegels bewirkt. Rück-lauftemperatur muss jedenfalls über der Bescheid-Rückeinspeisetemperatur liegen und kann nicht beliebig abgesenkt werden.	Effekte hängen von der erlaubten Mindestrück-einspeisetemperatur ab

Bei gleichem Volumenstrom höhere Entnahmeleistung pro Bohrung → weitere Netz-anschlüsse möglich bzw. bei gleichem Wärmebedarf möglich, einige Förderpumpen auszu-schalten (wenn Anzahl der Extraktionsbohrungen >1)	Durch höhere T-Spreizung des Wärmeträgers kann bei gleichem Volumenstrom eine höhere Wärmeleistung dem Bohrloch entnommen werden. Rücklauftemperatur muss jedenfalls über der Bescheid-Rückeinspeisetemperatur liegen und kann nicht beliebig abgesenkt werden.	Effekte hängen von der erlaubten Mindestrückein-speisetemperatur ab. Lassacher et al. (2018) gibt für Oberösterreich eine Erhöhung der Kapazität von 8-11 % pro °C reduzierter Rückeinspeisetemperatur.
Indirekte positive Effekte		
Geringere Investitionskosten durch geringeren Leistungsbedarf der Förderpumpe bei Neuauslegung und gleicher Wärmeentnahme		
Geringere Einbautiefe der Förderpumpe bei gleicher Wärmeentnahme möglich	Höhere Saughöhe der Pumpe bei gleicher Wärmeentnahme (der kleinere Volumen-strom bewirkt eine Steigerung des Wasserpegels).	
Bei Neubohrungen geringere Investitionskosten pro MW aufgrund kleinerer Anzahl der notwendigen Bohrungen		Bohrungskosten [€/m] = 0,152 * Tiefe [m] + 785 (Quelle: Grosse et al., 2017)

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell (Abbildung 80, Kapitel 3.4) wird vereinfacht unterstellt, dass die dass die Rückeinspeise-temperatur mit der Senkung der Rücklauftemperatur abgesenkt werden kann. Dadurch erhöht sich die mögliche Wärme, die zu einem bestimmten Zeitpunkt ins Netz eingespeist werden kann.

Im Gegensatz zu den oben skizzierten Temperaturen weisen Geothermieanlagen mitunter eine fixe Grenze für die Maximaltemperatur, bis zu welcher Wärme übertragen werden kann (Austrittstemperatur des Wassers aus der Geothermiebohrung abzüglich Wärmetauschergrädigkeit), die unter der Vorlauf-temperatur liegt. Dies kann bei Netzen, die mit gleitenden Temperaturniveaus betrieben werden, einen starken Einfluss auf die Wärme, die der Geothermieanlage entzogen werden kann, haben. Um dies genauer zu berücksichtigen, werden die Auswirkungen der Wärmenetztemperaturabsenkungen im Excel-Tool mit Temperatur- und Leistungsprofilen auf stündlicher Basis berechnet.

3.3.10 Industrielle und gewerbliche Abwärme

Die Effekte einer niedrigeren Rücklauftemperatur auf die Auskoppelung von industrieller Abwärme kommen auf dem jeweiligen Industrie- bzw. Gewerbeprozess an und sind daher nicht verallgemeinerbar. Im Konkreten wurde der Fall eines Zementwerks in Oberösterreich analysiert, bei dem Abwärme von

Rauchgas bereitgestellt wird; in diesem Fall sind ähnliche Effekte wie bei Heißwasserkesseln zu erwarten. Einerseits die Möglichkeit einer größeren Wärmeauskopplung und andererseits der Auftritt eines Kondensationsrisikos zu beachten. Beim gegenständlichen Objekt wird der Wärmeauskopplung durch eine Mindesttemperaturanforderung (Rücklauftemperaturanhebung) beschränkt und eine Reduktion der Rücklauftemperatur kann daher nicht zu einer Erhöhung der auskoppelbaren Wärme führen. Dies ist jedoch anlagenspezifisch zu betrachten. Grundsätzlich, insbesondere wenn die Abwärmeanlagen noch nicht im Wärmenetz integriert sind, kann tendenziell eher damit gerechnet werden, dass die Wärmeauskopplung durch niedrigere Rücklauftemperaturen gesteigert werden, dann.

Integration der Effekte im Exceltool zur Bewertung der ökonomischen Effekte

Im Modell wird industrielle Abwärme analog zu geothermischen Anlagen abgebildet. Es wird jedoch unterstellt, dass a) der Strombedarf von Förderpumpen vernachlässigbar gering ist und b) die industrielle oder gewerbliche Abwärme Wärme nicht kostenlos zur Verfügung gestellt wird.

3.4 Ökonomische Bewertung der Temperaturreduktion in Wärmenetzen

Niedrige Systemtemperaturen ermöglichen Kostensenkungen

In Bezug auf die Wärmeversorgung gibt es zwei grundlegend verschiedene Fälle für Kostensenkungen. Niedrigere Wärmeversorgungskosten können entweder durch eine Senkung der Investitionskosten für neue Wärmeversorgungsanlagen oder durch eine Senkung der Betriebskosten bestehender Fernwärmesysteme erreicht werden.

Im Fall der Senkung der Investitionskosten für eine neue Anlage kann eine kleinere neue Versorgungsanlage, die mit einer niedrigeren Temperatur arbeitet, die gleiche Wärmeleistung liefern wie eine etwas größere Anlage, die mit einer höheren Temperatur arbeitet. Dadurch ergibt sich eine geringere Annuität für die geringeren Investitionskosten, was darauf hindeutet, dass die neue Anlage selbst für die reduzierten Kosten verantwortlich ist.

Im Falle der Senkung der Betriebskosten einer bestehenden Anlage erhöhen niedrigere Temperaturen den Wirkungsgrad einer bestehenden Versorgungsanlage, so dass diese ihre Wärmeleistung erhöhen und damit die Wärmeversorgung einer teureren Anlage ersetzen kann. Dies führt zu niedrigeren jährlichen Betriebskosten im gesamten Fernwärmesystem, d. h. die Kostenreduzierung wird außerhalb der neu installierten, effizienteren Anlage erzielt. Weiters kann eine Reduktion der Betriebskosten dadurch erfolgen, dass durch geänderte Rahmenbedingungen eine Technologie mit niedrigeren Wärmegestehungskosten einen höheren Anteil der jährlich erzeugten Wärme bereitstellt. Dies kann der Fall sein, wenn durch niedrigere Systemtemperaturen Wärmeerzeuger die niederexergetische Wärmequellen verwenden, wie beispielsweise Solarthermie, Wärmepumpen, Geothermie oder Abwärmeanlagen, dadurch mehr Wärme ins Netz liefern können und damit die Restwärme die aus (Spitzenlast-)Heißwasserkesseln mit vergleichsweise teuren Brennstoffen verdrängen können.

3.4.1 Kostensenkungsgradient als Bewertungskonzept

Um diese Kostensenkungen zu quantifizieren, kann der „Kostenreduktionsgradient“ (“Cost Reduction Gradient“, CRG) als wichtiger Indikator dienen. Grafisch definiert in Abbildung 78, wird der CRG berechnet, indem die Reduktion der Wärmegestehungskosten (“Levelized Cost of Heat“, LCOH) für eine Versorgungstechnologie oder ein Gesamtsystem durch die erreichte Temperaturreduktion dividiert wird. Die Differenz zwischen einem höheren LCOH (Referenzfall) und einem niedrigeren LCOH (Bewertungsfall) ist der $LCOH_{Benefit}$. Im Bewertungsfall ist ein niedrigerer LCOH-Wert das Ergebnis eines niedrigeren Temperaturniveaus. Der CRG beschreibt den wirtschaftlichen Nutzen/Vorteil in Form von reduzierten Kosten pro Grad Celsius Temperaturreduktion und pro MWh bezogen auf die Referenzwärmemenge. Je höher der CRG-Wert in €/(MWh·°C), desto größer ist die Sensitivität der Kostenreduktion für die Wärmeversorgungstechnologie bzw. das Fernwärmesystem.

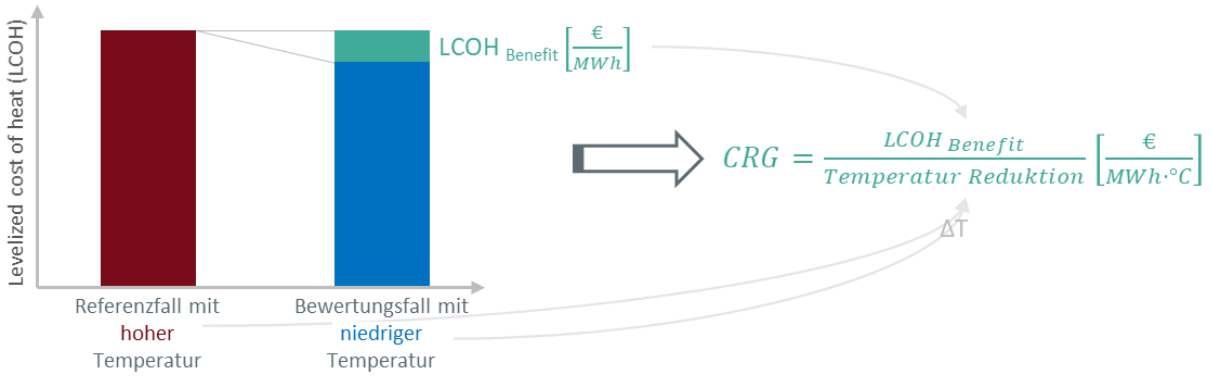


Abbildung 78: Konzept der durchgeführten energie-ökonomischen Bewertungen anhand der Kennzahl “Cost Reduction Gradient“ (CRG) in €/(MWh·°C)

Anwendung des Kostensenkungsgradienten

Eine Temperaturreduzierung kann zunächst durch niedrigere Rücklauftemperaturen erreicht werden. Wird in einem betrachteten Netz die Vorlauftemperatur aufgrund der beschränkten Netzkapazität über dem Temperaturniveau betrieben, dass allen angeschlossenen Kunden eine ausreichende Wärmeversorgung ermöglicht, so kann mit einer Reduktion der Rücklauftemperatur unter Aufrechterhaltung des größtmöglichen Durchflusses im Netz die Vorlauftemperatur im selben Maße reduziert werden. Eine solche Strategie ist insbesondere dann wichtig, wenn die Effizienz der installierten Wärmeversorgungsanlagen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen steigen. Allerdings sind mitunter auch wirtschaftliche Vorteile mit niedrigeren Rücklauftemperaturen verbunden, insbesondere dann, wenn die zur Verfügung stehenden niederexergetischen Wärmequellen ohnehin nur in begrenztem Ausmaß zur Verfügung stehen (z. B. Rauchgaskondensation), oder wenn der Anschluss zusätzlicher Kunden durch bestehende Kapazitätsengpässe im Netz eingeschränkt wird.

In der Berechnung des CRG fließt die Verringerung des Temperaturniveaus im Wärmeverteilungsnetz ein. Dazu ist zunächst zu definieren, auf welche Temperatur sich die Reduktion bezieht. Dies kann sich einerseits auf die durchschnittliche Jahresnetztemperatur beziehen, durch in weiterer Folge die

Änderungen von Vor- und Rücklauftemperaturen im Wärmeverteilungsnetz berücksichtigt werden. Wird jedoch nur die Auswirkung einer reduzierten Rücklauftemperatur betrachtet, so kann auch diese Temperaturdifferenz als Kenngröße verwendet werden. Hier ist in weiterer Folge zu beachten, dass der sich ergebende Wert für den CRG lediglich die Hälfte des Wertes beträgt, der sich ergibt, wenn die Reduktion der durchschnittlichen Wärmenetztemperatur verwendet wird.

Die Referenzwärmemenge in Fernwärmesystemen bezieht sich auf die an die Kunden gelieferte Wärme, die letztendlich zu erfüllende Aufgabe eines Fernwärmesystems. Wenn nur eine bestimmte Wärmeversorgungstechnologie betrachtet wird, sollte die Wärmeleistung dieser Technologie um Wärmeverteilungsverluste bereinigt werden, um Vergleiche mit CRG-Werten anderer Technologien oder Systeme zu erleichtern. Ein Standard-Wärmeverteilungsverlust (z. B. 10 %) kann verwendet werden, um CRG-Werte für separate Wärmeversorgungstechnologien zu schätzen.

Die hier angeführten technologiespezifischen CRG-Werte ermöglichen eine erste Schätzung der jährlichen Kostenreduktion für jedes Fernwärmesystem, dass die gleiche Wärmeversorgungstechnologie verwendet. Diese Kostenreduktion kann als Produkt aus dem geschätzten CRG-Wert, dem Anteil der an die Kunden gelieferten Wärme und der prognostizierten Temperaturreduktion ermittelt werden.

3.4.2 Überblick zu CRG-Abschätzungen für verschiedene Systeme

In Zusammenarbeit mit dem "*IEA DHC Annex TS2 - Implementation of Low-Temperature District Heating Systems*" wurde eine Übersicht zu CRG Abschätzungen auf systemischer Ebene erstellt bzw. für manche Systeme abgeschätzt (für weitere Informationen siehe Averfalk et al., 2021).

In Tabelle 30 werden CRG-Abschätzungen für sieben Fernwärmenetze auflistet. Zusätzlich zu den CRG-Werten sind die absoluten Werte als $LCOH_{Benefit}$ in Euro pro MWh aufgeführt, um einen Eindruck von den Auswirkungen zu vermitteln. Zusätzlich sind drei Referenzen enthalten, die CRG-Schätzungen auf nationaler Ebene liefern.

Tabelle 30: Überblick über identifizierte CRG-Abschätzungen für verschiedenen Systemen

	CRG [€/(MWh·°C)][1]	LCOH Benefit[2] [€/MWh]	Referenz
Fernwärmesystem			
Borås (SE; 1996)	0,05	1,5	Dahlberg & Werner, 1997
Enköping (SE; 2015)	0,12	3,6	Castro et al., 2017
Middelfart (DK; 2015)	0,49	15	Sipilä & Rämä, 2016
Viborg (DK; 2016)	0,29	8,7	Diget, 2019
Göteborg (SE; 2017)	0,20	6	Eriksson, 2020
Gleisdorf (AT; 2020)	0,11	3,3	Averfalk et al., 2021
Gleisdorf (AT; 2025)	0,28	8,4	Averfalk et al., 2021
Aalborg (DK; 2050)	0,57	17	Sorknæs et al., 2020
Nationale Abschätzungen			
Schweden (1996-2010)	0,12	3,6	Frederiksen & Werner, 2013
Österreich (2019)[3]	0,12	3,6	Averfalk et al., 2021
Österreich (2050)[3]	0,38	11	Averfalk et al., 2021
Dänemark (2050)	0,55	17	Lund et al., 2018

[1] Die hier angeführten Werte beziehen sich auf die mittlere Temperaturreduktion des Wärmenetzes.
[2] Die Temperaturabsenkung wird im Mittel mit 30 °C angenommen.
[3] Im Rahmen des IEA DHC Annex TS2 wurden die Wärmeverluste pauschal zu 10 % angenommen und pro Technologie zugerechnet, um vergleichbare Werte auf Systemlevel zu anderen internationalen Betrachtungen zu erhalten. Daher weichen die angeführten Werte für den Status quo (2019) und das Dekarbonisierungsszenario (2050) für Österreich geringfügig andere Werte auf als in diesem Bericht dargestellt.

Da der Borås-Fall über zwanzig Jahre alt ist, ist der CRG-Wert niedrig, eine Funktion der niedrigen Strompreise in den 1990er-Jahren, die einen geringeren wirtschaftlichen Nutzen für eine erhöhte Stromerzeugung bieten.

Der Fall Enköping zeigt eine typische schwedische Biomasse-KWK-Anlage mit Rauchgaskondensation.

Der Middelfart-Fall beobachtet eine Temperaturreduktion von 11,8 °C zwischen 2009 und 2015 und eine jährliche Wärmelieferung von 96 GWh. Die jährliche Kostenreduktion (560.000 Euro) resultiert hauptsächlich aus sehr hohen Anreizen des Wärmelieferanten, niedrige Rücklauftemperaturen zu erreichen.

Der Viborg-Fall beschreibt eine Temperaturreduktion von 11 °C zwischen 2002 und 2016 und eine jährliche Wärmelieferung von 210 GWh. Die jährliche Kostenreduzierung wurde auf 670.000 Euro geschätzt, hauptsächlich das Ergebnis eines geringeren Wärmeverteilungsverlustes, basierend auf hohen spezifischen Kosten von etwa 45 €/MWh.

Der Göteborger Fall weist einen CRG-Wert auf, der etwas höher ist als die Werte, die für herkömmliche Systeme ermittelt wurden, da die Anlage über große Wärmepumpen aus einer Kläranlage und Wärmerückgewinnung aus zwei Ölraffinerien verfügt.

Der Gleisdorfer Fall beschreibt eine Temperatursenkung von 10 °C zwischen 2016 und 2020, eine jährliche Wärmelieferung von 6,5 GWh und eine jährliche Kostenreduzierung von 7.100 Euro/a, hauptsächlich das Ergebnis höherer solarthermischer Erträge und geringerer Wärmeverteilungsverluste. Unter Berücksichtigung der neu installierten Wärmepumpe und des kontinuierlichen Wachstums des Fernwärmenetzes, das den Wärmeverkauf bis 2025 auf ca. 9,2 GWh steigert, beträgt die jährliche Kostenreduktion 25.700 Euro/a.

Der hohe CRG-Wert für das zukünftige System in Aalborg hängt von vielen neuen Wärmequellen ab, darunter industrielle Abwärme, Wärmepumpen und Solarthermie. Die Schätzung basiert auf einer jährlichen Kostenreduktion von 17 Millionen Euro, einer jährlichen Wärmelieferung von 1,33 TWh und einer Temperaturreduktion von 22,5 °C.

Die Schätzung für Schweden stellt den Durchschnitt der CRG-Werte von 27 Systemen dar, die zwischen 1996 und 2010 analysiert wurden. Diese CRG-Schätzungen variieren zwischen 0,04 und 0,38 €/(MWh·°C). Die höchsten Schätzwerte wurden von Systemen mit hohen Anteilen an Niedertemperatur-Wärmequellen erhalten. Für Österreich basiert die aktuelle CRG-Schätzung auf verfügbaren Statistiken (Daten von 2019). Die zukünftige CRG wird anhand eines prognostizierten Erzeugungsmixes geschätzt. Da davon ausgegangen wird, dass Biomasse im Jahr 2050 der dominierende Brennstoff sein wird, ist das CRG im Vergleich zur dänischen Schätzung niedriger. Die zukünftige Schätzung für Dänemark basiert auf ähnlichen Annahmen, wie sie für den zukünftigen Aalborg-Fall verwendet wurden.

3.4.3 Modellierung des CRG für ausgewählte protypische Wärmenetze

Um das Temperaturniveau in bestehenden Fernwärmenetzen zu senken, müssen die Versorgungsunternehmen von einem wirtschaftlichen Standpunkt aus die für eine Senkung der Temperaturen erforderlichen Investitionskosten dem wirtschaftlichen Vorteil der Temperatursenkung gegenüberstellen. Allgemeingültige Zahlen für diese Vorteile können nicht angegeben werden, da sie sehr stark von der bestehenden Fernwärmenetzkonfiguration beeinflusst werden (Averfalk & Werner, 2020). Dies zeigen auch die Werte des CRG, die in Tabelle 30 angeführt sind, der in den unterschiedlichen Studien ermittelte Wert liegt zwischen 5 und 58 €Cent/(MWh Δ°C $_{\text{Netzdurchschnittstemperatur}}$).

Abbildung 79: Übersicht über die positiven Auswirkungen auf die reduzierten Systemtemperaturen und den Umfang der Bewertungen (Quelle: Geyer et al., 2021)

Um im Rahmen des gegenständlichen Projektes die techno-ökonomischen Gesamtauswirkungen einer Senkung von Rücklauf- als auch der Vorlauftemperaturen in unterschiedlichen Fernwärmesystemen mit verschiedenen Erzeugungsstrukturen bewerten zu können, wurde ein Berechnungsmodell erstellt. Dieses Tabellenkalkulationstools dient dazu, die wirtschaftlichen Auswirkungen eines sinkenden Temperaturniveaus von konkreten Netz- und Preiskonfigurationen abzuschätzen und Sensitivitäten hinsichtlich verschiedener Einflussgrößen darzustellen. Das Tool (Abbildung 80) berücksichtigt Kosten und Erträge, die durch Veränderungen bei den Verteilungsverlusten, dem Stromverbrauch für Netzpumpen, der Produktionseffizienz und Veränderungen bei den Anteilen der Wärmeversorgungstechnologien ausgelöst werden. Darüber hinaus werden die wirtschaftlichen Auswirkungen von Nebeneffekten wie einem verringerten Wärmebedarf, die typischerweise mit Optimierungen beim Kunden einhergehen, die Vorteile einer Erhöhung der Netztransportkapazitäten oder einer Erhöhung der Grubenspeicherkapazität (bzw. Wärmespeicherkapazitäten) bewertet.

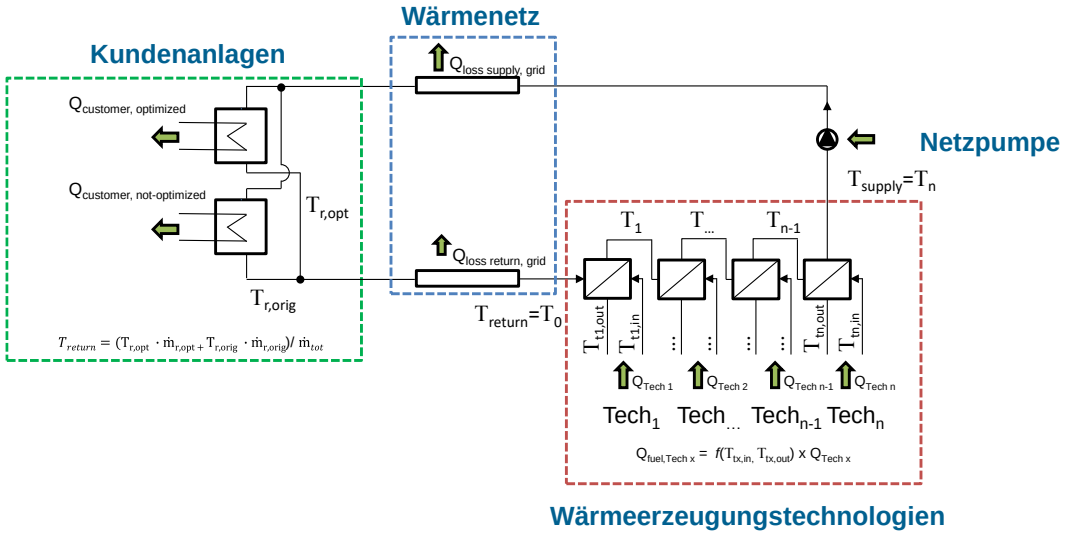


Abbildung 80: Systemgrenzen des erstellten Modells zur Bewertung der Auswirkungen reduzierter Netztemperaturen in ausgewählten prototypischen Wärmenetzen und Erzeugungskonstellationen

Reduzierte Investitionskosten, die sich eventuell durch kleiner dimensionierte, neu installierte Technologien ergeben, werden hier nicht berücksichtigt. Weiters wird unterstellt, dass eine Erhöhung der Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf in erster Linie zur Reduktion des Massenstroms durch geringere Flussgeschwindigkeiten genutzt wird und nicht für die Reduktion der Vorlauftemperatur (bei gleichem Massenstrom).

Das Tool ist modular aufgebaut und berechnet alle relevanten Ergebnisse für drei typische Betriebszustände (Winterbetrieb, Übergangszeit und Sommerbetrieb). Daraus ermittelt sich dann das Betriebsjahr. Mit der Definition und Eingabe einer zu betrachteten Fernwärmeversorgung ergibt sich das Referenzszenario, welches durch eine Änderung der Versorgungsstruktur durch Maßnahmen am Verbraucher ein neues Szenario mit reduzierten Temperaturniveaus ergibt. Die Berechnung der Versorgungsstruktur erfolgt kaskadisch, wobei die Einsatzreihenfolgen und verfügbaren Erzeugungskapazitäten für die drei Perioden (Winter, Übergang und Sommer) frei angegeben werden können.

Die **Eingabe** eines netzbasierten **Versorgungssystems** erfordert eine rudimentäre Kenntnis des Gesamtsystems. Neben relevanten Kennzahlen des Netzes (Wärmeverkauf, Temperaturniveaus, etc.) sind die Erzeugungskapazitäten der vorhandenen Versorgungstechnologien, deren Einsatzreihenfolge und die zugehörigen Energieträgerpreise zu definieren.

Aufgrund der getroffenen Maßnahmen kann nunmehr ein **spezifischer Nutzen** der Temperatur-Reduktion bezogen auf die jeweilige Technologie in [€/(MWh K)] oder das gesamte Netz in [€/(MWh K)] oder [€/K] angegeben werden. Ebenso werden auch die **absoluten und spezifischen Investitionsaufwände und Einsparungen** ([€/Jahr] und [€/MWh]) bei konstant bleibendem Bedarf bzw. reduziertem Bedarf (thermische Sanierung, etc.) für das gesamte Netz als auch für den einzelnen optimierten Abnehmer ermittelt.

Hinsichtlich der berücksichtigten Effizienzmaßnahmen und deren Auswirkungen werden eine Vielzahl an Ausprägungen mit einbezogen. Auf der Seite der möglichen **Versorgungstechnologien** stehen neben Gas, Öl und Biomasse befeuerter Kessel, die Solarthermie mit/ohne saisonalen Energiespeichern, Wärmepumpen, geothermische Speicher, KWK-GuD, -Dampf-Gegendruck, -Biomasse und Gasmotoren sowie die Nutzung von Abwärme und Rauchgaskondensationen (Erdgas und Biomasse) zur Verfügung. Neben der freien Definition von **Effizienzmaßnahmen** hinsichtlich eines energiegewichteten Anteils an Kunden ermitteln sich für die gewählten Maßnahmen auch mögliche freie Netzkapazitäten, der Netzverlust und der notwendige Pumpstrom.

Neben technischen Ergebnissen des Instrumentes, wie Temperaturreduktionen, Kapazitätserhöhungen, Stromkosten etc., sind die wesentlichen **Resultate** des Instruments die **kostendeckenden Investitionskosten für Verbesserungen**, unterhalb derer die Gesamtsystemkosten des verbesserten Systems unter denen des Status quo des Referenzsystems liegen.

Anhand von Averfalk & Werner (2020) aus Schweden, die versucht, die ökonomischen Vorteile von Wärmenetzen der vierten Generation zu bewerten, wurden **punktuell Vergleiche der Ergebnisse** vorgenommen. Generell zeigt sich eine gute Übereinstimmung hinsichtlich der Kostenreduktionen und der sich einstellenden Abhängigkeiten.

Exemplarisch seinen hier drei Beispiele der Validierung dargestellt. In der nachfolgenden Abbildung sind die Kostensenkungsgradienten für Abfall-KWK im Hinblick auf die Strompreissensitivität dargestellt (zwischen 21 und 80 €/MWh). Die Ergebnisse zeigen einen ähnlichen Verlauf bei den Kosteneinsparungen. So können je nach Strompreis zwischen 6 und 16 [€Cent/MWh K] an Kosten eingespart werden.

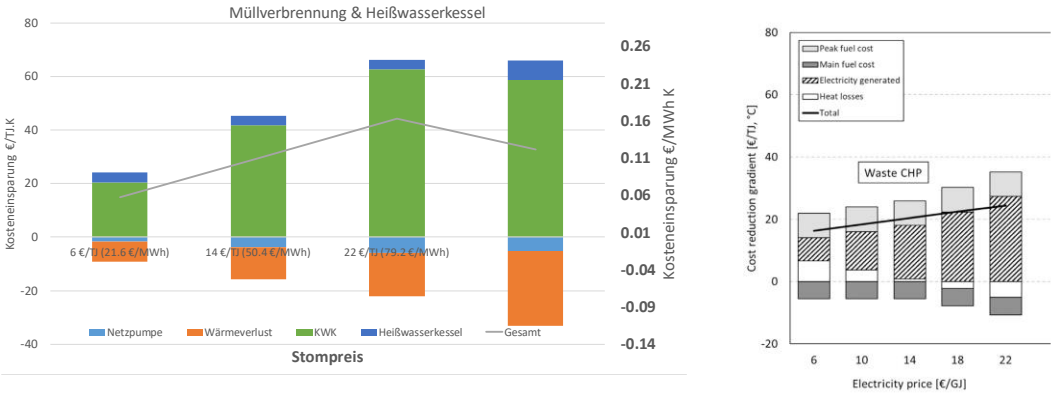


Abbildung 81: Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K] für eine Abfall-KWK bei unterschiedlichem Strompreis (Quelle: Eigene Berechnungen (links) und Averfalk & Werner (2020) (rechts))

Nachfolgend wird ein Vergleich für eine Erzeugungskonfiguration aus Geothermie und einem Spitzenlastkessel bei unterschiedlichen Quellentemperaturen (60 – 80 – 100 °C) und einer ähnlichen Konfiguration des Referenznetzes und dessen Verbesserung. Es zeigt sich, dass das erstellte Tool etwas geringere Einsparungen bei identen Tendenzen realisiert. Im Zuge dieser ersten Validierung wurden in neun unterschiedliche Aspekte (Biomasse/Abfall-KWK, Abwärme, Geothermie, Wärmepumpe etc.) ein Vergleich mit der Literatur angestellt und durchwegs ähnliche Ergebnisse erzielt.

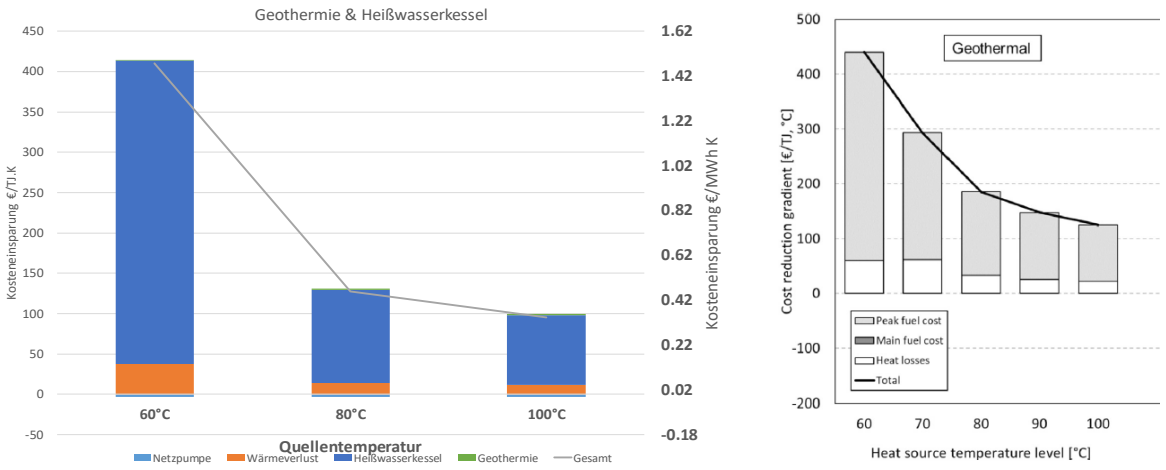


Abbildung 82: Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K] für eine Einbindung von Geothermie bei unterschiedlichem Quelltemperaturen (Quelle: Eigene Berechnungen (links) und Averfalk & Werner (2020) (rechts))

Weiters wurden Sensitivitäten hinsichtlich der Konfiguration eines Gesamtsystems mit Solarthermie und mit/ohne Saisonspeicher erstellt. Nachfolgend sind diese Varianten dargestellt, wobei sie hier je nach Variante mit zu 172 [€/TJ K] (1420 m²/GWh mit Saisonspeicher) ergeben. Für die nahezu selbe Konfiguration des Wärmenetzes ergibt aus der Literatur eine Einsparung in der Höhe von 178 [€/TJ K] und liegt somit in einer vergleichbaren Größenordnung mit unserem Tool.

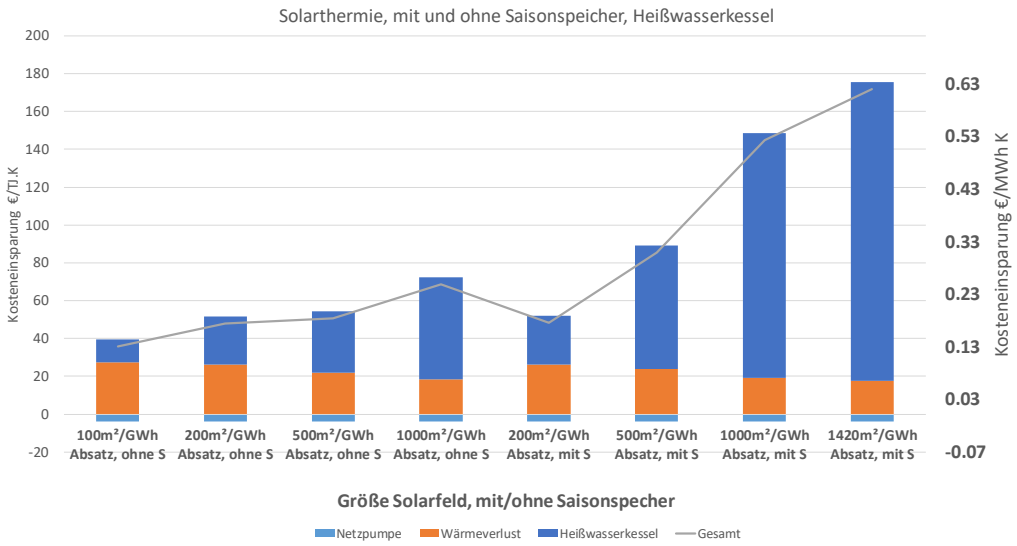


Abbildung 83: Sensitivitätsrechnung der Erzeugungskonfiguration aus Solarthermie und Spitzenlastkessel (Öl) hinsichtlich einer Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K]

In zweiten Schritt wurde das Tool von den ihm Projekt beteiligten FVU getestet, reviewed und die Auswirkungen auf eigene Netze bzw. Netzabschnitte untersucht. Änderungsvorschläge und Anmerkungen wurden gesammelt und flossen in eine Überarbeitung des Excel-Tools ein.

Bewertung der Kosteneinsparung für ausgewählte Fernwärmenetztypen

Wie bereits zuvor erläutert, lässt sich kein allgemeingültiger ökonomischer Wert einer Temperatursenkung in Wärmenetzen ableiten, da dieser stark von den vorherrschenden Rahmenbedingungen und Erzeugungstechnologien abhängig ist. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurden im Rahmen des Forschungsprojektes unterschiedliche Netztypen untersucht und für diese eine Bewertung mit dem entwickelten Excel-Tool vorgenommen.

Dazu wurden die folgenden, in Österreich typischen Netze untersucht und bewertet:

- Variante A: Ländliches Nahwärmenetz
- Variante B: Kleinstädtisches Fernwärmenetz
- Variante C: Urbanes Fernwärmenetz mit mehreren Einspeisern und KWK-Anlagen und hohen Vorlauftemperaturen

Als Grundlagen für netzspezifischen Eigenschaften diese Wärmenetzklassen werden die in Schmidt et al. (2018) dargestellten Charakteristika genommen. Ein Auszug der wesentlichen Kenngrößen ist in Tabelle 31 dargestellt, die vollständige Eigenschaftsliste sowie die typischen Bandbreiten sind bei Geyer (2018) abgebildet.

Tabelle 31: Kennzahlen der untersuchten Netzkonfigurationen

	Ländlich	**Kleinstädtisch**	**Urban**
Jährlicher Wärmeabsatz [GWh/a]	7	20	1000
davon Anteil Wärmeabsatz			
Winter (3 Monate)	45 %		
Sommer (3,9 Monate)	13 %		
Netzverluste [%]	17 %	15 %	10 %
VLT Winter [°C]	90	95	120
RLT Winter [°C]	50	50	60
VLT Sommer [°C]	78	75	90
RLT Sommer [°C]	54	57	70
VLT Jahresdurchschnitt [°C]	86,3	88,2	107,7
RLT Jahresdurchschnitt [°C]	51,4	51,8	63,4
Pumpstromaufwand / Wärme [%]	2,0 %	2,0 %	1,5 %
Nutzungspotenzial: Freie Netzkapazität	0 %	20 %	30 %

Für diese Netzkonfiguration werden im Weiteren die Auswirkungen von sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen bei Kundenanlagen, die in Summe 20 % der abgesetzten Wärme nachfragen, untersucht. Es wird unterstellt, dass diese Maßnahmen die Rücklauftemperatur saisonal abhängig um 15 K (Winter), 10 K (Übergangsperiode) und 5 K (Sommer) bei den optimierten Kundenanlagen reduzieren. Gleichzeitig ergibt sich durch die durchgeführte Optimierungsmaßnahme eine Einsparung der

jährlichen Wärmeabnahme um 0 %, 5 % oder 10 %, ebenfalls bezogen die optimierten Kunden. Es wird unterstellt, dass die Reduktion der Anschlussleistung und die damit verbundenen reduzierten verbrauchsunabhängigen Kosten für den Kunden vernachlässigbar sind. Der Wert einer solchen Optimierungsmaßnahme wird im Folgenden für unterschiedliche Wärmeerzeugungskonfigurationen untersucht. Zur Umlegung der Investitionskosten in jährliche Annuitäten wird eine Annuitätenfaktor von 12,0 % angesetzt (10 Jahre kalkulatorische Abschreibung bei einem Zinssatz von 4 %). Alle Preise verstehen sich exklusive USt.

3.4.4 Bewertung der Kosteneinsparung für ein ländliches Nahwärmenetz

Im Detail sind für dieses Netz die in Tabelle 32 dargestellten saisonalen Durchschnittstemperaturen vor und nach Umsetzung unterstellt. Durch die sekundärseitigen Maßnahmen sinken die Rücklauftemperaturen im betrachteten Netz im Jahresdurchschnitt um etwa 2,4 °C. Das führt in weiterer Folge zu einer Reduktion der Wärmenetzverluste von 1,6 %. Dies entspricht einer eingesparten Wärmemenge von 0,27 %, bezogen auf den ursprünglichen Kundenabsatz. Des Weiteren reduziert sich die umgewälzte Wassermenge aufgrund der höheren Spreizung im Netz. Im Fall, dass die Maßnahmen zu keiner Reduktion der Wärmenachfrage führen, steigt die durchschnittliche Temperaturspreizung um 6,6 % an, der Massenfluss sinkt indirekt proportional. Damit geht im erstellten vereinfachten Modell ein reduzierter Strombedarf von 8 % einher.

Tabelle 32: Ländliches Nahwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen

	Winter	Übergangszeit	Sommer
VL vorher [°C]	90,0	85,0	78,0
RL vorher [°C]	50,0	52	54
RL nach Optimierung [°C]	47	50	53

Als Fernwärmearbeitspreis werden 75 €/MWh angesetzt, die Strompreis für Betriebsstrombedarf: 130 €/MWh, Biomassepreise: 30 – 35 – 40 – 45 €/MWh, Erdgaspreise: 40 – 45 – 50 – 55 €/MWh bezogen auf den Heizwert.

Für diese Wärmenetze werden die folgenden Erzeugungskonfigurationen untersucht:

(a) Wärmeerzeugung mittels Biomassekessel (sowohl Grundlast als auch Spitzenlastkessel) ohne Rauchgaskondensation
(b) Wärmeerzeugung mittels Biomassekessel und Spitzen- sowie Sommerlastdeckung durch einen Erdgaskessel, jeweils ohne Rauchgaskondensation. Dabei wird unterstellt, dass die Sommerlast vollständig durch den Gaskessel gedeckt wird, sowie jeweils 5 % der Wärmenachfrage in der Übergangsperiode und im Winter.
(c) Wärmeerzeugung mittels Biomassekessel (sowohl Grundlast als auch Spitzenlastkessel) mit Rauchgaskondensation
(d) Wärmeerzeugung mittels Biomassekessel (sowohl Grundlast als auch Spitzenlastkessel) mit einer Solaranlage

Erzeugungsvariante (a): Biomassekessel ohne Rauchgaskondensation

Der Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Wärmeversorgungsunternehmens ist in Abbildung 84 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass die Optimierungsmaßnahmen für diesen nicht in allen Fällen einen positiven Wert darstellen. Für den Fall, dass die Brennstoffpreise bei 30 €/MWh liegen, ergibt sich ab etwa einer Verbrauchsreduktion (pro optimierten Kunden) von knapp 5 % der Jahresabsatzmenge ein für das Versorgungsunternehmen negativer Wert. Liegen die Verbrauchsreduktion bei 10 % ergibt sich auch bei Brennstoffpreisen von 45 €/MWh kein positiver Wert.

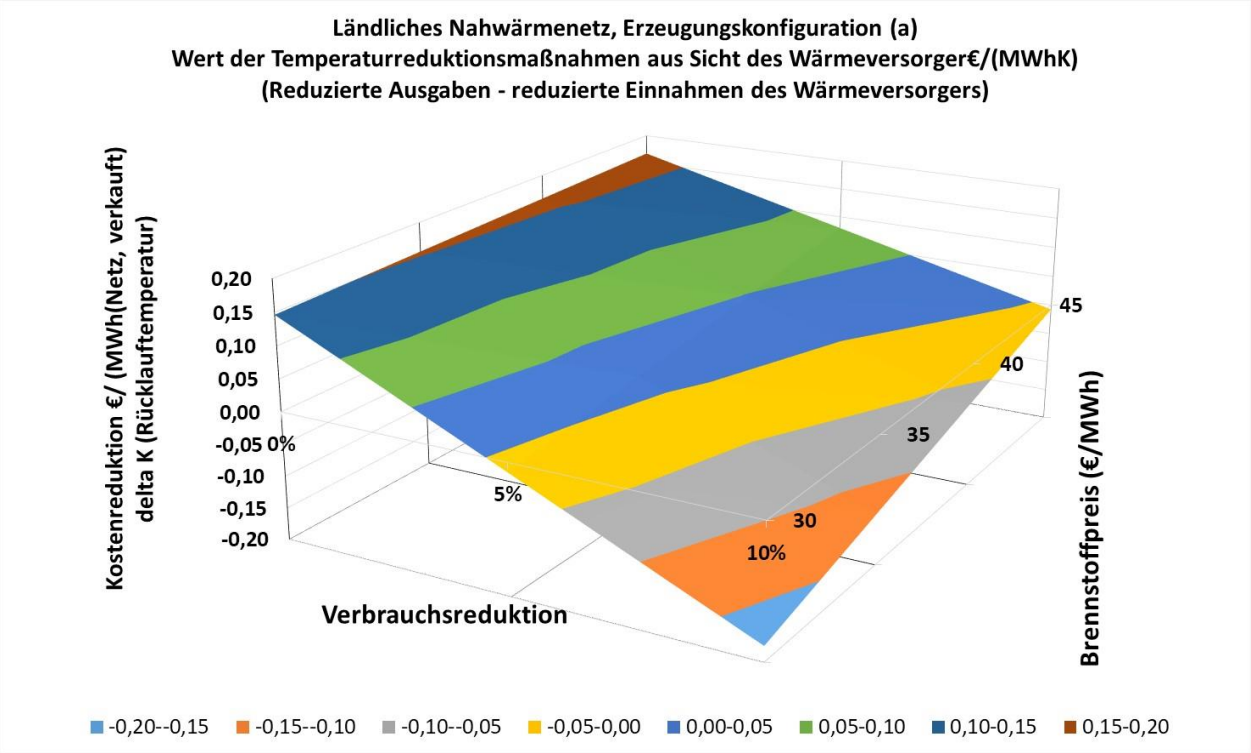


Abbildung 84: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens

Die Dekomposition der verschiedenen Effekte, die zu dem oben dargestellten Wert führen, ist in der Abbildung 85 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass sich unter dieser Konstellation der Mehrwert für das FVU in erster Linie durch die reduzierten Stromkosten für den Betrieb der Netzpumpen ergibt.

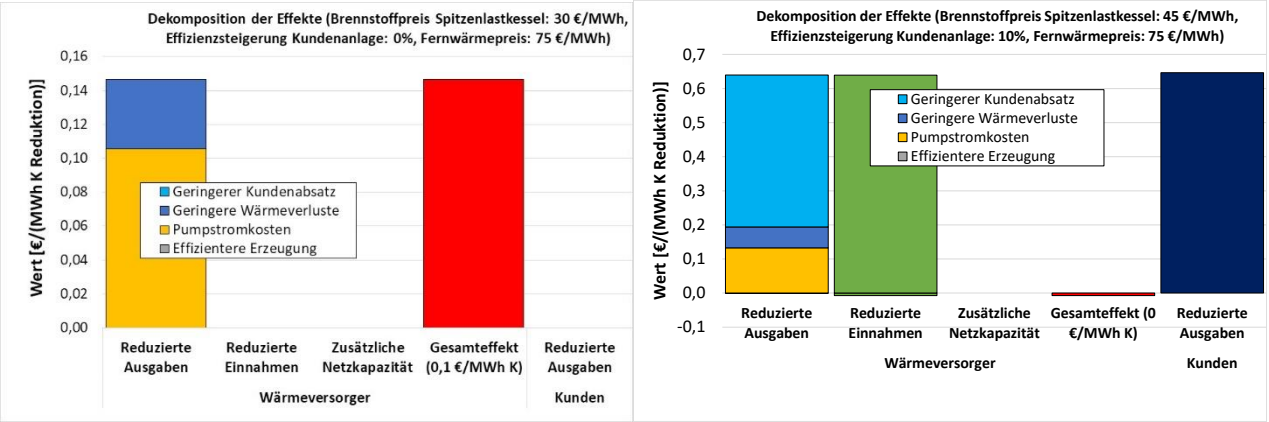


Abbildung 85: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Daraus lassen sich in weiterer Folge die Break-even-Investitionskosten für die Optimierungsmaßnahmen ableiten. Diese bestimmten die Höhe der einmaligen Investitionen je verkaufter Wärme (in MWh) an Kunden, bei welchen Optimierungsmaßnahmen durchgeführt werden, unter denen sowohl der Kunde als auch das FVU nach getätigter Investition finanziell weder besser noch schlechter dastehen als zuvor. Weiters werden die Gesamtinvestitionskosten auf die Kunden und das FVU aufgeteilt (Fair-Share). Damit wird berücksichtigt, dass Kunden und FVU bei unterschiedlichen Konstellationen in unterschiedlichem Ausmaß von den Maßnahmen profitieren. Die Ergebnisse für das hier dargestellte Beispiel zeigen (Abbildung 86), dass die einmaligen Break-even-Investitionskosten je nach Biomassepreis und Wärmebedarfsreduktion im Bereich von 15 bis 60 € pro MWh jährlich verkaufter Wärmemenge in MWh liegt. Dabei würden die Wärmekunden von der Maßnahme finanziell profitieren, wenn diese nicht mehr als einmalig 6 € pro MWh jährliche bezogener Wärme und Prozentpunkt an Wärmeeinsparung investieren würden. Für das FVU ergeben sich einmalige Fair-Share Break-even-Investitionskosten von etwa +/- 15 € pro MWh pro jährlich verkaufter Wärme. Der negative Wert ergibt sich dadurch, dass das Unternehmen durch den geringeren Kundenabsatz finanzielle Einbußen hinnehmen muss. Das bedeutet, dass es unter diesen Annahmen keinen direkten monetären Anreiz haben wird, die Kunden bei der Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen zu unterstützen.

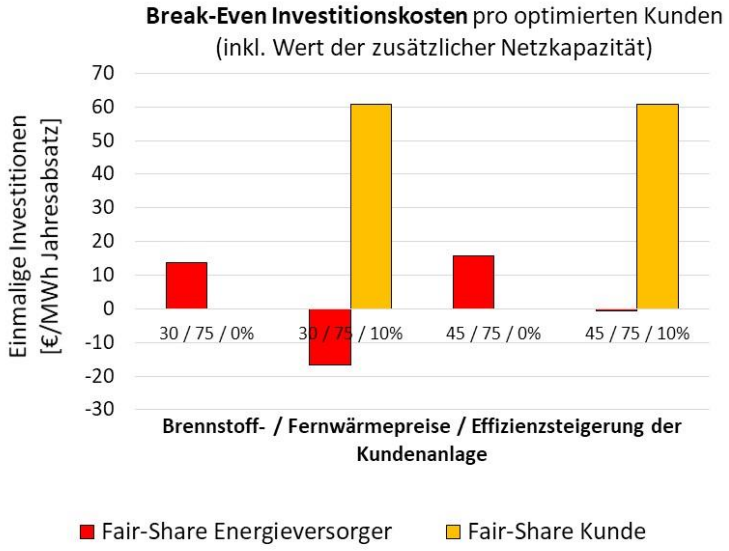


Abbildung 86: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

Um die Größenordnung der Break-even-Investitionskosten in einen Kontext zu setzen, wird das in Kapitel 2.3.6 (Seite 50) herangezogen. Dieses hat einen jährlichen Wärmebedarf in der Größenordnung von etwa 250 MWh. Wird nun der erste Fall in Abbildung 86 (niedrige Brennstoffpreise, keine Verbrauchsreduktion) herangezogen, bedeutet dies, dass das FVU etwa 3500 € einmalig investieren dürfte. Für den Fall hoher Biomassepreise und einer jährlichen Verbrauchsreduktion von 10 % könnte der Wärmekunde unter den unterstellten Parametern etwa 15.200 € investieren, dem FVU würde bei der Umsetzung der Maßnahmen geringfügig schlecht gestellt werden, weshalb sich für dieses Break-even-Investitionskosten von etwa 175 € ergeben würden.

Erzeugungsvariante (b): Biomassekessel und Gas-Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation

Im Gegensatz zur vorherigen Variante (a) wird in dieser Konfiguration die Sommerlast sowie die Spitzenlast im Winter und in der Übergangszeit durch einen mit Erdgas befeuerten Kessel erzeugt. So wie auch im zuvor dargestellten Fall wird auch bei dieser Technologie unterstellt, dass der Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung nicht von der Rücklauftemperatur abhängig ist, da die Mindesteintrittstemperatur des Wärmeträgermediums in den Kessel durch eine Rücklauftemperaturanhebung auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird. Die Unterschiede gegenüber (a) ergeben sich durch die höheren Brennstoffpreise von Erdgas gegenüber Biomasse, welche jedoch durch einen höheren Wirkungsgrad (+2 % im Winter und +6 % in der Übergangssaison und im Sommer) des Erdgasheißwasserkessels kompensiert werden. Als Biomassepreis werden 35 €/MWh unterstellt. Die Ergebnisse zeigen, dass gegenüber der Erzeugungskonfiguration (a) sich die Effekte durch den möglicherweise reduzierten Wärmeabsatz für das FVU ein wenig geringer auswirken (Abbildung 84). Dies ist in erster Linie dem Umstand geschuldet, dass durch die höheren Brennstoffkosten der Deckungsbeitrag einer verkauften

Wärmeeinheit geringer ist. Insgesamt ist der Unterschied gegenüber der Konfiguration (a) nicht stark ausgeprägt.

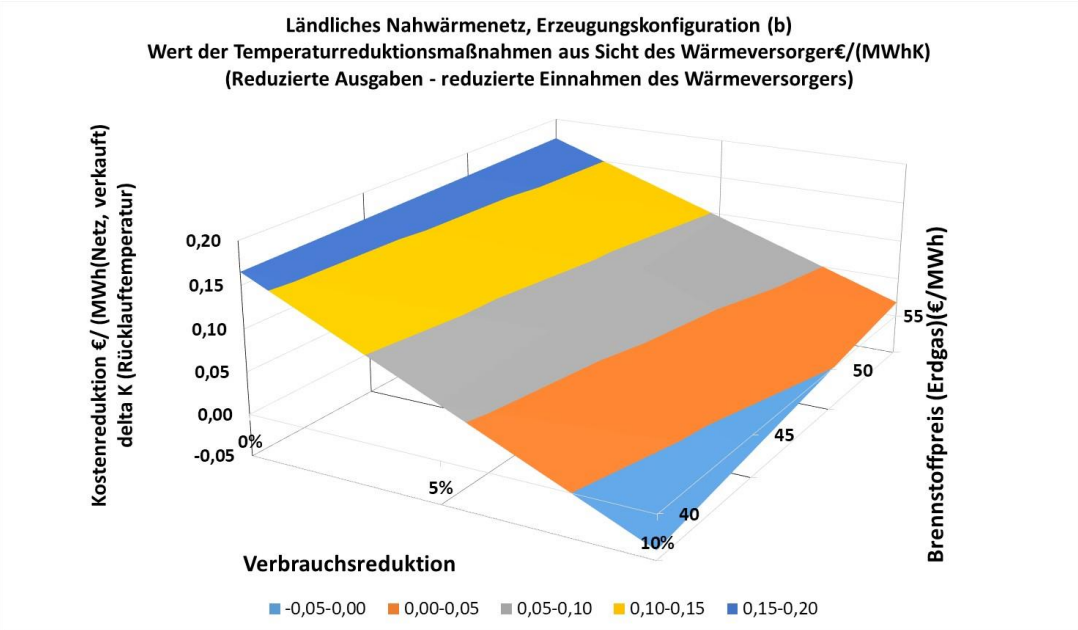


Abbildung 87: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens

Für die Kunden ändern sich die Break-even-Investitionskosten (BEI) gegenüber (a) nicht, da diese nur vom bezahlten Fernwärmepreis sowie der eingesparten Energiemenge abhängig ist. Für das FVU liegen die einmaligen BEI im Bereich von etwa -4 bis 16 € pro jährlich verkaufter Wärmemenge. Das bedeutet das Referenzobjekt Hochhaus mit einer jährlichen Wärmenachfrage von etwa 250 MWh, dass das FVU bis zu 4000 € investieren könnte.

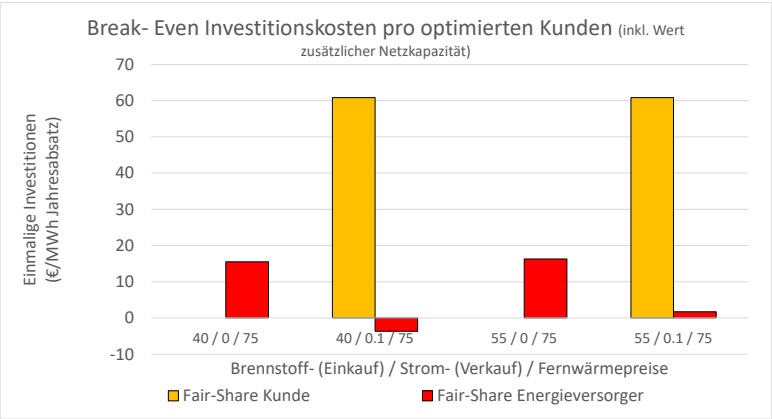


Abbildung 88: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

Erzeugungsvariante (c): Biomassekessel mit Rauchgaskondensation

Gegenüber der Variante (a) ist hier der Heißwasserkessel mit einer Rauchgaskondensationsanlage (RGK) ausgestattet. In diesem Fall kann durch eine Reduktion der Rücklauftemperatur mehr Wärme aus dem Rauchgas gewonnen werden. Damit steigt die Effizienz der Wärmeerzeugung. Während im bei dieser Erzeugungskonstellation ohne sekundärseitige Optimierungsmaßnahme 8,8 % der jährlichen Wärmeerzeugung aus durch die Rauchgaskondensation bereitgestellt werden kann, führen die reduzierten Rücklauftemperaturen zu einem Anstieg der aus dem Rauchgas entnommenen Wärme von etwa 2,5 %, bzw. einem jährlichen Anteil der Wärme aus der RGK von 9,1 % und einer Brennstoff-einsparung von 0,5 %.

Gegenüber der Erzeugungsvariante (a) ohne Rauchgaskondensation steigt der Wert der Temperaturreduktion an. Während im Fall von (a) der ermittelte Wert für das FVU im Bereich von -17,6 bis +16,7 €Cent/MWh liegt, steigt dieser nun um 1,5-6 €Cent auf -16,4 bis 22,6 €Cent.

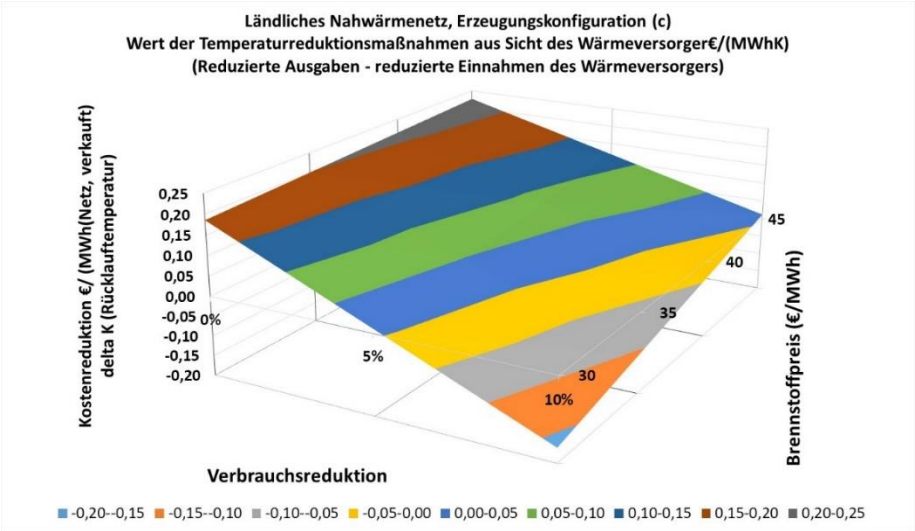


Abbildung 89: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens

Die Dekomposition der verschiedenen Effekte (Abbildung 90) zeigt, dass im Gegensatz zu (a) auch die effizientere Erzeugung einen Beitrag zur Kostenreduktion für das FVU führt. Dennoch hat auch hier die Reduktion des Strombedarfs für die Netzpumpen den größten Anteil am wirtschaftlichen Vorteil für das FVU. Mit dem höheren Wert der Temperaturreduktion steigen auch die Break-even-Investitionskosten des FVU. Diese liegen in den dargestellten Fällen, bei denen die Maßnahmen zu keiner Einsparung des Wärmeabsatzes führen, im Bereich von 17,5 bis 21,3 € pro jährliche verkaufter MWh. Wiederum umgerechnet auf einen Kunden mit einem Jahresabsatz von 250 MWh bedeutet dies eine einmalige Investitionssumme von etwa 4.440 bis 5.300 € für Optimierungsmaßnahmen.

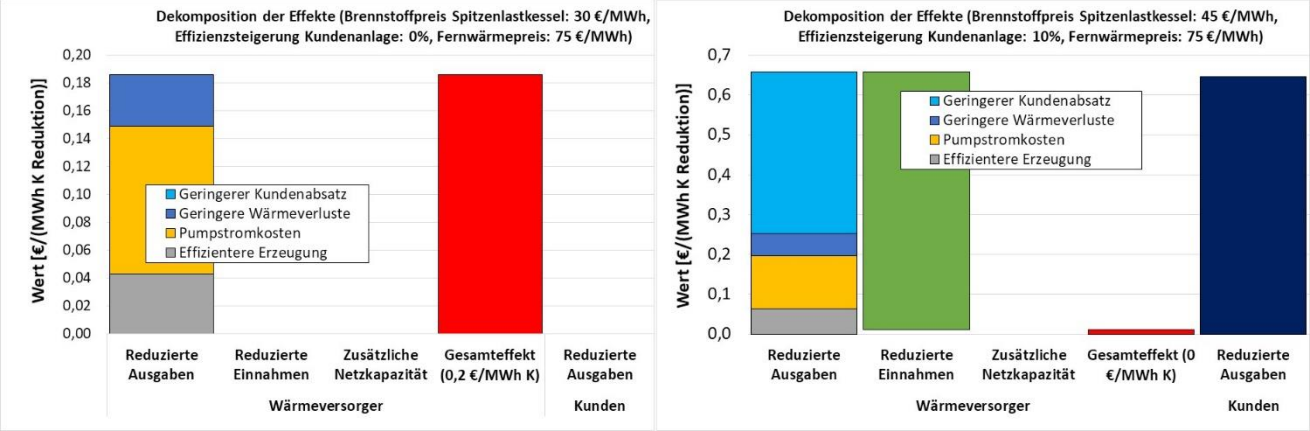


Abbildung 90: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Erzeugungsvariante (d): Biomassekessel mit solarthermischer Anlage

Bei dieser Konfiguration wird ein mit Biomasse befeuerter Heißwasserkessel durch eine thermische Solaranlage unterstützt. Während in dieser Variante wie bei (b) die Biomassepreise bei 35 €/MWh festgehalten werden, wird die Größe der solarthermischen Anlage variiert. Dazu werden 4 Größen dargestellt: 150 m²/300 m³/450 m²/600 m² je 1000 GWh Wärmeverkauf. Dies ergibt für das hier betrachtete Netz mit 7 GWh jährlichem Wärmeabsatz installierte Kollektorflächen von 1050 bis 4200 m². Für die Berechnung des solarthermischen Ertrages wird unterstellt, dass ein zentraler Pufferspeicher vorhanden ist, die Klimadaten (Temperatur, solare Strahlung) von Graz vorherrschen und die Solaranlage in Matchflow betrieben wird und eine kaskadische Einspeisung der Wärme erfolgt. Damit liegt der solare Deckungsgrad im Ausgangszustand im Bereich von 7 % (150 m²/1000 GWh) und 27,3 % (600 m²/1000 GWh).

Durch die Reduktion der Rücklauftemperaturen kann die solarthermische Wärme bei einem geringeren Temperaturniveau eingespeist und deshalb einen höheren Ausnutzungsgrad erreichen. Diese Effekte sind in Tabelle 33 für die kleinste und größte untersuchte Anlage dargestellt.

Tabelle 33: Ländliches Nahwärmenetz: Auswirkungen der sekundärseitigen Optimierung auf solarthermische Einspeisung

	Referenzfall vor Optimierung			nach sekundärseitiger Optimierung		
	Netztemperatur in °C (% saisonaler Wärme aus solarthermischer Anlage)					
	RLT Netz	nach solarer Einspeisung		RLT Netz	nach solarer Einspeisung	
		150m²/TWh	600m²/TWh		150m²/TWh	600m²/TWh
Winter	50,0	50,9 °C (2,2 %)	53,5 °C (8,7 %)	47,0	48,0 °C (2,2 %)	51,0 °C (9,2 %)
Übergangszeit	52,0	54,3 °C (7,1 %)	61,4 °C (28,3 %)	50,0	52,6 °C (7,3 %)	60,3 °C (29,6 %)
Sommer	54,0	58,9 °C (20,5 %)	73,2 °C (79,9 %)	53,0	58,2 °C (20,7 %)	73,1 °C (82,1 %)

Der sich durch die Temperaturreduktion ergebende monetäre Wert ist in Abbildung XXX dargestellt. Im Falle der größten betrachteten solarthermischen Auslegung ergeben sich für das FVU ein wirtschaftlicher Vorteil von bis 27 €Cent pro MWh Rücklauftemperaturabsenkung. Im hier betrachteten Beispiel senken die Kunden, bei denen eine sekundärseitige Optimierung vornehmen, ihre bedarfsgewichtete Rücklauftemperatur im Jahresdurchschnitt um 11,6 K ab. Das bedeutet, dass das FVU in diesem Fall (keine Wärmebedarfsreduktion beim Kunden, 600 m²/GWh) den Kunden die Optimierungen umsetzen, den Energiepreis um 3,1 €/MWh senken könnte.

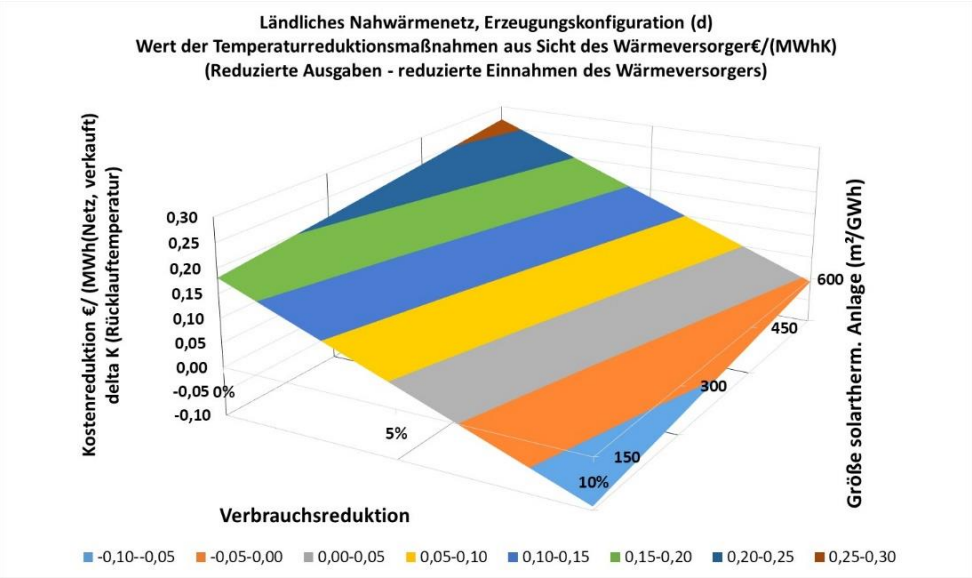


Abbildung 91: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens

Die Dekomposition (Abbildung 92) der Effekte zeigt, dass bei einer kleinen solarthermischen Anlagenauslegung nach wie vor die Pumpstromkosten den größten Effekt verursachen. Dies ändert sich

im Fall der größten Auslegung. Hier übersteigt der Effekt der effizienteren Erzeugung den Effekt des geringeren Pumpstrombedarfes.

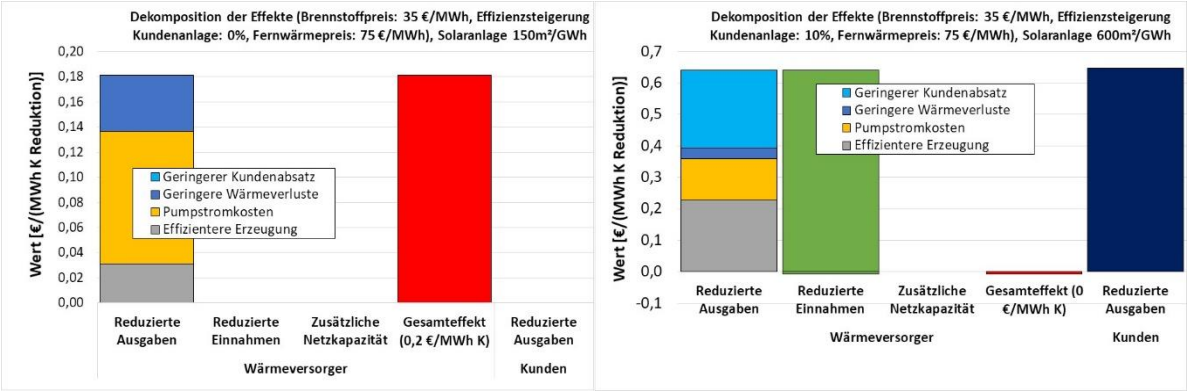


Abbildung 92: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Auch dieser Erzeugungskonfiguration wäre es im Falle, dass die Optimierungsmaßnahmen zu einer Reduktion der nachgefragten Wärme um 10 % führen, wirtschaftlich betrachtet besser, solche nicht durchzuführen. Wird aber der Fall betrachtet, bei welchem es nicht zu einer solchen Reduktion kommt und eine große solarthermische Anlage im Netz vorhanden ist, so könnte das FVU einmalig 25 € pro verkaufter jährlicher MWh bei optimierungswürdigen Kunden investieren (Abbildung 93). Im Falle des Abnehmers mit 250 MWh würde sich damit ein rechnerischer Betrag von etwa 6.300 Euro ergeben.

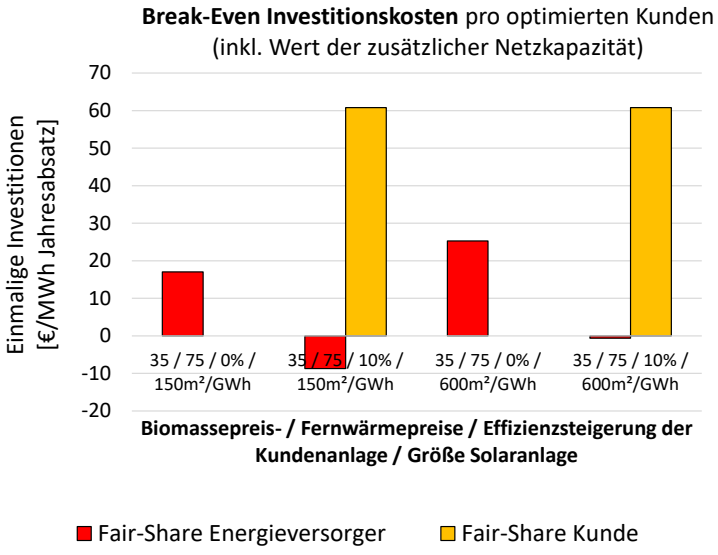


Abbildung 93: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

3.4.5 Bewertung der Kosteneinsparung für ein kleinstädtisches Fernwärmenetz

Das prototypische kleinstädtische Netz zeichnet sich gegenüber dem ländlichen Nahwärmenetz vor allem durch eine höhere Wärmenachfrage bezogen auf die Trassenlänge und damit einhergehend geringeren Wärmeverlusten im Netz sowie einer komplexeren, (teil-)vermaschten Netzstruktur auf. Weiters wird angenommen, dass im Wärmenetz teilweise Engpässe vorherrschen. Durch eine erhöhte Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf können diese Engpässe entschärft werden; es wird unterstellt, dass 20 % dieser zusätzlichen Transportkapazität für Neuanschlüsse genutzt werden kann, welche ansonsten nicht ohne Investitionen in das Wärmenetz, angeschlossen werden könnten.

Als Fernwärmearbeitspreis werden für das kleinstädtische Wärmenetz 70 €/MWh angesetzt, als Strompreis für den Betriebsstrombedarf: 100 €/MWh und die für die Erdgaspreise werden 35 – 40 – 45 – 50 €/MWh bezogen auf den Heizwert verwendet.

Im Detail sind für dieses Netz die in Tabelle 34 dargestellten saisonalen Durchschnittstemperaturen vor und nach Umsetzung unterstellt. Auch hier verursachen die unterstellten sekundärseitigen Maßnahmen eine Reduktion der Rücklauftemperaturen im betrachteten Netz im Jahresdurchschnitt um etwa 2,3 °C. Auch hier ergibt sich eine Reduktion der Wärmenetzverluste von 1,6 % (sofern nur die RLT reduziert wird), durch die grundsätzlich niedrigeren Netzverlust entspricht dies einer eingesparten Wärmemenge von 0,24 %, bezogen auf den ursprünglichen Kundenabsatz. Des Weiteren reduzieren sich die umgewälzten Wassermengen aufgrund der höheren Spreizung im Netz von 6,3 % und der Strombedarf für Netzpumpen sinkt um 7,8 %.

Tabelle 34: Kleinstädtisches Fernwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen

	Winter	Übergangszeit	Sommer
VL vorher [°C]	95,0	85,0	75,0
RL vorher [°C]	50,0	52,0	57,0
RL nach Optimierung [°C]	47,0	50,0	56,0

Für dieses Wärmenetz werden die folgenden Erzeugungskonfigurationen untersucht:

(a) Wärmeerzeugung mittels Erdgas befeuertem Heißwasserkessel ohne Rauchgaskondensation
(b) Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe und Erdgas-Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation, Wärmequelle (z. B. Abwärme) für Wärmepumpe ist begrenzt vorhanden und wird bereits vollständig im Referenzfall ausgeschöpft
(c) Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe und Erdgas-Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation, Wärmequelle für Wärmepumpe ist nicht beschränkt. Die Beschränkung wird durch die maximale Netztemperatur nach Einspeisung der Wärme aus der Wärmepumpe begrenzt
(d) Wärmeerzeugung aus Geothermieanlage und Erdgas-Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation

Erzeugungsvariante (a): Erdgaskessel ohne Rauchgaskondensation

In dieser Variante wird die Wärme ausschließlich durch Heißwasserkessel, die mit Erdgas befeuert sind, bereitgestellt. Wie bereits zuvor dargestellt, werden bei dieser Technologie keine Effizienzgewinne durch niedrigere Rücklauftemperaturen unterstellt. Die Effekte ergeben sich damit ausschließlich durch geringere Netzverluste, einen reduzierten Strombedarf für Netzpumpen, dem zusätzlichen Wert durch erhöhte Netzkapazitäten, welche in diesem Beispiel zu 20 % für Neuanschlüsse genutzt werden können und einer möglichen Wärmebedarfsreduktion bei Kunden, bei welchen Optimierungsmaßnahmen durchgeführt werden.

Den Wert, den diese Maßnahmen für das FVU darstellt, zeigt Abbildung 94. Dabei werden in der linken Grafik nur die direkten Effekte ohne Berücksichtigung des Wertes der reduzierten Netzengpässe dargestellt. Hier sieht man, wie bereits zuvor, dass sich vor allem der möglicherweise reduzierte Wärmeabsatz der Kunden negativ auf dessen Zahlungsströme auswirkt. Dieser Effekt ist umso stärker ausgeprägt, je höher die Differenz zwischen den Grenzkosten der Wärmeerzeugung, vor allem geprägt durch die Brennstoffpreise und den Fernwärmearbeitspreisen für Kunden ist. Damit nimmt der Nachteil des geringeren Wärmeverkaufs für das FVU mit steigenden Energiepreisen ab. Die rechte Grafik zeigt den Wert der Temperaturreduktion unter Berücksichtigung der zusätzlichen Netzkapazität (bei konstanten Massenstrom). Dazu wurde die berücksichtigt, dass einerseits die Netzverluste geringfügig sinken, andererseits der Massenstrom durch die höhere Spreizung im Winter um 6,7 % reduziert werden kann. Unter der Annahme, dass 20 % dieses Potenzials Engpässe im bestehenden Netz reduzieren und daher zusätzliche Kunden angeschlossen werden können, ergibt sich in der Wintersaison ein zusätzlicher möglicher Fernwärmeabsatz von 1,74 % bzw. 166 MWh. Auf das ganze Jahr bezogen entspricht dies einem zusätzlichen potenziellen Wärmeabsatz von etwa 380 MWh. Je nach unterstelltem Brennstoffpreis (35 bis 50 €/MWh) ergibt sich ein Deckungsbeitrag einer zusätzlichen Wärmeerzeugung von etwa 9 bis 27 €/MWh, abzüglich 20 % der zuvor ermittelten Einsparungen in den Stromkosten für den Betrieb der Netzpumpen. Wird der so vereinfacht ermittelte Wert der zusätzlichen Netzkapazität hinzugefügt, ergeben sich in allen betrachteten Fällen ein positiver monetärer Wert einer (Rücklauf-)Temperaturreduktion für das FVU.

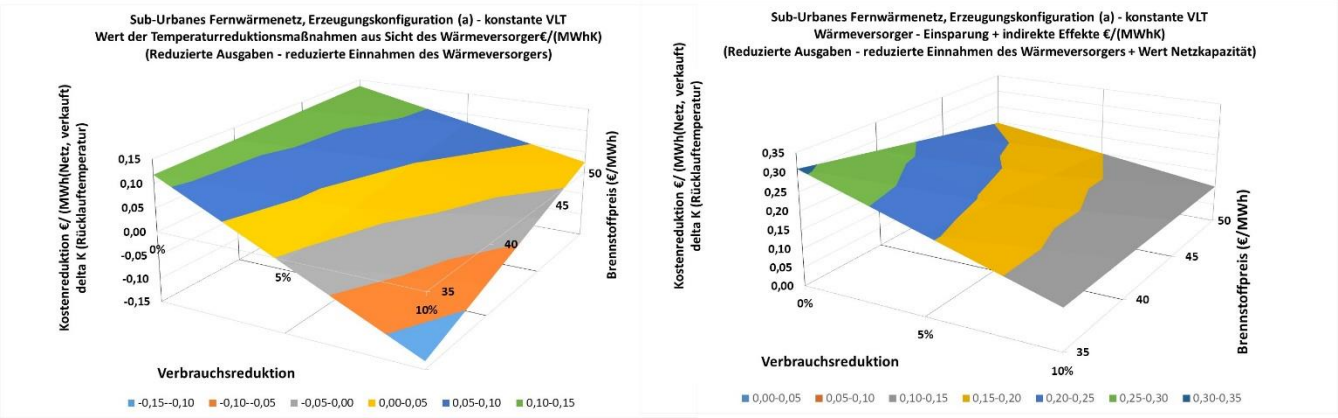


Abbildung 94: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens

Die Dekomposition der Effekte zeigt die nachfolgende Abbildung für den Fall niedriger Brennstoffpreise ohne Wärmebedarfsreduktion (links) sowie hoher Brennstoffpreise und hoher Wärmebedarfsreduktion (rechte Grafik). Im ersten Fall ergibt sich der größte Effekt durch die zusätzliche Netzkapazität, die durch die höhere Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf gewonnen werden kann. Im zweiten Fall ist der Wert des Kapazitätsgewinnes aufgrund der geringen Differenz zwischen Brennstoffkosten und Fernwärmearbeitspreis (vereinfachte Berechnung des Deckungsbeitrags) niedriger. Dennoch kann dadurch der Einnahmenverlust (Einnahmen minus Ausgaben) durch den geringeren Kundenabsatz in Folge der gesetzten Maßnahmen nahezu vollständig kompensiert werden.

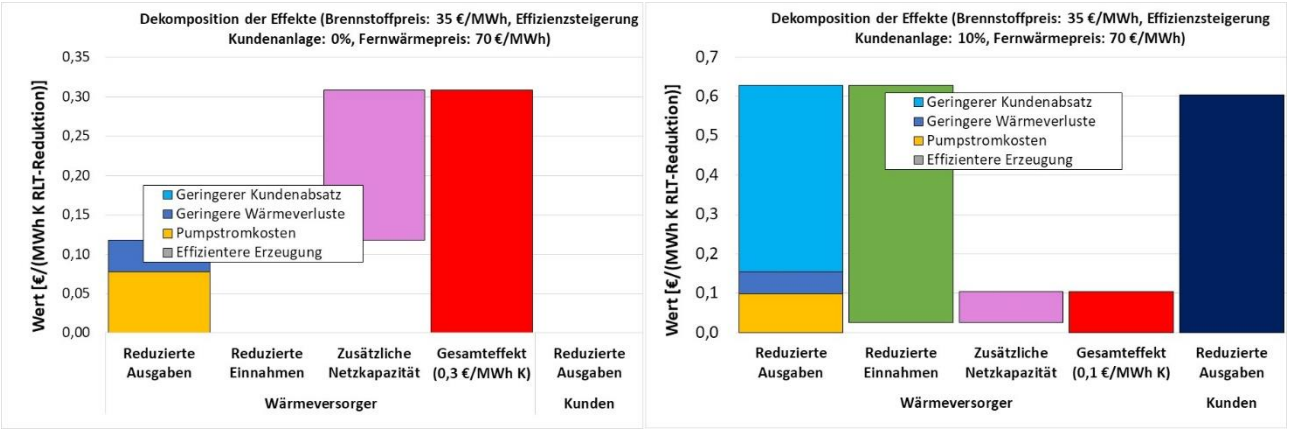


Abbildung 95: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Im Gegensatz zu den Ergebnissen für das ländliche Nahwärmenetz, bei welchem keine Netzengpässe unterstellt werden, ergeben sich für das FVU unter monetärer Berücksichtigung dieser Engpässe die höheren Vorteile einer Rücklauftemperaturreduktion im Netz bei niedrigeren Brennstoffkosten durch den höheren Deckungsbeitrag der zusätzlich verkauften Wärme. Damit liegen die Break-even-Investitionskosten in diesen hier gerechneten Fällen bei bis zu 28 €/MWh (jährlichem Wärmeabsatz von Kunden, die Optimierungsmaßnahmen durchführen). Kommt es zu einer Verbrauchsreduktion bei

optimierten Kundenanlagen von 10 %, so ergeben sich unabhängig von den unterstellten Brennstoffpreisen Break-even-Investitionskosten von etwa 10 €/(MWh/a). Im hier dargestellten Beispiel ergibt sich bei einer 10 %en Wärmebedarfseinsparung für den Kunden ein Investitionswert von 57 €/(MWh/a). Gegenüber dem zuvor dargestellten ländlichen Nahwärmenetz ist dieser Wert geringer, da der Kunden einen niedrigeren Fernwärmearbeitspreis bezahlt. Im Kontext des oben betrachteten Hochhauses mit einem jährlichen Wärmebedarf von etwa 250 MWh/h entspricht dies einer einmaligen Break-even-Investitionssumme zwischen 4.600 € (nur FVU, keine Wärmeeinsparung und hohe Energiepreise) und 16.700 € (FVU und Kunde, hohe Wärmeeinsparung). Im letzteren Fall wäre der „faire" Investitionskostenanteil des Kunden bei 14.200 €, der Wärmeversorger sollte bis etwa 2.500 € investieren.

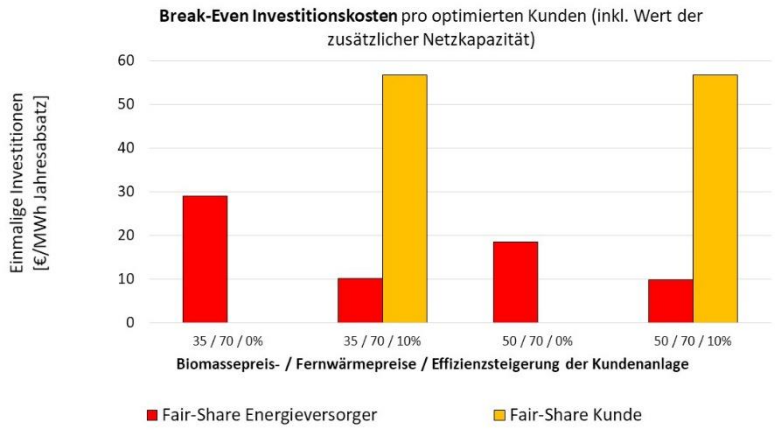


Abbildung 96: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

Erzeugungsvariante (b): Kompressionswärmepumpe mit begrenzter Wärmequelle und Erdgaskessel ohne Rauchgaskondensation

Bei dieser Erzeugungsvariante wird unterstellt, dass dem FVU eine Wärmequelle mit 300 MWh (10 % des Winterwärmebedarfs) bei einer konstanten Temperatur von 5 °C zur Verfügung steht. Diese Wärme wird mit einer Kompressionswärmepumpe angehoben und ins Wärmenetz eingespeist. Die restliche Wärme wird durch einen kaskadisch geschalteten Spitzenlastkessel bereitgestellt. Dieser Kessel wird mit Erdgas zu einem Preis von 40 €/MWh (Heizwert) befeuert. Weiters wird unterstellt, dass der Spitzenlastkessel im Sommer zumindest 25 % der Wärme bereitstellen muss (z. B. durch Revision und Wartung der Wärmepumpe in diesem Zeitraum). Im Ausgangszustand kann unter den getätigten Annahmen bei dieser Konstellation 23,2 % der erzeugten Wärme durch die Wärmepumpe (Wärmequelle und Stromeinsatz) bereitgestellt werden, wobei die zur Verfügung stehende (Ab-)Wärme von der Wärmepumpe genutzt wird. Wird die Rücklauftemperatur im Netz abgesenkt und sinkt der Wärmebedarf der Kunden dadurch nicht, so reduziert sich der Beitrag der Wärmepumpe auf 23,0 % (Tabelle 35). Der Rückgang, der sich hier ergibt, ist auf die höhere Effizienz der Wärmepumpe zurückzuführen. Durch die niedrigeren RL-Temperaturen sinkt der Einsatz des Strombedarfes und der gesamte Wärmeoutput der Wärmepumpe geht daher zurück. Kann durch die sekundärseitigen Optimierungen der Wärmebedarf der Kunden um 10 % reduziert werden,

so steigt der Anteil der Wärme, die durch die WP bereitgestellt wird, leicht an. Der gesamte Wärmepumpenoutput (in GWh) sinkt gegenüber dem Referenzfall dennoch leicht.

Tabelle 35: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (b): Wärmeeinspeisung durch die Wärmepumpe

	Referenzfall	**Optimierung, keine Bedarfsreduktion bei optimierten Kunden**	**Optimierung, 10 % Bedarfsreduktion bei optimierten Kunden**
Wärmeeinspeisung Wärmepumpe [GWh]	5325	5280	5284
Anteil an Gesamterzeugung	23,2 %	23,0 %	23,4 %
Davon Stromeinsatz [GWh]	1725	1679	1684
RLT Netz [°C]			
Winter	50,0	47,0	47,0
Übergangszeit	52,0	50,0	50,0
Sommer	57,0	56,0	56,0
Netztemperatur nach Wärmepumpe [°C]			
Winter	55,9	53,2	53,3
Übergangszeit	59,7	58,1	58,2
Sommer	66,2	65,8	65,9

Der sich dadurch ergebende Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des FVU liegt mit Berücksichtigung des Wertes der zusätzlichen Kapazität im Bereich von 16-36 €Cent je MWh und °C Temperaturreduktion (Abbildung 97).

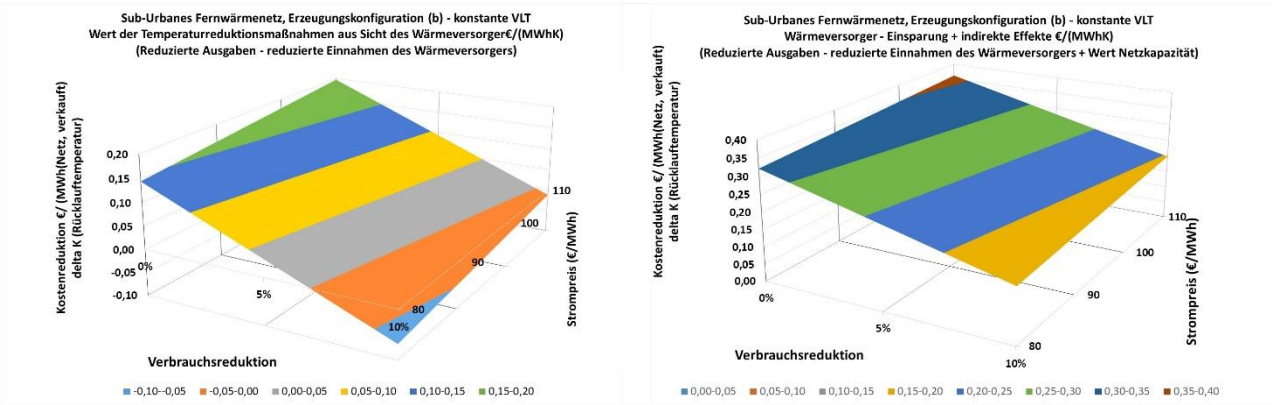


Abbildung 97: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung

Die Dekomposition der Effekte, dargestellt in Abbildung 98, zeigt, dass der für das FVU generierte Wert der effizienteren Erzeugung bei etwa 4 €Cent/MWhK (niedriger Strompreis) und 9 €Cent/MWhK bei hohen Strompreisen und großer Wärmeeinsparung liegt. Im letzteren Fall ergibt sich dieser Wert nicht nur durch die größere Bedeutung einer Strombedarfsreduktion, sondern auch durch dem etwas höheren Anteil der Wärmeerzeugung aus der Wärmepumpe. Durch gegenüber dem Fall ohne Wärmebedarfsreduktion gestiegenen Wärmepumpenanteil (23,4 % vs. 23,0 %) sinken die Wärmegestehungskosten (bei gleichen Energie- und Strompreisen) um 4,8 €Cent/MWh, bzw. 2,1 €Cent/MWh °C Rücklauftemperaturreduktion.

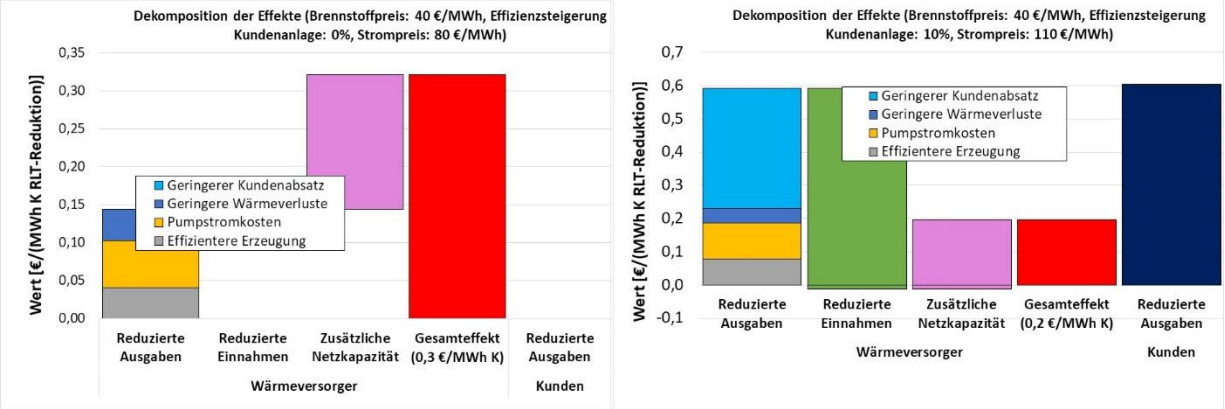


Abbildung 98: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Die Break-even-Investitionskosten sind unter den unterstellten Annahmen insensitiv in Bezug auf die untersuchte Bandbreite der Strompreise. Der wesentliche Einflussfaktor ist die Frage, in welchem Ausmaß durch die durchgeführten Maßnahmen der Jahreswärmebedarf reduziert wird. Bleibt dieser konstant, so liegen die Break-even-Investitionskosten für das FVU bei etwa 30-34 €/(MWh/a) kommt es zu einer 10 % Reduktion des Wärmeverkaufes bei diesen Kunden reduziert sich dieser Wert auf 15-19 €/(MWh/a). Bezogen auf den 250 MWh/a Wärmekunden könnte das FVU im Fall niedriger Strompreise und keine Bedarfsreduktion etwa 7.600 € einmalig investieren, im Fall hoher Stromkosten und hoher Bedarfsreduktion etwa 4.600 €. In diesem Fall hätten die getätigten Maßnahmen aus Sicht des Kunden einen zusätzlichen Wert von einmalig 14.200 €. Gemeinsam würde sich damit eine Investition bis etwa 18.800 € finanziell refinanzieren.

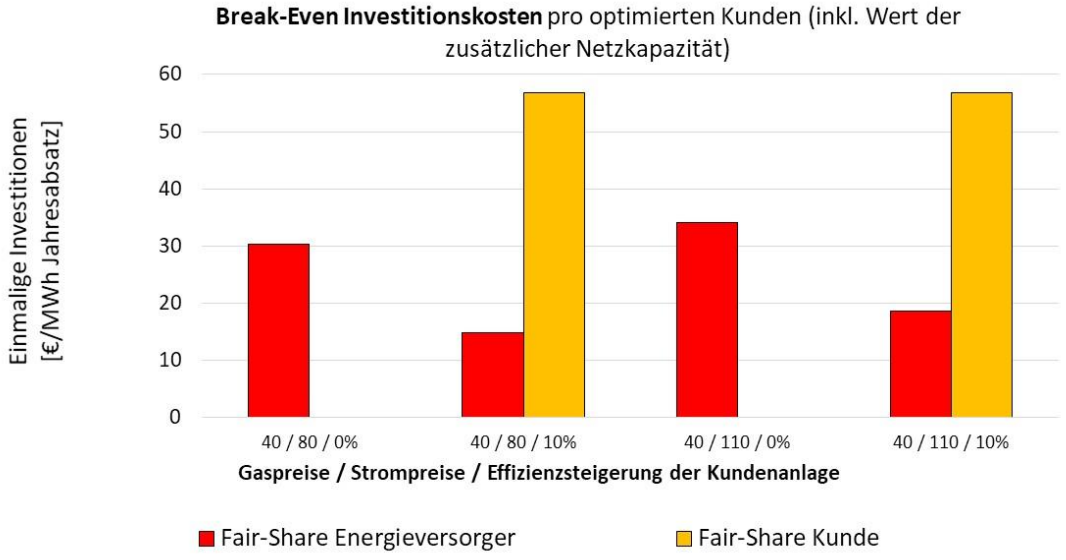


Abbildung 99: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

Erzeugungsvariante (c): Kompressionswärmepumpe mit unbegrenzter Wärmequelle und Erdgaskessel ohne Rauchgaskondensation

Bei Ergebnissen der zuvor dargestellten Erzeugungskonfiguration ist zu beachten, dass diese stark durch die Annahme einer maximal zur Verfügung stehenden Niedertemperaturwärmequelle geprägt sind. Alternative Annahmen dazu könnten auch eine minimale Jahresarbeitszahl oder eine maximale Wärmepumpenaustrittstemperatur sein. Diese Konfiguration wird in diesem Abschnitt untersucht. Es wird wieder unterstellt, dass dem FVU eine Wärmequelle mit einer konstanten Temperatur von 5 °C zur Verfügung steht, die Energiemenge wird in diesem Fall jedoch nicht beschränkt. Die Beschränkung wird durch eine maximale Wärmepumpenaustrittstemperatur von 58 °C festgelegt. Der restliche Temperaturhub wird wieder von einem kaskadisch geschalteten Spitzenlastkessel bereitgestellt. Dieser Kessel wird mit Erdgas zu einem Preis von 40 €/MWh (Heizwert) befeuert.

Unter diesen Annahmen kann eine Reduktion der Rücklauftemperatur zu einem erheblichen Anstieg der Wärme, die von der Wärmepumpe bereitgestellt wird, führen. In den hier unterstellten Szenarien kann die Gesamtwärme aus der Wärmepumpe von 16,1 % auf 21,0 % gesteigert werden, der Umweltwärmeanteil steigt von 11,1 % auf 14,5 % an (Tabelle 36).

Damit steigt der Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des FVU auf 36 bis 74 €Cent / (MWh K RLT-Reduktion). Wird der Netzkapazitätseffekt nicht berücksichtigt, ergibt sich auch in allen Fällen ein positiver Wert für das FVU (Abbildung 100). Der monetäre Wert, der sich hier lediglich aus der effizienteren (kostengünstigeren) Erzeugung ergibt, liegt hier im Bereich zwischen 25 und 46 €Cent/MWh und °C RLT-Reduktion. Im Gegensatz zur zuvor dargestellten Erzeugungskonfiguration sinkt hier der Wert der

Temperaturreduktion aus Sicht des FVU mit steigenden Strompreisen, da sich dadurch die Differenz der Wärmegestehungskosten von Wärmepumpe und Heißwasserkessel reduziert. Damit sinkt der wirtschaftliche Vorteil einer zusätzlichen Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe.

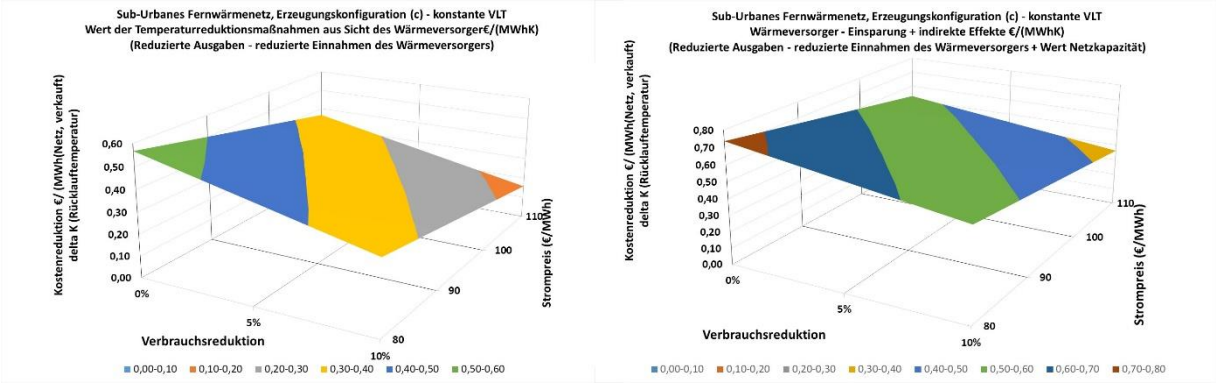


Abbildung 100: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung unter der Annahme, dass die VLT nicht abgesenkt wird

Umgelegt auf die Break-even-Investitionskosten bedeutet dieses Ergebnis, dass das FVU zwischen 34 und 69 €/(MWh/a) investieren könnte, der Wärmekunde im Bereich von 0 bis 57 €/(MWh/a). Umgelegt auf den 250 MWh Kunde könnte damit das FVU im besten Fall bis zu 17.300 € investieren. Der höchste Wert der Optimierungsmaßnahmen ergibt sich hier, wenn die Strompreise niedrig und die Energieeinsparung hoch sind. In diesem Falle dürften Kunden und FVU in Summe bis zu etwa 27.100 € investieren.

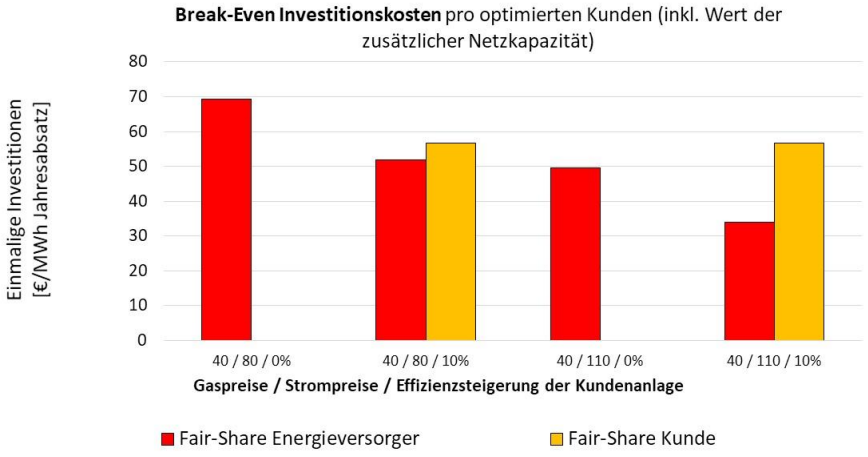


Abbildung 101: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen

Ein Alternative zu den bisherigen Strategien des FVU, nämlich nur die Rücklauftemperatur abzusenken, könnte eine mit der RLT Reduktion einhergehende Senkung der Vorlauftemperatur darstellen. Im Gegensatz zu dem bisher dargestellten Fällen verzichtet das FVU auf eine höhere Spreizung im Netz und der damit einhergehenden Kapazitätserweiterung sowie die Kostenreduktionen durch reduzierte

Stromkosten der Netzpumpen. Gleichzeitig kann jedoch eine größere Wärmemenge im Temperaturniveau bis 58 °C (Annahme hinsichtlich der maximalen Temperatur der installierten Wärmepumpe) im Netz untergebracht und damit der Anteil der Wärme, die durch Wärmepumpe bereitgestellt wird, nochmals gesteigert werden. Und zusätzlich können die Wärmeverluste im Vorlaufstrang reduziert werden, welche aufgrund des höheren Temperaturniveaus einen größeren Anteil am Gesamtverlust haben. Hierbei ist jedoch zu betonen, dass eine solche Strategie nur dann möglich ist, wenn die Reduktion der Vorlauftemperatur nicht dazu führt, dass einzelne Kunden nicht mehr mit der benötigten (vertraglich vereinbarten) Temperatur versorgt werden. Die Ergebnisse dieser Variante zeigen, dass sich damit der Wert der Temperaturreduktion für das FVU nicht gesteigert werden kann (Abbildung 102).

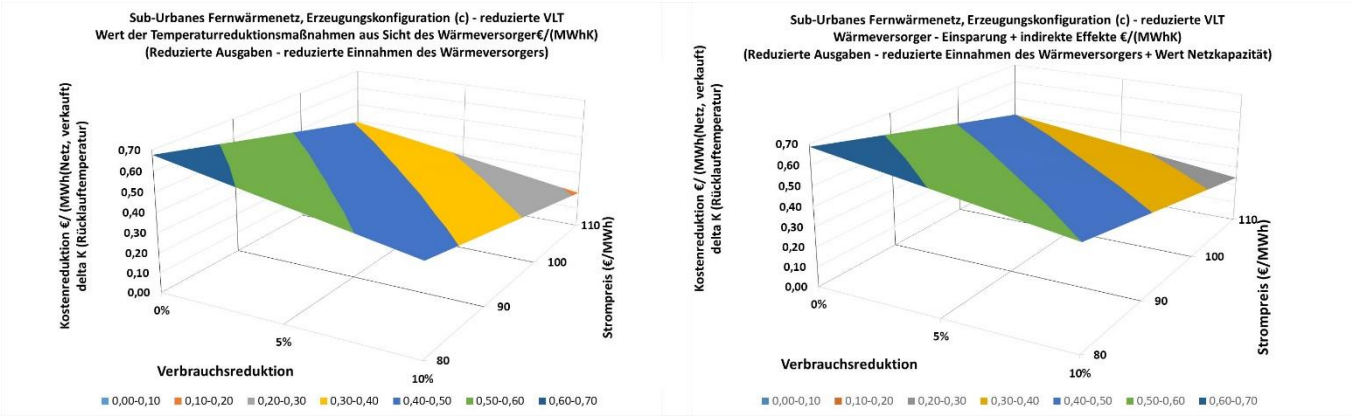


Abbildung 102: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur mit der RLT abgesenkt wird

Grund dafür ist, dass nun kein keine Kapazitätserweiterung erfolgt, deren Wert jedoch in den hier untersuchten Fällen einen größeren Mehrwert für das FVU liefert (Abbildung 103).

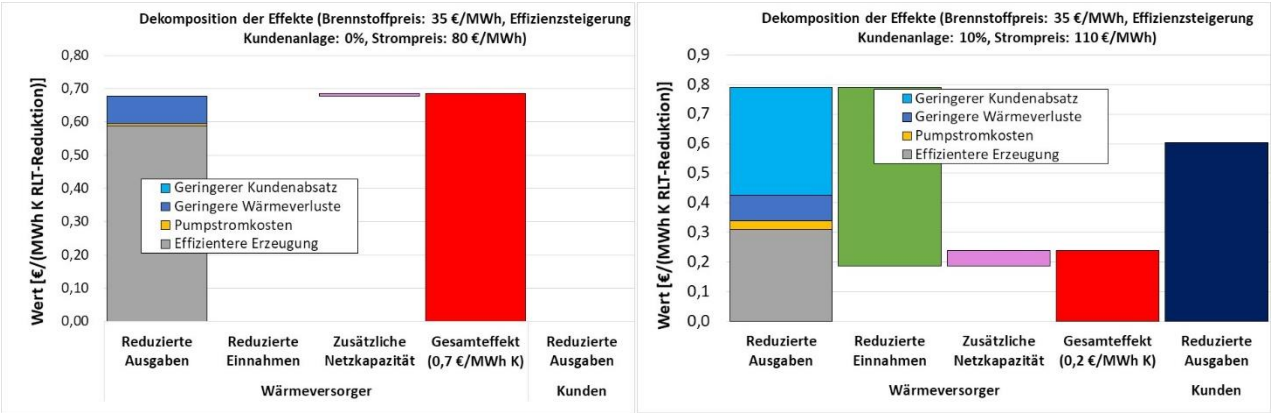


Abbildung 103: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Dekomposition der verschiedenen Effekte unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur gemeinsam mit der Rücklauftemperatur abgesenkt wird

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Varianten auf den Anteil der Wärme, die durch die Wärmepumpe bereitgestellt werden kann, ist in Tabelle 36 dargestellt. Daraus wird deutlich, dass eine RLT-Reduktion den Anteil unter den untersuchten Parametern erheblich steigern kann (~4,9 %Punkte bzw. + 3,4 %Punkte an Umweltwärme). Eine Absenkung der Vorlauftemperatur steigert unter den gewählten Rahmenbedingungen die zusätzliche Wärme nur noch in einem deutlich geringeren Ausmaß.

Tabelle 36: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (c): Wärmeeinspeisung durch die Wärmepumpe, Begrenzung durch maximale Temperatur bei Wärmepumpenaustritt

	Referenzfall	**Optimierung, keine Bedarfsreduktion bei optimierten Kunden**		**Optimierung, 10 % Bedarfsreduktion bei optimierten Kunden**	
		VLT-Reduktion			
		Nein	**Ja**	**Nein**	**Ja**
Wärmeeinspeisung Wärmepumpe [GWh]	3703,2	4824,5	5118,0	4739,3	5027,5
Davon Umweltwärme [GWh]	2546	3317	3519	3259	3457
Davon Stromeinsatz [GWh]	1157	1507	1599	1480	1570
Anteil Wärme aus WP an Gesamterzeugung	16,1 %	21,0 %	22,3 %	21,0 %	22,4 %
Anteil Umweltwärme an Gesamterzeugung	11,1 %	14,5 %	15,4 %	14,5 %	15,4 %
VLT Netz [°C]					
Winter	95,0	95,0	92,0	95,0	92,0
Übergangszeit	85,0	85,0	83,0	85,0	83,0
Sommer	75,0	75,0	74,0	75,0	74,0
RLT Netz [°C]					
Winter	50,0	47,0			
Übergangszeit	52,0	50,0			
Sommer	57,0	56,0			
Netztemperatur nach Wärmepumpe [°C]					
Winter	58,0				
Übergangszeit					
Sommer					

Erzeugungsvariante (d): Wärmeerzeugung aus Geothermieanlage und Erdgas-befeuertem Spitzenlastkessel

Bei dieser Wärmeerzeugungskonstellation wird der überwiegende Wärmeanteil aus einer Geothermieanlage (ohne Stromerzeugung) bereitgestellt. Die Quelltemperatur der Anlage liegt im Bereich der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes. Insbesondere bei hoher Wärmenachfrage wird im Wärmenetz eine höhere VL-Temperatur benötigt, weshalb die verbleibende Wärme mit einem Erdgas-Heißwasserkessel nachgefeuert wird. In dem hier betrachteten Fall wird unterstellt, dass die

Wärmeversorgung durch die geothermale Wärmequelle seitens der vorhandenen Schüttung höhere Anteile der jährlichen Wärmemenge versorgen könnte, als dies im Ausgangszustand der Fall ist. Begrenzt wird diese in erster Linie durch den Wärmeanteil, der über dem Temperaturniveau der Quellentemperatur liegt. Zusätzlich wird angenommen, dass die Mindestrückspeisetemperatur unter dem der aktuellen Rücklauftemperatur liegt und dass daher eine Absenkung der Rücklauftemperatur zu einer höheren Auskühlung der geothermischen Quelle führen kann.

Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Konfigurationen liegt bei dieser Erzeugungskonfiguration das maximale Temperaturniveau der „alternativen“ Wärmequelle im Bereich der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes. Dies bedeutet, dass es Zeiträume gibt, in welchen die geothermale Quelle einen Teil der grundsätzlich zur Verfügung stehende Wärme nicht einspeisen, da das benötigte Temperaturniveau zu hoch ist. Um nun eine ausreichend genaue Beurteilung des Potenzials der zusätzlich einspeisbaren geothermalen Wärme ins Netz durchführen zu können, wird für diese Technologie die Berechnung nicht auf saisonaler, sondern auf stündlicher Ebene vorgenommen. Dazu wurde basierend auf realen Netzdaten eines österreichischen kleinstädtischen Wärmenetzes synthetische Last- und Temperaturprofile erzeugt, welche die in Tabelle 34 dargestellten Kennzahlen des hier untersuchten Wärmenetzes erfüllt (Abbildung 104).

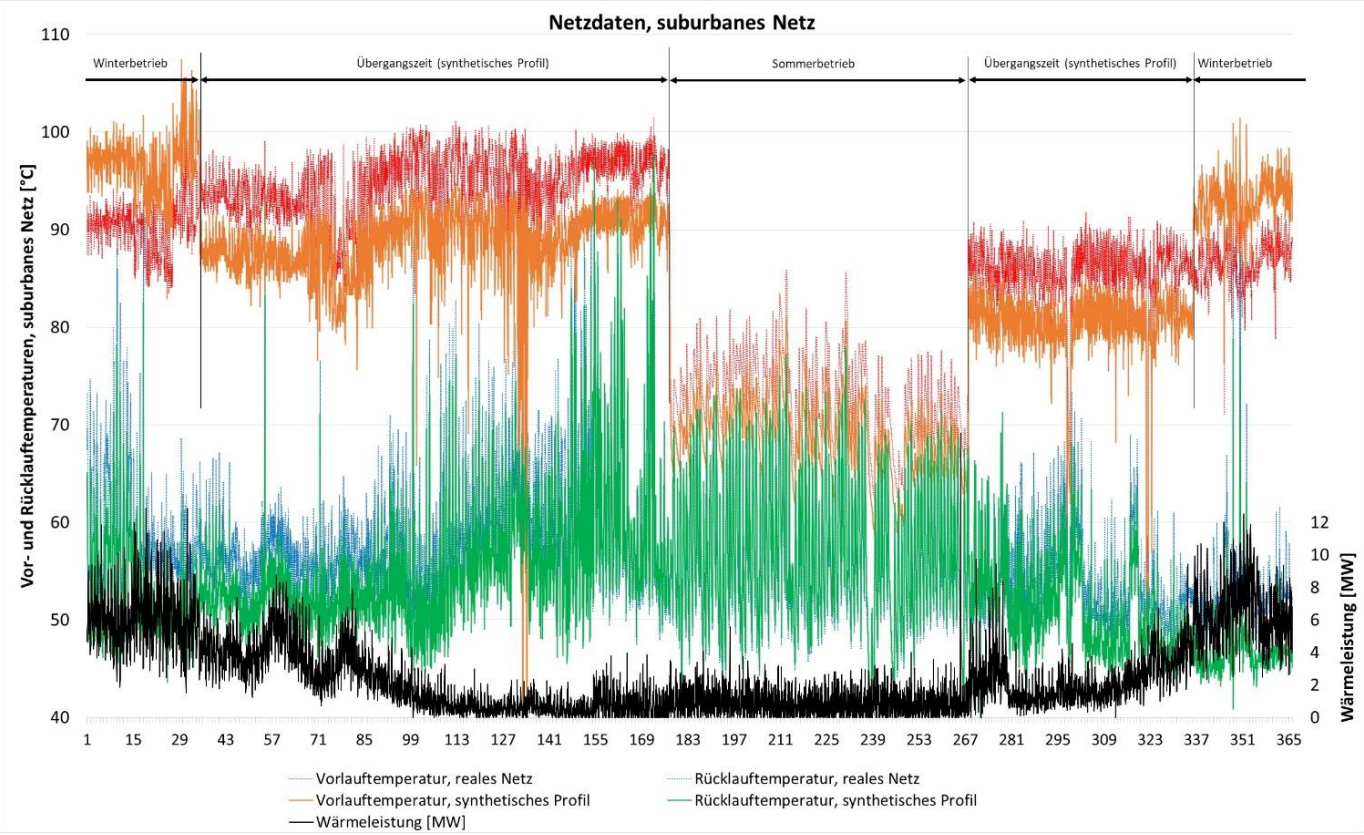


Abbildung 104: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): synthetisches Last- und Netztemperaturprofil vor Optimierungsmaßnahmen

Einen wesentlichen Einfluss auf die Wärme, die in der hier dargestellten Variante durch geothermische Wärme bereitgestellt werden kann, hat das Temperaturniveau der Wärmequelle in Abhängigkeit zu Vor- und Rücklauftemperatur des Netzes. Daher wird in weiterer Folge eine Sensitivität hinsichtlich dieses Parameters dargestellt. Dabei wird Wärmequellentemperatur zwischen 76 und 88 °C variiert. Unter der Annahme einer Wärmetauschergrädigkeit von 2 K kann dadurch mit dieser Technologie das Wasser im Wärmenetz auf 74 bis 86 °C aufgewärmt werden. Der verbleibende Temperaturhub erfolgt mittels eines Erdgas-befeuerten Heizwasserkessels; als Erdgaspreis werden 40 €/MWh Heizwert angenommen.

Der Wert der Temperaturreduktion, wie bereits zuvor für den Fall, dass die Vorlauftemperatur nicht durch die Optimierungsmaßnahmen beeinflusst wird, zeigt Abbildung 105. Für das FVU ergibt sich in Abhängigkeit von der Verbrauchseinsparung bei den Kundenanlagen und der Schütttemperatur der Geothermiequelle ein Wert der Rücklauftemperaturreduktion von etwa 90 bis 100 €Cent / (MWh K RLT Reduktion). Wird der Wert der Kapazitätserweiterung nicht berücksichtigt, so bleiben für das FVU immer noch 36-69 €Cent/MWh und K RLT Reduktion übrig (Abbildung 105).

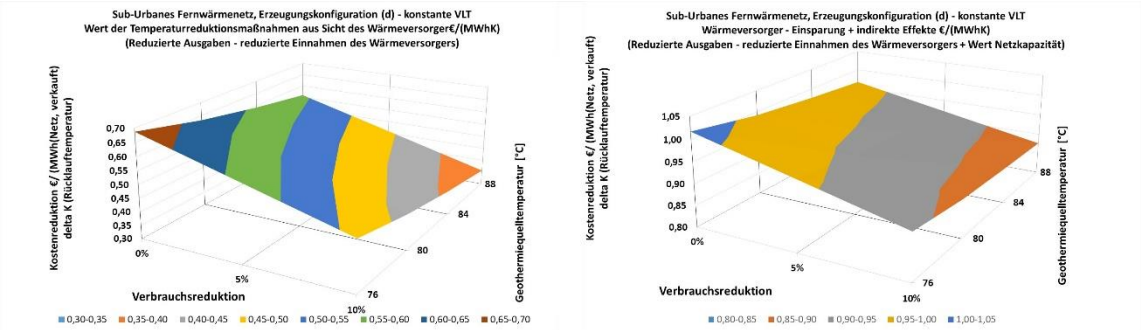


Abbildung 105: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur nicht abgesenkt wird

Unter Berücksichtigung des Wertes einer Kapazitätserweiterung ergeben sich für das FVU Break-even-Investitionskosten im Bereich von 82-96 €/(MWh/a). Bei einem 250 MWh Wärmekunden würde dies dem FVU ein Investment etwa 20.000-24.000 ermöglichen. Berücksichtigt man das mögliche Kundeninvestment unter der Annahme, dass die Maßnahmen 10 % des jährlichen Wärmebedarfs reduzieren, so könnten Maßnahmen mit einem Gesamtinvestment von etwa 35.000 € gerechtfertigt werden.

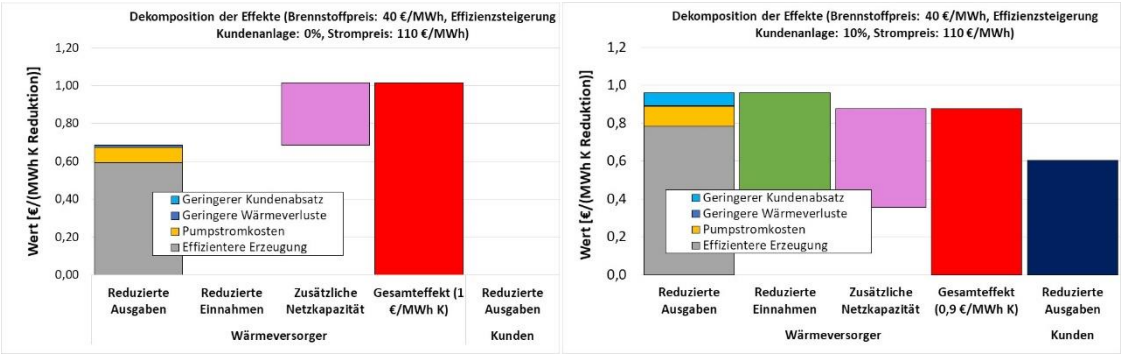


Abbildung 106: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Dekomposition der verschiedenen Effekte. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur nicht abgesenkt wird

Die Dekomposition verdeutlicht, dass unter dieser Konstellation der monetäre Wert zu sehr großen Teilen aus der effizienteren (kostengünstigeren) Erzeugung generiert wird (Abbildung 106).

Auch hier könnte die Absenkung der Vorlauftemperatur – sofern dadurch kein Kunde unterversorgt wird – eine alternative Strategie des FVU gegenüber dem oben dargestellten Szenario. Im Gegensatz dazu würde die maximal einspeisbare Wärme aus der geothermalen Quelle im geringeren Ausmaß durch die Vorlauftemperaturanforderungen beschränkt werden. Ist ein solches Vorgehen möglich, so steigt damit der Wert der sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen für das FVU (Abbildung 107). Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, steigt für das FVU der Wert auf 80 bis 120 €Cent/MWh und °C Temperaturreduktion. Dieser wird nun nahezu ausschließlich durch den höheren Anteil der kostengünstigeren geothermalen Wärme im Netz verursacht.

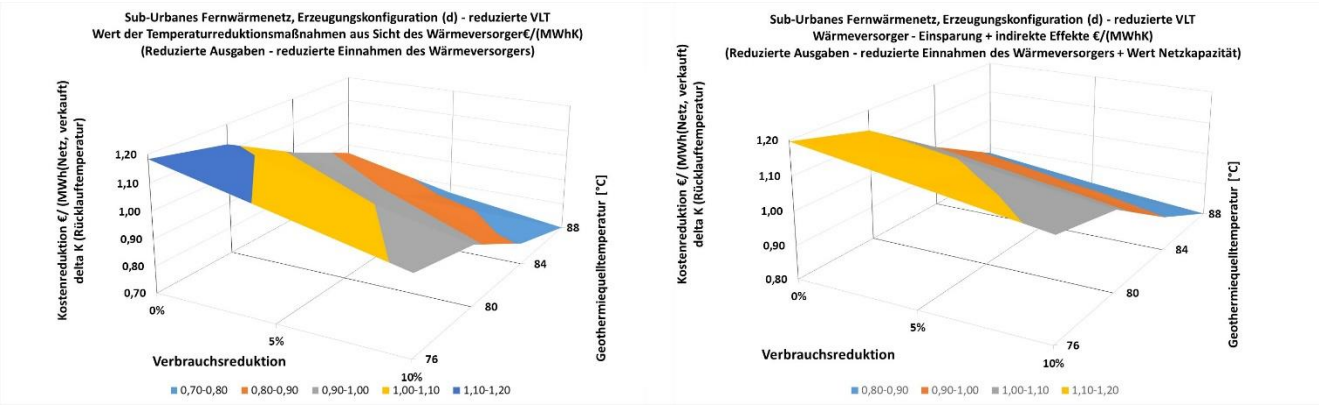


Abbildung 107: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur im selben Maße mit der RL-Temperatur abgesenkt wird

Eine solche Konstellation führt in weiterer Folge zu Break-even-Investitionskosten (FVU und Kunde), die für die hier dargestellten Rahmenbedingungen im Bereich von 83 bis 160 €/(MWh/a) liegen (Abbildung 108).

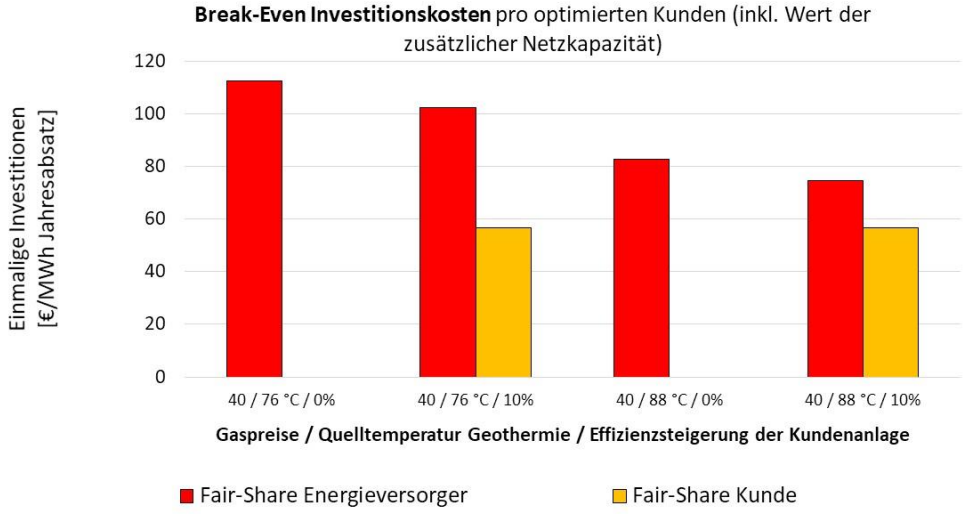


Abbildung 108: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur im selben Ausmaß mit der Rücklauftemperatur reduziert wird

Das Beispiel zeigt den Einfluss der Definition der Temperaturreduktion in der Berechnung des CRG und den damit einhergehenden Stärken und Schwächen recht deutlich auf. Um eine umfassende Bewertung unterschiedlicher Temperaturreduktionsstrategien bewerten zu können, ist es durchaus sinnvoll, als Kenngröße die durchschnittliche Temperaturabsenkung im Wärmenetz heranzuziehen. Würde man die hier dargestellten Ergebnisse auf diese Kenngröße beziehen, so würde man im Fall, dass nur die RLT, nicht aber VLT abgesenkt wird, einen doppelt so hohen Wert für die Temperaturreduktion je MWh und °C Temperaturreduktion als in Abbildung 105 dargestellt erhalten. Dies würde dazu führen, dass der CRG im ersten Fall höher liegen würde als im Fall, bei welchem auch die VLT abgesenkt wird. Tatsächlich bietet die zweite Variante dem FVU einen höheren Nutzen, der sich dadurch ergibt, dass die ermittelte Temperaturreduktion in dieser Variante doppelt so groß wie in der Variante ohne VLT Reduktion ist.

Die Auswirkungen auf die Anteile der geothermalen Wärme im Netz sind in Tabelle 37 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass in den untersuchten Fällen der Anteil um 1,9-5,5 %-Punkte gesteigert werden. Grundsätzlich gilt, dass der Effekt umso ausgeprägter ist, je niedriger die Quelltemperatur im Vergleich zur Netzvorlauftemperatur ist. Weiters ist die Steigerung des Anteils in den Varianten mit reduzierter Vorlauftemperatur in etwa doppelt so hoch wie in den Fällen mit erhöhter Temperaturspreizung.

Tabelle 37: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (d): Jahresanteil der geothermalen Wärme

	Vor Optimierung	**Optimierung, konstante VLT, erhöhte Spreizung**	**Optimierung, konstante Spreizung, reduzierte VLT**
RL-Temperatur [°C]	51,75	49,43	49,43
VL-Temperatur [°C]	88,20	88,20	85,88
Quelltemperatur Geothermie	**Jahresanteil geothermale Wärme**		
76 °C	56,8 %	59,6 %	62,3 %
80 °C	66,4 %	69,0 %	71,7 %
84 °C	75,1 %	77,4 %	79,7 %
88 °C	82,2 %	84,4 %	86,3 %

3.4.6 Bewertung der Kosteneinsparung für ein urbanes Fernwärmenetz

Das prototypische urbane Fernwärmenetz hat gegenüber dem kleinstädtischen Nahwärmenetz eine höhere Wärmenachfrage bezogen auf die Trassenlänge, geringeren Wärmeverluste im Netz und einen geringeren Strombedarf für Netzpumpen. Weiters sind im Wärmenetz Engpässe vorherrschen und es wird bei deutlich höheren (Vorlauf-)Netztemperaturen (im Winter über 100 °C) betrieben. Des Weiteren sind häufig Kraft-Wärmekopplungsanlagen, zumeist Erdgas befeuerte GuD mit Entnahmekondensations-turbinen im Wärmenetz integriert.

Für das urbane Wärmenetz wird nun unterstellt, dass die erhöhte Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf (im Fall, dass die RLT nicht aber die VLT reduziert wird) zu 30 % für Neuanschlüsse genutzt werden kann, welche ansonsten nicht ohne Investitionen in das Wärmenetz angeschlossen werden könnten.

Als Fernwärmearbeitspreis werden für das urbane Wärmenetz werden 65 €/MWh angesetzt, als Strompreis für den Betriebsstrombedarf: 80 €/MWh und die für die Erdgaspreise werden 30 – 35 – 40 – 45 €/MWh bezogen auf den Heizwert verwendet.

Im Detail sind für dieses Netz die in Tabelle 38 dargestellten saisonalen Durchschnittstemperaturen vor und nach Umsetzung unterstellt. Wie bei den anderen Netzen verursachen die unterstellten sekundärseitigen Maßnahmen eine Reduktion der Rücklauftemperaturen im betrachteten Netz im Jahresdurchschnitt um etwa 2,4 °C. Die Wärmenetzverluste reduzieren sich bei einer alleinigen Rücklauf-temperaturabsenkung um 1,3 %, dies entspricht einer eingesparten Wärmemenge von 0,13 %, bezogen auf den ursprünglichen Kundenabsatz. Die umgewälzten Wassermengen reduzieren sich aufgrund der höheren Spreizung im Netz von 5,2 % und der Strombedarf für Netzpumpen sinkt um 6,9 %.

Tabelle 38: Urbanes Fernwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen

	Winter	Übergangszeit	Sommer
VL vorher [°C]	120,0	100,0	90,0
RL vorher [°C]	60,0	65,0	70,0
RL nach Optimierung [°C]	57,0	63,0	69,0

Für dieses Wärmenetz werden die folgenden Erzeugungskonfigurationen untersucht:

(a) Wärmeerzeugung mittels Erdgas befeuertem Heißwasserkessel ohne Rauchgaskondensation
(b) Wärmeerzeugung mittels Entnahmedampf-Kondensationsturbine und Erdgas-Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation

Erzeugungsvariante (a): Wärmeerzeugung aus Erdgas-befeuertem Heißwasserkessel ohne Rauchgaskondensation

Zunächst wird wieder der Fall eines Heißwasserkessels untersucht. Wie bereits zuvor gilt hier, dass die Effizienz der Wärmeerzeugung nicht von der sinkenden Rücklauftemperatur profitiert. Die möglichen Effekte werden durch geringere Wärmeverluste im Netz, einem geringeren Strombedarf für die Netzpumpen sowie den möglichen Wärmebedarfsreduktionen durch Optimierungsmaßnahmen bzw. Kapazitätssteigerungseffekten verursacht. Die Ergebnisse zeigen wie bereits für im Falle des kleinstädtischen Netzes, dass sich in den Fällen, bei welchen keine Bedarfsreduktion stattfindet, auch ohne Berücksichtigung des kapazitätssteigernden Effektes ein schwach positiver Wert der Temperaturreduktion ergibt (Abbildung 109). Sofern jedoch Kundenanlagen durch die gesetzten Maßnahmen ihren Verbrauch geringfügig reduzieren, ergibt sich ohne die Bewertung der möglichen Kapazitätssteigerung ein für das FVU negativer monetärer Wert.

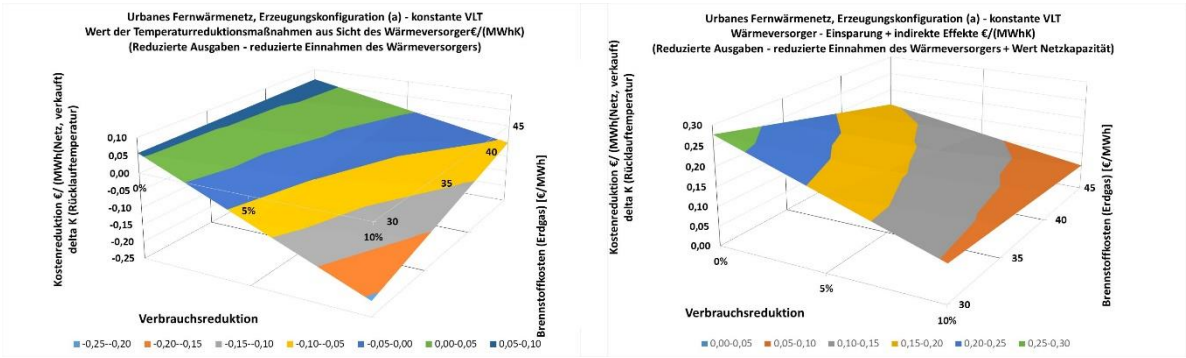


Abbildung 109: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung

Die Bedeutung der Kapazitätssteigerung durch eine höhere Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur im Netz verdeutlicht Abbildung 110. Wie oben diskutiert, wird in den Varianten für das urbane Fernwärmenetz unterstellt, dass 30 % der gestiegenen Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf für

den Anschluss von zusätzlichen Kunden genutzt werden kann, welche ansonsten bei gleichbleibender Temperaturspreizung nicht integrierbar sind. Dieser Wert ist im Fall einer großen Differenz zwischen den Brennstoff(einkaufs)preis und dem Arbeitspreis für Fernwärmekunden von besonderer Bedeutung (linke Grafik). Wird mit dem Verkauf der Wärme ein geringerer Deckungsbeitrag erzielt (rechts), so sinkt auch der monetäre Wert von zusätzlich verkaufbarer Wärme.

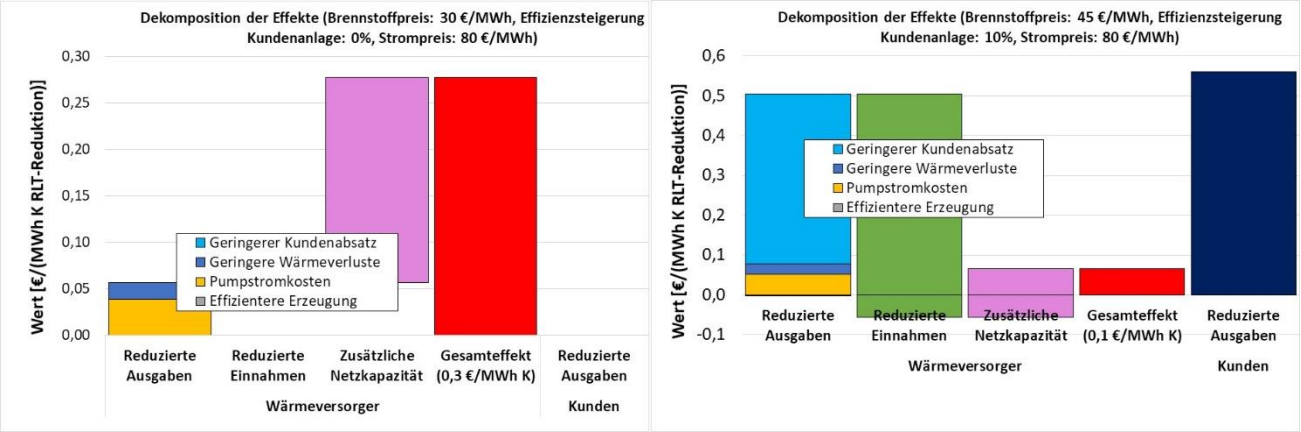


Abbildung 110: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte

Für die Break-even-Investitionskosten bedeuten diese Ergebnisse folgendes: Ohne Wärmebedarfs-reduktion könnte das FVU zwischen 15 und 26 €/(MWh/a) investieren, bei einer hohen Wärmeeinsparung reduziert sich die Investitionssumme auf 6 bis 9 €/(MWh/a). In diesem Falle würden die gesetzten Maßnahmen für den Kunden einen Wert von 53 €/(MWh/a) darstellen. Im Fall des 250 MWh/a Kunden könnte somit das FVU einmalig zwischen 1.500 und 6.500 € investieren, der Kunde selbst bis zu 13.200 €.

Erzeugungsvariante (b): Wärmeerzeugung mittels GuD-KWK Anlage und Erdgas-befeuertem Spitzenlastkessel ohne Rauchgaskondensation

Diese Erzeugungsvariante unterstellt eine GuD-KWK Anlage vor allem im Winter die Grundlast zur Verfügung stellt. Die verbleibende Wärme wird von einem Heizwasserkessel ohne Rauchgaskondensation bereitgestellt. Bei dieser Konfiguration wird unterstellt, dass die GuD-Anlage grundsätzlich stromgeführt betrieben wird. Unter der Beobachtung, dass die Strompreise im Sommer unter denen des Winters liegen, wird vereinfacht unterstellt, dass der Spitzenlastkessel im Ausgangszustand im Winter 25 % der Wärme, in der Übergangsperiode 50 % der Wärme und im Sommer 75 % der Wärme bereitstellt. Der Erdgaspreise werden in der Sensitivitätsanalyse wieder zwischen 30 und 45 €/MWh (Heizwert) variiert, für den erzielten Stromerlös wird angenommen, dass dieser um 35 €/MWh über dem Erdgaspreis liegt.

Unter diesen Rahmenbedingungen führt eine Reduktion der Rücklauftemperaturen unter Berücksichtigung einer möglichen Kapazitätssteigerung durch eine erhöhte Temperaturspreizung im Netz zu einem monetären Wert von 39-51 €Cent je MWh und °C RLT Reduktion (Abbildung 111). Ohne den

Kapazitätswert ergibt sich bei hohen Erdgaspreisen auch bei einer hohen Bedarfsreduktion (10 % bei optimierten Kunden) für das FVU ein positiver Wert der Temperaturreduktion.

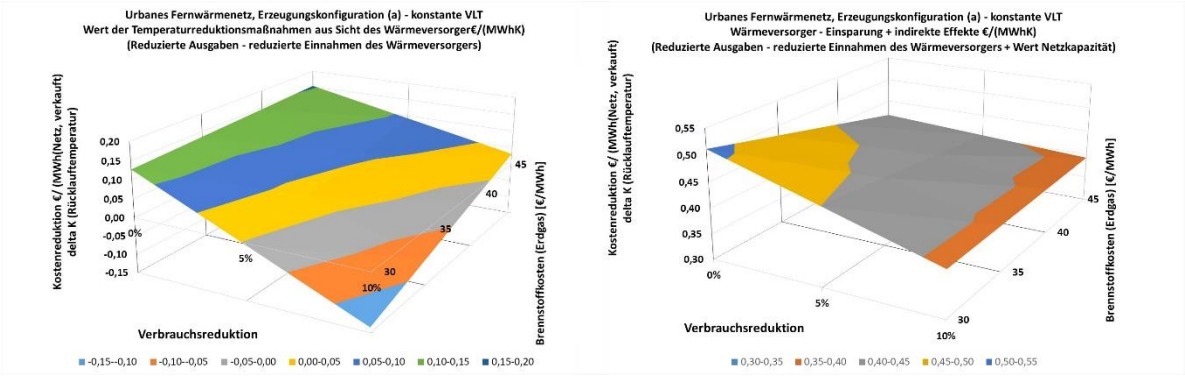


Abbildung 111: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung

Die Dekomposition der Effekte veranschaulicht, dass im Falle von niedrigen Brennstoffpreisen der positive Effekt aus Sicht des FVU zu allergrößten Teilen aus der kapazitätssteigernden Wirkung der vergrößerten Temperaturspreizung – bei gleichzeitig niedrigen Wärmegestehungskosten generiert wird. Mit steigenden Energiepreisen kommt der (wirtschaftlich) effizienteren Erzeugung der Wärme eine größere Bedeutung zu (Abbildung 112). Hierfür ist jedoch nicht nur die Effizienzsteigerung der KWK Anlagen verantwortlich, sondern auch das geänderte Verhältnis der Strom- gegenüber den Gaspreisen.

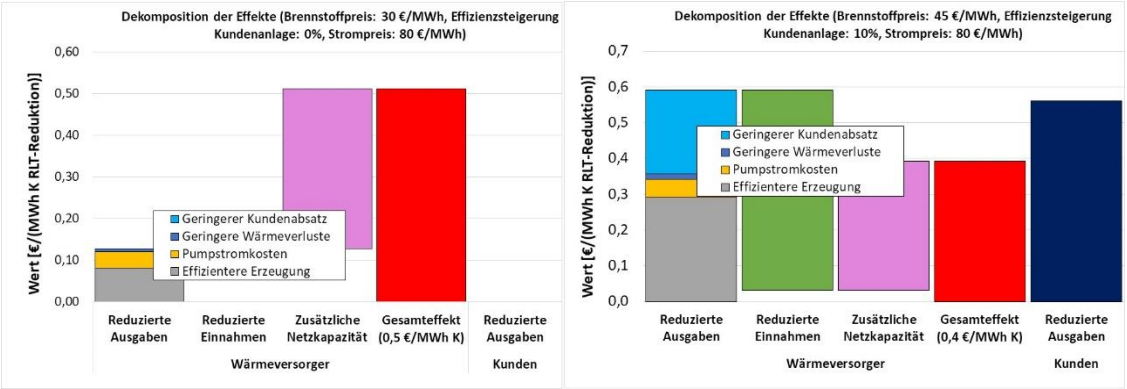


Abbildung 112: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Dekomposition der verschiedenen Effekte

3.4.7 Bewertung der Kosteneinsparung durch niedrigere Systemtemperaturen: Zusammenfassung und Verallgemeinerungsfähigkeit

Die Ergebnisse der in diesem Kapitel gezeigten Netz- und Erzeugungskonfigurationen verdeutlichen die Schwierigkeit, konkrete Zahlen für den Wert einer Temperaturreduktion in Wärmenetzen zu finden. Wenngleich in der Literatur allgemeine Kenngrößen angeführt werden, so gilt unbedingt zu beachten, dass diese nicht notwendiger Weise auch auf konkrete Netzkonfigurationen und konkrete Optimierungs-

maßnahmen zutreffen müssen, auch wenn grundsätzlich ähnliche Erzeugungstechnologien und Netzkenngrößen verwendet werden.

Möchte ein FVU für ein eigenes Netz diese Kenngrößen ermitteln, so gilt es, die folgenden Punkte zu bewerten:

1. Wie groß ist der Deckungsbeitrag einer zusätzlich erzeugten Wärmeeinheit? Liegt der Arbeitspreis des Fernwärmetarifes deutlich über den Wärmegestehungskosten, so ist der Wert der Temperaturreduktion sensitiv gegenüber einer Änderung der Wärmenachfrage. Dies kann für das FVU positiv oder negativ sein. Wirtschaftlich negativ wirkt es sich dies insbesondere dann aus, wenn sekundärseitige Optimierungsmaßnahmen (als Nebeneffekt) auch eine Reduktion der Wärmenachfrage mit sich bringen. Positiv wirkt es sich insbesondere dann aus, wenn ein Potenzial zum Anschluss neuer Kunden generiert wird.

2. Welche Netzengpässe sind im bestehenden Netz vorhanden? In welchem Ausmaß kann eine Erhöhung der Temperaturspreizung dazu führen, dass zusätzliche Kunden angeschlossen werden können. Der hier vereinfacht präsentierte Wert einer Kapazitätssteigerung stellt in vielen Fällen den größten wirtschaftlichen Mehrwert für das FVU dar.

3. Mit welcher Wärmebedarfsreduktion kann nach Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen realistischer Weise gerechnet werden? Wie müssen die Randbedingungen gestaltet werden, sodass der Wärmekunde bereit ist, in einem entsprechenden Ausmaß einen Teil der notwendigen Investitionen zu finanzieren?

4. Welche Wärmeerzeugungstechnologien mit günstigen Wärmegestehungskosten könnten einen größeren Anteil der erzeugten Wärme bereitstellen? In welchem Ausmaß werden dadurch welche anderen Technologien mit hohen Wärmegestehungskosten verdrängt.

5. Könnte neben der Reduktion der Rücklauftemperatur auch die Vorlauftemperatur abgesenkt werden, oder kommt es dadurch zu einer Minderversorgung von einzelnen Kunden? Wie verhält sich der Strombedarf der Netzpumpen in Abhängigkeit vom Massenstrom? Wie ist das Verhältnis der Kosten, die durch Netzverluste verursacht werden, im Vergleich zu den Stromkosten der Netzpumpen.

Um dennoch allgemeinere Aussagen zum Wert der Temperaturreduktion für den gesamtösterreichischen Fernwärmesektor machen zu können, wurde in Zusammenarbeit mit dem "*IEA DHC Annex TS2 – Implementation of Low-Temperature District Heating Systems*" unter vereinfachten Annahmen (siehe Averfalk et al. (2021), z. B.: keine Bedarfsreduktion durch sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen, Wärmenetztemperaturen 90/50 °C) mit Simulationen und Fallstudienergebnissen Kenngrößen für den Wert der Temperaturreduktion durch gesteigerte Effizienz sowie Kapazitätsgewinne abgeleitet. Referenzen und Methode für die hergeleiteten Kennwerte sind bei Geyer (2020) und Geyer et al. (2021) dargestellt.

Tabelle 39: Durchschnittliche Kenngrößen für den Wert der Temperaturreduktion in Fernwärmenetzen (Quelle: Geyer et al., 2021)

Technologie	Wert der Temperatur-reduktion (CRG) [€/(MWh K Reduktion[1])]	Kapazitätsgewinn [%/K Reduktion[1]]
Solarthermie, Flachkollektor	0,54 - 0,67	1,6 - 2,0
Solarthermie, Vakuumröhrenkollektoren	0,23	0,4
Geothermie	0,67	2,5
Wärmepumpe	0,6	2,3
Abwärme	0,58	2,5
Biomasse-KWK mit Gegendruckturbine	0,09	0,53
Biomasse-KWK mit Entnahme-Dampf-Kondensationsturbine	0,08	0,25
Rauchgaskondensation (Biomassefeuerung)	0,10	0,8
Wärmenetz, gesteigerte Netzkapazität	0,55	2,5
Wärmenetz, reduzierter Massenstrom	0,11	-
Wärmenetz, reduzierte Temperaturen	0,07	-
Wärmespeicher, Pufferspeicher	0,054 - 5,44	2,5
Wärmespeicher, saisonaler Speicher	2,25 - 2,96	2,5 - 5,0
Bezogen auf die Reduktion der durchschnittlichen Netztemperatur		

Die Anwendung dieser Kenngrößen erlaubt eine grobe Abschätzung, wie viel Euro pro reduzierter Systemtemperatur eingespart werden könnten. Für die Anwendung bei konkreten Fallbeispielen, anhand dessen betriebswirtschaftliche Entscheidungen (wieviel in welche Maßnahme investiert werden kann), getroffen werden, wird aber eine detailliertere Untersuchung der Auswirkungen (siehe oben) empfohlen.

4 Entwicklung anreizorientierter Geschäftsmodelle

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Entwicklung und Analyse anreizorientierter Geschäftsmodelle (GM), um die Reduktion der Systemtemperaturen, vor allem der Rücklauftemperaturen (RLT) zu unterstützen bzw. zu ermöglichen.

Im Wärmenetz wird die RLT im Wesentlichen von dem Design und der Regelung der verbraucherseitigen Heiz- und Wärmeabgabesysteme (inkl. Warmwasserbereitung) bestimmt, sodass das Potenzial für niedrigere RLT größtenteils auf der Gebäudeseite sowie beim Kundenverhalten liegt (Frederiksen 2013). Eine substanziale Reduktion der RLT in bestehenden Netzen kann daher nur durch verbraucherseitige Maßnahmen erreicht werden. Derer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit hängt allerdings von der Möglichkeit ab, dass derjenige, der die Maßnahmen durchführt bzw. in die Durchführung der Maßnahmen investiert, vom Nutzen niedrigerer RLT profitieren kann. Gleichzeitig sind Faktoren wie Zugänglichkeit und Eigentumsverhältnisse zu berücksichtigen. Daraus folgt die Wichtigkeit, Geschäftsmodelle zu entwickeln, die einen Anreiz für netzdienliche Verhalten bzw. Maßnahmenumsetzung schaffen und dadurch eine Win-Win-Situation erzielt wird.

Die Entwicklung und Bewertung innovativer Geschäftsmodelle (GM) inkludierte:

- die Identifizierung und Analyse des aktuellen Status der Geschäftsmodelle in Österreich,
- die Analyse relevanter Geschäftsmodelle aus der Literatur und internationalen Best-practice Beispielen,
- die Einbeziehung wesentlicher Akteure (Fernwärmeversorgungsunternehmen, Eigentümer und Hausverwaltungen), um deren Bedürfnisse und Barrieren zu identifizieren sowie das entwickelte GM zu prüfen,
- die Ableitung und Entwicklung konkreter GM für Wärmenetzbetreiber in Österreich und
- die Erstellung der ökonomischen und ökologischen Grundlage zur Bewertung der GM in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse.

4.1 Status quo Erhebung Österreich

Im Folgenden werden übliche Geschäftsmodelle der Fernwärme in Österreich dargestellt, basierend auf den Erkenntnissen des Projektes Stratego[3] und veröffentlicht in Geyer (2017). In der Abbildung 113 und Abbildung 114 sind die typischen Geschäftsmodelle für städtische und ländliche Netze dargestellt.

[3] https://www.euroheat.org/our-projects/stratego-multi-level-actions-enhanced-heating-cooling-plans/

Abbildung 113: Geschäftsmodell für städtische Netze in Österreich: Status quo (schwarz) und innovative Elemente (grün) nach Geyer (2017)

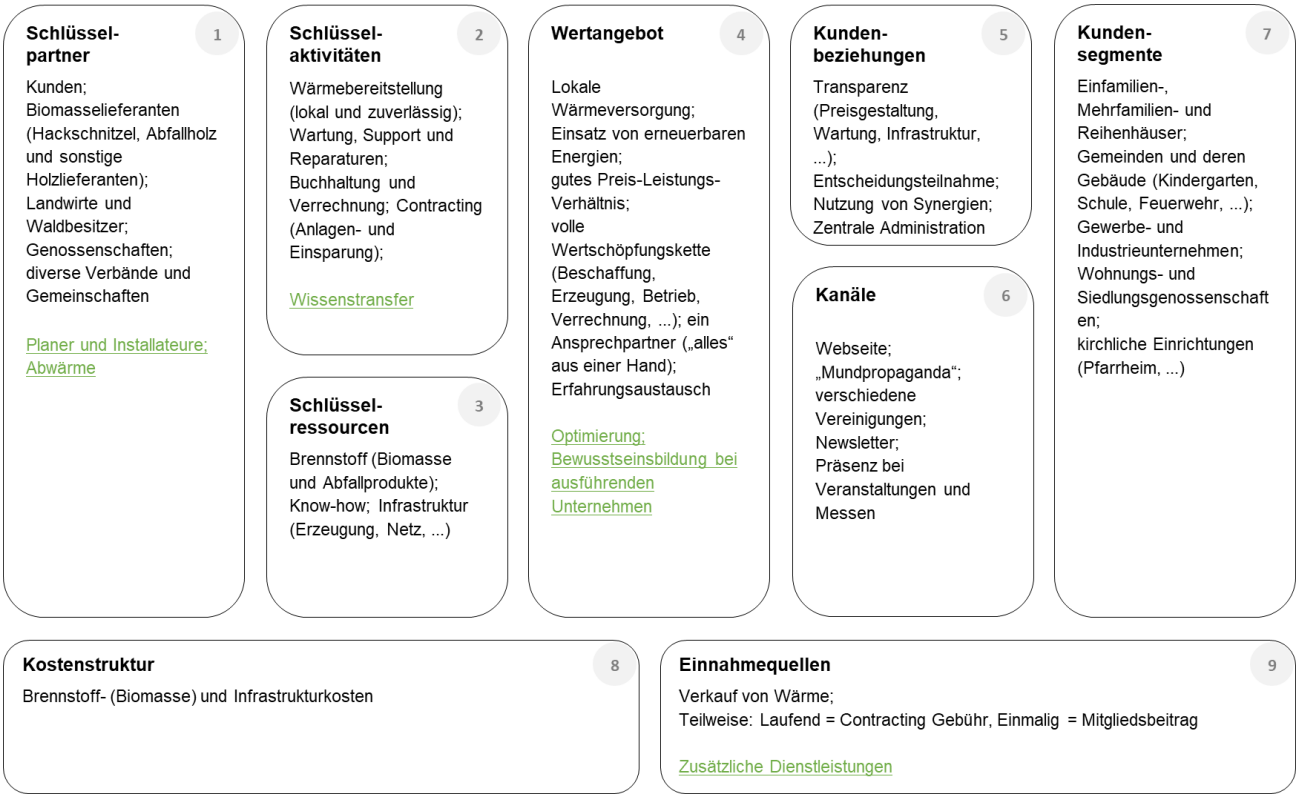


Abbildung 114: Geschäftsmodell für ländliche Netze in Österreich: Status quo (schwarz) und innovative Elemente (grün) nach Geyer (2017)

Üblicherweise bestehen die Geschäftsmodelle für Wärmenetzbetreiber aus „klassischer“ Wärmebereitstellung: Wärme wird produziert und zu den Kunden geliefert. Eine tiefergehende Kundenbeziehung existiert meist nicht. Besonders bei städtischen Wärmenetzen sind die Kunden der Versorger häufig nicht die Endverbraucher, sondern Stakeholder wie Wohnungsgenossenschaften, die eine Ebene dazwischen liegen. Typischerweise sind die Wärmelieferverträge rigide mit wenigen Freiheitsgraden für die Endverbraucher. Fixe (Grundpreis) und variable Kosten (Energiepreis) prägen die Tarifgestaltung der Wärmeversorger. Aufgrund von oftmals hohen Fixkostenanteilen sehen Kunden kaum finanzielle Anreize Energie einzusparen bzw. Heizungssysteme zu optimieren. Obwohl Wärmeversorger Kunden als Schlüsselpartner sehen, spielen sie noch kaum eine große (aktive) Rolle in ihren bestehenden Geschäftsmodellen. Eine weitere Herausforderung besteht in der Vielzahl an Netzen mit hohen Systemtemperaturen. Dies stellt eine Barriere für Niedrigtemperatursysteme dar und verzögert/hemmt den Übergang zur nächsten Generation der Fernwärme.

Die wichtigsten technischen Hindernisse für niedrigere Netztemperaturen liegen in der Regel auf der Sekundärseite (Volkova, 2018; Frederiksen, 2013).

- Die Vorlauftemperatur muss den Anforderungen der Gebäudeheizungen (inkl. Warmwasserbereitung) genügen
- Die Rücklauftemperaturen hängen von der Auskühlung des primärseitigen Wassers in den Übergabestationen und in dem dahinterliegenden Heizsystem ab

Hier bestehen diverse Fehler bzw. Auslegung, Ausführung und Betrieb, die zu hohen Systemtemperaturen führen, technische Maßnahmen zur Behebung dieser Fehler sind bekannt, siehe Abschnitt 2.3. Da die Heizsysteme in Regelfall und die Übergabestationen oftmals im Besitz bzw. der Zuständigkeit des Gebäudeeigentümers sind, hat der Netzbetreiber keine und nur sehr eingeschränkte Möglichkeit darauf einzuwirken. Gleichzeitig wirken sich diese Fehler oftmals nicht auf den thermischen Komfort der Endkunden aus und sind entsprechend dem Kunden nicht bekannt.

Geeignete zukunftsfähige Geschäftsmodelle erfordern weitreichende Veränderungen (technischer, ökologischer und ökonomischer Strukturwandel), um den Kundenanforderungen gerecht zu werden und die Systemeffizienz zu erhöhen. Um eine solide Geschäftsbeziehung mit langfristiger Sicherheit für Versorger als auch Kunden zu etablieren, sind daher neue Geschäftsmodelle gefordert.

4.2 Analyse relevanter Geschäftsmodelle

In der Literatur und Praxis lassen sich diverse Ansätze und Geschäftsmodelle finden, um Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperaturen umzusetzen. Diese beinhalten neue Formen von Beziehungen zu dem Kunden sowie neue Tarifstrukturen, die Anreize für netzfreundliches Verhalten schaffen sollen. So haben die Netzbetreiber in ihre Geschäftsmodelle beispielsweise Motivationstarife, regelmäßige Audits der Gebäudeinstallationen, maßgeschneiderte Verträge, Beratungsdienste und Schulungen für Installateure aufgenommen, siehe z. B. Lygnerud (2018); Månsson (2019), Li (2015).

Grundsätzlich können die notwendigen Investitionen (oder einen Teil davon) demjenigen in Rechnung gestellt werden, der von der Optimierung profitiert. Dies ist dann der Fall, wenn der Netzbetreiber in Absprache mit dem Eigentümer die Optimierungsmaßnahmen an den sekundärseitigen Anlagen selbst bezahlt bzw. auf eigene Kosten durchführt. Bei fehlenden Ressourcen kann der Netzbetreiber einen Contractor (z. B. einen ESCO) mit der Durchführung der Optimierung beauftragen; der Contractor erhält dann vom Betreiber eine Vergütung in Abhängigkeit von den erzielten Energieeinsparungen (Energiespar- und Energieleistungs-Contracting (Würtenberger, 2012). Der umgekehrte Weg, um Anreize für eine kundenseitige Optimierung zu schaffen, ist die Übertragung des Nutzens (oder eines Teils davon) auf die Person, die für die Investition verantwortlich ist. Dies geschieht, indem der Netzbetreiber den Energiepreis senkt oder andere Arten von Vorteilen (z. B. Gutscheine, Prämien etc.) für die Kunden, die ihre Anlagen optimieren, bereitstellt. Ein Beispiel für diese Art von Anreiz ist der Motivationstarif. Dieser kann vor allem bei Eigenheimen gute Ergebnisse erzielen, während die Eigentümer von Mietwohnungen nur sehr geringe Anreize für Investitionen haben, es sei denn, sie dürfen die Miete nach der Gebäudeoptimierung erhöhen. Diesbezüglich gibt es in Europa große Unterschiede in der Regulierung (Würtenberger, 2012; Castellazzi, 2017). Zu den europäischen Ländern, die bereits Maßnahmen zur Lösung dieses Problems ergriffen haben, gehören die Niederlande, Frankreich, Deutschland, das Vereinigte Königreich, Italien und Schweden. In Österreich ist eine Mieterhöhung nicht zulässig[4].

Im FFG-Förderprojekt NextGenerationHeat (Köfinger (2015, 2016)) wurden Geschäftsmodelle hinsichtlich der Senkung der allgemeinen Netztemperaturen sowie einer möglichst breiten Umsetzung von Niedertemperatur (NT)-Fernwärmesystemen evaluiert. Die wesentlichen Erkenntnisse sind hier zusammengefasst:

- Spezifische Tarifmodelle können einen (Kosten-)Vorteil für alle beteiligten Akteure bewirken. Wenn der Fernwärmeversorger nicht zugleich der FW-Erzeuger und eventuell auch nicht der Netzbetreiber ist, kann er einen Großteil der (Kosten-)Vorteile durch das Niedertemperatur-Fernwärmesystem nicht selbst nutzen. In diesem Fall ist die Weitergabe dieser Vorteile in Form eines begünstigten Tarifs vom Vorlieferanten erforderlich.
- Contractingmodelle können Fallbeispiele, die aus (Einzel-)Abnehmersicht nicht wirtschaftlich erscheinen, als Gesamtprojekt wirtschaftlich darstellen.
- Falls der Contractor nicht zugleich der Erzeuger und Netzbetreiber ist, ist zum Teil die Weitergabe von begünstigten Wärmetarifen erforderlich.
- Genossenschaft-/Beteiligungsmodelle haben höhere Bedeutung bei kleineren Wärmenetzen (meist Biomasse), bei größeren FW-Netzen sind sie zurzeit nicht sehr attraktiv.
- Dienstleistungsmodelle zur Absenkung der RLT bei Kundenanlagen haben vor allem beim Bestand eine hohe Bedeutung.
- NT-Netze bieten gute Voraussetzungen für den Einsatz alternativer Wärmequellen (Erneuerbare Energien, Abwärme, Wärmepumpe etc.). Tarifmodelle für NT-Einspeiser können einen forcierten

[4] https://www.jusline.at/gesetz/mrg.

Einsatz derartiger Einspeiser ermöglichen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Ökologisierung der Fernwärme leisten.

Im Zuge des Projektes T2LowEx wurden folgende best-practice Beispiele identifiziert, in der bedeutende Temperatursenkungen erzielt wurden konnten:

- Kopenhagen (Dänemark, 5.400 GWh/a Wärmeproduktion), wo der Betreiber in den letzten Jahrzehnten umfangreiche Investitionen getätigt hat, um die technische, wirtschaftliche und ökologische Effizienz des Systems zu verbessern, und erhebliche Anstrengungen im Bereich der Kundenbeziehungen unternommen hat, siehe Elsman (2009).
- Roskilde (Dänemark, 385 GWh/a Wärmelieferung), wo der Netzbetreiber 2003 einen Motivationstarif einführte und eine enge Zusammenarbeit mit den Nutzern begann, um die Systemtemperaturen zu senken, siehe Veks (2019).
- Viborg (Dänemark, 210 GWh/a Wärmelieferung), wo durch die Einführung eines Motivationstarifs, intelligente Zähler und eine umfassende Kommunikation die durchschnittliche Vorlauftemperatur von 80 auf 66 °C und die durchschnittliche Rücklauftemperatur von 50 auf 40 °C in 15 Jahren (von 2002 bis 2017) gesenkt werden konnte, siehe Abildgaard (2017) und Diget (2019).
- Flachau (Österreich, 30 GWh/a Wärmelieferung), wo das Versorgungsunternehmen die drei Kunden mit dem niedrigsten Durchfluss pro Wärmeverbrauch jedes Jahr belohnt. Den Kunden mit den höchsten Wasserdurchflusswerten werden Audits und Empfehlungen zur Optimierung ihrer Anlagen angeboten. Dank dieses Motivationssystems und der Bemühungen des Netzbetreibers ist die durchschnittliche Rücklauftemperatur in neun Jahren (von 2008 bis 2017) von 61 auf 47 °C gesunken, siehe Kaml (2017).
- Rise (Insel Aeroe, Dänemark, 2.650 MWh/a Wärmeversorgung), mit 100 % erneuerbarer Wärmeerzeugung (aus Solarkollektoren und Pelletkessel) und einer Rücklauftemperatur unter 40 °C (30 °C im Winter), siehe Ulbjerg (2003).

4.2.1 Motivationstarife

Im Folgenden wird einer der wesentlichen Geschäftsmodelle detaillierter analysiert, die Umsetzung von Motivationstarifen. Diese werden auf unterschiedliche Weise umgesetzt (Lygnerud (2018); Månsson, (2019); Ulbjerg (2003); Dyrelund (1999)). Hierbei lassen sich zwei Tarife unterscheiden: Nutzung des Durchflusses pro Wärmeverbrauch (m^3/MWh) oder Temperaturwerte (entweder die absolute Rücklauftemperatur oder die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur). Die Fernwärmeversorgungsunternehmen können Motivationstarife für das ganze Jahr oder nur für einen Teil des Jahres, z. B. in der Heizperiode, anwenden. Die Durchflusskomponente berücksichtigt im Wärmepreis die Wassermenge, die pro verbrauchte Wärme durch die Übergabestation geleitet wird. Der Bonus und der Malus werden in der Regel als prozentuale Schwankungen des Wärmepreises (oder einer seiner Komponenten) in Abhängigkeit von der Abweichung zwischen dem gemessenen Schlüsselparameter und dem Referenzwert berechnet. Schlüsselparameter können die Rücklauftemperatur (Tr) (siehe Abbildung 115 aus Veks (2019); Diget (2019)), die Abkühlung durch die Übergabestation ΔT (Ulbjerg (2013)), die

Wassermenge pro gelieferte Wärme (Månsson (2019)) sein. Der für die Berechnung des Bonus oder Malus herangezogene Wert ist in den meisten Fällen ein Durchschnittswert über den gesamten Abrechnungszeitraum (von einem Monat bis zu einem Jahr). Im Allgemeinen kann der Referenzwert Zielwert oder der Durchschnittswert aller Kundenanlagen sein (z. B. in Göteborg (2019)). Im letzteren Fall hat der Tarifanreiz keine Auswirkungen auf das Gesamteinkommen des Versorgungsunternehmens, da alle daraus resultierenden Malus- und Bonusbeträge ausgeglichen werden (Dyrelund, (1999)). Ein besonderes Motivationssystem ist das der österreichischen Gemeinde Flachau, wo es keinen Malus gibt und der Bonus in Form eines Gutscheins gewährt wird.

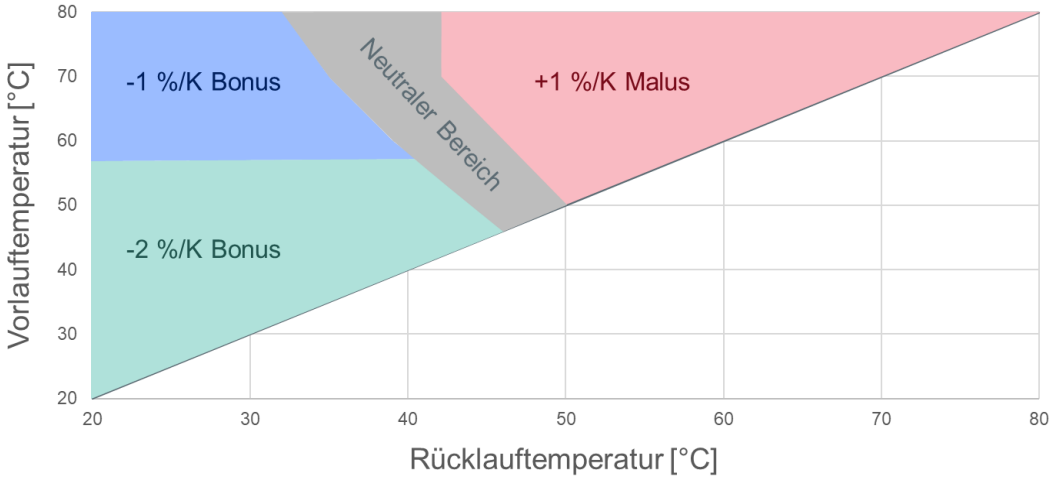


Abbildung 115: Funktionsweise des Motivationstarifs in Viborg (DK) nach Diget (2019)

Eine weitere Möglichkeit kann die Nutzung der Wärme aus dem Rücklauf sein, die die Rücklauftemperaturen reduziert, siehe z. B. das IEA DHC Project CASCADE[5]. Ein solches Motivationsmodell bietet einen Rabatt für die aus der Rücklaufleitung entnommene Wärme und soll die Kunden zur Installation von Niedertemperatursystemen (z. B. Fußbodenheizung, Durchlauferhitzer) bewegen.

4.2.2 Kundenorientierung und Kommunikation

Wie in Månsson (2019) berichtet wird, erkennen Fernwärmeunternehmen, dass eine gute und enge Kundenbeziehung „der wichtigste Faktor ist, um die Bereitschaft der Kunden zu erhöhen, zu niedrigeren Rücklauftemperaturen beizutragen und daran zu arbeiten“. Der Motivationstarif kann als ein Instrument angesehen werden, mit dem nicht nur ein Teil des Gewinns geteilt und die Kunden mit optimierten Anlagen belohnt werden, sondern auch den Kunden, die für hohe Rücklauftemperaturen verantwortlich sind, ein höherer Wärmepreis auferlegt wird. Auf der einen Seite scheint dies ein Weg zu sein, die Betriebskosten gerecht zu verteilen, auf der anderen Seite kann man sich leicht ausrechnen, dass bestrafte Kunden einige Motivationsmodelle kaum akzeptieren werden.

[5] https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/annex-xiii/annex-xiii-project-07

Fernwärme-Unternehmen sind sich dieses Risikos bewusst und begleiten die Einführung eines Motivationstarifs in der Regel mit umfangreichen Informationskampagnen (Veks (29019), Diget (2019), Elsman (2009)). Die Kampagnen können aus Informationsblättern oder Broschüren bestehen, die an die Kunden verschickt werden und/oder im Internet verfügbar sind oder in sozialen Medien geteilt werden, aus Audits in den Kundenanlagen aus der Bereitstellung von Informationen darüber, wie die Leistung des Heizsystems verbessert und die Abrechnungskosten gesenkt werden können. Zu diesen Aktivitäten gehören in einigen Fällen auch die Erstellung und Verbreitung von Videos für nicht fachkundige Nutzer und die Schulung von Installateuren. Ziel der Kommunikation ist es auch zu verhindern, dass der Anreiztarif fälschlicherweise als zusätzliche Steuer oder als Missbrauch der Zuständigkeit wahrgenommen wird, vielmehr soll er Teil einer gemeinsamen Anstrengung sein, das Gesamtsystem technisch und wirtschaftlich effizienter zu machen. So werden die höheren Kosten aufgrund der schlechten Anlagen-Performance in Optimierungsmaßnahmen investiert. Diese schlagen sich über einen längeren Zeitraum in niedrigeren Kosten für alle Kunden nieder. Hervorzuheben ist auch der Erfolg der Informationskampagne zur Einführung des Motivationstarifs in Roskilde: Hier wurde ca. 70 % der Kunden ein Malus in Rechnung gestellt, aber nur 1 % hat sich darüber beschwert (Veks, 2019).

Zu einer guten Beziehung sollten neben Informationskampagnen auch regelmäßige Besichtigungen der Kundenanlagen gehören, um die Leistungsfähigkeit des Systems zu überprüfen. Dabei können die Techniker der Energieversorgungsunternehmen kleinere Störungen kostenlos beseitigen und zusätzliche Optimierungsmaßnahmen vorschlagen, siehe Månsson (2019); Veks (2019); Diget (2019). In kleinen Netzen sind solche Besuche bei allen Installationen möglich, während sich der Netzbetreiber in großen Netzen auf die strategisch wichtigsten Kunden konzentrieren muss. Eine Möglichkeit, diese Art von Beziehung zu formalisieren, ist die Unterzeichnung von Dienstleistungsvereinbarungen mit den Kunden Månsson (2019); solche Vereinbarungen können Sorglospakete, regelmäßige Wartung und Leasing von Geräten umfassen, siehe Abildgaard (2017), Elsman (2009). In einigen Fällen umfasst der Service die Installation von Zählern mit Fernauslesung, um die Erkennung von Fehlern in Umspannwerken zu erleichtern, Elsman (2009), Kaml (2017). Zusätzlich zu den in solchen Verträgen unterzeichneten direkten Kundendiensten unterstützen einige Versorgungsunternehmen auch einen Do-it-yourself-Ansatz, indem sie den Kunden nützliche Anleitungen zur Erkennung möglicher Ausfälle oder Fehler, zur Korrektur suboptimalen Verhaltens, zur Durchführung nachfrageseitiger Energieeinsparungen und zur Senkung der Abrechnungskosten zur Verfügung stellen. Die Informationen werden in Form von Broschüren an die Kunden verschickt oder sind im Internet, in sozialen Medien, in Apps oder in Form von YouTube-Videos verfügbar. Einige Unternehmen bieten auch die Möglichkeit, per Chat oder Videotelefonie zu kommunizieren. Ein weiterer in Kopenhagen angebotener Service ist ein Online-Tool für die „grüne Buchhaltung“, das den einzelnen Nutzern die Menge an CO2-, SO2- und NOx-Emissionen in Verbindung mit ihrem Wärmeverbrauch anzeigt.

4.3 Stakeholder Interviews

Im Rahmen des Projektes fanden diverse Gespräche und Interviews mit den relevanten Stakeholdern statt, um deren Bedürfnisse und Barrieren zu identifizieren sowie das entwickelte GM zu prüfen.

4.3.1 Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU)

Im Rahmen des Projektes wurden Geschäftsmodelle bzw. Randbedingungen für die Entwicklung der Geschäftsmodelle mit den FVUs im Projektkonsortium sowie mit FVU, die am Abschlussworkshop vom Projekt heat_portfolio[6] (Wien, 28.02.2018) teilnahmen diskutiert. Die beteiligten Unternehmen repräsentieren unterschiedliche ländliche und städtische Fernwärmenetzte. Hierbei wurden folgende Themen diskutiert:

1. Verwenden Sie Methoden zur Fehlererkennung in den Übergabestationen der Kunden? Schlecht funktionierende Übergabestationen werden in der Regel durch den Wert des Wasserdurchflusses pro abgegebener Wärme erkannt. Hohe Werte deuten auf eine schlechte Kühlung des Primärwassers hin. Eine andere Methode basiert auf den Überverbrauch, der auch ein Indikator für die Auswirkungen auf das Gesamtsystem darstellt. Bei beiden Methoden werden die Werte jedoch in den meisten Fällen über einen längeren Zeitraum berechnet, der von einem Monat bis zu einem Jahr reicht.
2. Haben Sie freien Zugang zu den Übergabestationen und der Sekundärseite? Die Eigentumsgrenze ist sehr netzspezifisch. Insbesondere in neuen Netzen gehören die Übergabestationen dem Betreiber, der auch für die Wartung zuständig ist und die Möglichkeit hat, sie jederzeit zu inspizieren; in anderen Fällen gehört die Übergabestation dem Kunden, so dass der Zugang schwieriger ist. Nach der Übergabestation sind die sekundärseitigen Anlagen in den meisten Fällen (mit Ausnahme bestimmter Kunden) außerhalb des Zugriffs des Netzbetreibers.
3. Führen Sie Energieaudits und technische Beratung für Kunden durch? Im Regelfall werden bei den Kundenanlagen keine Audits regulär durchgeführt, da sie einen hohen Ressourcenaufwand erfordern würden. Sie finden nur dann statt, wenn Abweichungen von den Betriebsparametern auftreten, die auf Fehler hindeuten können, oder wenn Beschwerden von Kunden wegen Ausfällen oder schlechten Leistungen der Heizungsanlage auftreten. Diese Audits sind auch eine Gelegenheit, den Kunden zusätzliche Anweisungen zu geben, wie sie die Anlagen optimieren, den Komfort erhöhen und die Heizkosten senken können.
4. Welche Tarifstruktur verwenden Sie? Fast alle FVUs wenden eine einheitliche Preisstruktur an, bestehend aus:

    a. Grundpreis, abhängig von der Anschlussleistung (EUR/kW)
    b. Energiepreis, der sich nach dem Wärmeverbrauch richtet (EUR/MWh)

[6] https://energieforschung.at/projekt/technische-grundlagen-zur-signifikanten-integration-dezentral-vorliegender-alternativer-waermequellen-in-waermenetze/

c. Zählerpreis, der für die Miete des Wärmezählers berechnet wird (EUR/Monate)

Der Tarif ist in der Regel das ganze Jahr über gleich, obwohl einige Versorgungsunternehmen außerhalb der Heizsaison einen Rabatt gewähren. Einige Wärmeversorgungsunternehmen bieten auch Tarifsysteme an, die auf die Bedürfnisse von Sonderkunden wie Industrieunternehmen und Großgebäuden zugeschnitten sind; solche Lösungen können auch die Wartung der sekundärseitigen Anlagen einschließen.

5. Wie motivieren Sie Ihre Kunden dazu, auf die Rücklauftemperatur zu achten? Bislang gibt es hier wenig Erfahrungen bei den einbezogenen FVUs. Vereinzelt werden Motivationstarife in Österreich umgesetzt (Flachau). Wesentliche Hemmnisse zur Umsetzung sind bestehende Wärmemengenzähler, die nach dem österreichischen Maß- und Eichgesetz nicht für Temperaturabrechnungen verwendet werden dürfen. Auch haben Nutzer nicht immer Zugang zum System. Weiters ist der administrative Aufwand, um Wärmelieferverträge neu zu verhandeln, groß; auch gibt es eine mangelnde Kommunikation seitens des Kunden (so sollten Sanierungsmaßnahmen dem FVU bekannt gegeben werden, dass dieses auf das Heizsystem Einfluss nehmen kann); Weiteres besteht ein mangelndes Bewusstsein der Verbraucher, wie reduzierte Temperaturen zu verfolgen bzw. einzuhalten.
6. Welche Finanzierungsinstrumente stehen Ihnen zur Verfügung, um die Effizienz des Systems zu verbessern? Für die meisten Betreiber sind die verfügbaren Finanzierungsinstrumente (in der Regel Zuschüsse und Subventionen aus lokalen, nationalen und europäischen Fonds) nicht ausreichend, um große Investitionen zu tätigen. Obwohl sie sich von niedrigeren Temperaturen Gewinne versprechen, sind die FVUs daher nicht in der Lage, die Investitionskosten zu tragen.
7. Haben Sie ESCOs mit irgendwelchen Tätigkeiten beauftragt (z. B. Energielieferung, Energieeinsparung)? Contracting ist kein Standard in den Geschäftsmodellen der österreichischen FVUs. Allerdings werden in einigen Netzen der Betrieb und die Wärmeversorgung an ESCOs vergeben. Im Bereich der Energieeinsparung ist Contracting vereinzelt anzutreffen.

4.3.2 Eigentümer und Hausverwaltungen

Fokus der Interviews mit Hausverwaltungen und Eigentümern war die Abfrage von Informationen bzgl. der Entscheidungsfindung zu Sanierungen oder Modernisierungen von Heizungsanlagen. In bilateralen Interviews wurden der Zentralverband Haus und Eigentum, Weinberger Biletti, Wohnbau Salzburg, Zentralverband der Immobilienverwaltung und Neue Heimat Tirol angesprochen. Fokus der Interviews waren folgende Bereiche:

1. Auf welcher Grundlage werden Investitionsentscheidungen üblicherweise getroffen? Die Entscheidung für Investitionen in die Heizungsanlage hat in den meisten Fällen ausschließlich oder überwiegend wirtschaftliche Gründe: Ausschlaggebend sind Investitionskosten und die erwarteten Einsparungen. Es ist sehr selten, dass Eigentümer die bestehenden Heizungsanlagen ersetzen oder renovieren, solange sie funktionieren, es sei denn, es ist gesetzlich vorgeschrieben oder es sind sehr attraktive Angebote auf dem Markt verfügbar.

2. Gibt es nicht-ökonomische Treiber? Die wichtigsten nicht-monetären Faktoren sind: der thermische Komfort, die Einfachheit des Systembetriebs und der Steuerung sowie die Zuverlässigkeit des Heizsystems. Allerdings sind diese Aspekte in der Regel weniger entscheidend als finanzielle Erwägungen.
3. Wie nehmen Immobilieneigentümer Fernwärme in der Regel war? Einige Eigentümer sehen in dem Fernwärmeanschluss eine Einschränkung ihrer Wahlfreiheit bzw. ihres Handlungsspielraums in Bezug auf thermischen Komfort und Heizkosten. Außerdem wird die Fernwärme oftmals als teurer empfunden als andere Lösungen, und eine unabhängige Heizung wird häufig bevorzugt. Daher wird die Entscheidung, von einem individuellen Heizsystem auf einen Fernwärmeanschluss umzustellen (und in die entsprechenden Installationen und Bauarbeiten zu investieren), wenn nicht gesetzlich vorgeschrieben, nur in seltenen Fällen von Eigentümern getroffen. Ebenso ist es eher unrealistisch, dass Eigentümer von mit Fernwärme versorgten Häusern in Optimierungsmaßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperatur investieren, wenn dies nicht zu konkreten Vorteilen führt.
4. Wären Anreize ein wirksames Instrument, um Kunden dazu zu bewegen, ihre Anlagen zu optimieren und die Rücklauftemperatur zu senken? Anreize für Haushalte mit Fernwärmeanschluss können theoretisch dazu beitragen, die Rücklauftemperatur zu senken. Es sind jedoch auch Anstrengungen seitens der Netzbetreiber erforderlich, da sie klare und vollständige Anweisungen zu den Maßnahmen geben müssen, die zur Optimierung der Gebäudeinstallationen durchzuführen sind. Darüber hinaus scheinen Anreize für Kunden keine gute Lösung für Mietwohnungen zu sein. Nach dem österreichischen Mietrechtsgesetz[7] gehen die Optimierungsmaßnahmen nämlich zu Lasten des Eigentümers, der nicht von einem niedrigeren Wärmetarif profitieren würde, wenn der Kunde der Heizungsanlage (wie in der überwiegenden Mehrheit der Mietwohnungen) der Mieter ist.

4.4 Vorgeschlagenen Geschäftsmodelle und SWOT-Analyse

Basierend auf den Literaturrecherchen und den Stakeholderinterviews sowie projektinterner Workshops wurden vier Geschäftsmodelle zur Umsetzung von Maßnahmen zur Senkung der Systemtemperaturen im Fernwärmenetz entwickelt. Gleichzeitig wurden das Geschäftsmodell bewertet bzgl. der Stärken (Strength), Schwächen (Weaknesses); Chancen (Opportunities) und Bedrohungen (Threats) in Form einer SWOT-Analyse. Für alle entwickelten Geschäftsmodelle gilt:

STÄRKEN:

- Technische Maßnahmen zur Reduktion der Vor- und Rücklauftemperaturen im Bestand oder im Neubau sind im Regelfall bekannt und gut beherrschbar. Bei erfolgreicher Durchführung der Maßnahmen und der dadurch resultierenden Reduktion der Rücklauftemperaturen zeigen sich diverse Vorteile im Wärmenetz: erhöhte Effizienzen der Erzeugungsanlagen und Kapazitäten der

[7] https://www.jusline.at/gesetz/mrg

Speicher sowie erhöhte Integrationspotenziale alternativer Energiequellen, erhöhte Anschlusskapazitäten, geringere Wärmeverteilverluste und Pumpstromkosten und damit eine erhöhte Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit der Fernwärme.

- Gleichzeitig haben einzelne Optimierungsmaßnahmen auch einen positiven Einfluss auf den Komfort der Gebäudebewohner bzgl. der Temperaturverteilung und Behaglichkeit.
- Ein effizientes, nachhaltiges und kostengünstiges Energiesystem fördert die Sichtbarkeit in der Öffentlichkeit und die Kundenzufriedenheit.
- Ein weiterer Vorteil ist die Schaffung des Bewusstseins bei den beteiligten Akteuren (Netzbetreibern, Installateuren, Bewohnern, Haustechnikern etc.) für die Bedeutung niedriger Systemtemperaturen durch Darstellung der wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile.

SCHWÄCHEN:

- Bei Erzeugungstechnologien, die auf Verbrennungsprozesse beruhen (KWK, Gas- oder Biomassekessel ohne Rauchgaskondensation) sind die positiven Effekte reduzierter Systemtemperaturen sehr gering. Entsprechend beschränken sich die positiven Effekte im Gesamtsystem im Wesentlichen auf die Reduktion der Wärmeverteilverluste und Pumpstromkosten. Diese Effekte sind jedoch oftmals zu gering, um ein attraktives Geschäftsmodell zu erhalten.
- Der tatsächliche (wirtschaftliche) Nutzen einer abgesenkten Rücklauftemperatur muss für jedes Fernwärmenetz inkl. der jeweiligen Erzeugungstechnologie individuell betrachtet werden. Eine generelle Aussage über den jeweiligen Nutzen ist nicht möglich.
- In den gegenwärtigen Wärmelieferverträgen bzw. technischen Anschlussbedingungen werden im Regelfall bestimmte Mindest- bzw. Maximaltemperaturen vorgeschrieben. Diese Verträge haben oftmals eine langfristige Gültigkeit und werden nur selten geändert.
- Beim Anschluss von größeren Kunden an das Wärmenetz dominiert oftmals die Vertriebssicht bzw. besteht eine Konkurrenz zu anderen Heizsystemen (z. B. Gaskessel), so dass höhere Rücklauftemperaturen in Kauf genommen werden, auch wegen der geringen Effekte in manchen Wärmenetzen. Das reduziert auch die Bereitschaft, die technischen Anschlussbedingungen nach erfolgtem Anschluss oder bei einer Erhöhung der Rücklauftemperatur beim Kunden durchzusetzen.
- Manche Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperatur sind mit hohen Investitionskosten verbunden und gleichzeitig mit einer Erhöhung der Effizienz des Heizsystems und damit einer Einsparung an verkaufter Wärmemenge, so dass die Vorteile der Rücklauftemperatursenkung z. T. mit geringeren Erlösen aus dem Wärmeverkauf für den Wärmelieferanten einhergehen. Im Umkehrschluss können diese freigewordenen Wärmemengen aber auch Potenziale für zusätzliche Kundenanschlüsse bedeuten, wenn das Bestandsnetz in seiner Übertragungsleistung bereits limitiert ist.
- Die Effekte reduzierter Rücklauftemperaturen sind nur indirekt messbar, besonders bei großen Wärmenetzen ist die Auswirkung der Optimierung von Einzelgebäuden im Verhältnis zum gesamten Netz nur rechnerisch nachweisbar. Um einen spürbaren Effekt zu erzielen sind oft

substanzielle Investitionen notwendig. Zusammen mit den oben genannten geringen Effekten der Rücklauftemperaturreduktion ergeben sich lange Amortisationszeiten und damit verbundene Finanzierungsrisiken.

- Der Gebäudebestand hat eine heterogene Struktur hinsichtlich Eigentumsverhältnisse, Nutzerverhalten, Gebäudeeigenschaften und installierter Haustechnik. Auch sind oftmals nur eingeschränkt Informationen zu der Struktur und Monitoringdaten des Energieverbrauchs/der Rücklauftemperaturen verfügbar. Weiters sind die notwendigen Maßnahmen sehr individuell bzw. hängt der Effekt stark von den Gebäudeeigenschaften ab. So lassen sich Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperaturen und die damit verbundenen Geschäftsmodelle nicht gut identifizieren, bewerten, standardisieren und skalieren.
- In Fällen, in denen die Warmwasserbereitung für hohe Rücklauftemperaturen verantwortlich ist, gibt es für zentrale Warmwasserbereitungsanlagen aufgrund der Legionellenverordnung regulative Barrieren für die Optimierung, da sehr hohe Temperaturniveaus gefordert werden und alternative Maßnahmen zur Vermeidung von Legionellen nicht vorgesehen sind (die Verordnung kommt für Ein- und Zweifamilienhäuser und für dezentrale Anlagen, z. B. Wohnungsstationen nicht zur Anwendung).
- Derzeit ist die Bedeutung niedriger Systemtemperaturen politisch nicht präsent, das aktuelle Förderregime ist nicht spezifisch auf die Umsetzung von Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen ausgelegt, es fehlen geeignete Förderanreize. Die UFI Förderung zielt zwar auf Anlagenoptimierung ab, aber Temperaturreduktion wird nur indirekt adressiert.

CHANCEN:

- Die Nutzung von Energieträgern wie Solar- und Geothermie, Abwärme und Wärmepumpen sowie der Einsatz von Saisonspeichern werden derzeit auch auf politischer Ebene forciert, gleichzeitig wird die Rolle der Fernwärme in der Dekarbonisierung der Energieversorgung in Städten anerkannt und Niedertemperatursysteme werden als Schlüsselkomponenten nachhaltiger Energiesysteme verstanden. Der Umstieg auf diese Energieträger erhöht die positiven Effekte sinkender Rücklauftemperaturen signifikant.
- Das Bewusstsein in der Gesellschaft und bei vielen Kunden bezüglich Energiewende und Klimaneutralität steigt, so dass die Bereitschaft für Verhaltensänderungen bzgl. Energieeffizienz und erneuerbare Energieträger steigt. Gleichzeitig misst die Politik den Endkunden bei der Energiewende eine immer wichtigere Rolle zu. Weiters zeigt sich ein Trend in Richtung Energiegemeinschaften und Genossenschaften, in denen die Kunden sich finanziell oder als Prosumer beteiligen.
- Die Rolle sinkender Rücklauftemperaturen kann in den derzeit in Entwicklung befindlichen Instrumenten des Bundes und der Länder (EAG, Wärmestrategie, Eigentums- und Mietrecht, ggf. Novellierungen der Bauordnungen) berücksichtigt werden. Positiv auswirken würden sich z. B. die Anpassung der Förderbedingungen für Fernwärmeanschlüsse, ein Mindestanteil alternativer Energieträger bei vorzulegenden Dekarbonisierungsstragien im Rahmen der WKLG Förderung. Ebenso könnte eine Neugestaltung der Bauordnung ggf. regulatorische Ausnahmegenehmigungen hilfreich sein.

- Ein steigender Grad an Digitalisierung erlaubt es, mehr Informationen über den Kunden, dessen Heizsystem und die Rücklauftemperaturen zu erfassen und somit die Potenziale zur Rücklauftemperaturabsenkung sowie geeignete Maßnahmen und Geschäftsmodelle besser gestalten zu können.

BEDROHUNGEN:

- Der Hochtemperatur-Lock-In: Solange niedrige Netztemperaturen aufgrund der vorherrschenden Hochtemperaturerzeuger keinen oder nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze haben, ist die Motivation zur Reduktion des Temperaturniveaus gering. Dementsprechend fehlen konkrete Anreize zur Initiierung von Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen, was wiederum in einem reduzierten Potenzial alternativer Wärmequellen resultiert und die Dominanz der Hochtemperaturerzeuger stabilisiert.
- Derzeitige Geschäftsmodelle und Dekarbonisierungsstrategien von Wärmenetzen fokussieren auf die Weiternutzung bzw. Steigerung des Einsatzes von Verbrennungsprozessen (Biomasse, Biogas und andere „grüne Gase“) als Haupterzeuger für die Fernwärme, so dass die Dominanz von Hochtemperaturerzeugern ausgebaut wird und der Hochtemperatur-Lock-in-Effekt weiter verstärkt wird.
- Nachdem Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen umgesetzt wurden, bedarf es kontinuierlicher Anstrengungen bzw. eine langfristige Strategie, damit die Rücklauftemperaturen aufgrund von Neuanschlüssen oder Veränderungen in den Bestandsanlagen nicht wieder steigen.

In Folgenden wird auf die Stärken, Schwächen, Chancen und Bedrohungen der vier entwickelten Geschäftsmodelle im Detail eingegangen.

4.4.1 GM-1: Eigeninvestition (Referenz)

Das EVU übernimmt die Investition und führt auch die rücklaufsenkenden Maßnahmen beim Kunden durch, die „Rückzahlung“ der Maßnahmen wird durch Einsparungen in den Betriebskosten realisiert. Das GM 1 ist für Fernwärmeversorgungsunternehmen das übliche Geschäftsmodell und es ist damit als Referenz anzusehen.

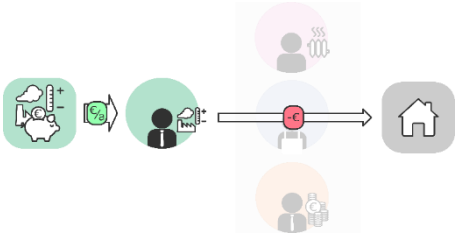


Abbildung 116: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles „Eigeninvestition“

Bewertung:

STÄRKEN

- EVUs haben grundsätzlich eine sehr gute Kenntnis der meisten Kundenanlagen und im Regelfall die technischen Kompetenzen und das Personal, um die Maßnahmen umzusetzen
- Das Geschäftsmodell ist gut geeignet für die meisten Bestandsgebäude mit Standardlösungen bzgl. der Übergabestation und des Heizsystems
- GM kann vom EVU direkt umgesetzt werden

SCHWÄCHEN

- EVU muss eine ausreichende Liquidität für die Durchführung der Maßnahmen haben
- EVU übernimmt das gesamte Investitionsrisiko bzgl. des Maßnahmenerfolgs
- EVU hat teilweise nur eingeschränkten Zugang zu manchen Anlagen (abhängig von Eigentumsverhältnissen)
- Ist die Anlage im Besitz des Kunden, besteht nur wenig Interesse, hier substanziell zu investieren, bzw. stellen sich auch rechtliche Fragen (z. B. Haftung) bei dem Eingriff in fremde Anlagen
- Die genauen Ursachen für hohe Rücklauftemperaturen sowie die Kosten der entsprechenden Maßnahmen können insbesondere bei größeren Kundenanlagen individuell sein und schwierig für das EVU aus der Ferne zu identifizieren. Vor allem Anlagen in Gewerbe und Industriebetrieben können komplex bzw. dem EVU unbekannt sein, so dass das notwendige technische Know-how erst erworben werden muss.
- Die Umsetzbarkeit der Maßnahmen wird stark von der wirtschaftlichen Situation des EVU und der Verfügbarkeit geeigneten technischen Personals beeinflusst

CHANCEN

- Steigende Wahrnehmung der Bedeutung sinkender Rücklauftemperaturen innerhalb des EVUs

BEDROHUNGEN

- Geringe Prioritäten für rücklauftemperatursenkende Maßnahmen

4.4.2 GM-2: Kundenmotivation/Motivationstarif

Der Kunde übernimmt die Investition bzw. führt die Maßnahmen selbst durch „Rückzahlung“ der Investitionen/Aufwendungen durch Bonus-(Malus-)Tarif in Abhängigkeit der RLT (bzw. Auskühlung). Der Bonus kann sowohl monetär sein (Rabatt auf den Leistung- oder Arbeitspreis) als auch in Form von Gutscheinen für Partnergeschäfte erteilt werden. Der letzte Fall hat den Vorteil, die lokale Wirtschaft zu unterstützen, und das Partnergeschäft kann die Treue der Kunden erhöhen.

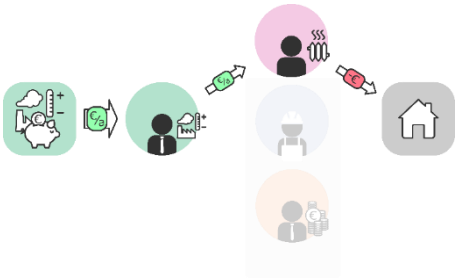


Abbildung 117: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles „Kundenmotivation“

Bewertung:

STÄRKEN

- Beim EVU treten keine Investitionskosten auf; die Risiken des Maßnahmenerfolgs liegen allein beim Kunden
- Das Modell ist grundsätzlich schnell und einfach auf eine große Menge an Gebäuden anwendbar und somit gut skalierbar
- Es können auch Maßnahmen bzgl. der Verhaltensänderung gefördert werden, bei denen also keine Investitionen notwendig sind, wie z. B. die gleichmäßige Benützung vorhandener Heizkörper
- Bei manchen Gebäuden kennen die Eigentümer/Betreiber am ehesten die notwendigen Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen und haben auch den besten Zugang zu den Anlagen
- Vergleichbare Tarife wurden bereits sehr erfolgreich vor allem im Skandinavischen Raum umgesetzt, auch in Österreich gibt es erste Erfahrungen.
- GM kann vom EVU direkt umgesetzt werden

SCHWÄCHEN

- Das Modell ist nur eingeschränkt in Mietwohnungen geeignet, da diese keine Möglichkeit oder Interesse an längerfristigen Investitionen in der Wohnung haben. Weiters haben Mieter oftmals nur eingeschränkten Zugang zu den technischen Anlagen. Verhaltensänderungen können nur geringe Effekte erzielen
- Nutzer-Investor-Dilemma: der Gebäudeeigentümer kann keinen Ertrag aus seinen Investitionen in Maßnahmen erzielen, dagegen hat der Nutzer (Mieter) den Vorteil der geringeren Wärmekosten
- Komplexität des Tarifs kann für Kunden abschreckend sein, bzw. besteht ein größerer Beratungs- und Aufklärungsbedarf, um die Tarifmodelle und die möglichen Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperaturen dem Kunden zu erklären (welche Rücklauftemperaturen habe ich eigentlich? Was kann ich einsparen / Was bringt es mir? Welche Maßnahmen kann ich eigentlich durchführen?) – wobei hier das Interesse mancher Kunden aufgrund der nur geringen Einsparungen gering sein kann

- Bestehende Wärmelieferverträge sind oftmals langfristig ausgelegt, mit nur eingeschränkten Möglichkeiten, diese anzupassen
- Geringe Verfügbarkeit von zeitaufgelösten Wärmemengenzählern sowie dem Interface zum Kunden, so dass Erfolge der Maßnahmen nicht unmittelbar erkannt werden können
- Temperatur- oder Massenstromabhängige Fernwärmetarife sind nicht ohne Weiteres zulässig, wenn die Wärmezähler nur auf die Wärmemenge geeicht sind und somit die Temperaturniveaus oder der Massenstrom somit nicht für Abrechnungszwecke verwendet werden darf (Maß- und Eichgesetz (MEG))

CHANCEN

- Die Awareness des Kunden für das Wärmenetz und dessen Erzeugungsstruktur generell und speziell die Bedeutung der Anlageneffizienz und geringer Rücklauftemperaturen kann gesteigert werden
- Die zunehmende Digitalisierung des Wärmenetzes und damit der Einsatz von Smart (Heat) Metern und entsprechenden Kundeninterfaces erlaubt es, relevante Informationen bzgl. Rücklauftemperaturen und des Tarifmodells an den Kunden weiterzugeben bzw. auch mögliche Fehlerursachen zu visualisieren und Tipps für Verhaltensänderungen zu geben
- Motivationstarife können einen Wettbewerb zwischen den Kunden erzeugen und damit höhere Effekte erzielen (wer erreicht die niedrigste Rücklauftemperatur?)
- Die Möglichkeit, den Bonus in Form von Gutscheinen bei lokalen Geschäften auszugeben, ermöglicht es, die lokale Wertschöpfung zu steigern, bzw. können diese Gutscheine auch beim EVU selbst eingesetzt werden, evtl. auch nicht-monetär (Führung durch die Energiezentrale etc.)
- Möglichkeit für den Vermieter, sich die Investitionen über eine Warmmiete zurückzahlen zu lassen (Vermieter zahlt die Wärmekosten selbst und vermietet „warm“)

BEDROHUNGEN

- Ein Malus bei zu hohen Rücklauftemperaturen kann die Kundenzufriedenheit bedrohen, besonders wenn der Kunde nur eingeschränkte Möglichkeiten hat, Maßnahmen umzusetzen bzw. der Umstieg auf ein alternatives Wärmeversorgungsystem droht (insbes. Gasheizung)

4.4.3 GM-3: Darlehen z. B. Crowdfunding

Externe Investoren übernehmen die Investition in die Maßnahmen, Rückzahlung inkl. Zinsen über eine vereinbarte Zeit.

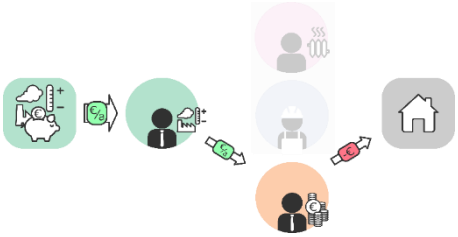


Abbildung 118: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles "Crowdfunding"

Bewertung:

STÄRKEN

- Das EVU kann neue Finanzierungskanäle eschließen
- Attraktives Geschäftsmodell für Investoren mit Fokus auf umweltfreundliche Projekte
- Crowdfunding-Plattformen können dem EVU eine bessere Sichtbarkeit und eine positive Wahrnehmung in der Öffentlichkeit geben + Ein Bewusstsein für die Wichtigkeit der Maßnahmen schaffen
- Anwendung innerhalb Wärmegemeinschaften/Genossenschaften als Möglichkeit, lokal zu investieren, Organisation evtl. als Reparatur- bzw. Optimierungsrücklage; Evtl. sind steuerliche Einsparungen möglich?
- GM kann evtl. über eine Online-Plattform organisiert werden, die Zusatzleistungen ermöglicht, z. B. Unterstützung bei Wirtschaftlichkeitsanalysen / technische Analysen, Auswahl an Technikern usw.

SCHWÄCHEN

- Unattraktiv für Investoren, die Interesse an kurzfristigen Investitionen mit hohem ROI haben
- Kann vom Wärmenetzbetreiber nicht ohne weiteres umgesetzt werden, da ein Dritter für die Umsetzung verantwortlich ist
- Datenschutzfragen bzgl. der Kundenanlagen und der Weitergabe der Informationen

CHANCEN

- Bürgerbeteiligungsmodelle gewinnen an Bedeutung (vgl. Bürgersolaranlage)
- Online-Plattformen können Transparenz herstellen und gleichzeitig einen „Wettbewerb" um die höchste RLT Senkung auslösen (siehe Motivationstarif), evtl. Möglichkeit mit Gamification Ansätzen kombinieren? Auch als Vergleichsportal für Handwerker denkbar. Plattformen haben eine hohe Skalierbarkeit

BEDROHUNGEN

- Investoren könnten als Sicherheiten Garantien einfordern, deren Risiko schwer abschätzbar ist

4.4.4 GM-4: Contracting

Ein externer Contractor setzt die Maßnahme beim Kunden um. Die Maßnahmen können z. B. vom EVU ausgeschrieben werden und nach Bestbieterprinzip vergeben; bzw. kann die Rückzahlung der Investitionen durch Aufteilung der realen Einsparungen erfolgen.

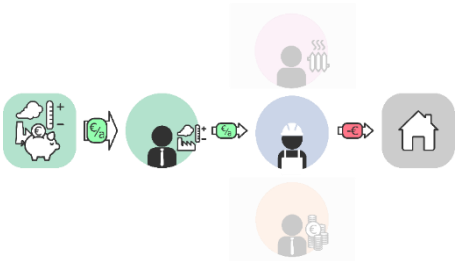


Abbildung 119: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles "Contracting"

Bewertung:

STÄRKEN

- Potenziell kostengünstige Durchführung von Maßnahmen aufgrund großer Erfahrungen/Spezialisierung vom Contractor, der national/europaweit agieren kann und damit Skaleneffekte bei den Optimierungsmaßnahmen erzielen kann;
- Das Risiko des Maßnahmenerfolgs und der Investition ist zwischen dem Contractor und dem EVU aufgeteilt
- Auch EVUs könnten als Contractor außerhalb des eigenen Netzbereiches auftreten?

SCHWÄCHEN

- Vertrag kann kompliziert sein bzw. von den Endkunden nicht verstanden werden
- zusätzliche Maßnahmen für Datenschutz ggf. notwendig
- Zugang zu den Kundenanlagen für den Contractor notwendig
- Fokus der Contractoren sind oftmals kurzfristige Optimierungen und kurze Amortisationszeiten, Amortisationszeiten bei Wärmenetzbetreibern oftmals längerfristiger
- Kann vom Wärmenetzbetreiber nicht ohne weiteres umgesetzt werden, da ein Dritter für die Umsetzung verantwortlich ist

CHANCEN

- Wachsende Kompetenzen von Contractoren?
- Strategische Partnerschaften mit Technologie-Entwicklern

BEDROHUNGEN

- fehlende Differenzierung der Kunden zwischen Betreiber und Investor im Falle eines Misserfolgs führt zu Imageschaden für Betreiber
- Verschlechterung/Distanzierung der Geschäftsbeziehung zwischen Betreiber und Kunden

4.4.5 Abschließende Bemerkungen

Neben den oben skizzierten Vor- und Nachteilen der einzelnen Geschäftsmodelle ist es unbedingt notwendig, weitere Rahmenbedingungen zu beachten. So spielt bei der Bewertung der Attraktivität/Realisierbarkeit der Geschäftsmodelle auch die folgenden Aspekte eine wesentliche Rolle:

- Soll- / Ist-Vergleich mit bestehenden Geschäftsmodellen,
- Analyse der Konkurrenz/Mitbewerber
- Mögliche Schlüsselfaktoren für Erfolg der Geschäftsmodelle

Weiters erfordert die Umsetzung der einzelnen GM unterstützende Maßnahmen wie zum Beispiel eine effektive Kommunikationsstrategie (wann muss ich meinen Wärmekunden was kommunizieren, um zum Erfolg zu kommen) sowie entsprechender Kundensupport (Bereitstellung von Know-how, Bereitstellung technischer Konzepte und geeigneter Haustechnikplaner, ...).

4.5 Kosten-Nutzen-Analyse

Für die entwickelten Geschäftsmodelle wurden im Zuge des Projektes eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Die Kosten-Nutzen-Analyse ist ein Verfahren zur Entscheidungsfindung. Damit sollen Handlungsoptionen bewertet und vergleichbar werden, um daraus ableiten zu können, ob eine Maßnahme umgesetzt werden soll oder nicht. Die zentrale Fragestellung dahinter lautet: „Ist es sinnvoll, Ressourcen für eine bestimmte Maßnahme zu verwenden?“. Außerdem können mögliche Alternativen und deren Auswirkung (Nutzen) sowie der dafür benötigte Aufwand (Kosten) bewertet werden.

Kosten und Nutzen sind nicht immer rein monetär und können oft nur ungefähr quantifiziert werden. In einer Kosten-Nutzen-Analyse ist es wichtig, dass alle Kosten und Nutzen in homogenen Einheiten abgeschätzt sind, damit sie verglichen und die Rentabilität einer Maßnahme bewertet werden können. Volkswirtschaftliche Ansätze oder auch Ansätze zur ökologischen Verbesserung können auch andere Vor- und Nachteile zulassen, z. B. Reduktion von CO_2-Emmissionen. Im Bereich des unternehmerischen Denkens und Handelns werden diese Parameter jedoch oftmals wiederum in wirtschaftliche Vor- und Nachteile gewandelt, z. B. Reduktion von Ausgaben für CO_2-Steuer oder erhöhter Marketingwert durch ökologisches Image.

4.5.1 Grundlagen für die Kosten-Nutzen-Analyse

Die in dieser Kosten-Nutzen-Analyse betrachteten Maßnahmen kommen aus den im Abschnitt 2.3 durchgeführten Untersuchungen:

- Tausch der kompletten Übergabestation
- Tausch eines Wärmetauschers
- Tausch des Primärregelventils
- Spülung des Wärmetauschers
- Einstellung bzw. Optimierung der Regelung bei der Übergabestation
- Hydraulischer Abgleich (bei den einzelnen Heizkörpern bzw. Einregulierung der Stränge)
- Optimierung der sekundärseitigen Heizungsanlage (z. B. Tausch der Versorgungspumpe, Armaturen, Heizkörper, Ventile, Behebung falscher Anschlüsse/Verschaltungen, sekundärseitige Regelung, usw.)
- Optimierung der Trinkwassererwärmung (z. B. Optimierung der Speicherladung, Ersatz Speicherladepumpe, Frischwassermodul, usw.)

Für die Kostenberechnung wurden folgende Grundlagen verwendet:

- Tabelle der Kostenschätzung für den Tausch der kompletten Übergabestation, die vom Projektpartner Allplan geliefert wurde. In dieser Tabelle werden die Kosten und deren Zusammensetzung (einzelne Komponenten, Regelung, Inbetriebnahme, Regie) für Übergabestationen mit Leistung von 50 bis 2.000 kW angeführt. Die Gesamtkosten bezogen auf die Leistung weisen eine Tendenz auf, die durch eine Potenzfunktion approximiert werden kann.
- Kostenberechnungen für die Optimierung der Heizungsanlage beim Hochhaus in Graz, die von zwei Büren durchgeführt wurden (Projektpartner Energie AG OÖ und Ingenieurbüro Karres in Salzburg).
- Endbericht des Pilotprojekts „Hydraulischer Abgleich in großen Gebäuden“, der vom Energieinstitut Vorarlberg verfasst wurde (Kaufmann (2017)); hier betrugen die Kosten für die durchgeführten hydraulischen Abgleiche ca. 100 € + MwSt. pro Heizkörper.
- Gleisdorf: Spülung Wärmetauscher ca. 350 Euro.

Basierend auf den Daten wurde bei einigen Maßnahmen die Beziehung zwischen Kostenangaben und Anschlussleistung abgeleitet. Die Kosten lassen sich in den meisten Fällen durch exponentielle Funktionen annähern (Abbildung 120).

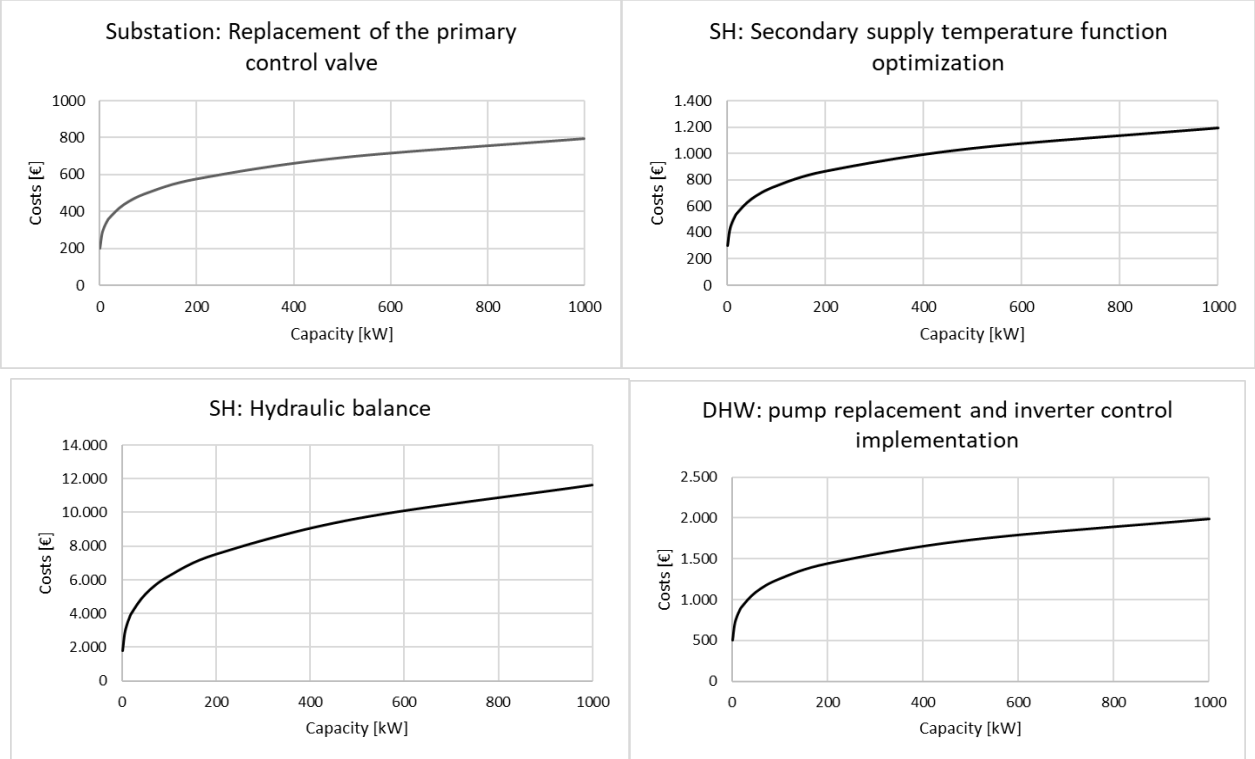


Abbildung 120: Exemplarische Darstellung der Implementierungskosten von sekundärseitigen Maßnahmen zur Reduktion von Rücklauftemperaturen

Auf dieser Basis wurden Kostenfunktionen abgeleitet, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind. Diese Funktionen wollen nur eine grobe Kostenabschätzung geben, weil die tatsächlichen Kosten sehr fallspezifisch und schwierig zu verallgemeinern sind. Für eine genauere Kosten-Nutzen-Analyse wurde im Projekt ein Tool entwickelt, wo die Kosten bzw. Kostenfunktionen von den Benutzern angepasst werden können.

Tabelle 40: Durchschnittliche Kosten für typische Maßnahmen

Maßnahme	Kosten
Tausch Übergabestation	12.000 Euro/(kW^0,36) ohne Verrohrung 16.000 Euro/(kW^0,35) mit Verrohrung
Tausch eines Wärmetauschers	620 Euro/(kW^0,54)
Tausch Primärregelventil	250 € bis 1250 € (inkl. Regelung)
Spülung Wärmetauscher	350 €
Regelung Übergabestation	300 € für Einstellung/Optimierung, 2.000 € für gesamte Regelung
Hydraulischer Abgleich	100 € pro Heizkörper bzw. 1.800 Euro/(kW^0,27) für Einregulierung des Strangs (Daten von Allplan)
Tausch Versorgungspumpe	1.000 €

Aufgrund des Unsicherheitsgrads dieser Kostenabschätzungen und um das Tool flexibler zu machen, wird dem Nutzer die Möglichkeit gegeben, die Kosten zu überschreiben bzw. die Kostenfunktionen anzupassen sowie neue Maßnahmen selbst zu definieren.

Eine noch schwierigere Fragestellung ist die Abschätzung der Nutzen einer spezifischen Maßnahme in einem spezifischen Gebäude. Um die Vielfältigkeit der Fragestellung handzuhaben, wurde im Projekt die Entscheidung getroffen, die Nutzeneingabe ins Tool den Benutzern überzugeben. Diesen Nutzen werden als die jahresdurchschnittliche RLT-Reduktion bei der Übergabestation nach der Umsetzung der Maßnahme betrachtet, also werden sie in °C quantifiziert. Darauf basierend ermittelt das Tool die jahresdurchschnittliche RLT-Reduktion auf Gesamtnetzebene sowie die monetäre Auswirkung, wobei für die Berechnung der Letzteren den erwarteten Einsparungswert pro RLT-Senkung und pro MWh verwendet wird. Dieser Wert ergibt sich aus der techno-ökonomischen Berechnung vom AP3.

4.5.2 Excel Tool für die Bewertung der Geschäftsmodelle

Für die Kosten-Nutzen-Analyse wurde ein Tool in Microsoft Excel entwickelt, das einen Überblick darüber ermöglicht, wie sich Kosten und Nutzen zwischen den Akteuren unterschiedlicher Geschäftsmodelle aufteilen. Im Tool werden die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge berücksichtigt, um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen sowie die Aufteilung der Wertschöpfung in unterschiedlichen Szenarien zu analysieren. Eine Anleitung zum Tool ist im Annex (Leoni et al., 2020) zu diesem Bericht vorhanden. Die Logik besteht aus 5 wesentlichen Schritten:

1. Eingabe von Netz- und Gebäudedaten. Hier werden die wesentlichen Daten vom Netz und von zu optimierenden Gebäuden eingegeben. Wesentlich hierbei ist der im Wärmenetz durch die Reduktion der Systemtemperaturen erzielte Effekt (siehe Abschnitt 2.3 bzw. 3.1 und 4.5)
2. Bestimmung der Geschäftsmodelle. Hier werden die 4 oben genannten Geschäftsmodelle betrachtet und die Geschäftsmodell spezifischen Daten eingefügt (höhe des Bonus, Zinsfuß usw.)
3. Bewertung der Optimierungsmaßnahmen. Basierend auf getroffenen Annahmen stellt das Tool die Wirtschaftlichkeit mögliche Maßnahmen dar anhand der zu erwarteten Kosten und Effekte. Der Nutzer kann trotzdem diese Werte überschreiben, falls er über genauere Daten verfügt.
4. Auswahl der Maßnahmen und Geschäftsmodelle. Hier berechnet das Tool die wirtschaftlichen Kennzahlen für die jeweiligen Akteure der betrachteten Geschäftsmodelle, je nach Maßnahme und Gebäudetyp. Der Nutzer kann daher die Maßnahmen und die Geschäftsmodelle in den jeweiligen Gebäudetypen (max. 1 Maßnahme und 1 Geschäftsmodell pro Gebäudetyp) auswählen.
5. Skalierung auf das gesamte Netz. Hier berechnet das Tool den Investitionsaufwand für alle beteiligten Akteure und die erwarteten Effekte (Rücklauftemperaturabsenkung, Betriebskostenabsenkung, Barwert für den FVU), wenn die im Schritt 4 ausgewählten Maßnahmen und Geschäftsmodelle auf alle zu optimierenden Gebäude umgesetzt werden.

Das Tool berechnet folgende KPIs für die Bewertung der Geschäftsmodelle:

- Investitionsaufwand für die jeweiligen Stakeholder;
- Barwert (NPV) für die jeweiligen Stakeholder zu einer gewissen Zeit (und insbesondere am Ende der Maßnahmenlebenszeit): $NPV(t) = \sum_t \frac{Erlöse_t - Kosten_t}{(1+z)^t}$, wobei z den Zinsfuß bezeichnet;
- Amortisationszeit für die jeweiligen Stakeholder (Zeitpunkt, zu dem der Barwert null wird);
- RLT-Senkung;
- jährliche Einsparung der Betriebskosten.

4.5.3 Validierung in Fallbeispiele

Das Tool und die dahinterliegenden Annahmen wurden mit ausgewählten Fallbeispielen der Projektpartner validiert. Im Folgenden sind die Ergebnisse des Fallbeispiels Ried (Energie AG) dargestellt. Weitere Ergebnisse können hier leider aufgrund der Vertraulichkeit der genutzten Daten nicht veröffentlicht werden.

Motivationstarif: Zur Motivation des Kunden wurde ein rücklauftemperaturabhängiger Tarif umgesetzt. Der Tarif setzt sich wie folgt zusammen:

- Standardpreis: 55,1 – 60 °C
- Abschlag von 1,8 %: 50,1 – 55 °C
- Abschlag von 3,5 %: 45,1 °C – 50 °C
- Abschlag von 5,1 %: < 45 °C

Maßnahmenpakete: Für die Optimierung wurden vom Kunden zwei Maßnahmenpakete (MP) umgesetzt:

- MP I, in dem die Regelung bzw. Regelparameter neu eingestellt wurden (z.B. wurde der Dauerbetrieb der Boilerladung eliminiert (falscher Fühler für Startbefehl) und es wurde eine außentemperaturabhängige Regelung der Vorlauftemperatur im Sekundärnetz umgesetzt auch wurden Bypässe bei Verteiler eliminiert), sowie das
- MP II (Einregulierung der Gebäudeabgänge mit Differenzdruckreglern; Einregulierung Heizhaus (Abgänge Nord- und Südleitung des Sekundärnetzes), Neue Netzpumpen für das Sekundärnetz (Regelung nach Netzkennlinie)).

Die Umsetzung der Maßnahmen seitens des Kunden hat sich in einer Reduktion der Rücklauftemperaturen ausgewirkt: während 2016 der Mittelwert der Rücklauftemperaturen im Sekundärnetz bei ca. 59 °C lag, ist dieser nach Maßnahmenumsetzung 2021 auf 52,5 °C (im Primärnetz) gesunken. Die Investitionskosten für die Durchführung der Maßnahmen wurden in der ökonomischen Bewertung berücksichtigt; die Investitionen wurden vom Kunden getätigt.

Bewertung ökonomische Effekte mit Excel Tool: Im Zuge des Projektes wurden zwei unterschiedliche Erzeugungsstrukturen inkl. der entsprechenden Kosteneinsparung betrachtet, um die Sensitivität der Ergebnisse zu überprüfen. In einem Fernwärmenetz Netz mit Geothermie als Hauptquelle und einem Gaskessel wurden folgende Unterschiede angenommen:

a. Netz 1 (FW-Ried): Es sind mit ausreichend Kapazitätsreserven bei der Geothermie verfügbar → Kosteneinsparung liegt bei 0,21 €/(MWh K)

b. Netz 2: Es sind keine Kapazitätsreserven bei der Geothermie und nur begrenzte VL-Temperaturen → Kosteneinsparung liegt bei 1,08 €/(MWh K)

Es zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen sehr stark von der Erzeugungscharakteristik des jeweiligen Netzes abhängig ist. So können im Netz 1 die reduzierten Einnahmen aufgrund der reduzierten Rücklauftemperaturen nicht durch Einsparungen auf Seiten der Erzeugung kompensiert werden. Im Netz 2 hingegen zeigt sich bereits nach spätestens 10 Jahren ein positiver NPV.

Netz 1 (FW-Ried)

NPV for DH utility [€]		
After 5 years	After 10 years	After 15 years
- 76.933	- 69.709	- 64.310

Netz 2

NPV for DH utility [€]		
After 5 years	After 10 years	After 15 years
- 34.396	4.614	33.764

Abbildung 121: Net Present Value (NPV) einer Maßnahme für zwei unterschiedliche Netze

5 Bedeutung der Temperaturreduktionspotenziale für den österreichischen Fernwärmesektor

5.1 Die mögliche zukünftige Rolle der Fernwärmenachfrage in Österreich

Um die Bedeutung der Temperaturreduktionen in Wärmenetzen auf die österreichische Energieversorgung bewerten zu können, muss zunächst der Frage zur zukünftigen Rolle der Fernwärme in Österreich nachgegangen werden. Dazu sind zumindest zwei Subfragen zu beantworten, nämlich der zukünftigen Höhe des Endenergiebedarfes für Niedertemperatur-Energiedienstleistungen (welche im Wesentlichen vom Wärmebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung definiert wird) sowie dem Anteil der unterschiedlichen Technologien und Energieträger, mit welchen dieser Wärmebedarf bereitgestellt werden kann. Eine Bandbreite der möglichen Endenergie ist in Tabelle 41 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass die Bandbreite der möglichen Bedarfsreduktion im Bereich zwischen 3 % und 47 % liegt. Dabei sind die grundsätzlich unterschiedlichen Methoden und Annahmen zu diesen Szenarien zu beachten. Während die ersten vier Szenarien auf einer Extrapolation der Vergangenheit in die Zukunft fortschreiben, untersuchen die drei Szenarien von Hummel et al. (2021) ein kostenoptimales Energieeinsparniveau unter der Rahmenbedingung, dass die Energieversorgung vollständig dekarbonisiert wird.

Tabelle 41: Bandbreite der Endenergiebedarfsreduktion für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung bis 2050

Szenario	Sektor	Reduktion bis 2050 gegenüber 2017	Referenz
LTRS, Trend Modell	HH	3 %	OIB, 2020
LTRS, Modell	HH	8 %	OIB, 2020
LTRS, Trend Modell, Stellungnahme BMNT	HH & DL	19 %	BMNT, 2020
Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich	HH & DL	12 %	Baumann et al., 2020
Direct-renewable decarbonisation Scenario	HH & DL	44 %	Hummel et al., 2021
Low efficiency Scenario	HH & DL	34 %	Hummel et al., 2021
Accelerated renovation Scenario	HH & DL	47 %	Hummel et al., 2021

Berücksichtigt man den derzeitigen Niedertemperaturwärmebedarf von etwa 99 TWh (Baumann et al., 2020), ergibt sich für 2050 eine Bandbreite des zu versorgenden Energiebedarfs im Bereich von etwa 50 bis 95 TWh.

Auch für den Anteil der Fernwärme am Niedertemperaturwärmebedarf finden sich in der Literatur eine große Bandbreite an möglichen Anteilen. Eine Übersicht ist in Tabelle 42 gegeben. Aus diesen Szenarien lässt sich ein Bereich von 11 % bis 31 % ablesen. Auch hier gilt wiederum, dass unterschiedlichen Methoden, Annahmen und Zielsetzungen den Szenarien hinterlegt wurden. Auch wurden die Szenarien

von OIB (2020) und Baumann et al. (2020) überwiegend aus historischen Trendextrapolationen abgeleitet. Bei Kranzl et al. (2021) wird dieselbe Methode wie zuvor bei Hummel et al. (2021) angewendet. D. h. es wird eine kostenoptimale Wärmeversorgung unter der Prämisse eines CO_2-neutralen Energiesystems gesucht. Dabei wird in den hier dargestellten Rechnungen unterschiedliche Annahmen über europäische Megatrends hinsichtlich der Dominanz von Energieträgern hinterlegt.

Tabelle 42: Bandbreite des Fernwärmeanteils am Endenergieeinsatz zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in 2050

Szenario	Sektor	Anteil FW am Wärmemarkt (2017 = 21 %)	Referenz
LTRS, OIB-Model C	HH	20 %	OIB, 2020
LTRS, Bundesländer-Experten-Modell	HH	22 %	OIB, 2020
LTRS, BMNT Trend 2 Modell	HH	29 %	OIB, 2020
LTRS, BMNT Wärmepumpe Austria Modell	HH	26 %	OIB, 2020
Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich	HH & DL	30 %	Baumann et al., 2020
Electrification Scenario	HH & DL	11 %	Kranzl et al., 2021
H2 Scenario	HH & DL	14 %	Kranzl et al., 2021
Best Case Scenario	HH & DL	15 %	Kranzl et al., 2021
E-fuel Scenario	HH & DL	16 %	Kranzl et al., 2021
Direct RES Scenario	HH & DL	18 %	Kranzl et al., 2021
District heating Scenario	HH & DL	31 %	Kranzl et al., 2021

Zusammengefasst lassen sich daraus die folgenden Schlussfolgerungen hinsichtlich der zukünftigen Fernwärmenachfrage ableiten:

- In den Szenarien, die stark auf historischer Trendextrapolation aufbauen, ergibt sich eine tendenziell steigende Fernwärmenachfrage im Bereich von etwa 20-26 TWh/a im Jahr 2050.
- In den Szenarien, die auf einer kostenoptimalen CO_2-neutralen Wärmeversorgung aufbauen, ergibt sich tendenziell sinkende Fernwärmenachfrage im Bereich von etwa 10-20 TWh/a im Jahr 2050. Im Vergleich zu den Trend-basierten Szenarien ergibt sich hier die starke Reduktion durch (a) die wesentlich höheren Sanierungsaktivitäten im Gebäudebestand und (b) durch die Möglichkeit von Megatrends hin zur starken Elektrifizierung (direkt oder über den Umweg von Gasen).

5.2 Temperaturreduktionspotenziale in österreichischen Fernwärmenetze

Dieser Abschnitt widmet sich dem Temperaturreduktionspotenzial der österreichischen Fernwärmenetze. Dies setzt sich aus der Differenz zwischen dem aktuellen Temperaturniveau der bestehenden Wärmenetze und dem Temperaturniveau einer best möglichen Technologie unter Berücksichtigung der technologischen Umsetzbarkeit zusammen. Zu den tatsächlichen durchschnittlichen Temperaturniveaus der österreichischen Wärmenetze sind keine repräsentativen Daten vorhanden. Hinsichtlich der Auslegungstemperaturen findet sich bei Müller et al. (2014[8]), (FGW, 2001) eine Darstellung der Vor- und Rücklauftemperaturen von 60 österreichischen Fernwärmenetzen, absteigend sortiert nach dem jährlichen Wärmeabsatz.

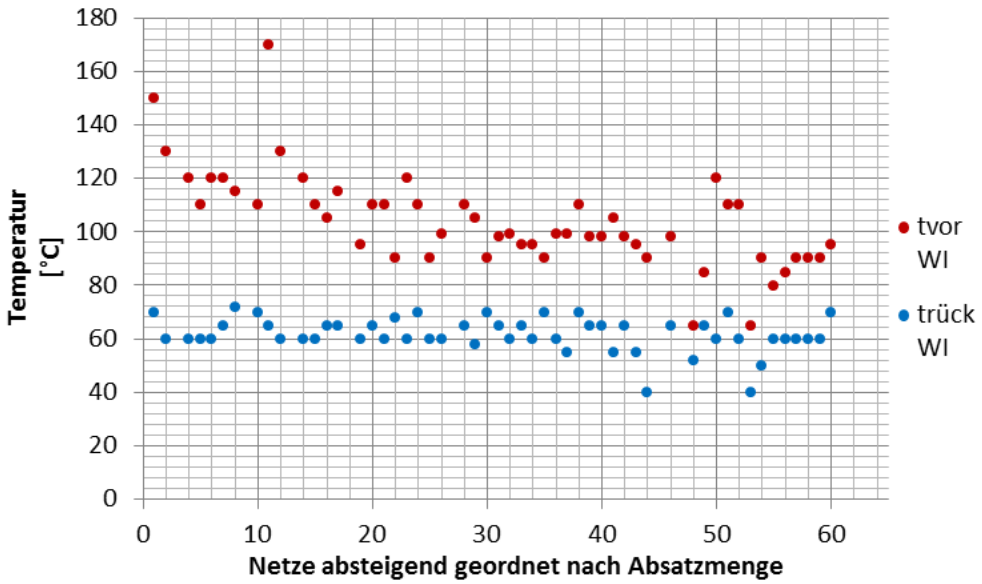


Abbildung 122: Wärmenetztemperaturen von ausgewählten österreichischen Nah- und Fernwärmenetzen (Quelle: Müller et al. (2014) nach FGW (2001))

Die Abbildung zeigt, dass mit sinkender Wärmeabsatzmenge die durchschnittlichen Vorlauftemperaturen im Winter in den Wärmenetzen tendenziell sinken. Müller et al. (2014) führt unter anderem darauf zurück, dass die kleineren Wärmenetze typischerweise später errichtet wurden und daher schon in der Planung auf niedrigere Temperaturen ausgelegt wurden. Von den 60 dargestellten Wärmenetzen liegt bei 28 Netzen (47 %) die Vorlauftemperatur unter 100 °C, bei 5 Netzen (8 %) liegt die Vorlauftemperatur unter 90 °C. Hinsichtlich der Verallgemeinerung der Daten auf die mehr als 2000 Nah- und Fernwärmenetze in Österreich gilt es zu beachten, dass die in Abbildung 122 gezeigten Netze keine repräsentative Verteilung darstellten. Vielmehr sind die großen, historisch gewachsenen Fernwärmenetz mit typischerweise höheren Netztemperaturen (nahezu) vollständig vertreten, wohingegen der allergrößte Teil (bezogen auf den Anteil der Netze) der österreichischen Fernwärmenetze im rechten Bereich der Abbildung zu finden ist. Bedenkt man, dass die ersten beiden Wärmenetze im linken Bereich der Abbildung fast ein Drittel des

[8] Basierend auf Daten des Fachverbands Gas Wärme (FGW) 2001

österreichischen Fernwärmeabsatzes bedienen, so spiegelt die Verteilung, bezogen auf den Energieabsatz, ein eher repräsentatives Bild wider.

Bezüglich der Rücklauftemperaturen zeigt das Bild, dass der allergrößte Anteil der Wärmenetze auf eine Rücklauftemperatur im Winter im Bereich von 60 bis 70 °C ausgelegt sind.

Die historische Entwicklung der Auslegungstemperaturen für Vor- und Rücklauf ist bei Lund et al. (2021) dargestellt (Abbildung 123). Ein Vergleich mit der oben dargestellten Situation in Österreich verdeutlicht, dass bezüglich der Vorlauftemperatur jeweils etwa die Hälfte der dargestellten Netze zu den Netzen der 2. Generation bzw. 3. Generation zählen. Gemäß der Definition von Lund et al. (2021) weisen Netze der 3. Generation eine Rücklauftemperatur von unter 45 °C auf. Folgt man dieser Definition, sind nahezu alle österreichischen Nah- und Fernwärmenetz als Netze der 2. Generation einzustufen.

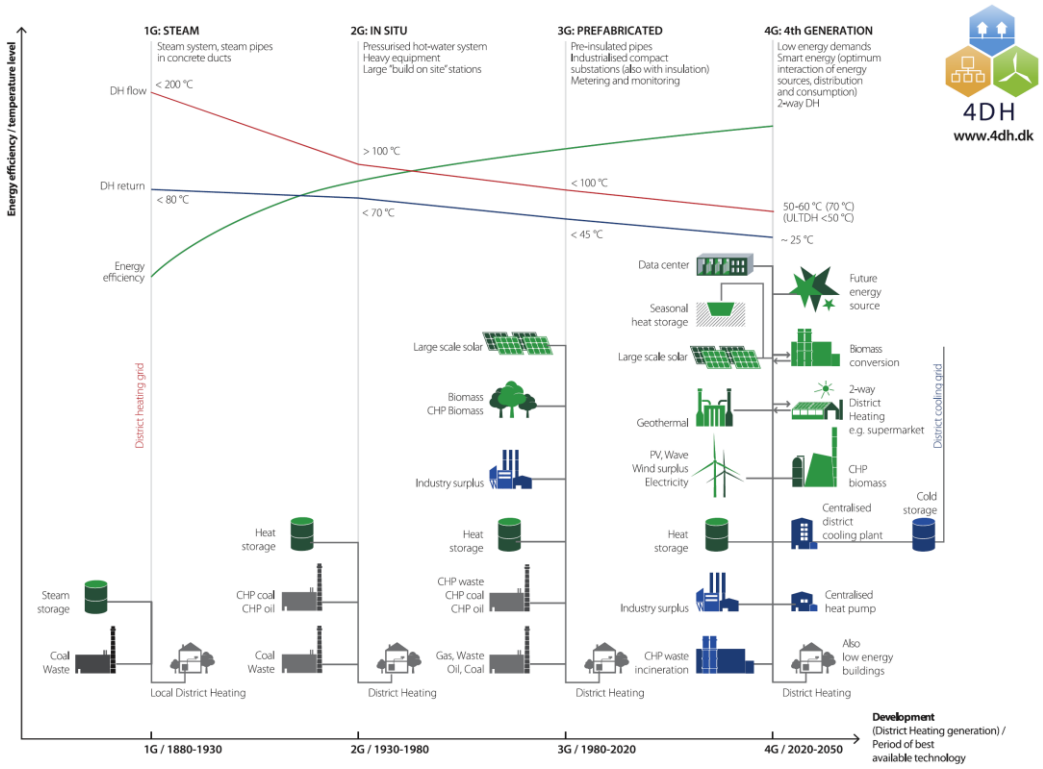


Abbildung 123: Eigenschaften von Fernwärmenetzen der ersten bis vierten Generation, Definition nach Lund et al. (Quelle: Lund et al., 2021)

Das auch in der Praxis deutlich niedrigere Rücklauftemperaturen als 60-70 °C möglich sind, zeigen nicht nur einzelne Datenpunkt in Abbildung 122, sondern wird auch bei Werner (2013) für schwedische und dänische Fernwärmenetze dargestellt (Abbildung 124).

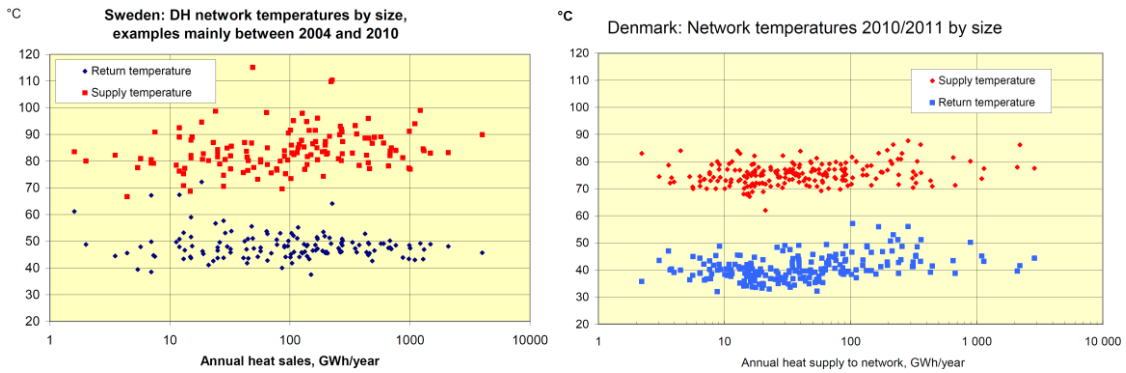


Abbildung 124: Vor- und Rücklauftemperaturen von ausgewählten schwedischen (links) und dänischen (rechts) Fernwärmenetzen (Quelle: Werner, 2013)

Setzt man die 45 °C, die bei Lund et al. (2021) als obere Grenze der Rücklauftemperatur für Netze der dritten Generation definiert werden, als langfristig erreichbare technische Grenze für die besehenden österreichischen Wärmenetze heran, so ergibt sich ein Potenzial der Rücklauftemperaturreduktion in österreichischen Netzen das in etwa im Bereich von 15-20 K liegen könnte.

Die Erfahrungen, die in diesem Projekt gewonnen wurden und die in den vorherigen Kapiteln im gegenständlichen Bericht dargestellt sind, zeigen, dass eine solche Reduktion ein stetiges Verbessern und Optimieren des Betriebszustandes über viele Jahre hinweg erfordern wird. Dieser Prozess kann durch die thermische Sanierung von bestehenden Gebäuden unterstützt werden. Eine solche Reduktion des Wärmebedarfes führt dazu, dass die benötigte Wärme bei gleichbleibenden Radiatorflächen bei niedrigeren Temperaturniveaus bereitgestellt werden kann. Ein solcher Zusammenhang wird bei Müller et al. (2014) auf Basis von thermischen Simulationen gezeigt (Abbildung 125). Die Abbildung zeigt, dass durch eine Reduktion des Heizwärmebedarfes von 150 kWh/m² auf 50 kWh/m² die durchschnittliche Radiatortemperatur von etwa 59 °C auf 40 °C reduziert werden kann. Um dies auch in der Realität zu gewährleisten, muss allerdings auch im Zuge der thermischen Sanierung von Gebäuden die Regelung der Wärmeverteilung im Gebäude adaptiert werden.

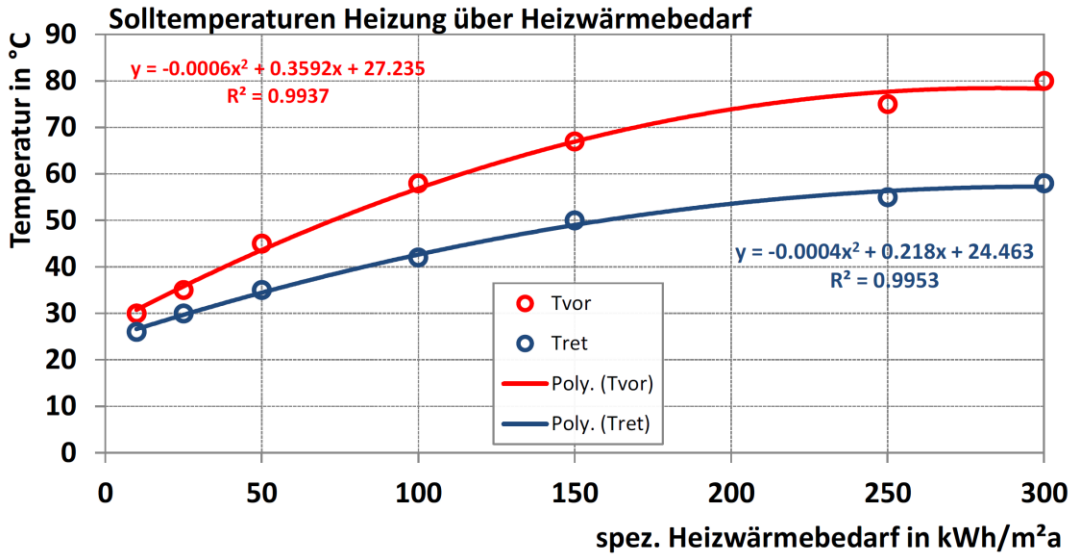


Abbildung 125: Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperaturen über dem Heizwärmebedarf des Gebäudes (Quelle: Müller et al., 2014)

Geyer (2016) zitiert das "URBANcascade" (Köffinger, 2016) als Potenzial für die Temperaturreduktion durch thermische Sanierung. Basierend auf detaillierten Simulationen für Wien und Klagenfurt ergibt sich mittelfristig je nach Sanierungsrate und Sanierungstiefe, ein mögliches durchschnittliches Rücklauftemperatur-Reduktionspotenzial in einer Winterwoche gegenüber dem Status quo von 0,3-0,6 K für Klagenfurt bzw. 0,2-1,0 K für Wien. Die Wärmeverluste könnten dadurch zwischen 10 MWh und 80 MWh (Wien) bzw. zwischen 5 MWh und 14 MWh (Klagenfurt) pro Woche reduziert.

Um das Potenzial der Temperaturreduktion durch thermische Sanierung gegenüber dem Status in langfristigen Szenarien mit ambitionierten Energieeinsparungen zu untersuchen, werden die Szenarien bei Hummel et al. (2021) (siehe Tabelle 41) hinsichtlich der Änderung der benötigten Temperaturniveaus ausgewertet. Als Grundlage dazu dient das Konzept der logarithmischen Übertemperatur, implementiert ist eine vereinfachte Abbildung des Zusammenhangs. Die logarithmische Übertemperatur vor einer thermischen Sanierung $\Delta\vartheta_{\ln,\mathrm{alt}}$ wird wie folgt berechnet:

$$\Delta\vartheta_{\ln,\mathrm{alt}} = (\vartheta_{VorL,alt} - \vartheta_{RückL,alt}) / \ln(\frac{\vartheta_{VorL,alt} - \vartheta_{Luft}}{\vartheta_{RückL,alt} - \vartheta_{Luft}})$$

Nach einer thermischen Sanierung kann diese unter Berücksichtigung des Wärmeabgabesystem-Exponenten n (1,33 für Radiatoren) und der Reduktion der Heizkörperleistung ΔP auf

$$\Delta\vartheta_{\ln,neu} = \Delta\vartheta_{\ln,\mathrm{alt}} \Delta P^{1/n}$$

reduziert werden. In der Analyse wird dieser Zusammenhang stark vereinfacht, aber für den Zweck ausreichend genau mit

$$\vartheta_{mittel,neu} = (\vartheta_{mittel,alt} - 35) \cdot \frac{Q_{H,neu}}{Q_{H,alt}} + 35$$

abgebildet. Dabei unterstellt das Modell jedoch, dass solche Optimierungen (Änderung der Regelung, hydraulischer Abgleich o. a.) auch tatsächlich durchgeführt werden. In der Realität ist dies nicht unbedingt der Fall. Daher werden die Auswirkungen unter der Prämisse, dass die Temperaturreduktionspotenziale a) nicht, b) moderat und c) maximal ausgeschöpft werden.

Im Fall a) bleiben die Systemtemperaturen unverändert und die Gebäude liefern keine niedrigeren Rücklauftemperaturen an das Netz zurück, im Fall c) wird das mit der vereinfachten Modellierung einer konstanten Übertemperatur sich ergebende Reduktionspotenzial vollständig realisiert.

Die Ergebnisse zeigen eine mögliche Bandbreite im Bereich von-1,6 K bis 15,9 K (Abbildung 126). Im weniger effizienten Szenario mit einer Energiebedarfsreduktion von 34 % kann eine durchschnittliche Reduktion von bis 6,6 % erzielt werden. Wird hier jedoch nicht explizit auf die Optimierung der Heizungsregelung geachtet, liegen die Reduktionen bei lediglich 1,6 K. Im Szenario mit der höchsten Energieeffizienz können bis zu 16 K erreicht werden, werden die Reduktionspotenziale, die sich durch eine thermische ergeben, nur in moderatem Ausmaß ausgeschöpft, könnten die durchschnittlichen Temperaturen der angeschlossenen Gebäude um etwa 5 °C reduziert werden.

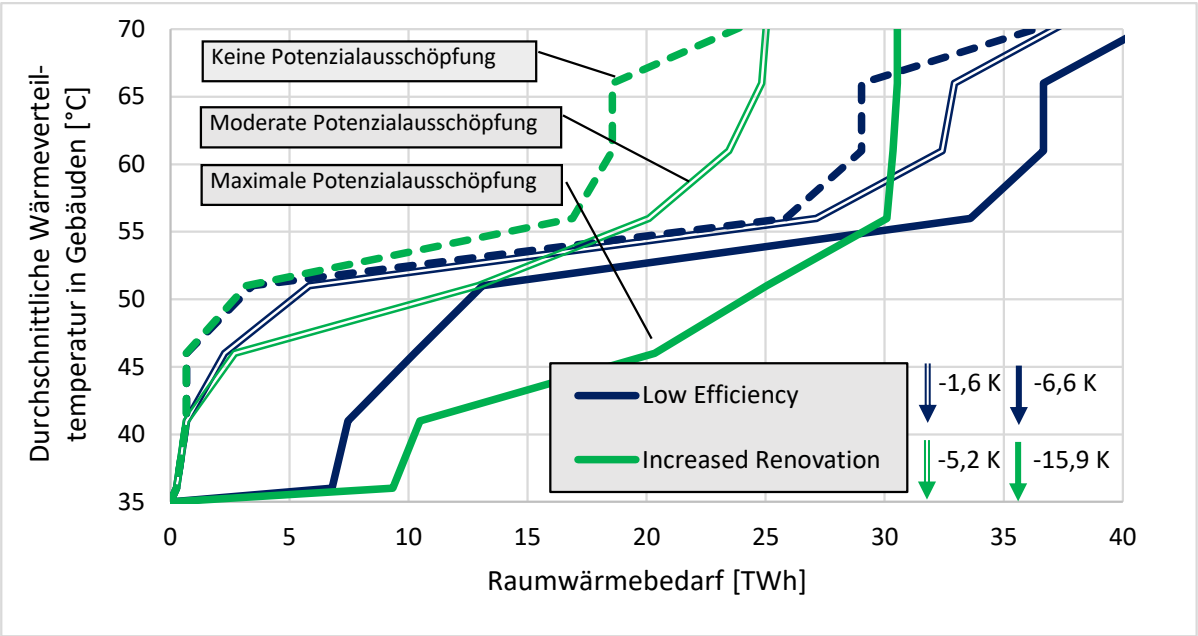


Abbildung 126: Temperaturreduktionspotenziale durch thermische Gebäudesanierung in den Szenarien Low efficiency und Accelerated renovation mit einer Energieeinsparung bis 2050 im Bereich von 34 % bis 47 % (Hummel et al., 2021)

5.3 Auswirkung der Temperaturreduktionspotentiale auf den gesamtösterreichischen Fernwärmesektor

Anhand der in Tabelle 39 dargestellten Kennzahlen für den monetären Wert einer Temperaturreduktion in Wärmenetzen wird im Folgenden abgeschätzt, welches wirtschaftliche Potenzial für den österreichischen Fernwärmesektor resultiert, wenn die durchschnittlichen Systemtemperaturen um ein Grad Celsius abgesenkt werden. Diese Bewertungen werden für den Status quo, d. h. mit den derzeit eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien auf Basis der aktuell verfügbaren statistischen Datengrundlage von 2019 sowie für drei Dekarbonisierungsszenarien (vgl. Baumann et al., 2020) durchgeführt.

5.3.1 Aufbereitung und Zuordnung von Erzeugungskapazitäten nach einzelnen Technologien

Im ersten Schritt werden die (Erzeugungs-)Kapazitäten nach den untersuchten Technologien auf Bundeslandebene zugeordnet. Die für die Bewertung herangezogenen Kapazitäten sind in der Abbildung 127[9] zusammengefasst. Ausgangsbasis sind die Fernwärme-Energiebilanzen mit Bezugsjahr 2019 (Vgl. STATISTIK AUSTRIA, 2020). Da diese Daten nicht nach einzelnen Technologien aufgeschlüsselt bzw. nur aggregiert verfügbar sind, wurden teilweise Annahmen und Abschätzungen für die weitere Technologiezuordnung getroffen. Dazu wurden ergänzende Berichte sowie externe und interne Datenbanken herangezogen als auch Experten von relevanten Publikationen (v. a. Totschnig et al., 2018 und Büchele et al., 2015) konsultiert.

Für **Solarthermie** wurde allen voran die “Solar District Heating Plant Database“ (SDH, 2017) verwendet und eine Auswertung für Österreich durchgeführt. Zusätzlich wurden noch Anlagen aus “SolarGrids“ (Müller et al, 2014) und der Wärmenetzdatenbank aus “heat_portfolio“ (Schmidt et al., 2018; Geyer, 2018) identifiziert und ergänzt. In Summe wurden 30 Anlagen gefunden, die eine Fläche von mehr als 500 m^2_{Brutto} aufweisen und in Wärmenetze einspeisen. Die Steiermark ist Vorreiter bei der solarthermischen Nutzung in Wärmenetzen. Insgesamt sind Flachkollektoren die dominierende Technologie. Bei zwei Anlagen, beide in der Steiermark, werden laut Anlagen Beschreibungen „Hochleistungsflachkollektoren“ verwendet. Diese wurden der Technologie „Flachkollektor Doppelverglasung“ zugeordnet. Lediglich eine Anlage in Wels (OÖ) setzt Vakuumröhrenkollektor mit Spiegelflächen ein.

Für **Geothermie** bietet Goldbrunner & Götzl (2019) einen guten Überblick über Anwendungen und Anlagen Kapazitäten in Österreich. Demnach gibt es insgesamt neun Anlagen, wobei sich sieben in Oberösterreich und zwei in der Steiermark befinden. Oberösterreich überwiegt auch deutlich bezüglich installierter Leistung (86 %) und Erzeugung (90 %).

Für **Wärmepumpen** wurden vor allem die Fallbeispiele aus dem IEA HPT Annex 47 (IEA, 2020) sowie ergänzende Recherchen herangezogen. Allerdings werden in den Beschreibungen nur Leistungs- und

[9] Die Zuordnung erfolgte nach bestem Kenntnisstand und verfügbarer Datenbasis unter Wahrung wissenschaftlicher Standards, um allgemeingültige Aussagen der monetären Effekte reduzierter Systemtemperaturen für Österreich abschätzen zu können. Dennoch erhebt die Tabelle keinen Anspruch auf Vollständigkeit bzw. Korrektheit hinsichtlich der Mengenzuordnung auf einzelne Technologien.

kaum Erzeugungsmengen angeführt. Da die statistischen Daten für Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen nur aggregiert angeführt werden, wurde ein Workaround durchgeführt. Dazu wurden von der gesamten Erzeugungsmenge der Kategorie (siehe Energiebilanzstatistik) „*Solar, WP, Geothermie*“ die bereits erhobenen Mengen von Solarthermie und Geothermie abgezogen. Auch bei dieser Technologie führt die Steiermark das Erzeugungsranking an.

Die in Moser & Lassacher (2020) dokumentieren **Abwärmenutzungen** in Wärmenetzen erlauben eine valide Zuordnung von Leistungs- und Energiemengen auf Bundesländerebene. Bei der Abwärmenutzung führt Niederösterreich an. Allerdings ist zu erwähnen, dass dies hauptsächlich durch die Raffinerie in Schwechat geprägt ist, welche in das Wiener Fernwärmenetz einspeist.

Es konnten keine Statistiken zum Einsatz von Gegendruck- und Entnahme-Kondensationsturbinen recherchiert werden. Ebenso gaben stichprobenartige Recherchen bei einzelnen Anlagen keinen Aufschluss darüber, welche **KWK-Technologie** eingesetzt wird. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurde vereinfacht angenommen, dass fossile KWK-Anlagen üblicherweise größer und stromgeführt als Entnahme-Kondensationsturbinen (EK-T) ausgeführt sind. Hingegen weisen erneuerbare KWK-Anlagen eher kleinere Dimensionen auf, setzen Gegendruckturbinen (GD-T) für wärmegeführte Erzeugung ein. Die Zuordnung erfolgte direkt anhand der statistischen Datengrundlage. Den EK-T-Anlagen wurden die fossilen Energieträger Kohle, Öl und Erdgas zugeordnet und den GD-T-Anlagen die Kategorien Brennbare Abfälle und Biogene (vgl. STATISTIK AUSTRIA, 2020). Bei KWK-Technologie sticht Wien mit einem Anteil von 81 % an der Gesamterzeugung hervor (STATISTIK AUSTRIA, 2020).

Für die Bewertung des möglichen Einsatzes von **Rauchgaskondensation** bei Biomasseanlagen wurden zuerst bestehende Anlagen recherchiert (vgl. IEA, 2020; STEPSAHEAD, 2020). Diese wurden von den statistischen Erzeugungskapazitäten, welche brennbare Abfälle und biogene Energieträger in Heizwerken umfassen, abgezogen.

5.3.2 Abschätzung der monetären Effekte – Status quo

Die nach einzelnen Technologien zugeordneten Kapazitäten wurden herangezogen, um den Einfluss von reduzierten Systemtemperaturen auf österreichische Wärmenetze mit dem Tool “*TR€x*” energie-ökonomisch zu bewerten. Das zugehörige Dashboard ist in Abbildung 127 dargestellt, wobei die Werte für Gesamtösterreich angeführt sind. Rechts im Dashboard hinterlegt sind die bewerteten Kennzahlen nach Schmidt et al. (2018) und Geyer (2020). Alternativ könnten hier Kennzahl aus anderen Untersuchungen eingetragen werden. Die wichtigsten Eingaben sind die zur Bewertung herangezogenen Technologiekapazitäten. Die Summe der bewerteten Erzeugungskapazitäten entsprechen der statistischen Erzeugungsmenge im Jahr 2019 in der Höhe von 23,6 TWh.

Die Ergebnisse der energie-ökonomischen Bewertung für den gesamten österreichischen Fernwärmesektor zeigen ein Kostenreduktionspotenzial von 4 Mio. Euro pro Grad Celsius reduzierter Systemtemperatur und Jahr auf. Davon sind 2,4 Mio. Euro auf Effizienz- bzw. Wirkungsgradsteigerungen der einzelnen Erzeugungstechnologien zurückzuführen. Damit wird nachgewiesen, dass die Reduktion von Systemtemperaturen einen positiven monetären Mehrwert generiert, welche auf Österreich betrachtet

ins Gewicht fällt. Basierend auf diesen Ergebnissen können Stakeholder wie Wärmenetzbetreiber aber auch Investoren und politische Entscheidungsträger Instrumente überlegen, um diese Kosten aus nicht genutzten Handlungsoption in Erlöse bzw. Chancen umzuwandeln. Beispielsweise könnten damit Maßnahmen finanziert werden, die eine langfristige Reduktion der Systemtemperaturen ermöglichen.

Basierend auf dem aktuell bewerteten Erzeugungsmix resultiert ein CRG von 0,10 €/(MWh·°C) bzw. für den österreichischen Fernwärmesektor ein CRG von 0,17 €/(MWh·°C). Der im internationalen Vergleich niedrige CRG ist auf die aktuelle Dominanz von Hochtemperaturtechnologien (= Verbrennungsbasierte Technologien) zurückzuführen, welche 91 % der bewerteten Erzeugungsmenge bereitstellen.

In Abbildung 127 ist zu erkennen, dass durch die Reduktion der Systemtemperatur um ein Grad Celsius die Kapazität um 104 GWh/a gesteigert werden könnte. Bezogen auf die bewertete Kapazität bedeutet dies eine Steigerung von 0,4 %/°C.

Tool for energy-economic assessments of reduced system temperatures in heating networks

TR€X
Status quo (2019)

Temperaturreduktion	1	°C
Zyklen Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	100	[N°/a]
Zyklen Saisonale Speicher (T-,P-,B-,A-,TES)	1	[N°/a]

Technologie	Reduktion Kosten [€/a]	Steigerung Kapazität [GWh/a]	Bewertete Kapazität [GWh/a]	Cost Reduction Gradient (CRG) [€/(MWh·°C)]	Änderung Kapazität [%/°C]
Flachkollektor Einfachverglasung	9 535	0	14	0,67	2,0%
Flachkollektor Doppelverglasung	1 703	0	3	0,54	1,6%
Vakuumröhrenkollektor mit Spiegelflächen	322	0	1	0,23	0,4%
Geothermie	150 549	6	225	0,67	2,5%
Wärmepumpe	71 446	3	119	0,60	2,3%
Abwärme	1 047 335	45	1 806	0,58	2,5%
KWK-Biomasse (GD-T)	392 967	24	4 366	0,09	0,6%
KWK-Biomasse (EK-T)	0	0		0,08	0,3%
KWK-Abfall (GD-T)	258 178	8	1 359	0,19	0,6%
KWK-Abfall (EK-T)	0	0		0,22	0,3%
KWK-Gas (GD-T)	0	0		0,07	0,6%
KWK-Gas (EK-T)	343 904	15	5 732	0,06	0,3%
KWK-Öl (GD-T)	0	0		0,05	0,6%
KWK-Öl (EK-T)	0	0		0,03	0,3%
KWK-Kohle (GD-T)	0	0		0,09	0,6%
KWK-Kohle (EK-T)	97 395	3	1 217	0,08	0,3%
Rauchgaskondensation (Biomasseanlage)	2 340	0	23	0,10	0,8%
Heizwerk-Erneuerbar (ohne RGK)	0	0	6 685	-	-
Heizwerk-Fossil (ohne RGK)	0	0	2 026	-	-
Netz - gesteigerte Übertragungskapazität	0	0		0,55	2,5%
Netz - reduzierter Massenstrom	0	0		0,11	-
Netz - reduzierte Systemtemperatur	1 650 431	0	23 578	0,07	-
Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	0	0		0,05	2,5%
Behälter Speicher (TTES; Saisonal)	0	0		5,44	2,5%
Erdbecken Speicher (PTES; Saisonal)	0	0		2,33	2,5%
Erdsonden Speicher (BTES; Saisonal)	0	0		2,25	2,5%
Aquifer Speicher (ATES; Saisonal)	0	0		2,96	5,0%
Erzeugung	2 375 673	104	23 578	→ gew. Durchschnitt (x̄) 0,10	0,4%
System	4 026 104			0,17	

Abbildung 127: Dashboard des Tools "TR€x" (Geyer, 2020) zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung für den Status quo

5.3.3 Abschätzung der monetären Effekte – Dekarbonisierungsszenario

Wie die österreichische Fernwärme Erzeugung bis 2050[10] dekarbonisiert werden kann, wird in Baumann et al. (2020) dargestellt. Im Dekarbonisierungsszenario in Abbildung 128 wird angenommen, dass die gesamte Fernwärme Erzeugung von aktuell knapp 24 TWh auf etwas über 30 TWh im Jahr 2050 zunimmt. Dabei sinken die Treibhausgas (THG) Emissionen der Fernwärme Erzeugung bis 2050 um 92 %[11]. Der Anteil der Erneuerbaren steigt auf 96 %, was einer Verbesserung um 1,3 %-Punkte pro Jahr entspricht. Laut Baumann et al. (2020) werden derzeit ca. 1,4 Mio. bzw. ca. 30 % der Wärmekunden in Österreich mit Fernwärme versorgt. Bis 2050 müsste sich die Anzahl der Kunden um 50 % auf 2,1 Mio. Kunden erhöhen, um ausreichend Abnehmer für die zukünftige gesamte Fernwärme Erzeugung zu haben.

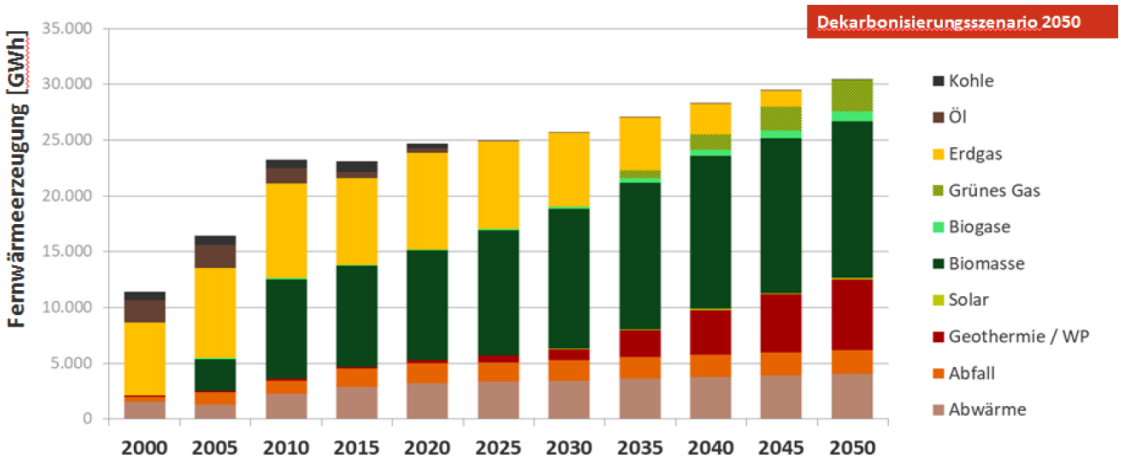


Abbildung 128: Szenario zur Dekarbonisierung der österreichischen Fernwärmeerzeugung bis 2050 (Quelle: Baumann et al., 2020)

Um die Fernwärme Erzeugung und deren Zuwachs zu dekarbonisieren, sind zusätzliche erneuerbare Energiequellen erforderlich. Laut der Dekarbonisierung bleibt Biomasse der wichtigste Energieträger. Aktuell werden ca. 11 TWh durch Biomasse gedeckt. Bis 2030 wird erwartet, dass sich dieser Anteil auf 12,5 TWh erhöht, während er bis 2050 auf insgesamt 14 TWh steigt. Der höchste relative und absolute Zuwachs für die Fernwärme Erzeugung wird durch Wärmepumpen und Geothermie erwartet. Diese stiegen von einem geringen Niveau (aktuell etwa 0,3 TWh) auf 1 TWh in 2030 und bis 2050 auf 6,4 TWh. Ebenfalls eine wichtige Rolle spielen Biogas und grünes Gas. Bis 2050 steigt deren Fernwärme Erzeugung auf 3,7 TWh.

[10] Zielhorizont ist 2050, da die Erstellung der Studie vor dem aktuellen Regierungsprogramm 2020-2024 erfolgte, weshalb das Dekarbonisierungsszenario das aktuelle Ziel einer Klimaneutralität bis 2040 nicht vollständig erfüllt (Schmidt et al., 2015).

[11] Es verbleiben geringfügige nicht-dekarbonisierte Restanteile durch nicht-erneuerbare-Anteile in der Abfallverbrennung und in bereitgestellter Abwärme (Schmidt et al., 2015).

Um die monetären Effekte für das Dekarbonisierungsszenario (entspricht dem Jahr 2050) zu bewerten, wurden anhand Abbildung 128 die einzelnen Erzeugungsmengen abgeschätzt und den einzelnen Technologien wie in Abbildung 129 dargestellt zugeordnet.

Von den erwarteten 0,2 TWh **Solarthermie** wurde der Großteil der Technologie „Flachkollektor Einfachverglasung“ zugeordnet. Für die Kategorie **Geothermie/Wärmepumpe** beträgt die Erzeugung 6,4 TWh. Davon wird der Großteil Wärmepumpen zugerechnet. Unter Geothermie wird in diesem Kontext tiefe Geothermie mit hydrothermaler Nutzung verstanden. **Abwärme** wird in der Höhe von 4,1 TWh genutzt.

Laut dem Dekarbonisierungsszenario werden keine fossilen Energieträger (Erdgas, Öl und Kohle) eingesetzt. Stattdessen zeigt sich ein erhöhter Einsatz an **Biomasse** (14 TWh) und **Biogas** (0,9 TWh). Ebenso wird **grünes Gas** mit 2,8 TWh eingesetzt. Da es sich um hochexergetische Energieträger handelt, wird angenommen, dass diese vorwiegend in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Für Biogas wird angenommen, dass diese in kleineren KWK-Modulen in Einsatz kommen. Grünes Gas hingegen kommt in größeren KWK-Anlagen (v. a. in Industrieanlagen) in Einsatz und substituiert vorwiegend Erdgas. Bei Biomasse wird angenommen, dass die Hälfte in KWK-Anlagen zum Einsatz kommt. Die andere Hälfte wird in reinen Heizkesseln eingesetzt. Dabei wird angenommen, dass alle Anlagen aus Effizienzgründen Rauchgaskondensation nutzen.

Der bewertete monetäre Effekt durch eine Reduktion der Systemtemperatur um ein Grad Celsius beträgt im Dekarbonisierungsszenario 8,4 Mio. Euro pro Jahr bezogen auf die Erzeugungskapazitäten und 10,6 Mio. Euro unter Berücksichtigung geringeren Wärmenetzverlusten. Der monetäre Wert in diesem Szenario ist dreimal so hoch im Vergleich zum Status quo. Der CRG für den gesamten österreichischen Fernwärmesektor lässt sich zu 0,35 €/(MWh·°C) bzw. bezogen auf die Erzeugungstechnologien zu 0,28 €/(MWh·°C) abschätzen. Die Erzeugungskapazitäten könnten um 376 GWh/a bzw. um 1,2 %/°C gesteigert werden. Die durchwegs höheren erzielbaren Effekte im Dekarbonisierungsszenario im Vergleich zum Status quo sind auf einen höheren Anteil an alternativen Erzeugungstechnologien zurückzuführen, welche im Vergleich zu konventionellen Verbrennungstechnologien größere Vorteile durch niedrige Systemtemperaturen aufweisen. Im dargestellten Dekarbonisisierungsszenario haben Hochtemperatur-Erzeugungstechnologien einen Anteil von 65 % am gesamten Erzeugungsmix.

Tool for energy-economic assessments of reduced system temperatures in heating networks

Temperaturreduktion	1	°C
Zyklen Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	100	[N°/a]
Zyklen Saisonale Speicher (T-,P-,B-,A-,TES)	1	[N°/a]

TR€X
Dekarbonisierungsszenario

Technologie	Reduktion Kosten [€/a]	Steigerung Kapazität [GWh/a]	Bewertete Kapazität [GWh/a]		Cost Reduction Gradient (CRG) [€/(MWh·°C)]	Änderung Kapazität [%/°C]
Flachkollektor Einfachverglasung	100 500	3	150		0,67	2,0%
Flachkollektor Doppelverglasung	21 600	1	40		0,54	1,6%
Vakuumröhrenkollektor mit Spiegelflächen	2 300	0	10		0,23	0,4%
Geothermie	1 340 000	50	2 000		0,67	2,5%
Wärmepumpe	2 640 000	101	4 400		0,60	2,3%
Abwärme	2 378 000	103	4 100		0,58	2,5%
KWK-Biomasse (GD-T)	630 000	39	7 000		0,09	0,6%
KWK-Biomasse (EK-T)	0	0			0,08	0,3%
KWK-Abfall (GD-T)	399 000	12	2 100		0,19	0,6%
KWK-Abfall (EK-T)	0	0			0,22	0,3%
KWK-Biogas (GD-T)	63 000	5	900		0,07	0,6%
KWK-Grünes Gas (EK-T)	168 000	7	2 800		0,06	0,3%
KWK-Öl (GD-T)	0	0			0,05	0,6%
KWK-Öl (EK-T)	0	0			0,03	0,3%
KWK-Kohle (GD-T)	0	0			0,09	0,6%
KWK-Kohle (EK-T)	0	0			0,08	0,3%
Rauchgaskondensation (Biomasseanlage)	700 000	56	7 000		0,10	0,8%
Heizwerk-Erneuerbar (ohne RGK)	0	0	0		-	-
Heizwerk-Fossil (ohne RGK)	0	0			-	-
Netz - gesteigerte Übertragungskapazität	0	0			0,55	2,5%
Netz - reduzierter Massenstrom	0	0			0,11	-
Netz - reduzierte Systemtemperatur	2 135 000	0	30 500		0,07	-
Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	0	0			0,05	2,5%
Behälter Speicher (TTES; Saisonal)	0	0			5,44	2,5%
Erdbecken Speicher (PTES; Saisonal)	0	0			2,33	2,5%
Erdsonden Speicher (BTES; Saisonal)	0	0			2,25	2,5%
Aquifer Speicher (ATES; Saisonal)	0	0			2,96	5,0%
Erzeugung	8 442 400	376	30 500	→ gew. Durchschnitt (x̄)	0,28	1,2%
System	10 577 400				0,35	

Abbildung 129: Dashboard des Tools "TR€x" zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung das Dekarbonisierungsszenario nach Baumann et al. (2020) nach abgeleiteten Technologiezuordnungen

Als Alternative zu diesem Dekarbonisierungsszenario werden im folgenden zwei weitere Szenarien vorgestellt, bei denen der 1) Biomasseeinsatz um die Hälfte reduziert wird und 2) keine Hochtemperatur- bzw. Verbrennungstechnologien eingesetzt werden.

5.3.4 Alternatives Dekarbonisierungsszenario 1: Reduzierter Biomasseeinsatz

In diesem alternativen Dekarbonisierungsszenario wird untersucht, welche energie-ökonomischen Auswirkungen sich ergeben, wenn nur die Hälfte an biogenen Brennstoffen eingesetzt wird. Als biogene Brennstoffe werden hier feste Biomasse als auch Biogas und grünes Gas angenommen. Die Storyline für dieses Szenario ist, dass diese hochwertigen Energieträger in anderen Sektoren eingesetzt werden könnten und daher Niedertemperatur-Technologien für die Fernwärmeversorgung bevorzugt werden.

Daher werden die bewerteten Kapazitäten für „*KWK-Biomasse (GD-T)*“, „*KWK-Biogas (GD-T)*“, „*KWK-Grünes Gas (EK-T)*“ und „*Rauchgaskondensation (Biomasseanlage)*“ um die Hälfte gegenüber dem zuvor

beschriebenen Dekarbonisierungsszenario reduziert. Die Kapazität für „*KWK-Abfall (GD-T)*“ hingegen wird nicht verändert. Die Erzeugungskapazitäten werden vor allem durch Wärmepumpen und Geothermie, aber auch Solarthermie substituiert. Der Anteil an Hochtemperatur-Erzeugungstechnologien beträgt hier 36 %.

Bei dieser alternativen Betrachtung lassen sich die monetären Effekte um 4,6 Mio. Euro auf 15,2 Mio. Euro pro Grad Celsius reduzierter Systemtemperatur erhöhen. Der systembezogene CRG resultiert zu 0,50 €/(MWh·°C) und der erzeugungsbezogene CRG zu 0,43 €/(MWh·°C). Ebenso lässt sich die Kapazität um 514 GWh/a bzw. 1,7 %/°C steigern.

Tool for energy-economic assessments of reduced system temperatures in heating networks

TR€X

Temperaturreduktion	1	°C
Zyklen Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	100	[N°/a]
Zyklen Saisonale Speicher (T-,P-,B-,A-,TES)	1	[N°/a]

Alternatives Dekarbonisierungsszenario 1:
Reduzierter Biomasseeinsatz

Technologie	Reduktion Kosten [€/a]	Steigerung Kapazität [GWh/a]	Bewertete Kapazität [GWh/a]		Cost Reduction Gradient (CRG) [€/(MWh·°C)]	Änderung Kapazität [%/°C]
Flachkollektor Einfachverglasung	1 005 000	30	1 500		0,67	2,0%
Flachkollektor Doppelverglasung	432 000	13	800		0,54	1,6%
Vakuumröhrenkollektor mit Spiegelflächen	80 500	1	350		0,23	0,4%
Geothermie	2 680 000	100	4 000		0,67	2,5%
Wärmepumpe	5 280 000	202	8 800		0,60	2,3%
Abwärme	2 378 000	103	4 100		0,58	2,5%
KWK-Biomasse (GD-T)	315 000	19	3 500		0,09	0,6%
KWK-Biomasse (EK-T)	0	0			0,08	0,3%
KWK-Abfall (GD-T)	399 000	12	2 100		0,19	0,6%
KWK-Abfall (EK-T)	0	0			0,22	0,3%
KWK-Biogas (GD-T)	31 500	2	450		0,07	0,6%
KWK-Grünes Gas (EK-T)	84 000	4	1 400		0,06	0,3%
KWK-Öl (GD-T)	0	0			0,05	0,6%
KWK-Öl (EK-T)	0	0			0,03	0,3%
KWK-Kohle (GD-T)	0	0			0,09	0,6%
KWK-Kohle (EK-T)	0	0			0,08	0,3%
Rauchgaskondensation (Biomasseanlage)	350 000	28	3 500		0,10	0,8%
Heizwerk-Erneuerbar (ohne RGK)	0	0	0		-	-
Heizwerk-Fossil (ohne RGK)	0	0			-	-
Netz - gesteigerte Übertragungskapazität	0	0			0,55	2,5%
Netz - reduzierter Massenstrom	0	0			0,11	-
Netz - reduzierte Systemtemperatur	2 135 000	0	30 500		0,07	-
Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	0	0			0,05	2,5%
Behälter Speicher (TTES; Saisonal)	0	0			5,44	2,5%
Erdbecken Speicher (PTES; Saisonal)	0	0			2,33	2,5%
Erdsonden Speicher (BTES; Saisonal)	0	0			2,25	2,5%
Aquifer Speicher (ATES; Saisonal)	0	0			2,96	5,0%
Erzeugung	13 035 000	514	30 500	→ gew. Durchschnitt (x̄)	0,43	1,7%
System	15 170 000				0,50	

Abbildung 130: Dashboard des Tools “TR€x“ zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung des alternativen Dekarbonisierungsszenarios 1 mit reduziertem Biomasseeinsatz

5.3.5 Alternatives Dekarbonisierungsszenario 2: Keine Verbrennungstechnologien

Das zweite alternative Dekarbonisierungsszenario stellt einen extremen Betrachtungsfall dar, in dem sämtliche Hochtemperatur- bzw. Verbrennungstechnologien verbannt werden. Die Storyline ist, dass sämtliche hochexergetischen Brennstoffe (sämtliche Biomasse, Gase und Abfälle) in anderen Sektoren genutzt werden und ausschließlich Niedertemperatur-Technologien für die Fernwärmeversorgung eingesetzt werden.

Die absolute Erzeugungskapazität bleibt mit 30,5 TWh konstant. Durch den Wegfall von KWK- und reinen Heizkesselanlagen muss die gesamte Kapazität gedeckt werden, wobei Wärmepumpe mit 10 TWh den größten Anteil haben. Der Beitrag von Abwärme wurde mit 7 TWh angenommen, was dem berichteten industriellen Abwärmepotenzial in Österreich entspricht (Niedermair et al., 2012). Geothermie wurde mit 6 TWh angenommen, was in etwa dem Doppelten des geschätzten Potenzials des zentralen Wiener Beckens entspricht IEA (2020).

Bei dieser extremen Betrachtung, bei der ausschließlich Niedertemperatur-Erzeugungstechnologien verwendet werden, lassen sich die höchsten monetären Effekte von 20,5 (Systembezogen) bzw. 18,4 (Erzeugung) Mio. Euro pro Grad Celsius reduzierter Systemtemperatur erreichen. Der systembezogene CRG resultiert zu 0,67 €/(MWh·°C) und der erzeugungsbezogene CRG zu 0,60 €/(MWh·°C). Ebenso lässt sich die Kapazität um 681 GWh/a bzw. 2,2 %/°C am höchsten steigern.

Tool for energy-economic assessments of reduced system temperatures in heating networks

TR€X

Alternatives Dekarbonisierungsszenario 2:
Keine Verbrennungstechnologien

Temperaturreduktion	1	°C
Zyklen Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	100	[N°/a]
Zyklen Saisonale Speicher (T-,P-,B-,A-,TES)	1	[N°/a]

Technologie	Reduktion Kosten [€/a]	Steigerung Kapazität [GWh/a]	Bewertete Kapazität [GWh/a]	Cost Reduction Gradient (CRG) [€/(MWh·°C)]	Änderung Kapazität [%/°C]
Flachkollektor Einfachverglasung	3 015 000	90	4 500	0,67	2,0%
Flachkollektor Doppelverglasung	1 080 000	32	2 000	0,54	1,6%
Vakuumröhrenkollektor mit Spiegelflächen	230 000	4	1 000	0,23	0,4%
Geothermie	4 020 000	150	6 000	0,67	2,5%
Wärmepumpe	6 000 000	230	10 000	0,60	2,3%
Abwärme	4 060 000	175	7 000	0,58	2,5%
KWK-Biomasse (GD-T)	0	0	0	0,09	0,6%
KWK-Biomasse (EK-T)	0	0		0,08	0,3%
KWK-Abfall (GD-T)	0	0	0	0,19	0,6%
KWK-Abfall (EK-T)	0	0		0,22	0,3%
KWK-Biogas (GD-T)	0	0	0	0,07	0,6%
KWK-Grünes Gas (EK-T)	0	0	0	0,06	0,3%
KWK-Öl (GD-T)	0	0		0,05	0,6%
KWK-Öl (EK-T)	0	0		0,03	0,3%
KWK-Kohle (GD-T)	0	0		0,09	0,6%
KWK-Kohle (EK-T)	0	0		0,08	0,3%
Rauchgaskondensation (Biomasseanlage)	0	0	0	0,10	0,8%
Heizwerk-Erneuerbar (ohne RGK)	0	0	0	-	-
Heizwerk-Fossil (ohne RGK)	0	0		-	-
Netz - gesteigerte Übertragungskapazität	0	0		0,55	2,5%
Netz - reduzierter Massenstrom	0	0		0,11	-
Netz - reduzierte Systemtemperatur	2 135 000	0	30 500	0,07	-
Pufferspeicher (kurzfristiger TTES)	0	0		0,05	2,5%
Behälter Speicher (TTES; Saisonal)	0	0		5,44	2,5%
Erdbecken Speicher (PTES; Saisonal)	0	0		2,33	2,5%
Erdsonden Speicher (BTES; Saisonal)	0	0		2,25	2,5%
Aquifer Speicher (ATES; Saisonal)	0	0		2,96	5,0%
Erzeugung	18 405 000	681	30 500	→ gew. Durchschnitt (x̄) 0,60	2,2%
System	20 540 000			0,67	

Abbildung 131: Dashboard des Tools "TR€x" zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung des alternativen Dekarbonisierungsszenarios 2 ohne Verbrennungstechnologien

5.3.6 Zusammenfassung

Die monetären Effekte der unterschiedlichen Szenarien sowie des Status quos sind in der folgenden Abbildung 132 zusammengefasst.

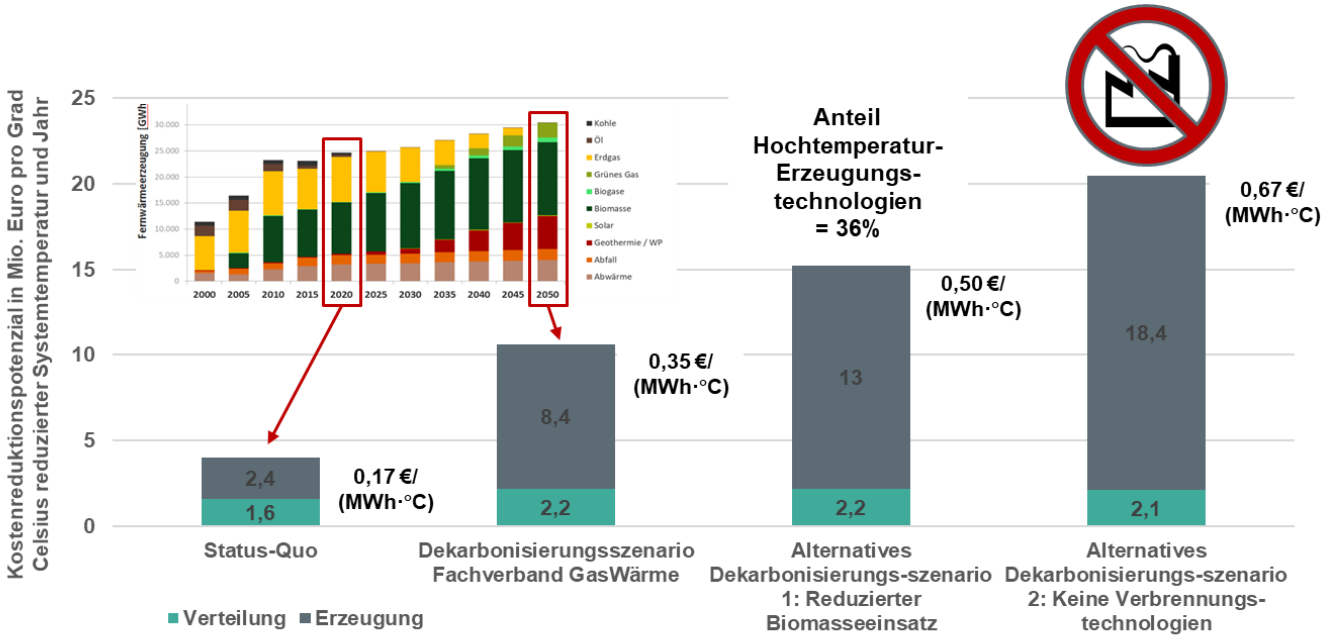


Abbildung 132: Überblick über die Ergebnisse zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf den österreichischen Fernwärmesektor – dargestellt ist eine Übersicht, über die die Bewertung der verschiedenen Szenarien

Aus den technologiespezifischen Bewertungen (siehe Dashboard "*TR€x*" Tool) und der Systemübersicht in Abbildung 132 können mehrere Schlussfolgerungen gezogen werden. Erstens weisen traditionelle Verbrennungstechnologien wie KWK-Anlagen und Heizkessel mit Rauchgaskondensation, CRG-Werte um 0,10 und 0,2 €/(MWh·°C) auf. Zweitens finden sich entsprechende CRG-Werte für Niedertemperatur-Wärmequellen – wie Geothermie, Wärmepumpen und Abwärme – im Bereich zwischen 0,5 und 0,7 €/(MWh·°C). Damit weisen diese neuen Niedertemperatur-Wärmequellen etwa fünfmal höhere CRG-Werte auf als die entsprechenden Werte für traditionelle Wärmeversorgungssysteme (vgl. indikative Darstellung in Abbildung 133). Schlussendlich ergeben sich entgegen weitverbreiteten Vermutungen die größten wirtschaftlichen Vorteile aus den Wärmeerzeugungseinheiten und nicht aus der Verringerung der Wärmeverteilungsverluste in den Netzen.

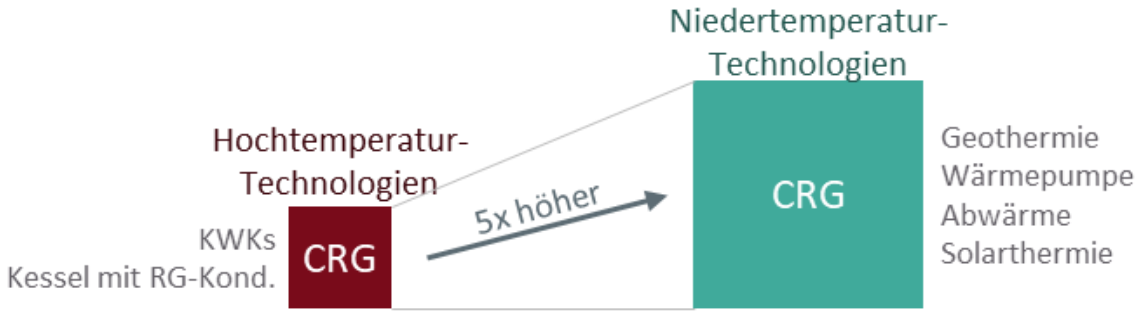


Abbildung 133: Indikativer Vergleich des Kostenreduktionsgradienten (CRG) zwischen Hoch- und Niedertemperatur-Wärmeerzeugungstechnologien

Bewertungen für einen dekarbonisierten österreichischen Fernwärmesektor gemäß der Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich weisen einen CRG von etwa 0,35 €/(MWh·°C) auf. Der entsprechende monetäre Effekt durch eine Reduktion der Systemtemperatur um ein Grad Celsius beträgt für alle Wärmenetze Österreichs etwa acht Millionen Euro pro Jahr. Zu betonen ist, dass bei diesen Betrachtungen nach wie vor Verbrennungstechnologien in der zukünftigen Fernwärmeerzeugung mit 65 % dominant vertreten sein werden. Je mehr Niedertemperaturtechnologien eingesetzt werden, desto größer der monetäre Effekt.

Dementsprechend kann eine allgemeine Aussage für österreichische Fernwärmesysteme erstellt werden. Der zukünftige wirtschaftliche Nutzen eines Niedertemperatur-Fernwärmesystems wird gemäß dem untersuchten Dekarbonisierungsszenario auf 0,35 €/(MWh·°C) geschätzt. Unter der Annahme von einer zukünftigen jährlichen Fernwärmeaufbringung von 30,5 TWh und einer Temperatursenkung von 20 °C, bedeutet dies ein gesamtes Kostenreduktionspotenzial von ca. 200 Mio. Euro pro Jahr. Diese Kostenreduktion entspricht einem Kapitalwert von etwa 3 Mrd. Euro. Wird ein Szenario mit einer geringeren Fernwärmenachfrage (15 TWh, siehe Abschnitt 5.1) und einer geringeren Temperatur-reduktion von 15 °C, so verbleibt ein jährliches Kostenreduktionspotenzial von 75 Mio. €.

6 Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Ausblick

Niedrige Systemtemperaturen gelten als wesentliche Voraussetzung für eine massive Integration von alternativen Energiequellen in Wärmenetzen und somit zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Allerdings werden bestehende Versorgungsnetze durch Hochtemperatursysteme dominiert bzw. sind die Vorteile von Niedertemperatursystemen nicht oder unzureichend bekannt. Diese Arbeit liefert einen Beitrag, um diese Lücke zu füllen und das Potenzial für den österreichischen Fernwärmesektor abzuschätzen. Mithilfe von energie-ökonomische Bewertungen für verschiedene Technologien und Netzkonfigurationen wurden Sensitivitäten für den Wert der Temperaturreduktion in Wärmenetzen berechnet (siehe Kapitel 3.4) und daraus Kennzahlen abgeleitet (siehe Geyer, 2020, Geyer et al., 2021). Damit können Effekte und Vorteile durch reduzierte Systemtemperaturen evidenzbasiert aufgezeigt werden. Diese Quantifizierung erscheint wichtig, da eine Verbesserung einiger weniger Kunden zumeist nur sehr geringe Auswirkungen auf die Temperaturniveaus des gesamten Netzes hat und daher die Auswirkungen auf Netzebene nicht direkt gemessen werden können. Das führt mitunter dazu, dass die technischen und ökonomischen Vorteile von den Versorgungsunternehmen oft nicht gesehen werden.

Zukünftige Fernwärmenetze werden von diversifizierten, alternativen Wärmequellen dominiert sein. Die energie-ökonomischen Bewertungen zeigen, dass in zukünftigen Fernwärmenetzen die vorherrschenden Systemtemperaturen einen deutlich stärkeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben werden als im Fall des derzeit bestehenden Erzeugungsmix, welcher durch Verbrennungstechnologien dominiert ist. Eine Kennzahl, die diesen monetären Effekt im Wesentlichen beschreibt, ist der „Kostenreduktionsgradient“ (englische Nomenklatur: “Cost Reduction Gradient“, CRG).

Ausblick

Die in dem Projekt T2LowEx durchgeführten Aktivitäten werden auf unterschiedlicher Ebene weitergeführt. Ein wesentliches Element ist die Einreichung des Projektes “DeRiskDH“ im Rahmen der GreenEnergyLab Vorzeigeregion. Fokus der Einreichung ist die Risikominimierung bei der Dekarbonisierung von Wärmenetzen durch die Reduktion des Temperaturniveaus und die Nutzung von Kurz- und Langzeit-Flexibilitäten. So soll die Gebäudestruktur digitalisiert werden, um Analyse, Fehlererkennung und die in Gebäuden immanenten Flexibilitäten bzw. thermischen Massen nutzen zu können. Auf der Sekundärseite der Wärmenetze sollen unter Verwendung von bidirektionalen Betriebsweisen, Energiespeicher, Wärmeerzeugungen, Abwärmepotenziale etc. Optimiert, vernetzt und mehrfach demonstriert werden. Dadurch soll ein integriertes und verbessertes Gesamtsystem entstehen, das eine Risikominimierung bei der Dekarbonisierung und eine nachhaltige Transformationsstrategie für Gebäude, Stadtteile und Städte mit sich bringt.

Damit werden wesentliche Ergebnisse des Projektes T2LowEx aufgegriffen, weiterentwickelt und demonstriert. Die Einreichung erfolgt mit den Projektpartnern Wien Energie (Konsortialführung); AIT Austrian Institute of Technology GmbH (scientific lead); Linz AG; Energie Klagenfurt GmbH; Energie Graz; Salzburg AG; TU Wien/EEG; TU Graz/IWT; Forschung Burgenland; AEE Intec und der Grazer Energieagentur. Eine Förderentscheidung ist Mitte 2022 zu erwarten.

6.1 Handlungsempfehlungen

Die Erkenntnisse des gegenständlichen Projektes zeigte, dass bei Fernwärmekonzepten die Sekundärseite stärker berücksichtigt werden muss. So lässt sich die Energieeffizienz von Fernwärmesystemen nur dann weiter optimieren, wenn auch die Abnehmer mitspielen. Idealerweise braucht es in diesem Kontext drei Voraussetzungen, um die Rücklauftemperatur derartige Energiesysteme weiter deutlich zu reduzieren.

Es braucht Echtzeitinformationen über den Gebäudezustand, die es dem Versorger ermöglichen, die Vorlauftemperatur bedarfsgerecht anzupassen. Die Übergabestationen auf dem aktuellen Stand der Technik - also mit adäquater Dimensionierung, qualitativ hochwertigen Wärmetauschern und digitalen Schnittstellen. Eine Moderne bzw. durch Sanierung modernisierte Heizanlagen in Wohn- und Nichtwohngebäuden, die umfassend hydraulisch abgeglichen und durch smarte Steuerungssysteme effizienzoptimiert sind. Dieser hydraulische Abgleich ermöglicht einen definierten Betrieb der Anlage, ohne den keine adäquate Temperaturregelung oder Verringerung der Rücklauftemperatur möglich ist.

Die folgenden übergeordneten Handlungsempfehlungen werden seitens des Projektteams aus den Erkenntnissen des gegenständlichen Projektes abgeleitet.

- Fortschreitende **Digitalisierung** der Wärmenetze ist eine wesentliche Maßnahme zur Identifikation von Kundenanlagen mit hohen Rücklauftemperaturen. Dies ermöglicht es, die jeweiligen Ursachen sowie Optimierungsoptionen zu erkennen und gegebenenfalls für die Kunden zu visualisieren.
- Umsetzung eines **Förderprogramms**, spezifisch für die Senkung der Systemtemperaturen im Wärmenetz und Optimierung von Kundenanlagen: Obwohl die Umstellung auf geringere Systemtemperaturen für die Dekarbonisierung des Fernwärmesektors auch betriebswirtschaftlich für die Fernwärmebetreiber wichtig ist, bestehen kurz- und mittelfristig oft nicht die erforderlichen ökonomischen Anreize. Vielmehr sind Fernwärmeunternehmen zum Teil auch im Lock-in hohen Systemtemperaturen „gefangen“. Diese Punkte sollte ein Förderprogramm entsprechend adressieren.
- Evaluierung von **regulativen Barrieren** für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen bei Kundenanlagen. Gegebenenfalls sollten regulative Ausnahmegenehmigungen erwogen werden, z. B. Legionellenverordnung (ÖNORM B5019) bei zentralen Warmwasserbereitungsanlagen; Datenschutzfragen, Zugangsmöglichkeiten und Haftungsfragen sowie der Gestaltung von Wärmelieferverträgen.
- Durchführung von Maßnahmen zur **Bewusstseinsbildung** bei Wärmenetzbetreibern, Endkunden, Facility-Managern und GebäudeeigentümerInnen. Auch wenn das Thema in der Branche durchaus präsent ist, fehlen oft Bewusstsein hinsichtlich der Dringlichkeit und Relevanz des Themas. Insbesondere ist notwendig, auch die konkreten technischen Informationen, unter anderem auch in Lehrgängen und Ausbildungsprogrammen, zu vermitteln.
- **Anpassung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes** (**EAG)** bzgl. der Maximierung des Anteils von Solar- und Geothermie, Abwärme und Wärmepumpen sowie des Einsatzes von

Saisonspeichern in Wärmenetzen. Beispielsweise sollte eine Anpassung des Umstellungsplans erwogen werden, der vorzulegen ist, wenn um eine Förderung im Rahmen des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG) angesucht wird. Hierbei sollte der Anteil der genannten Wärmequellen und Saisonalspeicher maximiert werden. Dieses wäre z. B. möglich über eine Priorisierung der Anträge nach dem Anteil, der durch diese Technologien bereitgestellt wird.

- Weiterentwicklung von **kostengünstigen Wärmemengenzählern**, welche neben der Wärmemenge auch auf andere relevanten Kenngrößen (z. B. Volumenstrom, **Temperaturdifferenzen** bzw. Volumenstrom bei unterschiedlichen Temperaturniveaus) standardmäßig geeicht sind. Dies erfordert eventuell eine Weiterentwicklung der derzeitigen **Mess- und Eichregulative**.

7 Literaturverzeichnis

American Society of Heating (ASHRAE), Refrigeration and Air-Conditioning Engineers, Inc, Handbook Heating, Ventilating and Air-Conditioning System and Equipment, ASHRAE, 2008.

Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, „Planungshandbuch Fernwärme“, Endbericht, Studie im Auftrag der EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, April 2017. Verfügbar unter https://www.energie-zentralschweiz.ch/fileadmin/user_upload/Downloads/Planungshilfen/Planungshandbuch_Fernwarrme_V1.0x.pdf

ASUE, „Optimierung von Wärmenetzen bei KWK-Anlagen,“ ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Kaiserslautern, 2003.

ASUE 2017. Hydraulischer Abgleich von Heizungsanlagen in Frage und Antwort. Berlin: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Robert-Koch-Platz 4. www.asue.de

Averfalk H. und Werner S., “Economic benefits of fourth generation district heating”, Energy 193, 2020. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116727

Averfalk H., Benakopoulus T., Best I., Dammel F., Engel C., Geyer R., Gudmundsson O., Lygnerud K., Oltmanns J., Nord N., Ponweiser K., Schmidt D., Schrammel H., Østergaard D. S., Svendsen S., Tunzi M. und Werner S., “Implementation of Low-Temperature District Heating Systems. A Guidebook from the IEA Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling including Combined Heat and Power (Final report of IEA DHC|CHP Annex TS2)”, Fraunhofer Publisher, Stuttgart, 2021.

Bach B., Werling J., Ommen T., Münster M., Morales J. M. und Elmegaard B., “Integration of large-scale heat pumps in the district heating systems of Greater Copenhagen”, Energy, 2016. pp. 321-334, 107.

Baumann M., Pauritsch G. und Rohrer M., „Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich,“ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency im Auftrag des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW), Wien, 2020.

Binder J. und Schrammel H., „T2LowEx: Fehler- und Ursachendokumentation, Deliverable D2.1 & D2.2“, AEE Intec, Gleisdorf, 2021a.

Binder J. und Schrammel H., „Liste aller Umsetzungen mit Detailuntersuchung im Projekt "T2LowEx", Deliverable D5.1“, AEE Intec, Gleisdorf, 2021b.

BMNT, „Stellungsnahme zur Langfristigen Renovierungsstrategie“, Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Wien, 2020, unveröffentlicht.

Brandhuber T, Dorfinger N., Reiter D., Schmidt R.R., Basciotti D., Judex F., Pol O., Siegel G., „SGMS – SmartHeatNet SmartHeatNetworks – Intelligente Fernwärmenetze“, Endbericht, (FFG-Nr. 825549), 2013.

Büchele R., Haas R., Hartner M., Hirner R., Hummel M., Kranzl L., Müller A., Ponweiser K., Bons M., Grave K., Slingerland E., Deng Y. und Blok K., „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung“, TU Wien und Ecofys, Wien, 2015.

Castellazzi L., Bertoldi P. und Economidou M., “Overcoming the split incentive barrier in the building sector: unlocking the energy efficiency potential in the rental & multifamily sectors”, Publications Office of the European Union, ISBN: 978-92-79-58837-2, DOI: 10.2790/912494, JRC101251, Luxembourg, 2017.

Castro Flores J.F., Lacarrière B., Chiu J.N.W. und Martin V., “Assessing the techno-economic impact of low-temperature subnets in conventional district heating networks”, in Energy Procedia 116 (2017), 10.1016/j.egypro.2017.05.073, ELSEVIER, 2017, pp. 206-272.

CEN Europäisches Komitee für Normung, EN 12975 -2 Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile Kollektoren Teil 2: Prüfverfahren, Brüssel: Österreichisches Normungsinstitut, 2006.

Dahlberg C. und Werner S., “Lower Temperature Level in The Borås District Heating System”, EH&P-Unichal 1997, Borås, 1997.

Diget T., “Motivation Tariff - The key to a low temperature district heating network”, in HOT|COOL Journal No. 1/2019, Frederiksberg, Danish Board of District Heating (DBDH), 2019, pp. 19-22.

Dyrelund A., “The best dh tariffs promote least-cost demand side energy savings”. News from DBDH 2/1999.

EDUCPGEN, “The European Educational Tool on Cogeneration”, 2001. [Online]. [Zugriff am 2018].

Elsman P., “Copenhagen District Heating System”, Global District Energy Climate Awards, 2009.

EN 442. Radiatoren und Konvektoren – Teil 2: Prüfverfahren und Leistungsangabe; Deutsche Fassung EN 442-2:2014.

Eriksson M., “Fourth Generation District Heating – The prospects of Gothenburg. An investigation of the 4GDH concept and the motivations to implement it in Gothenburg”. Chalmers University of Technology, Gothenburg, 2020.

FGW, „Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen“, FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen, Wien, 2001.

FGW, „Gas und Fernwärme in Österreich – Zahlenspiegel 2020,“ FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen, Wien, 2020.

Frederiksen S. und Werner S., “District Heating and Cooling”, Lund: Studentlitteratur AB, Lund, 2013.

Gadd H. und Werner S., “Achieving low return temperatures from district heating substations”. Applied Energy, 2014. 136. 59–67. 10.1016/j.apenergy.2014.09.022.

Geyer R., „heat_portfolio. Bericht zu typischen Strukturen und Größen von Fernwärmenetzen sowie relevanten Industrien in Österreich mit Abwärmepotential“, Bericht im Rahmen des Projektes heat_portfolio (FFG-Nr. 848849), Deliverable D2.1 & D2.2. AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien, 2018.

Geyer R., „Reduzierte Systemtemperaturen in Wärmenetzen: Eine energie-ökonomische Bewertung der Effekte“, FH Burgenland, Pinkafeld, 2020.

Geyer R. und Schmidt R.-R., „Geschäftsmodell 2.0 – Österreichs Wärmenetze: Status quo“, EuroHeat&Power, 46. Jg (2017) 6.

Geyer R. und Schmidt R.-R., „Geschäftsmodell 2.0 – Österreichs Wärmenetze: Diskussion innovativer Elemente“, EuroHeat&Power, 46. Jg (2017) 7-8.

Geyer R., Krail J., Leitner B., Schmidt R.-R. und Leoni P., “Energy-economic assessment of reduced district heating system temperatures”, in Smart Energy (Volume 2) 100011,

https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100011, ELSEVIER, 2021, p. 11. ÖNORM B5019: Hygienerelevante Planung, Ausführung, Betrieb, Überwachung und Sanierung von zentralen Trinkwasser-Erwärmungsanlagen, ÖNORM B 5019:2020 03 01.

Glück, B., „Bedeutung, detaillierte Herleitung und Berechnung der mittleren Temperaturdifferenz, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz, der mittleren Stofftemperaturen (Medientemperaturen) und der Behälteraufheizzeiten bei der Wärmeübertragung zwischen stofflich getrennten Medien – Wärmeübertrager, Raumheizflächen, Behälteraufheizung“. 2017. http://berndglueck.de/dl/?dl=Waermeuebertragung+Mittlere_Temperaturdifferenz.pdf

Goldbrunner J. und Götzl G., “Geothermal Energy Use, Country Update for Austria”, in European Geothermal Congress 2019, Den Haag, 11-14 June 2019.

Gössl M., Krutzler T., Schieder W., Schindler I., Storch A., Wiesenberger H., Goers S., Lindorfer J., de Bruyn K., Luksch C. und Tichler R., „Beitrag von Fernwärme, -kälte und Erdgas zu energie- und umweltpolitischen Zielen“, Umweltbundesamt GmbH im Auftrag des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW), Wien, 2014.

Göteborg Energi AB, [Online]. Available: https://www.goteborgenergi.se/foretag/fjarrvarme-kyla/fjarrvarmepriser#Effektivitet [Zugriff am 22 10 2019].

Grosse R., Christopher B., Stefan W., Geyer R. und Robbi S., “Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in EU”, EUR28859, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017.

Hebenstreit B., Schnetzinger R. und Höftberger E., „Endbericht ActiveCond: Aktive Abgaskondensation mit Wärmepumpen zur Effizienzsteigerung bei seriennahen, automatisch beschickten Biomassefeuerungen“, FFG, Klima- und Energiefonds, Österreich, 2012.

Herz, [Online]. Available: https://www.herz-energie.at/produkte [Zugriff am 2021].

Hummel M., Müller A., Kranzl L., “How cost efficient is energy efficiency in buildings? A comparison of building shell efficiency & heating system change in the European building stock”, Energy, submitted, 2021.

IEA HPT Annex 47, “Annex 47: Heat Pumps in District Heating and Cooling systems”, IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP) and Heat Pump Centre (HPC), 2020. [Online]. Available: https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/ [Zugriff am 30 August 2020].

IMI Hydronic Engineering 2018. Entgasung und Abschlammung. https://www.imi-hydronic.com/sites/de/de-de/Schulungscenter/Hydronik/Pages/Entgasung-und-Abschlammung.aspx [Stand 2018-07-12].

Kaltschmitt M., Streicher W. und Wiese A., „Erneuerbare Energien“, Berlin: Springer-Verlag, 2006.

Kaml F., „Betriebsoptimierung der Holzwärme Flachau“, Biomasse-Innovations-Zentrum Eugendorf: Holzwärme Flachau, 2017.

Kaufmann et al; Pilotprojekt „Hydraulischer Abgleich in großen Gebäuden“ (im Rahmen der ESO-Energiesparoffensive des Landes Vorarlberg); Endbericht; Dornbirn, 31.12.2017; https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:1da7edd5-fee6-4e01-8dda-040101e12726/Endbericht-EIV_Hydraulischer-Abgleich.pdf

Kavvadias K., Jimenez Navarro J.P. und Zucker A., “Case study on the impact of cogeneration and thermal storage on the flexibility of the power system”, EUR 29082 EN, Publication Office of the European Union, Luxembourg, 2017.

Kern D.Q., Process Heat Transfer, McGRAW-HILL, 1950.

Kesselheld GmbH 2018. Heizung spülen: Zeitpunkt, Anleitung und Kosten Kesselheld. https://www.kesselheld.de/heizung-spuelen/ [Stand 2018-07-13].

Köfinger M., Schmidt R.-R., Basciotti D., Eder K., Bogner W., Koch H. und Ondra H., „Publizierbarer Endbericht URBANcascade: Optimierung der Energie-Kaskaden in städtischen Energiesystemen zur Maximierung der Gesamtsystemeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger und Anwärme,“ FFG-Nummer 838683, Klima- und Energiefonds, Österreich, 2016.

Köfinger et al; NextGenerationHeat, Niedertemperaturfernwärme am Beispiel unterschiedlicher Regionen Österreichs mit niedriger Wärmebedarfsdichte, Endbericht 10/2015.

Köfinger M., Basciotti D., Schmidt R.-R., Meissner E., Doczekal C., Giovannini A., “Low temperature district heating in Austria: Energetic, ecologic and economic comparison of four case studies”. Energy, Volume 110, 2016, Pages 95-104, https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.103

Kranzl L. et al. “Renewable Space Heating under the Revised Renewable Energy Directive”, Endbericht, im Auftrag der EC, Tender ENER/C1/2018-494, TU Wien, 2021.

Kreisel T., „Fehleranalyse – Woraus resultieren hohe Rücklauftemperaturen?,“ in AGFW Seminar „Maßnahmen zur Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen“, Essen, 04 November 2014.

Lassacher S., Moser S., Lindorfer J., „Nutzung tiefer Geothermie in industriellen Prozessen“, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Linz, 2018.

Leoni P., Leitner B., Schmidt R.-R., Geyer G., „Geschäftsmodelle-Bewertung, Anleitung zum Excel-Tool“, Bericht im Rahmen des Projektes T2LowEx, AIT, Wien, 2020.

Lettner F., „Verbesserung und Modernisierung bestehender Fernwärmeversorgungsanlagen in der Steiermark“. Graz, 2017. http://www.wohnbau.steiermark.at/cms/beitrag/12637671/113383975/

Li H., Sun Q., Zhang Q. und Wallin F., “A review of the pricing mechanisms for district heating systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015. 42:56-45, 2015;42:56-45.

Lund H., Østergaard P.A., Chang M., Werner S., Svendsen S., Sorknæs P., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mortensen B.O.G., Mathiesen B.V., Bojesen C., Duic N., Zhang X. und Möller B., “The status of 4th generation district heating: Research and results”, in Energy 164 (2018), https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.206, ELSEVIER, 2018, pp. 147-159.

Lund H., Østergaard P.A., Nielsen T.B., Werner S., Thorsen J.E., Gudmundsson O., Arabkoohsar A., Mathiesen B.V., “Perspectives on fourth and fifth generation district heating”, Energy 227 (2021) 120520.

Lygnerud K., “Challenges for business change in district”, Energy, Sustainability and Society, (2018) 8:20.

Mathiesen B.V., Petersen M.B., Nielsen K.E., Madsen O.H., Moos T.M., Senger J., Strømvig J., Nielsen A., Bøgeskov H.L., Schleiss U., Mirkovic S., Jensen S.S., Jorsal P., Ægidius J., Dyrelund A., Ulbjerg F, und Jørgensen J.Ø., „Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden (Weißbuch)“, State of Green, Copenhagen, 2018.

Månsson S., Johansson Kallioniemi P.-O., Thern M., Van Oevelen T. und Sernhed K., “Faults in district heating customer installations and ways to approach them: Experiences from Swedish utilities”, Energy, (2019) 180:163-174.

Mojic I. und Haller M., „Einfluss der Einzelraumregelung auf den Raumwärmebedarf von Niedrigenergiehäusern mit hohem Verglasungsanteil“, 2017.

Moser S. und Lassacher S., “External use of industrial waste heat – An analysis of existing implementations in Austria”, Energy Institute at the Johannes Kepler University Linz, Linz, 2020.

Müller A., Büchele R., Kranzl L., Totschnig G., Mauthner F., Heimrath R. und Halmdienst C., „Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise (Solargrids)“, TU Wien (EEG), Wien, 2014.

Müller W., „Umweltkommunikation in der mittelständischen Wirtschaft am Beispiel der Optimierung von Heizungssystemen durch Information und Qualifikation zur nachhaltigen Nutzung von Energieeinsparpotenzialen“, Bremen: Forschungsgruppe Praxisnahe Berufsbildung Universität Bremen, 2008. http://www.optimus-online.de/

Neuenschwander P., Good J. und Nussbaumer T., “Combustion efficiency in biomass furnaces with flue gas condensation”, in Biomass for Energy and Industry, 10_{th} European Conference and Technology Exhibition, Würzburg (Germany), 1998.

Niedermair M., Seyer V. und Oberleitner C., „Abwärmepotenzialerhebung 2012 – Erhebung außerbetrieblicher Potenziale in österreichischen Industriebetrieben“, Kommunalkredit Public Consulting GmbH, Wien, 2012.

Obernberger I. und Gaia M., „Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis des ORC-Prozesses – Stand der Technik und Möglichkeiten der Prozessoptimierung“, 2005.

Obernberger I., „Stand und Entwicklung der Verbrennungstechnik“, in Thermische Biomassenutzung – Technik und Realisierung, Düsseldorf (Deutschland), VDI Bericht 1319, VDI Verlag GmbH, 1997, pp. 47-80.

OIB, „Langfristige Renovierungsstrategie“, OIB-330.6-022/19-09, Österreichisches Institut für Bautechnik, Wien, 2020.

Ommen T., Markussen W.B. und Elmegaard B., “Heat pumps in combined heat and power systems”, Energy, pp. 989-1000, 76 (2014).

Ommen T., Markussen W.B. und Elmegaard, B. “Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios”, Energy, 2016. pp. 273-291, 94.

ÖNORM B 1801-1. Bauprojekt- und Objektmanagement – Teil 1: Objekterrichtung, ÖNORM B 1801-1:2015 12 01.

ÖNORM H 5142:2020 07 15. Haustechnische Anlagen – Hydraulische Schaltungen für Warmwasser-Heizungsanlagen, Kühlsysteme und solarthermische Anlagen, ÖNORM H 5142:2020 03 01.

Recknagel, Sprenger, Schramek, „Heizflächenauslegung bei Heizkörperheizungen“, 2007. http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/heizflaechenauslegung_recknagel.pdf

Reichel M., „Hydraulischer Abgleich für Heizungssysteme“. Dresden: Lehrgebiet Technische Gebäudeausrüstung Fakultät Maschinenbau/Verfahrenstechnik Hochschule für Technik und

Wirtschaft Dresden; Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH, 2011. https://www.saena.de/download/broschueren/BB_Hydraulischer_Abgleich.pdf

Rhein, M. „LowEx Fernwärme; Komplexanalyse Low Temperature & CHP METHODIK“, TU Dresden, März 2010.

Robbi, S., „LowEx-Fernwärme / Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung“, Technische Universität Dresden, Dresden, 2013. http://www.qucosa.de/recherche/frontdoor/?tx_slubopus4frontend[id]=12976

Roth Werke GmbH (Hg.) Trennwärmetauscher zur Systemtrennung Wasser/Sole. Montage- und Bedienungsanleitung, 2019. https://www.roth-werke.de/de/files/MA_WP_Trennwaermetauscher.pdf

Rühling L. et al. „Erhaltung der Marktfähigkeit von KWK Anlagen mittels Einbindung von Umweltwärme“. AGFW: Heft 36, EnEff:Wärme, Frankfurt am Main, 2016.

Priedniece V., Selivanovs J., Vigants E., Veidenbergs I., Blumberga D., “Flue gas treatment multi-criteria analysis”, Energy Procedia, Volume 128, September 2017, Pages 379-385.

Schmidt R.-R., Tichler R., Amann C. und Schindler I., „F&E-Fahrplan Fernwärme und Fernkälte: Innovationen aus Österreich“, Klima- und Energiefonds, Wien, 2015.

Schmidt R.-R., Basciotti D., Geyer R., Leoni P., Robbi S., Litzellachner A., Köfinger M., Baldvinsson I., Terreros O., Maguerite C., Fazeni-Fraisl K., Goers S., Moser S., Nagler J., Ponweiser K., Schidler S., Hirschl A., Werner A., Zweiler R., Doczekal C., Frantes B., Striessnig H., Legath S., Poier H., Schubert M. und Moser M., „heat_portfolio. Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen in Wärmenetze“, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien, 2018.

Schmidt R.-R. und al., „Publizierbarer Endbericht heat_portfolio: Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen in Wärmenetze“, FFG-Nummer 848849, Klima- und Energiefonds, Österreich, 2018.

SDH Solar District Heating, “SDH plant database”, Solites – Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems, 2017. [Online]. Available: https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/ [Zugriff am 05 Juli 2020].

Sipilä K. und Rämä M., “Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. Subtask D: Case studies and demonstrations”, IEA DHC|CHP Annex TS1, Frankfurt am Main, 2016.

Sorknæs P., Østergaard P.A., Thellufsen J.Z., Lund H., Nielsen S., Djørup S. und Sperling K., “The benefits of 4th generation district heating in a 100 % renewable energy system”, in Energy 213 (2020) 119030, https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119030, ELSEVIER, 2020, p. 11.

Sørensen P.A., “Solar district heating guidelines”, www.solar-district-heating.eu, 2012.

Spam, M., „Hydraulischer Abgleich durch RLT-Optimierung“. Unkel: Bund der Energieverbraucher, Frankfurter Str. 1, 2010. https://www.energieverbraucher.de/de/site__2616/

STATISTIK AUSTRIA, „Bundesländer-Energiebilanzen ab 1988 (endgültige Ergebnisse)“, 29 05 2020. [Online]. Available: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html [Zugriff am 29 Mai 2020].

STEPSAHEAD, „STEPSAHEAD Energiesysteme GmbH", 2020. [Online]. Available: https://stepsahead.at/referenzen/ [Zugriff am 05 September 2020].

Teubner S., „Informationsveranstaltung Fernwärme Grundlagen Rücklauftemperatur", SWM Infrastruktur GmbH, München, 04 Dezember 2013.

Totschnig G., Büchele R., Fritz S, Kranzl L., Nagler J., Ponweiser K., Baumgartner W., Postl J., Adler B., Brandmayr J., Blarke M.B. und Müller A., „P2H-Pot: Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat", TU Wien (Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe), Wien, 2018.

Ulbjerg F., "Low temperature heat sources", News from DBDH 2/2003.

Veks, "Introduction of incentive tariffs", [Online]. Available: https://www.veks.dk/en/focus/introduction-of-incentive-tariffs [Zugriff am 18 09 2019].

Volkova A., Mašatin V. und Siirde A., "Methodology for evaluating the transition process dynamics towards 4th generation district heating networks", Energy 2018; 150:253-61.

Werner S., "Current and future temperature levels in district heating systems", Halmstad, University, 2013.

Winkens H.P., „Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung: ein Kompendium". Verlag- und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke, VWEW, 1999.

Wirths A., „Einfluss der Netzrücklauftemperatur auf die Effizienz von Fernwärmesystemen," in 13. Dresdner Fernwärmekolloquium, Dresden, 23.-24. September 2008.

Würtenberger L, Bleyl J., Menkveld M., Vethman P. und van Tilburg X., "Business models for renewable energy in the built environment", IEA-RETD, 2012.

Zhong W., Ji W., Cao X., Yuan Y., "Flue Gas Water Recovery by Indirect Cooling Technology for Large-Scale Applications: A Review", Journal of Thermal Science volume 29, pages 1223-1241 (2020).

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Häufigkeit verschiedener Mängel und Aufwand sowie Zuständigkeit für deren Behebung 10
Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung des Wertes der Rücklauftemperaturreduktion und Break-even-Investitionskosten am Beispiel eines mit geothermischer Wärme versorgten Netzes 12
Abbildung 3: Fallbeispiel „Regelventiltausch und Schließung Bypass“ bei einer Kundenanlage mit einer Leistung von 200 kW und einer Wärmeabnahme von 350 MWh/a 14
Abbildung 4: Fallbeispiel „Tausch eines Rohrbündels eines Wärmetauschers“ bei einem Gebietsumformer mit einer Leistung von 2.200 kW und einer Wärmeabnahme von 3.600 MWh/a [links] und Fallbeispiel „Optimierung einer Pufferladeregelung“ bei einer Kundenanlage mit einer Leistung von 280 kW und einer Wärmeabnahme von 510 MWh/a [rechts] 14
Abbildung 5: Indikativer Vergleich des Kostenreduktionsgradienten (CRGs) zwischen Hoch- und Niedertemperatur-Technologien 18
Abbildung 6: Links: Der Teufelskreis hoher Systemtemperaturen/Lock-in; Rechts: der Mehrwert niedriger Systemtemperaturen 19
Abbildung 7: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Wärmenetztemperaturen auf das Potenzial niederexergetischer erneuerbarer Energieträger (Quelle: AIT) 21
Abbildung 8: Definition des Mehrverbrauchs und des Einflusses auf die Rücklauftemperatur entsprechend Methode „Planungshandbuch Fernwärme“ (QM Fernwärme (Schweiz)) (Quelle: Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, 2017) 26
Abbildung 9: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der Methode „Planungshandbuch Fernwärme“ (QM Fernwärme (Schweiz)) 26
Abbildung 10: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der derzeit bei der Salzburg AG angewendeten Methode 27
Abbildung 11: Ergebnis der Abnehmeranalyse entsprechend der qm heizwerke Methode 27
Abbildung 12: Beispiel für ein Energie-Temperatur-Profil auf Basis Vorlauftemperatur eines Wärmeabnehmers 28
Abbildung 13: Beispiel für ein Energie-Temperatur-Profil auf Basis Rücklauf verschiedener Betriebsperioden eines Wärmeabnehmers 28
Abbildung 14: Temperaturspreizung versus Außentemperatur für verschiedene Wärmeabnehmer 29
Abbildung 15: Beispiel für eine Übersichtsauswertung eines Nahwärmenetzes – Steigung Trendlinie 30
Abbildung 16: Beispiel für eine Übersichtsauswertung eines Nahwärmenetzes – Standardabweichung und Anzahl potenzieller Fehler 30
Abbildung 17: Guassian mixture model angewendet auf Spreizung vs. Tagesmitteltemperatur; Ergebnis sind 3 typische Cluster Heizbetrieb, Übergangsbetrieb, Sommerbetrieb (in diesem Fall ohne Warmwasserbereitung) 32
Abbildung 18: DBSCAN angewendet auf Spreizung vs. Tagesmitteltemperatur; Ergebnis sind 3 typische Cluster Heizbetrieb, Übergangsbetrieb, Sommerbetrieb und zusätzlich (in Grau) Ausreißer, die keinen Cluster zuzuordnen sind 32
Abbildung 19: Detailanalyse der Clustering-Ergebnisse diverser Abnehmer in Bezug auf die Charakterisierung von Clustern mittels Eigenvektor 33
Abbildung 20: Typisches Clustering-Ergebnis eines Abnehmers bei fehlerfreiem Betrieb 33
Abbildung 21: Clustering-Ergebnis bei fehlerhaftem Betrieb der zu überlappenden Cluster führt 34
Abbildung 22: Testdaten eines Wärmeabnehmers, wo sich die Rücklauftemperatur aufgrund eines Fehlers sprunghaft verschlechtert 35
Abbildung 23: Entwicklung der Cluster bei nach Auftreten eines Fehlers 35

Abbildung 24: Übersicht bzw. Einteilung der Validierungsergebnisse 36
Abbildung 25: Checkliste für die Vor-Ort-Überprüfung von Übergabestationen/Kundenanlagen 37
Abbildung 26: Gekürzter Auszug aus der detaillierten Fehler- und Ursachendokumentation (die vollständige Fehler- und Ursachendokumentation ist im kombinierten Deliverable 2.1 & 2.2 ersichtlich) 38
Abbildung 27: Zusammenfassung der untersuchten Gründe für erhöhte (Rücklauf-)Temperaturen und Aufwände zur Behebung bei konkreten Kundenanlagen der FWU 39
Abbildung 28: Gemessene Rücklauftemperaturen in den beiden Sekundärnetzen Nord und Süd vor der Optimierung 41
Abbildung 29: Schaltung der vorgeschlagenen Differenzdruckregelung 42
Abbildung 30: Schaltung der vorgeschlagenen Warmwasserbereitung bei Gebäuden mit thermischen Solaranlagen 42
Abbildung 31: Vorgesehene Optimierungen von Maßnahmenpaket IV 43
Abbildung 32: Kosten-Wirkungsanalyse der untersuchten vier Maßnahmenpakete 43
Abbildung 33: Primärnetzseitige Rücklauftemperatur des untersuchten Areals nach Umsetzung der Maßnahmenpakete I und II 44
Abbildung 34: Optimierungsmaßnahme: Nachrüstung von Zonenventilen (linke Abbildung) und Umbau auf Einspritzschaltung mit Mengenregelung (rechte Abbildung) 45
Abbildung 35: Auswirkungen der Maßnahme auf die Rücklauftemperatur der Kundenanlage. Vergleich der Temperaturen (RLT: blau, VLT: rot) vor der Maßnahme (linke Abbildung) und nach Umbau der Kundenanlage (rechte Abbildung) 45
Abbildung 36: Optimierungsmaßnahme: Umbau der einer Kundenanlage mit 1 MW Anschlussleistung: Anlage vor (linke Abbildung) und nach (rechte Abbildung) Umbau 46
Abbildung 37: Messdaten der Anlage im Jahr des Umbaus. Aus den Daten wird die Reduktion der Rücklauftemperatur um ca. 35 K nach dem Umbau (November 2017) ersichtlich 46
Abbildung 38: Umbau einer zentralen Trinkwassererwärmung 48
Abbildung 39: Messdatenerfassung der Anlage vor und nach Umbau 48
Abbildung 40: Anlagenbetrieb (aus Prozessleitsystems) vor dem Umbau 49
Abbildung 41: Anlagenbetrieb vor und nach der Reduktion der Thermostatsolltemperaturen bei der gegenständlichen Anlage 50
Abbildung 42: Spezifizierung eines Gebäudeobjektes, für welches Maßnahmenkosten von mehreren Projektbeteiligten entwickelt werden 51
Abbildung 43: Positionierung der betriebenen Radiatoren in Wohnung, A1 (Wohnzimmer (links) und Kinderzimmer (rechts)). Die restlichen drei Heizkörper in der gegenständlichen Wohnung (Schlafzimmer, Badezimmer, Küche) wurden nicht aktiviert 52
Abbildung 44: Vor- und Rücklauftemperaturen der Wohnungen A1 und R1 52
Abbildung 45: Vor- und Rücklauftemperaturen der Wohnungen A1 und R1, Auswirkungen durch Reduktion der Umwälzpumpenleistung von Wohnung R1 53
Abbildung 46: Simulationsmodell der thermischen Zonen und Lokalisierung der Wohnung im 13 Stock 54
Abbildung 47: Jahresdauerlinien der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der sekundären und tertiären Seite des Wärmeabgabesystems (links Basis-Einstellungen, rechts Thermostatventile, Einzelraumregelung, TVL um 20 K red.) 55
Abbildung 48: Jahresdauerlinien der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der sekundären und tertiären Seite des Wärmeabgabesystems (Vergleich TVL/TRL 80/50 °C im Vergleich zu TVL/TRL 66/45 °C) 55
Abbildung 49: Anlagenschaltbild der vorgeschlagenen Optimierungsmaßnahme 57

Abbildung 50: Jährliche Fernwärmekosten (Leistungs- und Arbeitspreis, exkl. Messdienstleistungen und Anlagenbetreuung) des gegenständlichen Objektes 59
Abbildung 51: Betrachtete Gebäudetypen (EFH & MFH) für die Simulationsstudie betreffend Rücklauftemperatur 60
Abbildung 52: Betrachtete Wärmeversorgungskonzepte für die Simulationsstudie 60
Abbildung 53: Änderung der VLT und RLT für das Wärmeabgabesystem (System 3; EFH; 150 kWh/m²a) 61
Abbildung 54: Änderung der VLT und RLT für das Wärmeabgabesystem in Abhängigkeit des Wärmeabgabesystems (EFH; 150 kWh/m²a) 61
Abbildung 55: Darstellung von Investitionskosten in Verbindung mit typischen Optimierungsmaßnahmen 62
Abbildung 56: Hausübergabestation für ein MFH in Gleisdorf samt den Messpunkten; Trnsys-Simulation (Primärnetz, Hausübergabestation und Wärmeabgabesystem) für das MFH 76
Abbildung 57: Simulierte Temperaturen im dezentralen Energiespeicher unter Verwendung der Standard-Regelung (links) im Vergleich zur verbesserten Regelungsstrategie (rechts) 76
Abbildung 58: Messdaten Differenzdruck (nach – vor) Netzpumpe und Volumenstrom 82
Abbildung 59: Abgasverluste in Abhängigkeit der Abgastemperatur für zwei Anlagenkonfigurationen (Quelle: AIT in Anlehnung an ASUE (2003)) 83
Abbildung 60: Brennwertbezogener Wirkungsgrad eines erdgasgefeuerten Heißwasserkessels in Abhängigkeit der Wassereintrittstemperatur (Quelle: AIT in Anlehnung an ASHRAE (2008)) 85
Abbildung 61: Brennwertbezogener Wirkungsgrad eines hackgutgefeuerten Heißwasserkessels in Abhängigkeit der Rauchgasaustritttemperatur (Quelle: Neuenschwander, 1998) 85
Abbildung 62: Schema eines Heißwasserkessels mit Rücklaufanhebung 86
Abbildung 63: Feuerungswirkungsgradkennlinien einer Biomassefeuerung in Abhängigkeit der Rauchgastemperatur und dem Wassergehalt des Brennstoffes 92
Abbildung 64: Vereinfachte Modellierung im Exceltool (Kapitel 3.4) der Wärmeleistung die dem Rauchgas entzogen werden kann 92
Abbildung 65: Beispiel einer berechneten Leistungszahl einer Wärmepumpe (Kältemittel R134a) in unterschiedlichen Betriebspunkten (Quelle: Köfinger et al., 2016) 93
Abbildung 66: Mögliche Integrationskonzepte von Wärmepumpen in Fernwärme (Quelle: Ommen et al., 2014) 94
Abbildung 67: Integrationskonzepte von Booster-Wärmepumpen: primärseitig mit externer Quelle, sekundärseitig mit externer Quelle, primärseitig mit Vorlauf als Quelle und thermischem Speicher (Quelle: Ommen et al., 2016) 95
Abbildung 68: Änderung des spezifischen Kollektorertrages (SE) aufgrund der Reduktion der Rücklauftemperatur der Fernwärme (RLT 60 °C → 45 °C; Mitteltemperaturabsenkung um 7,5 K) 97
Abbildung 69: Kennlinien aus Trnsys-Simulationen zur Darstellung der Änderung des spezifischen Kollektorertrages (SE) aufgrund einer Änderung der RLT oder VLT Fernwärme für Graz sowie Linz, Graz und Klagenfurt (Kollektormodell: ökoTech HAT 16,7 m²) 98
Abbildung 70: Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Effizienz von Gegendruckturbine ($T_{Rücklauf}$ = 60 °C) (Quelle: Rhein, 2010) 99
Abbildung 71: Einfluss der Rücklauftemperatur auf die Effizienz von Gegendruckturbine ($T_{Vorlauf}$ = 110 °C) (Quelle: Rhein, 2010) 99
Abbildung 72: Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Kondensationsdruckes auf den Prozess eines Heizkraftwerkes mit Gegendruckturbine (Annahmen: Heizleistung = konstant, FD-Parameter: T = 480 °C, p = 60 bar; Dampferzeugerwirkungsgrad = 80 %; Turbinenwirkungsgrad = 90 %) 100
Abbildung 73: Schema einer Dampfkraftanlage mit Gegendruckturbine nach dem Clausius-Rankine-Prozess 100
Abbildung 74: Darstellung des Kreisprozesses im T-s-Diagramm bei unterschiedlichen Gegendrücken 100

Abbildung 75: Veränderung der elektrischen Effizienz in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur bei Volllast (Quelle: AIT in Anlehnung an Ommen et al. (2014)) 101
Abbildung 76: Veränderung der ausgekoppelten elektrischen Leistung pro Heizleistung in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur für Kondensations- und Gegendruckanlagen (Quelle: AIT in Anlehnung an Wirths, 2008) 103
Abbildung 77: Typisches Kennfeld einer KWK-Kondensationsturbine mit $\boldsymbol{Pmax}$ = 216 MW (Quelle: AIT in Anlehnung an Kavvadias et al., 2017) 104
Abbildung 78: Konzept der durchgeführten energie-ökonomischen Bewertungen anhand der Kennzahl “Cost Reduction Gradient“ (CRG) in €/(MWh·°C) 111
Abbildung 79: Übersicht über die positiven Auswirkungen auf die reduzierten Systemtemperaturen und den Umfang der Bewertungen (Quelle: Geyer et al., 2021) 115
Abbildung 80: Systemgrenzen des erstellten Modells zur Bewertung der Auswirkungen reduzierter Netztemperaturen in ausgewählten prototypischen Wärmenetzen und Erzeugungskonstellationen 115
Abbildung 81: Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K] für eine Abfall-KWK bei unterschiedlichem Strompreis (Quelle: Eigene Berechnungen (links) und Averfalk & Werner (2020) (rechts)) 117
Abbildung 82: Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K] für eine Einbindung von Geothermie bei unterschiedlichem Quelltemperaturen (Quelle: Eigene Berechnungen (links) und Averfalk & Werner (2020) (rechts)) 118
Abbildung 83: Sensitivitätsrechnung der Erzeugungskonfiguration aus Solarthermie und Spitzenlastkessel (Öl) hinsichtlich einer Kosteneinsparung in [€/TJ K] und [€/MWh K] 118
Abbildung 84: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens 121
Abbildung 85: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte 122
Abbildung 86: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 123
Abbildung 87: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens 124
Abbildung 88: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 124
Abbildung 89: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens 125
Abbildung 90: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Dekomposition der verschiedenen Effekte 126
Abbildung 91: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens 127
Abbildung 92: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Dekomposition der verschiedenen Effekte 128
Abbildung 93: Ländliches Nahwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 128
Abbildung 94: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens 131
Abbildung 95: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte 131

Abbildung 96: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 132
Abbildung 97: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung 133
Abbildung 98: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Dekomposition der verschiedenen Effekte 134
Abbildung 99: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 135
Abbildung 100: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung unter der Annahme, dass die VLT nicht abgesenkt wird 136
Abbildung 101: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen 136
Abbildung 102: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur mit der RLT abgesenkt wird 137
Abbildung 103: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (c): Dekomposition der verschiedenen Effekte unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur gemeinsam mit der Rücklauftemperatur abgesenkt wird 137
Abbildung 104: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): synthetisches Last- und Netztemperaturprofil vor Optimierungsmaßnahmen 139
Abbildung 105: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur nicht abgesenkt wird 140
Abbildung 106: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Dekomposition der verschiedenen Effekte. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur nicht abgesenkt wird 141
Abbildung 107: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung. Die Ergebnisse zeigen den Wert der Rücklauftemperaturreduktion für den Fall, dass die Vorlauftemperatur im selben Maße mit der RL-Temperatur abgesenkt wird 141
Abbildung 108: Kleinstädtisches Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (d): Break-even-Investitionskosten und Fair-Share für Kunden und Fernwärmeversorgungsunternehmen unter der Annahme, dass die Vorlauftemperatur im selben Ausmaß mit der Rücklauftemperatur reduziert wird 142
Abbildung 109: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung 144
Abbildung 110: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (a): Dekomposition der verschiedenen Effekte 145
Abbildung 111: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Wert der Temperaturreduktion aus Sicht des Fernwärmeversorgungsunternehmens mit (rechte Grafik) und ohne (linke Grafik) dem Wert der Kapazitätserweiterung 146

Abbildung 112: Urbanes Fernwärmenetz, Erzeugungskonfiguration (b): Dekomposition der verschiedenen Effekte 146
Abbildung 113: Geschäftsmodell für städtische Netze in Österreich: Status quo (schwarz) und innovative Elemente (grün) nach Geyer (2017) 150
Abbildung 114: Geschäftsmodell für ländliche Netze in Österreich: Status quo (schwarz) und innovative Elemente (grün) nach Geyer (2017) 150
Abbildung 115: Funktionsweise des Motivationstarifs in Viborg (DK) nach Diget (2019) 154
Abbildung 116: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles „Eigeninvestition“ 161
Abbildung 117: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles „Kundenmotivation“ 163
Abbildung 118: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles “Crowdfunding“ 165
Abbildung 119: Skizzierte Darstellung des Geschäftsmodelles “Contracting“ 166
Abbildung 120: Exemplarische Darstellung der Implementierungskosten von sekundärseitigen Maßnahmen zur Reduktion von Rücklauftemperaturen 169
Abbildung 121: Net Present Value (NPV) einer Maßnahme für zwei unterschiedliche Netze 172
Abbildung 122: Wärmenetztemperaturen von ausgewählten österreichischen Nah- und Fernwärmenetzen (Quelle: Müller et al. (2014) nach FGW (2001)) 175
Abbildung 123: Eigenschaften von Fernwärmenetzen der ersten bis vierten Generation, Definition nach Lund et al. (Quelle: Lund et al., 2021) 176
Abbildung 124: Vor- und Rücklauftemperaturen von ausgewählten schwedischen (links) und dänischen (rechts) Fernwärmenetzen (Quelle: Werner, 2013) 177
Abbildung 125: Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperaturen über dem Heizwärmebedarf des Gebäudes (Quelle: Müller et al., 2014) 178
Abbildung 126: Temperaturreduktionspotenziale durch thermische Gebäudesanierung in den Szenarien Low efficiency und Accelerated renovation mit einer Energieeinsparung bis 2050 im Bereich von 34 % bis 47 % (Hummel et al., 2021) 179
Abbildung 127: Dashboard des Tools “TR€x“ (Geyer, 2020) zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung für den Status quo 182
Abbildung 128: Szenario zur Dekarbonisierung der österreichischen Fernwärmeerzeugung bis 2050 (Quelle: Baumann et al., 2020) 183
Abbildung 129: Dashboard des Tools "TR€x" zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung das Dekarbonisierungsszenario nach Baumann et al. (2020) nach abgeleiteten Technologiezuordnungen 185
Abbildung 130: Dashboard des Tools “TR€x“ zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung des alternativen Dekarbonisierungsszenarios 1 mit reduziertem Biomasseeinsatz 186
Abbildung 131: Dashboard des Tools “TR€x“ zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf Wärmenetzsysteme – dargestellt ist die Bewertung des alternativen Dekarbonisierungsszenarios 2 ohne Verbrennungstechnologien 188
Abbildung 132: Überblick über die Ergebnisse zur energie-ökonomischen Bewertung des Einflusses von reduzierten Systemtemperaturen auf den österreichischen Fernwärmesektor – dargestellt ist eine Übersicht, über die die Bewertung der verschiedenen Szenarien 189
Abbildung 133: Indikativer Vergleich des Kostenreduktionsgradienten (CRG) zwischen Hoch- und Niedertemperatur-Wärmeerzeugungstechnologien 189

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der umgesetzten Optimierungen von Kundenanlagen mit umfassendem Monitoring 13
Tabelle 2: SWOT-Analyse gültig für alle Geschäftsmodelle (GM) 16
Tabelle 3: SWOT-Analyse für die Geschäftsmodelle (GM) 1-4 17
Tabelle 4: Typische Gründe für hohe (-) Rücklauftemperaturen von Wärmekundenanlagen 38
Tabelle 5: Durchschnittlich Auskühlung der Kundenanlage vor und nach dem Umbau 47
Tabelle 6: Kostenberechnung der vorgeschlagenen Umbauarbeiten, Kostenrechnung Unternehmen A 58
Tabelle 7: Kostenberechnung der vorgeschlagenen Umbauarbeiten, Kostenrechnung Unternehmen B 59
Tabelle 8: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch hydraulischen Abgleich 65
Tabelle 9: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch Entlüften/Entgasen 66
Tabelle 10: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch Umbau/Erneuerung der Kundenanlage 68
Tabelle 11: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch thermische Gebäudesanierung 69
Tabelle 12: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Optimierung von Bypässen 70
Tabelle 13: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Optimierung von Bypässen 71
Tabelle 14: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch eine Anpassung der Heizungsregelung 73
Tabelle 15: Mögliche direkte und indirekte Effekte für Wärmekunden durch die Herstellung der Regelungsfunktion 73
Tabelle 16: Proportionalitätsfaktor für unterschiedliche Rohrdimensionen 78
Tabelle 17: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Wärmenetze 79
Tabelle 18: Vergleich der vereinfachten Berechnung der saisonalen Wärmenetzverluste mit detaillierten Simulationen für ein österreichisches urbanes Fernwärmenetz 81
Tabelle 19: Vergleich der vereinfachten Berechnung des saisonalen Strombedarfes für Netzpumpen mit detaillierten Simulationen für ein österreichisches urbanes Fernwärmenetz 81
Tabelle 20: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Heißwasserkessel ohne Rauchgaskondensation 87
Tabelle 21: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Rauchgaskondensation 90
Tabelle 22: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Wärmepumpen 95
Tabelle 23: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie 97
Tabelle 24: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie 101
Tabelle 25: Berechnete Betriebsparameter einer KWK-Kondensationsturbine bei unterschiedlichen Entnahmetemperaturen (Quelle: Kavvadias et al., 2017) 105
Tabelle 26: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Solarthermie 105
Tabelle 27: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf ORC-Prozesse 107
Tabelle 28: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Gas-BHKW, Holzvergaser-BHKW, Biogas-BHKW 108
Tabelle 29: Mögliche direkte und indirekte Effekte durch sinkende (RL-) Temperaturen auf Geothermieanlagen 108
Tabelle 30: Überblick über identifizierte CRG-Abschätzungen für verschiedenen Systemen 113
Tabelle 31: Kennzahlen der untersuchten Netzkonfigurationen 119
Tabelle 32: Ländliches Nahwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen 120

Tabelle 33: Ländliches Nahwärmenetz: Auswirkungen der sekundärseitigen Optimierung auf solarthermische Einspeisung 127
Tabelle 34: Kleinstädtisches Fernwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen 129
Tabelle 35: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (b): Wärmeeinspeisung durch die Wärmepumpe 133
Tabelle 36: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (c): Wärmeeinspeisung durch die Wärmepumpe, Begrenzung durch maximale Temperatur bei Wärmepumpenaustritt 138
Tabelle 37: Kleinstädtisches Fernwärmenetz unter Erzeugungskonfiguration (d): Jahresanteil der geothermalen Wärme 143
Tabelle 38: Urbanes Fernwärmenetz: Annahmen zu saisonale Netztemperaturen vor und nach sekundärseitigen Optimierungsmaßnahmen 144
Tabelle 39: Durchschnittliche Kenngrößen für den Wert der Temperaturreduktion in Fernwärmenetzen (Quelle: Geyer et al., 2021) 148
Tabelle 40: Durchschnittliche Kosten für typische Maßnahmen 169
Tabelle 41: Bandbreite der Endenergiebedarfsreduktion für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung bis 2050 173
Tabelle 42: Bandbreite des Fernwärmeanteils am Endenergieeinsatz zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in 2050 174

10 Abkürzungsverzeichnis

CRG	Kostenreduktionsgradient (“Cost Reduction Gradient”) in €/(MWh·°C)
LCOH	Wärmegestehungskosten (“Levelized Cost of Heat”)
FVU	Fernwärmeversorgungsunternehmen
GM	Geschäftsmodell
WT	Wärmetauscher
RLT	Rücklauftemperatur
RL	Rücklauf
VLT	Vorlauftemperatur
VL	Vorlauf
COP	Coefficient of Performance
JAZ	Jahresarbeitszahl
EK-T	Entnahmekondensations-Turbine
GD-T	Gegendruckturbine
KWK	Kraftwärme-Kopplungsanlage
NPV	Net Present Value

11 Kontaktdaten

Andreas Müller
Energy Economics Group der TU Wien
Gusshausstraße 25-29/370-3
A-1040 Vienna, Austria
Tel: +43 (0) 1 58801 370303
Fax: +43 (0) 1 58801 370397
Email: mueller@eeg.tuwien.ac.at
Web: http://www.eeg.tuwien.ac.at

Auflistung der weiteren Projekt- bzw. KooperationspartnerInnen Name / Institut oder Unternehmen

TU Wien/EEG
Lukas Kranzl, Fabian Schipfer, Richard Büchele
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Institut für Nachhaltige Technologien
Harald Schrammel, Jakob Binder
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik
Richard Heimrath, Thomas Mach
AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Ralf-Roman Schmidt, Paolo Leoni, Roman Geyer
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
Alexander Bernhofer, Florian Schnappinger Ludwig Staiger
Wien Energie GmbH
Markus Kuhn, Georg Geißegger
Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH
Wolfgang Baumgartner, Martin Waser, Josef Postl
ALLPLAN Gesellschaft m.b.H.
Helmut Berger
Stadtwerke Gleisdorf GmbH
Schröttner Josef
Salzburg Wohnbau GmbH
Raudaschl Stephan