



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN**

Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Energieeffizienzbewertung urbaner Fernwärmenetze

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-Ingenieurs
unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Tobias Pröll

und

Dipl.-Ing. David Wöß

am Institut für Verfahrens- und Energietechnik an der Universität für Bodenkultur

eingereicht an der technischen Universität Wien

Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Angelika Schiebel

Matr.Nr.: 0626668

Linzer Straße 397-399/1/7

1140 Wien

Wien, im Juni 2015



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

Diplomarbeit

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters an Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland (einer Beurteilerin/einen Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Angelika Schiebel

Wien, im Juni 2015

Kurzzusammenfassung

Weltweit steigt der Energiebedarf und immer mehr Leute leben in Städten. Dabei spielt zumindest in unseren Breiten der Energieverbrauch für Raumheizung eine wichtige Rolle. Fernwärme gilt als umweltschonende und effiziente Möglichkeit diesen Bedarf zu decken, obwohl durch hohe Kosten und schlechte Rahmenbedingungen bei der Erzeugung die Situation derzeit schwierig ist. In dieser angespannten Lage ist es wichtig, die bereits vorhandenen Ressourcen besser auszunützen und Strukturen effizienter zu gestalten, um die Energiebereitstellungskosten zu senken.

In der vorliegenden Diplomarbeit sollen Kennzahlen definiert werden, die den Betrieb von Gebietsumformerstationen charakterisieren. Gebietsumformerstationen sind Wärmeübergabestellen zwischen zwei unterschiedlichen Netzebenen der Fernwärme in Wien. Diese Kennzahlen sollen dazu beitragen, in Zukunft Energieverluste zu minimieren und vorhandene Strukturen optimal auszunützen.

Der derzeitige Betriebszustand wurde mit Hilfe von Daten aus dem Leitsystem und elektrischen Leistungsmessungen in drei Gebietsumformerstationen ermittelt. Der Aufbau, die Betriebsweisen, die Regelung und die Steuerung der Stationen wurden untersucht. Aus den Ergebnissen dieser Analysen wurden schließlich Kennzahlen abgeleitet.

Durch Vergleich der übertragenen Wärmeleistung und der Massenströme in unterschiedlichen Gebietsumformerstationen wurde die Übertragbarkeit auf weitere Stationen untersucht. Auf Grund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der einzelnen Gebietsumformerstationen ist ein direkter Vergleich der Kennzahlen untereinander nicht möglich.

Abstract

Due to the rising global energy demand and the increasing urban development, environment-friendly heating systems, such as district heating, are becoming increasingly important. The construction of district heating infrastructure is difficult due to high maintenance costs and the unfavourable situation on the gas and electricity market. Therefore, it is important to use existing resources better and to improve present structures to reduce the energy providing costs.

Aim of the present master thesis was to define key figures that characterize the operation of area converter stations. Area converter stations are heat transfer points between two different grid levels of the district heating system in Vienna. These prepared figures should help to minimize future losses and to make the best use of existing structures.

The current operating status was ascertained with data from the control system and electric power metering in three area converter stations. The investigations relate to construction, operating modes and the control of the stations. Key figures derived from the results of the investigations.

To use results on more stations, transferred heat power and the mass flows in different area converter stations were compared. A direct comparison of the key figures from different area converter stations is not possible due to the different conditions of each station.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung.....	i
Abstract	ii
Inhaltsverzeichnis.....	iii
1 Einleitung	1
1.1 Ziele und Forschungsfragen.....	2
2 Grundsätzlicher Aufbau von Fernwärmenetzen.....	3
2.1 Rohrleitungssystem	3
2.2 Medium zur Wärmelieferung	4
2.3 Erzeugungsanlagen.....	5
2.4 Abnehmer	5
3 Fernwärme der Stadt Wien.....	8
3.1 Allgemeiner Netzaufbau	9
3.2 Aufbau einer Gebietsumformerstation	12
3.3 Regelung einer Gebietsumformerstation.....	15
3.4 Messdatensystem der Wien Energie GmbH für Fernwärme	17
3.5 Untersuchte Stationen	18
3.5.1 Station Nußdorfer Lände (GJL002).....	18
3.5.2 Station Liebnechtgasse (GMH705).....	18
3.5.3 Station Einsiedlergasse (GQK302).....	19
4 Methodik.....	21
4.1 Messungen	21
4.2 Aufbereitung Messwerte.....	23
4.2.1 Modellbildung	23
4.2.2 Validierung	24
4.3 Identifizieren möglicher ineffizienter Betriebsweisen	26
4.3.1 Betriebsweise Zuschaltung Wärmeübertrager	27
4.3.2 Ungünstige Dimensionierung der Pumpen	28
4.3.3 Mangelnder hydraulischer Abgleich	38

4.4	Vergleich verschiedener Gebietsumformerstationen	43
4.4.1	Programm zur Vergleichsbetrachtung	44
4.4.2	Auswertungen zur Vergleichsbetrachtung.....	47
5	Ergebnisse	52
5.1	Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz	52
5.2	Massenstromunterschiede bei verschiedenen Wärmeübertragern.....	52
5.3	Kennzahl zur Bewertung von elektrischem Verbrauch	54
6	Kennzahlen.....	55
7	Diskussion	56
8	Schlussbetrachtung und Ausblick	60
9	Abbildungsverzeichnis	61
10	Tabellenverzeichnis	63
11	Literaturverzeichnis.....	64
Anhang	66

1 Einleitung

Fernwärme hat eine Reihe von Vorzügen gegenüber individuellen Heizsystemen. Der wichtigste Aspekt aus heutiger Sicht ist die Schonung der Umwelt. Ein sehr großer Anteil der Luftverschmutzung entsteht in Städten durch Raumheizung. Gemeint sind hiermit nicht der zurzeit politisch sehr moderne CO₂-Ausstoß, sondern vor allem Feinstaub und andere giftige Verbrennungsprodukte. Mit großen zentralen Heizanlagen ist dieses Problem recht gut beherrschbar.

Städte haben aber noch andere Probleme, nämlich die Beseitigung von Abfällen. Große Deponien sind weder schön noch besonders umweltverträglich. Die Lösung, Abfälle zu verbrennen und damit ihr Volumen radikal zu verkleinern, bringt wieder eine Möglichkeit, Wärmeenergie für ein Fernwärmenetz bereitzustellen.

Auch Industrieanlagen und Kraftwerke können ihre Abwärme zumindest teilweise für die Fernwärme bereitstellen, anstatt damit die Flüsse oder die Luft aufzuheizen.

Die Entscheidung für Fernwärme muss von verantwortungsvollen Politikern langfristig getroffen werden. Sie widerspricht vollkommen der Zielsetzung für kurzfristigen Return on Investment. Zeiten von Einsparungen und Privatisierungen sind schlechte Zeiten für die Fernwärme. Ausbauten benötigen hohe Investitionen und diese können, da sich so schnell keine Rückflüsse einstellen werden, wohl nur durch öffentliche Stellen erfolgen.

Insofern ist Fernwärme ein gewisser Luxus, der sich nur langfristig durch eine Erhöhung der Lebensqualität rechnet. In Gebieten mit einer geringeren Bevölkerungsdichte, die außerdem weniger Umweltprobleme fürchten, ist daher kaum mit der Errichtung eines Fernwärmenetzes zu rechnen. Andererseits wird zukünftig in Städten laut dem Artikel „Heat Map Europe“ Fernwärme am Niedertemperaturmarkt eine entscheidende Rolle spielen. [1]

Diese Abhängigkeit von der Politik bedingt auch, dass sich die Fernwärme gemäß der öffentlichen Meinung verhalten muss. Dabei spielen Strategien für die Energieversorgung eine entscheidende Rolle. Die Energiestrategie in Österreich verfolgt derzeit drei Säulen zur Bereitstellung und Nutzung von Energie:

- Versorgungssicherheit
- Energieeffizienz
- erneuerbare Energien [2]

Insbesondere Energieeffizienz und erneuerbare Energien müssen bei Energieversorgern in weitaus höherem Maße berücksichtigt werden als früher. Das bedeutet unter anderem, dass mit der eingesetzten Energie mehr Nutzen für den Verbraucher erreicht wird.

Die in dieser Arbeit ermittelten Kennzahlen können somit dazu dienen, Fortschritte im Bereich Energieeffizienz zu dokumentieren und damit sichtbar zu machen.

1.1 Ziele und Forschungsfragen

Die Wien Energie GmbH betreibt im Fernwärmenetz Gebietsumformerstationen. Diese übertragen Wärme aus dem Primärnetz in das Sekundärnetz, welches im Gegensatz zum vorgelagerten Netz mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 90°C betrieben wird. In diesen Stationen arbeiten Netzpumpen, um Sekundärnetzwasser zu den weiteren Abnehmern zu fördern.

Derzeit ist die Priorität bei der Auslegung einer Gebietsumformerstation die Versorgungssicherheit. Neue Richtlinien im Bereich Energieeffizienz und höhere Wärmeerzeugungskosten rücken aber auch andere Zielsetzungen in den Blickpunkt. So wird das Verringern der Systemverluste, beispielsweise an den Netzpumpen, immer wichtiger, um die vorhandene Infrastruktur besser zu nutzen.

Diese Arbeit behandelt daher folgende zentrale Fragestellungen:

- Wie werden Gebietsumformerstationen derzeit in typischen Situationen praktisch betrieben?
- Welche messbaren Kennzahlen lassen sich zur Bewertung der Energieeffizienz einer Gebietsumformerstation angeben?
- Sind die derzeit erhobenen Messdaten für die Bestimmung der relevanten Kennzahlen geeignet bzw. von ausreichender Genauigkeit?
- Wie sollte die Ausrüstung neuer Gebietsumformerstationen dimensioniert werden?

2 Grundsätzlicher Aufbau von Fernwärmenetzen

Der Begriff Fernwärme bezeichnet die Heiz- und Warmwasserversorgung durch den Transport thermischer Energie. Die grundsätzlichen Komponenten eines Fernwärmesystems sind:

- Rohrleitungssystem
- Medium zur Wärmelieferung
- Erzeugungsanlage
- Abnehmer [3]

2.1 Rohrleitungssystem

In Fernwärmenetzen werden meist Rohrleitungen aus Stahl benützt. Diese werden mit Mineralfasern oder Hartschaum gedämmt, um den Wärmeverlust durch den Transport gering zu halten. Wenn die Netztemperaturen und Netzdrücke relativ gering sind, werden vor allem auch vorisolierte Kunststoffrohre verwendet. [4]

Zur Fernwärmeversorgung sind drei verschiedene Netzsysteme gebräuchlich, das Strahlennetz, das Ringnetz und das Maschennetz. [3]

Beim Strahlennetz handelt es sich um eine Linienversorgung. Von den Erzeugungsanlagen gehen eine oder mehrere Leitungen zu den Verbrauchern. Aus bauwirtschaftlicher Sicht ist dies das kostengünstigste Konzept ein Fernwärmenetz aufzubauen, da es die geringste Gesamtröhrlängung aufweist. Bei Ausfall einer Erzeugungsanlage oder Bruch einer Leitung sind allerdings große Gebiete nicht versorgt. Das Strahlennetz ist hauptsächlich in kleineren Fernwärmesystemen zu finden. [3]

Ein Ringnetz wird zur Versorgung größerer Gebiete bevorzugt. Es findet vor allem in größeren Städten Verwendung und ist zweckmäßig, wenn mehr als eine Erzeugungsanlage zur Verfügung steht. Ausgehend von einem Hauptverteilungsring zweigen üblicherweise kleinere Strahlennetze ab. Dadurch ist für den Verbraucher eine höhere Versorgungssicherheit gegeben. [3]

Das Maschennetz ist eine Verbesserung des Ringnetzes. An den Ring werden Verzweigungen angeschlossen, welche wiederum in einen anderen Punkt des Ringes münden. Diese Netzform kommt vor allem in dicht besiedelten Gebieten mit hoher Anschlussdichte zum Einsatz. Diese Bauart ist die kostenaufwendigste, hat aber den Vorteil der höchsten Versorgungssicherheit. Kostenintensiv sind dabei vor allem die aufwendigen Schachtbauwerke, in denen sich Armaturen zur Schaltung und Regelungen des Netzes befinden. [3]

2.2 Medium zur Wärmelieferung

Das erste in Fernwärmenetzen eingesetzte Wärmeträgermedium war Dampf, da dieser in Kraftwerksprozessen immer schon eine wichtige Rolle gespielt hat. In der Regel wird über einen Wärmetauscher Dampf produziert und in das Rohrleitungssystem geleitet. Wird der Fernwärmedampf nicht direkt vom Abnehmer benützt (Einleiternetz), wird der Dampf über den Vorlauf zu den Verbrauchern gebracht. Die Dimension der Rücklaufleitung ist kleiner als die des Vorlaufs. Das liegt daran, dass sich im Rücklauf Kondensat befindet. Der Dampf im Vorlauf, bedingt durch sein größeres Volumen, erfordert einen größeren Rohrleitungsdurchmesser. Dampfleitungen müssen in einem Gefälle verlegt werden, welches meist künstlich geschaffen werden muss. Der Dampf gelangt durch Expansion in der Erzeugungsanlage ohne Zugabe weiterer Leistung zu den Verbrauchern. An den tiefsten Punkten müssen Kondensationsabscheider eingebaut werden, an denen das niedergeschlagene Wasser aus dem Dampf in den Kondensatrücklauf geleitet wird. Da normalerweise das Kondensat nicht im natürlichen Gefälle zum Dampferzeuger zurückfließt, muss im Rücklauf eine Pumpe eingebaut werden. [3]

Während früher hauptsächlich Dampf zur Fernwärmeverteilung benützt wurde, wird heute vor allem Heißwasser eingesetzt. In den letzten Jahren wurden mehrere bestehende Dampfnetze auf Heißwassernetze umgestellt. Die Vorteile von Heißwasser als Wärmeträger sind:

- geringere Netztemperaturen
- Entfall der Kondensatwirtschaft
- effizientere Stromerzeugung in KWK-Anlagen
- wirtschaftlichere Wärmeerzeugung
- geringere Wärmeverluste
- niedrigere Betriebskosten [5]

Für Heißwassernetze werden in jedem Fall Umwälzpumpen benötigt, einerseits um das Wärmeträgermedium von der Erzeugungsanlage zum Abnehmer zu fördern und andererseits um den Betriebsdruck des Netzes in jedem Punkt oberhalb des Sattedampfdruckes zu halten. Im Heißwassernetz dürfen sich keine Dampfblasen und Dampfpolster bilden. Dies kann verheerende Folgen für die Systemkomponenten, wie Pumpen oder das Rohrleitungssystem, mit sich bringen. [3]

In der vorliegenden Arbeit wurden ausschließlich Systemkomponenten und Lastverhalten von Heißwassernetzen untersucht.

2.3 Erzeugungsanlagen



Abbildung 1 Müllverbrennungsanlage Spittelau [6]

Fernwärmenetze beziehen ihre Wärmeleistung üblicherweise aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Fernheizwerken. Außerdem ist es möglich, Abwärme dezentral aus der Industrie einzuspeisen. Auch geothermale Wärme kann genutzt werden. In kleineren Fernheiznetzen gibt es Versuche, solarthermische Anlagen und Erdwärmepumpen ins Netz zu integrieren. [7]

Eine Erzeugungsanlage sollte möglichst im Zentrum des zu versorgenden Gebiets liegen. So werden hohe Wärme- und Druckverluste vermieden. Allerdings ist es oft schwierig in einer Stadt einen Erzeuger an zentraler Stelle zu bauen. [3]

2.4 Abnehmer

Der Wärmeabnehmer ist über eine Umformerstation mit dem Fernwärmenetz verbunden. Die Aufgabe der Abnehmeranlage ist die Wärme von der Übergabestation zum Wärmeverbraucher über ein der Kundenanlage zugehöriges Verteilnetz zu leiten. Dem Kunden stehen eine vertraglich zugesicherte Wärmeleistung und Mindestvorlauftemperatur zur Verfügung. Das Abnehmerverhalten der Kunden kann stark variieren. Typische Abnehmer der Fernwärme sind Heizung und Warmwasser für Wohnhausanlagen, Bürogebäude und Krankenhäuser, aber

auch industrielle Fertigungsstätten, welche Prozessdampf benötigen. Es ist auch möglich, Absorptionswärmepumpen zur Kälteerzeugung an das Fernwärmenetz anzuschließen.

Diese verschiedenen Abnehmer weisen im Jahresverlauf stark unterschiedliches Verhalten auf. Im Sommer besteht kaum Heizbedarf. Der Verbrauch beschränkt sich bei Wohnhäusern auf Brauchwasser. Da weniger Leistung übertragen werden muss, ist die benötigte Vorlauftemperatur wesentlich geringer als in der Heizperiode. Produktionsstätten hingegen werden über das ganze Jahr verteilt etwa den gleichen Wärmebedarf haben. Für Absorptionskältemaschinen gilt – je höher die Vorlauftemperatur, desto größer ist die spezifische Kälteleistung und desto effizienter arbeitet die Maschine. Im Sommer ist – wie oben erwähnt – die Vorlauftemperatur der Fernwärme allerdings gering, was ein Problem für die Anbindung kostengünstiger Kälteanlagen darstellt.

Grundsätzlich gibt es unterschiedliche Arten von Abnehmern, welche auf verschiedene Arten in das Fernwärmesystem eingebunden werden können. Als Beispiel wird hier eine Hausanlage eines Heißwassernetzes mit Raumheizung und Warmwasseraufbereitung herangezogen. Diese kann entweder direkt an das Fernwärmenetz angeschlossen sein, oder indirekt über einen Wärmeübertrager. [3]

Der direkte Anschluss wird benützt, wenn Temperaturen und Drücke für die Abnehmerstation zulässig sind. Ist dies nicht der Fall, wird die Wärme über einen Trenntauscher in die Hausanlage eingebracht. Dadurch werden auch Verunreinigungen und Verluste des Wärmeträgermediums im Fernwärmenetz weitgehend vermieden. Falls eine Brauchwasseraufbereitung vorhanden ist, wird diese üblicherweise parallel zur Beheizungsanlage geschaltet (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Diese ist aus hygienischen Gründen in jedem Fall über einen zusätzlichen Wärmeübertrager von der restlichen Hausanlage getrennt. [3]

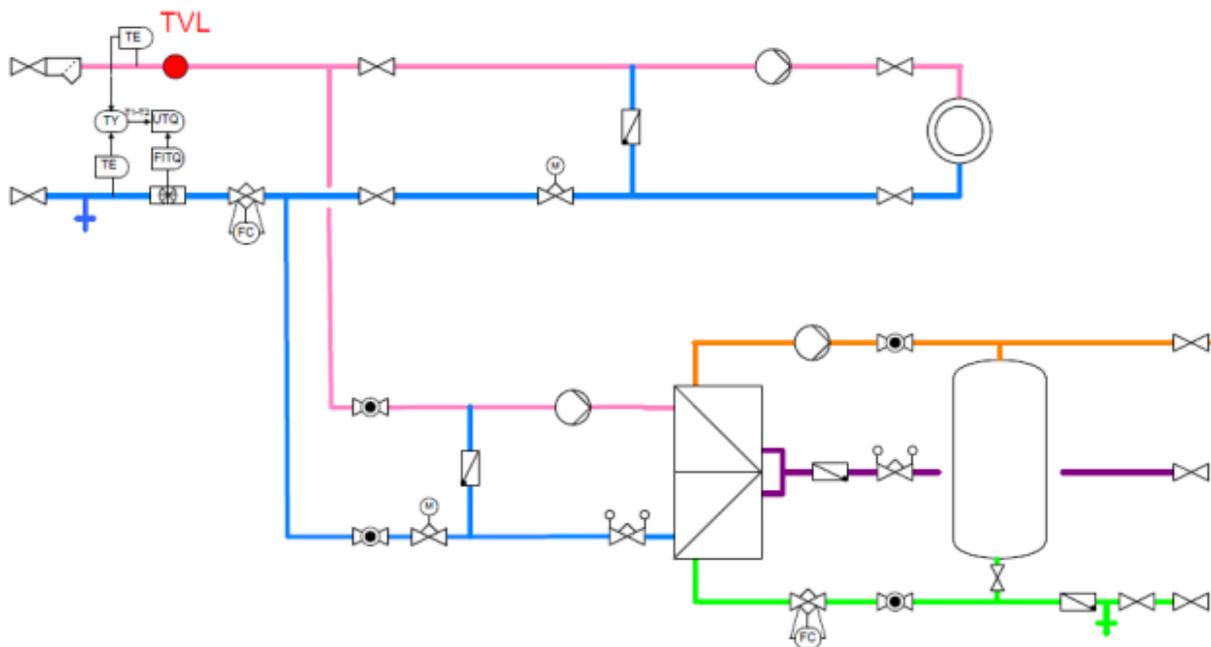


Abbildung 2 Hausstation mit Brauchwasseraufbereitung bei direktem Anschluss [8]

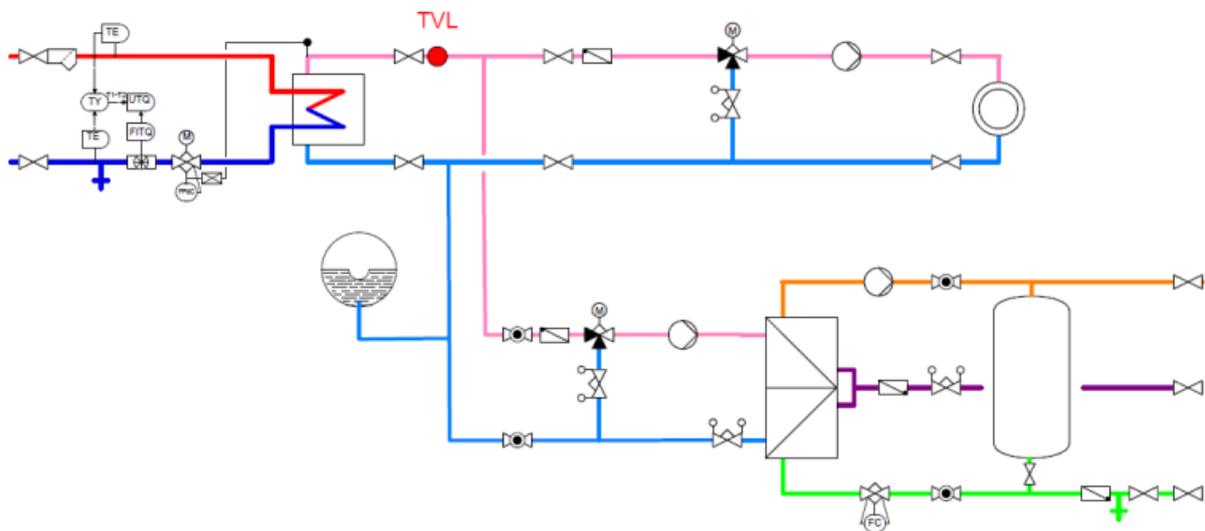


Abbildung 3 Hausstation mit Brauchwasseraufbereitung bei indirektem Anschluss [8]

3 Fernwärme der Stadt Wien

In den sechziger Jahren entstanden mehrere Heizwerke, die kleinere Wohngebiete zentral mit Wärme versorgten. Zur gleichen Zeit wurden in Wien die ersten zwei thermischen Abfallbehandlungsanlagen, Flötzersteig und Spittelau, gegründet, welche vor allem die umliegenden Spitäler mit Wärme versorgten. Seit dieser Zeit gibt es, ausgehend von der Müllverbrennungsanlage Flötzersteig, ein Dampfnetz, das heute über einen Wärmeübertrager an das Wiener Fernwärmeverbundnetz gekoppelt ist. [9]

Im Jahr 1969 wurden schließlich die Heizbetriebe Wien (HBW) gegründet, um ein zusammenhängendes Fernwärmenetz aufzubauen, damit so Primärenergie in der Form von Gas und Öl eingespart werden konnte. Das damalige Netz hatte eine Leitungslänge von 26,3km. In den folgenden Jahren wurden Heizwerke errichtet und weitere Wärmeleitungen gebaut. Im Geschäftsjahr 1978/79 entstand der Ringschluss der Fernwärmeleitung um die Wiener Innenstadt. [9]

Dies schaffte die Grundlage für das vermaschte Wiener Heißwassernetz von heute, welches in Abbildung 5 zu sehen ist. Im Geschäftsjahr 2011/2012 hatte die Fernwärme Wien eine Leitungslänge von 1.168,9km und eine Wärmeerzeugung von 6.118GWh. Damit ist es zurzeit eines der größten Fernwärmenetze Europas. [10]

Um die Versorgungssicherheit für die Fernwärme in Wien zu gewährleisten, wird die benötigte Wärme aus Grund-, Mittel- und Spitzenlastwerken erzeugt. Zur Abdeckung der Grundlast zählen Müllverbrennungsanlagen, die Abwärme aus der Industrie und Wärme aus alternativer Energieerzeugung. Mittellast wird durch Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) abgedeckt und Spitzenlast durch Heißwasserkessel (HWK). In Abbildung 4 ist die Erzeugungsstruktur der installierten Leistung des Geschäftsjahres 2011/12 gegenübergestellt. [9], [10]

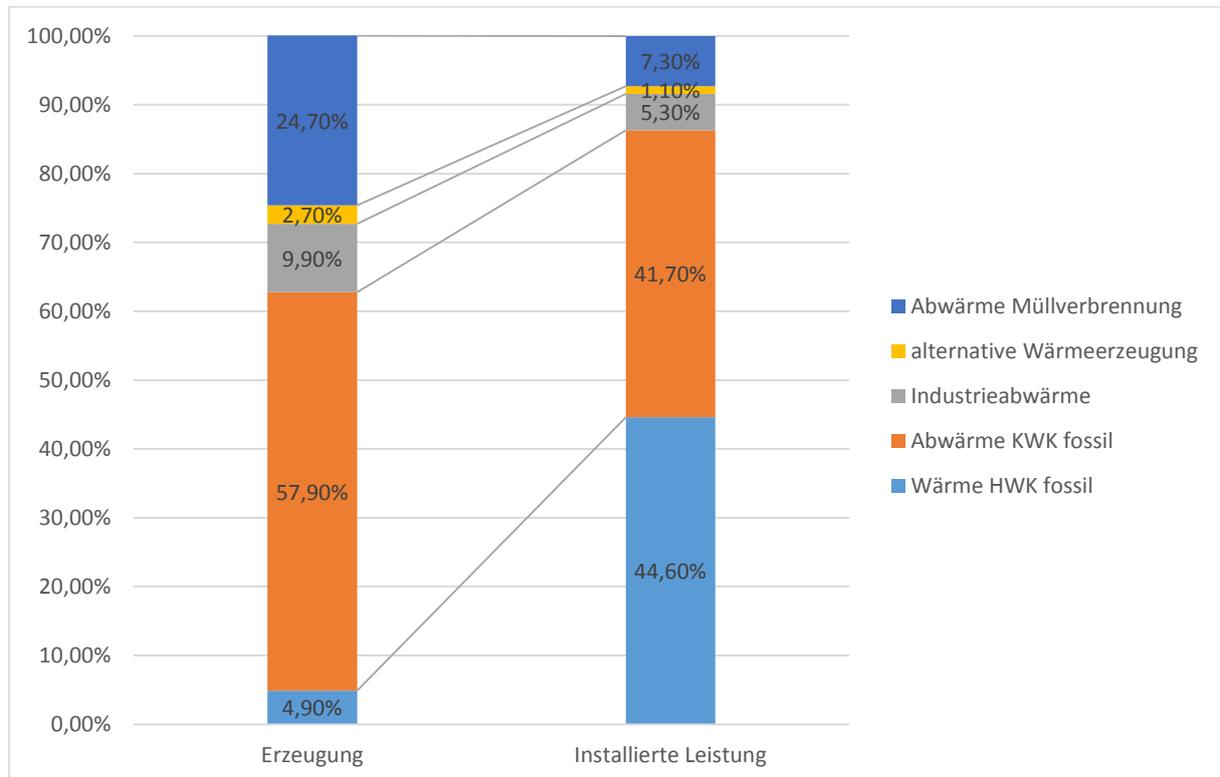


Abbildung 4 Erzeugungsstruktur und installierte Leistung der Fernwärme in Wien [10] (eigene Darstellung)

Im folgenden Abschnitt wird das System in Wien näher beschrieben. Das Hauptaugenmerk wird auf Gebietsumformerstationen gelegt.

3.1 Allgemeiner Netzaufbau

Das Fernwärmesystem in Wien ist in mehrere Netzebenen unterteilt, die für unterschiedliche Drücke und Temperaturen ausgelegt sind. Diese sind das Primärnetz, die Sekundärnetze und die tertiären Kundennetze.

Das Primärnetz verbindet Erzeugungsanlagen mit Abnehmeranlagen und Sekundärnetzen. Dazu gehören in Wien das Heißwasser-, das Dampf- und das Gärtnernetz. Die roten, gelben und grünen Linien in der Abbildung 5 stellen das Primärnetz dar. Im Weiteren betrachten wir nur das Heißwassernetz, das zumeist mit einem maximalen Betriebsdruck von 22,5bar und einer maximalen Vorlauftemperatur von 160°C betrieben wird. [11]

In Wien gibt es 502 Sekundärnetze¹. Diese sind in der Abbildung 5 orange dargestellt, und hydraulisch voneinander und vom Primärnetz getrennt. Wärme beziehen sie im Allgemeinen

¹ Geschäftsjahr 2011/2012 siehe [10]

über Gebietsumformerstationen aus dem Primärnetz. Der maximale Betriebsdruck in den Sekundärnetzen beträgt 10bar und die maximale Vorlauftemperatur beträgt 95°C. [11]

Die Kundennetze befinden sich in den Abnehmeranlagen und beziehen ihre Wärme aus dem Sekundärnetz oder über Umformerstationen aus dem Primärnetz. Ein Kundennetz ist hydraulisch immer vom Primärnetz getrennt. Im sekundären Bereich werden Abnehmer meist direkt vom Netz versorgt, während bei Primärabnehmern in jedem Fall die Abnehmeranlage vom vorgelagerten Netz hydraulisch durch Wärmeübertrager getrennt ist. Dadurch sind primäre Hausstationen wesentlich teurer als sekundäre. Durch die höheren Betriebsdrücke und Netztemperaturen sind auch die Investitionskosten für die Errichtung eines Primärnetzabschnitts wesentlich höher.

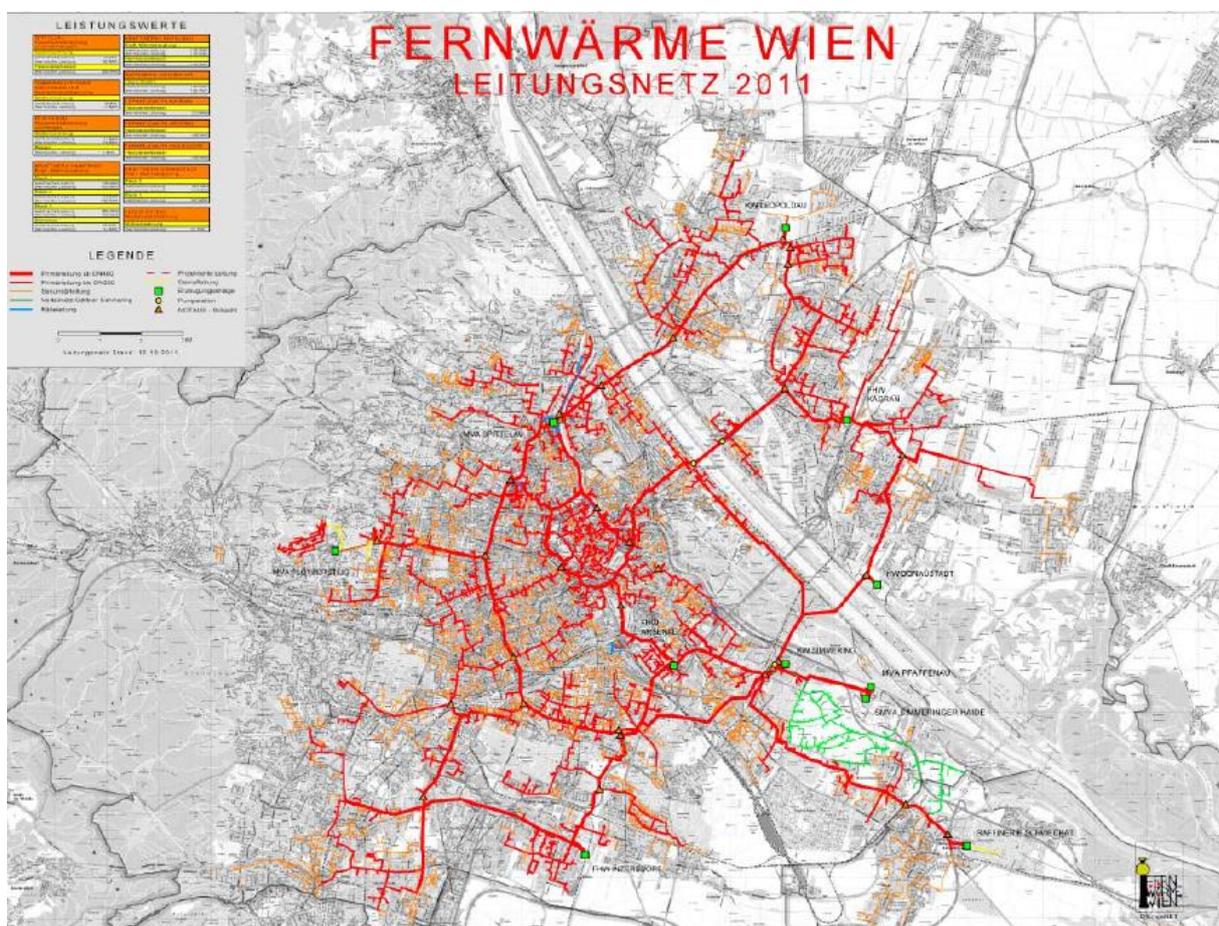


Abbildung 5 Fernwärmenetz Wien [10]

Sowohl die Sekundärnetze als auch das Primärnetz werden im Allgemeinen gleitend betrieben. Das bedeutet, dass die Temperatur des Netzes möglichst niedrig gehalten wird, um Netzverluste zu verringern und Erzeugungsanlagen (insbesondere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) energiewirtschaftlich günstiger betreiben zu können. Dabei wird die Vorlauftemperatur

in Abhängigkeit von der Außentemperatur geregelt. Die allgemeinen Betriebsbedingungen des Sekundärnetzes sind in Abbildung 6 zu sehen. [11], [12], [7]

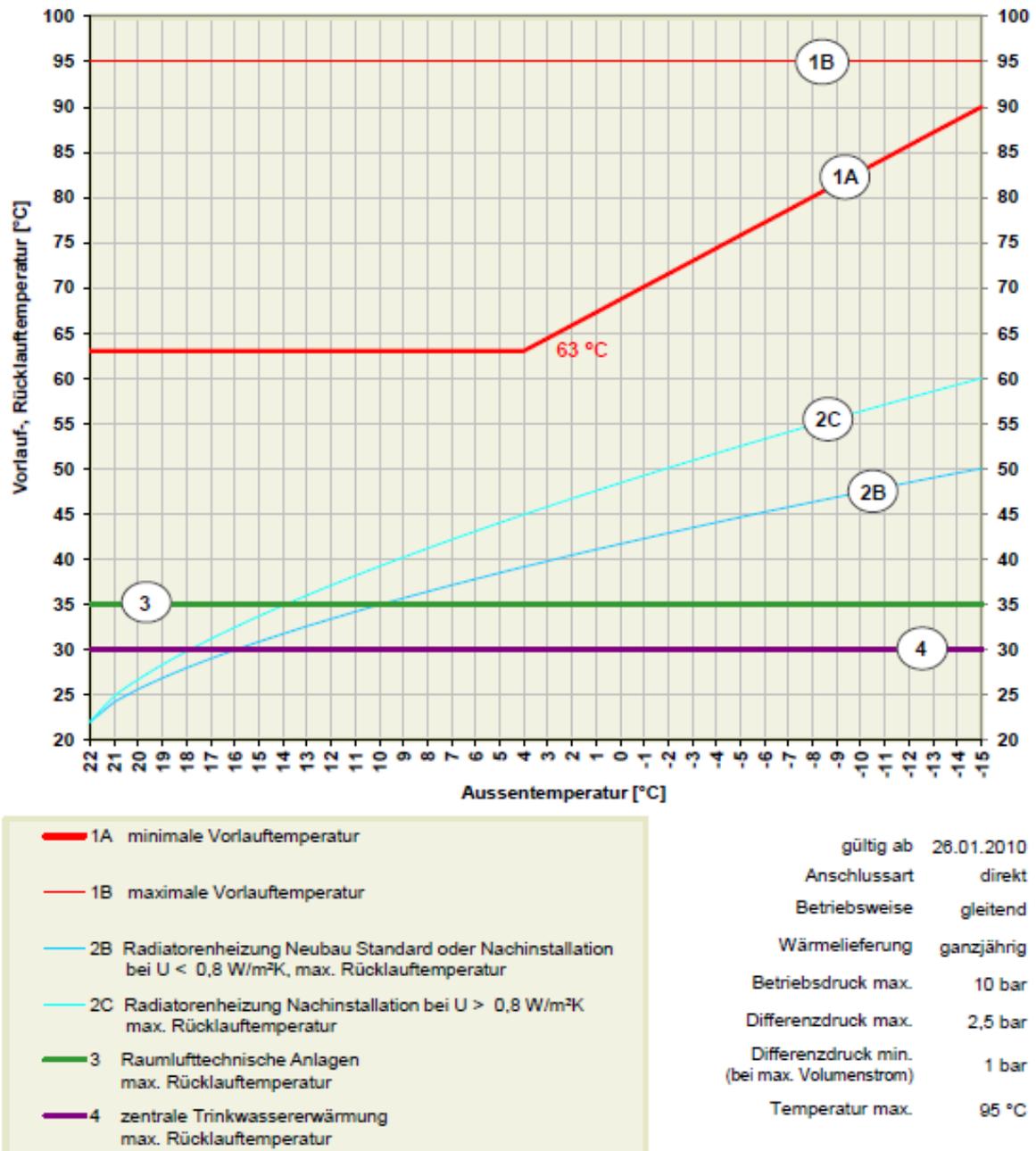


Abbildung 6 Auslegungsbedingungen für eine sekundäre Hausstation der Wien Energie Fernwärme [11]

3.2 Aufbau einer Gebietsumformerstation

Eine Gebietsumformerstation trennt das Primärnetz hydraulisch vom Sekundärnetz über Wärmeübertrager, die in sogenannten Baugruppen installiert sind. Grundsätzlich gehört zu einer Gebietsumformerstation noch eine Pumpengruppe im Sekundärnetz.

In einer Station befinden sich meist mehrere Baugruppen, welche parallel betrieben werden können und aus folgenden Anlagenteilen bestehen:

- Primärseitig
 - Wärmezählerplatz
 - Mengen- und Differenzdruckregler
- Wärmeübertrager
- Sekundärseitig
 - Stellventil zum hydraulischen Abgleich
 - Schmutzfänger

Als Wärmeübertrager werden hauptsächlich Rohrbündeltrenntauscher eingesetzt. In den letzten Jahren wurden wegen der geringeren Investitionskosten bei einigen Stationen Platten-Wärmeübertrager eingesetzt. Ist in einer Station mehr als eine Baugruppe installiert, sind jedoch in jedem Fall idente Typen verbaut.

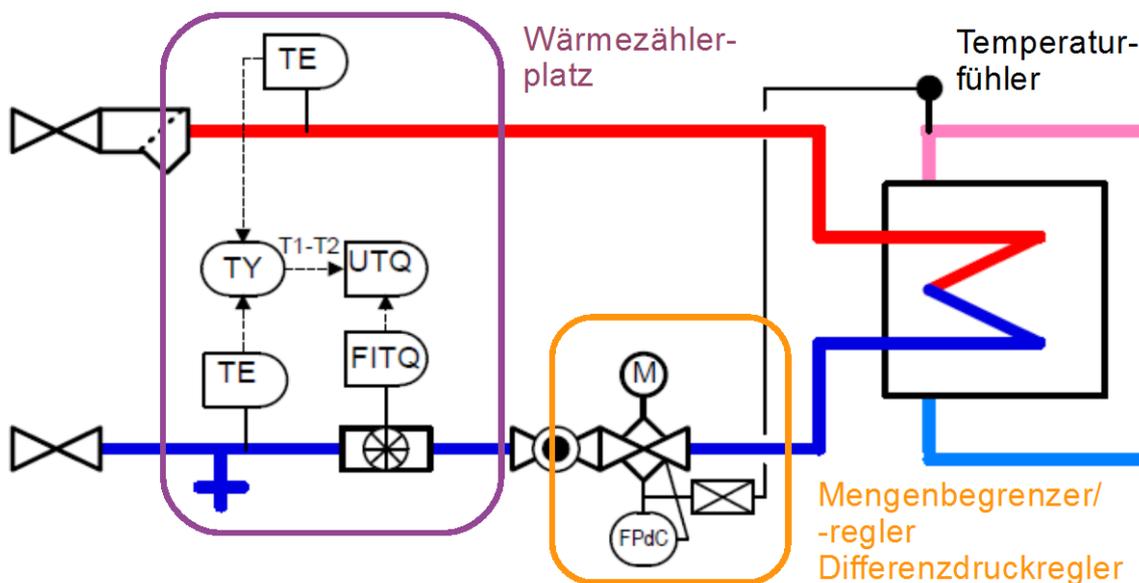


Abbildung 7 Primärseitiger Teil einer Baugruppe der Gebietsumformerstation [11]

Im Sekundärrücklauf der Gebietsumformerstation befindet sich die Pumpengruppe, welche den Differenzdruck für das Netz aufsetzt.

Wird eine Gebietsumformerstation errichtet, muss deren Ausführung in der Planungsphase festgelegt werden. Geplant wird eine Station meist mit zwei identischen Baugruppen und mindestens zwei Sekundärpumpen. Später können bei entsprechender Konstruktion zusätzliche Baugruppen und Pumpen eingebaut werden. In der Bauphase ist meist nicht sicher, wie viele Abnehmer im Laufe der Jahre an das zugehörige Sekundärnetz angeschlossen werden. Deshalb wird die Station größer dimensioniert, als in den ersten Betriebsjahren nötig ist. Manchmal kommt es vor, dass auch nach längerer Zeit die Station nicht voll ausgelastet ist, da die Stadtplanung schwer vorhersagbar ist.

Die Gebietsumformerstationen werden üblicherweise für eine Außentemperatur von -15°C ausgelegt. Da dieser Betriebszustand allerdings sehr selten vorkommt, befindet sich die Station beinahe immer im Teillastbetrieb. In dieser Zeit sind die Dimensionierung der Komponenten und deren Regelung entscheidend für einen energieeffizienten Betrieb.

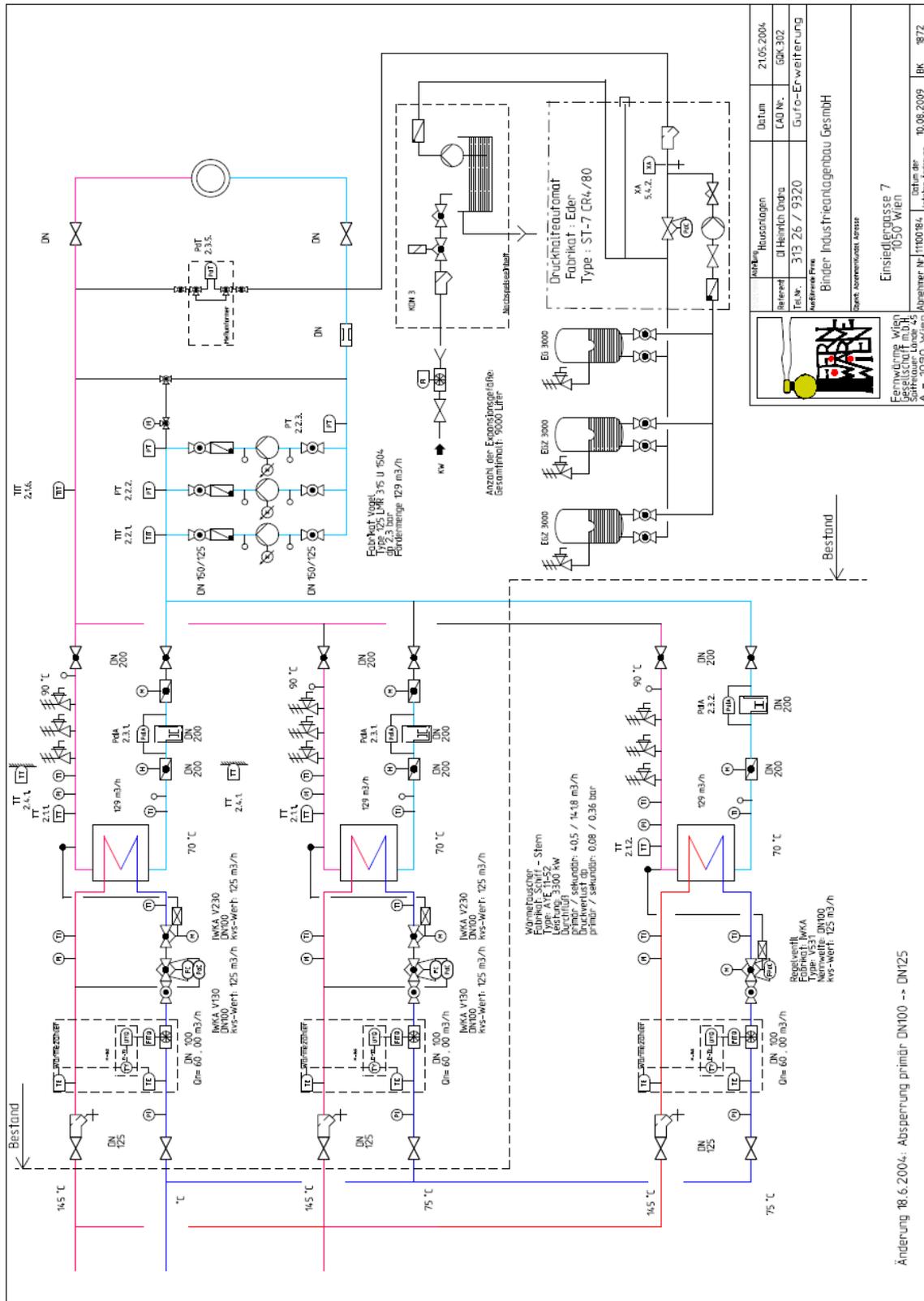


Abbildung 8 Gebietsumformerstation Einsiedlergasse

3.3 Regelung einer Gebietsumformerstation

In einer Abnehmeranlage oder einer Gebietsumformerstation werden Druck, Menge und Temperatur geregelt. Generell müssen die dafür eingesetzten Regelgeräte folgende Funktionen erfüllen:

- Regelgröße messen
- Regelgröße mit dem Sollwert vergleichen
- Ventilstellung ändern, um das Regelziel zu erreichen [3]

Bei Übergabestationen sollte auf der primären Seite die Druckdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf konstant gehalten werden, um einen optimalen Betrieb zu ermöglichen. In Fernwärmenetzen werden hierzu Differenzdruckregelgeräte benützt. Der Druck wird aus dem Vor- und Rücklauf entnommen und über eine Membran und eine Feder auf das Gerät übertragen. Der Regler ändert die Position des Ventilkegels. Dadurch verändert sich der Druckverlust über das Gerät. Je geringer die Strömungsquerschnittsfläche ist, desto größer ist die Druckminderung. [3]

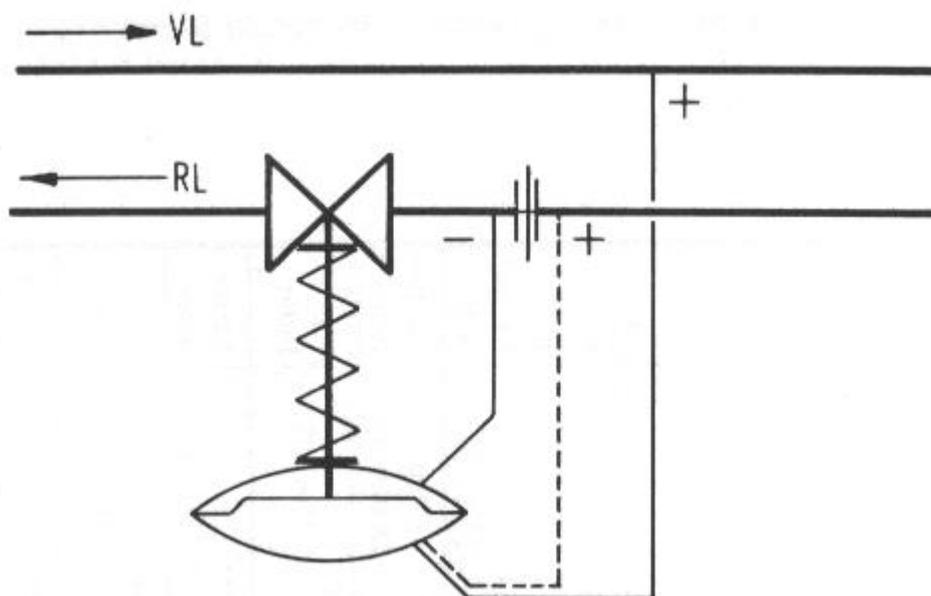


Abbildung 9 Regelgerät auf der Primärnetzseite - qualitative Darstellung (als Differenzdruckregler [-] oder als Mengenbegrenzer [- -] verschaltet) [3]

Als Mengenbegrenzer werden auf der Primärseite meist Differenzdruckregler eingesetzt, welche über den Druckverlust nach dem Wirkdruckverfahren gesteuert werden. Zwischen den Druckentnahmestellen wird eine Messblende angebracht und mit Hilfe des Druckverlustes darüber der Durchfluss geregelt. Diese Messgeräte sollen nicht die Menge konstant halten,

sondern begrenzen. Zusätzlich wird ein Regler benötigt, der die Primärwassermenge so einstellt, dass die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz aufrechterhalten werden kann. Diese Temperatur wird nach Kurve 1a aus Abbildung 6 abhängig von der Außentemperatur eingestellt. Heute werden in Abnehmerstationen meistens kombinierte Geräte eingesetzt. In Abbildung 10 ist beispielsweise ein kombinierter Mengenbegrenzer-Temperaturregler-Differenzdruckregler und ein Mengenbegrenzer-Differenzdruckregler mit separatem Temperaturregler gezeigt. [3], [13]

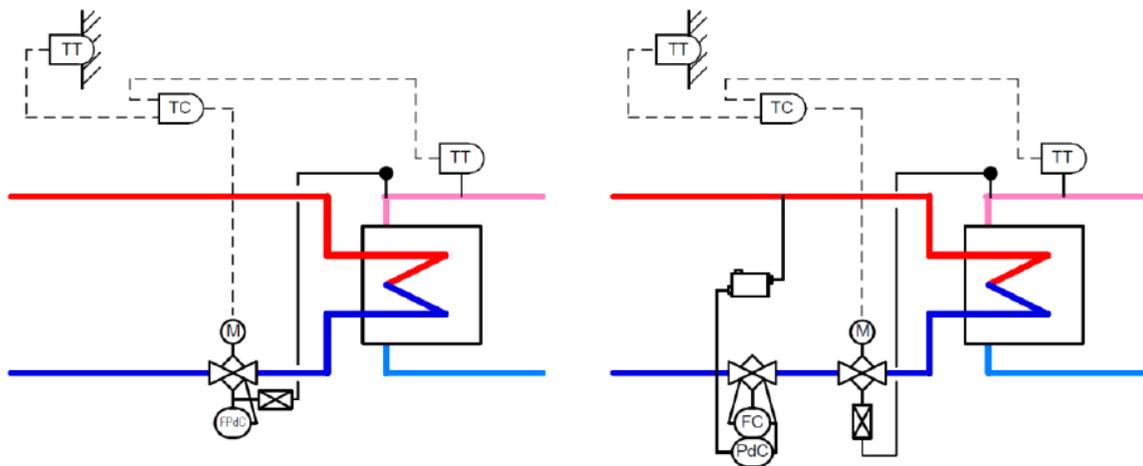


Abbildung 10 Regelung einer Gebietsumformerstation; rechts: kombinierter Regler; links: Mengenbegrenzer/Differenzdruckregler mit separatem Mengenregler zum Einstellen der Vorlauftemperatur im Sekundärnetz [13]

Die in der Umformerstation übertragene Leistung \dot{Q} in $[kg/s]$ ergibt sich im Sekundärnetz zu

$$(1) \quad \dot{Q} = \dot{m} c_{pm} \Delta\vartheta. [3]$$

Hier ist c_{pm} die spezifische Wärmekapazität in $[m^2/(s^2K)]$. Die Temperaturspreizung $\Delta\vartheta = \Delta\vartheta_{VL} - \Delta\vartheta_{RL}$ in $[^\circ C]$ ergibt sich aus der Vorlauftemperatur $\Delta\vartheta_{VL}$ und der Rücklauftemperatur $\Delta\vartheta_{RL}$. Diese stellt sich als Mischtemperatur der Rücklauftemperaturen der Abnehmer des Sekundärnetzes ein. Der Massenstrom \dot{m} in $[kg/s]$ wird über die Pumpen im Rücklauf geregelt.

Als Regelgröße für die Pumpensteuerung werden entweder

- die Druckdifferenz am Stationsausgang oder
- die Druckdifferenz über die Pumpe oder
- die Druckdifferenz beim kritischen Abnehmer

verwendet. Der Massenstrom des Sekundärnetzes stellt sich abhängig von der Drehzahl und der Förderhöhe (Druckdifferenz) ein.

In den Gebietsumformerstationen befinden sich im Allgemeinen mehrere Baugruppen und Pumpen. Diese sind nicht immer gleichzeitig in Betrieb. Deren Zuschaltung wird über den Gesamtmassenstrom geregelt. Die Schaltpunkte werden am Regler eingestellt. Entsprechende Hysterese-Einstellungen verhindern das dauernde Zu- und Abschalten der Baugruppen und Pumpen.

3.4 Messdatensystem der Wien Energie GmbH für Fernwärme

Jede Abnehmer- und Gebietsumformerstation im Fernwärmenetz besitzt einen Wärmezählerplatz. Dieser zeichnet die an die Station gelieferte Energie auf. Üblicherweise wird dieser Wert einmal im Jahr abgelesen.

Bei ca. 200 ausgewählten Gebietsumformerstationen wird zusätzlich alle 15 Minuten die primäre Wärmeleistung ins Messdatensystem übertragen. Diese wird aus folgenden Messwerten errechnet, welche ebenfalls übertragen und in der Datenbank für jeden Wärmeübertrager gespeichert werden:

- Durchflussmenge
- Vorlauftemperatur
- Rücklauftemperatur

Bei ca. 80 Stationen gibt es ein Fernüberwachungssystem, bei welchem eine Vielzahl von Messwerten alle 15 Minuten gespeichert werden. Das System errechnet auch automatisch einige für die weitere Auswertung nötigen Werte. Diese Stationen sind außerdem fernsteuerbar, beispielsweise können Schaltkriterien und Vorgabewerte geändert werden.

Für die Untersuchungen wurden folgende Daten solcher Stationen aus dem System der Wien Energie bereitgestellt:

- Primärseitig für jeden Wärmeübertrager
 - Durchflussmenge
 - Temperatur im Vorlauf und im Rücklauf
 - Übertragene Wärmeleistung
- Sekundärseitig
 - Durchflussmenge gesamt
 - Drehzahl der Frequenzumrichter jeder Pumpe
 - Vorlauftemperatur für jeden Wärmeübertrager
 - Rücklauftemperatur am Stationseintritt
 - Vorlaufdruck
 - Rücklaufdruck

3.5 Untersuchte Stationen

Im Zuge der Untersuchungen wurden drei Stationen näher betrachtet. Diese Stationen wurden ausgewählt, da bei ihnen Messdaten aus dem Fernüberwachungssystem der Wien Energie vorhanden waren. Außerdem wurde von Problemen berichtet.

3.5.1 Station Nußdorfer Lände (GJL002)

Die Gebietsumformerstation Nußdorfer Lände ist ausgelegt, eine Wärmeleistung von maximal 8MW zu übertragen.

Die Station besteht aus zwei Baugruppen. In dieser Station werden Plattenwärmeübertrager eingesetzt. Die Auslegungsdaten des Wärmeübertragers sind in **Tabelle 1** zu sehen. In dieser Station sind für einen weiteren Ausbau Anschlüsse für eine zusätzliche Baugruppe vorbereitet.

Kreiselpumpen	
Fabrikat	Vogel
Type	125 LMRH250 U 1854
Differenzdruck Auslegung	$2,9\text{bar}$
Durchfluss Auslegung	$138\text{ m}^3/\text{h}$
Wärmeübertrager	
Fabrikat	Tranter
Type	PW55.622L.264.1.1
Leistung	4000 kW
Durchfluss primär / sekundär	$45,9 / 137,3\text{ m}^3/\text{h}$
Druckverlust primär / sekundär	$0,025 / 0,192\text{ bar}$
Fabrikat	Vogel

Tabelle 1 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Nußdorfer Lände

Die sekundäre Pumpengruppe besteht aus zwei gleichen Kreiselpumpen, welche parallel geschaltet sind. Falls die Station ausgebaut wird, sind Anschlüsse für eine weitere Pumpe vorgesehen.

3.5.2 Station Liebnechtgasse (GMH705)

In der Station Liebnechtgasse sind drei Baugruppen installiert, welche insgesamt 18MW thermische Leistung übertragen können. Ursprünglich waren nur zwei Baugruppen mit jeweils 6MW installiert. Im Jahr 2006 wurde die Station um weitere 6MW erweitert. Da in dieser Station zunächst kein Ausbau vorgesehen war, ist die dritte Baugruppe örtlich getrennt

von den anderen beiden. Dies erschwert den hydraulischen Abgleich der Station (siehe Abschnitt 4.3.3).

Kreiselpumpen		
Zuordnung	Pumpe 1 + 2	Pumpe 3
Fabrikat	Wilo	Vogel
Type	IPN 150/300	LMR 125-315/2204
Nennleistung	18,5kW	22kW
Nenndrehzahl	1450min ⁻¹	1450min ⁻¹
Laufraddurchmesser	300mm	319mm
Differenzdruck Auslegung	2,5bar	3,4bar
Wärmeübertrager		
Fabrikat	Schiff & Stern	
Type	AYE 13-42	
Leistung	6000kW	
Durchfluss primär / sekundär	45,9 / 137,3 m ³ /h	
Druckabfall primär / sekundär	0,025 / 0,192 bar	

Tabelle 2 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Liebknechtgasse

Ursprünglich waren in der Station zwei Pumpen der Firma Wilo und eine kleinere Sommerpumpe (Nennleistung $P_n = 4kW$) installiert. Letztere wurde für niedrige Lastfälle benützt. Im Zuge des Ausbaus wurde diese Pumpe durch eine größere ersetzt, um die benötigte Wassermenge im Sekundärnetz zu fördern.

Zurzeit sind die Pumpen in Tabelle 2 installiert.

3.5.3 Station Einsiedlergasse (GQK302)

In der Gebietsumformerstation Einsiedlergasse gibt es drei Baugruppen mit einer installierten Gesamtleistung von 9,9MW (siehe Abbildung 8). Dies entspricht, laut Angaben der Wien Energie GmbH, 3,3MW pro Wärmeübertrager. Die dritte Baugruppe wurde im Jahr 2006 am dafür vorbereiteten Platz installiert. Die drei Wärmeübertrager sind vom Type AY 11-52 der Firma Schiff & Stern. Laut Herstellerangaben in der Tabelle 3 haben diese Wärmeübertrager eine maximale Leistung von 3MW.

Kreiselpumpen		
Fabrikat	Vogel	
Type	125 LMR 315 U 1504	
Differenzdruck Auslegung	2,3bar	
Durchfluss Auslegung	129m ³ /h	
Wärmeübertrager		
	primär	sekundär
Temperatur	$T_{VL} = 145^{\circ}C, T_{RL} = 72^{\circ}C$	$T_{VL} = 90^{\circ}C, T_{RL} = 70^{\circ}C$
Temperaturdifferenz	73°C	20°C
Volumenstrom	36,76	132,46
Druckabfall	0,06bar	0,3bar

Tabelle 3 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Einsiedlergasse

In der Station sind drei idente Pumpen installiert. Die Auslegungsdaten sind Tabelle 3 angeführt.

4 Methodik

In der folgenden Abbildung ist die Vorgehensweise der Untersuchungen dargestellt.

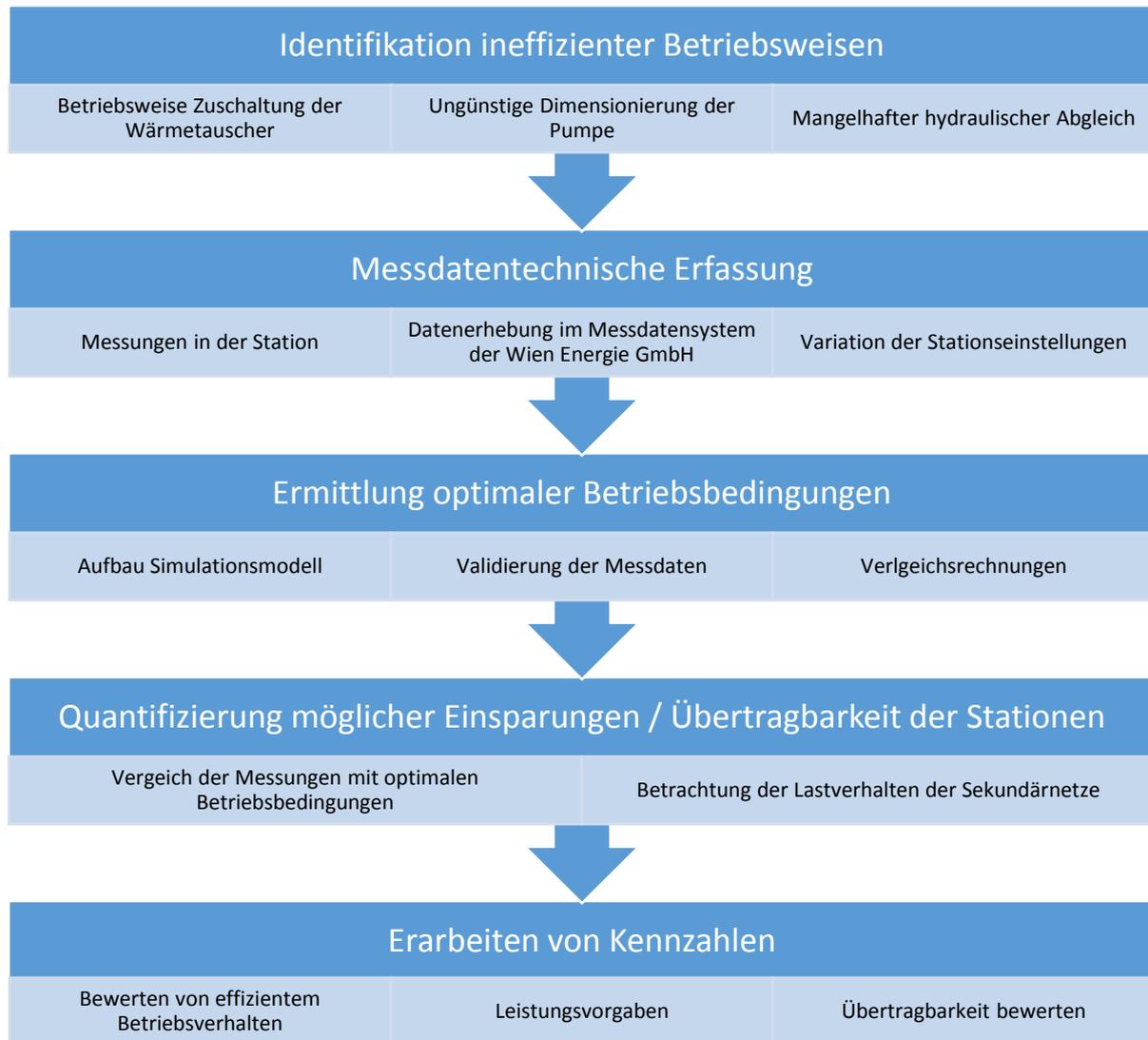


Abbildung 11 Methodik der Untersuchungen

4.1 Messungen

Derzeit wird in Gebietsumformerstationen nur der Verbrauch elektrischer Energie der gesamten Station gemessen und üblicherweise einmal im Jahr abgelesen. Dieser Jahreswert ist jedoch kein charakteristischer Wert dafür, ob die Pumpen der Station effizient arbeiten. Oft hängen viele elektrische Geräte am Anschlusskasten der Anlage, die gemeinsam mit dem

Pumpenstrom gemessen werden. Viele Gebietsumformerstationen befinden sich in Gebäuden, die selbst aus dem Sekundärnetz mit Fernwärme versorgt werden. In diesem Fall ist die Übergabestation des Kundennetzes oft nicht örtlich von der Gebietsumformerstation getrennt und wird gemeinsam elektrisch versorgt und gemessen.



Abbildung 12 elektrische Leistungsmessung

Da der Jahresverbrauch der Gebietsumformerstation keinen Aufschluss über den effizienten Betrieb der Pumpen geben kann, wurde die elektrische Leistung mit einem eigens installierten Wattmeter ermittelt (siehe Abbildung 12). Mit Hilfe einer Drei-Phasen-Messung wurden Strom und Spannung alle 5 Minuten gemessen und aufgezeichnet. Weiters wurden die Schein- und die Wirkleistung ermittelt. Für die weiteren Auswertungen wurde nur die Wirkleistung verwendet, die über die Zeit integriert der elektrische Verbrauch ist. Die so vermessenen Stationen und die Messzeiträume sind in Tabelle 4 abzulesen.

	Anfang	Ende	Pumpe 1	Pumpe 2	Pumpe 3
Nußdorfer Lände GJL002	01.04.2014	22.04.2014	x		nicht vorhanden
Liebknechtgasse GMH705	29.4.2014	09.05.2014	x		x
	02.07.2014	24.07.2014	x		x

Tabelle 4 Messzeitraum

4.2 Aufbereitung Messwerte

Die Messdaten der Stationen Nußdorfer Lände und Liebknechtgasse wurden mit dem Programm IPSEpro aufbereitet. Da Messwerte mit Unsicherheiten behaftet sind, stimmen diese meist nicht mit nach Modellgleichungen berechneten Werten überein. Da für das Modell der Gebietsumformerstation mehr Messwerte als mathematische Zusammenhänge zur Verfügung standen, konnten die Werte auf Fehler untersucht werden. [14]

4.2.1 Modellbildung

Mathematische Modelle beschreiben technische Prozesse durch Gleichungen mit einer festgelegten Genauigkeit. Bei der Modellierung werden folgende Punkte eingehalten:

- Festlegen der Systemgrenzen
- Zusammenstellen der benötigten Kenngrößen
- Erstellen mathematischer Gleichungen, um die Zusammenhänge zu beschreiben [14]

Generell werden statische und dynamische Modelle unterschieden. Dynamische Modelle sind von der Zeit abhängig. Die Zusammenhänge werden demnach meist über Differentialgleichungen mit Zeitableitungen beschrieben. Das macht das Lösen der Berechnungen komplexer als das bei statischen Modellen der Fall ist. Diese können herangezogen werden, wenn sich stationäre Betriebszustände in einem System eingestellt haben. Anfahr- oder Laständerungsvorgänge hingegen müssen dynamisch modelliert werden. [14]

Die Gebietsumformerstationen wurden statisch in IPSEpro simuliert. IPSEpro ist ein Programm zur gleichungsorientierten, stationären Fließbildsimulation der Firma SimTech GmbH. [14]

In der PSE (Process Simulation Environment) können aus Bibliotheken, sogenannten Modell Libraries, Komponenten zur Modellbildung herangezogen werden. Bei der Simulation der Gebietsumformerstationen wurden nur in der Library bereits vorhandene Programmkomponenten benützt, wie beispielsweise Wärmeübertrager, Pumpen und Motoren. In Abbildung 13 ist das Modell der Gebietsumformerstation dargestellt. Des Weiteren sind Stoffdatenbanken in

den Bibliotheken hinterlegt. Für die vorliegende Simulation wurde die APP_Lib (Advanced Power Plant Library) genützt. [15]

4.2.2 Validierung

Gibt es bei einem Modell mehr Messwerte als Gleichungen, ist das System überbestimmt. Da Rohdaten Fehler aufweisen, ergeben sich bei der Berechnung Abweichungen von den gemessenen Werten. Bei mehrfacher Überbestimmtheit des Systems kann eine qualitative Aussage über die Genauigkeit der Messwerte erfolgen. [14]

Um das überbestimmte System zu lösen, wird ein Optimierungsverfahren angewendet, welches Methode minimaler Fehlerquadrate genannt wird. Hierbei wird die Summe der Quadrate der gewichteten Abweichungen der ausgeglichenen Werte von den jeweiligen Messdaten minimiert. [14]

Um die Ausgleichsrechnung anwenden zu können, müssen zur Gleichungslösung bei den Messwerten Toleranzen angegeben werden. Diese entsprechen den Vertrauensbereichen der Messungen. [14]

Insgesamt wurden für jeden Zeitpunkt, zu dem gemessen wurde, 17 verschiedene Messdatenpunkte in das Simulationsmodell der Gebietsumformerstation eingespielt. Zum Einspielen der Rohdaten und zum Dokumentieren der ausgewerteten Daten wurde ein Matlab-Programm genützt. Dieses übergab die 17 verschiedenen Messdaten an IPSEpro und startete die Software. Nach der Simulationsrechnung wurden die errechneten Werte wieder in Matlab importiert und konnten so weiter ausgewertet werden. Dieser Vorgang wurde für jeden Zeitpunkt wiederholt.

Die Dichte der Messpunkte in den Stationen Nußdorfer Lände und Liebknechtgasse ermöglichen die Erstellung eines jeweils 5-fach überbestimmten Gleichungssystems.

Generell wird zwischen folgenden Arten von Messwerten unterschieden:

- fest vorgegebene
- mit Toleranzbereich
- Vergleichswerte, die nicht in der Simulation verwendet wurden [14]

Im Simulationsmodell der Gebietsumformerstation wurden alle Messwerte mit einem jeweils gleichen Toleranzbereich von 10% vorgegeben. Für jeden Zeitpunkt validierte das Programm IPSEpro die Werte, in dem es mit Hilfe der Ausgleichsrechnung den Fehler minimierte.

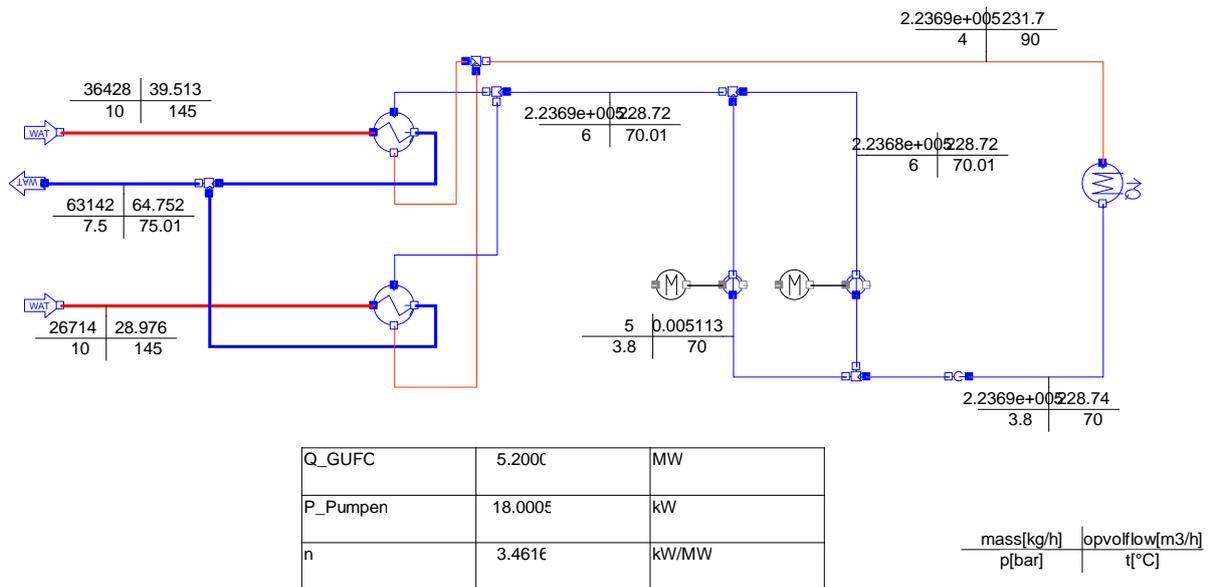


Abbildung 13 Simulationsmodell der Gebietsumformerstation Nußdorfer Lände

In Abbildung 14 ist der relative Fehler der Wärmeübertrager über der gemessenen thermischen Leistung P_M [MW] aufgetragen. Der relative Fehler wird nach Gleichung (2) errechnet. P_V [MW] ist hierbei die gemessene thermische Leistung.

$$(2) \quad r [\%] = \left| 1 - \frac{P_M}{P_V} \right| * 100$$

Generell ist der relative Fehler klein und liegt für fast alle Messwerte unter 5%. Auffällig ist, dass vor allem bei größeren übertragenen Leistungen der relative Fehler steigt. Besonders bei Wärmeübertrager 2 (WT2) ist dieser ab einem Bereich von 550MW durchschnittlich wesentlich größer als in den geringeren Leistungsbereichen. Die Ursache dafür ist nicht bekannt und wurde im Zuge dieser Arbeit nicht näher untersucht.

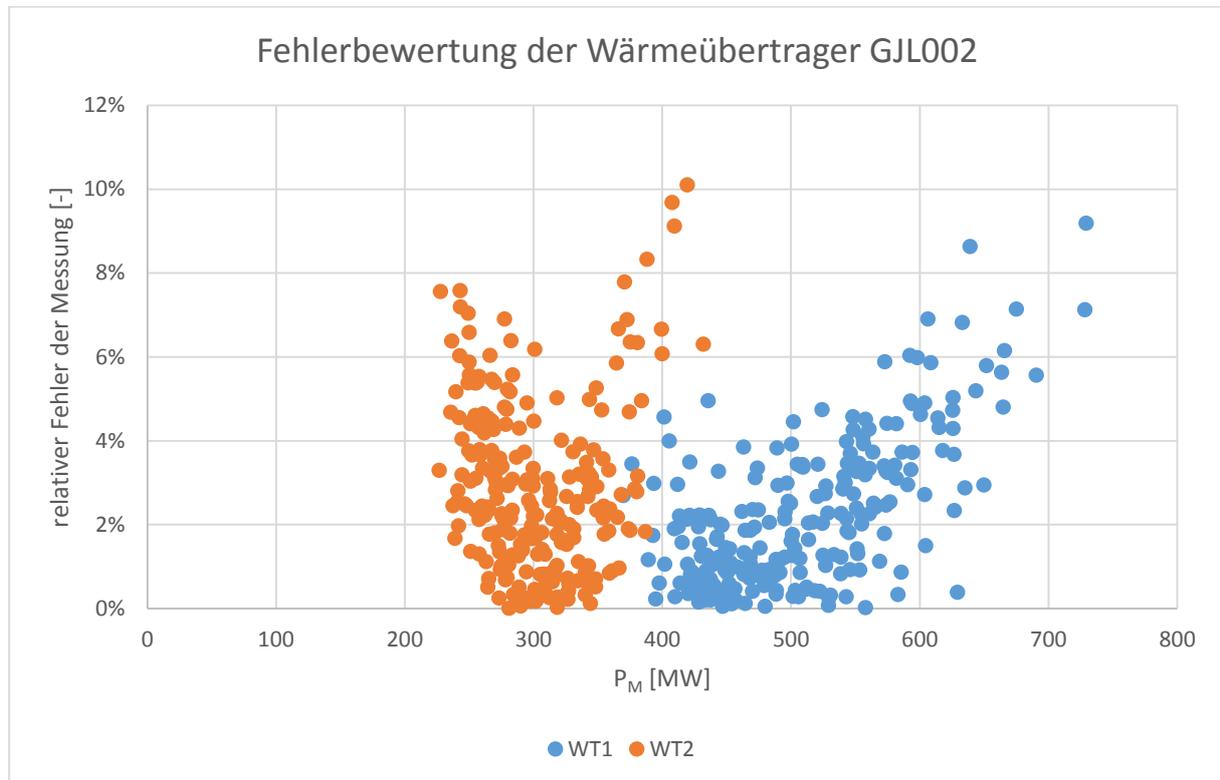


Abbildung 14 Fehlerbewertung der thermischen übertragenen Leistung der Simulation der Station Nußdorfer Lände

4.3 Identifizieren möglicher ineffizienter Betriebsweisen

Da viele Gebietsumformerstationen überdimensioniert sind (siehe Abschnitt 3.2) und selbst im Winter oft nicht ihre Auslegungsgrenzen erreichen, werden nicht alle Komponenten in einem optimalen Betriebsbereich genutzt. Dadurch können sehr hohe Verluste auftreten. Auch bei der Regelung der Zuschaltkriterien können größere Verluste auftreten, wenn die Schaltpunkte durch Änderung des Abnehmerverhaltens falsch eingestellt sind. Durch mangelhaften hydraulischen Abgleich der einzelnen Wärmeübertrager in Gebietsumformerstationen ist der Druckverlust der Strömung durch die einzelnen Baugruppen unterschiedlich. Daher werden die Wärmeübertrager nicht gleichzeitig mit derselben Wassermenge betrieben. Im schlimmsten Fall können neue Kunden nicht mehr an das nachfolgende Sekundärnetz angeschlossen werden, da einer der Wärmeübertrager bereits ausgelastet ist, obwohl die anderen noch nicht an der maximalen Durchflussgrenze arbeiten.

4.3.1 Betriebsweise Zuschaltung Wärmeübertrager

Welche und wie viele Wärmeübertrager in Betrieb sind, gibt die Regelung der Station vor. Derzeit wird das Zu- und Wegschalten einzelner Baugruppen über den gesamten sekundärseitigen Massenstrom geregelt. Um aber die Wärmeübertrager effizienter zu betreiben, wäre es möglich, alternativ oder zusätzlich ein weiteres Schaltkriterium zu nützen. Im ersten Schritt wird festgestellt, ob die Regelung einen sicheren und auch effizienten Betrieb für den Abnehmer garantiert.

Im Folgenden wird untersucht, ob die Möglichkeit besteht, die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz zur Bewertung des Betriebs von Gebietsumformerstationen heranzuziehen. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ist eine wichtige Kenngröße zur Berechnung von Wärmeübertragern. [16]

Thermodynamisch werden Wärmeübertrager oder deren Betrieb mit Hilfe folgender Gleichung für die Wärmeübertragerleistung \dot{Q} in [MW] beschrieben:

$$(3) \quad \dot{Q} = k A \Delta T_{\log m} [16]$$

Dabei ist k der Wärmedurchgangskoeffizient [$W/(m^2K)$], A die Übertragungsfläche [m^2] und $\Delta T_{\log m}$ die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz in [K]. Diese berechnet sich aus der Temperaturdifferenz auf der einen Seite ΔT_1 und auf der anderen Seite ΔT_2 des Wärmeübertragers. Beim Gleichstromwärmeübertrager ist ΔT_1 die Temperaturdifferenz auf der Eintrittsseite sowie ΔT_2 auf der Austrittsseite. Beim Gegenstrom hingegen sind die Temperaturdifferenzen jeweils zwischen Eintritt des einen und Austritt des anderen Mediums. [16]

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz wird schließlich nach Gleichung (4) gebildet:

$$(4) \quad \Delta T_{\log m} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} [16]$$

Mit Hilfe der derzeit aufgezeichneten Temperaturdaten ist es möglich, diese Zahl zu errechnen. Diese Größe kann somit ohne weiteren messtechnischen Aufwand ermittelt werden.

Aus Gleichung (3) kann der Wert $k \cdot A$ errechnet werden. Da die Fläche A konstant bleibt, hängt die Änderung des Produkts nur vom Wärmedurchgangskoeffizienten ab. Mit Hilfe der Werte aus dem Messdatensystem wurden die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz und der $k \cdot A$ - Wert für unterschiedliche Betriebszustände berechnet. In Abbildung 15 ist diese Temperaturdifferenz und die übertragene thermische Leistung der Wärmetauscher aufgetragen. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ist starken Schwankungen unterworfen.

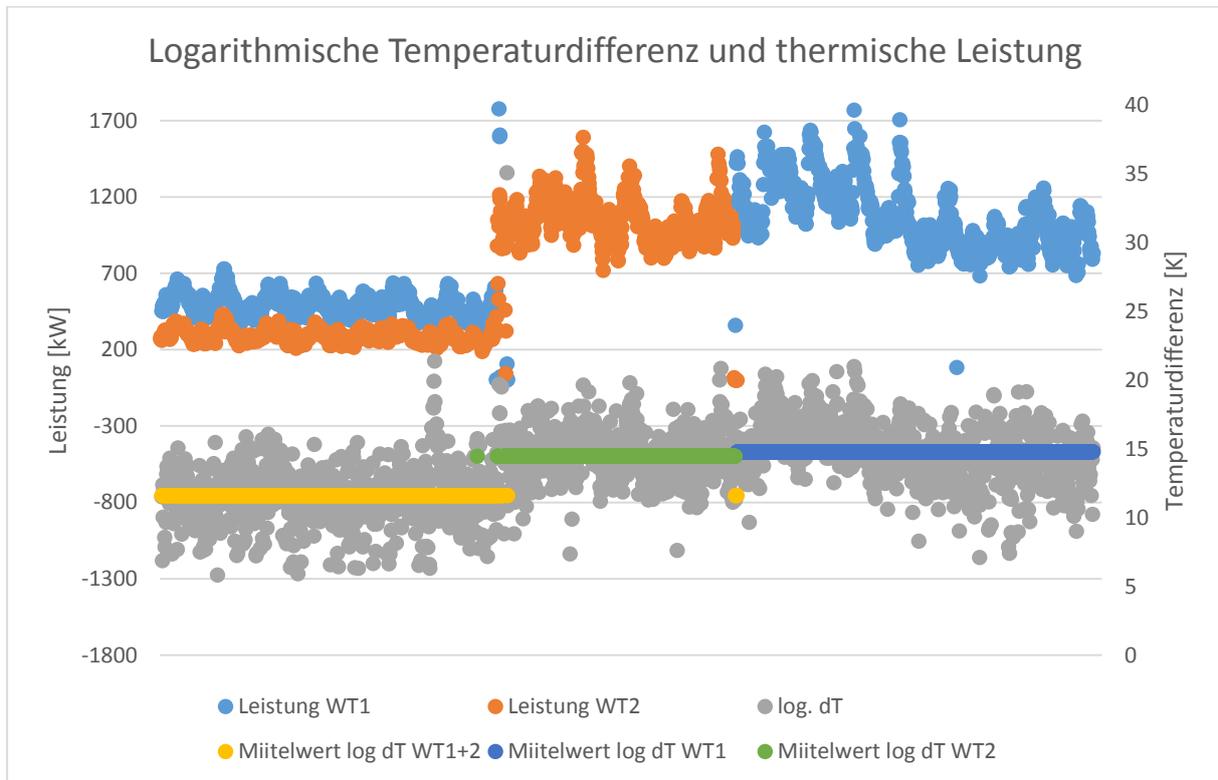


Abbildung 15 Vergleich Betriebsverhalten der Wärmeübertrager - GJL002

In der ersten Zeitsequenz sind beide Wärmeübertrager in Betrieb, daher ist die Fläche, an der die Wärme übertragen wird, größtmöglich. Dies führt zu geringen mittleren Temperaturdifferenzen, als wenn ein einzelner Wärmeübertrager in Betrieb ist.

Die Ergebnisse sind in Tabelle (4) dargestellt.

	WT1 + WT2	WT1	WT2
$\Delta T_{log_m} [K]$	11,6	14,8	14,5

Tabelle 5 mittlere logarithmische Temperaturdifferenzen

Die Auswertungen des $k \cdot A$ – Werts lieferten qualitativ die gleichen Ergebnisse.

4.3.2 Ungünstige Dimensionierung der Pumpen

Im Allgemeinen sind alle Pumpen in Gebietsumformerstationen mit Frequenzumrichtern ausgestattet, um durch Ändern der Drehzahl der Pumpen einen energieeffizienteren Betrieb zu gewährleisten. Ist die Station allerdings nur schwach ausgelastet oder die Pumpen sind zu groß für den Lastfall dimensioniert, muss die Drehzahl gesenkt werden. Der Wirkungsgrad der Pumpe sinkt stark, und der Betrieb ist nicht mehr effizient. [17]

Der Wirkungsgrad einer Pumpe η_P wird über die zugeführte elektrische Energie P_{el} in $[W]$ und die Leistung P_{hyd} in $[W]$, die nötig ist, um die Strömung hydraulisch anzutreiben, bestimmt.

$$(5) \quad \eta_P = \frac{P_{hyd}}{P_{el}}$$

$$(6) \quad P_{hyd} = \rho * g * H * Q \quad [18]$$

Die hydraulische Leistung einer Pumpe wird mit Gleichung (6) bestimmt. Hier ist ρ die Dichte in $[kg/m^3]$, g die Gravitationskonstante in $[m/s^2]$, H die Förderhöhe in $[m]$ und Q der Durchfluss in $[m^3/s]$. [18], [19]

Dieser Wirkungsgrad η_P setzt sich aus einzelnen Teilwirkungsgraden zusammen.

$$(7) \quad \eta_P = \eta_M * \eta_{FU} * \eta_W * \eta_{hyd}$$

In Formel (7) ist η_M der Wirkungsgrad des Motors, η_{FU} der des Frequenzumrichters, η_W der der Übertragung an der Welle und η_{hyd} der hydraulische Wirkungsgrad. Der Wert $\eta_M * \eta_{FU} * \eta_W$ ist über den gesamten quasistationären Drehzahlbereich annähernd konstant und liegt bei $\eta_M * \eta_{FU} * \eta_W = 0,9$. Der hydraulische Wirkungsgrad hingegen hängt von der Drehzahl ab und fällt mit dieser nicht linear. Den maximalen Wirkungsgrad erreicht eine Pumpe im Auslegungspunkt. Bei den Sekundärpumpen beträgt dieser ca. $\eta_P = \sim 85\%$.

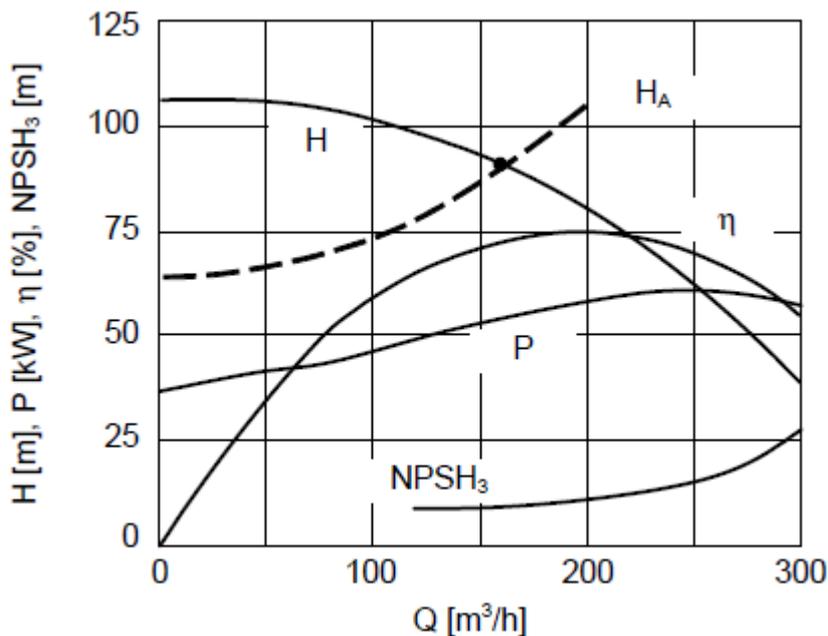


Abbildung 16 Charakteristische Darstellung der Leistung P , Förderhöhe H , des erforderlichen Haltdrucks um Kavitation zu vermeiden $NPSH_3$ und des Wirkungsgrades η einer Kreiselpumpe über dem Durchfluss Q mit Anlagenkennlinie H_A [20]

Der Wirkungsgrad der Pumpe konnte nicht bestimmt werden, da die Förderhöhe der Pumpe nicht gemessen wurde. Allerdings ist es möglich, den hydraulischen Anlagenwirkungsgrad zu errechnen.

$$(8) \quad P_{hyd\ Anlage} = \rho * g * (H_{Pumpe} - H_{Verlust\ WT}) * Q$$

Hierbei setzt sich die Höhe H in $[m]$ aus der Förderhöhe der Pumpe H_{Pumpe} und dem Druckhöhenverlust über die Wärmeübertrager $H_{Verlust\ WT}$ unter der Beziehung in Gleichung (8) zusammen. Der Wirkungsgrad $\eta_{hyd\ Anlage}$ der Anlage ergibt sich dann zu

$$(9) \quad \eta_{hyd\ Anlage} = \frac{P_{hyd\ Anlage}}{P_{el}}$$

Die meiste Zeit werden die Pumpen jedoch nicht im Auslegungspunkt betrieben. Umso weiter eine Pumpe vom Auslegungspunkt entfernt betrieben wird, desto geringer ist der Wirkungsgrad. Wenn Pumpen zu groß dimensioniert sind, werden sie die meiste Zeit mit einem schlechten Wirkungsgrad betrieben und die benötigte elektrische Leistung ist verhältnismäßig hoch.

4.3.2.1 Station Nußdorfer Lände GJL002

In Abbildung 17 sind die errechnete hydraulische Leistung und die gemessene elektrische Leistung der Pumpen dargestellt.

In der Station Nußdorfer Lände wurde die elektrische Leistung nur während eines relativ kurzen Zeitraums gemessen, in dem die hydraulische Leistung der Anlage $P_{hyd\ Anlage}$ relativ hoch war. Deshalb wurde nur ein kleiner Bereich des Leistungsspektrums untersucht.

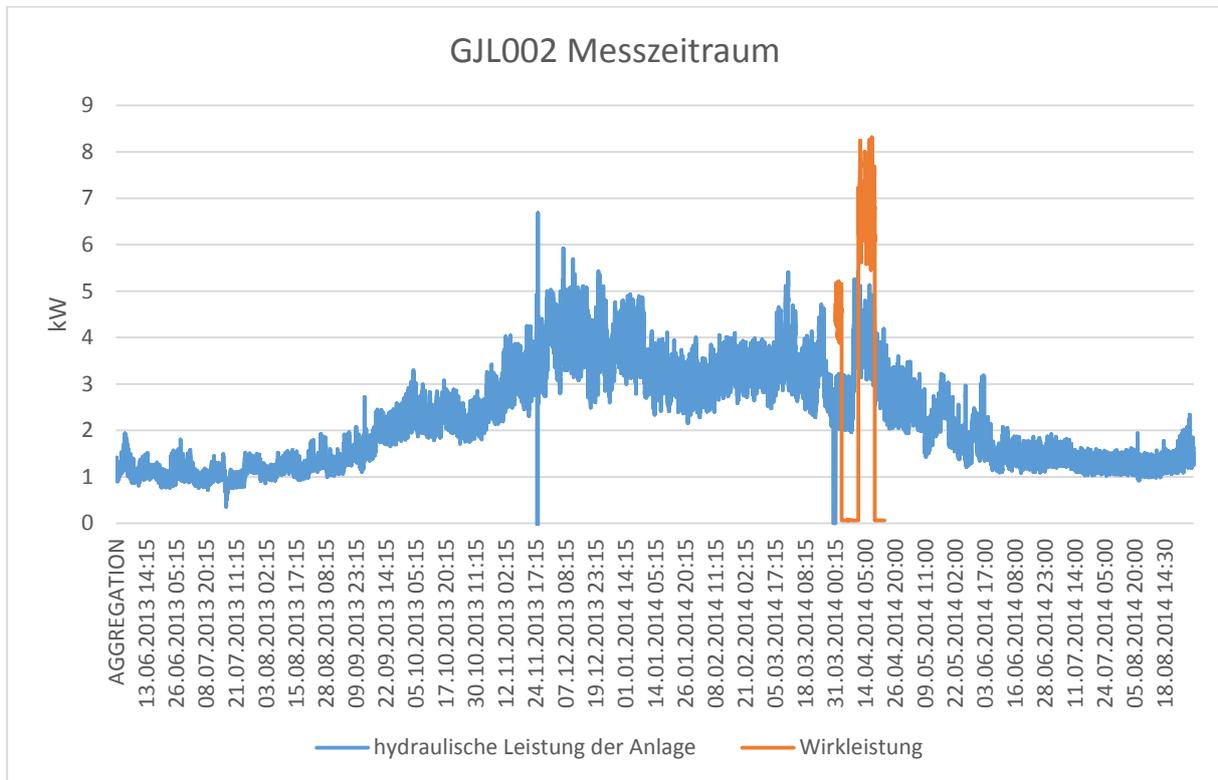


Abbildung 17 Zeitraum elektrische Leistungsmessung Station Nußdorfer Lände

Im gesamten Zeitraum der Datenprüfung war immer nur eine der zwei Pumpen in Betrieb. Da die Konfiguration also nicht geändert wurde, konnte auf den Wirkungsgrad dieser Pumpe geschlossen werden.

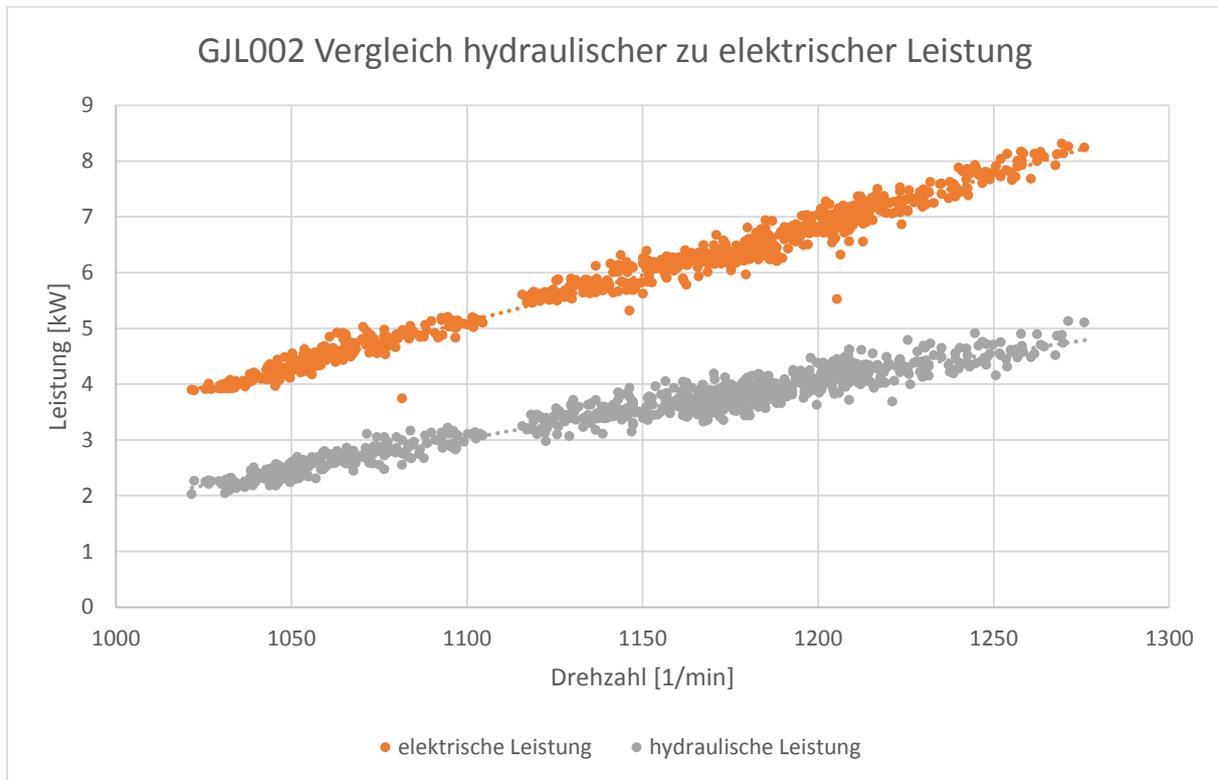


Abbildung 18 Gegenüberstellung - elektrische und hydraulische Leistung der Gebietsumformerstation

Der hydraulische Anlagenwirkungsgrad ist für den Messzeitraum für kleinere Drehzahlbereiche in Abbildung 19 über der Drehzahl abgebildet. Der Schwankungsbereich der Messwerte ist sehr hoch. Da aber nur ein sehr kleiner Messbereich vermessen wurde und die Werte in diesem Bereich stark schwanken, ist keine Aussage über Tendenzen möglich. Weiters wurde für die in Tabelle 6 eingetragenen Drehzahlbereiche der Mittelwert und die Standardabweichung des Wirkungsgrades gebildet. Diese sind ebenfalls in Abbildung 19 dargestellt.

Drehzahlbereich [U/min]	1000-1100	1100-1200	1200-1300
Mittelwert [-]	0,574	0,596	0,595
Standardabweichung [-]	0,027	0,027	0,031

Tabelle 6 Auswertung des Anlagenwirkungsgrades nach Drehzahlbereichen - GJL002

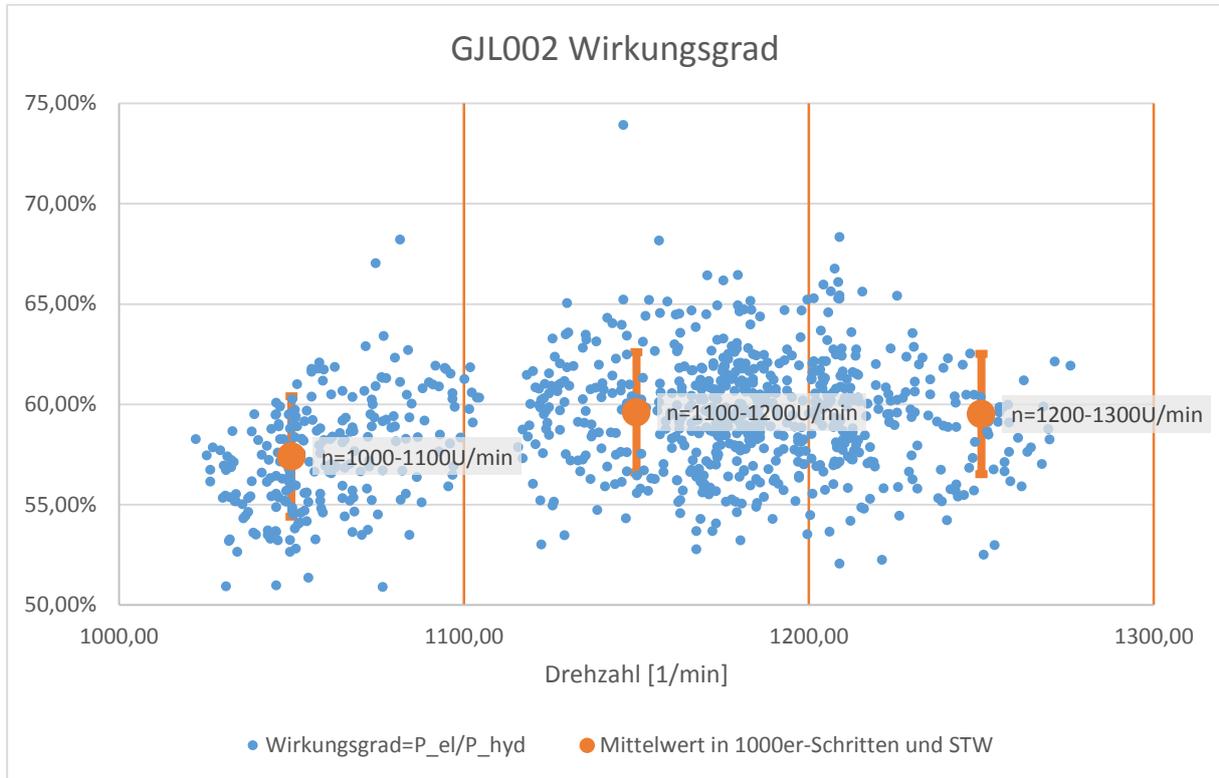


Abbildung 19 Hydraulischer Wirkungsgradverlauf der Anlage GJL002 über der Drehzahl

4.3.2.2 Station Liebnechtgasse

In der Gebietsumformerstation Liebnechtgasse wurde die elektrische Leistung an zwei von drei Pumpen gemessen, da zwei verschiedene Pumpentypen installiert waren.

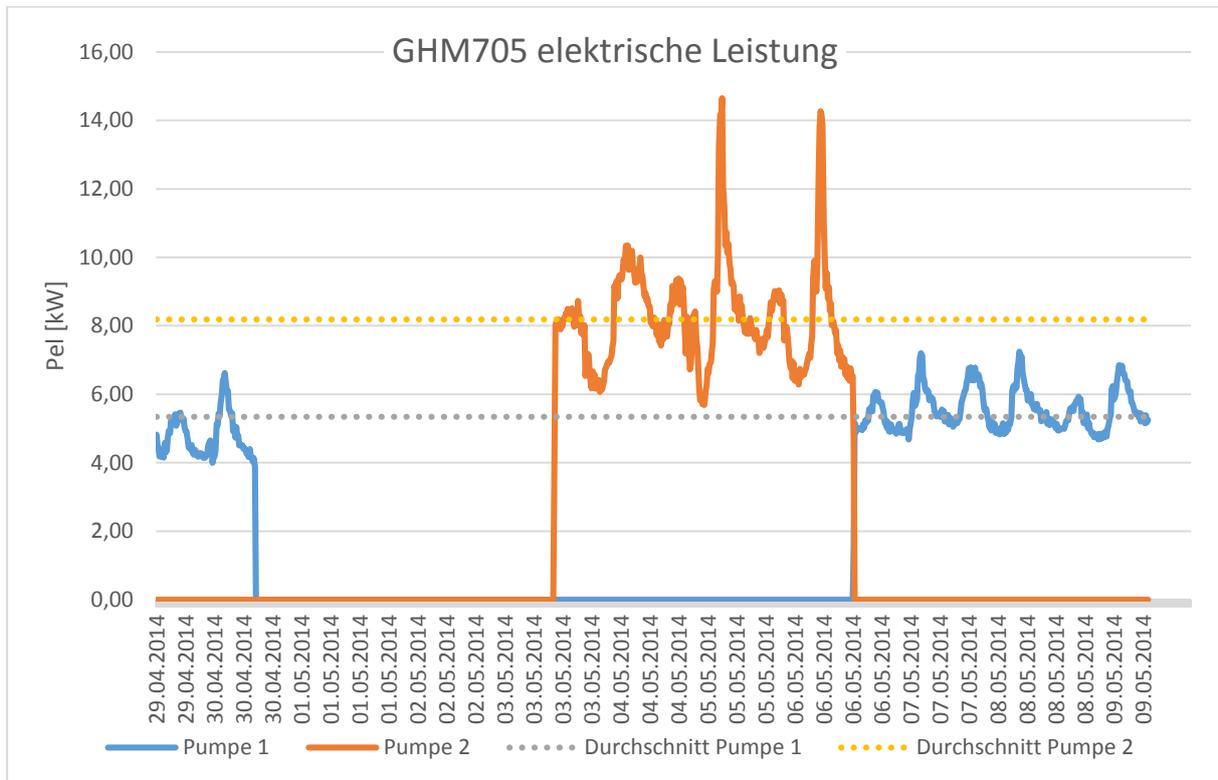


Abbildung 20 Messung elektrische Leistung

In Abbildung 20 ist die gemessene elektrische Leistung über die Zeit dargestellt. Die Drehzahl der Pumpen wurde aus dem Messdatensystem ausgelesen. Im betrachteten Zeitraum wurde die Drehzahl der Pumpe 3 (Vogel) nicht richtig aufgezeichnet. Im elektrischen Schaltplan der Station ist zu sehen, dass das Messsignal der Station nicht aufgezeichnet wurde. Deshalb ist das Signal dieser Pumpe in Abbildung 21 nicht aussagekräftig. Die Betriebszeiten stimmen auch nicht mit denen der elektrischen Leistungsmessung (Abbildung 20) dieser Pumpe überein.

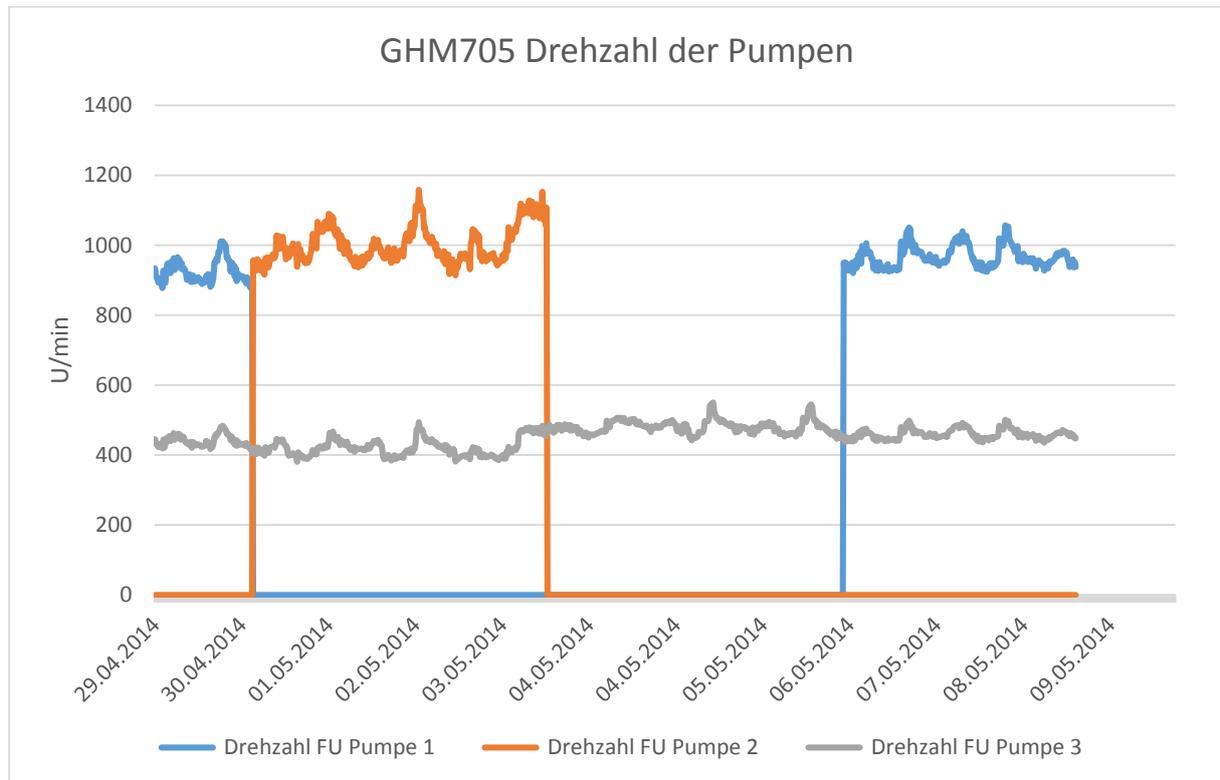


Abbildung 21 Fehlerhafte Aufzeichnung der Motordrehzahl

In Abbildung 22 ist die Anlagenkennlinie grün dargestellt. Sie zeigt die Druckhöhendifferenz zwischen Vor- und Rücklauf über dem Volumenstrom während des Messzeitraums. Die rote und die blaue Kurve stellen die Pumpenkennlinie um den Auslegungspunkt laut Herstellerangaben dar.

Im betrachteten Zeitraum wurde die Station mit einem Massenstrom betrieben, der sich im Auslegungsbereich der Wilo-Pumpe befindet. Ein Umschalten auf die Vogel-Pumpe war nicht sinnvoll, da sich deren Auslegungsbereich weit außerhalb des Betriebsbereichs befand. Dennoch wurden solche Umschaltungen durchgeführt.

Durch den Betrieb mit der Vogel-Pumpe kommt es zu einem Mehrverbrauch von bis zu 30%.

Wie erwartet erhöht sich die elektrische Leistung der Pumpe, wenn mehr thermische Leistung benötigt wird. Wie aus Abbildung 23 auch ersichtlich ist, benötigt die Vogel-Pumpe mehr Energie um die Strömung anzutreiben.

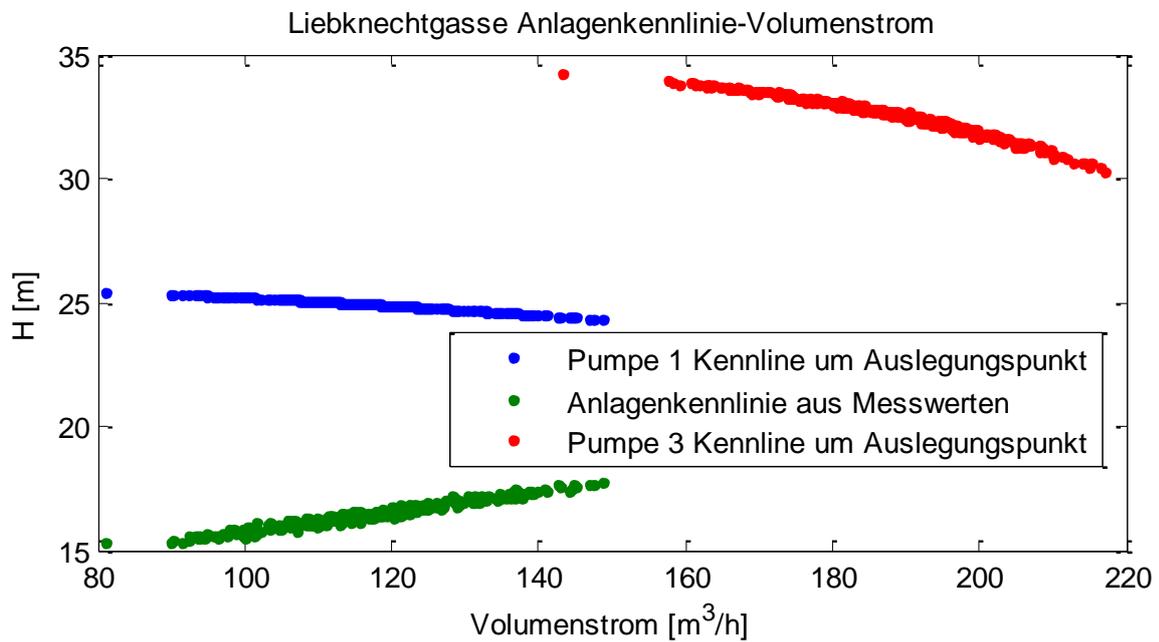


Abbildung 22 Kennlinie der Anlage und der Pumpen lt. Herstellerangaben

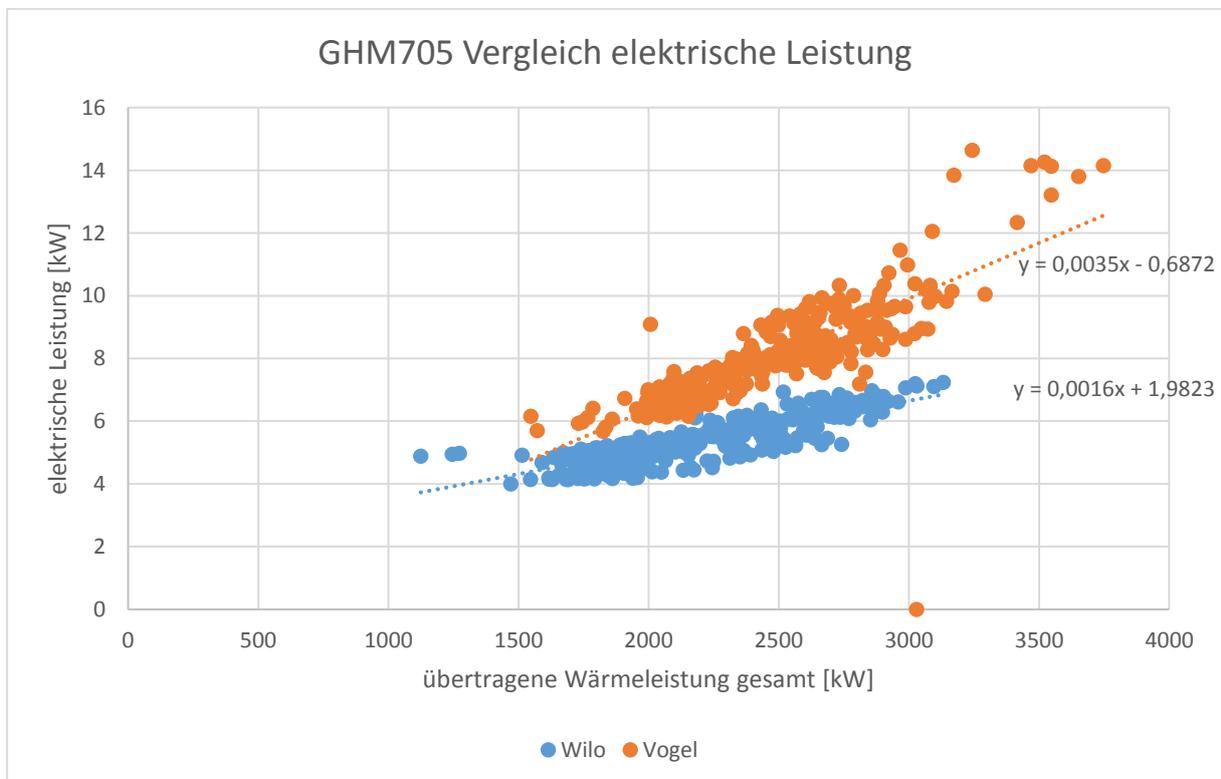


Abbildung 23 Stromverbrauch über Wärmeleistung

Last [kW]	Pumpe 2 [kW]	Pumpe 1 [kW]	Unterschied [%]
1600	4,9128	4,5423	7,54
1700	5,2628	4,7023	10,65
1800	5,6128	4,8623	13,37
1900	5,9628	5,0223	15,77
2000	6,3128	5,1823	17,91
2100	6,6628	5,3423	19,82
2200	7,0128	5,5023	21,54
2300	7,3628	5,6623	23,10
2400	7,7128	5,8223	24,51
2500	8,0628	5,9823	25,80
2600	8,4128	6,1423	26,99
2700	8,7628	6,3023	28,08
2800	9,1128	6,4623	29,09
2900	9,4628	6,6223	30,02
3000	9,8128	6,7823	30,88
3100	10,1628	6,9423	31,69
3200	10,5128	7,1023	32,44
3300	10,8628	7,2623	33,15
3400	11,2128	7,4223	33,81
3500	11,5628	7,5823	34,43

Tabelle 7: Vergleichsrechnung

Um festzustellen, wie effizient eine Pumpe arbeitet, wird die elektrische auf die thermische Leistung bezogen. Dieser Wert wird mit Formel (10) als spezifischer Stromverbrauch P_{spez} definiert.

$$(10) \quad P_{spez} = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \left[\frac{kW_{el}}{MW_{th}} \right]$$

In Abbildung 24 ist der zeitliche Verlauf des spezifischen Stromverbrauchs dargestellt. Es zeigt sich, dass mit dem Kennwert spezifischer Stromverbrauch ungünstige Situationen im Bereich der Pumpen dargestellt werden können. Wenn sich die Kennzahl sprunghaft bei Pumpenwechsel ändert, kann davon ausgegangen werden, dass Probleme (defekte Pumpe, ungünstige Regelung,...) bestehen.

Wenn aussagekräftige Stromverbrauchsmessungen in den Stationen implementiert werden, könnten Fehlermeldungen automatisiert generiert werden, um solche Betriebsweisen zu ermitteln.

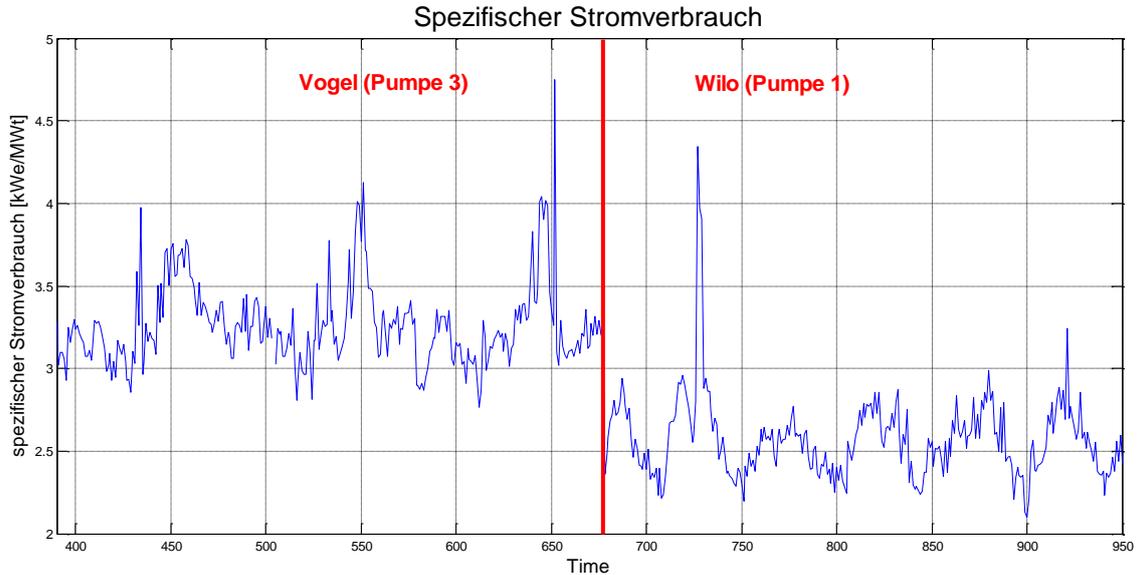


Abbildung 24 Spezifischer Stromverbrauch der Station

4.3.3 Mangelnder hydraulischer Abgleich

Werden in einer Station zwei Wärmeübertrager parallel betrieben, teilt sich der Massenstrom zwischen den beiden so auf, dass die Druckdifferenz über beide gleich groß ist. Will man beide Wärmeübertrager mit annähernd gleicher Leistung betreiben, müssen zusätzliche Regelelemente eingebaut werden. In der Gebietsumformerstation befindet sich in der Zuleitung zum Wärmeübertrager ein Ventil, das einen zusätzlichen Widerstand erzeugen kann. Damit durch beide Wärmeübertrager der gleiche Massenstrom fließt, müsste sich die Ventilstellung bei jeder Änderung des Durchflusses ebenfalls anpassen. Grund dafür ist, dass der Druckabfall quadratisch mit der Geschwindigkeit steigt. Für den Wärmeübertrager bedeutet das, dass der Druckverlust quadratisch mit dem Massenstrom steigt. Bei mangelhaftem hydraulischen Abgleich einer Station kann sich ein Wärmeübertrager an der Leistungsgrenze befinden, während die gesamte Station noch Kapazitäten für weitere Kunden hätte. In diesem Fall können weitere Abnehmer nicht mehr ans Netz angeschlossen werden.

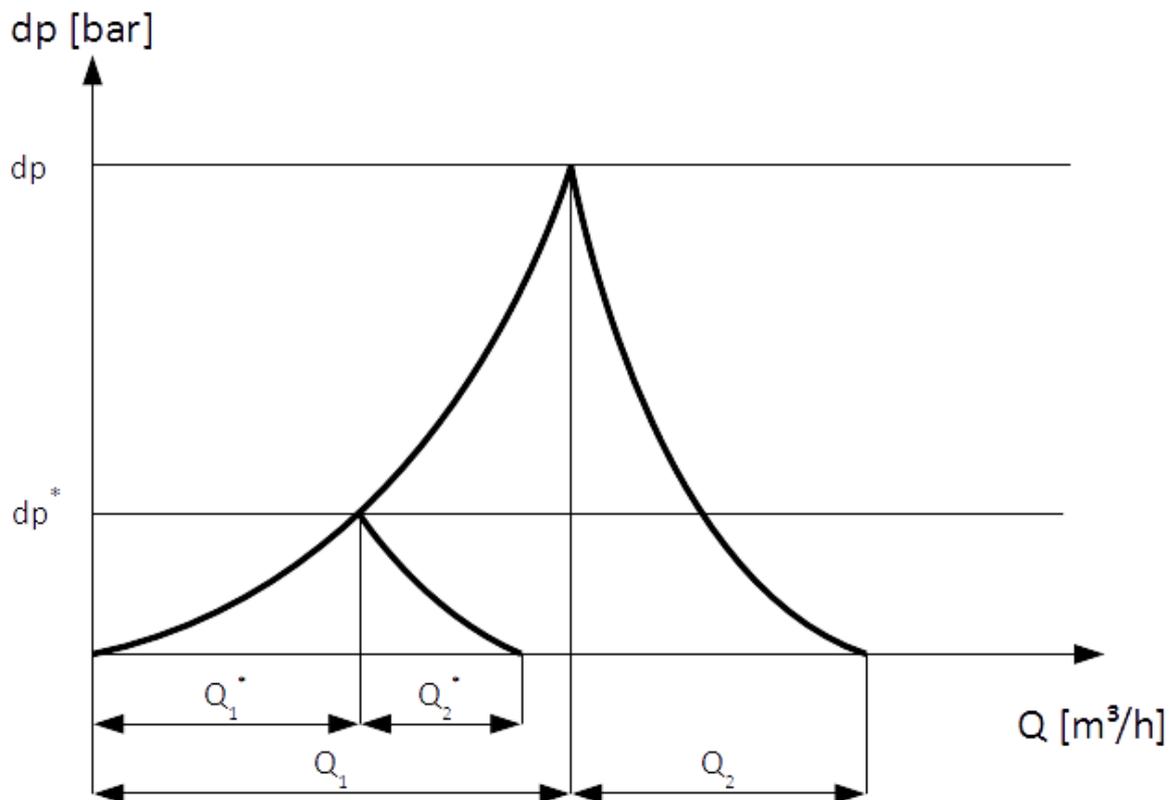


Abbildung 25 Kennlinien bei Parallelbetrieb zweier Wärmeübertrager in zwei unterschiedlichen Betriebspunkten (BP und BP*)

In Abbildung 25 ist die Kennlinie von zwei Wärmeübertragern, die parallel betrieben werden, qualitativ dargestellt. An beiden Wärmeübertragern besteht der gemeinsame Druckverlust dp . Der Gesamtdurchfluss ergibt sich zu $Q = Q_1 + Q_2$. Die Durchflüsse der einzelnen Wärmeübertrager sind nicht gleich groß, da deren Strömungswiderstände unterschiedlich groß sind. In der Abbildung ist ebenfalls ein zweiter Betriebspunkt mit $Q^* = Q_1^* + Q_2^*$ dargestellt.

Die Kurven in Abbildung 25 stellen die „Anlagenkennlinien“ der Wärmeübertrager dar. Der Druckabfall ist quadratisch proportional zur Geschwindigkeit und damit auch zum Volumenstrom ($\Delta p \propto Q^2$).

4.3.3.1 Nußdorfer Lände

In der Station Nußdorfer Lände gibt es für die Baugruppen drei mögliche Betriebszustände. Diese werden dadurch definiert, ob der dazugehörige Wärmeübertrager thermische Leistung überträgt.

- Zustand 1: Baugruppe 1 mit Wärmeübertrager 1 (WT1) ist in Betrieb
- Zustand 2: Baugruppe 2 mit Wärmeübertrager 2 (WT2) ist in Betrieb
- Zustand 3: Baugruppe 1 und 2 mit Wärmeübertrager 1 und 2 (WT1 & WT2) sind in Betrieb

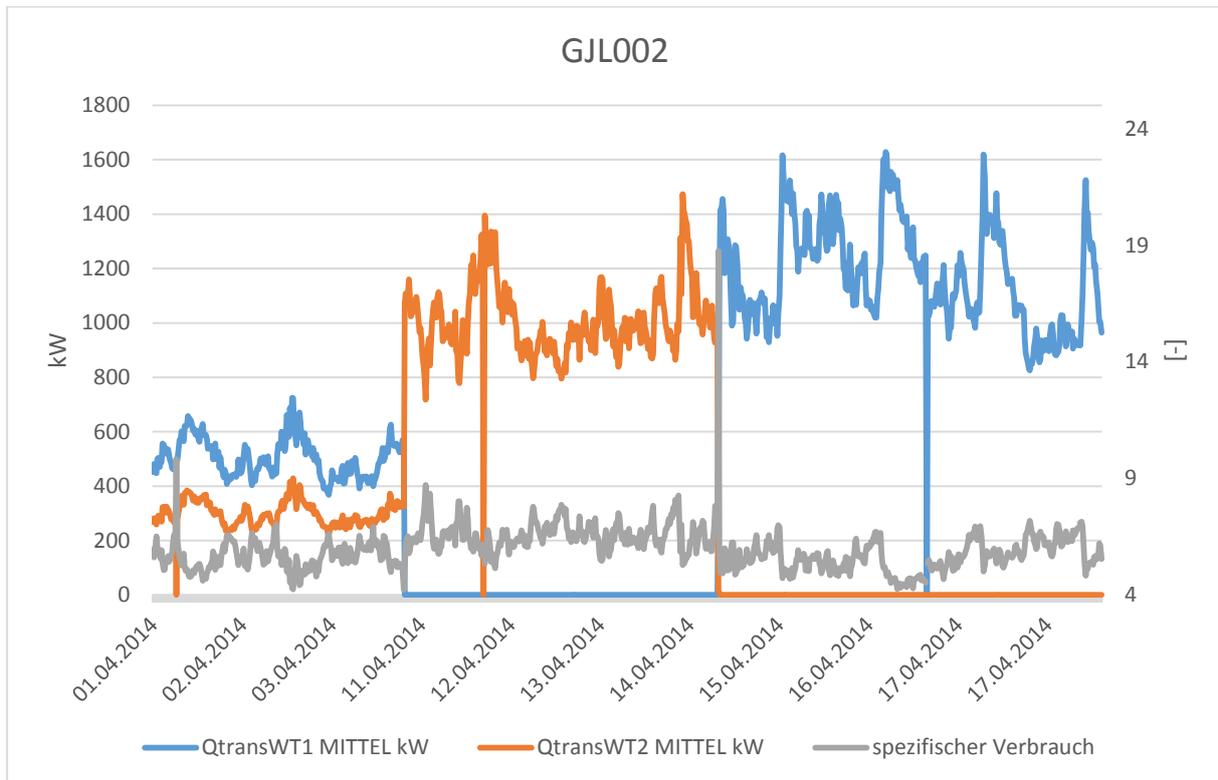


Abbildung 26 spezifischer Stromverbrauch bei verschiedenen Schaltungen der Wärmeübertrager

In Abbildung 26 sind die verschiedenen Schaltmöglichkeiten dargestellt. Auf der Ordinate ist die übertragene thermische Leistung der einzelnen Wärmeübertrager dargestellt. Ist die übertragene thermische Leistung eines Wärmeübertragers ungleich Null, ist dieser aktiv. In dem dargestellten Zeitraum wurde die Gebietsumformerstation in allen drei möglichen Zuständen betrieben.

Als beide Baugruppen parallel betrieben wurden, ist deutlich zu erkennen, dass ein Wärmeübertrager mehr Leistung übertragen hat als der andere. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Strömungswiderstand von Baugruppe 1 kleiner ist als der von Baugruppe 2. Dies bedeutet, dass die beiden Baugruppen nicht hydraulisch abgeglichen sind.

Der größere Strömungswiderstand der einzelnen Baugruppen zeigt sich auch im höheren spezifischen Stromverbrauch (Gleichung (10) siehe auch Abschnitt 4.3.2.2). Ist dieser höher, steigt der Verlust an Druckhöhe und somit auch die hydraulische Leistung, die benötigt wird, um die übertragene Wärmeleistung an der Gebietsumformerstation zu übertragen. Dadurch ist auch die elektrische Leistung der Pumpe höher und daher steigt auch der spezifische Stromverbrauch.

In Abbildung 26 ist der spezifische Stromverbrauch dargestellt. Wenn Baugruppe 1 in Betrieb ist, ist dieser geringer, als wenn Baugruppe 2 in Betrieb ist. Es wird also weniger Energie für

den gleichen Wärmetransport benötigt. In Tabelle 8 ist der mittlere spezifische Stromverbrauch zu entnehmen und die Abweichung dessen von Zustand 1.

	genützte Wärmeübertrager	Mittlerer spezifischer Stromverbrauch [kW/MW]	Abweichung von Zustand 1 [%]
Zustand 1	WT1	5,64	
Zustand 2	WT2	6,61	17,07
Zustand 3	WT1 & WT2	5,66	0,23

Tabelle 8 Abweichung des spezifischen Stromverbrauchs, wenn verschiedene Wärmeübertrager gefahren werden

Im Vergleich wurde ca. 17% mehr elektrische Leistung benötigt, wenn Wärmeübertrager 1 allein in Betrieb war statt Wärmeübertrager 2. In der Zeit, in der beide Baugruppen parallel betrieben wurden (Zustand 3), hätte bei gleichen hydraulischen Verhältnissen der spezifische Stromverbrauch sinken müssen. Durch den mangelhaften Abgleich der Strömungsverluste ist es allerdings schwierig, eine Aussage über den spezifischen Stromverbrauch in diesem Betriebszustand zu machen. Jedenfalls ist der aus den Messergebnissen errechnete mittlere Stromverbrauch nicht geringer, wenn beide Baugruppen gleichzeitig betrieben werden, als beim Betrieb mit Baugruppe 1.

4.3.3.2 Liebknechtgasse

Im Gegensatz zur Station Nußdorfer Lände sind in der Liebknechtgasse drei Baugruppen installiert. Im betrachteten Zeitraum waren diese die meiste Zeit parallel in Betrieb. Die übertragene thermische Leistung der Baugruppen ist in Abbildung 27 dargestellt.

Die Wärmeleistungen der Baugruppe 1 (WT1) und der Baugruppe 3 (WT3) sind im betrachteten Zeitraum annähernd gleich groß. Dies bedeutet, dass sie hydraulisch gut abgeglichen sind.

Baugruppe 2 kann nicht die gleiche thermische Leistung übertragen. Der Strömungswiderstand ist größer.

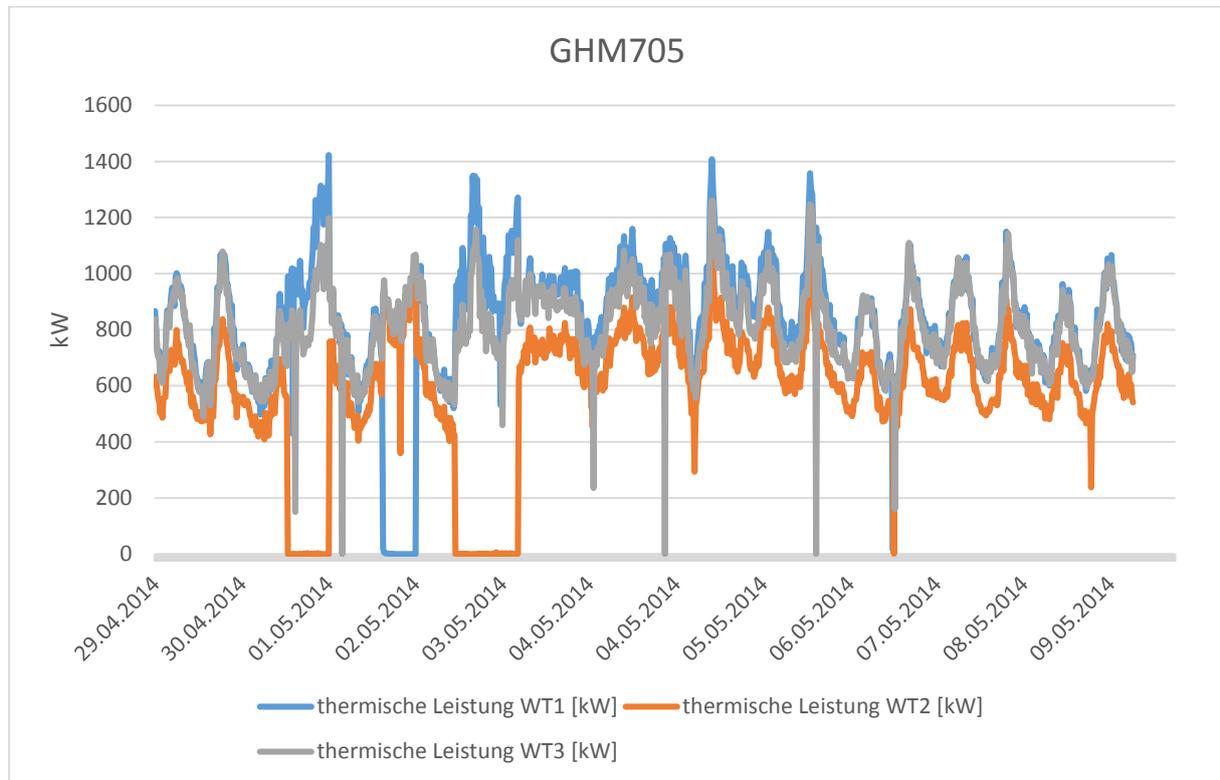


Abbildung 27 Übertragene Wärmeleistung der drei Baugruppen

4.3.3.3 Station Einsiedlergasse

In Abbildung 28 ist die übertragene Wärmeleistung der einzelnen Baugruppen von 30.10.2012 bis 31.8.2013 dargestellt. Laut Herstellerangaben (siehe Tabelle 3) sind die Wärmeübertrager jeweils für maximal 3MW ausgelegt. Allerdings werden diese oft überfahren.

Diese Station erreicht im Winter die Leistungsgrenze mit ca. 9MW Spitzenlast. Prinzipiell können Wärmeübertrager auch jenseits ihrer Auslegungsgrenze betrieben (überfahren) werden, indem entweder der Massenstrom oder die Temperaturdifferenz erhöht wird. Bei Erhöhung des Durchflusses ist allerdings fraglich, ob die Übertrager noch effizient arbeiten und ob das Gerät den stärkeren Belastungen dauerhaft standhält.

Um die Temperaturdifferenz zu steigern und somit den Massenstrom zu senken, müsste die Rücklaufemperatur gesenkt werden. Dies würde zusätzlich geringere Wärmeverluste beim Mediumtransport bedeuten und so insgesamt die Effizienz des gesamten Wärmetransports steigern.

In Abbildung 28 ist zu sehen, dass im Allgemeinen immer zumindest zwei Wärmeübertrager in Betrieb sind, jedoch übertragen die parallel betriebenen Wärmeübertrager meist nicht die gleiche thermische Leistung. Weiters überträgt nicht immer die gleiche Baugruppe die größte Leistung.

Besonders auffällig ist der Verlauf der Baugruppe 3 (WT3). Die übertragene Wärmeleistung wird immer wieder null. Eventuell gab es Probleme mit Messwerten und diese konnten nicht richtig vom Messgerät in die Datenbank übertragen werden. Möglich wäre auch, dass die Regelung dieser Station nicht richtig eingestellt war.

Auch die Verläufe der anderen beiden Baugruppen sind auffällig. Selbst im Schwachlastbereich in den Sommermonaten werden beide parallel betrieben. In diesem Zeitraum beträgt die abgenommene Leistung unter 2MW.

Möglicherweise hat sich die Belastung der Gebietsumformerstation in den letzten Jahren stark verändert, weil neue Kunden an das Sekundärnetz angeschlossen wurden. In der Steuerung der Station mögen diese neuen Bedingungen nicht berücksichtigt sein. Aus diesem Grund ist vielleicht auch der hydraulische Abgleich der Wärmeübertrager nicht optimal eingestellt.

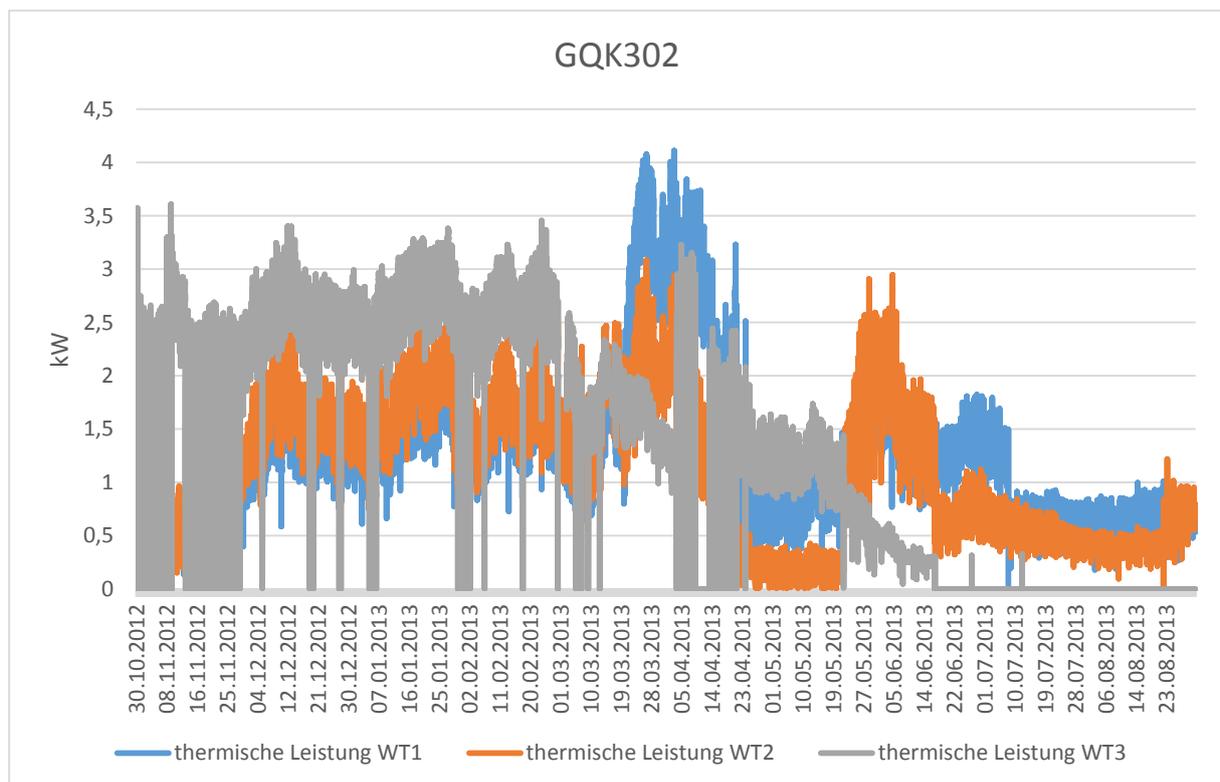


Abbildung 28 Übertragene Wärmeleistung

4.4 Vergleich verschiedener Gebietsumformerstationen

Die Betriebszustände der Gebietsumformerstationen hängen stark vom Lastverhalten der Kunden ab. Das Abnehmerverhalten der Kunden kann stark variieren. Typische Abnehmer der Fernwärme benutzen Heizung und Warmwasser für Wohnhausanlagen, Bürogebäude und

Krankenhäuser. Industrielle Fertigungsstätten benötigen andererseits Prozessdampf. Außerdem können Absorptionswärmepumpen zur Kälteerzeugung an das Fernwärmenetz angeschlossen werden. Diese verschiedenen Abnehmer weisen stark unterschiedliches Verhalten über das Jahr gesehen auf. Da im Sommer kaum Heizbedarf besteht, beschränkt sich der Verbrauch bei Wohnhäusern auf Brauchwasser. Gewerbliche Produktionsstätten hingegen werden über das ganze Jahr verteilt etwa den gleichen Wärmebedarf haben.

An das Primärnetz der Wien Energie GmbH Fernwärme sind 502 Gebietsumformerstationen angeschlossen². Um die Übertragbarkeit von Ergebnissen auf andere Stationen zu untersuchen, wurden Werte mehrerer Stationen aus dem Messdatensystem (siehe Abschnitt 3.4) exportiert und verglichen.

Folgende Datenreihen im Zeitraum von 1.6.2013 bis 1.6.2014 wurden für die Untersuchungen verwendet:

- Übertragene Leistung der Wärmeübertrager
- Primärdurchfluss
- Drehzahl der Pumpen (nur von den Stationen Liebknechtgasse und Nußdorfer Lände)

In Folgendem wird untersucht, ob das Lastverhalten der einzelnen Gebietsumformerstationen trotz des stark variierenden Kundenabnehmerverhaltens vergleichbar ist. Dafür wurde eine Desktopanwendung erstellt, mit der die Messwerte gefiltert, ausgewertet und dargestellt werden.

4.4.1 Programm zur Vergleichsbetrachtung

Um die Daten aus dem Messsystem zum Vergleich untereinander aufzubereiten und auszuwerten, wurde in der Entwicklungsumgebung Microsoft Visual Studio eine Applikation erstellt.

4.4.1.1 Funktion des Programms

Das Programm deckt folgende Funktionen ab, die nacheinander ausgeführt werden:

- Einlesen der Messwertdateien
- Auswerten der Daten
- Ausgabe der Daten in Form einer Grafik und gegebenenfalls Export zur Weiterverarbeitung mit einem externen Programm

² Geschäftsjahr 2011/2012 siehe [10]

4.4.1.2 Aufbau des Programms

Das Programm ist eine .NET-Windows-Forms-Applikation, die in Form einer Projektmappe in Visual-Studio erstellt wurde. Innerhalb dieser gibt es drei Projekte, die voneinander abhängig sind:

- Eine Chart-Library für die Darstellung der Ergebnisse
- Eine Library für die Funktionen Einlesen der Daten und Aufbereiten der Daten mittels Filter
- Ein Windows-Forms-Projekt für die Benutzerschnittstelle, welches die Library-Projekte benutzt

Damit konnte eine übersichtliche Gliederung des gesamten Software-Projekts erreicht werden.

Auch innerhalb der einzelnen Projekte wurde auf Modularität geachtet, um Wartungsarbeiten wie Fehlerbehebungen und Ergänzungen zu erleichtern. Die einzelnen Funktionen sind deshalb in Klassen und Interfaces definiert.

Beim Einlesen der Daten werden die Dateien im angegebenen Verzeichnis analysiert. Der Name der Gebietsumformerstation, für die das File erstellt wurde, wird aus dem Dateinamen extrahiert. Danach wird zuerst im Kopf der Datei nach den betreffenden Einheiten gesucht. Diese werden dann verwendet, um die entsprechenden Werte richtig zuzuordnen. So entsteht für jede Datei eine Liste mit Datensätzen, deren Schlüssel ein Zeitstempel ist.

Beim Aufbereiten der Daten werden die Datensatzlisten mittels nacheinander ablaufenden Filtermethoden verändert. Beispielsweise werden nicht plausible Datensätze gelöscht oder mehrere Datensätze zu einem zusammengefasst. Alle Filterbausteine sind wiederum in eigenen Klassen definiert, welche ein entsprechendes Interface implementieren. So wird per Bedienung eine Filterliste erstellt, die in der Reihenfolge abgearbeitet wird. Um das Erstellen von Filtern zu erleichtern, wurden Basisklassen programmiert, von denen die eigentlichen Filterklassen abgeleitet werden.

Für die Anzeige wird eine Chart-Library von Stephan Zimmermann (stefan.zimmermann@tele2.at) verwendet, die eine recht übersichtliche und bei der Programmierung einfache Anwendung erlaubt.

Die Benutzerschnittstelle wird in einem Windows-Forms-Projekt realisiert, das aufgrund der Auslagerung vieler Funktionen in Libraries recht einfach aufgebaut ist.

4.4.1.3 Bedienung des Programms

In Abbildung 29 ist die Programmoberfläche der Anwendung zu sehen.

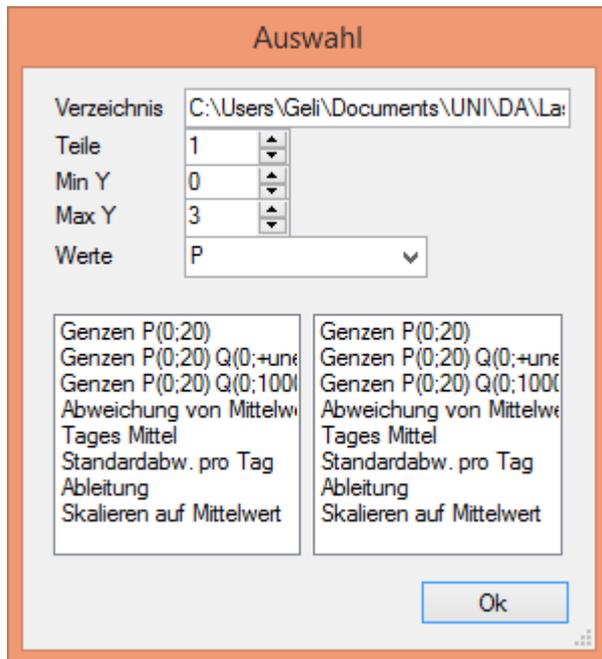


Abbildung 29 Programmoberfläche

In das Programm können die oben angeführten Daten aus dem Messdatensystem automatisch eingelesen werden. Im Eingabefeld „Verzeichnis“ ist der Pfad zu den Daten aus dem Leitsystem anzugeben.

Graphisch können Leistung (P), Durchfluss (Q) und Drehzahl (N) direkt in der Applikation dargestellt werden. Welche Kurven dargestellt werden, ist im Dropdownfeld „Werte“ auszuwählen. Zur besseren Darstellung können die Standardwerte in den Auswahlfeldern „Teile“, „Min Y“ und „Max Y“ variiert werden.

Die Ausgabe sind der Reihe nach übereinander angeordnete Verläufe. Um welche Station es sich handelt, ist oben der Reihe nach von links nach rechts angegeben (siehe beispielsweise Abbildung 30).

Um die Daten zu plausibilisieren und auszuwerten, können diverse Kriterien im Eingabefenster ausgewählt werden. Diese werden der Reihe nach auf die Daten angewendet. Folgende Kriterien gibt es zur Auswahl:

- **Statische Grenzen** filtern Werte, die außerhalb eines Grenzbereiches liegen, heraus.
- Die **Abweichung vom Mittelwert** gibt die absolute Differenz des Wertes zum Verlaufsmittel an. Der Mittelwert wird für alle Kriterien gemäß folgender Formel gebildet:

$$\bar{y} = \frac{\sum_n y_i}{n}$$

- Das **Tages Mittel** gibt für jeden Tag den Mittelwert aus.
- Die **Standardabweichung pro Tag** wird gemäß folgender Formel gebildet:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_n (y_i - \bar{y})^2}{n - 1}}$$

- Die **Ableitung** rechnet die Steigung von einem zum nächsten Zeitpunkt (Δt) nach folgender Formel aus:

$$k = \frac{\Delta y}{\Delta t}$$

- Mit der **Skalierung auf den Mittelwert** werden die Werte übers Jahr gemittelt und jeder Wert wird durch das Mittel dividiert.

Ist die Auswahl getroffen, wird der „Ok“-Button gedrückt und ein Verlaufsdiagramm erscheint am Bildschirm. Obwohl immer nur die Verläufe einer Art (P, Q oder N) im Programm angezeigt werden, erfolgt die Auswertung für alle Daten. Zusätzlich wird außerdem die Temperaturdifferenz aus der Leistung und dem Durchfluss gebildet und ausgewertet.

Zur weiteren Auswertung der Daten kann nun die Taste „c“ gedrückt werden. Sie kopiert die bearbeiteten Daten in die Zwischenablage. Im Zuge dieser Diplomarbeit wurden diese mit Hilfe von Microsoft Excel-Templates weiter bearbeitet.

4.4.2 Auswertungen zur Vergleichsbetrachtung

In Abbildung 30 sind die bezogenen Leistungsverläufe von 13 Gebietsumformerstationen abgebildet. Mit Hilfe der Desktopanwendung wurde die bezogene Leistung \bar{P} für jeden Messpunkt nach Gleichung (11) errechnet.

$$(11) \quad \bar{P} [-] = P / P_m$$

In dieser Gleichung ist P in [MW] die an die Station übertragene Primärleistung und P_m der Mittelwert der Leistung P über den betrachteten Zeitraum.

Werden die Mittelwerte der Leistung über einen Tag gebildet und anschließend auf den Mittelwert bezogen, sind die Verläufe der Kurven fast ident. In Abbildung 30 ist allerdings ersichtlich, dass bei einigen Stationen der Verlauf der errechneten 15-Minuten-Werte stark schwankt.

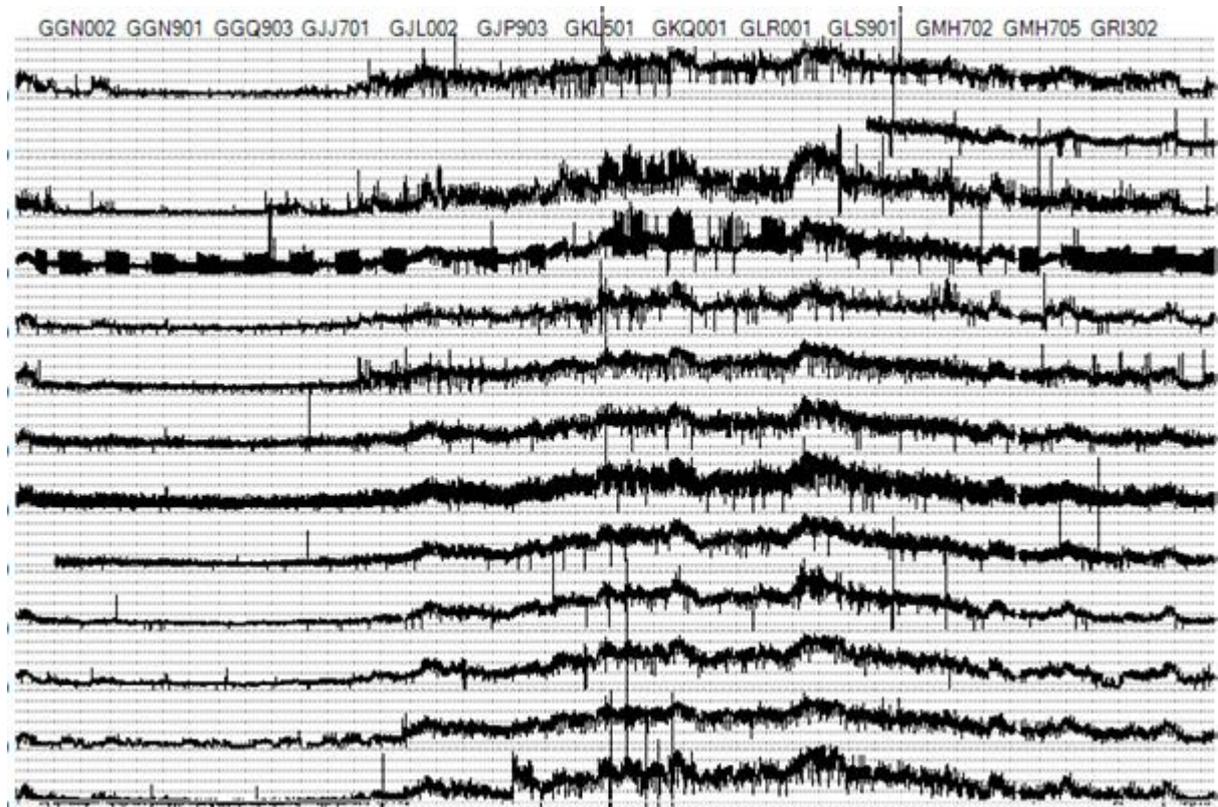


Abbildung 30 Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogene Leistung im Zeitraum 01.06.2013 bis 01.06.2014

Vor allem der Verlauf der bezogenen Leistung der Umformerstation GJJ701 unterscheidet sich stark von dem der anderen. Die Jahresganglinie des bezogenen Durchflusses \bar{Q} verläuft ebenfalls nicht sehr kontinuierlich.

$$(12) \quad \bar{Q}[-] = Q/Q_m$$

In Gleichung (12) ist Q der Durchfluss in $[m^3/h]$ und Q_m der über dem Verlauf gemittelte Wert.

In Abbildung 31 sind der Verlauf der bezogenen Leistung und des bezogenen Durchflusses aufgetragen. Einmal in der Woche ändert sich der Primärdurchfluss stark. In den Zeiten in denen der Durchfluss gering ist, schwankt die an der Station übertragene Leistung stark. Besonders gut ist dies im Zeitbereich von 01.06.2013 – 01.10.2013 zu erkennen. Aber auch in den anderen Monaten ist dieses Phänomen erkennbar. In diesem Fall war wahrscheinlich die Regelung der Station defekt.

An das Sekundärnetz der Station GGN002 sind 7 Kunden angeschlossen. Zusammen haben diese einen maximalen Anschlusswert (maximal zu erwartende thermische Leistung) von $1,7MW$. Ein Kunde verbraucht jedoch wesentlich mehr Leistung als die anderen Kunden.

Dieser hat einen Anschlusswert von 1,3MW. Deshalb ist anzunehmen, dass das Abnehmerverhalten dieses Kunden das Sekundärnetz maßgeblich beeinflusst. Der bezogene Leistungs- und Durchflussverlauf dieser Station unterliegt ebenfalls starken Schwankungen. Vermutlich sind diese allerdings lediglich der Lastgang von einem Kunden. Möglich wäre, dass der überproportional große Abnehmer ein Betrieb ist, der im Sommer geschlossen ist und deshalb keine Wärme benötigt. Aus den untersuchten Werten kann auch die Temperaturdifferenz ermittelt werden. Ist der Kunde nicht am Netz, so ist die Temperaturspreizung deutlich größer. Da die Vorlauftemperatur auf einen konstanten Wert geregelt wird, bedeutet das, dass dieser eine Kunde eine hohe Rücklauftemperatur an das Netz liefert, was sich negativ auf das Betriebsverhalten des Sekundärnetzes auswirkt.

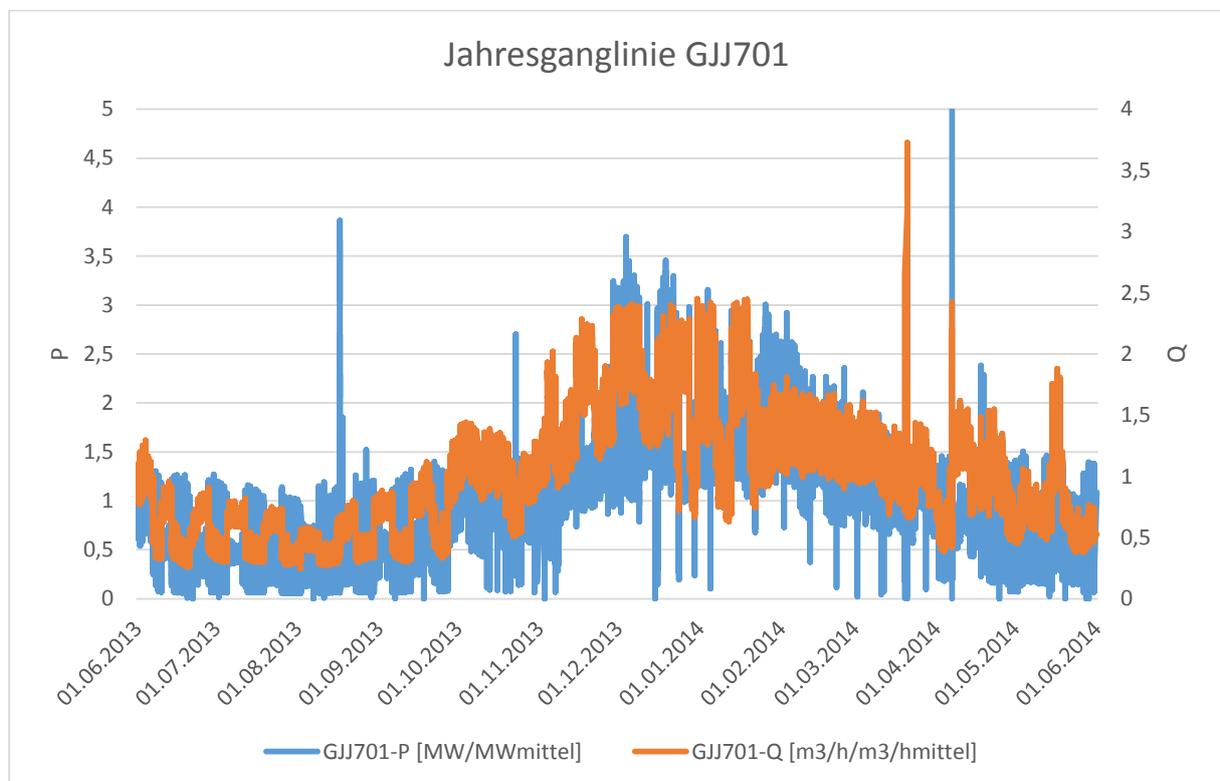


Abbildung 31 Jahresverlauf Station GJJ702 – bezogene Leistung und Durchfluss

Unter anderem kann mit Hilfe des erstellten Programms eine Auswertung gemäß folgender Formel gemacht werden. Hierbei ist $STW(P)_{Tag}$ in [MW] die Standardabweichung der Leistung eines Tages. Diese wird gemäß Gleichung (13) wieder auf den Mittelwert bezogen.

$$(13) \quad \bar{P}_{STW}[-] = \frac{STW(P)_{Tag}}{Mittelwert(STW(P)_{Tag})}$$

Statt der Leistung kann diese Form der Auswertung auch für den Durchfluss Q in [m^3/h] und die Drehzahl n in [U/min] gemacht werden.

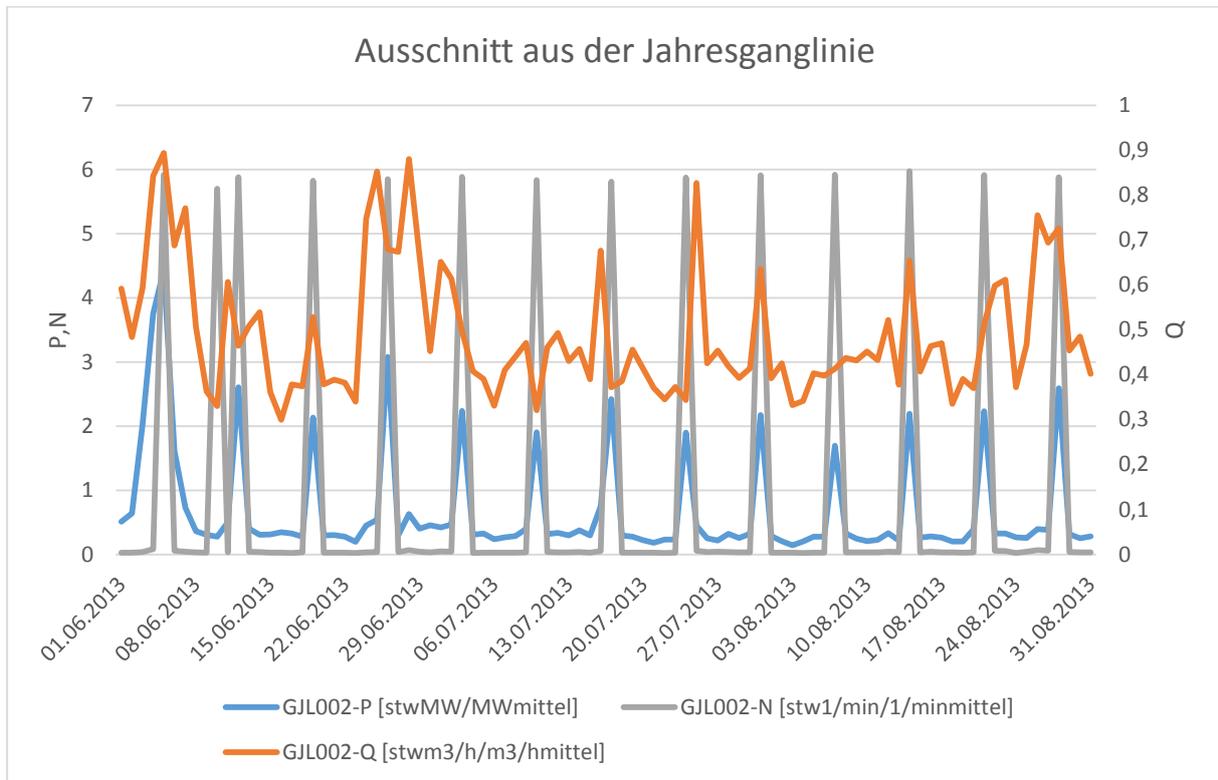


Abbildung 32 Verlauf Station GJL002 – bezogene Standardabweichung von Leistung, Durchfluss und Drehzahl gemäß Gleichung (13)

In Abbildung 32 ist der Verlauf der bezogenen Standardabweichung für Leistung, Durchfluss und Drehzahl vom 1.6.2013 – 31.8.2013 für die Gebietsumformerstation GJL002 aufgetragen. Bei den Verläufen von Drehzahl und Leistung ist zu erkennen, dass der Wert \bar{P}_{STW} einmal pro Woche größer ist als sonst. Bei der Drehzahl tritt diese Charakteristik während des ganzen Jahres auf. Für die Leistung ist dieses Verhalten am besten in den Sommermonaten zu erkennen, wenn die abgenommene Leistung gering ist.

Abbildung 33 zeigt die Jahresverläufe der bezogenen Standardabweichung der Leistungen für 13 Stationen. Die oben beschriebene Periodizität der lokalen Maxima ist bei vielen Verläufen vor allem in den Sommermonaten erkennbar. Dies lässt darauf schließen, dass diese Spitzen auftreten, wenn die Station schwach belastet ist.

Diese Periodizität der Abweichung könnte mit dem Umschalten der Baugruppen und / oder der Pumpen zusammenhängen. Ob instationäre Bedingungen tatsächlich die Ursache eines solchen Verhaltens sein können, müsste noch untersucht werden.

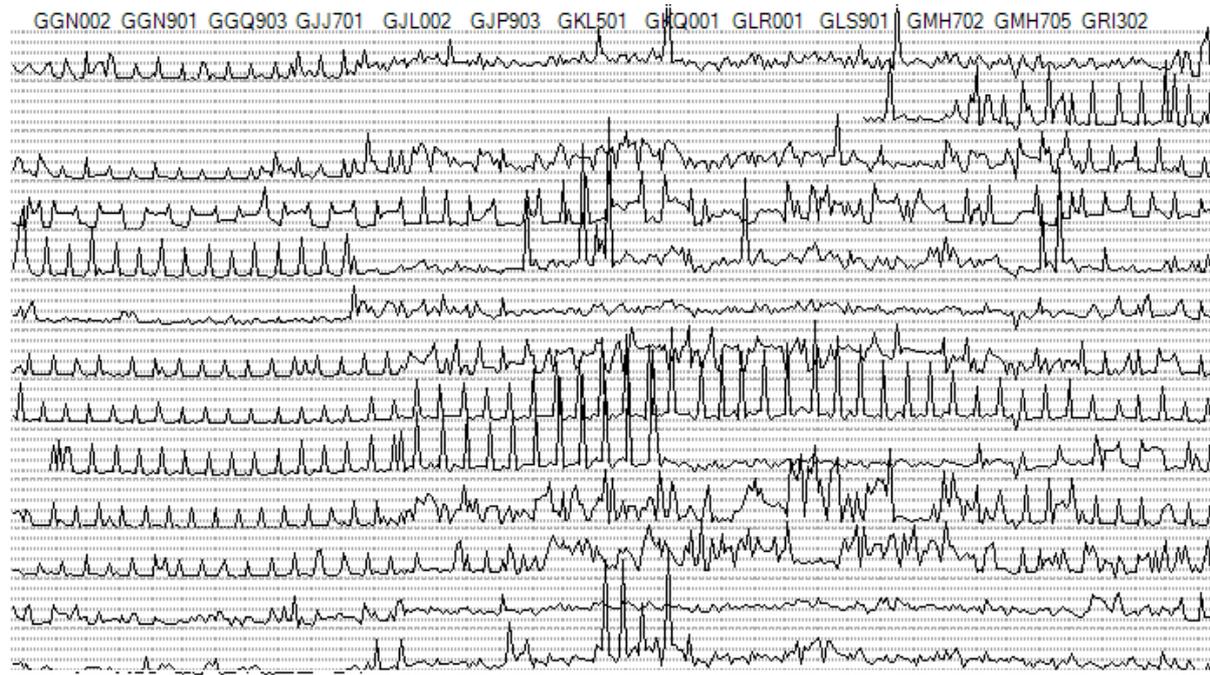


Abbildung 33 Jahresverlauf der bezogenen Standardabweichung

5 Ergebnisse

5.1 Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz

Um den Betrieb einzelner Baugruppen besser zu charakterisieren, wurden in der Station Nußdorfer Lände die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz und der $k \cdot A$ - Wert ermittelt. In dieser Station sind im Gegensatz zu den meisten anderen Gebietsumformeranlagen geschweißte Plattenwärmeübertrager installiert. Im vereinfachten Modell können diese als Gegenstromwärmeübertrager betrachtet werden.

Sind mehrere Baugruppen in Betrieb, ist die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz geringer, als wenn nur eine betrieben wird. Im Zeitraum der Auswertung war die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz jedoch starken Schwankungen unterworfen, was sie als Regelgröße wahrscheinlich unbrauchbar macht. Um also festzustellen, ob sich die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz stark ändert, wenn sich ungünstige Betriebszustände einstellen, müssten weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

5.2 Massenstromunterschiede bei verschiedenen Wärmeübertragern

In Abschnitt 4.3.3 wurde die hydraulischen Verhältnisse der einzelnen Baugruppen untersucht. Bei den untersuchten Gebietsumformerstationen konnte festgestellt werden, dass auf der Sekundärseite der Druckverlust über einzelne Baugruppen nicht gleich groß ist. Ist der Druckabfall bei der Wärmeübertragung größer, muss die Pumpengruppe mehr Förderhöhe aufsetzen. Dadurch wird mehr Energie benötigt, um das Sekundärnetz anzutreiben. Bei der Station Nußdorfer Lände war der spezifische Stromverbrauch der Baugruppe 2 um 17% höher als bei Betrieb der Baugruppe 1.

Werden mehrere Baugruppen parallel betrieben, wird nicht die gleiche Leistung über die Wärmeübertrager übertragen. Das liegt daran, dass sich über die Baugruppen im Parallelbetrieb der gleiche Druckabfall einstellt. Ist der Strömungswiderstand einer Baugruppe höher als jener der anderen, kann über beide Wärmeübertrager nicht mehr die gleiche Wassermenge fließen.

Im untersuchten Zeitraum kam es bei der Gebietsumformerstation Einsiedlergasse zu Unterschieden bei der Leistung der einzelnen Baugruppen. Bei dieser Station erreichten einzelne Wärmeübertrager im Parallelbetrieb die Leistungsgrenze, andere nicht. Wären die Baugruppen besser abgeglichen, könnten noch weitere Kunden an das Sekundärnetz angeschlossen

werden. Wie in Abschnitt 4.3.3.3 näher beschrieben, gab es bei dieser Station wahrscheinlich auch ein Problem mit der Regelung. Ob Massenstromunterschiede der einzelnen Baugruppen auf Grund einer fehlerhaften Regelung auftraten oder ob die Regelung schlecht funktionierte, weil durch die stark unterschiedlichen Massenströme und Druckverluste die Umschaltkriterien nicht mehr gut eingehalten werden konnten, müsste noch weiter untersucht werden.

Um die einzelnen Baugruppen innerhalb einer Station über das ganze Jahr hydraulisch abzugleichen, müsste ein dafür vorgesehenes Stellventil das ganze Jahr mitregeln, da der Strömungswiderstand der Baugruppen vom Massenstrom abhängt. Dies bedeutet aber das ganze Jahr einen zusätzlichen Druckverlust. Allerdings würde dies die Regelung der Station erleichtern.

Zumindest wäre es nötig, Baugruppen für den Höchstlastfall hydraulisch abzugleichen, um so den Bestand an Umformerstationen und Sekundärnetz optimal auslasten zu können. In Gleichung (14) wird der Druckverlust Δp in [bar] abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit w_m in [m/s] errechnet.

$$(14) \quad \Delta p = \zeta \frac{w_m^2}{2} \rho \quad [3], [17]$$

ρ ist hierbei die Dichte in [kg/m³]. Um den Strömungswiderstand über den Wärmeübertrager abzuschätzen, müssten also Druckverlustmessungen über die Baugruppe gemacht werden. Durch Umformen der Gleichung (14) kann der Widerstandbeiwert errechnet werden.

$$(15) \quad \zeta = \frac{\Delta p * 2}{\rho * w_m^2}$$

Der Massenstrom des Höchstlastfalles muss geschätzt und durch die Anzahl der Wärmeübertrager dividiert werden. Daraus kann die mittlere Geschwindigkeit des Maximallastfalles errechnet werden. Diese wird wieder in Gleichung (14) eingesetzt. Der größte Strömungswiderstand dient als Referenzgröße. Die Strömungswiderstände der anderen Baugruppen müssen mit Hilfe des Stellventils angeglichen werden.

Dieser Abgleich müsste jedes Jahr an die neuen Verhältnisse angepasst werden. Der zusätzliche Aufwand zahlt sich vermutlich nur in Stationen nahe der Leistungsgrenze aus. Weiters ist das Abschätzen des Leistungsverlaufs sehr schwierig und muss für jede Station gesondert betrachtet werden.

Würde jede Baugruppe eine eigene Pumpe haben, könnte der hydraulische Abgleich nur über die Pumpen geregelt werden und es müssten keine zusätzlichen Strömungswiderstände eingebaut werden. Dieses Prinzip der „Erzeugerpumpen“ wird beispielsweise bei der Einbindung von Heizwerken mit mehreren Heizkesseln verwendet.

5.3 Kennzahl zur Bewertung von elektrischem Verbrauch

Der Betrieb der Pumpen ist ein Bestandteil für die Bewertung der Effizienz von Gebietsumformerstationen. Um ungünstige Betriebsweisen der Pumpen festzustellen, bietet sich die in Abschnitt 4.3.2.2 näher beschriebene Kennzahl des spezifischen Stromverbrauchs $P_{spez} = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \left[\frac{kW_{el}}{MW_{th}} \right]$ an.

Um diese Kennzahl bestimmen zu können, müsste jede Pumpe elektrisch gemessen werden. Damit lässt sich der Verbrauch der Pumpen in den einzelnen Stationen vergleichen.

In einigen Stationen sind verschiedene Pumpen mit unterschiedlichen Kennlinien verbaut. Der spezifische Stromverbrauch kann Auskunft darüber geben, in welchem Bereich eine Pumpe gut arbeitet. Bei der Station Liebknechtgasse konnte gezeigt werden, dass im Schwachlastfall eine Pumpe bis zu 30% mehr elektrische Energie verbrauchte als die andere. Das lag daran, dass zwei unterschiedliche Pumpentypen verbaut waren. Diese haben verschiedene optimale Betriebspunkte. Mit Hilfe der Kennzahl des spezifischen Stromverbrauchs P_{spez} kann ausgewertet werden, wann welche Pumpe in Betrieb sein sollte. Eventuell ist es sogar möglich, diesen Wert als Regelumswert einzusetzen. Dafür sind allerdings weitere Untersuchungen nötig.

6 Kennzahlen

In diesem Abschnitt werden die aus den Untersuchungen ermittelten Kennzahlen vorgestellt, welche die Energieeffizienz einer Station charakterisieren können.

Die in Abschnitt 4.3.2.2 näher beschriebene Kennzahl des spezifischen Stromverbrauchs $P_{spez} = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \left[\frac{kW_{el}}{MW_{th}} \right]$ zeigt, ob eine Pumpe effizient arbeitet. Umso weiter entfernt eine Pumpe vom Auslegungspunkt betrieben wird, desto schlechter ist der Wirkungsgrad, und der spezifische Stromverbrauch steigt. Im Schwachlastfall ist oft nur ein Wärmeübertrager in Betrieb. In diesem Zeitraum wird der benützte Wärmeübertrager periodisch gewechselt. Ist nur ein Übertrager in Betrieb, kann der spezifische Stromverbrauch als charakteristische Kenngröße für den Druckverlust eines Wärmeübertragers herangezogen werden. Hier ist die Kennzahl der einzelnen Wärmeübertrager bei identen hydraulischen Verhältnissen zu vergleichen. Dies gibt eine Aussage über den hydraulischen Abgleich einer Station. Um die Kennzahl zu ermitteln, müssten in den Stationen elektrische Leistungsmessungen eingebaut werden.

Sind mehrere Wärmeübertrager im Parallelbetrieb, kann das Verhältnis der Primärvolumenströme der einzelnen Wärmeübertrager herangezogen werden, um den hydraulischen Abgleich zu charakterisieren. Die dafür nötigen Messdaten gibt es derzeit von ca. 200 Station. Der spezifische Volumenstrom $V_{spez} = \frac{V_{WT1}}{V_{WT2}}$ gibt an, wie gut zwei Wärmeübertrager abgeglichen sind. Ist das Verhältnis $V_{spez} = 1$, ist hydraulischer Abgleich gegeben.

Als weitere Kennzahl kann die Motordrehzahl n_{FU} , die an den Frequenzumrichtern der Pumpen bestimmt wird, herangezogen werden. Hierfür müssten konkrete Minimal- und Maximalwerte für den jeweiligen Pumpentyp ermittelt werden, in dem sich die Drehzahl bewegen darf. Je weiter entfernt die Pumpe von der Nenndrehzahl betrieben wird, desto schlechter ist der Wirkungsgrad und desto ineffizienter arbeitet die Pumpe.

Die gewählten Kennzahlen sind in Tabelle 9 zusammengefasst

Kennzahl	Bezeichnung	zur Bewertung von
$P_{spez} = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \left[\frac{kW_{el}}{MW_{th}} \right]$	spezifischer Stromverbrauch	Effizienz der Pumpen hydraulischer Abgleich
$V_{spez} = \frac{V_{WT1}}{V_{WT2}}$	spezifischer Volumenstrom	hydraulischer Abgleich
$n_{FU} [min^{-1}]$	Motordrehzahl der Frequenzumrichter	Effizienz der Pumpen

Tabelle 9 Zusammenfassung der Kennzahlen zur Bewertung von Gebietsumformerstationen

7 Diskussion

In Bezugnahme auf die in Abschnitt 1.1 formulierten Forschungsfragen werden nun die Ergebnisse diskutiert.

Wie werden Gebietsumformerstationen derzeit in typischen Situationen praktisch betrieben?

Derzeit werden Gebietsumformerstationen für extreme Bedingungen im Winter und einen möglichen Weiterausbau des zugehörigen Sekundärnetzes ausgelegt. Diese Auslegungskriterien führen dazu, dass die Stationen meistens im Teillastbereich arbeiten. Durch diesen Betriebszustand kommt es zu relativ hohen elektrischem Mehraufwand der Komponenten.

Der Wirkungsgrad der Pumpen ist maximal im Auslegungspunkt. Durch Auswertung der Messdaten ist jedoch ersichtlich, dass die Pumpen selten im Bereich dieses Punktes arbeiten. Der Wirkungsgrad des hydraulischen Antriebs ist daher schlecht und der elektrische Energiebedarf ist verhältnismäßig hoch. Im Teillastbereich nimmt also der Pumpwirkungsgrad bei niedrigen Drehzahlen ab, und das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Energie steigt. In der Station Liebknechtgasse unterschied sich dieses Verhältnis bei zwei verschiedenen Pumpentypen für den gleichen Lastfall um bis zu 30%.

Um den Teillastbetrieb im Schwachlastfall zu ermöglichen, werden nicht alle Baugruppen einer Gebietsumformerstation gleichzeitig eingesetzt, sondern einzeln oder alternierend. Sind weniger Wärmeübertrager in Betrieb, wird die Übertragungsfläche geringer. Dies führt zu einer schlechteren Wärmeübertragung. Inwieweit sich dies negativ auswirkt, wäre extra zu untersuchen.

Wenn möglich werden die einzelnen Wärmeübertrager bei Schwachlast wochenweise gewechselt, um eine gleichmäßige Abnutzung zu gewährleisten. Welchen Vorteil dies bietet, konnte nicht ermittelt werden.

Ist andererseits mehr als ein Wärmeübertrager in Betrieb, ist bei den untersuchten Stationen der Massenstrom über die Tauscher nicht gleich groß. Man spricht von mangelndem hydraulischem Abgleich. Sind Baugruppen nicht hydraulisch abgeglichen, ergibt sich ein unterschiedlicher Druckabfall. Das schränkt die Gesamtleistung der Station ein. Nicht alle vorhandenen Komponenten können bis zu ihrer Grenze ausgenutzt werden.

Welche messbaren Kennzahlen lassen sich zur Bewertung der Energieeffizienz einer Gebietsumformerstation angeben?

Generell ist es auf Grund der Unterschiede zwischen den Stationen schwierig, allgemeingültige Kennzahlen zu erstellen (siehe Abschnitt 4.4). Dennoch können ineffiziente Betriebsweisen, Störungen und ungünstige Betriebszustände während des Betriebs einer Station qualitativ und quantitativ erfasst werden.

Die untersuchten Motoren der Sekundärpumpen sind auf eine Nenndrehzahl von 1450 U/min ausgelegt. Im Bereich dieser Drehzahl ist der Wirkungsgrad maximal. Wird die Drehzahl unterschritten, so nimmt der Gesamtwirkungsgrad der Pumpe ab. Ungünstige Betriebspunkte führen im geringen Drehzahlbereich häufiger zu Schäden an den Pumpen. Dadurch ist es sinnvoll, eine Drehzahluntergrenze als Kennzahl einzuführen. In den untersuchten Stationen wäre $n = 1000 \text{ U/min}$ ein sinnvoller Grenzwert. Wird dieser über längere Zeiträume in Sommer unterschritten, sollten kleinere Pumpen für diese Betriebszustände verbaut werden.

Die Kennzahl spezifischer Stromverbrauch P_{spez} zeigt ineffiziente Betriebsweisen auf. Arbeitet die Pumpe in einem schlechten Wirkungsgradbereich, steigt der benötigte elektrische Mehraufwand verhältnismäßig höher, um die Wärme zum Abnehmer zu transportieren. Damit steigt auch der spezifische Stromverbrauch.

Absolut gesehen würde ein geringerer Massenstrom beim Wärmetransport auch weniger elektrischen Aufwand bedeuten. Dazu müsste allerdings die Temperaturspreizung erhöht werden. Die effektivste Möglichkeit Pumpstrom einzusparen, wäre die Rücklauftemperatur zu senken. Zum Senken dieser Temperatur müssten allerdings Abnehmeranlagen verändert werden. Alternativ könnte auch die strukturelle Anordnung der Kundenanlagen im Fernwärmenetz geändert werden. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise eine kaskadische Anordnung der Kunden. Hierbei werden Abnehmer, die eine niedrigere Vorlauftemperatur benötigen, in den Rücklauf gehängt.

Weiters wurde untersucht, ob mittels Wärmeübertragerkennzahlen, wie der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz, ungünstige Betriebspunkte beschrieben werden können. Leider war die Schwankungsbreite dieser Größe zu groß. Außerdem wäre sie nur für einen geringen Anteil der eingesetzten Wärmeübertrager im Fernwärmenetz gültig. Dadurch ist die logarithmische Temperaturdifferenz als Kennzahl für Gebietsumformerstationen ungeeignet.

Als Kenngröße um mangelhaften hydraulischen Abgleich zu charakterisieren, ist das Verhältnis der Primärvolumenströme im Parallelbetrieb geeignet. Generell zeigt diese Kennzahl auch Probleme der Regelung und Steuerung an.

Sind die derzeit erhobenen Messdaten für die Bestimmung der relevanten Kennzahlen geeignet bzw. von ausreichender Genauigkeit?

Bei den neueren Stationen wird die Motordrehzahl bereits über das Messleitsystem aufgezeichnet. Allerdings war in der Station Liebknechtgasse der Messfühler für die Drehzahl nicht bei allen Pumpen angeschlossen. Daher konnten nur begrenzt Aussagen über die Drehzahl getroffen werden. Für die Verwendung als Kennzahl muss eine ausreichend verfügbare Messung sichergestellt sein. Derzeit verfügen etwa 80 Gebietsumformerstationen über eine automatisierte Auslesung der Motordrehzahlen im 15-Minuten-Intervall, in welchem diese Kennzahl ausgewertet werden kann.

Mit Hilfe des spezifischen Stromverbrauchs konnten ineffiziente Betriebsweisen einfach nachgewiesen werden. Grundlage dafür sind elektrische Leistungsmessungen der Pumpen und thermische Leistungsmessungen der Wärmeübertrager. Etwa 200 Stationen verfügen über eine Primärleistungsmessung im 15-Minuten-Intervall. Der elektrische Verbrauch der gesamten Station wird derzeit nur einmal im Jahr abgelesen. Damit diese Kennzahl gebildet werden kann, müssten detailliertere Leistungsmessungen installiert werden.

Für den spezifischen Volumenstrom werden die Primärmassenströme der einzelnen Baugruppen aus dem Sekundärleitsystem benötigt. Zurzeit gibt es Daten dazu aus 200 Gebietsumformerstationen.

Die vorhandenen Daten aus dem Leitsystem sind lückenhaft und teilweise falsch. Auf dieser Basis lassen sich die beschriebenen Kennzahlen nicht bestimmen. Deshalb sollten die Werte automatisch plausibilisiert und damit einfacher als bisher auswertbar sein.

Wie sollte die Ausrüstung neuer Gebietsumformerstationen dimensioniert werden?

Zur Erfassung der oben beschriebenen Kennzahlen sollten aussagekräftige elektrische Leistungsmessungen im Bereich der Pumpen installiert werden. Die Messwerte müssten übertragen und zentral gespeichert werden. Diese Ausrüstung ist derzeit auch in neuen Stationen nicht geplant. Derzeit existiert auch kein System, mit dem die Messungen ausgewertet werden. Dort sollten alle Messwerte automatisch plausibilisiert werden, um Fehler und Ungenauigkeiten zu entdecken. Damit könnten Maßnahmen zur Hebung der Messqualität ergriffen werden.

Im Falle von Neudimensionierungen wären Sommerpumpen bzw. gestaffelte Pumpengrößen sinnvoll. Unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit können Richtlinien zur Dimensionierung für Neuanlagen erstellt werden. Ein effizienter Betrieb der Gebietsumformerstationen wäre somit das ganze Jahr möglich.

Ist bei einer Station ohnehin eine Leistungserweiterung geplant, dann sollte der Platzbedarf berücksichtigt werden. Unterschiedliche Verrohrungen bei den Wärmeübertragern können zu mangelndem hydraulischen Abgleich führen. Dies begrenzt einerseits die mögliche Leistung der Station und erhöht andererseits noch den elektrischen Aufwand für den Transport. Dies wird derzeit beim Bau neuer Gebietsumformerstationen berücksichtigt.

8 Schlussfolgerung und Ausblick

Um Verluste des Fernwärmenetzes zu reduzieren und damit die Energieeffizienz zu steigern, müssen mögliche Probleme und ineffiziente Bauteile im System erkannt werden. Derzeit werden nur Maßnahmen gesetzt, wenn die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Mit den in dieser Arbeit definierten Kennzahlen ist es möglich, im Sinne der Energieeffizienz ungünstige Betriebsweisen zu erkennen, damit weitere Schritte veranlasst werden können.

Wie in Abschnitt 5.3 beschrieben wurde, arbeiteten die Pumpen in der Gebietsumformerstation in unterschiedlichen Wirkungsgradbereichen. Das könnte ausgenutzt werden, um einen energieeffizienteren Betrieb der Station zu ermöglichen. Dies würde die benötigte elektrische Arbeit der Station verringern.

Hierbei wäre eine Staffelung der optimalen Leistungsbereiche, also der „Größe“ der Pumpe, denkbar. Wie diese bestmögliche Auslegung der Pumpen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte aussehen sollte, wurde in dieser Arbeit nicht untersucht. Hierfür wäre eine weitere Untersuchung nötig. Für diese wären elektrische Leistungsmessungen in den Stationen sehr hilfreich.

Die wirksamste Maßnahme Pumpstrom einzusparen, ist den Massenstrom zu senken, der nötig ist, um die Wärme von der Gebietsumformerstation zu den Abnehmern zu transportieren. Sinkt der Massenstrom, so sinkt auch der benötigte Differenzdruck an der Station. Dieser nimmt mit der Fördermenge nicht linear ($\Delta p \propto \dot{V}^2$) ab. Dadurch senkt sich bei einem geringeren Massenstrom auch die benötigte Antriebsleistung nicht linear.

Das in Abschnitt 4.2 beschriebene Simulationssystem ermöglicht auch die Erstellung von verschiedenen Verbraucherszenarien. Die Auswirkungen von geänderten Kundenverhalten auf die Rücklauftemperaturen können hiermit quantitativ erfasst, und Einsparungsszenarien könnten erstellt werden.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Müllverbrennungsanlage Spittelau [6]	5
Abbildung 2 Hausstation mit Brauchwasseraufbereitung bei direktem Anschluss [8]	7
Abbildung 3 Hausstation mit Brauchwasseraufbereitung bei indirektem Anschluss [8]	7
Abbildung 4 Erzeugungsstruktur und installierte Leistung der Fernwärme in Wien [10] (eigene Darstellung)	9
Abbildung 5 Fernwärmenetz Wien [10]	10
Abbildung 6 Auslegungsbedingungen für eine sekundäre Hausstation der Wien Energie Fernwärme [11]	11
Abbildung 7 Primärseitiger Teil einer Baugruppe der Gebietsumformerstation [11]	12
Abbildung 8 Gebietsumformerstation Einsiedlergasse	14
Abbildung 9 Regelgerät auf der Primärnetzseite - qualitative Darstellung (als Differenzdruckregler [-] oder als Mengenbegrenzer [- -] verschaltet) [3]	15
Abbildung 10 Regelung einer Gebietsumformerstation; rechts: kombinierter Regler; links: Mengenbegrenzer/Differenzdruckregler mit separatem Mengenregler zum Einstellen der Vorlauftemperatur im Sekundärnetz [13]	16
Abbildung 11 Methodik der Untersuchungen	21
Abbildung 12 elektrische Leistungsmessung	22
Abbildung 13 Simulationsmodell der Gebietsumformerstation Nußdorfer Lände	25
Abbildung 14 Fehlerbewertung der thermischen übertragenen Leistung der Simulation der Station Nußdorfer Lände	26
Abbildung 15 Vergleich Betriebsverhalten der Wärmeübertrager - GJL002	28
Abbildung 16 Charakteristische Darstellung der Leistung P, Förderhöhe H und des Wirkungsgrades η einer Kreiselpumpe über dem Durchfluss Q mit Anlagenkennlinie H_A [20]	29
Abbildung 17 Zeitraum elektrische Leistungsmessung Station Nußdorfer Lände	31
Abbildung 18 Gegenüberstellung - elektrische und hydraulische Leistung der Gebietsumformerstation	32
Abbildung 19 Hydraulischer Wirkungsgradverlauf der Anlage GJL002 über der Drehzahl	33
Abbildung 20 Messung elektrische Leistung	34

Abbildung 21 Fehlerhafte Aufzeichnung der Motordrehzahl	35
Abbildung 22 Kennlinie der Anlage und der Pumpen lt. Herstellerangaben.....	36
Abbildung 23 Stromverbrauch über Wärmeleistung	36
Abbildung 24 Spezifischer Stromverbrauch der Station	38
Abbildung 25 Kennlinien bei Parallelbetrieb zweier Wärmeübertrager in zwei unterschiedlichen Betriebspunkten (BP und BP*).....	39
Abbildung 26 spezifischer Stromverbrauch bei verschiedenen Schaltungen der Wärmeübertrager	40
Abbildung 27 Übertragene Wärmeleistung der drei Baugruppen.....	42
Abbildung 28 Übertragene Wärmeleistung	43
Abbildung 29 Programmoberfläche	46
Abbildung 30 Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogene Leistung im Zeitraum 01.06.2013 bis 01.06.2014	48
Abbildung 31 Jahresverlauf Station GJJ702 – bezogene Leistung und Durchfluss	49
Abbildung 32 Verlauf Station GJL002 – bezogene Standardabweichung von Leistung, Durchfluss und Drehzahl gemäß Gleichung (13).....	50
Abbildung 33 Jahresverlauf der bezogenen Standardabweichung	51

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Nußdorfer Lände	18
Tabelle 2 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Liebknechtgasse	19
Tabelle 3 Auslegungsdaten der Wärmeübertrager und der Kreiselpumpen – Einsiedlergasse	20
Tabelle 4 Messzeitraum	23
Tabelle 5 mittlere logarithmische Temperaturdifferenzen	28
Tabelle 6 Auswertung des Anlagenwirkungsgrades nach Drehzahlbereichen - GJL002	32
Tabelle 7: Vergleichsrechnung	37
Tabelle 8 Abweichung des spezifischen Stromverbrauchs, wenn verschiedene Wärmeübertrager gefahren werden	41
Tabelle 9 Zusammenfassung der Kennzahlen zur Bewertung von Gebietsumformerstationen	55

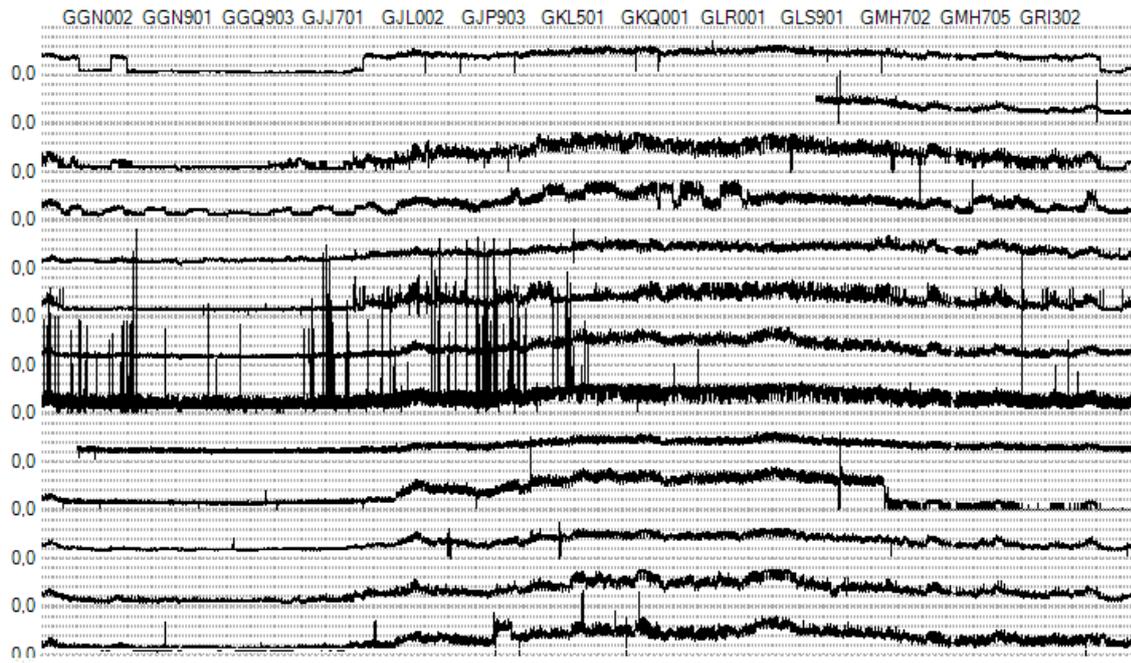
11 Literaturverzeichnis

- [1] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, S. Werner, B. Moller, U. Persson, T. Boermans, D. Trier, P. Ostergaard und S. Nielsen, „Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system,“ *Energy Policy*, Bd. 65, pp. 475-489, 2014.
- [2] BUNDESMINISTERIUM für WISSENSCHAFT, FORSCHUNG und WIRTSCHAFT, „Energiestrategie & Energiepolitik,“ 10 Februar 2015. [Online]. Available: <http://www.bmwf.wg.at/EnergieUndBergbau/EnergiestrategieUndEnergiepolitik/Seiten/default.aspx>. [Zugriff am 10 Februar 2015].
- [3] K. Hakansson, *Handbuch der Fernwärmep Praxis*, Essen: Vulkan-Verlag, 1986.
- [4] G. Scholz, *Rohrleitungs- und Apparatebau: Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [5] BINE Informationsdienst, „BINE Informationsdienst: Projektinfo: Fernwärme-Dampfnetze auf Heißwasser umstellen - Ausgangssituation, Ziele,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.bine.info/publikationen/publikation/fernwaerme-dampfnetze-auf-heisswasser-umstellen/ausgangssituation-ziele/>. [Zugriff am 23 März 2015].
- [6] Wien Energie GmbH, „Wien Energie,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.wienenergie.at/eportal2/ep/channelView.do/pageTypeld/67829/channelId/-48159>. [Zugriff am 23 März 2015].
- [7] J. Gustafsson, J. Delsing und J. van Deventer, „Improved district heating substation efficiency with a new control strategy,“ *Applied Energy*, Bd. 87, Nr. 6, pp. 1996-2004, 2010.
- [8] Wien Energie GmbH, „Wien Energie | Technische Richtlinien | Technische Richtlinien | Planung und Errichtung Fernwärme | Fernwärme-Partner-Plattform | Unternehmen,“ 2014. [Online]. Available: https://www.wienenergie.at/media/files/2013/fe_tr_hs_ausg_12-2009_mit_infoblatt_07-2013_101143.pdf. [Zugriff am 2014 Okt 2014].
- [9] K. Hoffelner, *Die Erfolgsgeschichte 40 Jahre Fernwärme Wien*, Wien: echomedia verlag ges.m.b.h für Wien Energie Fernwärme, 2009.

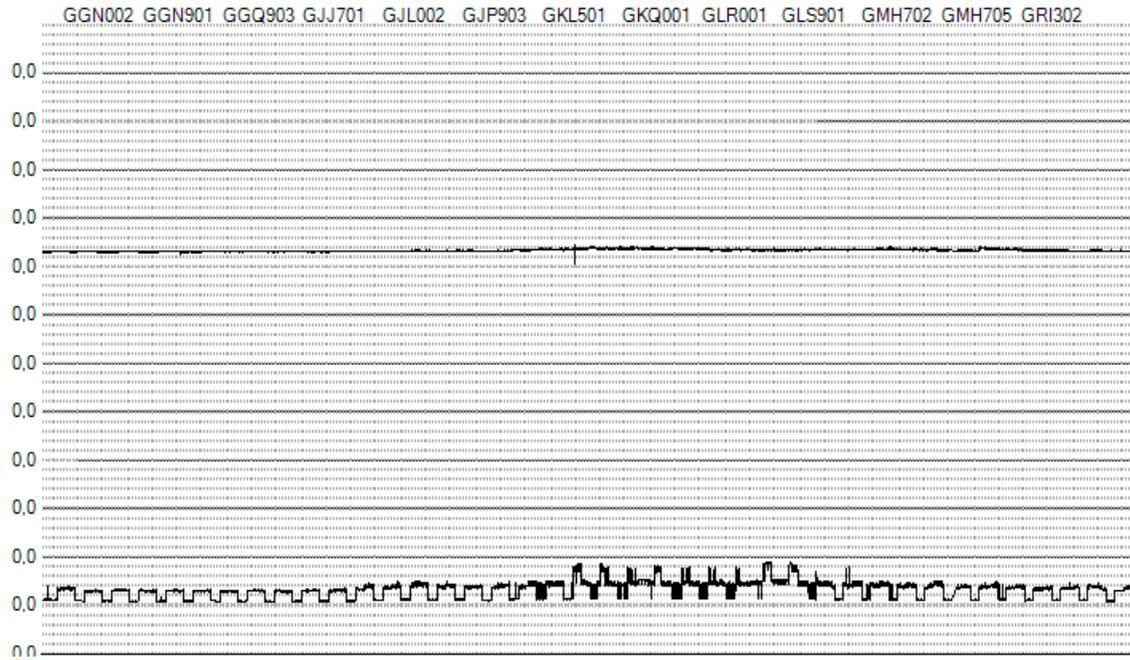
- [10] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Fachverband :: Veranstaltungen,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.gaswaerme.at/de/pdf/13-1/irschik.pdf>. [Zugriff am 16 Okt 2014].
- [11] Wien Energie Gmbh, „Wien Energie | Technische Richtlinien | Technische Richtlinien | Planung und Errichtung Fernwärme | Fernwärme-Partner-Plattform | Unternehmen,“ Dez 2009. [Online]. Available: http://www.wienenergie.at/media/files/2013/tr-technische%20auslegungsbedingungen%202010-09_25245.pdf. [Zugriff am 16 Okt 2014].
- [12] J. Nagler, Dynamische Simulation eines bestehenden Fernwärmenetzes mit Matlab/Simscape, Wien: TU Wien, 2014.
- [13] Wien Energie Gmbh, „Wien Energie | Technische Richtlinien | Technische Richtlinien | Planung und Errichtung Fernwärme | Fernwärme-Partner-Plattform | Unternehmen,“ Dez 2009. [Online]. Available: https://www.wienenergie.at/media/files/2013/tr-hausstation%20prim%C3%A4r%202009-12_15807.pdf. [Zugriff am 16 Okt 2014].
- [14] T. Pröll, Potenziale der Wirbelschichtdampfvergasung fester Biomasse : Modellierung und Simulation auf Basis der Betriebserfahrungen am Biomassekraftwerk Güssing, Wien: Technische Universität Wien, 2004.
- [15] SimTech Simulation Technology , „IPSEpro,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.simtechnology.com/CMS/index.php/ipsepro>. [Zugriff am 24 Mai 2015].
- [16] VDI e. V., VDI-Wärmeatlas, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [17] A. Yan, J. Zhao, Q. An, Y. Zhao, H. Li und Y. J. Huang, „Hydraulic performance of a new district heating systems with distributed variable speed pumps,“ *Applied Energy*, Bd. 112, pp. 876-885, 2013.
- [18] M. Rudolph und U. Wagner, Energieanwendungstechnik : Wege Und Techniken Zur Effizienteren Energienutzung, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008.
- [19] İ. Öztürk, H. Karabay und E. Bilgen, „Thermo-economic optimization of hot water piping systems: A comparison study,“ *Energy*, Bd. 31, Nr. 12, pp. 2094-2107, 2006.
- [20] J. F. Gülich, Kreiselpumpen: Handbuch für Entwicklung, Anlagenplanung und Betrieb, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010.

Anhang

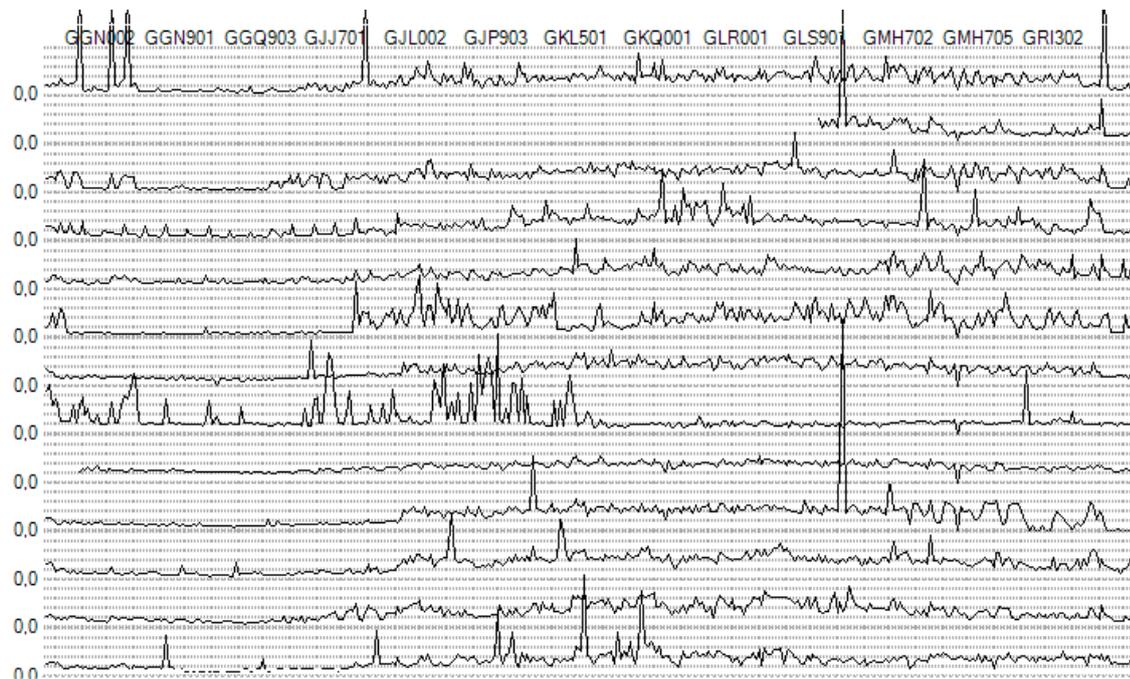
Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogener Durchfluss im Zeitraum 1.6.2013 bis 1.6.2014:



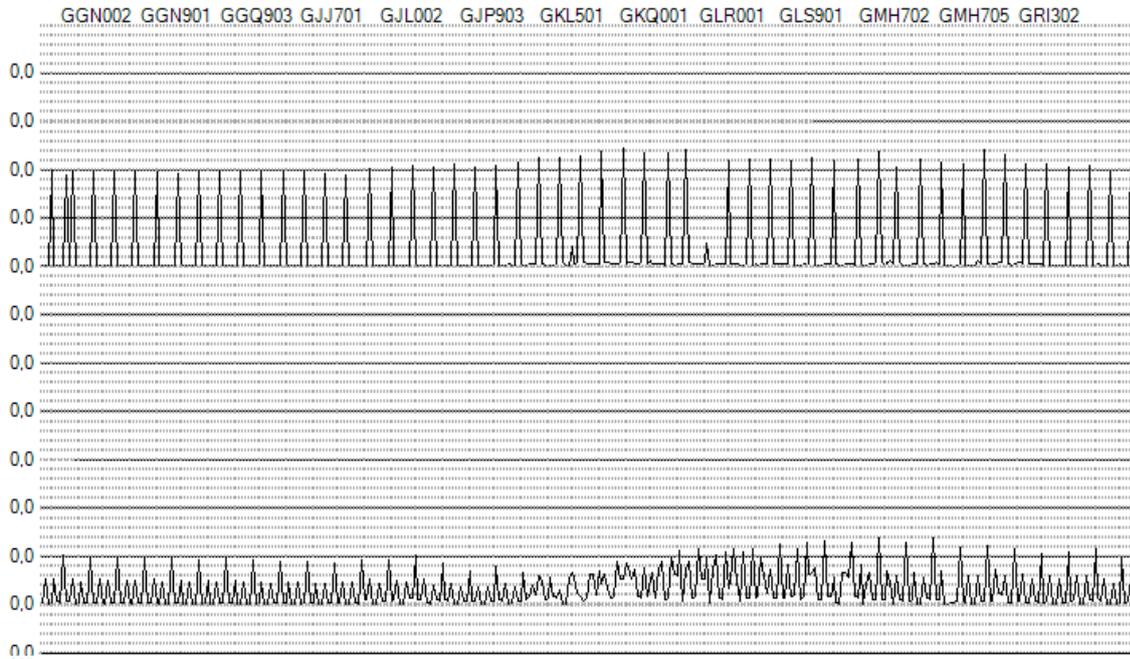
Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogene Drehzahl im Zeitraum 1.6.2013 bis 1.6.2014:

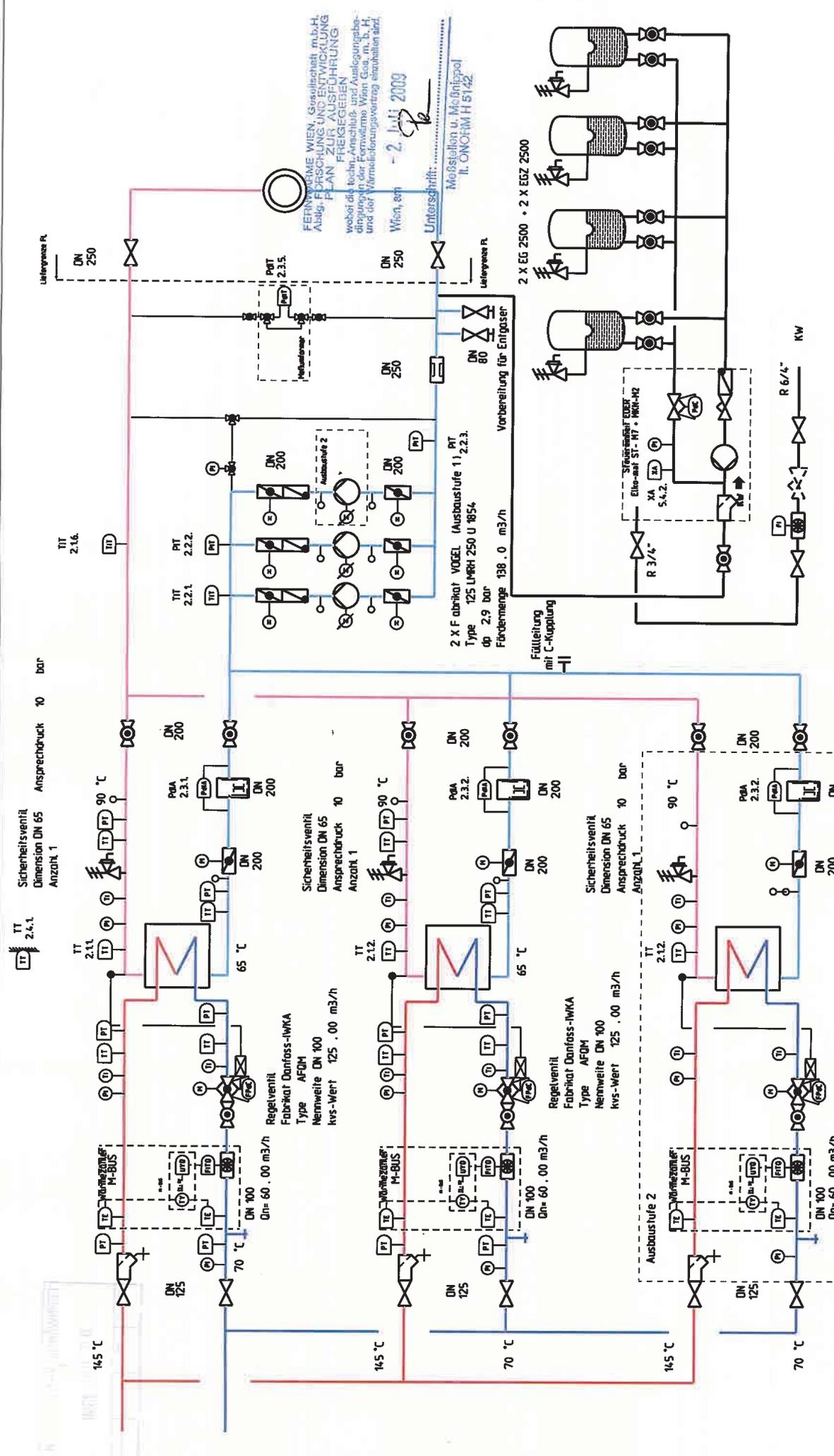


Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogene Standardabweichung pro Tag - Durchfluss im Zeitraum 1.6.2013 bis 1.6.2014:



Vergleich unterschiedlicher Gebietsumformerstationen – bezogene Standardabweichung pro Tag - Drehzahl im Zeitraum 1.6.2013 bis 1.6.2014:



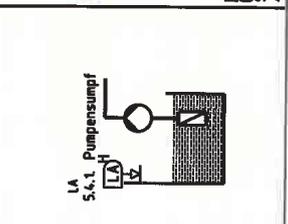


FERNWÄRME WIEN, Gesellschaft m.b.H.
 Abt. F&E, F&R&S&C&H UND ENTWICKLUNG
 PLAN ZUR AUSFÜHRUNG
 FREIGEBIETEN
 wobei die hochtechnische und Auslegungsgabe
 einzuholen. Für Fernwärme Wien Ges. m. b. H.
 und der Wärmelieferungsvertrag einzuhalten sind.

Wien, am - 2. Juli 2009

Unterschrift: *[Signature]*
 Messstation u. Mißbipol
 IL ONORH H 5142

Abteilung	HA	Datum	01.07.2009
Referent	Ing. Stefan Guczog	CAD Nr.	G.L.002
Teil.Nr.	313 26 / 9433		Neubau
Ausführende Firma			
ZAUNER			
Antagenbau GmbH			
Tour u. Andersons Str. 2, A-2353 Guntramsdorf			
Zugl. Anwesenheits-Adresse			
Gebietsumformer			
Nuggerer Lände			
1190 Wien			
Abnehmer Nr.		Datum der letzten Änderung	
			BK 86889



2 X F abtikal VOEGL (Ausbaustufe 1) 2.2.3.
 Type 125 UMRH 250 U 1854
 dp 2,9 bar
 Fördermenge 138 . 0 m³/h

2 X EG 2500 . 2 X EGZ 2500

Füllleitung mit C-Kupplung

Steuerungsfeld EBR
 Elektro-SI-M7-MKH-H2
 5.4.2

R 3/4"

R 6/4"

KW

5.4.1 Pumpensumpf

Sicherheitsventil
 Dimension DN 65
 Anspruchsdruck 10 bar
 Anzahl 1

Regelventil
 Fabrikat Danfoss-IWKA
 Type AFQM
 Nennweite DN 100
 kvs-Wert 125 . 00 m³/h

Regelventil
 Fabrikat Danfoss-IWKA
 Type AFQM
 Nennweite DN 100
 kvs-Wert 125 . 00 m³/h

Regelventil
 Fabrikat Danfoss-IWKA
 Type AFQM
 Nennweite DN 100
 kvs-Wert 125 . 00 m³/h

2 X Wärmeaustauscher Ausbaustufe 1
 1 X Wärmeaustauscher Ausbaustufe 2
 Fabrikat TRANTER
 Type PW55.611.264.11
 Leistung 4000 kW
 Durchmesser 603 / 603,6 m³/h
 dp primär/sekundär: 0,025 / 0,192 bar

Unbeschadet der Freigabe dieses Planes durch die Fernwärme Wien Gas m.b.H. bleibt die Verantwortung für die Einhaltung aller geltenden Gesetze, Verordnungen, Vorschriften, Normen und Fernwärme Wien - Richtlinien sowie die einwandfreie Funktion der Anlage unter allen Betriebsbedingungen allein dem Antragssteller. Die Freigabe gilt nur für die hydraulischen, Schaltungs- und temperaturmäßige Auslegung. Sonstige Veränderungen siehe Wärmeübergabevertrag.

Bitte den zuständigen Werkvergifter ANW-KV, Str. 31326/DW 2.7.2009 5 Werkzeuge vor Inbetriebnahme verständigen

Telefon
Telefax

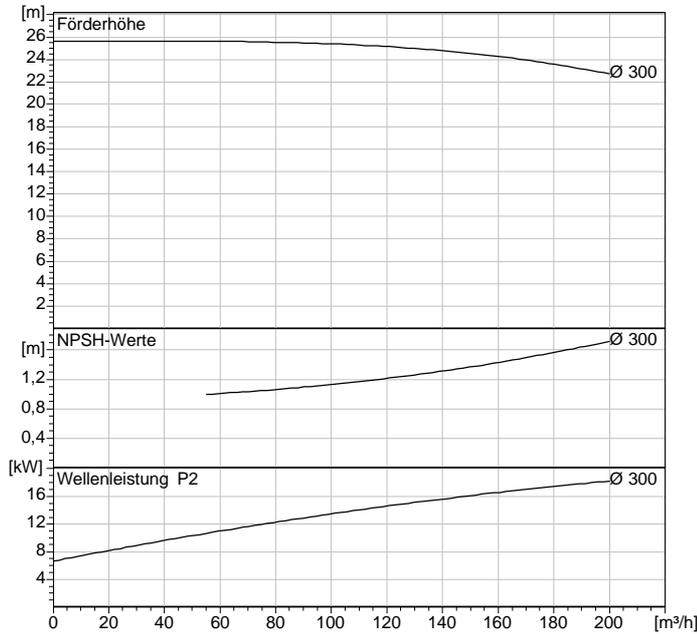
IPn 150/300-18,5/4

WILO

Kunde
Kunden Nr.
Ansprechpartner
Projekt

Bearbeiter
Datum 06.08.2014
Projekt Nr.

Seite 1 / 1



Betriebsdatenvorgabe

Förderstrom	0	m³/h
Förderhöhe	0	m
Fördergut	Wasser	
Fluidtemperatur	20	°C
Dichte	0,9983	kg/dm³
Kinematische Viskosität	1,005	mm²/s
Dampfdruck	1	bar

Pumpendaten

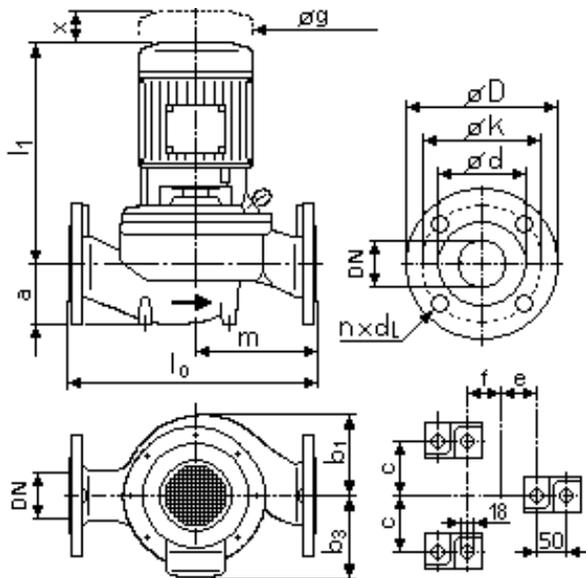
Fabrikat	WILO
Typ	IPn 150/300-18,5/4
Anlagenart	Einzelpumpe
Nenndruckstufe	PN 16
Min. Fluidtemperatur	-10 °C
Max. Fluidtemperatur	140 °C

Hydraulische Daten (Betriebspunkt)

Förderstrom		m³/h
Förderhöhe		m
Wellenleistung P2		kW
Drehzahl	1450	1/min
NPSH		m
Laufreddurchmesser	300	mm

Werkstoffe / Dichtung

Gehäuse	EN-GJL-250
Welle	X 20 Cr 13 (1.4021)
Lauftrad	EN-GJL-250
Gleitringdichtung	AQ1EGG (Standard)
Wellenschutzhülse	G-CuSn 5



Abmessungen

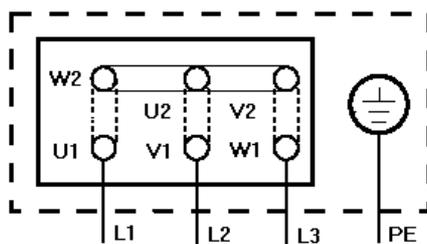
	mm					
a	180	l1	678			
b1	291	m	400			
b3	270	n	8			
c	120	e	65			
d	212	f	110			
D	285	x	200			
dL	22	k	240			
l0	800	g	360			

Saugseite	DN 150 / PN 16
Druckseite	DN 150 / PN 16
Gewicht	310 kg

Motordaten

Nennleistung P2	18,5	kW
Nenndrehzahl	1450	1/min
Nennspannung	3~ 400 V , 50 Hz	
Max. Stromaufnahme	36	A
Schutzart	IP 55	
Zulässige Spannungstoleranz +/-	10%	

Artikelnummer der Standardausführung 121816195



durchgezogene Linie = Y
gestrichelte Linie = Δ

P2 ≤ 3 kW 3~ 400 V Y
3~ 230 V Δ
P2 ≥ 4 kW 3~ 690 V Y
3~ 400 V Δ

Nach Entfernen der Brücken ist Y-Δ-Anlauf möglich.

BAUREIHE LR / LMR

EINSTUFIGE INLINE PUMPEN

Einstufige Spiralgehäusepumpen in Inlinebauweise mit direkt angebautem IEC Norm-Motor, außer 4-polige Ausführung Größe 40-125, 40-160, 50-125, 50-160 und 65-125 mit durchgehender Welle und Sondermotor. Spiralgehäuse in stabiler Ausführung, Saug- und Druckstutzen in Inline Anordnung. Flansche DN 40 bis DN 150 Standard PN 16. Geschlossenes, optimiertes, laser-geschweißtes Laufrad in 1.4404 für die Baugrößen 40-125 bis 80-160. Baugröße 80-200 bis 150-250 Standardausführung Grauguss, optional Bronze.



Anwendungsbereiche

- Wasserversorgung
- Wasseraufbereitung
- Kühl- und Heißwasserförderung in der Industrie und Gebäudetechnik
- Filteranlagen
- Kondensat, Wasser-Glykolgemische

Technische Daten

- Fördermenge bis 350 m³/h
- Förderhöhe bis 85 m
- max. Gehäusedruck 16 bar/120°C bzw. 13 bar/140°C
- Flansche DN 40 bis DN 150 Standard PN 16
- einfachwirkende, nicht entlastete Gleitringdichtung nach EN 12756, Bauform U, Baulänge k (früher DIN 24960, I1k)

Antrieb

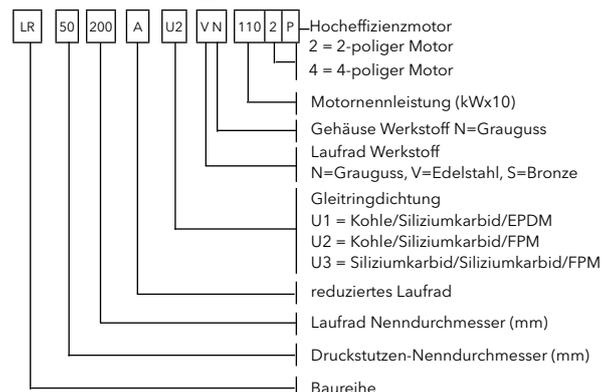
- 4-polige Motore ab 0,75 kW entsprechen der Energieeffizienzklasse IE2
- 2-polige Motore 0,75 kW-1,5 kW IE3 und ab 2,2 kW IE2
- Schutzart IP 55
- Isolationsklasse F

Werkstofftabelle

Bau-reihe	Code	Bau-größe	Laufrad	Gehäuse, Deckel	Spalt-ringe	Laterne	Welle
LR	VN	40-125 bis 80-160	Edelstahl 1.4404	Grauguss GG 20	Edelstahl 1.4402	Grauguss GG 20	Edelstahl 1.4401
	NN	80-200 bis 100-250	Grauguss GG 20		1)		
	SN		Bronze				
LMR	NN	DN 125 bis DN 150	Grauguss GG 25	Grauguss GG 25	1)	Grauguss GG 25	Edelstahl 1.4021
	SN		Bronze				

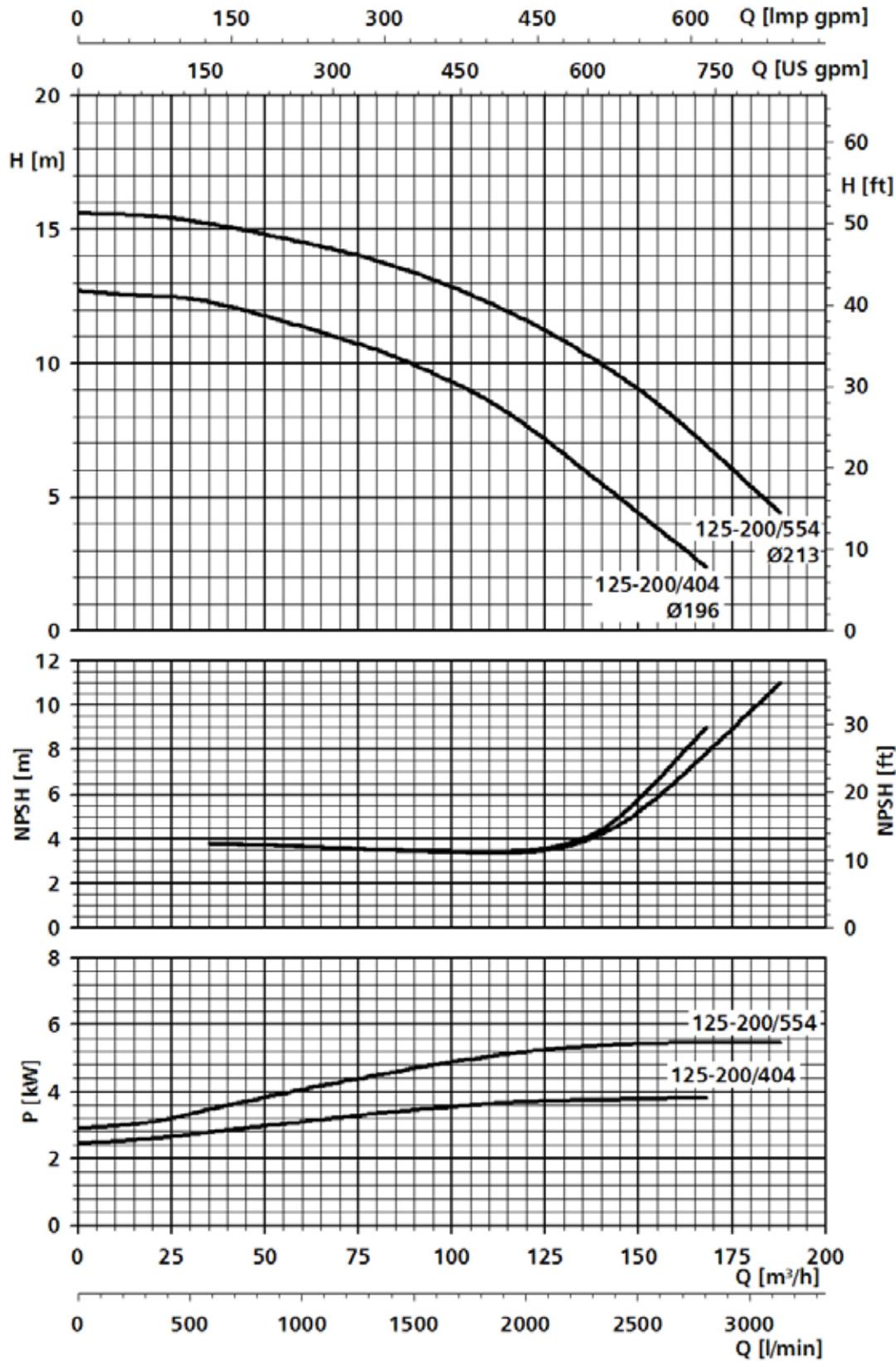
1) optional Grauguss GG 20 bzw. GG 25

Bezeichnungsschlüssel



BAUREIHE LMR 125 - 200

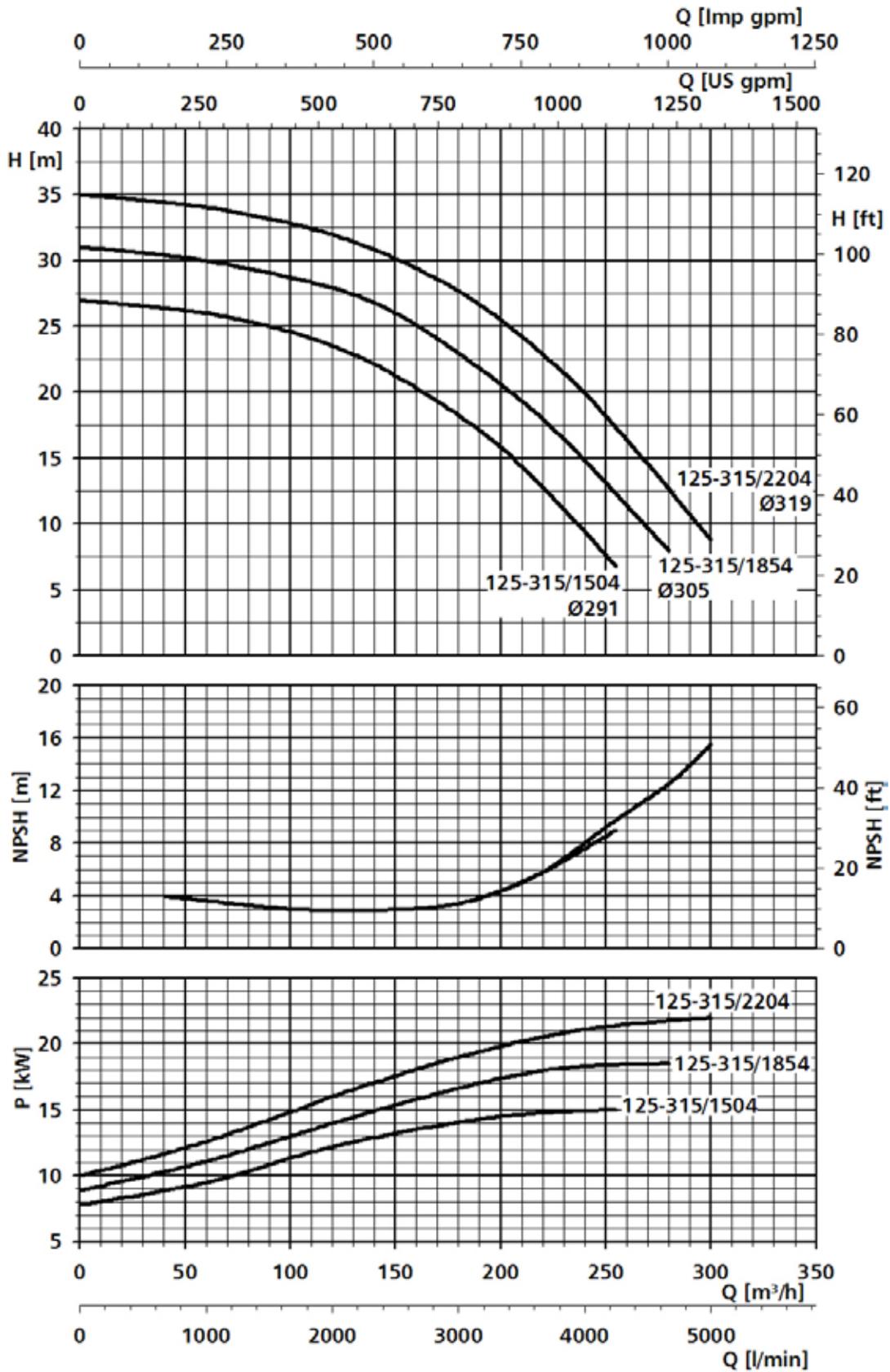
Betriebskennlinie bei 1450 min⁻¹, 50 Hz, 4-polig



Die angegebenen Leistungen gelten für Flüssigkeiten mit einer Dichte von $\rho = 1,0 \text{ kg/dm}^3$ und einer kinematischen Viskosität von $\gamma = 1 \text{ mm}^2/\text{sec}$.

BAUREIHE LMR 125 - 315

Betriebskennlinie bei 1450 min⁻¹, 50 Hz, 4-polig





University of Natural Resources
and Life Science, Vienna
z. Hd. Hrn. DI David Wöss

Peter Jordan Strasse 82
1190 Wien

TECHN. DATENBLATT
=====

Unser Zeichen:
Mm/DW305

Datum:
22.10.2014

Betrifft: **Einsiedlergasse 7, 1050 Wien**
Fabr. Nr.: 65.828 BJ: 2004
Fabr. Nr.: 57.033 – 034 BJ: 1993

3 SCHIFFSTERN-THERMEX-Wärmetauscher Gr. AY 11-52
für eine Leistung von 3.000 kW

BETRIEBS- UND AUSFÜHRUNGSDATEN	ROHRBÜNDEL		GEHÄUSE	
	Eintritt A	Austritt B	Austritt C	Eintritt D
Medium	Fernheizwasser		Heizungswasser	
Temperatur [°C]	145	72	90	70
Volumenstrom [m³/h]	36,76		132,46	
Druckabfall [bar]	0,06		0,3	
max. Betriebsüberdruck [bar]	25		10	
max. Betriebstemperatur [°C]	180		110	
Anschlüsse DN/PN	150/40		200/16	

Apparat-Vorkopf: Kesselblech
-Gehäuse: Stahl

Ausziehbares Rohrbündel mit U-förmig gebogenen Rohren
Rohre: Präzisionsstahl
Rohrplatte: Kesselblech

Anordnung: Liegend auf Tragsätteln

Hochachtungsvoll

SCHIFFSTERN GMBH
1030 Wien, Paulusgasse 12

SCHIFFSTERN GMBH
Paulusgasse 12
1030 Wien
Austria

T +43 1 760 19 - 0
F +43 1 760 19 - 63
E office@schiffstern.at
I www.schiffstern.at

FN 356308 h
Erfüllungsort und
Gerichtsstand Wien
UID ATU 66166034
EORI Nr. ATEOS1000054838
Dienstgeberrn. 901918134

BV UniCredit Bank Austria
BLZ 12000
KN 09515 711 100
BIC BKAUATWW
IBAN AT21 1100 0095 1571 1100