

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/08/2022

Projekttitle: DataDrivenLM

Projektnummer: 871697

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Ausschreibung	5. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/06/2019
Projektende	31/05/2022
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	36 Monate
ProjektnehmerIn (In- stitution)	GET - Güssing Energy Technologies GmbH
AnsprechpartnerIn	DI Dr. Richard Zweiler
Postadresse	Wienerstraße 49, 7540 Güssing
Telefon	+43 3322 42 606 311
Fax	+43 3322 42 606 399
E-mail	r.zweiler@get.ac.at
Website	http://get.ac.at

DataDrivenLM

Verbesserung der Systemeffizienz von thermischen Netzen durch intelligente,
datengetriebene Lastmanagementmethoden

AutorInnen:

Katharina Kreuter, Güssing Energy Technologies

Klaus Paar, Güssing Energy Technologies

Oliver Pomberger, Güssing Energy Technologies

Philip Ohnewein, AEE INTEC

Marnoch Hamilton-Jones, AEE INTEC

Florian Wenig, Fachhochschule Burgenland

Matthias Krammer, Forschung Burgenland

Wolfgang Traunmüller, Blue Sky Wetteranalysen

Horst Strießnig, Nahwärme

Wolfgang Rosegger, Schneid

Richard Palli, Pewo

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
3	Modellierung und Systemidentifikation	6
4	Lastmanagement durch Optimierung	14
5	Demonstrator	19
6	Wettervorhersage	23
7	Weitere Optimierungsmaßnahmen.....	28
8	Schlussfolgerungen, Ausblick, Empfehlungen.....	29
9	Kontaktdaten.....	31

2 Einleitung

Biomasse-Nahwärmenetze sind in Österreich weit verbreitete Wärmeversorgungssysteme im ländlichen Bereich und stellen einen wichtigen Beitrag zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung dar. Viele dieser Wärmenetze weisen ein stark dynamisches Lastverhalten auf, etwa starke Lastwechsel, die zu komplexem Betrieb und schwer optimierbaren Systemen führen.

Ein Ansatz, um diesen Herausforderungen zu begegnen, ist Demand Side Management (DSM): Damit sind Maßnahmen gemeint, bei denen die Wärmeleistung direkt beim Endkunden beeinflusst wird. Im Projekt DataDrivenLM wurde ein solches DSM-Verfahren für Nahwärmenetze entwickelt und anhand eines repräsentativen österreichischen Nahwärmenetzes demonstriert. DataDrivenLM verfolgte das Ziel, einen innovativen regelungstechnischen Optimierungsansatz für Fernwärmenetze mit Lastmanagement und prädiktiver Regelung zu entwickeln der ohne Installation zusätzlicher thermischer Speicher, flexible und komplexe Lastvorgaben realisiert. Diese optimierte Regelung soll auf standortspezifischen Wetterprognosedaten und zudem auf historischen und aktuellen Betriebsdaten der realen Anlagen basieren.

Zu diesem Zweck wurden folgende technisch-wissenschaftlichen Ziele definiert:

- Charakterisierung des Betriebsverhalten ausgewählter Fernwärmenetze, basierend auf der strukturierten Analyse einer großen Menge an Betriebsdaten
- Entwicklung von adaptiven Modellen zur Lastvorhersage auf Ebene von Einzelabnehmer mit
 - datengetriebenen, automatisierbaren Identifizierungsverfahren basierend auf
 - standortspezifischen Wettervorhersagen und historischen Betriebsdaten
- Formulierung eines modellprädiktiven Lastmanagements durch numerische Optimierung das auf Netzebene flexible Lastvorgaben erlaubt und die individuellen Anforderungen auf Kundenebene berücksichtigt
- Hard- und Software-Infrastrukturaufbau zur Umsetzung eines multidimensionalen Datenaustausches aller beteiligter Akteure mit Bereitstellung aufbereiteter und kundenindividueller Betriebsempfehlungen im Sinne des „Software-as-a-Service“ Ansatzes
- Demonstration des DataDrivenLM Konzeptes im realen Betrieb eines repräsentativen österreichischen Biomasse-Nahwärmenetzes
- Definition und Identifikation weitere Optimierungspotentiale die indirekte durch DSM-Maßnahmen in der zentralen Wärmebereitstellung adressiert werden (Kesselbetriebsregelung, Pufferspeichermanagement, etc.)

Die Einreichung des Projekts erfolgte in der 5. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms im Themenfeld 2: Energiesysteme und Netze TF2/2.1 Energienetze. Die angestrebten Projektziele erforderten Arbeiten mit grundlagenorientiertem Forschungscharakter weshalb DataDrivenLM als industrielles Forschungsprojekt eingestuft wurde. Eine Herausforderung des vorliegenden Projektes bestand in der Zusammenführung von Know-how aus den Bereichen Meteorologie, Regelungs- und Steuerungstechnik, Datenaufzeichnung und -analyse und Energie- und Prozesstechnik die sich in der Zusammenstellung des Konsortiums mit beteiligten Partnern aus Wissenschaft und Industrie widerspiegelt, vgl. Abbildung 1.



Abbildung 1: Übersicht der am Projekt beteiligten Partner

Der vorliegende Endbericht fasst die wesentlichen Ergebnisse der dreijährigen Projektlaufzeit zusammen und strukturiert die Inhalte thematisch in sechs Abschnitte. Die Abschnitte 3 und 4 beschreiben die entwickelte Methodik zur Modellierung und Optimierung als Kern der DSM-Algorithmen. Abschnitt 5 gibt einen Überblick der Demonstration in einem realen Nahwärmenetz. Abschnitt 6 behandelt Lösungsansätze für die Wettervorhersage. Abschnitt 7 beinhaltet Projektergebnissen zu weiteren Optimierungsmaßnahmen und Abschnitt 8 fasst die Kernaussagen zusammen und gibt Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten zum Thema.

3 Modellierung und Systemidentifikation

Das regelungstechnische Konzept in DataDrivenLM realisiert eine koordinierte Beeinflussung der Lastabnahme an den Wärmeübergabestationen auf Kundenseite um die summierte Lastkurve von mehreren Kunden gezielt zu beeinflussen. Der dazu entwickelte, modellprädiktive Ansatz besteht im Kern aus einer Modellbeschreibung zur Vorhersage der zukünftigen Lastkurven der einzelnen Wärmeabnehmer. Für eine Skalierung der Methodik besteht die Anforderung einer automatisierbaren Modellgenerierung je Fernwärmekunde aus den historischen Betriebsdaten, weshalb eine einheitliche Modellstruktur für alle Kunden gefordert ist. Für die Wahl der Modellstruktur wurde daher zwischen einem möglichst einfachen (und damit universell anwendbaren) Konzept und der erreichbaren Vorhersagequalität abgewogen. Zudem sind für die Modelldefinition die Verfügbarkeit und Qualität (insbesondere die zeitliche Abtastrate) der vorhandenen Datenpunkte aus den historischen Aufzeichnungen, den Live-Daten und der zur Verfügung stehenden Vorhersage der Randbedingungen als Wetterdaten zu berücksichtigen. Hierbei sei angemerkt, dass eine Datenaufzeichnung der Raumtemperatur nur bei wenigen Kunden der Projektpartner realisiert wurde und für die Modellierung daher nicht vorausgesetzt werden kann. Letztendlich muss auch der für die Lastbeeinflussung konkrete technische Eingriff in das Betriebsverhalten als Modelleingang zur Verfügung stehen, d.h. die Modellstruktur muss in der Lage sein, sowohl den unbeeinflussten Betrieb, als auch die Auswirkungen einer aktiven Lastbeeinflussung in ausreichender Qualität wiederzugeben. Unter Berücksichtigung dieser zum Teil gegenläufigen Anforderungen wurde für DataDrivenLM ein Modellierungskonzept entwickelt, dass für einen repräsentativen Fernwärmekunden der am Projekt beteiligten Partner die Strukturvorgaben erfüllt und für einen Testbetrieb ausreichende Vorhersagequalität bereitstellen kann.

Eine Analyse der historischen Betriebsdaten mehrere ausgewählter Testkunden zeigte, dass das zeitlichen Lastprofil im Wesentlichen von zwei Einflussgrößen abhängig ist.

- 1) Den **spezifischen Parametern und Einstellungen der Kunden am Heizungsregler**, insbesondere von den definierten Zeiten für Normalbetrieb und Absenkbetrieb sowie der Steigung der Heizkurve zur Vorgabe der Vorlauftemperatur auf Basis der Außentemperatur und
- 2) der gemessenen **sekundären Vorlauftemperatur** am Kundenstandort. Die bei den Testkunden implementierte außentemperaturgeführte Vorlauftemperaturregelung über eine Heizkurve entspricht bereits einem einfachen statischen Modell zur Beschreibung der Transmissionswärmeverluste des Gebäudes und stellt den Zusammenhang zwischen Gebäudelast und Außentemperatur her.

Für die modellbasierende Regelung wurde daher ein zweistufige Systemidentifikationsverfahren entwickelt. In einem ersten Schritt werden die kundenspezifischen Parameter am Heizungsreglung automatisiert aus den historischen Betriebsdaten identifiziert und daraus der statische Zusammenhang zwischen standortspezifischer Außentemperatur te_{amb} und sekundärer (Soll-)Vorlauftemperatur te_{sup} modelliert. Im zweiten Schritt wird ebenfalls aus historischen Daten und automatisiert der Zusammenhang zwischen der sekundären Vorlauftemperatur und der thermischen Leistung tp_{heat} zur Gebäudebeheizung abgebildet. Für die zweite Modellstufe wurde eine statische, als auch eine dynamische Modellbeschreibung definiert. Abbildung 2 zeigt das zweistufige Modellierungskonzept mit Ein- und Ausgangsgrößen als Blockschaltbild sowie reale Messdaten einer repräsentativen Kundenanlage. Die beiden Teilmodelle werden als "Heat curve model" zur Beschreibung der vom Kunden definierten Heizkurve und als "Heat load model" zur Bestimmung der Heizleistung aus der Vorlauftemperatur bezeichnet. Das Heizkurvenmodell benötigt neben der Außentemperatur den Wochentag und die Uhrzeit als weitere Eingänge da die Betriebszeiten für Normalbetrieb und Nachtabsenkung kundenspezifisch als Zeitplan in den Gebäuderegeln hinterlegt sind.

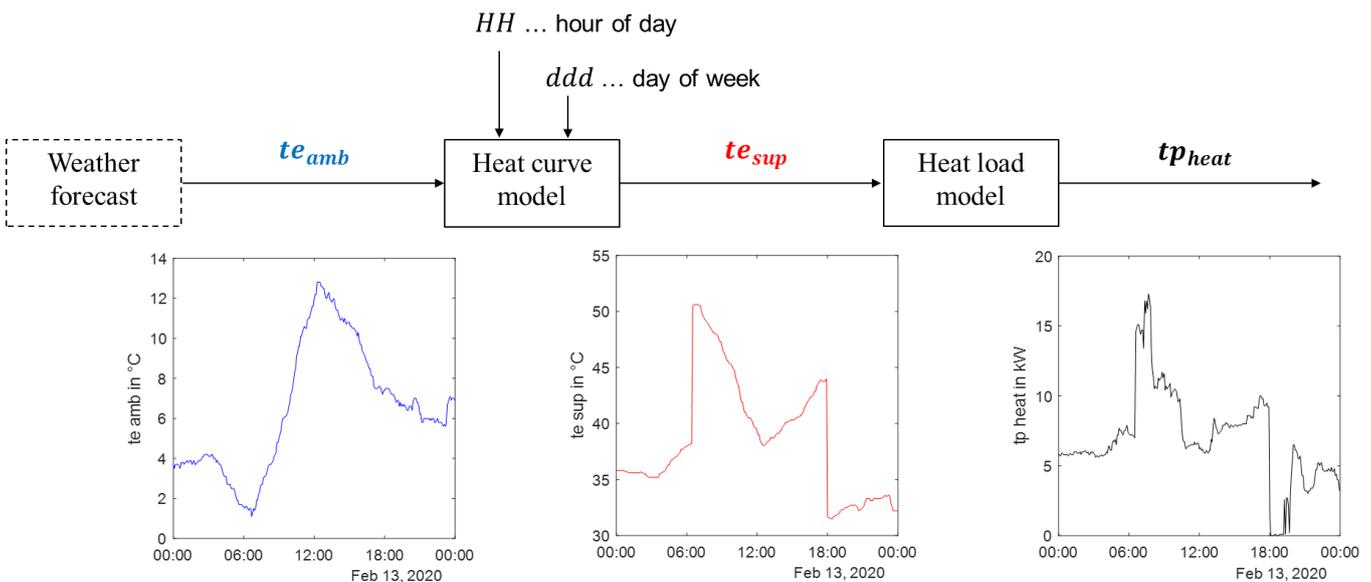


Abbildung 2: Schematische Darstellung des zweistufigen Modells

Die in DataDrivenLM gewählte Modellierung zielt daher auf die Abbildung des aufgrund der Transmissionswärmeverluste ursächlich bestehenden Zusammenhangs zwischen der Außentemperatur und der

Heizlast. Die Berechnung erfolgt jedoch indirekt über die Vorlauftemperatur um die kundenspezifischen Einstellungen, insbesondere das durch die Zeitpläne definierte Umschalten zwischen Normalbetrieb und Nachtabsenkung, in der Modellierung zu berücksichtigen.

Die Parameteridentifizierung erfolgte mit den vorhandenen historischen Messdaten, die direkt an den von den Projektpartnern betriebenen Fernwärmeübergabestationen der Kunden gemessen und zentral aufgezeichnet werden. Zu Beginn durchlaufen die Daten ein Preprocessing, um statistische Ausreißer und fehlerhafte Werte aus der Parameteridentifikation auszuschließen. Zusätzlich wird über das ebenfalls aufgezeichnete Pumpensignal der Leistungsanteil für die Gebäude-beheizung isoliert.

Die **erste Modellstufe** identifiziert die kundenspezifischen Parameter der Heizkurve. Zur Bestimmung dieser Parameter wird die Korrelation zwischen der am Kundengebäude gemessenen Außentemperatur te_{amb} und der durch den Heizungsregler vorgegebene (Soll-)Vorlauftemperatur te_{sup} betrachtet. Abbildung 3 zeigt die Beziehung dieser beiden Temperaturwerte, die als Trainingsdaten in dieser Modellstufe verwendet werden. In dem linken Diagramm ist die Gesamtheit aller Datenpunkte für einen Identifikationsvorgang dargestellt, bevor diese das Preprocessing durchlaufen. Nach Ausschluss der nicht-validen Daten können die verbleibenden separaten Datenwolken eindeutig den Betriebsart Normalbetrieb in Blau und Nachtabsenkung in Rot zugeordnet werden. Die in langen Zeitreihen vorliegenden Daten werden durch einen für die konkrete Anwendung in DataDrivenLM parametrisierten Clustering-Algorithmus voneinander getrennt und der jeweiligen Betriebsart zugeordnet. Über lineare Kurvenregression werden die Steigungen und die Offsets beider Cluster identifiziert und die Parameter der Heizkurve für jede Betriebsart definiert.

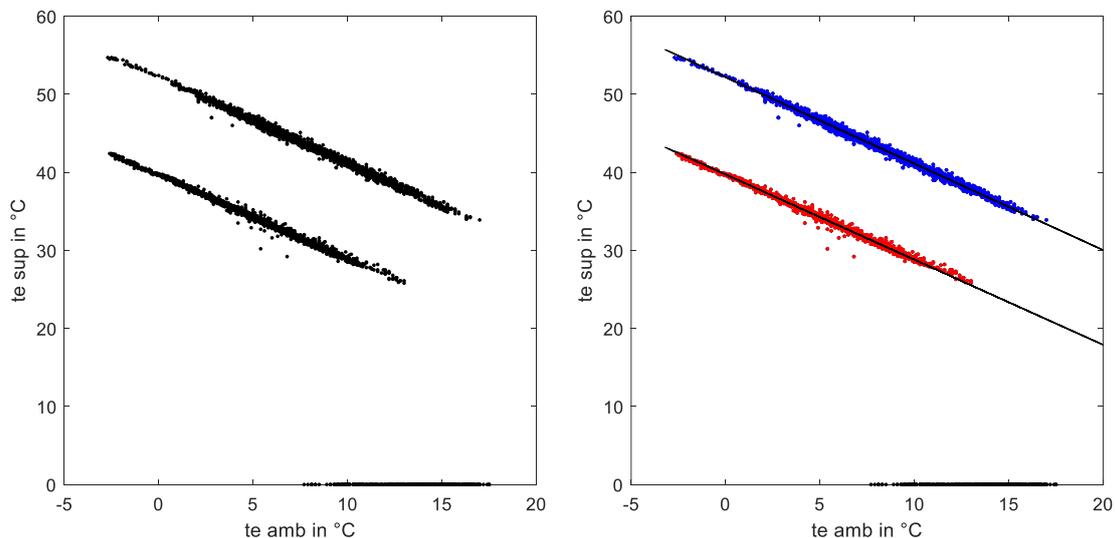


Abbildung 3: Resultierende Datenwolken für die Parameteridentifikation in der ersten Modellstufe vor dem Pre-Processing (links) und nach Clusterbildung mit linearer Regression (rechts)

Das Schaltprofil für die Betriebsarten kann von den Kunden für jeden Wochentag individuell eingestellt werden. Daher wird mit den vorliegenden Daten aus der Clusterbildung die Identifikation der Schaltzeiten in einer 15-Minuten-Auflösung für jeden Wochentag separat durchgeführt. Abbildung 4 visualisiert das

identifizierte Schaltprofil für einen repräsentativen Fernwärmekunden – die Zeiten im Absenkbetrieb werden in dieser Grafik rot und die Zeiten im Normalbetrieb blau dargestellt.

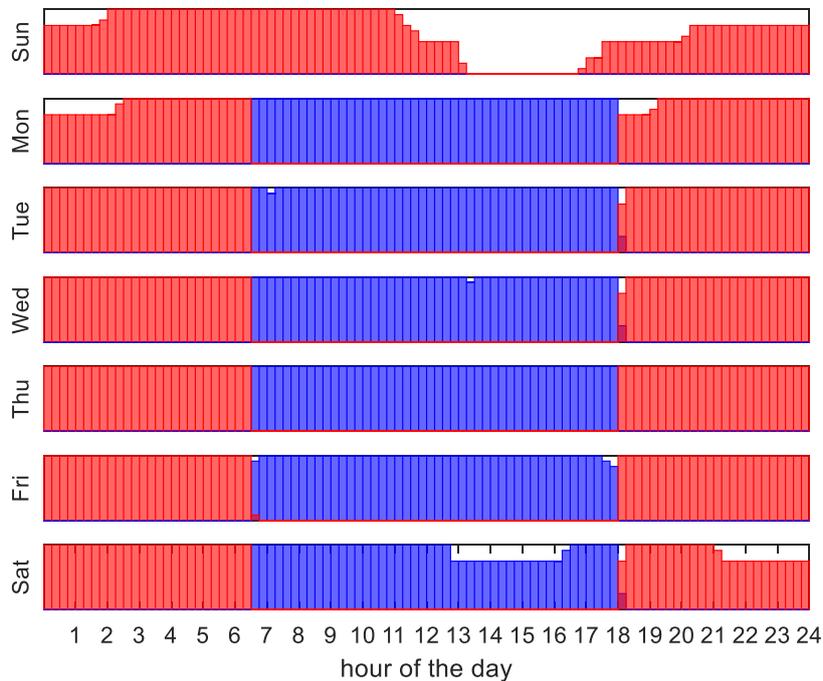


Abbildung 4: Identifiziertes Schaltprofil eines repräsentativen Kunden (Dienstleistungsbetrieb)

Ein weiterer Parameter, welcher aus den historischen Messdaten identifiziert wurde, ist die Heizgrenztemperatur, definiert als die maximale Außentemperatur, bei der ein Gebäude beheizt werden muss. Bei Überschreitung dieser im Heizungsregler definierten Außentemperatur (die Grenzwerte unterscheiden sich für den Normalbetrieb und die Nachtabsenkung) wird der Wärmebezug vom Fernwärmenetz vollständig eingestellt. Um dieses Ein- und Ausschaltverhalten der Kundenheizungen nachzustellen, welches überwiegend in den Übergangszeiten auftritt, wurden die Grenzwerte abgeschätzt und ebenfalls als Parameter in der ersten Modellstufe implementiert.

Die entwickelte Parameteridentifizierung für die erste Modellstufe "Heat curve model" schätzt somit aus den zeitlichen Verläufen der Außen- und Vorlauftemperatur automatisiert die Parameter der Heizkurve inklusive Heizgrenztemperatur und Offset der Nachtabsenkung sowie einen Betriebsplan zur Nachtabsenkung je Uhrzeit und Wochentag ab. Diese Parameter sind im Grunde kundenspezifische Einstellwerte am Heizungsregler und können bei einer entsprechenden Datenverbindung auch direkt von den Heizungsreglern in Echtzeit übermittelt werden, was im Rahmen des Projektes zugunsten einer größtmöglichen Automatisierung des Prozesses nicht vorausgesetzt wurde. Die Validierung aller im Projekt untersuchten Kunden zeigte durchgehend eine sehr gute Übereinstimmung mit den realen Einstellwerten vor Ort. Bei Vorliegen von qualitativ hochwertigen Datensätzen ist in vielen Fällen ein Aufzeichnungszeitraum von ca. einem Monat (d.h. vier verfügbare Tage je Wochentag für die Betriebsplanidentifizierung) ausreichend um alle Parameter des Modells vollständig abzubilden. Dies ermöglicht in der finalen Anwendung eine kontinuierliche Rekalibrierung der Parameter mit den jeweils aktuellsten historischen Daten um Änderungen der Einstellungen an den Heizungsreglern im Sinne eines selbstlernenden Ansatzes zeitnah in die Gesamt-Optimierung einfließen zu lassen.

In der **zweite Modellstufe** "Heat load model" wird die Korrelation zwischen der Vorlauftemperatur te_sup und der thermischen Heizleistung tp_heat modelliert. Abbildung 5 zeigt dazu die statische Korrelation der beiden Variablen bei der für viele untersuchte Kunden eine lineare Abhängigkeit feststellbar ist. Das statische Lastmodell wird daher in erster Linie aus einer linearen Regression nach Aufbereitung der Messdaten durch ein Preprocessing (blaue Datenpunkte) gewonnen, vgl. rechtes Diagramm in Abbildung 5.

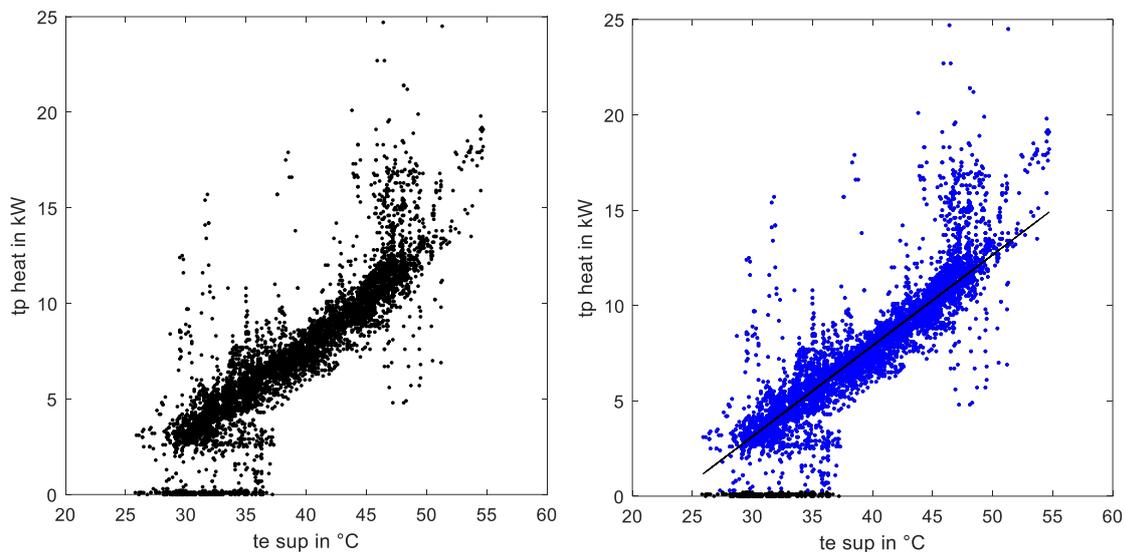


Abbildung 5: Resultierende Datenwolken für die Parameteridentifikation in der zweiten Modellstufe vor dem Pre-Processing (links) und mit linearer Regression der aufbereiteten Daten (rechts)

Bei genauer Betrachtung des Lastgangs in Abbildung 2 ist insbesondere um 18:00 Uhr, nach dem Start der Nachtabsenkung eine Reduktion der Heizleistung bis zur zeitweisen Abschaltung erkennbar. Am Morgen nach 06:00 Uhr, bei Beendigung der Nachtabsenkung, ist aliquote ein Überschwingen der Heizleistung über dem statischen Niveau erkennbar. Die Leistungsdifferenz zum jeweiligen statischen Niveau kann als Beitrag zum Wiederaufheizen des Gebäudes am Morgen, bzw. als Abkühlvorgang am Abend interpretiert werden und spricht für eine **Erweiterung des statischen Modells um einen dynamischen Anteil** der die thermische Trägheit des Gebäudes abbildet. Das statische Modell wurde daher in eine Übertragungsfunktion erster Ordnung mit einer Null- und einer Polstelle überführt (eine Zähler- und eine Nenner-Zeitkonstante) bei Beibehaltung der Parameter des statischen Modells (Verstärkung und Offset). Die Parameter dieses dynamischen Modells werden ebenso durch ein Regressionsverfahren automatisiert aus den historischen Messdaten identifiziert und für jede Übergabestation individuell festgelegt. Die bei allen untersuchten Kunden vorhandene Nachtabsenkung sorgt bei den Daten des Modelleingangs (Vorlauftemperatur) für eine hohe Dynamik und damit für eine gute Systemanregung, da bei den Datensätzen zumindest einmal pro Tag eine sprunghafte Erhöhung bzw. Absenkung der Eingangsgröße vorliegt. Bei Vorhandensein eines qualitativ hochwertigen Datensatz können die Parameter des dynamischen Modells für viele Kunden bereits mit einem Zeithorizont von einer Woche robust identifiziert werden.

Der Unterschied zwischen den beiden Modellansätzen in der zweiten Modellstufe wird in Abbildung 6 verdeutlicht und mit den tatsächlichen Messwerten der Heizleistung („measured“) verglichen. Anhand der Messreihe lässt sich das dynamische Umschaltverhalten zwischen den Betriebsarten erkennen. Während

durch das statische Modell („steady state“) das kurzfristige Überschwingen bzw. die Reduktion der Leistung nicht nachbilden kann, wird dieses Verhalten durch den dynamischen Ansatz („dynamic“) angedeutet.

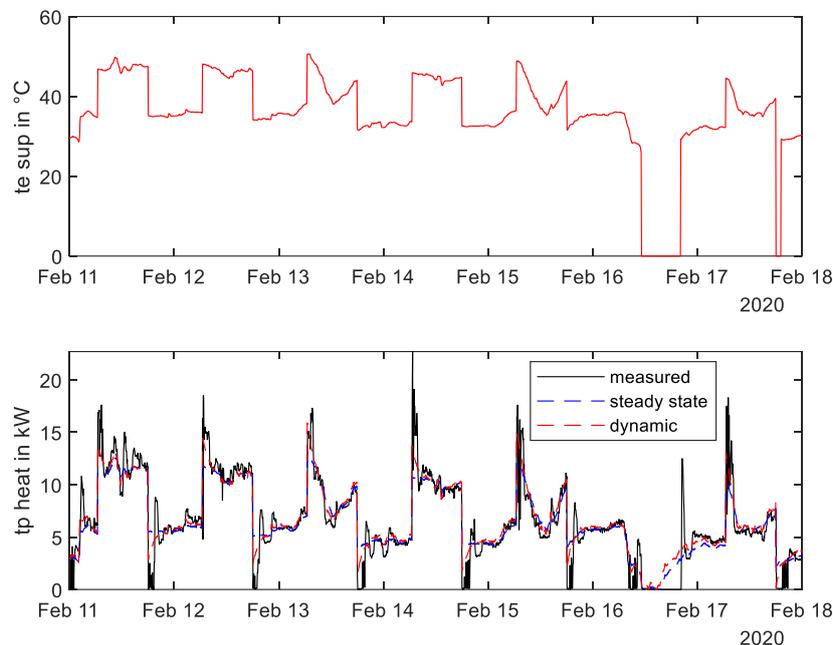


Abbildung 6: Verlauf der Vorlauftemperatur (oben) mit der Gegenüberstellung des statischen und dynamischen Modellansatzes (unten) - ohne Berücksichtigung der Abschaltung bei Überschreiten der Heizgrenztemperatur

In der praktischen Umsetzung zeigen sich bei der Erweiterung des statischen Leistungsmodells um einen dynamischen Anteil mehrere Herausforderungen. (I) Zur Parameteridentifizierung dynamischer Modelle werden im Allgemeinen durchgehende Datensätze ohne Aufzeichnungslücken benötigt. Trotz guter Datentlage sind Aufzeichnungslücken nie gänzlich ausgeschlossen weshalb bei Identifizierung von dynamischen Modellen noch mehr Augenmerk auf die Datenaufbereitung und -vorbeurteilung gelegt werden muss. (II) Die von den Projektpartnern verwendeten Fernwärmeregler verfügen zum Teil über die Möglichkeit die bei der Warmwasserbereitung nicht verwendete Leistungsreserve zur Nominalleistung der Übergabestation für die Gebäudebeheizung zu verwenden. Da die Restleistung für die Gebäudebeheizung in diesen Fällen nicht separat aufgezeichnet wird entstehen bei den in Frage kommenden Kunden täglich wiederkehrende Aufzeichnungslücken. Diese Datenpunkte können bei der statischen Modellierung im Zuge eines Preprocessing verworfen werden, für die dynamische Modellierung sind die Datensätze aufgrund der Lücken jedoch nicht brauchbar. Die dynamische Modellierung kann daher nur für Kunden mit einer Umschaltung Heizung ODER Warmwasserbereitung oder bei ausschließlichem Heizbetrieb durchgeführt werden. (III) Der Zeitstempel der zur Verfügung gestellten Daten unterliegt zudem einer Unsicherheit in der Größenordnung der Aufzeichnungsrate von 5 min da die Datenspeicherung in Form einer Ringabfrage im Kommunikationsbus des gesamten Fernwärmenetzes erfolgt. Die Zeitstempelzuordnung erfolgt einheitlich nach Sammlung aller Datenpunkte. Darüber hinaus entspricht die aufgezeichnete Leistung der Momentanleistung zum Abfragezeitpunkt und unterliegt keiner zeitlichen Mittelung. Kurzfristige, hohe Änderungsraten der Heizleistung, die in den dynamischen Modellen abgebildet werden sollen, sind daher nur bedingt in den Daten repräsentiert.

Bei der finalen Umsetzung im Testbetrieb mit realen Kunden wurde aufgrund der angeführten Limitierungen der Parameteridentifizierung und den meist nur geringen Unterschieden zwischen statischem und dynamischem Modell auf die dynamische Erweiterung verzichtet und die rein statische Definition des Lastmodells verwendet. Das im Projekt entwickelte Lastmanagement optimiert zudem die kumulierte Lastkurve von mehreren Abnehmern, sodass die aufsummierte Heizlast einer statistischen Mittelung unterliegt. Der Modellansatz sieht auch keine lokale Zuordnung der Verbraucher innerhalb des Fernwärmenetzes vor, daher sind die Effekte des Verteilnetzes nicht mitberücksichtigt. Aus Betreibersicht sind sehr kurzfristige Lastspitzen einzelner Abnehmer ohnehin meist nicht von Interesse, da diese bereits von der thermischen Trägheit des Netzes geglättet werden.

Die in DataDrivenLM entwickelte Modellstruktur zur Beschreibung der Lastgänge einzelner Fernwärmeverbraucher wurde spezifisch an die im Projekt vorgefundenen Randbedingungen und Anforderungen angepasst. Ungeachtet dessen erfüllt die Struktur auch allgemeingültige Ansprüche für eine repräsentative, österreichische Fernwärmanlage in der die Standard-Übergabestationen mit integrierten außentemperaturgeführten Heizkreisreglern ausgestattet sind. Für die Übertragung des Konzeptes auf weitere Anlagen sei im Folgenden auf für die praktische Anwendung relevante Aspekte als auch auf weitere Limitierung des Lastmodells hingewiesen. Ein repräsentativer lokaler Heizkreisregler verfügt im Allgemeinen über die Möglichkeit die Außentemperatur sowohl direkt als auch als gleitender Mittelwert zu interpretieren. Ein möglicher Einfluss durch die zeitliche Mittelung auf das Lastverhalten muss dann auch in den Lastmodellen berücksichtigt werden. In der vorliegenden Umsetzung wurde die in allen relevanten Reglern nicht veränderte Werkseinstellung mit viertelstündiger Mittelung zur Bestimmung der Vorlauftemperatur aus der Heizkurve aufgrund der geringen Mittelungszeit im Vergleich zur Aufzeichnungsrate vernachlässigt. Die Heizgrenztemperatur wird in den im Projekt verbauten Reglern standardmäßig als Tagesmittelwert interpretiert, was sowohl bei der Identifizierung als auch bei der Modellierung berücksichtigt werden musste.

Die in den Heizkreisen umgesetzte außentemperaturgeführte Vorgabe der Vorlauftemperatur führt zu einer direkten Abhängigkeit der Wärmelast des Gebäudes von der lokal gemessenen Außentemperatur. Die im Abschnitt 6 diskutierten Messfehler der Außentempersensoren, durch z.B. Strahlungseinflüsse, haben daher ebenfalls einen Einfluss auf das Lastverhalten des Gebäudes. Um diese Effekte in der Leistungsvorhersage zu berücksichtigen muss die Vorhersage der Außentemperatur, als Eingangsgröße des Lastmodells, die Messfehler und Abweichungen zur real vorherrschenden Außentemperatur abbilden. Bei der im Projekt untersuchten Demonstrationsanlage sind erhebliche Abweichungen zwischen den Außentemperaturmesswerten der Einzelabnehmer sowie offensichtliche Messfehler festgestellt worden. Vom Projektpartner Blue Sky Sky Wetteranalysen wurde daher für jeden Wärmeabnehmer aus den historischen Daten ein individuelles MOS (Model Output Statistics) Temperaturmodell entwickelt. Dabei werden die Vorhersagen aus überregionalen Wettermodellen mit den historischen Messdaten an den jeweiligen Standorten adaptiert und angepasst. Ziel der Methode ist damit nicht die Vorhersage der realen Außentemperatur, sondern vielmehr die Nachbildung der gemessenen Temperatur eines spezifischen Sensors mit Berücksichtigung aller Messfehler. Die Modelle werden für den Testbetrieb mit Echtzeitmesswerten abgeglichen, daraus viermal täglich eine Vorhersage mit den aktuellsten Daten berechnet und den Projektteilnehmern via FTP Server als Eingang in die Optimierungsrechnung zur Verfügung gestellt. Details zur Wettervorhersage können dem nachfolgenden Abschnitt 6 entnommen werden.

Die Struktur des in DataDrivenLM entwickelten Lastmodells modelliert die Leistungsaufnahme eines definierten Heizkreises auf der Sekundärseite der Übergabestation. Sind mehrere Heizkreise, mit unterschiedlichen Heizkurven und Betriebsplänen (Normalbetrieb/Nachtabenkung), aktiv und erfolgt die Messung der thermischen Leistung aufsummiert über alle Heizkreise an der zentralen Übergabestation kann nur die erste Modellstufe der Modellidentifizierung umgesetzt werden. Aufgrund der unbekanntenen Zuordnung der Teilleistungen der einzelnen Heizkreise kann die zweite Modellstufe in der beschriebenen Variante als Single-Input-Single-Output (SISO) Modellierung nicht umgesetzt werden. Bei mehreren Heizkreisen sind daher separate Leistungsmessungen je Heizkreis und eine Aufsummierung der berechneten Teilleistungen je Kunde vorausgesetzt. Alternativ kann die zweite Modellstufe von einem SISO auf einen Multi-Input-Single-Output (MISO) Modellierungsansatz erweitert werden. Für den finalen Testbetrieb wurden daher ausschließlich Kunden mit einem aktiven Heizkreis herangezogen. Abschließend sei angemerkt, dass die in DataDrivenLM konzipierte Modellierung zur Vorhersage der Wärmeabnahme durch außentemperaturgeführte Heizkreisregelungen entwickelt wurde. Davon abweichende Wärmeabnahme aus dem Verteilernetz, insbesondere Industrieanwendungen die nicht außentemperaturabhängig sind, können nur bedingt und oft nur unzureichend abgebildet werden.

Für das in diesem Abschnitt definierten Kundenprofil berechnet der beschriebene Modellansatz die zukünftige thermische Leistung zur Gebäudebeheizung aus einer kundenspezifischen Vorhersage der Außentemperatur. Neben der Leistungsprädiktion des unbeeinflussten Betriebes, können nach Abbildung 7 durch Anpassung der Außentemperaturvorhersage beliebige alternative Betriebsszenarien berechnet werden. Eine Erhöhung der Außentemperatur führt zu einer Verringerung ("Decrease") der thermischen Leistung, eine Senkung der Außentemperatur verursacht eine Erhöhung ("Increase") der thermischen Leistung. Diese Eigenschaft des Modells, zur Beschreibung der Auswirkungen von temporären Erhöhungen bzw. Senkungen der Außentemperatur, ist die Voraussetzung für die Verwendung des im nachfolgenden Abschnitt beschriebenen datengetriebene Lastmanagements.

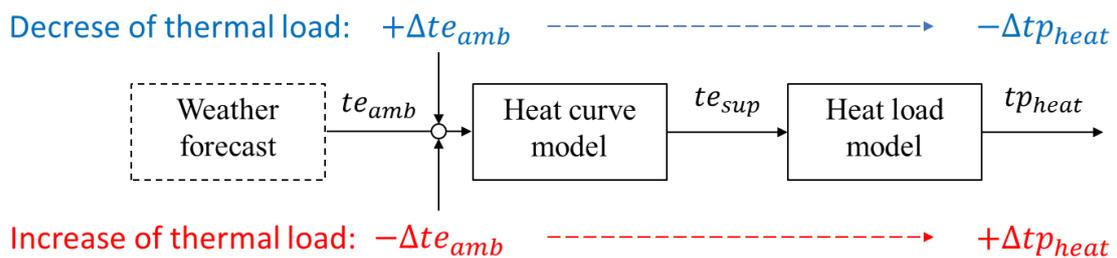


Abbildung 7: Berechnung zukünftiger, alternativer Betriebsszenarien durch Vorgabe von Außentemperatur-Offsets

4 Lastmanagement durch Optimierung

Ziel des in DataDrivenLM entwickelten Lastmanagements ist eine Anpassung der Wärmeabnahme an optimale Betriebsbedingungen für die Bereitstellung und Verteilung der Fernwärmeversorgung unter Berücksichtigung der Nutzeranforderungen. Die Zieldefinition für den Lastverlauf hängt dabei stark von den individuellen Randbedingungen am Standort des Fernwärmenetzes ab. In vielen Fällen ist eine generelle Glättung der Lastkurve gefordert um Lastspitzen zu vermeiden und eine konstante Wärmeanforderungen in der Wärmezentrale sicherzustellen. Der Einsatz von meist teuren und umweltkritischen Spitzenlastkesseln und ineffizienter Teillastbetrieb wird reduziert. Die Spitzenlastvermeidung trägt auch zu einer besseren Ausnutzung von vorhandenen Netzkapazitäten bei, sodass ein kostenintensiver Infrastrukturausbau vermieden wird bzw. mit derselben Infrastruktur mehr Kunden bedient werden können. Alternativ zur Lastglättung kann eine Anpassung der Lastkurve an das thermische Profil einer stromgeführten Kraft-Wärme-Koppelung oder an eine vorhandene Abwärmenutzung gefordert sein. In lastschwachen (Sommer-)Monaten kann auch eine temporäre Spitzenlast im Verteilnetz von Vorteil sein, wie z.B. bei einer koordinierten Speicherbeladung zur Warmwasserversorgung, um die Netzverluste zu reduzieren. Eine fortgeschrittene Lastmanagement-Strategie muss daher sehr flexibel einsetzbar sein und kann sich oftmals nicht isoliert auf einzelne Wärmeabnehmer beziehen, sondern muss vielmehr die Gesamtheit oder zumindest eine relevante Menge der Netzteilnehmer erfassen. Das in DataDrivenLM entwickelte Konzept adressiert sowohl die Flexibilitätsanforderungen in Bezug auf die erzielbaren Lastprofile als auch die globale Auffassung des Optimierungsproblems mit einer zentralen Informations-Schnittstelle.

Die Lastverschiebung soll dabei auf Seite der Wärmeabnehmer durch Ausnutzung der thermischen Speichermassen beheizter Gebäude, ohne Installation zusätzlicher thermischer Speicher, erfolgen. Die am relevanten Wärmenetz beteiligten Kunden werden dazu in zwei Gruppen:

a) **Fixe Kunde mit unflexiblen Lasten**

Kritische Kunden, bei denen aus unterschiedlichen Gründen kein Lastmanagement durchgeführt werden kann. Beispiel: Industrieprozesse, kritische Infrastruktur, Tourismusbetriebe etc.

b) **Flexible Kunden mit flexiblen Lasten**

Unkritische Kunden bei denen die Lastabnahme vornehmlich zur Gebäudebeheizung genutzt wird. Beispiele: Ein- und Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude, öffentliche Gebäude etc.

Der mit dem Lastmanagement zu beeinflussende Lastverlauf bezieht sich das aufsummierte Lastprofile beider Kundengruppen. Wird eine Spitzenlastreduktion des Gesamtlastprofils gefordert, ist die reine Lastglättung der flexiblen Kunden unter Umständen nicht ausreichend. Vielmehr muss die Lastverschiebung bei den flexiblen Kunden ein inverses Lastprofil zu den fixen Kunden erreichen, d.h. auch die fixen Kunden müssen jedenfalls in eine globale Bewertung miteinbezogen werden um das Ziellastprofil der flexiblen Kunden zu definieren.

Die konkrete Beeinflussung der Kunden erfolgt aliquot zur der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Modellierung der Einzelkunden durch Vorgabe einer fiktiven, geänderten Außentemperatur für die Heizkreisregelung. Eine Erhöhung der Außentemperatur führt zu einer Reduktion der thermischen Leistungsabnahme, eine Reduktion der Außentemperatur zu einer erhöhten Leistungsaufnahme. Je nach

thermischer Trägheit der Gebäude beeinflusste eine Leistungsänderung den Nutzungskomfort in Form einer Änderung der Raumtemperaturen. Da für das Lastmanagement in DataDrivenLM die Verfügbarkeit von Temperaturinformationen im Gebäudeinneren ausgeschlossen wurde, bekommt der Berücksichtigung des (unbekannten) thermischen Komforts eine besondere Bedeutung zu. Ein zu aggressives Eingreifen des Lastmanagements, mit für Kunden merkbaren Komforteinbußen, würde jegliche Akzeptanz der Methodik torpedieren und die Anwendung verunmöglichen. Die in DataDrivenLM entwickelte Methodik adressiert die Thematik des thermischen Komforts anhand folgender Annahmen und Strategien:

- 1) Für den unbeeinflussten Betrieb werden optimale Komfortbedingungen angenommen, d.h. die historisch vorhandenen (meist von den Kunden definierten) Einstellungen der Heizungsregelung stellen ausreichenden thermischen Komfort im Gebäudeinneren sicher. Eine Komfortverletzung kann daher nur durch Abweichung vom unbeeinflussten Normalbetrieb verursacht werden, wobei sowohl die Stärke als auch die Dauer der Beeinflussung für die Komfortverletzung maßgeblich sind.
- 2) Zentrales Ziel des Lastmanagements ist folglich die Minimierung der individuell notwendigen Lastbeeinflussungen um das übergeordnete Ziel, eine Beeinflussung der aufsummierten Gesamtlast, zu erreichen. Dadurch werden auch die Komfortverletzungen auf ein Minimum reduziert werden.
- 3) Die lokalen Gegebenheiten auf Gebäude- und teils Zonenebene definieren kundenspezifisch die Sensibilität in Bezug auf Komfortverletzungen bei aktiven Laständerungen. Die Wahrscheinlichkeit von Komfortverletzungen ist bei Gebäuden mit geringen Transmissionswärmeverlusten und hohen inneren Wärmekapazitäten (hoher Dämmstandard und schwere Bauweise) verringert. Die entwickelte Methodik sieht daher einen kundenspezifischen Parameter vor, um den Umfang bzw. Stärke der aktiven Lastbeeinflussung festzulegen.
- 4) Unabhängig von der thermischen Trägheit der einzelnen Abnehmer muss trotz kurzfristig erhöhter oder verringerter Last für alle Kunden eine ausgeglichene Energiebilanz sichergestellt sein. Über längere Betrachtungszeiträume ist der Energiekonsum ident zum unbeeinflussten Betrieb. Unabhängig von der Sicherstellung des thermischen Komforts ist diese Eigenschaft des Lastmanagements auch für die vertragsrechtlichen Rahmenbedingungen von besonderer Relevanz.¹

Das Lastmanagement kann nur effizient durchgeführt werden, wenn die in den Modellen berechnete individuelle Lastbeeinflussung auch in der realen Anlage umgesetzt werden kann. Eine Anpassung der Außentemperatur muss dementsprechend eine Veränderung der Heizleistung hervorrufen. In der beschriebenen Methodik wird in erster Linie die Heizkreisregelung bzw. Vorlauftemperatur für das Wärmeabgabesystem beeinflusst. Eine erhöhte Vorlauftemperatur führt zu einer erhöhten Wärmeübertragung an die Innenräume, sodass je nach thermischer Trägheit des Wärmeabgabesystems und der Räumlichkeiten die Innenraumtemperatur steigt. Bei Vorhandensein von lokalen Raumtemperaturreglern (typischerweise mechanische P-Regler in den Heizkörper-Thermostaten) führt die erhöhte Raumtemperatur zu einer Reduktion der Wärmeabgabe an den jeweiligen Raum (Durchflussreduktion in den Heizkörpern). Vorbehaltlich konstanter Randbedingungen und weiterhin künstlich gesenkter Außentemperatur wird nach Abklingen dieser dynamischen Vorgänge die Leistung an der Übergabestation wieder auf das ursprüngliche Niveau absinken. Bei (ideal funktionierender) aktiver Raumtemperaturregelung hat eine Lastbeeinflussung über

¹ In DataDrivenLM lag der Fokus der Entwicklung auf der Ausreizung des technisch möglichen Potentials zur Umsetzung von Lastmanagement-Strategien in Fernwärmenetzen. Rechtlichen, organisatorischen und kaufmännischen Rahmenbedingungen wurden im Projekt behandelt, bei der Entwicklung der Optimierungsstrategie jedoch nicht berücksichtigt.

künstlich adaptierte Außentemperaturen nur sehr kurzfristig Auswirkungen auf den Lastgang der Übergabestation. Im theoretischen Extremfall bleiben die Speichermassen der Gebäudesubstanz zum großen Teil ungenutzt und es tragen lediglich die zum Teil geringen Kapazitäten des Wärmeabgabesystems zur Lastverschiebung bei. Eine Analyse von historischer Betriebsdaten widerspricht jedoch dieser theoretischen Feststellung bei vielen untersuchten Kundenanlagen. Dazu wird nochmals auf den Lastverlauf des repräsentativen Kunden in Abbildung 6 verwiesen. Ohne Beeinflussung durch ein aktives Lastmanagement wird, ident zur künstlichen Außentemperaturänderung, die Vorlauftemperatur aller untersuchten Heizkreisregelungen auch durch die Nachtabsenkungen wiederkehrend sprungförmig geändert. Während der aktiven Nachtabsenkung ist in Abbildung 6 eine deutlich reduzierte Leistungsaufnahme der Übergabestation festzustellen. Nach den dynamische Aufheiz- bzw. Abkühlvorgängen stellt sich, auch über mehrere Stunden, eine quasistationäre Leistungsaufnahme ein. Eine Raumtemperaturregelung ist daher entweder nicht vorhanden oder wenn vorhanden zumindest nicht in der Lage die Leistungsaufnahme der Übergabestation merklich zu beeinflussen und die Effekte der Nachtabsenkung auszugleichen. Bei der im Projekt untersuchten Kundengruppe zeigt die Nachtabsenkung in den historischen Daten einen eindeutigen Einfluss auf den stationären Leistungsverlauf weshalb für das Lastmanagement eine eventuell vorhandene Raumtemperaturreglung nach den Heizkreisreglern für alle Kunden vernachlässigt wird.

Anhand eines Szenarios mit absoluter Leistungsgrenze in einem Subnetz zur Versorgung einer begrenzten Anzahl an Fernwärmekunde wird nachfolgenden die Vorgehensweise zur Ermittlung der fiktiven Außentemperaturen in Form von Temperatur-Offsets zur realen Außentemperatur erläutert. Im Sinne eines Modell-prädiktiven Ansatzes werden dabei die Temperatur-Offsets kundenspezifisch für einen Prädiktionshorizont von 24h mit einer Auflösung von 15 min durch numerische Optimierung bestimmt. Die entwickelte Methodik der Optimierung berücksichtigt im Kern 1) eine kundenspezifische Limitierung der Leistungsanpassung, 2) eine Berücksichtigung der Anforderungen in Bezug auf die aufsummierte Gesamtleistung in Form von Nebenbedingungen und 3) die Formulierung der Kostenfunktion zur Einhaltung der Energiebilanz je Kunde und Sicherstellung der minimal notwendigen Beeinflussungen:

- 1) Da keine Beurteilung des thermischen Komforts durch Raumtemperaturen vorliegt, kommt einer konservativen Vorgehensweise bei der aktiven Beeinflussung der Kunden eine besondere Bedeutung zu. Die maximale Leistungsreduktion bzw. -erhöhung je Einzelkunde wird daher relativ zur gemittelten Heizleistung der vergangenen Heizperiode bestimmt und als Grenze in der Optimierung berücksichtigt. Im Vergleich zur unbeeinflussten Vorhersage der Kundenleistungen wird die mögliche Beeinflussung auf bspw. +/- 25 % relative Abweichung begrenzt. Je zukünftigen Zeitschritt sind damit die maximalen absoluten Leistungsänderungen je Kunden festgelegt.
- 2) Im vorliegenden Szenario ist das Ziel der numerischen Optimierung die summierte Leistung im Fernwärmenetz von fixen und flexiblen Kunden unter dem festgelegtem Leistungsmaximum zu halten. Die Einhaltung des Leistungsmaximum wird daher als Nebenbedingung definiert. Um alternative Zielvorgaben zu formulieren können weitere Nebenbedingungen, wie z.B. ein Leistungsminimum hinzugefügt werden. Zudem können die Minima und Maxima je Zeitschritt individuell festgelegt werden. Bei der Formulierung dieser Nebenbedingungen muss auf Realisierbarkeit mit den bereits festgelegten Beschränkungen auf Kundenebene in 1) geachtet werden. Ist bspw. die maximal verfügbare Leistungsreduktion aller flexiblen Kunden nicht ausreichend um ein festgelegtes maximales Leistungslimit zu unterschreiten muss dieses temporär angepasst werden.

- 3) Die Kostenfunktion beschreibt die Abweichung vom unbeeinflussten Normalbetrieb in Form einer Energiebilanz über alle teilnehmenden Fernwärmekunden. Im Zuge der numerischen Optimierung wird der Betrag der Kostenfunktion unter Einhalten der zuvor definierten Beschränkungen auf Kundenebene und Nebenbedingungen auf Netzebene minimiert. Eine optimierte Betriebsstrategie, in Form von Außentemperatur-Offsets aller teilnehmenden Kunden für den gesamten Prädiktionshorizont, realisiert damit die vorgegebenen Lastverschiebung bei minimaler Beeinflussung der Einzelkunden. Da die Formulierung der Kostenfunktion nicht direkt über die Energiebilanz, sondern über die sich aufspannende Fläche (Integral der Energiebilanz über Zeit) definiert ist, besteht das Bestreben die Energiebilanz immer auszugleichen, d.h. dem Gebäude im beeinflussten Betrieb die gleiche Energiemenge wie im unbeeinflussten Betrieb zuzuführen.

In dem in Abbildung 8 dargestellten repräsentativen Optimierungsergebnis ist von 04:30 Uhr UTC bis 07:00 Uhr UTC eine Überschreitung des Leistungslimits für den unbeeinflussten Betrieb festzustellen (blaue Fläche). Durch gezielte Beeinflussung der flexiblen Kunden kann der Verlauf der Gesamtleistung im Netz so verändert werden, dass die Überschreitung der Leistungsgrenze vermieden werden kann. Diese Beeinflussung wird realisiert, indem den Kunden ab 03:30 Uhr UTC ein negativer Außentemperatur-Offset gesendet wird, um die thermische Leistungsaufnahme zu erhöhen, wodurch auch die Energiebilanz ansteigt. Während der Zeit, in der im unbeeinflussten Betrieb eine Überschreitung der Leistungsgrenze vorliegt, wird ein negativer Außentemperatur-Offset gesendet, wodurch sich der individuelle Leistungsbezug verringert, die Energiebilanz nimmt ab. Für diese Zeitspanne wurde auch die Leistungsgrenze als Nebenbedingung angepasst, da selbst die maximale Leistungsreduktion aller flexiblen Kunden nicht ausreichen würde um die konstante Leistungsgrenze einzuhalten. Ab 07:00 Uhr UTC sinkt die unbeeinflusste Leistungskurve wieder unter die Leistungsgrenze und ein Eingreifen des Optimierers wäre nicht mehr notwendig, das vorliegende Energiedefizit erfordert jedoch eine Energierückführung an die beeinflussten Abnehmer. Daher wird wiederum ein negativer Offset gesendet, bis sich die Energiebilanz wieder auf Null ausgleicht, d.h. die beeinflussten Kunden gemittelt wieder gleich viel Energie zugeführt wurde wie im unbeeinflussten Betrieb.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

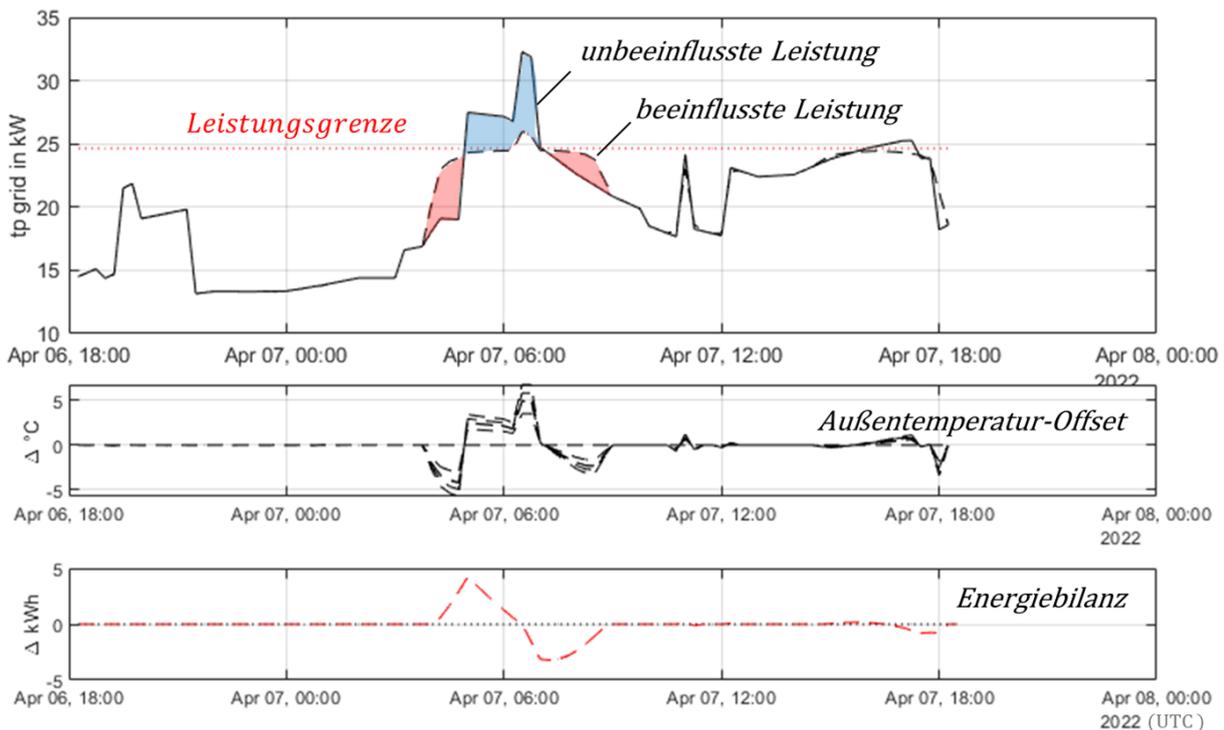


Abbildung 8: Repräsentatives Optimierungsergebnis vom 06.04.2022 18:00 UTC mit 24 h Prognosehorizont – Leistungsgang (oben), errechnete Außentemperatur-Offsets (mittig), resultierende Energiebilanz (unten)

Zur Umsetzung eines kontinuierlichen Betriebes des Lastmanagements wird der beschriebene Optimierungsvorgang im 15 min Intervall wiederholt um jeweils die aktuellste Außentemperatur-Vorhersage je Kunde sowie die aktuellen Leistungsdaten zu berücksichtigen. Das Optimierungsergebnis für die erste Viertelstunde (Außentemperatur-Offsets) wird an die Fernwärmekunden übermittelt, die restlichen zukünftigen Offsets verworfen. Der aktuelle Status der Energiebilanz wird aus den historischen Messdaten und/oder historischen Optimierungsergebnissen abgeschätzt und für den folgenden Optimierungslauf als initialer Wert aufgeprägt.

Der Testbetrieb des Lastmanagement an einer realen Anlage mit einer kleinen Gruppe ausgewählter Kunden zeigte in der Übergangszeit (März/April) die Notwendigkeit einer weiteren Beschränkung für die Optimierung. Nähert sich die prognostizierte Außentemperatur der identifizierten Heizgrenztemperatur, wird sichergestellt, dass es durch den Eingriff des Optimierers und der künstlichen Erhöhung der Außentemperatur zu keinem Zeitpunkt zu einer Überschreitung der Heizgrenztemperatur kommt um eine Totalabschaltung der Übergabestation zu verhindern. Bei Betrieb in der Nähe der Heizgrenztemperatur wird das theoretische Potential der Beeinflussung dadurch stark reduziert. In vielen Anwendungsfällen liegt der Fokus von Lastmanagement-Maßnahmen zu Betriebszeit mit Spitzenlasten, sodass sich die praktischen Auswirkungen der zusätzlichen Einschränkungen in Grenzen halten.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die vorliegende Optimierungsstrategie ausschließlich den Lastanteil für die Gebäudebeheizung berücksichtigt. Der Lastanteile für die Warmwasserbereitung bedarf einer parallelen eigenständigen Lastmanagement-Strategie oder wird aufgrund des geringen Lastanteils vernachlässigt. In vielen Fernwärmeanlage bestehen ohnehin bereits heuristisch abgeleitete, statische Lastmanagementstrategien für den Warmwasseranteil. Im Winterhalbjahr können bspw. Zwangsladungen

der Warmwasserspeicher zu historisch, lastschwachen Zeiten gleichmäßig über die Kunden verteilt werden, im Sommerhalbjahr werden zu definierten Zeiten die Netztemperaturen angehoben und die Zwangsladungen mehrerer Kunden zusammengelegt.

5 Demonstrator

Zur Demonstration der entwickelten Modellierungs- und Optimierungsmethoden wurde ein Pool an potentiell geeigneten Fernwärme-Anlagen der Projektpartner mit unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen, Netz- und Abnehmerstrukturen zusammengestellt und auf deren Eignung als Testanlage analysiert. Die relevanten technischen Anlagendaten waren dabei der Netzplan, das Hydraulikschema, Abnehmerlisten nach Art/Größe/Nennleistung, Erzeugungsdaten (Art, Leistungsgrenzen, Effizienz, Emissionen, Speicher usw.) sowie die vorhandenen historischen Messdaten von möglichst ein bis drei vollständigen Betriebsjahren. Um eine aussagekräftige Datenbasis bereitzustellen müssen Ereignisse wie Zählertauscher oder Zählereichung oder ein erfolgter Netzausbau bzw. Neuanschluss von Endkunden berücksichtigt werden. Auf Grundlage dieser Datenlage, den vorherrschenden Rahmenbedingungen und der weiterführenden Untersuchungen wurde eine Testanlage mit folgenden Eckdaten als Demonstrator ausgewählt:

- MW Kesselanlage mit Wärmerückgewinnung und Rauchgasreinigung (E-Filter)
- 2700 h Volllaststunden bei Einsatz von 31.000 SRM/a Waldhackgut
- 14 km Trassenlänge mit 220 Wärmeabnehmer

In Übereinstimmung mit der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) wurden personenbezogene Daten vor der weiteren Verarbeitung anonymisiert und teilweise aggregiert. Aus diesem Grund werden keinerlei Details veröffentlicht und in weiterer Folge für diesen Bericht die Anlage als Demonstrator bezeichnet.

Die folgenden Abbildung 9 zeigt das Lastverhalten des Wärmenetzes errechnet aus den aufsummierten Leistungsdaten aller Kunden in Blau für die Gebäudebeheizung („heat“) und Orange für die Warmwasserbereitung („dhw“) die eine untergeordnete Rolle spielt. Über den Tagesverlauf sind Schwankungen in der Größenordnung von 100 % feststellbar, was erhebliches Potential für eine Lastverschiebung vermuten lässt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

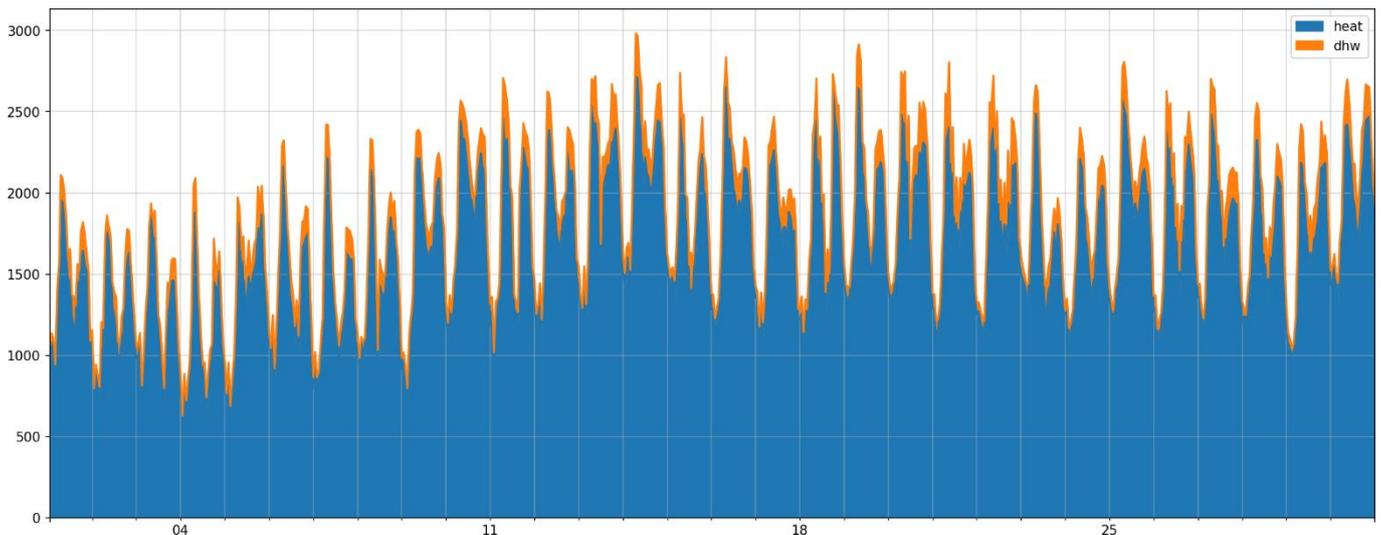


Abbildung 9: Lastverhalten des Wärmenetzes über einen Monat: Wärmenetzleistung in kW über einen Monat. Zu erkennen ist das dynamische Lastverhalten, das innerhalb eines Tages über 100% ausmachen kann.

Nach Auswahl der Demonstrationsanlage wurde die für die Umsetzung des entwickelten Lastmanagements notwendige Infrastruktur aufgebaut und ein regelungstechnisches Funktionsmuster implementiert. Auf Wunsch der Projektpartner wurde als Zielplattform eine PC-Umgebung ausgewählt, auf der das Lastmanagement-System zentral betrieben und überwacht werden kann. Die Software-Lösung richtet sich somit an Regeltechnik-Anbieter für Fernwärmesysteme. Von einem lokalen Betrieb der Optimierungsrechnung direkt am Standort des Nahwärmenetzes ("Heizwerksrechner") wurde im Konsortium aufgrund technischer Limitierungen (Rechenkapazität, Softwarekompatibilität, IT-Sicherheit) Abstand genommen. Zielplattform der entwickelten Software-Lösung ist daher die zentrale Leittechnik eines Fernwärmenetzes. Aus Sicherheitsgründen ist es für Externe (wie etwa Projektpartner) nicht gestattet, direkt mit der internen Leittechnik-Software zu interagieren. Daher wurde im Projekt DataDrivenLM ein Software-as-a-Service Ansatz gewählt (siehe Abbildung 10): Dies ermöglicht die Kommunikation zwischen der Leittechnik-Software und einem externen Optimierungs-Server über eine Restful API, eine webbasierte Schnittstelle (Web API in der Abbildung).

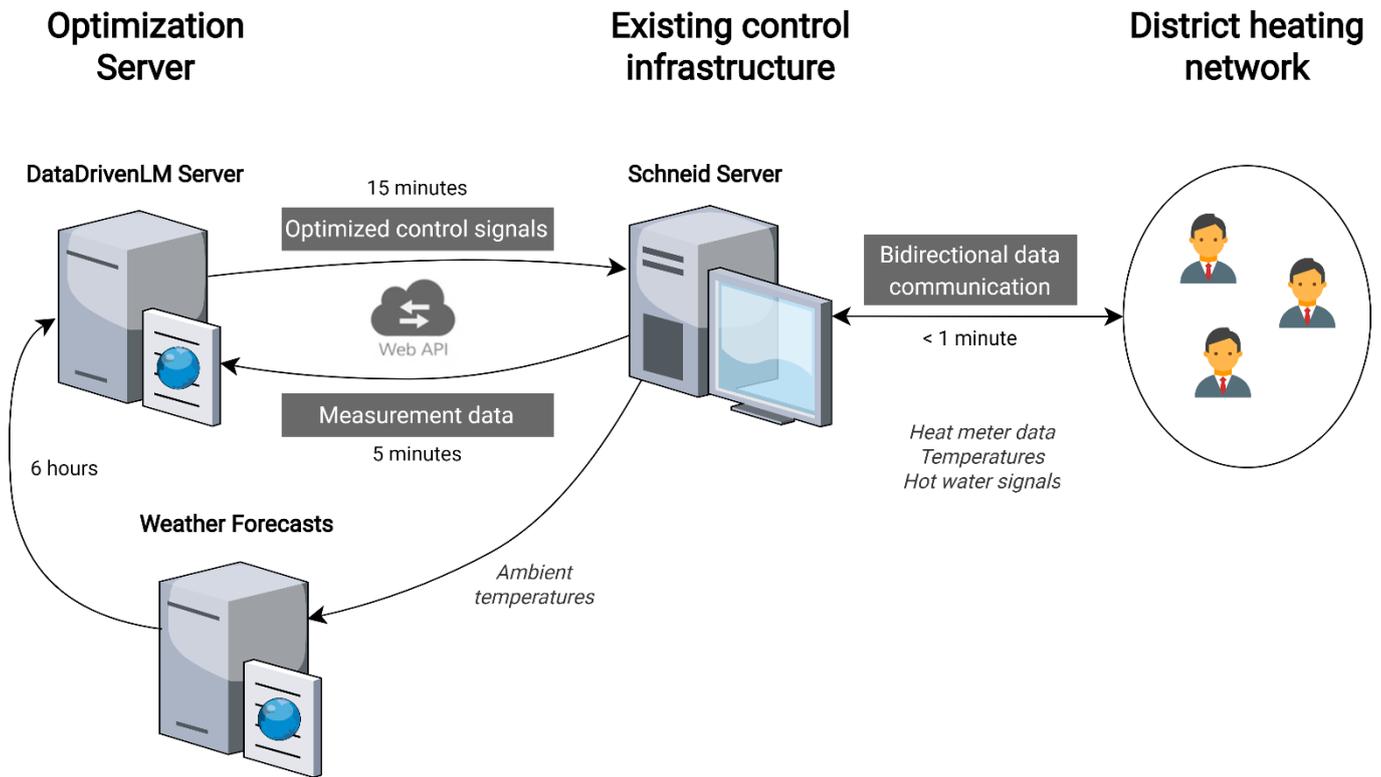


Abbildung 10: Implementierungsschema des entwickelten Lastmanagements in einer Software-as-a-Service (SaaS) Architektur. Quelle: AEE INTEC

Der in Abbildung 10 dargestellte bidirektionale Datenaustausch zwischen "Schneid Server" (Existing control infrastructure) und den Wärmenetzkunden (District heating network) war bereits vor Projektbeginn Bestand und stellt eine typische Konfiguration in vielen österreichischen Wärmenetzen dar. Hier ist sowohl Hardware (Leitungen, Regler) als auch Software für bidirektionalen Datenaustausch gegeben, sodass Daten zwischen der zentralen Leittechnik und den einzelnen Wärmenetzkunden bidirektional ausgetauscht werden können.

Für die im gegenständlichen Projekt entwickelte Lastmanagement-Lösung sind nur wenige Informationen der Wärmenetzkunden notwendig, wie Leistung am Wärmemengenzähler, Temperaturwerte und Warmwassersignale. Der Datenaustausch ist bidirektional, sodass auch Daten von der Leittechnik an Wärmenetzkunden geschickt werden können, etwa regeltechnische Vorgaben wie Stellgrößen und die berechneten Außentemperatur-Offsets.

Seitens Regeltechnik-Partner Fa. Schneid wurde auf der zentralen Leittechnik eine Abfragemöglichkeit für einzelne Wärmekunden eingerichtet, sodass in einer für Wärmenetze relativ hohen Samplingrate (max. 5 Minuten) die oben beschriebenen Daten an den Optimierungs-Server (DataDrivenLM Server in Abbildung 10) gesendet werden können. Ebenso stehen kundenspezifische Wettervorhersagen (siehe nachfolgenden Abschnitt 6) zur Verfügung, die vom Optimierungs-Server über einen FTP-Server abgegriffen werden und in die Optimierung einfließen; hier werden die Daten alle 6 Stunden, wenn ein neuer Output zur Verfügung steht, aktualisiert. Auf dem Optimierungs-Server läuft permanent eine Software, die die beschriebenen Daten in Empfang nimmt, aus ihnen datenbasiert die kundenseitige Heizkurve und weiteren Parameter lernt und an die Optimierungs-Routine übergibt, die in Abschnitt 4 detailliert beschrieben ist. Alle 15 Minuten wird so ein neues Optimierungs-Ergebnis generiert, welches über die Web-API an den

Leittechnik-Server (“Schneid Server”) geschickt wird. Das Optimierungs-Ergebnis ist als Betriebsempfehlung zu sehen, das vom Leittechnik-Server über den bereits beschriebenen bidirektionalen Datenaustausch an die einzelnen Wärmenetzkunden als Stellgrößen-Vorgabe geschickt wird, wodurch das Lastmanagement-System die abgenommene Leistung dieser Wärmenetzkunden aktiv beeinflussen kann.

Der Datenaustausch der Wärmenetzkunden über den Schneid-Server zum DataDrivenLM Server hat in der Testphase des gegenständlichen Projekts reibungsfrei funktioniert. Gleiches gilt für das Zurücksenden der Optimierungs-Ergebnisse an den Schneid-Server. Für den Fall, dass es in der Berechnung oder Übermittlung der Optimierungs-Ergebnisse zu Problemen kommt, kann die zentrale Leittechnik (Schneid-Server) Default-Werte an die Wärmenetzkunden schicken, sodass es zu keiner aktiven Beeinflussung kommt und die Wärmeversorgung sozusagen im Normalbetrieb funktioniert. Gleiches gilt für den Fall, dass es zu ungeplanten Unterbrechungen (z.B. physische Leitungsbeschädigung) zu einem Wärmenetzkunden kommt.

Hinsichtlich Redundanz der kundenspezifischen Wettervorhersagen beinhalten die Vorhersagedaten eine implizite Redundanz: Der Vorhersagehorizont beträgt 72 Stunden, sodass auch bei Ausfall aktueller Wettervorhersagen die jeweils letzte Vorhersage für einige Stunden weiterverwendet werden kann. Dies führt gegebenenfalls während des Ausfalls zu reduzierter Qualität der Optimierungsergebnisse, jedoch nicht zu einem Ausfall des Systems. Aufgrund des Forschungscharakters des gegenständlichen Projekts bei der Umsetzung der Lastmanagement-Lösung und des geringen Technologiereifegrades (Industrielle Forschung) hatte die Situierung der Hardware direkt bei den Forschungspartnern auch den Vorteil, dass eine laufende Überprüfung und Adaptierung der Softwareimplementierung während der Validierungsphase mit geringerem Aufwand umgesetzt werden konnten.

Tabelle 1 gibt nachfolgend eine Übersicht über die einzelnen Datenaustausch-Schritte der am Lastmanagement beteiligten Projektpartner anhand der jeweiligen Ein- und Ausgangsdaten.

Tabelle 1: Übersicht der Datenaustausch-Schritte im entwickelten Lastmanagement-Konzept.

Akteure	Input Daten	Output Daten
Nahwärme, Schneid	Betriebsempfehlung zur aktiven Beeinflussung von Fernwärmekunden	Messdaten der Anlagentechnik und aktuelle Wetterdaten je Fernwärmekunde
AEE, Forschung Burgenland	Messdaten der Anlagentechnik je Fernwärmekunde und kundenspezifische Wettervorhersagen	Betriebsempfehlung zur aktiven Beeinflussung von Fernwärmekunden
Blue Sky	Aktuelle Wetterdaten am Standort der Fernwärmekunden, Vorhersagen globaler Wettermodelle	Kundenspezifische Wettervorhersagen

Der am Demonstrator umgesetzte Testbetrieb in der Heizsaison 2021/2022 umfasste ein synthetisches Teilnetz mit sechs Kunde die durch das Lastmanagement aktiv beeinflusst wurden. Für die aufsummierte Leistung der sechs Kunden wurde das Szenario einer Spitzenlastkappung definiert, die üblicherweise in den Morgenstunden nach Beendigung der Nachtabsenkung auftrat. Die Vorhersagequalität in Bezug auf die thermische Leistung, mit dem Fehlerbeitrag der Außentemperaturvorhersage und der Modellungenauigkeit unterschied sich stark je Kunde, sodass auch die prädizierte Gesamtleistung des thermischen Netzes zum Teil hohe Ungenauigkeiten aufwies. Aufgrund der geringen Anzahl an beteiligten Kunden konnte

auch keine statistische Ausmittelung der Leistungsvorhersage festgestellt werden, da temporäre Abweichungen einzelner Kunden großen Einfluss auf die summierte Wärmeabnahme hatten. Während der Testphase wurden die Algorithmen nach anfänglich negativen Rückmeldungen der Kunden, aufgrund von überschrittenen Heizgrenztemperaturen, kontinuierlich angepasst und bspw. eine Modellerweiterung zur Berücksichtigung des temporären Ausschalt-Verhaltens in der Übergangszeit implementiert. Auch die Optimierungsstrategie wurde vereinfacht und insgesamt vier verschiedene Varianten der in Abschnitt 4 beschriebenen Methode umgesetzt. Für das aktive Lastmanagement wurde als Reaktion auf die Kundenrückmeldung sehr konservative Parametereinstellung gewählt. Die Effekte der Leistungsbeeinflussung blieben daher überschaubar und sind zudem im Rahmen einer Analyse der historischen Daten nicht exakt zu identifizieren, da mit denselben Randbedingungen der Betrieb nur entweder beeinflusst oder unbeeinflusst realisiert werden kann. Unabhängig von der suboptimalen Vorhersagequalität zeigte die Validierung jedoch, dass das Lastmanagement zu den relevanten Tageszeiten der Spitzenlast aktiv wurde. Trotz der mangelnden Modellqualität funktionierte damit die Spitzenlasterkennung und die zugehörige Berechnung der Außentemperaturoffsets über den gesamten Validierungszeitraum sehr robust und zufriedenstellend. Zusammenfassend limitiert die vorhandene Modellgenauigkeit das Einsatzspektrum des Lastmanagements in der vorliegenden Version auf "einfache" Optimierungsaufgaben wie Spitzenlastkappung und eine generelle Glättung der Lastkurve. Weitergehende und komplexere Lastvorgaben sind mit dem entwickelten Optimierungsverfahren zwar jedenfalls umsetzbar, verlangen jedoch nach einer höheren Modellgenauigkeit auf Einzelkundenebene.

6 Wettervorhersage

Übergeordnetes Ziel des Projekts DataDrivenLM war es, einen innovativen regelungstechnischen Optimierungsansatz für Fernwärmenetze mit Lastmanagement und prädiktiver Regelung zu entwickeln. Diese optimierte Regelung sollte unter anderem auf standortspezifischen Wetterprognosedaten basieren. Der Projektpartner Blue Sky Wetteranalysen erstellt einerseits Wettervorhersagen durch Meteorologen für Österreich sowie ganz Europa und verfügt über ein statistisches Vorhersagesystem (Blue Forecast), das tägliche, hochwertige und ortsgenaue Temperatur- und Solarstrahlungsvorhersagen erstellt.

Dafür war es notwendig, Vorhersagemodelle der meteorologischen Parameter für diese Anforderungen zu trainieren. Dabei wurden für alle Teststandorte Vorhersagemodelle entwickelt, die mit unterschiedlichem Aufwand in weiterer Folge auf Genauigkeit geprüft wurden. Es wurden Methoden entwickelt, die reine Wettermodelldaten (DMOs=Direct Model Outputs) verwenden sowie selbstlernende statistische Wetterprognosen (MOS=Model Output Statistics) und selbstlernende Energiemodelle (für Nah- und Fernwärme), die auf statistischen, meteorologischen Modellen basieren.

Um bessere Prognosen für diese Außentemperatursensoren erstellen zu können, wurden zunächst alle Messwerte geprüft, siehe Abbildung 11. Es bestand die Annahme, dass alle Messungen sehr ähnlich sein müssen, da die Gebäude nicht weit voneinander entfernt liegen, und die Sensoren meist auf der Nordseite der Gebäude angebracht werden. Nach ersten Vergleichen der Sensoren wurden aber große Schwanken festgestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

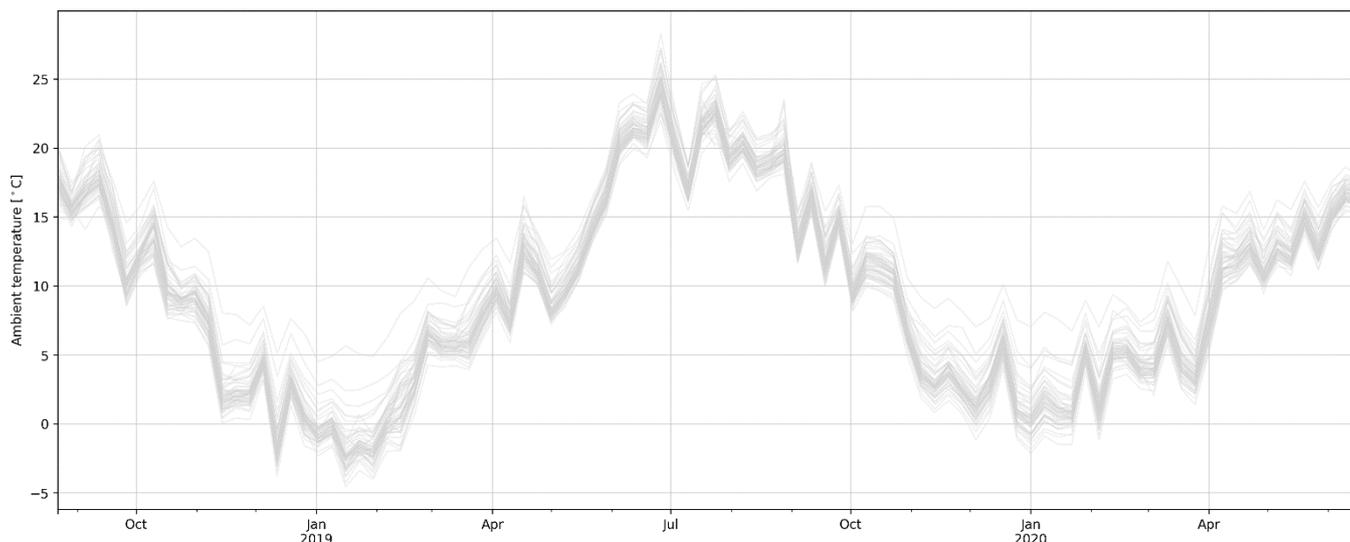


Abbildung 11: Abweichungen in den lokal gemessenen Außentemperaturen ausgewählter Gebäude (Wärmeabnehmer im Netz). Auf Grund der großen Abweichungen ist eine individuelle Modellierung pro Gebäude notwendig.



Abbildung 12: Erste große Messfehler wurden direkt vor dem Einlesen in das Prognosetool Blue Forecast gelöscht

Nach der Löschung von größeren Ausreißern (vgl. Abbildung 12) wurden mehrere systematische Messfehler entdeckt: Bei einem Gebäude wurden kaum negative Temperaturen gemessen (vermutlich aufgrund zu hoher Abwärme des Gebäudes in Abbildung 13), viele andere Außentemperatursensoren hatten einen Strahlungsfehler, vgl. Abbildung 14. Diese wiesen besonders hohe Temperaturwerte zu ungewöhnlichen Zeitpunkten auf (meistens in der Früh oder am Abend).

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

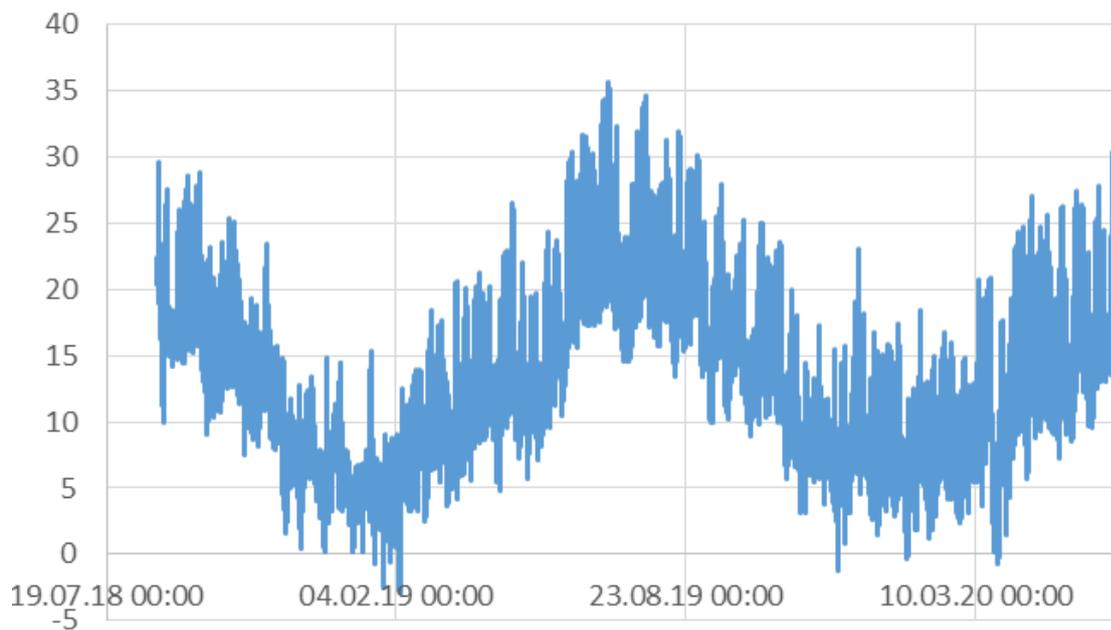


Abbildung 13: kaum negative Temperaturen über 2 Winter, vermutlich durch Abstrahlung der Gebäudefassade

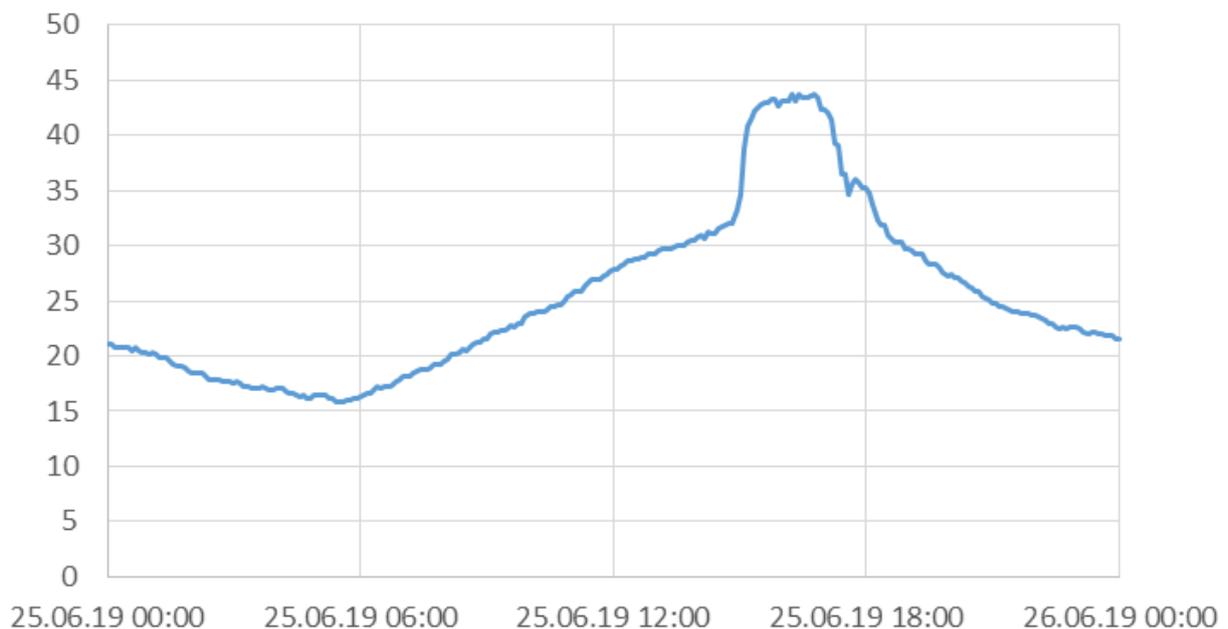


Abbildung 14: Verstrahlter Sensor am späteren Nachmittag, -Sensor auf der Nordwestfassade

Zunächst war nicht klar, welche Gebäude aus dem Nahwärmenetz im Projekt ausgewählt werden. Daher wurden von Blue Sky zunächst 3 MOS-Temperaturmodelle erstellt, vgl. Abbildung 15. Ein Modell für den Sensor, der im Durchschnitt die kältesten Temperaturen misst (Nr. 221), ein Modell für die wärmsten Messungen (Nr. 54) und ein Modell für den Mittelwert aller gemessenen Gebäudeaußentemperaturen. Diese Modelle wurden täglich erzeugt und den Projektpartnern auf dem Blue Sky FTP Server zur Verfügung gestellt.

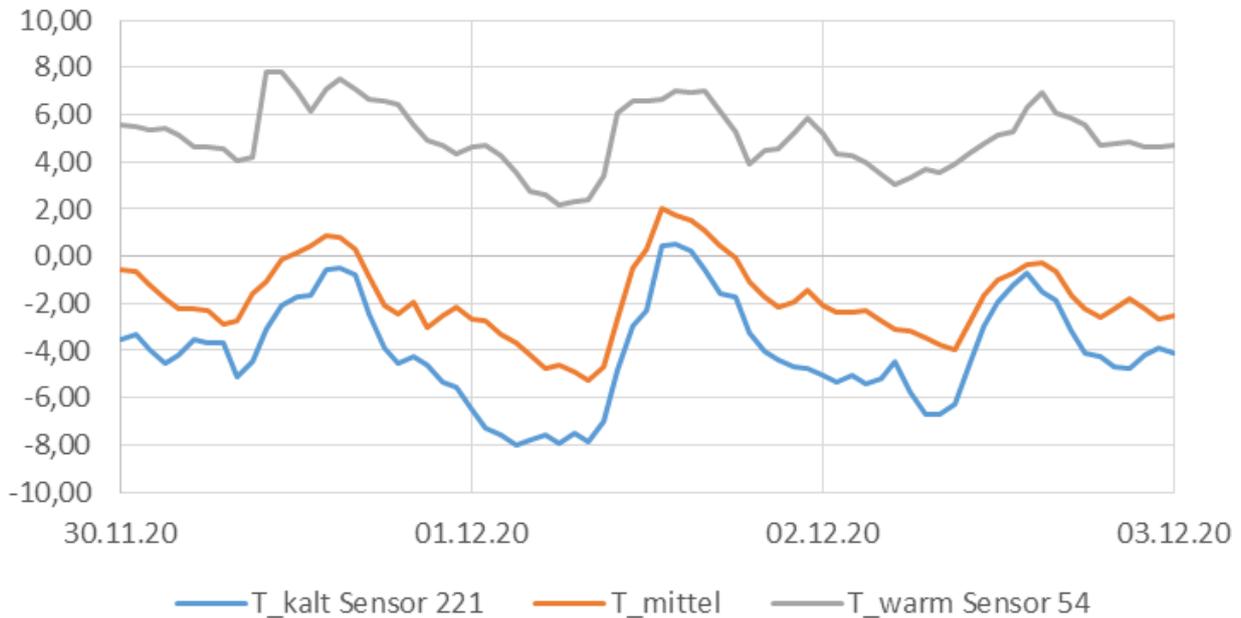


Abbildung 15: Beispiel der 3 Temperaturmodelle für die Mustergebäude (kalt, warm, mittel) für Testort

Obwohl die Gebäude nicht weit voneinander entfernt waren, wiesen die Außentemperaturmessungen der jeweiligen Gebäude große Unterschiede auf. Dies lässt sich vor allem auf die unterschiedlichen Anbringungsorte der Temperatursensoren auf den Außenwänden der Gebäude zurückführen. Daher wurde für jedes Gebäude ein eigenes statistisches Temperaturmodell berechnet (MOS). Diese Modelle wurden mit Echtzeitmesswerte, die über eine API-Schnittstelle geliefert worden sind, abgeglichen und viermal täglich berechnet und den Projektteilnehmern via FTP zur Verfügung gestellt.

Um den Unterschied der 13 Außentemperaturfühler am Demonstrator-Standort zu veranschaulichen (und damit die Sinnhaftigkeit vieler Modelle für einen kleinräumiges Prognosegebiet darzulegen), wurden die Temperaturmittelwerte über den Zeitraum 01.11.2021 – 11.01.2022 verglichen. Diese bewegten sich zwischen +1,1 °C und +4,3 °C, wie in Tabelle 2 zu sehen ist. Als Referenz lieferte die Wetterstation am nahen Vergleichsstandort eine Durchschnittstemperatur von +2,7 °C im angegebenen Vergleichszeitraum. Die größten Unterschiede ergaben sich durch verstrahlte Sensoren, die sich an sonnigen Tagen in kurzer Zeit bis zu 20 °C überdurchschnittlich erwärmten (Abbildung 14 & Abbildung 16). Obwohl solche Messfehler normalerweise gelöscht und nicht zur Erstellung eines Prognosemodells verwendet werden, war es in diesem Projekt sinnvoll solche offensichtlichen Messfehler mit einzubeziehen, da die Temperatursteuerung der einzelnen Gebäude direkt auf diese Außentemperatursensoren (und deren Fehler) zugreift.

Für die Evaluierung der Temperaturprognosen für den Demonstrator-Standort wurde eine komplette Heizperiode von September 2019 bis April 2020 gewählt (da diese Temperaturprognosen für die Steuerung der Gebäudetemperatur verwendet werden). Der Evaluierungszeitraum ist im Trainingszeitraum, weil eine komplette Heizperiode außerhalb des Trainingszeitraumes noch nicht zur Verfügung stand. Daher sind die Ergebnisse naturgemäß etwas besser, als sie es außerhalb des Trainingszeitraumes wären. In nachfolgender Tabelle 2 werden BIAS und MAE für die Day-Ahead Prognosen anführt.

Tabelle 2: Mitteltemperaturen der Außentemperatursensoren verschiedener Gebäude in Demonstratorstandort und BIAS sowie MAE von Day Ahead Prognosen im Trainingszeitraum September 2019 bis April 2020 (eine Heizperiode).

Modell	Mitteltemp. [°C]	Bias [°C]	MAE [°C]
Cmr_2	+4,2	-0,1	0,60
Cmr_4	+4,1	-0,1	0,80
Cmr_22	+4,3	-0,1	0,67
Cmr_30	+4,3	-0,1	0,60
Cmr_35	+2,4	-0,1	0,70
Cmr_61	+1,3	0,0	0,63
Cmr_63	+3,7	0,0	0,55
Cmr_66	+4,0	-0,1	0,78
Cmr_82	+3,0	0,0	0,49
Cmr_87	+2,6	0,0	0,54
Cmr_93	+1,1	0,0	0,58
Cmr_106	+3,6	-0,1	0,53
Cmr_123	+3,7	0,0	0,50

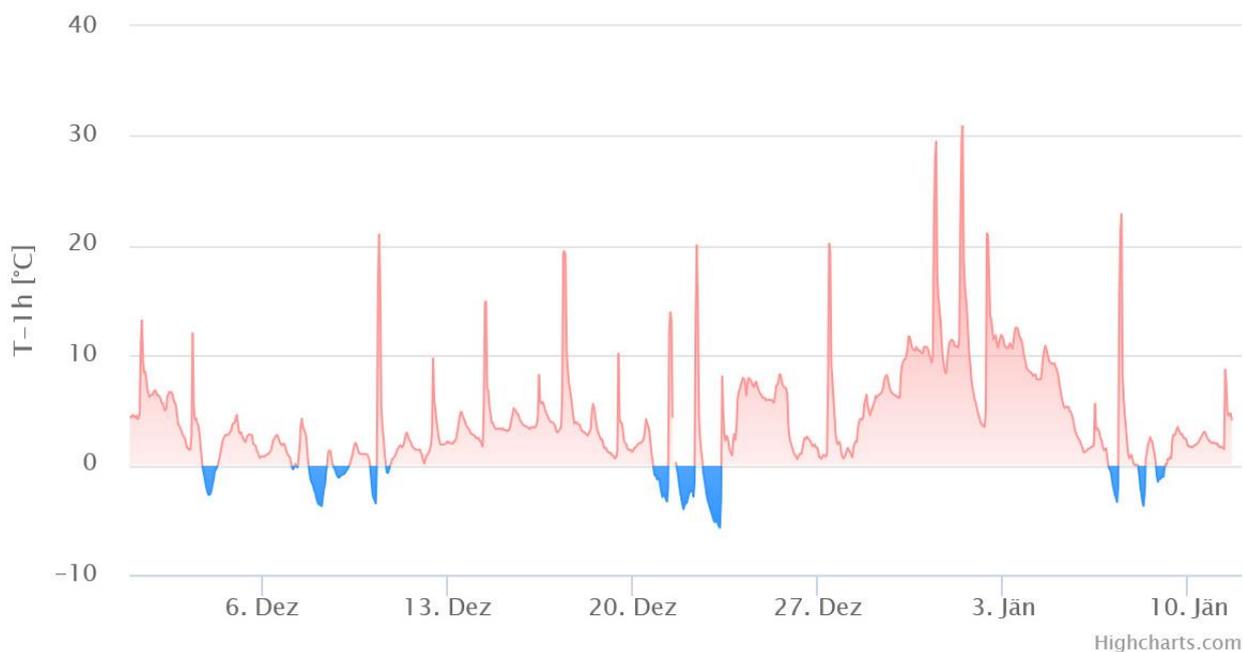


Abbildung 16: Verstrahlter Außentemperatursensor mit kurzzeitigen Peaks von ca. +20 °C Erwärmung

7 Weitere Optimierungsmaßnahmen

Lastmanagement in Fernwärmesystemen umfasst neben der in DataDrivenLM hauptsächlich untersuchten Lastanpassung der Wärmeabnahme auf Seiten der Endkunden auch Maßnahme direkt an der zentralen Wärmebereitstellung. Viele Fernwärmenetze weisen dabei mehrere suboptimale Betriebscharakteristika wie starke Lastwechsel, häufiger Stop&Go-Betrieb und die Abdeckung von Lastspitzen durch fossilen Spitzenlastkesseln auf. Diese Probleme werden an Hand der folgenden Abbildung 17 im Detail aufgezeigt.

Abbildung 17 zeigt einen typischen Betriebsfall einer 3-Kessel-Anlage mit Pufferspeicher an einem Dezentertag mit Außenlufttemperaturen zwischen 2 und 6 °C. Der Biomassekessel läuft trotz hoher Last des Fernwärmenetzes und obwohl ein Pufferspeicher vorhanden ist, im Stop&Go-Betrieb: Zwischen 6:00 und 24:00 startet der Kessel rund 10-mal, wobei jeder Kesselstart aus der Stillstands-Phase (Gluterhaltung) erfolgt. Daher ist jeder Start mit hohen Emissionen, schlechtem Wirkungsgrad, instabilen Vorlauftemperaturen und hohem Verschleiß verbunden und fördert somit Verschlackung und Versottung (bedingt kürzere Reinigungsintervalle). Auch in den Betriebsphasen gibt es starke Leistungsschwankungen des Kessels.

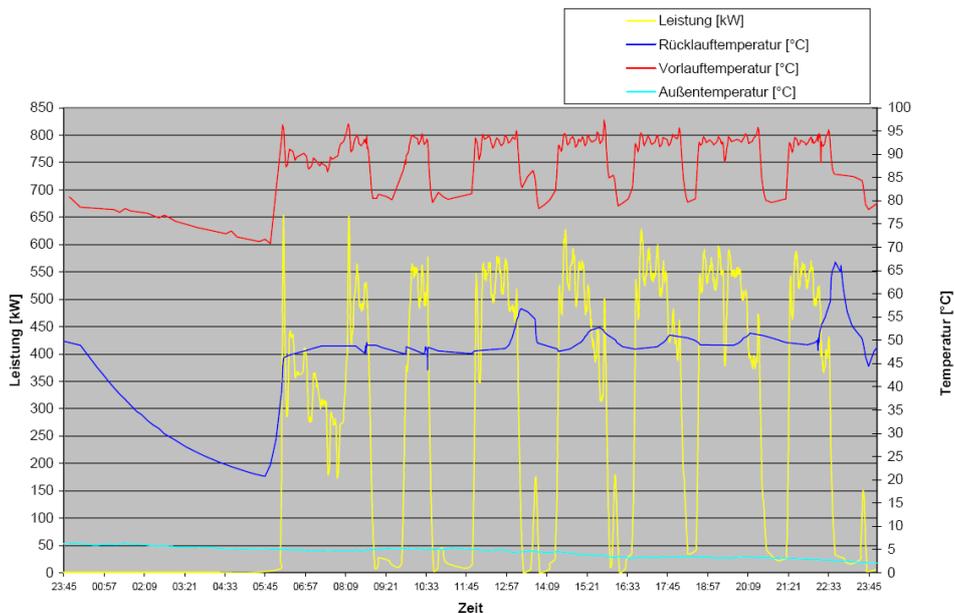


Abbildung 17: 3-Kessel-Anlagen mit Pufferspeicher – Darstellung der Daten eines Biomassekessels für einen Betriebstag im Dezember

Die drei betriebenen Kessel sind in ihrer Fahrweise in keiner Phase abgestimmt, und auch der vorhandene Puffer wird nicht aktiv bewirtschaftet, wie in Abbildung 18 zu sehen ist. Die Darstellung zeigt deutlich, dass der vorhandene Puffer nicht als Lastausgleichsspeicher verwendet wird: Fast den ganzen Monat Dezember hindurch liegt die Puffertemperatur im oberen Bereich auf demselben Temperaturniveau wie die Netzvorlauftemperatur; hier wirkt der Pufferspeicher lediglich wie eine große hydraulische Weiche. Nur gelegentlich wird der Puffer zur Spitzenlastabdeckung verwendet (z.B. vom 12. bis 14. Dezember sinken die Temperaturen im oberen Bereich des Puffers kurzfristig ab).

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

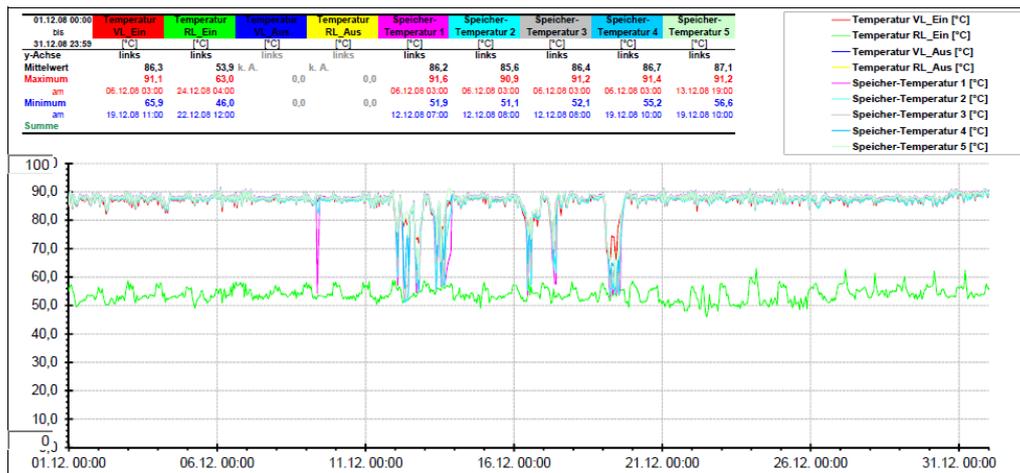


Abbildung 18: Messwerte der Puffertemperaturen in verschiedenen Höhen des Pufferspeichers

Die Ursache der dargestellten Probleme liegt in der zurzeit üblichen Einzelkomponentenregelung ohne übergeordnete Regelungseinheit. Eine aktive Bewirtschaftung des Pufferspeichers könnte zu einem gleichmäßigeren Betrieb der Kessel (mit minimiertem Stop&Go-Betrieb) führen und damit die oben dargestellten negativen Auswirkungen des intermittierenden Betriebs verringern. Der höhere Kesselwirkungsgrad, geringere Wartungsaufwand und höhere Lebensdauer der Anlagen sollen Kosteneinsparungen bewirken.

8 Schlussfolgerungen, Ausblick, Empfehlungen

Das in DataDrivenLM entwickelte DSM-Verfahrens realisiert die Reduktion und den Ausgleich von Lastspitzen durch aktiven Eingriff auf der Kundenseite von Fernwärmesystemen.

Hinsichtlich der Wärmekunden unterscheidet der entwickelte Optimierungsalgorithmus zwei Gruppen:

- 1) „Fixe Kunden“ die am DSM teilnehmen, aber keine eigene Flexibilität haben. Ein Beispiel dafür ist etwa ein Industriekunde mit festen Produktionsplänen.
- 2) „Flexible Kunden“, die aktiv am DSM teilnehmen und eine gewisse Lastflexibilität aufweisen. Die vorwiegende Anwendung ist hier die Raumheizung in Wohngebäuden.

Für die Gebäude werden datenbasierte Heizlast-Modelle entwickelt, die dann mit Hilfe einer Modell-prädiktiven Regelung unter Berücksichtigung aller teilnehmenden Kunden optimiert werden. Dabei wird die Wärmelast der „festen Kunden“ prognostiziert und „flexible Kunden“ so optimiert, dass die resultierende Gesamtwärmelast abgeflacht wird, sodass sowohl Lastspitzen als auch Lasttiefs (niedriger Teillastbetrieb) möglichst vermieden werden. Im Gegensatz zu Verfahren, die nur die Spitzenlast beschränken, werden durch diesen Ansatz die Gebäude schonender vor- und nachgeheizt, was die Auswirkungen auf den Innenraumkomfort minimiert. Die Optimierung der Heizlasten aller Kunden erfolgt auf einem externen Server (SaaS - Software as a Service), der alle 15 Minuten neue Optimierungswerte berechnet und dem Netzbetreiber über eine Software-Schnittstelle (web API) zur Verfügung stellt.

Die Innovation besteht im Projekt auch darin, dass für die Lastprognosen punktgenaue Wetterprognosen eingesetzt wurden. Mit statistischen Vorhersagemethoden wurden Temperaturprognosen für jeden Außentemperatursensor erstellt, also genau für jene Messgröße, die für die Heizungssteuerung benötigt wird. Das ist auch dann zielführend, wenn die Messreihen der Außensensoren mit Fehlern (z.B. Strahlungsfehler) behaftet sind.

Ein wesentlicher Vorteil der entwickelten Methodik ist die Anpassung an kundenspezifische Randbedingungen und Anforderungen bei der Lastentnahme aus dem Verteilnetz. Eine datengetriebene Modellierung der Wärmeabnahme aller am Lastmanagement beteiligten Kunden generiert automatisierte Kundenmodell zur spezifischen Lastvorhersage. Die entwickelte Lastmanagement-Lösung ist auf kleine bis mittlere Wärmenetze anwendbar und passt sich an typische Randbedingungen an, wie z.B. an eine Nachtabsenkung in der Gebäuderegulierung. Aufgrund des hohen Automatisierungsgrades können die Modelle adaptiv auf Änderungen des Nutzerverhaltens reagieren in dem in einem kontinuierlichen Prozess jeweils die aktuellsten Daten für den Modellidentifizierungsprozess herangezogen werden. Die Netzbetreiber können zudem je Wärmeabnehmer bzw. Gebäude die Intensität der aktiven Beeinflussung kundenspezifisch vorgeben. Individuelle Gegebenheiten wie Dämmstandard, thermische Gebäudeträgheit und Kunden-Akzeptanz können dadurch flexibel berücksichtigt werden. Durch die Kombination mehrerer Technologien wird sichergestellt, dass der DSM-Betrieb für Wärmekunden in Bezug auf den Innenraumkomfort komfortneutral bleibt und die gemittelte Energieabnahme aus dem Wärmenetz im Vergleich zum unbeeinflussten Standardbetrieb weder erhöht noch verringert wird.

Das entwickelte Verfahren nutzt zudem die vorhandene Daten-Infrastruktur optimal: Es arbeitet rein digital und datenbasiert, erfordert also keinerlei Hardware- oder Sensornachrüstung. Indirekte Kosteneinsparungen ergeben sich dadurch, dass die Spitzenlasten reduziert bzw. verlagert und dadurch mehr Neukunden an die vorhandene Infrastruktur (wie etwa Heizkessel) angeschlossen werden können. Typischerweise betreibt ein Regelungsunternehmen mehrere Wärmenetze: In diesem Fall reicht es aus, die Software-schnittstelle einmalig einzurichten, um die DSM-Lösung in mehreren Netzen einzusetzen. Dadurch ist das entwickelte Verfahren vergleichsweise einfach und kostengünstig auch in größerem Maßstab anwendbar und skalierbar.

Im Zuge der Demonstration der Methodik in einem realen österreichischen Fernwärmenetz konnte ein Testbetrieb mit sechs ausgewählten Kunden realisiert werden. Die aufgezeigten Limitierungen betreffen vornehmlich die Modellgenauigkeiten der Kundenmodelle. Der Optimierungsalgorithmus zur Berechnung der kundenspezifischen Lastanpassungen sowie der multidimensionale Datenaustausch zwischen den beteiligten Akteuren zeigten eine robuste Performance. Die Defizite in der Vorhersagequalität limitieren den Einsatz in der aktuellen Version auf einfache Optimierungsaufgaben wie Spitzenlastkappung und eine generelle Glättung der Lastkurve. Weitergehende und komplexere Lastvorgaben sind mit dem entwickelten Optimierungsverfahren zwar jedenfalls umsetzbar, verlangen jedoch nach einer höheren Modellgenauigkeit auf Einzelkundenebene. Weitergehender Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht daher vor allem in der Verbesserung der Vorhersagequalität von individuellen Lastprognosen.

Die Wissensbasis, die im Projekt DataDrivenLM erarbeitet wurde, stellt eine wichtige Grundlage dar, um den steigenden Anforderungen bezüglich der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Nahwärmanlagen gerecht zu werden und um die Einbindung lokaler erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen. Die neu entwickelten Datenanalysemethoden und Regelungsstrategien in Kombination mit maßgeschneiderten Optimierungslösungen ermöglichen es Wärmenetzbetreibern, mit geringen Kosten eine breit angelegte Optimierungsoffensive einzuleiten. Somit stellt das Projekt DataDrivenLM einen Beitrag zu einer langfristig kostengünstigen, umwelt- und klimaschonenden Wärmeversorgung dar.

Insgesamt konnte im Projekt DataDrivenLM ein technologischer Reifegrad (TRL) von 6-7 erreicht werden. Das Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der 5. Ausschreibung des Programms FFG Energieforschung durchgeführt (Projekt 871697 „Verbesserung der Systemeffizienz von thermischen Netzen durch intelligente, datengetriebene Lastmanagementmethoden“).

9 Kontaktdaten

Projektleitung:

Katharina Kreuter

GET - Güssing Energy Technologies GmbH

Wiener Straße 49, 7540 Güssing

+43 3322 42 606 333

k.kreuter@get.ac.at

<http://get.ac.at/>

Projektpartner:

Philip Ohnewein

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf

+43 3112 5886 255

p.ohnewein@aee.at

<http://www.aee-intec.at>

Richard Palli

PEWO Austria GmbH

Keltensiedlung 93, 8850 Murau

+43 3532 44544-13

Richard.Palli@pewo.at

<http://www.pewo.at>

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Wolfgang Rosegger
Schneid GesmbH
Gewerbering 16, 8054 Graz/Pirka
+43 316 285022 24
w.rosegger@schneid.at
<https://schneid.at>

Horst Striessnig
nahwaerme.at Energiecontracting GmbH
Gewerbering 14, 8054 Seiersberg - Pirka
+43 316 24 42 59 64
h.striessnig@nahwaerme.at
www.nahwaerme.at

Wolfgang Traunmüller
Blue Sky Wetteranalysen Traunmüller u. Reingruber OG
Steinhüblstraße 1, 4800 Attnang Puchheim
+43 7674 206 60
[office@Blue Skywetter.at](mailto:office@BlueSkywetter.at)
[www.Blue Skywetter.com](http://www.BlueSkywetter.com)

Florian Wenig
Fachhochschule Burgenland GmbH
Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld
+43 5 7705 4142
Florian.Wenig@fh-burgenland.at
www.fh-burgenland.at