

## Methodenkatalog

Verbundvorhaben: EnEff:Wärme - Nemo:  
Wärmenetze im energetischen Monitoring

Herausgeber:  
AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.  
Stresemannallee 30 | D-60596 Frankfurt am Main  
E-Mail: h.huther@agfw.de | Internet: www.agfw.de

Förderkennzeichen: 03ET1538

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Bearbeitung:  
AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH  
Stresemannallee 30 | D-60596 Frankfurt am Main  
Telefon: +49 69 6304-416 | Telefax: +49 69 6304-391  
E-Mail: bestellung@agfw.de | Internet: www.agfw.de

Technische Hochschule Rosenheim  
Forschung und Entwicklung  
Hochschulstraße 1 | D-83024 Rosenheim  
Telefon: +49 (0) 8031 805 - 0 | Telefax: +49 (0) 8031 805 - 2105  
E-Mail: info@th-rosenheim.de | Internet: www.th-rosenheim.de

**Hinweis:**

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter den Förderkennzeichen 03ET1538 (A, B) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Trotzdem kann von den Autoren, den Herausgebern und dem Verlag keine Haftung für etwaige Fehler übernommen werden. Jede Art der Vervielfältigung, auch auszugsweise, ist nur mit Genehmigung der Herausgeber gestattet.

Dezember 2021

© AGFW, Frankfurt am Main

# Methodenkatalog

 **Nemo**

Wärmenetze im energetischen Monitoring

Dominikus Bücken, Sebastian Grimm, Marc Hager, Daniel Heiler,  
Heiko Huther, Rupert Wieser  
31.12.2021



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung .....	3
1	Betriebsdaten und ihre Darstellungen .....	5
1.1	Zeitreihen .....	5
1.2	Sichtung der Betriebsdaten.....	9
1.3	Datenaufbereitung.....	15
2	Systemgrenzen.....	22
2.1	Hauptsysteme .....	22
2.2	Teilsysteme .....	23
3	Wärmeerzeugung .....	25
3.1	Schwingendes Rücklaufmischventil .....	25
4	Wärmeverteilung.....	28
4.1	Überprüfung der Vorlaufmischtemperatur.....	28
4.2	Überprüfung der Temperaturspreizung.....	30
4.3	Überprüfung der Druckdifferenz.....	31
4.4	Überprüfung des Lastgangs.....	33
4.5	Zuverlässigkeit der Verteilnetzeinspeisungstemperatur .....	34
4.6	Überprüfung der Druckhalte-/Nachspeisezyklen .....	37
4.7	Vorlaufmischtemperaturoptimierung.....	40
4.8	Volllastwechsel.....	51
4.9	Pumpenregelkennlinie .....	54
5	Wärmeverbrauch.....	58
5.1	Volumenabsenkungspotenzial.....	59
5.2	Leckvolumenstrom am Volumenstromregelventil .....	62
5.3	Überprüfung der primärseitigen Vorlaufmischtemperatur .....	66
5.4	Überprüfung der sekundärseitigen Vorlaufmischtemperatur.....	69
5.5	Überprüfung der primärseitigen Temperaturspreizung .....	73
5.6	Überprüfung der Grädigkeit von Gegenstromwärmeübertragern.....	77
5.7	Überprüfung der Versorgungssicherheit.....	82
5.8	Aktionsmatrix .....	87
5.9	Fehleranalyse am Beispiel Trinkwassererwärmungssysteme.....	88
6	Thermische Speicher .....	91
6.1	Nutzbare Wärmemenge .....	93
6.2	Speicheraktivitätsindex.....	96
6.3	Speicherutilisierung eines Be- und Entladezyklus.....	98
6.4	Temperaturzonenaktivitätsindex (TZAI) .....	101
6.5	Visuelle Auswertung der Speicherladezustände.....	103
7	Ausblick: offene Methoden.....	108
7.1	Überprüfung der Vorlaufmischtemperaturen der Wärmeerzeugungsanlagen.....	108
7.2	Zeitlich hochaufgelöste Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes .....	108
7.3	Schwingende Regelkreise.....	108

7.4	Überprüfung der Außentemperatursensoren von Hausstationen.....	108
7.5	Grädigkeit von Wärmeübertragern in Hausstationen.....	109
7.6	Potenzial von Hausstationen zur Glättung der Netzlast.....	109
7.7	Sprunghafte Änderung der primärseitigen Temperaturspreizung von Hausstationen 109	
8	Abbildungsverzeichnis.....	110
9	Literaturverzeichnis.....	113

# I. Einleitung

Ziel des Forschungsvorhabens „Nemo“ ist die Entwicklung eines methodischen Vorgehens samt dazugehörigen Methoden, das es Betreibern ermöglicht, ungenutzte Optimierungspotenziale, Störungen des Systems und Fehlfunktionen anhand von möglichst automatisch aufbereiteten Kennzahlen, die aus digitalen Betriebsdaten gewonnen werden, zu entdecken. Dies umfasst die in Abbildung 1: Methodik im Forschungsvorhaben „Nemo“ dargestellten Punkte.

Der effiziente Betrieb von Fernwärmesystemen basiert auf einem komplexen Zusammenspiel vieler Teilsysteme, die in vielen Fällen autonom geregelt werden. Als wichtige Beispiele sind hier zentrale und dezentrale Wärmeerzeuger zu nennen, aber auch das Verteilnetz mit übergeordneter Hydraulik und Temperaturmanagement sowie die zahlreichen großen und kleinen Hausstationen mit jeweils eigener Regelung und individuellen nachgeordneten Wärmeverbrauchern. Obschon der Betrieb eines Fernwärmesystems grundsätzlich auch ohne ein umfassendes Monitoring möglich ist, können durch ein technisches, kontinuierliches und möglichst automatisiertes Monitoring Optimierungspotenziale sichtbar gemacht und so eine Steigerung der Energieeffizienz herbeigeführt werden. Die Aufbereitung der Monitoringdaten als Kennzahlen oder in Grafiken ermöglicht es, die komplexen Zusammenhänge abzubilden und dem Betreiber Potenziale und Einflussmöglichkeiten aufzuzeigen.

Das im Rahmen des Forschungsvorhabens entwickelte Vorgehen beim Monitoring von Fernwärmesystemen besteht im Wesentlichen in der Ermittlung und Analyse von Kennzahlen, die alle relevanten Bereiche abdecken. Im weiteren Sinne zählen hierzu neben den eigentlichen Energieflüssen auch weitere Systemeigenschaften wie Funktionalität, Verlässlichkeit, Sicherheit und allgemeines Betriebsverhalten. Die Grundlage für das Monitoring bildet daher ein strukturiertes, konsistentes Kennzahlensystem, in dem die Kennzahlen definiert und miteinander in Beziehung gesetzt werden. Alle Kennzahlen in diesem System müssen sich auf mess- oder anderweitig ermittelbare Größen zurückführen lassen.

Basierend auf diesem Kennzahlensystem (Wieser 2019) wurden Methoden entwickelt, um diese Kennzahlen zu analysieren und deskriptiv darzustellen. Die fundamentale Herangehensweise sowie die Methoden selbst werden im hier vorliegenden Methodenkatalog vorgestellt. Dieser soll den Anwender in die Lage versetzen, die vorgestellten Methoden nachzuvollziehen und selbst anzuwenden.

Die im Forschungsvorhaben entwickelten Methoden sind den drei technischen Hauptsystemen Wärmeerzeugung (Abschnitt 3), Wärmeverteilung (Abschnitt 4) und Wärmeverbrauch (Abschnitt 5) zugeordnet. Die einzelnen Methoden werden im Folgenden kurz beschrieben, wobei auch die notwendigen Messwerte samt relevanter Eigenschaften und möglicher Verrechnungsansätze dargestellt sind. Am Ende der jeweiligen Methodenbeschreibung sind, je nach Verfügbarkeit, Auswertungsbeispiele, Interpretationsansätze und weiterführende Informationen aufgeführt.



Abbildung 1: Methodik im Forschungsvorhaben „Nemo“

Zu Beginn des nachfolgenden Methodenkatalogs sind noch einige allgemeine Hinweise zum Umgang mit Betriebsdaten, Eigenschaften ihrer Darstellungsformen (Abschnitt 1.1), sowie zur Datenaufbereitung (Abschnitt 1.3), vorangestellt.

# 1 Betriebsdaten und ihre Darstellungen

Das im Nemo-Projekt entwickelte Kennzahlensystem sowie die darauf aufbauenden Methoden zur Analyse basieren auf den Betriebsdaten aus Fernwärmesystemen. Neben Zählerdaten gehören unter anderem Temperaturen, Durchflüsse, Massenströme, Drücke, Stellwerte und Sollwerte zu den relevanten Betriebsdaten. Die Anforderungen an die Messstelle, wie Aufzeichnungsrate, Messungenauigkeit oder Datenqualität, sind abhängig von der Methode. Aussagekräftige Kennzahlen gehen nicht zwangsläufig mit einem hohen Digitalisierungsgrad einher.

Grundsätzlich können Betriebsdaten in aktuelle und historische Daten unterschieden werden. Diesen Unterschied zu verdeutlichen ist wichtig, denn bislang werden oftmals nur aktuelle, sogenannte Momentanwerte für die Überwachung von Fernwärmesystemen genutzt. Momentanwerte liefern wichtige Aussagen über den derzeitigen Zustand des Systems, können jedoch nicht genutzt werden, um das langfristige Verhalten des Systems zu beschreiben. Zeitlich versetzte oder vollständig entkoppelte Vorgänge können mit Momentanwerten nicht dargestellt werden. Nur die Auswertung von Betriebsdaten in einem zeitlichen Kontext ermöglicht es, langfristige Trends, Korrelationen und komplexe zeitliche Vorgänge darzustellen und diese zu bewerten. Die Kennzahlen, die im Nemo-Projekt zusammengetragen und entwickelt wurden, basieren meist auf historischen Betriebsdaten.

Ein Fernwärmesystem verändert sich üblicherweise im Verlauf der Zeit. Die Erschließung neuer Gebiete, die Installation und Erneuerung von Erzeugungsanlagen oder die Degradation von Komponenten verändert die Funktionsweise und Hydraulik des Fernwärmesystems über die Zeit. Für rückblickende Analysen ist es wichtig, das Wachstum und die Erneuerung/ Veränderungen zu dokumentieren, damit anomales Verhalten in den Betriebsdaten besser verstanden werden kann. Die möglichst digitale Dokumentation ist wichtig für die Interpretation der erfassten Mess- und daraus gebildeter Kennwerte. Bestenfalls können alle Informationen an einem zentralen Ort hinterlegt und mit den historischen Betriebsdaten kombiniert werden.

## 1.1 Zeitreihen

Als Zeitreihen werden in diesem Methoden-katalog zeitliche Abfolgen von Daten verstanden. Häufig stammen in diesem Zusammenhang die Daten aus Messungen von physikalischen Größen in Fernwärmesystemen. Um Analysen anhand von historischen Betriebsdaten sicher durchführen zu können, ist es notwendig, ein Verständnis für Zeitreihen, ihre Arten und Darstellungen zu entwickeln. Im Folgenden werden unterschiedliche Zeitreihentypen vorgestellt, Qualitätsmerkmale festgelegt, Validierungsverfahren aufgezeigt und Transformationstechniken vorgestellt.

### 1.1.1 Zeitliche Auflösung

Bei der Digitalisierung eines analogen Signals wird das zu messende Signal mit festgelegten zeitlichen Abständen abgetastet. Der zeitliche Abstand, in dem ein Messwert erfasst wird, entspricht der zeitlichen Auflösung einer Messung. Die zeitliche Auflösung bestimmt maßgeblich den Informationsgehalt einer Zeitreihe. Die richtige Wahl der zeitlichen Auflösung wird durch die anzuwendende Methode vorgegeben oder kann anhand des Abtasttheorems nach Nyquist festgelegt werden (Lange 2019). Für einige der katalogisierten Kennzahlen und Methoden sind bereits Tages- oder Stundenwerte ausreichend, in der Regel sind jedoch kürzere Aufzeichnungsintervalle für die Beschreibung dynamischer Systeme vorteilhaft. Ein guter Anhaltswert sind fünf Minuten, denn – wie in den einzelnen Methoden-Kapiteln aufgezeigt wird –

ist diese zeitliche Auflösung für viele Analyse-Methoden ausreichend. Mit zunehmendem zeitlichem Abstand zwischen zwei Messungen nimmt die Aussagekraft der gemessenen Momentanwerte ab. Aus diesem Grund gibt es für alle Methoden, die in diesem Katalog zusammengestellt wurden, Empfehlungen für die optimale zeitliche Auflösung.

### 1.1.2 Quantisierung

Bei der Digitalisierung werden analoge Signale mittels Analog-Digitalwandler (A/D-Umsetzer) zu einem digitalen Signal umgewandelt. Eine der Spezifikationen eines A/D-Umsetzers ist die Bittiefe, sie gibt in Bit an, in wie vielen Schritten der Messbereich abgebildet werden kann. Ein A/D-Umsetzer mit einer Bittiefe von 8 Bit kann beispielsweise einen Messbereich in 256 Schritte aufteilen. Das würde bei einem normierten Eingangssignal von 0 V bis 5 V einer Auflösung von 0,02 V entsprechen. Der Digitalwert für eine Spannung von 2,5 V würde in diesem Beispiel bei 128 liegen. Mit dem Wissen über Wertebereich und Auflösung des A/D-Umsetzers kann der Digitalwert in einen Wert für die Spannung zurückgerechnet werden. Bei der Quantisierung entsteht eine Ungenauigkeit, die von der endlichen Bittiefe des A/D-Umsetzers abhängt. Die Ungenauigkeit aus dem vorangegangenen Beispiel beträgt 0,02 V. Das entspricht der Schrittweite des Umsetzers. (Werner 2012)

### 1.1.3 Zeitreihenkomponenten

Zeitreihen können mit Hilfe eines Komponentenmodells abgebildet werden. Dies dient dazu, ein besseres Verständnis über das Verhalten einer Zeitreihe aufzubauen und ggf. zukünftiges Verhalten besser prognostizieren zu können. Diesem Modell nach bestehen Zeitreihen aus mehreren Komponenten, die zusammen die Zeitreihe ergeben. Ein Zeitreihe kann beispielsweise

- eine Trendkomponente,
- eine Saisonkomponente,
- weitere zyklische Komponenten oder
- irreguläre Komponenten

enthalten. Als **Trend** einer Zeitreihe wird das langfristige Verhalten der Zeitreihe bezeichnet, das sich ungeachtet stündlicher, täglicher oder monatlicher Schwankungen fortsetzt. Die Last eines Fernwärmesystems kann über die Dauer des Betriebs einem jährlichen Wachstum unterliegen, das die stetige Erweiterung des Systems um neue Anschlussnehmer darstellt. Ein weiteres Beispiel ist die Grädigkeit eines Wärmetauschers, die sich in der Regel über die Dauer des Betriebs aufgrund von geometrischen Änderungen, verschlechtert. Die **saisonale Komponente** einer Zeitreihe stellt die Abhängigkeit eines Systems von sich jährlich wiederholenden Schwankungen dar. Die Last eines Fernwärmesystems ändert sich in vielen Fällen mit dem Heizbedarf der Wärmekunden, der wiederum von den Außentemperaturen abhängig ist. Aus diesem Grund weisen Zeitreihen der Last über lange Zeiträume jahreszeitliche Schwankungen auf. In den Betriebsdaten von Fernwärmesystemen finden sich viele **zyklische Komponenten** in Zeitreihen wieder, beispielsweise in Zeitreihen einer Außentemperaturmessung, die sich tageszeitabhängig verändert. Weitere Beispiele für Messgrößen die häufig zyklisches Verhalten in Fernwärmesystemen zeigen sind Drücke oder Durchflüsse. In Zeitreihen sind oftmals auch **irreguläre Komponenten** enthalten, die beispielsweise durch ein verrauschtes Messsignal oder auch Anomalien entstehen können. (Vogel 2015)

### 1.1.4 Verschiedene Arten von Zeitreihen

Das Verhalten einer Zeitreihe kann sich sehr unterschiedlich darstellen. Nachfolgenden werden vier verschiedene, im Rahmen des Forschungsprojektes häufig beobachtete, charakteristische Verhaltensweisen aufgezeigt und kurz erklärt.

#### 1. Zähler (im Kontext des Leitfadens: Wärmemengenzähler)

Zeitliche Verläufe von Zählerdaten zeichnen sich durch einen stetig ansteigenden Trend aus. Die Werte einer Zählerzeitreihe stehen immer in Bezug zueinander. Ein Wert kann nur gleich oder größer als der vorangegangene Wert sein. Andernfalls liegt ein Zählerwechsel oder ein Fehler in den Betriebsdaten vor. Die Ableitung eines Energiezählers ergibt die mittlere Leistung im Aufzeichnungsintervall. In Abbildung 2 sind die Zählerstandswerte eines Wärmemengenzählers im zeitlichen Verlauf aufgetragen.

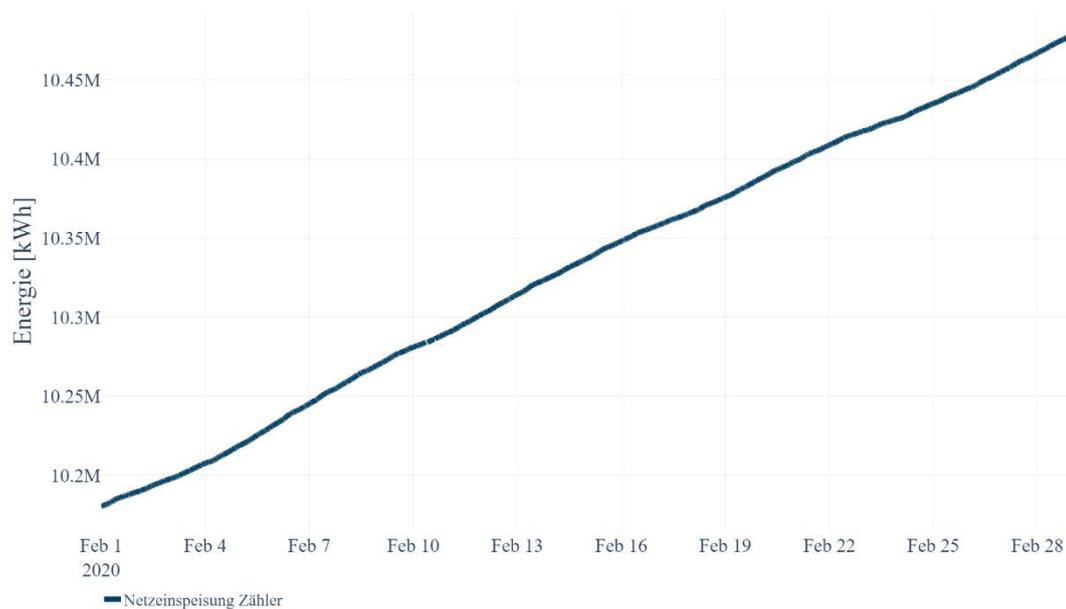


Abbildung 2: Darstellung eines Zählers

#### 2. Zeitreihe mit zyklischem Verhalten

Ein zyklisches Verhalten liegt vor, wenn sich Verläufe in einer Zeitreihe periodisch wiederholen. Beispielsweise können schwingende Regler in Fernwärmesystemen zu einem solchen Verhalten führen. Zyklisches Verhalten muss nicht über die gesamte Betrachtungsdauer vorliegen, es kann auch nur zeitweise auftreten und sich mehrfach bei unterschiedlichen Periodendauern überlagern. In Abbildung 3 zeigt sich in der stundenweisen aggregierten Darstellung der thermischen Leistung, gemessen an einem Netzeinspeisepunkt, ein wiederkehrendes Muster mit einer Periodendauer von ca. sieben Tagen. Die Betrachtung der Leistung über mehrere Jahre würde zudem die Abhängigkeit der Leistung von der Außentemperatur als saisonale Komponente im Jahreszyklus der Zeitreihe darstellen.



Abbildung 3: Darstellung einer Zeitreihe mit starker zyklischer Komponente

### 3. Irreguläre Verläufe

Irreguläre Verläufe (in Anlehnung an Vogel 2015) liegen vor, wenn das Verhalten einer Zeitreihe mit dem zur Verfügung stehenden Wissen nicht begründet werden kann. Gründe für irreguläre Verläufe können beispielsweise rauschende Messsignale oder unbekannte externe Einflüsse, wie z. B. solare Einstrahlung auf einen Außentempersensordaten, sein. In Abbildung 4 ist erneut die Leistung an einem Einspeisepunkt aufgetragen. Während die Zeitreihe in diesem Betrachtungszeitraum über eine zyklische Komponente verfügt, zeigt sich auch ein irreguläres Verhalten in den zeitlich hochaufgelösten Werten. Plötzliche negative und positive Sprünge in der Leistung können ohne zusätzliche Kenntnisse über das gemessene System nicht erklärt werden.

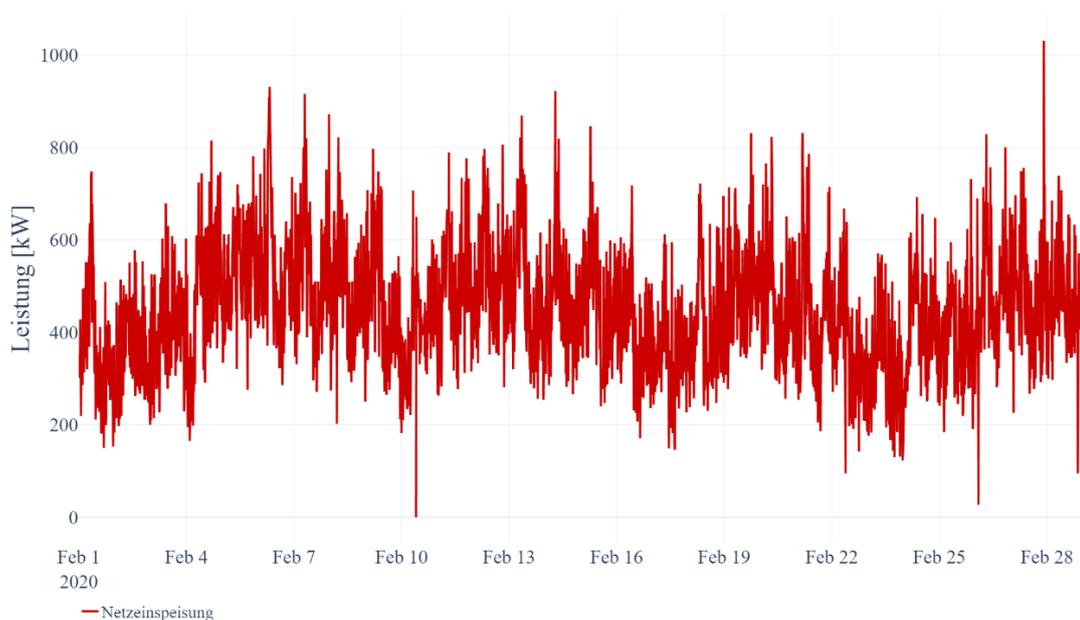


Abbildung 4: Darstellung eines irregulären Verlaufs mit zyklischen Komponenten

#### 4. Zeitreihe mit gewollten Lücken

Diese Zeitreihenart liegt vor, wenn die Betriebsdaten lückenhaft sind und keine Kontinuität im Abstand zwischen den Messungen vorliegt, dies jedoch im Gegensatz zu Störungen in der Messkette gewollt ist. Ein Grund hierfür kann sein, dass bei der Datenübertragung und -speicherung Datenmenge gespart werden soll. Aus Sicht der Datenhaltung ist dieses Vorgehen sinnvoll. Beispielhaft kann dies erreicht werden, in dem nur dann Werte übertragen werden, wenn das zu überwachende System aktiv ist oder sich der Wert der Messgröße verändert. In Abbildung 5 ist zur Veranschaulichung die Leistung eines Spitzenlastkessels dargestellt, bei dem nur Werte erfasst werden, wenn dieser aktiv ist. Diese Zeitreihenart ist für Auswertungen herausfordernd, da bei den Datenlücken zwischen „gewollt“ und „störungsbedingt“ unterschieden werden muss. In diesem Fall, sollte zumindest der Betriebsmodus des technischen Geräts aufgezeichnet werden, um störungsbedingte von gewollten Datenlücken unterscheiden zu können.



Abbildung 5: Darstellung eines Verlaufs mit gewollten Datenlücken

## 1.2 Sichtung der Betriebsdaten

Die wiederkehrende manuelle Sichtung der Betriebsdaten ist ein fundamentaler Bestandteil der Datenanalyse. Es gibt zahlreiche Möglichkeiten, um Betriebsdaten zu visualisieren. Im Folgenden werden verschiedene deskriptive Darstellungsformen vorgestellt und ihr Nutzen näher erläutert. Die Beschreibung der Darstellungsformen ist hier auf die Darstellung von Zeitreihen limitiert und wird damit nicht jedem Einsatzbereich gerecht.

### 1. Zeitreihen

Die einfachste Darstellungsform von Betriebsdaten ist die Zeitreihe. Dabei werden die Werte der zu betrachtenden Messstellen über der Zeit aufgetragen. Je nach zeitlicher Auflösung und Quantisierung lässt sich das Verhalten des betrachteten Systems darstellen. Die meisten Vorgänge in Fernwärmesystemen lassen sich auf diese Weise erkennen.

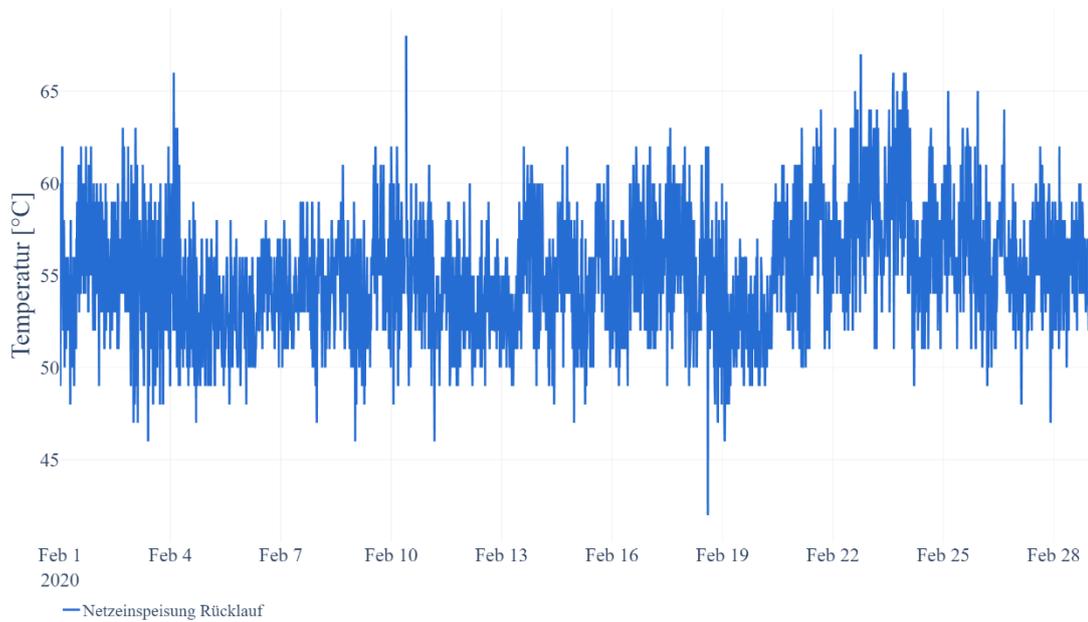


Abbildung 6: Darstellung von Messwerten als Zeitreihe

## 2. XY-Diagramme

Um den Zusammenhang bzw. die Korrelation zwischen zwei Datenpunkten aufzuzeigen, eignet sich ein XY-Diagramm am besten. Hierfür werden zwei Datenpunkte gegeneinander geplottet. Beispielsweise zeigt sich ein linearer Zusammenhang, wenn die resultierenden Punkte im Koordinatensystem um eine Gerade streuen. Dieses Verhalten würde man zum Beispiel erwarten, wenn die thermische Last einer häuslichen Hausstation über die Außentemperatur aufgetragen wird. Beziehungen zwischen Datenpunkten können uns dabei helfen, ein System besser zu begreifen und Abhängigkeiten zu identifizieren.

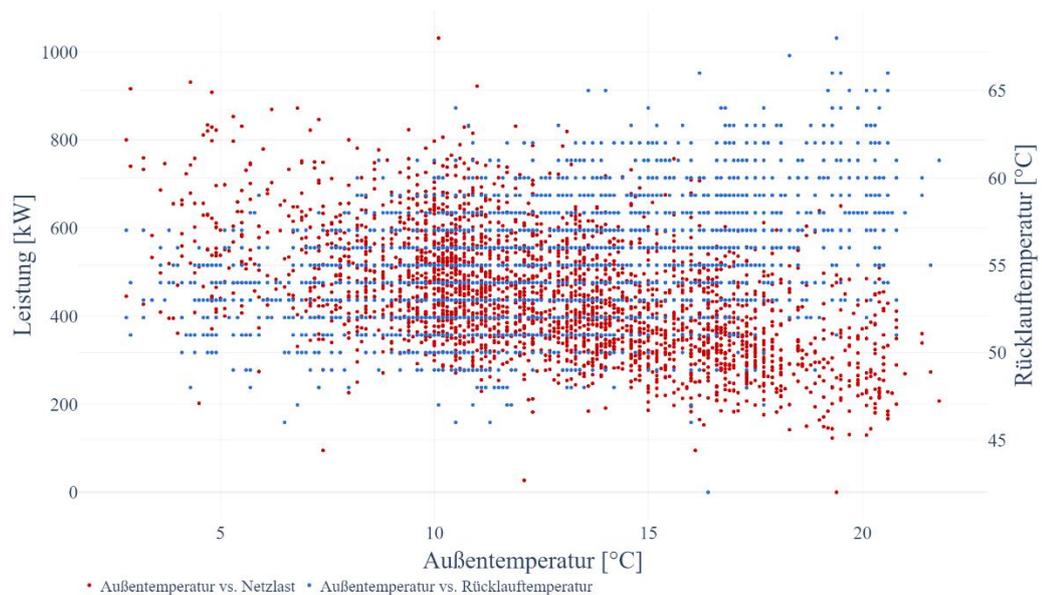


Abbildung 7: Darstellung von Messwerten als XY-Plot

### 3. Dauerlinien

In dieser Darstellungsform werden die Werte eines Datenpunktes nicht mehr nach der Zeit, sondern nach ihrer Größe sortiert. Die sogenannte Dauerlinie eignet sich besonders gut, um das Verhältnis zwischen den Werten, die über- und die unterhalb eines vorgegebenen Wertes liegen, zu visualisieren. So kann beispielsweise, eine Dauerlinie für die Leistung eines BHKWs dem Betrachter vermitteln, wie häufig das BHKW bei Nennleistung betrieben wurde und wie oft es in Teillast lief. Auch die Darstellung der Vorlauftemperatur an einem Netzeinspeisepunkt als Dauerlinie zeigt schnell, in welchen Temperaturbereichen üblicherweise in das Wärmeverteilnetz eingespeist wird.

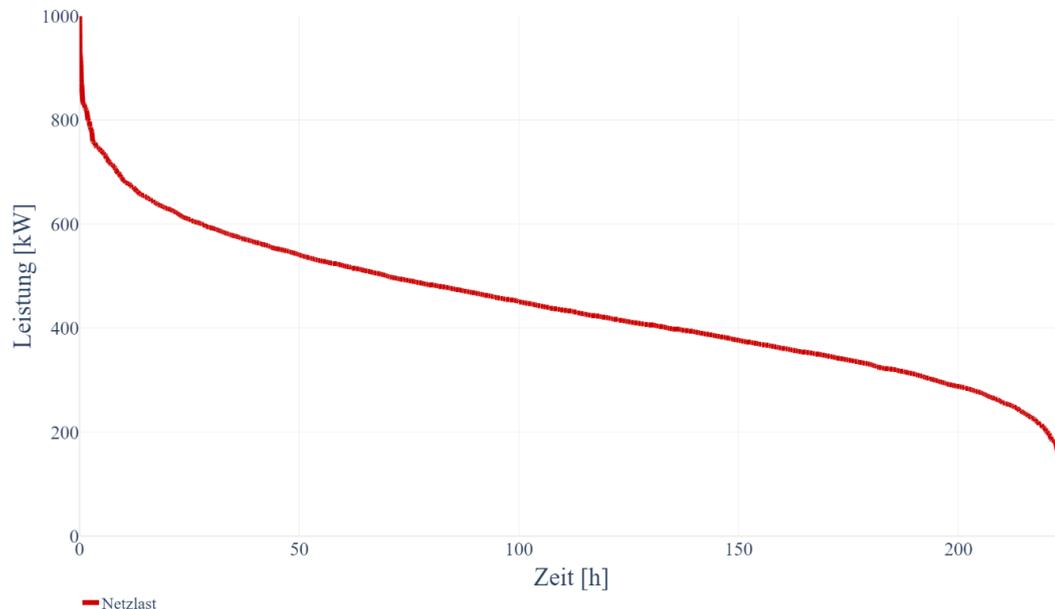


Abbildung 8: Darstellung von Messwerten als Dauerlinie

### 4. Boxplots

Boxplots zeigen einige der wesentlichen statistischen Größen, z.B. Mittelwert, Median, Verteilung oder Ausreißer in einem einzigen Diagramm an. Konkret sind in vielen Boxplots folgende statistische Größen abgebildet:

- Ausreißer (Werte außerhalb der äußeren Perzentile)
- Whiskers (äußere Perzentile)
- Quartile (Median der oberen und unteren Worthälfte)
- Mittelwert
- Median (Mitte der sortierten Werte)

Boxplots können dabei helfen, ein besseres Verständnis für Betriebsdaten zu erlangen. So kann man Boxplots verwenden, um die zeitliche Abhängigkeit von Lastgängen darzustellen. Klassifiziert man die entsprechenden Daten der Wärmelast nach der Stunde des Tages oder nach den Wochentagen und stellt diese Klassen in Boxplots dar, erhält man eine gute Übersicht wie sich die Last zu bestimmten Uhrzeiten bzw. Wochentagen verhält und kann ggf. Strategien für die Glättung der Wärmelast ableiten.

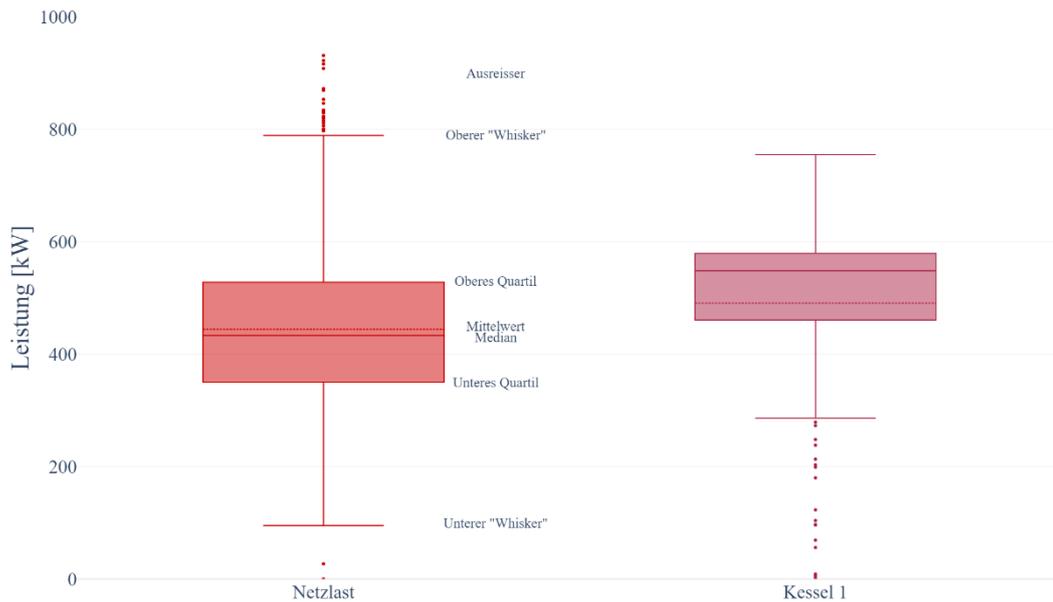


Abbildung 9: Darstellung von Messwerten als Boxplots

## 5. Histogramm

Ein Histogramm wird für die Darstellung der Verteilung von Werten genutzt. Messwerte werden in Klassen bzw. Wertebereiche eingeteilt und die Anzahl der Werte, die in den jeweiligen Klassen liegen, gezählt. Ein Balken, wie in Abbildung 10 dargestellt, repräsentiert jeweils eine Klasse. Auf der Y-Achse ist die Anzahl der pro Klasse vorkommenden Werte aufgetragen. Ein Histogramm eignet sich sehr gut, um ein besseres Verständnis für eine Zeitreihe aufbauen zu können. Wird die Leistung einer Hausstation als Histogramm aufgetragen, so kann in einer Grafik die Verteilung der Last aufgezeigt werden.

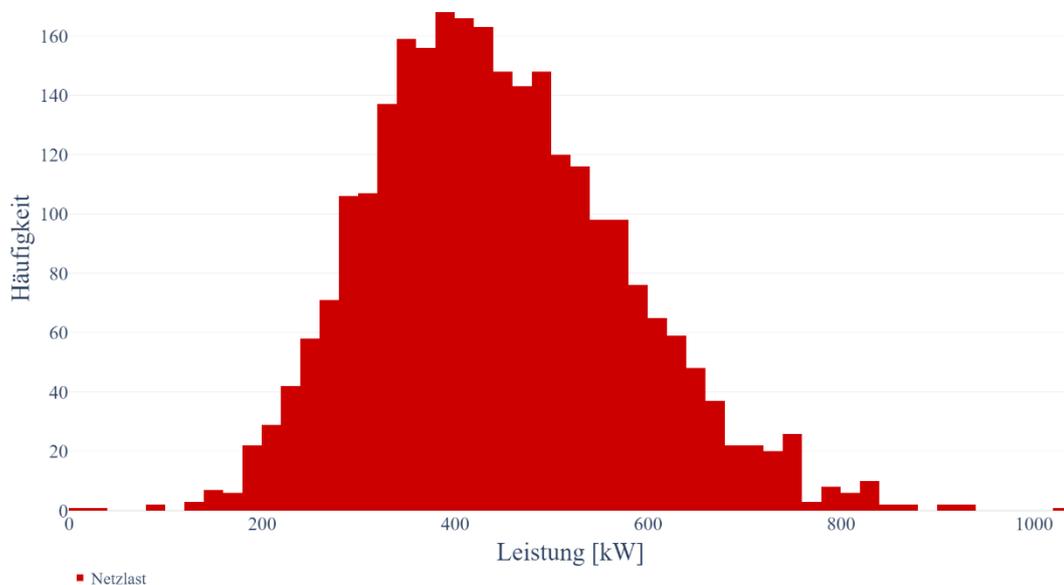


Abbildung 10: Darstellung von Messwerten als Histogramm

## 6. Teppichdiagramm

Das Teppichdiagramm (englisch: Carpetplot) zählt zu den dreidimensionalen Darstellungsformen. Zur Darstellung der dritten Dimension wird ein Farbverlauf genutzt, der die Höhe eines aufgetragenen Messwertes darstellt. Diese Darstellungsform eignet sich, um die Zeitreihen vieler gleicher Datenpunkte darstellen zu können, ohne eine Unübersichtlichkeit durch Überlagerung von Linien zu erzeugen. Carpetplots können beispielhaft bei der Visualisierung der Vorlaufzeit von Hausstationen zum Einsatz kommen. Auf der X-Achse befindet sich der Zeitstrahl, auf der Y-Achse die jeweiligen Datenpunkte und die farbig codierte Z-Achse stellt die Höhe der einzelnen Messwerte dar. Die Temperaturen der HAST können in dieser Darstellungsform sehr leicht verglichen und bewertet werden. Dauerhaft zu niedrige Vorlaufzeiten lassen sich schnell und einfach identifizieren und ggf. beheben.

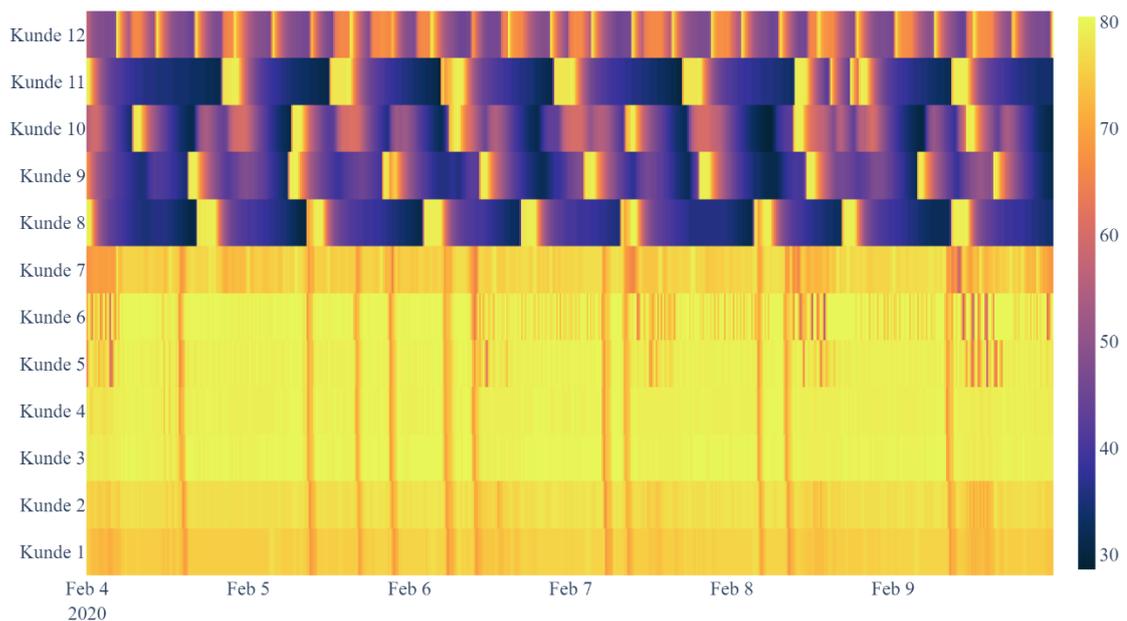


Abbildung 11: Darstellung von Temperaturmesswerten als Teppichdiagramm

## 7. Dichteplot

Dichteplots sind sehr gut geeignet, um die Häufigkeit, mit der eine XY-Wertekombination auftritt, farblich darzustellen. Die farbliche Darstellung der Häufigkeit ermöglicht dem Betrachter schnell und einfach erkennen zu können, welche Kombinationen besonders oft vorkommen. Dichteplots kann man verwenden, um den Zusammenhang zwischen Differenzdruck und Volumenstrom gemessen an einer Netzpumpe in einer Grafik zu visualisieren. In Abbildung 12 können zwei Cluster erkannt werden, die sich durch die lilafarbenen Bereiche darstellen. Eines der Cluster stellt den Normalbetrieb dar, während das andere auf Probleme mit der Förderhöhe hinweist.

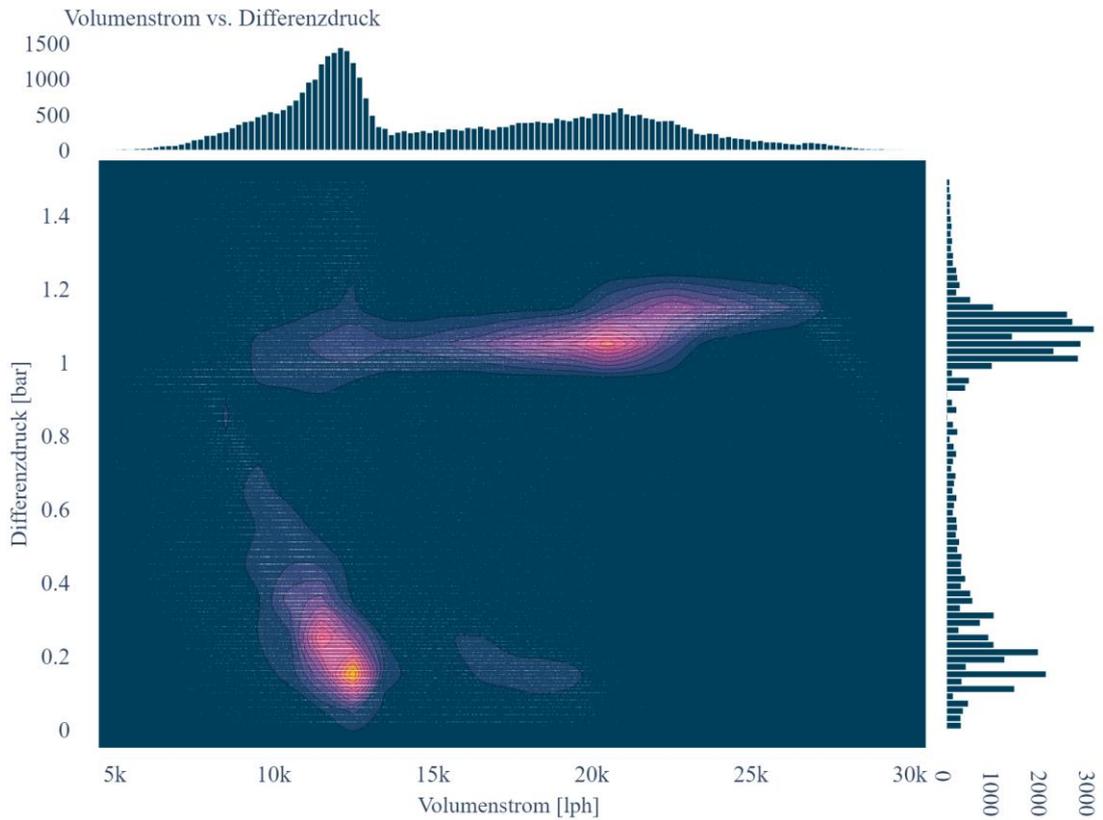


Abbildung 12: Darstellung von Messwerten als Dichteplot

#### 8. Zeit-Teppichdiagramm

Anders als bei Teppichdiagrammen werden bei einem Zeit-Teppichdiagramm die Messwerte von nur einem Datenpunkt dargestellt. Auf der X-Achse wird das Datum des Tages und auf der Y-Achse die Uhrzeit, zu der der Messwert erhoben wurde, dargestellt. Auf der Z-Achse befinden sich weiterhin als Farbverlauf dargestellt die Messwerte. Diese Darstellungsform ermöglicht die Visualisierung von Nutzungsprofilen. Nutzungsprofile helfen dabei die Betriebs- oder Nutzungsweise besser zu verstehen und bewerten zu können. Profile können beispielsweise für Erzeugungsanlagen, Netzeinspeisepunkte und Hausstationen erstellt werden.

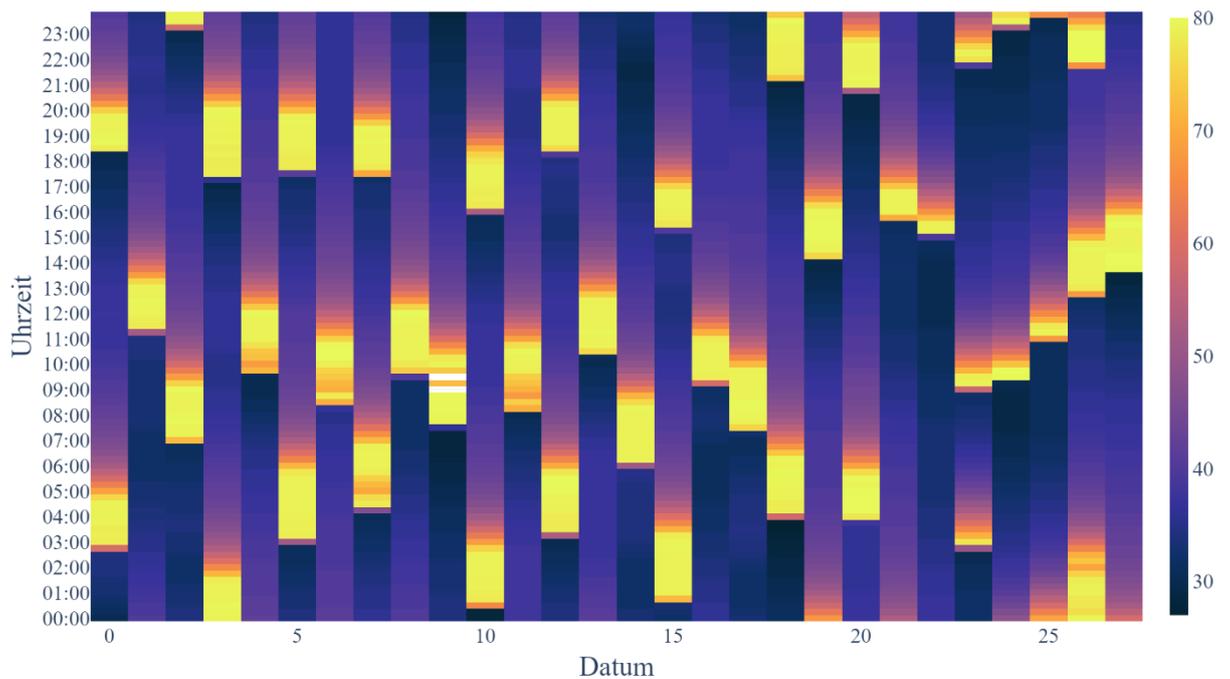


Abbildung 13: Darstellung von Messwerten als Zeit-Teppichdiagramm

## 9. Sortierbare Tabellen

Die wohl einfachste Darstellungsform für Daten ist die Tabelle. Tabellen lassen sich nach der Höhe der Werte einer Spalte sortieren. Ein Beispiel hierfür ist das Potenzial der einzelnen Wärmekunden zur Reduzierung der Rücklauftemperatur im Verteilsystem (Wieser 2019). Diese Kennzahl gibt Aufschluss darüber, wie positiv sich die Optimierung eines spezifischen Wärmekunden auf die Gesamt-Rücklauftemperatur auswirken würde. Werden die Ergebnisse dieser Analyse nach der Höhe des Potenzials sortiert aufgetragen, so können innerhalb kürzester Zeit die größten Stellhebel identifiziert werden.

## 1.3 Datenaufbereitung



Abbildung 14: Schritte der Datenaufbereitung

Der datenbasierten Auswertung gehen in der Regel Schritte zur Validierung, Transformation und Imputation der Eingangsdaten voraus. Diese Schritte sind, wenn nicht automatisiert werden können, mit einem hohen manuellen Aufwand verbunden. Besonders zeitlich hochaufgelöste Betriebsdaten sind ohne eine entsprechende Automatisierung nur schwer nutzbar zu machen. In der Regel liegen in den nicht aufbereiteten Betriebsdaten unterschiedliche zeitliche Auflösungen, Übertragungsfehler und Datenlücken vor. Da in Kennzahlen häufig mehrere Zeitreihen miteinander verrechnet werden, müssen die entsprechenden Datensätze zunächst bereinigt

werden. Nachfolgend werden drei Maßnahmen dargestellt, die die Datenqualität deutlich erhöhen können.

### 1.3.1 Qualitätsmerkmale einer Zeitreihe

Ausreichende Datenqualität ist eine wichtige Voraussetzung für die Belastbarkeit der darauf basierenden Auswertungen. Ist auf eine Analyse Verlass, so können daraus Entscheidungen abgeleitet werden und ein echter Mehrwert entsteht. Zu Fehlentscheidungen und wirtschaftlichen Verlusten kann es kommen, wenn Analysen fehlerhafte, weil auf unzuverlässigen Daten beruhende Ergebnisse liefern. Es ist daher notwendig, mittels geeigneter Merkmale die Qualität eines Datensatzes zu überprüfen. Im Nemo-Projekt hat sich die Überprüfung des Datenerfassungssystems auf typische Probleme als hilfreich erwiesen (Gitzel 2016) und auch in der Literatur wurde diese Thematik oft behandelt und ist Gegenstand fortlaufender Forschung (The Prognostics and Health Management Society (Hg.) 2013; Pastorello et al. 2014; Rahman et al. 2014). In Tabelle 1 werden typische Einflüsse auf die Datenqualität zusammengefasst.

Tabelle 1: Einflüsse auf die Datenqualität

Problem		Beschreibung
1	Datenverlust	Zeitreihen weisen Lücken auf.
2	Werte außerhalb des Wertebereichs	Werte befinden sich in einem untypischen Bereich für die Domäne oder außerhalb des Sensormessbereichs.
3	Spitzen	Große Änderung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Werten, die für die Domäne untypisch ist.
4	Falsche Zeitstempel	Die Zeitstempel einer Messung sind falsch.
5	Vertauschte Signale	Die Signale zweier Messungen wurden hard- oder softwareseitig vertauscht.
6	Rauschen	Die Messstelle liefert ein verrauschtes Signal.
7	Falscher Montageort für die Messstelle	Messstelle liefert korrekte Werte, wurde jedoch falsch montiert, so dass die Messung durch die Umgebung gestört werden kann.
8	Fehlerhafte Montage der Messstelle	Messstelle liefert dauerhaft verfälschte Werte, da die Montage fehlerhaft ausgeführt wurde.
9	Niedrige Quantisierung	Die Quantisierung des analogen Messsignals ist für die Anwendung unzureichend.
10	Divergenz zwischen Messstellen	Mehre Messstellen an der gleichen Stelle, die unterschiedliche Messwerte liefern.
11	Unplausible Messwerte	Messstelle liefert Werte, die beispielsweise aufgrund physikalischer Zusammenhänge nicht plausibel sind.

Für eine Betriebsdatenanalyse ist es sinnvoll, die Qualität eines Datensatzes anhand geeigneter Merkmale festzustellen, damit eine hohe Zuverlässigkeit der Analyse sichergestellt werden kann. Für die Bewertung der Qualität kann eine manuelle Sichtung der Betriebsdaten bereits ausreichend sein. Mit einer zunehmenden Anzahl an technischen Komponenten ist eine Automatisierung der Qualitätsprüfung sinnvoll. Einige der Einflüsse können bereits mit geringem Aufwand durch einfache Algorithmen geprüft werden.

### 1.3.2 Fehlerdetektion

Es existieren zahlreiche Ansätze für die Fehlerdetektion in Zeitreihen. In Tabelle 1 wurden bereits einige Probleme, die in Datensätzen auftreten können, gezeigt. Ein Teil der beschriebenen

Probleme kann nicht automatisiert detektiert und behoben werden, sondern bedarf einer manuellen und planerischen Herangehensweise.

### Grenzwertvalidierung

Der eingängigste Ansatz ist die Grenzwertvalidierung. In diesem Validierungsschritt werden Werte außerhalb des gültigen Wertebereichs und unplausible Steigungen identifiziert und aus dem Datensatz entfernt. Für einen Datenpunkt wird demnach ein oberer und ein unterer Grenzwert definiert. Werte, die sich außerhalb dieses Grenzbereichs befinden, müssen aus dem Datensatz entfernt werden und können ggf. gesondert betrachtet werden. Dieser Ansatz kann um eine maximale Änderung pro Zeitschritt erweitert werden. Hierfür wird die Steigung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Werten anhand der Zeitdauer zwischen den Werten und der Differenz der Werte berechnet. Übersteigt die Steigung den maximal zulässigen Wert, so kann beispielsweise entweder der betreffende Wert oder ein definiertes Zeitfenster entfernt werden.

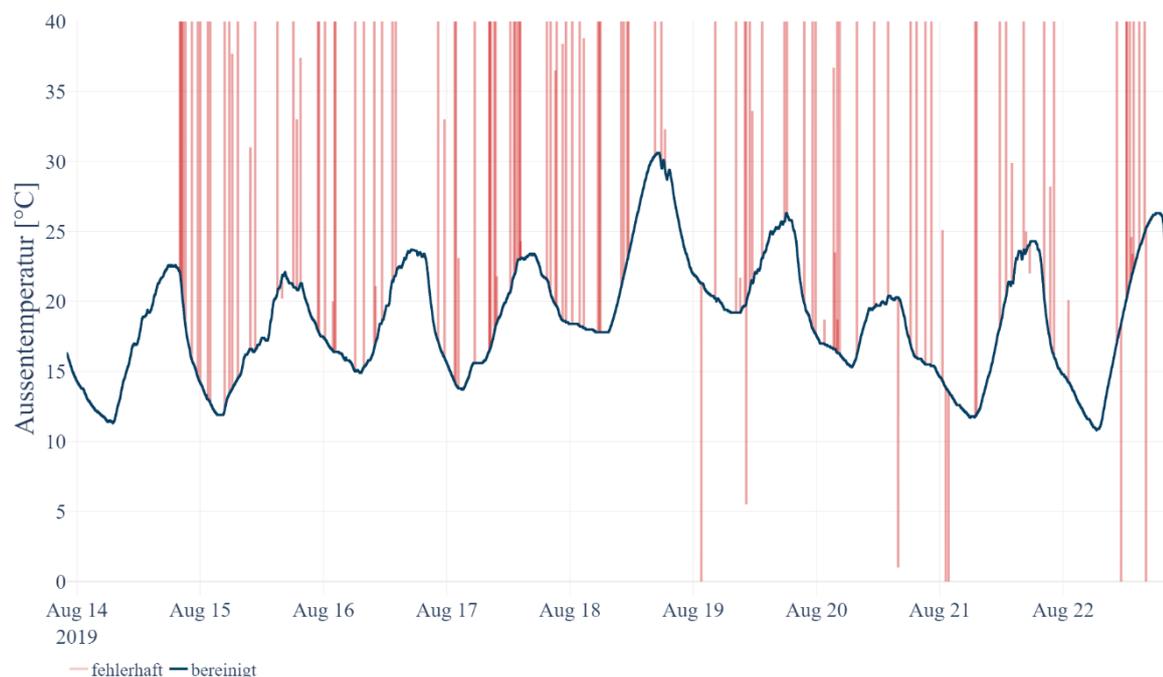


Abbildung 15: (Mess-)Fehlerdetektion mithilfe von Grenzwerten

### Anomaliedetektion

Eine weitere Möglichkeit, Fehler in Datensätzen bzw. Anomalien zu detektieren, ist die Anwendung des Isolation Forest. Er zählt zu den unbeaufsichtigten maschinellen Lern-Methoden. Der Algorithmus zieht so lange Grenzen zwischen den Werten eines Datensatzes, bis alle Werte isoliert sind. Anschließend kann betrachtet werden, wie viele Wiederholungen pro Wert notwendig waren, um diesen zu isolieren. Ausreißer benötigen besonders viele Schritte, da sie per Definition stark von den anderen Werten abweichen. Die Anzahl der Schritte dient als Maß, um zu bewerten, ob es sich um einen Ausreißer handelt. Es existieren zahlreiche andere Machine-Learning-Algorithmen zur Anomaliedetektion, die je nach Art des Datensatzes bessere oder schlechtere Ergebnisse liefern können. Abbildung 16 zeigt anhand des vorigen Beispiels die Ergebnisse der ML-basierten Anomaliedetektion. Diese sind mit den Ergebnissen der Grenzwertvalidierung vergleichbar. Lediglich kleine domainunspezifische Spitzen werden vom Isolation Forest fälschlicherweise als valide eingestuft.

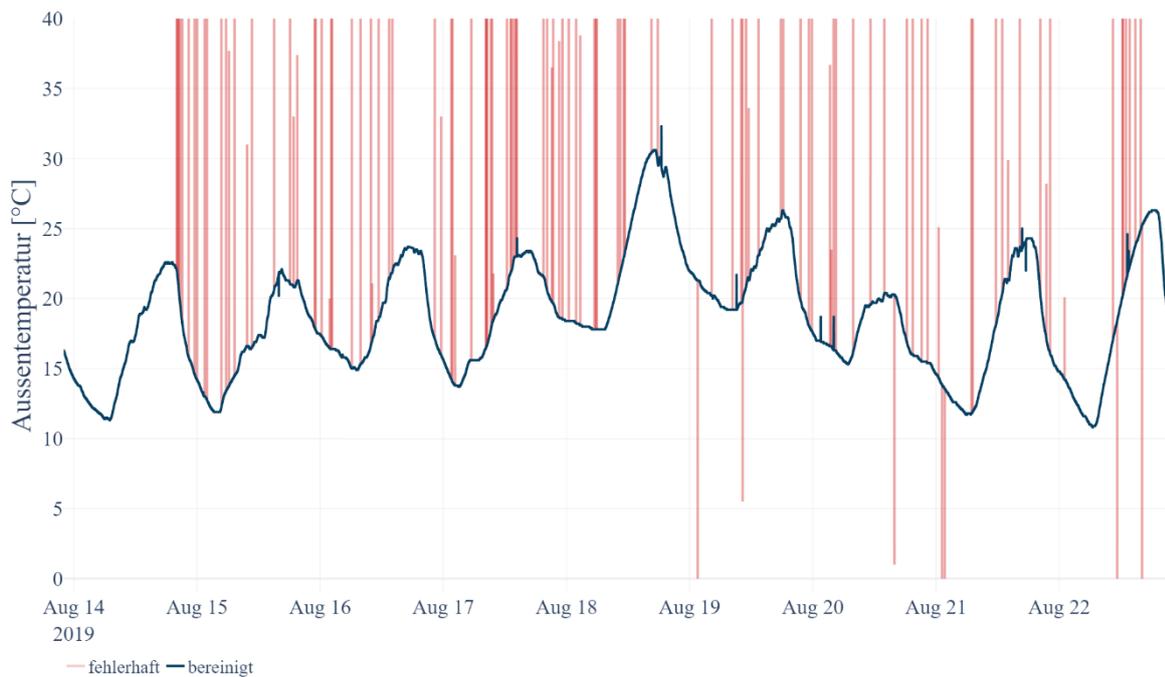


Abbildung 16: (Mess-)Fehlerdetektion mithilfe des Isolation Forest Algorithmus

### 1.3.3 Imputation

Bei der Imputation handelt es sich um einen Vorgang, der dazu dient, Lücken in Zeitreihen durch angenommene Werte zu füllen. Lücken in Zeitreihen gibt es in der Realität sehr häufig. Sie entstehen beispielsweise durch Probleme in der Messkette, der Datenübertragung oder durch die

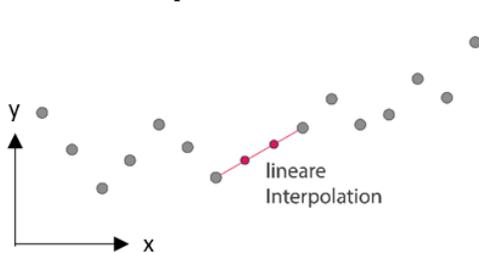


Abbildung 18: Imputation - lineare Interpolation

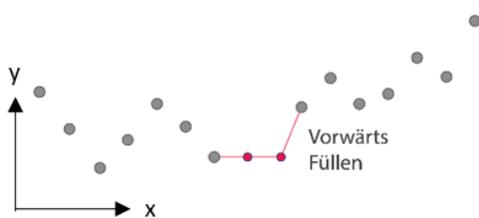


Abbildung 17: Imputation - vorwärts Füllen

Validierung der Zeitreihen. Bei der Analyse der im Nemo-Projekt aufgezeichneten Betriebsdaten waren in nahezu allen Zeitreihendaten Lücken vorhanden, die von wenigen Zeitschritten bis hin zu mehreren Wochen andauerten. „Lücken“ können auch bewusst durch eine Aggregation herbeigeführt werden, um beispielsweise Speicherplatz zu sparen. In vielen Fällen ist eine Imputation von Ersatzwerten notwendig, um Berechnungen durchführen zu können. Bei einer Imputation kann ein Fehler bzw. eine Abweichung zwischen realem Wert und Ersatzwert entstehen. Vor der Imputation von Daten sollte die Vollständigkeit des Datensatzes geprüft werden, um abschätzen zu können, wie viele Werte ersetzt werden müssen, um eine Berechnung durchzuführen. Zudem ist es sinnvoll, eine Imputation nur über einen kleinen Zeitbereich durchzuführen, um den Fehler durch die Imputation möglichst gering zu halten.

In der Zeitreihenanalyse kommen verschiedene Imputationsverfahren zum Einsatz. Einige grundlegende Methoden werden im Folgenden kurz beschrieben.

1. Fixer Wert  
Fehlende Werte können mit einem fixen Wert ersetzt werden. Anwendung findet diese Methode beispielweise, wenn eine technische Komponente nur dann Daten liefert, wenn sie in Betrieb ist. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass das Ersetzen mit einem festen Wert korrekt ist.
2. Letzter/erster verfügbarer Wert  
Eine weitere Möglichkeit ist, Datenlücken vorwärts bzw. rückwärts mit den letzten bzw. nächsten verfügbaren Werten zu füllen. Alternativ kann auch der zur Lücke am nächsten liegende gemessene Wert verwendet werden.
3. Mittelwert/Median (der Zeitreihe)  
Eine weitere Methode zur Imputation fehlender Werte ist das Ersetzen der Lücken mit dem Mittelwert oder dem Median der gesamten Zeitreihe. Der Mittelwert ist das einfachste Zeitreihenmodell und weist ggf. einen hohen Fehler auf.
4. Interpolation  
Bei diesem Imputationsverfahren werden die fehlenden Werte zwischen Beginn und Ende einer Datenlücke interpoliert. Es können verschiedene Interpolationsverfahren angewandt werden. Welches Verfahren sich am besten eignet, muss von Fall zu Fall entschieden werden. In Abbildung 19 sind beispielhaft die lineare und die Splineinterpolation dargestellt.

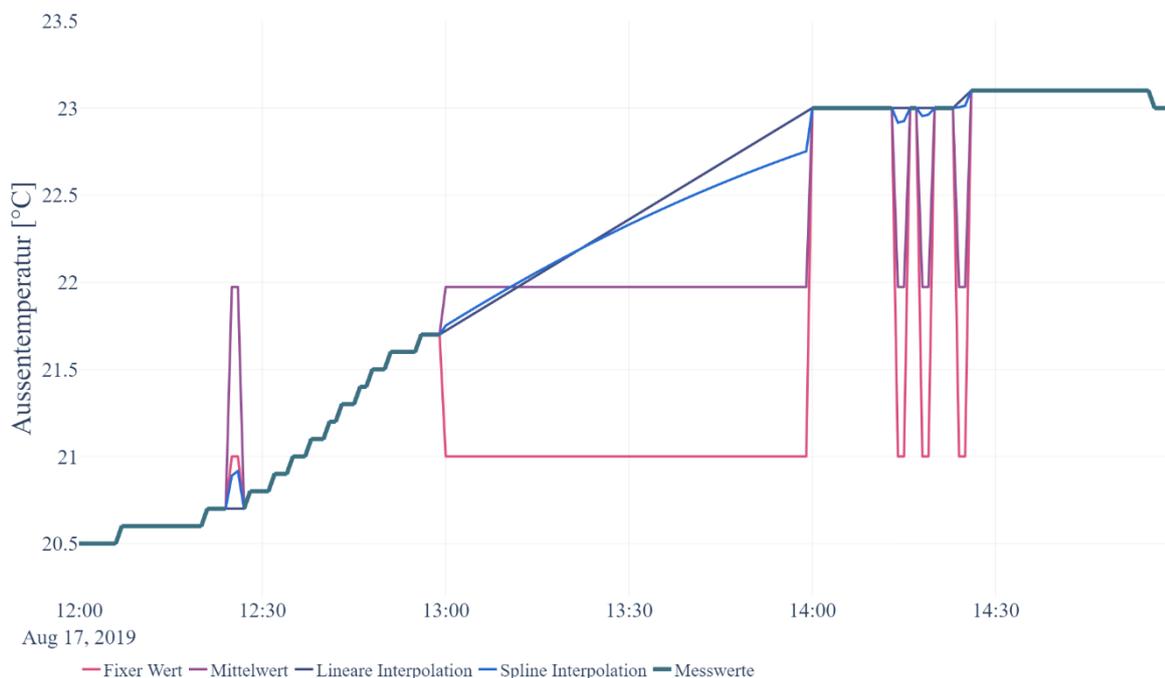


Abbildung 19: Darstellung unterschiedlicher Imputationsverfahren. Für die Methode „Fixer Wert“ wurde ein Füllwert von 21 °C gewählt. Die Methode „Mittelwert“ füllt mit dem arithmetischen Mittelwert des Betrachtungsbereiches, hier: 22 °C. Die Spline-Interpolation berücksichtigt in diesem Beispiel nur die fehlenden Wertebereiche, dadurch kommt es an den Rändern des Imputationsbereiches zu Sprüngen.

### 1.3.4 Transformation

Im nächsten Schritt in der Kette der Datenaufbereitung können Zeitreihendaten transformiert werden. Als Transformation werden im Folgenden alle Vorgänge bezeichnet, die die ursprünglichen Werte einer Zeitreihe verändern. Ziele einer Transformation können sein:

1. Reduzierung der Anzahl zu verarbeitender Werte,
2. Extraktion der gesuchten Informationen und
3. Herstellung zeitlicher Äquidistanz zwischen Messwerten.

Bei der Aggregation von Zeitreihen, wird ein „Schiebfenster“ (auch „sliding window“ genannt), über die Werte geschoben. Ein Schiebefenster ist ein zeitliches Intervall, auf dessen Werte eine mathematische Methode angewandt werden kann. Üblicherweise ist das Intervall deutlich kleiner als der Betrachtungszeitraum (z. B. Stunden vs. Monate). Die Werte, die innerhalb dieses „Schiebefensters“ bzw. Intervalls liegen werden, mithilfe einer Transformationsmethode, auf einen einzelnen Wert reduziert, der dann repräsentativ für alle ursprünglichen Werte steht. Es kann beispielsweise der Mittelwert oder der Median, der kleinste oder größte Wert des Intervalls, die Standardabweichung oder der letzte oder erste Wert des Intervalls gewählt werden. Rollende Schiebefenster sind ebenfalls möglich, hierbei wird das Schiebefenster nicht um das gesamte Intervall verschoben, sondern immer nur um einen Zeitschritt der ursprünglichen Zeitreihe. Rollende Schiebefenster entfernen einzelne Ausreißer, da sie die Zeitreihe glätten. Abbildung 20 zeigt Daten für die der Tagesmittelwert (rote Linie) mit einem Schiebefenster gebildet wurde.

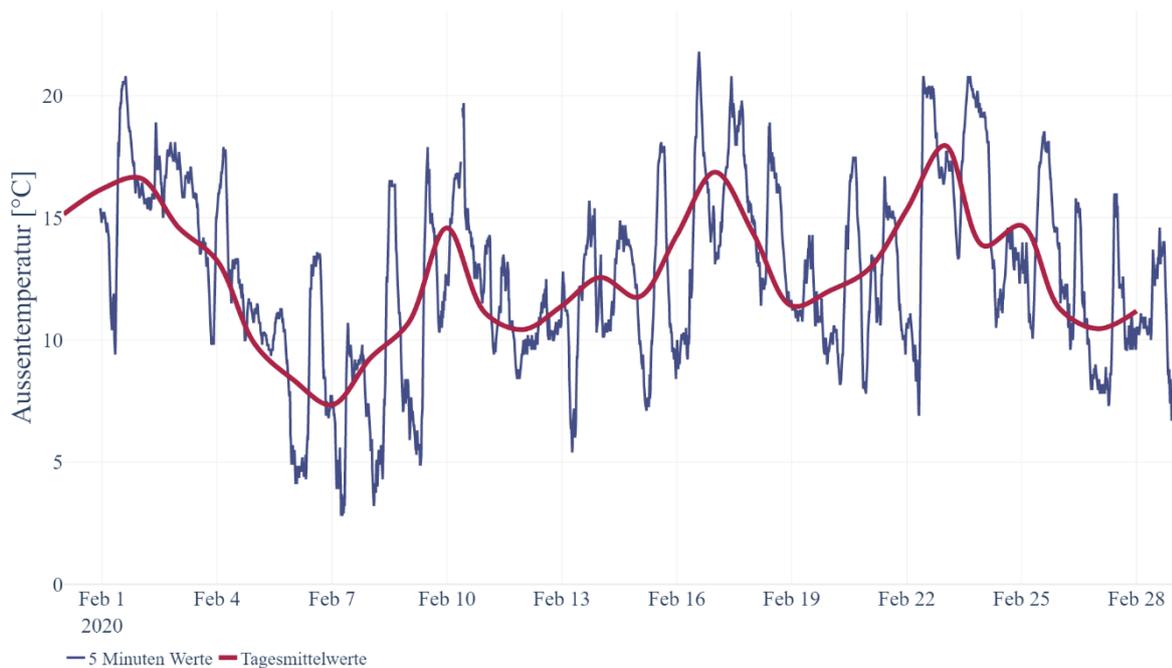


Abbildung 20: Bildung von Tagesmittelwerten aus 5-Minuten-Werten als Beispiel zeitlicher Aggregation.

Zur Verrechnung mehrerer Zeitreihen untereinander kann es notwendig sein, eine Äquidistanz der Zeitreihen herzustellen. Das bedeutet, dass die Zeitreihen einen immer gleichen zeitlichen Abstand zwischen den einzelnen Messungen aufweisen. Weist eine „rohe“ Zeitreihe keine Äquidistanz auf, kann diese durch eine Aggregation erstellt werden. Indem ein Schiebefenster mit einem festen Intervall und einer geeigneten Aggregierungsmethode über die Zeitreihe geschoben wird, entsteht als eine Möglichkeit, beginnend ab Minute 0 einer Stunde, in einem 15 Minuten Intervall ein Aggregationsergebnis. Dabei wird beispielsweise der Mittelwert der Messwerte eines Intervalls berechnet, wie in Abbildung 21 dargestellt. Sind in einem Intervall keine Werte vorhanden (Abstinenz), wird an dieser Stelle des Zeitstrahls ein

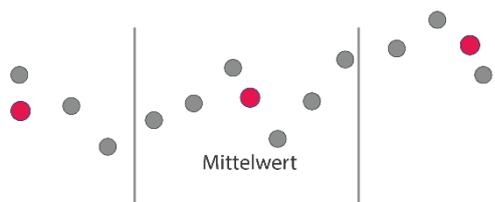


Abbildung 21: Aggregation mittels Schiebefenster

„Nullwert“ gesetzt, der dies markiert. Lücken können anschließend mit einem Imputationsverfahren aufgefüllt werden.

Es existieren noch zahlreiche weitere Methoden für die Transformation von Zeitreihen. Diese sind jedoch für die nachfolgenden Analysemethoden nicht notwendig, bzw. werden als eigene Analysemethode aufgeführt.

## 2 Systemgrenzen

Der folgende Ansatz zur Unterteilung des Fernwärmesystems und dessen Darstellung wurde in Anlehnung an (DIN EN 15316-4-5:2017-09) gewählt.

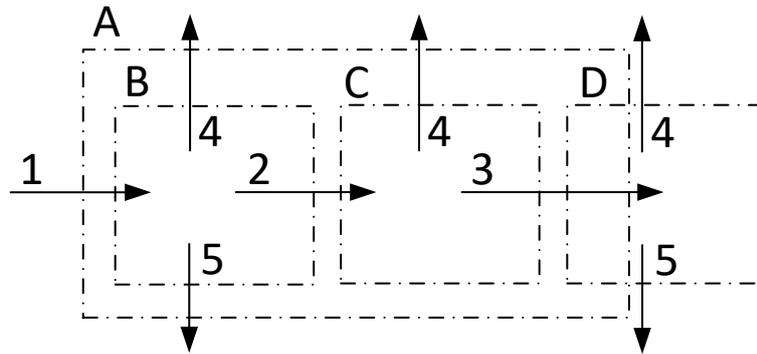
Um ein System beschreiben zu können, muss es klar von seinem Umfeld abgegrenzt sein. Diese Abgrenzung wird mit der Definition einer Systemgrenze erreicht. Jedes System erledigt eine Menge an Teilaufgaben und kann daher in weitere Teilsysteme zerlegt werden. Meistens ist das Systemverhalten von äußeren Einflussfaktoren abhängig. Diese Faktoren können durch zusätzliche Stoffströme, Energieströme oder Informationsschnittstellen an den Systemgrenzen definiert werden.

Zur Betrachtung der Systemeigenschaften wie Funktionalität, Verlässlichkeit, Sicherheit und Betriebsverhalten muss eine Systemgrenze definiert sein, welche im Gegensatz zur Bilanzgrenze die nötigen Anlagenteile und Informationsstrukturen miteinschließt. Bei der Beschreibung von Energieflüssen entsprechen die Systemgrenzen den Bilanzgrenzen.

### 2.1 Hauptsysteme

Ein Fernwärmesystem lässt sich in die drei Hauptsysteme Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung und Wärmeverbrauch aufteilen (Bücker et al. 2020a). Die in diesem Dokument beschriebenen Methoden werden diesen drei Hauptsystemen in den Kapiteln 3. Wärmeerzeugung, 4. Wärmeverteilung und 5. Wärmeverbrauch zugeordnet. Die Aufgaben dieser Hauptsysteme sind im Rahmen dieses Methodenkatalogs wie folgt definiert:

- **Wärmeerzeugung** (Wärmeerzeuger- bzw. Einspeiseanlagen): Die Wärmeerzeugung stellt Wärme in der richtigen Beschaffenheit (Temperatur, Volumenstrom, Wasserqualität, Differenzdruck...) bereit.
- **Wärmeverteilung** (Wärmeverteilsystem): Die Wärmeverteilung übernimmt die Wärme von der Erzeugung und stellt sie für den Wärmeverbrauch in der richtigen Beschaffenheit (Temperatur, Volumenstrom, Wasserqualität, Differenzdruck...) bereit.
- **Wärmeverbrauch** (HAST): Der Verbrauch bildet die Abnahme der über das Wärmenetz bereitgestellten Wärme unter vereinbarten Bedingungen (Temperaturspreizung, Höchstleistung...) ab.



## Legende

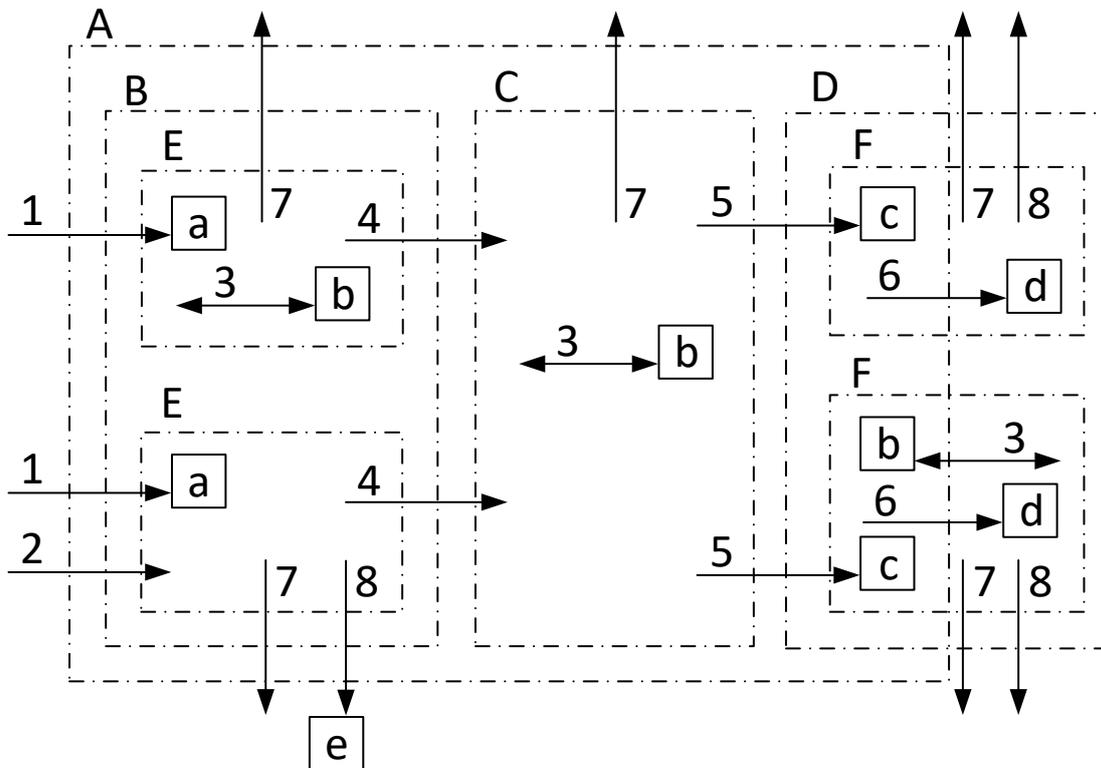
A Systemgrenze des Fernwärmesystems	1 Energiezufuhr Wärmeerzeugung
B Systemgrenze der Wärmeerzeugung	2 Energiezufuhr Wärmeverteilnetz
C Systemgrenze des Wärmeverteilung	3 Energiezufuhr Wärmeverbrauch
D Systemgrenze des Wärmeverbrauchs	4 Energieverlust
	5 exportierte Energie

Abbildung 22: Systemgrenzen der Hauptsysteme mit eingezeichneten Energieströmen, nach (Bücker et al. 2020a)

Abbildung 22 zeigt die Systemgrenze des Fernwärmesystems sowie die der drei Hauptsysteme, die so auch im (Fachbericht AGFW FW 450) verwendet werden. Der Wärmeverbrauch kann in den meisten Fällen nicht komplett dem Fernwärmesystem zugeordnet werden. In der Abbildung 22 sind nur die Energieströme zwischen den Hauptsystemen eingezeichnet. Weitere Wechselwirkungen können anhand von Drücken oder Stoffströmen definiert werden. (Wieser 2019; Bücker et al. 2020a, 2020b)

## 2.2 Teilsysteme

In je mehr Teilsysteme ein System zerlegt wird, desto mehr Systemeigenschaften können beschrieben werden. Gleichzeitig nimmt die Komplexität durch die Steigerung der Wechselwirkungen zwischen den Teilsystemen zu. Grundsätzlich sollten in einem System nur so viele einzelne Teilsysteme betrachtet werden, wie für die jeweilige Beurteilung nötig sind.



## Legende

A Systemgrenze des Fernwärmesystems  
 B Systemgrenze der Wärmeerzeugung  
 C Systemgrenze des Wärmeverteilnetzes  
 D Systemgrenze des Wärmeverbrauchs  
 E Systemgrenze Wärmeerzeugungsstandort  
 F Systemgrenze Wärmekunde  
 a Wärmeerzeuger  
 b Wärmespeicher  
 c Hausstation  
 d Wärmeverbraucher  
 e externer Energieverbraucher

1 Energiezufuhr Wärmeerzeuger  
 2 Energiezufuhr Wärmeerzeugerstandort  
 3 Wärmewischenspeicherung  
 4 Wärmezufuhr Wärmeverteilnetz  
 5 Wärmezufuhr Hausstation  
 6 Wärmezufuhr Wärmeverbraucher  
 7 Wärmeverlust  
 8 exportierte Energie

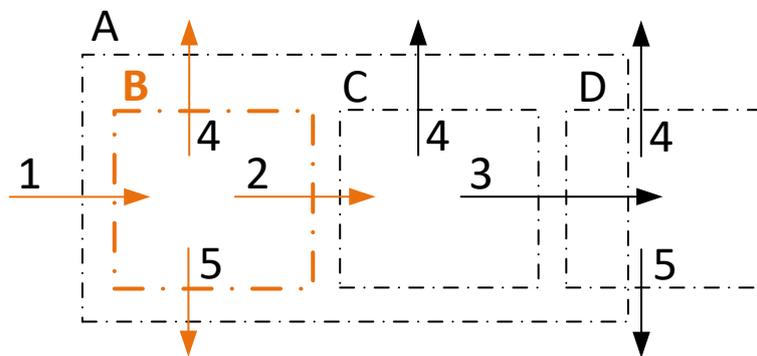
Abbildung 23: Systemgrenzen für untergeordnete Teilsysteme und deren Energieströme, nach (Bücker et al. 2020a)

Abbildung 23 zeigt die sechs Systemgrenzen A bis F, in die ein Fernwärmesystem mindestens aufgeteilt werden sollte, da sie grundsätzlich in jedem Fernwärmesystem enthalten sind. Exemplarisch sind Teilsysteme a bis e eingezeichnet, welche sich je nach Fernwärmesystem unterscheiden können. Zusätzlich werden die Energieströme 1 bis 8 dargestellt, um mögliche Wechselwirkungen aufzuzeigen. (Wieser 2019)

### 3 Wärmeerzeugung

Erzeugungsanlagen weisen häufig einen hohen Digitalisierungsgrad auf, da die betrieblichen Anforderungen komplex sind und viele Überwachungs- und Steuerungsparameter für den ordentlichen Betrieb benötigt werden. Besonders bei Fernwärmesystemen mit mehreren unterschiedlichen Erzeugungsalternativen lässt sich durch einen optimierten Heiz-(Kraft-)werk Einsatz die Effizienz des Gesamtsystems steigern, wodurch sich unter anderem Rohstoffe und Kosten einsparen lassen. Nicht zuletzt aufgrund des großen Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten Energiesystems sind im Bereich der (Wärme-)Erzeugung zahlreiche kommerzielle Produkte verfügbar, die bestimmte Aspekte eines Monitorings der jeweiligen Anlagen abdecken (weitere Informationen findet man beispielsweise über Fachseminare des AGFW „Einsatzoptimierung in der Fernwärmeerzeugung - strategisch und digital“ oder in der Literatur (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. 2019).

Das Monitoring einzelner Erzeugungsanlagen ist nicht Gegenstand des Forschungsvorhabens gewesen, daher liegt der Schwerpunkt der dargestellten Methoden in den anderen Hauptsystemen. Thermische Speicher (TES) wiederum können nicht ausschließlich der Wärmeerzeugung zugeordnet werden und werden daher in einem eigenen Kapitel behandelt. Die nachfolgend beschriebene Methode zur Bewertung von Komponenten und Anlagenteilen ist nach den verwendeten Systemgrenzen (siehe Abbildung 22) der Wärmeerzeugung zugeordnet.



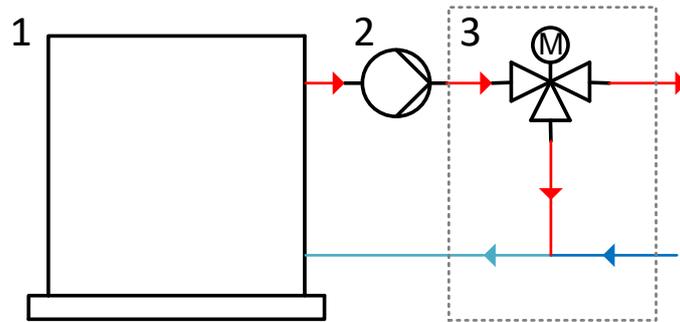
#### Legende

- |                                       |                                  |
|---------------------------------------|----------------------------------|
| A Systemgrenze des Fernwärmesystems   | 1 Energiezufuhr Wärmeerzeugung   |
| B Systemgrenze der Wärmeerzeugung     | 2 Energiezufuhr Wärmeverteilnetz |
| C Systemgrenze des Wärmeverteilnetzes | 3 Energiezufuhr Wärmeverbrauch   |
| D Systemgrenze des Wärmeverbrauchs    | 4 Energieverlust                 |
|                                       | 5 exportierte Energie            |

Abbildung 24: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen, nach (Bücker et al. 2020a)

#### 3.1 Schwingendes Rücklaufmischventil

Bei Erzeugungsanlagen mit Rücklaufmischventil sollte gelegentlich überprüft werden, ob deren Regelung richtig eingestellt ist. Bei Mischventilen zur Rücklaufmischventil kann es durch falsche Auslegung oder nicht richtig eingestellte Regelparameter zu Schwingungen kommen. Ein schwingendes Verhalten kann sich negativ auf die Erzeugungsanlage oder die zu versorgenden Systeme auswirken (siehe bspw. Kapitel 4.8).



### Legende

1 Wärmeerzeuger

2 Wärmeerzeugerpumpe

3 Rücklauf temperaturanhebung  
(Mischventil)

Abbildung 25: Vereinfachte Darstellung einer Rücklauf temperaturanhebung

### Mögliche negative Auswirkungen durch ein schwingendes Ventil

- Zu niedrige Kesseleintrittstemperatur (Schwitzwasser, Glanzrußbildung)
- Zu niedrige Kesselaustrittstemperatur (Nichteinhaltung der Vorlauf temperatur)
- Nichteinhalten des Mindestdurchflusses

#### 3.1.1 Messanforderungen

Tabelle 2— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Ventilstellungsoptimierung

Messstellen			
Bezeichnung		Einbauort	Beschreibung
1	Kesseleintrittstemperatur <sup>1)</sup>	Temperatur am Kesseleintritt nachdem sie erhöht wurde	Darf nicht mit der Temperatur vor der Erhöhung verwechselt werden
1) Alternativ kann anhand der Kesseltemperatur ebenfalls herausgefunden werden, ob das Ventil schwingt.			
Messintervall			
Messintervall		Beschreibung	
a	≤ 15 Minuten <sup>2)</sup>	— Eine Schwingung lässt sich nur erahnen	
b	≤ 5 Minuten <sup>2)</sup>	— Eine Schwingung kann erkannt werden	
c	≤ 2 Minute <sup>2)</sup>	— Eine Schwingung kann erkannt werden und gegebenenfalls kann der falsch eingestellte Regelparameter identifiziert werden	
2) Bei sehr großen Anlagen können die Ventilstellzeiten unter Umständen stark abweichen und daher höhere Auflösungen ausreichend sein.			

#### 3.1.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für diese Methode sind keine Berechnungsmethoden erforderlich

#### 3.1.3 Darstellung und Auswertung

Um ein schwingendes Ventil zu erkennen, reicht im einfachsten Fall die Darstellung einer Zeitreihe. Geeignete Methoden im Bereich Schwingungs- und Frequenzanalyse könnten den Aufwand einer Überprüfung gegebenenfalls durch Automatisierung minimieren.

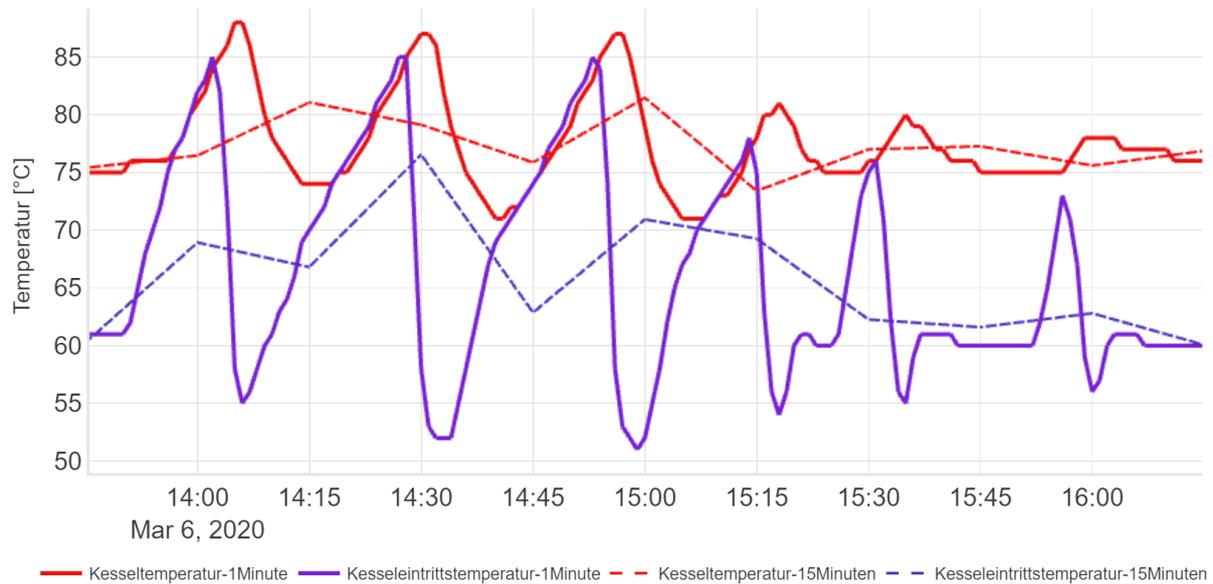


Abbildung 26: Rücklauf temperaturmischventil; langer Einschwingvorgang

In Abbildung 26 sind die Kesseltemperatur und die Kesseleintrittstemperatur für ein Rücklauf temperaturmischventil dargestellt. Zu sehen ist, dass es sehr lange dauert, um eine Solltemperatur einzuregeln. Dabei wird einerseits immer wieder die Solltemperatur von 60 °C unterschritten und andererseits die nötige Kesseltemperatur (steht in direktem Zusammenhang mit der Vorlauf temperatur) wiederholt nicht eingehalten. In der Abbildung sind die Messdaten zusätzlich gestrichelt in einem Intervall von 15 Minuten dargestellt, um zu veranschaulichen, welche Auswirkung eine niedrigere Auflösung der Messdaten auf die visuelle Auswertung hat.

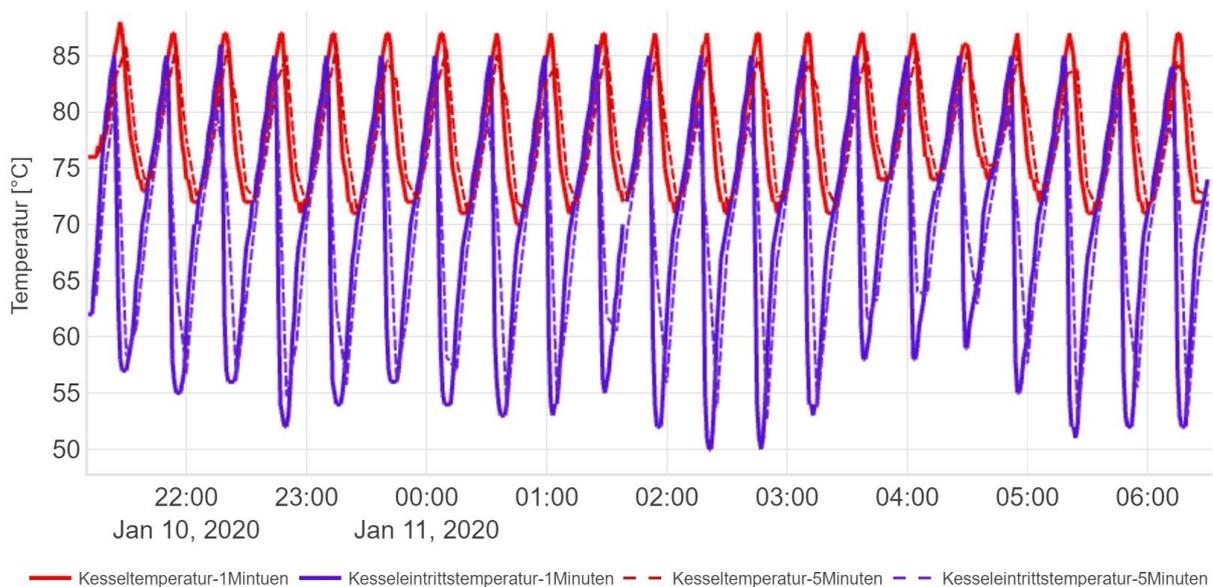
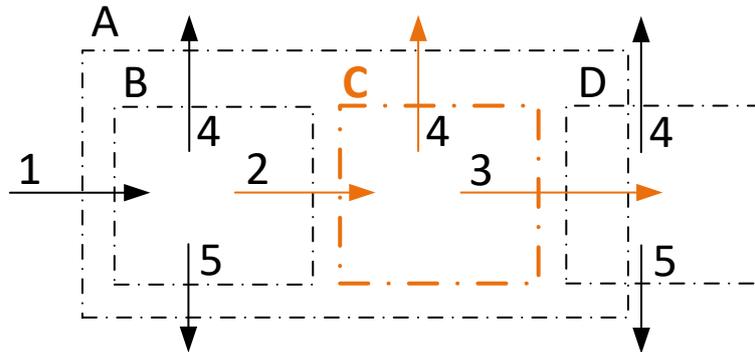


Abbildung 27: Rücklauf temperaturmischventil; dauerhaftes Schwingen

In Abbildung 27 sind wie in Abbildung 26 ebenfalls die Kesseltemperatur und die Kesseleintrittstemperatur für ein Rücklauf temperaturmischventil dargestellt. Sie unterscheiden sich dadurch, dass bei dieser Betriebsphase das Ventil dauerhaft schwingt.

## 4 Wärmeverteilung



### Legende

A Systemgrenze des Fernwärmesystems  
B Systemgrenze der Wärmeerzeugung  
C Systemgrenze der Wärmeverteilung  
D Systemgrenze des Wärmeverbrauchs

1 Energiezufuhr Wärmeerzeugung  
2 Energiezufuhr Wärmeverteilnetz  
3 Energiezufuhr Wärmeverbrauch  
4 Energieverlust  
5 exportierte Energie

Abbildung 28: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen

Das Wärmeverteilnetz verteilt die für den Wärmeverbrauch benötigte Wärme aus der Erzeugung in der richtigen Beschaffenheit (Temperatur, Volumenstrom, Mediumqualität, Differenzdruck...) auf die Verbraucher. Neben dem Rohrleitungsnetz, welches das eigentliche Verteilnetz darstellt, zählen in den hier gewählten Systemgrenzen auch sämtliche Komponenten der Netzeinspeisung (Pumpen, Druckhaltung, etc.) zur Wärmeverteilung, sowie Auswirkungen durch entsprechende Betriebsstrategien.

### 4.1 Überprüfung der Vorlauftemperatur

In dieser Methode wird die Vorlauftemperatur eines Netzeinspeisepunktes mit der Soll-Vorlauftemperatur der Wärmeverteilnetzes verglichen. Das Ziel dieser Methode ist es, historische Daten eines beliebigen Zeitraums als übersichtliche und einfach zu generierende Grafik aufzubereiten.

#### Mögliche Ursachen für einen Netzeinspeisepunkt mit einem auffälligen Ergebnis

- Defektes Rücklaufbeimischventil am Netzeinspeisepunkt
- Falsch parametrisierte Regelung

#### Mögliche negative Auswirkungen von Netzeinspeisepunkten mit einem auffälligen Ergebnis

- Unterversorgung von Hausstationen
- Erhöhte thermomechanische Beanspruchung des Verteilnetzes
- Erhöhte Temperaturverluste im Verteilnetz

#### 4.1.1 Messanforderungen

Tabelle 3— Anforderungen an die Messtellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

Messstellen			
Bezeichnung		Einbauort	Beschreibung
1	Vorlauftemperatur	Netzeinspeisepunkt	Wird vom Wärmezähler erfasst
2	Soll-Vorlauftemperatur	-	Wird in den meisten Fällen vom Prozessleitsystem vorgegeben
Messintervall			
Messintervall		Beschreibung	
a	~ 1 Stunde	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 15 Minuten	— Probleme sind gut sichtbar	
c	<= 2 Minuten	— Fehlerursache kann ggf. aus den Daten abgeleitet werden	

#### 4.1.2 Darstellungen und Auswertung

Für die Überprüfung der Einhaltung der Soll-Vorlauftemperatur wird angenommen, dass es für den Betrieb des Fernwärmesystems erforderlich ist, diese zu jedem Zeitpunkt zu erreichen. In der Praxis muss der Versorger selbst abwägen, welche Relevanz die Einhaltung der vorgegebenen Vorlauftemperatur für den Betrieb des Systems hat.

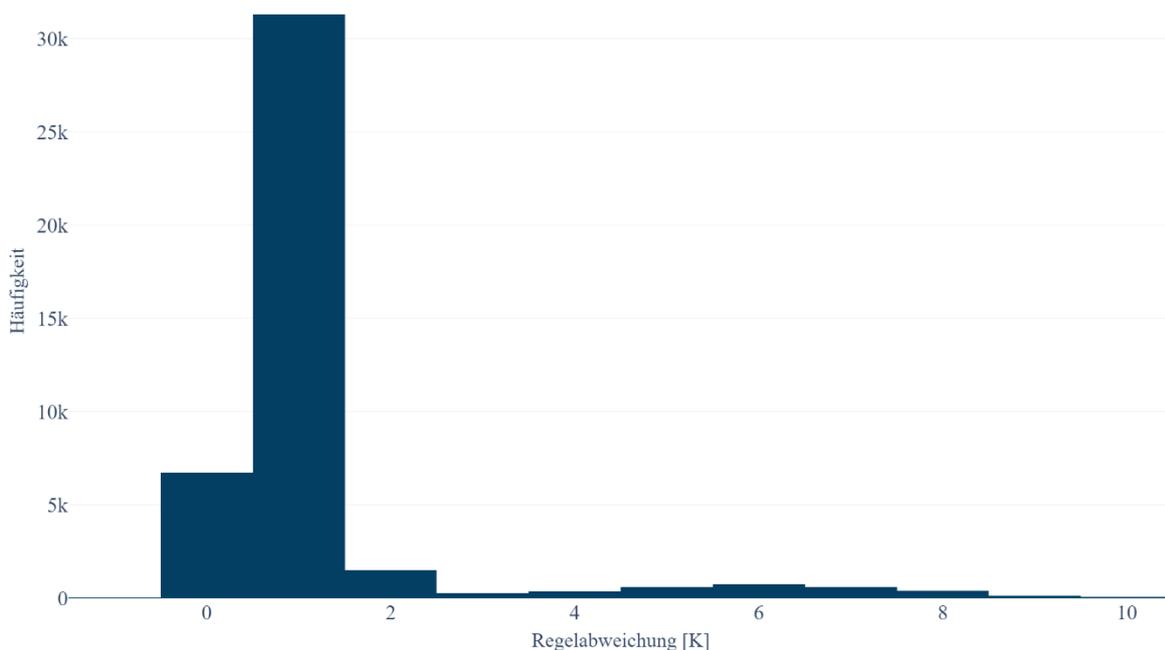


Abbildung 29: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperatur-Reglerdifferenz am Netzeinspeisepunkt

In Abbildung 29 ist die Abweichung der Ist-Vorlauftemperatur zur Soll-Vorlauftemperatur ( $T_{soll} - T_{ist}$ ) als Histogramm dargestellt. Es ist zu sehen, dass im Betrachtungszeitraum die Vorlauftemperatur die meiste Zeit um 1 K unterschritten wurde. Grund für diese kleine Regeldifferenz ist, dass für den Vergleich zwischen Soll und Ist nicht die Daten des Temperaturfühlers vorlagen, nach welchem geregelt wurde. Die Differenz liegt daher im Rahmen der Messungenauigkeit und stellt kein Optimierungspotenzial dar. In der Abbildung kann des Weiteren erkannt werden, dass es mit relativ geringer Häufigkeit zu höheren Regelabweichungen im Bereich 4 bis 9 K gekommen ist. Weder der Hergang noch die Ursache lassen sich aus dieser

Grafik ableiten. Im konkreten Fall stellte sich später heraus, dass die die Regelabweichung von einem Spitzenlastkessel verursacht wurde, der im Betrieb die Soll-Vorlauftemperatur nicht erreichte. Die komplexen Ursachen und Hintergründe hierzu stellten sich als spezifisches Problem des Versorgers heraus und ließen sich anhand der übrigen Daten nicht in eine allgemein relevante Methode überführen. Dennoch können die Abweichungen zwischen Soll und Ist - Vorlauftemperatur Indikatoren für mögliche Fehler sein, denen im Einzelfall genauer nachzugehen ist.

## 4.2 Überprüfung der Temperaturspreizung

In dieser Methode wird die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf eines Netzeinspeisepunktes überprüft. Das Ziel dieser Methode ist es, historische Daten eines beliebigen Zeitraums als übersichtliche und einfach zu generierende Grafik aufzubereiten. Die Temperaturspreizung ist für viele Fernwärmesysteme eines der größten Optimierungspotenziale und wichtiger Werthebel. Es ist daher sinnvoll, die Temperaturspreizung des Gesamtnetzes bzw. einzelner Stränge dauerhaft zu überwachen und gezielte Optimierungsmaßnahmen einzuleiten.

### Mögliche Ursachen für einen Netzeinspeisepunkt mit einem auffälligen Ergebnis

- Eine oder mehrere HAST mit hohem Potenzial zur Reduzierung der Rücklauftemperatur

### Mögliche negative Auswirkungen von Netzeinspeisepunkten mit einem hohen Potenzial

- Erhöhte Kosten für Hilfsenergiebedarf bei den Netzpumpen
- Ggf. Reduzierung des Wirkungsgrades der Wärmeerzeuger
- Erhöhte Wärmeverluste im Verteilnetz

#### 4.2.1 Messanforderungen

Tabelle 4— Anforderungen an die Messtellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Vorlauftemperatur	Netzeinspeisepunkt	Wird von Wärmezähler erfasst
2	Rücklauftemperatur	Netzeinspeisepunkt	Wird vom Wärmezähler erfasst
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	~ 1 Stunde	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 15 Minuten	— Probleme sind gut sichtbar	
c	<= 2 Minuten	— Fehlerursache kann ggf. aus den Daten abgeleitet werden	

#### 4.2.2 Darstellungen und Auswertung

Die Temperaturspreizung am Netzeinspeisepunkt hat einen signifikanten Einfluss auf die Wärmeleitungsverluste des Verteilnetzes, die Erweiterungsfähigkeit des Systems, den Hilfsenergiebedarf für die Netzpumpen und je nach Art der Energiequelle auch auf die Effizienz der Wärmeerzeuger. Aus diesem Grund ist es sinnvoll sie fortlaufend zu überprüfen.

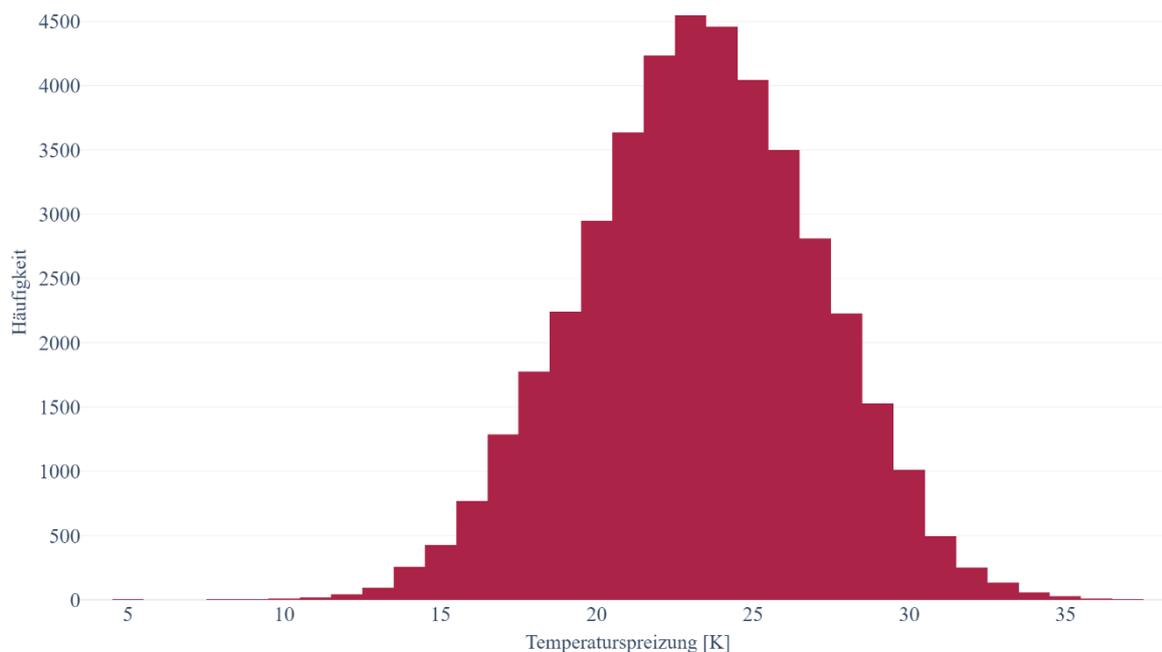


Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz am Netzeinspeisepunkt

Die in Abbildung 30 dargestellte Grafik zeigt die Verteilung der Temperaturspreizung für den Betrachtungszeitraum. Es handelt sich um eine Normalverteilung mit einem Maximum bei 24 K. Sowohl niedrigere als auch höhere Spreizungen werden erreicht. Allgemein ist die Spreizung relativ gering. Der dargestellte Einspeisepunkt wird bei 80 °C Vorlauftemperatur betrieben und weist somit größtenteils Rücklauftemperaturen um 56 °C auf.

### 4.3 Überprüfung der Druckdifferenz

Mit dieser Methode wird die Druckdifferenz an den aktiven Netzpumpen bzw. am Netzeinspeisepunkt überprüft. Das Ziel der Methode ist es, historische Daten eines beliebigen Zeitraums als übersichtliche und einfach zu generierende Grafik aufzubereiten.

#### **Mögliche Ursachen für einen Netzeinspeisepunkt mit einem auffälligen Ergebnis**

- Defektes Rücklaufbeimischventil am Netzeinspeisepunkt
- Falsch parametrisierte Regelung

#### **Mögliche negative Auswirkungen von Netzeinspeisepunkten mit einem hohen Potenzial**

- Unterversorgung von Hausstationen
- Erhöhte thermomechanische Beanspruchung des Verteilnetzes
- Erhöhte Wärmeverluste im Verteilnetz

### 4.3.1 Messanforderungen

Tabelle 5— Anforderungen an die Messtellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

Messstellen			
	Bezeichnung	Einbauort	Beschreibung
4	Differenzdruck	Netzpumpen	Indirekte Messung über Druckmessung an Saug- und Druckseite der Netzpumpe
5	Soll-Differenzdruck	-	Wird in vielen Fällen von Prozessleitsystem vorgegeben
Messintervall			
	Messintervall	Beschreibung	
a	~ 15 Minuten	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 2 Minuten	— Probleme sind ggf. sichtbar	
c	<= 30 Sekunde	— Fehlerursache kann ggf. aus den Daten abgeleitet werden	

### 4.3.2 Darstellungen und Auswertung

Die Einhaltung des Soll-Differenzdrucks ist wesentliche Voraussetzung für den geordneten Betrieb von Fernwärmesystemen. Signifikante Abweichungen vom Soll-Druck können beispielsweise zur Unterversorgung von Hausstationen führen oder verhindern, dass eine Heizzentrale Wärme in das Versorgungsnetz einspeisen kann, wenn mehrere hydraulisch verbundene Netzeinspeisepunkte existieren.

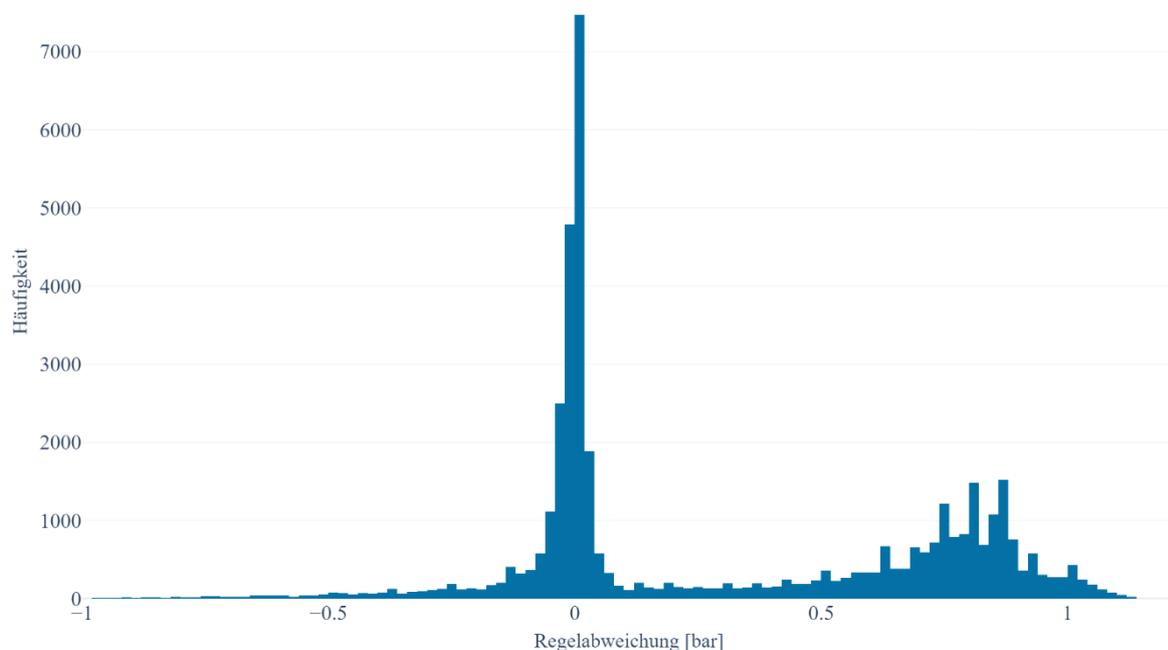


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Differenzdruck-Reglerdifferenz am Netzeinspeisepunkt

In Abbildung 31 ist die Abweichung des Ist-Differenzdrucks vom Soll-Differenzdruck aufgetragen. Eine positive Regelabweichung bedeutet, dass der Soll-Differenzdruck nicht erreicht wird. Zu erkennen ist, dass die Regelabweichung sehr häufig 0 ist. Geringe Regelabweichungen um den Wert 0 liegen aufgrund von Regelvorgängen im Erwartungsbereich. Im Betrachtungszeitraum prägen sich jedoch auch deutlich höhere Regelabweichungen von bis zu 1,2 bar aus. Der Soll-Differenzdruck liegt in diesem Fernwärmesystem bei ca. 1 bar. Es kommt in diesem System daher häufig zu Betriebspunkten in denen Hausstationen unterversorgt sind.

## 4.4 Überprüfung des Lastgangs

Eine effektive Möglichkeit, den Einsatz von Spitzenlasterzeugern zu reduzieren und gleichzeitig die Vollbenutzungsstunden von Grundlasterzeugern zu steigern, ist die Glättung der Last. Hierfür muss ermittelt werden, ob die Last des Fernwärmesystems einem Tagesgang folgt. Ist es dem Versorgungsunternehmen möglich, Eingriffe in der Regelung der Hausstationen vorzunehmen, kann der Lastgang beispielsweise durch den zeitlichen Versatz von Boiler-, Trinkwarmwasser-, und Pufferspeicher geglättet werden.

### 4.4.1 Messanforderungen

Tabelle 6— Anforderungen an die Messtellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

<b>Messstellen</b>		
<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Wärmeleistung	Netzeinspeisepunkt Wird von Wärmezähler erfasst
<b>Messintervall</b>		
<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	~ 1 Stunde — Lastgang ist gut sichtbar	
b	<= 15 Minuten — Spitzenlast ist ggf. besser erkennbar	
c	<= 5 Minuten — Spitzenlast ist gut erkennbar	

### 4.4.2 Darstellungen und Auswertung

Ein nach Stunden sortierter Boxplot der Leistung wie in Abbildung 32 dargestellt, ermöglicht es einen Lastgang für einen gewählten Zeitraum darzustellen. Für den Boxplot wurden die Daten eines Monats nach der Stunde des Tages gruppiert. Zusätzlich ist in der Abbildung in Rot die maximale Leistung der Grundlasterzeuger eingezeichnet. Wird diese Grenze überschritten, muss entweder aus dem thermischen Speicher oder von den Spitzenlastkesseln zusätzliche thermische Leistung eingespeist werden. In der Abbildung ist ein deutlicher Lastgang erkennbar. Vormittags steigt der Bedarf der Wärmekunden deutlich an, während er nachmittags seinen Tiefpunkt erreicht. Diese Grafik zeigt, dass bei einer fortschreitenden Netzerweiterung ein Austausch des Grundlasterzeugers bevorsteht oder eine Glättung der Last notwendig wird. Alternativ wird der Spitzenlastkessel in Zukunft immer häufiger takten und in diesem konkreten Fall der Primärenergiefaktor des Systems sinken.

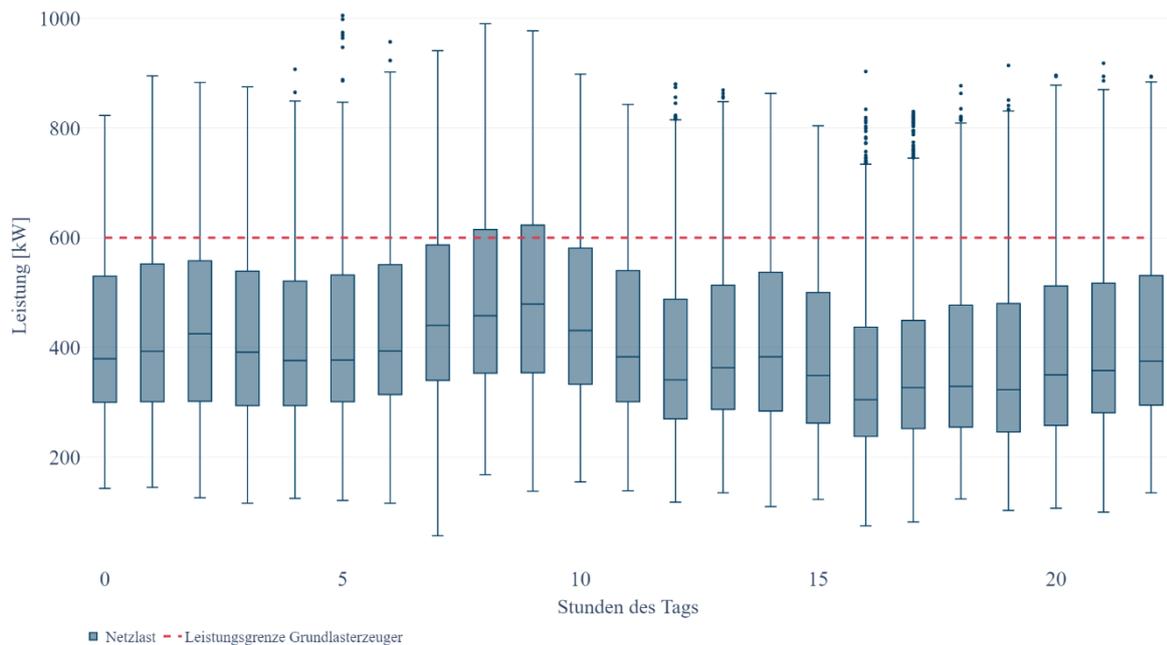


Abbildung 32: Stundenlastgang des Netzeinspeisepunktes über den Zeitraum eines Monats.

#### 4.5 Zuverlässigkeit der Verteilnetzeinspeisungstemperatur

Die Bewertung der Einhaltung von nötigen Vorlauftemperaturen in einem Fernwärmeverteilssystem benötigt ein klares Verständnis über die Anforderungen an das konkrete System. Die verschiedenen Verteilsysteme unterscheiden sich nicht nur im Hinblick auf die Sollvorlauftemperatur. Je nach System gibt es unterschiedliche Anforderungen an die Höhe und zeitliche Länge einer Abweichung. Grundsätzlich hat bei den Kundenanlagen die Trinkwarmwasserbereitung einen höheren Anspruch an die Zuverlässigkeit der Vorlauftemperatur als die relativ trägen Heizungssysteme. Es gibt Fernwärmesysteme, an denen nur Kundenanlagen angeschlossen sind, bei welchen die Brauchwarmwasseraufbereitung durch thermische Speicher auf der Kundenseite erfolgt. Bei diesen sind kurzzeitige Einbrüche der Verteilnetzvorlauftemperaturen unproblematisch. Bei Fernwärmesystemen mit Kundenanlagen ohne wesentliche Speicherfähigkeit (Durchlauferhitzer) bei der Brauchwarmwasseraufbereitung führt ein Einbruch der Verteilnetzvorlauftemperatur unter Umständen zum zeitnahen Einbruch bei einem Brauchwarmwasserzapfvorgang beim Kunden. Diese Fernwärmeverteilssysteme haben einen deutlich höheren Anspruch an die Einhaltung der Vorlauftemperatur. Bei der Anwendung dieser Methode müssen diese Gegebenheiten berücksichtigt werden.

## 4.5.1 Messanforderungen

Tabelle 7— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Zuverlässigkeit der Verteilnetzeinspeisungstemperatur

Messstellen			
Bezeichnung	Einbauort	Beschreibung	
1	Vorlauftemperatur an der Verteilnetzeinspeisung	Nach Einbauteilen die zu einer Temperaturmischung führen. Die Temperatur mit welcher das Verteilnetz gespeist wird.	Wird in den meisten Fällen an allen Einspeisepunkten erfasst.
2	Solltemperatur an der Verteilnetzeinspeisung <sup>1)</sup>	Prozessleittechnik	Wird von der Prozessleittechnik oder vom Anlagenfahrer vorgegeben
<sup>1)</sup> Es kann sich auch um einen fixen Sollwert handeln			
Messintervall	Beschreibung		
a	<= 15 Stunde	— Reicht zur Überprüfung von Fernwärmesysteme mit hohen Ansprüchen an die Einhaltung an die Verteilnetzvorlauftemperatur nicht aus <sup>2)</sup>	
b	<= 5 Minuten	— Kurzzeitige Unterschreitungen der Verteilnetzvorlauftemperatur können ggf. nicht abgebildet werden	
b	<= 1 Minuten	— Bei hohen Ansprüchen an die Verteilnetzvorlauftemperatur werden zur Überprüfung möglichst kleine Messintervalle benötigt	
<sup>2)</sup> Brauchwasserzapfvorgänge an den Kundenstationen sind häufig kürzer als das Messintervall			

## 4.5.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

### Gesamtanzahl und Gesamtdauer der Vorlauftemperaturunterschreitungen

Diese Kennzahlen beschreiben die gesamte Anzahl und Dauer der Vorlauftemperaturunterschreitungen unter vorgegebenen Bedingungen. Da die verschiedenen Fernwärmesysteme unterschiedliche Ansprüche und Grenzwerte an die Vorlauftemperatur aufweisen, werden zwei Bedingungen eingeführt. Die erste Bedingung ist die Höhe der Abweichung zur Sollvorlauftemperatur, die für das jeweilige Fernwärmesystem als kritisch angesehen wird. Die zweite Bedingung ist, wie lange eine Abweichung andauern darf, bevor sie als für das System als kritisch angesehen wird.

$$num_{fa,HN} = \sum_t^n \begin{cases} 0 |_{x=1, t_x=t} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \leq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 0 \\ 0 |_{x=0} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \geq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 1 \bigwedge t - t_x < \Delta t_{min} \\ 1 |_{x=0} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \geq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 1 \bigwedge t - t_x > \Delta t_{min} \end{cases} \quad (4.5-1)$$

$$\Delta t_{fa,HN} = \sum_t^n \begin{cases} 0 |_{x=1, t_x=t} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \leq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 0 \\ 0 |_{x=0} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \geq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 1 \bigwedge t - t_x < \Delta t_{min} \\ t - t_x |_{x=0} & \text{wenn } T_{HN,VL,t} \geq T_{HN,VL,SOLL,t} - \Delta T_{high} \bigwedge x = 1 \bigwedge t - t_x > \Delta t_{min} \end{cases} \quad (4.5-2)$$

$\Delta t_{fa,HN}$  = Gesamtdauer der Vorlauf temperaturunterschreitungen

$num_{fa,HN}$  = Gesamtanzahl der Vorlauf temperaturunterschreitungen

$T_{HN,VL,t}$  = Vorlauf temperatur an der Verteilnetzeinspeisung

$T_{HN,VL,SOLL,t}$  = Sollvorlauf temperatur an der Verteilnetzeinspeisung

$\Delta T_{high}$  = kritische Höhe der Vorlauf temperaturabweichung

$\Delta t_{min}$  = kritische Abweichungszeit

$t_x$  = Startzeitpunkt einer Abweichung

$x$  = sich zwischen 1 und 0 ändernde Variable  $x$

### Durchschnittliche Dauer von Vorlauf temperaturunterschreitungen

Diese Kennzahl gibt die durchschnittliche Dauer von Unterschreitungen der Vorlauf temperaturen bei einer Verteilnetzeinspeisung an, die innerhalb eines Berechnungszeitraumes aufgetreten sind. Die Kennzahl wird als „Average Interruption Duration Index“ (AIDI) bezeichnet. Dabei ist sie an die für elektrische Verteilsysteme bekannte Kennzahl CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index) angelehnt, welche im Gegensatz zu dieser die Kundenübergabe miteinbezieht.

$$AIDI_{HN,VL} = \frac{\Delta t_{fa,HN}}{num_{fa,HN}} \quad (4.5-3)$$

$AIDI_{HN,VL}$  = Durchschnittliche Dauer von Vorlauf temperaturunterschreitungen

$num_{fa,HN}$  = Gesamtanzahl der Vorlauf temperaturunterschreitungen

$\Delta t_{fa,HN}$  = Gesamtdauer der Vorlauf temperaturunterschreitungen

## Die Häufigkeit von Vorlauftemperaturunterschreitungen

Diese Kennzahl gibt die Zeit der Vorlauftemperaturunterschreitung im Verhältnis zur Gesamtzeit im Berechnungszeitraum  $n$  an. Die Kennzahl wird als „Percent Interruption Duration Index“ (PIDI) bezeichnet. Sie stellt dar, wie viel Prozent der Zeit Unterschreitungen vorlagen.

$$PIDI_{HN,VL} = \frac{\Delta t_{fa,HN}}{\Delta t_n} \cdot 100\% \quad (4.5-4)$$

$PIDI_{HN,VL}$  = Häufigkeit der Vorlauftemperaturunterbrechungen

$\Delta t_{fa,HN}$  = Gesamtdauer der Vorlauftemperaturunterschreitungen

$\Delta t_n$  = Gesamtdauer vom Berechnungszeitraum

### 4.5.3 Darstellung und Auswertung

Die aufgeführten Kennzahlen ergeben je nach den Bedingungen, wie weit die Vorlauftemperatur die Sollvorlauftemperatur unterschreitet und wie lange eine Unterschreitung andauern darf, unterschiedliche Ergebnisse. Um das jeweilige Fernwärmesystem zu untersuchen, kann es sinnvoll sein, die Bedingungen zu variieren. In Abbildung 33 sind die berechneten Kennzahlen mit einer Variation der Bedingungen in einem Konturplott dargestellt. Auf der Y-Achse ist die Bedingung für die Minstdauer einer Unterschreitung dargestellt, ab der sie als relevant gilt. Auf der X-Achse ist die zulässige Unterschreitung der Sollvorlauftemperatur dargestellt, oberhalb derer eine Unterschreitung als relevant eingestuft wird, abgebildet. Die linke Seite stellt mithilfe der Konturlinien die bei den jeweiligen Bedingungen auftretende durchschnittliche Unterschreitungsdauer in Minuten dar. Die rechte Seite stellt die Unterschreitungshäufigkeit für die jeweiligen Bedingungen dar. Exemplarisch sind als Bedingungen für eine Unterschreitung die Mindestzeit von 12 Minuten und eine Abweichung zur Sollvorlauftemperatur von mindestens 5 K eingezeichnet. Dabei kann aus den Graphen entnommen werden, dass bei diesen Bedingungen eine Unterbrechung im Durchschnitt 80 Minuten andauert und die Vorlauftemperatur zu etwa 7 % (interpolierter Wert) der Zeit nicht erreicht wird.

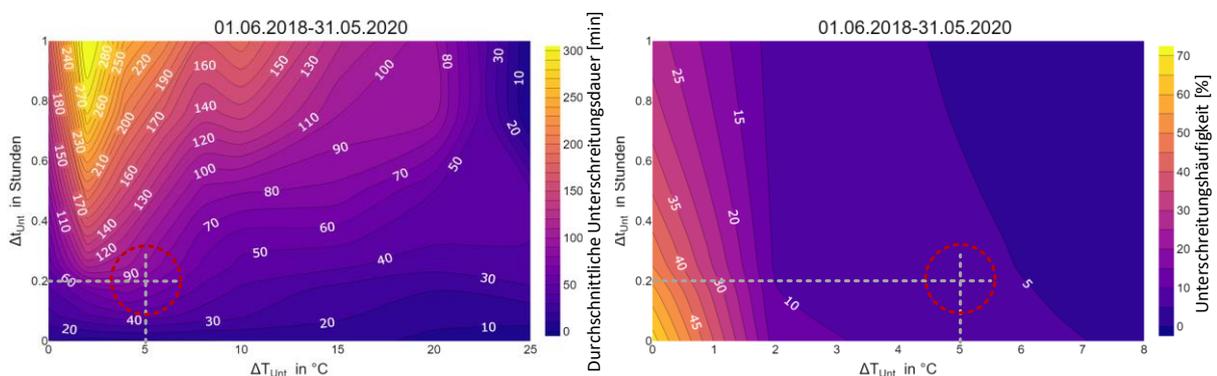
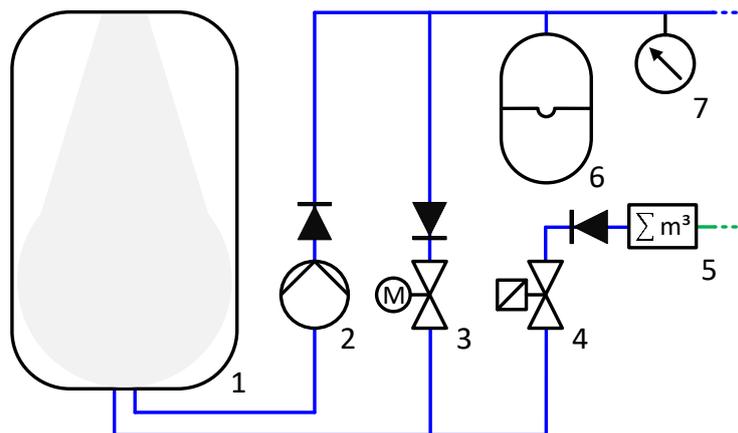


Abbildung 33: Zuverlässigkeit der Verteilnetzspeisungstemperatur

## 4.6 Überprüfung der Druckhalte-/Nachspeisezyklen

Durch falsch eingestellte Nachspeiseeinrichtungen, unterdimensionierte Druckausdehnungsgefäße (MAG) oder zu niedrige Vordrücke in den MAG kann es zu häufigen Einschaltvorgängen bei der Pumpe zur Druckhaltung kommen. Diese erhöhen den Verschleiß der Druckerhöhung und sollten in keinen Fall die maximalen Einschaltzyklen aus den

Herstellerangaben überschreiten. Die Methode beschreibt eine Möglichkeit, die tatsächlichen Einschaltzyklen und die Einschaltfrequenz zu berechnen und zu bewerten.



### Legende

- |                   |                                   |
|-------------------|-----------------------------------|
| 1 Grundgefäß      | 5 Zähler für aufbereitetes Wasser |
| 2 Druckhaltepumpe | 6 Druckausdehnungsgefäß (MAG)     |
| 3 Überströmventil | 7 Druckmessung (Anlagendruck)     |
| 4 Nachfüllventil  |                                   |

Abbildung 34: Vereinfachte Darstellung einer Druckhaltung

*Hinweis: Bei der Berechnung der Einschaltzyklen/-Frequenz anhand von Messwerten des statischen Anlagendruck sollte überprüft werden, ob eine Erhöhung des Anlagendrucks immer mit dem Einschalten der Druckhaltepumpe einhergeht (das trifft je nach Aufbau der Druckhaltung nicht zwangsmäßig zu).*

### 4.6.1 Messanforderungen

Tabelle 8— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Druckhalte-/ Nachspeisezyklen

Messstellen			
Bezeichnung		Einbauort	Beschreibung
1	Nachspeisung aktiv	Nachspeisung und Druckhaltung	Aus der Steuereinheit
2	Anlagendruck <sup>1)</sup>	Messstelle an der Druckhaltung	So angeordnet, dass ein geringer Einfluss durch Anlagendruckschwankungen entstehen
1) Alternativ kann die Druckmessung an der Rücklaufleitung an der Verteilnetzeinspeisung verwendet werden. Dieser Wert bildet, im Gegensatz zum Druck in der Vorlaufleitung (Druckschwankungen), den statischen Anlagendruck relativ gut ab.			
Messintervall			
Messintervall		Beschreibung	
a	< 2 Minuten <sup>2)</sup>	— Druckerhöhungen können visuell schlecht erkannt werden; die Zyklen/Frequenz der Nachspeisung können mit dem Messwert „Nachspeisung aktiv“ bestimmt werden	
b	< 10 Sekunden <sup>2)</sup>	— Druckerhöhungen können visuell sehr gut erkannt und nachvollzogen werden (gilt für die Druckmessung).	
2) Das niedrige Messintervall ist vor allem dann empfohlen, wenn keine Messwert über „Nachspeisung aktiv“ vorhanden sind			
Zusätzliche Metainformationen			
Einschaltdruck der Druckhaltung; Ausschaltdruck der Druckhaltung; ggf. Messtoleranz; Maximale Einschaltfrequenz der Nachspeiseeinrichtung (maximale Zyklen/Zeit)			

## 4.6.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

### Anzahl Nachspeisezyklen

Die Anzahl der Einschaltzyklen der Druckhaltepumpe in der Nachspeiseeinrichtung kann durch Zählen der Ein- und Ausschaltungen berechnet werden. Die Formel ( 4.6-1 ) beschreibt die Berechnung der Einschaltzyklen über den Messwert „Nachspeisung aktiv“ (Boolean).

$$\text{Zyklen} = \left( \sum_t^{n-1} \begin{cases} 1 & \text{wenn } act_t \neq act_{t+1} \\ 0 & \text{wenn } act_t = act_{t+1} \end{cases} \right) \cdot 0.5 \quad (4.6-1)$$

Bei vielen Anlagen wird dieser Messwert nicht in der Prozessleittechnik erfasst, daher wird in Formel ( 4.6-2 ) alternativ die Berechnung über den Messwert des statischen Anlagendruckes dargestellt.

$$\text{Zyklen} = \left( \sum_t^n \begin{cases} 1|_{x=1} & \text{wenn } p_{stat,t} \geq p_{off} - \Delta p_f \bigwedge x = 0 \\ 0|_{x=0} & \text{wenn } p_{stat,t} \leq p_{on} + \Delta p_f \bigwedge x = 1 \end{cases} \right) \cdot 0.5 \quad (4.6-2)$$

<i>Zyklen</i>	= Einschaltzyklen der Druckhaltepumpe im Betrachtungszeitraum <i>n</i>
<i>act<sub>t</sub></i>	= Nachspeisung aktiv (Druckhaltepumpe aktiv) am Zeitpunkt <i>t</i>
<i>p<sub>stat,t</sub></i>	= Anlagendruck am Zeitpunkt <i>t</i>
<i>p<sub>on</sub></i>	= Einschaltdruck der Nachspeisepumpe
<i>p<sub>off</sub></i>	= Ausschaltdruck der Nachspeisepumpe
<i>Δp<sub>f</sub></i>	= Messtoleranz [ ggf. $\frac{1}{5} \cdot (p_{off} - p_{on})$ ]
<i>x</i>	= sich zwischen 1 und 0 ändernde Variable <i>x</i>

### Mittlere Nachspeisefrequenz

Damit die überprüft werden kann, ob Druckhaltepumpe in der Nachfülleinrichtung die maximale Einschaltfrequenz des Herstellers nicht überschreitet, kann diese mit Formel ( 4.6-3 ) Berechnet werden.

$$\text{Frequenz} = \frac{\text{Zyklen}}{T_n} \quad (4.6-3)$$

<i>Zyklen</i>	= Einschaltzyklen der Druckhaltepumpe im Betrachtungszeitraum <i>n</i>
<i>Frequenz</i>	= Einschaltfrequenz der Druckhaltepumpe im Betrachtungszeitraum <i>n</i>
<i>T<sub>n</sub></i>	= Zeitdauer des Betrachtungszeitraumes <i>n</i>

## 4.6.3 Darstellung und Auswertung

Nach der Überprüfung, ob die maximale Einschaltfrequenz der Druckhaltepumpe in der Nachspeiseeinrichtung eingehalten wird, kann eine visuelle Aufbereitung der Messdaten dabei helfen, den Grund für eine mögliche Überschreitung herauszufinden. In der folgenden Abbildung wird ein Beispiel für eine Überschreitung der Einschaltfrequenz erläutert.

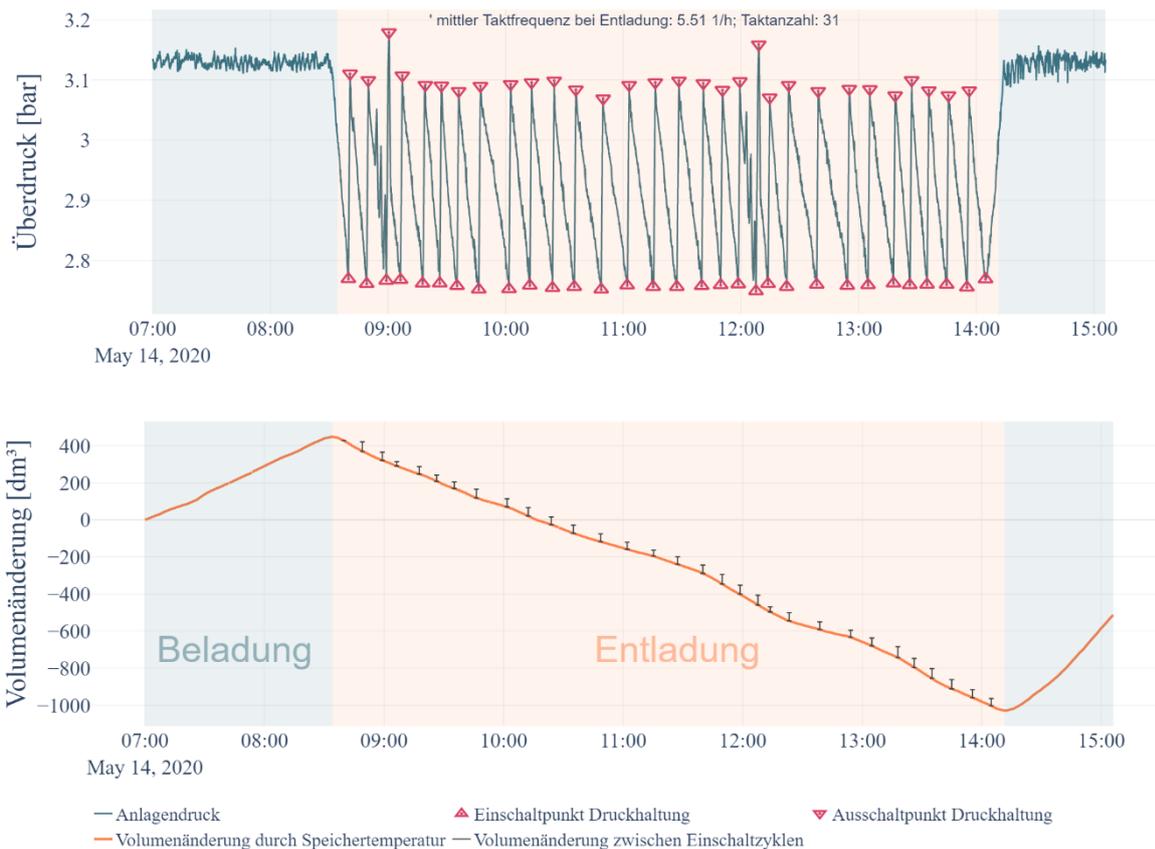


Abbildung 35: hohe Einschaltzyklen der Druckhaltepumpe bei Entladung eines thermischen Speichers

In Abbildung 35 ist in der oberen Grafik der Anlagenüberdruck eines Fernwärmesystems dargestellt. Die Untere Abbildung zeigt die Volumenänderung bei der Be- und Entladung eines größeren thermischen Speichers (TES) im gleichen Fernwärmesystem durch Temperaturänderungen. Es ist zu erkennen, dass bei der Entladung des TES die Druckhaltepumpe sehr häufig einschaltet. Bei der Beladung des TES wird das sich ausdehnende Heizwasser zurück in die Ausdehnungsgefäße und Grundgefäße gedrückt. In diesem Beispiel wird bei dem Entladevorgang die maximale Einschaltfrequenz des Herstellers (1,5 pro Stunde) mit einer mittleren Einschaltfrequenz bei Entladung von 5,5 pro Stunde deutlich überschritten. Dieses Verhalten lässt schließen, dass das Ausdehnungsgefäß nicht für die Wärmeausdehnung im thermischen Speicher ausreicht. Bei diesem Verhalten sollte überprüft werden, ob das Ausdehnungsgefäß defekt ist, der Vordruck ausreicht oder falsch ausgelegt wurde. Anhand der „Volumenänderung zwischen Einschaltzyklen“ in der unteren Grafik (Abbildung 35) kann die aktuelle Aufnahmekapazität der verbauten Ausdehnungsgefäße auf unter 60 Liter geschätzt werden.

#### 4.7 Vorlauftemperaturoptimierung

Mit dieser Methode kann, durch Auswerten der benötigten mittleren Wärmeleistung und der Kosten für die Wärmeerzeugung und des Hilfsenergiebedarfs, die Vorlauftemperatur bewertet werden. Die wirtschaftlich optimale Vorlauftemperatur hängt dabei von dem Verhältnis zwischen Wärmegestehungskosten und Netzpumpenkosten ab. Diese Methode dient keiner exakten Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Vorlauftemperatur, sondern liefert eine Abschätzung, ob eine höhere bzw. niedrigere Vorlauftemperatur wirtschaftlich sinnvoller wäre.

Höhere Vorlauftemperaturen bedeuten, dass das Wärmegefälle zwischen Mediumtemperatur und Umgebung steigt, wodurch die Wärmeabgabe ins Erdreich zunimmt und so höhere Wärmeverluste über das Erdreich auftreten. Dafür kann mit höheren Vorlauftemperaturen in der Regel auch eine größere Spreizung zur Rücklauftemperatur erreicht werden, wodurch eine gegebene Wärmemenge mit einem geringeren Volumenstrom transportiert werden kann. Dies hat zur Folge, dass die Netzpumpen eine geringere Leistung benötigen und somit der Hilfsenergiebedarf sinkt, wodurch sich die Kosten entsprechend reduzieren. Bei niedrigeren Vorlauftemperaturen sinken hingegen die Wärmeverluste über die Rohrleitungen ins Erdreich, allerdings wird dann in der Regel ein höherer Volumenstrom benötigt, wodurch der Hilfsenergiebedarf steigt.

Die Abschätzung der Vorlauftemperatur ist in dieser Ausführung für Wärmeverteilnetze mit nur einem Einspeisepunkt gedacht.

#### 4.7.1 Messanforderungen

Tabelle 9: Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Vorlauftemperaturoptimierung

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Volumenstrom bei den einzelnen Hausstationen	Auf der Primärseite der Hausstation	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Den Hausstationen zugeführte Wärmemengen	Auf der Primärseite der Hausstation	Wird in den meisten Fernwärmesystemen bereits vom Wärmehzähler erfasst
3	Die am Netzeinspeisepunkt zugeführte Wärmemenge	Am Netzeinspeisepunkt	Wird in den meisten Fernwärmesystemen bereits vom Wärmehzähler erfasst
4	Volumenstrom am Netzeinspeisepunkt	Am Netzeinspeisepunkt	Wird in den meisten Fernwärmesystemen bereits vom Wärmehzähler erfasst
5	Vorlauftemperatur am Netzeinspeisepunkt	Am Netzeinspeisepunkt	Wird in den meisten Fernwärmesystemen bereits vom Wärmehzähler erfasst
6	Rücklauftemperatur am Netzeinspeisepunkt	Am Netzeinspeisepunkt	Wird in den meisten Fernwärmesystemen bereits vom Wärmehzähler erfasst
7	Differenzdruck der von der Pumpe erzeugt wird	Differenzdruck zwischen Pumpenausgang und gegenüberliegender Rohrleitung	Der Differenzdruck an der Netzeinspeisung wird in den meisten Fällen bereits erfasst
8	Pumpenleistung der Netzpumpen am Netzeinspeisepunkt	Am Netzeinspeisepunkt	-
9	Außentemperatur des Wärmeverteilnetzes	Außen	Die Außentemperatur wird in den meisten Fällen von der Prozessleittechnik erfasst

<b>Messintervall</b>	
<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>
a	$\leq 1$ Monat <sup>1)</sup> — Saisonale Effekte können erkannt werden
b	$\leq 1$ Tag <sup>2)</sup> — Tagesabhängige Vorlauftemperaturen können erkannt werden
c	$\leq 1$ Stunde <sup>3) 4)</sup> — Die Methode erzielt bei den meisten Verteilnetzen bereits gute Ergebnisse
1) 2) 3) es handelt sich hierbei um Durchschnittswerte 4) die Genauigkeit der Wärmeverlustbestimmung ist abhängig von der Trägheit des Wärmeverteilsystems und dessen Größe und muss dementsprechend in der Auswertung berücksichtigt werden	
<b>Zusätzliche Metainformationen</b>	
Wärmeerzeugungs- und Pumpenstromkosten, Wirkungsgradverhalten der Netzpumpe(n), Differenzdruckverhalten der Netzpumpe(n)	

#### 4.7.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Die Bestimmung von Wärmeverlusten durch die einfache Differenz von eingespeister und ausgespeister mittlerer Wärmeleistung ist durch die Speicherfähigkeit des Wärmeverteilsystems fehlerbehaftet. Besonders bei kurzen Berechnungszeiträumen kann durch den zeitlichen Versatz von Ein- und Ausspeisung ein zusätzlicher Fehler entstehen. Die teilweise hohen möglichen Fehler müssen bei einer Analyse entsprechend berücksichtigt werden.

#### Wärmeverluste

Bei der vereinfachten Annahme eines stationären Betriebs können alle Parameter zur Berechnung der mittleren Wärmeverlustleistung zusammengefasst und zwei Konstanten (m und b) gebildet werden. Dabei wird nur die mittlere Vorlauftemperatur als variabel angesehen. Anschließend können diese, in Form einer Geradengleichung ( 4.7-1 ) zur Berechnung der Wärmeverluste des Wärmeverteilsystems verwendet werden. [1]

$$\overline{\dot{Q}_{\text{verlust}}} = m \cdot \overline{T_{\text{VL}}} + b \quad (4.7-1)$$

$\overline{\dot{Q}_{\text{verlust}}}$  = mittlere Wärmeverlustleistung in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur  
 $m$  = Steigung der Wärmeverlustgleichung  
 $b$  = y – Achsenabschnitt der Wärmeverlustgleichung  
 $\overline{T_{\text{vor}}}$  = mittlere Vorlauftemperatur

Mit der Annahme, dass bei einer Vorlauftemperatur gleich der Bodentemperatur, die Wärmeverlustleistung entsprechend null sein muss ( 4.7-2 ), kann die Gleichung nach dem y-Achsenabschnitt der Wärmeverlustgleichung ( 4.7-3 ) umgestellt werden.

$$\overline{\dot{Q}_{\text{verlust}}} = 0 = m \cdot \overline{T_{\text{boden}}} + b \quad (4.7-2)$$

$$b = -m \cdot \overline{T_{\text{boden}}} \quad (4.7-3)$$

$\overline{T_{\text{boden}}}$  = Jahresmitteltemperatur des Erdreiches im Bereich der Rohrleitungen

Die aktuelle Wärmeverlustleistung kann mithilfe der mittleren gemessenen eingespeisten und vom Verteilnetz abgegebene Wärmeleistung berechnet werden. Durch die Trägheit des Wärmeverteilsystems hinsichtlich der Vorlauftemperatur werden für die Berechnung Messwerte

eines annähernd stationären Bewertungszeitraums verwendet. Die mittlere Wärmeverlustleistung und die mittlere Vorlauftemperatur können in die Wärmeverlustgleichung ( 4.7-4 ) eingesetzt und die Steigung der Wärmeverlustgleichung berechnet werden. Anschließend wird Formel ( 4.7-4 ) nach der gesuchten Variable m umgestellt ( 4.7-5 ).

$$\overline{\dot{Q}_{verlust}} = m \cdot \overline{T_{VL}} + b \quad (4.7-4)$$

$$m = \frac{\overline{\dot{Q}_{verlust}} - b}{\overline{T_{VL}}} \quad (4.7-5)$$

$$\frac{\overline{\dot{Q}_{verlust}}}{\overline{T_{VL}}} = \text{mittlere Wärmeverlustleistung des Fernwärmenetzes} \\ = \text{mittlere Vorlauftemperatur}$$

Zur Bestimmung von m kann Formel ( 4.7-3 ) in Formel ( 4.7-5 ) eingesetzt werden und entsprechend nach m aufgelöst werden.

$$m = \frac{\overline{\dot{Q}_{verlust}}}{\overline{T_{VL}} - \overline{T_{boden}}} \quad (4.7-6)$$

Zuletzt lässt sich Formel 1.1-6 in Formel 1.1-3 einsetzen und entsprechend nach b umstellen.

$$b = -\frac{\overline{\dot{Q}_{verlust}}}{\overline{T_{VL}} - \overline{T_{boden}}} \cdot \overline{T_{boden}} \quad (4.7-7)$$

Mithilfe der in Formel ( 4.7-6 ) und ( 4.7-7 ) berechneten Konstanten können diese in die Formel 1.1-1 eingesetzt werden, wodurch sich die Wärmeverlustleistung in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur ergibt und demzufolge ein Zusammenhang zwischen Vorlauftemperatur und Wärmeverlust herstellbar ist.

## Leistungsbedarf der Netzpumpen

Für die Berechnung der benötigten Leistung der Netzpumpen wird der Volumenstrom benötigt. Dieser kann entsprechend Formel ( 4.7-8 ) dargestellt werden.

$$\overline{\dot{V}_{HN}} = \frac{\overline{\dot{Q}_{HN}}}{\rho \cdot c_p \cdot (\overline{T_{VL}} - \overline{T_{RL}})} \quad (4.7-8)$$

$\overline{\dot{V}_{HN}}$  = mittlerer Volumenstrom an der Wärmeverteilstreifeinspeisung

$\overline{\dot{Q}_{HN}}$  = mittlere Leistung an der Wärmeverteilstreifeinspeisung

$\rho$  = Dichte des Heizwassers (bzw. des verwendeten Mediums)

$c_p$  = spezifische Wärmekapazität des Heizwassers

(bzw. des verwendeten Mediums)

$\overline{T_{VL}}$  = mittlere Vorlauftemperatur an der Wärmeverteilstreifeinspeisung

$\overline{T_{RL}}$  = mittlere Rücklauftemperatur an der Wärmeverteilstreifeinspeisung

Die Leistung der Netzpumpen lässt sich entsprechend der Formel 1.1-9 angeben.

$$P_p = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p}{\eta} \quad | \quad \frac{\dot{V} \cdot \Delta p^2}{\eta} = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p^2}{\eta} \quad (4.7-9)$$

$P_p$  = Leistungsbedarf der Netzpumpe(n)  
 $\eta$  = Wirkungsgrad der Netzpumpe(n)  
 $\Delta p$  = Differenzdruck im Wärmeverteilnetz

Durch Einsetzen der Formel ( 4.7-8 ) in Formel ( 4.7-9 ) erhält man eine Gleichung zur Abschätzung Pumpenleistung. Dabei stellt die mittlere Vorlauftemperatur eine Variabel dar ( 4.7-10 ).

$$\overline{P_p} = \frac{\frac{\overline{\dot{Q}_{HN}}}{\rho \cdot c_p \cdot (\overline{T_{VL}} - \overline{T_{RL}})} \cdot \overline{\Delta p}}{\eta} \quad (4.7-10)$$

$\overline{P_p}$  = mittlerer Leistungsbedarf der Netzpumpe(n)  
 $\overline{\eta}$  = mittlerer Wirkungsgrad der Netzpumpe(n)  
 $\overline{\Delta p}$  = mittlerer Differenzdruck an der Wärmeverteilnetzeinspeisung

## Wirtschaftliches Optimum

Zur Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Vorlauftemperatur werden die aufgestellten Gleichungen für den Wärmeverlust und der Leistungsbedarf der Netzpumpe(n) benötigt.

Zur Berechnung des Wärmeverlustes in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur müssen die mit Formel ( 4.7-6 ) und Formel ( 4.7-7 ) berechneten Konstanten m und b in Formel ( 4.7-10 ) eingesetzt werden.

Für die Berechnung der benötigten Leistung der Netzpumpe(n) wird die benötigte Wärmemenge des Wärmeverteilnetzes als konstant angesehen, um eine Unterversorgung der Wärmekunden auszuschließen. Diese mittlere benötigte Wärmeleistung muss zusammen mit der mittleren Rücklauftemperatur, dem mittleren Wirkungsgrad der Netzpumpe(n), dem mittleren Differenzdruck des Wärmverteilnetzes, der spezifischen Wärmekapazität und Dichte des Wärmeübertragers in die Formel ( 4.7-11 ) eingesetzt werden. Die benötigte Leistung der Netzpumpe(n) sind von dem Volumenstrom und dem Differenzdruck abhängig. Der Volumenstrom wiederum ist bei einer vorgegebenen benötigten Wärmeleistung, abhängig von der Temperaturspreizung. Bei der vereinfachten Annahme einer trotz Vorlauftemperaturänderung konstanten Rücklauftemperatur, ist die Spreizung und damit auch der benötigte Volumenstrom nur von der Vorlauftemperatur abhängig. Der sich einstellende Differenzdruck bei einer Volumenstromänderung unterscheidet sich stark durch die eingesetzte Netzpumpenregelung. Folgend sind einige Szenarien für mögliche Differenzdruckannahmen aufgeführt.

### Szenario 1

In diesem Szenario wird eine Konstantdruckregelung an der Wärmeverteilnetzeinspeisung angenommen, welche nach einer Vorlauftemperaturänderung nicht umgestellt wird. Die funktioniert allerdings nur so lange der Volumenstrom und Differenzdruck der Regelkennlinie nicht überschritten wird, ansonsten kann es im Fernwärmesystem zur Unterversorgung einzelner HAST kommen.

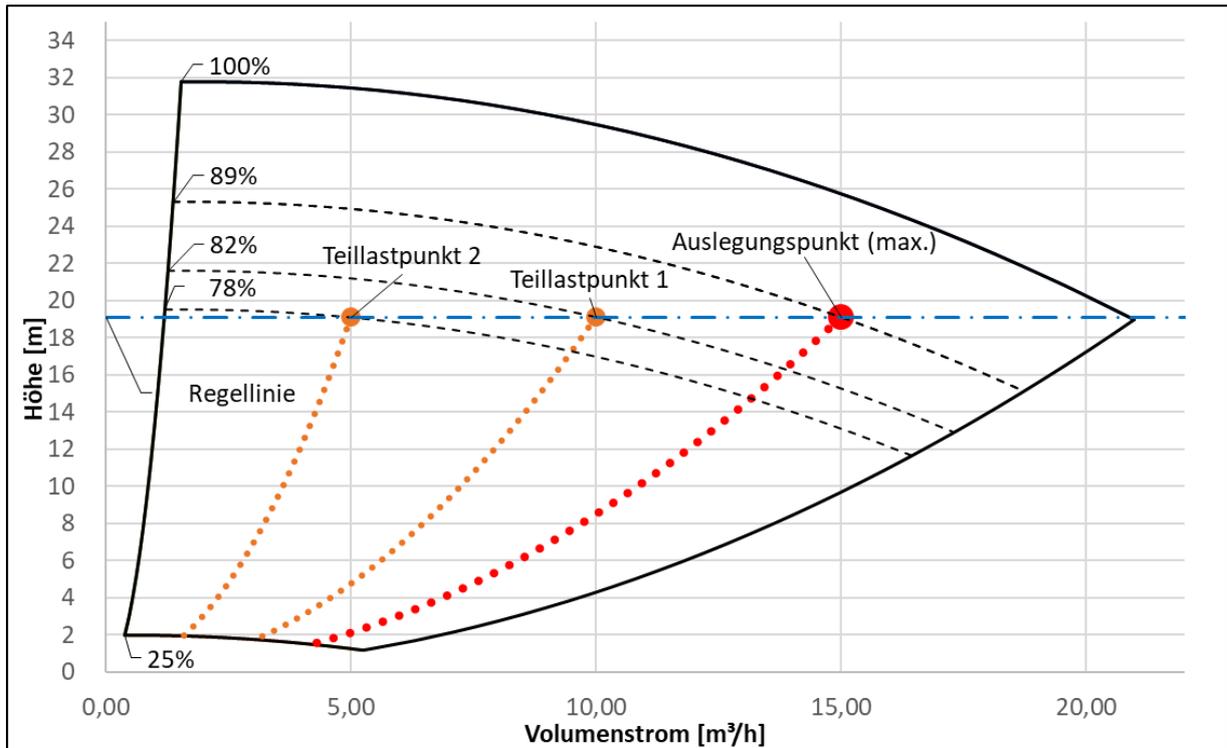


Abbildung 36: Konstantdruckregelung an der Wärmeverteilnetzeinspeisung

Exemplarisch ist in Abbildung 36 ein Pumpenkennfeld mit einer Konstantdruck-Regelkennlinie und drei verschiedenen Betriebspunkten dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Pumpe unabhängig vom Volumenstrom einen konstanten Differenzdruck an der Wärmeverteilnetzeinspeisung erzeugt.

$$\Delta p_{HN(VL)} = \begin{cases} \overline{\Delta p_{HN}} & \text{wenn } \overline{\dot{V}_{HN}} < \dot{V}_{Auslegung} \\ \text{Änderung an der Regelung notwendig} & \text{wenn } \overline{\dot{V}_{HN}} > \dot{V}_{Auslegung} \end{cases} \quad (4.7-11)$$

$\Delta p_{HN(VL)}$  = sich bei änderender Vorlauftemperatur einstellender Differenzdruck

$\overline{\Delta p_{HN}}$  = mittlerer Differenzdruck an der Wärmeverteilnetzeinspeisung

$\overline{\dot{V}_{HN}}$  = mittlerer Volumenstrom an der Wärmeverteilnetzeinspeisung

$\dot{V}_{Auslegung}$  = Volumenstrom für den Auslegungspunkt der Konstantdruckregelung

## Szenario 2

In diesem Szenario wird von einer Proportionaldruckregelung (proportional zum Volumenstrom) an der Wärmeverteilnetzeinspeisung ausgegangen, welche nach einer Vorlauftemperaturänderung nicht umgestellt wird. Dies funktioniert nur so lange, wie der Volumenstrom und Differenzdruck der Regelkennlinie nicht überschritten wird. Ansonsten kann es im Fernwärmesystem zu einer Unterversorgung an einzelnen HAST kommen

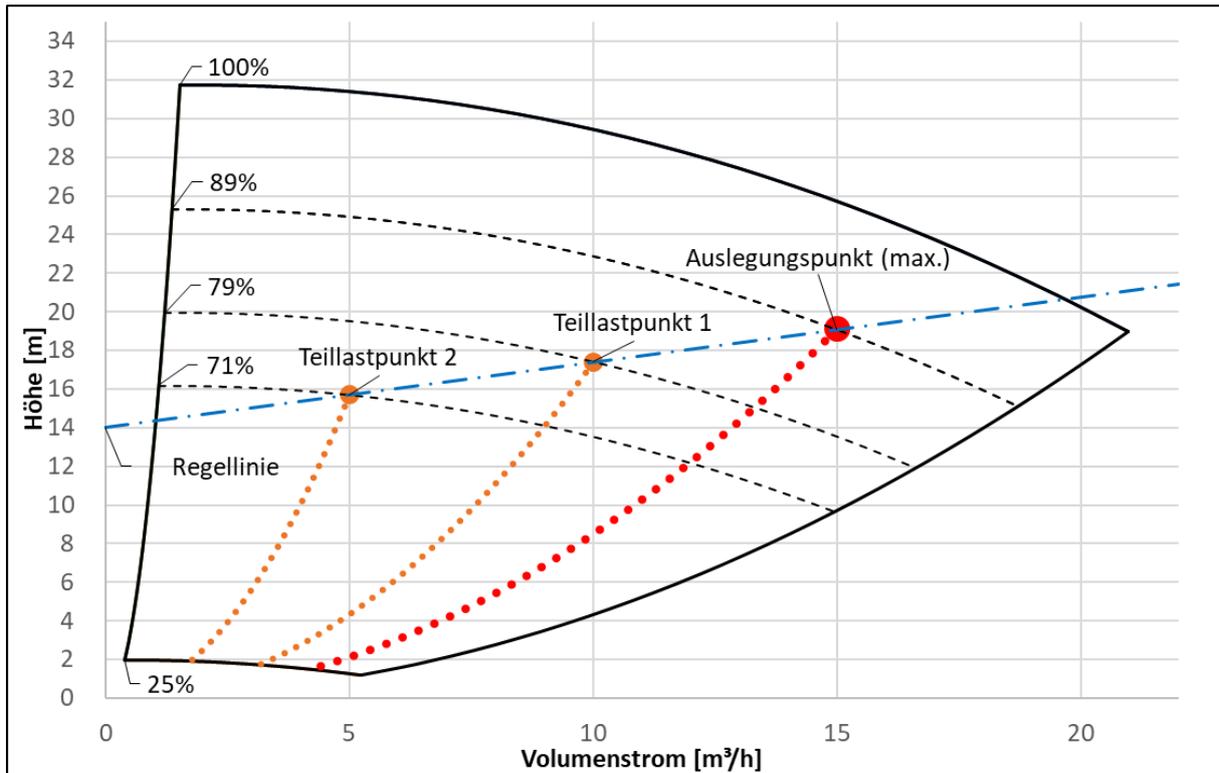


Abbildung 37: Proportionaldruckregelung an der Wärmeverteilstromspeisung

Exemplarisch ist in Abbildung 37 ein Pumpenkennfeld mit einer Proportionaldruck-Regelkennlinie (lineare Steigung) und drei verschiedenen Betriebspunkten dargestellt. Zu erkennen ist das die Pumpe einen Differenzdruck an der Wärmeverteilstromspeisung erzeugt der proportional mit dem Volumenstrom steigt.

$$\Delta p_{HN(VL)} = \begin{cases} \Delta p_{min} + \dot{V}_{HN(VL)} \cdot \sigma_{\Delta p} & \text{wenn } \overline{\dot{V}_{HN}} < \dot{V}_{Auslegung} \\ \text{Änderung an der Regelung notwendig} & \text{wenn } \overline{\dot{V}_{HN}} > \dot{V}_{Auslegung} \end{cases} \quad (4.7-12)$$

$\Delta p_{HN(VL)}$  = sich bei änderender Vorlaufemperatur einstellender Differenzdruck

$\Delta p_{min}$  = Mindestdifferenzdruck (Y – Achsenabschnitt der Regelkennlinie)

$\sigma_{\Delta p}$  = Steigung der volumenstromabhängigen Differenzdruckänderung

$\overline{\dot{V}_{HN}}$  = mittlerer Volumenstrom an der Wärmeverteilstromspeisung

$\dot{V}_{HN(VL)}$  = sich bei änderender Vorlaufemperatur einstellender Volumenstrom

### Szenario 3

In diesem Szenario wird eine optimale Schlechtpunktregelung verwendet, welche sich nach einer Vorlaufemperaturänderung automatisch anpasst. Da bei dieser Regelung der tatsächlich nötige Differenzdruck ermittelt wird (an Anlagenkennlinie orientiert) ändert sich der Differenzdruck quadratisch mit dem Volumenstrom.

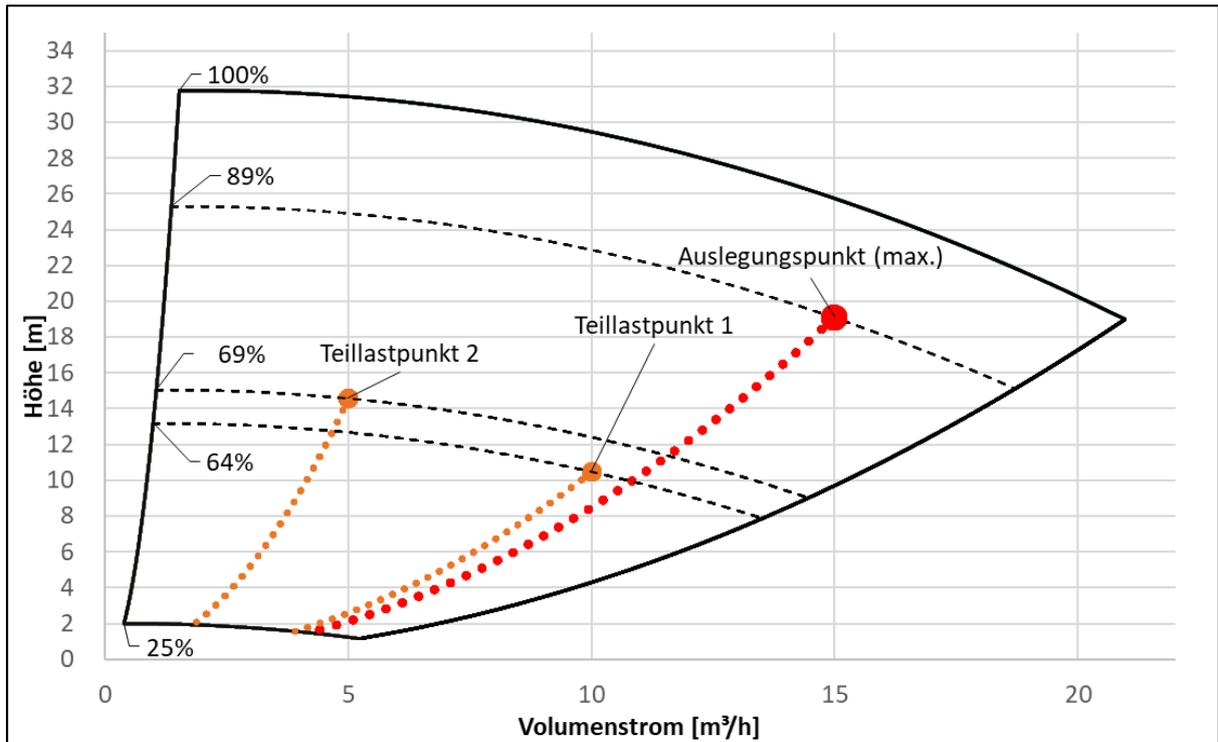


Abbildung 38: Schlechtpunktregelung

Exemplarisch ist in Abbildung 38 ein Pumpenkennfeld mit einer Schlechtpunktregelung und drei verschiedenen Betriebspunkten dargestellt. Bei dieser Regelung ist das Ziel, dass nur der tatsächlich am Schlechtpunkt (kann variieren) nötige Differenzdruck durch die Netzpumpe erzeugt wird.

$$\Delta p_{HN(VL)} = \overline{\Delta p_{HN}} \cdot \left( \frac{\dot{V}_{HN(VL)}}{\dot{V}_{HN}} \right)^2 \quad (4.7-13)$$

- $\frac{\Delta p_{HN(VL)}}{\overline{\Delta p_{HN}}}$  = sich bei änderender Vorlauftemperatur einstellender Differenzdruck  
 $\overline{\Delta p_{HN}}$  = mittlerer Differenzdruck an der Wärmeverteilnetzeinspeisung  
 $\dot{V}_{HN}$  = mittlerer Volumenstrom an der Wärmeverteilnetzeinspeisung  
 $\dot{V}_{HN(VL)}$  = sich bei änderender Vorlauftemperatur einstellender Volumenstrom

### Ermittlung des Kostenminimums

Nachdem die Wärmeverlustgleichung und die benötigte Leistung der Netzpumpe(n) in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur aufgestellt wurden, kann die optimale Vorlauftemperatur bestimmt werden. Dabei entspricht das wirtschaftliche Optimum dem Minimum aus der Summe der jeweiligen Leistungen, zusammen mit den dafür benötigten Kosten.

$$K_{ges}(\overline{T_{VL}}) = (m \cdot \overline{T_{VL}} + b) \cdot K_{wärme} + \left( \frac{\overline{\dot{Q}_{HN}} \cdot \frac{\Delta p_{HN(VL)}}{\eta}}{\rho \cdot c_p \cdot (\overline{T_{VL}} - \overline{T_{RL}})} \right) \cdot K_{pumpe} \quad (4.7-14)$$

- $\Delta p_{HN(VL)}$  = sich bei änderender Vorlauftemperatur einstellender Differenzdruck  
 $K_{ges}$  = Gesamtkosten in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur  
 $K_{wärme}$  = spezifische variable Wärmeerzeugungskosten  
 $K_{pumpe}$  = anlegbarer Arbeitspreis Strom bzw. spezifische variable Pumpenkosten

Das Optimum lässt sich folgenderweise beschreiben.

$$T_{VL,optimal} = \left\{ \overline{T_{VL}} \left| K_{gesamt}(\overline{T_{VL}}) = \min \left\{ K_{gesamt}(\overline{T_{VL}}) = (m \cdot \overline{T_{VL}} + b) \cdot \right. \right. \right. \quad (4.7-15)$$

$$\left. \left. \left. K_{wärme} + \left( \frac{\dot{Q}_{aktuell} \frac{\Delta p}{\eta}}{\rho \cdot c_p \cdot (\overline{T_{VL}} - \overline{T_{RL}})} \right) \cdot K_{pumpe} \wedge \overline{T_{VL}} \in [T_{VL,min}; T_{VL,max}] \right\} \right\}$$

$T_{vor,optimal}$  = wirtschaftlich optimale Vorlauftemperatur

$T_{VL,min}$  = minimal mögliche Vorlauftemperatur

$T_{VL,max}$  = maximal mögliche Vorlauftemperatur

### 4.7.3 Darstellung und Auswertung

Die optimale Vorlauftemperatur kann mithilfe verschiedener Tabellen und Diagramme dargestellt und verglichen werden.

Zusätzlich zu den folgenden Darstellungen, gibt es noch eine Vielzahl weiterer Darstellungs- und Betrachtungsmöglichkeiten, um die Vorlauftemperatur bewerten zu können.

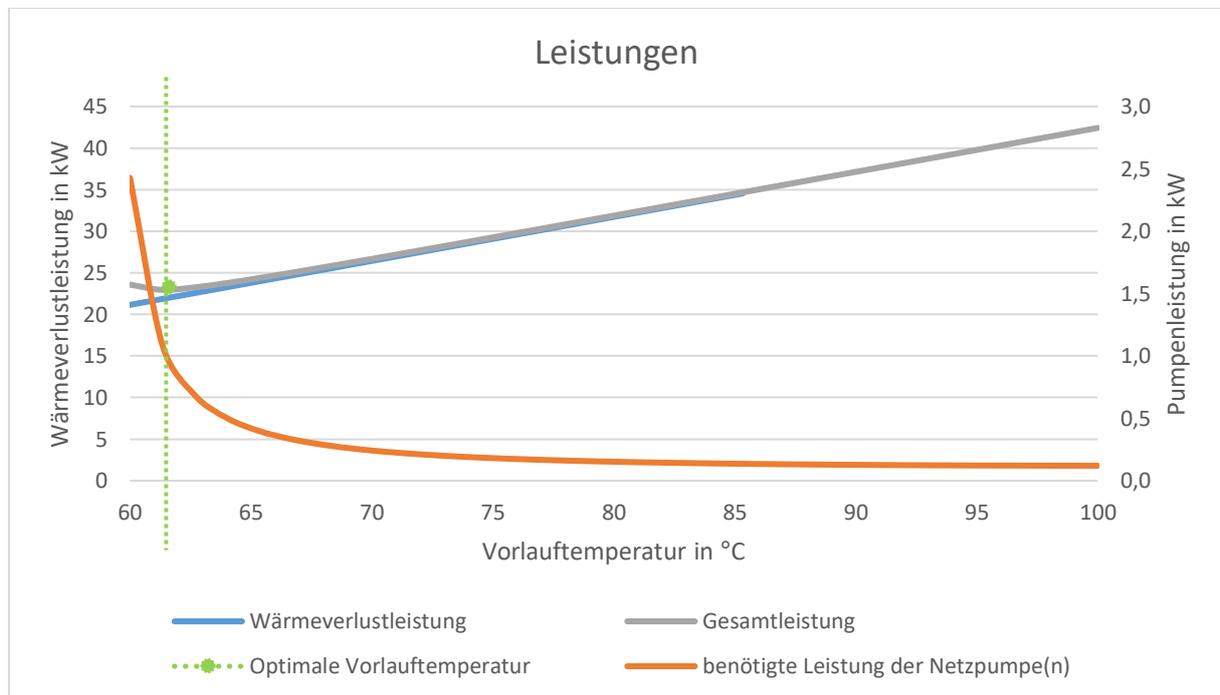


Abbildung 39: Darstellung der Wärmeverlust- und benötigten Leistung der Netzpumpen zu Messwerten eines bestimmten Bewertungsintervalls mit verschiedenen Vorlauftemperaturen. Zur Verdeutlichung ist die Pumpenleistung auf der Sekundärachse dargestellt, während die Wärmeverlustleistung und die Gesamtleistung als Summe dieser beiden auf der Primärachse dargestellt sind.

In Abbildung 39 ist der Verlauf der Gesamtleistung, bestehend aus der Summe der Wärmeverlustleistung und benötigten Leistung der Netzpumpe(n), in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur zu sehen. Um die Vorlauftemperatur bewerten zu können, müssen zusätzlich die entsprechenden Kosten mit einbezogen werden.

Die folgende Darstellung kann einen schnellen Überblick darüber verschaffen, ob eine höhere oder niedrigere Vorlauftemperatur wirtschaftlich sinnvoll ist.

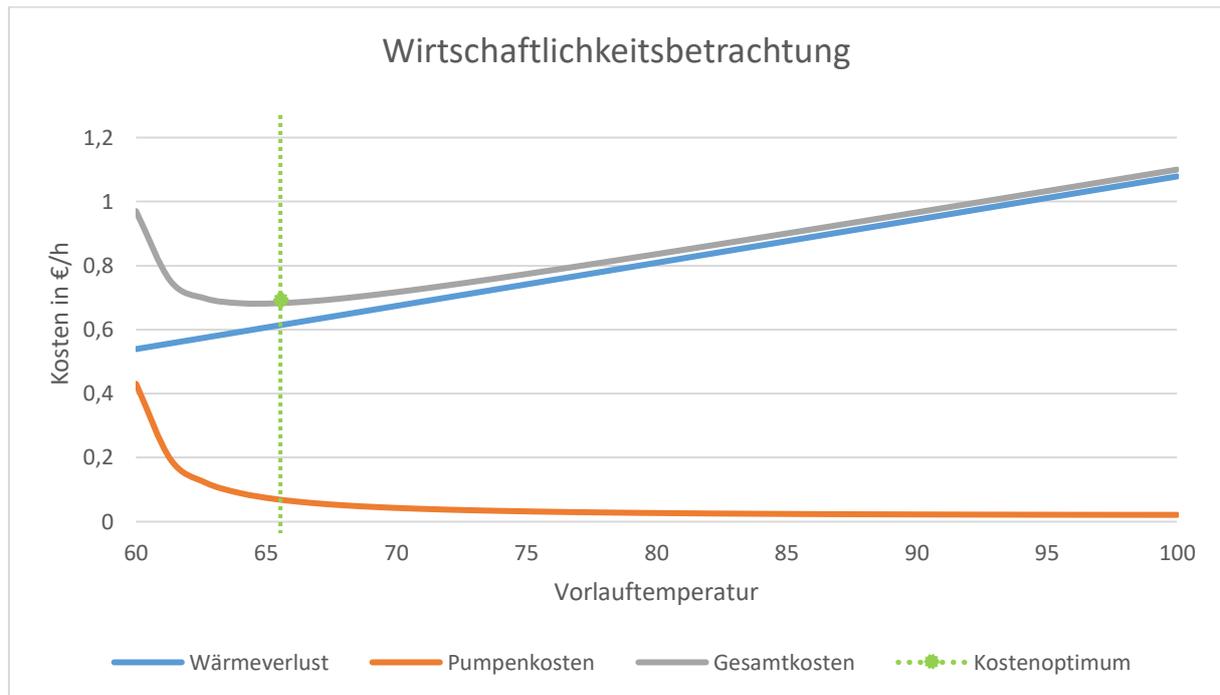


Abbildung 40: Darstellung der Kosten zu Wärmeverlust- und der benötigten Leistung der Netzpumpen zu Messwerten eines bestimmten Bewertungsintervalls mit verschiedenen Vorlauftemperaturen

Abbildung 40 zeigt den Verlauf der Kosten für die Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes und den Hilfsenergiebedarf der Netzpumpe(n) in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur. Zu erkennen ist ein geringer Einfluss der Kosten des Hilfsenergiebedarfs auf die Gesamtkosten. Dieses Ergebnis ist auf niedrige Pumpenkosten durch die Verwendung effizienter Netzpumpen und im Vergleich hohe Wärmeerzeugungskosten zurückzuführen. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit kann für dieses betrachtete Fernwärmenetz eine geringe Vorlauftemperatur empfohlen werden.

Zusätzlich zu der Betrachtung von Messwerten eines bestimmten Bewertungsintervalls können auch größere Zeiträume in Form von Monatsdaten ausgewertet werden. Im Vergleich zu den bisherigen Messwerten und Ergebnissen, beziehen sich die im folgenden verwendeten Messwerte auf ein anderes Fernwärmesystem. In Tabelle 10 ist am Beispiel von Daten aus dem Jahr 2019 dargestellt, wie durch eine Änderung der Vorlauftemperatur Kosten durch Wärmeverlust und Pumparbeit derart beeinflusst werden können, dass die Gesamtkosten minimiert werden.

Tabelle 10: Gegenüberstellung verwendete Vorlauftemperaturen und optimierte Vorlauftemperaturen

	<u>Vor der Optimierung</u>				<u>Nach der Optimierung</u>			
	Vorlauf-temperatur	Wärmeverlust	Pumpe	Gesamtkosten	Vorlauf-temperatur	Wärmeverlust	Pumpe	Gesamtkosten
Jan	82	57.953 €	33.169 €	91.122 €	<b>93</b>	65.127 €	22.673 €	87.801 €
Feb	77	37.804 €	27.651 €	65.455 €	<b>91</b>	44.426 €	16.662 €	61.087 €
Mär	81	31.176 €	18.845 €	50.020 €	<b>91</b>	35.399 €	12.455 €	47.854 €
Apr	79	16.930 €	9.378 €	26.309 €	<b>88</b>	18.944 €	6.452 €	25.396 €
Mai	79	15.698 €	9.703 €	25.401 €	<b>89</b>	17.898 €	6.330 €	24.228 €
Jun	80	9.399 €	3.498 €	12.898 €	<b>82</b>	9.648 €	3.229 €	12.877 €
Jul	79	9.312 €	1.909 €	11.221 €	<b>74</b>	8.715 €	2.386 €	11.101 €
Aug	81	9.269 €	2.697 €	11.966 €	<b>80</b>	9.142 €	2.819 €	11.960 €
Sep	79	10.419 €	5.358 €	15.777 €	<b>86</b>	11.462 €	3.940 €	15.402 €
Okt	78	13.589 €	12.538 €	26.127 €	<b>94</b>	16.715 €	6.589 €	23.305 €
Nov	79	32.479 €	24.363 €	56.842 €	<b>94</b>	38.434 €	14.005 €	52.439 €
Dez	81	38.712 €	30.652 €	69.364 €	<b>97</b>	46.236 €	17.395 €	63.631 €

Eine weitere Darstellungsmöglichkeit bietet ein Liniendiagramm (siehe Abbildung 41), in welchem der Verlauf der Ist- und Soll-Vorlauftemperaturen gut ersichtlich wird.

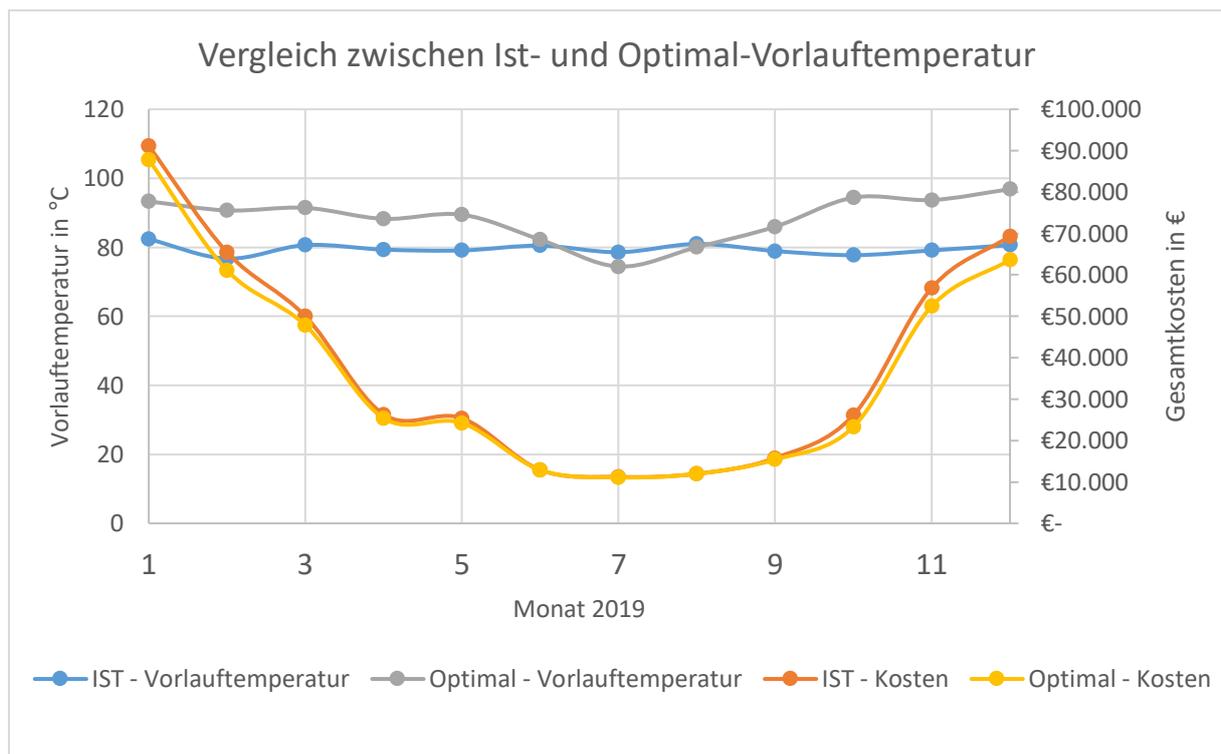


Abbildung 41: Gegenüberstellung verwendete Vorlauftemperaturen und optimierte Vorlauftemperaturen und deren Gesamtkosten

Die Ergebnisse decken die Erwartungen. Da bei dieser Optimierung ein anderes Fernwärmenetz mit geringen Wärmeerzeugungskosten im Vergleich zu den Pumpenkosten betrachtet wurde, sind hier meist höhere Vorlauftemperaturen zu empfehlen. Dies lässt sich auf den Einsatz erneuerbarer Energien wie Solarthermie oder Geothermie zurückführen, da hierbei die variablen Kosten der Wärmeerzeugung für den Netzbetreiber geringer sind als bei brennstoffbetriebenen Anlagen.

## 4.8 Volllastwechsel

Die Auslegung gegen Versagen der Leitung durch zyklische Temperaturwechsel und damit einhergehender Belastungen (Spannungen, Dehnungen, Verschiebungen) erfolgt im Bereich der Fernwärme anhand der Anzahl ertragbarer gleichwertiger Volllastwechsel. Als Volllastwechsel wird hierbei ein Temperaturwechsel mit der höchsten erwarteten Temperaturdifferenz bezeichnet. Wegen der für Fernwärmeleitungen typischen Anzahl von Lastwechseln spricht man von niederzyklischer Ermüdung. Die absolute Zahl unterliegt je nach Leitungstyp und den verwendeten Berechnungsparametern großen Schwankungen (siehe Tabelle 12). (Sauerwein 2013)

Temperaturschwankungen des Fernwärmemediums sind unvermeidlich und können (gerade bei gleitender, der Außentemperatur angepasster, Fahrweise) kraftwerksseitig auftreten, aber auch durch die Wärmeabnahme beeinflusst werden. Die Kenntnis über die erwartete temperaturinduzierten Belastung einer Fernwärmeleitung ist notwendig, um diese entsprechend den Anforderungen an eine ausreichende Ausfallsicherheit gegen Ermüdung auszulegen sowie Wartungs-, Instandhaltungs- und Sanierungsarbeiten effizient planen zu können (Sauerwein 2013). Es ist allerdings zu hinterfragen wie sich eine Vielzahl von Lastwechseln bei niedrigem Temperaturniveau auf die Anzahl der, auf Wöhlerversuchen an Probekörpern basierende, erträglichen Volllastwechsel auswirkt. Durch die Anwendung der Palmgren-Miner Methode können real auftretende Temperaturlastwechsel der verschiedenen Leitungsgruppen (siehe Tabelle 12) in äquivalente Volllastwechsel umgerechnet und deren Anzahl bis zum Eintritt eines Schadens ermittelt werden. Unter Anwendung der Schadensakkumulations-Methode nach Palmgren-Miner lassen sich damit auch die erwartete Gebrauchsdauer des eingesetzten KMRs, unter Berücksichtigung der realen oder prognostizierten Temperaturganglinien, errechnen. (Hay et al. 2020)

Nach (DIN EN 13941-1:2019) sollte die Volllastwechsel durch eine Schätzung stets geprüft werden. Die Anzahl der Lastwechsel ist gewöhnlich im Vorlaufrohr der Hauptleitung und im Rücklaufrohr der Hausanschlussleitungen am höchsten. Daher eignet sich die Vorlauftemperatur an der Fernwärmeverteilspeisung sehr gut für eine Überprüfung der auftretenden Volllastwechsel. Da sich besonders in vermaschten Netzen und/oder bei Systemen mit mehreren Netzeinspeisungen, die realen Netztemperaturen in einem zu betrachtenden Netzteilbereich, von denen am Einspeisepunkt unterscheiden können, können auch Auswertungen anderer Vorlauftemperaturen (an anderen Stellen im FW-System) sinnvoll sein.

## 4.8.1 Messanforderungen

Tabelle 11— Anforderungen an die Messstellen zur Erfassung der Vollastwechsel

Messstellen			
Bezeichnung		Einbauort	Beschreibung
1	Vorlauftemperatur an der Verteilnetzeinspeisung <sup>1)</sup>	Nach Einbauteilen die zu einer Temperaturmischung führen. Die Temperatur mit welcher das Verteilnetz gespeist wird.	Wird in den meisten Fällen an allen Einspeisepunkten erfasst.
2	Rücklauftemperatur an der Verteilnetzeinspeisung <sup>1)</sup>	Direkt in der Rücklaufleitung des Verteilnetzes.	Wird in den meisten Fällen an allen Einspeisepunkten erfasst
1) Bei mehreren Verteilnetzen, jedes einzeln betrachten.			
Messintervall		Beschreibung	
a	<= 1 Stunde <sup>3)</sup>	— Die Vollastwechsel können in den meisten Fällen gut abgebildet werden <sup>2)</sup>	
b	<= 15 Minuten <sup>3)</sup>	— Der Vollastwechsel kann gut abgebildet werden	
2) Der Einfluss auf die Vollastwechsel, von stark schwingenden Misch- oder Regelventilen durch falsche Dimensionierung oder Regler Einstellung, kann nicht immer dargestellt werden			
3) Es sollten zur Betrachtung aktuelle Messwerte verwendet werden. Eine Verwendung von Mittelwerten führt zur Glättung der Zeitreihen und fälschlicherweise zu niedrigeren Vollastwechsel.			

## 4.8.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

### Lebensdauer

Für normgerecht ausgelegte KMR Systeme (berücksichtigt bereits notwendige Sicherheitsbeiwerte) sind nach (DIN EN 13941-1:2019) in Abhängigkeit der Rohrleitungsart und der zu Auslegung gewählten Betriebsjahre, mindestens die in Tabelle 12 aufgeführten niedrigste Anzahl zu ertragender gleichwertiger Vollastwechsel anzunehmen.

Tabelle 12: Gleichwertige Vollastwechsle nach (DIN EN 13941-1:2019) für eine Temperaturdifferenz von 110K

Rohrleitungsart	Anzahl Vollastwechsel	
	30 Betriebsjahre	50 Betriebsjahre
<b>Transportleitung</b>	100 – 250	170 – 420
<b>Verteilleitung</b>	250 – 500	420 – 840
<b>Hausanschlussleitung</b>	1.000 – 2.500	1.700 – 4.200

### Gleichwertige Vollastwechsel

Unter Anwendung der Palmgren-Miner-Gleichung lassen sich nach (DIN EN 13941-1:2019) die gleichwertigen Vollastwechsel ( $N_0$ ) berechnen. Nach Umrechnung der gleichwertigen

Volllastwechsel auf die entsprechenden Betriebsjahre kann, gemeinsam mit den Kennwerten aus der Lebensdauerberechnung, abgeschätzt werden, ob weitere Maßnahmen ergriffen werden sollten. Für die Vergleichstemperaturdifferenz und die Konstante m sollten die Werte aus der Dokumentation für die Auslegung der Rohrleitungen verwendet werden.

$$N_0 = \frac{\sum n_i * (\Delta T_i)^m}{(\Delta T_{ref})^m} \quad (4.8-1)$$

$N_0$  = gleichwerte Volllastwechsel  
 $n_i$  = Anzahl der Lastwechsel im Temperaturbereich  $\Delta T_i$   
 $\Delta T_{ref}$  = die Vergleichstemperaturdifferenz, bei der  $N_0$  berechnet wird  
 (i.d.R. Auslegungstemperatur minus Einbautemperatur)  
 $m$  = Konstante in der Ermüdungs- (SN-) Kurve  
 (m = 4 für niedriglegierte Kohlenstoffstahlmediumrohre  
 Streckgrenze  $\leq 360\text{MPa}$ )

Nach Norm sind teilweise weniger als ein Volllastwechsel im Monat zu erwarten, weshalb die gemessenen Werte, zur besseren Veranschaulichung und Vergleichbarkeit unterschiedlicher Bezugszeiträume, auf die in der Auslegung berücksichtigen Betriebsjahre hochgerechnet werden können. Hierzu wird ( 4.8-1 ) mit dem Verhältnis aus Betriebsjahren ( $t_{op,per}$ ) zum betrachtenden Zeitraum ( $t_{ob,per}$ , in Jahren) multipliziert.

$$N_{0,op,per} = \frac{\sum n_i * (\Delta T_i)^m}{(\Delta T_{ref})^m} \cdot \frac{t_{op,per}}{t_{ob,per}} \quad (4.8-2)$$

$N_{0,op,per}$  = gleichwerte Volllastwechsel auf Ausegungszeitraum hochgerechnet  
 $t_{op,per}$  = in der Auslegung angenommenen Betriebsjahre  
 $t_{ob,per}$  = Betrachtungszeitraum in Jahren

### 4.8.3 Darstellungen und Auswertung

Auf der linken Seite in Abbildung 42 ist in Rot eine Netzvorlauftemperatur über das Jahr 2019 aufgetragen, die nicht nur in der Übergangszeit starken Schwankungen unterliegt. Der untersuchte Temperaturverlauf wirft mehrere Fragen auf, wurde hier allerdings nur in Bezug auf die Temperaturvolllastwechsel untersucht. Für alle Berechnungen nach Formel ( 4.8-2 ) wurden für die Auslegung 30 Betriebsjahre angenommen. Die auf der auf der Y-Achse aufgetragenen adäquaten Temperaturvolllastwechsel beziehen sich immer auf die Anzahl, die erreicht würde, wenn man den Betrieb im Referenzzeitraum so über 30 Jahre fortsetzte. Betrachtet man nun die roten Punkte, die sich auf einen Referenzzeitraum von einem Monat (=1/12 Jahr) beziehen, erkennt man, dass die zugrundeliegende Vorlauftemperatur in den Sommer und Wintermonaten weniger Schwankungen erfährt als in der Übergangszeit. Im konkreten Fall spiegelt dies das erwartete Verhalten wider und der Jahresmittelwert prognostiziert ca. 112 Volllastwechsel binnen 30 Jahren. Auch wenn dieser Wert nach Tabelle 12 unproblematisch ist, zeigt die wöchentliche Auswertung (grüne Punkte mit einem Betrachtungszeitraum von ca. =1/52 Jahr) dass es innerhalb der Monate zu starke Schwankungen in der Anzahl der Lastwechsel gibt. In der täglichen Auswertung (blaue Kreise, Betrachtungszeitraum = 1/365 Jahr) wird deutlich, dass es über das ganze Jahr hinweg immer wieder extreme Betriebsphasen gibt, in denen rund 10x mehr Lastwechsel auftreten als im Schnitt an einem Tag üblich sind. In der rechten Darstellung ist ein Zeitraum von zwei Tagen dargestellt, in dem es zu einigen markanten Temperaturabfällen gekommen ist. Lassen sich derartige Schwankungen vermeiden, kann die Anzahl adäquater Volllastwechsel deutlich reduziert werden. In welchem Umfang eine derartige Analyse hilfreich ist,

muss der Anwender selbst abschätzen. Vergleicht man allerdings die aktuellen Betriebszustände mit den gleichen Zeiträumen im Vorjahr, können Auswirkungen auf die Beanspruchung des Verteilnetzes, beispielsweise aufgrund von Veränderungen im Verteilsystem, der Erzeugung oder durch veränderte Betriebsstrategien sichtbar werden.

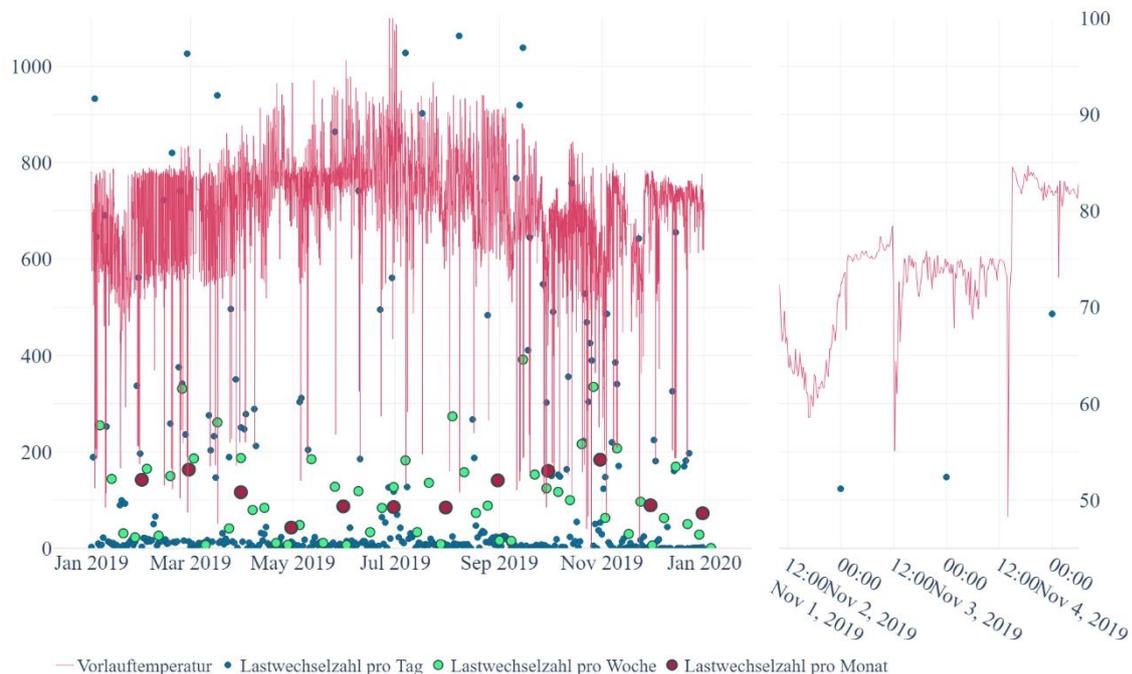


Abbildung 42: Auswertung der auf 30 Jahre hochgerechneten Volllastwechsel für ein Jahr

## 4.9 Pumpenregelkennlinie

Die Netzpumpe, welche das Heizmedium mit entsprechendem Druck, Temperatur und Volumenstrom in das Verteilnetz einspeist, bildet, neben der Temperatur, nahezu die einzige direkt steuerbare Einflussmöglichkeit auf das Verteilnetzsystem. In Abhängigkeit von der Erzeugung, beeinflusst die Netzpumpe den Betrieb des Verteilsystems durch welche sich die Drücke und Volumenströme einstellen sollen, die zur Versorgung der Kunden nötig sind. Führen einerseits zu hohe Drücke und Volumenströme eher zu ineffizienten Betriebszuständen, können andererseits zu niedrige Drücke und Volumenströme zu einer Unterversorgung oder Betriebsproblemen im Verteilnetz führen. Entsprechend kommt der passenden Regelung der Netzpumpen eine bedeutende Rolle im Betrieb von FW-Versorgungssystemen zu.

Vor allem bei wachsenden (sich verändernden) Wärmeverteilnetzen sollte die Regelung der Netzpumpen in regelmäßigen Abständen überprüft werden. Da die Randbedingungen für die Regelung sehr individuell sein können, ist zur Bewertung einer Regelcharakteristik, Vorwissen über die individuell geeignete Regelungsart notwendig.

#### 4.9.1 Messanforderungen

Tabelle 13— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Ventilstellungsoptimierung

Messstellen			
	Bezeichnung	Einbauort	Beschreibung
1	Volumenstrom am Verteilnetzeinspeisepunkt	-	Von der/den Netzpumpe/n umgewälzter Volumenstrom
2	Differenzdruck der Netzpumpe/n <sup>1)</sup>	-	-
1) Alternativ kann der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklaufrohr am Verteilnetzeinspeisepunkt verwendet werden			
Messintervall			
	Messintervall	Beschreibung	
a	≤ 1 Stunde <sup>2)</sup>	— Je mehr Messwerte für den Betrachtungszeitraum vorhanden sind, desto einfacher kann die Regelung überprüft werden	
2) Mit kleineren Intervallen lassen sich kürzere Betrachtungszeiträume auswerten und überprüfen			

#### 4.9.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

##### Normierte geschätzte Pumpenregelkennliniensteigung

Mithilfe der normierten Schätzung der Steigung der Pumpenregelkennlinie kann automatisiert Überprüfung werden, ob die Netzpumpe nach einer gängigen Art regelt. Bei keiner gängige Regelungsart prägt sich bei einer Differenzdruck über Volumenstrom Betrachtung eine negative Steigung aus. Negative Steigungen entstehen bei nicht regelnden Pumpenbetrieb durch Defekte oder falsche Einstellungen. Die Formel ( 4.9-1 ) beruht auf der geschätzten Regressionsgerade einer einfachen linearen Regression. Durch eine Normierung auf den Mittelwert wird die Kennzahl vergleichbar. Bei einer negativen Steigung sollte die Regelcharakteristik der Netzpumpe umgehend überprüft werden.

$$\hat{\beta}_{NP} = \frac{\sum_t \left( \frac{\dot{V}_t}{\bar{\dot{V}}_t} - 1 \right) \cdot \left( \frac{\Delta p_t}{\overline{\Delta p}_t} - 1 \right)}{\sum_t \left( \frac{\dot{V}_t}{\bar{\dot{V}}_t} - 1 \right)^2} \quad (4.9-1)$$

$\hat{\beta}_{NP}$	= normierte geschätzte Pumpenkennliniensteigung
$\dot{V}_t$	= Volumenstrom am Zeitpunkt t
$\bar{\dot{V}}_t$	= mittlerer Volumenstrom im Berechnungszeitraum
$\Delta p_t$	= Differenzdruck am Zeitpunkt t
$\overline{\Delta p}_t$	= mittlerer Differenzdruck im Berechnungszeitraum

#### 4.9.3 Darstellung und Auswertung

Die einfachste Möglichkeit zur Darstellung der Netzpumpenregelkennlinie ist die Darstellung in einem in einem  $\Delta p$ - $\dot{V}$ -Diagramm. Anhand dieser Darstellung können Abweichungen zur Sollnetzpumpenregelkennlinie sehr schnell erkannt werde.

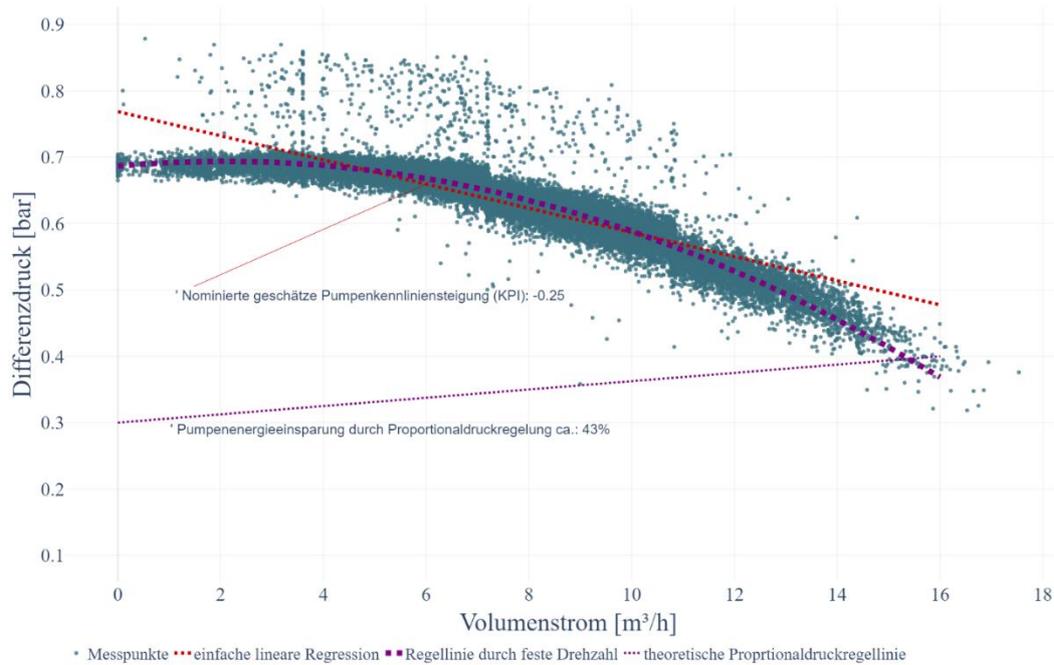


Abbildung 43: Netzpumpe mit fester Drehzahl

In Abbildung 43 sind die Messpunkte einer Netzpumpe dargestellt. Bei der Bildung der Kennzahl „Normierte geschätzte Pumpenkennliniensteigung“ wird ein Wert von -0,25 erreicht, welcher auf ein fehlerhaftes Verhalten hindeutet. Der quadratisch abnehmenden Punktwolke (Messpunkte) kann entnommen werden, dass bei der Netzpumpe eine feste Drehzahl eingestellt ist. In einer normalen Netztopologie werden durch eine feste Netzpumpendrehzahl unnötig hohe Differenzdrücke erzeugt. Durch eine Anpassung der Pumpenregelung auf eine Proportionaldruckregelung (theoretische Proportionaldruckregellinie) kann der Energieverbrauch der dargestellten Netzpumpe um ca. 43% reduziert werden.

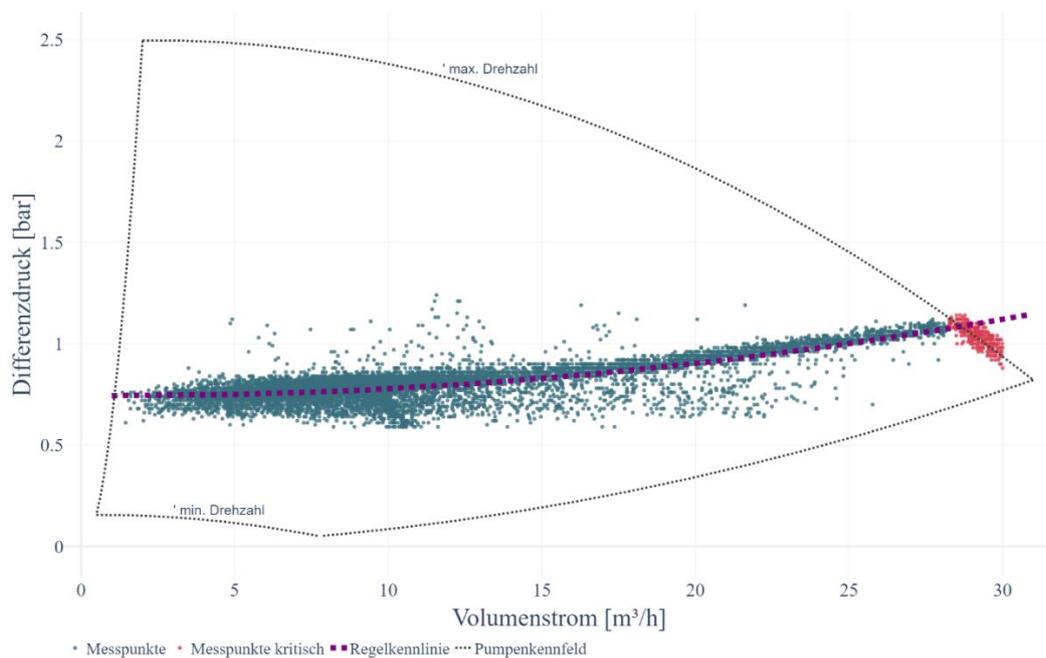
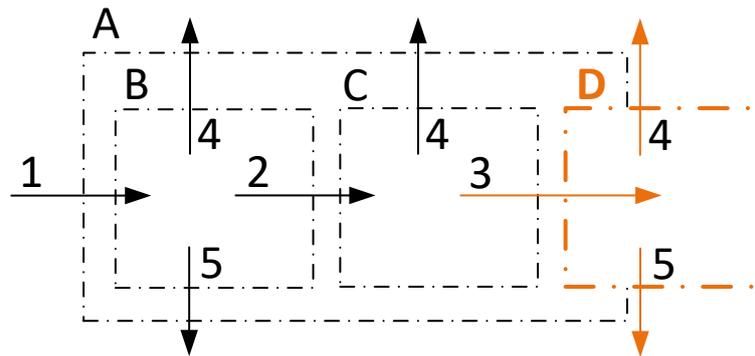


Abbildung 44: zu klein dimensionierte Netzpumpe

Abbildung 44 zeigt eine Netzpumpe, die an ihre Leistungsgrenze stößt. Dies deutet auf eine Unterdimensionierung hin. Im  $\Delta p$ - $\dot{V}$ -Diagramm kann dieses Verhalten, durch das plötzliche Absinken des Differenzdruckes ab einem gewissen Volumenstrom (Messpunkte kritisch), erkannt werden. Durch die Darstellung des Pumpenkennfeldes wird deutlich, dass die Pumpe an ihre Leistungsgrenze (max. Drehzahl) stößt. Dieses Verhalten führt zu einer Unterversorgung der Wärmekunden.

## 5 Wärmeverbrauch



### Legende

A Systemgrenze des Fernwärmesystems  
B Systemgrenze der Wärmeerzeugung  
C Systemgrenze des Wärmeverteilung  
D Systemgrenze des Wärmeverbrauchs

1 Energiezufuhr Wärmeerzeugung  
2 Energiezufuhr Wärmenetz  
3 Energiezufuhr Wärmeverbrauch  
4 Energieverlust  
5 exportierte Energie

Abbildung 45: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen

Den Abschluss der vereinfachten FW-Prozesskette bildet der Wärmeverbrauch bzw. die Wärmeabnahme/ -übergabe an die Kunden bzw. Wärmeverbraucher. Auch wenn diese am Ende der Prozesskette stehen, beeinflussen Sie die vorherigen Prozessschritte massiv. Der theoretische und reale Wärmebedarf aller Wärmeverbraucher beeinflusst die Wärmemenge die maximal und im realen Betrieb erzeugt und durch das Wärmenetz transportiert werden muss. Zusätzlich beeinflusst auch die Art und Weise, wie und wann die Wärme benötigt wird, die vorgelagerten Schritte. Die in diesem Kapitel beschriebenen Methoden befassen sich deshalb intensiv mit der Prüfung, ob die Hausstationen entsprechend ihrem Bedarf versorgt werden und die Wärmeabnahme möglichst optimal erfolgt. Was „optimal“ im Detail bedeutet, kann variieren. In der Regel soll die anstehende Vorlauftemperatur allerdings möglichst maximal ausgenutzt (ausgekühlt) werden, sodass die Wärmeübertragung mit möglichst geringem Volumenstrom erfolgen kann.

Allgemein können Wärmeverbraucher in FW-Systemen sehr unterschiedlich sein, neben Wohn-, Büro- und Geschäftsgebäuden (mit Wärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwassererwärmung) treten bspw. Industriekunden, Krankenhäuser oder Übergabepunkte zu Sekundärnetzen als Verbraucher auf, die häufig sehr individuelle Anforderungen an die Wärmeversorgung stellen. Da aber auch klassische Wohngebäude mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften auftreten (direkt- und indirekt angeschlossene Gebäude, TWW Erwärmung im Durchfluss- oder Speicher-/ Speicher-Lade- System, etc.) sind die einzelnen Methoden (und vor allem Grenzwerte) nicht in allen Konstellationen einsetzbar, können aber ggf. angepasst werden.

Die nachfolgenden Methoden basierend auf den im Forschungsvorhaben verfügbaren Daten und Quellen. Im Fokus stehen dabei Hausstationen die indirekt (hydraulisch vom Kreislaufwasser des Verteilnetzes getrennt) an das Wärmeverteilensystem angeschlossen sind. Obgleich die Methoden möglichst allgemeingültig aufbereitet wurden, ist die Übertragbarkeit zur individuellen Anwendung im Einzelfall zu prüfen.

## 5.1 Volumenabsenkungspotenzial

Mit Hilfe dieser Methode lassen sich innerhalb eines FW-Systems diejenigen Hausstationen identifizieren, bei denen eine Optimierung des Volumenstroms durch Verbesserung der Temperaturspreizung den größten Effekt auf das Fernwärmesystem hat. Vereinfacht weisen diejenigen Wärmeentnahmestellen das größte Potenzial auf, die dem Fernwärmeverteilsystem eine große Wärmemenge bei einer geringen Temperaturspreizung entnehmen.

### Mögliche Ursachen für Hausstation mit einem hohen Potenzial

- Kein hydraulischer Abgleich auf der Sekundärseite der Hausstation
- Zu groß dimensionierte Pumpe auf der Sekundärseite der Hausstation
- Stark verkalkter Trinkwarmwasserspeicher auf der Sekundärseite der Hausstation
- Defekter Rücklauftemperaturbegrenzer auf der Primärseite Hausstation
- Zur niedrige Vorlauftemperaturen auf der Primärseite der Hausstation
- Defektes Volumenstromregelventil auf er Primärseite der Hausstation

### Mögliche negative Auswirkungen von Hausstationen mit einem hohen Potenzial

- Höhere Netzpumpenstromkosten durch höheren Volumenstrom
- Höhere Fernwärmeverteilsystemwärmeverluste durch höhere Temperaturniveaus
- Sinkende Kundenzufriedenheit durch zu niedrige Vorlauftemperaturen
- Fließgeräusche durch zu hohe Volumenströme
- Schlechterer Wirkungsgrad bei Brennwertnutzung durch hohe Rücklauftemperaturen
- Niedrigere Ausnutzung von thermischen Speichern durch höheres unteres Temperaturniveau

#### 5.1.1 Messanforderungen

Tabelle 14— Anforderungen an die Messstellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Durchgesetztes Volumen	Auf der Primärseite der Hausstation	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Abgegebene Wärmemenge	Bevorzugt auf der Primärseite der Hausstation	Wird vom Wärmemengenzähler erfasst
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	>= 1 Jahr	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 1 Monat	— Saisonale Effekte können erkannt werden	
c	<= 1 Stunde	— Es kann auf mögliche Ursachen zurückgeschlossen werden	

## 5.1.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

### Volumenabsenkungspotenzial

Zur Bewertung des Volumenabsenkungspotenzial wird zunächst die wärmebezogene Temperaturspreizung aus der thermischen Energie und dem durchgesetzten Volumen errechnet.

$$\Delta\hat{T}_{HS,pri} = \frac{Q_{HS,pri,in}}{V_{HS,pri,htf} \cdot \rho_{htf} \cdot c_{htf}} \quad (5.1-1)$$

Das Volumenabsenkungspotenzial kann für einen beliebig gewählten Berechnungszeitraum mit den folgenden Rechenformeln berechnet werden.

$$V_{HS,pri,PR,htf} = V_{HS,pri,htf} \left( 1 - \frac{\Delta\hat{T}_{HS,pri}}{\Delta T_{HS,pri,ref}} \right) \quad (5.1-2)$$

$$V_{HS,pri,PR,htf} = V_{HS,pri,htf} - \frac{Q_{HS,pri,in}}{V_{HS,pri,htf} \cdot \rho_{htf} \cdot c_{htf} \cdot \Delta T_{HS,pri,ref}} \quad (5.1-3)$$

- $\Delta\hat{T}_{HS,pri}$  = rechnerische Temperaturspreizung
- $V_{HS,pri,PR,htf}$  = Volumenabsenkungspotenzial einer Wärmeübergabestation
- $V_{HS,pri,htf}$  = durchgesetztes Volumen auf der primärseite der Wärmeübergabestation
- $Q_{HS,pri,in}$  = an der Wärmeübergabestation abgegebene Wärmemenge
- $\rho_{htf}$  = Dichte vom Wärmeträgermedium
- $c_{htf}$  = Wärmekapazität vom Wärmeträgermedium
- $\Delta T_{HS,pri,ref}$  = referenz/soll Rücklaufemperatur an der Wärmeübergabestation

## 5.1.3 Darstellung und Auswertung

Das Volumenabsenkungspotenzial kann unter anderem mithilfe einer Tabelle, einem Balkendiagramm oder einem Bubblechart dargestellt werden.

Volumenabsenkungspotenzial	Spreizung	Volumendifferenz	Wärmeübergabestation
2802 m <sup>3</sup>	21 K	9290 m <sup>3</sup>	HC-35
2498 m <sup>3</sup>	22 K	8897 m <sup>3</sup>	HC-4
2319 m <sup>3</sup>	19 K	6426 m <sup>3</sup>	HC-5
1460 m <sup>3</sup>	22 K	5386 m <sup>3</sup>	HC-7
1322 m <sup>3</sup>	16 K	2902 m <sup>3</sup>	HC-37
1021 m <sup>3</sup>	24 K	4932 m <sup>3</sup>	HC-34
358 m <sup>3</sup>	24 K	1809 m <sup>3</sup>	HC-32
327 m <sup>3</sup>	23 K	1363 m <sup>3</sup>	HC-28
566 m <sup>3</sup>			HC-20

Abbildung 46: Tabellarische Darstellung vom Volumenabsenkungspotenzial

Mithilfe der tabellarischen Darstellung können die Hausstationen nach Potenzial sortiert nacheinander überprüft werden. Dabei können zusätzliche Informationen wie Temperaturspreizung sehr einfach mit aufgelistet werden.

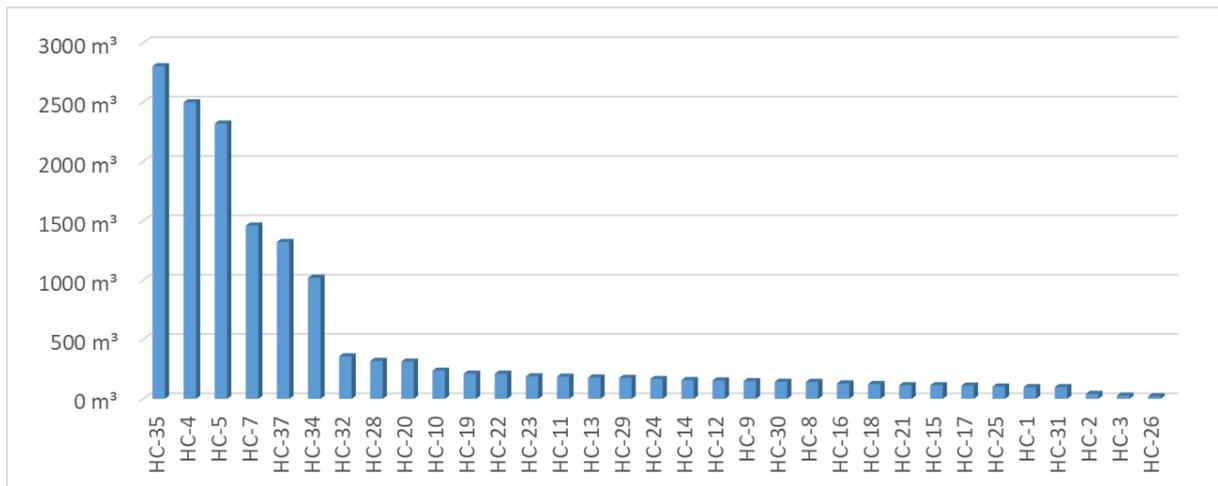


Abbildung 47: Darstellung des Volumenabsenkungspotenzials mithilfe eines Balkendiagrammes

Das Balkendiagramm ermöglicht einen schnellen Überblick darüber, wie viele Hausstationen betroffen sind und ob es sich um einzelne Ausreißer handelt oder ob zahlreiche Stationen Probleme aufweisen. Durch ein interaktives Balkendiagramm (z.B. Zoomfunktion, einblenden von Zusatzinformationen) kann es auch bei höherer Anzahl von Wärmekunden noch sinnvoll genutzt werden.

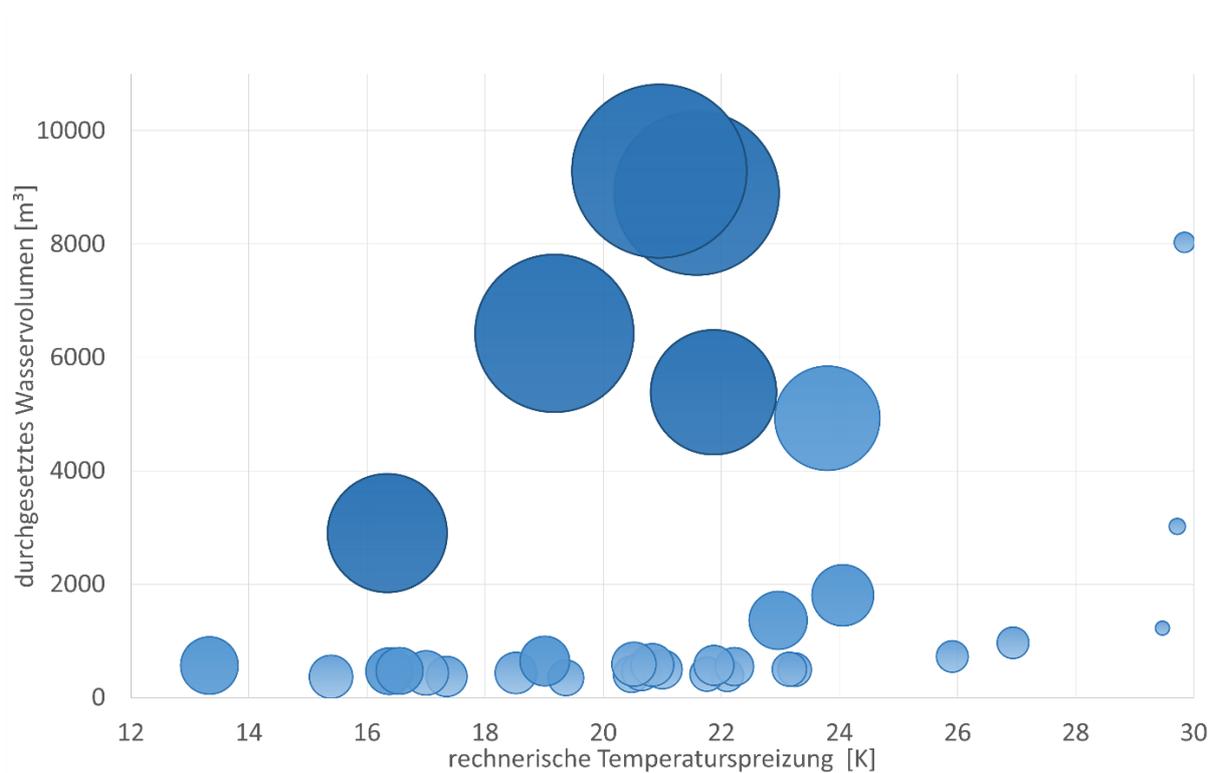


Abbildung 48: Darstellung des Volumenabsenkungspotenzials mithilfe eines Blasendiagramm. Die Größe der Kreise stellt das Volumenabsenkungspotenzial dar.

Mithilfe des Blasendiagrammes können im Gegensatz zum Balkendiagramm noch weitere nützliche Informationen, wie die rechnerische Temperaturspreizung oder das durchgesetzte Volumen mit dargestellt werden.

## 5.2 Leckvolumenstrom am Volumenstromregelventil

Von einigen Fernwärmerversorgungsunternehmen wird regelmäßig überprüft, ob die Volumenstromregelventile in den Hausstationen richtig schließen. Diese Ventile haben Toleranzgrenzen, wie viel Volumenstrom sie bei geschlossener Ventilstellung durchlassen dürfen. Es kann vorkommen, dass diese Ventile durch Verschmutzungen oder Defekte die Toleranzgrenzen deutlich überschreiten. Die Ventilhersteller geben in der Regel Leckagen von unter 0,1% des Nennvolumenstroms (bzw. Kv-Werts) an.

Diese Methode soll einerseits den Aufwand zur Überprüfung der Leckvolumenströme reduzieren und andererseits bei einer Priorisierung in der Ursachenfindung helfen. Bisher ist der zeitliche Aufwand zur Überprüfung der Hausstationen oft zu hoch oder kann nur stichprobenartig durchgeführt werden. Das führt wiederum dazu, dass Ventile mit hohen Leckvolumenströmen lange unentdeckt bleiben.

### 5.2.1 Messanforderungen

Tabelle 15— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Ventilstellungsoptimierung

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Volumenstrom bei den einzelnen Hausstationen	Auf der Primärseite der Hausstation	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Volumenstromregelventilhub <sup>1)</sup>	Das Volumenstromregelventil auf der Primärseite der Hausstation	Kann von der Regelung einiger Hausstationen ausgelesen werden
1) Alternativ kann der Wärmebedarf (Boolean) verwendet werden. Es gibt Betreiber die alternativ, bei fehlendem Zugriff auf den Regler der Hausstation, überprüfen wie hoch der niedrigste Volumenstrom war, um abzuschätzen wie hoch die Leckvolumenströme sind.			
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	<= 1 Stunde <sup>2)</sup>	— Probleme mit dem Volumenstromregelventil können festgestellt werden	
b	<= 15 Minuten	— Leckvolumenströme und ihr Ausmaß können erkannt und berechnet werden	
2) Bei höheren Auflösungen sollte darauf geachtet werden das es sich bei den Messreihen nicht um Mittelwerte, sondern um Aktuelle Werte handelt.			

### 5.2.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

#### Bestimmung des Leckvolumenstroms

Mithilfe der Ventilstellung des Volumenregelventils und des Volumenstromes kann der Leckvolumenstrom für jede Hausstation berechnet werden.

$$\dot{V}_{leak,x} = \begin{cases} \dot{V}_x & \text{wenn } hub = 0\% \\ 0 & \text{wenn } hub > 0\% \end{cases} \quad (5.2-1)$$

$\dot{V}_{leak,x}$  = Leckvolumenstrom des betrachteten Ventiles x

$\dot{V}_x$  = Volumenstrom des betrachteten Ventiles x

$hub$  = gemessener Ventilhub des betrachteten Ventils

Durch die Formel ( 5.2-1) kann für jeden Zeitpunkt bestimmt werden, ob es zu einen Leckvolumenstrom kommt und wie hoch dieser ist. Dabei wird überprüft, wie hoch der Volumenstrom bei einem Sollhub von 0% ist.

### Bestimmung des durchgesetztes Leckvolumens

Mithilfe der Leckvolumenströme kann das gesamt durchgesetzte Leckvolumen innerhalb eines Betrachtungszeitraumes berechnet werden.

$$V_{leak,x} = \int \dot{V}_{leak,x,t} dt = \sum_t \dot{V}_{leak,x,t} \cdot \Delta t \quad (5.2-2)$$

$V_{leak,x}$  = durchgesetztes Leckvolumen des Ventiles  $x$  im Betrachtungszeiraum

$\dot{V}_{leak,x,t}$  = Leckvolumenstrom des betachteten Ventiles  $x$  am Zeitpunkt  $t$

$\Delta t$  = Messintervall

Das Integral des Leckvolumenstroms ergibt das durchgesetzte Leckvolumen. Für das numerische integral sollte beachtet werden, dass bei höheren Messintervallen höhere Rechenfehler entstehen können.

### Bestimmung des gesamten Leckvolumenstroms über alle Volumenstromregelventile

Für einen Überblick über den Netzzustand (bzw. den Zustand aller HAST in einem FW-System) kann der gesamte Leckvolumenstrom aller Ventile summiert werden.

$$\dot{V}_{leak,total} = \sum_x \dot{V}_{leak,x} \quad (5.2-3)$$

$\dot{V}_{leak,total}$  = Leckvolumenstrom aller betrachteten Ventile

$\dot{V}_{leak,x}$  = Leckvolumenstorm des betrachteten Ventiles  $x$

$x$  = betrachtetes Venil  $x$

Die Summe der einzelnen Leckvolumenströme je Zeitpunkt an den Ventilen ergibt den gesamten Leckvolumenstrom pro Zeitpunkt.

### 5.2.3 Darstellung und Auswertung

Es gibt eine Vielzahl an Möglichkeiten, um die Ergebnisse dieser Methode darzustellen. In diesem Fall wird beispielhaft eine Zeitreihe für einen Gesamtüberblick über den Netzzustand und eine Tabelle für die Einzelbetrachtung der Volumenstromregelventile verwendet.

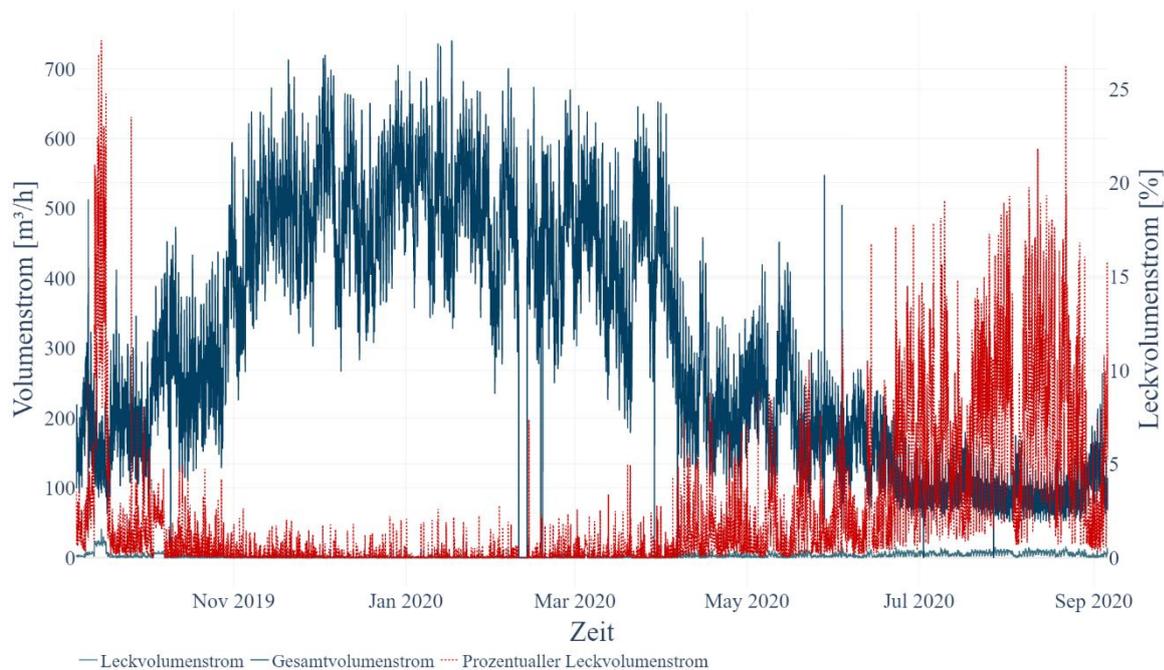


Abbildung 49: Gesamter Leckvolumenstrom aller Volumenstromregelventile im Vergleich zum gesamten Volumenstrom.

In Abbildung 49 ist der gesamte Volumenstrom aller Hausstationen dem gesamten Volumenstrom durch Leckvolumenströme an den Volumenregelventilen gegenübergestellt. Wie zu erwarten, ist der prozentuale Anteil des Leckvolumenstroms am Gesamtvolumenstrom in den Sommermonaten höher. Das ist den folgenden Gründen geschuldet:

- Der Leckvolumenstrom hängt nicht von der Jahreszeit ab, sondern von dem anliegenden Druck und der Leckgröße bei geschossenem Ventil.
- Im Sommer gibt es längere Zeiten ohne Wärmeabnahme, wodurch die Ventile länger geschlossen sind und der Leckvolumenstrom länger zum Tragen kommt.
- Im Sommer ist der Gesamtvolumenstrom geringer, wodurch der Anteil des Leckvolumenstroms steigt.

Diese Auswertung ermöglicht bereits eine Abschätzung, wie viel Pumpenstrom eingespart werden kann, wenn alle Ventile ganz schließen. Zusätzlich werden die Wärmeverluste durch hohe Leckvolumenströme (ungenutzte Wärme) deutlich erhöht. In bestimmten Fällen kann sogar der Wirkungsgrad der Wärmeerzeugungsanlagen, sofern diese durch eine Erhöhung der Rücklauftemperatur negativ beeinflusst wird, sinken.

Eine tabellarische Darstellung kann für eine schnellere Gesamtüberprüfung und bei einer anschließenden Priorisierung für Einzelüberprüfungen der Hausstationen helfen.

Tabelle 16: Tabellarische Darstellung der Leckvolumenströme an den Volumenregelventilen:

Station [Index]	Leckvolumenstrom † [%]	mittlerer Leckvolumenstrom [m³/h]	Leckvolumen [m³]	Volumen gesamt [m³]
HC.251	0.73	0.218	337	45877
HC.145	0.23	0.342	131	58149
HC.857	0.1	0.022	31	32605
HC.522	0.08	0.048	54	65841
HC.1187	0.06	0.036	54	94702
HC.1173	0.03	0.016	18	63727
HC.479	0	0.033	1	35392

Station [Index]	Leckvolumenstrom [%]	mittlerer Leckvolumenstrom † [m³/h]	Leckvolumen [m³]	Volumen gesamt [m³]
HC.145	0.23	0.342	131	58149
HC.251	0.73	0.218	337	45877
HC.958	0	0.12	0	77004
HC.522	0.08	0.048	54	65841
HC.1187	0.06	0.036	54	94702
HC.479	0	0.033	1	35392
HC.857	0.1	0.022	31	32605

Station [Index]	Leckvolumenstrom [%]	mittlerer Leckvolumenstrom [m³/h]	Leckvolumen † [m³]	Volumen gesamt [m³]
HC.251	0.73	0.218	337	45877
HC.145	0.23	0.342	131	58149
HC.522	0.08	0.048	54	65841
HC.1187	0.06	0.036	54	94702
HC.857	0.1	0.022	31	32605
HC.1173	0.03	0.016	18	63727
HC.479	0	0.033	1	35392

Tabellen haben den Vorteil, dass sie vor allem bei einer hohen Anzahl an Wärmekunden einen schnellen Überblick verschaffen. Die Tabelle in Tabelle 16 kann durch Sortierung nach einer beliebigen Spalte und Hinzufügen zusätzlicher Spalten sehr gut an die Bedürfnisse des Betrachters angepasst werden. In diesem Beispiel können durch die Spalten folgende Fragestellungen beantwortet werden:

- Station: um welchen Wärmekunden/HAST handelt es sich?
- Leckvolumenstrom (Prozent): befindet sich das Ventil deutlich außerhalb der Toleranzgrenzen?
- mittlerer Leckvolumenstrom: um welche Größenordnung handelt es sich bei der Leckage, unabhängig davon wann und wie lange sie auftritt?
- Leckvolumen: wie viel Volumen wird zusätzlich aufgrund des Lecks durch das Fernwärmeverteilstnetz befördert?
- Volumen gesamt: um welche Hausstationsgröße handelt es sich?

Je nach Fragestellung können beliebig andere Spalten in der Tabelle mitaufgenommen werden.

### 5.3 Überprüfung der primärseitigen Vorlauftemperatur

Das Ziel dieser Methode ist es, die Funktionstüchtigkeit aller Hausstationen miteinander vergleichbar zu machen. Der Anwender kann auf einen Blick das durchschnittliche Verhalten von Hausstationen erkennen und Ausreißer identifizieren.

Die primärseitige Vorlauftemperatur ist oftmals in den technischen Anschlussbedingungen eines Fernwärmeversorgungsunternehmens festgehalten. In diesem Fall muss eine vereinbarte Temperatur eingehalten werden. In dieser Methode werden die Vorlauftemperaturen aller HAST eines Fernwärmesystems mit einem festen Soll-Wert oder alternativ der sekundärseitigen Soll-Vorlauftemperatur verglichen. Für jede HAST wird innerhalb eines Zeitraums gezählt, wie oft die gemessene, primärseitige Vorlauftemperatur die Referenztemperatur erreicht oder überschritten hat, wenn sich die HAST im Betrieb befand. In einer zusammenfassenden Grafik wird für alle HAST das Verhältnis aus „Temperatur erreicht“ vs. „HAST im Betrieb“ dargestellt. Ausreißer können mit dieser Methode einfach erkannt werden.

#### Mögliche Ursachen für eine auffällige Hausstation

- Zu niedrige primärseitige Vorlauftemperaturen

#### Mögliche Auswirkungen von Hausstationen mit auffälligen Ergebnissen

- Unterversorgung des Wärmekunden
- Verletzung der vertraglichen Vereinbarung
- Erhöhung der Netzurücklauftemperatur

#### 5.3.1 Messanforderungen

Tabelle 17— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der primären Vorlauftemperatur

<b>Messstellen</b>			
<i>Bezeichnung</i>		<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Vorlauftemperatur	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Volumenstrom	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
3	Volumen	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
<b>Messintervall</b>			
<i>Messintervall</i>		<i>Beschreibung</i>	
a	$\geq 1$ Stunde	— Die Methode kann angewendet werden	
b	$\leq 15$ Minuten	— Probleme können eindeutig erkannt werden	
c	$\leq 2$ Minuten	— Ursachen können ggf. identifiziert werden	

### 5.3.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für diese Prüfung ist die primärseitige real gemessene und die vereinbarte Vorlauftemperatur sowie der primärseitige Volumenstrom notwendig. Alternativ kann die sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur statt der vereinbarten primären Vorlauftemperatur als Referenz verwendet werden. In drei Schritten kann eine Kennzahl berechnet werden, die angibt, wie häufig die Referenztemperatur an jeweils einer HAST erreicht oder überschritten wurde.

1. Ermittlung der Anzahl an Zeitpunkten, zu denen der Volumenstrom größer als 0 war.

$$\sum_t 1 \text{ wenn } \dot{V}_{HS,pri,htf,t} > 0 \quad (5.3-1)$$

2. Ermittlung der Anzahl an Zeitpunkten, zu denen der Volumenstrom größer als 0 war und die primärseitige Vorlauftemperatur gleich oder größer als die vereinbarte Vorlauftemperatur war.

$$\sum_t 1 \text{ wenn } \dot{V}_{HS,pri,htf,t} > 0 \wedge T_{HS,pri,VL,t} > T_{HS,ref,t} \quad (5.3-2)$$

3. Berechnung der Erfüllungskennzahl

$$KPI = \left(\frac{Y}{X}\right) \cdot 100 \quad (5.3-3)$$

Diese Kennzahl gibt an, wie häufig die vereinbarte Temperatur erreicht wurde, wenn die Hausstationen durchströmt wurden.

$T_{HS,pri,VL}$	= Vorlauftemperatur auf der Primärseite
$\dot{V}_{HS,pri,htf}$	= Volumenstrom auf der Primärseite des Wärmetauschers
$T_{HS,ref}$	= Referenztemperatur
KPI	= Erfüllungsgrad in %

### 5.3.3 Darstellung und Auswertung

In Abbildung 50 sind die Erfüllungsgrade aller betrachteten Hausstationen abgebildet. Jeder Punkt stellt eine Station dar. Auf der Y-Achse ist der Grad der Erfüllung in Prozent aufgetragen. Hohe Werte bedeuten, dass die vereinbarte primäre Vorlauftemperatur sehr häufig erreicht wurde. Auf der X-Achse ist das durchgesetzte Volumen dargestellt, so dass auf die Relevanz einer jeden Station für das gesamte Fernwärmesystem geschlossen werden kann. Farblich wird in dieser Darstellung zwischen „in Ordnung“ und „überprüfen“ unterschieden. Unterhalb eines definierten Schwellwertes (hier 50%) werden HAST in Rot dargestellt. Diese Stationen sollten einer weitergehenden Prüfung unterzogen werden. Für die Überprüfung aller HAST dieses Praxisbeispiels wurde der gesamte Januar 2020 verwendet. Insgesamt wurden die Betriebsdaten von circa 1250 HAST überprüft.

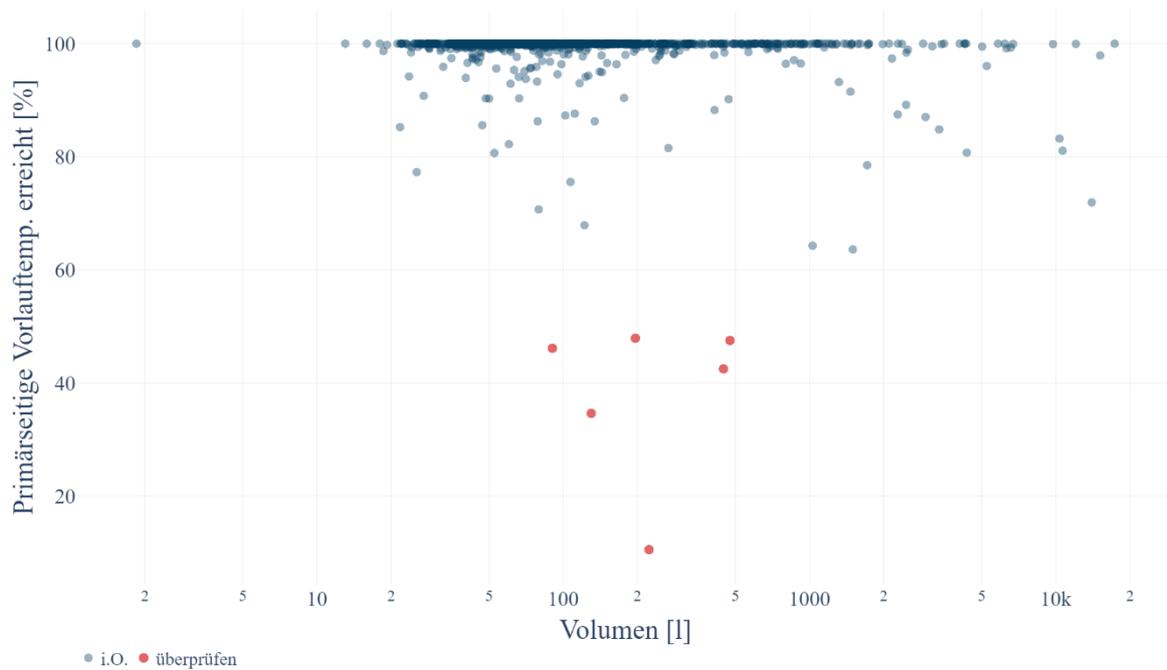


Abbildung 50: Erreichung der primären Vorlauftemperatur aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs

Die Abbildung 50 zeigt, dass ein Großteil der HAST ihre primäre Vorlauftemperatur erreicht. Eine Teilmenge zwischen 60% und 95% erreicht nicht immer die erforderlichen Temperaturen. Nur wenige HAST erreichen die Referenztemperatur an weniger als 50% der gemessenen Zeitpunkte, diese sind in Rot dargestellt und sollten einer näheren Überprüfung unterzogen werden.

1007

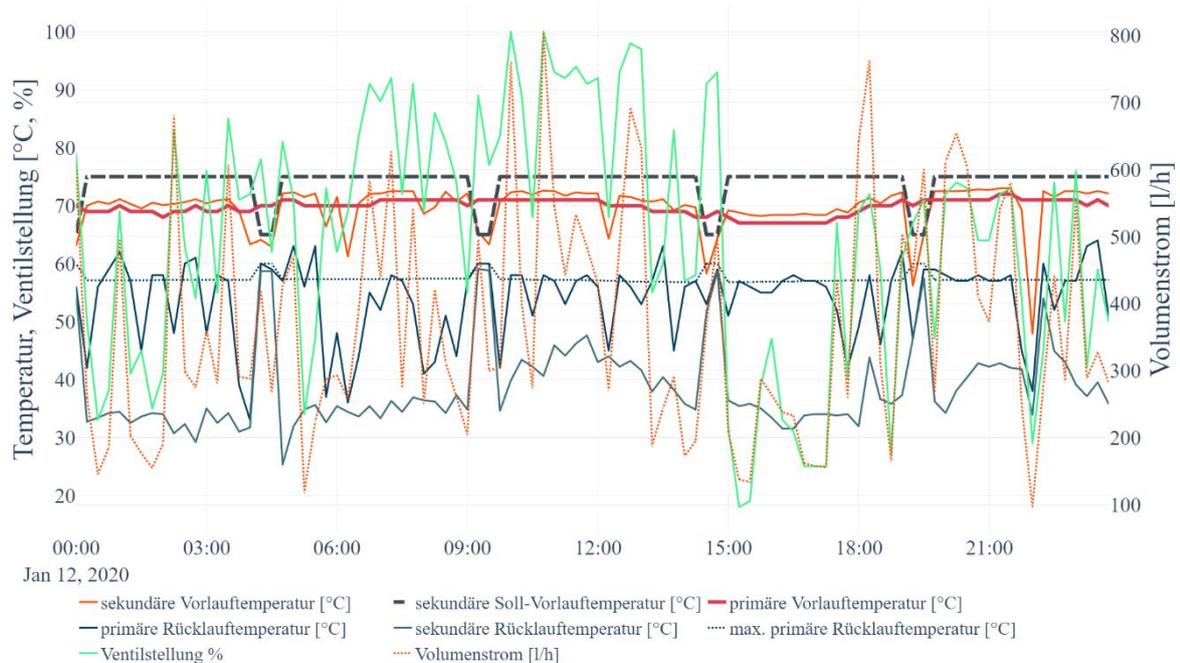


Abbildung 51: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur (hier Referenztemperatur) wird nicht erreicht - Kunde 1007

## 5.4 Überprüfung der sekundärseitigen Vorlauftemperatur

Das Ziel dieser Methode ist es, die Funktionstüchtigkeit aller Hausstationen miteinander vergleichbar zu machen. Der Anwender kann auf einen Blick das durchschnittliche Verhalten von Hausstationen erkennen und Ausreißer identifizieren.

In dieser Methode werden die sekundären Vorlauftemperaturen aller HAST eines Fernwärmesystems mit der sekundärseitigen Soll-Vorlauftemperatur verglichen. Für jede HAST wird innerhalb eines Zeitraums gezählt, wie oft die gemessene sekundäre Vorlauftemperatur die Soll-Temperatur erreicht oder überschritten hat, wenn sich die HAST im Betrieb befand. In einer zusammenfassenden Grafik wird für alle HAST das Verhältnis aus „Temperatur erreicht“ vs. „HAST im Betrieb“ dargestellt. Ausreißer können mit dieser Methode einfach erkannt werden.

### Mögliche Ursachen für eine auffällige Hausstation

- HAST wurde falsch ausgelegt
- Zu hohe sekundärseitige Volumenströme
- Zu geringe primärseitige Vorlauftemperatur
- Zu geringer Differenzdruck

### Mögliche Auswirkungen von Hausstationen mit auffälligen Ergebnissen

- Unterversorgung des Wärmekunden
- Geringe primäre Temperaturspreizung

#### 5.4.1 Messanforderungen

Tabelle 18— Anforderungen an die Messtellen zur Überprüfung der sekundären Vorlauftemperatur

<b>Messstellen</b>			
<i>Bezeichnung</i>		<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Vorlauftemperatur	Auf der Sekundärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Regler erfasst
2	Volumenstrom	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
3	Volumen	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
4*	Soll-Vorlauftemperatur	-	Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur wird vom Regler vorgegeben
<b>Messintervall</b>			
<i>Messintervall</i>		<i>Beschreibung</i>	
a	>= 1 Jahr	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 1 Monat	— Saisonale Effekte können erkannt werden	
c	<= 1 Stunde	— Es kann auf mögliche Ursachen zurückgeschlossen werden	

\* optional

## 5.4.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für diese Prüfung ist die sekundärseitig real gemessene und die entsprechende Soll-Vorlauftemperatur sowie der primärseitige Volumenstrom notwendig. In drei Schritten kann eine Kennzahl berechnet werden, die angibt, wie häufig die sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur (hier Referenztemperatur) an jeweils einer HAST erreicht oder überschritten wurde.

1. Ermittlung der Anzahl an Zeitpunkten, zu denen der Volumenstrom größer als 0 war.

$$\sum_t 1 \text{ wenn } \dot{V}_{HS,pri,htf,t} > 0 \quad (5.4-1)$$

2. Ermittlung der Anzahl an Zeitpunkten, zu denen der Volumenstrom größer als 0 war und die sekundärseitige Vorlauftemperatur gleich oder größer als die vereinbarte Vorlauftemperatur war.

$$\sum_t 1 \text{ wenn } \dot{V}_{HS,pri,htf,t} > 0 \wedge T_{HS,sek,VL,t} > T_{HS,ref,t} \quad (5.4-2)$$

3. Berechnung der Erfüllungskennzahl

$$KPI = \left(\frac{Y}{X}\right) \cdot 100 \quad (5.4-3)$$

Diese Kennzahl gibt an, wie häufig die Referenztemperatur erreicht wurde, wenn die Hausstationen durchströmt wurden.

$T_{HS,sek,VL}$	= Vorlauftemperatur auf der Sekundärseite
$\dot{V}_{HS,pri,htf}$	= Volumenstrom auf der Primärseite des Wärmetauschers
$T_{HS,ref}$	= Referenztemperatur
KPI	= Erfüllungsgrad in %

## 5.4.3 Darstellung und Auswertung

In Abbildung 50 sind die Erfüllungsgrade aller in diesem Beispiel betrachteten Hausstationen abgebildet. Jeder Punkt bildet eine Station ab. Auf der Y-Achse ist der Grad der Erfüllung in Prozent aufgetragen. Hohe Werte bedeuten, dass die geforderte sekundäre Vorlauftemperatur sehr häufig erreicht wurde. Auf der X-Achse ist das durchgesetzte Volumen dargestellt, so dass auf die Relevanz einer jeden Station für das gesamte Fernwärmesystem geschlossen werden kann. Farblich wird in dieser Darstellung zwischen „in Ordnung“ und „überprüfen“ unterschieden. Unterhalb eines definierten Schwellwertes (hier 50%) werden HAST in Rot dargestellt. Diese Stationen sollten einer weitergehenden Prüfung unterzogen werden. Für die Überprüfung aller HAST wurde der gesamte Januar 2020 verwendet. Insgesamt wurden die Betriebsdaten von circa 1250 HAST überprüft.

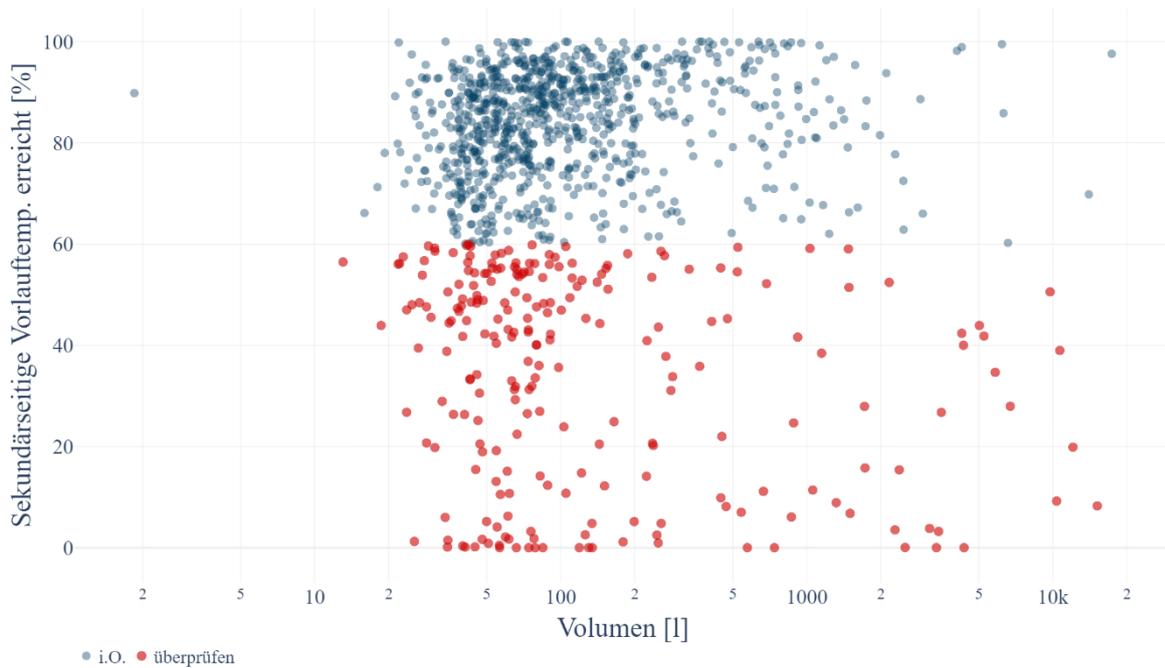


Abbildung 52: Erreichung der sekundären Vorlauftemperatur aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs

Die Abbildung zeigt, dass ein Großteil der HAST die sekundäre Vorlauftemperatur nur anteilig erreicht. Die Gründe sind in diesem Beispiel vielfältig. Zahlreiche HAST erreichen die Referenztemperatur zu weniger als 60% der Messzeitpunkte, diese sind in Rot dargestellt und sollten einer näheren Überprüfung unterzogen werden.



Abbildung 53: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur wird nicht erreicht - Kunde 830

In den folgenden Abbildungen wurden die Messdaten eines Tages von drei der auffälligen Stationen dargestellt, um eine beispielhafte Anschluss-Auswertung zu illustrieren. Diese

Betriebsdaten sind für die Anwendung der Methode nicht grundsätzlich erforderlich und daher nicht in den Messanforderungen aufgeführt. Die Abbildungen zeigen, dass die Vorlauftemperatur tatsächlich dauerhaft unterhalb der Referenztemperatur, in diesem Fall der sekundären Soll-Vorlauftemperatur, liegt. In allen drei Fällen scheint der sekundärseitige Volumenstrom so hoch zu sein, dass die Regelung der HAST den Volumenstrom immer wieder drosseln, um die primäre Rücklauftemperatur unterhalb der Begrenzung zu halten. Dies führt bei HAST 814 in Abbildung 55 zu einer Zweipunktregelung.

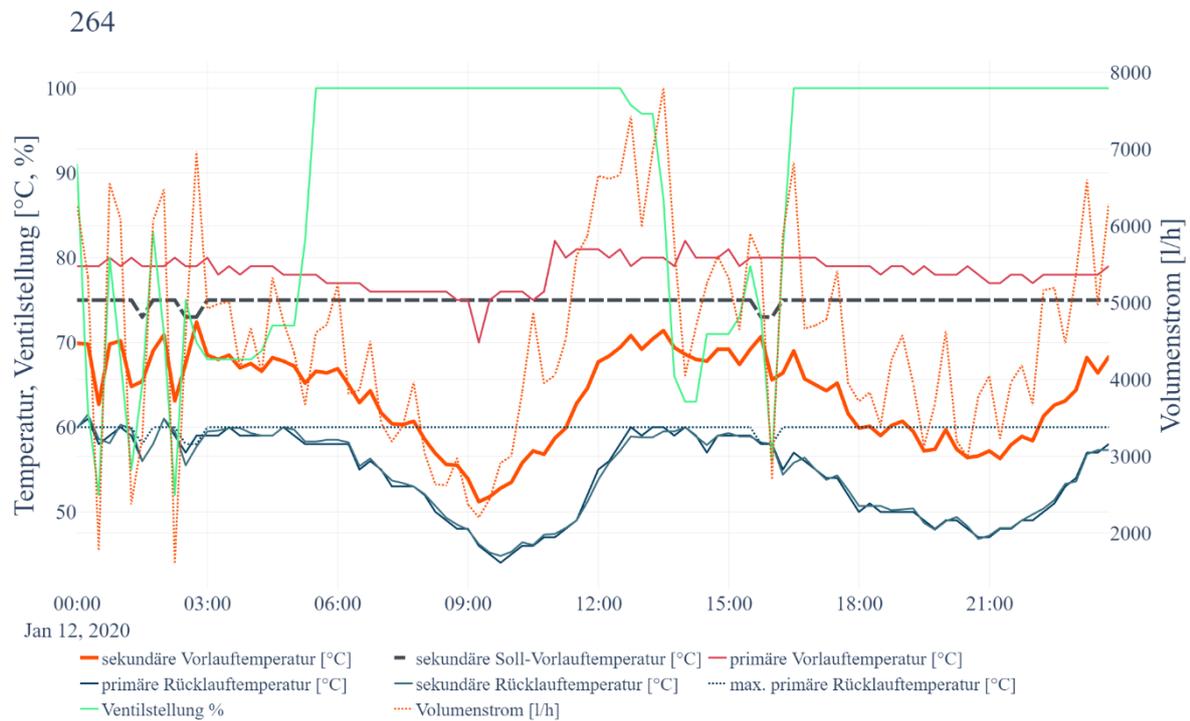


Abbildung 54: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur wird nicht erreicht - Kunde 264

Die Regelabweichung zwischen sekundärseitiger Soll- und Ist-Temperatur ist in den meisten Fällen durch die Drosselung des primären Volumenstroms aufgrund von Überschreitungen der Rücklauftemperaturbegrenzung zu erklären. Dennoch zeigte sich in wenigen Fällen auch eine wiederkehrende primärseitige Unterversorgung aufgrund eines zu geringen Differenzdrucks oder zu geringer Vorlauftemperatur [4.1] [4.3]. Abbildung 51 und Abbildung 54 zeigen zur gleichen Uhrzeit einen Abfall des Volumenstroms bei gleichzeitig vollständig geöffneten Ventilen – ein Indiz für zu geringe Differenzdrücke an den Stationen.

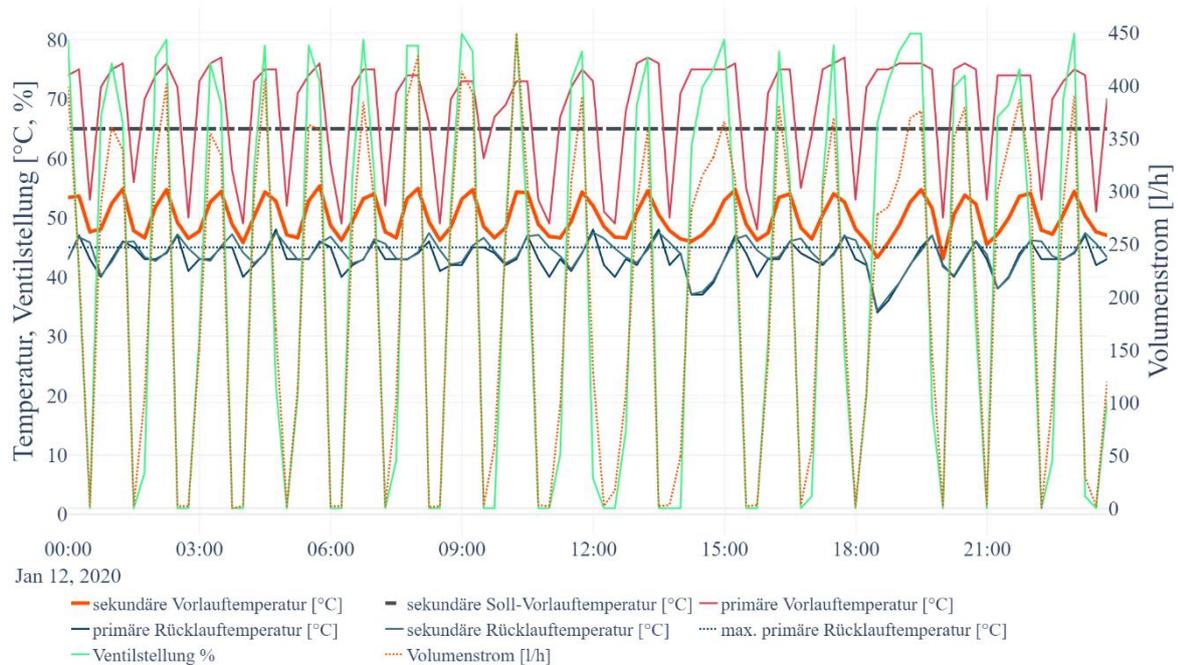


Abbildung 55: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur wird nicht erreicht - Kunde 814

## 5.5 Überprüfung der primärseitigen Temperaturspreizung

Das Ziel dieser Methode ist es, die Funktionstüchtigkeit aller Hausstationen miteinander vergleichbar zu machen. Der Anwender kann auf einen Blick das durchschnittliche Verhalten von Hausstationen erkennen und Ausreißer identifizieren.

Die primärseitige Temperaturspreizung einer Hausstation mit Wärmeübertrager berechnet sich aus der Differenz zwischen der primärseitigen Vorlauf- und Rücklauftemperatur. Die Spreizung ist ein Maß für die Effizienz einer Hausstation und des Sekundärsystems. Mit steigender Temperaturspreizung fällt der Volumenstrombedarf zur Deckung der thermischen Last und somit die Energiekosten für den Betrieb der Netzpumpen. Das Optimierungsziel ist demnach die Erhöhung der Spreizung und die Reduktion des Volumenstroms auf ein Minimum. Um dieses Ziel zu erreichen, ist in vielen Fällen eine Beteiligung des jeweiligen Wärmekunden erforderlich, da die Ursache für eine geringe Temperaturspreizung häufig auf der Sekundärseite verortet werden kann. Mit einer Erhöhung der Spreizung geht in der Regel auch die Absenkung der primärseitigen Rücklauftemperatur einher. Je nach Art der Wärmeerzeugung stellt die Absenkung ein hohes wirtschaftliches Potenzial dar.

Diese Methode hilft dabei, Hausstationen untereinander zu vergleichen und diejenigen HAST zu identifizieren, die den größten Werthebel darstellen.

### Mögliche Ursachen für eine auffällige Hausstation

- Fehlender hydraulischer Abgleich im Sekundärsystem
- Veränderung der Geometrie des Wärmeübertragers aufgrund eines Defekts oder Verschmutzung
- Fehlerhafte Auslegung der Hausstation

### Mögliche Auswirkungen von Hausstationen mit auffälligen Ergebnissen

- Erhöhung der Netzurücklauf­temperatur
- Erhöhung des Netzvolumenstroms

### 5.5.1 Messanforderungen

Tabelle 19— Anforderungen an die Messtellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

<b>Messstellen</b>		
<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Rücklauf­temperatur	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)
2	Vorlauf­temperatur	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)
2	Volumenstrom	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)
<b>Messintervall</b>		
<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	≥ 1 Stunde — Die Methode kann angewendet werden	
b	≤ 15 Minuten — Probleme können eindeutig erkannt werden	
c	≤ 2 Minuten — Ursachen können ggf. identifiziert werden	

### 5.5.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für die Berechnung der volumenbezogenen Temperaturspreizung werden die primärseitigen Temperaturen und der Volumenstrom innerhalb des Betrachtungszeitraumes benötigt. Die Spreizung zu einem Zeitpunkt wird mit dem Volumenstrom zu diesem Zeitpunkt gewichtet. Die Gewichtung ist notwendig, damit niedrige Spreizungen bei geringen Volumenströmen nicht überbewertet werden. Alternativ zu dieser Berechnungsmethode kann die volumenbezogene Temperaturspreizung mithilfe der Zählerstände für Wärme und Volumen berechnet werden. Dies erfordert deutlich weniger Betriebsdaten.

$$\hat{T}_{HS,pri,gew} = \frac{\sum((T_{HS,pri,VL} - T_{HS,pri,RL}) \cdot \dot{V}_{HS,pri,htf})}{\sum \dot{V}_{HS,pri,htf}} \quad (5.5-1)$$

- $\hat{T}_{HS,pri,gew}$  = mittlere gewichtete Temperaturspreizung
- $\dot{V}_{HS,pri,htf}$  = Volumenstrom auf der Primärseite des Wärmetauschers
- $T_{HS,pri,VL}$  = Vorlauf­temperatur auf der Primärseite des Wärmetauschers
- $T_{HS,pri,RL}$  = Rücklauf­temperatur auf der Primärseite des Wärmetauschers

### 5.5.3 Darstellung und Auswertung

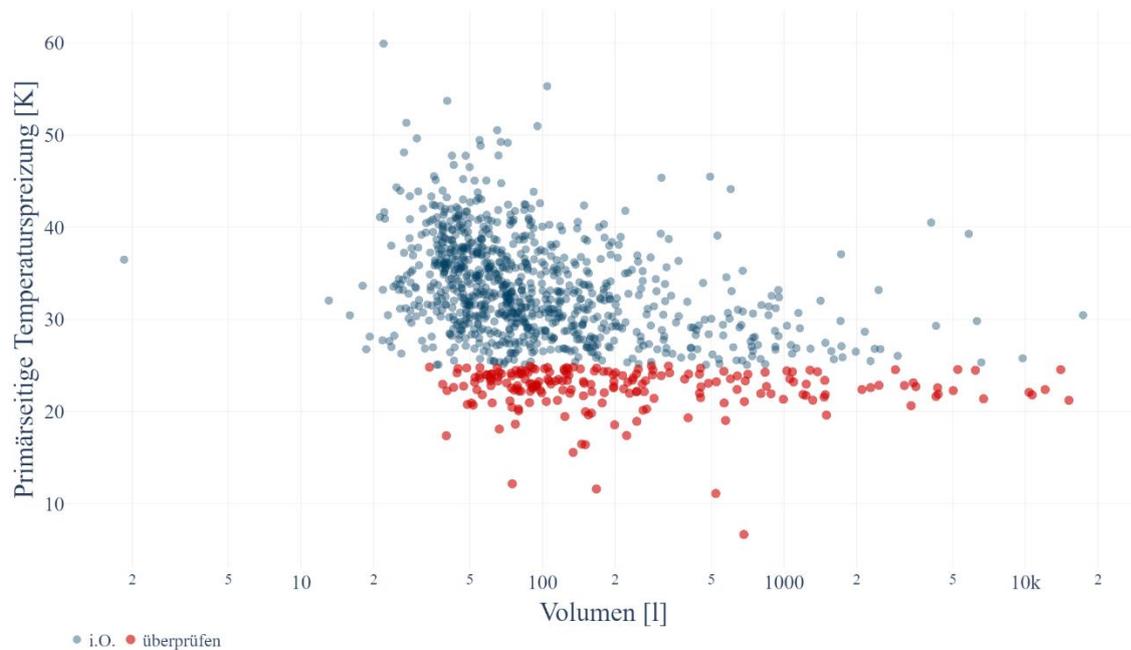


Abbildung 56: Mittlere gewichtete Temperaturspreizung aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs

Die Abbildung 56 zeigt, dass ein Großteil der HAST eine gute bis sehr gute Spreizung aufweisen. Im Falle dieser Auswertung wurde eine harte Grenze bei 25 K gezogen. Diese Grenze kann je nach Anwendungsfall unterschiedlich gesetzt werden und stellt keine Empfehlung dar. Eine Teilmenge der ausgewerteten HAST weist eine Temperaturspreizung kleiner 25 K auf. Diese sind in der Abbildung in Rot dargestellt. Eine detaillierte Analyse der HAST ist sinnvoll, da eine Erhöhung der Temperaturspreizung ggf. möglich ist und somit das Gesamtsystem effizienter betrieben werden kann.

Für eine beispielhafte Anschluss-Auswertung wurden die Messdaten eines Tages von drei der auffälligen Stationen dargestellt. Diese Betriebsdaten sind für die Anwendung der Methode nicht grundsätzlich erforderlich und daher nicht in den Messanforderungen aufgeführt.

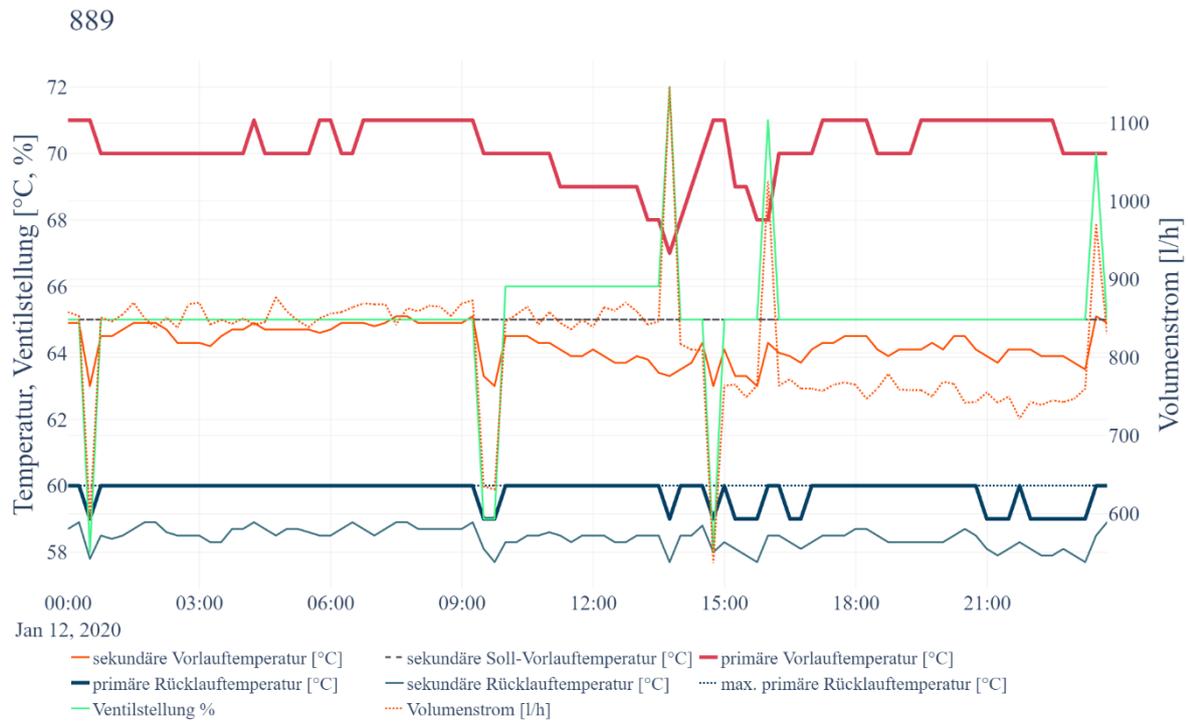


Abbildung 57: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert - Kunde 889

Die in Abbildung 57 dargestellte HAST zeigt ein anhaltend geringe Temperaturspreizung zwischen 10 und 12 K. Die Rücklauftemperaturbegrenzung ist nahezu durchgehend in Betrieb, während die sekundärseitige Vorlauftemperatur häufig ihren Sollwert nicht erreicht. In diesem Fall zeichnet sich ein deutliches Optimierungspotenzial im Sekundärsystem ab.

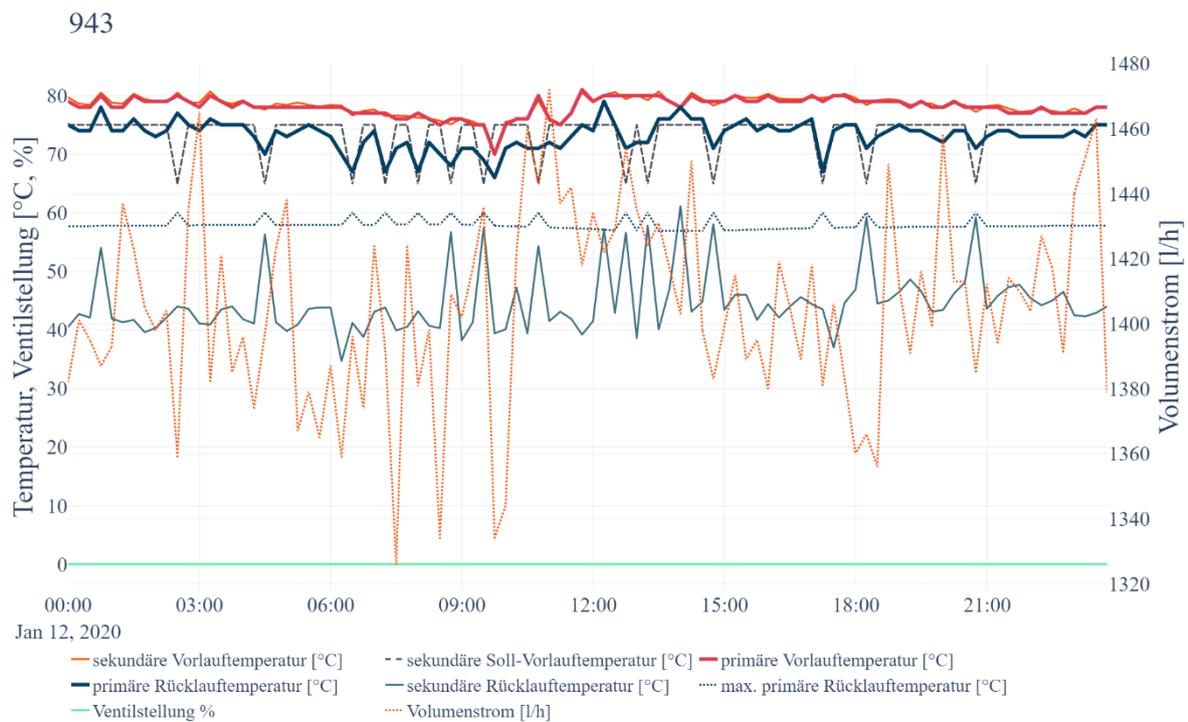


Abbildung 58: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert - Kunde 943

Die in Abbildung 58 dargestellten Daten zeigen eine dauerhaft niedrige Temperaturspreizung von teilweise weniger als 10 K. Die Rücklauftemperaturbegrenzung wird dauerhaft stark

überschritten und die Regelung scheint wirkungslos zu sein, da der Stellwert des Volumenstromregelventils dauerhaft auf 0% steht, während ein durchgehend hoher Volumenstrom gemessen wird. In dieser Station liegt eindeutig eine gravierende Fehlfunktion vor, die sich negativ auf das Gesamtsystem auswirkt.

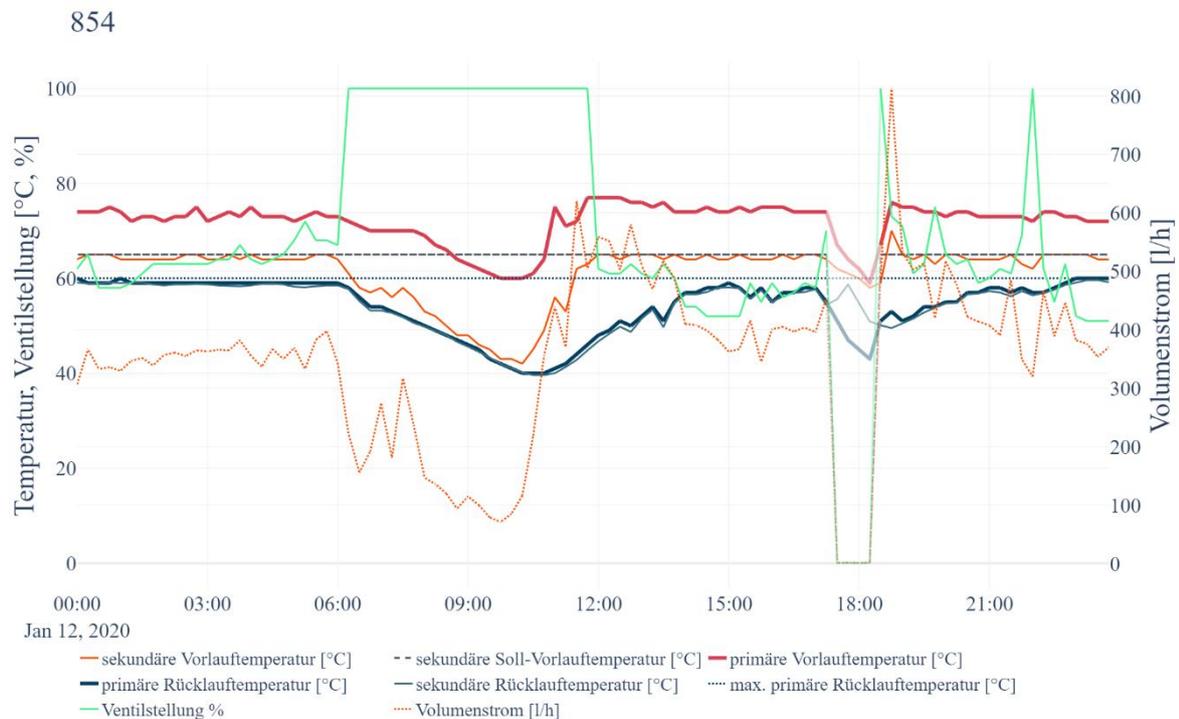


Abbildung 59: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert – Kunde 854

Die in Abbildung 59 dargestellte HAST weist mehrere Probleme auf. Auch hier kann die vorangegangene Analyse in den Daten bestätigt werden, denn es zeichnet sich eine dauerhaft niedrige Spreizung ab. Da auch in diesem Fall die Rücklauftemperaturbegrenzung häufig aktiv ist, liegen die Optimierungsmaßnahmen im Sekundärsystem. Über dies hinaus zeigt sich ein starker Abfall des Volumenstroms und der Vorlauftemperatur in den Morgenstunden zwischen 6:00 Uhr und 11:00 Uhr vormittags. Die Ursache für den Abfall ist vermutlich eine Unterversorgung aufgrund zu geringen Differenzdrucks. Diese Annahme wird durch das gleichzeitige Öffnen des Volumenstromregelventils erhärtet. Im Laufe der Prozessdatenanalyse wurden mehrere Stationen identifiziert, die zu dieser Zeit unterversorgt waren.

## 5.6 Überprüfung der Grädigkeit von Gegenstromwärmeübertragern

Das Ziel dieser Methode ist es, die Funktionstüchtigkeit aller Hausstationen (die am selben FW-Netz angeschlossen sind) miteinander vergleichbar zu machen. Der Anwender kann auf einen Blick das durchschnittliche Verhalten von Hausstationen erkennen und Ausreißer identifizieren.

Die Grädigkeit eines Gegenstromwärmeübertragers berechnet sich aus der primären und sekundären Rücklauftemperatur und ist ein Maß für die Effizienz eines Wärmeübertragers. Die Grädigkeit sollte so klein wie möglich sein, um eine effiziente Wärmeübertragung zu gewährleisten. Hohe Grädigkeiten können Anzeichen für eine zunehmende Verschmutzung des Wärmeübertragers sein oder auf eine fehlerhafte Auslegung der Hausstation hindeuten. Die Grädigkeit ist überdies abhängig von der aktuellen Betriebsweise einer Hausstation und ist dementsprechend veränderlich.

In dieser Methode werden die mittleren gewichteten Grädigkeiten aller Hausstationen eines Fernwärmesystems miteinander verglichen. Für jede HAST wird das Produkt zwischen dem primären Volumenstrom und der Grädigkeit berechnet. Die Summe der Produkte wird durch die Summe des Volumenstroms geteilt. Mit Hilfe der Gewichtung wird berücksichtigt, dass die Grädigkeit von der Betriebsweise abhängt und eine hohe Grädigkeit nur dann besonders relevant ist, wenn der Volumenstrom hoch ist.

### Mögliche Ursachen für eine auffällige Hausstation

- Veränderung der Geometrie des Wärmeübertragers aufgrund eines Defekts oder Verschmutzung
- Fehlerhafte Auslegung der Hausstation

### Mögliche Auswirkungen von Hausstationen mit auffälligen Ergebnissen

- Unterversorgung des Wärmekunden
- Erhöhung der Netzurücklauftemperatur

## 5.6.1 Messanforderungen

Tabelle 20— Anforderungen an die Messstellen zur Überprüfung der Grädigkeit von Gegenstromwärmeübertragern

<b>Messstellen</b>			
<i>Bezeichnung</i>		<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Rücklauftemperatur	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Rücklauftemperatur	Auf der Sekundärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird ggf. von der Regelung erfasst
2	Volumenstrom	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
<b>Messintervall</b>			
<i>Messintervall</i>		<i>Beschreibung</i>	
a	$\geq 1$ Stunde	— Die Methode kann angewendet werden	
b	$\leq 15$ Minuten	— Probleme können eindeutig erkannt werden	
c	$\leq 2$ Minuten	— Ursachen können ggf. identifiziert werden	

## 5.6.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für die Berechnung der mittleren gewichteten Grädigkeit werden die primär- und sekundärseitigen Rücklauftemperaturen sowie der primärseitige Volumenstrom innerhalb des Betrachtungszeitraumes benötigt. Die Grädigkeit zu einem Zeitpunkt wird mit dem Volumenstrom zu diesem Zeitpunkt gewichtet. Die Gewichtung ist notwendig, damit hohe Grädigkeiten bei geringen Volumenströmen nicht überbewertet werden. Die Grädigkeit eines im Gegenstrom betriebenen Wärmeübertragers ist ein Indikator für den Wirkungsgrad. Hohe Grädigkeiten sind gleichbedeutend mit einer nicht optimalen Wärmeübertragung.

$$\hat{T}_{grad,gew} = \frac{\sum((T_{HS,pri,RL} - T_{HS,sec,RL}) \cdot \dot{V}_{HS,pri,htf})}{\sum \dot{V}_{HS,pri,htf}} \quad (5.6-1)$$

- $\hat{T}_{grad,gew}$  = mittlere gewichtete Grädigkeit  
 $\dot{V}_{HS,pri,htf}$  = Volumenstrom auf der Primärseite des Wärmetauschers  
 $T_{HS,pri,RL}$  = Rücklauftemperatur auf der Primärseite des Wärmetauschers  
 $T_{HS,sek,RL}$  = Rücklauftemperatur auf der Sekundärseite des Wärmetauschers

### 5.6.3 Darstellung und Auswertung

In Abbildung 60 ist die mittlere gewichtete Grädigkeit aller betrachteten Hausstationen abgebildet. Jeder Punkt stellt eine Station dar. Auf der Y-Achse ist die Grädigkeit in Kelvin aufgetragen. Auf der X-Achse ist das durchgesetzte Volumen dargestellt, sodass auf die Relevanz einer jeden Station für das gesamte Fernwärmesystem geschlossen werden kann. Farblich wird in dieser Darstellung zwischen „in Ordnung“ und „überprüfen“ unterschieden. Unterhalb eines definierten Schwellwertes (hier 50%) werden HAST in Rot dargestellt. Diese Stationen sollten einer weitergehenden Prüfung unterzogen werden. Für die Überprüfung aller HAST wurde der gesamte Januar 2020 verwendet. Insgesamt wurden die Betriebsdaten von circa 1200 HAST überprüft.

*Anmerkung: Einige HAST wurden aus der Betrachtung entfernt, da sie aufgrund von fehlerhaften Betriebsdaten zu irreführenden Ergebnissen führten. Hierfür wurden alle HAST mit einer Grädigkeit kleiner als -2 Kelvin aus der Abbildung entfernt. Negative Ergebnisse können in einem kleinen Wertebereich von bis etwa -2 Kelvin dennoch entstehen, da dieser Wertebereich im Rahmen der Messungenauigkeit der Sensorik liegt. Sie wurden aus diesem Grund in der Abbildung belassen.*

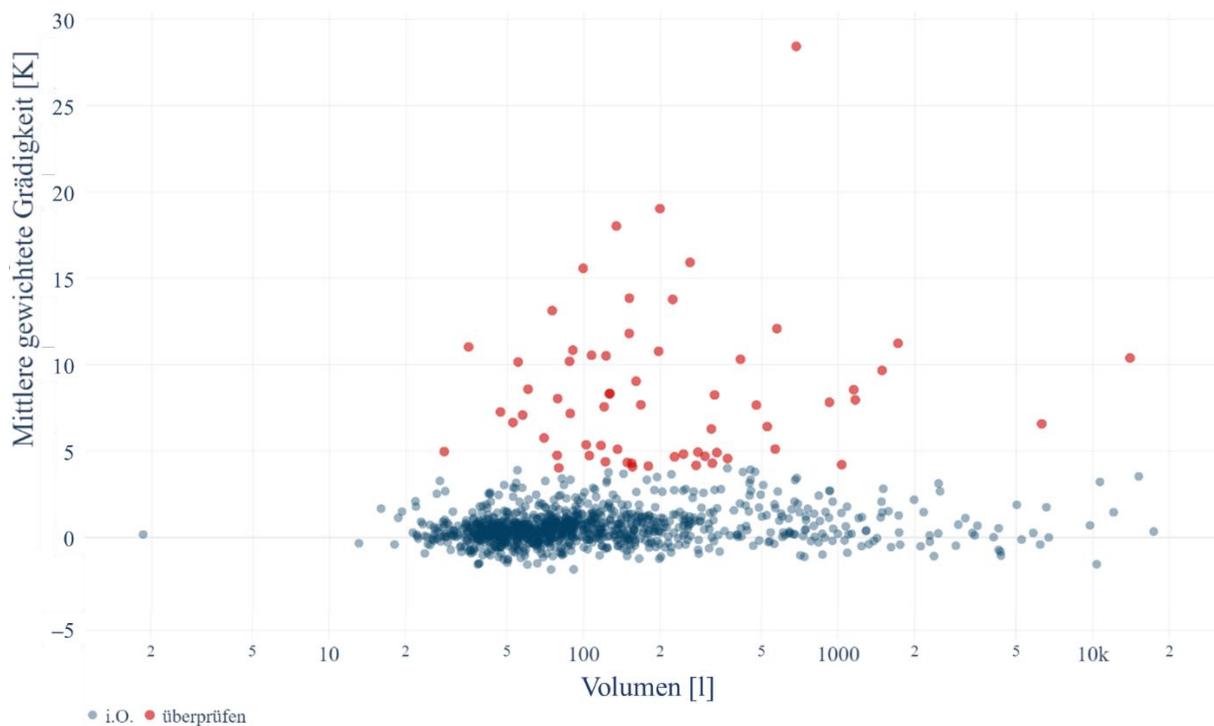


Abbildung 60: Mittlere gewichtete Grädigkeit aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs

Die Abbildung zeigt, dass ein Großteil der HAST eine gute bis sehr gute Grädigkeit aufweisen. Eine deutlich kleinere Teilmenge weist Grädigkeiten größer gleich 4 Kelvin auf. Diese sind in der

Abbildung in Rot dargestellt. Eine detaillierte Analyse der HAST ist sinnvoll, da eine Absenkung der Rücklauftemperatur ggf. möglich ist und Entstörungsmaßnahmen vor dem Ausfall einer Station eingeleitet werden können.

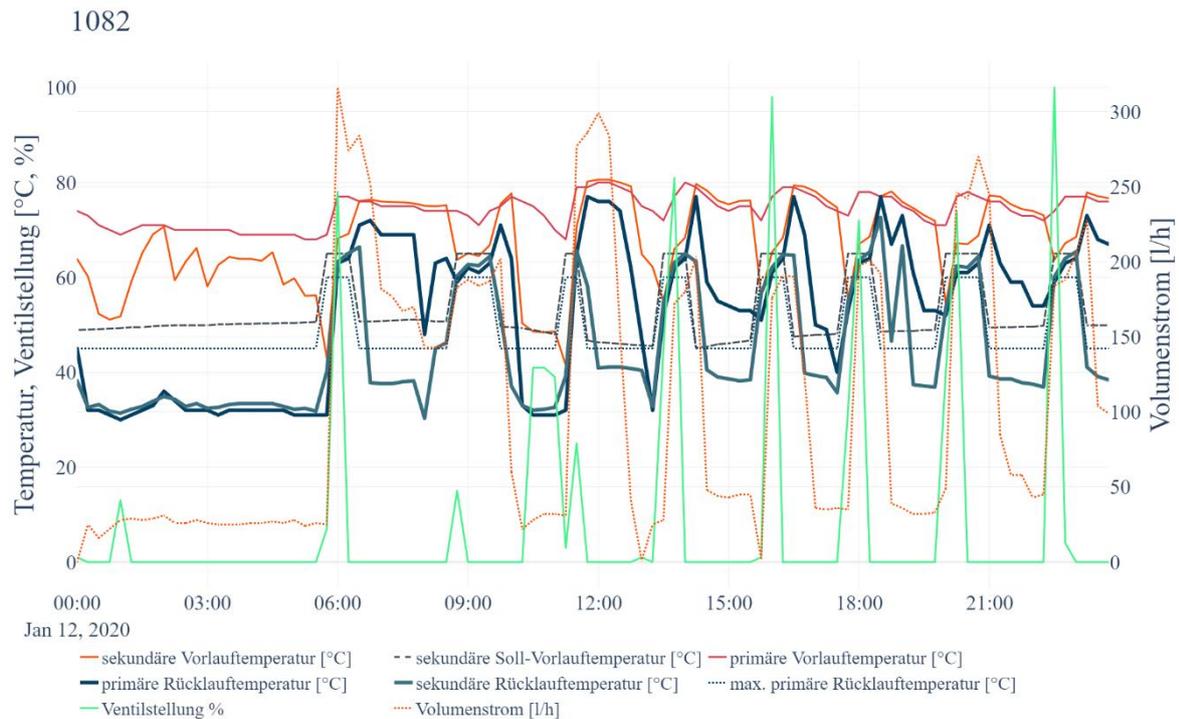


Abbildung 61: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 1082

Für eine beispielhafte Anschluss-Auswertung wurden die Messdaten eines Tages von drei der auffälligen Stationen dargestellt. Diese Betriebsdaten sind für die Anwendung der Methode nicht grundsätzlich erforderlich und daher nicht in den Messanforderungen aufgeführt.

Die in Abbildung 61 dargestellte HAST zeigt in Zeiten geringen Volumenstroms eine teils kleine Grädigkeit. Während der Boilerbeladung jedoch steigt die Grädigkeit stark an, was sich durch eine hohe Differenz zwischen den Rücklauftemperaturen darstellt. Ohne eine Vor-Ort-Inspektion kann die Ursache jedoch nicht eindeutig identifiziert werden.

481

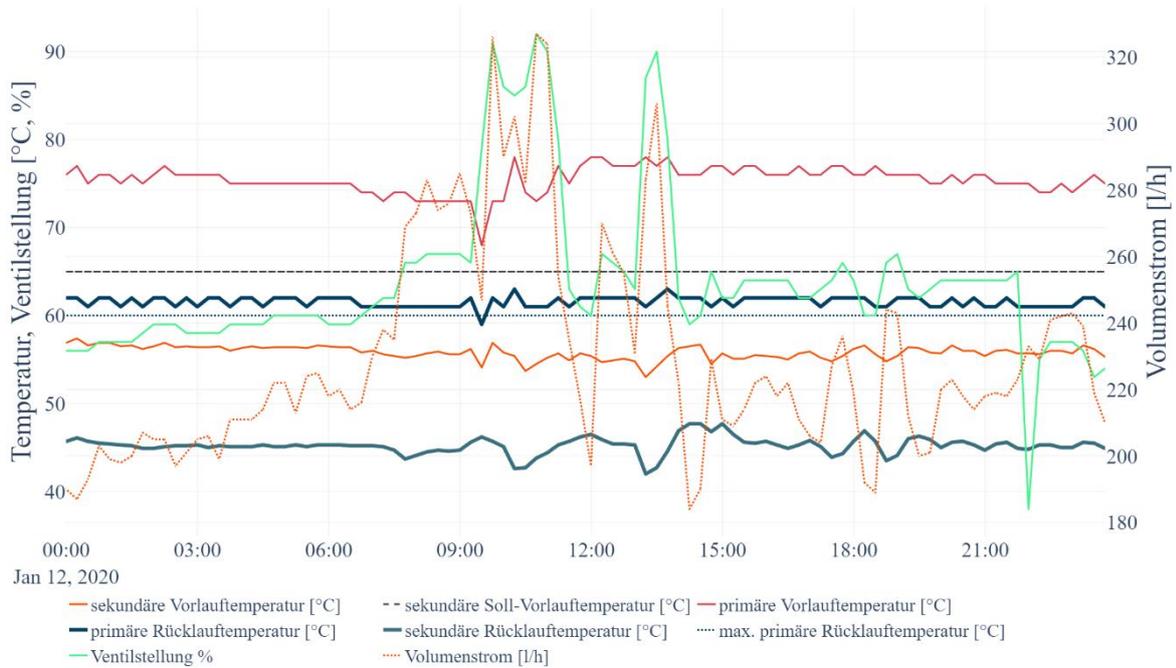


Abbildung 62: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 481

Die in Abbildung 62 dargestellten Daten zeigen eine dauerhaft hohe Grädigkeit von teils bis zu - 20 K. Darüber hinaus erreicht die sekundärseitige Vorlauftemperatur nie ihren Soll-Wert. Dies liegt an der Rücklauftemperaturbegrenzung, die aufgrund der hohen primärseitigen Rücklauftemperatur dauerhaft aktiv ist. Auch in diesem Fall sollten die Ergebnisse in einer Vor-Ort-Inspektion validiert werden.

Die in Abbildung 63 dargestellte HAST weist mehrere Probleme auf. Auch hier kann die vorangegangene Analyse in den Daten bestätigt werden, denn es zeichnet sich eine dauerhaft hohe Grädigkeit ab. Über dies hinaus liegt die primärseitige Vorlauftemperatur zum Großteil der Zeit unterhalb der sekundären Soll-Vorlauftemperatur, was eine dauerhafte Unterversorgung der HAST zur Folge hat.

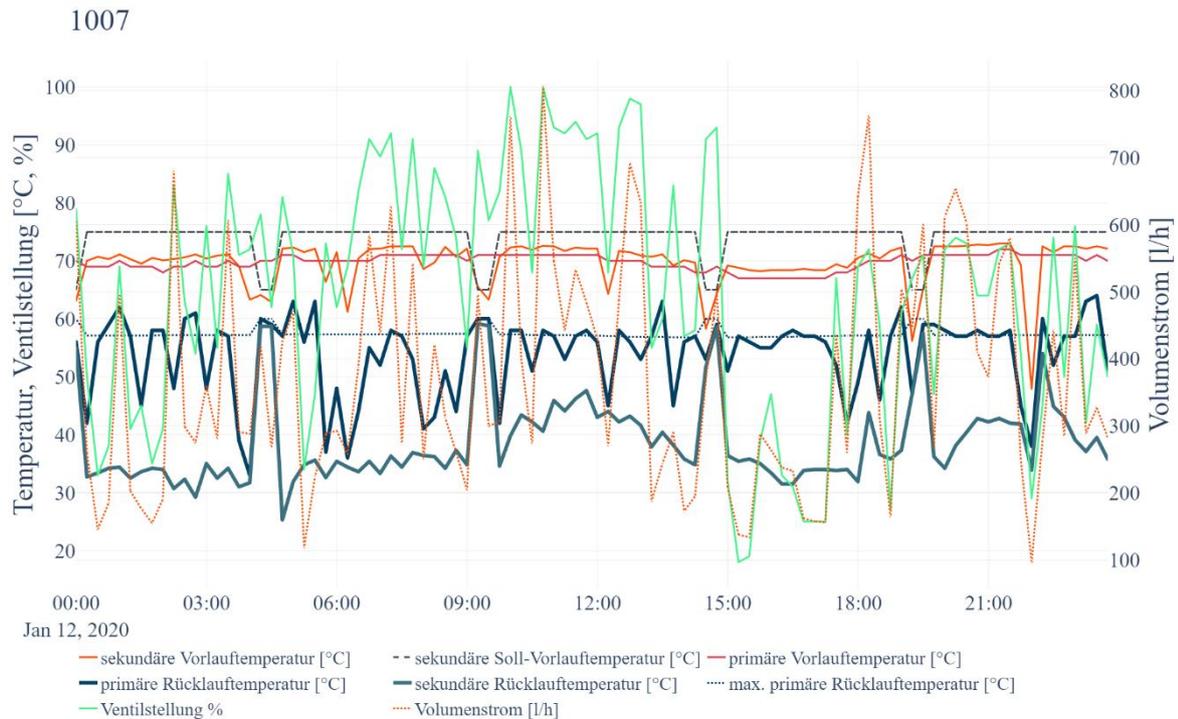


Abbildung 63: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 1007

## 5.7 Überprüfung der Versorgungssicherheit

Das Ziel dieser Methode ist es, die Funktionstüchtigkeit mehrerer Hausstationen miteinander vergleichbar zu machen. Der Anwender kann auf einen Blick das durchschnittliche Verhalten von Hausstationen erkennen und Ausreißer identifizieren.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist für Fernwärmeversorgungsunternehmen von besonderer Bedeutung. In dieser Methode werden Hausstationen auf potenzielle Zustände der Unterversorgung hin untersucht und die jeweiligen Analyseergebnisse miteinander verglichen.

Als Unterversorgung wird in dieser Methode gewertet, wenn die sekundärseitige Soll-Vorlauftemperatur nicht erreicht wird, die Rücklauftemperaturbegrenzung nicht überschritten wird und der Volumenstrom, bei vollständig geöffnetem Ventil, kleiner als 60 % des maximal gemessenen Volumenstroms ist. Letzterer Zustand ist dann erfüllt, wenn der Differenzdruck über die HAST zu gering ist. Der verwendete Referenzvolumenstrom (max. Volumenstrom) ist durch das Ventil einerseits und durch den Differenzdruckregler andererseits begrenzt und kann daher auch in Folge von höheren netzseitigen Differenzdrücken nicht deutlich vom Nennvolumenstrom abweichen.

In einer zusammenfassenden Grafik wird für alle HAST die Häufigkeit einer Unterversorgung dargestellt. Ausreißer können mit dieser Methode einfach erkannt werden und weiterführende Analysen eingeleitet werden.

### Mögliche Ursachen für eine auffällige Hausstation

- Hohe Transportverluste
- Zu geringe netzseitige Differenzdrücke
- Defekte oder falsch dimensionierte Wärmeübertrager

## Mögliche Auswirkungen von Hausstationen mit auffälligen Ergebnissen

- Unterversorgung des Wärmekunden
- Verletzung der vertraglichen Vereinbarung

### 5.7.1 Messanforderungen

Tabelle 21— Anforderungen an die Messstellen

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Vorlauftemperatur	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
2	Volumenstrom	Auf der Primärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird in den meisten Fällen vom Wärmemengenzähler erfasst
3	Vorlauftemperatur	Auf der Sekundärseite der Hausstation (indirekte Wärmeübertragung)	Wird vom Regler erfasst
4	Soll-Vorlauftemperatur	-	Wird vom Regler vorgegeben
5	Volumenstromregelventilstellung	-	Wird vom Regler erfasst
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	<= 15 Minuten	— Probleme können erkannt werden	
b	<= 2 Minuten	— Zuverlässigkeit der Methode erhöht sich	

### 5.7.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Für diese Methode wird eine Teilmenge der gemessenen Volumenströme näher betrachtet. Es wird angenommen, dass in einem idealen System bei stets gleichem netzseitigen Differenzdruck der Volumenstrom über ein vollständig geöffnetes Ventil stets konstant sein muss. Wird der Differenzdruck hingegen kleiner, bei gleichbleibender Ventilstellung, so wird auch der Volumenstrom geringer. In dieser Methode werden die maximal erreichten Volumenströme mit den Volumenströmen zu jedem Zeitpunkt, an dem das Ventil zu 100% geöffnet war, verglichen. Eine starke Abweichung zu einem Zeitpunkt  $t$  ist ein Indiz für eine Unterversorgung, wenn ebenfalls zu diesem Zeitpunkt die sekundäre Vorlauftemperatur nicht erreicht wird und die maximale Rücklauftemperatur der Regelung nicht überschritten wird.

Ermittlung der Anzahl der Zeitpunkte zu denen die Bedingungen für Unterversorgung erfüllt waren.

$$KPI = \sum_t 1 \text{ wenn } \begin{cases} \frac{\dot{V}_{HS,pri,htf,t}}{\max(\dot{V}_{HS,pri,htf})} < 50\% \\ T_{HS,sek,VL,t} < T_{HS,sek,soll,t} \\ T_{HS,pri,RL,t} < T_{HS,pri,RL,max,t} \\ s = 100 \end{cases} \quad (5.7-1)$$

Diese Kennzahl gibt an, wie häufig ein unzureichender Differenzdruck zu einer Unterversorgung einer Hausstation geführt haben könnte, sofern belastbare Betriebsdaten für die Auswertung zur Verfügung standen.

$\dot{V}_{HS,pri,htf}$	= Volumenstrom auf der Primärseite
$T_{HS,pri,RL}$	= Rücklauftemperatur auf der Primärseite
$T_{HS,pri,RL,max}$	= Rücklauftemperaturbegrenzung auf der Primärseite
$T_{HS,sek,VL,t}$	= Vorlauftemperatur auf der Sekundärseite
$T_{HS,sek,soll,t}$	= Sollvorlauftemperatur der Sekundärseite
$s$	= Stellwert des Volumenstromregelventils
$KPI$	= Anzahl Zustände in denen Unterversorgung auftrat

### 5.7.3 Darstellung und Auswertung

In Abbildung 64 ist die Anzahl der Zustände in denen Unterversorgung auftrat für alle betrachteten Hausstationen abgebildet. Jeder Punkt ist stellvertretend für eine Station. Auf der Y-Achse ist der Anteil zwischen den gezählten Zuständen, in denen Unterversorgung auftrat, und der Anzahl verfügbarer Messwerte aufgetragen. Hohe Werte bedeuten, dass es im Betrachtungszeitraum häufig zu einer Unterversorgung kam. Auf der X-Achse ist die Kennzahl für die Erreichung der Vorlauftemperatur in Prozent aufgetragen, so dass ein Zusammenhang sichtbar wird. Farblich wird in dieser Darstellung zwischen „in Ordnung“ und „überprüfen“ unterschieden. Oberhalb eines definierten Schwellwertes (hier 30%) werden HAST in Rot dargestellt. Der Grenzwert ist in dieser Auswertung sehr niedrig angesetzt, da eine differenzdruckbedingte Unterversorgung so selten wie möglich auftreten sollte. Die markierten Stationen sollten einer weitergehenden Prüfung unterzogen werden. Für die Benchmark-Überprüfung aller HAST wurde der gesamte Januar 2020 verwendet. Insgesamt wurden die Betriebsdaten von ~1250 HAST überprüft.

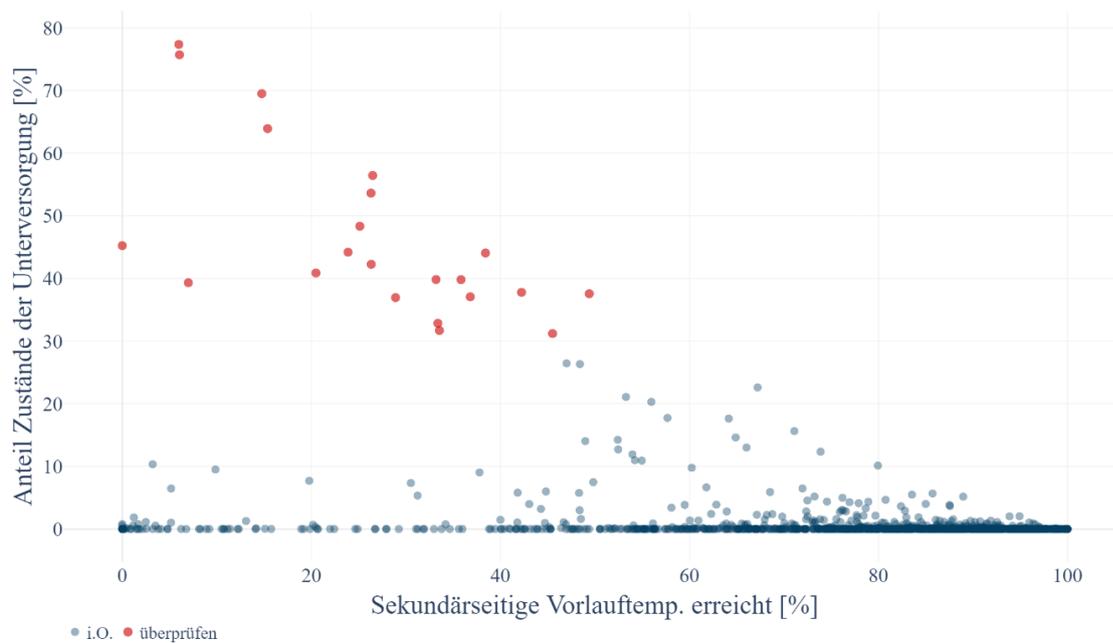


Abbildung 64: Anteil der Zustände der Unterversorgung aller HAST im Januar 2020 Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs

Die Abbildung zeigt, dass es einen Zusammenhang zwischen dem Anteil der Zustände der Unterversorgung und der Erreichung der sekundärseitigen Vorlauftemperatur besteht. Ca. 40 HAST weisen eine geringe bis starke Unterversorgung im Betrachtungszeitraum auf.

In den folgenden Abbildungen wurden die Messdaten eines Tages von drei der auffälligen Stationen dargestellt, um eine beispielhafte Anschluss-Auswertung zu illustrieren. Diese Betriebsdaten sind für die Anwendung der Methode nicht grundsätzlich erforderlich und daher nicht in den Messanforderungen aufgeführt. Die Abbildungen zeigen, dass die Vorlauftemperatur tatsächlich sehr oft unterhalb der Sollvorlauftemperatur, liegt. In allen drei Fällen führt die Unterversorgung zu einer deutlich zu geringen sekundären Vorlauftemperatur. Es zeigt sich, dass bei voll geöffneten Volumenstromregelventil der Volumenstrom nicht konstant ist, sondern stark variiert. Gleichzeitig zeigt sich in den ersten beiden Abbildungen eine Abhängigkeit von der Tageszeit, die vermutlich mit der Gesamtlast des Fernwärmesystems korreliert. Diese Abhängigkeit besteht auch an anderen Tagen, die zu Gunsten der Übersichtlichkeit hier nicht mit dargestellt sind. Der stark reduzierte Volumenstrom bei vollständig geöffnetem Ventil ist ein Indiz für einen zu geringen netzseitigen Differenzdruck. Eine zusätzliche Plausibilisierung der Ergebnisse und Messwerte zeigt sich in dem gemeinsamen Verlauf des Volumenstroms und der Temperaturen (ausgenommen der primärseitigen Vorlauftemperatur). Sinkt der Volumenstrom bei vollständig geöffnetem Ventil, sinken auch die Temperaturen ab.

823

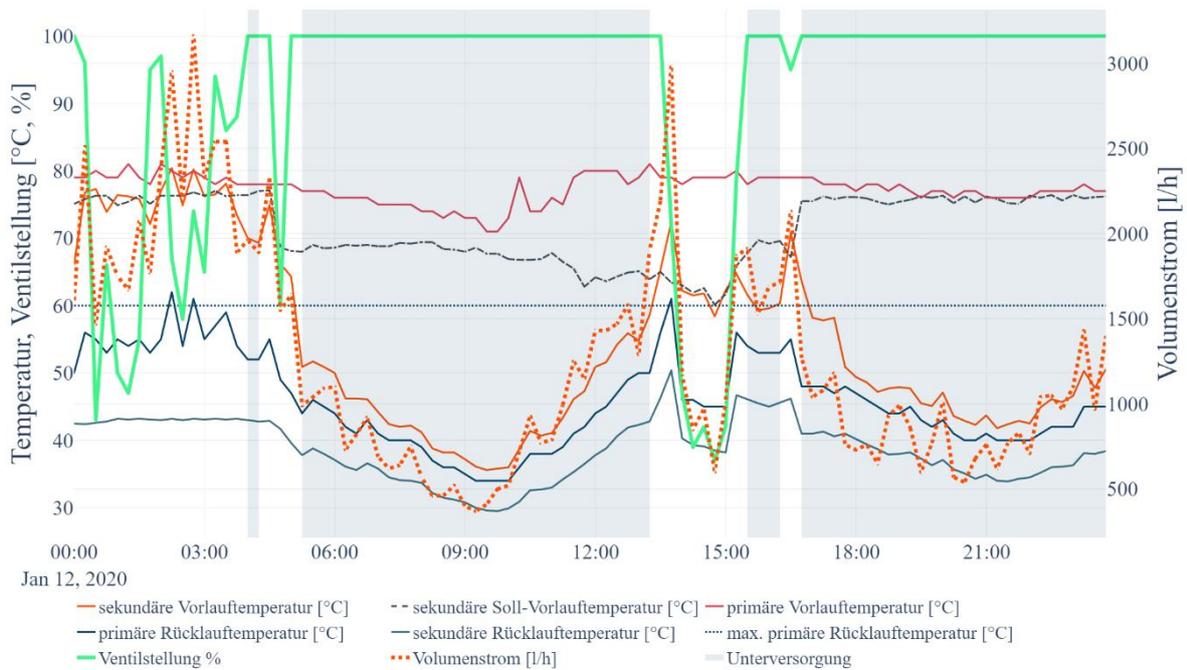


Abbildung 65: Unterversorgung einer HAST - Kunde 823

Die in Abbildung 65 dargestellt HAST zeigt bei näherer Betrachtung der verfügbaren Messwerte eine starke Unterversorgung über mehrere Stunden. Die Unterversorgung tritt auch an anderen Tagen des Januars 2020 auf.

1090

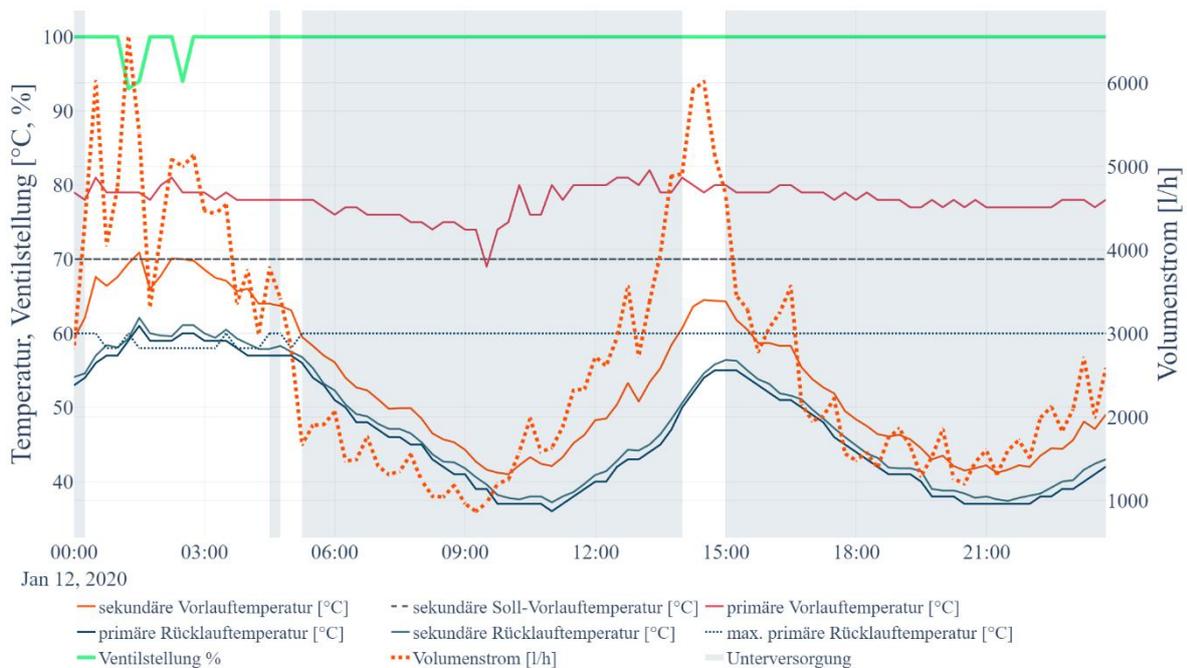


Abbildung 66: Unterversorgung einer HAST - Kunde 1090

Die in Abbildung 66 dargestellte HAST weist das gleiche Muster auf und zeigt eine starke tageszeitabhängige Unterversorgung. In Abbildung 55 zeigt sich eine faktische On-Off-Regelung. Darüber hinaus scheint der HAST in den Morgen- und Abendstunden ein zu geringer

Differenzdruck zur Verfügung zu stehen, da der Volumenstrom zu diesen Zeiten bei voll geöffnetem Ventil niedriger ausfällt als in den Zwischenzeiten.

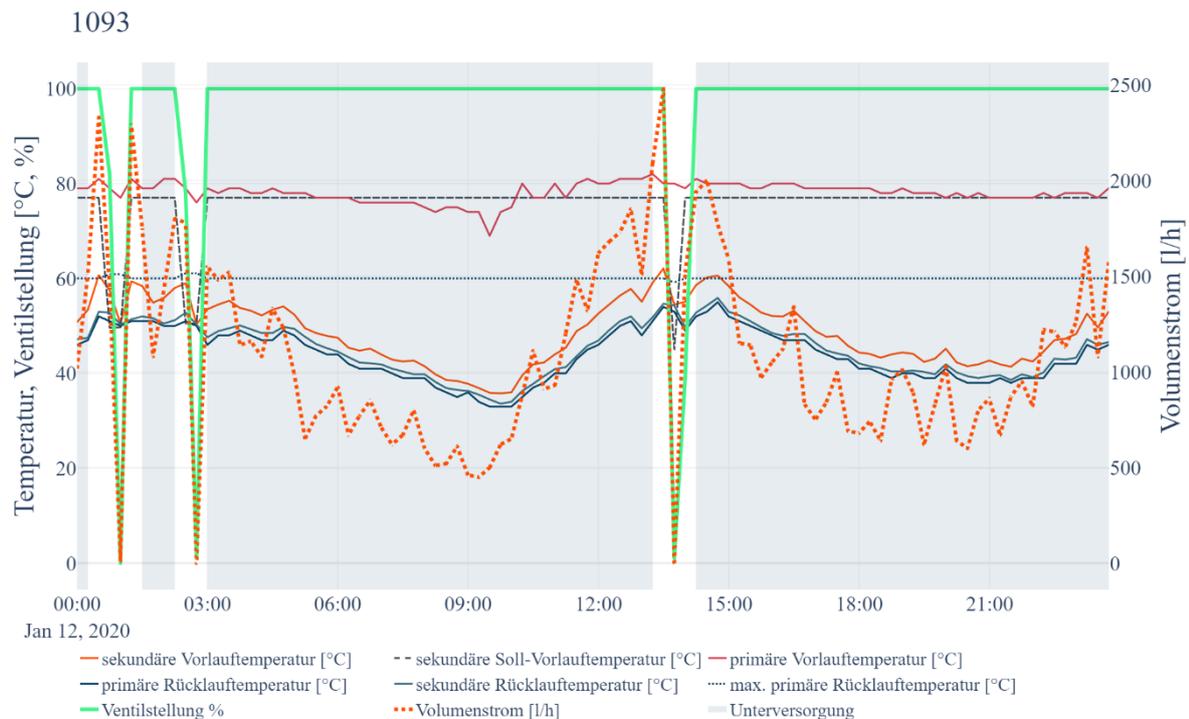


Abbildung 67: Unterversorgung einer HAST - Kunde 1093

Die in Abbildung 67 dargestellte HAST zeigt eine nahezu durchgehende Unterversorgung, die sich wie auch in den anderen beiden Fällen in der Mittagszeit verbessert. Hier wird die sekundärseitige Vorlauftemperatur jedoch nur sehr selten erreicht.

## 5.8 Aktionsmatrix

Die gezeigten Methoden zur Überprüfung der HAST auf Auffälligkeiten und Optimierungspotenziale können zusammenfassend in einer Aktionsmatrix dargestellt werden. Die Aktionsmatrix hat vorrangig das Ziel, die Menge an Informationen auf das Wesentliche zu reduzieren. Hierfür werden pro Kennzahl, die in der Aktionsmatrix abgebildet werden soll, Grenzwerte definiert. Ein Farbindikator zeigt Grenzwertüber- bzw. -unterschreitungen auf. Die Aktionsmatrix kann beispielsweise anhand der Anzahl der gefundenen Auffälligkeit pro HAST sortiert werden. Der Betrachter kann auf diese Weise sehr zeiteffizient entscheiden, welche Hausstationen eine nähere Untersuchung benötigen.

### 5.8.1 Messanforderungen

Die Messanforderungen sind in den jeweiligen Methoden beschrieben (Kapitel 5.3-5.7), für die Auswertung in einer Aktionsmatrix sind keine zusätzlichen Messungen notwendig.

### 5.8.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Die jeweiligen Kennzahlen und Berechnungsmethoden sind in den jeweiligen Methoden beschrieben (Kapitel 5.3-5.7), für die Auswertung in einer Aktionsmatrix sind keine zusätzlichen Kennzahlen und Berechnungen notwendig.

### 5.8.3 Darstellung und Auswertung

Eine Aktionskarte wie in Abbildung 68 dargestellt, hilft bei der Priorisierung der zu überprüfenden Hausstationen. Für die Erstellung dieser Abbildung wurden in diesem Beispiel die vier Methoden [Grädigkeit], [Temperaturspreizung], [primärseitige Vorlauftemperatur] und [sekundärseitige Vorlauftemperatur] verwendet. Die Grenzwerte der jeweiligen Methoden wurden genutzt um einen Farbindikator (Rot = prüfen, Blau = in Ordnung) zu erstellen. Die Ergebnisse der Methoden pro Hausstationen werden nach der Anzahl der Auffälligkeiten pro HAST sortiert. In den obersten drei Zeilen der Aktionsmatrix finden sich die HAST mit der größten Anzahl an Auffälligkeiten, diese sollten in einer turnusmäßigen Überprüfung als erste behandelt werden. Alternativ zu einer Ordnung anhand der absoluten Anzahl an Auffälligkeiten kann diese auch anhand von anderen Paramater erfolgen und beispielsweise gewichtet nach der gelieferten Energie oder der Anschlussleistung und somit indirekt nach dem Einfluss auf das Gesamtsystem sortiert werden.

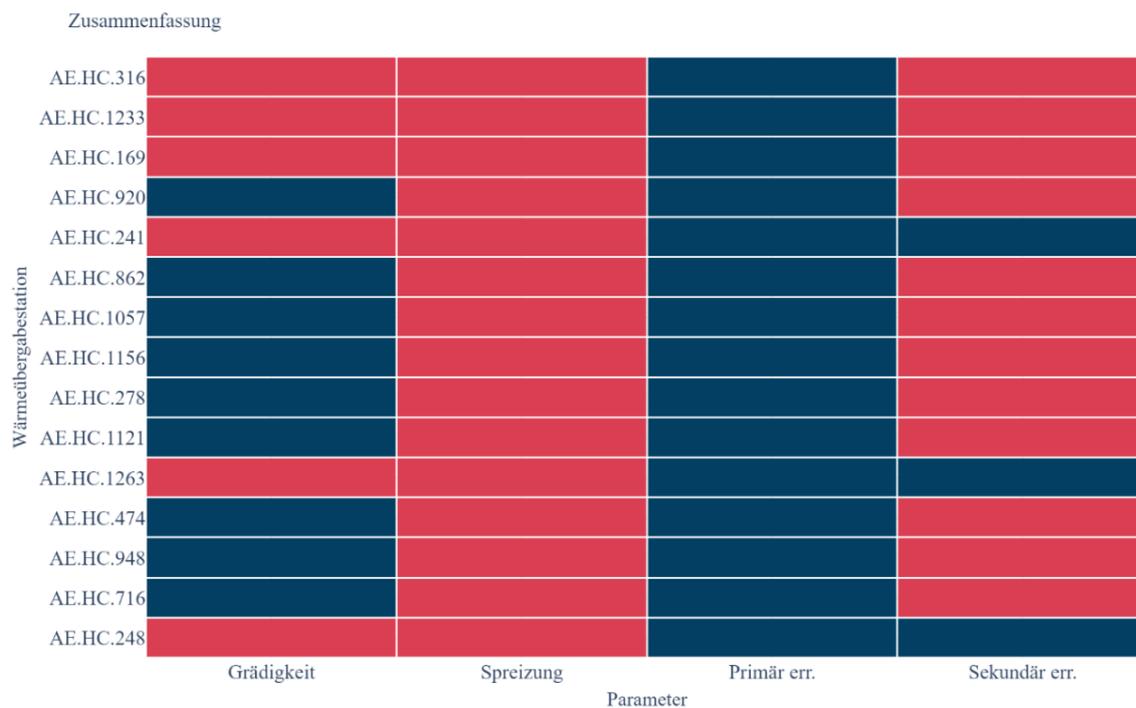


Abbildung 68: Aktionskarte zur Priorisierung der zu überprüfenden Hausstationen

### 5.9 Fehleranalyse am Beispiel Trinkwassererwärmungssysteme

Mit dem Fachbericht (Fachbericht AGFW FW 523-3) Trinkwassererwärmungssysteme – Fehleranalyse ist seit November 2021, eine Sammlung an Fehlern und möglicher Ursachen bei Trinkwarmwassersystemen im AGFW Regelwerk zu finden. Die systematische Aufführung nach ausführungsabhängigen (Durchfluss-, Speicher-, Speicher-Lade-Systemen) Fehlerwirkungen, möglicher Ursachen sowie Ansätze zur Fehlerbehebung bietet dabei eine passende Grundlage für ein Monitoringkonzept. Denn die meisten Anzeichen für mögliche Fehler lassen sich nur durch entsprechende Messungen identifizieren. Durch ein entsprechendes Monitoringkonzept können die Auswirkungen der Fehler dann frühzeitig und auch bei unregelmäßig auftretenden Effekten identifiziert werden.

Sofern im eigenen Unternehmen oder zukünftigen Fachberichten ähnliche Zusammenstellungen verfügbar sind, lassen sich diese gegebenenfalls durch ein ähnliches Vorgehen in ein entsprechendes Monitoring zum automatisierten Überwachen einbinden.

### 5.9.1 Fehlerwirkungen im Entwurf der AGFW FW 523-3

Im Fachbericht (Fachbericht AGFW FW 523-3) sind durch Expertenbefragungen bekannte und vergleichsweise oft beobachtete Störungsbilder und deren Ursachen von Trinkwassererwärmungssystemen zusammengestellt.

Mögliche Fehlerwirkungen sind dabei:

1. Zu hohe Rücklauftemperatur (primärseitig)
2. Zu niedrige PWH-Temperatur (Warmwassertemperatur, ehemals TWW)
3. Zu hohe PWH-Temperatur (Warmwassertemperatur, ehemals TWW)
4. Zu niedrige PWH-C-Temperatur (Zirkulationstemperatur, ehemals TWZ)
5. Speichertemperatur zu niedrig (Nicht bei Durchflusssystemen)

Für eine entsprechende Überwachung dieser möglichen Auswirkungen müssen die jeweiligen Temperaturen gemessen werden:

### 5.9.2 Messanforderungen

Tabelle 22— Anforderungen an die Messstellen zur Erfassung der Vollastwechsel

Messstellen			
Bezeichnung		Einbauort	Beschreibung
1	Rücklauftemperatur primärseitig		- Wird vom WMZ erfasst
2	PWH-Temperatur	Am Wärmetauscher / Heizkreislauf der Trinkwassererwärmung	- Darf 60°C nicht unterschreiten <sup>1)</sup>
3	Temperatur im Zirkulationskreislauf	Zirkulationstemperatur am Eingang des Speichers oder unmittelbar vor dem Eingang in den Durchlauferhitzer	- Darf 55°C nicht unterschreiten <sup>1)</sup>
4	Speichertemperatur(en)	Temperatur im Speicher oder direkt am Speicher Ausgang (Warmwasserabgang)	
<sup>1)</sup> Gilt nur für Anlagen mit Speicher > 400l oder Stationen die mehr als 2 Wohneinheiten versorgen			
Messintervall		Beschreibung	
a	<= 1 Stunde	— Dauerhafte bzw. langanhaltende Fehlerwirkungen können beobachtet werden.	
b	<= 15 Minuten	— Ermöglicht die Prüfung zur Einhaltung der (DIN 1988-200:2012-05) die besagen, dass die Zirkulationspumpe binnen 24h maximal für max. 8h abgeschaltet werden darf.	
c	<= 5 Minuten	— Größere Abnahmefälle von Warmwasser (z.B. für Dusche oder Badewanne) können erfasst werden	
d	<= 1 Minuten	— Effekte bei kleineren Wasserzapfungen (z.B. Händewaschen) können erfasst werden.	

### 5.9.3 Darstellungen und Auswertung

Sobald die digitalen Daten der Temperaturmesswerte vorliegen können diese mit einer einfachen Grenzwertbetrachtung automatisiert untersucht werden. Da die jeweiligen Grenzwerte von unternehmens-/ systemspezifischen Anforderungen (z.B. technische Anschlussbedingungen des FVU) und Randbedingungen (Kunde mit Zirkulation, Bestimmungen zum Legionellenschutz, etc.) der einzelnen Systeme abhängig sind, müssen diese durch das jeweilige FVU bestimmt werden.

### 5.9.4 Ursachen im Entwurf der AGFW FW 523-3

Im Fachbericht (Fachbericht AGFW FW 523-3) sind für jede der fünf Fehlerwirkungen die von Experten als häufigsten eingeschätzten Ursachen aufgeführt. Durch individuelle Methoden sollten sich die meisten davon durch ein passendes Monitoring prüfen lassen, ohne dass eine Begehung notwendig ist. Ein paar Methoden sind dabei vergleichbar mit den vorangegangenen Abschnitten 5.1 - 5.7, andere konnten im Rahmen des Forschungsvorhaben nicht untersucht werden, sodass sich nachfolgende Übersicht ergibt:

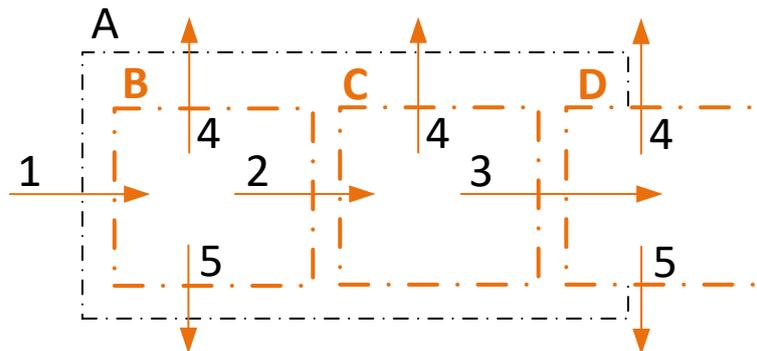
Ursachen mit Parallelen zu vorherigen Methoden:

1. Regelventil schließt nicht (siehe Methode Kapitel 5.2)
2. Rücklauftemperaturebegrenzung deaktiviert/ aktiv (siehe Methode Kapitel 5.7)
3. Heizmittelvorlauftemperatur zu gering/ hoch (siehe Methode Kapitel 5.3)
4. Warmwassertemperatur am Austritt des Wärmeübertragers (WÜ) zu niedrig (siehe Methode Kapitel 5.4)

Nicht im Projekt prüfbare Ursachen:

5. Leistungsbedarf von Zapfung und Zirkulation im Parallelbetrieb zu hoch
6. Leistung des Wärmeübertragers zu klein
7. Warmwasserbedarf gestiegen
8. Zirkulationsvolumenstrom zu hoch/ gering
9. Heizmittelvolumenstrom zu groß/ zu klein
10. Wärmeübertrager heizmittelseitig verschmutzt
11. Wärmeübertrager trinkwasserseitig verschmutzt
12. Wärmeübertrager-Fläche zu klein
13. Rückflussverhinderer in Zirkulationsleitung defekt
14. Regelventil zu groß/ klein dimensioniert
15. Regelventil öffnet nicht vollständig
16. Temperaturabsicherung (TR/STW) zu niedrig eingestellt
17. Fühlerbruch
18. Speichertemperatur zu niedrig
19. Speicher wird nicht geladen
20. Speicher wird nicht von oben nach unten geladen
21. Ladevolumenstrom zu hoch
22. Speichertemperatur zu niedrig
23. Speicher sind parallel angeschlossen
24. Speicherladepumpe defekt
25. Zirkulationsleitung nicht wärmegeämmt
26. Fehlender hydraulischer Abgleich
27. Falsche Position und Montage des Regel-Temperaturfühlers
28. Bedarfskennzahl übersteigt die Zapfleistungs-kennzahl des TWE-Systems
29. Anschlussstutzen ohne radiale Umlenkung
30. Anschlussstutzen mit zu geringem Durchmesser

## 6 Thermische Speicher



### Legende

**A** Systemgrenze des Fernwärmesystems  
**B** Systemgrenze der Wärmeerzeugung  
**C** Systemgrenze des Wärmeverteilung  
**D** Systemgrenze des Wärmeverbrauchs

**1** Energiezufuhr Wärmeerzeugung  
**2** Energiezufuhr Wärmeverteilnetz  
**3** Energiezufuhr Wärmeverbrauch  
**4** Energieverlust  
**5** exportierte Energie

Abbildung 69: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen

Thermische Speicher (TES) können nicht ausschließlich der Wärmeerzeugung zugeordnet werden. Daher gelten die Methoden dieses Kapitels grundsätzlich für alle thermischen Speicher die, wie im Folgenden beschrieben, als eigene Komponente gelten.

In Fernwärmesystemen gibt es eine Vielzahl verschiedener thermische Speichertypen. Eine thermische Speicherung durch ein Teilsystem zeichnet sich immer durch eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch aus. Es kann in Teilsysteme unterschieden werden, deren Zweck ausschließlich die thermische Speicherung ist und Teilsysteme, die konstruktionsbedingt neben ihrer eigentlichen Aufgabe zur thermischen Speicherung in der Lage sind. Ersteres ist eine eigene Komponente die als thermischer Speicher bezeichnet wird. Meist lassen sich Speicher in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher unterscheiden. Kurzzeitspeicher dienen in der Regel zum Ausgleich von Lastspitzen. Langzeitspeicher und saisonale Speicher dagegen dienen dazu, jahreszeitabhängig erneuerbare Energien besser einbinden zu können. Das größte Teilsystem in Fernwärmesystemen, welches neben seinem Hauptzweck in der Lage ist thermische Energie zu speichern, ist das Fernwärmeverteilnetz. Durch eine geplante Temperaturüberhöhung kann dieses Rohrleitungssystem auch zum Ausgleich von Lastspitzen verwendet werden. Andere Teilsysteme in Fernwärmesystemen, wie der Kessel einer Erzeugungsanlage, die Rohrleitungen an einem Wärmeerzeugungsstandort oder im weiteren Sinne auch die Gebäudekapazität eines Wärmekunden, sind ebenfalls in der Lage, Wärme zu speichern.

Tabelle 23: Typen thermischer Speicher in Fernwärmesystemen

Bezeichnung		Einbauort	Nutzen
<i>thermische Speicher als eigene Komponente</i>			
1	Spitzenlastspeicher	Diese Kurzzeitspeicher befinden sich üblicherweise an den Einspeisepunkten des Fernwärmeverteilnetzes	— Abdeckung kurzer Tageslastspitzen — Einsatzoptimierung von Erzeugungsanlagen
2	Sicherheitsspeicher	Diese Kurzzeitspeicher dienen einzelnen Komponenten zu deren Absicherung	— Sicherstellung der Mindestleistungsabnahme bei Wärmeüberschuss
3	Pufferspeicher	Diese Kurzzeitspeicher befinden sich üblicherweise an den Einspeisepunkten des Fernwärmeverteilnetzes	— Einsatzoptimierung von KWK Anlagen — Erhöhung des Deckungsanteils erneuerbarer Energien — Bedarfsanpassung von Power to Heat
4	Saisonalspeicher	Im Erdreich bzw. eigener Baukomplex	— Glättung von saisonalen Schwankungen — Lastverschiebung und Glättung der Netzlast — Erhöhung des Deckungsanteils erneuerbarer Energien — Fernwärmesysteme der 5. Generation
5	Dezentrale Speicher	Befinden sich üblicherweise bei den Wärmekunden	— Lastverschiebung und Glättung der Netzlast — Erhöhung des Deckungsanteils erneuerbarer Energien
6	Trinkwarmwasserspeicher	Befinden sich üblicherweise bei den Wärmekunden	— Lastverschiebung und Glättung der Netzlast
<i>Teilsysteme mit hoher thermischer Speicherfähigkeit</i>			
7	Wärmeerzeuger - Kessel	Wärmeerzeugungsstandort (Wärmekapazität eines Wärmeerzeugers)	-
8	Fernwärmeverteil-system	Das mit dem Wärmeträgermedium gefüllte, Rohrnetz des Fernwärmeverteil-systems	— Abdeckung kurzer Lastspitzen — Minderung der Tageslastspitzen
9	Gebäude	Gebäudekomplexe der Wärmekunden (Wärmekapazität des Gebäudes)	— Lastverschiebung und Glättung von Lastschwankungen beispielsweise durch Nachtabsenkung mit unterschiedlichen Aufwärmphasen

Bei einer energetischen Bilanzierung müssen alle Speicher innerhalb der Bilanzierungsgrenzen betrachtet werden, da sonst die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zu Bilanzierungsfehlern führt. Durch die Berücksichtigung der aktuell genutzten Speicherkapazitäten kann verhindert werden, dass beispielsweise überschüssige, gespeicherte Energie aus dem Bilanzierungszeitraum nicht als Verlust, sondern als Übertrag in den Folgezeitraum berücksichtigt wird. Auch konstruktionsbedingte Speicher wie das Fernwärmeverteil-system dürfen nicht vernachlässigt werden. In Tabelle 23 sind die üblichen sensiblen thermischen Speichertypen innerhalb der Systemgrenzen von Fernwärmesystemen gelistet. Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher wurden nicht betrachtet, da für diese Speichertypen keine Daten im Projekt vorhanden waren.

Thermische Speicher werden in Fernwärmesystemen auf unterschiedliche Weisen eingebunden und übernehmen somit unterschiedliche Funktionen. In dieser Methode werden Kennzahlen und Auswertungen präsentiert, die sich auf Speicher mit einer Lastglättungsfunktion beziehen. Diese

Speicher dienen zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Last. Sie reduzieren den Einsatz von Spitzenlasterzeugern und glätten die Erzeugungsleistung.

### **Wichtige zu klärenden Fragestellungen zur Bewertung eines thermischen Speichers**

- Wie viele Schichten sollte der Speicher aufweisen?
- Wird das thermische Speichervolumen teilweise oder ganz zur Kompensierung von Wärmeüberschuss genutzt?

## **6.1 Nutzbare Wärmemenge**

Mit dieser Methode kann der thermische Inhalt von Speichern, die als hydraulische Weiche die Erzeugungsanlagen vom Wärmeverteilnetz trennen, näher untersucht werden. In Fernwärmesystemen, die eine Mindesteinspeisetemperatur vorgeben, kann der Energieinhalt des Speichervolumens, dessen Temperatur unterhalb dieser Temperatur liegt, ohne eine Nacherwärmung nicht mehr genutzt werden. Wärmeerzeugungsanlagen, welche als Nacherhitzer nach dem Speicheraustritt zur Verfügung stehen, sind nur in Sonderfällen vorhanden.

### **Mögliche Ursachen für einen auffälligen thermischen Speicher**

- Speicher wird nicht bewirtschaftet
- Speicher ist häufig durchmischt

### **Mögliche Auswirkungen von thermischen Speichern mit auffälligen Ergebnissen**

- Erhöhte Wärmeverluste am Speicher
- Verringerung des nutzbaren Energieinhalts des Speichers
- Ggf. verschlechterte Wirkungsgrade der Erzeugungsanlagen (abhängig von der Art der Erzeugung)
- Ggf. Verringerung der Betriebszeiten von KWK-Anlagen
- Ggf. Verringerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen

### **6.1.1 Messanforderungen**

Für die Berechnung des Energieinhalts sind lediglich die am Speicher angebrachten Temperatursensoren, sowie die Soll-Vorlauftemperatur am Netzeinspeisepunkt notwendig.

Die Anforderungen an das Messintervall können von Fall zu Fall abweichen, da die Größe und Einsatzstrategie des Speichers wichtige Kriterien für das Festsetzen des Messintervalls sind.

*Tabelle 24— Anforderungen an die Messstellen zur Auswertung der nutzbaren Wärmemenge*

<b>Messstellen</b>			
<i>Bezeichnung</i>		<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Temperatursensor	Thermischer Speicher	Vertikal über den Speicher verteilte Messungen
2	Soll-Vorlauftemperatur	Prozessleitsystem	Solltemperatur am Netzeinspeisepunkt
<b>Messintervall</b>			
<i>Messintervall</i>		<i>Beschreibung</i>	
a	> 1 Stunde	— Speicherinhalt kann anhand der Temperaturen nicht berechnet werden — Für saisonale Speicher oft ausreichend	
b	> 15 Minuten bis 1 Stunde	— Schnelle Änderungen der Temperaturen im Speicher oder der Netzlast können nur unzureichend abgebildet werden	
c	<= 15 Minuten	— Ausreichend für eine Auswertung	
d	<= 5 Minuten	— Eine solide Auswertung ist möglich	

## 6.1.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Die nutzbare Wärmemenge eines thermischen Speichers kann anhand der Speichertemperaturen abgeschätzt werden. Mit Hilfe der Wärmeleichung kann für die einzelnen Volumina, die einem Temperatursensor zugeordnet werden können, kann der Energieinhalt berechnet werden (Schuster und Bucker 2018).

$$Q_{\text{TES,usab}} = \sum_h V_h \cdot \rho_{\text{htf},h} \cdot c_{\text{htf}} \cdot \Delta T_{\text{TES,usab}} \quad (6.1-1)$$

$$\Delta T_{\text{TES,usab}} = \begin{cases} 0 & \text{for } T_{\text{TES},h} - T_{\text{HN,VL,SOLL}} \leq 0 \\ T_{\text{TES},h} - T_{\text{TES},h,\text{low}} & \text{for } T_{\text{TES},h} - T_{\text{HN,VL,SOLL}} > 0 \end{cases} \quad (6.1-2)$$

- $Q_{\text{TES,usab}}$  = Speicheraktivitätsindex  
 $V_h$  = Das Speichervolumen das der höhe  $h$  zugeordnet ist  
 $\rho_{\text{htf},h}$  = Dichte des Wärmeträgermediums  
 $c_{\text{htf},h}$  = Wärmekapazität des Wärmeträgermediums  
 $\Delta T_{\text{TES,usab}}$  = Nutzbarer Temperaturunterschied im thermischen Speicher  
 $T_{\text{TES},h}$  = Temperatur in der Speicherhöhe  $h$   
 $T_{\text{HN,VL,SOLL}}$  = Soll – Vorlauftemperatur am Netzeinspeisepunkt

## 6.1.3 Darstellung und Auswertung

Für die Darstellung der nutzbaren Wärmemenge kommen verschiedene Darstellungsformen in Frage. Boxplots über die Stunde des Tages aufgetragen, können Aufschluss über eine zeitliche Abhängigkeit der nutzbaren Wärmemenge geben und sich eignen, um die verfügbare

Wärmemenge mit der stündlichen Wärmelast abzugleichen. In Abbildung 70 ist ein beispielhafter Boxplot dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Speicher im gewählten Zeitbereich (Dezember 2019) nur selten annähernd durchgeladen war. Der Inhalt folgt einer zeitlichen Abhängigkeit in den Morgenstunden, da hier die Wärmelast hoch ist und der Speicher entladen wird. Zur Reduzierung des Einsatzes der Spitzenlastkessel, könnte der Betreiber dieses Fernwärmesystems aufgrund der Auswertung in Betracht ziehen, mit einer einfachen Zeitschaltung den Speicher zwischen 0 und 5 Uhr durchzuladen, um Lastspitzen besser abfangen zu können.

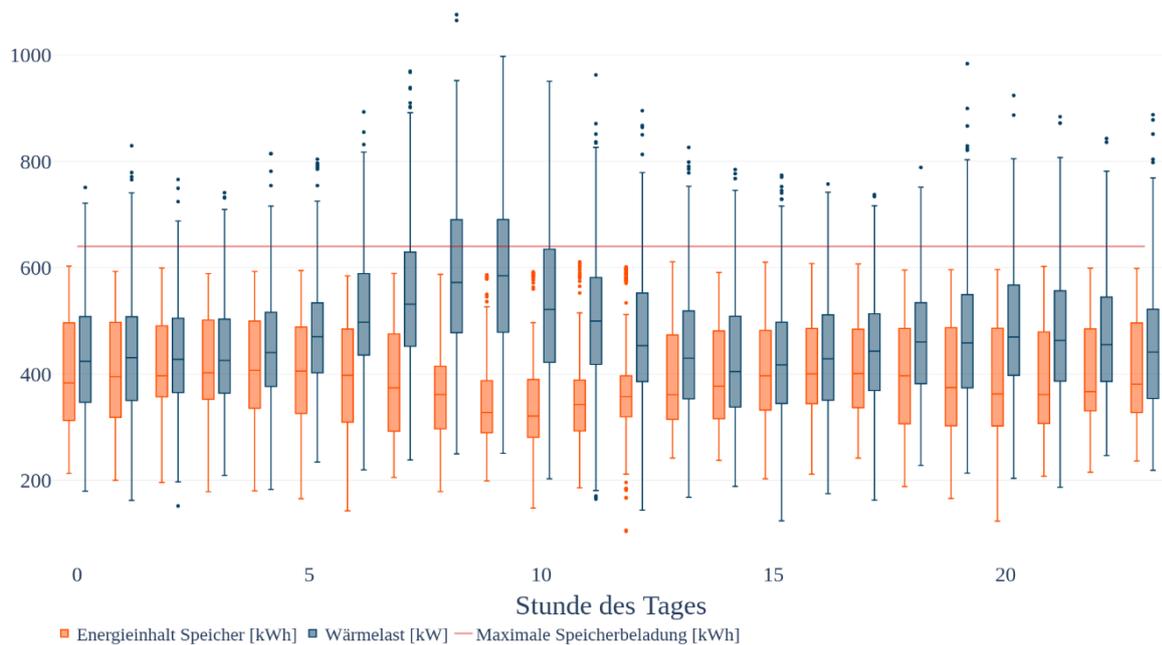


Abbildung 70: Boxplot des Speicherinhalts und der Wärmelast über die Stunde des Tages

Abbildung 71 zeigt die gespeicherte Energie eines Tages im Dezember 2019 im zeitlichen Verlauf. Auch hier zeigt sich der Einfluss der Spitzenlastzeiten auf den Speicherinhalt.

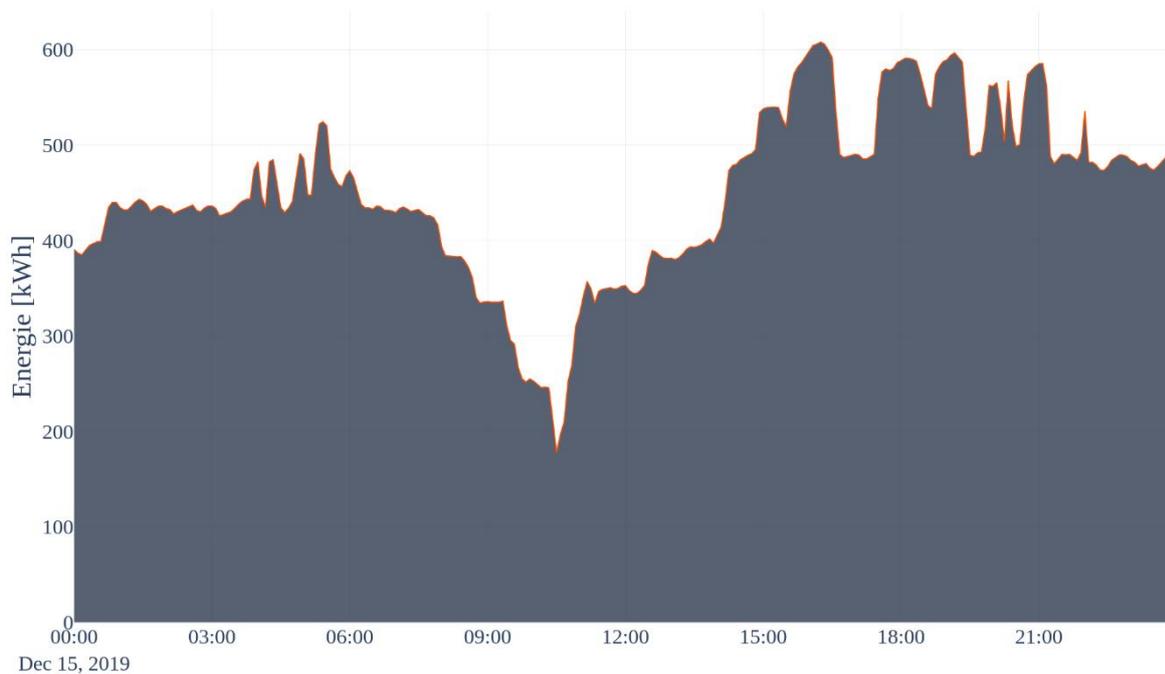


Abbildung 71: Nutzbarer Energieinhalt eines thermischen Speichers. Zur Berechnung wurden die Temperaturen der Schichten herangezogen.

## 6.2 Speicheraktivitätsindex

Die Auswertung des Speicheraktivitätsindex zeigt auf, wie stark ein Speicher bewirtschaftet wird. Ein hoher Index steht für eine große zeitliche Entkopplung zwischen Wärmeerzeugung und -abnahme. Ein niedriger Index hingegen ist ein Anzeichen für eine geringere Nutzung des Speichers. Die Auswertung kann tages-, wochen- und monatsweise durchgeführt werden.

### Mögliche Ursachen für einen auffälligen thermischen Speicher

- Speicher wird nicht bewirtschaftet
- Speicher ist häufig durchmischt
- Deutlich mehr Energie wird an das Wärmeverteilnetz abgegeben als eingespeichert werden kann

### Mögliche Auswirkungen von thermischen Speichern mit auffälligen Ergebnissen

- Ggf. Verringerung der Betriebszeiten von KWK-Anlagen
- Ggf. Verringerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen
- Ggf. vermehrter Einsatz von Spitzenlastzeugern

### 6.2.1 Messanforderungen

Die Anforderungen an das Messintervall können von Fall zu Fall abweichen, da die Größe und Einsatzstrategie des Speichers wichtige Kriterien für das Festsetzen des Messintervalls sind.

Tabelle 25— Anforderungen an die Messstellen zur Bewertung der Speicherausnutzung

Messstellen			
	Bezeichnung	Einbauort	Beschreibung
1	Thermische Energie	Thermischer Speicher	Summe der eingespeicherten Wärmemenge
2	Thermische Energie	Thermischer Speicher	Summe der ausgespeicherten Wärmemenge
Messintervall			
	Messintervall	Beschreibung	
a	>= 1 Jahr	— Eine Auswertung ist möglich	
b	>= 1 Monat	— Jahreszeitabhängige Änderungen sind sichtbar	
c	<= 1 Woche	— Ausreichend für eine Auswertung	
d	<= 5 Minuten	— Eine solide Auswertung ist möglich	

## 6.2.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Der Speicheraktivitätsindex gibt das Verhältnis aus der erzeugten Energie und der durch das Verteilsystem konsumierten Energie an. Der Index gibt demnach an, wie stark der thermische Speicher genutzt wird. Ist der Index gleich eins bedeutet dies, dass der Speicher maximal ausgenutzt wird und eine vollständige zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Last erreicht wird. Ein Index nahe null bedeutet, dass der Speicher nicht genutzt wird. Die Kennzahl kann in verschiedenen Intervallen gebildet werden. Stunden, Tage oder Monate können sinnvolle Intervalle zur Darstellung des Index sein. (Schuster und Bückner 2018)

$$\alpha_{\text{TES}} = \frac{Q_{\text{TES,load}}}{Q_{\text{TES,unload}}} \quad (6.2-1)$$

$\alpha_{\text{TES}}$  = Speicheraktivitätsindex  
 $Q_{\text{TES,load}}$  = dem thermischen Speicher zugeführte Wärmemenge  
 $Q_{\text{TES,unload}}$  = dem thermischen Speicher entzogene Wärmemenge

## 6.2.3 Darstellung und Auswertung

Abbildung 72 zeigt die Auswertung des Speicheraktivitätsindex in einem täglichen Intervall. Der Index gibt an, wie stark der thermische Speicher bei der Bereitstellung von Wärme im System eingebunden ist. Da Speicher unterschiedliche Zwecke in einem Fernwärmesystem erfüllen können, muss von Fall zu Fall unterschieden werden, ob sich die Ergebnisse vorteilhaft darstellen oder nicht. In den Übergangsmoaten ist der Index hoch, was für eine starke Einbindung spricht. In den kalten Monaten ist die Speicheraktivität aufgrund der erhöhten Wärmeabnahme gering, es kommt nur zu vereinzelt Einbrüchen der Aktivität. Insgesamt verhält sich der Speicher in diesem Beispiel vorhersehbar.

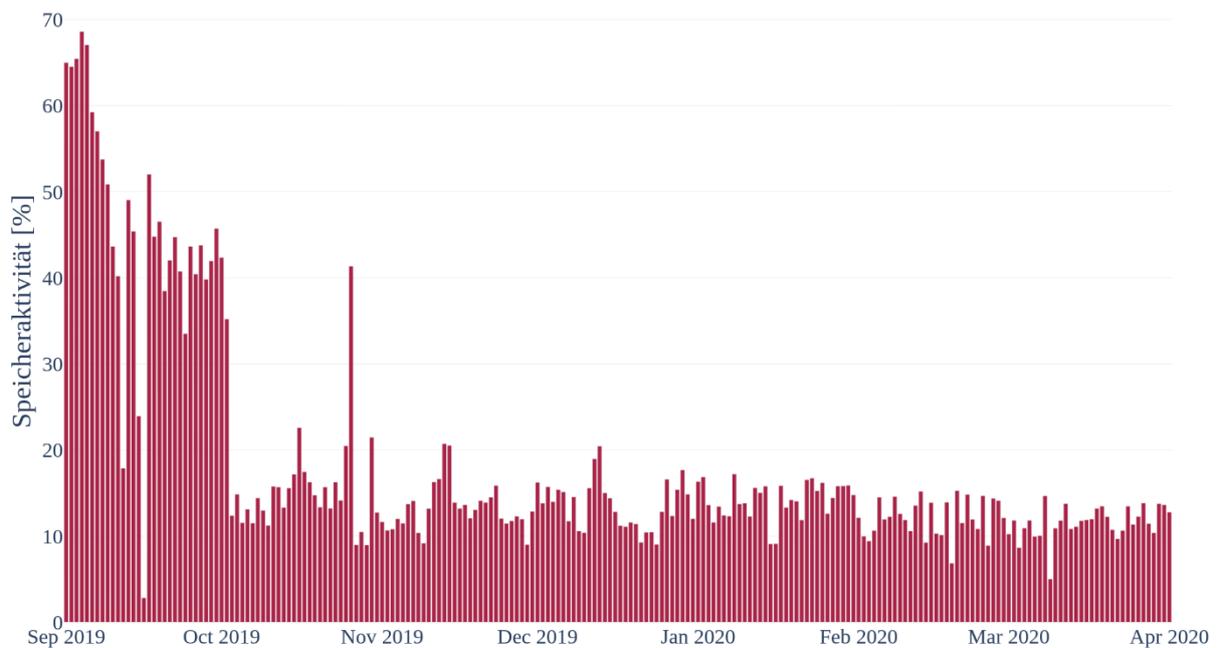


Abbildung 72: Speicheraktivitätsindex eines thermischen Speichers, in einer täglichen Auflösung.

### 6.3 Speicherutilisierung eines Be- und Entladezyklus

Die Auswertung der Speicherutilisierung gibt Auskunft darüber, wie stark der thermische Speicher je Be- und Entladezyklus bewirtschaftet wird. Diese Methode ist für die Bewertung von Speichern geeignet, die den Einsatz von Spitzenlasterzeugern reduzieren und zu einer zeitlichen Entkopplung zwischen Erzeugung und Last beitragen sollen.

#### **Mögliche Ursachen für einen auffälligen thermischen Speicher**

- Speicher wird nicht bewirtschaftet
- Speicherladeregulation ist nicht an den Lastgang angepasst

#### **Mögliche Auswirkungen von thermischen Speichern mit auffälligen Ergebnissen**

- Ggf. Verringerung der Betriebszeiten von KWK-Anlagen
- Ggf. Verringerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen
- Ggf. vermehrter Einsatz von Spitzenlasterzeugern

#### 6.3.1 Messanforderungen

Die Anforderungen an das Messintervall können von Fall zu Fall abweichen, da die Größe und Einsatzstrategie des Speichers wichtige Kriterien für das Festsetzen des Messintervalls sind.

Tabelle 26: Anforderungen an die Messstellen zur Bewertung der Speicherutilisierung

<b>Messstellen</b>			
<i>Bezeichnung</i>		<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Temperatursensor	Thermischer Speicher	Vertikal über den Speicher verteilte Messungen
2	Thermische Energie	Spitzenlastzeuger	Summe der erzeugten thermischen Energie der Spitzenlastzeuger
3	Thermische Leistung	Netzeinspeisepunkt	Summe der thermischen Leistung aller Netzeinspeisepunkte die mit dem Speicher verbunden sind
4	Thermische Energie	Netzeinspeisepunkt	Summe der in das Verteilsystem eingespeisten Energie
<b>Messintervall</b>			
<i>Messintervall</i>		<i>Beschreibung</i>	
a	> 1 Stunde	— Speicherinhalt kann anhand der Temperaturen nicht berechnet werden — Für saisonale Speicher oft ausreichend	
b	> 15 Minuten bis 1 Stunde	— Schnelle Änderungen der Temperaturen im Speicher oder der Netzlast können nur unzureichend abgebildet werden	
c	<= 15 Minuten	— Ausreichend für eine Auswertung	
d	<= 5 Minuten	— Eine solide Auswertung ist möglich	

### 6.3.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Diese Kennzahl stellt das Verhältnis zwischen der Wärmemenge eines Be- bzw. Entladungsprozesses und der potenziellen speicher- bzw. ausspeicherbaren Wärmemenge dar. Die Kennzahl kann Werte zwischen null und eins annehmen, wobei eins bedeutet, dass das gesamte Potenzial genutzt wurde. Null bedeutet, dass das Potenzial nicht genutzt wurde, jedoch kann eine Null faktisch nicht erreicht werden, denn in diesem Fall wäre es zu keinem Energiefluss gekommen und keiner der Prozesse hätte stattgefunden. Grundsätzlich bedeutet eine niedrige Utilisierung nicht, dass ein hohes Optimierungspotenzial besteht. Nur wenn die Utilisierung niedrig ist und bei einem Entladevorgang der Spitzenlastkessel aktiviert wurde oder eine Entladung nicht vollständig durchgeführt wurde, besteht ein Potenzial zur Optimierung. (Schuster und Bucker 2018)

$$\hat{\eta}_{\text{TES,peri}} = \begin{cases} \frac{|Q_{\text{TES,t1}} - Q_{\text{TES,t2}}|}{Q_{\text{TES,t1}}} & \text{wenn } Q_{\text{TES,t1}} - Q_{\text{TES,t2}} > 0 \\ \frac{|Q_{\text{TES,t1}} - Q_{\text{TES,t2}}|}{Q_{\text{TES,max}} - Q_{\text{TES,t1}}} & \text{wenn } Q_{\text{TES,t1}} - Q_{\text{TES,t2}} < 0 \\ 0 & \text{wenn } Q_{\text{TES,t1}} - Q_{\text{TES,t2}} = 0 \end{cases} \quad (6.3-1)$$

$$Q_{\text{TES}} = \sum_h V_h \cdot \rho_{\text{htf,h}} \cdot c_{\text{htf}} \cdot (T_{\text{TES,h}} - T_{\text{TES,return}}) \quad (6.3-2)$$

- $\hat{\eta}_{TES,peri}$  = Speicherutilisierung eines Be – bzw. Entladezyklus
- $Q_{TES,t2}$  = Energieinhalt des thermischen Speichers vor dem Be – bzw. Entladezyklus
- $Q_{TES,t1}$  = Energieinhalt des thermischen Speichers nach dem Be – bzw. Entladezyklus
- $Q_{TES,max}$  = maximaler Energieinhalt des thermischen Speichers
- $T_{TES,return}$  = Rücklauftemperatur des nachfolgenden Teilsystems
- $T_{TES,h}$  = Temperatur in der Speicherhöhe  $h$

### 6.3.3 Darstellung und Auswertung

Zur Darstellung der Speicherutilisierung in Abbildung 73 wurden der speicherbare Energieinhalt, die gespeicherte Energie sowie die in dem jeweiligen Zyklus ein- bzw. ausgespeicherte Energie anhand der Änderung des Energieinhaltes berechnet. Eine Beladung wird in rot dargestellt, eine Entladung dunkelblau. Wie in Abbildung 73 zu erkennen ist, befinden sich neben größeren Energieströmen auch kleinere Be- und Entladungen, die durch eine kurzfristige Über- bzw. Unterproduktion durch die Erzeugung erklärt werden können. Ein Potenzial zur Optimierung ergibt sich dort, wo der Einsatz der Spitzenlasterzeuger durch eine höhere Utilisierung des Speichers hätte verhindert oder reduziert werden können.

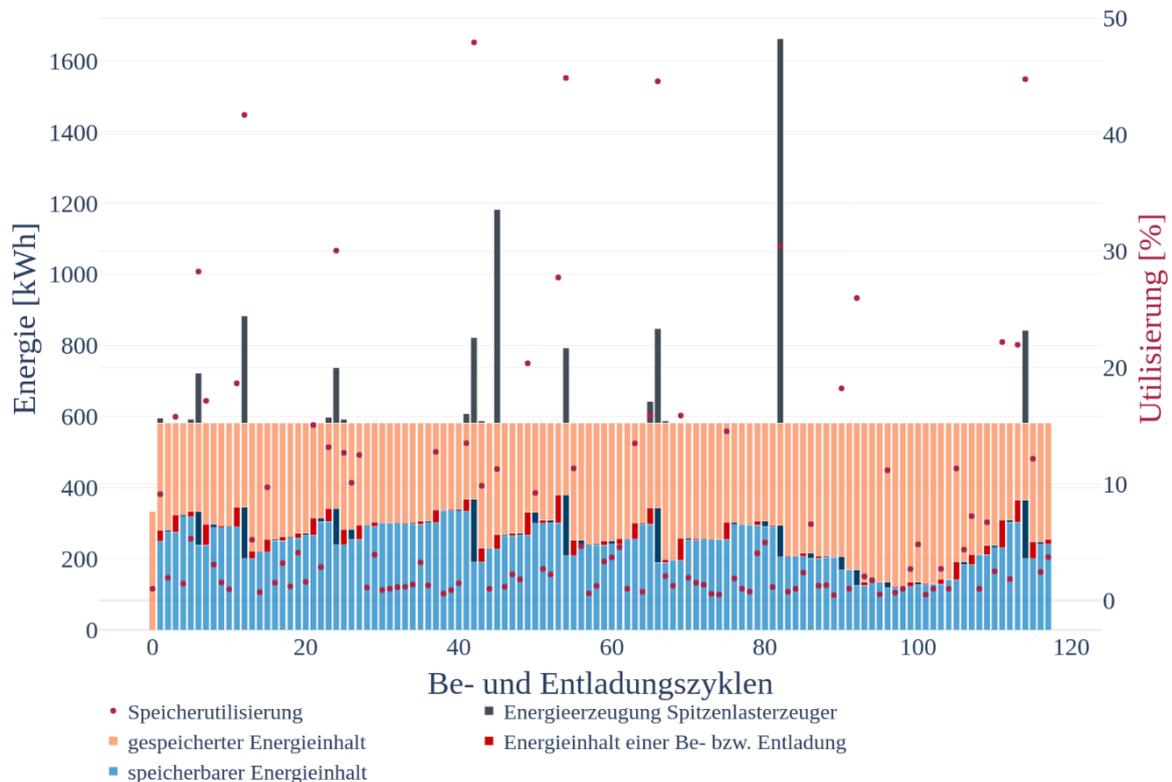


Abbildung 73: Darstellung der Speicherutilisierung für einzelne Entlade- und Beladezyklen

## 6.4 Temperaturzonenaktivitätsindex (TZA)

Der Temperaturzonenaktivitätsindex gibt an, wie stark die einzelnen Volumina, die jeweils durch einen der vertikal angeordneten Temperatursensoren abgegrenzt werden, bewirtschaftet werden. Der Index gibt den energetischen Anteil einer jeden Zone an der insgesamt gespeicherten Energie im Speicher an.

### 6.4.1 Messanforderungen

Die Anforderungen an das Messintervall können von Fall zu Fall abweichen, da die Größe und Einsatzstrategie des Speichers wichtige Kriterien für das Festsetzen des Messintervalls sind.

Tabelle 27— Anforderungen an die Messtellen zur Auswertung der nutzbaren Wärmemenge

<b>Messtellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Temperatursensor	Thermischer Speicher	Vertikal über den Speicher verteilte Messungen
2	Soll-Vorlauftemperatur	Prozessleitsystem	Solltemperatur am Netzeinspeisepunkt
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	> 1 Stunde	— Speicherinhalt kann anhand der Temperaturen nicht abgebildet werden — Für saisonale Speicher oft ausreichend	
b	> 15 Minuten bis 1 Stunde	— Schnelle Änderungen der Temperaturen im Speicher oder der Netzlast können nur unzureichend abgebildet werden	
c	<= 15 Minuten	— Ausreichend für eine Auswertung	
d	<= 5 Minuten	— Eine solide Auswertung ist möglich	

### 6.4.2 Kennzahlen und Berechnungsmethoden

Temperaturzonen stellen die Volumina eines thermischen Speichers dar, die durch einen vertikal angeordneten Temperatursensor am Speicher abgebildet werden. Der Index bildet das Verhältnis aus der relativen Energie, die im Betrachtungszeitraum durch eine Temperaturzone ein- bzw. ausgespeichert wurde und der Summe der ein- bzw. ausgespeicherten relativen Energien aller Zonen. Die Auswertung der Kennzahl gibt Aufschluss darüber, welche Zonen stark bzw. weniger stark bewirtschaftet wurden. Bildlich dargestellt, welche Zonen den höchsten Energiedurchsatz hatten. Die Aktivitäten aller Zonen ergibt in Summe 1. Wird ein Speicher korrekt und vollständig be- bzw. entladen, so würden die Anteile zwischen den Zonen annähernd gleich sein.

$$\alpha_{z,i} = \frac{V_i \cdot c_p \cdot \sum_t \left| \left( T_{i,t} - \begin{cases} T_{i+1,t} & \text{wenn } i \neq n \\ T_{RL,t} & \text{wenn } i = n \end{cases} \right) - \left( T_{i,t+1} - \begin{cases} T_{i+1,t+1} & \text{wenn } i \neq n \\ T_{RL,t+1} & \text{wenn } i = n \end{cases} \right) \right|}{\sum_i V_i \cdot c_p \cdot \sum_t \left| \left( T_{i,t} - \begin{cases} T_{i+1,t} & \text{wenn } i \neq n \\ T_{RL,t} & \text{wenn } i = n \end{cases} \right) - \left( T_{i,t+1} - \begin{cases} T_{i+1,t+1} & \text{wenn } i \neq n \\ T_{RL,t+1} & \text{wenn } i = n \end{cases} \right) \right|} \quad (6.4-1)$$

$\alpha_{z,i}$	= Temperaturzonenaktivitätsindex
$i$	= Index der Temperaturzone
$n$	= Anzahl der Temperaturzonen
$t$	= Zeitschritt
$V_i$	= Volumen der Temperaturzone $i$
$T_i$	= Temperatur der Temperaturzone $i$
$T_{RL}$	= Rücklauftemperatur in den Speicher
$c_p$	= Wärmekapazität des Wassers

### 6.4.3 Darstellung und Auswertung

Diese Auswertung vergleicht die Aktivität einer einzelnen Temperaturzone hinsichtlich der relativen ein- bzw. ausgespeicherten Energie gegenüber allen anderen Temperaturzonen. Bei einer vollständigen und korrekten Be- und Entladung des Speichers ist zu erwarten, dass die Aktivitäten der einzelnen Zonen annähernd gleich sind. In Abbildung 74 wurde der TZAI für einen Monat pro Tag gebildet. Die Abbildung zeigt, dass in den ersten Tagen des Betrachtungszeitraums die Verteilung der Aktivität näherungsweise gleich ist und somit alle Zonen bewirtschaftet wurden. Besonders ab Tag 14 zeigt sich in der Auswertung, dass nur noch die unteren Schichten bewirtschaftet werden und drei der fünf Zonen keinen nennenswerten Anteil am Ein- und Ausspeichern mehr aufweisen. Abbildung 75 zeigt, dass tatsächlich nur noch die unterste Temperaturschicht aktiv war. Die Schicht an Sensor 4 hat einen hohen Anteil an der Aktivität, da die Differenzen zwischen den Schichten 4 und 5 zeitweise hoch war.

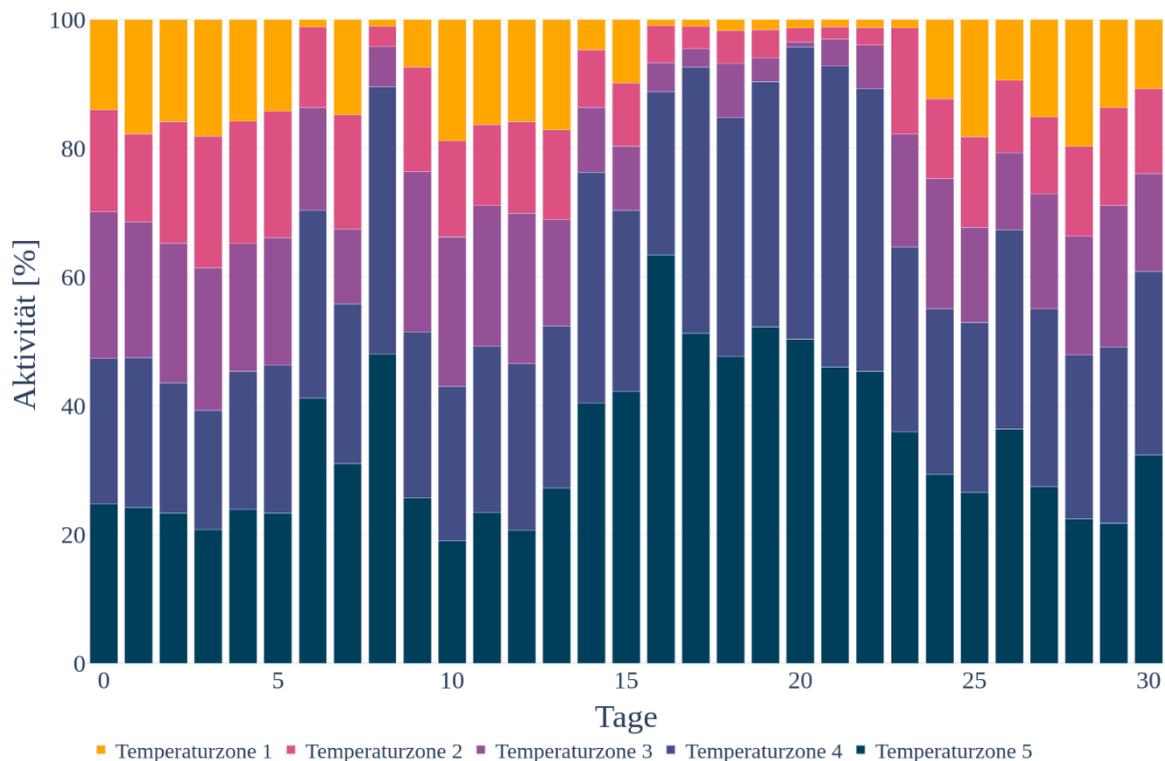


Abbildung 74: Aktivität der Temperaturzonen eines Speichers mit fünf vertikal angeordneten Temperatursensoren.

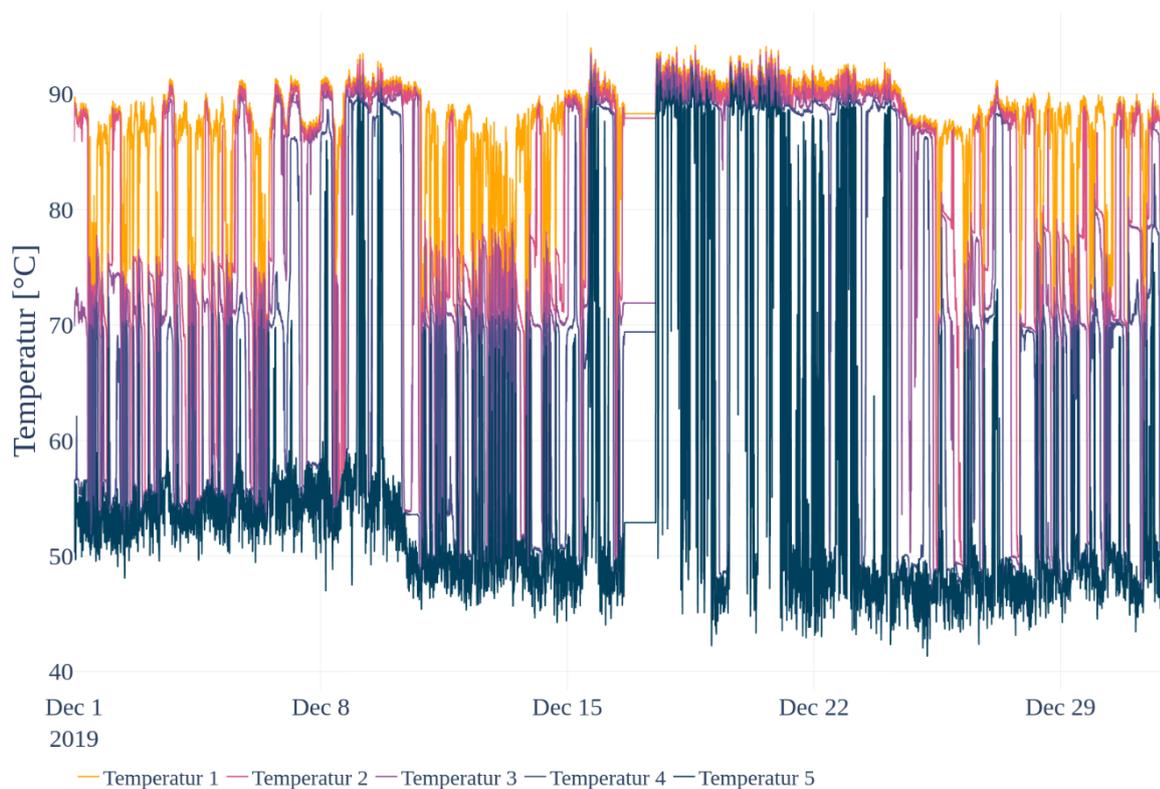


Abbildung 75: Speichertemperaturen im Betrachtungszeitraum der TZAI-Auswertung.

## 6.5 Visuelle Auswertung der Speicherladezustände

In dieser Methode wird auf die visuelle Bewertung des Speicherverhaltens eingegangen. Thermische Speicher können auf sehr unterschiedliche Weise in die Energieerzeugung eingebunden werden. Sie können auch über unterschiedliche Bewirtschaftungszonen verfügen, wenn beispielsweise ein gewisses Volumen den KWK-Anlagen und ein anderes Volumen innerhalb des Speichers einer solarthermischen Anlage zugeordnet ist. Die eigene visuelle Auswertung kann sich daher von den hier vorgestellten in der Interpretation unterscheiden, die visuelle Darstellungsweise ist jedoch in jedem Fall hilfreich.

### 6.5.1 Messanforderungen

Tabelle 28— Anforderungen an die Messstellen zur Bildung des Volumenabsenkungspotenzials

<b>Messstellen</b>			
	<i>Bezeichnung</i>	<i>Einbauort</i>	<i>Beschreibung</i>
1	Temperatursensor	Thermischer Speicher	Gleichmäßig verteilte Messungen über die gesamte Höhe des Speichers
<b>Messintervall</b>			
	<i>Messintervall</i>	<i>Beschreibung</i>	
a	~ 1 Stunde	— Die Methode kann angewendet werden	
b	<= 15 Minuten	— Probleme sind gut sichtbar	

## 6.5.2 Berechnungsmethoden

Die Überprüfung des thermischen Speichers erfolgt in dieser Methode ausschließlich grafisch.

## 6.5.3 Darstellungen und Auswertung

Grundsätzlich stellt sich eine optimale Schichtung eines Speichers dadurch dar, dass innerhalb einer Temperaturzone nie mehr als eine Temperatur steigt oder fällt und es näherungsweise maximal zwei Temperaturbereiche gibt – heiß und kalt.

Für die Auswertung wurden die Temperaturen über die Zeit aufgetragen. Zusätzlich wurde eine Heatmap der Speichertemperaturen erstellt, dadurch erhält jeder Sensor eine eigene Zeile. Die Farbe einer Zeile zu einem Zeitpunkt repräsentiert die Temperatur, die von dem jeweiligen Sensor gemessen wurde. Diese Art der Darstellung zeigt besser als die reine Zeitreihendarstellung, nicht nur den Temperaturverlauf über die Zeit, sondern auch zwischen den Schichten. Je „schärfer“ eine Heatmap optisch wirkt, desto stärker haben sich eine oder mehrere Grenzschichten ausgeprägt. Wirkt eine Darstellung hingegen verschwommen, weist der Speicher eine leichte bis starke Durchmischung auf.

### Durchgeladener Speicher

Der in Abbildung 76 gezeigte Verlauf der Temperaturen, zeigt einen zu ca. 70% durchgeladenen Speicher. Die Temperaturen in der heißen Zone variieren leicht, die Grenzschicht zwischen heiß und kalt verschiebt sich jedoch über drei voll Tage nicht. Ob dieses Verhalten erwünscht ist oder ein Optimierungspotenzial darstellt, muss im Einzelfall entschieden werden. Da dieser Speicher zum temporären Lastausgleich verwendet wird, ist dies Verhalten eher als unüblich und auffällig zu bewerten. Bleibt der Speicher über mehrere Tage ungenutzt, so führt dieses Verhalten zu unnötigen Wärmeverlusten.

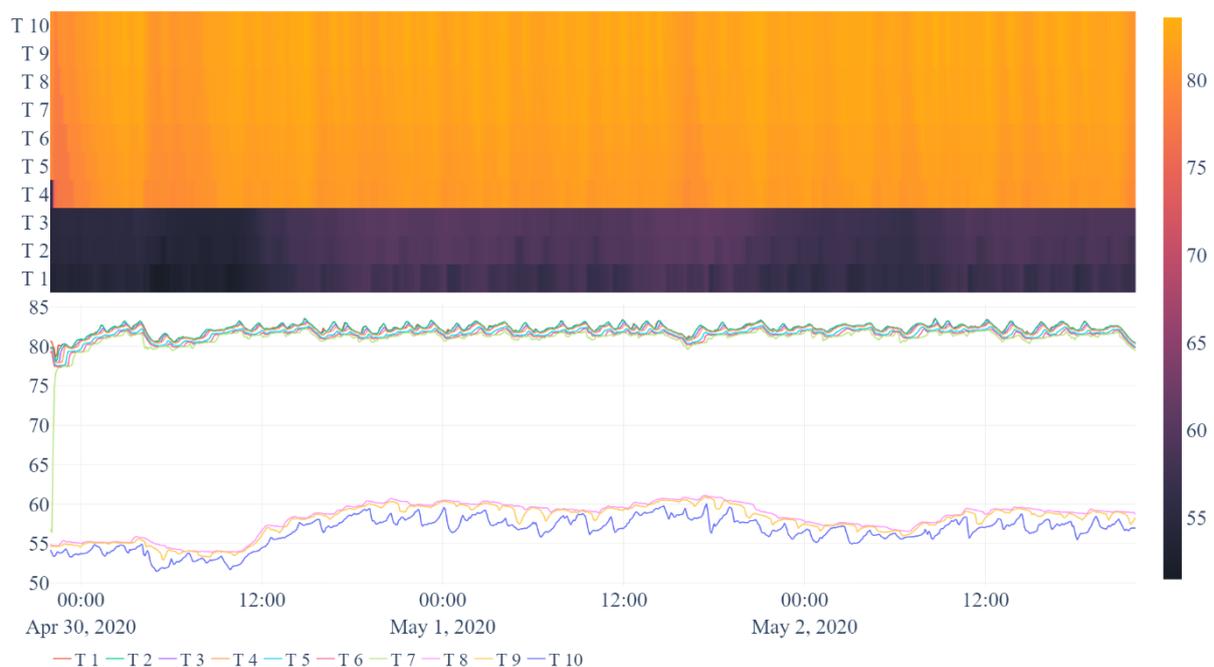


Abbildung 76: Geladener thermischer Speicher

## Entladener Speicher

In Abbildung 77 wird der Temperaturverlauf eines entladenen Speichers über eine Dauer von mehreren Tagen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die Temperaturen des Speichers in geringem Umfang ändern und es Abschnittsweise zu Be- und Entladevorgängen kommt. Dennoch sind die Speichertemperaturen weit unterhalb der für dieses Netz erforderlichen Netzvorlauftemperatur. Würde dieser Speicher in Serie geschaltet sein und zur hydraulischen Entkoppelung von Erzeugeranlagen und Wärmeverteilnetz dienen, so würde sich hier ein mehrtägiges Versorgungsproblem darstellen. In diesem Fall ist der Speicher tatsächlich auf diese Weise eingebunden, jedoch kann hier ein zusätzlicher Ölkessel zwischen Speicher und Wärmeverteilnetz die Vorlauftemperatur nochmals erhöhen. Der Betreiber möchte jedoch den Einsatz des Ölkessels, in diesem Fernwärmesystem, auf ein Minimum begrenzen.

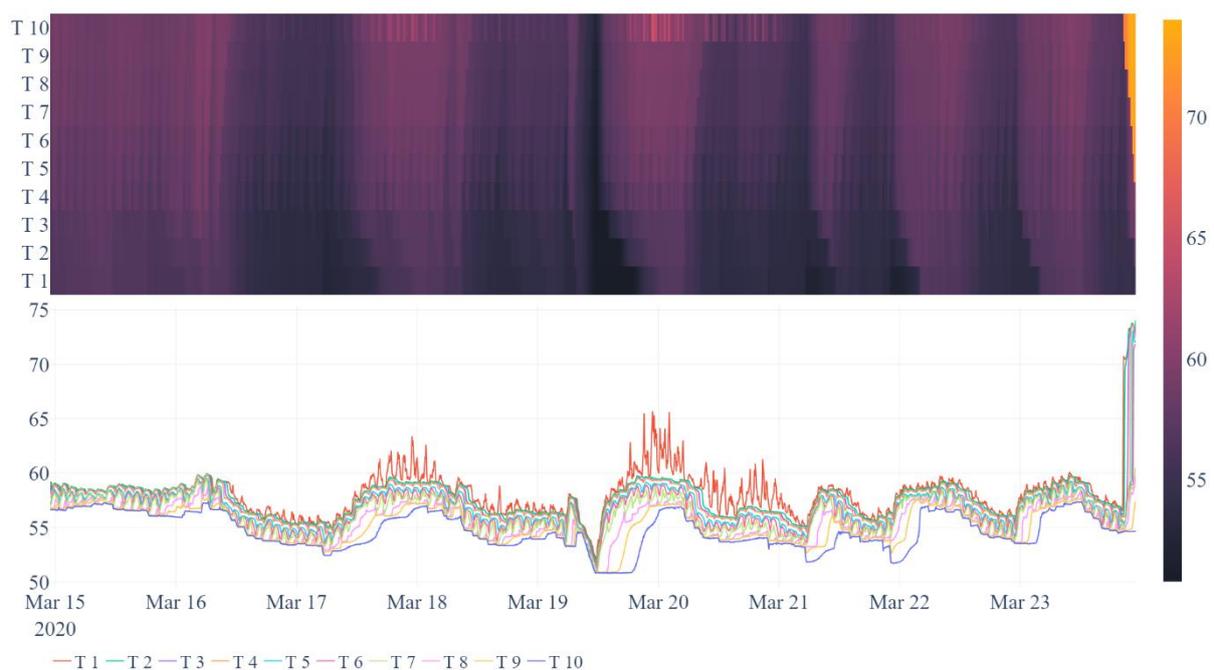


Abbildung 77: Entladener thermischer Speicher

## Saubere Be- und Entladevorgänge

Der in Abbildung 78 visualisierte thermische Speicher verfügt über zwei Temperaturzonen. Diese entstehen durch mehrere Anschlüsse von Vor- und Rücklaufleitungen auf unterschiedlichen Höhen des Speichers. Ziel dieses Speichers ist es, einen Teil des energetisch nutzbaren Volumens für ein BHKW vorzuhalten und einen anderen Teil für eine solarthermische Anlage. Wie gut zu erkennen ist, erfolgt eine Ent- bzw. Beladung des Speichers auf zwei Höhen, denn es prägen sich zwei Grenzschichten aus, die sich gleichzeitig durch den Speicher bewegen. Die Be- bzw. Entladung der einzelnen Volumenabschnitte ist sauber. Der Speicher wird, mit Hinblick auf Durchmischung während Be- und Entladung, gut bewirtschaftet.

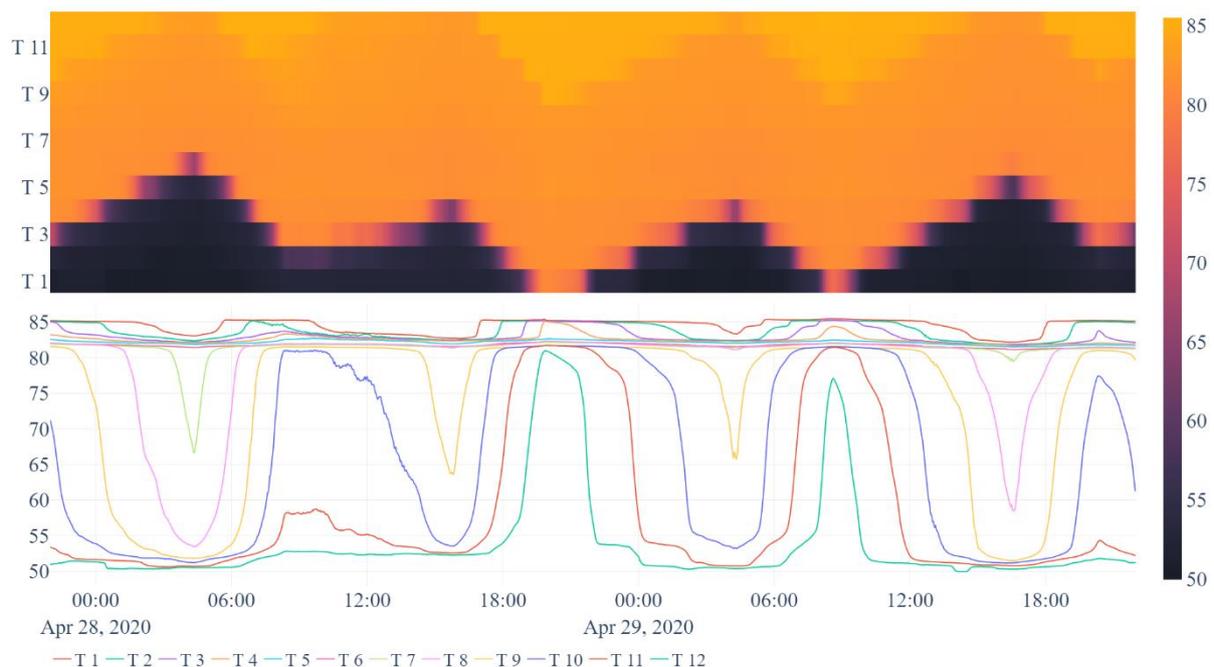


Abbildung 78: Saubere Be- und Entladevorgänge eines Zweizonen-Speichers

## Durchmischung

Die nächste Abbildung zeigt einen zunächst gut bewirtschafteten thermischen Speicher. Zwischen dem 19. Mai 2020, 0 Uhr und dem 20. Mai 2020, 12 Uhr, findet eine saubere Ent- und Beladung statt. Ab dem 20. Mai 2020, 12 Uhr wird die Heatmap „unscharf“, es zeigt sich ein über die Zeit größer werdender linearer Temperaturabfall in der Zeitreihendarstellung sowie in der Heatmap. Dieses Verhalten kann beispielsweise durch unterschiedliche Vorlauftemperaturen der Energieerzeuger entstehen. In einigen Fällen konnte beobachtet werden, dass Erzeuger unterschiedliche Vorlauftemperaturen aufgrund von Sollwert-Vorgaben liefern und dies bei einer Reihenschaltung mit dem thermischen Speicher zu einer Durchmischung führen kann. Fallen dabei die Temperaturen mehrerer Volumenabschnitte unterhalb der Soll-Vorlauftemperatur am Netzeinspeisepunkt, entstehen gleich mehrere Optimierungspotenziale. Der Wirkungsgrad von beispielsweise KWK-Anlagen, solarthermische oder geothermische Anlagen verringert sich, da sich die Rücklauftemperatur durch das erhöhte Temperaturniveau der Volumenabschnitte erhöht, bis der Speicher wieder beladen ist. Zusätzlich verringert sich das energetisch nutzbare Volumen des Speichers, da Volumenabschnitte mit Temperaturen unterhalb der Soll-Vorlauftemperatur nicht mehr genutzt werden können. Während einzelne Ereignisse für die Energieversorgung kein größeres Optimierungspotenzial darstellen, so ist das Potenzial jedoch groß, wenn es über lange Zeiträume zu einer stets wiederkehrenden Durchmischung des Speichers kommt wie beispielhaft Abbildung 80 zeigt. Letzte stellt den 200 m<sup>3</sup> großen Speicher eines Fernwärmesystems dar, der für ein BHKW sowie eine solarthermische Anlage genutzt wird. Dadurch ergibt sich ein großes Optimierungspotenzial.

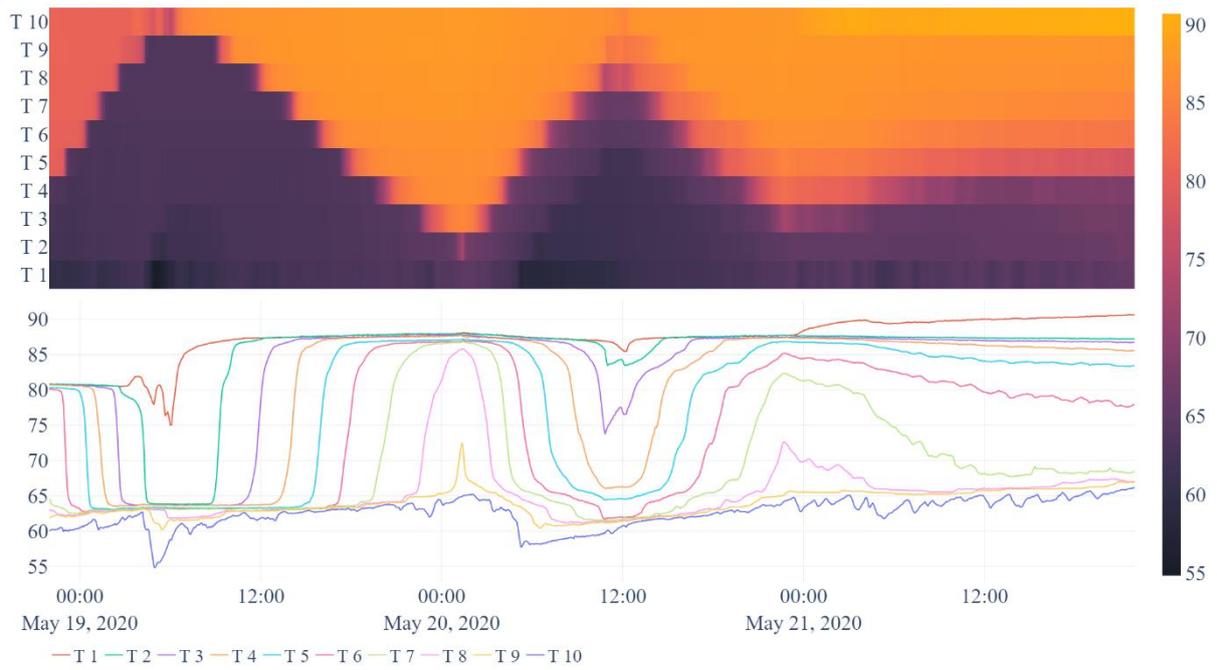


Abbildung 79: Durchmischung eines thermischen Speichers nach optimaler Entladung

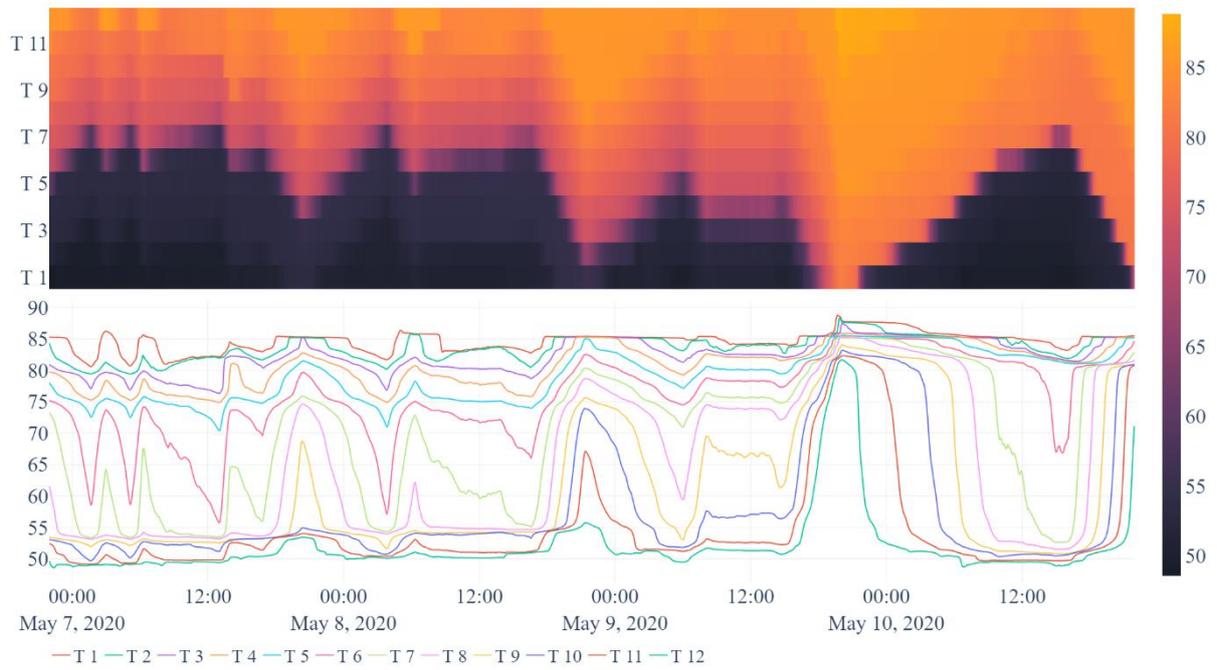


Abbildung 80: Durchmischung eines Speichers über längere Dauer

## 7 Ausblick: offene Methoden

Im Folgenden sind einige Ansätze für weitere Methoden dargestellt, die im Rahmen des Nemo-Projektes nicht mehr ausgeführt werden konnten. Sie können möglicherweise in Nachfolgeprojekten weiter ausgearbeitet werden.

### 7.1 Überprüfung der Vorlauftemperaturen der Wärmeerzeugungsanlagen

In den Nemo-Daten konnte häufig beobachtet werden, dass Erzeugungsanlagen sehr unterschiedlichen Vorlauftemperaturen liefern. Dabei gab es zwei Fälle, die dabei zu unterscheiden waren:

1. Die Temperaturen waren auf einem hohen Niveau (z.B. zwischen 70 °C und 90 °C). Der Temperaturunterschied führte immer zu einer Durchmischung des thermischen Speichers (falls einer verbaut war und als hydraulische Weiche fungierte). In einem System schaltete beispielsweise der Spitzenlastkessel zu und durchmischte den 85 °C heißen Speicher.
2. Die Pumpen eines Wärmeerzeugers schalteten nicht ab, nachdem der Kessel auf eine Leistung von 0% zurückgefahren worden war. Das Dreiwegeventil für die Vorerwärmung blieb jedoch offen und damit wurde kaltes Wasser in den Speicher und anschließend in das Verteilsystem gefördert.

### 7.2 Zeitlich hochaufgelöste Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes

Wärmeverluste zu berechnen ist schwierig, da hierfür klare Systemgrenzen definiert werden müssen. Stark vereinfachend kann ersatzweise die Differenz zwischen Einspeisungen und Abnahme an den Hausstationen ermittelt werden. Dies ist je nach Datengrundlage auch mit einer hohen zeitlichen Auflösung möglich. Die zeitliche Auflösung ist von der Größe des Systems abhängig, da eine Totzeit zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht und das Verteilsystem bei einer Erhöhung der Vorlauftemperatur als „Puffer“ fungiert. Dieser Puffer würde bei einer zu hohen zeitlichen Auflösung als Verlust gewertet.

### 7.3 Schwingende Regelkreise

Schwingende Regelkreise konnten sehr häufig beobachtet werden. Dort wo es Daten in einer entsprechend hohen zeitlichen Auflösung gibt, können diese Schwingungen ausgewertet werden. Beispiele waren schwingende Volumenströme, Temperaturen und Drücke. Eine automatische Auswertung der Schwingungen an relevanten Stellen kann dazu beitragen, die Lebensdauer von beanspruchten Bauteilen zu erhöhen. Das betrifft beispielsweise Pumpen, Ventile und Leitungen die thermohydraulisch durch Schwingungen beansprucht werden.

### 7.4 Überprüfung der Außentemperatursensoren von Hausstationen

In vielen Fällen wurde beobachtet, dass die Außentemperatursensoren von Hausstationen bestrahlt wurden und somit systematisch zu hohe Werte lieferten. Da die Außentemperatur die Heizkurve an den HAST beeinflusst, kann es ggf. zu einer latenten Unterversorgung kommen.

## 7.5 Grädigkeit von Wärmeübertragern in Hausstationen

Die Grädigkeit von Wärmeübertragern nimmt häufig über den Lebenszyklus zu und im Falle von Gegenstromwärmeübertragern sinkt dadurch die Effizienz bei der Wärmeübertragung deutlich. Im Nemo-Projekt wurde die Grädigkeit von vielen HAST über kurze Zeiträume betrachtet. Eine Auswertung über einen langen Zeitraum könnte hilfreich sein, um einen Trend frühzeitig zu erkennen. Da die Grädigkeit vom Betriebsmodus der HAST abhängt, ist diese Auswertung jedoch nicht einfach und ggf. fehleranfällig.

## 7.6 Potenzial von Hausstationen zur Glättung der Netzlast

Mit dieser Methode kann berechnet werden, wie stark sich einzelne Hausstationen im Lastgang bemerkbar machen. Eine Korrelation zwischen dem Lastgang einer Hausstation mit dem Lastgang an der Netzeinspeisung kann dabei helfen, diejenigen HAST ausfindig zu machen, die ein hohes Potenzial zur Glättung der Netzlast besitzen. Diese Information kann genutzt werden, um die Heizkurven und Zeitpunkte für Boiler- oder Pufferspeicherladung zu verschieben oder die Dauer eine Beladung zu erhöhen. Dadurch kann die Last geglättet und der Einsatz von Spitzenlastkesseln reduziert werden.

## 7.7 Sprunghafte Änderung der primärseitigen Temperaturspreizung von Hausstationen

In einem Einzelfall wurde an einer HAST eine sprunghafte Änderung der Temperaturspreizung beobachtet. Dabei wurde ein Volumenstromregelventil vollständig geöffnet und der primärseitige Vorlauf ohne Energieentnahme in den Rücklauf eingeleitet. Dies führte zu einer Verringerung der Temperaturspreizung des gesamten Verteilsystems von 5 K. Aufgrund eines fehlenden Monitorings blieb diese Störung über Monate bestehen.

## 8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodik im Forschungsvorhaben „Nemo“ .....	3
Abbildung 2: Darstellung eines Zählers.....	7
Abbildung 3: Darstellung einer Zeitreihe mit starker zyklischer Komponente .....	8
Abbildung 4: Darstellung eines irregulären Verlaufs mit zyklischen Komponenten .....	8
Abbildung 5: Darstellung eines Verlaufs mit gewollten Datenlücken.....	9
Abbildung 6: Darstellung von Messwerten als Zeitreihe .....	10
Abbildung 7: Darstellung von Messwerten als XY-Plot.....	10
Abbildung 8: Darstellung von Messwerten als Dauerlinie .....	11
Abbildung 9: Darstellung von Messwerten als Boxplots .....	12
Abbildung 10: Darstellung von Messwerten als Histogramm .....	12
Abbildung 11: Darstellung von Temperaturmesswerten als Teppichdiagramm.....	13
Abbildung 12: Darstellung von Messwerten als Dichteplot.....	14
Abbildung 13: Darstellung von Messwerten als Zeit-Teppichdiagramm.....	15
Abbildung 14: Schritte der Datenaufbereitung.....	15
Abbildung 15: (Mess-)Fehlerdetektion mithilfe von Grenzwerten.....	17
Abbildung 16: (Mess-)Fehlerdetektion mithilfe des Isolation Forest Algorithmus .....	18
Abbildung 17: Imputation - vorwärts Füllen .....	18
Abbildung 18: Imputation - lineare Interpolation .....	18
Abbildung 19: Darstellung unterschiedlicher Imputationsverfahren. Für die Methode „Fixer Wert“ wurde ein Füllwert von 21 °C gewählt. Die Methode „Mittelwert“ füllt mit dem arithmetischen Mittelwert des Betrachtungsbereiches, hier: 22 °C. Die Spline-Interpolation berücksichtigt in diesem Beispiel nur die fehlenden Wertebereiche, dadurch kommt es an den Rändern des Imputationsbereiches zu Sprüngen.....	19
Abbildung 20: Bildung von Tagesmittelwerten aus 5-Minuten-Werten als Beispiel zeitlicher Aggregierung. ....	20
Abbildung 21: Aggregierung mittels Schiebefenster.....	20
Abbildung 22: Systemgrenzen der Hauptsysteme mit eingezeichneten Energieströmen, nach (Bücker et al. 2020a).....	23
Abbildung 23: Systemgrenzen für untergeordnete Teilsysteme und deren Energieströme, nach (Bücker et al. 2020a).....	24
Abbildung 24: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen, nach (Bücker et al. 2020a).....	25
Abbildung 25: Vereinfachte Darstellung einer Rücklauf temperaturanhebung .....	26
Abbildung 26: Rücklauf temperaturmischventil; langer Einschwingvorgang.....	27
Abbildung 27: Rücklauf temperaturmischventil; dauerhaftes Schwingen .....	27
Abbildung 28: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen.....	28
Abbildung 29: Häufigkeitsverteilung der Vorlauf temperatur-Reglerdifferenz am Netzeinspeisepunkt.....	29
Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz am Netzeinspeisepunkt .....	31
Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Differenzdruck-Reglerdifferenz am Netzeinspeisepunkt .....	32
Abbildung 32: Stundenlastgang des Netzeinspeisepunktes über den Zeitraum eines Monats.....	34
Abbildung 33: Zuverlässigkeit der Verteilnetzeinspeisungstemperatur .....	37
Abbildung 34: Vereinfachte Darstellung einer Druckhaltung.....	38
Abbildung 35: hohe Einschaltzyklen der Druckhaltungspumpe bei Entladung eines thermischen Speichers.....	40
Abbildung 36: Konstantdruckregelung an der Wärmeverteilnetzeinspeisung .....	45
Abbildung 37: Proportionaldruckregelung an der Wärmeverteilnetzeinspeisung .....	46
Abbildung 38: Schlechtpunktregelung.....	47

Abbildung 39: Darstellung der Wärmeverlust- und benötigten Leistung der Netzpumpen zu Messwerten eines bestimmten Bewertungsintervalls mit verschiedenen Vorlauftemperaturen. Zur Verdeutlichung ist die Pumpenleistung auf der Sekundärachse dargestellt, während die Wärmeverlustleistung und die Gesamtleistung als Summe dieser beiden auf der Primärachse dargestellt sind.....	48
Abbildung 40: Darstellung der Kosten zu Wärmeverlust- und der benötigten Leistung der Netzpumpen zu Messwerten eines bestimmten Bewertungsintervalls mit verschiedenen Vorlauftemperaturen.....	49
Abbildung 41: Gegenüberstellung verwendete Vorlauftemperaturen und optimierte Vorlauftemperaturen und deren Gesamtkosten .....	50
Abbildung 42: Auswertung der auf 30 Jahre hochgerechneten Volllastwechsel für ein Jahr .....	54
Abbildung 43: Netzpumpe mit fester Drehzahl .....	56
Abbildung 44: zu klein dimensionierte Netzpumpe.....	56
Abbildung 45: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen.....	58
Abbildung 46: Tabellarische Darstellung vom Volumenabsenkungspotenzial.....	60
Abbildung 47: Darstellung des Volumenabsenkungspotenzials mithilfe eines Balkendiagrammes .....	61
Abbildung 48: Darstellung des Volumenabsenkungspotenzials mithilfe eines Blasendiagramm. Die Größe der Kreise stellt das Volumenabsenkungspotenzial dar.....	61
Abbildung 49: Gesamter Leckvolumenstrom aller Volumenstromregelventile im Vergleich zum gesamten Volumenstrom.....	64
Abbildung 50: Erreichung der primären Vorlauftemperaturen aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs.....	68
Abbildung 51: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperaturen (hier Referenztemperaturen) wird nicht erreicht - Kunde 1007 .....	68
Abbildung 52: Erreichung der sekundären Vorlauftemperaturen aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs.....	71
Abbildung 53: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperaturen wird nicht erreicht - Kunde 830 .....	71
Abbildung 54: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperaturen wird nicht erreicht - Kunde 264 .....	72
Abbildung 55: Sekundärseitige Soll-Vorlauftemperaturen wird nicht erreicht - Kunde 814 .....	73
Abbildung 56: Mittlere gewichtete Temperaturspreizung aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs.....	75
Abbildung 57: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert - Kunde 889 .....	76
Abbildung 58: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert - Kunde 943 .....	76
Abbildung 59: Niedrige Temperaturspreizung identifiziert - Kunde 854 .....	77
Abbildung 60: Mittlere gewichtete Grädigkeit aller HAST im Januar 2020. i.O.: Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs .....	79
Abbildung 61: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 1082 .....	80
Abbildung 62: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 481 .....	81
Abbildung 63: Hohe Grädigkeit identifiziert - Kunde 1007 .....	82
Abbildung 64: Anteil der Zustände der Unterversorgung aller HAST im Januar 2020 Betriebspunkt im akzeptablen Bereich; überprüfen = Betriebspunkt außerhalb des akzeptablen Bereichs.....	85
Abbildung 65: Unterversorgung einer HAST - Kunde 823 .....	86
Abbildung 66: Unterversorgung einer HAST - Kunde 1090 .....	86
Abbildung 67: Unterversorgung einer HAST - Kunde 1093 .....	87
Abbildung 68: Aktionskarte zur Priorisierung der zu überprüfenden Hausstationen.....	88
Abbildung 69: Systemgrenze der Wärmeerzeugung mit eingezeichneten Energieströmen.....	91
Abbildung 70: Boxplot des Speicherinhalts und der Wärmelast über die Stunde des Tages.....	95

Abbildung 71: Nutzbarer Energieinhalt eines thermischen Speichers. Zur Berechnung wurden die Temperaturen der Schichten herangezogen .....	96
Abbildung 72: Speicheraktivitätsindex eines thermischen Speichers, in einer täglichen Auflösung. ....	98
Abbildung 73: Darstellung der Speicherutilisierung für einzelne Entlade- und Beladezyklen ...	100
Abbildung 74: Aktivität der Temperaturzonen eines Speichers mit fünf vertikal angeordneten Temperatursensoren.....	102
Abbildung 75: Speichertemperaturen im Betrachtungszeitraum der TZAI-Auswertung.....	103
Abbildung 76: Geladener thermischer Speicher .....	104
Abbildung 77: Entladener thermischer Speicher .....	105
Abbildung 78: Saubere Be- und Entladevorgänge eines Zweizonen-Speichers.....	106
Abbildung 79: Durchmischung eines thermischen Speichers nach optimaler Entladung.....	107
Abbildung 80: Durchmischung eines Speichers über längere Dauer.....	107

## 9 Literaturverzeichnis

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.) (2019): Sonderheft der AGFW Heftreihe Forschung und Entwicklung. AGFW-Orientierungshilfe zur Digitalisierung in der Fernwärmebranche. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.

Fachbericht AGFW FW 450, November 2021: Energetische Bilanzierung von Fernwärmeverteilssystemen. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., zuletzt geprüft am 08.02.2022.

Fachbericht AGFW FW 523-3, November 2021: Trinkwassererwärmungssysteme - Fehleranalyse. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

Bücker, Dominikus; Hager, Marc; Wieser, Rupert; Grimm, Sebastian (2020a): Technische Kennzahlen zur Optimierung der Performance von Fernwärmesystemen nutzen. Teil 1. In: *EuroHeat&Power* 49 (6/2020), S. 38–42.

Bücker, Dominikus; Hager, Marc; Wieser, Rupert; Grimm, Sebastian (2020b): Technische Kennzahlen zur Optimierung der Performance von Fernwärmesystemen nutzen. Teil 2. In: *EuroHeat&Power* 49 (7-8/2020), S. 30–34.

DIN EN 15316-4-5:2017-09, 2017-9: Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen.

DIN EN 13941-1:2019: Fernwärmerohre – Auslegung und Installation von gedämmten Einzel- und Doppelrohr- Verbundsystemen für direkt erdverlegte Heißwasser-Fernwärmenetze –.

Gitzel, Ralf (2016): Data Quality in Time Series Data An Experience Report. In: CEUR Workshop Proceedings (Hg.): Proceedings of the CBI 2016 Industrial Track co-located with 18th IEEE Conference on Business. CEBIIT 2016. Paris, France, S. 41–49. Online verfügbar unter <http://ceur-ws.org/Vol-1753/paper5.pdf>.

Hay, Stefan; Huther, Heiko; Grimm, Sebastian; Heiler, Daniel; Dony, Jochen; Nielsen, Hans-Jörg et al. (2020): Schlussbericht "EnEff: Wärme - Technische Gebrauchsdaueranalyse von Wärmenetzen unter Berücksichtigung volatiler erneuerbarer Energien". Teil II: In situ Belastungen, Praxisanalysen und Wirtschaftlichkeit. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH (Forschung und Entwicklung / AGFW, 56).

Lange, Jörg (2019): Mathematische Grundlagen der Digitalisierung. Kompakt, Visuell, Intuitiv Verständlich. Unter Mitarbeit von Tatjana Lange. Wiesbaden: Springer Vieweg. in Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH (Essentials Ser). Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5787885>.

Pastorello, Gilberto; Agarwal, Deb; Papale, Dario; Samak, Taghrid; Trotta, Carlo; Ribeca, Alessio et al. (2014): Observational Data Patterns for Time Series Data Quality Assessment. In: 2014 IEEE 10th International Conference on e-Science. 2014 IEEE 10th International Conference on e-Science (e-Science). Sao Paulo, Brazil, 20.10.2014 - 24.10.2014: IEEE, S. 271–278.

Rahman, Ashfaqur; Smith, Daniel V.; Timms, Greg (2014): A Novel Machine Learning Approach Toward Quality Assessment of Sensor Data. In: *IEEE Sensors J.* 14 (4), S. 1035–1047. DOI: 10.1109/JSEN.2013.2291855.

Sauerwein, Sebastian Thi (2013): Untersuchung zu Methoden der technischen Zustandsanalyse von Fernwärmenetzen auf Basis von Ganglinien. Diplomarbeit. Technische Hochschule

Mittelhessen - THM, Gießen. Fachbereich für Maschinenbau und Energietechnik. Online verfügbar unter [http://lastgang.agfw.org/Untersuchung\\_zu\\_Methoden\\_der\\_technischen\\_Zustandsanalyse\\_von\\_Fernwaermenetzen\\_auf\\_Basis\\_von\\_Ganglinien.pdf](http://lastgang.agfw.org/Untersuchung_zu_Methoden_der_technischen_Zustandsanalyse_von_Fernwaermenetzen_auf_Basis_von_Ganglinien.pdf).

Schuster, Simon; Bücken, Dominikus (2018): Key Performance Indicators for Thermal Energy Storage in District Heating Systems. Short-term Thermal Energy Storages. In: *EuroHeat&Power English Edition* 15 (III), S. 15–18. Online verfügbar unter [https://emagazine.ehp-magazine.com/de/profiles/ae22e601d266/editions/5160a845ec7b40f9dfce/preview\\_pages/page/3](https://emagazine.ehp-magazine.com/de/profiles/ae22e601d266/editions/5160a845ec7b40f9dfce/preview_pages/page/3).

DIN 1988-200:2012-05, 2012-05: Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen - Teil 200: Installation Typ A (geschlossenes System) - Planung, Bauteile, Apparate, Werkstoffe; Technische Regel des DVGW.

Hg. v. The Prognostics and Health Management Society (2013): Analysis of data quality issues in real-world industrial data Hubauer, Thomas; Lamparter, Steffen; Roshchin, Mikhail; Solomakhina, Nina; Watson, Stuart (Proceedings of the Annual Conference of the PHM Society 2013, Vol. 5 No. 1). Online verfügbar unter <https://papers.phmsociety.org/index.php/phmconf/article/view/2198>.

Vogel, Jürgen (2015): Prognose von Zeitreihen. Eine Einführung für Wirtschaftswissenschaftler. Kapitel 4: Komponentenmodelle. Wiesbaden: Springer Gabler (Springer eBook Collection).

Werner, Martin (2012): Digitale Signalverarbeitung mit MATLAB®. Grundkurs mit 16 ausführlichen Versuchen. Kapitel 14: Analog-Digital-Umsetzung. 5., durchgesehene und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag (SpringerLink Bücher).

Wieser, Rupert (2019): Kennzahlenkatalog für Fernwärmesysteme. Masterthesis. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Rosenheim, Rosenheim. Masterstudiengang angewandte Forschung und Entwicklung in den Ingenieurwissen-. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/nemo>.

Monitoring Digitalisierung Betriebsdaten  
Visualisierung Monitoring Digitalisierung  
Optimierung Visualisierung Monitoring  
Analyse Optimierung Visualisierung  
Betriebsdaten Analyse Optimierung  
Digitalisierung Betriebsdaten  
Monitoring Digitalisierung Betriebsdaten  
Visualisierung Monitoring Digitalisierung  
Optimierung Visualisierung Monitoring  
Analyse Optimierung Visualisierung  
Betriebsdaten Analyse Optimierung  
Digitalisierung Betriebsdaten  
Monitoring Digitalisierung Betriebsdaten  
Visualisierung Monitoring Digitalisierung