

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/03/2018

Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze

„BiNe2+“

Projektnummer: 848930

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	1. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/04/2015
Projektende	31/12/2107
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	33 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AEE – Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NÖ-Wien
AnsprechpartnerIn	Daniel Reiterer
Postadresse	Karolinengasse 32/1
Telefon	01/710 75 23
Fax	-
E-Mail	office@aee-now.at
Website	www.aee-now.at

Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze

„BiNe2+“

Andreas Leitner
Klaus Lichtenegger
Andreas Moser
Daniel Muschik
Daniel Reiterer
David Wöss

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
3	Validierung von technologischen Konzepten	7
4	Messtechnische Analyse des Testnetzes	10
5	Modellierung, Simulation und Entwicklung der modellbasierten Regelung	14
5.1	Modellierung und Simulation	14
5.2	Regelungskonzepte	18
5.2.1	Neuinstallationsbedarf Sensorik	19
5.3	Zentrales Regelungskonzept	21
5.3.1	Adaptive Lastprognose	22
5.3.2	Zustandsschätzung	23
5.3.3	Kostenfunktion und Randbedingungen	24
5.3.4	Beispielhaftes Simulationsergebnis	25
5.4	Dezentrale Regelungskonzepte und Geschäftsmodelle	25
5.4.1	Globale Optimierung (zentraler Durchgriff)	26
5.4.2	Autonomie-orientiertes Marktmodell (freier Wärmemarkt)	26
5.5	Realisierter Ansatz im Testnetz (zentrale Vorgaben)	28
6	Implementierung im Testnetz	29
6.1	Analyse von Prosumerarten und –standorten	29
6.1.1	Solarwärmenutzung mittels Wärmepumpe Objekt lfd.Nr.10	29
6.1.2	Abwärmenutzung der Kühlanlagen mittels Wärmepumpe Objekt lfd.Nr.19	31
6.1.3	Biomasse Heizbox nahe Objekt lfd.Nr.12	32
6.1.4	Reserveölkessel Objekt lfd.Nr.24	33
6.2	Dezentrale Einspeisesystematik	33
6.2.1	Übergabestationen für die dezentrale Wärmebereitstellung	34
6.3	Prosumerarten, realisierte Standorte und Sensorik	35
6.4	Kommunikation der zentralen Steuerung mit den Prosumern	37
7	Validierung der Maßnahmen im Testnetz	38
8	Technoökonomische Bewertung	40
8.1	Bewertung anhand von Einzeltechnologien	40
8.1.1	Prosumer LCOH (levelized costs of heat)	40
8.1.2	Prosumerbeispiel Abwärme	43
8.2	Technoökonomische Bewertung von Gesamtsystemen	46
8.2.1	Szenario 1: Vergleich zentrale Heizwerk-/ reine Prosumer-Versorgung	46
8.2.2	Szenario 2: Kompensation Netzengpass durch Heizwerk- / Prosumer-Einbindung	48
8.2.3	Szenario 3: Spitzenlast: Gaskessel vs Prosumer-Einbindung	50
8.3	Marktpotential	52
9	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	60
10	Ausblick und Empfehlungen	62
11	Literaturverzeichnis	63
12	Kontaktdaten	63
	Projektpartner:	64

2 Einleitung

Wärmenetze sind eine hervorragende Möglichkeit, erneuerbare Energieformen in eine umfassende Wärmeversorgung einzubinden und damit CO₂-Emissionen sowie andere Umweltbelastungen zu reduzieren. Momentan bleiben aber viele regional verfügbaren Wärmequellen ungenutzt. Zudem gibt es diverse Probleme im Betrieb der Netze; so ist etwa der Sommerbetrieb nahezu immer defizitär. Auch bei der Regelung werden oft sehr einfache Lösungen verwendet, die das insgesamt vorhandene Potenzial (etwa bei Berücksichtigung der Speicherfähigkeit des Netzes) nicht ausnutzen. Stößt ein Netz an seine Kapazitätsgrenzen, so ist eine konventionelle Erweiterung meist nur mit sehr viel Aufwand möglich.

Daher ist es wünschenswert, möglichst alle regional verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen (solarthermische Anlagen, Biomassekessel sowie Abwärme, die ggf. durch Wärmepumpen aufbereitet wird) einzubinden und vor allem die dezentrale Einspeisung zu forcieren. Durch diese kann das Netz entlastet werden, defizitäre Betriebsmodi können dann durch intelligente dezentrale Lösungen weitgehend vermieden werden. Zugleich können Emissionen durch Reduktion von Teillastbetrieb sowie häufiges Ein- und Ausschalten reduziert werden.

Um die Entwicklung in diese Richtung voranzutreiben wurde das *Prosumer*-Konzept (*Producer-Consumer*, d.h. die Einbindung von Gebäuden, die Wärme zu bestimmten Zeiten bereitstellen, zu anderen hingegen sinnvollerweise aus dem Netz beziehen) genauer untersucht und weiterentwickelt. Diese Weiterentwicklung bezieht wärmetechnische, hydraulische, regelungstechnische, ökologische und wirtschaftliche Aspekte mit ein und behandelt sie in einem ganzheitlichen Ansatz. Der Schwerpunkt lag klar auf der Nutzung erneuerbarer Energie, auch wenn sich die erarbeiteten Konzepte auf Wärme aus beliebigen Quellen übertragen lassen. Die Technologien Biomassekessel, Solarthermische Anlagen und Wärmepumpen wurden als Prosumer in das Gesamtsystem eingebunden. Es wurden die Voraussetzungen für die bidirektionale Hydraulik, sowie verschiedene Regelungstechnische Ansätze erarbeitet und evaluiert.

Für die Untersuchungen kamen technische Berechnungen, Modellentwicklung, Reglerentwurf, Simulationsstudien und Versuche mit verschiedenen Wärmequellen in einem ausgewählten Testnetz zum Einsatz. Für die Weiterentwicklung und Bewertung der Geschäftsmodelle wurden zum Teil spieltheoretische Ansätze, insbesondere im Kontext von Multi-Agenten-Simulationen, benutzt.

Im Projekt wurde ein weiter Bogen von der theoretischen Betrachtung über die Simulation von entwickelten Modellen und Regelungsstrategien bis hin zur Implementierung im realen Feldtest gespannt. Die folgenden Schritte waren dabei ausschlaggebend:

1. Messtechnische Analyse
2. Konzeptentwicklung
3. Simulation und Evaluierung
4. Auswahl der umzusetzenden Ansätze
5. Implementierung im Testnetz
6. Evaluierung und Adaptierungsphase

Einordnung in das Programm

Das Projekt behandelt prioritär den Schwerpunkt **Intelligente Netze**.

Im Projekt wurden dezentrale Integrationskonzepte für die Einspeisung von erneuerbaren Wärmequellen in bestehende Fernwärmestrukturen untersucht. Dabei wurde ein Konzept für ein innovatives Regelungskonzept und ein Geschäftsmodell erarbeitet und damit Strategien für den Betrieb der Wärmenetze der Zukunft entwickelt.

3 Validierung von technologischen Konzepten

Es wurden Wärmequellentechnologien für die bidirektionale Einspeisung in Fernwärmenetzstrukturen hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen evaluiert und in Form eines Technologiekataloges festgehalten. Dabei wurden insbesondere folgende Technologien genau untersucht:

- Biomassekleinfeuerungen inkl. μ KWK (Hackschnitzel-, Pellets- und Stückgutheizungen)
- Abwärme (Gewerbe und Industrie, Rauchgasströme, Abwasser)
- Solarthermische Anlagen
- Wärmequellennutzung mittels Wärmepumpen

Diese vier Hauptkategorien von Wärmequellen werden hinsichtlich Leistungspotential, zeitlicher Verfügbarkeit, Steuerbarkeit (Teillast), Temperaturniveau, Wärmegestehungskosten (verbrauchsgebunden) und Emissionsverhalten bewertet.

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die im Technologiekatalog evaluierten Wärmequellen, hinsichtlich der für die dezentrale Wärmnetzeinbindung ausgewerteten Faktoren, kompakt zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung Bewertung Wärmequellen zur dezentralen Einspeisung in Wärmenetze

	Technologie	Leistungs-potential	zeitliche Verfügbarkeit	Steuerbarkeit / Teillast	Temperatur-niveau	WGK
Biomasse	Pelletsanlage	4 – 250 kW	100%	30 – 100%	max. 95°C	3,5 – 5,5 ct/kWh
	Hackgutanlage	10 – 1000 kW	100%	30 – 100%	max. 95°C	2,9 – 3,7 ct/kWh
	Stückgutheizung	10 – 60 kW	100%	30 – 100%	max. 95°C	3,5 – 4,5 ct/kWh
	Mikro KWK	50 – 500 kW	100%	Volllast erwünscht	max. 95°C	WGK Energieträger minus Stromvergütung
Abwärme	Rauchgaskond.	1 – 15 MW	0 – 100%	0 – 100%	20 – 60°C	anlagenspezifisch
	Ind./Gew. AW	50 kW – 10 MW	0 – 100%	0 – 100%	20 – 100°C	anlagenspezifisch
	Abwasser	200 kW – 15 MW	0 – 100%	0 – 100%	5 – 40°C	anlagenspezifisch
Solar-wärme	Flachkollektor	0 – 1300 W/m ² (Tag / Jahr)	0 – 100%	0 – 100%	35 – 95°C	Stromkosten Umwälzpumpe
	Röhrenkollektor	0 – 1300 W/m ² (Tag / Jahr)	0 – 100%	0 – 100%	50 – 120°C	Stromkosten Umwälzpumpe
	Röhrenkollektor CPC	0 – 1300 W/m ² (Tag / Jahr)	0 – 100%	0 – 100%	70 – 150°C	Stromkosten Umwälzpumpe
Wärme-pumpe	Kompressions WP	2 kW – 10 MW	100%	50 – 100%	max. 95°C (130°C)	COP- / Strompreis-abhängig
	Absorptions WP	20 kW – 10 MW	100%	50 – 100%	max. 95°C (130°C)	β - / AW- / Gaspreisabhängig
	Rotations WP	100 kW – 1 MW	100%	-	max. 150°C	COP- / Strompreis-abhängig

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Dem Bewertungsfaktor Temperaturniveau der jeweiligen Wärmequellen, bzw. deren Verhältnis zum Temperaturniveau des Wärmenetzes, wird ein besonderer Stellenwert zugeschrieben, da dies der ausschlaggebende Faktor ist, ob die Verwendung einer Wärmepumpe von Nöten ist oder die Wärmequelle direkt in das konkrete Wärmenetz eingebunden werden kann. Daher sind in der nachfolgenden Abbildung 1 die wichtigsten potentiellen Wärmequellentechnologien aufgeschlüsselt und hinsichtlich ihres anfallenden Temperaturniveaus farblich gekennzeichnet.

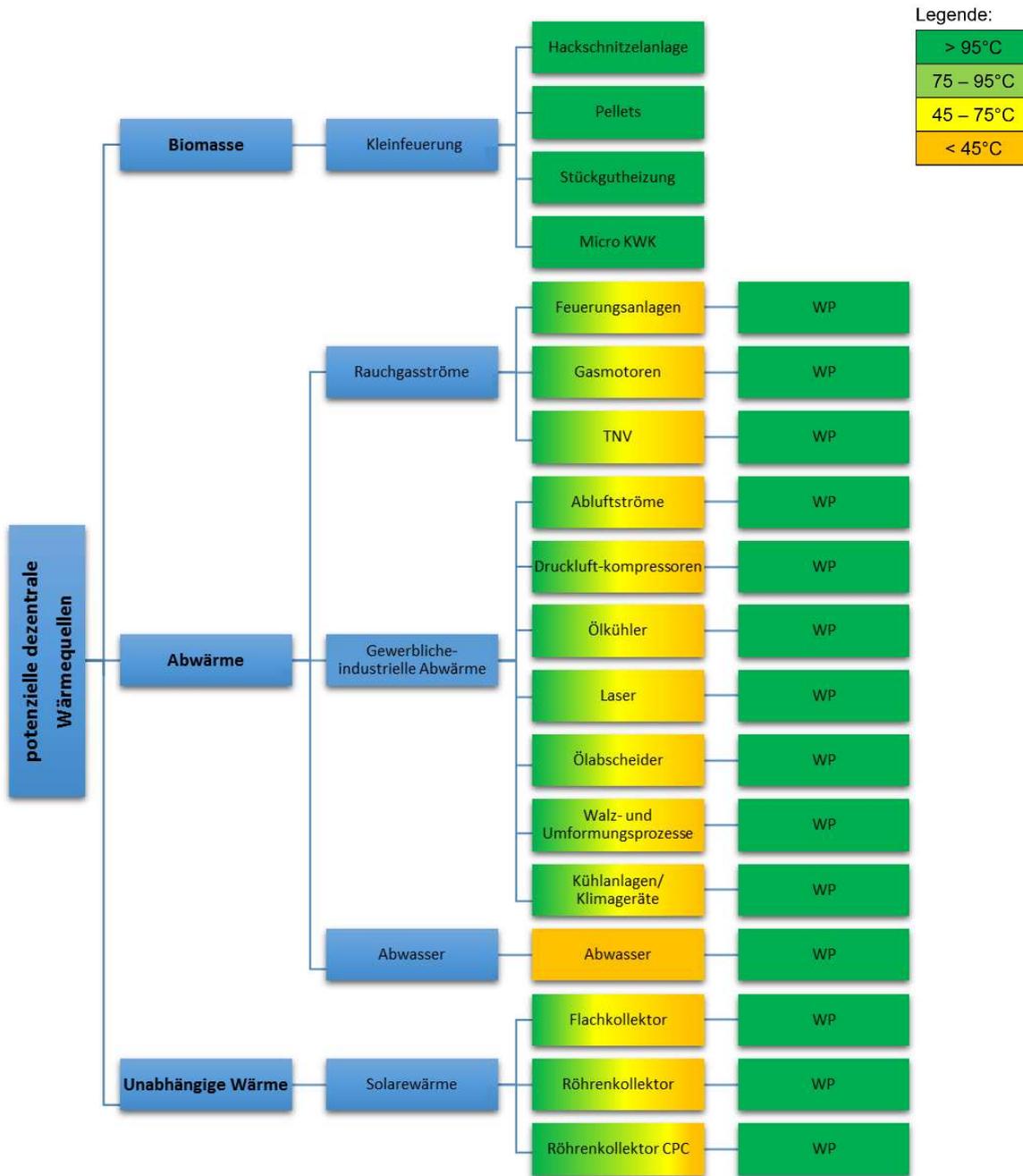


Abbildung 1: Aufschlüsselung von potenziellen dezentralen Wärmequellen nach Temperaturklassen

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Je nach Technologie können entweder konkrete Temperaturen oder ein gewisser Temperaturbereich, der durch standort-, anlagen- und regelungsspezifische Gegebenheiten beeinflusst wird und nicht pauschaliert werden kann, bereitgestellt werden. Auch spielen tages- bzw. jahreszeitliche Schwankungen hinsichtlich Temperatur und Strahlungsintensität je nach Technologie eine entscheidende Rolle.

Abschließend kann festgehalten werden, dass sich grundsätzlich alle vier Kategorien von Wärmequellentechnologien (Biomasse Kleinf Feuerungen, Abwärme, Solarthermische Anlagen und Wärmequellennutzung mittels Wärmepumpe) für die bidirektionale Einspeisung in Fernwärmenetzstrukturen, unter Einhaltung spezifischer Rahmenbedingungen, eignen. Detailliertere Information dazu sind dem Technologiekatalog zu entnehmen.

4 Messtechnische Analyse des Testnetzes

Um einen besseren Überblick über das Testnetz zu erhalten, wurden die handgezeichneten Pläne des Testnetzes digitalisiert und mit allen für das Projekt relevanten Daten versehen: hydraulische Verteilungsstruktur, Rohrdimensionen, Anschlussleistung, Pufferspeicher und Topologie.

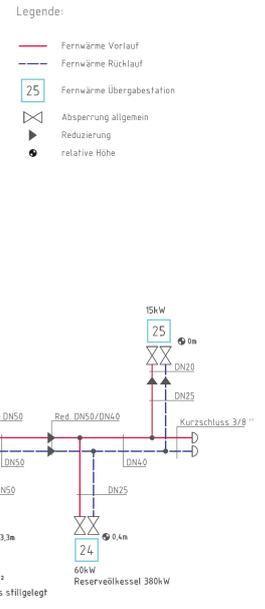


Abbildung 2: Übersichtsplan Testnetz

Komplettiert wurde der Plan bei Feldbegehungen und durch Rücksprachen mit dem Fernwärmenetzbetreiber. Zusätzlich wurden alle Objekte zur Anonymisierung mit einer fortlaufenden Identifikationsnummer versehen.

Ausgangspunkt für die messtechnische Analyse des Testnetzes waren die bereits vorhandenen historischen Monatsverbräuche der Wärmemengenzähler (WMZ) aller Abnehmer und die Wärmeproduktion des Heizkessels. In der Abbildung 3 sind die monatlichen Wärmeverbräuche und die Heizkesselproduktion für den Zeitraum Juli 2014 bis Juni 2015 gegenübergestellt.

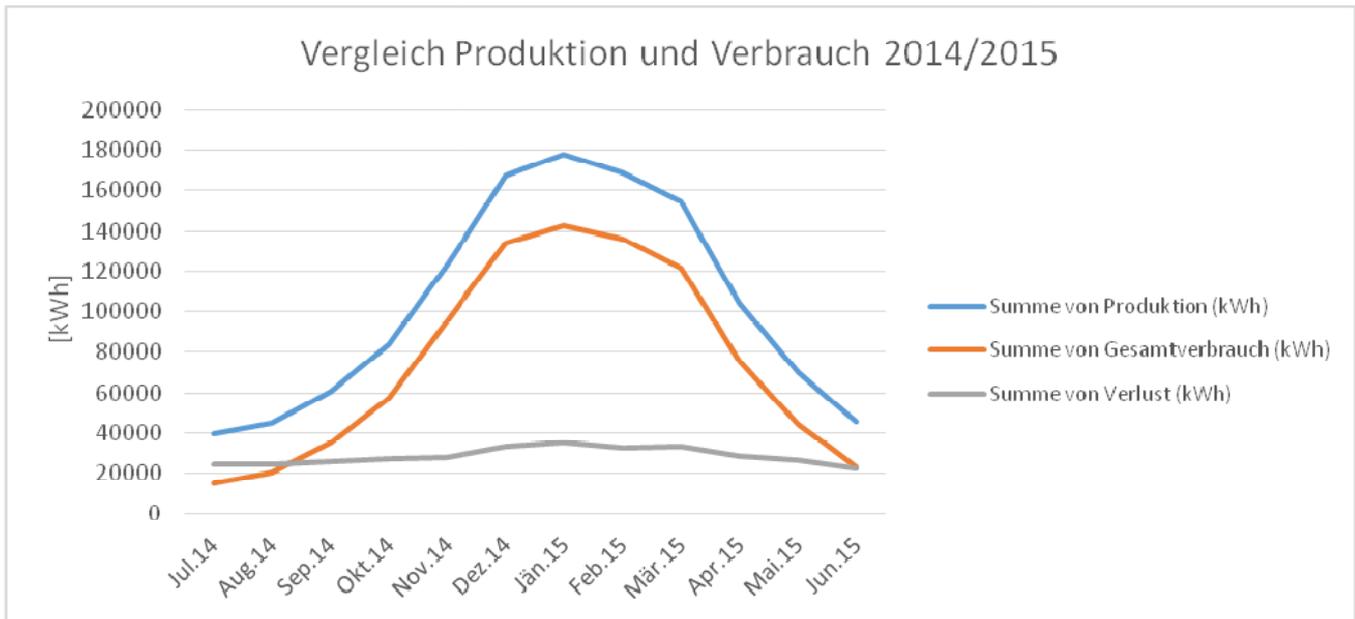


Abbildung 3: Vergleich Produktion und Verbrauch im Testnetz 2014/2015

Da entlang des gesamten Fernwärmenetzes eine M-Bus Leitung vorhanden ist und die Wärmeverbrauchsdaten einzelne Großverbraucher mittels Fernauslesung stattfinden, stehen zusätzlich zu den Monatsverbräuchen aller Abnehmer 30 Minuten Verbräuche ausgewählter Großabnehmer zur Verfügung. Weiter ist an der Solaranlage des Objekts mit der Identifikationsnummer 10 auch eine Wärmemengenzählung vorhanden. Da diese Messstelle nicht die reine Solarproduktion erfasst hat, wurde im Zuge des Projekts der Wärmemengenzähler neu positioniert, um die reine Solarproduktion im Jahresverlauf eruieren zu können. In der Tabelle 2 sind alle vorhandenen Messdaten des Testnetzes hinsichtlich Aufzeichnungsintervall und Messzeitraum zusammengefasst.

Tabelle 2: historische Messdaten im Testnetz

Messobjekte	Messgrößen	Auflösung	Messzeitraum	Messgerät
Alle Abnehmer	Wärmeverbrauch	monatlich	Jul. 2014 bis Jun. 2015	Sharky WMZ
Großabnehmer (Obj.Nr.: 1,2, 10, 12, 14, 16, 18, 19, 24)	Wärmeverbrauch, VL/RL Temp., Durchfluss	ca. 30 (15*) Minuten	Aug. 2013 bis Jun. 2015	Sharky WMZ
Heizwerk	Wärmeproduktion, VL/RL Temp., Durchfluss, Außentemp., Pumpendruck, Kesseldaten	ca. 4 Minuten	Aug. 2013 bis Jun. 2015	Heizhaus-Steuerung + Datenlogger
Solaranlage Obj.Nr. 10	Wärmeproduktion, VL/RL Temp., Durchfluss	ca. 30 Minuten	Aug. 2015 bis Nov. 2015	Sharky WMZ

* Im Sommer 2015 wurden die Auslesezeiten der Sharky WMZ der Großverbraucher auf den kleinstmöglichen Wert (ca. 15 Minuten) reduziert.

Auf Basis dieser Messdaten kann zwar auf den im Jahresverlauf schwankenden monatlichen Wärmebedarf im gesamten Netz und auch in den einzelnen Netzästen geschlossen werden; Lastspitzen der Abnehmer im Wochen- und Tagesverlauf werden jedoch nicht abgebildet. Auch die Messauflösung von ca. 30 Minuten der Großverbraucher ist zu groß, um kurzzeitig auftretende Lastspitzen abzubilden. Daher war es notwendig Feldmessungen im Testnetz durchzuführen. Da es zeitbedingt nicht möglich war alle Abnehmer neu zu vermessen, wurden die monatlichen Verbräuche alle Abnehmer verglichen,

wie in der Abbildung 4 zu erkennen ist. So konnten die fünf größten Verbraucher eruiert werden, die vermessen werden sollen.

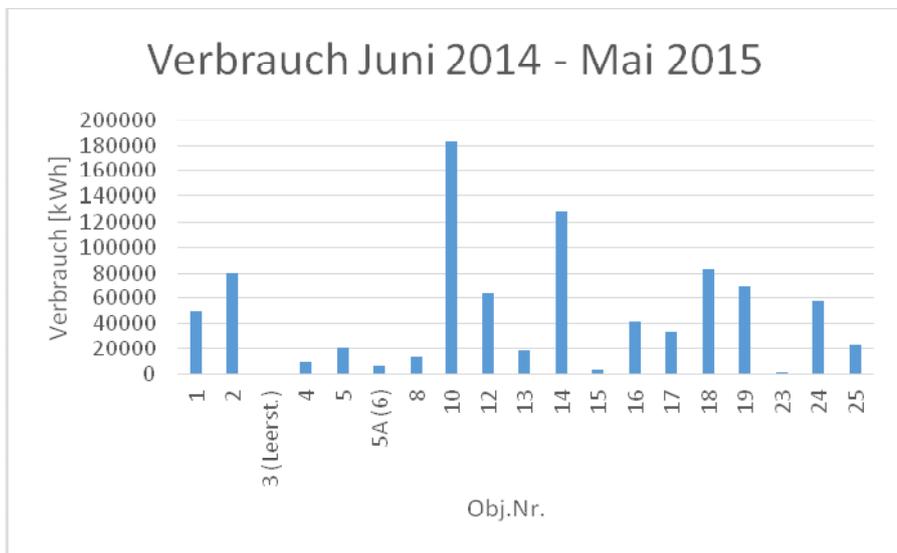


Abbildung 4: Kumulierter Wärmebezug der Einzelabnehmer Juni 2014 bis Mai 2015

Da das primäre Ziel des Projekts ist, den Wärmebedarf im Sommerbetrieb mittels dezentraler Prosumereinbindung zu decken, wurden zusätzlich die Wärmeverbräuche rein in den Sommermonaten, folglich Abbildung 5, verglichen.

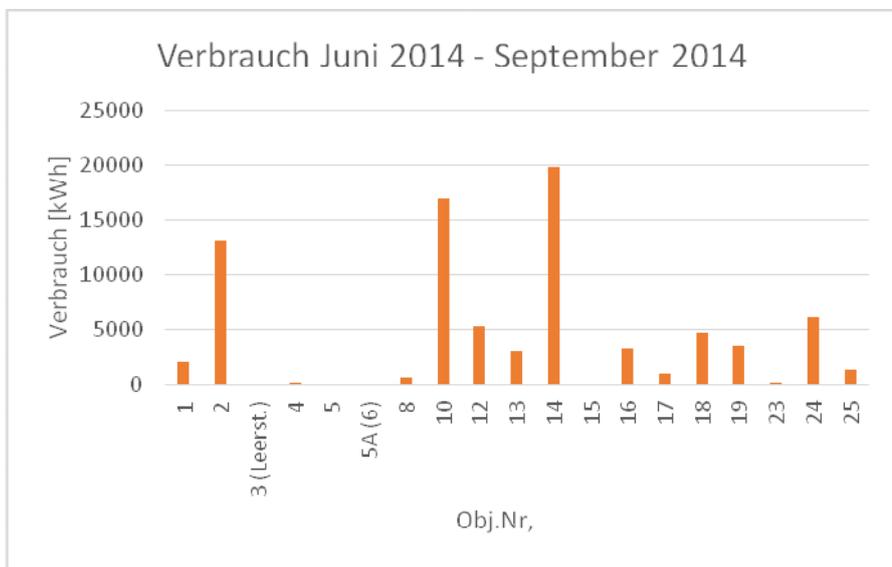


Abbildung 5: Kumulierter Wärmebezug der Einzelabnehmer Juni 2014 bis September 2014

Diese beiden Vergleiche waren die Basis für Standortauswahl der Feldmessungen. Es wurde im Projektkonsortium festgelegt, die fünf größten Abnehmer (Obj.Nr.: 2, 10, 14, 18 und 24) im Sommer hinsichtlich Wärmebedarf jeweils eine Woche, mit einer Messauflösung von einer Minute, zu messen. Auf Basis der vorliegenden historischen Monatsverbräuche wurde eruiert, dass diese fünf Abnehmer im Sommer einen Wärmeverbrauchsanteil von 75% haben. Die Messungen erfolgten dabei nacheinander im September bzw. Oktober 2015. Als Messgerät diente dabei das Ultraschall Durchflussmessgerät

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

FLUXUS F601 von *Flexim*. In der nachfolgenden Abbildung 6 ist exemplarisch das Ergebnis der Feldmessung für das Objekt mit der lfd.Nr. 14, für die ersten drei Tage der Messung dargestellt.

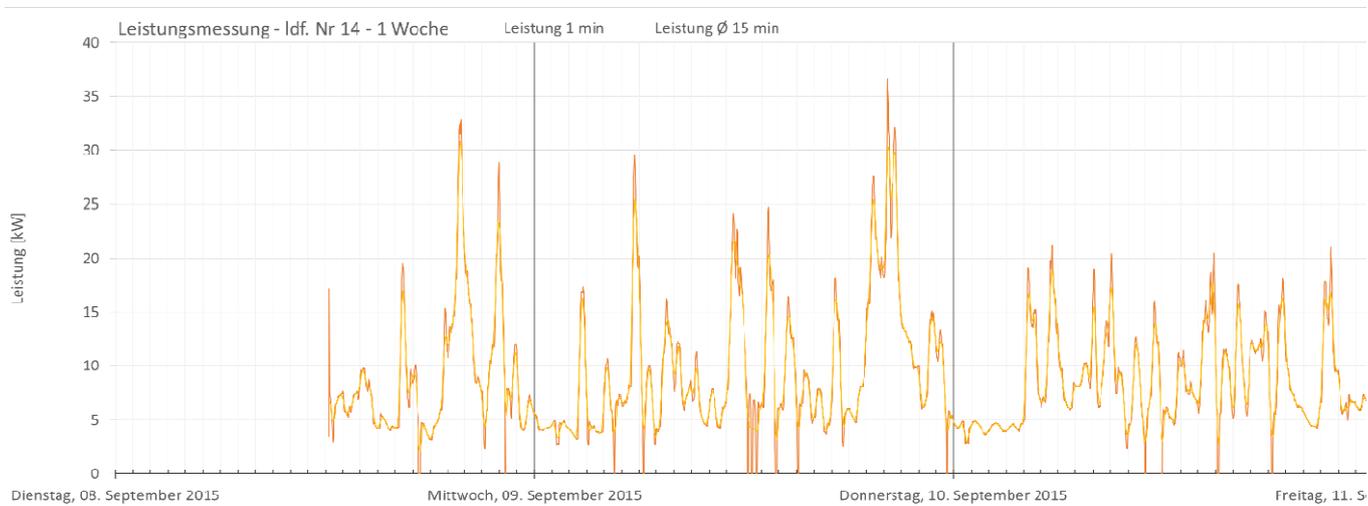


Abbildung 6: Ausschnitt der Daten aus der Feldmessung Wärmebezug für das Objekt lfd.Nr. 14

5 Modellierung, Simulation und Entwicklung der modellbasierten Regelung

5.1 Modellierung und Simulation

Die Modellierung und Simulation des Wärmenetzes ist notwendig, um die entworfenen überlagerten Regelungsstrategien im Vorfeld auf ihre Funktionstüchtigkeit überprüfen zu können. Dafür ist es einerseits notwendig, die Strömungs- und Druckverhältnisse im Netzwerk abbilden zu können, um zu erkennen, ob es durch erhöhte Wärmeabnahme (die Wärmekonsumenten öffnen ihre Ventile, um an Wärme zu kommen, und senken damit das Druckniveau im Netz) und zu geringer Produktion (die Produzenten reduzieren die Pumpleistung, um nicht zu kaltes Wasser in den Vorlauf zu speisen) zu einem Zusammenbruch der Wärmeversorgung kommt. Gegenteilig würde eine Überproduktion von Wärme zu einem erhöhten Druck im Netzwerk und vermehrten Exergieverlusten bei einem direkten Fluss vom Vorlauf in den Rücklauf führen. Andererseits ist es notwendig die Wärmeverteilung im Netzwerk zu simulieren, um garantieren zu können, dass die produzierte Wärme tatsächlich auf dem benötigten Temperaturniveau bei den Konsumenten ankommt.

Die Modellierung kann grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten durchgeführt werden: einmal dem Bottom-up-Ansatz, bei welchem sämtliche Komponenten physikalisch genau nachgebildet werden und das Netzmodell aus einer gezielten Zusammenschaltung dieser Komponenten entsteht. Auf der anderen Seite steht der Top-down-Ansatz, bei welchem die Netzstruktur an erster Stelle steht und die einzelnen Komponenten als gleichwertige Bestandteile auftreten.

In einem ersten Ansatz wurden Modelle verschiedener hydraulischer Komponente in einem einheitlichen objektorientierten Ansatz, der eine hierarchische Strukturierung von zusammengesetzten Systemen und eine physikalisch sehr akkurate Beschreibung der Fluideigenschaften und Strömungsverhältnisse erlaubt, zusammengefasst. Dieser Ansatz ist für die detaillierte Betrachtung von Teilsystemen nützlich, erfordert bereits bei sehr kleinen Testszenarien hohe Rechenkapazitäten und ist daher ohne massive Optimierungsbestrebungen nicht auf mittlere und prinzipbedingt nicht auf große Wärmenetze skalierbar.

Aus diesem Grund wurde auf die bewehrte Top-down-Methode zurückgegriffen, die Netzstruktur als Graphen zu repräsentieren und das Wasser als homogenes, ideales Fluid zu betrachten. Die Simulation wird ferner in zwei Teile unterteilt: zum einen die hydraulische Simulation, die die Beziehung zwischen den Druckabfällen in den Rohren, über den Ventilen und den Wärmetauschern und den resultierenden Wassermassenströmen berücksichtigt, zum anderen die thermische Simulation, die ausgehend von den resultierenden Strömungsverhältnissen den Wärmetransport, den Wärmeverlust und die Wärmediffusion nachbildet. Die stationären hydraulischen Verhältnisse (Wasserströme, Druckniveaus) ergeben sich aus den Entsprechungen der elektrotechnischen Kirchhoff'schen Gesetze, den Maschen- und Knotengleichungen

$$\sum_j \Delta p_j = 0, \quad j \in M_k \quad \text{und} \quad \sum_j \dot{m}_j = 0, \quad j \in K_i,$$

wobei M_k die Menge aller Kantenindices der Masche k , K_i die Menge aller Indices der Kanten, welche in den Knoten i münden, bezeichnet.

Durch die hydraulische Repräsentation des Wärmenetzes als Graph können nahezu beliebig komplizierte Netzstrukturen in konsequenter Art und Weise automatisiert behandelt werden. Dabei werden Rohre, Pumpen, Wärmeerzeuger und –verbraucher als Kanten dargestellt; Verzweigungen bilden die Knoten des Graphen. Über die sogenannte Knoten-Kanten-Adjazenzmatrix \mathbf{A} des Graphen lassen sich die Knotengleichungen in einer einfachen linearen Gleichung darstellen, wenn man sämtliche Massenströme in einem Vektor zusammenfasst. Für die Berücksichtigung der Maschengleichungen müssen zunächst mit graphentheoretischen Methoden Maschen in der Netzstruktur identifiziert werden (z.B. durch das Aufbauen eines minimalen Spannbaumes und dem anschließenden Hinzufügen von Kanten). Das Ergebnis ist eine Maschen-Kanten-Inzidenzmatrix \mathbf{B} , welche jeder Masche die zugehörigen Kanten zuordnet. Mit dieser ergibt sich eine zweite lineare Gleichung, welche die ebenfalls zu einem Vektor zusammengefassten Differenzdrücke erfüllen müssen. In Summe erhält man

$$\mathbf{A}\dot{\mathbf{m}} = \mathbf{0}, \quad \mathbf{B}\Delta\mathbf{p} = \mathbf{0}.$$

Die Komplexität wird zusätzlich reduziert, indem nicht alle Massenströme, sondern nur die voneinander unabhängigen Massenströme $\dot{\mathbf{m}}_M$ in den einzelnen Maschen des Netzwerkes berechnet werden. Aus diesen lassen sich die Massenströme auf einfache Art und Weise berechnen, wobei das Einhalten der Knotengleichungen automatisch garantiert ist:

$$\dot{\mathbf{m}} = \mathbf{B}^T \dot{\mathbf{m}}_M$$

Die (stationäre) hydraulische Komponente der Netzsimulation beschränkt sich dann auf das Auflösen einer algebraischen Gleichung, welche die Druckabfälle in den Rohren mit den Wassermassenströmen in Verbindung bringt:

$$\mathbf{B}\Delta\mathbf{p}(\mathbf{B}^T \dot{\mathbf{m}}_M) = \mathbf{0}$$

Im Gegensatz zu dem Verhältnis von Spannung zu Strom in einem elektrischen Netzwerk ist jedoch der funktionale Zusammenhang zwischen Differenzdruck und Massenstrom bei einem hydraulischen Netzwerk nichtlinear. Vereinfachend lässt sich hierbei für jede hydraulische Komponente ein quadratischer Zusammenhang angeben:

- Rohr: $\Delta p(\dot{m}) = R\dot{m}|\dot{m}|$
- Ventil: $\Delta p(\dot{m}) = R(u)\dot{m}|\dot{m}|$
- Pumpe: $\Delta p(\dot{m}) = a_2\dot{m}|\dot{m}| + a_1\dot{m}u + a_0u^2,$

wobei u eine mögliche Eingangsgröße (Ventilstellung, Pumpenleistung) und R einen Widerstandsbeiwert darstellt. Verallgemeinert erhält man die Relation

$$\Delta p(\dot{m}) = a_2(u)\dot{m}|\dot{m}| + a_1(u)\dot{m} + a_0(u),$$

welche in obige Gleichung eingesetzt ein nichtlineares Gleichungssystem ergibt, welches analytisch nicht gelöst werden kann:

$$\mathbf{f}(\dot{\mathbf{m}}_M) = \mathbf{B} \Delta \mathbf{p}(\mathbf{B}^T \dot{\mathbf{m}}_M) = \mathbf{0}$$

Zur Lösung greift man zu einem numerischen Verfahren wie z.B. dem gedämpften Newton-Verfahren, welches die Jacobi-Matrix \mathbf{J} der Funktion $\mathbf{f}(\dot{\mathbf{m}}_M)$ verwendet

$$\dot{\mathbf{m}}_M[n + 1] = \dot{\mathbf{m}}_M[n] - \lambda[n] \mathbf{J}^{-1}[n] \mathbf{B} \Delta \mathbf{p}(\mathbf{B}^T \dot{\mathbf{m}}_M[n]).$$

Über die Lösung dieses Gleichungssystems können sämtliche Massenströme bei gegebenen Pumpenleistungen und Ventilstellungen im Netzwerk berechnet werden; aus diesen und den Rohrmaßen ergeben sich die Strömungsrichtungen und -geschwindigkeiten in den Rohren.

Im nächsten Schritt wird eine thermische Simulation durchgeführt. Die Verteilung der Wärme wird von dem Transport der Wärme mit dem strömenden Fluid dominiert; erst danach gilt es Umgebungsverluste und schließlich die Diffusion der Wärme im Rohr zu betrachten. Mathematisch lässt sich dieser Zusammenhang über partielle Differentialgleichungen ausdrücken, welche für jedes Rohr einzeln gelten:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\dot{m}}{\rho A} \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{kU}{\rho A c_p} (T - T_U)$$

Hierbei stellt T_U die Umgebungstemperatur, k den Wärmedurchgangskoeffizienten, ρ die Dichte und c_p die spezifische Wärmekapazität des Fluids dar. Da die numerische Simulation dieser partiellen Differentialgleichungen bereits prinzipbedingt zu einer „numerischen Diffusion“ der Temperatur entlang eines Rohres beziehungsweise bei Übergängen von einem Rohr zu einem anderen führt, wurde diese nicht extra in der Differentialgleichung berücksichtigt.

Die für eine Simulation nötige Diskretisierung der partiellen Differentialgleichung geschieht analog zu [Köcher2000] über eine explizite *upwind*-Strategie. Dabei wird jedes Rohr in N_k Abschnitte der Länge Δx , die Zeit in Schritte von Δt Sekunden unterteilt, wobei die Positionen mit i , die Zeitschritte mit j indiziert werden:

$$\frac{T_{i,j+1} - T_{i,j}}{\Delta t} = - \frac{|\dot{m}|}{\rho A} \frac{T_{i,j} - T_{i-\text{sig}(\dot{m}),j}}{\Delta x} - \frac{kU}{\rho A c_p} (T_{i,j} - T_{U,j})$$

Die Schwierigkeit liegt in der Berücksichtigung der Randbedingungen, der Wahl der örtlichen Diskretisierung Δx und der Zeitschrittweite Δt sowie von Änderungen der Fluidgeschwindigkeit im Laufe der Zeit. Die Temperatur am Anfang eines Rohres setzt sich aus dem gewichteten Mittel der Temperaturen der dort zusammentreffenden Flüssigkeiten zusammen (es wird von der Annahme einer idealen Vermischung ausgegangen). Die örtliche Schrittweite wird bei fester Zeitschrittweite so gewählt, dass die Courant-Friedrichs-Lewy-Bedingung (CFL) exakt erfüllt ist

$$\frac{\Delta t}{\Delta x} \frac{\dot{m}}{\rho A} + \frac{\Delta t}{\rho A c_p} \frac{kU}{\rho A c_p} = 1;$$

wird dadurch die Anzahl der Unterteilungen für einzelne Rohre zu groß, weil das Rohr zu lange ist oder das Fluid zu langsam durch dieses fließt, wird die Schrittweite durch den Quotienten der Länge des Rohres und der maximalen Anzahl der Unterteilungen berechnet. Die Zeitschrittweite Δt wird aus Genauigkeitsgründen für alle Rohre gemeinsam so gewählt, dass jedes Rohr bei Einhaltung der CFL-Bedingung in mindestens $N_{\Delta x, \min}$ Teile unterteilt wird.

Für die Simulation müssen nicht nur die Hydraulik und der Wärmetransport, sondern auch das Verhalten der Konsumenten und der Produzenten modelliert werden. Dabei wurde zunächst von einem idealen Verhalten der Teilnehmer ausgegangen: Produzenten wurden als ideale Wärmequellen modelliert, welche das Fluid in der entsprechenden Kante um die jeweilige produzierte Wärmemenge \dot{Q} aufheizen, Konsumenten kühlen das Fluid dementsprechend ab:

$$T_{\text{aus}} = T_{\text{ein}} + \frac{\dot{Q}}{\dot{m}c_p}$$

Im Modell wurde zudem immer ein Produzent mit einer Pumpe, ein Konsument mit einem Ventil in Serie geschaltet und diese jeweils mit einem PI-Regler so geregelt, dass die Temperatur nach einem Produzenten der gewünschten Vorlauf-, nach einem Konsumenten der gewünschten Rücklauf-temperatur entsprach. Die Momentaufnahme einer solchen Simulation ist in Abbildung 7 dargestellt.

Die notwendigen Massenströme durch die Kanten können jedoch nur dann im ganzen Netz erreicht werden, wenn die erzeugte Wärme der abgenommenen Wärme entspricht, ansonsten kommt es zu einem Druckanstieg (bei Überproduktion) oder aber einem Druckabfall (bei zu hohem Verbrauch) im Netz. Diese für die Simulation kritischen Fälle korrespondieren zu jenen, die auch im realen Betrieb Probleme verursachen und die durch die Regelung so gut wie möglich vermieden werden müssen.

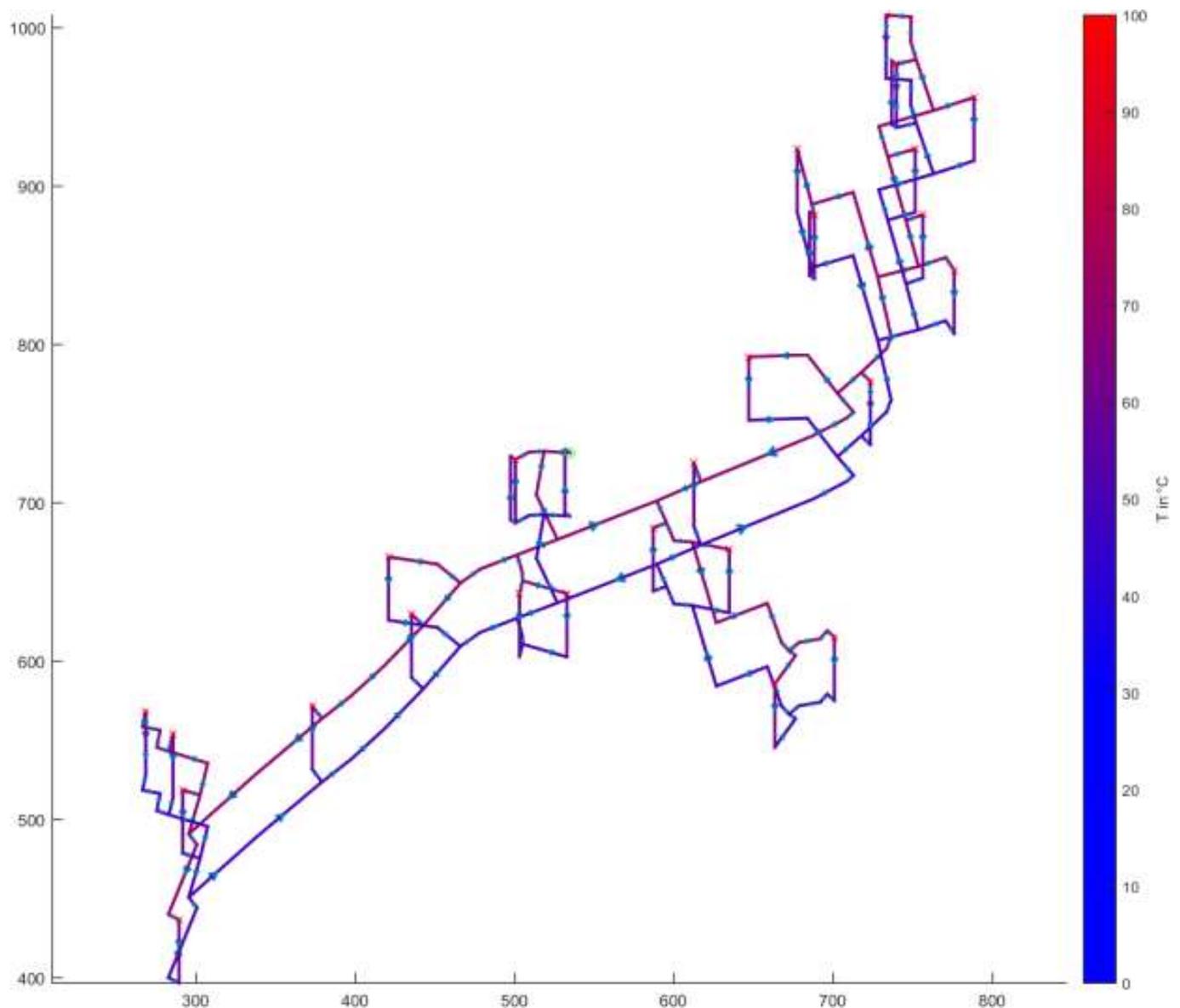


Abbildung 7: Visualisierung des Netzwerkmodells während der Simulation. Der Vorlauf ist aus Übersichtlichkeitsgründen versetzt zum Rücklauf dargestellt.

5.2 Regelungskonzepte

Für die übergeordnete Regelung von verteilten komplexen Systemen, wie es bidirektionale Wärmenetze mit Prosumern darstellen, gibt es verschiedene Zugänge, die knapp in Abbildung 8 (links) dargestellt sind.

Die Möglichkeiten reichen von sehr straff organisierten Ansätzen, in denen eine zentrale Stelle ein globales Optimierungsproblem löst und Zugriff auf alle Stellgeräte hat, bis hin zu Ansätzen, in denen rein mit einem Wärmemarkt bzw. mit delokalisierte Schwarmintelligenz gearbeitet wird. All diese Ansätze haben Stärken und Schwächen, die in Abbildung 8 (rechts) stichwortartig zusammengefasst sind, und es ist nicht zu erwarten, dass einer dieser Ansätze für jede Situation zur besten Lösung führt.



Abbildung 8: Ansätze für die übergeordnete Regelung im Spannungsfeld zwischen zentral und autonom organisierten Zugängen mit einer Auflistung einiger Stärken und Schwächen des jeweiligen Zugangs.

Für die Implementierung im Testnetz wurden mehrere Konzepte analysiert und geprüft. Letztlich wurde festgestellt, dass das Netz zu klein, die Abnahme zu stark schwankend und die zur Verfügung stehende Speicherkapazität für Wärme zu klein ist, als dass ein stark autonomieorientierter Ansatz eine zuverlässige Versorgung gewährleisten könnte, wenn das zentrale Heizwerk vom Netz genommen wird. Die Analysen haben aber gezeigt, dass ein rein Prosumer-gestützter Sommerbetrieb, in dem der zentrale Heizkessel abgeschaltet werden kann, wünschenswert ist. Folgerichtig wurde ein sehr zentraler Ansatz gewählt: Im Kontext modellprädiktiver Regelung minimiert eine zentrale Instanz eine Kostenfunktion, in die Brennstoffkosten, Stromkosten, Abnutzungen, Versorgungssicherheit und ökologische Aspekte einfließen. Konkret setzt sich die Kostenfunktion aus drei Anteilen zusammen, nämlich betriebsgebundenen Kosten, Ein-/Ausschaltkosten sowie Bandkosten, die die Versorgungssicherheit charakterisieren.

Für diese Minimierung können die Einspeisungen aller Prosumer als Stellgrößen betrachtet werden. Da einerseits binäre Ein-/Aus-Entscheidungen getroffen werden können, andererseits aber zumindest für manche Prosumer auch Sollwerte für die Wärmeeinspeisung vorgegeben werden können, handelt es sich um eine gemischt-ganzzahlige Optimierungsaufgabe (*Mixed Integer Linear Programming*, MILP). Die Optimierung erfordert erhebliche Rechenleistung und wird voraussichtlich jede Viertelstunde auf Basis der aktuellsten Prognosen für Solarertrag und Wärmebedarf ausgeführt. Für die Reaktion auf unerwartete Lastspitzen oder plötzliche Einbrüche der Wärmeabnahme wäre eine Viertelstunde allerdings eine viel zu lange Reaktionszeit. Daher werden die Vorgaben der Optimierung ggf. durch einen simpleren PID-Regelungsansatz korrigiert, der sehr schnell reagieren und die Sollwerte für die Wärmeeinspeisung verändern kann.

Da die übergeordnete Regelung lediglich Sollwerte für die Wärmeeinspeisung vorgibt, liegt es an den unterlagerten Regelungen, diese Werte in Vorgaben insbesondere für die Pumpenleistungen umzusetzen. Diese unterlagerten Basisregelungen müssen zudem mit einem Notfallprogramm ausgestattet sein, das in Kraft tritt, wenn keine Vorgaben von der übergeordneten Regelungen erhalten werden.

5.2.1 Neuinstallationsbedarf Sensorik

Der Neuinstallationsbedarf der Sensorik im Testnetz kann grundsätzlich in zwei Gruppen unterteilt werden:

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Zustandserfassung von Differenzdruck und Temperatur im Primärnetz für die übergeordnete Regelung
- Wärmemengenzähler für die Erfassung der Wärmelieferung der jeweiligen Prosumer

In der Abbildung 9 ist der Neuinstallationsbedarf der Sensorikkomponenten im Testnetz verortet. Wie darin zu erkennen ist, wird der Differenzdruck an den beiden Enden der Hauptnetzäste und zentral beim Heizwerk erfasst und an die zentrale Steuerung übermittelt. Die Differenzdruckmessung soll der übergeordneten Regelung als Hilfestellung dienen, um kurzfristig auftretende Abweichungen zwischen Wärmeabnahme und Produktion zu erkennen und darauf entsprechend reagieren zu können. Auch soll durch die Differenzdruckmessung ein gegenseitiges Aufschaukeln der Prosumerpumpen frühzeitig erkannt werden. Weiters wird an den beiden Enden der Hauptnetzäste und an zwei weiteren Punkten im Netz die Vorlauftemperatur mittels Mikrobypass erfasst. Die Temperaturmessung dient der Sicherstellung, dass zu jedem Zeitpunkt im gesamten Netz den Abnehmern eine ausreichend hohe Vorlauftemperatur zur Verfügung gestellt wird. Sie wird ebenfalls an die zentrale Steuerung übermittelt.

Wie schon im Kapitel 4 festgehalten wurde, können zwar die bestehenden Wärmemengenzähler die via M-Bus ausgelesen werden die Vorlauftemperatur an vielen Punkten im Netz erfassen. Jedoch ist die Messauflösung der verbauten Sharky Wärmemengenzähler (ca. 15 min) entschieden zu gering, um auf kurzfristige Änderungen im Testnetz reagieren zu können. Zudem wird die Vorlauftemperatur in den Zuleitungen zu den Verbrauchern gemessen, d.h. wenn keine Abnahme erfolgt, erhält man die Temperatur des stagnierenden Fluids. Diese lässt keine Aussagen über die momentan herrschende Temperatur in den Netz-Vorlaufleitungen zu.

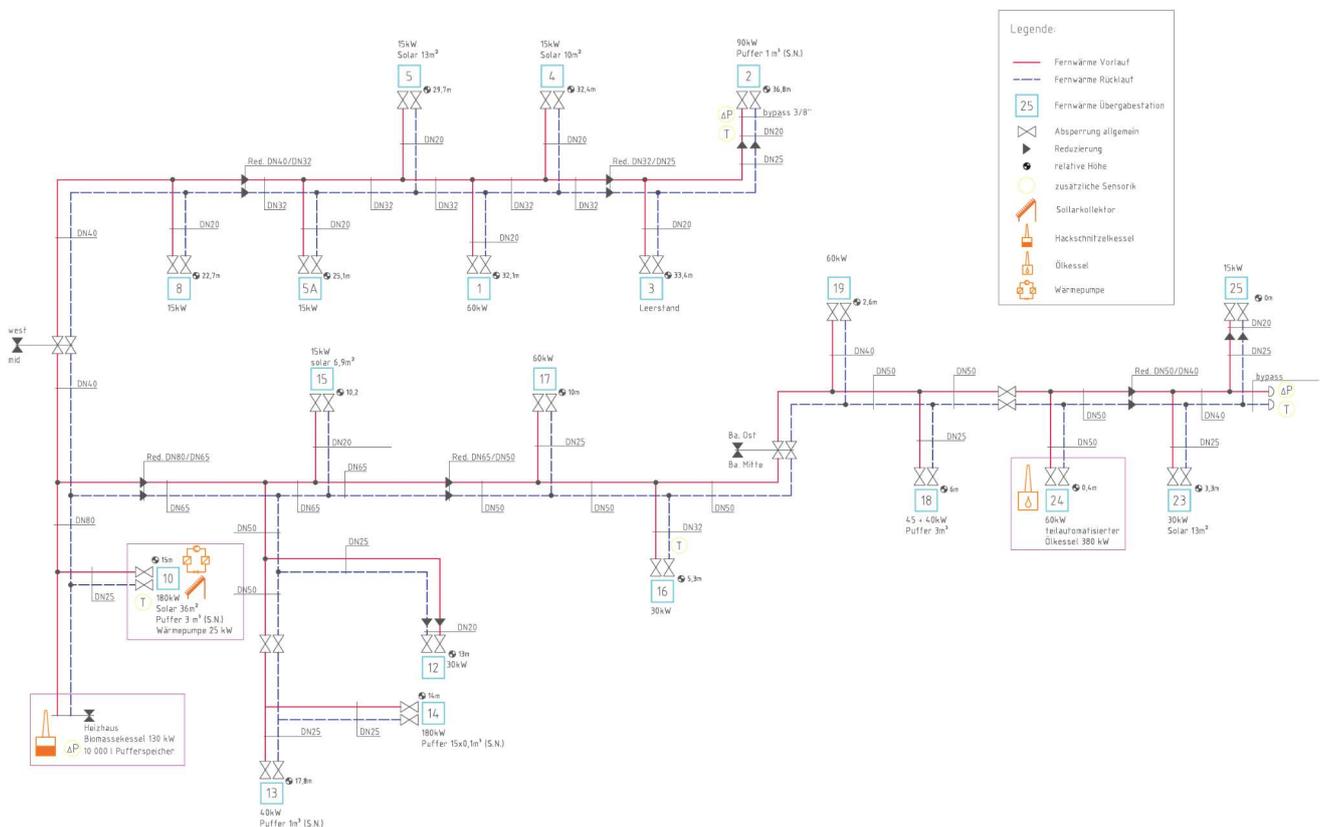


Abbildung 9: Implementierungsplan im Testnetz

5.3 Zentrales Regelungskonzept

Im Rahmen des Projekts wurde eine modellprädiktive Regelung auf Basis linearer Modelle entwickelt. Die Darstellung dieser Regelung folgt eng Moser et al. [Moser17], in dem wesentliche Methoden und Ergebnisse des Projekts BiNe+ diskutiert wurden.

Die modellprädiktive Regelung (MPC) ist eine Regelungsmethode bei der, ausgehend vom aktuellen Systemzustand, durch die Verwendung von Prädiktionsmodellen die zukünftige Entwicklung des zu regelnden Systems bestimmt und durch Variation der verfügbaren Stellgrößen optimiert wird. Danach werden die Stellgrößen für den nächsten Zeitschritt auf das System geschaltet und der Vorgang wird – nach erneuter Systemzustandsschätzung mithilfe aktueller Messwerte – wiederholt. Erst dadurch wird die MPC zu einer rückgekoppelten Regelung, welche auf ungewünschte Abweichungen reagieren kann. Die Grundlage für die Optimierung ist eine prinzipiell frei wählbare Kostenfunktion, welche je nach Definition mini- oder maximiert wird.

Eine Besonderheit der MPC ist, dass es, abgesehen von der Kostenfunktion, im einfachsten Fall nur zwei weitere Parameter gibt welche einzustellen sind, nämlich die Schrittweite und den Prädiktionshorizont.

Angepasst an die Zeitkonstanten der vorliegenden Wärmeproduzenten wurde die Schrittweite mit 15 Minuten festgelegt. Aufgrund der vorliegenden Größen der Pufferspeicher (Be- und Entladezeiten von ca. 3 Stunden) wurde der Prädiktionshorizont mit 12 Stunden festgelegt. Somit kann sichergestellt werden, dass die MPC die vorhandenen Speicher mehrmals innerhalb des Prädiktionshorizonts be- und entladen kann, falls dies optimal sein sollte. Der „klassische“ Prädiktionshorizont von 24 Stunden wurde bewusst nicht gewählt, da dieser im vorliegenden Fall nur eine unnötige Steigerung der Komplexität des Optimierungsproblems hervorrufen würde.

Die für die Prädiktion verwendeten MLD-Hybridmodelle zeichnen sich besonders durch ihre Eigenschaft aus, Systeme beschreiben zu können, die ein vom Betriebszustand abhängiges (dynamisches) Verhalten haben. Ein Beispiel für ein solches MLD-Hybridmodell ist eine Biomassefeuerung, welche entweder bei einer bestimmten Last, innerhalb gewisser Grenzen (z.B. 30-100 Prozent der Nennlast), betrieben wird oder ausgeschaltet ist. Da MLD-Modelle neben kontinuierlichen Variablen auch ganzzahlige Variable (und lineare Ungleichungsbedingungen) enthalten, ist das resultierende Optimierungsproblem der MPC ein (beschränktes) gemischt-ganzzahliges lineares Programm (MILP).

Im Allgemeinen ist das Lösen von MILP relativ zeitaufwendig, jedoch können MILP mit wenigen ganzzahligen Variablen (die Anzahl der kontinuierlichen Variablen spielt dabei eine eher untergeordnete Rolle) durch geschickte Formulierung auch mit frei verfügbaren MILP-Lösungsprogrammen relativ schnell und zeitnah gelöst werden (Sekundenbereich) und sind daher vergleichsweise immer noch wesentlich schneller zu lösen als nichtlineare, möglicherweise nichtkonvexe Optimierungsprobleme.

Der schematische Aufbau der implementierten MPC, inklusiver all ihrer Ein- und Ausgangsgrößen ist in Abbildung 10 dargestellt. Um der MPC die zukünftigen Verläufe des Wärmebedarfs und des solaren Ertrags zur Verfügung stellen zu können, werden diese mithilfe von aktuellen Wetterprognosen abgeschätzt. Beispielhaft dafür wird die für die Abschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs entwickelte adaptive Methode im folgenden Abschnitt näher erläutert. Zur Abschätzung des zukünftigen Solarertrags

wurde ein physikalisch motiviertes Prognosemodell entwickelt, welches mithilfe der Datenblätter der vorliegenden Solarkollektoren parametrisiert und mit Messdaten verifiziert wurde. Zusätzlich zu den Eingangsgrößen der MPC wird der Systemzustand mithilfe aktueller Messwerte geschätzt, wodurch das Optimierungsproblem der MPC immer vom aktuellen Systemzustand ausgehend gelöst werden kann. Die der Optimierung unterliegende Kostenfunktion und Nebenbedingungen werden wiederum im Anschluss daran genauer diskutiert.

Nach der Lösung des Optimierungsproblems werden die optimierten Stellgrößen für den nächsten Zeitschritt an die unterlagerten Regelungen im Wärmenetz übermittelt.

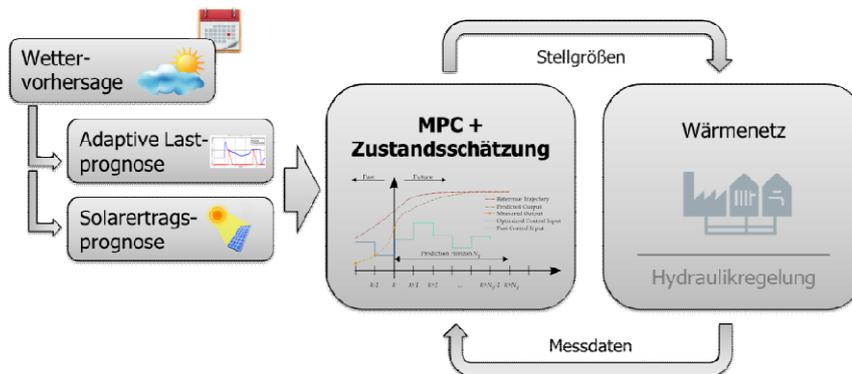


Abbildung 10: Aufbau der entwickelten modellprädiktiven Regelung (MPC).

5.3.1 Adaptive Lastprognose

Um den zukünftigen Wärmebedarf des vorliegenden Wärmenetzes innerhalb eines vordefinierten Horizonts prognostizieren zu können, wurde eine Methode zur adaptiven Lastprognose entwickelt. In der entwickelten Methode wird auf Grundlage des historischen Verlaufs des Wärmebedarfs, des historischen Verlaufs der Außentemperatur und des zukünftigen Verlaufs der Außentemperatur der zukünftige Wärmebedarf prognostiziert. Das Besondere an der entwickelten Methode zur Lastprognose ist, dass sie während der Laufzeit mit jedem neuen Messwert, der zur Verfügung steht, ihre Parameter selbst adaptiert. Des Weiteren unterscheidet das entwickelte Verfahren zwischen Werk-, Sonn- und Feiertagen, um den Unterschiedlichen Abnehmerverhalten an diesen Tagen Rechnung zu tragen.

In Abbildung 11 wird der für die nächsten 48 Stunden prognostizierte Wärmebedarf dem realen bzw. gemessenen Wärmebedarf an einem typischen Werktag im September gegenübergestellt. Da für die MPC nur der Verlauf der ersten 12 Stunden benötigt wird (MPC Prädiktionshorizont) ist es ausreichend, dass dieser Zeitabschnitt gut prognostiziert werden kann. Da sich die entwickelte Methode mit jedem Zeitschritt adaptiert, ist davon auszugehen, dass sich z.B. die Prognose ab 18:00 des ersten dargestellten Prognosetages noch weiter verbessern wird. Der mittlere Prognosefehler innerhalb des gesamten dargestellten Prognosehorizonts beträgt im angeführten Beispiel rund 12 Prozent. Innerhalb des MPC Prädiktionshorizonts beträgt er sogar nur rund 8 Prozent, was für die vorliegende Anwendung durchaus als gering bezeichnet werden kann. Generell ergibt sich in den kalten Wintermonaten durch den höheren Anteil an Wärme, die für die Heizung benötigt wird, prinzipiell eine bessere Prognosequalität, da diese einer stärker ausgeprägten Regelmäßigkeit unterliegt. Im Sommer hingegen führt die eher unregelmäßige Entnahme von Warmwasser zu größeren Prognosefehlern, wodurch es auch

ausreichend sein kann, lediglich den mittleren Wärmebedarf innerhalb des MPC-Prädiktionshorizonts zu prognostizieren.

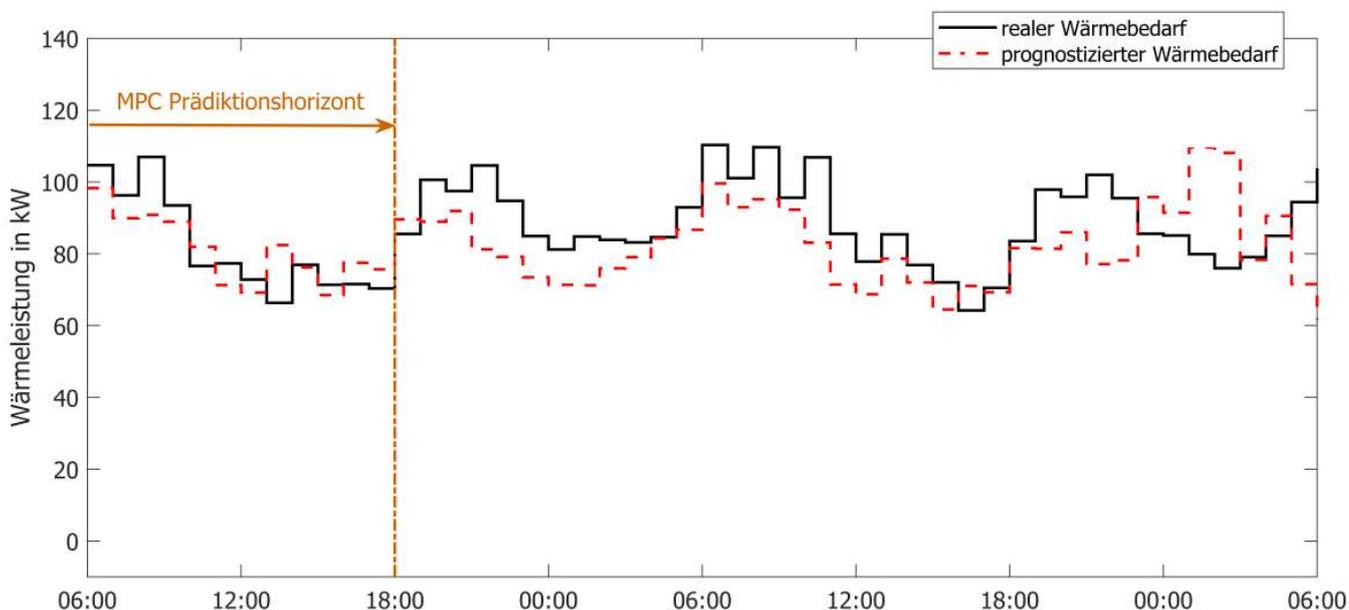


Abbildung 11: Gegenüberstellung des realen und des prognostizierten Wärmebedarfs des betrachteten Fernwärmenetzes an einem typischen Werktag im September. Der mittlere Prognosefehler innerhalb des MPC-Prädiktionshorizonts beträgt rund 8 Prozent.

5.3.2 Zustandsschätzung

Um der MPC fortlaufend den aktuellen Systemzustand bereitzustellen, wird dieser vor jedem Optimierungsdurchlauf anhand von aktuellen Messdaten geschätzt. Dabei handelt es sich um die aktuell tatsächlich bereitgestellten Leistungen der Wärmeproduzenten sowie die Ladezustände der Pufferspeicher. Die tatsächlich bereitgestellten Leistungen der Wärmeproduzenten können sich von den prädizierten Leistungen unterscheiden, da die Dynamik der Produzenten in den Prädiktionsmodellen nicht exakt nachgebildet werden kann. Zum Abgleich und für eine zukünftig bessere Schätzung wird daher der gemessene Leistungswert mit dem prädizierten verglichen und mit Hilfe eines sogenannten Zustandsbeobachters auf den internen dynamischen Zustand des Produzenten geschlossen.

Der Ladezustand jedes Pufferspeichers gibt an, wieviel nutzbare Wärme in diesem zur Verfügung steht. Dabei wird die nutzbare Wärme über das Wasservolumen, dessen Temperatur über der von den Wärmeabnehmern geforderten Vorlauftemperatur liegt, bestimmt. Die Ermittlung des Ladezustandes erfolgt mithilfe der gemessenen Temperaturverteilung im Pufferspeicher. Dafür wird die Temperatur an mehreren verschiedenen Stellen entlang der vertikalen Achse des Pufferspeichers gemessen und der vertikale Temperaturverlauf in Form einer stückweisen linearen Funktion approximiert. Mithilfe der approximierten vertikalen Temperaturverteilung und der im Netz benötigten Vorlauftemperatur kann der Ladezustand des Pufferspeichers analytisch berechnet werden. Die Zustandsschätzung des Ladezustandes des 4.000 Liter Puffers ist dabei im vorliegenden Fall besonders wichtig, da dieser aufgrund seiner Ausgleichsfunktion (hydraulische Differenzdruckregelung) immer wieder vom prädizierten Ladezustand abweichen wird.

5.3.3 Kostenfunktion und Randbedingungen

Um das vorliegende Fernwärmenetz kosten- und schadstoffemissionsoptimal betreiben zu können, müssen die Auswirkungen der gewählten Betriebsstrategie quantitativ bewertet werden. Dies erfolgt über die Definition der Kostenfunktion der MPC, welche die Stellgrößen, Stellgrößenänderungen sowie den Zustand des Systems zu jedem Zeitschritt im MPC Prädiktionshorizont bewertet und vom Optimierer minimiert wird. Im vorliegenden Fall wurde sie folgendermaßen gewählt:

$$\sum_i (\text{Wärmemenge}_i \cdot \alpha_i) + \sum_i (\text{Ein/Ausschaltvorgang}_i \cdot \beta_i) + \sum_i (\text{Zonenverletzung}_i \cdot \gamma_i)$$

Dabei steht i für den jeweiligen dezentralen Wärmeproduzenten, α_i für die jeweiligen Wärmegestehungskosten und β_i für die jeweiligen Ein- bzw. Ausschaltkosten des Wärmeproduzenten. Die Wärmegestehungskosten basieren auf üblichen Preisen für Brennstoffe (Waldhackgut, Heizöl, etc.) sowie dem Netzpreis für Strom für die Wärmepumpe und berücksichtigen den durchschnittlichen Wirkungsgrad des Wärmeproduzenten. Die Ein- bzw. Ausschaltkosten bilden Energieverluste, erhöhte Emissionen und Materialbeanspruchung beim Ein- und Ausschalten ab. Sind sie ausreichend hoch angesetzt, so wird häufiges Ein- und Ausschalten verhindert.

Dabei sollten sowohl Kosten für nicht nutzbare Wärme, welche nicht die erforderliche Vorlauftemperatur besitzt, sowie der Einfluss des Ein- und Ausschaltens auf die Lebensdauer berücksichtigt werden. Will man neben den Betriebskosten auch Schadstoffemissionen berücksichtigen, können die Kostenfaktoren α_i und β_i um Strafkosten für Schadstoffemissionen, welche bei Verbrennungsvorgängen bzw. bei Ein- und Ausschaltvorgängen entstehen, erhöht werden.

Die Zonenverletzungskosten γ_i stellen virtuelle Kosten dar, die anfallen, wenn bestimmte Zustandsgrößen außerhalb gewünschter Zonen liegen. Sie haben mit einer rein wirtschaftlichen Überlegung nichts zu tun, werden aber z.B. eingesetzt, um sicherzustellen, dass für den 4.000 Liter Puffer stets ein Ladezustand zwischen 25 und 75 Prozent angestrebt wird. Dieser Bereich wurde bewusst so konservativ gewählt, da dieser Speicher für die Regelung des Differenzdrucks wesentlich ist und daher über ausreichend Wärmekapazitäten verfügen muss, um unvorhergesehene Über- bzw. Unterproduktion von Wärme im Netz kompensieren zu können. Die Kosten für ein Verlassen der erlaubten Zone wurden empirisch ermittelt – zu geringe Kosten führen zu einem Ignorieren dieser Forderung, zu hohe führen dazu, dass ökonomisch und ökologisch sinnlose Lösungen ermittelt werden, um diese Forderung unter allen Umständen zu erfüllen.

Die Minimierung der Kostenfunktion ist an mathematische Nebenbedingungen gebunden. Diese berücksichtigen einerseits die Prädiktionsmodelle der Wärmeerzeuger und stellen somit sicher, dass die Wärmeproduzenten ihre Wärmeproduktion nicht unrealistisch schnell erhöhen oder absenken können. Andererseits berücksichtigen sie physikalische Beschränkungen wie die der Pufferspeicher, welche nur Füllstände von 0 bis 100 % besitzen dürfen, sowie die Energieerhaltung, aus welcher im vorliegenden Kontext folgt, dass die Summe der in das Netz eingespeisten Wärme immer gleich dem prädierten Wärmebedarf ist.

5.3.4 Beispielhaftes Simulationsergebnis

Beispielhaft für die durchgeführten Simulationsstudien wird hier das Ergebnis einer Simulationsstudie für einen typischen heiteren Werktag im Juni gezeigt. Dabei wurden die entwickelten Methoden zur Last- bzw. Solarertragsprognose und der entwickelte Zustandsschätzer bereits berücksichtigt. Da der Wärmebedarf im Sommer nur über die dezentralen Wärmeproduzenten gedeckt werden soll, darf die große Biomassefeuerung nicht in der MPC berücksichtigt werden. Dies ist im vorliegenden Netz sogar zwingend nötig, da die große Biomassefeuerung nur von Hand in Betrieb genommen werden kann und daher auch gar nicht vollautomatisiert von der MPC angesprochen werden könnte. Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse der durchgeführten Simulationsstudie, wobei der reale Wärmebedarf, die Wärmeleistung der kleinen Biomassefeuerung, des Solarertrags, der Wärmepumpe und der Ölfeuerung sowie die Ladezustände der 3.000- bzw. 4.000-Liter-Puffer dargestellt sind.

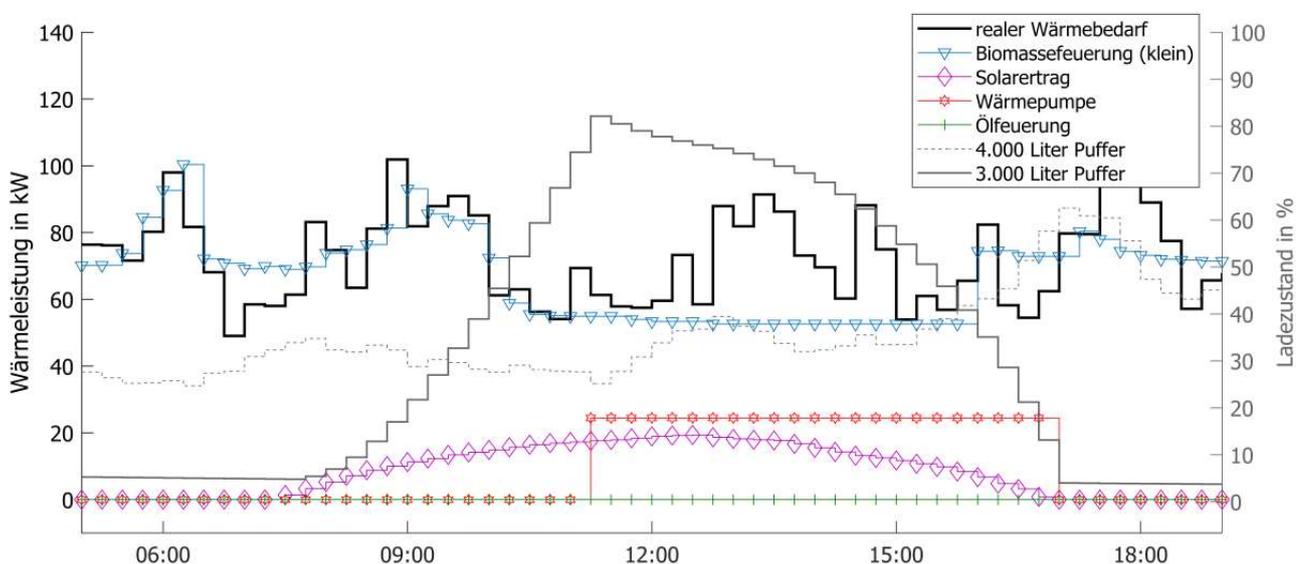


Abbildung 12: Beispielhafte Simulation eines typischen heiteren Werktags im Juni.

Wie in Abbildung 12 ersichtlich ist, steht aufgrund des ausgiebigen Solarertrags an diesem Tag dem 3.000 Liter Puffer, welcher die Solaranlage und die Wärmepumpe verbindet, ausreichend Niedertemperaturwärme zur Verfügung. Daher entscheidet die MPC, die vorhandene Hochtemperaturwärmepumpe einzusetzen. Der nicht von der Wärmepumpe abgedeckte Wärmebedarf wird über die Biomassefeuerung via dem 4.000 Liter Puffer abgedeckt. Die Ölfeuerung kommt – wie erwartet – nicht zum Einsatz, da keine länger anhaltenden Spitzenlasten auftreten, womit im Sommer auch nicht zu rechnen war. Des Weiteren ist in Abbildung 12 ersichtlich, dass der Ladezustand des 4.000-Liter-Puffers der kleinen Biomassefeuerung wie gefordert zwischen 25 und 75 Prozent variiert und der 3.000-Liter-Puffer zur Zwischenspeicherung des Solarertrags eingesetzt wird.

5.4 Dezentrale Regelungskonzepte und Geschäftsmodelle

Die Ausformung des dezentralen Regelungskonzeptes bzw. die Anbindung an das zentrale Regelungskonzept kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Wesentlich dabei ist, dass neben den hydraulischen auch geeignete regelungstechnische Voraussetzungen mit wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Kostenverrechnung eines jeden Prosumers geschaffen werden.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, ist der Einsatz eines übergeordneten Wärmemanagements unumgänglich, welches jedoch auf unterschiedliche Weise realisiert werden kann. Es gibt für das übergeordnete Wärmemanagement für verteilte komplexe Systeme, wie es bidirektionale Wärmenetze mit Prosumern darstellen, zwei grundlegend unterschiedliche Zugänge:

- Straff organisierte Ansätze, in denen eine zentrale Stelle ein globales Optimierungsproblem löst und Zugriff auf alle Stellgeräte im Wärmeverteilungssystem hat.
- Dezentrale Schwarmintelligenz bzw. Wärmemarkt, bei der sich das Wärmemanagement des Gesamtsystems aus Aktionen (Kauf/Verkauf) der einzelnen Akteure ergibt.

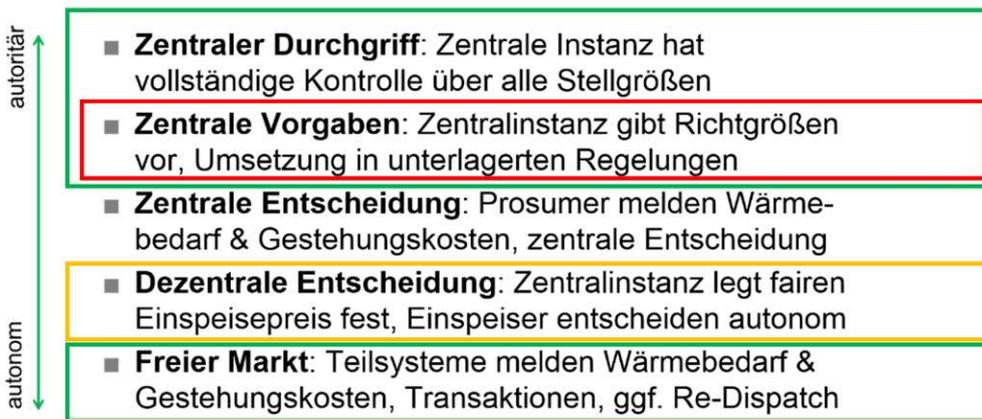


Abbildung 13: Ansätze für das Energiemanagement: Die umgesetzte Variante ist rot markiert, die in [Lichtenegger17] untersuchte orange, die als Grundlage für die Simulationsstudien von AP6 verwendeten grün.

Eine genauere Aufschlüsselung dieser Zugänge, in den auch Zwischen- und Mischformen angeführt werden, ist in Abbildung 13 dargestellt. Die genaue Ausformung des Energiemanagements hat direkten Einfluss auf die Ausgestaltung des dezentralen Regelungskonzeptes. Auf einige im Projekt verwendete Ansätze wird nun näher eingegangen.

5.4.1 Globale Optimierung (zentraler Durchgriff)

Bei der globalen prädiktiven Optimierung werden auf Basis der Prognosen alle zugänglichen Stellgrößen (Produktion, Ein- bzw. Ausspeicherungsleistung) so gesetzt, dass sich über den gesamten Prädiktionshorizont und für das Gesamtsystem ein Minimum der Kostenfunktion ergibt.

Da es sich hier i.A. um ein nicht-konvexes Problem mit möglicherweise vielen lokalen Nebenoptima handelt, bieten sich stochastische Methoden an. Konkret wurde in diesem Projekt *Simulated Annealing* verwendet.

Im Wärmestrom- und -mengenbasierten Modell, wo also keine hydraulischen oder anderen anlagentechnischen Details abgebildet sind, verschwindet der Unterschied zwischen den Ansätzen *Zentraler Durchgriff* und *Zentrale Vorgabe*.

5.4.2 Autonomie-orientiertes Marktmodell (freier Wärmemarkt)

In diesem Modell optimiert jeder Prosumer zunächst auf Basis der Prognosen für Wärmebedarf und unabhängige Produktion seinen eigenen Produktionsplan. Nun werden für jeden Prosumer die positiven

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

und negativen Grenzkosten ermittelt. (Da die hinterlegten Kostenmodelle im Allgemeinen nichtlinear sind und die möglichen Leistungen zudem diskretisiert wurden, müssen positive und negative Grenzkosten nicht übereinstimmen.)

Auf Basis dieser Grenzkosten wird nun, wie in Abbildung 14 skizziert, für alle Paare von Prosumern und alle Zeitschritte verglichen, wo sich Einsparungen durch Produktionsverlagerungen erzielen lassen. Solche günstigen Transaktionen werden fixiert, abgerechnet und in der weiteren Planung bzw. den Prognosen berücksichtigt. (Eine kWh, die in einem vordefinierten Zeitintervall eingespeist werden muss, wirkt wie eine entsprechende Erhöhung der Wärmelast zu diesem Zeitpunkt.)

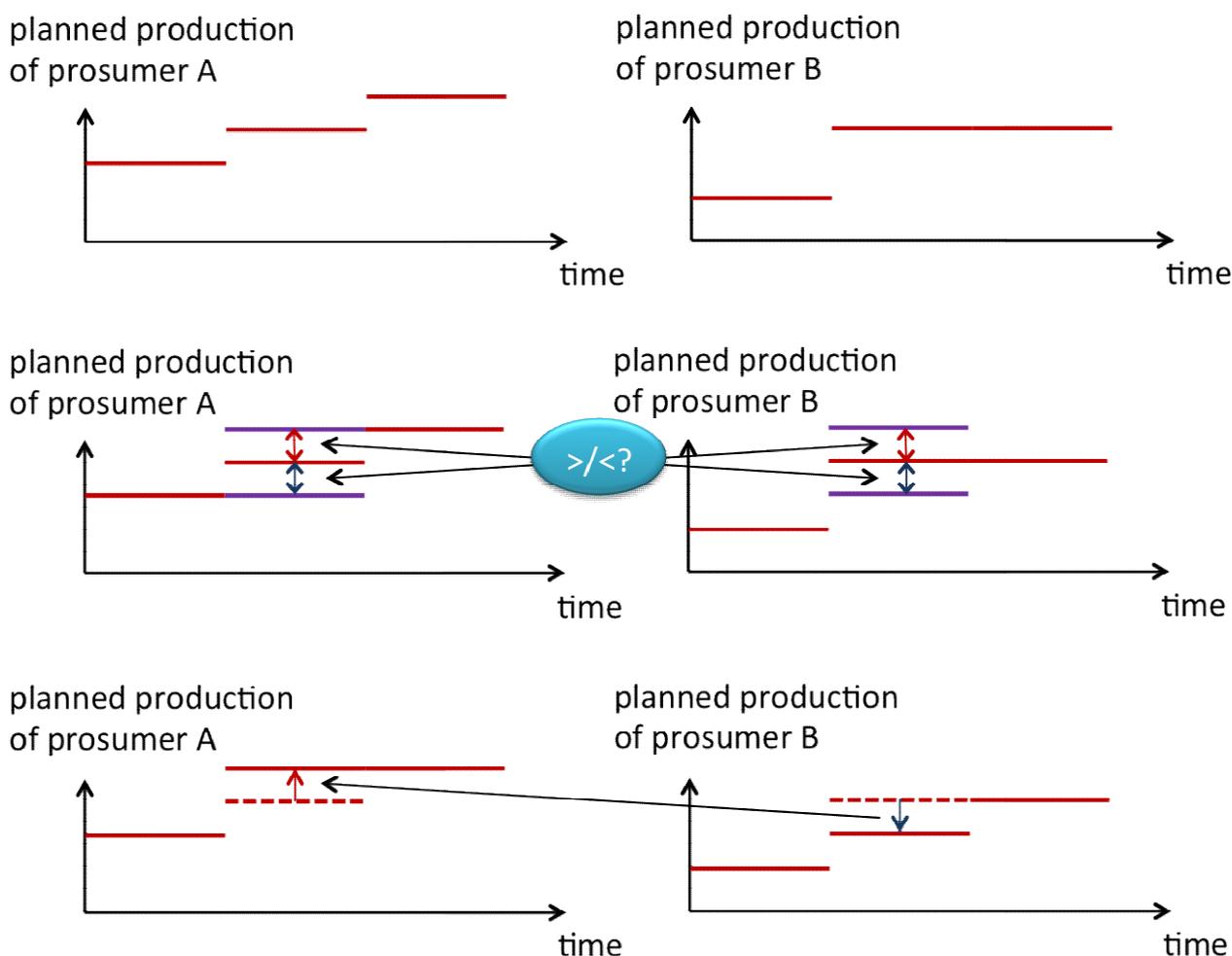


Abbildung 14: Darstellung der Grundlage für Wärmetransaktionen im Marktmodell.

Die Grenzkosten für Erhöhung oder Reduktion der Wärmeproduktion werden zwischen allen Prosumern und zu jedem Zeitschritt verglichen. Wenn eine Kostenersparnis durch Umschichtung der Produktion möglich ist, dann wird die beste Transaktion umgesetzt. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis auf diesem Wege keine Verbesserung mehr möglich ist.

5.5 Realisierter Ansatz im Testnetz (zentrale Vorgaben)

Im konkreten Fall des Testnetzes übergibt die zentrale Regelung Sollwerte (Vorlauftemperatur, Kessellast und Differenzdruck) in einem vordefinierten Zeitintervall an die jeweilige unterlagerten dezentrale Prosumer-Regelung. Jede dezentrale Regelung setzt diese Sollwertvorgaben in ihrem internen Regelkreis um und liefert kontinuierlich Stellgrößen für die einzelnen Aktuatoren des jeweiligen Prosumers, um die Sollwertvorgaben kontinuierlich zu erfüllen. Weiters werden in einem vordefinierten Zeitintervall relevante Ist-Größen (Einspeisewärmemenge, Ladezustand Puffer, Einspeisetemperatur) der jeweiligen Prosumer an die zentrale Regelung übergeben, um einen Soll-Ist-Abgleich durchführen zu können.

Wie die jeweilige dezentrale Prosumer-Regelung umgesetzt ist, hängt vorrangig von der Ausgestaltung des jeweiligen primären und sekundären Hydraulikkonzeptes ab. Dieses wiederum wird direkt durch die Wärmequellenart und durch die Einspeise-systematik beeinflusst.

6 Implementierung im Testnetz

6.1 Analyse von Prosumerarten und –standorten

Im Zuge der Analyse des Testnetzes erfolgte eine erste Analyse möglicher Prosumerstandorte, welche in der Abbildung 15 verortet sind.

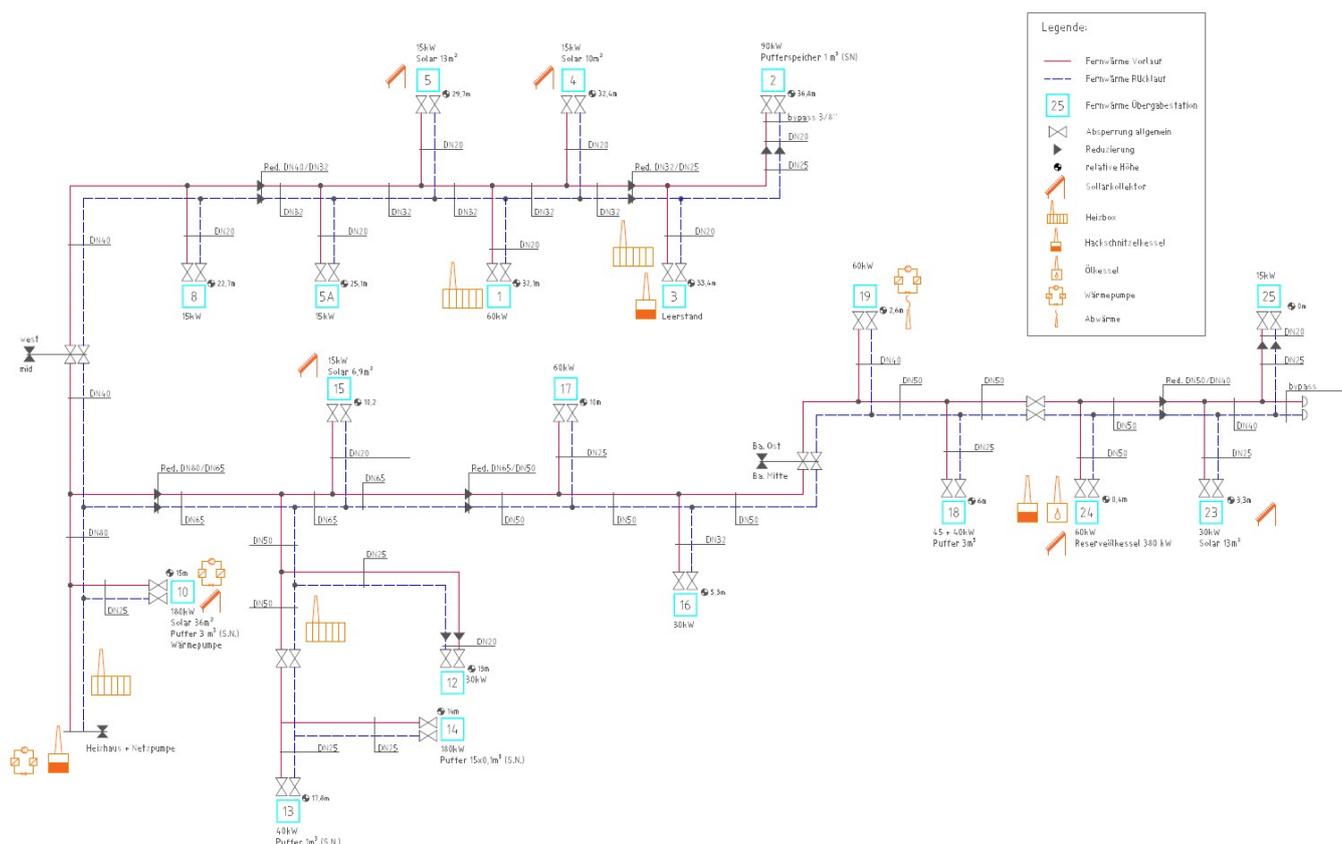


Abbildung 15: Hydraulikplan Testnetz mit Prosumerstandorten

Konkret werden im Testnetz folgende vier Prosumer betrachtet auf deren Einbindung nachfolgend näher eingegangen wird:

- Solarwärmenutzung mittels Wärmepumpe (24,5 kW) im Objekt Idf.Nr. 10
- Abwärmenutzung der Kühlanlagen mittels Wärmepumpe (ca. 8,5 kW) im Objekt Idf.Nr. 19
- Biomasse Heizbox (80 kW) nahe Objekt Idf.Nr. 12
- Reserveölkessel (380 kW) im Objekt Idf.Nr. 24

6.1.1 Solarwärmenutzung mittels Wärmepumpe Objekt Idf.Nr.10

Es ist angedacht die bestehenden 36m² Flachplattenkollektoren (Type: äquivalent zu MEA SOLAR – QUATTRO) auf dem Gebäude mittels Wärmepumpe in das Testnetz zu implementieren. Da die Bestandskollektoren bereits ca. 20 Jahre alt sind und daher deren Wirkungsgrad bei einer mittleren Kollektortemperatur von 70-75°C, welche für eine Direkteinspeisung im Sommer notwendig wäre,

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

erheblich sinkt, ist eine Direkteinspeisung ineffizient. In Tabelle 3, bei der die Direkteinspeisung mit einer Wärmepumpeneinspeisung bei unterschiedlichen Einstrahlungswerten für die Bestandsanlage verglichen wird, ist dies veranschaulicht.

Tabelle 3: Vergleich Direkt-/ Wärmepumpeneinspeisung der Bestandsolaranlage Objekt Idf.Nr.10

Einstrahlung [W/m²]	Wärmenetz-betrieb	Direkteinspeisung		Wärmepumpenbetrieb		
		mittl.Koll.T. [°C]	Ertrag [kW/m²]	mittl.Koll.T. [°C]	Ertrag [kW/m²]	Ertrags-steigerung [%]*
600	Winter	90	0,12	50	0,35	191
	Sommer	75	0,23	40	0,41	78
900	Winter	90	0,37	50	0,58	57
	Sommer	75	0,45	40	0,63	40
1200	Sommer	75	0,68	40	0,88	29

*excl. P_{el} der Wärmepumpe

In der Abbildung 16 ist das Einbindungsschema der Bestandsolaranlage zu erkennen, welches nachfolgend näher erläutert wird.

Prosumereinbindung Idf.Nr. 10 - Schema:

Wärmequelle: Flachplattenkollektor
Einspeiseart: mit Wärmepumpe RL → VL

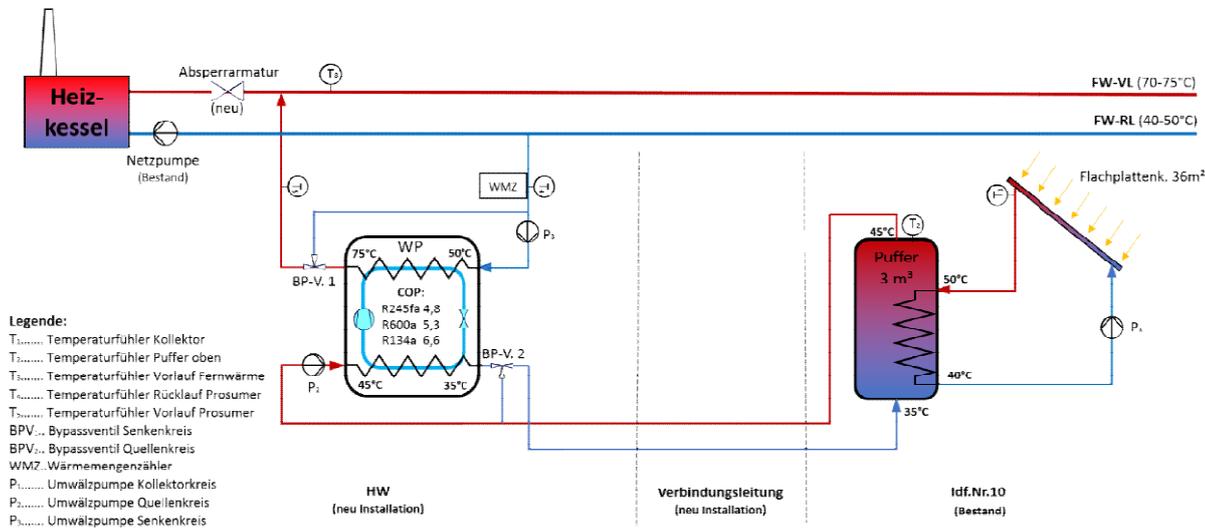


Abbildung 16: Einbindungsschema Solaranlage/ Wärmepumpe Objekt Idf.Nr. 10

Die Solaranlage wird unter Nutzung des bestehenden 3000l-Puffers eingebunden, um einerseits die hydraulische Trennung zwischen Wärmepumpensenkenkreis und dem Kollektorkreis zu erreichen und andererseits die fluktuierende Wärmebereitstellung der Kollektoren zu glätten. Es wird im Rücklauf des FW-Netzes entnommen und in den Vorlauf des FW-Netzes mittels Wärmepumpe eingespeist. Die Wärmepumpe wird auf 20 kW im Quellkreis ausgelegt. Bei einer Einstrahlung von 900 W/m² und einer mittleren Kollektortemperatur von 50°C erzeugt die Solaranlage 20,8 kW. Größere Wärmemengen können zwar kurzzeitig von der Anlage erzeugt werden (Hochsommer, Mittagssonne), diese Überschusswärme kann jedoch vom Puffer abgedeckt bzw. zwischen gespeichert werden. Eine

Auslegung der WP auf die Maximalleistung der Solaranlage wäre aufgrund der geringen Volllastung nicht sinnvoll. Es ist ohnehin angedacht den Puffer, in extremen Schwachlastzeiten des FW-Netzes bei starker Sonneneinstrahlung, auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen, um so die temporär ungenutzte Wärme zwischen zu speichern.

Bei einer VL-Temperatur im FW-Netz von 75°C im Sommer (Erfahrungswert) und einer Wärmequellentemperatur von 45°C besteht ein Temperaturhub für die Wärmepumpe von 30 K. Dadurch ist je nach eingesetztem Kältemittel mit einem COP von 4,8 bis 6,6 zu rechnen. Weiters wird die Wärmepumpe sowohl im Quellen- als auch im Senkenkreis mit Bypässen ausgestattet. Diese Bypassregelung soll den reibungslosen Betrieb der Wärmepumpe vor allem beim Anfahren und im Teillastbetrieb sicherstellen.

6.1.2 Abwärmenutzung der Kühlanlagen mittels Wärmepumpe Objekt Ifd.Nr.19

Beim Objekt 19 wird aktuell die Abwärme der beiden Kühlanlagen (10 + 3 kW Kälteleistung) des Gewerbebetriebes mittels Tischkühler abgeführt. Diese anfallende Abwärme soll im Testnetz mittels Wärmepumpe eingespeist werden. Wie im Einbindungsschema in der Abbildung 17 zu erkennen ist, wird das erwärmte und dampfförmige Kältemittel vor dem Tischkühlern abgegriffen und dem Verdampfer der Wärmepumpe zugeführt. Die Wärmepumpe hebt das Temperaturniveau der anfallenden Abwärme und speist in das hausinterne Wärmeverteilsystem ein. Je nach Wärmebedarf des Objekts 19 kann dadurch die Abwärme direkt genutzt werden oder in das Testnetz eingespeist werden.

Der dezentralen Wärmeintegration beim Objekt mit der Ifd.Nr. 19 kommt besondere Bedeutung zu, da an diesem Standort der Einsatz einer bidirektionalen Übergabestation näher betrachtet wurde. Dies kann dadurch realisiert werden, dass primärseitig der Rücklauf mit einem Bypass und mit einer Prosumerpumpe ausgestattet wird. Dieser Bypass kann mittels Dreiwegeventil für die Wärmelieferung in das Testnetz eingeschaltet werden. Somit ist es möglich Wärme aus dem Netz zu beziehen und auch die anfallende Abwärme mittels Wärmepumpe mit einer Übergabestation in das Netz einzuspeisen.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Prosumereinbindung Schacht bei ldf.Nr. 19 - Schema:

Wärmequelle: Abwärme Kühlanlagen
Einspeiseart: RL → VL (Bidirektional)

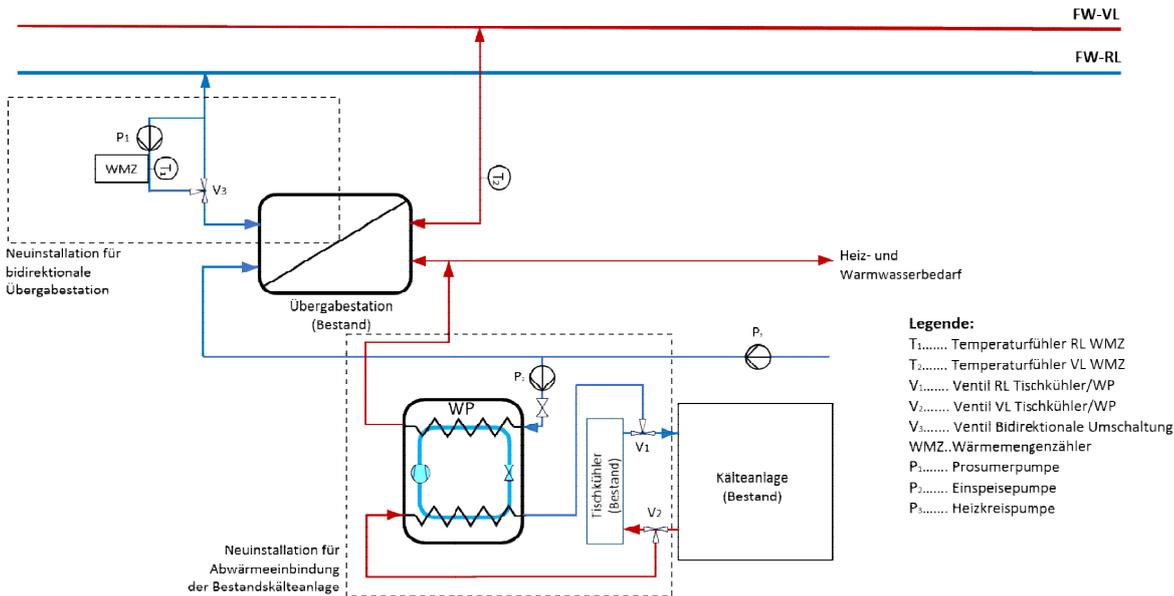


Abbildung 17: Einbindungsschema Abwärme Kühlanlagen mittels Wärmepumpe Objekt lfd.Nr. 19

6.1.3 Biomasse Heizbox nahe Objekt lfd.Nr.12

Der ursprüngliche Plan, den Biomasse-Prosumer bei Obj. 3 zu installieren, wurde verworfen, da einerseits die Rohrdimensionen an dieser Position für eine Einspeiseleistung von bis zu 80 kW aufgrund der Rohrdimensionen nur mehr schlecht geeignet sind und andererseits die bautechnischen Gegebenheiten ungünstig erscheinen. Als Ersatz wurde eine Position bei Obj. 12 gefunden, wo sowohl die hydraulischen als auch die bautechnischen Voraussetzungen wesentlich günstiger sind. In der Abbildung 18 ist das Einbindungsschema der Heizbox veranschaulicht.

Wie in der Abbildung 18 zu erkennen ist, wird zwischen dem Kessel und dem Wärmeübertrager ein Puffer (2000 l) zwischengeschaltet. Dieser dient einerseits dazu häufige Ein- und Ausschaltvorgänge zu reduzieren und andererseits kurzzeitige Wärmeforderungen bereitzustellen. Grund dafür ist, dass der Kessel aus dem kaltem Zustand ca. 10-15 Minuten benötigt, um Wärme in das Testnetz zu liefern.

Prosumereinbindung Schacht bei Idf.Nr. 12 - Schema:

Wärmequelle: Biomasse Heizcontainer

Einspeiseart: RL → VL

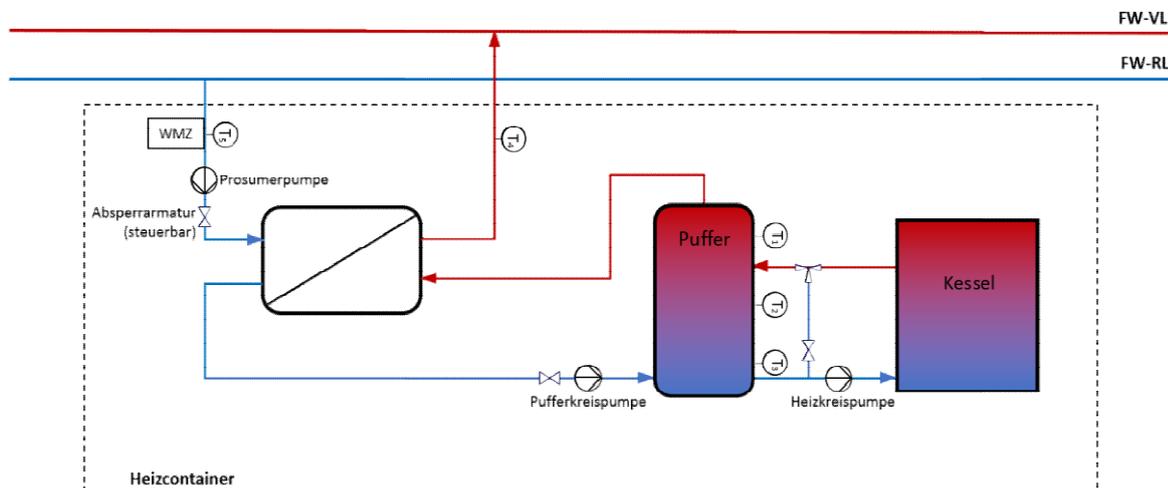


Abbildung 18: Einbindungsschema Biomasse Heizbox nahe Objekt Idf.Nr. 12

6.1.4 Reserveölkessel Objekt Idf.Nr.24

Da es sich beim Reserveölkessel (320 kW Nennleistung) und die dort vorhandenen Ersatznetzpumpe um eine Bestandsanlage handelt, beschränkt sich die Umsetzung dieses Prosumers primär auf die Ansteuerung der Anlage. Dabei müssen die Ersatznetzpumpe (welche als Prosumerpumpe fungieren soll), der Ölkessel (Aus/Ein bzw. Brennerstufe 1/2) und das Absperrventil von einer übergeordneten Regelung extern ansprechbar sein.

6.2 Dezentrale Einspeisesystematik

Bei der Einspeisung von mehreren dezentralen Wärmequellen entstehenden undefinierten Fließrichtungen in den Vor- und Rücklaufleitungen der Primärseite des jeweiligen Wärmenetzes, sobald Wärmeangebot und oder -nachfrage nicht kontinuierlich sind. In realen Wärmenetzen ist dies meist der Fall. Auf Basis der Ergebnisse aus dem Vorprojekt BiNe [Halmdienst14] ist die Ausgestaltung einer standortunabhängigen und gleichzeitig dezentralen Einspeisung in Wärmenetzen nur über eine Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf möglich, wenn eine permanente Versorgungssicherheit im gesamten „Prosumer-Wärmenetz“ gewährleistet werden soll.

Durch diese Einspeiseart werden hohe Ansprüche an die lokale hydraulische Ausformung der dezentralen Wärmequelleneinbindung gestellt:

Einerseits sind die jeweiligen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen (Testnetz: VL 70 bis 90 °C und RL 45 bis 55°C), die daraus resultierende Spreizung und der lokale Differenzdruck (Testnetz 0,5 – 3 bar) im Wärmenetz nicht konstant, da diese Werte von vielen Faktoren beeinflusst werden (Wärmeangebot und -nachfrage, lokale Regelung der Konsumenten, Außentemperaturgeführte Vorlauftemperatur, etc.). Andererseits ist die Einspeisewärmemenge in Abhängigkeit der Wärmequelle des jeweiligen dezentralen

Einspeisers auch meist nicht konstant bzw. kann verschieden Lastzustände (Testnetz z.B.: Solarwärmeeinspeisung mittels Wärmepumpe 30-100%) abbilden. Dadurch ist eine dezentrale Einspeisung von Rücklauf in den Vorlauf rein über eine FU-Pumpe nicht darstellbar. Im Testnetz wurde dieser Problematik folgendermaßen begegnet:

- Eine auf den minimalen und maximalen vorherrschenden Differenzdruck im Wärmenetz ausgelegte FU-Pumpe erzeugt den von der zentralen Regelung vorgegebenen Differenzdruck, welcher auf Basis von mehreren Messstellen im Netz ermittelt und mit einem gewissen Sicherheitsaufschlag versehen wird.
- Ein vorlauftemperaturgesteuerter Volumenstromregler (VSR) begrenzt den Durchfluss und baut gegebenenfalls den überschüssigen Differenzdruck ab. Die Solltemperaturvorgabe für den VSR wird wiederum von der zentralen Regelung vorgegeben.

6.2.1 Übergabestationen für die dezentrale Wärmebereitstellung

Grundsätzlich kann zwischen drei Varianten für die dezentrale Wärmebereitstellung in Wärmenetzen unterschieden werden, die jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen, sowie für unterschiedliche Zwecke geeignet sind, wie aus Tabelle 4 zu entnehmen ist.

Tabelle 4: Vergleich dezentrale Wärmebereitstellung

Einspeiseart	Vorteile	Nachteile	Prosumerfähigkeit	Umsetzung Testnetz
Rücklauf in den Vorlauf	<ul style="list-style-type: none"> ➤ konst. Rücklauftemp. ➤ Abschalten der primären Wärmequelle möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pumpenergie durch Prosumerpumpe (Diff.druck VL/RL) 	ja	Obj.: 10, 12, 24, 16 (bidirektional)
Vorlaufanhebung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pumpenergie wird vom bereitgestellt Netz 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Temp.niveau größer FW-VL ➤ hohe Rücklauftemp. für Einspeiser ➤ Strömungswiderstände im Netz notwendig 	nein	nein
Rücklaufanhebung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pumpenergie wird vom bereitgestellt Netz ➤ niedriges Temperaturniveau für Einspeiser notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Wärmeverluste im Netz aufgrund hoher RL Temperatur ➤ Wirkungsgrad primärer Wärmeerzeuger sinkt ➤ Strömungswiderstände im Netz notwendig 	nein	nein

Im Testnetz wird nur die Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf realisiert, da die Wärmebereitstellung im Sommerbetrieb ausschließlich von den Prosumern bewältigt wird. Da es bei jedem Prosumerstandort bereits eine Übergabestation gibt, wurde aus Kostengründen für die Wärmelieferung in das Netz bei den Objekten 10, 12, und 24 eine separate Einspeisung in das Netz konzipiert. Beim Objekt 16 wurde angestrebt die bestehende Übergabestation so zu modifizieren und zu erweitern, dass sie sowohl für die Wärmelieferung als auch für den Wärmebezug, je nach Wärmebedarf und Angebot, eingesetzt werden kann.

6.3 Prosumerarten, realisierte Standorte und Sensorik

Nach intensiver Recherche über mögliche Standorte bei allen Objekten mit Fernwärmeanschluss (siehe Kapitel 6.1, sowie Abbildung 15) wurden die finalen Prosumerarten und -standorte im Testnetz festgelegt. Die realisierten Wärmequellen sind in Abbildung 19 eingezeichnet.

Die finale Auswahl der Prosumerstandorte als auch der –arten, erfolgte unter anderem aufgrund von folgenden Kriterien:

- Sommerbetrieb nur über Prosumer darstellbar unter Einhaltung der Versorgungssicherheit im gesamten Netz
- Verwendung von Biomasse und Solarwärme als Prosumer-Wärmequellen unter Einsatz von zumindest einer Wärmepumpe
- Minimierung der Implementierungskomplexität bzw. Einhaltung des Kostenrahmens
- Baurechtliche Umsetzbarkeit.

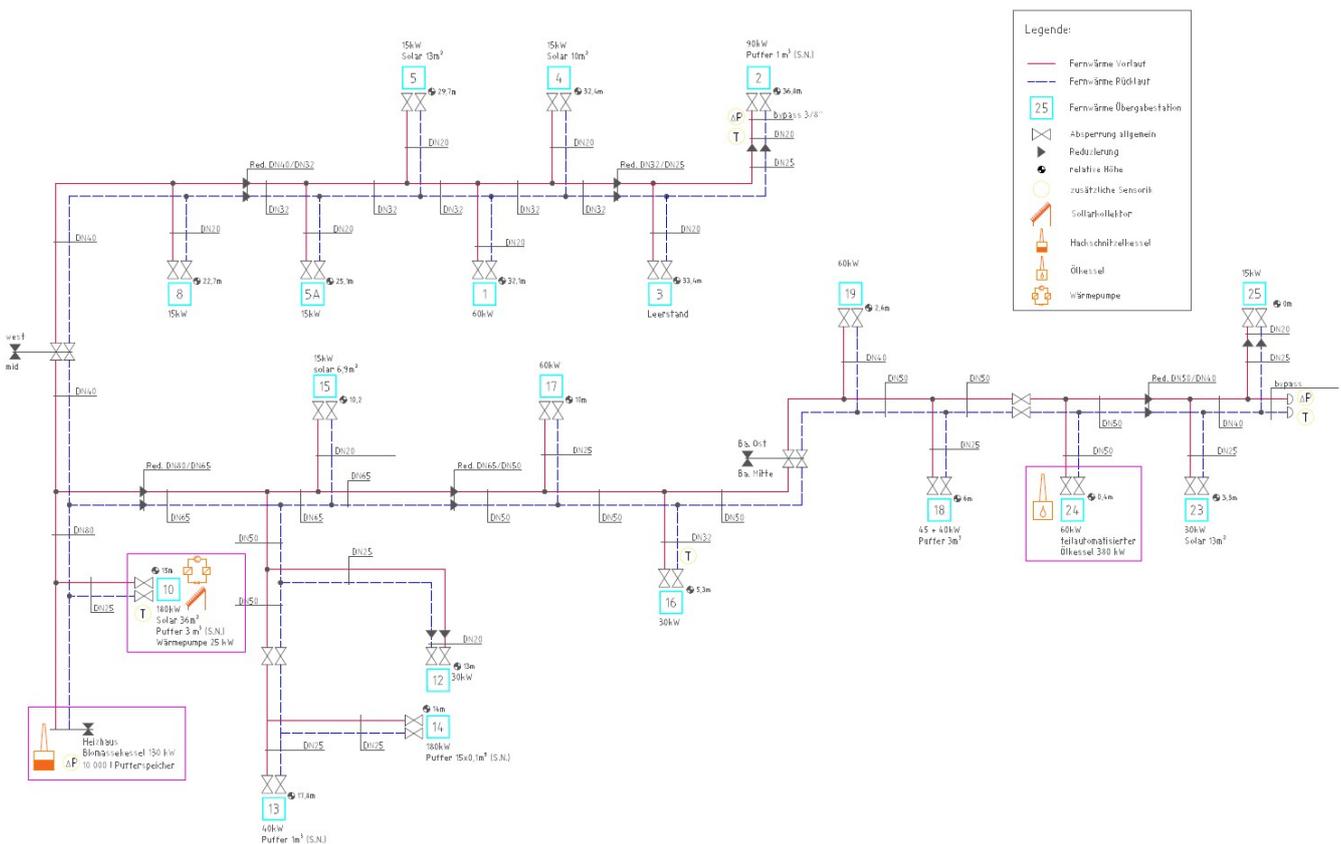


Abbildung 19: Hydraulikplan umgesetzte Prosumer im Testnetz

Tabelle 5: Eckdaten Prosumer im Testnetz

Objekt	Wärmequelle	Technologie	Einspeiseleistung	Hydraulische Trennung	Einspeisesystematik	Puffer
10	Solar-energie	36m ² Solaranlage, OCHSNER Wärmepumpe	24 kW	Wärmepumpe	FU-Pumpe & VSR	3 m ³
24	Öl	Ölfeuerung (ehem. Reservekessel)	380 kW	keine	FU-Pumpe & VSR	0 m ³
Heizhaus	Bio-masse	LIGNO/HDG Hackschnitzelkessel	130 kW	keine	Netzpumpe & Schwachlastventile	10 m ³

Die umgesetzten Prosumer sind in Abbildung 19 rot umrandet und in Tabelle 5 genauer spezifiziert. Aufgrund der Implementierung der dezentralen Einspeiser war es notwendig zu der bestehenden Sensorik (Differenzdruck, Vor- und Rücklauftemperatur) im Heizhaus weitere Punkte im Netz zu erfassen, damit der Netzzustand hinsichtlich Wärmeangebot und -nachfrage von der übergeordneten Regelung im Prosumerbetrieb besser erfasst bzw. darauf reagiert werden kann. In Tabelle 6 ist die in Abbildung 19 verortete Sensorik genauer spezifiziert.

Tabelle 6: Eckdaten Sensorik im Testnetz

Objekt	Lage	Temperaturmessung	Druckmessung
Heizhaus	zentraler Netzknoten	Primärkreis: Vorlauf, Rücklauf (Bestand) zentraler Puffer: 10x	Differenzdruck VL / RL (Bestand)
2	Netzende West	Primärkreis Mirko-Bypass: Vorlauf	Differenzdruck VL / RL
10	zentraler Netzknoten	Primärkreis: Vorlauf, Rücklauf Sekundärkreis: Puffer 3x, Vorlauf, Rücklauf	Differenzdruck VL / RL
16	Mitte Netzast Ost	Primärkreis Mikro-Bypass: Vorlauf	-
24	Netzende Ost	Primärkreis Ölfeuerung: Vorlauf, Rücklauf Primärkreis Mikro-Bypass: Vorlauf	Primärkreis Ölfeuerung: Differenzdruck VL / RL

6.4 Kommunikation der zentralen Steuerung mit den Prosumern

Im vorliegenden Wärmenetz werden die aktuellen Stellgrößen via Modbus/TCP an eine zentrale Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) geschickt, welche dann wiederum die einzelnen Komponenten entweder direkt oder über Modbus/RTU anspricht. Diese SPS sammelt auch die Zählerdaten, die über MBus ausgelesen werden, sowie die Daten der zusätzlichen Sensoren, die im Rahmen des Projekts installiert wurden.

Die eigentliche modellprädiktive Regelung läuft in Form von kompiliertem MATLAB-Code auf einer virtuellen Maschine, die am Heizwerksserver parallel zu jener für die konventionelle Regelung bzw. Visualisierung angelegt wurde. Diese virtuelle Maschine verfügt auch über ein Web-Interface, mit dem Wetterprognosen eingeholt werden. Die gesamte Kommunikationsstruktur ist in Abbildung 20 dargestellt.

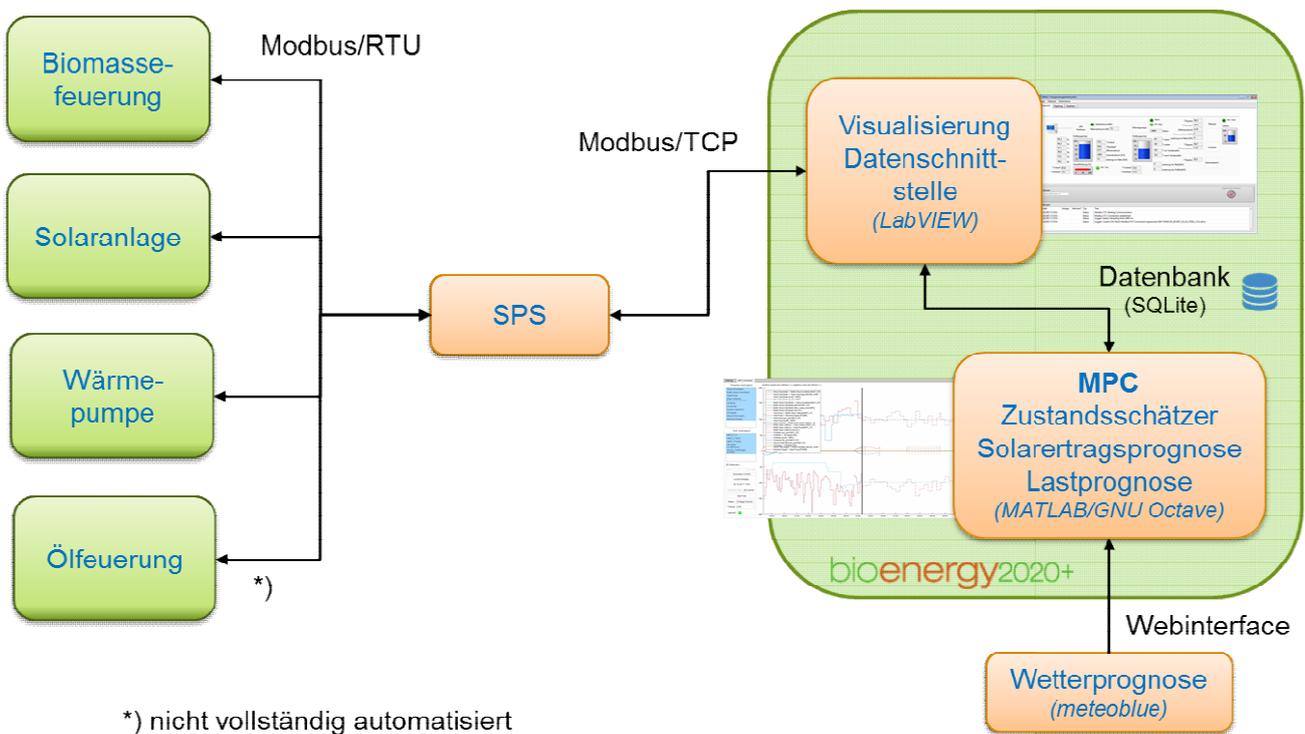


Abbildung 20: Kommunikationsstruktur der Regelungsimplementierung in Großschönau

7 Validierung der Maßnahmen im Testnetz

Durch diverse Verzögerungen bei den Installationsarbeiten war der Zeitraum, innerhalb dessen die Umbauten und das Energiemanagement-System validiert werden konnten, kurz. Erfreulicherweise konnte das System auf Anhieb einen störungsfreien und problemlosen Betrieb des Netzes gewährleisten. Anforderungen der übergeordneten Regelung und Messwerte aus der 1. Phase (direkt nach Inbetriebnahme) sind in Abbildung 21 dargestellt, Ergebnisse für angepasste Regelparameter in Abbildung 22.

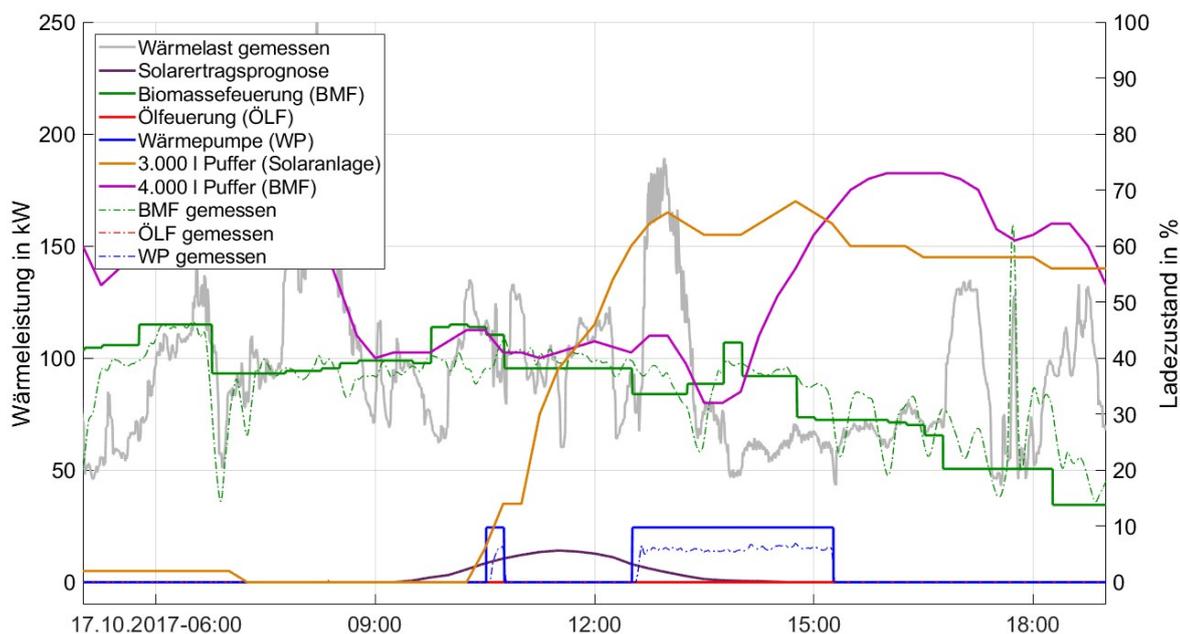


Abbildung 21: Ergebnisse aus dem Realbetrieb – Phase 1.

In den Abbildung 21 und 22 ist zu erkennen, dass in den Zeiten der höchsten Wärmelast die dezentralen Prosumer unterstützend eingreifen. Eine weitere Abdeckung der Wärmelastspitzen erfolgt durch das aktive Puffermanagement. In jenen Zeitbereichen, in denen der Wärmeverbrauch stagniert, wird der 4.000 l Puffer (BMF) aufgeladen.

Ebenso ist erkennbar, dass die Regelung des Wärmepumpen-Solarthermie-Systems nach dem gleichen Prinzip funktioniert.

Somit wird die Biomassefeuerung in einem für sie optimalen Lastbereich gehalten und eine fossile Unterstützung durch den Ölbrenner ist nicht mehr von Nöten.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

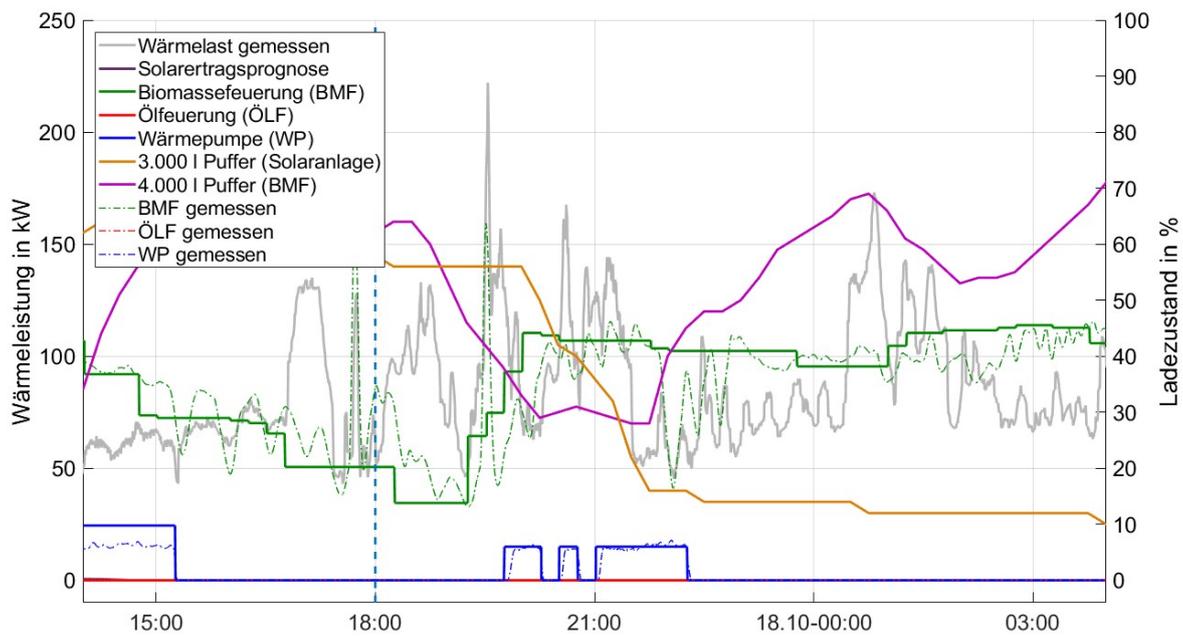


Abbildung 22: Ergebnisse aus dem Realbetrieb – Übergang zu Phase 2 (mit adaptierten Regelparametern ab 18:00).

8 Technoökonomische Bewertung

8.1 Bewertung anhand von Einzeltechnologien

8.1.1 Prosumer LCOH (levelized costs of heat)

Im Unterschied zu den durchschnittlichen Wärmegestehungskosten berücksichtigen die LCOH auch die anfallenden Investitionskosten und Zinsen und berechnen sich wie folgt:

$$LCOH = I_0 + \frac{\sum \frac{K_n}{(1+z)^n}}{\sum \frac{Q_n}{(1+z)^n}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

I_0	Investitionskosten	[€]	K_n	Jahresgesamtkosten	[€]
Q_n	Jahresgesamtwärmemenge	[kWh]	z	Zinssatz	[%]

In Abbildung 23 sind die einzelnen LCOH für potentielle Prosumer-Energiesysteme einander gegenübergestellt.

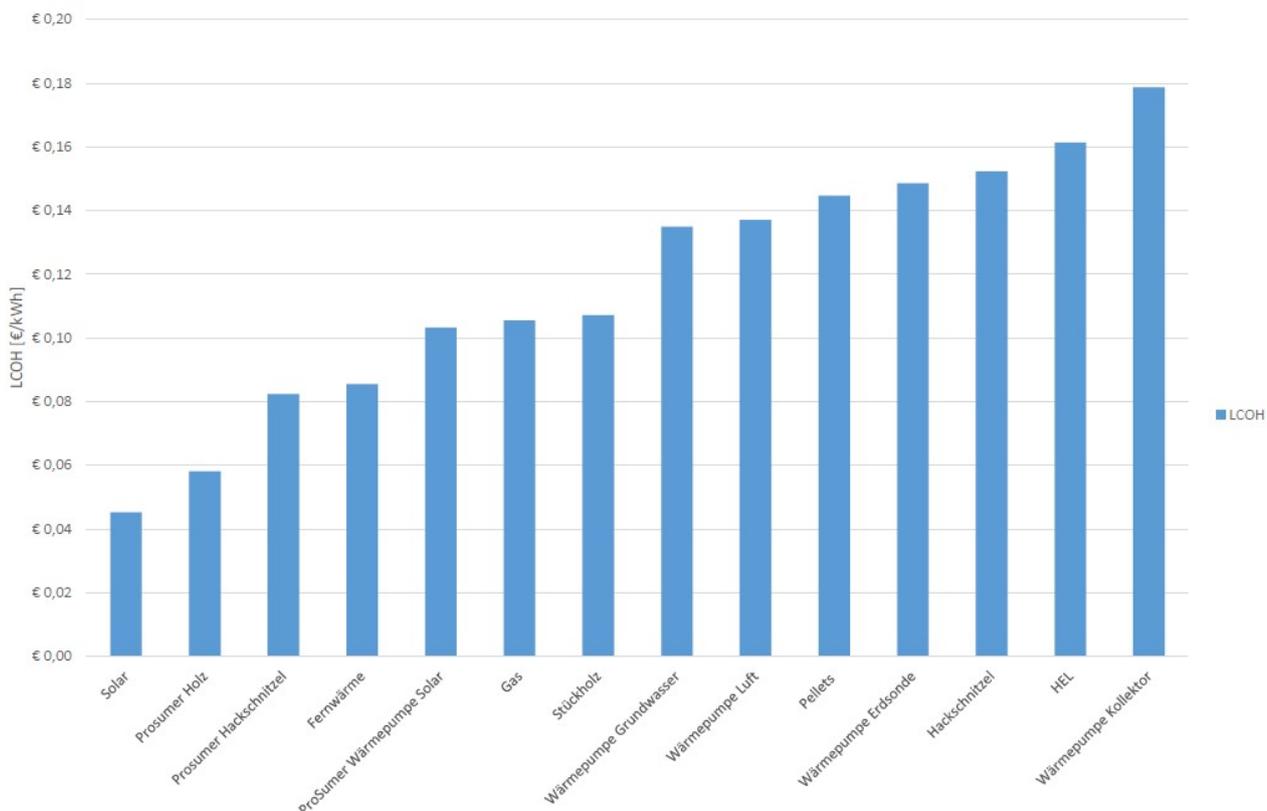


Abbildung 23: LCOH Vergleich Ermittlung für potentielle Prosumer Energieträger

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Wie zu erkennen ist, ist die direkte thermische Solarenergie das günstigste Energiesystem, gefolgt von Prosumer-Holz und Prosumer-Hackschnitzel. Wobei hier hinzugefügt werden muss, dass bei Prosumer Holz und Hackschnitzel keine Brennstoffkosten berechnet wurden, weil angenommen wurde, dass der/die BetreiberIn dieser Anlage einen Wald oder sonstigen Zugang zu Brennstoffressourcen hat und die Brennholzversorgung als Hobby betreibt und dadurch "keine" Kosten anfallen und nur die Kosten für die Prosumer-Station und die Wartungskosten für die Heizung anfallen. Die detaillierte Berechnung der LCOH ist in Tabelle 7 abgebildet. Wenn eine Einspeisevergütung von 0,06€/kWh angenommen wird, schaffen es nur die Solarwärme und Prosumer-Holz unter dem genannten Wärmepreis zu produzieren und somit einen Gewinn zu erwirtschaften. Der Gewinn liegt bei Solar bei 0,015 €/kWh und bei Prosumer-Holz bei 0,002 €/kWh. Da dieser Gewinn so niedrig ausfällt, müsste eine Solarthermie-Anlage im Jahr 56 MWh produzieren und der Prosumer mit Holzheizung rund 370 m³ Fichtenholz bei 20% Restfeuchtigkeit in Energie umwandeln, nur um die Betriebskosten der Anlage decken zu können.

8.1.2 Prosumerbeispiel Abwärme

Nachfolgend wird anhand der geplanten aber nicht umgesetzten Abwärmenutzung von zwei Kühlanlagen eines Gewerbebetriebes im Testnetz die Wirtschaftlichkeit beschrieben und das Skalierungsverhalten untersucht.

Die ungenutzte Abwärme der beiden Kühlanlagen ($Q_{ab} = 10 + 3 \text{ kW}$) sollte, wie in Abbildung 24 ersichtlich, mittels Wärmepumpe in das Testnetz integriert werden:

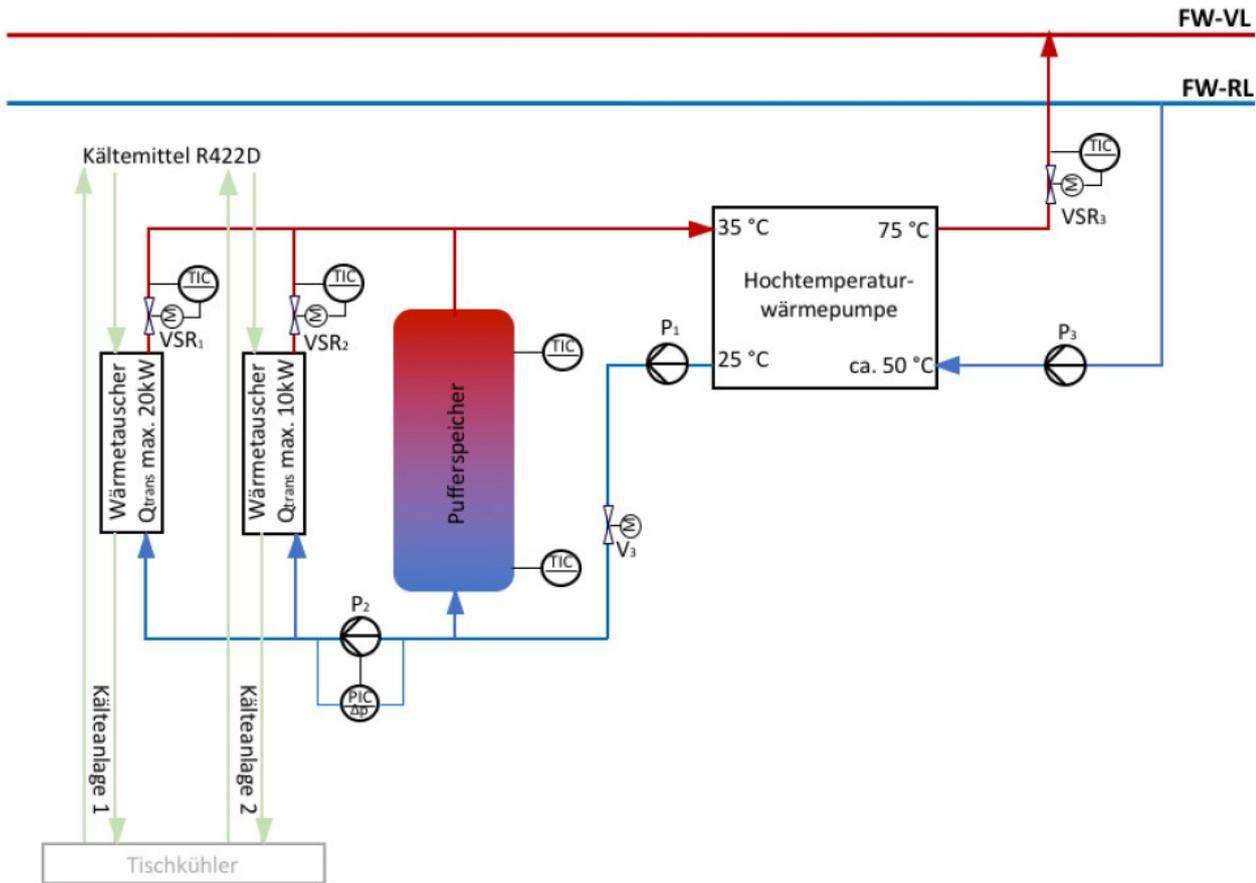


Abbildung 24: Schema Abwärmeeinbindung mittels Wärmepumpe in das Testnetz

Die Ermittlung der Wärmepumpenheizleistung von 10 kW und die Auslegung des Pufferspeichers erfolgte mittels Abwärmemessung (Abbildung 25) und quasidynamischer Simulation in IPSEpro und MATLAB (Abbildung 26).

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Anlage wurden folgende Annahmen getätigt:

Betriebsstunden pro Jahr:	5000	[h/a]
Strompreis inkl. Netzgebühr:	0,093	[€/kWh]
Einspeisetarif:	0,071	[€/kWh]
Abschreibungsdauer:	10	[Jahre]
Zinssatz:	5	[%]

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

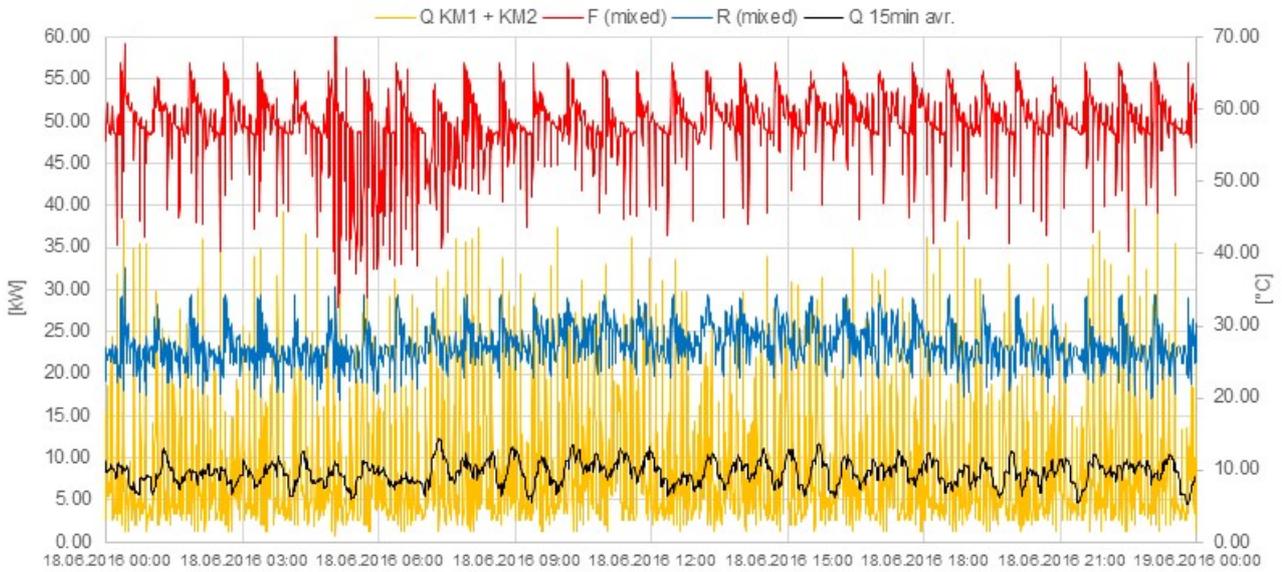


Abbildung 25: Feldmessung Abwärme (beide Tischkühler kombiniert)

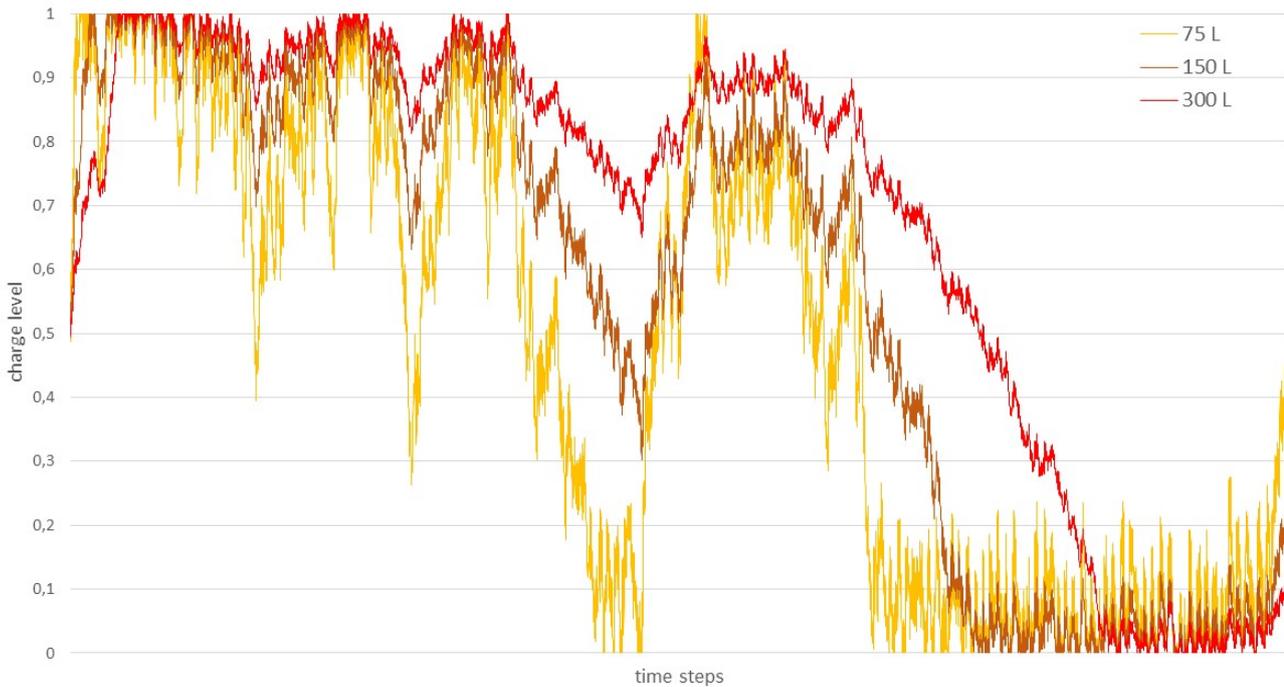


Abbildung 26: Pufferspeicherauslegung mittels quasidynamischer Simulation

Weiters sind für verschiedene Anlagengrößen die Investitionskosten, wie in Abbildung 27 ersichtlich, ermittelt worden, um das Skalierungsverhalten untersuchen zu können.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Stk	Komponente/ Leistung der WP	10	25	50	100	200	[kW]
1	Wärmepumpe	9620	16000	41055	53125	87125	[€]
1	Einspeisepumpe [delt P =>1,8 bar]	0,384	0,96	1,92	3,84	7,68	[m³/h]
		143	143	143	371	620	[€]
1	Umwälzpumpe Sekundärkr. Puffer [delt P =>0,5 bar]	0,672	1,68	3,36	6,72	13,44	[m³/h]
		143	143	371	620	966	[€]
1	Umwälzpumpe Sekundärkr. WT [delt P =>0,5 bar]	2,35	5,875	11,75	23,5	47	[m³/h]
		143	371	966	991	1642	[€]
1	Volumenstromregler FW	0,384	0,96	1,92	3,84	7,68	[m³/h]
		190	190	375	375	592	[€]
1	Volumenstromregler Quelle 1	0,78	1,95	3,9	7,8	15,6	[m³/h]
		190	375	375	592	1336	[€]
1	Volumenstromregler Quelle 2	1,56	3,9	7,8	15,6	31,2	[m³/h]
		190	375	592	1336	2958	[€]
1	Wärmeübertrager Edelstahl Quelle 1	10	25	50	100	200	kW
		98	165	236	458	626	[€]
1	Wärmeübertrager Edelstahl Quelle 2	20	50	100	200	400	kW
		142	236	458	626	1020	[€]
1	Puffer mit Isolierung	300	750	1500	3000	6000	[Liter]
		420	706	1080	1730	4500	[€]
5	Temperaturfühler PT 100	50	50	50	50	50	[€]
1	Rohrmaterial	1000	1500	2000	2500	3000	[€]
1	Verkabelungsmaterial	300	350	400	450	500	[€]
1	Wärmemengenzähler	320	320	320	515	1095	[€]
1	Montagearbeiten: Hydraulik, Elektrik, Innbetriebnahme	1000	1000	1000	1000	1000	[€]
	Installateur	100	150	200	250	300	[€]
	Elektriker	50	100	150	200	250	[€]
	Kosten Instalation	150	250	350	450	550	[€]
	Gesamtinvestitionskosten:	14099	22174	49771	65189	107580	[€]

Abbildung 27: Aufschlüsselung Investitionskosten Abwärmenutzung

Mit der Datengrundlage aus Abbildung 27 wurde eine Amortisationsrechnung für die geplante 10 kW Wärmepumpe durchgeführt und das Skalierungsverhalten der Anlagengröße untersucht.

	10 kW	25 kW	50 kW	100 kW	200 kW	Einheit
Instandhaltungskosten	100	150	200	250	350	[€/Jahr]
Abschreibungskosten	1.410	2.217	4.977	6.519	10.758	[€/Jahr]
Stromverbrauch	12.500	31.250	62.500	125.000	250.000	[kWh/Jahr]
Stromkosten	1.161	2.903	5.806	11.613	23.225	[€/Jahr]
Jährliche Gesamtkosten	2.671	5.271	10.983	18.381	34.333	[€/Jahr]
thermische Produktion	50.000	125.000	250.000	500.000	1.000.000	[kWh/Jahr]
LCOH	0,0534	0,0422	0,0439	0,0368	0,0343	[€/kWh]
kalkulatorische Zinsen	352,48	554,35	1244,28	1629,73	2689,50	[€/Jahr]
jährlicher Umsatz	3.550	8.875	17.750	35.500	71.000	[€/Jahr]
Gewinn pro kWh	0,0176	0,0288	0,0271	0,0342	0,0367	[€/kWh]
Jährlicher Gewinn	878,85	3.604,48	6.766,65	17.118,60	36.667,00	[€/Jahr]
Amortisationszeit	34	8	10	5	4	[Jahre]

Abbildung 28: Amortisationsrechnung in Abhängigkeit der Anlagengröße

Wie in Abbildung 28 ersichtlich ist, lässt sich der Einsatz einer Wärmepumpe erst ab einer Leistung von ca. 25 KW wirtschaftlich darstellen. Das heißt, die Implementierung der möglichen Abwärmenutzung mittels Wärmepumpe ist mit den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht sinnvoll. Da es sich um ein Forschungsprojekt handelt, welches vorrangig die technische Umsetzbarkeit der Technologie aufzeigen soll, ist die Wirtschaftlichkeit nicht das einzige Kriterium für die Realisierung. Jedoch sollten die Resultate bei zukünftigen Planungen ähnlicher Projekte berücksichtigt werden und können als Basis für die Konzeption von Förderinstrumenten herangezogen werden.

8.2 Technoökonomische Bewertung von Gesamtsystemen

In umfangreichen Simulationsstudien auf Basis eines nichtlinearen diskreten Wärmemengen- und Wärmestrommodells wurden drei Szenarien detailliert untersucht. Dabei wurde jeweils eine konventionelle (zentrale) Lösung mit einer Prosumer-basierten Lösung verglichen. Für die Regelung des zentralen Ansatzes wurde stochastische globale Optimierung verwendet, bei der Prosumer-Lösung kam einerseits ebenfalls eine globale Optimierung, andererseits ein Marktmodell-Ansatz zum Einsatz. Für die Optimierungen wurde Simulated Annealing mit jeweils 1000 Abkühlritten verwendet.

Für die drei gewählten Szenarien wurden vier fixe Simulationswochen (Winter, Frühling, Sommer und Winter) definiert. Die konkrete Auswahl dieser Wochen wurde an die VDI Typwochendefinition angelehnt und passierte aufgrund von realen historischen Wetterdaten. Diese Wetterdaten wurden im Zuge von Wärmeverbrauchsdatenaufzeichnungen von unterschiedlichen Gebäudetypen, die in den Simulationen als Inputgröße dienen, miterhoben.

8.2.1 Szenario 1: Vergleich zentrale Heizwerk-/ reine Prosumer-Versorgung

Im Szenario 1 wird eine zentrale Wärmenetzversorgung mit einer rein dezentral organisierten Prosumer-versorgung verglichen. Der grundsätzliche Aufbau dieser beiden Wärmenetzversorgungen ist in Abbildung 29 veranschaulicht. In Tabelle 8 sind die zugehörigen Eckdaten aller Teilnehmer an diesem Szenario aufgelistet.

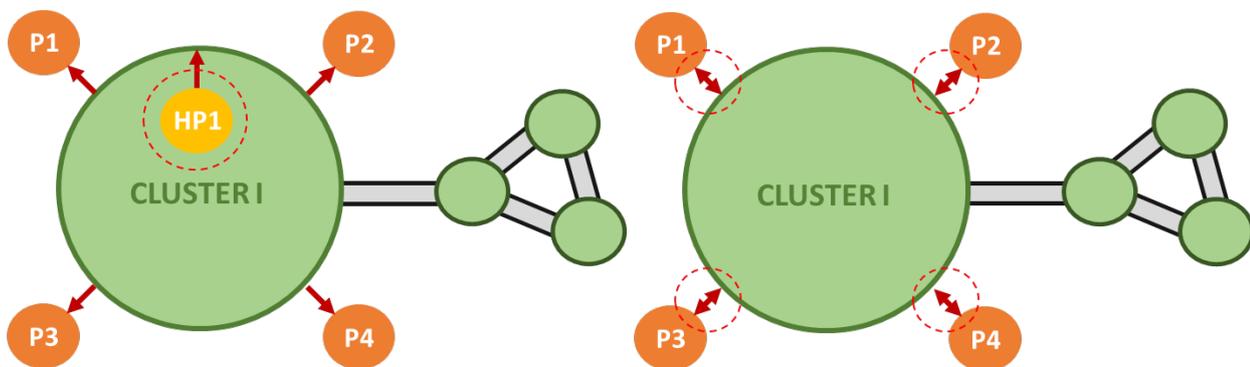


Abbildung 29: Aufbau Szenario 1: Vergleich zentrale HW- / reine Prosumer-Versorgung (P – Prosumer, HP – Heizwerk, PL – Spitzelastkessel). Die spezifischen Unterschiede zwischen der zentralen und der dezentralen Lösung sind rot markiert.

Tabelle 8: Eckdaten Teilnehmer Szenario 1: Anschlussart (Konsument - S, Produzent - F, Prosumer - FS), Wärmequellenart, Nennwärmeleistung, max. Solarwärmeertrag, max. Wärmebezug, Wärmeverbrauchsprofil (gebäudetypabhängig), max. Speicherkapazität. Die spezifischen Unterschiede zwischen der zentralen und der dezentralen Lösung sind rot markiert.

ELEMENT	CONNECTION (a / b)	HEAT SOURCE	LOAD [kW]	INDP. PROD. [kW]	CONS. [kW]	CONS. PROF.	STO. CA. [kWh]
cluster I	-	-	-	-	100	B2	300
heatPlant 1	F / -	wood chip	130	-	10	HP	260
prosumer 1	S / FS	pellet	30	10	20	A1	120
prosumer 2	S / FS	waste heat (COP4)	20	-	10	A2	40
prosumer 3	S / FS	pellet	30	10	20	B1	120
prosumer 4	S / FS	gas	20	-	10	B2	40

Wesentliche Charakteristika der in Abbildung 30 dargestellten Ergebnisse für Szenario 1:

- Im Winter und im Frühling ist die zentrale Heizwerklösung den Prosumer-gestützten Lösungen klar überlegen.
- Im Sommer ist der Betrieb generell defizitär, allerdings ist das Defizit bei den Prosumer-Lösungen deutlich geringer als bei der zentralen Heizwerklösung.
- Im Herbst sind sich alle Zugänge weitgehend ebenbürtig; die besten Einzelwerte werden allerdings von der zentralen Lösung erzielt.

Diese Ergebnisse untermauern, dass im Testnetz mit dem Ansatz, den Sommerbetrieb mittels dezentraler Einspeisung zu bestreiten, ein wirtschaftlich sinnvoller Weg eingeschlagen wurde.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

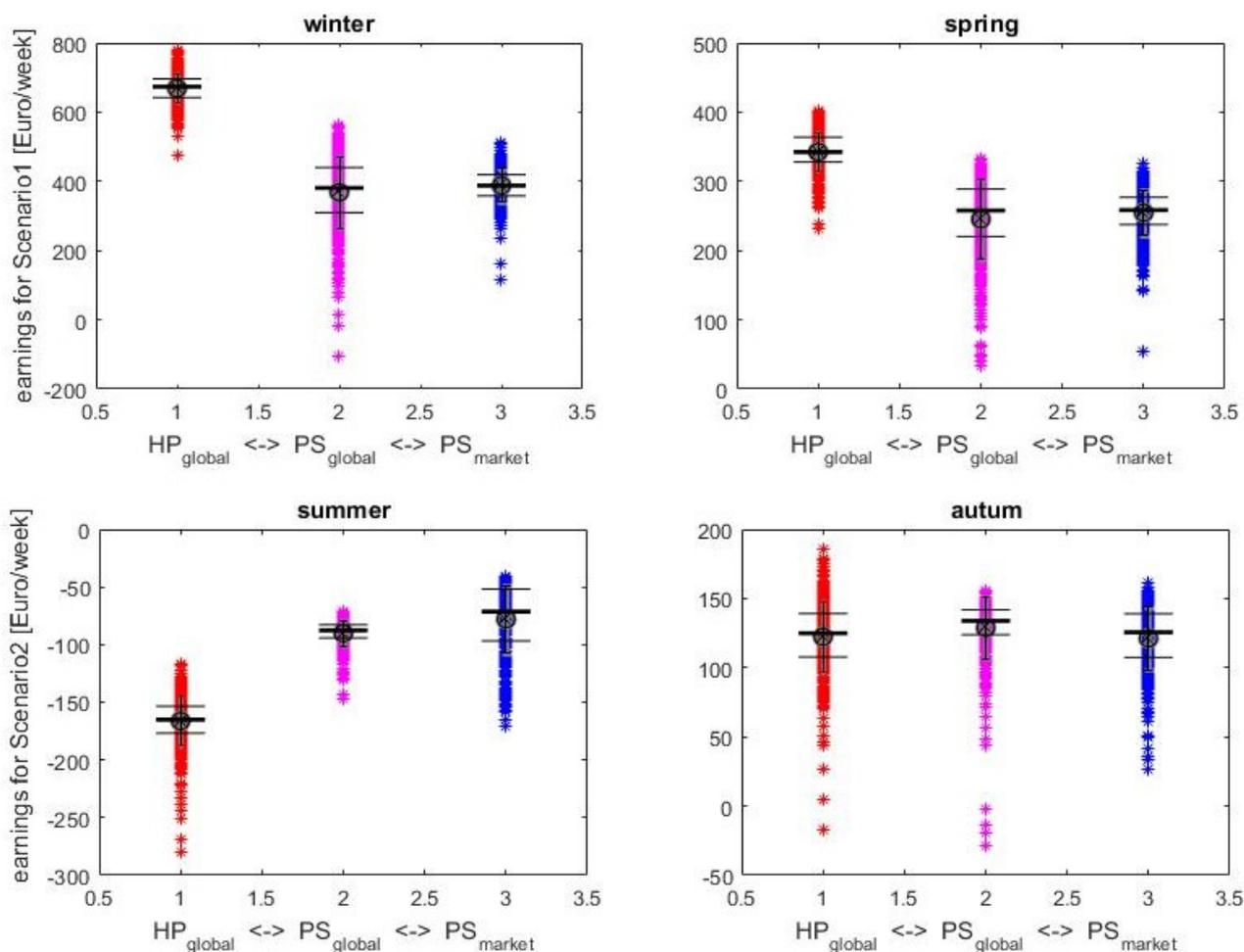


Abbildung 30: Simulationsergebnisse Szenario 1: Erlöse für zentralen Ansatz (rot), Prosumer mit globaler Optimierung (magenta) und Prosumer mit Marktmodell (blau). Eingezeichnet sind jeweils die 388 Einzelergebnisse sowie arithmetischer Mittelwert (Kreise) mit Fehlerbalken für die Streuung, Median (dicker waagrechter Strich) sowie 25%- und 75%-Quantil (dünne waagrechte Striche)

8.2.2 Szenario 2: Kompensation Netzengpass durch Heizwerk- / Prosumer-Einbindung

In diesem Szenario soll ein Versorgungsengpass zwischen zwei Wärmenetzcluster, der durch einen zu geringen Fernwärmeleitungsquerschnitt hervorgerufen wird, kompensiert werden. Die Kompensation erfolgt entweder durch ein zweites Heizwerk, oder durch die Einbindung von Prosumern im jeweils unterversorgten Cluster. Der grundsätzliche Aufbau dieses Vergleichsszenarios ist in Abbildung 31 veranschaulicht. In der Tabelle 9 sind die zugehörigen Eckdaten aller Teilnehmer dieses Szenarios aufgelistet.

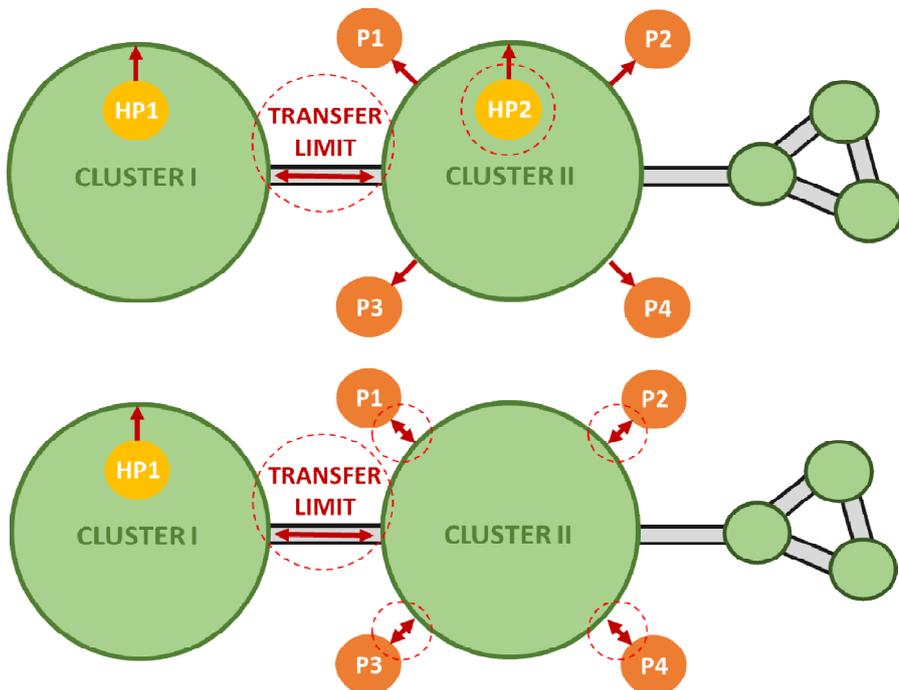


Abbildung 31: Aufbau Szenario 2: Kompensation Netzengpass durch Heizwerk- / Prosumer-Einbindung, Darstellung wie in Abbildung 29

Tabelle 9: Eckdaten Teilnehmer Szenario 2, Darstellung wie in Tabelle 8.

ELEMENT	CONNECTION (a / b)	HEAT SOURCE	LOAD [kW]	INDP. PROD. [kW]	CONS. [kW]	CONS. PROF.	STO. CA. [kWh]
cluster I	cluster I (30 kW)	-	-	-	100	B2	300
heatPlant 1	F / F	wood chip	130	-	10	HP	260
cluster II	cluster I (30 kW)	-	-	-	100	B2	300
heatPlant 2	F / -	wood chip	130	-	10	HP	260
prosumer 1	S / FS	pellet	20	-	10	A1	60
prosumer 2	S / FS	wood chip	30	10	20	A2	120
prosumer 3	S / FS	waste heat (COP5)	30	10	20	B1	80
prosumer 4	S / FS	gas	20	-	10	B2	40

In diesem Szenario ist die konventionelle Lösung (zweites Heizwerk) den Prosumer-gestützten Lösungen in allen vier Referenzwochen überlegen, wie in Abbildung 32 zu erkennen ist. Zu bemerken ist hier jedoch, dass in den Simulationen nur reine verbrauchsgebundene Kosten berücksichtigt wurden. Das heißt, etwaige Abschreibungskosten, die unter Umständen bei der zentralen Lösung (zweites Heizwerk) höher ausfallen können, sind nicht berücksichtigt.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

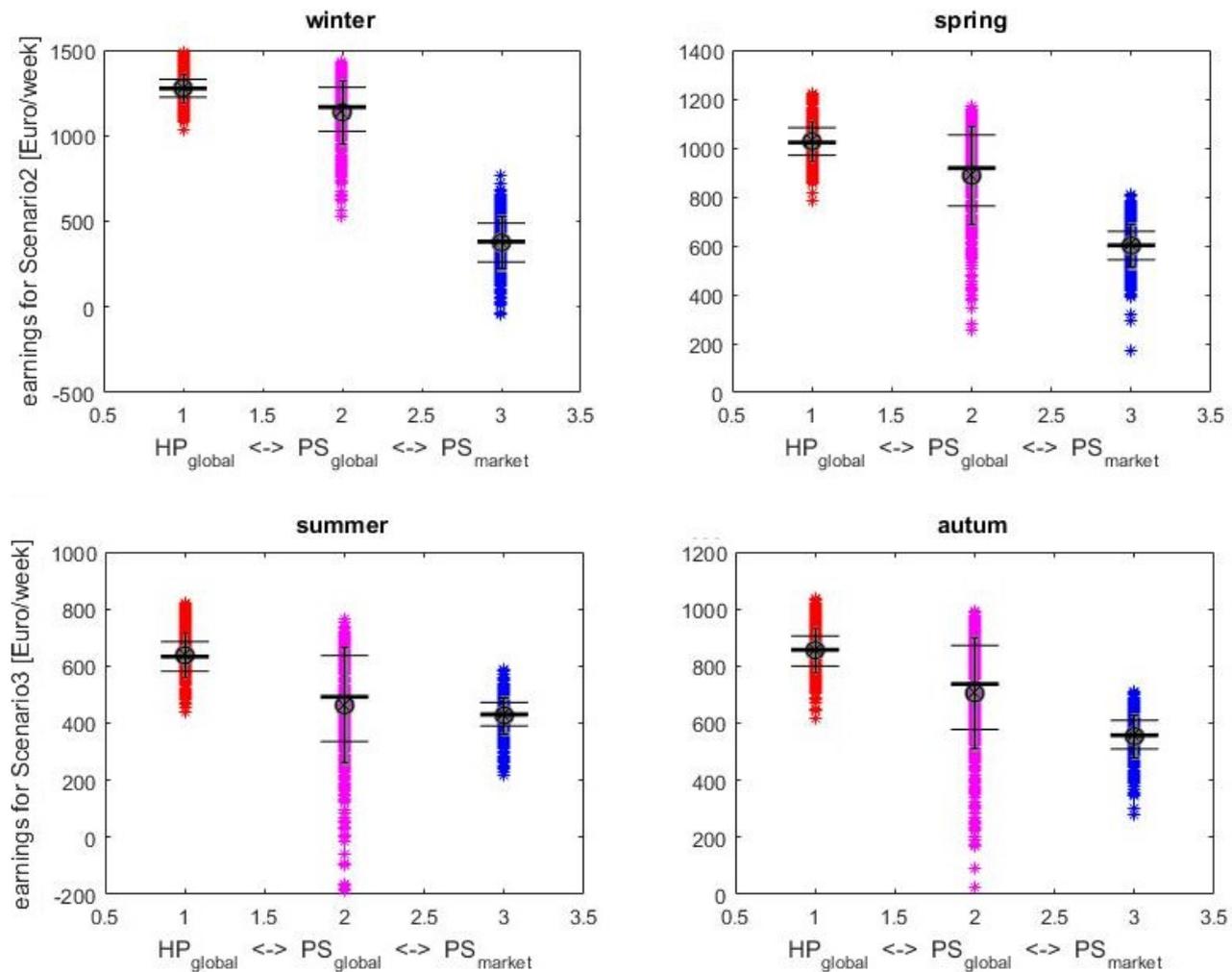


Abbildung 32: Simulationsergebnisse Szenario 2, Darstellung wie in Abbildung 30

8.2.3 Szenario 3: Spitzenlast: Gaskessel vs Prosumer-Einbindung

Im Szenario 3 sollen Lastspitzen, die durch den vorhandenen zentralen Heizkessel nicht abgedeckt werden können, entweder durch einen Gasspitzenlastkessel oder durch die Implementierung von Prosumern abgedeckt werden. Der grundsätzliche Aufbau dieses Vergleichsszenarios ist in Abbildung 33 veranschaulicht. In der Tabelle 10 sind die zugehörigen Eckdaten aller Teilnehmer dieses Szenarios aufgelistet.

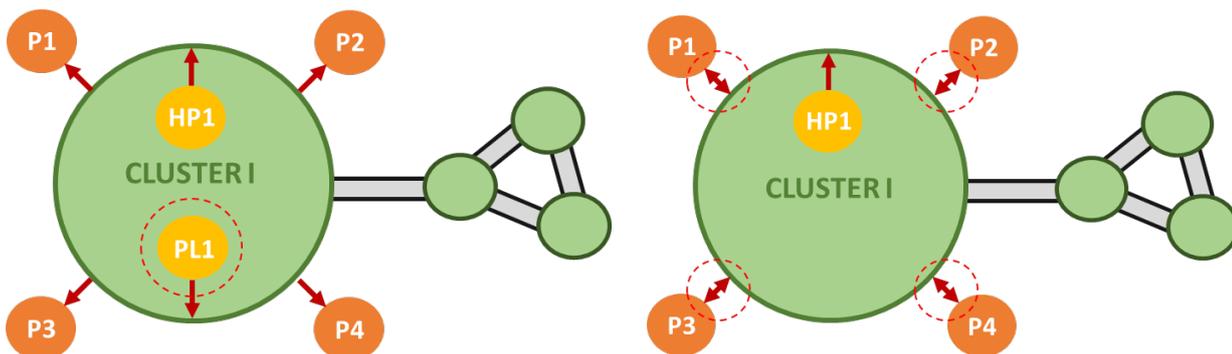


Abbildung 33: Aufbau Szenario 3: Kompensation unzureichende Versorgung - Vergleich Gasspitzenlastkessel / Prosumer-Einbindung, Darstellung wie in Abbildung 29

Tabelle 10: Eckdaten Teilnehmer Szenario 3, Darstellung wie in Tabelle 8

ELEMENT	CONNECTION (a / b)	HEAT SOURCE	LOAD [kW]	INDP. PROD. [kW]	CONS. [kW]	CONS. PROF.	STO. CA. [kWh]
cluster I	-	-	-	-	140	B2	420
heatPlant 1	F / F	wood chip	90	-	10	HP	180
peak load 1	F / -	gas	70	-	10	HP	140
prosumer 1	S / FS	wood chip	30	10	20	A1	120
prosumer 2	S / FS	waste heat (COP5)	30	10	20	A2	80
prosumer 3	S / FS	pellet	20	-	10	B1	60
prosumer 4	S / FS	gas	20	-	10	B2	40

Wie in der Abbildung 34 zu erkennen ist, werden in diesem Szenario die jeweiligen Bestwerte stets von Prosumer-gestützten Lösungen erzielt. Auch die statistischen Kennwerte (insbesondere Mittelwert, Median) sind für die Prosumer-Lösungen fast immer besser als für die zentrale Lösung mit Spitzenslastkessel. Die einzige Ausnahme ist die Referenzwoche für den Winter, wo die Prosumerlösung mit globaler Optimierung zwar den besten Einzelwert erzielt, Mittelwert und Median aber etwas niedriger sind als für die zentrale Lösung und viel niedriger als für die Marktmodell-Variante.

Das deutet darauf hin, dass es sich hierbei um ein sehr schwieriges Optimierungsproblem handelt, bei dem auch die stochastische Optimierung sehr oft in einem Nebenminimum „hängen bleibt“ oder aus anderen Gründen der Abstieg zum globalen Minimum oft nicht gelingt. Dass das Marktmodell, das über das Handeln einen zusätzlichen lokalen Abstiegsmechanismus beinhaltet, hier klar überlegen ist, deutet darauf hin, dass eine Kombination aus stochastischen und deterministischen Methoden für diesen Fall ausreichend sein könnte.

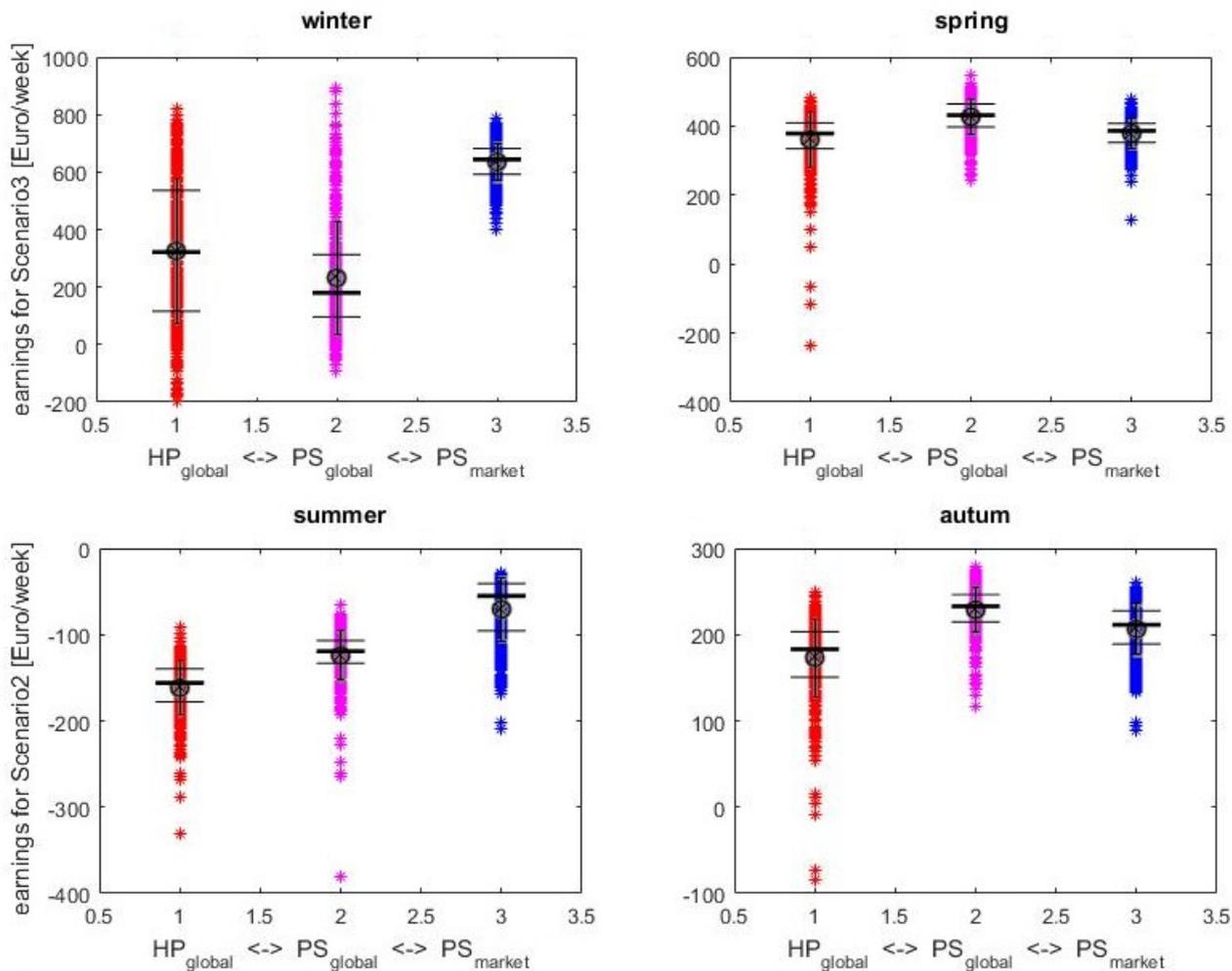


Abbildung 34: Simulationsergebnisse Szenario 3, Darstellung wie in Abbildung 30

8.3 Marktpotential

Die Potentialabschätzung erfolgte durch die Kombination von *bottom-up* und *top-down*-Ansätzen. Hierzu wurde einerseits eine Befragung von Heizwerkbetreibern durchgeführt, welche die Einstellung die Erwartungen und die Bedingungen für die Einbindung von Prosumern behandelte. Auf der anderen Seite wurde der Fernwärmemarkt in Österreich betrachtet, um abzuklären welches Potential insgesamt vorhanden ist. Durch die Verbindung dieser beiden Methoden konnte das Marktpotential quantifiziert werden. Die berechneten Zahlen stellen eine Einschätzung dar, die sehr stark von politischen, ökonomischen, ökologischen und auch technischen Rahmenbedingungen abhängt. Daher sind verschiedene Szenarien aufgeführt, die eine Bandbreite darstellen, innerhalb dieser sich die Entwicklung des zukünftigen Prosumermarktes abspielen kann.

Befragung von Heizwerkbetreibern

Es wurden insgesamt 1156 Heizwerke angeschrieben, wovon 162 den Fragebogen retournierten. Dies entspricht einer Rücklaufquote von 14%. Im Folgenden werden die wichtigsten Fragen bezüglich dezentralen Einspeisern im Allgemeinen und Prosumern im Speziellen kurz erläutert.

Die Einbindung von zusätzlichen Wärmeerzeugern in das Netz wurde grundsätzlich positiv beurteilt. Eine leichte Mehrheit sieht dies als sinnvoll an (siehe Abbildung 35). Wobei hier nicht zwischen Prosumern, dezentralen Einspeisern und einer zentralen Einspeisung unterschieden wurde. Im Hintergrund dieses Ergebnisses stehen vermutlich Effizienzsteigerung, und der Wunsch nach der Einbindung von verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien.

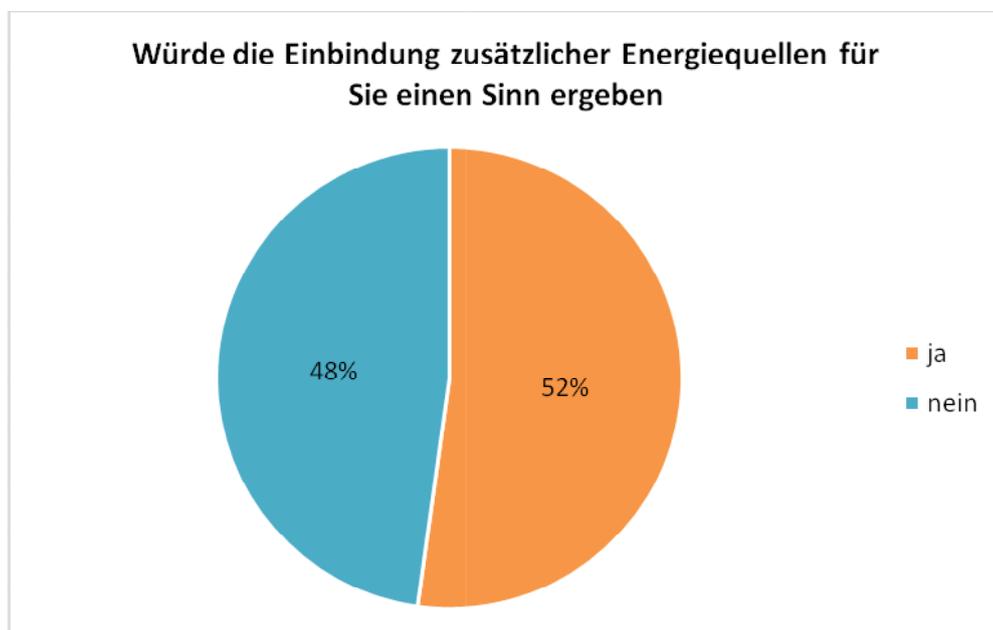


Abbildung 35: Einbindung zusätzlicher Energiequellen

Es gibt auch relativ klare Vorstellungen, warum dezentrale Wärmeerzeuger benötigt werden (siehe Abbildung 36). Diese gliedern sich einerseits in wirtschaftliche Argumente, wie der allgemeinen Erzielung einer besseren Wirtschaftlichkeit, der Erhöhung der Kessellebensdauer und der Vermeidung von Spitzenlastkesseln. Auf der anderen Seite sind Gründe bei denen die Effizienz im Vordergrund steht zu nennen, wie ein besserer Gesamtwirkungsgrad und die Vermeidung eines ineffizienten Sommerbetriebes. Freilich haben auch diese Punkte direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Als besonderer Punkt sind Netzengpässe zu nennen. Hier steht der Betreiber vor der Wahl neue Leitungen zu verlegen, was sehr kostspielig ist, die Anschlussleistung in gewissen Gebieten zu limitieren, oder eben einen dezentralen Wärmeerzeuger einzusetzen.

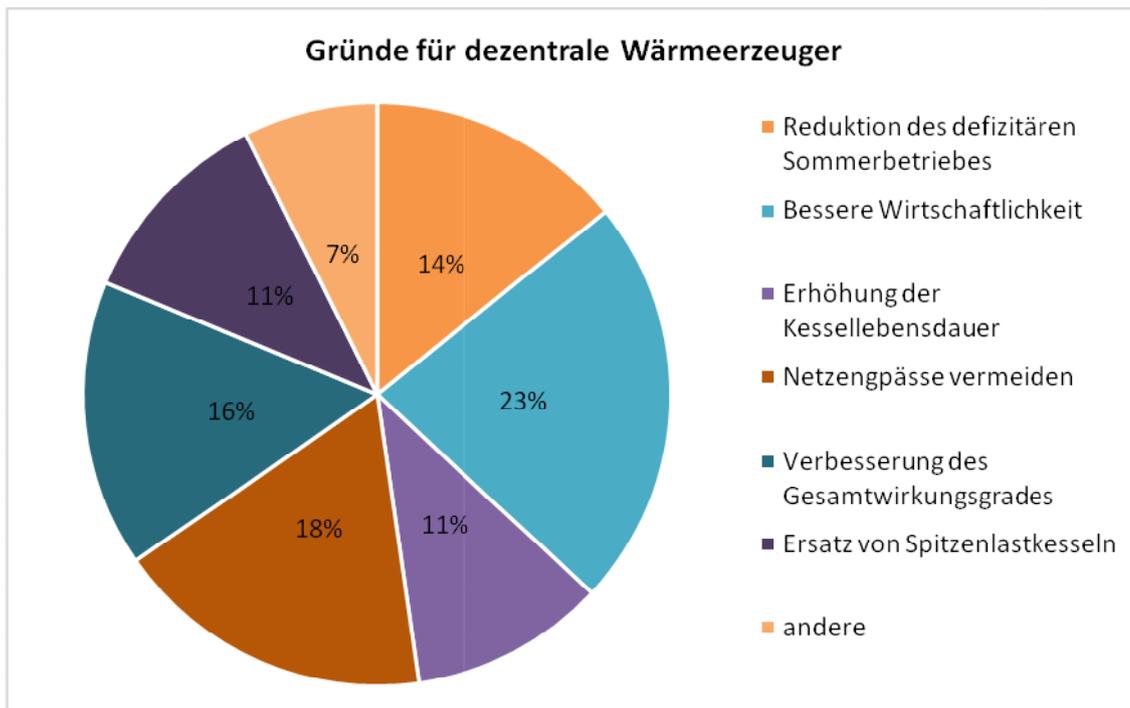


Abbildung 36: Gründe für dezentrale Einspeiser

Ein Prosumer kann rechtlich in verschiedenen Varianten in ein Netz integriert werden. Dieser kann im Eigentum des Netzbetreibers sein, der Netzbetreiber kann umfangreiche Rechte zum Betrieb und zur Nutzung haben, oder aber der Prosumer kann gänzlich im Eigentum und Betrieb von Externen (Fernwärmekunden) stehen.

Abbildung 37 gibt Aufschluss über die Akzeptanz über die letzte und somit für den Netzbetreiber verwaltungstechnisch aufwendigste Variante. Dies ist der klassische Prosumern im Eigentum Dritter. Fast zwei Drittel der Antworten fielen dabei positiv aus. Wenn sich die Gesamtwirtschaftlichkeit verbessert oder diese zumindest gleich bleibt, ist es für die meisten Befragten also kein Problem, Energie von einem externen Netzteilnehmer zuzukaufen.

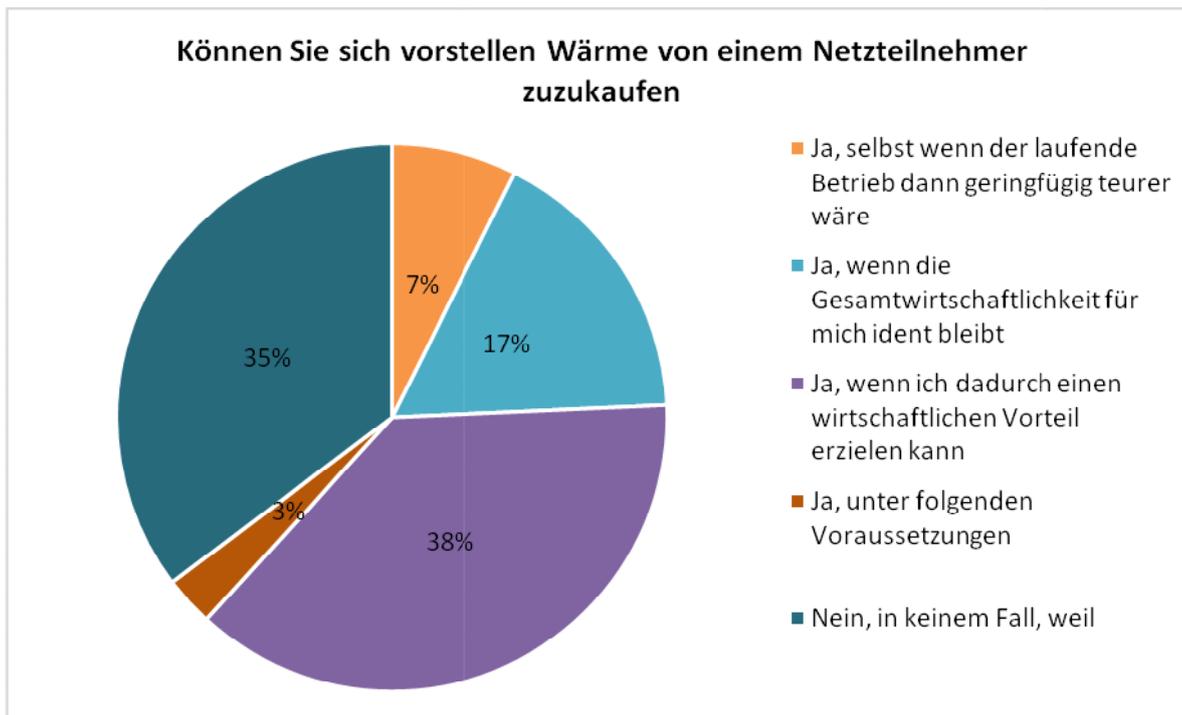


Abbildung 37: Akzeptanz des Prosumers als Marktteilnehmer

Fernwärmeaufbringung

Um Potenziale für Prosumer in Wärmenetzen abschätzen bzw. berechnen zu können ist es notwendig die Größe des gesamten österreichischen Fernwärmemarktes als Basis zu nehmen, sowie die Entwicklung des Marktes in der Zukunft abzuschätzen.

Ausgehend vom Basisjahr 2012 mit einer gesamten aufgebrauchten Energiemenge von 84 PJ (ca. 23 TWh) wurden drei mehr oder weniger ambitionierte Szenarien am Wärmemarkt entwickelt. Alle drei haben gemeinsam, dass die umgesetzte Energiemenge bis 2016 im Sinken begriffen ist, dann ein Anstieg bis etwa 2026 folgt, und sodann ein erneuter Rückgang einsetzt. (Baumann, Kalt: 2015) Eine Entwicklung bzw. Schwankung rund um den Wert von 23 TWh ist somit wahrscheinlich. Deswegen wird dieser Wert für die weiteren Berechnungen als Basis hergenommen.

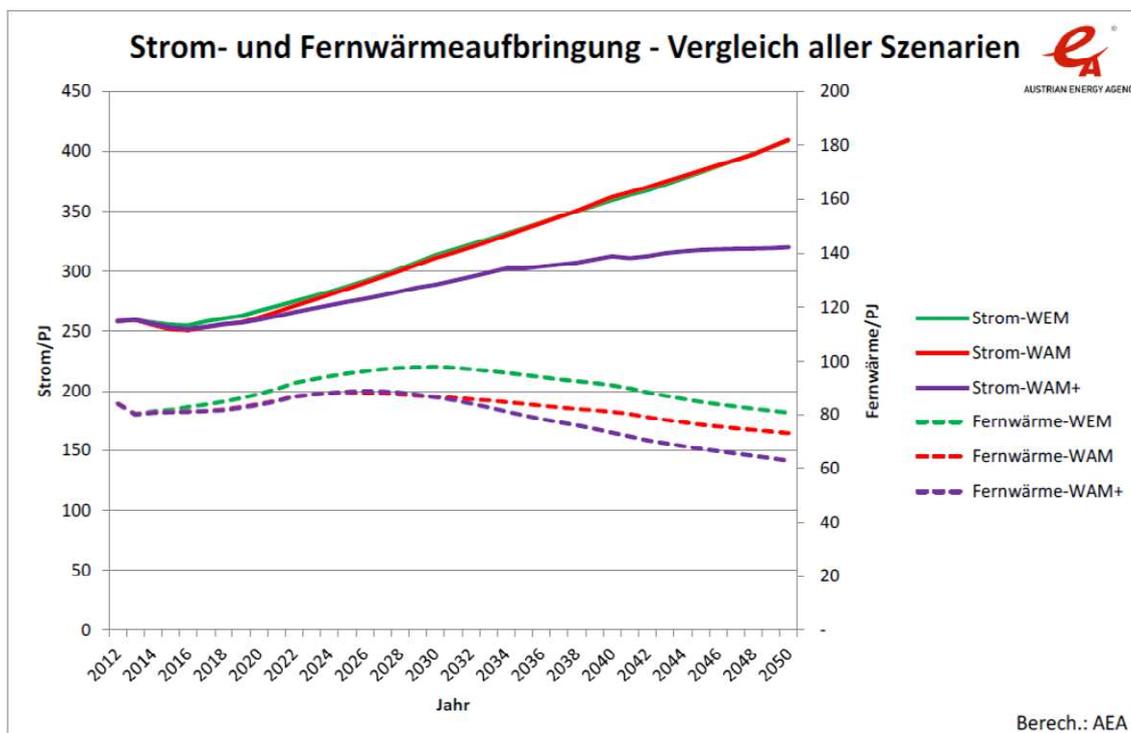


Abbildung 38: Fernwärmeaufbringung in verschiedenen Szenarien. Quelle: Baumann, Kalt: 2015: Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung und Stromnachfrage im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050

Um vom der Gesamtenergieaufbringung im österreichischen Fernwärmebereich zu einem, für Prosumer möglichen Potential zu kommen wurden 3 Parameter berücksichtigt:

- Integration in Prozent der umgesetzten Gesamtenergiemenge in einem Wärmenetz
- Kostenrelevanz bei der Umsetzung
- Jährliche Betriebsstunden eines Prosumers

Integration in Prozent der umgesetzten Gesamtenergiemenge in einem Wärmenetz.

Simulationen und die praktische Erprobung im Testnetz haben gezeigt, dass eine Integration von Prosumern, welche unter 5% der Heizwerksleistung liegen relativ problemlos und ohne aufwendige Adaptierung der Regelung integriert werden können. Natürlich ist immer auch der jeweilige Netzabschnitt zu betrachten.

Kostenrelevanz bei der Umsetzung

In der Befragung der Heizwerkbetreiber war eine wesentliche Frage jene nach den wirtschaftlichen Kriterien für eine Integration von Prosumern bzw. dezentralen Einspeisern. Für einen Großteil ist erwartungsgemäß eine wirtschaftliche Verbesserung im System Voraussetzung. Doch für einige ist eine Umsetzung auch bei leichter Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit eine Option. Dies kann durch die Verbesserung des technischen Betriebes oder auch durch Innovationsfreude und somit die Vorbereitung für zukünftige Märkte erklärt werden.

Jährliche Betriebsstunden eines Prosumers.

Es hat keinen Sinn in Anlagen zu investieren, die zwar mit hoher Leistung laufen können, dafür aber nur für wenige Stunden in Betrieb sind. (Beispiel saisonale Abwärme). Hier sind Zwischenpufferspeicher bzw. die Reduktion der Anlagenleistung zielführend. Dadurch reduziert sich zwar die möglich installierbare Leistung, dies kann aber zum Teil durch eine längere Laufzeit über das Jahr hinweg kompensiert werden. In der Potentialabschätzung wurde von 2000 jährlichen Betriebsstunden ausgegangen, die ein Prosumer in Betrieb sein sollte, um eine wirtschaftlich tragfähige Investition darzustellen.

Gesamtes österreichisches Potential

Unter Berücksichtigung der oben genannten Parameter lässt sich ein Potential für Österreich abschätzen. Wobei als wohl wichtigstes Kriterium wirtschaftliche Faktoren zu nennen sind. Kurzfristig lassen sich wahrscheinlich 32 GWh oder 16 MW installierte Leistung umsetzen. Mittelfristig ist ein Potential von 250 GWh oder 130 MW installierter Leistung realistisch (siehe Abbildung 39). Dies würde eine Marktdurchdringung von knapp unter 2% des österreichischen Fernwärmemarktes bedeuten. Dieser Wert könnte prinzipiell auch ohne aufwendige Adaptierung der Regelungsstrategie erreicht werden. Oder es könnte in einigen engagierten Fernwärmenetzen eine umfassendere Integration von Prosumern erfolgen.

In welchem Zeitrahmen dies erfolgt ist schwierig vorherzusagen. Externe Motivationsfaktoren, wie Mindestanforderungen bezüglich Effizienz können hierbei ein treibender Faktor sein. Auf der anderen Seite würden auch Marktanreizprogramme eine schnellere Umsetzung fördern. Insbesondere für die Realisierung von ersten Anlagen wäre dies wünschenswert.

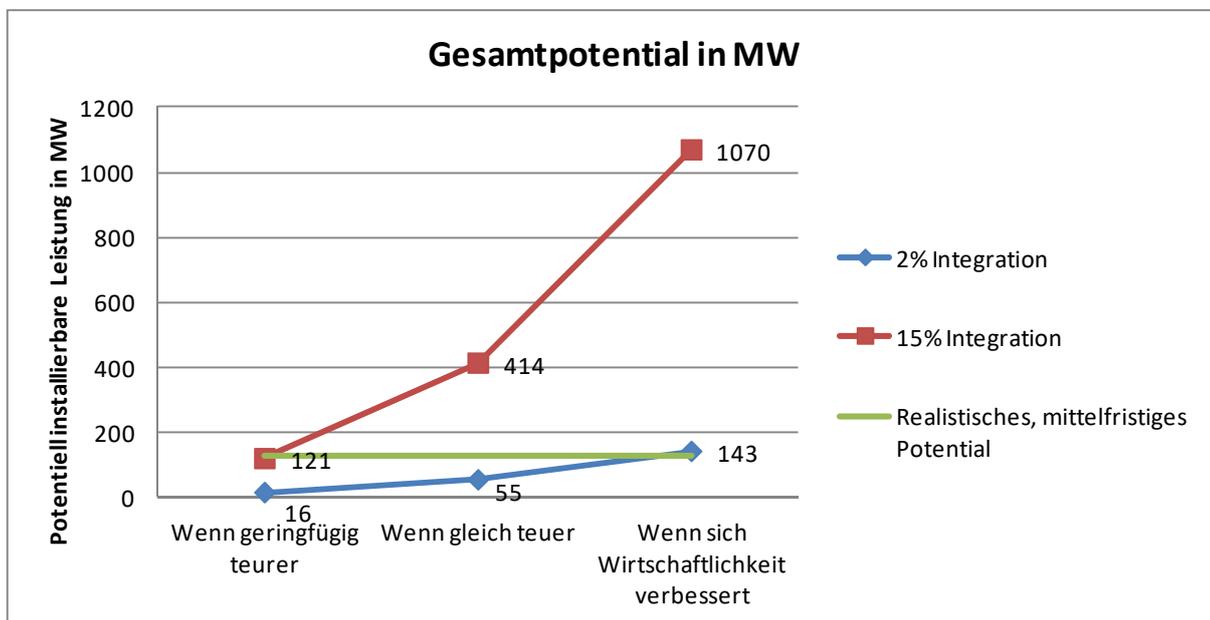
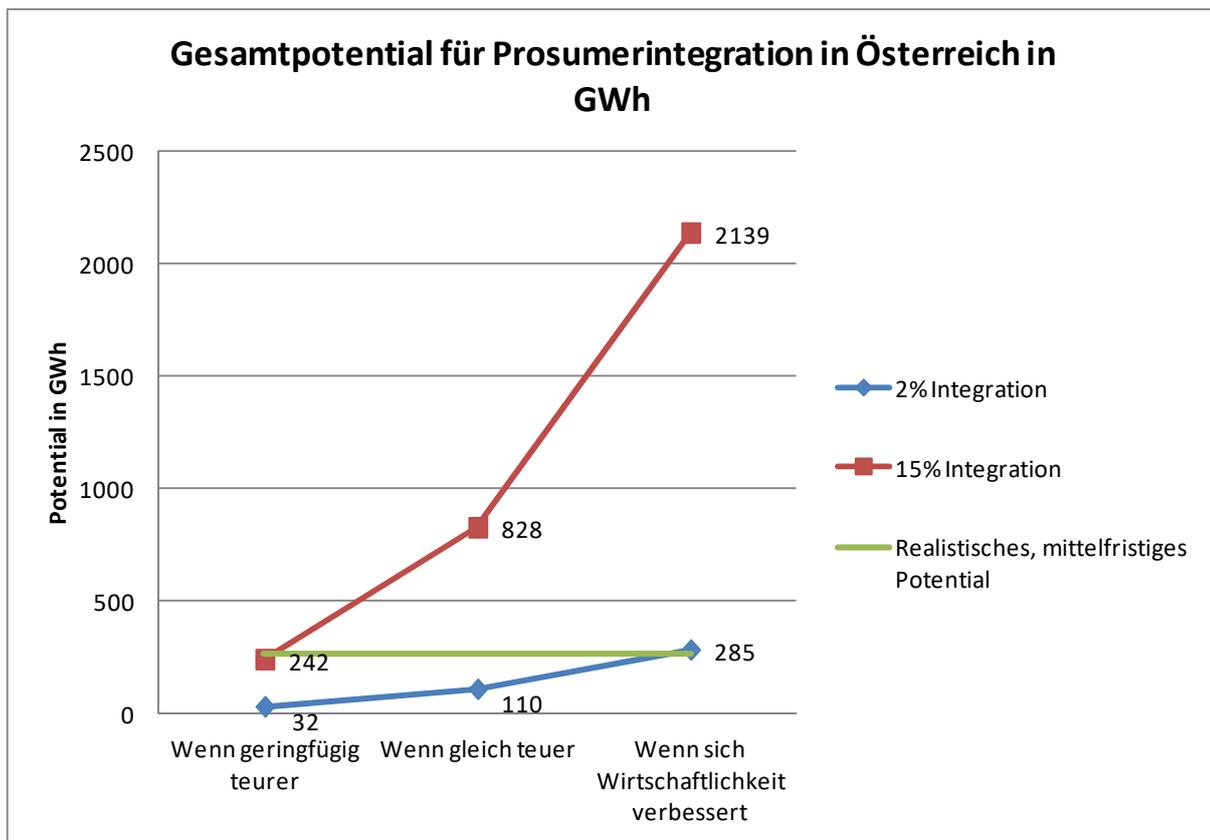


Abbildung 39: Gesamtpotential in GWh und in MW installierter Prosumerleistung

Welcher Energieträger wird substituiert

Die Substitution von einer Biomassefeuerung durch einen Biomasseprosumer kann sehr sinnvoll sein, wenn Teillastbetriebszustände oder Gluterhaltung vermieden werden können. Dies reduziert Emissionen und ist energetisch günstiger. Wird Biomasse durch Solarenergie oder Abwärme ersetzt, so ist dies in den meisten Fällen vorteilhaft.

In diesem Projekt wurden hauptsächlich klassische ländliche Biomassenetze betrachtet. Doch auf dem gesamten Fernwärmemarkt ist nicht zu vernachlässigen welcher Anteil noch von konventionellen Wärmeerzeugern getragen wird. Wird ein Öl- oder Gaskessel durch einen erneuerbaren Prosumer substituiert, so ergeben sich unmittelbar wesentlich größere Vorteile in Bezug auf die CO₂ Reduktion.

Power2Heat und der Strommarkt

Vor allem in größeren Netzen sind fossile Erzeugungsanlagen präsent. Wobei hier auch viele KWK-Anlagen zur Stromerzeugung vorhanden sind. Insgesamt wird zukünftig eine enge Verschneidung des Wärme- und Strommarktes immer relevanter werden, um alle vorhandenen Potentiale ausschöpfen zu können. Einerseits wird dabei Power2Heat (Wärmepumpen aber zum Teil auch Elektrokessel) eine größere Rolle spielen. Auf der anderen Seite ist der stromgeführte Betrieb von KWK-Anlagen, als Stütze des elektrischen Netzes erforderlich. Die dabei anfallende Wärme kann im Gegensatz zu Strom relativ einfach und kostengünstig über Stunden bzw. Tage gespeichert, und somit später genutzt werden. Die Technologieentwicklung im Bereich von Dampf-Prozessen in kleinem Maßstab bzw. auch die Holz-Vergasung zur Stromerzeugung hat hier in den letzten Jahren einen großen Sprung gemacht.

9 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

- Die anlagentechnische Dimension der Prosumereinbindung wurde umfassend untersucht und in einem Technologiekatalog übersichtlich dokumentiert. Dies bietet eine kompakte Übersicht über die Netzeinbindung von verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien, und ihren Spezifika.
- Die Simulationsstudien für die Prosumereinbindung offenbaren ein komplexes Verhalten, das auch wissenschaftlich sehr interessant ist. Die bisherigen Ergebnisse bestätigen die vorherige Einschätzung des Konsortiums, dass Prosumerintegration in manchen Situationen Vorteile bringt, aber keineswegs als Universallösung gesehen werden darf.
- Es konnten drei dezentrale Einspeiser in das Testnetz integriert werden. Die notwendigen Temperatur- und Druckniveaus konnten auch in diesem Betriebsmodus bereitgestellt, und die Versorgungssicherheit im laufenden Betrieb somit gewährleistet werden.
- Das Testnetz konnte in den Sommermonaten vollständig mittels dezentraler Einspeiser versorgt werden. Der Hauptkessel konnte in dieser Zeit deaktiviert werden. Dies ist ein wesentlicher Schritt, denn nur dadurch wird der finanziell und ökologisch suboptimale Gluterhaltungs- bzw. niedrige Teillastbetrieb vermieden.
- Ein umfassendes Energiemanagementsystem (modellprädiktive Regelung) wurde entwickelt und erfolgreich implementiert. Die so entwickelte modellprädiktive Regelung hat im Realsystem auf Anhieb funktioniert.
- Bereits jetzt ist die Bereitschaft bei Wärmenetzbetreibern vorhanden sich mit dem Thema des Prosumers auseinanderzusetzen, da dies als wichtiges Zukunftsthema gesehen wird. Wann großflächige Implementierungen folgen wird vor allem von der Standardisierung und Marktreife der notwendigen Übergabestationen und Regelungskomponenten sowie finanziellen Rahmenbedingungen abhängen.

Wissenschaftliche Publikationen (Konferenzbeiträge, Zeitschriftenartikel):

Das Modell kommunizierter Preise, zu dem die Grundlagen bereits im Vorprojekt BiNe erarbeitet wurden [Halmdienst14], wurde weiter untersucht und die Ergebnisse wurden in der *peer-reviewten* internationalen Fachzeitschrift Sustainable Energy, Grids and Networks (Elsevier) veröffentlicht, [Lichtenegger17].

Das Konzept des in Großschönau implementierten Energiemanagement-Systems und die ersten Ergebnisse aus dem Betrieb mit dem neuen System wurden im Rahmen der eNova 2017 präsentiert und in einem Proceedings-Beitrag dokumentiert, [Moser17].

Die Ansätze zur globalen Optimierung und zur marktbasierter Prosumer-Einspeisung wurden auf der 10. Internationale Energiewirtschaftstagung vorgestellt und vorläufige Ergebnisse sind in [Leitner17] publiziert. Eine Zeitschriftenpublikation auf Basis der späteren umfassenderen Untersuchungen ist in Vorbereitung.

Diplom- bzw. Masterarbeiten:

Rager, L.: „Potentiale und Grenzen aktiver Abwärmenutzung inklusive Einspeisung in ein Wärmenetz mittels Wärmepumpe- Eine technische und wirtschaftliche Analyse“, Masterarbeit, Mai 2017, Univ. f. Bodenkultur Wien.

Sölkner, M.: „Thermodynamische Untersuchungen zur Kombination von Solarthermie und Wärmepumpen für den dezentralen Einsatz in Wärmenetzen“, Masterarbeit, Dezember 2016, Univ.f. Bodenkultur Wien

Kaltoff, T.: „Analysis of part-load performances of a plate heat exchanger in district heating transfer stations“, Masterarbeit, September 2016, Univ. f. Bodenkultur Wien.

Höld, M.: Geschäftsmodelle für Wärmenetze mit bidirektionaler Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern, Masterarbeit, Masterarbeit, Juli 2017, Fachhochschule Wr. Neustadt

10 Ausblick und Empfehlungen

Auf der einen Seite wurden technische Grundlagen für die Prosumereinbindung entwickelt, welche zukünftig auch in der Praxis Anwendung finden können. Dies bedeutet aber noch nicht, dass Prosumer kurzfristig ihren Weg in die breite Masse der Wärmenetze finden werden. Eine wirtschaftliche Umsetzung ist nicht in jeden Fall möglich. Gerade bei den ersten Anlagen ist mit einem Mehraufwand in Bezug auf die Konzeption und Integration in bestehende Netze zu rechnen. Für die ersten Implementierungen in größerem Maßstab werden noch finanzielle Anreize, oder engagierte Netzbetreiber notwendig sein, um der Prosumertechnologie zum Durchbruch zu verhelfen.

Auf der anderen Seite ist noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit, vor allem in Bezug auf Standardisierung und Weiterentwicklung der Regelungstechnik, aber auch der Hydraulik notwendig. In diesem Bereich ist eine enge Forschungsk Kooperation mit Regelungstechnik Herstellern wichtig, um das entwickelte Energiemanagementsystem, die Model Predictive Control, sowie in späterer Folge auch die konzipierten Marktmodellvarianten in robuste und vor allem auch serientaugliche Produkte überführen zu können. Insbesondere diese Entwicklung kann eine Chance für österreichische Regelungstechnik Spezialisten sein, um neue Exportmärkte zu erschließen.

Aus den Arbeiten von BiNe2+ wurden diverse Fragestellungen und empfehlenswerte Maßnahmen abgeleitet. Ein Auszug von angestrebten weiterführenden Forschungsaktivitäten ist im Folgenden zusammengefasst. Die zentralen Fragestellungen dabei sind:

- Integrative Weiterentwicklung bestehender Geschäftsmodelle, auch hinsichtlich der Möglichkeit, Blockchain-Ansätze oder damit verwandte Konzepte zu nutzen.
- Weiterentwicklung der Hydraulikregelung: Das in Bine2+ genutzte Konzept der Hydraulikregelung ist nicht direkt für größere Netze verwendbar und muss weiterentwickelt werden.
- Weiterentwicklung und Test bidirektionaler Übergabestationen, insbesondere Abstimmung mit verwandten Initiativen (z.B. dem Projekt Multi-Transfer)
- Weiterentwicklung des Energiemanagements in Richtung Sektorenkopplung: Diese Ansätze werden von Teilen des Konsortium bereits weiterverfolgt, z.B. von BE2020 in den Projekten *Smart Heating Grids* (COMET) und *OptEnGrid* (FFG-Nr. 858815)

In einem Folgeprojekt sollten diese Fragestellungen untersucht werden, idealerweise als Vorbereitung für und begleitend zur Implementierung von Prosumer-Lösungen in größeren Wärmenetzen.

11 Literaturverzeichnis

- [Baumann, Kalt 15] M. Baumann, G. Kalt: Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung und Stromnachfrage im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050 (2015)
- [Halmdienst14] Halmdienst, C., Lichtenegger, K., Reiterer, D. & Wöss, D: *BiNe - Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze*. Abschlussbericht 2014 (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Hrsg.), Wien. <http://www.aee-now.at/cms/fileadmin/downloads/projekte/bine/Endbericht%20BiNe.pdf>.
- [Leitner17] A. Leitner, K. Lichtenegger, C. Mair, M. Hödl: Marktmodellentwicklung für die dezentrale Wärmebereitstellung in Wärmenetzen, IEWT 2017, https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/186_Leitner_fullpaper_2017-02-03_17-45.pdf
- [Lichtenegger17] K. Lichtenegger, D. Wöss, C. Halmdienst, E. Höftberger, C. Schmidl, T. Pröll: *Intelligent heat networks: First results of an energy-information-cost-model*, SEGAN 11 (2017) p. 1-12, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235246771630100X>
- [Moser17] A. Moser, D. Muschick, K. Lichtenegger, M. Göllles, A. Hofer: *Modellprädiktive Regelung eines solar- und biomassebasierten Fernwärmenetzes*, Zukunft der Gebäude: digital – dezentral – ökologisch. Vol. 16 Leykam, 2017. S. 151-159. (Konferenzbeitrag zur e-nova 2017 – Zukunft der Gebäude, Pinkafeld, Österreich)

12 Kontaktdaten

Daniel Reiterer
AEE-NOW
Karolinengasse 32/1
1040 Wien
01/710 75 23

www.aee-now.at

Projekthomepage: www.aee-now.at/bine2

Projektpartner:

BIOENERGY 2020+ GmbH

Inffeldgasse 21 b
8010 Graz

HDG Bavaria GmbH

Siemensstraße 22
DEU 84323 Massing

Ing. Leo Riebenbauer GmbH

Hauptplatz 13
8243 Pinggau

Ochsner Energietechnik GmbH

Ochsner-Straße 1
3350 Haag

Ochsner Wärmepumpen GmbH

Krackowizerstraße 4
4020 Linz

Österreichischer Biomasseverband (Austrian Biomass Association)

Franz Josefs-Kai 13
1010 Wien

Pink GmbH

Bahnhofstraße 22
8665 Langenwang

Regelungs-Verteilerbau Gesellschaft m.b.H.

Schloßplatz 7
8051 Graz

S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design m.b.H.

Puchstraße 85
8020 Graz

Sonnenplatz Großschönau GmbH

Großschönau 120
3922 Großschönau

Tbes GmbH (vormals Ligno Heizsysteme GmbH)

Austraße 10
2871 Zöbern

Universität für Bodenkultur Wien

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Peter-Jordan-Straße 82/H893
1190 Wien