

Effiziente Erdgasbereitstellung mit erneuerbaren Energien

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

Vorgelegt im Fachbereich Maschinenbau
der Universität Kassel

von

Lukas Wimmer

Bayreuth, Juli 2022

Tag der Disputation: 09.11.2021

Kurzfassung

Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) nehmen für den Erdgastransport eine wichtige Rolle als Übergabestellen von den Fernleitungs- zu den Verbrauchsnetzen ein. Mittels der Anlagentechnik einer GDRMA wird dabei der für die wirtschaftliche Erweiterung der Transportkapazitäten von Erdgas erforderliche Überdruck stufenweise vor den Verbrauchern reduziert. Bei der Druckreduktion kommt es infolge des Joule-Thomson-Effektes zu einer Abkühlung, wodurch die Anlagentechnik vereisen und die Gasversorgung der Verbraucher gefährdet sein kann. Um diesen gestörten Betrieb zu vermeiden, wird das Erdgas im Vorfeld der Entspannung erwärmt. Der sich daraus ergebende Vorwärmbedarf stand bisher nicht im Fokus der Anlagenbetreiber, was zu energetisch ineffizienten Anlagen führte. Dass der Vorwärmbedarf nicht vernachlässigt werden darf, zeigen Ergebnisse des Forschungs- und Entwicklungsprojektes (F&E-Projekt) „EffGas“¹ das den gesamten jährlichen physikalischen Wärmebedarf dieser Anlagen in Deutschland mit 1..1,5 TWh/a abschätzt. Dabei fällt dieser Wärmebedarf i.d.R. mit 40..80 °C auf einem für erneuerbare Energieanwendungen, insbesondere Wärmepumpen und Solarthermie, hervorragendem Temperaturniveau und ganzjährig an. Die Kombination dieser beiden Faktoren ermöglicht eine Vielzahl von denkbaren technischen Wärmeversorgungskonzepten wie bspw. Solarthermie und Gas-Absorptionswärmepumpe oder BHKW und Luft-Wasser-Wärmepumpe. Hehres Ziel der Gasnetzbetreiber sollte es dementsprechend sein, diesen Wärmebedarf zum einen auf ein Minimum zu begrenzen und zum anderen möglichst umfangreich mit erneuerbaren Energiequellen zu decken, um die Effizienz der Bereitstellungskette Erdgas weiter zu steigern. Um die Netzbetreiber bei neuen Konzepten für ihre GDRMA zu unterstützen, ist es das Ziel der vorliegenden Arbeit Werkzeuge zu erstellen, mit welchen mögliche Effizienzmaßnahmen und alternative Wärmeversorgungssysteme zu dem klassischen Niedertemperaturkessel aufwandsarm evaluiert werden können.

Mit diesem Ziel werden zuerst die Grundlagen der GDRMA und die zur Gewährleistung des versorgungssicheren Betriebs vorhandenen Restriktionen erläutert. Augenmerk dabei wird auf den Prozess der Gasentspannung und der sich infolge der Abkühlung des Erdgases not-

¹ F&E-Projekt „EffGas“ - Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand, Laufzeit: 10/2017 bis 12/2022. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

wendigerweise ergebenden Wärmeversorgungssysteme gelegt. Damit einhergehende Betriebscharakteristiken werden bei den GDRMA der untersuchten Netzbetreiber hinsichtlich der Ineffizienzen bei der Nutzwärmebereitstellung, der Regelgüte und der möglichen Verbesserungsempfehlungen der bestehenden, klassischen Anlagentechnik evaluiert sowie bewertet. Auf Basis dieser Untersuchungen kann aufgezeigt werden, dass typischerweise Energieeinsparungen im Bereich von 20..30 % zu erwarten sind, welche durch weitere Einflüsse wie eine Überdimensionierung der Anlagentechnik oder ein unbeobachtetes Anlagenverhalten im realen Betrieb auch deutlich höhere Energieeinsparpotenziale von teils 50 % ergeben. Im Vorfeld der Umstellung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung gilt es diese Ineffizienzen zu beheben, um bei Umsetzung der Maßnahmen ein erneuerbares Wärmeversorgungssystem auf den minimal notwendigen Wärmebedarf effizient auslegen zu können. Neben der energetischen Einsparung kann bei Berücksichtigung dieser Betriebscharakteristiken auch die Regelgüte gesteigert werden, was im Sinn eines versorgungssicheren Betriebs ist.

Die für derartige Untersuchungen notwendigen Daten wie Gaslastgänge oder Druckverhältnisse sind nahezu vollständig bei den Netzbetreibern und mindestens im stündlichen Intervall vorhanden. Auf Basis dieser Daten kann der für die Auslegung der Wärmeversorgungssysteme notwendige Wärmebedarfslastgang ermittelt werden. Ein mögliches Verfahren wird in dieser Arbeit vorgestellt. Die Datenherausgabe der dafür notwendigen Lastgänge gestaltet sich in der Praxis mitunter schwierig, da es sich sowohl um direkte Kundendaten als auch um Daten von versorgungskritischen Netzelementen handelt. Um dennoch die vorgeschlagenen Maßnahmen qualitativ bewerten zu können, wird ein Verfahren zur Herleitung des täglichen Gaslastgangs auf Basis der durchgeleiteten Jahresmenge und dem Tagesmaximum an Erdgas weiterentwickelt. Der dabei hergeleitete Gaslastgang muss in einem weiteren Schritt in Relation zu der vorhandenen Netzbetriebscharakteristik gesetzt werden, um realistische Gaslastgänge zu prognostizieren. Hierfür wurden die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Fallstudien ausgewertet und eine Klassifizierung der GDRMA in Erdgasnetzen entwickelt. Der ermittelte Gaslastgang bildet die Basis der Wärmebedarfsprognose, für welche lediglich noch eingangs- und ausgangsseitig der Druck und die Gastemperatur sowie die grundsätzliche Erdgaszusammensetzung als durchschnittliche Jahreswerte von den Netzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die Herausgabe dieser wenigen und teils jährlich gemittelten Daten ist i.d.R. für Netzbetreiber unkritisch und aufwandsarm. Der sich bei Anwendung dieses Verfahrens hergeleitete tägliche Gasdurchsatz und Wärmebedarf bildet die Basis für die weiterführenden Untersuchungen. Hierfür wurden Effizienzmaßnahmen entwickelt und bewertet, welche neben den theoretischen Untersuchungen auch im Praxisbetrieb realisiert werden konnten. Daran anschließend wurden alternative Wärmebereitstellungskonzepte hinsichtlich deren Einsatz in GDRMA untersucht und sich ergebende Restriktionen aufgezeigt. Abschließend wird im Rahmen der Arbeit ein Werkzeug entwickelt, welches die Präqualifizierung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf Basis der hergeleiteten Gaslastgänge ermöglicht und anhand von repräsentativen GDRMA bewertet wird.

Abstract

Gas pressure regulating and metering stations (GPRMS) play an important role in the transport of natural gas as the exchange point from the transmission network to the consumer networks. The technology of a GPRMS is used to gradually reduce the excess pressure toward the consumers, which is necessary for the economic expansion of the transport capacities of natural gas. During the pressure reduction, the Joule-Thomson effect leads to a temperature decrease of the gas, which can cause formation of ice on and in the installation equipment and endanger the gas supply to the consumers. To avoid this unintended process, the natural gas is heated prior to expansion. The resulting preheating requirement has not been considered by facility operators, which has led to energetically inefficient GPRMS. The fact that the preheating requirement must not be neglected is shown by the results of the "EffGas" research and development (R&D) project, which estimates the total annual physical heat demand of these plants in Germany between 1-1.5 TWh/year (EffGas, 2021).

This heat demand is at a general temperature level of 40-80 °C, which is excellent for renewable energy applications, especially heat pumps and solar thermal energy and occurs throughout the year. The combination of these two factors enables a variety of conceivable technical heat supply concepts, such as solar thermal plants and gas absorption heat pumps or CHP and air-to-water heat pumps. The gas network operators should aim to limit this heat demand to a minimum on the one hand and to cover it as extensively as possible with renewable energy sources on the other in order to further increase the efficiency of the natural gas supply chain. The aim of the presented thesis is to support the network operators with new concepts for their GPRMS and to create tools with which possible efficiency measures and alternative heat supply systems to the classic low-temperature boiler can be evaluated. For this goal, the first step is to explain the state of the art of GPRMS and the restrictions that exist to ensure the security of supply. Focus is set on the process of gas expansion and conventional solutions for preheating the natural gas.

The accompanying operating characteristics of the GPRMS at the investigated network operators will be evaluated and assessed with regards to the inefficiencies in the provision of useable heat and the control quality. Possible recommendations for improvement of the existing technology will be given. Based on these investigations it can be shown that typically energy savings in the range of 20-30 % can be expected. Further influences such as oversizing the plant technology or an unobserved plant behavior in operation can lead to much higher energy saving potentials of around 50 %.

Before the transition to a renewable heat supply, these inefficiencies must be eliminated in order to be able to efficiently design a renewable heat supply system for the minimum necessary heat demand. In addition to the energy savings, a higher security of supply can be

reached by increasing the control quality by considering the above-mentioned operating characteristics.

The data required for such investigations of the heat supply systems, such as gas load profiles or pressure conditions, are almost completely available to the network operators, at least at hourly resolution. Based on these data, the heat demand load curve necessary for the design of the heat supply systems can be determined. A possible method is presented in this thesis. The data disclosure of the load curves necessary for this may sometimes be difficult in practice, since it concerns both direct customer data and data of supply-critical network elements. In order to be able to evaluate the proposed measures qualitatively, a procedure for the derivation of the daily gas load curve based on the transmitted annual quantity and the daily maximum of natural gas is developed. In a further step, the derived gas load profile has to be put in relation to the existing network operation characteristics in order to derive realistic gas load profiles. For this purpose, case studies carried out within the scope of this work were evaluated and a classification of GPRMS in natural gas networks was developed.

The determined gas load profile forms the basis of the heat demand estimation, for which only the pressure and the gas temperature as well as the basic natural gas composition have to be provided by the network operators as average annual values on the input and output side of a GPRMS. The supply of these few and partly annually averaged data is usually uncritical and of minimum effort to network operators. The daily gas throughput and heat demand derived by using this method forms the basis for the further investigations. For this purpose, efficiency measures were developed and evaluated, which, in addition to the theoretical investigations, could also be realized in practical operation. Subsequently, alternative heat supply concepts were investigated with regard to their application in GPRMS and resulting restrictions were identified and shown.

Finally, a tool was developed that enables to perform a prequalification of the proposed measures based on the derived gas load profiles. Using typical GPRMS load profiles, the proposed measures were evaluated, and the corresponding results are presented.

Vorwort und Danksagung

Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit waren die im Rahmen eines hessischen LOEWE F+E-Projekts („Solarthermische Beheizung von GDRMA“, Laufzeit 2010 bis 2012) durchgeführten Untersuchungen in einer GDRMA der EAM Netz GmbH und die daraus resultierende Pilotanlage in der GDRMA Großseelheim bei Marburg. Die darauf aufbauenden Untersuchungen am Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik der Universität Kassel hinsichtlich einem möglichst effizienten und ressourcenschonenden Betrieb, konnten im Rahmen eines vom BMWi geförderten F&E-Projekts („EffGas - Primärenergetische Optimierung bestehender GDRMA und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand“, FKZ: 03ET1522A, Laufzeit 2017 bis 2022) in Kooperation mit den Unternehmen EAM GmbH, EAM Netz GmbH, enersolve GmbH, Stadtwerke Kassel AG und GASCADE Gastransport GmbH fortgesetzt werden. Die Ergebnisse konnten dank umfangreicher Betriebsdaten im Rahmen von Machbarkeitsuntersuchen bei den weiteren Unternehmen ONTRAS Gastransport GmbH, Netze BW GmbH, Stadtwerke Bielefeld GmbH, Stadtwerke Hannover AG und der Avacon Netz GmbH verifiziert werden.

Mein aufrichtiger Dank gilt der Geschäftsführung der oben genannten Unternehmen für das Aufgreifen des Themas sowie den Mitarbeitern für die fachliche Unterstützung. Insbesondere möchte ich mich dabei für die langjährige Zusammenarbeit und das entgegengebrachte Vertrauen bei der EAM Netz GmbH bedanken.

Mein besonderer Dank für die wertvollen Hinweise und Anregungen gilt:

Prof. Dr. rer. nat. Klaus Vajen (Universität Kassel, FG Solar- und Anlagentechnik)

Dr.-Ing. habil. Steffen Päßler (ONTRAS Gastransport GmbH)

Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach (Universität Kassel, FG Umweltgerechte Produkte und Prozesse)

Prof. Dr.-Ing. Jens Knissel (Universität Kassel, FG Technische Gebäudeausrüstung)

Zuletzt möchte ich mich ausdrücklich bei Claudia und Rijke für die Unterstützung und den Verzicht während der Anfertigung dieser Arbeit bedanken.

Bayreuth im Juli 2022

Lukas Wimmer

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract	v
Vorwort und Danksagung	vii
1. Einleitung.....	1
1.1. Zielsetzung und Vorgehensweise	2
1.2. Aufbau der Arbeit	5
1.3. Abgrenzung des Themas der Arbeit	6
2. Grundlagen Gas-Druckregel- und Messanlagen	7
2.1. Stellenwert und Aufgaben	7
2.2. Grundlagen des Wärmebedarfs von GDRMA.....	8
2.3. Aufbau der Gasschienen	13
2.4. Aufbau und Verschaltung konventioneller Heizungstechnik	16
2.5. Regelung	21
2.6. Kriterien für die Wahl der Betriebsstrategie.....	25
3. Energetische Bewertung des Ist-Zustands von GDRMA.....	33
3.1. Differenz zwischen End- und Nutzenergie.....	33
3.2. Quantifizierung des physikalischen Wärmebedarfs	38
3.3. Auswirkungen der Dimensionierung auf den Betrieb der GDRMA	49
4. Herleitung des Gasdurchsatzes in GDRMA.....	55
4.1. Klassifizierung von Netzstrukturen	55
4.2. Einfluss der Verbraucherstruktur.....	57
4.3. Bestehende Verfahren zur Herleitung des Gasdurchsatzes	61
4.4. Neuer Ansatz zur Herleitung der Gasdurchsätze von GDRMA	71
5. Reduktion des Primärenergiebedarfs	85
5.1. Maßnahmen zur Absenkung der GAT.....	85
5.2. Effiziente und erneuerbare Systeme in GDRMA	91

6. Umsetzung der Maßnahmen in einem Präqualifizierungstool.....	105
6.1. Vorgehen hin zu einer effizienten GDRMA Betriebsweise	105
6.2. Effiziente Wärmebereitstellung.....	111
6.3. Kombination der Wärmeerzeuger	116
7. Übertragung und Anwendung der Ergebnisse	119
8. Zusammenfassung und Ausblick	133
9. Verzeichnisse.....	139
9.1. Literaturverzeichnis	140
9.2. Abkürzungsverzeichnis	146
9.3. Formelverzeichnis	148
9.4. Abbildungsverzeichnis	152
9.5. Tabellenverzeichnis	154
Anhang	155
I. Profilk Funktionswerte des SLP-Verfahrens.....	155
II. Im Vorauslegungstool verwendete Kollektoren.....	155
III. Wirkungsgrade verschiedener Luft-Wasser-Wärmepumpen	156
IV. Berechnung der Eingangstemperatur von Erdgas in GDRMA	156
V. Berechnungen der Verbrennungsverluste und des Kondensatanfalls	157
VI. Betrachtungen zur ortsnahen Entsorgung des Brennwertkondensats.....	160
VII. Eigene Publikationen.....	165

1. Einleitung

Die Versorgung von Endkunden mit Erdgas erfolgt meist auf einem deutlich niedrigeren Druckniveau als beim Transport in Fernleitungen. Daher muss das Gas zuvor entspannt werden. Die Druckreduktion wird in sogenannten Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) realisiert. Neben der Druckregelung wird das Erdgas in den Stationen gefiltert, gemessen und ggf. odoriert. Mit der Druckreduktion von bis zu 180 bar einhergehend (i.d.R. 20, 40..80 bar), kommt es aufgrund des Joule-Thomson-Effekts (JTE) zu einer Verringerung der Gastemperatur in einem Umfang von etwa 0,4..0,5 K/bar Druckabsenkung (DVGW G 499, 2015). Der damit einhergehende Wärmebedarf für die annähernd isenthalpe Entspannung fand erst mit Einführung der Anreizregulierung ab 2008 zunehmend Beachtung und wird verstärkt als Kostenfaktor für den Betrieb identifiziert. Dementsprechend verfügen die Anlagen derzeit über ein großes Einsparpotenzial an eigenverbrauchtem Heizgas. Selbst bei vollständiger Umsetzung der in der Arbeit betrachteten Effizienzmaßnahmen fällt der verbleibende Wärmebedarf zumeist ganzjährig auf einem für erneuerbare Wärmeerzeugungstechnologien vorteilhaften Temperaturniveau an. Die Kombination aus dem sehr niedrigen erforderlichen Temperaturniveau, das teils in einem Bereich von 10..40 °C liegt, dem ganzjährig vorherrschenden Wärmebedarf sowie dem Platzangebot bspw. für die Aufstellung von Kollektorflächen, bieten nahezu ideale Bedingungen für die Integration von erneuerbaren Wärmeerzeugern wie Solarthermieanlagen. Dennoch werden derartige Wärmeerzeuger aus Sicht der gängigen Studien in diesem Bereich und der Netzbetreiber oftmals ausgeschlossen, da bspw. strahlungsabhängige Wärmequellen lediglich bei erheblicher Überdimensionierung den Ansprüchen an die Versorgungssicherheit und vollständige Verfügbarkeit in jeder Stunde des Jahres erfüllen (Ernst, 2011). Dieser Ausschluss fußt auf der Annahme der Notwendigkeit zur vollständigen Deckung des Wärmebedarfs mit den dargebotsabhängigen Wärmequellen. Entgegen dieser Annahme wird in der Prozesswärmeversorgung aktuell eine wirtschaftliche Auslegung des Gesamtsystems inkl. erneuerbarem Anteil und Spitzenlastkesseln mit dem Ziel möglichst wenig regenerative Überschüsse zu erzeugen favorisiert.

Entscheidend für die Integration eines auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeerzeugungssystems in einen industriellen Prozess ist die Kenntnis des Wärmelastgangs, bzw. der möglichen Effizienzmaßnahmen, welche eben jenen beeinflussen. Dafür erforderlich ist es die aus Betreibersicht geltenden Restriktionen zu kennen. Für eine allgemeingültige Bewertung und Abschätzung dieses Wärmeverbrauchs soll eine Herleitungsmöglichkeit des Last-

gangs erarbeitet werden, welche eine Überprüfung von Effizienzmaßnahmen und eine Vorauslegung effizienterer Wärmeversorgungssysteme gestattet. Dieses Vorgehen wird unter Zuhilfenahme einer in dieser Arbeit entwickelten Klassifizierung der Netzstrukturen ermöglicht. Darauf aufbauend soll anhand eines entwickelten Planungsmodells über ein Baukastensystem an Maßnahmen die energetische Verbesserung von GDRMA vereinfacht werden.

1.1. Zielsetzung und Vorgehensweise

Grundsätzlich stellen GDRMA eine eher unbekannte und wenig thematisierte Prozesswärmeanwendung dar. Mit einem jährlichen Nutzwärmebedarf von 1..1,5 TWh/a in Deutschland verfügen sie über keinen systemrelevanten Energiebedarf, können aber vorbildhaft für einen effizienten Netzbetrieb bei den Netzbetreibern stehen. So ist es möglich die Erkenntnisse hinsichtlich der Vorzüge des Planungsansatzes auf die zugleich im selben Unternehmen meist vorhandenen anderen Netzinfrastrukturen wie das Strom-, Fernwärme- und Wassernetz zu übertragen (EffGas, 2021).

Wie bei allen Machbarkeitsabschätzungen ist bei unbekanntem Wärmesenken ein erheblicher Erstaufwand zur Quantifizierung des Potenzials von Effizienzmaßnahmen oder alternativen Wärmeversorgern notwendig, welcher sowohl für Betreiber als auch zukünftigen Akteuren eine Einstiegsbarriere in dieses Themengebiet darstellt. Da sich der Wärmebedarf der Prozesse in einer GDRMA allein aus dem physikalischen Prozess der isenthalpen Entspannung sowie des damit einhergehenden JTE ableitet, ergibt sich lediglich die Gasaustrittstemperatur (GAT) als freier vom Betreiber wählbarer Parameter. Diese ist die einzige Stellgröße, welche unabhängig von netzseitig bedingten Druckniveaus und Gaszusammensetzungen einen Einfluss auf den realen physikalischen Wärmebedarf hat. Die mit der Wahl der GAT einhergehenden Restriktionen für den versorgungssicheren Betrieb der Anlage und sich daraus ableitbaren Effizienzmaßnahmen sollen als eine Art Baukastensystem betrachtet und vorgeschlagen werden. Zu diesem Zweck wird die konventionelle Anlagentechnik bzw. der Stand der Technik in GDRMA erläutert und darüber hinaus die aus GDRMA-Betreibersicht relevanten Kriterien sowie die sich daraus ergebenden Rahmenbedingungen, wie bspw. die minimale GAT, für den Betrieb abgeleitet. Mit diesem Wissen ist es möglich, den für die jeweiligen Ansprüche der Netzbetreiber optimalen Betrieb und den damit verbundenen minimalen Energiebedarf abzuleiten. Ein ähnlicher Ansatz wurde, soweit bekannt, bisher noch nicht verfolgt. Vielmehr wurden GDRMA in der Vergangenheit auf sehr seltene Betriebszustände (bspw. Maximallast bei - 20 °C) ausgelegt, was zu erheblichen Überkapazitäten führte, welche zusätzlich unter den Gesichtspunkten der Redundanz noch vergrößert wurden. Diese Überdimensionierung führt im regulären Betrieb zu einem ineffizienten Wärmeversorgungssystem sowie im viel entscheidenderen Maße zu negativen Auswirkungen auf die Regelgüte des Regelkreises und damit auf den zentralen Bestandteil der Anlagentechnik.

Das entwickelte Tool und die vorliegende Arbeit setzen an der Stelle der punktuellen Dimensionierung an und zeigen sowohl Möglichkeiten zu einer besseren Prognose der Heizleistungen als auch Maßnahmen zur Reduzierung ebendieser auf. Elementares Ziel des Tools ist es damit, effiziente und vor allem versorgungssichere Konfigurationen vorzuschlagen, welche optimalerweise auf erneuerbare Energien zurückgreifen.

Ziel der Arbeit ist es die Potentialermittlung möglichst aufwandsarm und ohne die erfassten Lastgänge der Betreiber eine Vorauslegung durchführen zu können. Dazu soll auf Basis weniger Kennzahlen eine Prognose erfolgen. Zu diesem Zweck wird das Standardlastprofil-Verfahren (SLP-Verfahren) nach Hellwig in dessen aktueller Variante nach SigLinDe (Sigmoid mit linearer Fortsetzung) weiterentwickelt (Hellwig, 2003 und BDEW et al., 2018). Dass diese Herangehensweise durchführbar ist, begründet sich mit den Überlegungen und Vorgehensweisen, welche Hellwig bereits in seiner Dissertation angewendet hat. Als Ausgangspunkt der Untersuchungen von Hellwig wurde vorausgesetzt, dass die zeitlich aufgelöste Summe des Verbrauchs einer Vielzahl ähnlicher Verbraucher in Abhängigkeit von dem Verbrauch beeinflussenden Kriterien vorhergesagt werden kann. Dies ist insbesondere für temperaturabhängige Verbraucher, bzw. Heizgaskunden wie Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie für das klassische Gewerbe möglich. GDRMA als vorgelagerte Knotenpunkte vor einer Vielzahl an temperaturabhängigen Verbrauchern sind ein Beispiel für diese Herangehensweise, da sie sämtliche Gaskunden im nachgelagerten Versorgungsnetz bündeln. Generell ist davon auszugehen, dass die Lastprofildaten von GDRMA in mindestens stündlicher Auflösung vorhanden sind. Es soll dennoch ein Verfahren zur Wärmebedarfsprognose auf Basis weniger Zahlen beschrieben werden, damit die aufwändige Voruntersuchung vereinfacht wird. Damit soll keine doppelte Datenbasis erzeugt werden, sondern insbesondere die Einstiegsbarriere in das Themengebiet vereinfacht werden. Ziel sollte es sein auf im besten Fall bereits veröffentlichte Daten zurückgreifen zu können, oder den Detaillierungsgrad der für die Voruntersuchungen abgefragten Daten auf ein Minimum zu begrenzen, damit die Anlagenbetreiber möglichst zur Datenherausgabe ohne weitere Auflagen bereit sind.

Für die meisten GDRMA ist entsprechend eigener Untersuchungen eine stark außentemperaturabhängige Anlagenauslastung vorhanden. So ist als Extrembeispiel für diese Anlagen, welche nahezu ausschließlich Raumheizungskunden versorgen, ein Verhältnis zwischen Sommer- zu Winterlast von 1:10 typisch (EffGas, 2021). Die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen wurden auf Basis stündlicher Datensätze von 55 GDRMA über einen Betrachtungszeitraum von drei Jahren durchgeführt. Als zentrales Ergebnis der Datenanalysen konnte festgestellt werden, dass im Gegensatz zu den im Hellwig-Verfahren betrachteten Standardlastprofil-Kunden (SLP) die weitere Verbrauchergruppe der Industrieunternehmen einen entscheidenden Einfluss auf die Ausprägung des Gasdurchsatzes in einer GDRMA hat. Diese Großverbraucher werden typischerweise über registrierte Leistungsmessungen erfasst. Mit zunehmender industrieller Grundlast glättet sich das Profil und die sommerliche

Grundlast ist anteilig stärker vorhanden. Bisher war es nicht möglich den Lastgang dieser industriell geprägten GDRMA nachzubilden. Für die Berücksichtigung dieser Randbedingung wurde über die vorliegende Arbeit das SLP-Verfahren derart erweitert, dass die entscheidenden industriellen Kunden mit abgebildet werden können. So ist es möglich, auf Basis weniger Zahlen wie der Jahresmenge und dem jährlichen Tagesmaximum den täglichen Lastgang mit einem Bestimmtheitsmaß von mehr als 90 % vorherzusagen. Ist der Druckunterschied und die Gaszusammensetzung bekannt, kann daraus der tägliche Wärmebedarf berechnet werden. Über eine Variation der GAT ist es somit möglich, das Effizienzpotenzial einer veränderten Betriebsweise abzuschätzen. Einzig die vorhandene Netzstruktur muss bei der zugrundeliegenden Prognose des Gaslastgangs zusätzlich berücksichtigt werden, da diese je nach Gasnetztyp und Anzahl der Einspeisestellen einen signifikanten Einfluss auf die Ausprägung des für die betrachtete GDRMA spezifischen Lastgangs hat. Ein signifikanter Einfluss kann in diesem Zusammenhang mitunter bedeuten, dass in der betrachteten GDRMA bspw. im Sommer entgegen der Prognose kein Wärmebedarf vorherrscht, da eine andere GDRMA (zweite Einspeisestelle) die Versorgung des betrachteten Netzabschnittes übernimmt. Hierzu wurde auf Basis der in der Praxis vorhandenen Netzstrukturen eine Klassifizierung an GDRMA abgeleitet, welche als zusätzlicher Parameter in das Vorauslegungstool eingeht. Damit lässt sich die Profilermittlung der Gas-, respektive Nutzwärmebedarfslastgänge abbilden.

Für die theoretische Berechnung und Auslegung alternativer Vorwärmekonzepte ist dieser prognostizierte Tageslastgang ausreichend. Um neben den derzeit weitestgehend eingesetzten Niedertemperaturkesseln weitere Wärmeerzeuger nicht nur theoretisch zu betrachten, wurde deren Einsatz in Bezug zu der Anwendung GDRMA analysiert und Adaptionen als auch kritische Randbedingungen bewertet. Hierzu wurde in der Arbeit großer Wert daraufgelegt, die Ergebnisse der durchgeführten Fallstudien an den wesentlichen Stellen aufzubereiten und dem Leser einen Eindruck über den realen Anlagenbetrieb zu geben.

Mit der Umsetzung der Entwicklung eines regenerativen Planungswerkzeugs, können Maßnahmen für GDRMA vorgeschlagen und der Anlagenbetrieb i.d.R. deutlich effizienter gestaltet sowie technisch und ökonomisch optimiert werden. Die vorgeschlagenen Maßnahmen gilt es im Zuge einer Detailplanung auf Basis der stündlich vorhandenen Lastgangdaten der GDRMA zu evaluieren.

1.2. Aufbau der Arbeit

Zunächst werden in Kapitel 2 die Grundlagen des mit der Druckreduktion in GDRMA einhergehenden Wärmebedarfs und den sich daraus ergebenden Ansprüchen an die Anlagentechnik erörtert. Neben den dabei typischen Verschaltungen befasst sich dieses Kapitel mit der Regelung der GDRMA. Darüber hinaus wird auf die sich im Betrieb ergebenden Restriktionen für die Wahl der GAT eingegangen. Diese stellt die Haupteinflussgrößen der veränderbaren Stationsparameter auf den Wärmebedarf dar.

Im sich daran anschließenden Kapitel 3 erfolgt die energetische Bewertung der GDRMA. Ziel ist es für die in dieser Arbeit verfolgte Präqualifizierung der Effizienzmaßnahmen und alternativen Wärmeversorgungssystemen benötigten Informationen auf ein Minimum zu reduzieren und Einflussgrößen bei der Bestimmung des Wärmebedarfs, bzw. Brennstoffeinsatzes aufzuzeigen. Auf Basis des Wärmebedarfs einer GDRMA ist es möglich, die alternativen Erzeuger auszulegen. Neben der energetischen Optimierung können die Maßnahmen einen positiven Einfluss auf die Regelgüte haben. Hierfür werden in diesem Kapitel die in den durchgeführten Fallstudien angetroffenen typischen Betriebsmuster und Regelergebnisse der GDRMA aufgezeigt und diskutiert.

Die in Kapitel 4 durchgeführten Untersuchungen und Ergebnisse zur Herleitung der Gaslastgänge bilden die Basis für die Maßnahmenbewertungen. Hierbei werden in einem ersten Schritt die Fallstudien ausgewertet und die GDRMA in Hinblick auf deren Einordnung in die Netzstruktur des vor- und nachgelagerten Erdgasversorgungsnetzes beschrieben, um mit der dabei erarbeiteten Klassifizierung die Implikationen der Netzstruktur auf den Gasdurchsatz in GDRMA bewerten zu können. Dafür werden erst die beiden gängigen Verfahren bei der Herleitung der Gasdurchsätze in GDRMA vorgestellt und diskutiert, um im Anschluss daran ein darauf aufbauendes und verbessertes Herleitungsverfahren vorzustellen. Dieses Verfahren wird im weiteren Teil der Arbeit dazu genutzt, um auf Basis weniger und jährlicher Kennzahlen den täglichen Wärmebedarf herzuleiten.

In Kapitel 5 werden die denkbaren Effizienzmaßnahmen und alternativen Wärmebereitstellungstechnologien in Hinblick auf deren Einsatz in GDRMA und sich dabei ergebenden Restriktionen bewertet. Dabei werden auch mögliche Vorgehensweisen hin zu einer energieeffizienten GDRMA aufgezeigt. Im sich daran anschließenden Kapitel 6 werden die Ergebnisse der vorigen Kapitel zusammengefasst und die Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen im Rahmen des Präqualifizierungstools vorgestellt. Daran anschließend werden die sich ergebenden Varianten anhand repräsentativer Anwendungsfälle in Kapitel 7 erörtert.

Abschließend werden in Kapitel 8 die Ergebnisse zusammengefasst und bewertet sowie ein Ausblick für weiteren Forschungsbedarf in diesem Themengebiet gegeben.

1.3. Abgrenzung des Themas der Arbeit

GDRMA übernehmen zentrale Aufgaben bei der Verteilung des Erdgases. Damit von den Anlagen keine Gefährdung ausgeht und die Versorgungssicherheit gewährleistet wird, werden die Anforderungen über das technische Regelwerk des DVGW definiert. Die grundsätzlichen technischen Zusammenhänge sowie die eingesetzte Anlagentechnik sind innerhalb des Gültigkeitsbereichs des DVGW-Regelwerks prinzipiell gleich. Die dabei zugrundeliegenden technischen Regeln, insb. DVGW-G 260 (Gasqualität); 491 (Bau und Inbetriebnahme der GDRMA bis 100 bar); 495 (Betrieb und Instandhaltung); 499 (Erdgasvorerwärmung in Gasanlagen), führen zu einem überwiegend identischen und lediglich an die örtlichen Gegebenheiten angepassten Konzept der GDRMA. Da entsprechend über das Regelwerk eine Vergleichbarkeit zwischen den Anlagen und der Gasqualitäten gewährleistet ist, können die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit auf GDRMA über die in den Fallstudien untersuchten Netzbetreiber hinaus übertragen werden.

Insbesondere im Rahmen der Begleitforschung zur DVGW G 499 hat (Albus et al., 2012) sowie umfänglich in gas2energie.net (Mischner et al., 2015) Forschungen zum effizienten und ressourcenschonenden Betrieb in GDRMA veröffentlicht. Beide Publikationen haben signifikante Energieeinsparpotentiale in GDRMA aufgezeigt und Optimierungen vorgeschlagen, welche in dieser Arbeit aufgegriffen und im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ teils in Automatisierungssysteme übertragen und im Praxisbetrieb validiert werden konnten. Daneben finden sich einzelne Konzepte für Wärmebereitstellungssysteme, welche von dem klassischen Niedertemperatur- oder Brennwertkessel abweichen. So ist in (Farzaneh-Gord et al., 2012) der Einsatz einer Solarthermieanlage für eine GDRMA im Iran thematisiert. (Mischner et al., 2015) haben bspw. intensiv den Einsatz von Entspannungsturbinen, auch in Kombination mit Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung, erforscht. Vereinzelt gibt es Umsetzungsbeispiele wie eine Kombination aus solar regeneriertem Eisspeicher und Wärmepumpe für eine GDRMA im kleinen Leistungsbereich. Oft werden damit aber nur Einzelfall- oder Speziallösungen beschrieben. An dieser Stelle wird in der vorliegenden Arbeit der Grundstein für aufwandsarme und verallgemeinerbare Untersuchungen bei GDRMA gelegt. Dazu werden bestehende Herleitungsverfahren für den Gasdurchsatz nach (BDEW, 2018 und Mischner et al., 2015) aufgegriffen und insbesondere in Hinblick auf den Einfluss der industriellen Grundlast erweitert. Damit ist eine Präqualifizierung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in GDRMA automatisiert und auf Basis weniger jährlicher Kennzahlen möglich.

Für eine Anwendung des entwickelten Prognoseverfahrens in anderen Ländern mit gemäßigttem Klima und ähnlichen Heizstrukturen müssen die Koeffizienten A bis D im klassischen Standardlastprofilverfahren an die Verbrauchskurven der jeweiligen Verbrauchergruppen angepasst und parametrisiert werden.

2. Grundlagen Gas-Druckregel- und Messanlagen

In Deutschland werden GDRMA als Energieanlagen gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz definiert (EnWG, 2019). Der Zweck des EnWG ist in § 1 geregelt und soll eine möglichst sichere, kostengünstige sowie effiziente bzw. umweltfreundliche Energiebereitstellung gewährleisten. GDRMA dienen dabei als Schnittstelle zwischen zwei Transportnetzen auf jeweils unterschiedlichem Druckniveau. In einer GDRMA wird das aus den Hochdruckleitungen, ggf. Fernleitungen, kommende Erdgas entspannt und an ein Verteilnetz mit niedrigerem Druckniveau weitergegeben. In Analogie zu Stromnetzen übernehmen sie folglich die Aufgaben von Umspannwerken, bisher allerdings nur in eine physikalische Flussrichtung. Bei der aktuellen Gaszusammensetzung kommt es aufgrund des mit dem Druckabfall verbundenen JTE zu einer Abkühlung des Erdgases, in dessen Folge Pipelineabschnitte vereisen können. Um die Betriebssicherheit zu garantieren, findet eine entsprechende Gasvorerwärmung statt. Auf diesem Wärmebedarf liegt der Hauptfokus der vorliegenden Arbeit. Dabei beschäftigt sich dieses Kapitel neben den grundsätzlichen Aufgaben der GDRMA mit deren Aufbau und Energiebedarf sowie der Bereitstellung des Vorwärmbedarfs.

2.1. Stellenwert und Aufgaben

Deutschland nimmt durch seine zentrale Lage in Europa und hohen Energieverbrauch eine wichtige Rolle am europäischen Gasmarkt ein. Neben der Umschlag Aufgabe der Gasmengen wurden 2017 in Deutschland $90,2 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$ verbraucht (DeStatis, 2017a). Da die Versorgung lediglich zu 10 % (Tendenz fallend) aus eigenen Lagerstätten ermöglicht wird, gehört Deutschland zu den weltweit größten Importeuren von Erdgas. Wesentliche Lieferanten sind dabei Russland, Norwegen und die Niederlande. Daneben gewinnt die Bereitstellung von Erdgas am europäischen Erdgasmarkt via LNG-Terminals (LNG - Liquid Natural Gas) zunehmend an Bedeutung (Mischner et al., 2015). Der leitungsgebundene Transport von Erdgas erfolgt über ein engmaschiges Pipelinennetz. Für eine wirtschaftliche Betriebsweise dieses Pipelinennetzes wird das Erdgas unter hohem Druck von bis zu 100 bar (in Ausnahmefällen $> 200 \text{ bar}$) über weite Strecken von bis zu 4.200 km am Stück ohne Zwischenverdichtung transportiert (z. B. Importpipeline Nord Stream von Russland durch die Ostsee). Durch die hohen Transportdrücke können bei gleichbleibendem Rohrquerschnitt deutlich größere Gasvolumina transportiert werden als bei niedrigerem Druckniveau. Da das Gas auf diesem hohen Druckniveau bis auf wenige Ausnahmen jedoch nicht an die Endverbraucher geliefert werden kann, muss es im Vorfeld entspannt werden. Diese Druckreduktion übernehmen

GDRMA mithilfe sogenannter Druckregler (i.d.R. über eine Drossel), welche das Gas auf das gewünschte Druckniveau des nachgelagerten Gasnetzes entspannen. Ziel ist es dabei, den schwankenden Vordruck auf einen konstanten Ausgangsdruck zu regeln. Erst ab einem einmaligen Druckunterschied von typischerweise 16 bar wird das Erdgas dabei vorerwärmt, da es erst ab dieser Grenze zu einem relevanten Temperaturabfall kommt, welcher die Betriebssicherheit beeinträchtigen kann (Naendorf, 2014). Neben der Hauptaufgabe der Druckreduktion, kann das Erdgas auch gemessen, odorisiert und gefiltert werden. Darüber hinaus gewährleisten die Anlagentechnik der GDRMA durch Sicherheitseinrichtungen sowie Betriebsüberwachung einen versorgungssicheren Betrieb der nachgelagerten Netze und schützen diese vor unzulässigen Druckanstiegen. Zur Bewerkstelligung dieser Aufgaben ist ein gewisses Maß an Sekundärtechnik, wie bspw. Absperrrichtungen notwendig, welche im Kapitel 2.3 beschrieben wird.

2.2. Grundlagen des Wärmebedarfs von GDRMA

Die Drosselung eines realen Gases ist im Gegensatz zu der eines idealen Gases mit einer Temperaturänderung verbunden, deren Richtung und Größenordnung von der tatsächlichen chemischen Zusammensetzung sowie dem Druck- und Temperaturniveau abhängig ist (Cerbe et al, 2016). Dieser Effekt wird nach seinen Entdeckern Joule-Thomson-Effekt (JTE) genannt und bildet die Basis der in dieser Arbeit vorgenommenen Betrachtungen. Da sich Erdgas bei den im Transportsystem vorherrschenden Druck- und Temperaturbedingungen wie ein reales Gas verhält, kommt es proportional zur Druckreduktion zu einer Abkühlung des Erdgases. Neben dem technisch einfacheren Prozess der Drosselung ist es auch möglich unter Verwendung von Entspannungsturbinen die Druckenergie energetisch zu nutzen. Infolge des aktuellen regulatorischen Umfelds findet dies aber kaum statt. Wesentliches Augenmerk soll daher auf die Drossel, bzw. die damit einhergehende isenthalpe Entspannung gelegt werden, welche in erster Näherung zu einer Temperaturreduktion in Höhe von etwa 0,4..0,5 K/bar führt (Mischner et al., 2015). Die Grundlage für die Beschreibung des JTE bilden der erste und zweite Hauptsatz der Thermodynamik. Entsprechend dem ersten Hauptsatz wird bei der Vergrößerung des Volumens (V) eine gewisse Volumenarbeit geleistet, sodass sich die in Gl. (2-1) beschriebene Veränderung der inneren Energie (U) in Abhängigkeit vom Druck (p) ergibt.

$$U_2 = U_1 + p_1 \cdot V_1 - p_2 \cdot V_2 \quad (2-1)$$

Bezogen auf die Enthalpie (H) vor und nach der Drosselung, kann diese entsprechend der Gl. (2-2) veranschaulicht werden. Gemäß der Definition des idealen Gases ist die Enthalpie lediglich von der Temperatur und nicht von dem Volumen abhängig. Dementsprechend

würde sich bei einem idealen Gas in ausreichender Entfernung vor und nach der Drossel eine identische Temperatur einstellen.

$$H_1 = H_2 = H = U_1 + p_1 \cdot V_1 = U_2 + p_2 \cdot V_2 \quad (2-2)$$

Bei dem Realgas Erdgas kommt es hingegen zu einer Temperaturänderung infolge der Druckreduktion. Innerhalb einer Drossel wird keine Arbeit verrichtet und sie kann als annähernd adiabat angenommen werden. Die dennoch stattfindende Temperaturänderung kann mit ihrer Stärke und Richtung nach dem Joule-Thomson-Koeffizienten (JTK) (μ_{JTK}) entsprechend Gl. (2-3) beschrieben werden.

$$\mu_{JTK} = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H \quad (2-3)$$

Der JTE kann als partielle Ableitung grundsätzlich sowohl eine positive als auch eine negative Temperaturänderung zur Folge haben. Eine Erklärung findet sich bei Betrachtung der Gasteilchen vor und nach der Entspannung. Ausgehend von einem Zustand, in dem sich die Teilchen infolge der Van-der-Waals-Kräfte anziehen, führt eine Vergrößerung des Teilchenabstands zu einer Abkühlung, da entgegen der Anziehungskraft Arbeit geleistet werden muss. Diese Arbeit entspringt der kinetischen Energie der Gasteilchen, infolgedessen sich die Teilchenbewegung reduziert und damit die Temperatur abnimmt. Stoßen sich die Gasteilchen hingegen voneinander ab, so werden diese bei einer Druckreduktion beschleunigt, in dessen Folge sich die Temperatur erhöht.

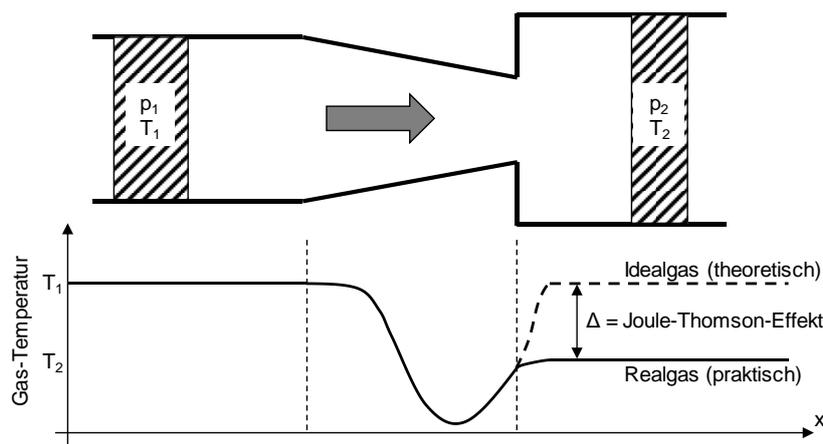


Abbildung 2-1: Grafische Darstellung des Temperaturverlaufs in einer Drossel (Eurich, 2017) nach (Cerbe et al., 2016; Mischner et al., 2015).

Letzterer Zustand trifft nicht auf die gängigen Erdgaszusammensetzungen unter den Betriebsdrücken zu. Der Hauptbestandteil von Erdgas ist Methan. Methan weist unter den typischen Druckbereichen des Erdgases von 1..100 bar und einer Temperatur von -30..100 °C

einen positiven JTE auf. In dieser Folge kommt es zu einer Abkühlung des Gasvolumenstroms bei einer Druckreduzierung. Weitere Bestandteile wie Stickstoff oder höhere Kohlenwasserstoffe (KWS) mildern diesen Effekt ab. Der Temperaturabfall infolge des Drosselvorgangs ist in der Abbildung 2-1 schematisch über der Wegstrecke der Drossel dargestellt. Unter einer zukünftigen höheren Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist davon auszugehen, dass sich die aufzubringende Wärmemenge zur Kompensation des JTE in den GDRMA reduzieren wird (Mischner et al., 2015). GDRMA nehmen aber lediglich einen geringen Teil an der Hilfsenergie für den Erdgastransport ein. Über einen deutlich größeren Energiebedarf verfügen die für die Aufrechterhaltung der Transportdrücke notwendigen Erdgas-Verdichter. Infolge der schlechteren Kompressibilität von Wasserstoff führt eine Steigerung des Anteils zwar zu einer Reduktion des Wärmebedarfs in GDRMA, vergrößert aber ebenfalls signifikant den Energieeinsatz in den entsprechenden Verdichterstationen und folglich der gesamten Erdgasbereitstellung.

Entsprechend des sich physikalisch ergebenden Temperaturabfalls wird das Erdgas in GDRMA typischerweise ab einer Druckdifferenz von 16 bar vorerwärmt, um Funktionsbeeinträchtigungen auszuschließen. Funktionsbeeinträchtigungen können bspw. die Folge von Ausfallvorgängen aus dem durchgeleiteten Erdgas sein, wodurch die Rohrquerschnitte versperert werden. Für geringere Druckdifferenzen wird davon ausgegangen, dass Umweltwärmegewinne aus dem Erdboden den Temperaturabfall kompensieren und keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit besteht. Gemäß Gl. (2-3) ist die tatsächliche Ausprägung dieses Effekts von den physikalischen Parametern Druck und Temperatur des realen Gases nach der Vorerwärmung abhängig, weshalb bei der Berechnung auf ein iteratives Verfahren zurückgegriffen werden muss. Die Vorwärmung in GDRMA nimmt eine zentrale Rolle der Anlagentechnik ein und ist in der (DVGW G 499, 2015) beschrieben. Gemäß dieser technischen Regel wird vereinfacht auf einen praktischen Ansatz nach Gl. (2-4) zurückgegriffen.

$$\dot{Q}_{VW} = \dot{V}_{G,N} \cdot \rho_{G,N} \cdot c_{p,m} \cdot [(p_{G,u} - p_{G,d}) \cdot \mu_{JTK,m} + (T_{G,d} - T_{G,u})] \quad (2-4)$$

Bezogen auf den Normzustand des Erdgasvolumenstroms ($\dot{V}_{G,N}$) ergibt sich in Abhängigkeit der Normdichte ($\rho_{G,N}$), der mittleren isobaren Wärmekapazität ($c_{p,m}$) und des mittleren JTK ($\mu_{JTK,m}$) proportional zur Druckreduktion ($p_{G,u}$ - Druck upstream, $p_{G,d}$ - Druck downstream) sowie der Differenz zwischen der Eintrittstemperatur ($T_{G,u}$, upstream - GET) und dem geforderten Sollwert der Gasaustrittstemperatur ($T_{G,d}$, downstream - GAT), eine absolute Heizleistung. Als praxisüblicher Ansatz wird der JTK dabei mit 0,4..0,5 K/bar angesetzt (Mischner et al., 2015). Darüber hinaus sind für die Berechnung nach diesem Ansatz in der (DVGW G 499, 2015) die physikalischen Werte für die Gasarten russisches H-Gas, Nordsee H-Gas sowie Mischgas H und L-Gas tabellarisch dokumentiert.

Neben diesem vereinfachten Verfahren wird als Basis der Betrachtungen in dieser Arbeit auf ein zweites, ebenfalls in der DVGW G 499 beschriebenes Verfahren zurückgegriffen. Dieses ermittelt den notwendigen Vorwärmbedarf über einen Vergleich der Enthalpie des Erdgases am Ein- und Austritt der GDRMA. Da bei dem Drosselvorgang weder eine äußere Wärmezufuhr/-abfuhr noch eine äußere technische Arbeit verrichtet wird, verläuft der Drosselvorgang gemäß dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik für ideale Gase isenthalp. Bei realen Gasen kommt es innerhalb des Regelgerätes zu einer Enthalpieabnahme. (Mischner et al., 2015) und (Kirchner, 2009) schlagen daher ein Berechnungsverfahren auf Basis von Regressionsgleichungen vor, welche das Realgasverhalten des Erdgases berücksichtigen. Dieser Ansatz wurde für die weiteren Betrachtungen ausgewählt, da er entgegen dem klassischen Ansatz nach DVGW G 499 die sich infolge von Druckabsenkungen der nachgelagerten Versorgungsnetzen ergebenden schwankenden JTK abgebildet werden. Somit kann ein genauere Lastverlauf des Wärmebedarfs über das Jahr berechnet werden. Für diesen Berechnungsansatz ist die Enthalpie jeweils am Ein- und Austritt gemäß Gl. (2-5) zu ermitteln. Darüber hinaus kann dieser Ansatz in Regelungslogiken der GDRMA realisiert werden.

$$h_m(T, p) = x_3(p) \cdot T^3 + x_2(p) \cdot T^2 + x_1(p) \cdot T + x_0 \quad (2-5)$$

Gemäß (Kirchner, 2009) ist es unter numerischen Gesichtspunkten empfehlenswert, in einem ersten Schritt die molare Enthalpie (h_m) zu berechnen und erst im weiteren Verlauf die spezifische Enthalpie für die gewünschte Wärmebedarfsberechnung zu nutzen. Unter Einbeziehung der in der Gl. (2-6) definierten, druckabhängigen Koeffizienten ($x_{0..3}$) dieses Polynomansatzes, kann die molare Enthalpie über Gl. (2-5) unter Zuhilfenahme der relativen Temperatur (T) des Erdgases an dem Betrachtungspunkt eingangs- und ausgangsseitig bestimmt werden. Dabei werden die Betrachtungsdrücke in (Pa) berücksichtigt.

$$x_j = a_j \cdot p^3 + b_j \cdot p^2 + c_j \cdot p + d_j \quad (2-6)$$

Die Koeffizienten ($a..d$) sind dabei der Tabelle 2-2, Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4 für die jeweiligen Gasarten nach (DVGW G 260, 2013) zu entnehmen. Die Einheiten der Koeffizienten aus Tabelle 2-2 bis 2-4 sind der Tabelle 2-1 aufgelistet. Mit dem Indizes j wird der zu den jeweiligen Parametern zugehörige Koeffizient definiert. Diese Koeffizienten müssen bei der Erstellung des thermischen Lastprofils des Wärmebedarfs für jede Stunde des Jahres ermittelt werden. Hierbei werden die schwankenden chemischen Zusammensetzungen vernachlässigt, welche innerhalb der definierten Gasarten vorkommen.

Entsprechend der Ausführungen nach (Kirchner, 2009) können mit dieser Näherungsrechnung das reale Verhalten sehr gut abgebildet und Fehler gegenüber dem vereinfachten Verfahren von vornherein reduziert werden. Der auftretende Fehler des Regressionsverfahrens

im Vergleich zu exakter analytischer Berechnungen des JTE befindet sich im Bereich von $\pm 5\%$ und kann damit als praktischer und dennoch genauer Berechnungsansatz für die weiteren Ausführungen angewendet werden. Das Berechnungsverfahren orientiert sich dabei an den mit dem Simulationsprogramm GasCalc berechneten Vorwärmleistungen für die definierten Referenzgase. Hierbei wird der Realgaseinfluss bestmöglich abgebildet. Die Berechnungen sind gültig für folgende Bereiche: $p \leq 100 \text{ bar}$; $-10 \text{ }^\circ\text{C} \leq T \leq 100 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tabelle 2-1: Einheiten der Koeffizienten a , b , c , d für die Ermittlung der Parameter x_3 , x_2 , x_1 und x_0 .

Einheiten der Koeffizienten				
	a	b	c	d
x_3	$m^7 \cdot (N^2 \cdot \text{mol} \cdot K^3)^{-1}$	$m^5 \cdot (N \cdot \text{mol} \cdot K^3)^{-1}$	$m^3 \cdot (\text{mol} \cdot K^3)^{-1}$	$N \cdot m \cdot (\text{mol} \cdot K^3)^{-1}$
x_2	$m^7 \cdot (N^2 \cdot \text{mol} \cdot K^2)^{-1}$	$m^5 \cdot (N \cdot \text{mol} \cdot K^2)^{-1}$	$m^3 \cdot (\text{mol} \cdot K^2)^{-1}$	$N \cdot m \cdot (\text{mol} \cdot K^2)^{-1}$
x_1	$m^7 \cdot (N^2 \cdot \text{mol} \cdot K)^{-1}$	$m^5 \cdot (N \cdot \text{mol} \cdot K)^{-1}$	$m^3 \cdot (\text{mol} \cdot K)^{-1}$	$N \cdot m \cdot (\text{mol} \cdot K)^{-1}$
x_0	$m^7 \cdot (N^2 \cdot \text{mol})^{-1}$	$m^5 \cdot (N \cdot \text{mol})^{-1}$	$m^3 \cdot (\text{mol})^{-1}$	$N \cdot m \cdot (\text{mol})^{-1}$

Tabelle 2-2: Koeffizienten a , b , c , d für die Ermittlung der Parameter x_3 , x_2 , x_1 und x_0 für **Erdgas H Russische Föderation** nach (Kirchner, 2009; Mischner et al., 2015).

Erdgas H Russische Föderation				
	a	b	c	d
x_3	$-2,37587 \cdot 10^{-10}$	$6,56227 \cdot 10^{-8}$	$-2,29882 \cdot 10^{-7}$	$4,18303 \cdot 10^{-5}$
x_2	$5,97956 \cdot 10^{-8}$	$-1,66887 \cdot 10^{-5}$	$-1,72855 \cdot 10^{-4}$	$1,51608 \cdot 10^{-2}$
x_1	$-5,43679 \cdot 10^{-6}$	$1,49292 \cdot 10^{-3}$	$9,48028 \cdot 10^{-2}$	35,1329
x_0	$2,21076 \cdot 10^{-4}$	$-4,86751 \cdot 10^{-2}$	-17,992	-889,287

Tabelle 2-3: Koeffizienten a , b , c , d für die Ermittlung der Parameter x_3 , x_2 , x_1 und x_0 für **Erdgas H Nordsee** nach (Kirchner, 2009; Mischner et al., 2015).

Erdgas H Nordsee				
	a	b	c	d
x_3	$-9,36766 \cdot 10^{-10}$	$2,0252 \cdot 10^{-7}$	$3,7455 \cdot 10^{-6}$	$5,29255 \cdot 10^{-5}$
x_2	$2,15909 \cdot 10^{-7}$	$-4,82023 \cdot 10^{-5}$	$5,4073 \cdot 10^{-4}$	$1,74435 \cdot 10^{-2}$
x_1	$-1,64571 \cdot 10^{-5}$	$3,845182 \cdot 10^{-3}$	$6,67147 \cdot 10^{-2}$	37,3084
x_0	$4,97719 \cdot 10^{-4}$	-0,11194	-21,2199	-946,203

Tabelle 2-4: Koeffizienten a , b , c , d für die Ermittlung der Parameter x_3 , x_2 , x_1 und x_0 für Erdgas L Niederlande nach (Kirchner, 2009; Mischner et al., 2015).

Erdgas L Niederlande				
	a	b	c	d
x_3	$-3,04123 \cdot 10^{-10}$	$7,43728 \cdot 10^{-8}$	$-3,42908 \cdot 10^{-7}$	$3,78338 \cdot 10^{-5}$
x_2	$7,56168 \cdot 10^{-8}$	$-1,8755 \cdot 10^{-5}$	$-1,60507 \cdot 10^{-4}$	$1,58021 \cdot 10^{-2}$
x_1	$-6,6631 \cdot 10^{-6}$	$1,64438 \cdot 10^{-3}$	$9,7839 \cdot 10^{-2}$	35,441
x_0	$2,55094 \cdot 10^{-4}$	$-5,153 \cdot 10^{-2}$	-18,5804	-897,275

Die Auslegung der Heizungsanlage erfolgt zumeist auf Basis des zuvor vorgestellten vereinfachten Ansatzes nach DVGW G 499 zur Bestimmung des physikalisch notwendigen Wärmebedarfs und der unter Berücksichtigung der auftretenden Verluste einhergehenden erforderlichen Feuerungsleistung der Kessel. Die genaue Verschaltung der Anlagenkomponenten der Gasschienen und Heizkreise wird im nächsten Abschnitt betrachtet.

2.3. Aufbau der Gasschienen

Der Aufbau von GDRMA ist in Deutschland gemäß DVGW G 491 geregelt (DVGW G 491, 2010). Diese technische Richtlinie schreibt nicht explizit den Aufbau vor, führt aber zu einem gewissen Standard, welcher so wiederkehrend in GDRMA anzutreffen ist. Grundsätzlich können GDRMA nach Eingangsdruck und Gasdurchsatz unterschieden werden. Kleinere und mittlere GDRMA mit einem Normvolumenstrom im Bereich bis 1.500 Nm³/h und mit Eingangsdrücken von bis zu 16 bar werden typischerweise als serienmäßige Fertiganlagen eingesetzt. Sofern keine geringen Eingangstemperaturen unterhalb der Bodentemperatur vorliegen, müssen diese GDRMA das Erdgas vor der Entspannung i.d.R. nicht vorwärmen, da für die Vorwärmung die im Erdreich vorhandene Umweltwärme genügt und nicht mit Funktionseinschränkungen zu rechnen ist. Diese Stationen werden im weiteren Verlauf nicht näher betrachtet. Oberhalb dieses Normvolumenstroms und Druckunterschieds steht dem Netzbetreiber eine beschränkte Auswahl an grundlegenden Ausführungsvarianten zur Verfügung. Neben den nicht weit verbreiteten einschienigen Ausführungen findet sich der in Abbildung 2-2 skizzierte redundante Aufbau am häufigsten wieder. Dieser redundante Aufbau, bestehend aus einer Betriebs- sowie einer Reserveschiene, bietet ein größeres Maß an Versorgungssicherheit. Im Bedarfsfall übernimmt die redundante Versorgungseinheit die unterbrechungsfreie Belieferung des nachgelagerten Netzabschnitts (Naendorf, 2014). Alle im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ betrachteten GDRMA sind ausschließlich in zweiseitiger Bauweise ausgeführt.

Hochdruckleitungen (ab 1 bar Relativdruck) können infolge der höheren Kompression des Erdgases unter gleichen Bedingungen zwar mehr Erdgas transportieren, sind auf der anderen

Seite aber kostenintensiver als Transportleitungen mit geringeren Versorgungsdrücken. GDRMA als Knoten zu den nachgelagerten Versorgungsnetzen befinden sich infolge dieser Kostenbetrachtung zumeist in örtlicher Nähe der Fernleitungspipelines. Der Anschluss der GDRMA erfolgt mit einem Abzweig an das vorgelagerte Hochdrucknetz. Nachdem das Erdgas in die GDRMA geleitet wird, folgt zumeist ein Filterungsschritt, um eventuellen Staubabscheidungen oder weitere unerwünschte Inhaltsstoffe aus dem vorgelagerten Rohrabschnitt zu entfernen. Neben der reinen Staubabscheidung kann ebenfalls ein Flüssigkeits- bzw. Hydratabscheider vorgesehen sein. Je nach Lagerstätte und Zusammensetzung des Erdgases kann dieses über einen geringen Anteil an Restwasser verfügen, welches zum Schutz vor Hydratbildung abgeschieden werden muss. Innerhalb der Gasinfrastruktur kann ein Wassereintrag ins Erdgasnetz über die Untergrundspeicher, bei Reparaturmaßnahmen oder Biogaseinspeisungen erfolgen. Daneben können infolge schwankender Gasparameter wie dem Anteil an höheren KWS und flüssigem Wasseranteil Gashydrate im vorgelagerten Leitungsabschnitt anfallen. Für die Abscheidung dieser drei Gruppen von unerwünschten Begleitstoffen können kombinierte Flüssigkeits-/Staubabscheider (Schematische Darstellung in Abbildung 2-2: 2 - Filter mit Wasserabscheider) eingesetzt werden.

Darüber hinaus wird das Erdgas vorerwärmt, um die mit dem JTE verbundenen Auswirkungen zu vermeiden. Die Vorerwärmung des Erdgases ist notwendig, da die mit der Druckreduktion verbundenen Temperaturabsenkung unter anderem zu einer Produktion von Gashydraten führen kann, welche zu Querschnittsverengungen führen können und somit die Versorgungssicherheit gefährden können. Für die Vorerwärmung des Erdgases vor der eigentlichen Druckreduktion werden dabei Rohrbündel-Wärmeübertrager (3 - Vorwärmer) in horizontaler oder vertikaler Ausführung verwendet. Das Erdgas wird dabei idealerweise innerhalb der Rohrbündel im Gegenstrom zu einem Wärmeüberträgerfluid (Wasser oder Wasser-Glykol-Gemisch) geführt. Stehende (vertikale) Rohrbündel-Wärmeübertrager (WÜT) könnten grundsätzlich als Gegenstrom WÜT ausgeführt werden. In der Vergangenheit wurde hier nicht auf die Ausführung geachtet, weshalb diese i.d.R. nicht im Gegenstrom betrieben werden. Horizontale, auch axiale WÜT genannt, entsprechen gemäß dem aktuellen Stand der Technik Gegenstrom WÜT. Bei dieser Bauweise kann das Rohrbündel infolge der Einbaulage bei der zehnjährigen Druckbehälterüberprüfung mit einem Endoskop untersucht werden. Stehende Rohrbündel-WÜT können, sofern sie nicht mit dem unteren Bauteilabschnitt verschweißt sind, aufwandsärmer inspiziert werden, da sich der äußere Mantel nach oben abheben lässt. Neben diesen Ausführungen kann der Vorwärmer auch in Doppelmantelbauweise realisiert werden, um das Sicherheitskonzept der GDRMA weiter zu verbessern. Nach der Vorerwärmung des Erdgases findet die eigentliche Druckreduktion mittels eines Gas-Druckregelgerätes (5 - GDR) statt. Diese Druckreduktion wird zumeist mittels einer Drossel ausgeführt. Für diese Entspannung werden sowohl passive als auch aktive, mit Hilfsenergie arbeitende Druckregler eingesetzt. Darüber hinaus kann das Druckgefälle des Erdgases auch zur Produktion von mechanischer Energie mittels einer Entspannungsturbine

genutzt werden. Die durchgeführten Fallstudien haben ergeben, dass die Gasaustrittstemperatur (nach der Entspannung) infolge der Vorwärmung in der Praxis ca. 10 °C entspricht.

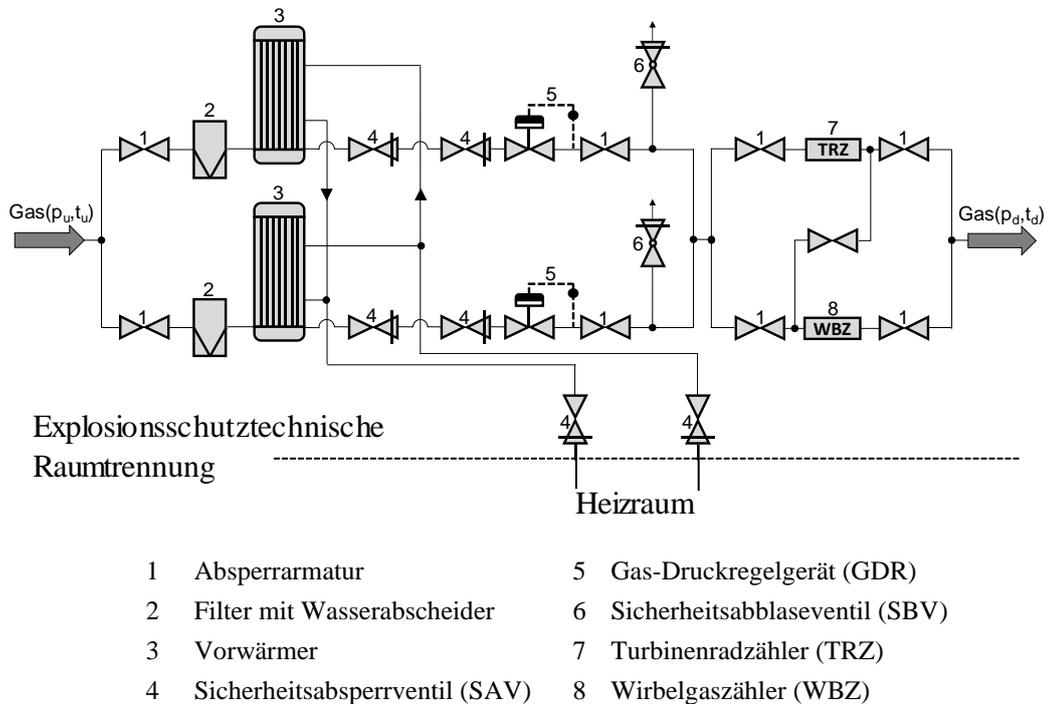


Abbildung 2-2: Hydraulischer Aufbau der Regelschienen (Eurich, 2017).

Das durch die Entspannung abgekühlte Erdgas wird im weiteren Verlauf gemessen. Die Messung kann auch im Eingangsbereich durchgeführt werden. Da Messungen im höheren Druckbereich kostenintensiver sind, findet die Messung i.d.R. ausgangsseitig nach der Entspannung statt. Für diese Messung des Betriebsvolumenstroms wird auf verschiedene Messprinzipien zurückgegriffen. In der Vergangenheit waren Turbinenradzähler (7 - TRZ) und Wirbelgaszähler (8 - WRZ) weit verbreitet. In letzter Zeit haben Ultraschall-Volumenstrommessgeräte infolge ihrer hohen Genauigkeit, Wartungsarmut und des großen Messbereichs zunehmend an Bedeutung gewonnen. Darüber hinaus werden vereinzelt Corioliszähler und bei kleinen Volumenströmen Drehkolbenzähler eingesetzt. Für die Heizgasschiene, welche die Eigenversorgung der Heizkessel mit Erdgas sicherstellt, finden zumeist die aus dem Haushaltsbereich bekannten Balgengaszähler Anwendung. Zusätzlich zur Ermittlung des Betriebsvolumens werden Mengenumwerter für die Umrechnung auf idealisierte Normzustände ($T_N = 273,15 \text{ K}$ und $p_N = 1013,25 \text{ mbar}$) eingesetzt (DIN 1343, 1990). Darüber hinaus kann das nahezu geruchsneutrale Erdgas mit Odoriermittel versetzt werden, um den typischen Erdgasgeruch und dessen Wahrnehmbarkeit im Leckagefall sicherzustellen.

Neben diesen grundlegenden erforderlichen technischen Anlagenbestandteilen für die Werkstellung der Aufgaben einer GDRMA finden sich einige Sicherheitseinrichtungen

wieder, welche einen gefahrlosen Betrieb gewährleisten. So werden bspw. Absperrarmaturen (1) eingesetzt, um die GDRMA sowohl vom vorgelagerten als auch vom nachgelagerten Netzabschnitt trennen zu können. Weitere Absperrarmaturen werden innerhalb der Gas-schienen eingesetzt, um definierte Fließwege einzustellen und Teilabschnitte für Wartungsarbeiten außer Betrieb nehmen zu können. Neben den Absperrarmaturen werden Sicherheitsabsperrventile (4 - SAV) und Sicherheitsabblaseventile (6 - SBV) eingesetzt, um die Anlagenteile der GDRMA bzw. das nachgelagerte Netz vor unzulässigen Druckanstiegen abzusichern. Daneben gewährleisten die SAV bei Störungen den mechanischen, druckge- steuerten Wechsel von der Betriebs- auf die Reserveschiene.

2.4. Aufbau und Verschaltung konventioneller Heizungstechnik

Nachfolgend soll der grundsätzliche Aufbau der Wärmeversorgung in GDRMA beschrieben werden. Die daran gestellten Anforderungen werden ebenfalls nach DVGW G 491 geregelt. Das in einer GDRMA installierte Wärmeversorgungssystem dient nahezu ausschließlich der Bereitstellung von Prozesswärme zur Gasvorwärmung. Nur zu geringen Teilen muss ein Raumheizbedarf gedeckt werden, da die in einer GDRMA einzuhaltende Raumtemperatur im Bereich von 7..12 °C liegt. Die Ausführung einer Vorwärmanlage wie in Abbildung 2-3 wird in erster Instanz durch die Höhe der benötigten Wärmeleistung und dem Anspruch an die Redundanz bestimmt. Weiterhin sind das Alter der GDRMA bzw. der Zeitpunkt der letzten Modernisierung und die jeweiligen Gegebenheiten entscheidend. Neben der Auswahl der Heizkessel ist dabei das gewählte hydraulische Konzept variabel und abhängig von den Regelaufgaben. Zusätzlich zu der in Abbildung 2-3 veranschaulichten Umlenkschaltung stellen die Drossel- und Beimischschaltung die häufigsten Verschaltungsvarianten in GDRMA dar. Drosselschaltungen entsprechen dabei nicht mehr dem Stand der Technik und sind bis auf Ausnahmen nur noch in Bestandsanlagen anzutreffen. Der Vollständigkeit halber soll sie im Nachfolgenden dennoch beschrieben werden. Unabhängig von der gewählten hydraulischen Verschaltung finden sich gemäß durchgeführter Fallstudien derzeit noch überwiegend Niedertemperaturkessel (11) wieder.

Die Berechnung der physikalisch notwendigen Vorwärmleistung erfolgt anhand von unrealistischen Extremzuständen und spiegelt sich im Betrieb kaum wider, weshalb zumeist erhebliche Überkapazitäten installiert sein können (Triesch, 2006). In Abhängigkeit der individuellen Auslegungsgrundsätze finden sich neben den technisch notwendigen Vorwärmleistungen, ggf. realisiert über mehrere Heizkessel, weitere Redundanzen im Umfang des 1,5- bis 3-fachen der eigentlich erforderlichen Auslegung wieder. Es wird 2-fach überdimensioniert für 100 % Redundanz und 3-fach für 100 % Redundanz im Wartungsfall eines Kessels bezogen auf den Extrempunkt der Auslegung. Für die hydraulische Entkopplung der Heizkessel von dem Verbraucherkreis werden seit einigen Jahren hydraulische Weichen eingesetzt. Darüber hinaus befinden sich die Heizkreispumpen (12 - Umwälzpumpe) zumeist

im Vorlauf des Gas-Wärmeübertragers und sind ebenfalls mindestens redundant ausgeführt. Für die Absicherung vor unerlaubten Druckanstiegen befinden sich im Heizkreis entsprechende Sicherheitsapparaturen (1) und Rückschlagklappen (13). Weiterhin werden Absperrrarmaturen vorgesehen, um im Bedarfsfall einzelne Anlagenbauteile ohne Unterbrechung der Wärmeversorgung austauschen zu können. Diese zuvor aufgeführten Redundanzen resultieren dem Anspruch einer unterbrechungsfreien Versorgung. Da zu jeder Zeit das nachgelagerte Netz mit Erdgas beliefert werden muss, wird während baulicher Veränderungen zumeist ein Heizungsnotprovisorium eingesetzt.

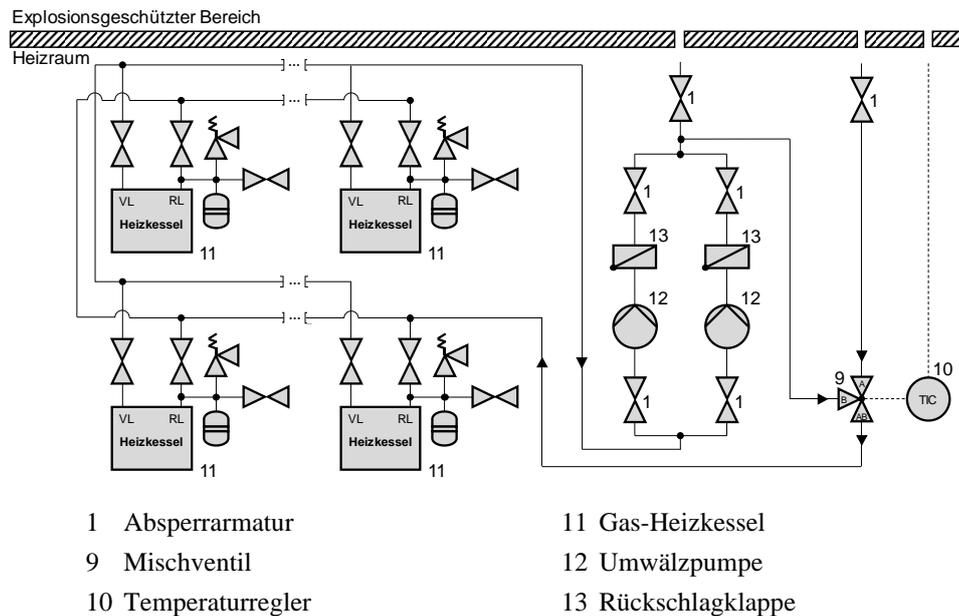


Abbildung 2-3: Anlagenbeispiel (Umlenkschaltung) einer typischen Hydraulik (Eurich, 2017).

Die Regelung der Niedertemperaturkessel erfolgt oft nicht modulierend, weshalb diese auf den schwankenden Wärmebedarf mittels Ein- und Ausschalten reagieren. Mehrere Heizkessel werden typischerweise über eine Kaskaden- oder Heizkesselfolgeschaltung verbunden. Der IST-Wert der Vorlauftemperatur schwankt dabei periodisch um den Sollwert infolge der Aufheiz- und Abkühlvorgänge des Wärmeversorgungssystems. Die Vorlauftemperatur der Heizkessel beträgt in typischen GDRMA ca. 60..80 °C und wird ganzjährig nicht an die Last bzw. das Wärmeübertragerverhalten des Vorwärmers angepasst.

Drosselschaltung

Bei der Drosselschaltung (Abbildung 2-4) hat der Wärmebedarf des zu versorgenden Gasvolumenstroms einen direkten Einfluss auf den Volumenstrom im Wärmeerzeugerkreis. Innerhalb des Gasregelraums befindet sich in der Ausgangsleitung des Erdgases ein Temperatursensor, welcher die GAT überwacht (TC - Temperature Control). Dieser Sensor liefert

zugleich die Hilfsenergie des Regelorgans. Bei einer positiven Abweichung der tatsächlichen GAT zu der gewünschten Solltemperatur dehnt sich ein Fluid (bspw. Öl) aus und bringt zumeist über eine Kapillarleitung einen Druck auf das Stellorgan auf. Dadurch begrenzt das Stellorgan (M - Regelorgan: Mischer, Ventil) den Heizkreis-Volumenstrom, woraus bei gleichbleibenden Heizkreis-Vorlauftemperaturen eine geringere Vorwärmleistung resultiert und der Heizkessel in dessen Folge abschaltet. Grundsätzlich kann damit eine niedrige Rücklauftemperatur nach dem Gas-Vorwärmer bis zum Heizkessel weitergegeben werden und wird nicht abgemischt. Um den Kondensatanfall bei Niedertemperaturkesseln zu vermeiden, wird i.d.R. auf eine hydraulische Weiche oder kesselinterne Rücklauftemperaturenhebung zurückgegriffen, welche intern oder extern die Kesseltemperatur anhebt. Bei dieser Art der Verschaltung führt eine Hubänderung des Regelventils immer auch zu einer Verlagerung des Arbeitspunktes der Heizkreispumpen. Infolge der mechanischen Temperatursteuerung, eignen sich diese nicht für die im Absatz 2.5 vorgestellte gleitende Sollwertanpassung der GAT bspw. im Zuge der Implementierung einer Taupunktregelung.

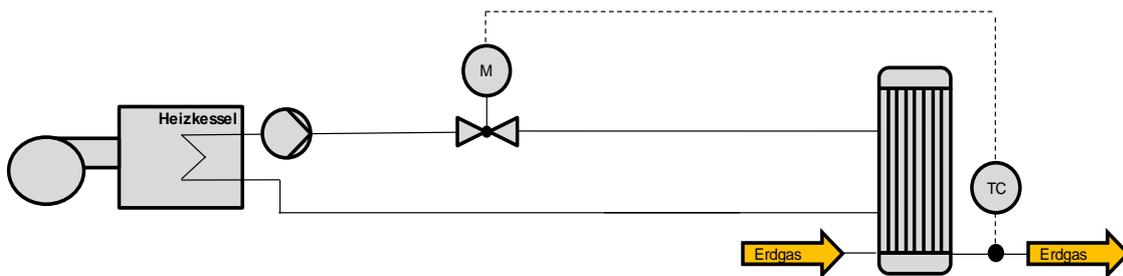


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung der Drosselschaltung.

Umlenkschaltung

Diese Art der hydraulischen Verschaltung findet sich in den meisten GDRMA wieder (Abbildung 2-5) und basiert auf einem weitverbreiteten technischen Anspruch der Netzbetreiber, nach welchem die Totzeit für die Versorgung der Gas-Vorwärmer möglichst kurz ausfallen sollen. Der volumenstromkonstante Kreis ist der Erzeugerkreis, da hier die Heizkreispumpen verortet sind. Über ein Ventil oder Mischer wird je nach Wärmebedarf ein Teil des Vorlaufs direkt dem Rücklauf beigegeben. Die Abweichung der GAT von der Solltemperatur beeinflusst indirekt über eine Logik die Stellung dieses Regelorgans und führt damit zu einer Änderung des Volumenstroms über den WÜT.

Entsprechend der Ventilautorität findet sich zumeist ein sehr gutes Regelverhalten über eine weite Bandbreite des Wärmebedarfs wieder. Dementgegen kann zu Schwachlastzeiten dieses Regelungskonzept allerdings infolge des Arbeitsbereichs der Regelorgane nahe ihrer unteren Grenze zu einem geringfügigen Aufschwingen der GAT führen. Trotz des guten dynamischen Verhaltens ist dieses Regelungskonzept in der geläufigen Umsetzung nicht mehr

zukunftsfähig. Zum einen wird so ein Brennwertbetrieb bei gleichen Regelalgorithmen nahezu ausgeschlossen, da der kalte Rücklauf mit dem Vorlauf gemischt wird und insbesondere zu Schwachlastzeiten nur eine sehr geringe Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf am Wärmeerzeuger messbar ist. In Kombination mit den üblichen hohen Vorlauftemperaturen werden die Brennwertkessel quasi als Niedertemperaturkessel betrieben. Darüber hinaus sollten insbesondere bei der Umlenkschaltung weitere Fehlerquellen, wie bspw. eine negative Beeinflussung durch einen mangelnden hydraulischen Abgleich der Heizkreise ausgeschlossen werden.

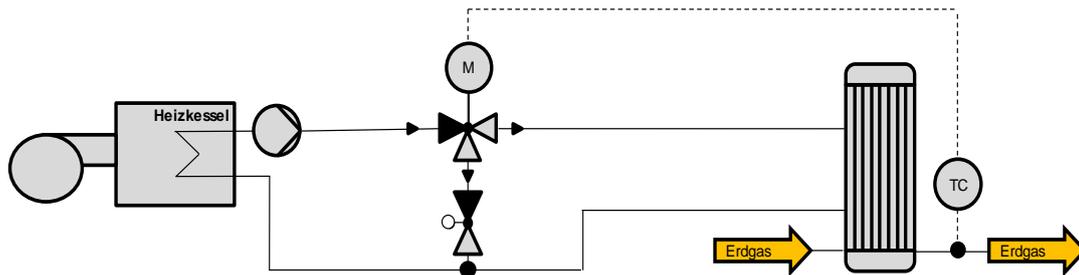


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Umlenkschaltung.

Sind die einzelnen Teilkreise hydraulisch nicht abgeglichen, kommt es zu einer Verstärkung der Abweichung der GAT von der Solltemperatur bei hohen Auslastungsgraden. Zu diesen Zeiten befindet sich das Regelventil nahe seiner Schließstellung und der Volumenstrom im Verbraucherkreis entspricht diesem im Erzeugerkreis. Hydraulisch bedingt verfügt der Gas-Vorwärmer über einen höheren Druckverlustbeiwert im Vergleich zu dem des glatten Bypassrohrs. Unter Verwendung von effizienten, druckdifferenzgeregelten Pumpen (Differenzdruck zwischen Eingang und Ausgang der Pumpe) führt dies bei maximaler Auslastung zu einer Reduzierung des Volumenstroms über den Verbraucherkreis und damit zu einer Reduktion der Vorwärmleistung. Dies sollte bei zukünftigen Erweiterungen mittels eines hydraulischen Abgleichs ausgeschlossen werden (Bielawny, 2018).

Beimischschaltung

Die Beimischschaltung findet sich überwiegend bei neueren GDRMA wieder. Sie wird dadurch charakterisiert, dass es sich bei dem volumenstromvariablen Teil um den eigentlichen Erzeugerkreis handelt und der Volumenstrom über den Gas-Vorwärmer konstant gehalten wird. Hierfür wird in Abhängigkeit der Abweichung der GAT vom Sollwert der Rücklauf dem Vorlauf beigemischt. Die eigentliche Anpassung der Vorwärmleistung findet demnach über die Vorlauftemperatur zum Gas-Vorwärmer statt. Mit dieser Fahrweise ergibt sich

zu jeder Zeit die kleinstmögliche Rücklauftemperatur zum Wärmeerzeuger. Bei dieser Verschaltung empfiehlt es sich ebenfalls einen hydraulischen Druckabgleich der Teilstränge und eine angepasste Auswahl der Ventilautorität vorzunehmen (Mischner et al., 2015).

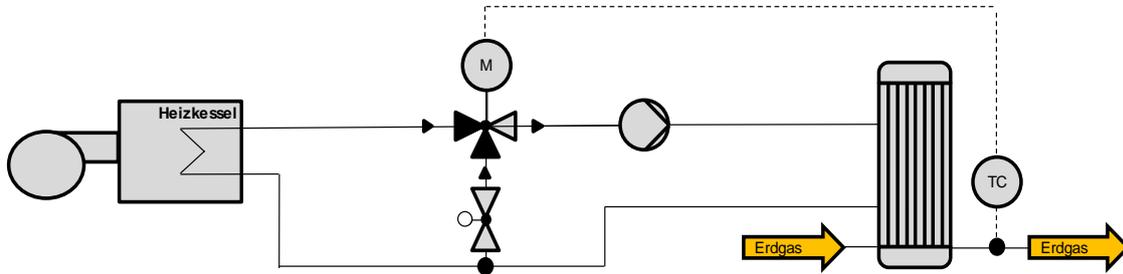


Abbildung 2-6: Schematische Darstellung der Beimischschaltung.

Entsprechend der vorherigen Ausführungen sind in Abbildung 2-7 die Temperaturverhältnisse des Heizmediums über den Auslastungsgrad der Heizungsanlage an unterschiedlichen Stellen im Heizkreis veranschaulicht. Es wird deutlich, wie groß der Einfluss der Wirkweise des Regelventils auf die Temperaturverhältnisse am Wärmeerzeuger bei der Umlenkschaltung ist. Für die Drosselschaltung wird ersichtlich, dass T_3 und T_4 bei 100 % Last identisch sind, da kein Teilvolumenstrom aus dem Vorlauf in den Rücklauf direkt beigemischt wird. Bei niedrigeren Auslastungen wird durch diese Beimischung der Unterschied zwischen T_3 und T_4 größer. Nahe der unteren Teillast wird der Rücklauf mit nahezu derselben Temperatur wieder zum Kessel geleitet. Dementgegen kommt es im Fall B zu steigenden Spreizungen zwischen Vor- und Rücklauftemperatur.

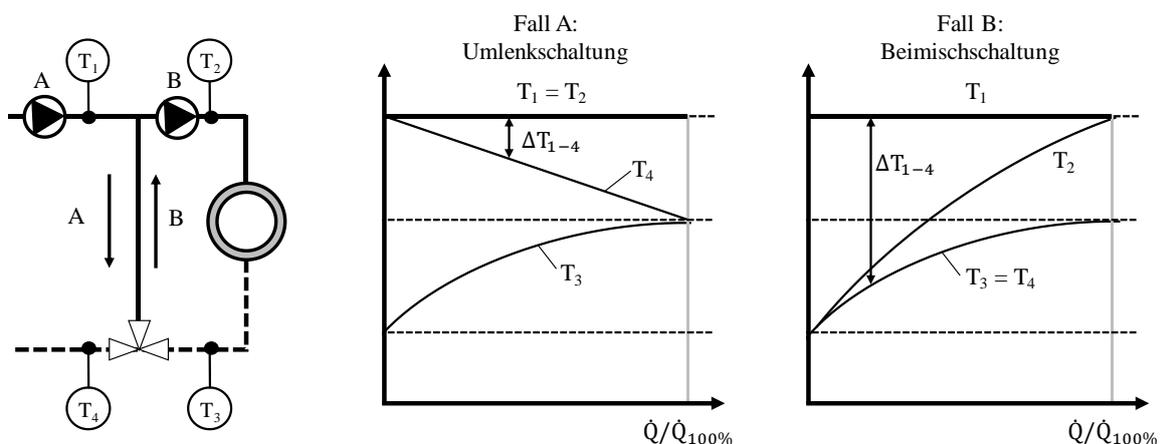


Abbildung 2-7: Schematische Darstellung der Temperaturverhältnisse des Heizmediums im Fall der Umlenkschaltung und Beimischschaltung für unterschiedlichen Wärmeanforderungen in Abhängigkeit zur Maximallast. In Anlehnung an (Seifert et al., 2015).

2.5. Regelung

Infolge des ähnlichen Aufbaus vieler GDRMA unterscheidet sich auch das Regelungskonzept des Wärmeversorgungssystems nur geringfügig voneinander. Grundsätzlich werden zwei Regelungsstrategien in der Praxis angetroffen.

Regelung des Wärmeerzeugers mit konstanter Vorlauftemperatur

Die Regelung des Wärmeerzeugers mit konstanter Vorlauftemperatur wird in GDRMA am häufigsten eingesetzt und berücksichtigt vor allem die Betriebscharakteristik von Niederdruckkesseln. Für den Einsatz von Brennwerttechnologien oder regenerativen Wärmeerzeugern in GDRMA muss bei diesem Regelungskonzept grundsätzlich untersucht werden, ob die Temperaturverläufe am Integrationspunkt weiter abgesenkt werden können. Der Regelkreis des Wärmeerzeugers ist dabei nahezu unabhängig von dem Gas-Regelkreis. Lediglich die GAT nach der Entspannung wird in einem Regler erfasst und mit dem extern vorgegebenen Sollwert verglichen. Bei einer Regelabweichung wird bspw. dann im Fall der Umlenkung über ein Stellventil der Wärmestrom in den eigentlichen WÜT-Kreis zum Vorwärmer erhöht oder vermindert. Diese Anpassung des Wärmestroms erfolgt dabei einzig auf Basis eines veränderlichen Volumenstroms über den Vorwärmer. Die Vorlauftemperatur der Heizkessel wird im Jahresverlauf nicht verändert. Da die Auslegung der Wärmeversorgung von GDRMA auf Extrembedingungen erfolgt, wird üblicherweise eine entsprechend hohe Vorlauftemperatur im Bereich von 60..80 °C gewählt. Vorteil dieser Regelung ist ein universeller und relativ einfacher Aufbau. Darüber hinaus kann infolge der grundsätzlich hohen Vorlauftemperaturen schnell auf Schwankungen im Wärmebedarf reagiert werden. Nachteilig ist, dass sich durch die oftmals verwendete hydraulische Ausführung als Umlenkung unnötig hohe Rücklauftemperaturen ergeben. Insbesondere im unteren Teillastbereich wird ein großer Anteil des Vorlaufs direkt dem Rücklauf beigemischt, sodass selbst bei einem idealen Gas-WÜT nur geringe Temperaturdifferenzen zwischen Vor- und Rücklauf resultieren. Dies führt zu einer schlechten Effizienz des Heizungssystems, insbesondere beim Einsatz von Brennwertkesseln, deren Effizienz sehr sensibel auf hohe Rücklauftemperaturen reagiert. Bei Brennwertkesseln kann es dazu kommen, dass kein und nur ein sehr geringer Kondensationsgrad erreicht wird, sodass aus technischer Sicht praktisch kein Unterschied zu einem Niederdruckkessel besteht.

Als ein weiterer Nachteil ist das Schwachlastverhalten anzusehen. Resultierend aus der Überdimensionierung des Wärmeversorgungskreises inkl. Heizkessel auf unrealistische Betriebszustände, können in den Sommermonaten extreme Schwach- bzw. Teillastverhalten angetroffen werden. Für den Regelkreis bedeutet dies, dass sich die Stellventile größtenteils nahe ihrer Schließstellung und damit in Bereichen eines überwiegend undefinierten Regelverhaltens befinden. Nahe der Schließstellung eines Ventils führen bereits geringe Hübe zu

einer erheblichen Änderung des Wärmeeintrags in den Vorwärmer. Dieses Verhalten zeigt sich meist in einem Aufschwingen der GAT und kann u. a. durch die lastabhängige Anpassung der Vorlauftemperatur sowie der Übertragungsbeiwerte der Regelstrecke ausgeschlossen werden.

Regelung des Wärmeerzeugers mit variabler Vorlauftemperatur

Neuere Regelungskonzepte greifen auf eine lastabhängige Vorlauftemperaturregelung zurück, welche das verbesserte Verhalten der Vorwärmer unter Teilbeaufschlagung ausnutzt. Das spezifisch bessere Oberflächenverhältnis zur benötigten Leistung kann dabei genutzt werden, um die benötigte Vorlauftemperatur abzusenken. Gerade in leistungsstarken GDRMA werden diese neuen Ansätze angewandt. Dieser Regelungsansatz ist für die weiteren Effizienzbetrachtungen von zentraler Bedeutung und soll dementsprechend in seinen Grundzügen nachfolgend behandelt werden. Aufbauend auf diesem Regelungsansatz werden im Kapitel 5 verschiedene Strategien zur Steigerung der Effizienz bewertet.

Für die Berechnung der erforderlichen Vorlauftemperatur müssen die aktuellen Gasparameter wie Eingangs- und Ausgangstemperatur, Eingangs- und Ausgangsdruck sowie der Normvolumenstrom zur Verfügung stehen, damit im Regler zumindest eine vereinfachte Wärmebedarfsberechnung gemäß DVGW G 499 durchgeführt werden kann. Im nächsten Schritt wird unter Beachtung der Auslegungswerte die jeweilige Leistungsfähigkeit des WÜT berechnet. Auf dieser Basis kann anschließend die für die Übertragung des erforderlichen Wärmestroms notwendige Vorlauftemperatur ermittelt werden. Horizontale WÜT in GDRMA weisen in guter Näherung das Verhalten von Gegenstrom-Wärmeübertragern auf. Die Differenz zwischen der Heizkreis-Vorlauftemperatur und der GAT aus dem Vorwärmer beträgt typischerweise etwa 5 K. Für Abweichungen der Konstruktion von dieser Strömungsführungen haben (Mischner et al., 2015) Korrekturfaktoren für die Wärmeübertragung angegeben.

Für die Auslegung der Vorwärmer anhand der zu übertragenden Leistung ($\dot{Q}_{WÜT}$) ist neben der gewählten WÜT-geometrie und -fläche (A) und Wärmeübergangskoeffizient (k) auch die angestrebte logarithmische Temperaturdifferenz ($\Delta T_{m,l}$) für die Wärmeübertragung entscheidend. Dieser Zusammenhang ist in Gl. (2-7) dargestellt.

$$\dot{Q}_{WÜT} = k \cdot A \cdot \Delta T_{m,l} \quad (2-7)$$

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz kann nach Gl. (2-8) für einen reinen Gegenstrom-WÜT berechnet werden. Dabei sind (T_{W1}) und (T_{W2}) die Temperaturen vor und nach dem WÜT des Heizkreises. Auf Seite des Gasvolumenstroms wird die Gaseingangstemperatur mit (T_{G1}) und die Gasaustrittstemperatur mit (T_{G2}) in/aus dem WÜT angegeben.

$$\Delta T_{m,l} = \frac{(T_{W1} - T_{G2}) - (T_{W2} - T_{G1})}{\ln\left(\frac{T_{W1} - T_{G2}}{T_{W2} - T_{G1}}\right)} \quad (2-8)$$

(Mischner et al., 2015) haben dargelegt, dass für die Berechnung der Temperaturdifferenz bei üblichen Gas-WÜT in GDRMA auf einen logarithmischen Ansatz verzichtet und für die Ermittlung der notwendigen Vorlauftemperatur auf die arithmetische Temperaturdifferenz nach Gl. (2-9) zurückgegriffen werden kann. Dieser vereinfachte Ansatz gibt gemäß (Mischner et al., 2015) den Verlauf hinreichend genau für die Praxis wieder. Durch die Vereinfachung kann die sich im Weiteren abzuleitende Regelstrategie ebenfalls auf einfachste Automatisierungssysteme übertragen und damit in Standardregelungen (einfache, relaisbasierte Logikmodule wie die Siemens LOGO! 8) realisiert werden.

$$\Delta T_{m,cf} \approx \Delta T_{m,arith} = \frac{T_{W1} + T_{W2}}{2} - \frac{T_{G1} + T_{G2}}{2} \quad (2-9)$$

Um den zur Beschreibung der Wärmeübertragung für verschiedene Lastfälle erforderliche kA -Wert (Geometrieabhängiger Wärmeübergangskoeffizient) berechnen zu können, muss zunächst der $(k \cdot A)_+$ -Wert in Abhängigkeit der Auslegungsgrößen nach Gl. (2-10) bestimmt werden. Diese Größe ergibt sich aus der im Auslegungsfall notwendigen Wärmeleistung ($\dot{Q}_{WÜT+}$), welche bei der Auslegung vom Betreiber definiert wird. Im Folgeschritt kann über Gl. (2-11) auf den $(k \cdot A)$ -Wert in einzelnen Lastzuständen geschlossen werden. Parameter, welche sich auf den Auslegungszustand beziehen, sind mit dem Index „+“ gekennzeichnet.

$$(k \cdot A)_+ = \frac{\dot{Q}_{WÜT+}}{\Delta T_{m,l+}} \quad (2-10)$$

$$(k \cdot A) = (k \cdot A)_+ \cdot \left[\frac{\dot{V}_{G,N}}{\dot{V}_{G,N+}} \cdot \frac{p_{G,u+}}{p_{G,u}} \right]^{\varphi_G} \quad (2-11)$$

Hierbei sind ($\dot{V}_{G,N}$) der gasseitige Volumenstrom bezogen auf Normbedingungen und ($p_{G,u}$) der gasseitige Eingangsdruck (φ_G) beschreibt, inwiefern das reale Verhalten des WÜT dem eines idealen entspricht (Mischner et al., 2015). Für die Bestimmung des Wärmedurchgangskoeffizienten k werden die Wärmeübergangskoeffizienten der Fluidströme beider Seiten sowie die Wärmeleitung durch das Rohrmaterial berücksichtigt. Dementgegen sind die konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten beider Seiten von den Geschwindigkeiten der Fluidströmen und deren Temperaturen abhängig. Gemäß (Mischner et al., 2015) kann der wasserseitige Wärmedurchgangskoeffizient vernachlässigt werden, da sich der Heizwasservo-

lumenstrom im Gegensatz zu dem gaseitigen Betriebsvolumenstrom nur geringfügig verändert. Der Exponent φ_G mit einem Bereich von 0,3..0,55 beschreibt zusätzlich den Einfluss der Last auf den kA -Wert. Mit größerem (φ_G)-Wert wird eine stärkere Abhängigkeit des ($k \cdot A$)-Werts von der Änderung des Gasstroms über den Wärmeübertrager beschrieben.

Im Rahmen einer energetischen Untersuchung des IST-Zustands, der im weiteren Verlauf dieser Arbeit vorgestellten GDRMA Ib wurde ebenfalls der tatsächliche kA -Wert des bestehenden Gas-Vorwärmers ermittelt. Dieser wird in Abbildung 2-8 veranschaulicht und mit dem zuvor vorgestellten Ansatz bei einer Annahme des Exponenten von 0,55 verglichen (Auswahl infolge der hohen Volatilität des Gasvolumenstroms). Entsprechend dieser beispielhaften Untersuchung konnte bestätigt werden, dass sowohl der Ansatz als auch die Vereinfachungen nach (Mischner et al., 2015) das reale Betriebsverhalten ausreichend genau für die realen Primärregelaufgaben wiedergeben und für die Bestimmung der erforderlichen Vorlauftemperatur genutzt werden können.

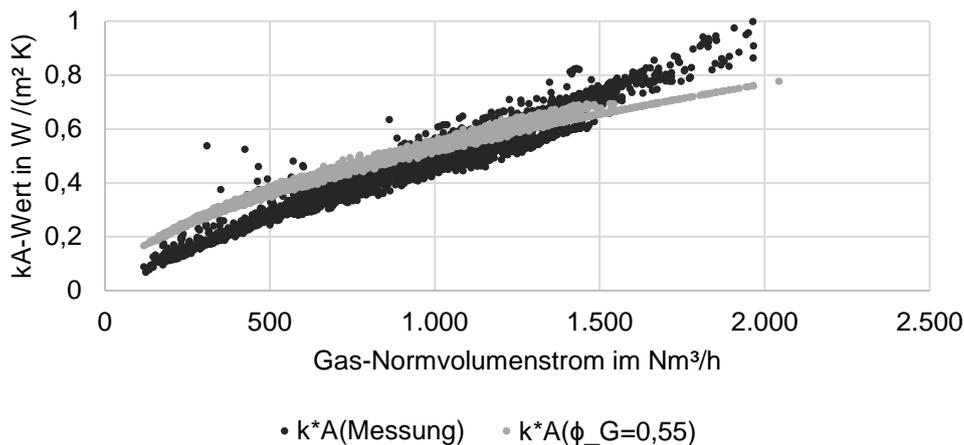


Abbildung 2-8: kA -Wert berechnet und gemessen für GDRMA Ib (Bielawny, 2018).

Diese Vorüberlegungen werden genutzt, um auf Basis einer Energiebilanz der Wärmeströme im WÜT unter Einbeziehung des Wärmeübertragerwirkungsgrades ($\eta_{WÜT}$) die benötigte Vorlauftemperatur zum Vorwärmer mittels Gl. (2-12) zu berechnen (Mischner et al., 2015). Für den Einsatz dieser Regelungsstrategie in einer GDRMA sind neben den kontinuierlich zu messenden Gasparametern alle weiteren Werte nach einer Initialberechnung bekannt.

Dabei ist (\dot{V} in $(Nm^3)/h$), (ρ in kg/Nm^3), (c in $kJ/kg \cdot K$), (T in K), (μ_{JTK} in K/bar) und ($k \cdot A$ in W/K). Die berechnete notwendige Vorlauftemperatur kann über den Soll/Ist-Vergleich des Reglers nachjustiert werden, sodass hier eventuelle Abweichungen der Berechnung infolge der Vereinfachung ausgeglichen werden.

$$T_{HW,VL,soll} = \frac{T_{W1} - T_{W2}}{2} \cdot \frac{T_{G2} + \mu_{JTK} \cdot (p_{G,u} - p_{G,d}) - T_{G1}}{[T_{G2} + \mu_{JTK} \cdot (p_{G,u} - p_{G,d}) - T_{G1}]^+} \cdot \frac{\dot{V}_{G,N}}{\dot{V}_{G,N+}} \quad (2-12)$$

$$+ [T_{G2} + \mu_{JT} \cdot (p_{G,u} - p_{G,d}) - T_{G1}]$$

$$\cdot \left[\frac{c_{p,G} \cdot \rho_{G,N} \cdot \dot{V}_{G,N}}{\eta_{WÜT} \cdot (k \cdot A)} + \frac{1}{2} \right] + T_{G1}$$

Die eigentliche Anpassung des Wärmestroms im WÜT-kreis soll damit nicht über den Volumenstrom erfolgen, sondern über die jeweilige Vorlauftemperatur der Heizkessel. Diese Art der Regelstrategie begünstigt den Einsatz von neuen Heizungstechnologien und verbessert zusätzlich die Regelgüte im Schwachlastfall.

2.6. Kriterien für die Wahl der Betriebsstrategie

Die GAT als einziger vom Netzbetreiber frei wählbarer Parameter mit einem Einfluss auf die absolute Höhe des physikalischen Wärmebedarfs infolge des JTE unterliegt gewissen Restriktionen, welche im Weiteren beschrieben werden. Diese Restriktionen werden bei den jeweiligen Netzbetreibern unter Einhaltung interner Sicherheitsaspekte unterschiedlich gewichtet. Nachfolgend sollen einige Beispiele gegeben werden, welche GAT in den durchgeführten Fallstudien angetroffen wurden. Das Unternehmen EAM Netz GmbH betreibt die Mehrzahl ihrer GDRMA bisher mit einer konstanten GAT zwischen 10..14 °C. Der größte Gasnetzbetreiber in Europa, Open Grid Europe, fordert eine Betriebsweise seiner GDRMA mit einer GAT von 5..7 °C. Dahingegen strebt die Thyssengas GmbH eine Untergrenze von 3 °C an. Die ONTRAS Gastransport GmbH versucht unter Wahrung der individuellen Betriebscharakteristik jeder GDRMA eine GAT von 2 °C einzuregeln (EffGas, 2021). Darüber hinaus betreibt die Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg GmbH eine ihrer GDRMA, die GDRMA Blumberg, saisonal mit einer GAT von 0 °C im Winter und bis zu -4 °C im Sommer. Entsprechend der Literaturangaben betreibt die Mitteldeutsche Gasversorgungs GmbH eine ihrer GDRMA mit einer GAT von bis zu -8 °C. Wobei grundsätzlich anzumerken ist, dass GAT von unter 0 °C die Ausnahme darstellen. Lediglich in Frankreich und Belgien wird zum Teil gänzlich auf eine Vorwärmung verzichtet und damit eine niedrigere GAT eingestellt (Tali et al., 2012).

Für eine allgemeine Betrachtung der möglichen GAT abhängig von den jeweiligen Gasqualitäten, werden nachfolgend zunächst Kriterien für die Begrenzung der GAT analysiert. Im Anschluss daran werden die Grenzen für die Einstellung des GAT-Sollwerts veranschaulicht und definiert. Ziel ist es, den minimalen physikalisch notwendigen Wärmebedarf einer GDRMA unter Beachtung der Grenzen und Restriktionen der GAT zu ermitteln. Hiermit kann ein möglichst effizienter Betrieb realisiert werden. Nachfolgend werden die jeweiligen Einflussparameter geordnet nach ihrem Stellenwert aus Betreibersicht erläutert.

Kondensation von Wasserdampf aus der Umgebungsluft

Augenscheinliches Kriterium für die Beschränkung der GAT ist die Kondensation von Wasserdampf aus der Umgebungsluft auf den tendenziell kalten Rohrleitungen der Gasschienen, explizit im Bereich der Drossel. Das Kondensat führt an den Rohrleitungen und Armaturen der Betriebsschiene zu einer Verschmutzung und kann zu Korrosionsschäden führen. Infolge der oftmals gewählten Konstruktion des Gasreglers kann sich Tauwasser an den Verschraubungen und Flanschen sammeln. Dies führt infolge von Korrosion ebendieser Komponenten zu verstärktem Wartungs- bzw. Instandhaltungsaufwand sowie zu nassen Arbeitsbereichen innerhalb der GDRMA. Das Auftreten von Kondensat ist an den Taupunkt der Luft gekoppelt. GDRMA werden infolge von explosionstechnischen Anforderungen kontinuierlich mit Außenluft querbelüftet (DVGW G 491, 2010). In Abhängigkeit von Temperatur und Druck nimmt Außenluft Feuchtigkeit bis zum Wasserdampf-sättigungsdruck auf. Über die absolute Luftfeuchte errechnet sich die Taupunkttemperatur, bei deren Unterschreitung das Wasser aus der Luft herauskondensiert. Gerade in den Sommermonaten stellen sich teils Taupunkttemperaturen oberhalb von 15 °C ein.

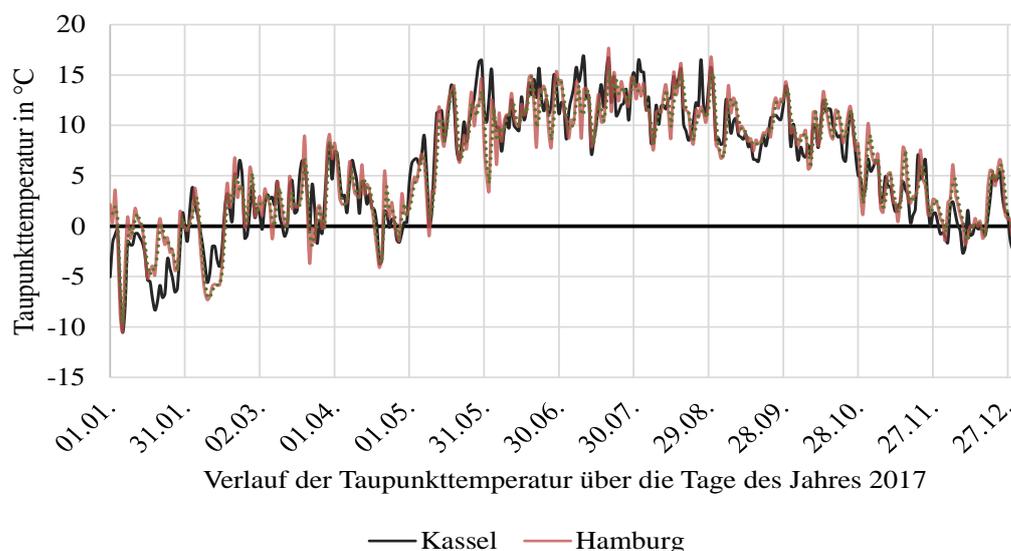


Abbildung 2-9: Jahresverlauf der Tagesmittelwerte der Taupunkttemperatur für Hamburg und Kassel im Jahr 2017 auf Basis von DWD Wetterdaten (DWD, 2018).

Da jedoch ganzjährig infolge der Druckreduzierung Rohroberflächentemperaturen nahe der gewählten GAT vorherrschen, kommt es an etwa der Hälfte der Tage eines Jahres zur Taupunktunterschreitung an diesen kälteren Oberflächen. In Abbildung 2-9 ist beispielhaft die Taupunkttemperatur als täglicher Mittelwert für das Jahr 2017 aufgetragen. In diesem Fall schwankt die täglich gemittelte Taupunkttemperatur zwischen -11 °C im Winter und 18 °C in den Sommermonaten. Anhand dieser Verläufe kann ermittelt werden an wie vielen Stunden im Jahr es zu einer Unterschreitung der Taupunkttemperatur kommen würde. Für eine GAT von 10 °C wäre dies bspw. an etwa 2.500 h/a der Fall. Dementsprechend stellt der Betrieb mit einer fixen GAT lediglich einen Kompromiss aus Vermeidung von Taupunktunterschreitungen und Energieaufwand für die Vorwärmung dar.

Kondensation von Wasserdampf sowie Gashydratbildung im Gasstrom

Neben der Oberflächenkondensation kann es auch innerhalb des Gasvolumenstroms zur Kondensation von Wasserdampf kommen. Mengenabhängig kann das Kondensat zu Verstopfungen, bspw. des Druckreglers führen. Darüber hinaus besteht bei Vorhandensein von flüssigem Wasser die Möglichkeit der Einlagerung von Gasmolekülen in die flüssige oder feste Phase. In diesem Fall können sich sogenannte Hydrate bilden, welche über Verengung von freien Querschnitten zu Funktionseinschränkungen führen können. Dabei kann die Vereisung des Reglers auch zur Funktionsunfähigkeit führen, wenn das Regelkonzept auf dünne Rohre zum Druckabgleich setzt.

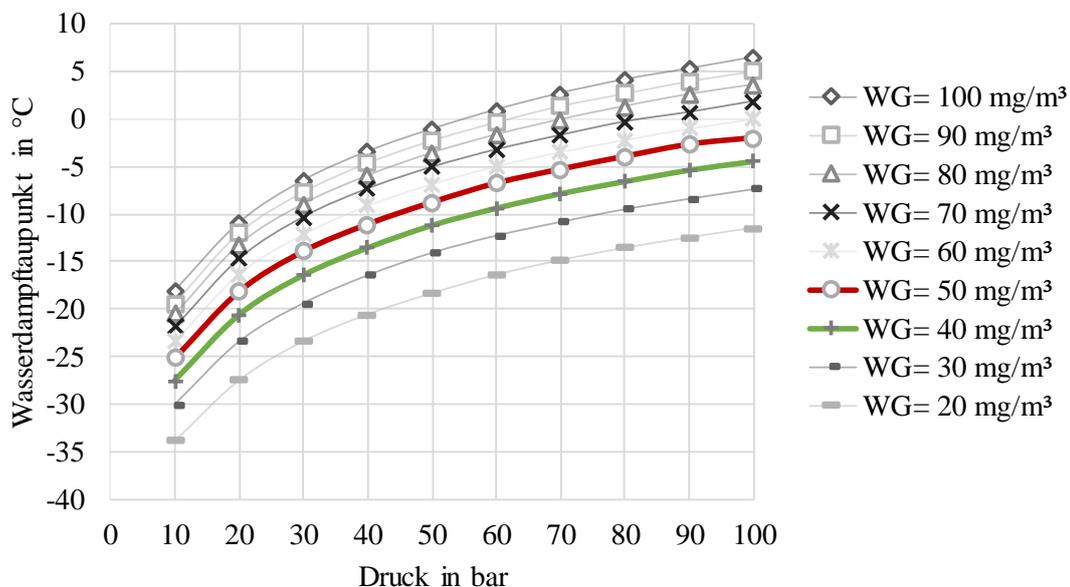


Abbildung 2-10: Wasserdampftaupunkt von Erdgas H aufgetragen über dem Druck des Gasgemisches für den jeweiligen Bestimmungsort (Mischner et al., 2015).

Der Wasserdampftaupunkt des Gasvolumenstroms ist für H-Gas in Abbildung 2-10 dargestellt und ist sowohl von der Gaszusammensetzung, dem Wassergehalt, dem Druck als auch

der Temperatur am jeweiligen Betrachtungsort abhängig. Oberhalb dieses Wasserdampftaupunkts kann selbst bei einer Unterschreitung der Hydratbildungstemperatur kein Gashydrat entstehen. Dies begründet sich darin, dass lediglich bei Anwesenheit von flüssigem Wasser kristalline Strukturen ausgebildet werden, in welche sich die höheren KWS einlagern und Hydrate bilden. Wie in Abbildung 2-10 ersichtlich wird, hat der absolute Wassergehalt einen signifikanten Einfluss auf den Wasserdampftaupunkt. Dementsprechend soll Erdgas im Pipelinenetz nach DVGW G 260 maximal über eine absolute Feuchte von 60 % verfügen (DVGW G 260, 2013). Lediglich in Erdgaslagerstätten und -speichern kann dieser Wert zeitweise überschritten werden. Allerdings wird das Erdgas in diesem Fall vor der Einspeisung getrocknet. Neben konventionellem Erdgas ist die Einspeisung von regenerativem/synthetischem Gas nach DVGW G 260 mit einem maximalen Wassergehalt von 50 mg/Nm³ (*rote Kurve*) zulässig. Entsprechend dieser Randbedingungen kann gemäß Abbildung 2-10 davon ausgegangen werden, dass der Wasserdampftaupunkt maximal -2 °C beträgt. In den gängigen Druckbereichen außerhalb der Erdgaslagerstätten und -speicher sollte ein deutlich niedriger Wasserdampftaupunkt anzutreffen sein. Innerhalb der verschiedenen Gasarten bzw. Lagerstättenherkünfte ist nur eine geringe Abweichung zu erwarten (Mischner et al., 2015). Die Hydratbildung muss daher grundsätzlich erst bei Vorhandensein von flüssigem Wasser und darüber hinaus erst bei GAT unterhalb von 0 °C betrachtet werden. Wie in der Abbildung 2-10 ersichtlich, ist der Wasserdampftaupunkt am Eingang in die GDRMA höher, für die Betrachtung des Prozesses der Entspannung aber ist der Druck nach oder in der Drossel entscheidend.

Werkstoff- und Funktionsbeeinträchtigung

An die in der Gasversorgung verwendeten Werkstoffe bestehen hohe Ansprüche an Festigkeit und Zähigkeit. Diese Materialeigenschaften werden durch die temperaturabhängige Bruchdehnung und Streckgrenze beschrieben. Mit verringerter GAT werden die eingesetzten Stähle spröde und die Verformbarkeit nimmt ab. Aktuell eingesetzte Rohrleitungsstähle können entsprechend der (DIN EN ISO 3183, 2013) bis zu einer Temperatur von -20 °C verwendet werden. Gerade nachgelagerte Pipelineabschnitte aus dem Bestand können wegen älterer Rohrleitungsstähle teils nur mit minimal 0 °C betrieben werden. Für verwendete und nach DIN EN 10204 genormten Rohrbögen, T-Stücke, Reduzierstücke und Kappen ist ein Betrieb mit minimal -10 °C ohne Nachprüfung möglich, wenn die Streckgrenze der verwendeten Stähle größer als 235 N/mm² ist (Albus et al., 2012; DIN EN ISO 10204, 2005; Naendorf, 2014). Neben den Materialeigenschaften der Rohrleitungsabschnitte, verfügen auch die eingesetzten Messgeräte über einen definierten Temperaturbereich, in welchem diese betrieben werden können. Gerade die eichamtliche Volumenstrommessung bzw. deren Mengenumwertung des Betriebsgasvolumens darf typischerweise nur in Temperaturbereichen zwischen -10..30 °C erfolgen (Albus et al., 2012). Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass für die Bewertung des Betriebs einer GDRMA erst bei einer GAT unterhalb

von 0 °C die Materialeigenschaften überprüft und oftmals erst bei Unterschreitung von Temperaturen unterhalb von -10 °C Anpassungen vorgenommen werden müssen.

Kondensation von höheren Kohlenwasserstoffen

Neben der Kondensation von Wasserdampf an und innerhalb der Gasregelschiene können höhere KWS im Gasvolumenstrom kondensieren. Bei diesen höheren KWS handelt es sich im Speziellen um Kohlenstoffmoleküle mit einer Kohlenstoffatomzahl von größer sechs. Da es sich bei dem Naturprodukt Erdgas um ein Vielkomponentengemisch handelt, sind diese höheren KWS i.d.R. in variierenden geringen Konzentrationen enthalten, werden jedoch im Transportsystem lediglich stichprobenartig gemessen. In einer Studie des DVGW wurden Erdgase verschiedener Übergabepunkte im deutschen Erdgasnetz auf deren Zusammensetzung untersucht und die damit verbundenen Phasengrenzlinien in Abhängigkeit von Druck und Temperatur berechnet, siehe Abbildung 2-11 (Albus et al., 2012). Die Kurven stellen verschiedene Standorte bzw. Proben dar. Erdgas aus der Verdichterstation Waidhaus entspricht dabei russischem Erdgas und weist die höchsten Taupunkttemperaturen auf. Es handelt es sich hierbei lediglich um eine Momentaufnahme, Abweichungen sind jederzeit möglich. Entsprechend dieser Untersuchungen besteht für die Druckbereiche im Erdgasnetz bei einer GAT ab -2 °C und höher keine Gefahr für die Kondensation von höheren KWS.

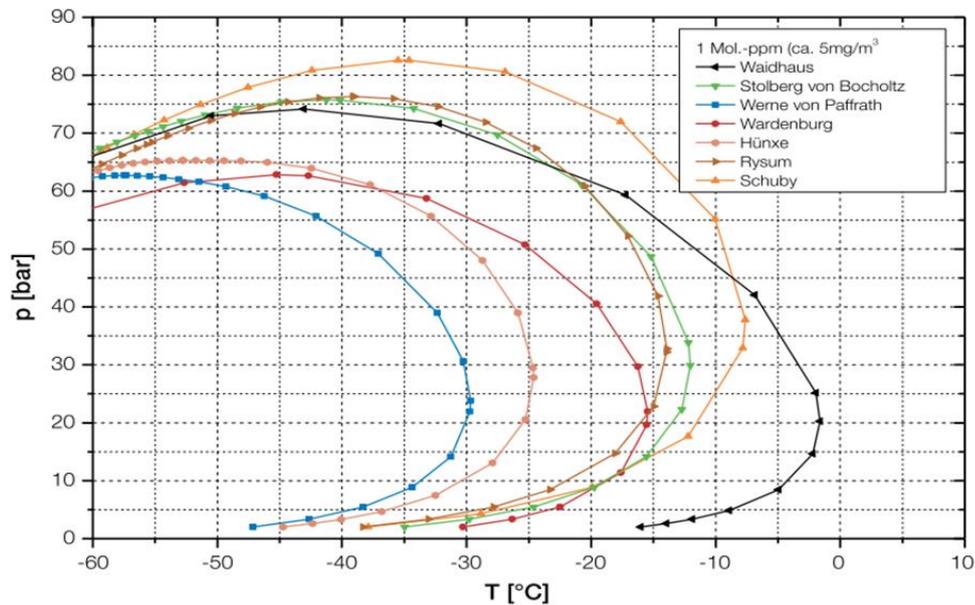


Abbildung 2-11: Phasengrenzlinie der KWS-Kondensation verschiedener gemessener H-Gase mit ca. 5 mg/m³ Kondensatanfall für relevante Knoten im deutschen Gasnetz (Albus et al., 2012).

Die in der DVGW G 260 normierten Gasqualitäten im deutschen Erdgasmarkt sollen über einen maximalen KWS-Kondensationspunkt auf dem Niveau der Bodentemperatur bei dem

jeweiligen Leitungsdruck verfügen (DVGW G 260, 2013). Die Bodentemperatur in der Verlegetiefe der Erdgasfernleitungen von einem Meter beträgt ganzjährig mehr als 3 °C. Die für den europäischen Erdgashandel angewendete Richtlinie EASEEgas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange) gibt für einen Druckbereich zwischen 1..70 bar einen KWS-Kondensationspunkt oberhalb von -2 °C an (EASEE-gas, 2005). Auch wenn sich die bisherigen Untersuchungen auf Stichproben der Gasqualitäten beziehen, so geben die für die Vorwärmung in deutschen GDRMA gültige Richtlinien keine grundsätzlichen Bedenken bezüglich der KW-Kondensation bei GAT oberhalb von 0 °C an. Entsprechend der DVGW Ausführungen in der Langfassung zu der DVGW G 499 können bei Erdgasen aus dänischen oder russischen Lagerstätten mitunter Sonderfallbetrachtungen erforderlich sein (Albus et al., 2012).

Einfluss auf nachgelagerte Druckregler und die Umwelt

Für die Festlegung einer minimalen GAT müssen die erforderlichen Eingangstemperaturen an nachgelagerten Druckreglern sowie der Temperaturverlauf des betroffenen Erdbodens um die nachgelagerte Pipeline betrachtet werden. Wenn GDRMA über eine Vorwärmung verfügen, ist der nächstgelegene Druckregler eben jener, welcher für die Versorgung der Heizkessel erforderlich ist. Heizkessel werden typischerweise auf einem Druck von wenigen mbar mit Erdgas versorgt. Der Ausgangsdruck der Regelschiene liegt in aller Regel über dem maximalen Eingangsdruck der Heizkessel, weshalb dieser in einer eigenen Heizgasschiene für den Kessel reduziert wird. In Abhängigkeit des Ausgangsdrucks kühlt sich das Erdgas infolge des JTE erneut ab und kann damit zu einem Ausfall höherer KWS sowie Hydratbildung innerhalb der Heizgasschiene führen. Darüber hinaus können Eisbildungen am Heizgasdruckregler dessen Funktionsweise einschränken. Üblicherweise wird eine Heizgasschiene mit einem eigenen Vorwärmer ausgestattet oder das Erdgas kann sich infolge der langen Standzeiten über die Einwirkung der umgebenden Raumwärme ausreichend erwärmen, weshalb dieser Druckregler nicht in die Bewertung der minimalen GAT einbezogen werden muss. Bei Absenkung der GAT in bestehenden GDRMA ohne Heizgasvorwärmung, sollte dieses Betriebsverhalten dennoch im Vorfeld berücksichtigt werden.

Der überwiegende Teil des reduzierten Gasvolumenstroms (> 99 %) wird in das nachgelagerte Verteilnetz eingespeist und kann bei entsprechend niedrigen GAT das Erdreich um die nachgelagerten Pipelines abkühlen. Eine Vereisung der Bodenzone um die Pipeline sollte nach Möglichkeit vermieden werden, da diese je nach Ausprägung sowohl zu Aufwerfungen des Erdbodens als auch einer Beeinflussung der Vegetation führen kann. Ohne explizite Überprüfung der Wärmeübertragungsvorgänge zwischen Pipeline und Erdboden wird daher eine GAT oberhalb von 0 °C empfohlen, um diesen Vereisungszustand zu jeder Zeit auszuschließen. Neben der Beeinflussung der Bodenzone kann es auch zu Auswirkungen auf nachgelagerte Druckregler im weiteren Gasnetzverlauf kommen. Üblicherweise nimmt das

Erdgas in Verteilnetzen nach wenigen Kilometern die zu dieser Zeit vorherrschende Bodentemperatur an (Albus et al., 2012). Ist dies jedoch nicht der Fall, können zu geringe Eingangstemperaturen an nachgelagerten Druckreglern zu Vereisungen ebendieser führen. Bei deutlichen Veränderungen der GAT vom bestehenden Sollwert sollten die nächstgelegenen Netzübergabepunkte überwacht werden. Dabei muss die Verzögerung des Eintretens der Probleme in Folge der Wärmekapazität des Erdbodens beachtet werden.

Zusammenfassung zur möglichen unteren und oberen Grenze der GAT

Entsprechend der vorangegangenen Ausführungen sollen in Anlehnung an die DVGW G 499 mögliche GAT und die damit verbundenen Maßnahmen diskutiert werden. In Abbildung 2-12 haben (Mischner et al., 2015) diese Kriterien bereits am Beispiel eines russischen H-Gases zusammengefasst, da dessen Verbrauchsanteil in Europa über das aktuell schon hohe Maß steigen wird und Gasarten wie das L-Gas stark rückläufig sind. Wie auch bei den anderen Gaszusammensetzungen nach Abbildung 2-11 ist grundsätzlich die Kondensation von KWS für einen möglichen Bereich der GAT bis -20 °C nicht relevant, da dieser sich im Bereich von $-50\text{..}-30\text{ °C}$ befindet. Darüber hinaus fällt die Hydratbildungskurve nahezu über den gesamten Druckverlauf in einen Temperaturbereich an, welcher sich für die Einstellung der GAT anbietet. Diese Hydratbildungskurve ist ausschließlich limitierend solange Wasser nicht im gasförmigen Zustand vorliegt. Da sich für dieses H-Gas unter der gültigen Annahme eines maximalen Wassergehalts von 50 mg/Nm^3 der Wasserdampftaupunkt unterhalb von -10 °C befindet, können die beiden Parameter vernachlässigt werden (Mischner et al., 2015).

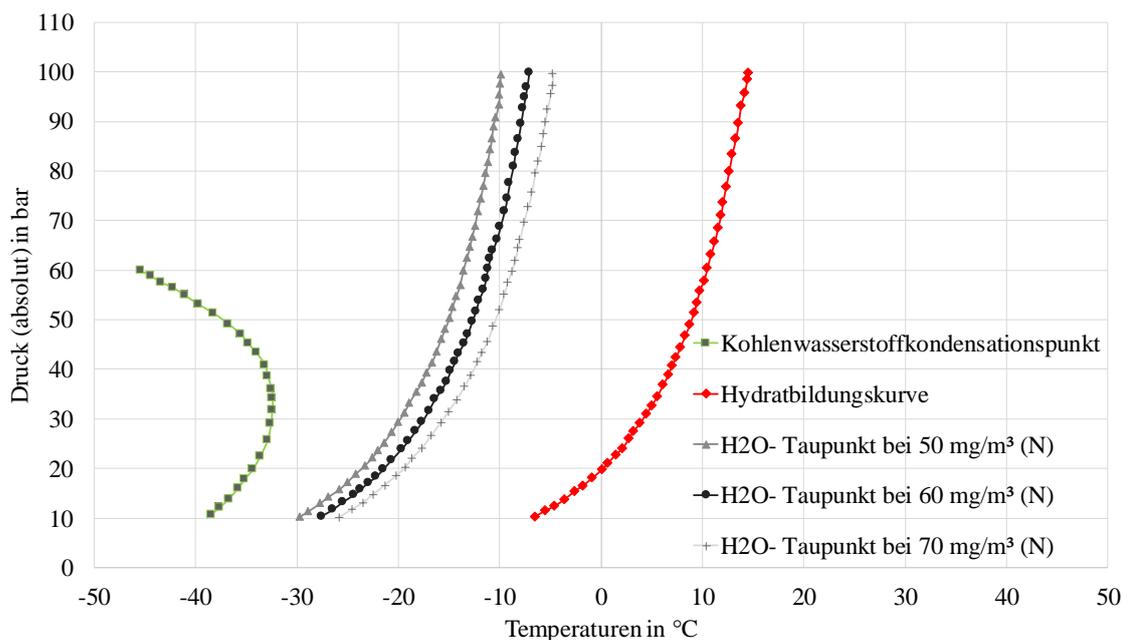


Abbildung 2-12: Kriterien für die GAT für russisches H-Gas nach (Mischner et al., 2015).

Dementsprechend ergibt sich die untere Grenze der GAT hauptsächlich durch die Materialeigenschaften der verbauten Rohre, Messeinrichtungen sowie die Auswirkungen auf die nachgelagerten Netze und die Umwelteinwirkungen der Gaspipelines. Zusätzlich bestimmt das augenscheinliche Kriterium des Kondensatanfalls auf den Regelschiene den Betrieb. Werden die Grenzen der GAT über diese Punkte festgelegt, liegen die sonst vielfach angeführte Hydratbildungstemperatur und der KWS-Kondensationspunkt bereits außerhalb des praxisüblichen GAT-Wertebereiches. GAT von 0 °C stellen derzeit noch nicht den Regelfall dar, sind aber zumeist ohne zusätzliche Hardware-Anpassungen möglich. Dementgegen steht nur das augenscheinliche Kriterium des Kondensatanfalls auf der Regelschiene. Neben dem Einsatz korrosionsbeständiger Werkstoffe und Materialien wie Schutzanstrich und nichtrostender Stähle werden im Nachfolgenden Regelstrategien vorgestellt, welche dieses Kriterium berücksichtigen. Durch diese Betrachtung wird im weiteren Verlauf der Arbeit angenommen, dass eine GAT von 0 °C ohne hardwareseitige Anpassungen der Anlagentechnik realisierbar ist.

3. Energetische Bewertung des Ist-Zustands von GDRMA

Im vorangegangenen Kapitel wurde der grundsätzliche Aufbau von GDRMA beschrieben und ausführlich die Restriktionen aufgezeigt, welche Auswirkungen auf einen energieeffizienten Anlagenbetrieb haben. Darüber hinaus ist ein Berechnungsverfahren eingeführt worden, welches die Quantifizierung des physikalischen Vorwärmbedarfs auf Basis von Stationsparametern wie dem Druckgefälle sowie der Gasart über Berechnungshilfen wie der DVGW G 499 ermöglicht. In diesem Kapitel soll betrachtet werden, inwieweit der mit den gängigen Verfahren berechnete Wärmebedarf mit dem realen übereinstimmt, um eine Fehldimensionierung der alternativen Vorwärmung zu vermeiden. Neben der Berechnung der Nutzenergie soll diese Energiemenge ins Verhältnis zu der eingesetzten Endenergie gebracht und mögliche Einsparmaßnahmen daraus abgeleitet werden. Abschließend soll die bereits erläuterte Überdimensionierung der Heiz- und Regelkreise sowie deren Auswirkung auf den realen Anlagenbetrieb untersucht werden.

3.1. Differenz zwischen End- und Nutzenergie

Die in Kapitel 2 vorgestellte Berechnung des physikalischen Wärmebedarfs stellt das Minimum des erforderlichen Energiebedarfs zur Kompensation des JTE dar. Bei der Bereitstellung der Vorwärmenergie treten weitere Wärmeverluste auf. Für die Quantifizierung des Heizgaseinsatzes ist es erforderlich die Verluste abschätzen zu können. Ziel dieser Arbeit ist es, die Wärmeverluste und den für die Vorwärmung benötigten Wärmebedarf möglichst auf ein Minimum zu reduzieren. Der im Anschluss an die Optimierung der Wärmeversorgung verbleibende Wärmebedarf als auch die verbleibenden Wärmeverluste sollten möglichst mit emissionsarmen Wärmeversorgungstechnologien bereitgestellt werden. Daneben ist eine Berechnung der anderen Verlustterme hilfreich, um die theoretisch berechneten Energieverbräuche mit dem realen Heizgaseinsatz zu vergleichen und hierrüber die Aussagekraft der Berechnungen für die jeweilige GDRMA zu verifizieren. In Abbildung 3-1 wird der quartalsweise angefallene Wärmebedarf mit dem dafür aufgewendeten Heizgaseinsatz für zwei GDRMA ins Verhältnis gesetzt und damit der Nutzungsgrad bestimmt. Der bei beiden GDRMA in den Sommermonaten abnehmende Teilnutzungsgrad ist auf den anteilig stärkeren Einfluss der Wärmeverluste zurückzuführen. Der bei diesen beispielhaft betrachteten GDRMA real erzielte Nutzungsgrad im Bereich von 40..70 % inkl. aller Verluste befindet sich in einem für GDRMA nicht unüblichen Bereich. Diese Kenngröße konnte mit den im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ durchgeführten Fallstudien belegt werden.

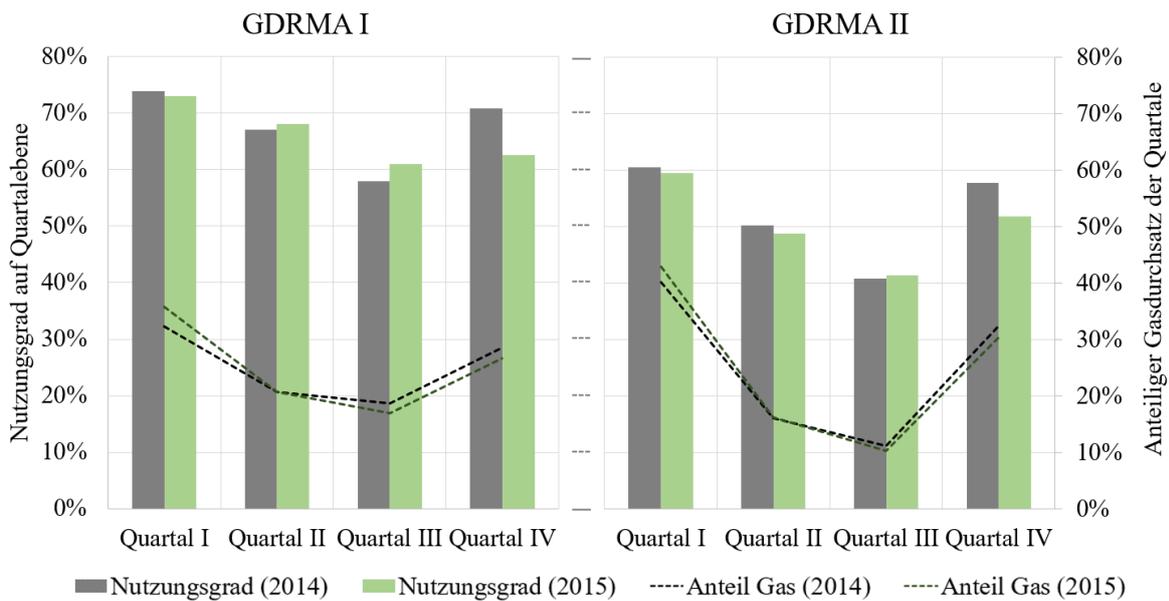


Abbildung 3-1: Vergleich von berechnetem Wärmebedarf und Heizgaseinsatz bei zwei GDRMA. Zur Einordnung der Auslastung der GDRMA ist mit der gestrichelten Linie jeweils für zwei Jahre der quartalsweise und auf die Jahresmenge bezogene Gasdurchsatz dargestellt (Anteil Gas).

Nachfolgend werden die relevanten Verlustterme einzeln betrachtet und eine Möglichkeit zur Berechnung oder alternativ zur Abschätzung beschrieben. Dazu gehören neben den Oberflächenverlusten der Wärmeverteihröhre weitere Oberflächenverluste an den Heizkesseln, Abgasrohren, Armaturen und Vorwärmern sowie der hydraulischen Weiche. Zusätzlich sind die Abgasverluste aufzuführen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es auch bei Brennwertkesseln in aller Regel lediglich zu einem teilkondensierenden Betrieb kommt, weshalb bei der Quantifizierung der Abgasverluste der darin verbleibende Wasserdampf als weiterer Verlustterm anzusetzen ist.

Heizkessel-, Wärmevertei- und Gebäudeverluste

Die Wärmeverteihröhre in GDRMA werden ganzjährig auf einer verhältnismäßig hohen Temperatur von 40..80 °C betrieben und sind i.d.R. nicht isoliert, um diese besser inspizieren zu können. Daher ist davon auszugehen, dass die Wärmeverteiverluste hier einen nicht zu vernachlässigenden Anteil am Gesamtenergieverbrauch haben. Bei korrekt durchgeführter Isolierung, bspw. nach den derzeit gültigen Standards gemäß der jeweiligen Energieeinsparverordnung, verschiebt sich dieses Verhältnis. Für GDRMA mit großem Wärmebedarf und geringen notwendigen Rohrleitungslängen gilt, dass bei vollständiger Isolierung des Wärmeverteilsystems dessen Verluste nur noch einen marginalen Einfluss auf den Jahresnutzungsgrad des Gesamtsystems haben (Wiegartz, 2019). Entsprechend ähnlicher Baustandards und einem den technischen Richtlinien entsprechenden Aufbau, unterscheiden sich GDRMA nur geringfügig voneinander. GDRMA mit einem Wärmebedarf bis 500 MWh/a

verfügen entsprechend der durchgeführten Fallstudien über Rohrleitungslängen des Wärmerversorgungssystems in Summe von etwa 30..40 m (Effgas, 2021). Bei diesen GDRMA und den typischen Heizkreistemperaturen von 70 °C im Vor- und 50 °C im Rücklauf können die Verlustleistungen bei ungedämmten Rohren im Bereich von etwa 1..5 kW liegen (Wiegartz, 2019). Für eine energetische Bewertung von GDRMA empfiehlt es sich, auf Basis der Auslegungsgrößen und geforderten Strömungsgeschwindigkeiten eine Rohrnetzrechnung durchzuführen. Darauf aufbauend kann in Abhängigkeit der schwankenden Temperaturdifferenzen ein Wärmeverlustlastgang berechnet werden. Die Wärmeverluste sind zum Teil als interne Gewinne zu verbuchen. Bei den im Rahmen der Fallstudien untersuchten GDRMA sind die Heizkörperventile ganzjährig auf der Frostschtaltung eingestellt, wodurch sich real eine Raumtemperatur von minimal 7 °C ergibt. Neben den Gasregelräumen sind ebenfalls die Heizungsräumlichkeiten oftmals mit Belüftungsgittern versehen und werden typischerweise querbelüftet mit einer sich einstellenden Luftwechselrate von $n = 1 \text{ h}^{-1}$ (Naendorf, 2014). Dies führt zu einer Verstärkung der Oberflächenverluste.

Heizkesselverluste

Ein zweiter Verlustterm ist den Heizkesseln zuzuordnen. Die Heizkesselverluste setzen sich aus den mit der Verbrennung einhergehenden Abgasverlusten sowie den Wärmeverlusten der Oberflächen der Heizkessel sowie den Start-Stopp-Verlusten zusammen. Der im Datenblatt ausgewiesene Kessel-Wirkungsgrad wird anhand von fünf allgemeingültig definierten Betriebszuständen über den Lastbereich ausgewiesen (Abbildung 0-2). Neuere Niedertemperatur- und Brennwertkessel haben mit abnehmender Kesselbelastung eine Wirkungsgradsteigerung infolge der besseren Oberflächenverhältnisse zur jeweiligen Kesselleistung. Dieser Aspekt ist für die Anwendung in GDRMA interessant, da infolge der Überdimensionierung die Kessel im Teillastbereich betrieben werden und somit effizienter arbeiten.

Für die Berechnung der mit der Verbrennung einhergehenden Abgasverluste, sowohl für den teilkondensierenden Betrieb von Brennwertkessel als auch für nichtkondensierende Kesseltypen wie Niedertemperaturkessel empfiehlt es sich, die im Anhang I.V dargestellte Verbrennungsrechnung als Grundlage zu verwenden. Hiermit ist es möglich, auf Basis der für GDRMA zumeist bekannten Erdgasherkunft und unter Berücksichtigung der Rücklauf- und Abgastemperaturen der Heizkessel sowie dem Verbrennungsluftverhältnis λ , sowohl die sensiblen als auch die latenten Abgasverluste zu quantifizieren. Weiterhin kann hiermit der Kondensatanfall der jeweiligen GDRMA im Brennwertbetrieb berechnet bzw. prognostiziert werden. Gemäß (Cerbe et al., 2016) ist bei neuen Heizkesseln von gerätespezifischen Oberflächenverlusten in der Größenordnung von etwa 1 % der Nennleistung auszugehen. Die zusätzlich zu diesen Verlusten auftretenden Start-Stopp-Verluste sind auf die Auskühlung der Kessel in der Stopp-Phase, auf die unvollständige Verbrennung nach dem Starten sowie auf das vor dem Start erforderliche Durchspülen der Brennkammer mit Luft, um

brennbare Rückstände auszuschließen, zurückzuführen. 1 % Wirkungsgradverluste können in der Startphase bereits unvollständig verbrannten CO-Anteilen zugeschrieben werden. Diese Gesamtverluste durch Start-Stopp-Phasen sind schwer zu verallgemeinern, da sie stark von dem tatsächlichen Betrieb sowie der Anzahl der Brennerstarts abhängt. Die Nutzungsgrandinbußen können jedoch 1..3 % bei 8.000..10.000 Brennerstarts pro Jahr zur Folge haben (Borchers, 2009). Für einen Zeitraum von zwei Tagen ist in Abbildung 3-2 beispielhaft der Betrieb der Heizkessel einer GDRMA veranschaulicht.

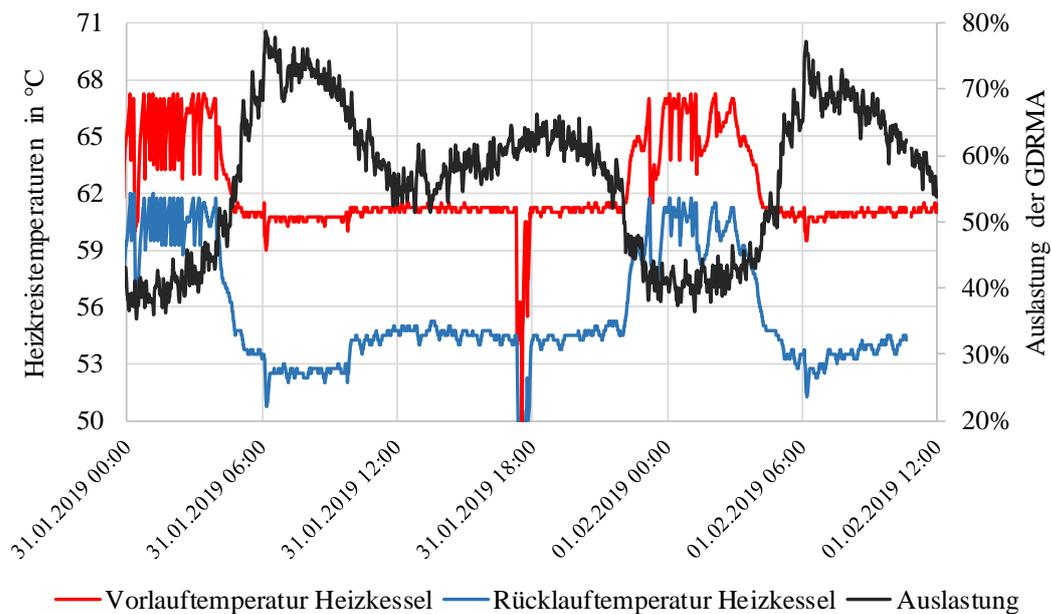


Abbildung 3-2: Betriebsverhalten der GDRMA Ib auf Basis sekundlicher Werte (Wiegartz, 2019).

Aus dem Betriebsverhalten kann abgeleitet werden, dass sich die Brennwertgeräte in dieser GDRMA Ib tagsüber ausschließlich im modulierenden Betrieb befinden. Im Fall eines Taktens der Heizkessel würde diese Vorlauftemperatur, so wie es nachts der Fall ist, um einen Sollwert schwanken. Die dabei einsetzende Temperaturhysterese zwischen den jeweiligen Betriebsphasen führt zu einem regelmäßigen Aufheizen und Abkühlen des Systems, wodurch sich die nachts ersichtlichen Temperaturschwankungen ergeben. Für den dargestellten Anwendungsfall wurde die GDRMA mit etwa 75 % ihrer maximalen Auslastung beaufschlagt. Zu Zeiten geringerer Lasten müssen die Heizkessel infolge eines sehr ausgeprägten Teillastbereichs deutlich öfter takten. Dabei muss auch ein typischer Umstand bezeichnet werden. Wie viele andere ist diese GDRMA in ihrer Feuerungsleistung etwa dreifach überdimensioniert. Dies begründet sich darin, dass die für den Auslegungsfall berechnete Vorwärmleistung mit zwei baugleichen weiteren Brennwertkessel ergänzt wurde und ein permanenter Parallelbetrieb durch das Kaskadenmodul vorgegeben wurde.

Entsprechend der Anlageninstallation und Betriebsweise ergibt sich annähernd kein Brennwertbetrieb. Gemäß den durchgeführten Untersuchungen liegen reale Kondensationsgrade oft nur in einem Bereich von 20 % des eigentlichen Potenzials. Entsprechend verringert sich der feuerungstechnische Wirkungsgrad um die Verdampfungsenthalpie des Wasserdampfes. Die geringen Kondensationsgrade begründen sich in ungünstigen hydraulischen Verschaltungen und unnötig hohen Vorlauftemperaturen, welche in Kombination nur eine geringe Temperaturspreizung im Kesselkreis zur Folge haben und damit hohe Rücklauftemperaturen bedingen. Beispielhaft kann in obenstehender Abbildung 3-2, die sich real am Heizkessel einstellende Temperaturspreizung in einer für den unteren bis mittleren Leistungsbereich typischen GDRMA nachvollzogen werden. Die Hydraulik dieser GDRMA entspricht dabei der bereits in Abbildung 2-3 dargestellten Umlenkschaltung. Durch die erwähnten Vorlaufbeimischungen an den Stellgliedern ergeben sich so tagsüber Temperaturdifferenzen zwischen dem Heizkesselvor- und Rücklauf von 10 K und nachts zu Zeiten der Hysterese von etwa 4 K. Daneben wirkt sich ein zu hohes Verbrennungsluftverhältnis über die damit verbundene Herabsetzung der Taupunkttemperatur des Abgases aus (siehe Abbildung 5-4). Hohe Verbrennungsluftverhältnisse in GDRMA begründen sich in der erheblichen Überdimensionierung der Anlagentechnik und der im Teillastbereich einhergehenden schlechteren Verbrennungsluftregelung, welche wiederum zu einem erheblichen Luftüberschuss mit Verbrennungsluftverhältnissen von größer 1,5 führen (Wimmer, 2012). Diese in den durchgeführten Untersuchungen angetroffenen realen Betriebszustände widersprechen in gewisser Weise der grundsätzlichen Annahme, dass im Teillastbereich der feuerungstechnische Wirkungsgrad bei Brennwertkesseln gesteigert wird.

Tabelle 3-1: Wärmeverluste in einer GDRMA (Borchers, 2009; Cerbe et al. 2016).

Kriterium	Anteil der Anlagen der Stichprobe	Bemessungsgrundlage	Verallgemeinerbar
Dämmung der Wärmeverteilstrohre	50/55	1..5 kW	nein
Abgasverluste	55/55	~ 10..20 % bezogen auf den Brennwert des Heizgases	nein
Oberflächenverluste Heizkessel	55/55	1 % der Nennleistung	ja
Start-/Stopp-, Stillstandsverluste der Heizkessel	52/55	1..3 % bei 10.000 Brennerstarts	ja

Die voran dargestellten Effekte wurden in der Tabelle 3-1 zusammengefasst. In Abhängigkeit von dem tatsächlichen Leistungsbedarf sollten für die meisten GDRMA die Abgasverluste der Heizkessel gefolgt von den Oberflächenverlusten der Heizungshydraulik den Haupteinfluss haben. Eine Verallgemeinerung fällt grundsätzlich infolge der anlagenspezifischen Unterschiede schwer. Hier könnten lediglich grundsätzlich gleiche Anlagen miteinander verglichen werden.

3.2. Quantifizierung des physikalischen Wärmebedarfs

Für die Berechnung der in einer GDMRA eingesetzten Erdgasmenge müssen neben der für die Bereitstellung der zur Vorwärmung notwendigen Wärme zusätzlich noch die Verluste und Abweichungen in der Berechnungsgrundlage berücksichtigt werden. Als Verluste sind Abgas-, Stillstands-, Start-Stopp- und Oberflächenverluste der Heizkessel erörtert wurden. Darüber hinaus führen das überwiegend unisolierte Wärmeverteilsystem, die Transmissionswärmeverluste des Gebäudes und die hohe Luftwechselrate zu weiteren Verlusten.

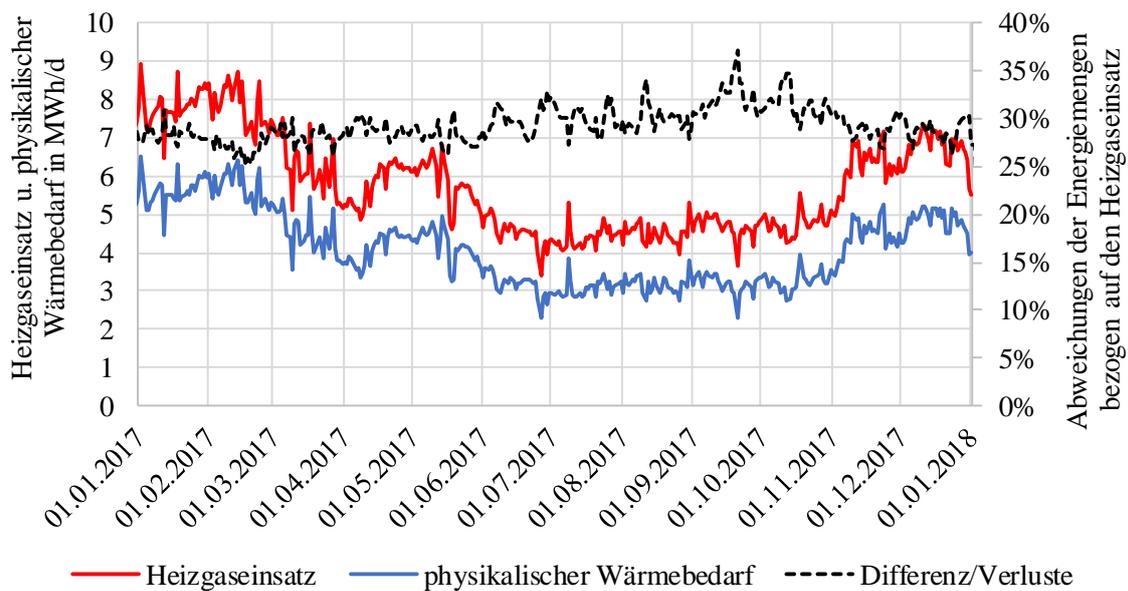


Abbildung 3-3: Berechneter täglicher Vergleich von tatsächlichem Heizgasverbrauch und physikalischem Wärmebedarf für die Vorwärmung einer GDRMA mit hoher Grundlast. Der Heizkreis ist vollständig isoliert und die Gaszusammensetzung bekannt.

Als Beispiel für die ganzjährig vorhandenen Abweichungen zwischen dem physikalisch erforderlichen Wärmebedarf sowie dem realen Heizgaseinsatz sollen die in Abbildung 3-3 veranschaulichten Lastgänge einer GDRMA dienen. Die blaue Kurve bildet dabei den physikalischen Vorwärmbedarf nach dem in Kapitel 2 beschriebenen Regressionsverfahren ab. Als Grundlage für die Berechnung wurde der gemessene stündliche Normvolumenstrom, der gemessene und gemittelte stündliche Eingangs- und Ausgangsdruck, die gemessene Erdgaszusammensetzung sowie die stündliche Ausgangstemperatur verwendet. Zur Vereinfachung der Darstellung wurde der sich dabei ergebende stündliche Lastgang des Wärmebedarfs auf Tageswerte bezogen. Die rote Kurve zeigt die täglich verbrannte Erdgasmenge bezogen auf den Brennwert des Erdgases in MWh/d. Die schwarz gestrichelte Linie zeigt die Differenz der beiden Kurven bezogen auf die verbrannte Energie. Wie zu erkennen ist, werden bei dieser GDRMA etwa 25..30 % der eingesetzten Heizgasenergie nicht für die Vorwärmung genutzt und sind somit den Verlusten zuzuordnen.

Weitere Einflussfaktoren

Neben den zuvor beschriebenen Verlusten können weitere Einflussfaktoren zu Abweichungen in der Berechnung des zugrunde gelegten physikalischen Wärmebedarfs führen wie bspw. schwankende Erdgaszusammensetzungen. In den nachfolgenden Abschnitten sollen weitere Einflussfaktoren für die Ermittlung des Wärmebedarfs und der damit einhergehenden Heizgasmenge betrachtet werden.

Erdgaszusammensetzung

Die reale Gaszusammensetzung ist zumeist unbekannt, hat aber einen Einfluss auf den JTE und damit auf die Höhe des physikalischen Vorwärmbedarfs. Mit zunehmendem Methananteil im Erdgas reduziert sich spezifisch der Vorwärmbedarf. Dies ist auf die unterschiedlichen Realeigenschafteneigenschaften der enthaltenen Moleküle zurückzuführen. Abbildung 3-4, zeigt den Mehrenergiebedarf nach (Mischner et al., 2015) aufgrund unterschiedlicher JTK für Nordsee H-Gas (niedrigerer Methananteil) zu russischem H-Gas (höchster Methananteil) in für GDRMA relevanten Druckbereichen bzw. -stufen, die Gaseintrittstemperatur (GET) ist dabei 10 °C. Wie zu sehen ist, führt der niedrige Methananteil in relevanten Druckbereichen zu einem Mehrenergiebedarf von näherungsweise 26..34 %.

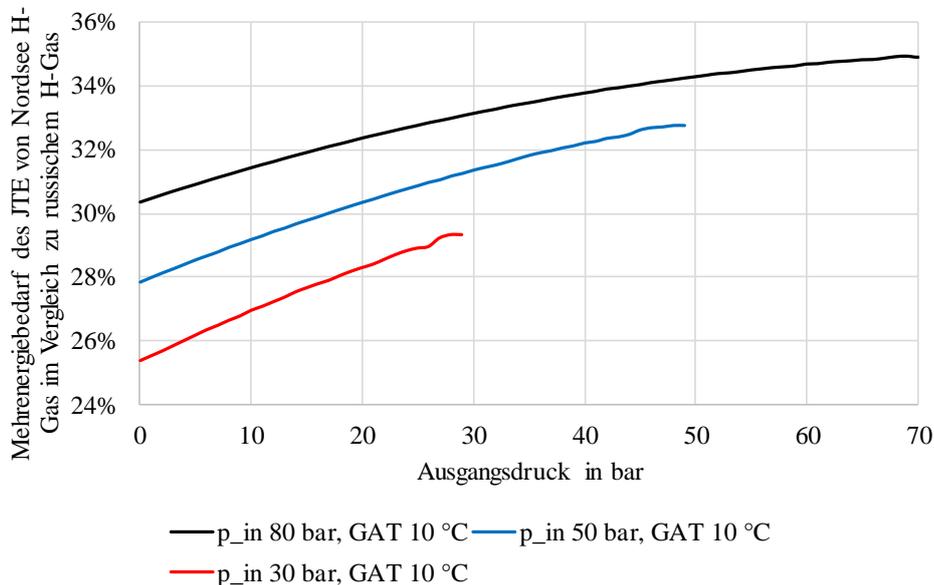


Abbildung 3-4: Mehrenergiebedarf des JTE von Nordsee H-Gas zu russischem H-Gas in Anlehnung an die Berechnungen nach (Mischner et al., 2015).

Die Berechnung des JTE gemäß (Mischner et al., 2015) weist zusätzlich Abweichungen im Bereich von ± 5 % auf. Dieser Mehrenergiebedarf ist wie in der Abbildung ersichtlich nicht konstant über den gesamten Druckbereich. Dieser leichte Abfall des Mehrenergiebedarfs

begründet sich mit der bei norwegischem H-Gas stärker ausgeprägten temperaturabhängigen mittleren spezifischen Wärmekapazität. Bei geringeren Vorwärmtemperaturen schwächt sich dieser Effekt ab. Diese Zusammenhänge können bspw. in den Diagrammen im Anhang der (DVGW G 499, 2015) entnommen werden. Die Abweichung zwischen der tatsächlichen und der angenommenen Gaszusammensetzung ist der größte Unsicherheitsfaktor in der Berechnung des physikalischen Wärmebedarfs. Das technische Arbeitsblatt DVGW G 260 zur Beschreibung von Gasbeschaffenheiten definiert die Erdgase ausschließlich nach deren brenntechnischen Kenndaten und gibt die in Tabelle 3-2 aufgeführten typischen Zusammensetzungen von ausgewählten Erdgassorten an (DVGW G 260, 2013).

Tabelle 3-2: Typische Zusammensetzungen von ausgewählten Erdgasarten nach (DVGW G 260, 2013).
In GDRMA werden typischerweise nur Brennwert und Wobbeindex minutlich ermittelt.

Gas	Einheit	Sym- bol	Russi- sches- Erdgas H	Nordsee- Erdgas H	Däne- mark- Erdgas H	Holland- L-Gas
Methan	Mol-%	CH ₄	96,96	88,71	90,07	83,64
Stickstoff	Mol-%	N ₂	0,86	0,82	0,28	10,21
Kohlenstoffdioxid	Mol-%	CO ₂	0,18	1,94	0,60	1,68
Ethan	Mol-%	C ₂ H ₆	1,37	6,93	5,68	3,56
Propan	Mol-%	C ₃ H ₈	0,45	1,25	2,19	0,61
Butane	Mol-%	C ₄ H ₁₀	0,15	0,28	0,90	0,19
Pentane	Mol-%	C ₅ H ₁₂	0,02	0,05	0,22	0,04
Hexane + höhere KWS	Mol-%	C ₆₊	0,01	0,02	0,06	0,07
Sauerstoff	Mol-%	O ₂	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Brennwert	kWh/Nm ³	H _{S,n}	11,2	11,6	12,1	10,2
Normdichte	kg/Nm ³	ρ _n	0,74	0,81	0,81	0,83
Wobbeindex	kWh/Nm ³	W _{S,n}	14,8	14,7	15,3	12,3

Für die tabellarische Darstellung der typischen Erdgasarten wurde ebenfalls L-Gas aufgeführt, auch wenn dieses infolge der gegenwärtigen Marktgebietsumstellung ab etwa 2030 voraussichtlich keinen Anteil am deutschen Verbrauch mehr haben wird. Da es sich bei Erdgas bekanntermaßen um ein Naturprodukt handelt, ist es in seiner Zusammensetzung auch am gleichen Entnahmeort stetig Schwankungen unterworfen. Entsprechend dieser Tatsache wird von dem technischen Arbeitsblatt lediglich der Brennwert und Wobbeindex in Abhängigkeit der beiden Gasgruppen L- und H-Gas in deren Größe/Ausprägung festgelegt und typische Zusammensetzungen beispielhaft aufgezeigt. Mit dem Brennwert wird der volumetrische Energiegehalt und mit dem Wobbeindex die grundlegenden Verbrennungseigenschaften des Gasgemisches definiert.

Im realen Betrieb des Erdgasleitungsnetzes sind Gaschromatographen an wichtigen vorgelagerten Knotenpunkten installiert, welche die Erdgaszusammensetzung regelmäßig analysieren. Für den weiteren Verlauf des Leitungsnetzes, downstream zwischen Einspeisung und Verbrauch, wird zumeist lediglich der für die Verbrennung relevante Wobbeindex, der abrechnungsrelevante Brennwert und die Normdichte überwacht. Gerade im nachgelagerten Verteilnetz können in Abhängigkeit der Betriebsweise der vorgelagerten Netzabschnitte schwankende Gasqualitäten angetroffen werden. Wie zuvor beschrieben, kann dies einen signifikanten Einfluss auf den notwendigen Vorwärmebedarf haben.

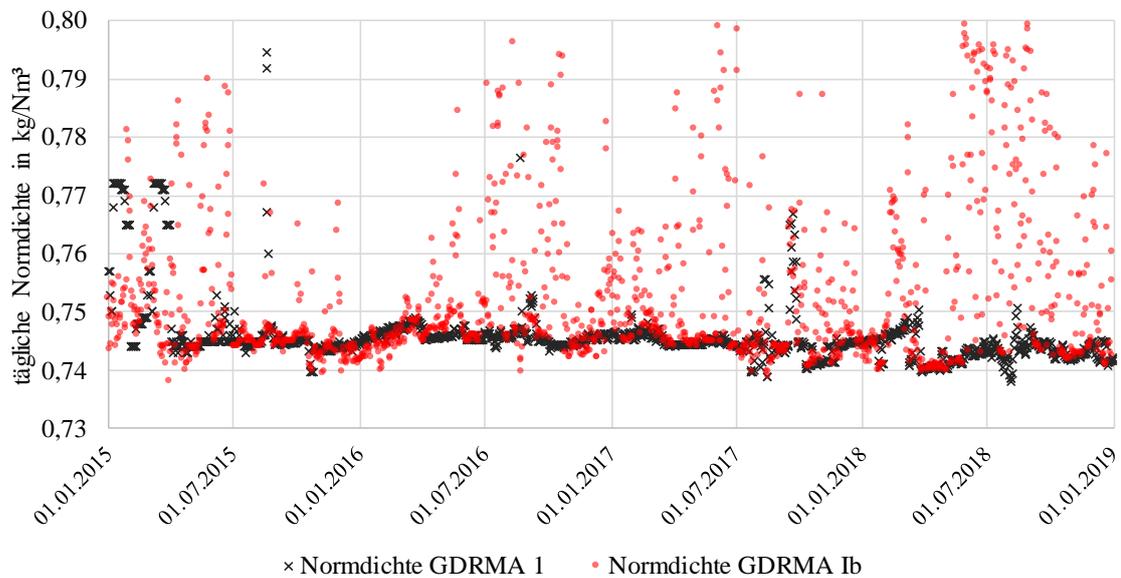


Abbildung 3-5: Tägliche Normdichte bei zwei GDRMA gemessen im vorgelagerten Netz.

Diese schwankenden Zusammensetzungen sollen am Beispiel zweier GDRMA in Abbildung 3-5 anhand der Normdichte verdeutlicht werden. Entsprechend der DVGW G 260 entspricht eine Normdichte von $0,74 \text{ kg/m}^3$ russischem H-Gas und eine Normdichte von $0,81 \text{ kg/m}^3$ ist Nordsee H-Gas oder Dänemark H-Gas zuzuordnen. Die dargestellten Tagesmittelwerte der Normdichte lassen darauf schließen, dass durch beide GDRMA überwiegend russisches H-Gas geleitet wurde. Bei der GDRMA Ib kommt es jedoch häufig zu schwankenden Eintrittsbedingungen. Diese Schwankungen sind bei GDRMA 1 deutlich seltener und auch in der Höhe der Abweichung geringer. Die Genauigkeiten der Gaschromatographen im jeweiligen Leitungsnetz sind leider nicht bekannt und können daher auch für diese beiden GDRMA nicht angegeben werden. Während es sich mit einer Normdichte zwischen $0,74..0,75 \text{ kg/Nm}^3$ bei der GDRMA 1 eindeutig um russisches H-Gas handeln muss, wird durch die GDRMA Ib eine Mischung an verschiedenen Gassorten geleitet. Dieses Mischgas muss sich entsprechend der Normdichte teils aus russischem und teils aus norwegischem oder Nordsee H-Gas zusammensetzen. In wenigen Tagen des Betrachtungszeitraums handelt

es sich dabei ausschließlich um Erdgas aus einer dieser Quellen. Im weiteren Abschnitt wird der Einfluss der dynamischen Gaszusammensetzung auf den Vorwärmbedarf analysiert.

Eine dritte GDRMA hingegen wird entweder von Nordsee- oder Dänemark H-Gas versorgt (siehe Abbildung 3-6). Bei Analyse des für diese GDRMA dargestellten CO₂-Anteils im selben Zeitraum ergibt sich mit einem molaren Massenanteil von im Schnitt 1,95 % eine direkte Übereinstimmung zu dem nach DVGW G 260 definierten Referenzgas mit Nordseeabstammung. Betrachtet man neben der Gaszusammensetzung die sonstigen Parameter der beiden GDRMA 1 und der GDRMA 2 so unterscheiden diese sich real hinsichtlich Anlagentechnik und Betrieb, bzw. Durchsatz nur geringfügig voneinander. Die unterschiedliche Gaszusammensetzung bewirkt, dass GDRMA 2 real bei sonst gleichen Parametern einen Mehrenergiebedarf für die Vorwärmung von etwa 28 % hat (Mischner et al., 2015).

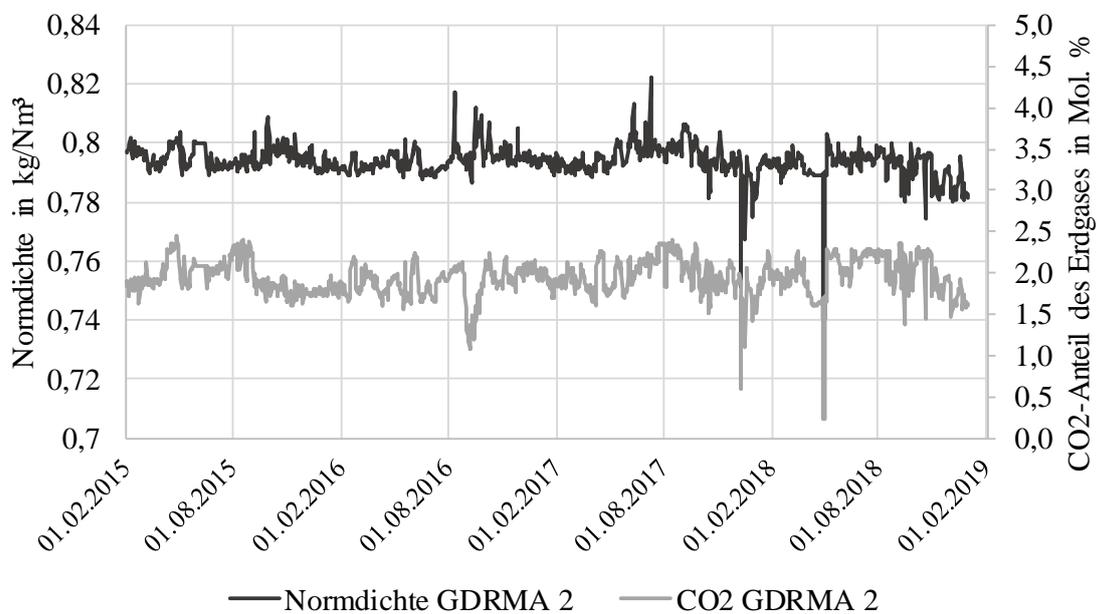


Abbildung 3-6: Tägliche Normdichte und CO₂ Anteil des durchgeleiteten Erdgases durch die GDRMA 2.

Für die betrachtete GDRMA Ib (siehe Abbildung 3-5) mit schwankenden Eintrittsbedingungen sollen beispielhaft die Mehrverbräuche im Vergleich zur Annahme von ausschließlich russischem H-Gas für die letzten Betriebsjahre ausgewiesen werden. Zu diesem Zweck sind in der nachfolgenden Tabelle 3-3 die jeweiligen Energiemengen gegenübergestellt. Wie in Abbildung 3-4 dargestellt, wäre bei reinem Einsatz von Nordsee H-Gas der Nutzenergiebedarf 25 % höher ausgefallen. Entsprechend der schwankenden Gaszusammensetzungen bei der GDRMA Ib ist der reale Nutzenergiebedarf gegenüber reinem russischen H-Gas um im Mittel 4,1 % größer ausgefallen, da nur zeitweise Nordsee H-Gas hindurchgeleitet wurde. Dies zeigt sich auch in der absoluten Anzahl der Tage eines Betrachtungsjahres, an welchen

die Gaszusammensetzung eine Normdichte von $> 0,76 \text{ kg/Nm}^3$ aufweist. An diesen Tagen wird Nordsee H-Gas zumindest anteilig durch die GDRMA geleitet. Der Grenzwert von $0,76 \text{ kg/Nm}^3$ wurde dabei als arithmetisches Mittel der Normdichten von russischem und Nordsee H-Gas festgelegt, um die Tage mit überwiegendem Anteil einer der beiden Gasarten zu zählen. Quantitativ lässt sich damit feststellen, dass für eine GDRMA in Mitteldeutschland, welche vermeintlich ausschließlich mit reinem russischen H-Gas betrieben wird, Mehrenergiebedarfe für die Vorwärmung im Bereich von $>5 \%$ entsprechend teils unbekannter Gasgemische ergeben können. Dieser Effekt wird sich zukünftig vermutlich reduzieren, da gerade mit dem aktuellen Neubau der Nord Stream 2 neue Kapazitäten im europäischen Gasmarkt integriert werden, welche den Anteil russischen Gases am Verbrauch in Deutschland weiter steigern sollte. Entsprechend wäre norwegisches Gas bspw. lediglich im Einflussbereich der Europipe I und II anzutreffen (Raum Emden \rightarrow Achim).

Table 3-3: Energiebedarf berechnet mit verschiedenen Gaszusammensetzungen und der reale Heizgaseinsatz für die GDRMA Ib.

GDRMA Ib	Einheit	2015	2016	2017	2018
Anzahl Tage mit $\rho_N > 0,76 \text{ kg/Nm}^3$	-	46	59	55	126
Anteil am Jahresgasdurchsatz	%	13	10	12	22
Realer Wärmebedarf mit schwankenden Gaszusammensetzungen berechnet	MWh/a	63,2	70,4	70,1	55,8
Russisches H-Gas	MWh/a	60,8	68	67,3	53,3
Mehrbedarf im Vergleich zu russ. H-Gas	%	4,0	3,5	4,2	4,6
Nordsee H-Gas	MWh/a	77,3	86,7	85,8	67,8

Gaseintrittstemperatur

Der zuvor in der schwankenden Gaszusammensetzung begründete physikalische Mehrenergieverbrauch zur Vorwärmung von bis zu 25 % kann durch weitere Gasparameter direkt beeinflusst werden. Nachfolgend sollen alle zusätzlichen für die Berechnung des JTE in GDRMA relevanten Gasparameter und deren zeitliche Verläufe am Beispiel von den Betriebsjahren 2015..2018 betrachtet werden.

Die Eingangstemperatur des Erdgases in GDRMA ist im Verteilnetz i.d.R. abhängig von Wärmeübertragungsprozessen mit dem umliegenden Erdboden. Einflussgrößen für die jeweilige Ausprägung der Wärmeübertragung auf das Erdgas sind Bodenparameter wie Feuchte und Wasserdurchlässigkeit. Dies begründet sich darin, dass durch diese Parameter die Wärmeübertragung der bodennahen Lufttemperatur auf den Erdgasvolumenstrom beeinflusst wird. Typischerweise werden Erdgasrohre mit einer Überdeckung von einem Meter verlegt und sind damit noch einer jahreszeitlich schwankenden Bodentemperatur ausgesetzt, welche einer gedämpften Cosinus-Schwingung der Lufttemperatur folgt. Zur Beschreibung des jahreszeitlichen Verlaufs der GET bei diesen typischen GDRMA im Verteilnetz haben (Mischner et al., 2015) Untersuchungen veröffentlicht. Die Cosinus-Schwingung kann mit der im Anhang erläuterten Gleichung beschrieben werden. Mischner empfiehlt für Simulationsrechnungen mit höherem Exaktheitsanspruch auf die für die betrachtete GDRMA repräsentativen Wetterdaten zurückzugreifen. Für die weiteren Betrachtungen wurde dementsprechend eine mit der jeweiligen GDRMA hinsichtlich Lage und Höhe vergleichbare Wetterstation des Deutschen Wetter Dienstes (DWD, 2018) ausgewählt.

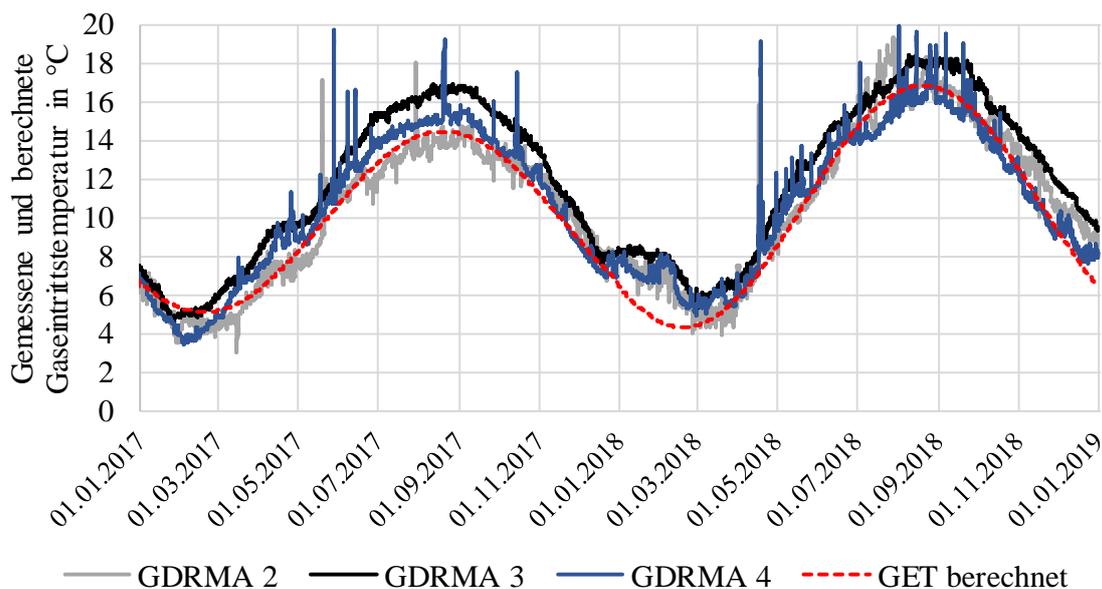


Abbildung 3-7: Stündlicher Verlauf der gemessenen, realen Gaseintrittstemperaturen von drei GDRMA und Vergleich mit dem auf Basis der Wetterdaten für den Raum südlich von Kassel berechneten jahreszeitlichen Bodentemperaturverlauf für die GDRMA 2.

Abbildung 3-7 zeigt die Ergebnisse der Anwendung dieses Berechnungsansatzes zur Bestimmung des Verlaufs der GET. In dieser Abbildung sind für drei GDRMA die realen GET über einen Zeitraum von zwei Jahren dargestellt. Zusätzlich wurde mit dem im Anhang aufgeführten Verfahren eine synthetische Bodentemperatur für den Standort von GDRMA 2 auf Basis der Wetterdaten berechnet (schwarz gestrichelte Kurve). Es zeigt sich deutlich, dass sich die GET mit der analytisch berechneten Bodentemperatur gut darstellen lassen.

Selbst der Extremsommer 2018 mit 5 K höheren GET kann bei GDRMA 2 im Vergleich zu einem typischen Sommer wie im ersten Jahr gut prognostiziert werden. Abweichungen in Ausprägung und zeitlichen Verlauf könnten auf veränderte Niederschlagsbedingungen zurückzuführen sein. So war in 2018 mit 480 mm Niederschlag an diesem Standort nur etwa die Hälfte des langjährigen Jahresniederschlags zu verzeichnen, was folglich einen großen Einfluss auf den Wassergehalt im Boden und damit auf die Wärmeübertragung vom Erdboden auf Erdgas hat. Die GDRMA 3 und 4 befinden sich an anderen Standorten in einer Entfernung von mehr als 200 km Luftlinie voneinander. Diese realen Eintrittstemperaturen weichen von dem Temperaturverlauf der ersten GDRMA geringfügig in ihrer Höhe, aber nicht im Verlauf ab. Bei genauer Kenntnis des Standorts der GDRMA kann folglich mit hinreichender Genauigkeit der Verlauf der GET prognostiziert werden. Hiermit kann die Unsicherheit in der Berechnung des Wärmebedarfs, die durch die unbekannte GET entsteht, größtenteils ausgeglichen werden.

Darüber hinaus weisen im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen GDRMA einige Stationen Besonderheiten im vorgelagerten Gasleitungsabschnitt auf. Dazu gehören bspw. in örtlicher Nähe vorangeschaltete Erdgas-Verdichter, welche zu einer deutlich erhöhten GET führen können, vgl. GDRMA 5 in Abbildung 3-8. Die hohen Ausgangstemperaturen des Erdgasvolumenstroms aus den Verdichterstationen werden bis zum Ausgleich der Temperatur mit dem Erdboden im Leitungsnetz weitergegeben. So können im ersten Fall GET über 30 °C dazu führen, dass kein Vorwärmbedarf an den nächstgelegenen GDRMA anfällt. Daneben können ganzjährig niedrige GET wie bspw. an der Anlandestation der Nord Stream 1 angetroffen werden, bei welcher das Erdgas der Temperaturen der Ostsee entspricht.

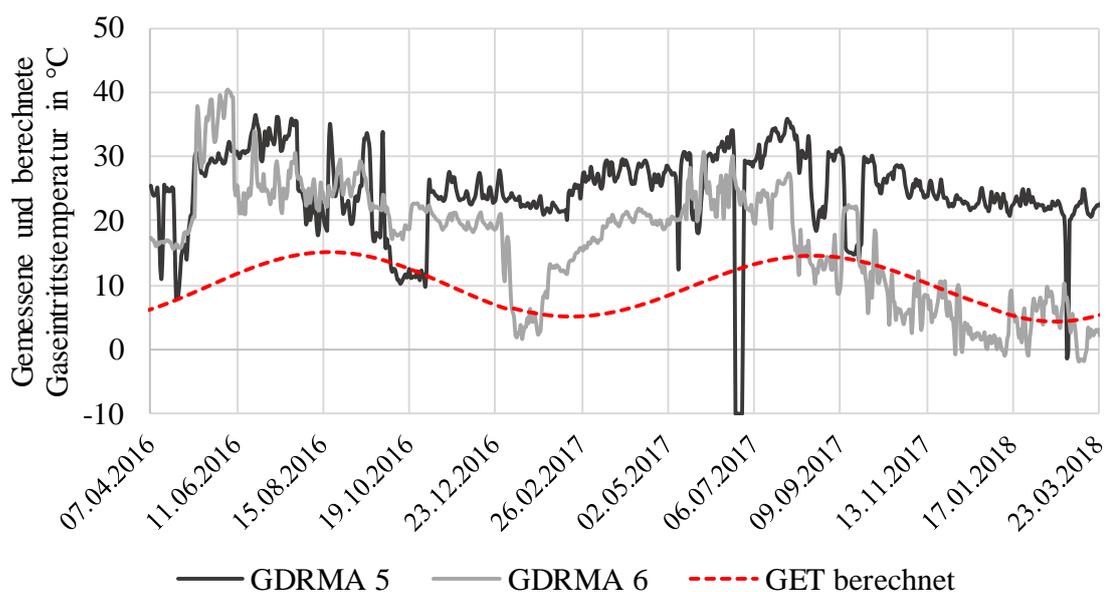


Abbildung 3-8: Täglicher gemittelter Verlauf der Gaseintrittstemperatur bei untypischen GDRMA.

Neben diesem Praxisfall gibt es weitere Spezialfälle wie bei der GDRMA 6, bei welcher das Erdgas stündlich schwankend aus einem anderen Leitungsabschnitt eintrifft. Einer dieser beiden ist einem Verdichter nachgeschaltet, der andere weist ganzjährig Gastemperaturen kleiner 5 °C auf. Je nach Mischungsverhältnis des Erdgases aus den vorgelagerten Netzen schwankt die GET erheblich. Durch die Besonderheiten im vorgelagerten Netz können die Verläufe der GET bei beiden GDRMA nicht durch die vorgestellte Methode zur Abschätzung anhand der Bodentemperatur angenähert werden. Folglich kann hier nicht auf den realen Lastgang der GET für eine energetische Bewertung verzichtet werden. Diese Spezialfälle konnten im Rahmen der Untersuchungen nur bei GDRMA der Fernleitungsnetzbetreiber festgestellt werden. Alle 55 GDRMA des Datensatzes und damit der Verteilnetzbetreiber weisen eine Bodentemperaturabhängigkeit der Eingangstemperatur auf.

Dynamisches Verhalten des Eingangs- und Ausgangsdrucks

Neben dem signifikanten Einfluss der Gaszusammensetzung und der teils unbekanntem GET, sollen im Nachfolgenden anhand beispielhafter Daten der Einfluss weiterer relevanter Gasparameter wie dem Eingang- und Ausgangsdruck sowie der GAT aufgezeigt werden. Die Berechnung des Wärmebedarfslastgangs ist direkt proportional zu dem Gaslastgang und der Druckdifferenz über der GDRMA. Diese beiden Verläufe müssen wie die Abbildung 3-9 zeigt, zeitlich möglichst hoch aufgelöst erfasst werden, damit der Wärmebedarf nicht falsch abgeschätzt wird. Es kann bspw. zu einer deutlichen Unterschätzung des sommerlichen Wärmebedarfs für die GDRMA 7 und 8 kommen, wenn eine Druckabsenkung während der Schwachlastzeit im nachgelagerten Verteilnetz nicht berücksichtigt wird.

Für die Berechnung des Wärmebedarfs ist es zwingend notwendig, die Eingangs- und Ausgangsdrücke der GDRMA in mindestens monatlicher Auflösung abzufragen, da hierüber erste regelmäßige Abweichungen ersichtlich werden. Diese beiden Parameter sind, wie in Abbildung 3-9 ersichtlich, zunehmend größeren und teils unbekanntem Schwankungen unterworfen, welche sich direkt auf den Wärmebedarf auswirken. Für die Beurteilung des Eingangsdruckes sind dabei zwei Extremfälle veranschaulicht. Die GDRMA 2 ist stetigen Druckschwankungen im vorgelagerten Netz unterworfen, wohingegen die GDRMA 7 einer saisonalen Druckstaffelung des Eingangsdrucks unterliegt. Die nachgelagerten Verteilnetzabschnitte werden gerade von Flächennetzbetreibern mit sehr konstanten Drücken betrieben wie dies auch bei der GDRMA 7 der Fall ist. In speziellen Fällen können diese nachgelagerten Netze ebenfalls mit jahreszeitlich gestaffelten Druckniveaus betrieben werden, siehe GDRMA 8.

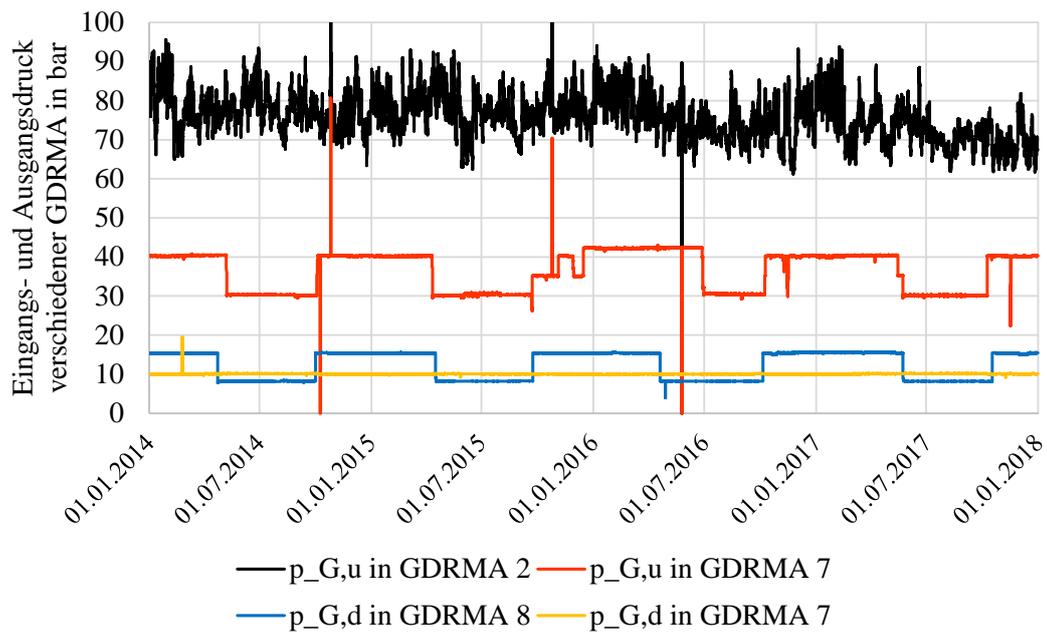


Abbildung 3-9: Verlauf des Eingangs- und Ausgangsdrucks an drei GDRMA.

Um diesen Einfluss zu verallgemeinern, wurden die untersuchten GDRMA hinsichtlich deren Schwankungen im Eingangs- und Ausgangsdruck ausgewertet. Wie in Tabelle 3-4 dargestellt, zeigt sich, dass Druckschwankungen tendenziell im Eingangsbereich der GDRMA zu erwarten sind. Grund hierfür ist, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die vorgelagerten Netze deutlich variabler betreiben, um bspw. den internationalen Gashandel abzubilden. Diese variable Betriebsweise spiegelt sich im Eingangsdruck der Verteilnetzbetreiber wieder. Dementgegen werden die den GDRMA nachgelagerten Netze deutlich konstanter betrieben, was naheliegend ist, da die gleichmäßige Regelung des Ausgangsdrucks eine Aufgabe von GDRMA darstellt. Daraus lässt sich ableiten, dass der Verlauf des Eingangsdrucks in die Berechnung des physikalischen Wärmebedarfs möglichst mit eingehen sollte, da hier regelmäßig Schwankungen von 10..20 % typisch sind. Der Ausgangsdruck hingegen kann im ersten Schritt als konstant angesetzt werden.

Tabelle 3-4: Abweichung der Eingangs- und Ausgangsdrücke vom regelmäßigen Betriebspunkt für die 55 GDRMA des Referenzdatensatzes.

Anzahl/Kriterium	Amplitude	Eingangsdruck	Ausgangsdruck
Schwankender Druck	5..10 %	30/55	7/55
	10..20 %	11/55	1/55
	>20 %	1/55	1/55
Jahreszeitliche Absenkung	-	4/55	1/55

Gasaustrittstemperatur

Entsprechend der durchgeführten Fallstudien hat die GAT einen erheblichen Einfluss und darf als ein weiterer Parameter für die tatsächliche Betriebsweise nicht vernachlässigt werden (EffGas, 2021). Die in Abbildung 3-10 aufgetragene stündliche GAT zeigt für die ersten zwei Betriebsjahre einen typischen Betrieb, welcher zum einen gekennzeichnet ist durch starke Schwankungen um den Sollwert und zum anderen mit einer lastbedingten, jahreszeitlich schwankenden IST-Temperatur einhergeht. Dieser Verlauf ist keineswegs gewollt, sondern eine Folge der überdimensionierten Anlagentechnik, in diesem Fall insbesondere der Stellventile/Mischer sowie einer ungünstig parametrisierten Stationsautomatisierung. Im dritten Betriebsjahr wurde eine absolute Absenkung des Sollwerts der GAT von 13 auf 10 °C und schrittweise die korrekte Parametrisierung des Stationsreglers vorgenommen. Hierbei wurden die Parameter sowie die Totzeit des Reglers an das dynamische Verhalten des Regelkreises angepasst. Die zumeist nichtinvasive Justierung der Stationsautomatisierung führt durch Ausregelung des Sollwerts zu direkten Energieeinsparungen. Für eine weitere Absenkung der GAT im Bereich von 0 °C ist es entscheidend ein möglichst stabiles Regelverhalten auszuweisen. Ohne ein definiertes und stabiles Regelverhalten könnten infolge der Schwankungen um den Sollwert im Bereich von durchaus 3 K, der IST-Wert der GAT schwankungsbedingt die vom Betreiber festgelegten Alarmgrenzen überschreiten und damit Störmeldungen erzeugen. Für eine erste Einordnung der bei dieser GDMRA durch die Adaption der Stationsautomatisierung erzielten Einsparungen wurde der Mehraufwand an Wärmebedarf zur Kompensation des JTE mit 15 % anhand der realen Betriebsdaten berechnet.

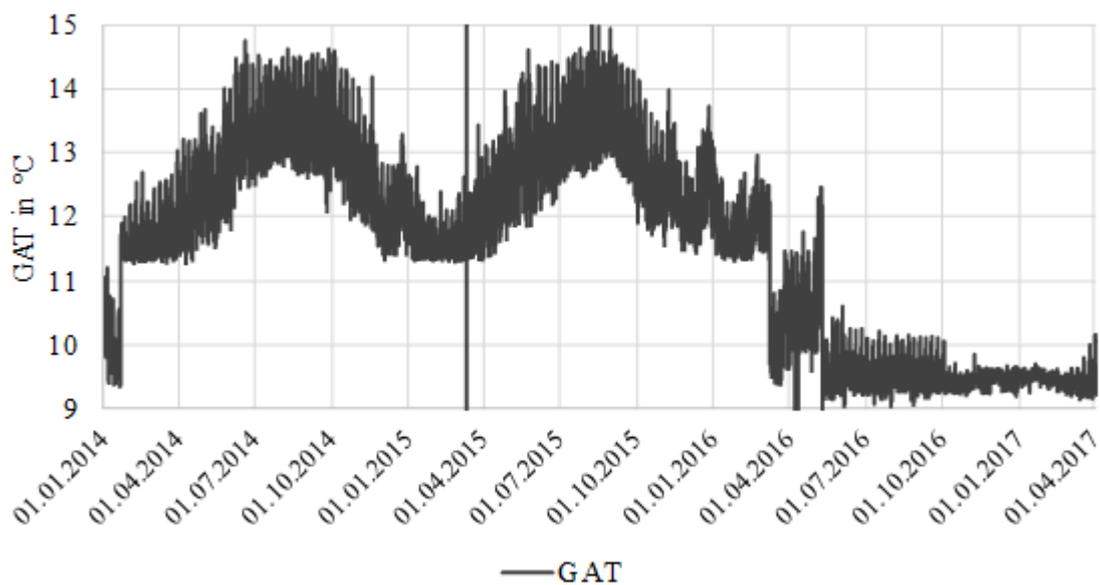


Abbildung 3-10: Stündlicher Verlauf der GAT der GDRMA 7 vor und nach einer Optimierung.

Wie bereits diskutiert, ist die GAT der einzige vom Betreiber frei wählbare Parameter, welcher einen direkten Einfluss auf den physikalischen Wärmebedarf hat. Hinzukommend hat die Anlagentechnik und Betriebsweise der GDRMA einen Einfluss auf die Ausprägung dieser betriebscharakteristischen Temperatur. Gerade in Anbetracht möglicher Effizienzmaßnahmen sollte die korrekte Ausregelung der GAT genutzt werden, um erste Einsparungen zu erzielen. Im Vorfeld der Bewertung der Betriebscharakteristiken der Referenzmenge an GDRMA hinsichtlich deren eingestellten GAT werden die Auswirkungen ebenjener veranschaulicht.

3.3. Auswirkungen der Dimensionierung auf den Betrieb der GDRMA

Für verschiedene Dimensionierungsansätze und Betriebsstrategien der Anlagentechnik sollen nachfolgend die im realen Betrieb einhergehenden, charakteristischen Anlagenverhalten aufgezeigt werden, welche im Zuge einer Effizienzanalyse beachtet werden müssen. Selbst bei korrekter Betriebsstrategie kann sich der Anlagenbetrieb infolge von Dimensionierungsfehlern in einem ungünstigen Bereich befinden. Sämtliche nachfolgenden Abbildungen vergleichen die stündlich gemittelte GAT mit dem zeitgleich entspannten Normvolumenstrom über die jeweiligen Gasschienen. Mittels derartiger Veranschaulichungen ist es möglich, die Betriebsweise der GDRMA im Zuge einer Effizienzanalyse zu bewerten. Für eine Bewertung des Teillastverhaltens können die dargestellten Normvolumenströme auf den für die jeweilige GDRMA maximalen Normvolumenstrom bezogen und so weitere Einflüsse von Überdimensionierungen bzw. dem sich damit einstellenden Teillastverhalten veranschaulicht werden. Da sich die Betriebspunkte und damit die absolute Höhe der GAT grundsätzlich hinsichtlich des Sollwerts oder der Ausregelung unterscheiden, wurde auf eine einheitliche Skalierung der y-Achse verzichtet, um die Effekte detaillierter abbilden zu können.

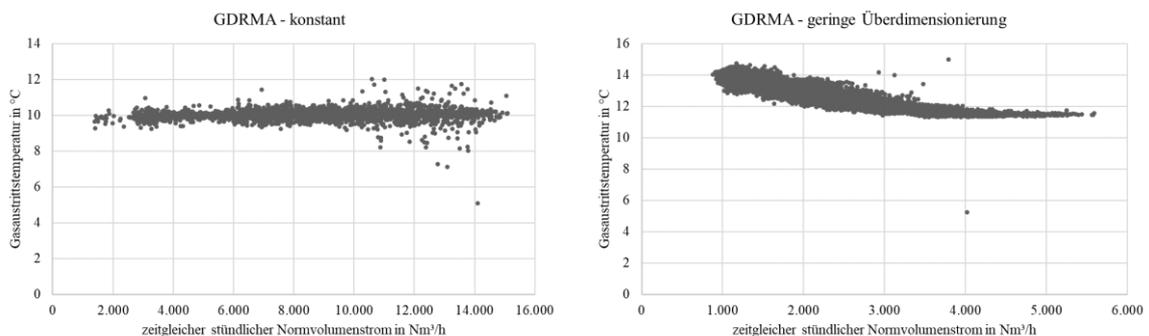


Abbildung 3-11: Stündliches Betriebsverhalten zweier GDRMA; mit konstanter Ausregelung der GAT (links) und mit den Auswirkungen auf die GAT bei geringfügiger Überdimensionierung der Stellglieder (rechts).

In Abbildung 3-11 ist für zwei beispielhafte GDRMA die GAT über dem Normvolumenstrom aufgetragen. Grundsätzlich lässt sich mit Blick auf die in Kapitel 2 vorgestellte sinnvolle Einstellung des Sollwerts der GAT festhalten, dass beide Anlagen Optimierungspotenzial aufweisen. Die GDRMA links kann die gewünschte Gasaustrittstemperatur von 10 °C über einen großen Bereich ausgezeichnet ausregeln. Dagegen zeigt die GDRMA auf der rechten Seite ein anderes Regelverhalten. Im Bereich von 4..5.000 Nm³/h ist es der Regelung möglich die gewünschte GAT von etwa 12 °C einzustellen. Im Gegensatz zur konstant ausgeregelten GDRMA erhöht sich bei dieser GDRMA jedoch die GAT mit sinkendem Gasvolumenstrom und damit der spezifische Wärmebedarf. Begründet werden kann dieses Verhalten zumeist mit einer Überdimensionierung des Regelventils, welches die Wärmebedarfsanpassung im Vorwärkreis übernimmt. Unterhalb von 3.000 Nm³/h wird das Regelventil zunehmend im Bereich der unteren Schließstellung betrieben und verfügt dabei über ein schlechteres Regelverhalten. Es kommt zu keiner Zeit zu kritischen Betriebszuständen und ein derartiges Anlagenverhalten bleibt im Betrieb meist unbeachtet.

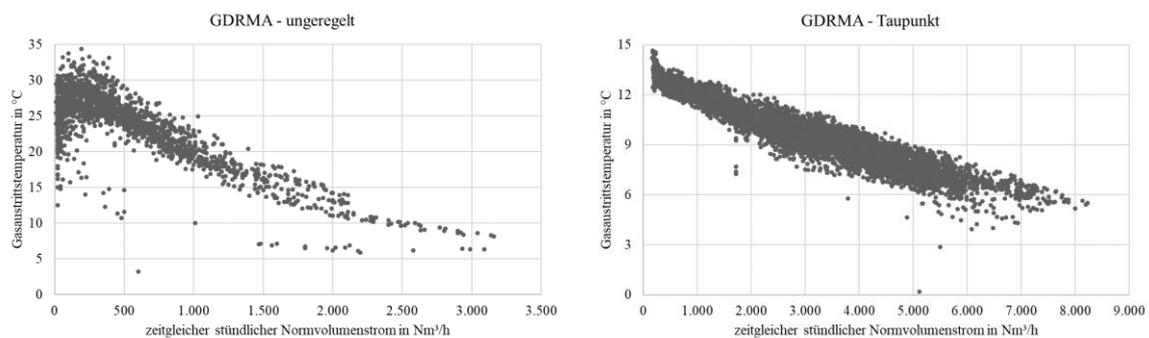


Abbildung 3-12: Stündliches Betriebsverhalten zweier GDRMA; mit unregelter GAT (links) und mit Taupunktfahrweise (rechts).

Neben dem geregelten Anlagenverhalten kann ebenso das in Abbildung 3-12 links aufgezeigte, unregelte Verhalten einer GDRMA angetroffen werden. In dieser GDRMA ist kein Regelungskonzept vorgesehen, lediglich der Heizkessel versucht die definierte Vorlauftemperatur einzustellen. Hierbei handelt es sich um eine differenzdruckgeregelte GDRMA, bei welcher während der Übergangszeiten geringe und im Sommer keine Durchsätze auftreten. Im Betrieb wird Wärme unkontrolliert an den Vorwärmer abgegeben und in Abhängigkeit der Last variiert die GAT. Bei geringen Lasten kommt es so zu GAT von bis zu 35 °C. Einzig positiv kann bei diesem ineffizienten Beispiel angeführt werden, dass sich auch bei hohen Lasten die GAT in keinem kritischen Bereich befindet. Verwechslungsgefahr besteht mit dem im rechten Teil dargestellten Betriebsverhalten. Dieses ist weder auf Überdimensionierung noch auf einen unregulierten Anlagenbetrieb zurückzuführen. Vielmehr wird bei dieser GDRMA versucht, die GAT nach dem Taupunkt der Umgebungsluft zu regeln und damit

einen Kondensatanfall auf der Regelschiene auszuschließen (siehe Kapitel 2). Für eine Beurteilung der Regelgüte dieser Betriebsweise wäre es erforderlich, den Sollwert der gleitenden GAT zu kennen und darüber die Regelabweichung zu bestimmen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass das rechte Betriebsverhalten, wenn auch nicht direkt quantifizierbar, effizienter ist als das der linken GDRMA.

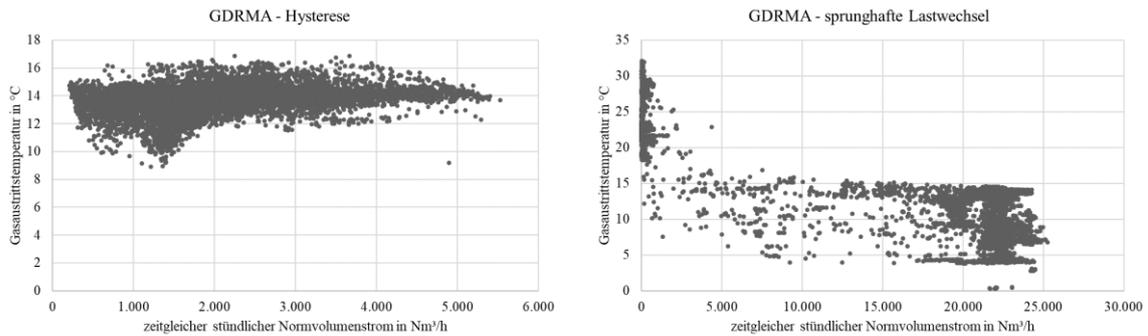


Abbildung 3-13: Stündliches Betriebsverhalten zweier GDRMA; mit großen Abweichungen bei der Ausregelung der GAT (links) und mit sprunghaften Lastwechseln (rechts).

Es existieren darüber hinaus noch einige Spezialfälle, wie z.B. in Abbildung 3-13 gezeigt. Das links dargestellte Betriebsverhalten wurde in den durchgeführten Fallstudien oftmals angetroffen. Dieses stark um den Sollwert schwankende Betriebsverhalten ist zwingend zu vermeiden, da die Regelaufgabe infolge einer zumeist mangelhaften Parametrisierung des Regelkreises nicht erfüllt wird. Hinzukommend verstärkt die oftmals fehlerhaft dimensionierte Anlagentechnik diesen Effekt. Ein Schwingen des Regelkreises kann dabei bspw. durch eine zu schnelle Reaktionszeit des Reglers verursacht werden. Zwar ergibt sich damit ein sehr dynamisches Verhalten, welches jedoch zu unerwünschten Nebeneffekten führt. So kommt es zu einem zu hohen Wärmeeintrag, welcher einen zu hohen IST-Wert zur Folge hat. Im nächsten Schritt wird das Ventil des Regelkreises wieder geschlossen und erst bei einer erheblichen Unterschreitung des Sollwerts der GAT wird dieses erneut geöffnet, jedoch wieder in einem zu starken Maß. Das Verhalten setzt sich so fort. Oftmals verbessert sich das Regelverhalten mit zunehmender Last geringfügig, da die Dynamik des Regelkreises infolge des höheren Wärmebedarfs gesteigert wird. Für solche Betriebscharakteristiken muss zuerst der Regelkreis korrekt parametrisieren werden, sodass im Anschluss eine Absenkung der GAT möglich ist, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Die in Abbildung 3-13 rechts dargestellte GDRMA könnte mit ähnlichen Optimierungsmaßnahmen des Regelkreises ggf. besser ausgeregelt werden. Das gezeigte Betriebsverhalten ist typisch für GDRMA, welche überwiegend Kraftwerksblöcke oder große industrielle Verbraucher versorgen und erhebliche Lastwechsel aufweisen. In Folge dieser Abnehmerstruktur wird die GDRMA vom Stillstand hin zu einem nahezu voll ausgelasteten Betrieb sprunghaft belastet

bzw. angefahren. Im Betrieb reagiert das Ventil zu spät auf die sprunghafte Wärmeanforderung, weshalb direkt nach Lastbeaufschlagung die GAT absinkt. Letztlich handelt es sich um eine klassische Sprungantwort des Regelkreises. Abhilfe schaffen hier Regelungen, die auf Basis von Wärmebedarfsberechnungen zu einem gewissen Maß prädiktiv agieren können. Den Wärmebedarfsberechnungen werden dabei die jeweils aktuell gemessenen Gasparameter zugrunde gelegt. Alternativ bietet es sich an, eine kurze Totzeit des Reglers einzuführen, wodurch dieser erst zeitverzögert auf die Regelabweichung reagieren kann. Das System muss damit erst aufgeheizt werden, bevor die Lastanforderung in der GDRMA durchgeführt wird. Oftmals verfügen derartige GDRMA über mehrere Regelschienen für verschiedene nachgelagerte Netzabschnitte, wodurch erweiterte Anforderungen an die Regelkreise gestellt werden.

Tabelle 3-5: Häufigkeiten der Betriebscharakteristik von GDRMA hinsichtlich deren Regelgenauigkeit der GAT aufgeteilt in maximale stündliche Gasdurchsätze.

Betriebscharakteristik	< 1.000 Nm ³ /h	< 5.000 Nm ³ /h	< 10.000 Nm ³ /h	> 10.000 Nm ³ /h
Konstanter Betrieb	4	6	1	3
Geringe Überdimensionierung/ geringe Regelabweichung bei Teillast	5	4	2	-
Starke Überdimensionierung/ starke Regelabweichung bei Teillast	2	1	-	-
Mehrheitlich ungeregelt	2	2	-	-
Hysterese Betrieb	16	4	2	-
Sprunghafte Lastwechsel	-	-	-	1

Entsprechend der zuvor erörterten Betriebscharakteristika wird die Referenzmenge der betrachteten GDRMA ausgewertet. Für eine bessere Übersicht sollen die Ergebnisse auch in Abhängigkeit des maximalen Betriebsvolumenstroms an Erdgas unterschieden werden. Die in Tabelle 3-5 zusammengefassten Ergebnisse zeigen ein über die Größenordnung verlagertes Bild der Effekte (zum Betrachtungszeitpunkt war noch keine GDRMA des untersuchten Netzbetreibers auf eine Taupunktregelung umgestellt). Insbesondere bei den Anlagen mit geringeren Gasdurchsätzen zeigt sich kein ideales Regelverhalten, da hier oftmals einfachere Regler verwendet werden, welche nicht auf die Anlagentechnik abgestimmt sind. Am häufigsten treten hierbei die Hysterese und eine Regelabweichung der GAT im Teillastbereich auf. Beide Betriebscharakteristiken sind insbesondere auf nicht parametrisierte Regler sowie Überdimensionierung der Stellglieder und Pumpen zurückzuführen.

Zusammenfassung der Einflussgrößen

Entsprechend der in diesem Kapitel vorgestellten Restriktionen und Abhängigkeiten lassen sich die behandelten Einflussgrößen wie in der Tabelle 3-6 zusammenfassen. Dabei wurde die Reihenfolge der Einflussgrößen aus der Beschreibung in diesem Kapitel übernommen. Neben veränderbaren Einflussgrößen, wie der Isolation des hydraulischen Systems, ergeben sich evaluierbare Fehler in der Berechnung des Wärmebedarfs bei Unkenntnis einiger Gasparameter. Bspw. führt die gänzlich falsche Annahme der Gaszusammensetzung zu Abweichungen von mehr als 25 % in der Wärmebedarfsbestimmung.

Daneben ist es zwingend erforderlich, die übrigen Gasparameter als nicht statisch anzusehen und auf eine Datenbasis zurückzugreifen. Entsprechend der vorangegangenen Auswertung ist insbesondere der tatsächliche Verlauf des Gaseingangsdrucks relevant, da dieser im Bereich von bis zu 20 % um den regelmäßigen Betriebspunkt schwankt. Der Gasausgangsdruck ist hingegen weniger entscheidend, da dieser zumeist konstant von der zu betrachtenden GDRMA eingestellt und fixiert wird. Für die Präqualifizierung der Maßnahmen kann die Abfrage dieses Parameters als Jahreswert durchgeführt werden.

Die GET folgt i.d.R. dem gedämpften Verlauf der Bodentemperatur in einem Meter Tiefe und ist damit aus den Boden-, bzw. der Lufttemperatur herleitbar. Im Regelfall schwankt damit die Eingangstemperatur in GDRMA ganzjährig im Bereich von etwa 3..15 °C. Für das im weiteren Verlauf der Arbeit vorgestellte Herleitungsverfahren ist die täglich gemittelte Außentemperatur des Versorgungsgebietes zwingend erforderlich. Entsprechend sollte die somit vorhandene Datenbasis genutzt werden, um die jahreszeitlich abhängige Einflussgröße zu eliminieren. Hier genügt die Abfrage beim Netzbetreiber, ob die GET in die zu betrachtende GDRMA Unregelmäßigkeiten aufweist, welche es zu berücksichtigen gilt. Die GAT selbst ist als einzige frei wählbare Betriebsgröße des Gasentspannungsprozesses, welche einen Einfluss auf den physikalischen Wärmebedarf hat, zumeist dem Betreiber der Anlagen in ungenügendem Maße bekannt. Hier kann ähnlich wie bei den anderen Parametern eine erste Annahme ausreichend sein, welche in der sich möglicherweise anschließenden Detailplanung an die Präqualifizierung der Maßnahmen durch Lastprofile zwingend ergänzt werden sollte. Entsprechend der durchgeführten Fallstudien sind bei den meisten GDRMA alle Gasparameter (wie dem Eingangsdruck) in mindestens stündlicher Auflösung als Datensatz verfügbar. Einzig die herleitbare GET wird nur selten erfasst (< 10 % der Anlagen). Diese Temperatur wird bei den gängigen Regelungskonzepten nicht benötigt und damit auch nicht erfasst. Die verbleibenden und das Heizungssystem betreffenden Parameter sollte im Verlauf der sich anschließenden Detailplanungen berücksichtigt werden.

3. Energetische Bewertung des Ist-Zustands von GDRMA

Tabelle 3-6: Zusammenfassung der Einflussgrößen auf die IST-Zustandsanalyse in GDRMA.

Einflussgröße	Abschätzungsfehler der Energiemengen	Berücksichtigung	Erwägungsgründe
Wärmeverluste des hydraulischen Systems	1..5 kW	Berücksichtigen zur Quantifizierung des Erdgasverbrauchs in Abhängigkeit des JTE	Ungeachtet dessen, dass die Systeme gedämmt werden sollten, muss dieser Effekt beachtet werden. Schwer pauschal quantifizierbar, da u.A. das jeweilige Temperaturniveau, Rohrleitungslänge und die Oberfläche einen Einfluss auf die absolute Höhe bzw. den Anteil am jährlichen Energiebedarf hat.
Abgasverluste	10..20 % bezogen auf den Brennwert	Berücksichtigen zur Quantifizierung des Erdgasverbrauchs in Abhängigkeit des JTE	In Abhängigkeit vom gewählten Wärmeversorgungssystem sollten die Abgasverluste quantifiziert werden. Zunehmend werden Brennwertkessel auch in GDRMA eingesetzt, der Kondensationsgrad ist zu überprüfen.
Oberflächenverluste der Heizungskessel	1 % der Nennwärmeleistung	Irrelevant	Geringer Einfluss, da es sich um eine ganzjährige Prozesswärmeanwendung handelt.
Start-/Stopp-, Stillstandsverluste	1..3 % der Nennwärmeleistung	Indikator	Geringer Einfluss auf den Energiebedarf, Auswirkungen auf die Regelgenauigkeit berücksichtigen.
Gaszusammensetzung	0..30 % des physikalischen Wärmebedarfs	Relevant, gerade bei Abweichungen die nicht bekannt sind	In Abhängigkeit des Betriebs des Fernleitungsnetzes können die Gaszusammensetzungen teils stündlich schwanken. In der Regel wissen die Betreiber, um welche Gasart es sich überwiegend handelt. Da die Zusammensetzungen für Pipelineabschnitte grundsätzlich auch stündlich bekannt sein sollte, sollten diese in der Detailplanung berücksichtigt werden.
Eingangsdruck	< 20 % des physikalischen Wärmebedarfs	Relevant	Stark schwankend infolge des dynamischen Betriebs der Fernleitungsnetze. So zeitaufgelöst wie möglich zu berücksichtigen.
Ausgangsdruck	< 10 % des physikalischen Wärmebedarfs	Weniger relevant	Die absolute Höhe hat einen direkten Einfluss auf den Energiebedarf. Da die Ausgangsdrücke nur geringfügig schwanken, kann hier mitunter auf den Lastgang verzichtet werden.
Gaseintrittstemperatur	< 5 % des physikalischen Wärmebedarfs	Weniger relevant	Bis auf Spezialanwendungen und Fernleitungs-GDRMA gut in Abhängigkeit der Bodentemperatur berechenbar.
Gasaustrittstemperatur	0..30 % des physikalischen Wärmebedarfs	Hauptinflussparameter	In der Regel wurde bislang die GAT nur betrachtet, wenn es zu Störungen im Betrieb kam. Als einer der Hauptinflussparameter und "Low-Hanging-Fruit" sollte diese zuallererst hinterfragt und ggf. adaptiert werden.

4. Herleitung des Gasdurchsatzes in GDRMA

Nachdem in den vorigen Kapiteln eine Vielzahl von möglichen Einflussgrößen auf den Heizgaseinsatz in GDRMA betrachtet wurden, soll nun die Grundlage für eine aufwandsarme Herleitung der Gasdurchsätze und hierüber des Wärmebedarfs ermöglicht werden. Ziel ist es eine Methode zu entwickeln, mit deren Hilfe der stündliche oder tägliche Lastgang einer möglichst großen Bandbreite an GDRMA auf Basis weniger charakteristischer und leicht zu ermittelnder Kenngrößen generiert werden kann. Erste Ansätze dazu finden sich in (Mischer et al., 2015) sowie (Hellwig, 2003). Unter Verwendung einer umfangreichen Datenbasis von 55 GDRMA soll ein bestehendes Herleitungsverfahren speziell für GDRMA weiterentwickelt werden. Vorrangiges Ziel der Untersuchungen ist es, eine potentielle Klassifizierung der GDRMA aufzuzeigen und damit perspektivisch die Vorplanung der Einsatzmöglichkeiten bisher wenig genutzter alternativer Wärmeerzeuger wie Solarthermie zu vereinfachen.

4.1. Klassifizierung von Netzstrukturen

Wesentliche Einflussfaktoren für den jahreszeitlichen Verlauf der durchgeleiteten Erdgasmenge sind einerseits die nachgelagerte Kundenstruktur und andererseits die Struktur und Betriebsweise des Netzes. Diese beiden Faktoren bilden damit die Basis der Vorhersage des Lastprofils. In Abbildung 4-1 sind drei typische Bauweisen von Gasnetzen und deren notwendige GDRMA an den Netzkopplungspunkten skizziert. Bei **Typ I** handelt es sich um eine geläufige Bauweise mit abgegrenzten, eigenständigen nachgelagerten Netzen. Von der überregionalen Fernleitungspipeline wird Erdgas entspannt und an die nachgelagerten Netzstrukturen übergeben. Der Gasfluss erfolgt bei derartigen Netzen in aller Regel nur in eine Richtung. Bei der GDRMA Ia sorgen angeschlossene Industriekunden für eine ausgeprägte sommerliche Grundlast. Infolge der raumheizungsgeprägten Verbraucherstruktur ist im Regelfall von einer starken jahreszeitlichen Schwankung des Erdgasdurchsatzes in den GDRMA Ia und Ib auszugehen. Die GDRMA Ib unterliegt deutlich ausgeprägteren Schwankungen, welche durch einen höheren Anteil an Raumheizungskunden in nachgelagerten Verteilnetzen verursacht werden. Diese Struktur wird bspw. für die Versorgung von ländlichen Siedlungen angetroffen. Flächenversorger verfügen oftmals über ein Verteilnetz wie es als **Typ II** dargestellt ist. Dabei wird Erdgas aus mehreren vorgelagerten Fernleitungspipelines in eine gemeinsame Pipeline auf mittlerem Druckniveau eingespeist, welche wiederum eine Vielzahl an nachgelagerten Subnetzen auf geringem Druckniveau versorgt. An jedem Netzknoten ist eine GDRMA notwendig.

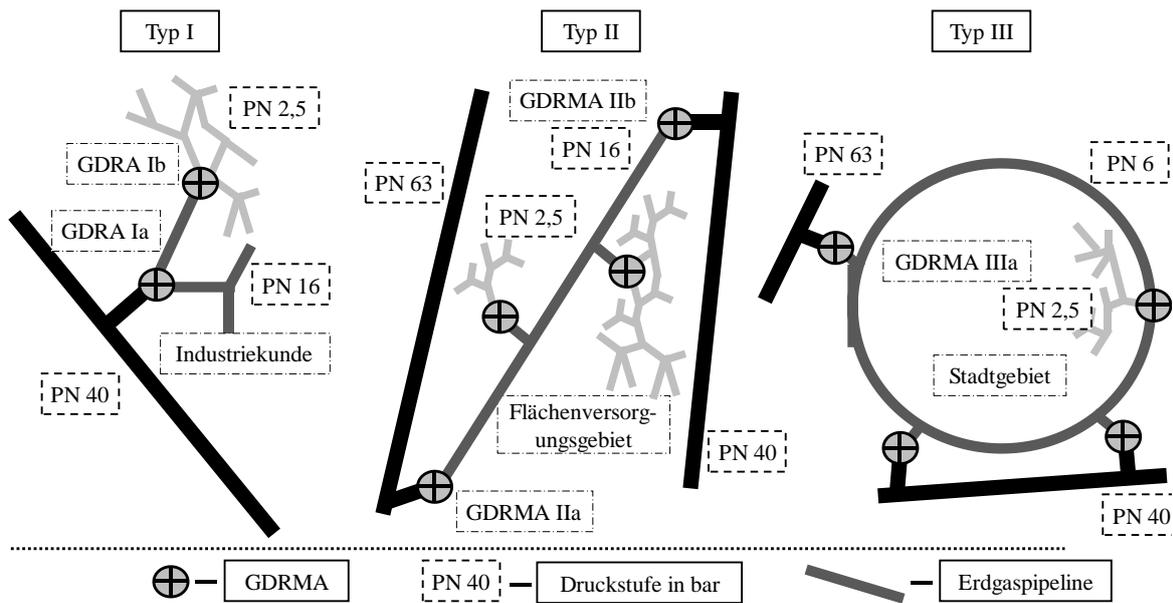


Abbildung 4-1: Typische Netzstrukturen und Auslegungsdrücke im Erdgas-Hochdrucknetz mit den notwendigen GDRMA an den Netzkopplungspunkten (Wimmer, 2018).

Bei geringer Gasabnahme kann mitunter die Anzahl der Einspeisepunkte von den Fernleitungspipelines reduziert werden, wodurch sich der Gasdurchsatz und damit verbundene Wärmebedarf in der verbleibenden GDRMA IIa erhöht bzw. vergleichmäßigt. Diese Betriebsweise kann bspw. durch günstigere Gasbezugpreise begründet werden. Einschränkend wirken Rahmenbedingungen wie die Brennwertabrechnungen, bei welcher der Brennwert an verschiedenen Netzpunkten sichergestellt werden muss. Des Weiteren muss der technisch mögliche Gasfluss bzw. die damit verbundene Kapazitätsbegrenzungen im Pipelinenetz beachtet werden, in deren Folge eine Paralleleinspeisung notwendig ist. Derartige Netzstrukturen verfügen infolge des ausgedehnten Leitungsnetzes über ein großes Eigenvolumen, weshalb sie in der Vergangenheit auch zur Pufferung des Erdgases zu Zeiten niedriger Preise genutzt wurden. Unter den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nach aktueller Anreizregulierungsverordnung versuchen die Netzbetreiber ihre Netze weitestgehend nicht mehr als Speicher zu nutzen.

Bei **Typ III** handelt es sich um ein Ringnetz, in das aus den vorgelagerten Fernleitungspipelines über verschiedene GDRMA eingespeist wird. Städtische Erdgasnetze werden oftmals als Ringnetz betrieben. Infolge des hohen Raumheizungsbedarfs der Häuser des Stadtgebiets im Winter sind erhebliche jahreszeitliche Schwankungen des Durchsatzes charakteristisch für derartige Netze. Ähnlich dem Typ II werden mitunter im Sommer nicht alle GDRMA betrieben, die in das Ringnetz einspeisen. Bei der GDRMA IIIa kann es daher zu einem sehr ausgeglichenen sowie hohen Gasdurchsatz kommen, wenn diese eben die gesamte sommerliche Grundlast des Stadtgebiets übernimmt. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die

GDRMA des Typ III die höchste Versorgungssicherheit infolge der vielen möglichen Einspeisestellen aufweisen. Heizungsumbauten können hier bspw. ohne den Einsatz von Heizungsnotprovisorien vorgenommen werden. Dementgegen ist die Versorgungssicherheit bei Typ I am geringsten, da dieser eigenständig und ausschließlich einen nachgelagerten Netzabschnitt mit Erdgas versorgt.

4.2. Einfluss der Verbraucherstruktur

Der Einfluss auf den Gasdurchsatz durch industrielle Gasabnehmer und den Gasbedarf zu Raumheizungszwecken im nachgelagerten Netz soll anhand der Abbildung 4-2 veranschaulicht werden. Darin sind die täglich summierten und auf den maximalen täglichen Gasdurchsatz normierten Volumenströme über drei unterschiedliche GDRMA dargestellt, welche stellvertretend die zuvor eingeführten im Verteilnetz charakteristischen GDRMA repräsentieren. Die GDRMA Ib des Netztyps I stellt Erdgas überwiegend für Haushaltskunden bereit, der sommerliche Gasdurchsatz ergibt sich hauptsächlich durch den Wärmebedarf für die Bereitstellung des Trinkwarmwassers und Kochgas im nachgelagerten Versorgungsgebiet.

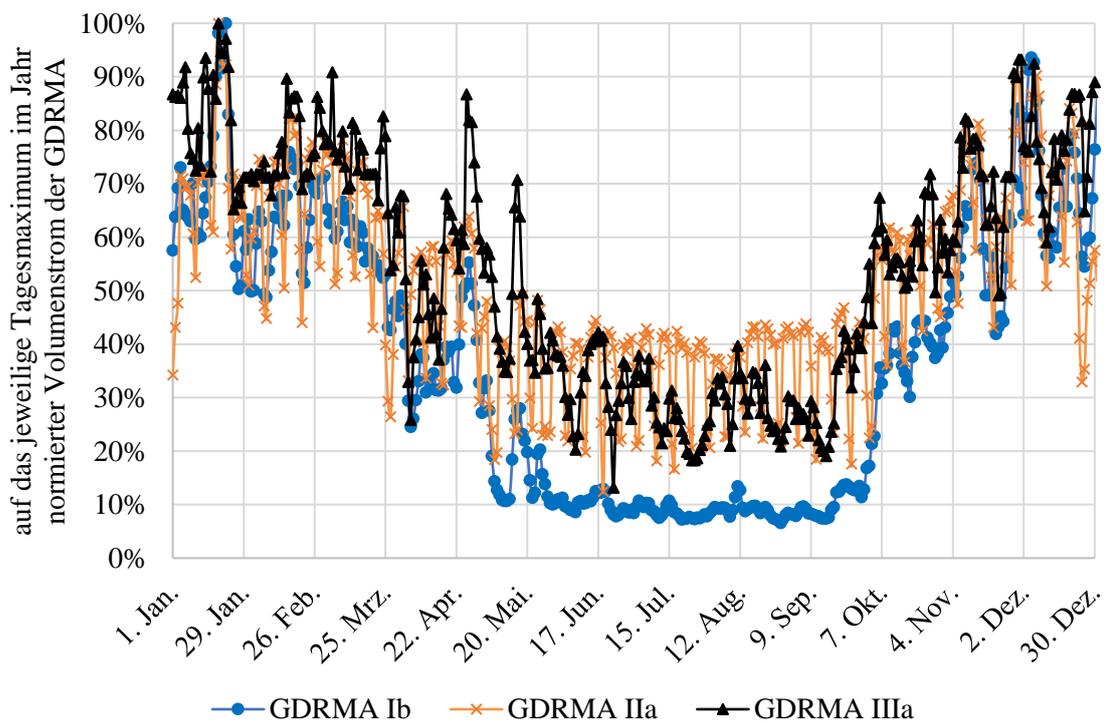


Abbildung 4-2: Reale Daten des täglich normierten Gasvolumenstroms im Jahresverlauf der drei GDRMA der Typen Ib, IIa und IIIa für das beispielhafte Jahr 2017 (Wimmer, 2018).

Die tägliche Leistungsspitze bei dieser GDRMA ist in den frühen Morgenstunden, wenn die Heizungen aus der Nachtabenkung anspringen sowie in den Abendstunden, in denen die

Anwohner nach Hause kommen. Insbesondere bei der Analyse der gesamten Gasbereitstellung von GDRMA Ib ist ein direkter saisonaler Einfluss erkennbar. Außerhalb der Heizperiode verringert sich der Gasbedarf abrupt und bleibt dann über die Sommermonate konstant niedrig. Die GDRMA IIa soll stellvertretend das Betriebsverhalten einer GDRMA veranschaulichen, welche ein Flächenversorgungsnetz speist. Ihr Lastprofil ist dem des Typs Ia sehr ähnlich, da es eine vergleichbare Abnehmerstruktur im nachgelagerten Netz versorgt. Der durchgeleitete absolute jährliche Normvolumenstrom ist i.d.R. um ein Vielfaches höher als bei der GDRMA Ia. Neben den nachgelagerten Haushaltskunden versorgt die GDRMA Ib oftmals kaum nachgelagerte Industriekunden. Bei der GDRMA IIa sorgt die vorhandene Industrie hingegen für die sommerliche Grundlast, welche für die Integration erneuerbarer Energien entscheidend ist. Ein weniger einflussreicher Parameter bei der GDRMA IIa ist der Verlauf des täglichen Gasdurchsatzes.

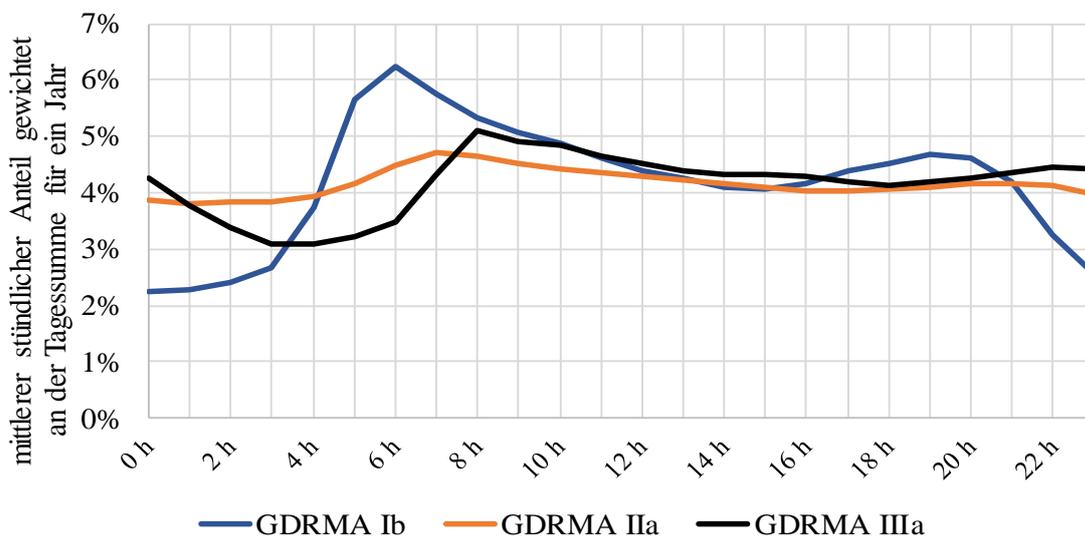


Abbildung 4-3: Täglich gemittelter stündlicher Anteil des Gasdurchsatzes an der Tagessumme.

Es zeigt sich infolge der kontinuierlichen Produktion der nachgelagerten Unternehmen kaum eine Abhängigkeit von der Tageszeit (Abbildung 4-3). Daneben sind wesentliche verminderte Verbräuche an den Wochenenden infolge der verringerten Produktion erkennbar. Darüber hinaus kann bei allen GDRMA, welche einen ausgeprägten industriellen Anteil aufweisen, zumeist direkt auf die Feiertage in dem jeweiligen Bundesland zurückgeschlossen werden. Auch die Verbrauchsspitzen, welche auf den kältesten Tag des Jahres (hier der 20. Januar) zurückzuführen sind, sind eindeutig erkennbar. Auf diesen Betriebszustand werden die Erdgasnetze ausgelegt. Bei der GDRMA IIIa handelt es sich um eine GDRMA, welche die Grundversorgung eines Ringnetzes übernimmt und von anderen GDRMA in den verbrauchsstarken Monaten unterstützt wird. Bei dem Lastprofil dieser GDRMA ist keine eindeutige Abhängigkeit von Haushalts- und Industriekunden erkennbar. Das nachgelagerte

städtische Versorgungsgebiet wird zwischen Mai und September fast ausschließlich über diese GDRMA versorgt. In der restlichen Zeit ist die Einspeisung über weitere GDRMA zwingend erforderlich, um die geforderten Mengen und Betriebsdrücke einhalten zu können. Der gemittelte tägliche Verlauf weist grundsätzliche Ähnlichkeiten mit dem der GDRMA Ib auf. Ebenfalls zeigt sich ein nahezu identischer wöchentlicher Verlauf der Tageslast. Beides begründet sich in den im städtischen Versorgungsgebiet überwiegend vorhandenen Raumheizungskunden.

Für die bessere Verständlichkeit dieser Zusammenhänge sind die jeweils auf einen Tag und über alle Tage des Betrachtungsjahres gemittelten, anteiligen Gasdurchsätze der Stunden eines Tages in Abbildung 4-3 dargestellt. Das zuvor beschriebene Verhalten der morgendlichen und abendlichen Leistungsspitzen der GDRMA Ib findet sich in dem entsprechenden Kurvenverlauf wieder. Darüber hinaus kann über Abbildung 4-4 entnommen werden, dass bei dieser GDRMA der Verbrauch ungefähr gleichverteilt über die Woche ist. Teilweise kommt es zu einem geringen Mehrverbrauch freitags und samstags infolge der vermehrten Anwesenheit der Haushaltskunden. Auch der industrielle Einfluss in der GDRMA IIb und das damit verbundene Absenken des Wochenendverbrauchs ist ersichtlich. Über diese beiden Abbildungen wird ebenfalls die grundsätzliche Ähnlichkeit der GDRMA Ib und IIIa in deren täglichen Gasdurchsatz deutlich.

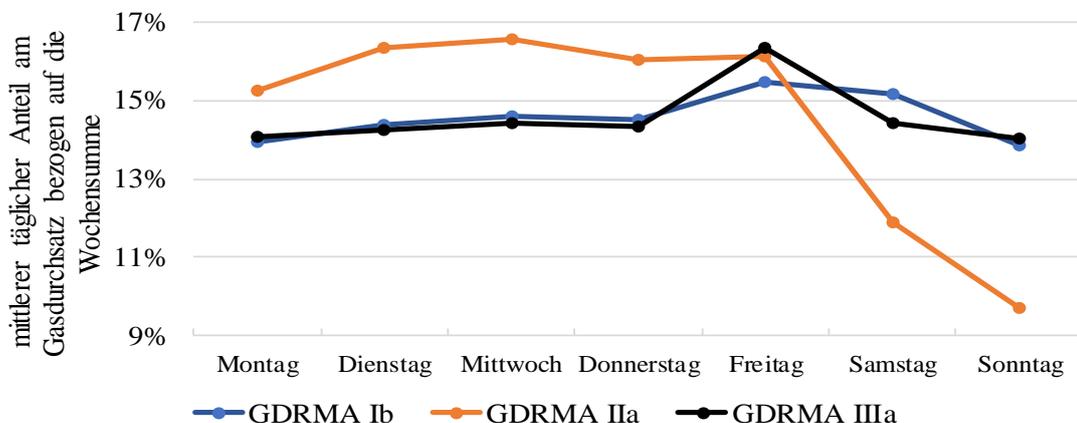


Abbildung 4-4: Täglich gemittelter Anteil am wöchentlichen Gasdurchsatz.

Abbildung 4-5 zeigt den normierten Gasdurchsatz der drei GDRMA in Abhängigkeit von der gemittelten, zeitgleichen Tagesaußentemperatur, für das jeweilige Versorgungsgebiet. Bei allen drei GDRMA vergrößert sich der Gasdurchsatz bei niedrigeren Außentemperaturen. Infolge des hohen Raumheizungsanteils ist der Gasdurchsatz der GDRMA Ib (in Blau) direkt und allein von der Außentemperatur abhängig. Dagegen ist ab einer mittleren Außentemperatur von etwa 12,5 °C keine Korrelation mehr erkennbar. Der verbleibende Gasbedarf

im nachgelagerten Gasnetz ergibt sich fast ausschließlich aus dem Wärmebedarf zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser und dem Bedarf des im nachgelagerten Verteilnetzabschnitts geringfügig vertretenen Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

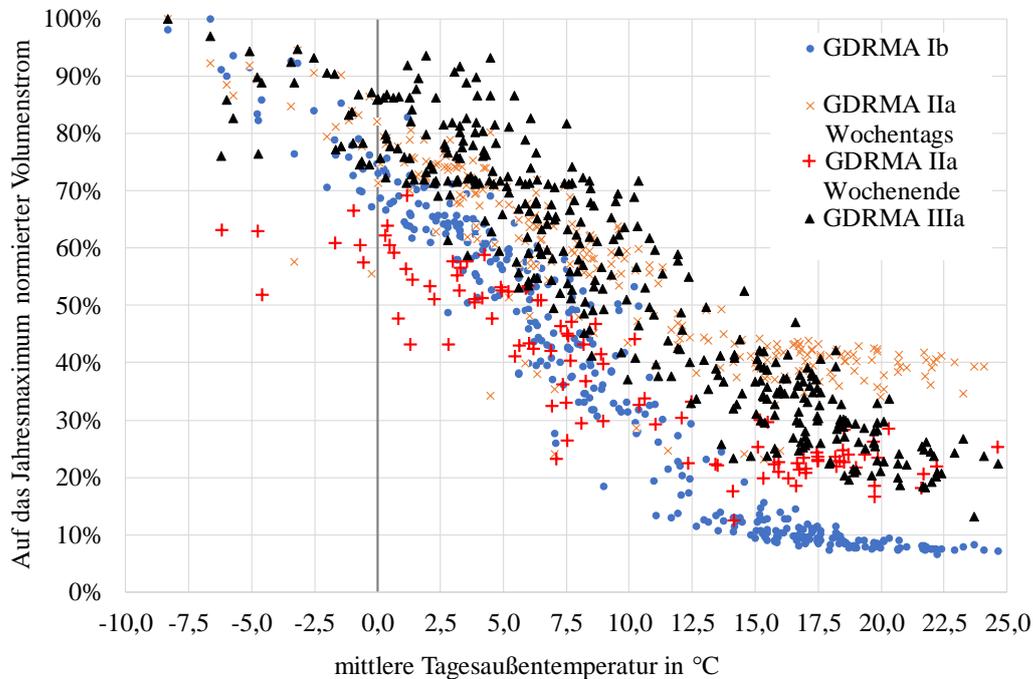


Abbildung 4-5: Auf das Jahresmaximum normierter täglicher Gasvolumenstrom der drei GDRMA Ib, IIa und IIIa aufgetragen über der zeitgleichen, mittleren Tagesaußentemperatur (Wimmer, 2018).

Grundsätzlich ist bei der GDRMA IIa (in Gelb) ein ähnliches Verhalten zu der GDRMA Ia erkennbar, es besteht also eine starke Außentemperaturabhängigkeit bei niedrigen Temperaturen. Im Unterschied zur GDRMA Ib wird hier allerdings die erhöhte sommerliche Grundlast infolge der nachgelagerten Industrie deutlich. Ab einer Tagesaußentemperatur von etwa 12,5 °C stellt sich wochentags ein Gasbedarf von 40 % des maximalen Bedarfs im Winter ein. An den Wochenenden reduziert sich dieser Gasbedarf auf etwa 20..30 % (in Rot). Dieser geringere Bedarf am Wochenende ist für das gesamte Jahr erkennbar und leitet sich aus dem verminderten industriellen Bedarf an den produktionsfreien Tagen ab. Da die GDRMA IIa ebenfalls ein großflächiges nachgelagertes Netzgebiet versorgt, ist die Wochenendabsenkung schwächer ausgeprägt als sie es bei einem verstärkten industriellen Einfluss wäre. Bei der GDRMA IIIa ist grundsätzlich ein ähnlicher Verlauf wie bei den beiden anderen GDRMA erkennbar. Hierbei muss lediglich beachtet werden, dass Teile des prognostizierten Gasdurchsatzes zu verbrauchsstarken Zeiten auf andere GDRMA verlagert werden. Infolge der Aufteilung der Versorgung des nachgelagerten Netzes auf mehrere GDRMA ist die Abhängigkeit des Gasdurchsatzes von GDRMA IIIa von der Außentempe-

ratur nicht so stark ausgeprägt. Vielmehr zeigt sich hierbei die Grundlast der über das Ringnetz versorgten Stadt. Für die Überprüfung eines derartigen Versorgungsgebiets ist es grundsätzlich ratsam, die gesamte Versorgungs- und Abnahmestruktur des Netzgebiets zu betrachten. Nur so kann der zukünftige Gasdurchsatz adäquat abgeschätzt werden. Es empfiehlt sich außerdem zu prüfen, ob ggf. weitere Gasmengen der anderen GDRMA des Versorgungsgebiets auf die primär betriebene GDRMA IIIa übertragen werden können. Damit lässt sich mitunter die Grundlast und Kontinuität des Gasdurchsatzes weiter steigern.

Neben den drei vorgestellten GDRMA-Typen eignen sich prinzipiell auch große differenzdruckgeregelte Hochleistungs-GDRMA der Fernleitungsnetzbetreiber mit konstanten Normvolumenströmen von über 100.000 Nm³/h für energetische Konzeptstudien. Infolge der geringeren Netzentgelte und größeren Eigengasverbräuche ist der Gaspreis für den Eigenbedarf der Fernleitungsnetzbetreiber allerdings deutlich niedriger (teils bis - 50 %) als der der Netzbetreiber, welche eine Netzstruktur der Typen I - III betreiben. Folglich gestaltet sich der wirtschaftliche Einsatz von erneuerbaren Energien damit schwieriger. Mitunter kann dieser negative Aspekt durch das ausgeglichene Lastprofil kompensiert werden.

4.3. Bestehende Verfahren zur Herleitung des Gasdurchsatzes

Damit die im weiteren Verlauf der Arbeit vorgeschlagenen Effizienzmaßnahmen und alternativen, auf erneuerbaren Energien basierenden, Wärmeversorgungskonzepte für GDRMA bewertet werden können, muss zumindest der tägliche, besser der stündliche Wärmebedarfslastgang bekannt sein. In dem vorigen Kapitel wurden einige Einflussgrößen aufgezeigt, welche einen Einfluss auf den Wärmebedarf zur Kompensation des JTE haben. Maßgeblich getrieben wird der Vorwärmbedarf aber von dem zu entspannenden Gaslastgang, welcher über die GDRMA in das nachgelagerte Verteilnetz eingespeist wird. Da dieser essenzielle Gaslastgang als Archivdatensatz mindestens stündlich für die letzten Jahre vorliegt, stellt sich die Frage, warum es überhaupt einer geeigneten Prognosemöglichkeit bedarf. Begründet werden kann die dennoch bestehende Notwendigkeit in der Tatsache, dass mit der Datenherausgabe i.d.R. ein nicht unerheblicher Aufwand, wie bspw. entsprechende Geheimhaltungsvereinbarungen, einhergeht. Schließlich handelt es sich um sensible Daten, welche einen Rückschluss auf das Verhalten der Kunden oder die Produktion ermöglicht. Außerhalb der Detailplanung bietet die Prognose des Gaslastgangs und damit des Wärmebedarfslastgangs die Möglichkeit aufwandsarm in einem ersten Schritt die grundsätzliche Eignung der GDRMA für alternative Wärmebereitstellungstechnologien zu evaluieren, bevor entsprechende Vereinbarungen die Zusammenarbeit bis zum fertigen Konzept regeln können. Im besten Fall überschneiden sich die benötigten Daten mit den ohnehin schon auf Basis des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), den Netzentgeltverordnungen (GasNEV) sowie den Netzzugangsverordnungen (GasNZV) zwingend jährlich zu veröffentlichten Daten (Brenn-

wert im Versorgungsgebiet, Maximale Jahreshöchstlast, bereitgestellte Jahresmenge an Erdgas, etc.). Nachfolgend sollen in einem ersten Schritt die bestehenden Prognoseverfahren evaluiert werden und insofern erforderlich um ein angepasstes Verfahren erweitert werden.

Prognoseverfahren nach Hellwig und Weiterentwicklung mittels SigLinDe

Die Prognose des Gasabsatzes nimmt infolge eines preisoptimierten Gasbezugs eine immer zentralere Rolle im europäischen Gasmarkt ein. Dies betrifft neben den rein ökonomischen Bezugsoptimierungen auch die physischen Gasflüsse im Fernleitungsnetz. Die nachgelagerten Verteilnetze, welche die eigentlichen Verbraucher beliefern, sind davon verhältnismäßig unabhängig. In der Praxis werden für bessere Prognosen der notwendigen Gasabnahme bezugsstarke Verbraucher über sogenannte registrierte Leistungsmessungen erfasst. Damit ist es möglich, mit wenigen Messstellen bereits einen Großteil des Gasabsatzes, bzw. der Grundlast des Versorgungsgebiets messtechnisch zu erfassen. Die dabei erfassten Industriebetriebe unterliegen produktionsbedingten Schwankungen, welche nur selten prognostizierbar sind. Die Vielzahl der Verbraucher insbesondere Haushaltskunden und damit Wärmekunden, welche für die jahreszeitlichen Schwankungen des Gasabsatzes hauptverantwortlich sind, werden aktuell über solche „intelligenten“ Gaszähler noch nicht großflächig erfasst. Um deren Gasabsatz prognostizieren zu können und nicht kontinuierlich messen zu müssen, wurde erstmals in der Dissertation von (Hellwig, 2003) das sogenannte Standardlastprofilverfahren (SLP-Verfahren) veröffentlicht. Dieses Verfahren hat für definierte Verbrauchergruppen, wie bspw. Einfamilienhäuser (EFH) ein grundsätzlich ähnliches Verbraucherverhalten auf Stunden- sowie Tagesbasis belegt, welches sich in Abhängigkeit zu der Außentemperatur und dem Wochentag ergibt. Nebenbedingung des SLP-Verfahrens ist, dass die Prognose für eine Vielzahl von Verbrauchern erfolgen muss, um einzelne Verbrauchsmuster, wie die individuelle Abwesenheit, ausgleichen zu können. Dieses Verfahren wurde in jüngster Vergangenheit geringfügig überarbeitet und als SLP-Verfahren nach SigLinDe (Sigmoid mit linearer Fortsetzung) veröffentlicht (BDEW et al., 2018). GDRMA verknüpfen als dem Versorgungsnetz vorgelagerte Knotenpunkte eine Vielzahl unterschiedlicher Verbraucher. Dementsprechend kann bei der Analyse der über die Außentemperatur des Versorgungsnetzes aufgetragenen Gasvolumenströme eine direkte Abhängigkeit zur Außentemperatur festgestellt werden. Im Folgenden soll veranschaulicht werden, wie in Abhängigkeit der nachgelagerten Verbraucherstruktur bereits mit dem bestehenden Lastprofilprognoseverfahren nach Hellwig und SigLinDe qualitativ gute Prognosen des Gasvolumenstroms möglich sind.

(Hellwig, 2003) hat in seiner Dissertation eine Reihe von SLP-Profilen gewissen Kundenstrukturen wie EFH, Bäckereien, Wäschereien usw. zugeordnet. Im Rahmen der nachfolgenden Betrachtungen soll auf die SLP-Profile EFH, Mehrfamilienhaus (MFH) und dem Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) zurückgegriffen werden. Neben

dieser grundsätzlichen Unterscheidung der Verbrauchsgruppen werden die jeweiligen SLP-Profile in die zwei Untergruppen: a.) hhgp - hoher Heizwärmebedarf, geringer Prozesswärmebedarf und b.) ghgp - geringer Heizwärmebedarf, hoher Prozesswärmebedarf aufgeteilt. Entsprechend dieser Unterteilung wurden im Zuge der Vorstellung des Verfahrens Bezeichnungen eingeführt, welche in Tabelle 4-1 aufgelistet sind und Anwendung finden sollen.

Tabelle 4-1: Bezeichnung der SLP-Profile mit unterschiedlichen Ausprägungen (BDEW et al., 2018).

Verbraucher- gruppe	Geringer Heizwärmebedarf, hoher Prozesswärmebedarf	Hoher Heizwärmebedarf, geringer Prozesswärmebedarf
EFH	HEF33	HEF34
MFH	HMF33	HMF34
GHD	GHD33	GHD34

In Abbildung 4-6 wird die Ausprägung der beispielhaften Profile EFH und MFH in Abhängigkeit der Außentemperatur anhand der charakteristischen Sigmoidfunktion (S-förmiger Graphen) dargestellt. Aufgetragen ist dabei der nach Gl. (4-4) zu bestimmende Profilkoeffizientenwert bezogen auf die Außentemperatur. Grundsätzlich fällt eine Ähnlichkeit des Verlaufs der Profile in Abbildung 4-6 mit dem Verlauf des Gasdurchsatzes in Abhängigkeit der Außentemperatur des Versorgungsgebietes in Abbildung 4-5 auf. Daneben wird die Linearisierung der Verbräuche ab einer Außentemperatur von etwa 15 °C deutlich. Bei negativen Außentemperaturen unterscheiden sich die Profile in deren Ausprägung.

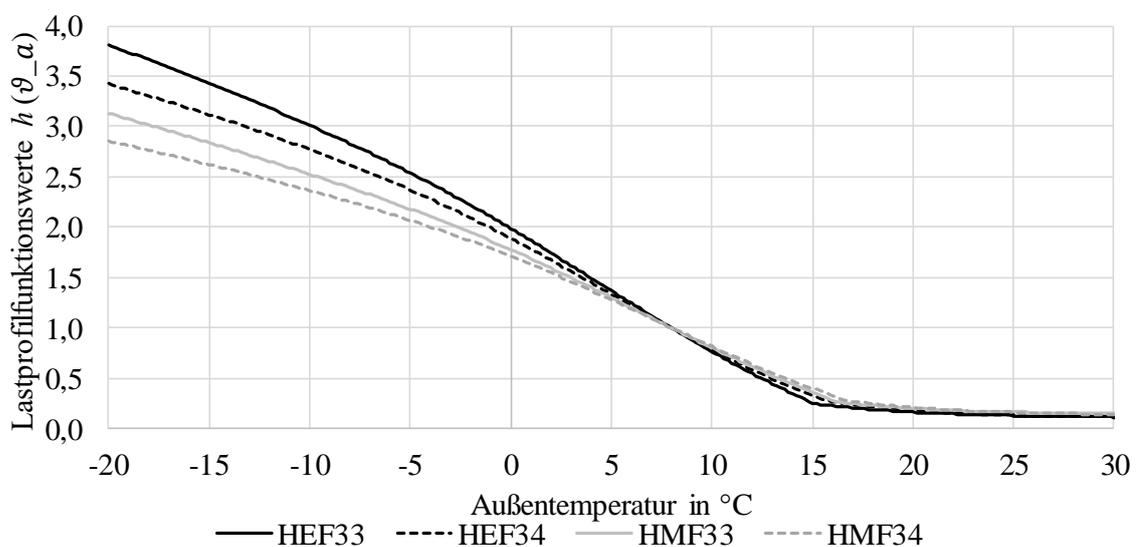


Abbildung 4-6: Veranschaulichung der SLP-Profile mit jeweiliger Ausprägung.

Im Nachfolgenden wird die Erweiterung des SLP-Verfahrens nach SigLinDe erläutert. Auf Basis des gewählten SLP-Profiles kann nach Gl. (4-1) der tägliche Gasdurchsatz ($\dot{V}_{G,d}$) berechnet werden. Nach Gl. (4-2) entspricht (KW) dabei dem Kundenwert der zu prognostizierenden GDRMA, welcher sich durch Division des jährlichen Gasdurchsatzes ($\dot{V}_{G,a}$) durch die Summe der täglichen Profilk Funktionswerte $h(\vartheta_a^*)$ für das Untersuchungsjahr ergibt. Der Profilk Funktionswert ist in dem SLP-Verfahren definiert als Faktor, welcher die Ausprägung des Lastprofils vereinheitlicht und auf eine Temperatur von 8 °C bezieht. Dabei wird der ermittelte tägliche Gasdurchsatz noch ins Verhältnis zu dem entsprechenden Wochentag über die Wochentagfaktoren F_{WT} gesetzt (BDEW et al., 2018). Die Profile HEF und HMF weisen keine Wochentagsabhängigkeit auf.

$$\dot{V}_{G,d} = KW \cdot h(\vartheta_a^*) \cdot F_{WT} \quad (4-1)$$

mit

$$KW = \frac{\dot{V}_{G,a}}{\sum_i^{365} h(\vartheta_a^*)} \quad (4-2)$$

Zur Berechnung der zuvor beschriebenen Zusammenhänge muss der für die Prognose elementare Profilk Funktionswert ($h(\vartheta_a^*)$) in Abhängigkeit des gewählten SLP-Profiles nach Gl. (4-4) auf täglicher Basis für die zugrunde liegende gemittelte Außentemperatur (siehe Gl. (4-3)) bestimmt werden. Die Außentemperatur (ϑ_a^*) wird entsprechend den Vorgaben im Verfahren gemittelt, um die gedämpfte Reaktion der Gebäude infolge der Wärmespeicherung der Gebäudesubstanz zu berücksichtigen (BDEW et al., 2018). Dabei wird anteilig die Temperatur in Bezug zu dem Wetter der vorangegangenen drei Tage gesetzt ($\vartheta_{a(-1d)}$, ($\vartheta_{a(-2d)}$) und ($\vartheta_{a(-3d)}$). Die in dieser Sigmoidfunktion verwendeten Faktoren A bis D können Veröffentlichungen wie (BDEW et al., 2018) entnommen werden. Es handelt sich hierbei um Faktoren, welche kontinuierlich im Zuge von Verbesserungen des Verfahrens angepasst werden und dem Anhang in Tabelle 0-1 zu entnehmen sind (BDEW et al., 2018). Der zweite Teil der Gl. (4-4), ($max\{\dots\}$), beschreibt die Linearisierung des Gasdurchsatzes zu Zeiten hoher Außentemperaturen. Die hierbei verwendeten Linearisierungsterme beschreiben die Steigung und Höhe des sogenannten Heiz- bzw. Warmwassergeraden. Damit ist der Gasverbrauch ab einer Außentemperatur von 15 °C gemeint, ab welcher nur noch eine geringe Abhängigkeit des Verbrauchs zu der tatsächlichen Außentemperatur besteht. Dabei ist der Koeffizient m die Steigung der Geraden (m_H, m_W). Der Ansatzpunkt der Geraden bei 0 °C wird mit dem Koeffizienten b bestimmt (b_H, b_W). Die Temperatur (ϑ_0) wurde in dem Verfahren als Referenztemperatur bei 40 °C definiert. Auf Basis dieser Zusammenhänge über die Gl. (4-1) ist eine Prognose des Gasdurchsatzes nach (Hellwig, 2003) bzw. SigLinDe

(BDEW et al., 2018) für GDRMA möglich. Im Fall der GDRMA handelt es sich weniger um eine Prognose als um eine Herleitung der Archivdaten.

$$\vartheta_a^* = \frac{\vartheta_a + 0,5 \cdot \vartheta_{a(-1d)} + 0,25 \cdot \vartheta_{a(-2d)} + 0,125 \cdot \vartheta_{a(-3d)}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (4-3)$$

$$h(\vartheta_a^*) = \left[\left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_a^* - \vartheta_0} \right)^c} + D \right) \right] + \left[\max \left\{ m_H \cdot \vartheta_a^* + b_H, m_W \cdot \vartheta_a^* + b_W \right\} \right] \quad (4-4)$$

Beide Prognoseverfahren wurden in ihrem Kern dafür entwickelt, SLP-Kunden vorherzusagen wie die EFH, MFH und Betriebe aus dem GHD Bereich. Der Gasdurchsatz für Industriegaskunden hingegen kann hiermit nicht prognostiziert werden. Da Industriebetriebe üblicherweise als so genannte registrierte Leistungsmessungen messtechnisch erfasst werden, wurden sie nicht in der Entwicklung des SLP-Verfahrens berücksichtigt. Für GDRMA mit geringem Industrieanteil liefert das SLP-Verfahren hinreichend gute Ergebnisse. Für den überwiegend von Haushaltskunden geprägten, temperaturabhängigen Gasdurchsatz der GDRMA eines Verteilnetzversorgers kann auf Basis des SLP-Verfahrens eine gute Vorhersage der täglichen Lastgänge des Gasverbrauchs für die Knotenpunkte getroffen werden. Diese Zusammenhänge finden sich in der Abbildung 4-7 wieder. Die Darstellung zeigt das nach Gl. (4-5) ermittelte Bestimmtheitsmaß (R^2) der Ergebnisse bei Anwendung des Verfahrens nach SigLinDe für den Referenzdatensatz von 55 GDRMA und für das Jahr 2015. Dabei ist (y_i) der tatsächliche Wert nach dem Archivdaten der Lastprofile und (\hat{y}_i) die Vorhersage dieses Gasdurchsatzes sowie (\bar{y}) der Mittelwert dieser Daten.

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2} \quad (4-5)$$

Dabei wurden alle drei SLP-Profile in deren jeweiligen Variation des Heizwärme- und Prozesswärmeanteils sowohl über das gesamte Jahr als auch für den Sommer (1.5. – 30.9) in der Abbildung 4-7 evaluiert. Es zeigen sich grundsätzlich ähnliche Resultate. Das bestehende SLP-Verfahren ist demnach für eine Vielzahl an GDRMA hinreichend genau und liefert Bestimmtheitsmaße über das Jahr von über 90 %. Die verschiedenen Ausprägungen der SLP-Profile ergeben ähnlich gute Resultate. Offensichtliche und im weiteren Verlauf der Arbeit diskutierte Einschränkungen ergeben sich noch für wenige GDRMA und während des Sommers. Das SLP-Profil GHD34 liefert dabei auf jährlicher Betrachtungsbasis geringfügig bessere Ergebnisse als die anderen Profile. Im Sommer können mit 1..2 % höhere Bestimmtheitsmaße erzielt werden. Die Ergebnisse des Profils GHD34 sind vergleichbar mit

dem Profil HEF33. Für das im weiteren Verlauf entwickelte Verfahren soll das Profil HEF33 dem geringfügig besser geeigneten Profil GHD34 bevorzugt werden. Zwar weisen die GHD Profile geringfügig bessere Ergebnisse infolge der stärker ausgeprägten Grundlast und bereits berücksichtigten Wochentagabhängigkeit auf. Die Ausprägung des Wochenendes reicht jedoch nicht aus, um die Effekte durch versorgte Industrieunternehmen zu beschreiben. Da im Verfahren selbst ebendiese Wochentagabhängigkeiten mit einbezogen werden sollen, wird hier empfohlen ein in diesem Punkt neutrales Profil, wie das des HEF33 zugrunde zu legen. Geringfügig schlechteren Ergebnisse im Basisverfahren werden akzeptiert.

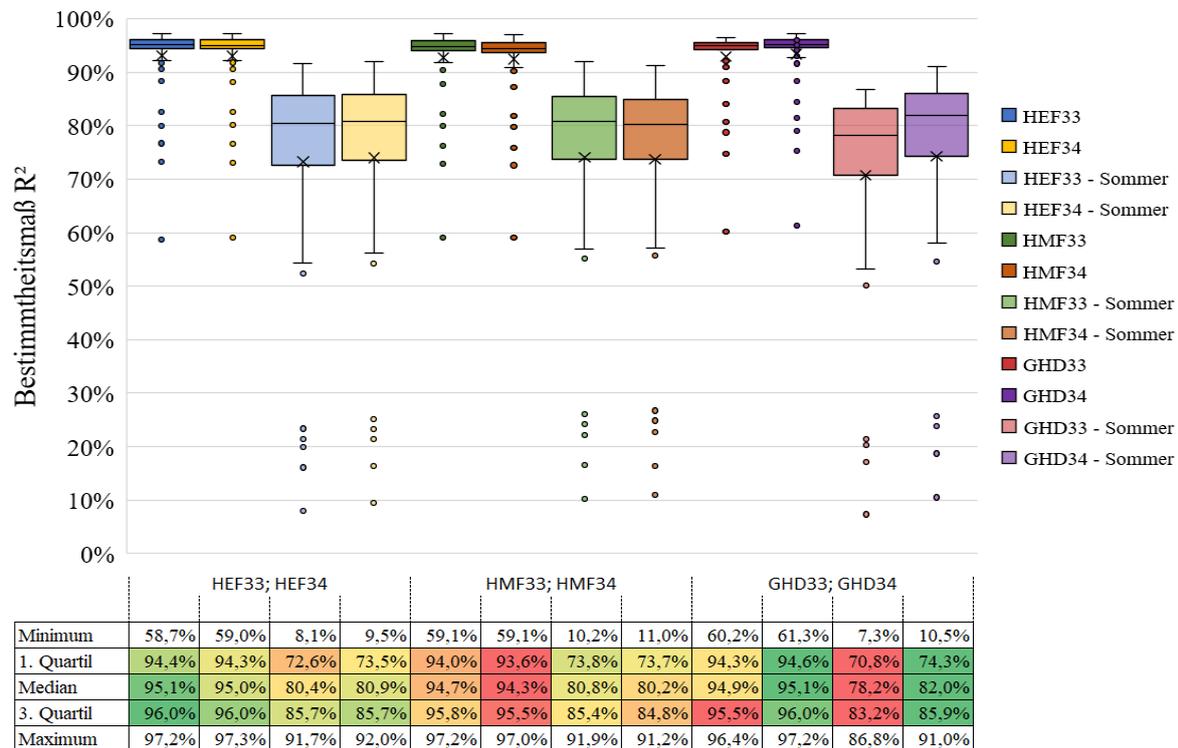


Abbildung 4-7: Vergleich der vorausgewählten SLP-Profile für deren Eignung hinsichtlich der Herleitung der Lastgänge der Referenzmenge der 55 GDRMA zum einen über das gesamte Jahr und zum anderen für den Sommer (1.5. – 30.9.) anhand der Daten von 2015.

Am Beispiel des Jahres 2015 sollen für das SLP-Profil HEF33 die GDRMA in Abhängigkeit von deren mittleren Durchflüssen und somit Leistungsgrößen analysiert werden. Diesen GDRMA wurde in einem ersten Schritt jeweils die nächstgelegene und bspw. in der Höhe vergleichbare Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes zugeordnet (DWD, 2018). Zur Visualisierung der Ergebnisse ist in Abbildung 4-8 das Bestimmtheitsmaß (R^2) des SLP-Verfahrens für den täglichen Gasdurchsatz auf Basis des Profils HEF33 dargestellt. Dafür wurde auf täglicher Basis der prognostizierte mit dem tatsächlichen Gasdurchsatz verglichen, die Abweichung quantifiziert und für das Jahr zusammengefasst. Wie bereits beschrieben, zeigen sich hinreichend genaue Bestimmtheitsmaße für kleinere und damit mehrheitlich für die temperaturabhängigen GDRMA (in diesem Fall bis durchschnittlich 20.000 Nm³/d).

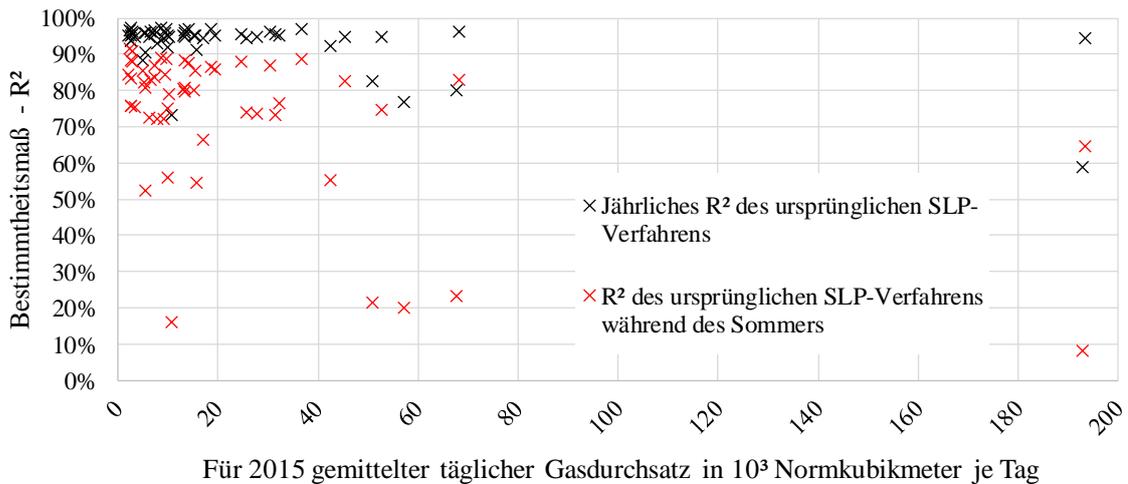


Abbildung 4-8: Bestimmtheitsmaß der jeweiligen GDRMA über das Jahr und den Sommer des ursprünglichen SLP- Prognoseverfahrens auf Basis des HEF33, berechnet für 2015.

Der sommerliche Gasdurchsatz wird deutlich schlechter hergeleitet. Bei diesen GDRMA kommt es i.d.R. infolge der versorgten Industrieunternehmen und damit einhergehenden Grundlast zu einer Abweichung bei der Herleitung der Gaslastgänge. Es handelt sich dabei entsprechend um GDRMA vom Typ Ia oder IIa. Da diese aber über deren sommerliche, industriell bedingte Grundlast das Potenzial für die Einbindung erneuerbarer Energien gewährleisten, soll das Verfahren im Folgenden entsprechend angepasst werden.

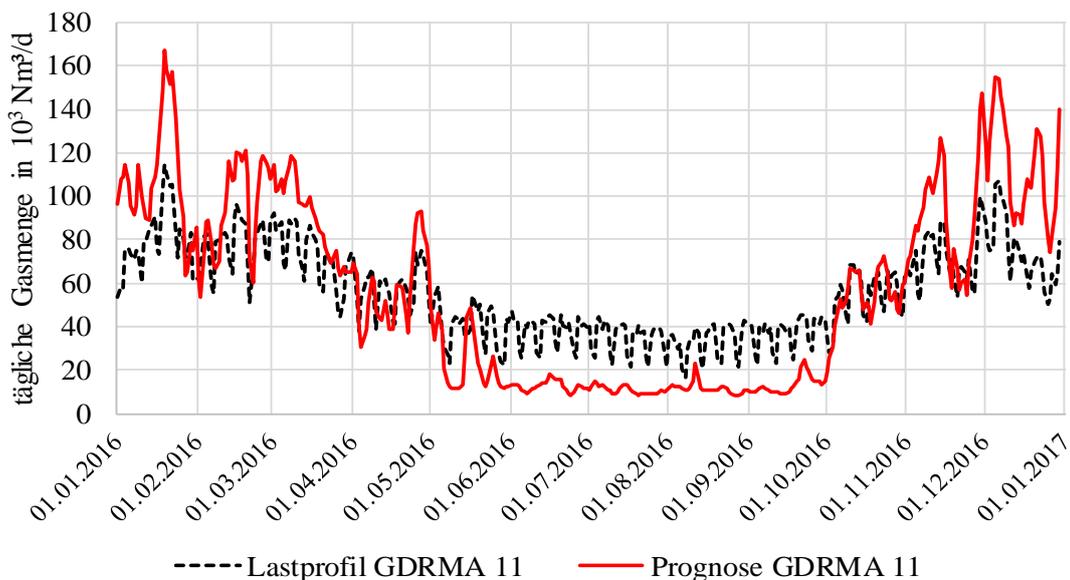


Abbildung 4-9: Prognose der Gasdurchsätze auf Basis des SLP-Verfahrens, Profil HEF33, für die von einer industriellen Grundlast geprägten GDRMA 11.

In Abbildung 4-9 ist die Unterschätzung der industriellen Grundlast am Beispiel eines GDRMA-Lastgangs dargestellt. Das Lastprofil zeigt eine GDRMA, welche über einen deutlichen industriellen Grundlastanteil verfügt (gestrichelte schwarze Linie). Das für diese GDRMA durchgeführte SLP-Verfahren auf Basis des Profils HEF33 führt zu dem dargestellten Prognoselastprofil (rote Linie). Augenscheinlich fällt die Überschätzung in dem Winterhalbjahr und die Unterschätzung des tatsächlichen Gaslastgangs in den Sommermonaten auf. Zielführend wäre es, in einer Weiterentwicklung des Verfahrens diese industriell bedingte Grundlast zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird entsprechend des beispielhaften Verlaufs deutlich, dass mit der industriellen Grundlast ein verminderter Wochenendbedarf einhergeht, welchen es abzuschätzen gilt.

Prognoseverfahren nach Mischner für den täglichen Gasdurchsatz einer GDRMA

Neben dem beschriebenen SLP-Verfahren von (Hellwig, 2003 und BDEW et al., 2018) hat (Mischner et al., 2015) das Verfahren in seinen Grundzügen bereits auf GDRMA angewendet. Auch Mischner geht davon aus, dass die Wärmekapazität der im Versorgungsgebiet beheizten Gebäudesubstanz eine Dämpfung der Auswirkungen der Außentemperatur (ϑ_a) auf den Gaseinsatz zur Folge hat, weshalb hierbei ebenfalls die Mehrtagesmitteltemperatur (ϑ_a^*) nach Gl. (4-3) für die Prognose zu nutzen ist. Für die Herleitung des täglichen Gaslastgangs einer beliebigen GDRMA schlägt (Mischner et al., 2015) die in Gl. (4-6) und (4-7) aufgezeigten beiden Berechnungsansätze vor. Diese wurden anhand eines Referenzgebiets entwickelt.

$$\dot{V}_{G,d}(\vartheta_a^*) = \left(\frac{1}{1,004 + e^{0,148 \cdot \vartheta_a^* - 0,612}} + 0,142 \right) \cdot \dot{V}_{G,d,max} \quad (4-6)$$

$$\dot{V}_{G,d}(\vartheta_a^*) = \left(\frac{1}{0,505 + e^{0,145 \cdot \vartheta_a^* - 1,242}} + 0,278 \right) \cdot \dot{V}_{G,d,m} \quad (4-7)$$

Die Prognose des täglichen Gasdurchsatzes erfolgt dabei in Gl. (4-6) unter Verwendung der maximalen Tagesleistung ($\dot{V}_{G,d,max}$) und bei Gl. (4-7) über den arithmetischen Mittelwert der täglichen Gasdurchsätze ($\dot{V}_{G,d,m}$). Entsprechend der Gleichungen wird bei dem Verfahren von Mischner zwar eine industrielle Grundlast berücksichtigt, diese wird allerdings pauschal durch die Gleichungsbestandteile (+ 0,142; + 0,278) angesetzt. Inwieweit dieser Ansatz zielführend ist und die bestehende Ungenauigkeit zu den für erneuerbare Wärmeversorgungssysteme besonders interessanten Zeiten im Sommer Genüge getan wird, soll im Weiteren untersucht werden.

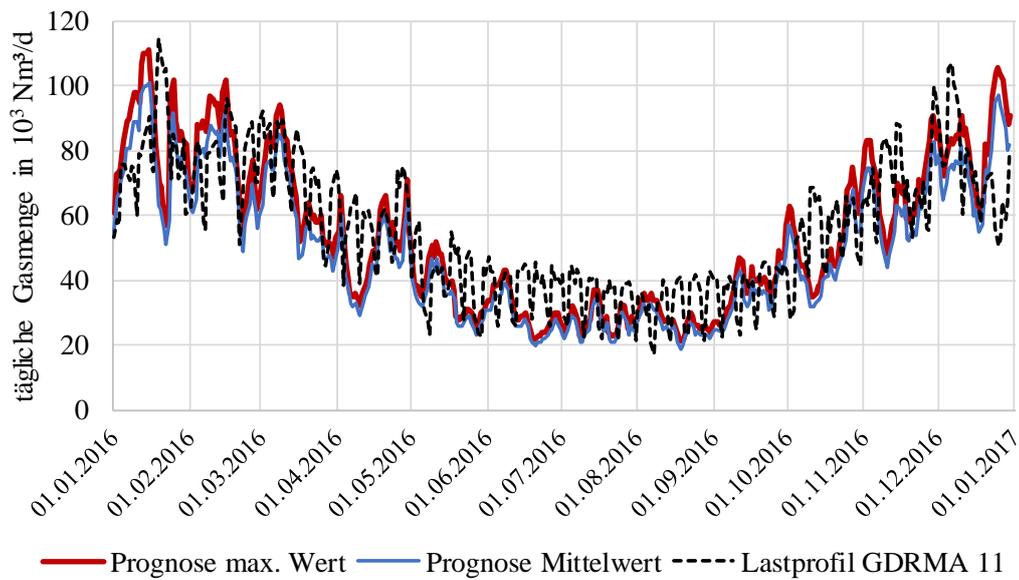


Abbildung 4-10: Prognose des Gasdurchsatzes der GDRMA 11 nach (Mischner et al., 2015).

Beispielhaft für zwei GDRMA ist in Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 eine erste Auswertung bzw. Veranschaulichung dieser Prognosemöglichkeit aufgezeigt. Während das tägliche Lastprofil mit den Berechnungsansätzen nach Mischner für die GDRMA 11 (Abbildung 4-10) mindestens noch für den grundsätzlichen Verlauf wiedergegeben werden kann, so gelingt dies schon nicht mehr für die GDRMA 12 (Abbildung 4-11) infolge einer geringfügig schwächer ausgeprägten industriellen Grundlast. Darüber hinaus wird der außentemperaturabhängige Verlauf nur bedingt wiedergegeben und Abschwächungen des Gasdurchsatzes infolge von Wochenenden und Feiertagen finden keine Berücksichtigung.

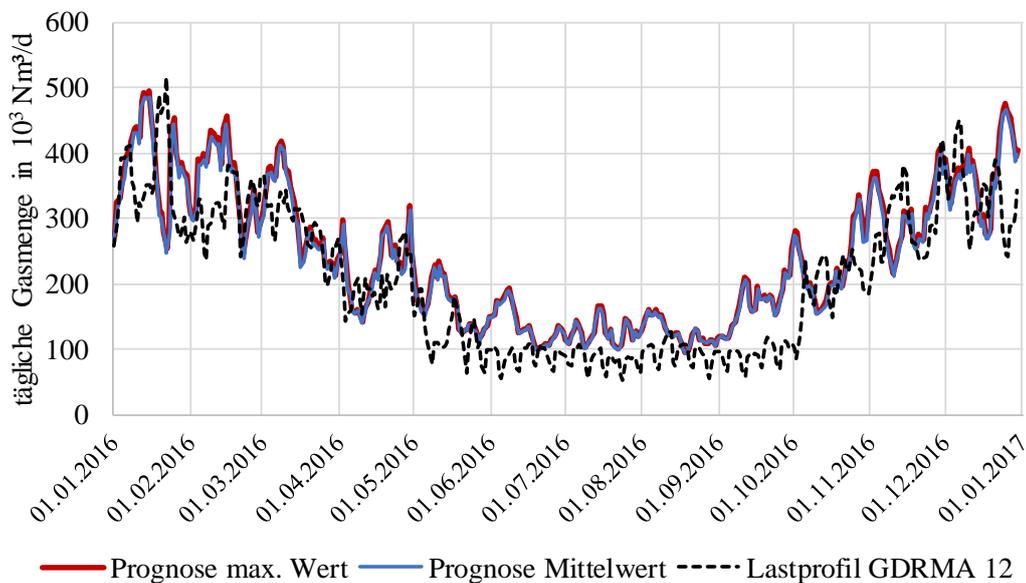


Abbildung 4-11: Prognose des Gasdurchsatzes der GDRMA 12 nach (Mischner et al., 2015).

Die Ergebnisse bei Anwendung des Mittelwertverfahrens nach Mischner wurden in Abbildung 4-12 zusammengefasst. Anhand des Bestimmtheitsmaßes für das gesamte Jahr sowie den Zeitraum des Sommers von 1.5. bis 30.9. zeigen sich signifikante Genauigkeitseinbußen in der Herleitung der realen Gasdurchsätze. Während über das Jahr die Mehrzahl der GDRMA ein Bestimmtheitsmaß von 60..70 % aufweist, so reduziert sich dieses weiter für die Sommermonate. Ähnliche Ergebnisse konnten bei dem zweiten, am Maximalwert der GDRMA orientierenden Verfahren nach Mischner festgestellt werden. Die Berechnungsansätze erweisen sich als ungeeignet für das zu entwickelnde Vorhersagetool.

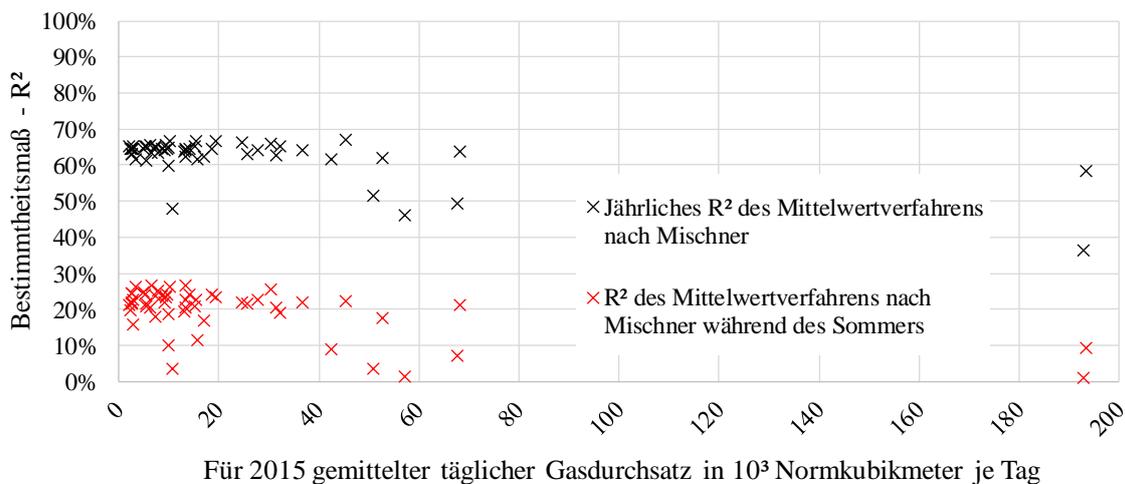


Abbildung 4-12: Bestimmtheitsmaß der jeweiligen GDRMA über das Jahr und den Sommer nach dem Mittelwertverfahren von (Mischner et al., 2015) für 2015.

Folglich ist das Verfahren nach Mischner, als auch das ursprüngliche SLP-Verfahren ohne Anpassungen nicht hinreichend genau für eine allgemeingültige Vorhersage des Gasdurchsatzes, um darüber auf den täglichen Wärmebedarfslastgang der zu betrachtenden GDRMA zu schließen. Neben diesem aktuellen Stand der Wissenschaft soll darauf aufbauend im das entwickelte Verfahren vorgestellt werden.

Es kann festgestellt werden, dass mit den bestehenden Verfahren nach (Hellwig, 2003) und SigLinDe (BDEW et al., 2018) GDRMA, welche über einen hohen Heizgaskundenanteil verfügen, gut abgebildet werden können. Der Gasdurchsatz von industriell geprägten GDRMA kann hingegen nicht hinreichend genau hergeleitet werden, weshalb hier das bestehende SLP-Verfahren erweitert werden muss. Da mit dem bestehenden SLP-Verfahren bereits ein Großteil der GDRMA sehr gut prognostiziert werden kann, soll dieses Verfahren als Grundlage für die weiteren Überlegungen genutzt werden.

4.4. Neuer Ansatz zur Herleitung der Gasdurchsätze von GDRMA

Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt wurde, ist der Gasdurchsatz von GDRMA zumeist von der Außentemperatur abhängig und somit grundsätzlich nach dem SigLinDe-Verfahren prognostizierbar. Da in dem klassischen SLP-Verfahren nicht die industrielle Grundlast hinreichend berücksichtigt wird, ermöglicht diese Prognose lediglich für GDRMA mit überwiegendem Haushaltskundenanteil oder den sonstigen klassifizierten Verbrauchern wie bspw. GHD eine Vorhersage. Die Erweiterung des Verfahrens nach Mischner versucht eine industrielle Grundlast über die entsprechenden fixen Aufschläge von 14,2, bzw. 27,8 % zu berücksichtigen, wodurch jeder GDRMA eine ähnlich ausgeprägte Grundlast gewissermaßen unterstellt wird. Ziel des neu zu entwickelnden Verfahrens ist es daher, auf Basis des SLP-Verfahrens eine grundsätzliche Temperaturabhängigkeit des Gaslastgangs und darüber hinaus Ausprägungen der industriellen Grundlast sowie des Wochenendes zu berücksichtigen.

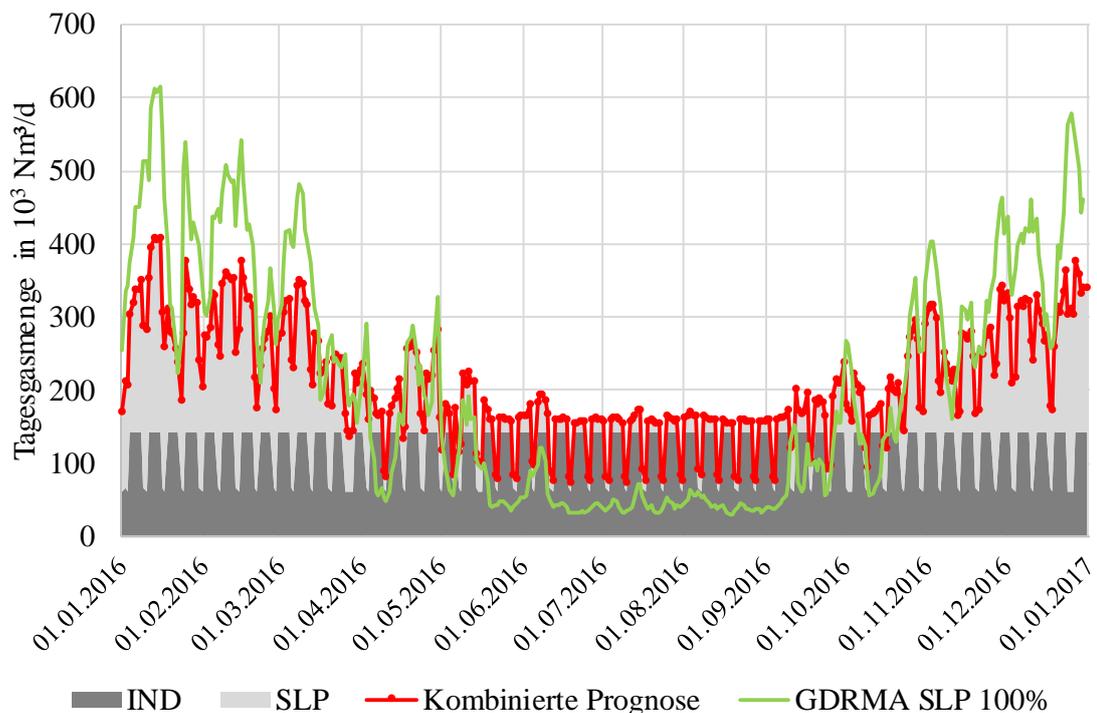


Abbildung 4-13: Grundlagen des neu zu entwickelnden Prognoseverfahrens am Beispiel von einer GDRMA mit Industrie- (IND) sowie temperaturabhängigem Anteil (SLP) und einer GDRMA mit ausschließlich außentemperaturabhängigen Kunden (GDRMA SLP 100% - grün).

Dieses neu entwickelte Verfahren soll anhand der beiden in Abbildung 4-13 veranschaulichten für GDRMA charakteristischen Verläufe erläutert werden. Grundsätzlich dient das SLP-Verfahren nach Hellwig mit dessen Erweiterung nach SigLinDe nach Gl. (4-1) als Basis. Wie bereits erläutert, ist ein Lastgang, wie der in der Abbildung dargestellte GDRMA SLP 100%, mit überwiegenden Raumheizungskunden bereits auf Basis der Summe des jähr-

lichen Gasdurchsatzes ($\dot{V}_{G,a}$) prognostizierbar. Mit zunehmender und zumeist durch die versorgte Industrie bedingter Grundlast ist eine Prognose des Gasdurchsatzes hingegen nicht mehr möglich (siehe Abbildung 4-8). Ein entsprechender täglicher Verlauf des Gasdurchsatzes einer GDRMA mit hohem Industrieanteil ist in Abbildung 4-13 ebenfalls dargestellt. Die in Abbildung 4-13 veranschaulichten Gasdurchsätze von zwei GDRMA haben einen identischen jährlichen Gasdurchsatz. Weisen zwei Lastprofile von verschiedenen GDRMA den gleichen jährlichen Gasdurchsatz auf, so ist bei einem hohen Industrieanteil mit einer entsprechend hohen sommerlichen Grundlast von einem geringen Verhältnis des Gasdurchsatzes zwischen Winter und Sommer auszugehen. In dem adaptierten SLP-Verfahren wird davon ausgegangen, dass sich die jährliche Gasmenge ($\dot{V}_{G,a}$) entsprechend der Gl. (4-8) aus dem beschriebenen SLP-Anteil ($\sum \dot{V}_{SLP,d}$) und der industriellen Grundlast ($\sum \dot{V}_{IND,d}$) zusammensetzt. Beispielhaft soll anhand der zweiten GDRMA (rot - kombinierte Prognose) der sich im Zuge dieses Verfahrens ergebende Industrieanteil ($\sum \dot{V}_{IND,d}$) bestimmt und einbezogen werden. Der verbleibende jährliche Gasdurchsatz (SLP-Anteil ($\sum \dot{V}_{SLP,d}$)) ergänzt den Gasdurchsatz.

$$\dot{V}_{G,a} = \sum \dot{V}_{SLP,d} + \sum \dot{V}_{IND,d} \quad (4-8)$$

Kern des Verfahrens ist es damit, dass ein gewisser Industrieanteil nahezu konstant als Grundlast im Jahr vorliegt, welche von dem jährlichen Gasdurchsatz der GDRMA abzuziehen ist. Die verbleibende Gasmenge der außentemperaturabhängigen Kunden steht für das SLP-Verfahren nach Gl. (4-1) zur Verfügung und wird entsprechend der Außentemperatur über die Tage des Referenzjahres verteilt. Insofern der Industrieanteil bekannt ist, weil es sich bspw. um einen einzigen großen Verbraucher handelt, kann dieser auch direkt von dem herzuleitenden Gasdurchsatz abgezogen werden. Insofern der Industrieanteil der GDRMA nicht bekannt ist, bzw. nicht in der Präqualifizierung der GDRMA für weitergehende Untersuchungen zur Verfügung steht, muss das Verfahren um die Herleitung des Industrieanteils erweitert werden. Annahme dieser Erweiterung ist, dass die Ausprägung des industriellen Grundlastanteils einen Einfluss auf das Verhältnis aus sommerlichem und winterlichem Gasdurchsatz und folglich auf die Spitzenlast ($\dot{V}_{G,d,max}$) hat. Für die Erweiterung der Gl. (4-8) soll der industrielle Grundlastanteil durch einen Faktor (x_1) anteilig an der Spitzenlast, dem Tagesmaximum des Gasdurchsatzes ($\dot{V}_{G,d,max}$), berechnet werden. Die entsprechenden Zusammenhänge sind in Gl. (4-9) dargestellt. Diese Annahme wird im weiteren Verlauf zusätzlich um eine Wochentagsabhängigkeit erweitert, weshalb (x_1) in diesem Schritt als industrieller Anteil an einem Wochentag eingeführt werden soll.

$$\dot{V}_{G,a} = \sum \dot{V}_{SLP,d} + \sum \dot{V}_{IND,d} = \sum (\dot{V}_{SLP,d} + \dot{V}_{G,d,max} \cdot x_1) \quad (4-9)$$

In Abbildung 4-13 ist der Industrieanteil der roten Kurve ($\sum \dot{V}_{IND,d}$) über die dunkelgrauen Blöcke dargestellt. Die Ausprägung des Industrieanteils richtet sich dabei vereinfacht nur nach deren Ausprägung sowie dem Einfluss von Wochenenden und Feiertagen. Mit zunehmendem Industrieanteil ergibt sich folglich eine höhere Grundlast, welche vom jährlichen Gasdurchsatz abgezogen wird. Der verringerte jährliche Gasdurchsatz ($\sum \dot{V}_{SLP,d}$) steht im zweiten Schritt wiederum dem SLP-Verfahren nach SigLinDe zur Verfügung. Zum Abschluss werden beide tägliche Ergebnisse addiert. In diesem Beispiel befindet sich die tägliche Spitzenlast bei etwa 400.000 Nm³/d, die sommerliche Grundlast bei etwa 175.000 Nm³/d und die vermeintliche industrielle Grundlast bei 150.000 Nm³/d. Demzufolge ergibt sich ein Industrieanteil (x_1) von 37,5 %. Die im Sommer verbleibenden 25.000 Nm³/d, werden mittels des SLP-Verfahrens bestimmt, da hier entsprechend der Linearisierung der Verbräuche nach SigLinDe ab etwa 15 °C ein Gasdurchsatz zur Bereitstellung bspw. des Trinkwarmwassers zu Grunde gelegt werden kann (BDEW et al., 2018).

Bei dem nach Gl. (4-9) vorgeschlagenen Verfahren handelt es sich um ein iteratives Verfahren, bei dem solange der industrielle Grundlastfaktor (x_1) verändert wird, bis in Abhängigkeit der Spitzenlast und des verbleibenden außentemperaturabhängigen Gasdurchsatzes eben diese Spitzenlast durch Addition der beiden Terme erreicht wird. Ziel des iterativen Verfahrens ist es, damit sowohl exakt den jährlichen Gasdurchsatz als auch die Spitzenleistung abbilden zu können. Vereinfacht gesagt, lässt sich damit über das Verhältnis von Spitzenleistung zu jährlichem Gasdurchsatz die industrielle Grundlast bzw. der Industrieanteil ableiten. Angelehnt an das vorangegangene Beispiel beträgt entsprechend der Abbildung 4-13 der temperaturabhängige Anteil des Gasdurchsatzes ($\dot{V}_{SLP,a}$) am Spitzenlasttag etwa 250.000 Nm³/d. Damit kann in Kombination mit dem industriellen Grundlastanteil der Gasdurchsatz an diesem Tag prognostiziert werden. Wird hingegen (x_1) geringer gewählt, verringert sich der Industrieanteil, wodurch sich die verbleibende Gasmenge für das ursprüngliche SLP-Verfahren vergrößert. Da das SLP-Profil temperaturabhängiger ist, wird der Gasverbrauch stärker zugunsten kalter Tage verteilt, weshalb sich am Spitzenlasttag der Gasdurchsatz ($\dot{V}_{SLP,d}$) entsprechend erhöht und den Gesamtgasdurchsatz höher prognostiziert. Entsprechend hat eine geringfügige Verkleinerung der industriellen Gasmenge eine deutliche Steigerung der Prognose der Spitzenlast zur Folge.

$$\begin{aligned} \dot{V}_{G,a} &= \sum \dot{V}_{SLP,d} + \sum \dot{V}_{IND,d} \\ &= \sum \dot{V}_{SLP,d} + \sum \left(\dot{V}_{G,d,max} \cdot x_1 \cdot (n_{WD} + x_2 \cdot n_{Sa} + x_3 \cdot n_{So}) \right) \end{aligned} \quad (4-10)$$

Neben diesen Zusammenhängen wurde bereits an verschiedenen Stellen des aktuellen Kapitels der mit dem industriellen Anteil einhergehende Einfluss auf den Gasdurchsatz an den Wochenenden eingegangen. Für eine entsprechende Abbildung der Einflüsse sind die Zu-

sammenhänge in Gl. (4-10) zusammengeführt und erweitert worden. Neben dem industriellen Grundlastfaktor für einen Werktag (x_1), soll der Samstagfaktor (x_2) sowie ein Sonntagfaktor (x_3) eingeführt werden. Diese beiden zusätzlichen Faktoren stellen das Verhältnis dar, um welches sich der industrielle Grundlastfaktor des Werktags am Samstag und Sonntag absenkt. Daneben ist n die Anzahl der Tage des betrachteten Kalenderjahres für die das jeweilige Wochentagkriterium zutrifft. Entsprechend der durchgeführten Untersuchungen steigert sich die Vorhersagegenauigkeit des Verfahrens, wenn gesetzliche Feiertage wie Sonntage gesondert berücksichtigt werden. Bei der Berechnung des Verfahrens wird wie bereits zuvor erst der industrie-, bzw. grundlastbedingte jährliche Gasdurchsatz bestimmt und in einem zweiten Schritt der verbleibende Gasbedarf über das SLP-Verfahren temperaturabhängig auf die Tage verteilt, (Gl. (4-1) bis Gl. (4-4)), mit dem Ziel sowohl die Gasmenge vollständig als auch den Spitzenwert abzubilden. Für die praktische Anwendbarkeit des Verfahrens bietet es sich an, die Wochenendfaktoren möglichst allgemeingültig festzulegen und somit zu einer schnellen Lösung des unbekanntem industriellen Grundlastfaktors zu kommen. Dafür wurden die 14 der 55 GDRMA des Referenzdatensatzes mit einem industriellen Grundlastfaktor x_1 von über 10 % ausgewertet. Über die Auswahl wurde eine stärkere Fokussierung auf die industriell geprägten GDRMA gelegt. Es ergeben sich die in Abbildung 4-14 dargestellten Abhängigkeiten der Faktoren für Samstag und Sonntag. Die Ergebnisse zeigen bei 80 % eine stärkere industrielle Grundlast an Samstagen und einen schwächer ausgeprägten Anteil des Sonntagsverbrauchs. Dieser Zusammenhang konnte bereits für die industriell ausgeprägte GDRMA in Abbildung 4-4 festgestellt werden. Da diese beiden Faktoren im Zuge des Verfahrens eine erste Einbeziehung des verringerten, individuellen Wochenendgasbedarfs der versorgten Industrie ermöglichen sollen, wird hier eine Festlegung auf den Mittelwert dieser Industrie geprägten GDRMA mit x_2 gleich 0,47 und x_3 gleich 0,42 empfohlen. Bei entsprechender Datenabfrage und Erweiterung der Gl. (4-12) kann der sich individuell ergebende Wochenendbedarf einbezogen werden.

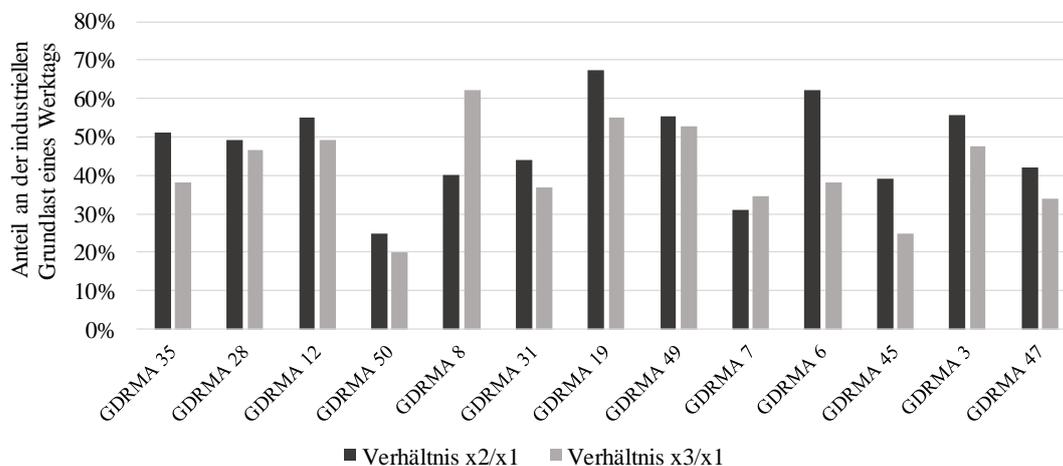


Abbildung 4-14: Verhältnis des Industrieanteil am Samstag/Sonntag im Verhältnis der Werktage.

Mit der nachfolgenden Abbildung 4-15 soll beispielhaft die auf Basis dieses verbesserten Verfahrens mögliche Prognose veranschaulicht werden. Aufgetragen sind erneut die beiden GDRMA aus Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 als beispielhafte GDRMA mit ausgeprägter industrieller Grundlast, welche nun mit der Herleitung nach dem zuvor beschriebenen angepassten Verfahren erläutert werden. Augenscheinlich lässt sich eine signifikante Verbesserung des reinen SLP-Verfahrens erkennen. Die guten Prognosen für die sehr unterschiedlichen GDRMA zeigen, dass dieses Verfahren für GDRMA mit unterschiedlichem Grundlastanteil angewendet werden kann. Dabei wurde die dargestellte Prognose lediglich auf Basis der maximalen Tagesleistung und des jährlichen Gasdurchsatzes sowie der Außentemperatur im durch die GDRMA versorgten Gebiet durchgeführt.

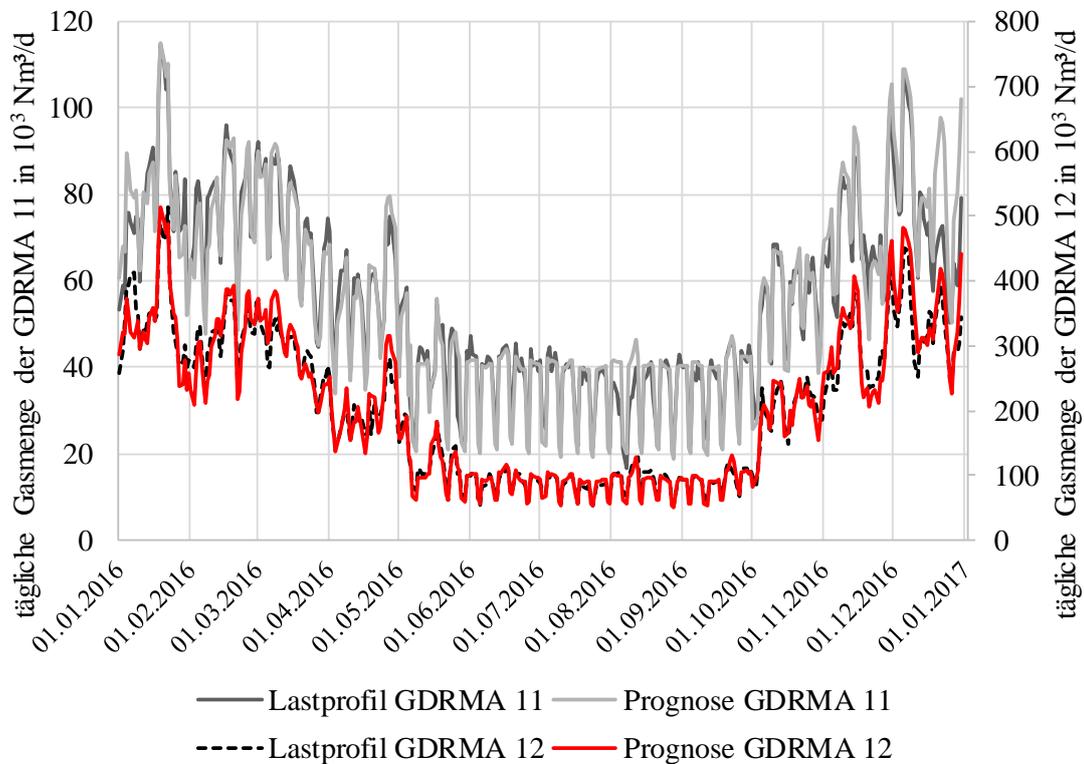


Abbildung 4-15: Beispielhaft durchgeführte Prognose zweier täglicher GDRMA 11 & 12 Lastgänge ohne direkte Berücksichtigung der vorherrschenden sommerlichen Grundlast.

Dieses Beispiel zeigt, welche guten Resultate bei der Herleitung der Gasdurchsätze erzielt werden. Darüber hinaus wurde das vorgestellte Verfahren auf Basis der Gl. (4-10) auf die anderen GDRMA angewendet sowie das Bestimmtheitsmaß zwischen der täglichen Prognose und dem realen Lastprofil für 2015 ermittelt und in Abbildung 4-16 veranschaulicht. Im Vergleich zu Abbildung 4-8 können mit dem überarbeiteten Herleitungsverfahren ganzjährig für nahezu alle GDRMA des Referenzdatensatzes Bestimmtheitsmaße von über 90 % erzielt werden. Die dabei erforderlichen Parameter des jährlichen Gasdurchsatzes und des

Tagesmaximums dienen dabei als Basis des Verfahrens. Gerade im Bereich der leistungsstärkeren GDRMA konnte das Ziel erreicht werden eine bessere Herleitung des Gasdurchsatzes auch bei Vorhandensein einer industriellen Grundlast zu erreichen. Dieser Umstand zeigt sich insbesondere in Hinblick auf das Bestimmtheitsmaß für die Herleitung des täglichen Gasdurchsatzes in den Sommermonaten. Mehrheitlich wird mit dem verbesserten Verfahren ein Bestimmtheitsmaß für diesen Zeitraum von mehr als 80 % erreicht. Neben diesen durchweg guten Ergebnissen kann der tägliche Gasdurchsatz im Sommer für sieben GDRMA nur mit einem Bestimmtheitsmaß zwischen 45..72 % hergeleitet werden.

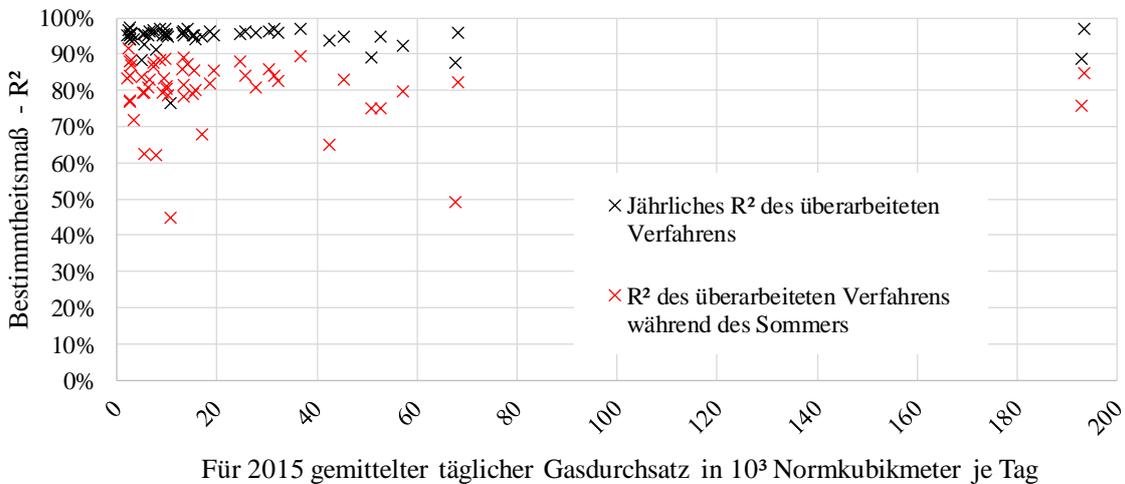


Abbildung 4-16: Ergebnisse des weiterentwickelten Prognoseverfahrens für das SLP-Profil HEF33 beispielhaft gefittet an den Tageslastgängen des zweiten Betriebsjahrs.

Trotz der bereits guten Resultate auf Basis der beiden charakteristischen Parameter soll überprüft werden, ob das Prognoseverfahren mit weiteren Informationen über den bestehenden Gasdurchfluss verbessert werden kann. Hierbei ist insbesondere zu untersuchen, ob sich die Kenntnis des sommerlichen Gasdurchsatzes positiv auf die Güte des Prognoseverfahrens auswirkt. Um diese Fragestellung zu beantworten, wurde das Verfahren in einem zweiten Schritt entsprechend angepasst.

Um für die Überprüfung des Referenzdatensatzes die entsprechenden Wochentagfaktoren automatisiert zu ermitteln, soll das Verfahren entsprechend erweitert werden. Als Grundgedanke hinter diesem Ansatz wird ebenfalls auf die zuvor getroffene Überlegung zurückgegriffen, dass das Verhältnis aus Sommer- und Winterbedarf für eine beliebige Temperatur über das jeweilige SLP-Profil anhand des temperaturspezifischen Verbrauchsfaktors $h(\vartheta)$ bestimmt werden kann. Die temperaturunabhängige industrielle Grundlast ist somit in beiden Tagessummen der Gasdurchsätze einer GDRMA enthalten. Um automatisiert die jewei-

ligen Verbrauchswerte einer GDRMA im Sommer an einem Werktag ($\dot{V}_{Sommer,WD}$) aus deren realen Lastgängen zu ermitteln, wird neben dem Jahres-Spitzenwert auf die Mittelwerte aller Tagesverbräuche zurückgegriffen, an denen die Tagesmitteltemperatur größer als 15 °C ist. Die Festlegung dieser Temperatur erfolgte anhand des Linearisierungsterms nach Sig-LinDe, welcher einen identischen prognostizierten Verbrauch ab eben jener mittleren Tagesaußentemperatur zur Folge hat. Dabei soll der Tag mit den maximalen Verbräuchen ins Verhältnis zum sommerlichen Gasdurchsatz entsprechend Gl. (4-11) gesetzt werden.

$$\frac{h_1(\vartheta_{\dot{V}_{G,d,max}})}{h_2(\vartheta_{\dot{V}_{Sommer,WD}})} = \frac{\dot{V}_{G,d,max} - x_1 \cdot \dot{V}_{G,d,max}}{\dot{V}_{Sommer,WD} - x_1 \cdot \dot{V}_{G,d,max}} \quad (4-11)$$

So wie sich für den maximalen Tag der Gasdurchsatz aus dem Industrie- und SLP-Anteil ergibt, kann ebenfalls der Gasbedarf für einen Wochentag im Sommer bestimmt werden.

Für die Berechnung des industriellen Grundlastfaktors x_1 aus dem sommerlichen Gasdurchsatz ergibt sich bei Umstellung des Zusammenhangs aus Gl. (4-11) nach dem industriellen Grundlastanteil x_1 entsprechend die nachfolgende Gl. (4-12):

$$x_1 = \frac{1 - \frac{h_1(\vartheta_{\dot{V}_{G,d,max}})}{h_2(\vartheta_{\dot{V}_{Sommer,WD}})} \cdot \frac{\dot{V}_{Sommer,WD}}{\dot{V}_{G,d,max}}}{1 - \frac{h_1(\vartheta_{\dot{V}_{G,d,max}})}{h_2(\vartheta_{\dot{V}_{Sommer,WD}})}} \quad (4-12)$$

Analog kann auf diese Weise die Berechnung der industriellen Grundlast an einem Samstag ($x_1 \cdot x_2 \cdot \dot{V}_{G,d,max}$) und ebenfalls für einen Sonntag berechnet werden ($x_1 \cdot x_3 \cdot \dot{V}_{G,d,max}$).

Der mit den zusätzlichen Informationen einhergehende Grad der Genauigkeitsverbesserung gegenüber dem ersten beschriebenen Verfahren wird in Abbildung 4-17 dargestellt. Dabei ist einzig die sommerliche Grundlast an einem Werktag berechnet und als industrieller Grundlastanteil in das Verfahren nach Gl. (4-10) einbezogen worden. Das jährliche Bestimmtheitsmaß fast aller GDRMA befindet sich nun im Bereich von über 90 %, das Bestimmtheitsmaß im Zeitraum von 1.5. bis 30.9. konnte deutlich gesteigert werden. Es zeigt sich, dass insbesondere bei GDRMA, welche infolge des Industrieanteils bislang Abweichungen aufgewiesen haben, deren Gasdurchsatz mit diesem zusätzlichen dritten Parameter deutlich besser hergeleitet werden können. Im Vergleich zu den in Abbildung 4-8 dargestellten Ergebnissen des ursprünglichen SLP-Verfahrens wird deutlich, dass neben den leistungsstarken GDRMA ebenfalls die Vorhersage der kleineren GDRMA verbessert wird.

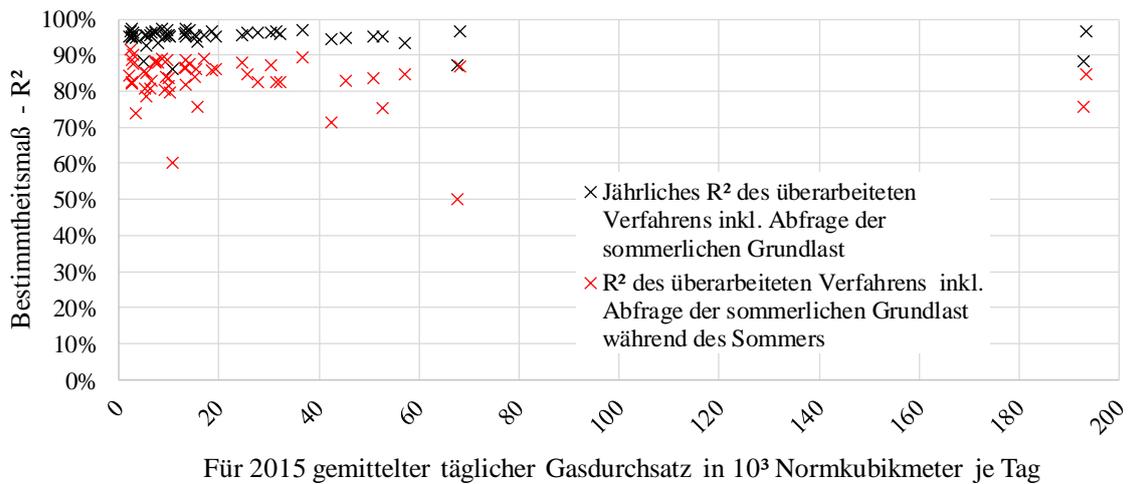


Abbildung 4-17: Ergebnisse des weiterentwickelten Prognoseverfahrens unter Abfrage von x_1 .

Beispielhaft soll in der Abbildung 4-18 die GDRMA 50 mit dem niedrigsten Bestimmtheitsmaß von 50 % für die Sommermonate analysiert werden. Dazu wird der tägliche Gasdurchsatz sowie dessen Prognose für die Sommermonate dargestellt. Zusätzlich ist auf der Sekundärachse die Abweichung zwischen diesen beiden täglichen Lastgängen dargestellt. Die GDRMA 50 ist mit einem industriellen Grundlastfaktor x_1 von ~20 % eine deutlich industriegeprägte GDRMA. Nach Aussage des Netzbetreibers werden mit der GDRMA hauptsächlich ein Industriebetrieb (großer Heizungshersteller) sowie der ländlich geprägte Raum im Grenzbereich Hessens zu Nordrhein-Westfalen versorgt.

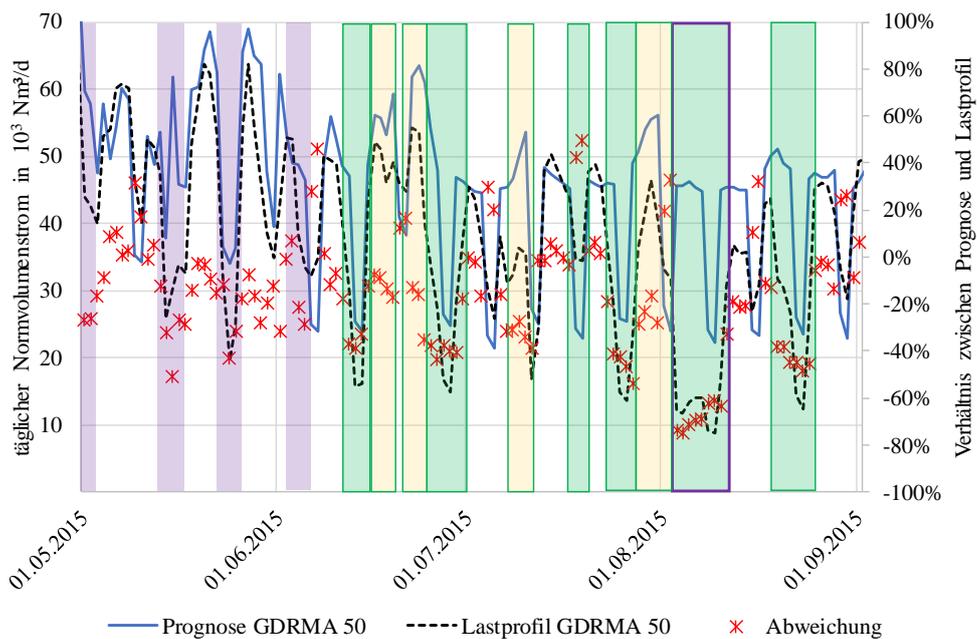


Abbildung 4-18: Abweichung in der Herleitung des Sommer-Gaslastgangs bei der GDRMA 50.

Mit den farblichen Blöcken sollen drei verschiedene Zustände veranschaulicht werden, welche offensichtlich zu Abweichungen in der Prognose geführt haben. Über die violettfarbenen Blöcke sollen die „verlängerten“ Wochenenden geprägt, durch die bundesweit einheitlichen Feiertage 1. Mai (Montag in 2015), Christi Himmelfahrt (14.05.2015) und Pfingstmontag (25.05.2015), sowie als vierter Block der im Bereich des versorgten Gebiets gültige Feiertag Fronleichnam (Donnerstag) dargestellt werden. Zu allen vier Zeiträumen zeigt sich, dass die Prognose die tatsächlichen Lastprofile mit etwa 20..40 % überschätzt hat und hier entsprechend die Produktion für die verlängerten Wochenenden deutlich reduziert wurde. Diese Abweichungen sind typisch für GDRMA, bei welchen Betriebsferien einzelner Unternehmen nicht ausnivelliert werden. Darüber hinaus zeigt sich Anfang August wie die Prognose temperaturbedingt eine deutlich stärkere Reduktion des Gasabsatzes vorsieht und diese sich geringfügig im verbleibenden Gasbedarf für die Bereitstellung des Trinkwarmwasserbedarfs wiederfindet. Derartige eindeutige Charakteristiken erlauben Rückschlüsse auf den Verbrauch der SLP-Kunden.

Daneben sollen mittels der gelb eingefärbten Blöcke die Zeiträume veranschaulicht werden, zu welchen Zeiten die mittlere Tagesaußentemperatur unter 15 °C lag. Bei diesen geringeren Temperaturen wird die Linearisierung der sommerlichen Verbräuche aus dem SigLinDe-Verfahren nicht angewandt. Durch die niedrigeren Außentemperaturen wird entsprechend dem SLP-Anteil hier ein Verbrauch prognostiziert, welcher real im Versorgungsgebiet an Sommertagen wie diesen nicht auftritt. Die wenigsten temperaturabhängigen Verbrauchskunden verändern ihr Verhalten in den Sommermonaten infolge weniger Tage mit einer niedrigeren Außentemperatur. Größere Abweichungen von 40..80 % bei der Herleitung der Gaslastgänge werden bei dieser GDRMA 50 an Tagen mit einer mittleren Tagesaußentemperatur von über 20 °C registriert. Mittels grün eingefärbter Blöcke wurden die entsprechenden Tage veranschaulicht. Zu diesen Zeiträumen kommt es lediglich an zwei Tagen nicht zu einer Überschätzung des Gasverbrauchs im Versorgungsgebiet. Insbesondere in der ersten Augushälfte führt die hohe Außentemperatur zu Abweichungen in der Prognose. Da dieser Zeitraum zusammenfällt mit den Betriebsferien des versorgten Unternehmens verstärken sich die Effekte und die Prognose überschätzt den tatsächlichen Gasdurchsatz um ~75 % für diese beiden Wochen. Für diese Art der Prägung der Gaslastgänge durch einzelne, verbrauchscharakterisierende Industriebetriebe, kann die Herleitung der Gaslastgänge nur bei Kenntnis der Besonderheiten der Produktionszeiträume der versorgten Unternehmen gesteigert werden. Daneben führen untypische Produktionsanteile im Verlauf der Woche ebenfalls zu aktuell im Verfahren nicht berücksichtigte negative Einflüsse auf die Ergebnisse.

Abschließend soll untersucht werden inwieweit die Ergebnisse bei der Bestimmung der täglichen Gasdurchsätze ebenfalls in anderen Betriebsjahren erzielt werden können. Dabei können die Faktoren x_1, x_2, x_3 nicht von einem auf das andere Betriebsjahr übertragen werden. Hierbei handelt sich entsprechend der vorgestellten Zusammenhänge um Parameter, welche

abhängig von dem täglichen Maximalwert und damit abhängig vom kältesten Tag des Betrachtungsjahrs sind. Insofern es keine signifikanten Verbrauchsveränderungen in den Unternehmen zwischen den Betrachtungsjahren gibt, ist die industrielle Grundlast als ein Indikator miteinander vergleichbar.

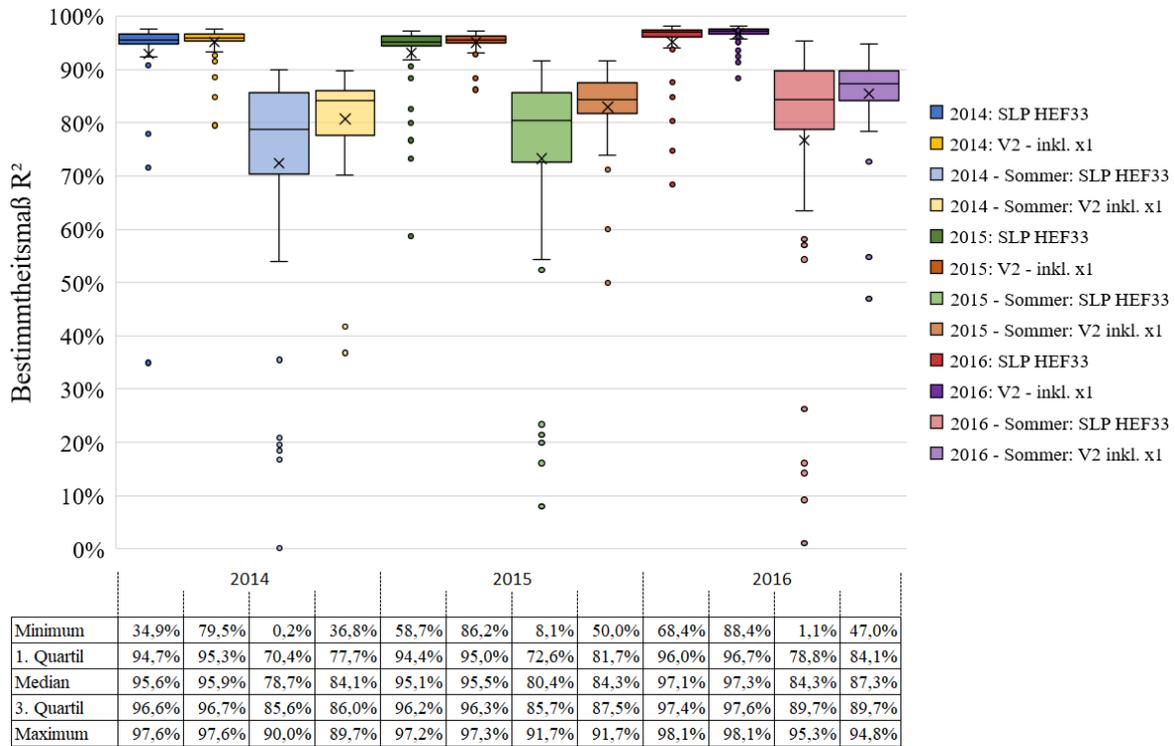


Abbildung 4-19: Vergleich des ursprünglichen und verbesserten Verfahrens inkl. x_1 (V2).

In Abbildung 4-19 wurden neben den jährlichen Bestimmtheitsmaßen dieses für den Zeitraum der Sommermonate ausgewiesen. Dargestellt sind die sich jeweils für die drei Betrachtungsjahre nach dem ursprünglichen Verfahren zuzüglich der mit dem verbesserten Verfahren sich ergebenden Bestimmtheitsmaßen. Mit wenigen Abweichungen zeigen sich hier für die vorgeschlagene Variante sehr gute Ergebnisse für den Referenzdatensatz von 55 GDRMA. Damit kann demonstriert werden, dass das Verfahren nicht nur für die betrachteten Betriebsjahre begrenzt ist und das ursprüngliche Verfahren zielgerichtet erweitert werden konnte. Die bereits sehr guten Genauigkeiten in der jährlichen Herleitung konnten weiter verbessert werden. Die nicht hinreichend genau prognostizierten GDRMA unterscheiden sich dabei nicht zwischen den einzelnen Jahren. Hier führen wie zuvor beschrieben, untypische Verbrauchsmuster der versorgten Industriebetriebe zu den dargestellten Abweichungen.

Zusammenfassung und Zusammenführung von Klassifizierung und Prognose

Die Prognosemöglichkeit für den Gasdurchsatz in GDRMA im Vergleich zum Standard SLP-Verfahren konnte deutlich verbessert werden. Wie die Ergebnisse für das ursprüngliche Verfahren in Abbildung 4-20 zeigen, können für GDRMA mit niedrigem industriellen Grundlastanteil (x_1) bereits auf jährlicher Basis gute Bestimmtheitsmaße bei der Herleitung des täglichen Gaslastgangs erzielt werden. Für industriell geprägte GDRMA sowie für die Sommermonate von Mai bis September können hingegen keine zufriedenstellenden Ergebnisse erzielt werden. Dabei sind es ebendiese GDRMA entsprechend der Fallstudien aus dem F&E-Projekt „EffGas“, welche ein wirtschaftliches Potential für die Integration eines auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgungssystems aufweisen. Schließlich gewährleistet der sommerliche Gasdurchsatz bei entsprechenden Druckreduktionen einen Wärmebedarf, der bspw. gut mit Solarthermie gedeckt werden kann. Ziel sollte es daher sein, auf Basis des ursprünglichen Verfahrens eine Herleitung zu entwickeln, die gerade bei den industriegeprägten GDRMA die Bestimmung des täglichen Gaslastgangs ermöglicht. Auf Basis des täglichen und des jährlichen Gasdurchsatzes sowie der örtlichen mittleren Außentemperatur kann mit dem entwickelten Verfahren dieses Ziel erfüllt werden. Die entsprechenden Bestimmtheitsmaße in Abhängigkeit zum industriellen Grundlastanteil x_1 sind in Abbildung 4-21 veranschaulicht. Insbesondere in den Sommermonaten und für industriegeprägte GDRMA konnte mit dieser Anpassung des Verfahrens bereits eine deutliche Verbesserung erzielt werden. Für stark industriegeprägte GDRMA empfiehlt es sich, den sommerlichen Gasdurchsatz abzufragen und so die Genauigkeit des Verfahrens weiter zu steigern. Die Ergebnisse des Bestimmtheitsmaßes über das Jahr und den Sommer für das entwickelte Verfahren unter Einbezug der sommerlichen Grundlast sind in Abbildung 4-22 über dem industriellen Grundlastanteil abgetragen. Es wird deutlich, wie im selben Betrachtungsjahr genauere Herleitungen des täglichen Gaslastgangs mit dem angepassten Verfahren erzielt wurden. Neben wenigen Ausnahmen konnte das Ergebnis für die GDRMA im unteren Leistungsbereich beibehalten und im Sommer präzisiert werden. Daneben sind die Resultate für die industriell geprägten GDRMA vorzeigbar und für die sich anschließende Bestimmung des Wärmebedarfslastgangs als Basis geeignet.

Teils werden geringfügig negative (x_1) zur Lösung angewendet. Hierbei wird im Verfahren ein negativer Grundlastanteil verwendet, um mit dem Verfahren neben der jährlichen Gasmenge auch die tägliche Spitzenlast abbilden zu können. Negative industrielle Gasverbräuche bedeuten hierbei, dass im SLP-Profil HEF33 die Grundlast für diese nicht industriegeprägten GDRMA etwas überschätzt wird. Diese Ergebnisse können vermieden werden, wenn bei negativen (x_1) auf das ursprüngliche SLP-Verfahren nach SigLinDe zurückgegriffen wird und auf die zweite Randbedingung zum Erreichen des Tagesmaximums verzichtet wird. Wie gezeigt werden konnte, kann bei diesen GDRMA bereits mit dem bestehenden Verfahren eine genaue Herleitung der täglichen Gasdurchsätze gewährleistet werden.

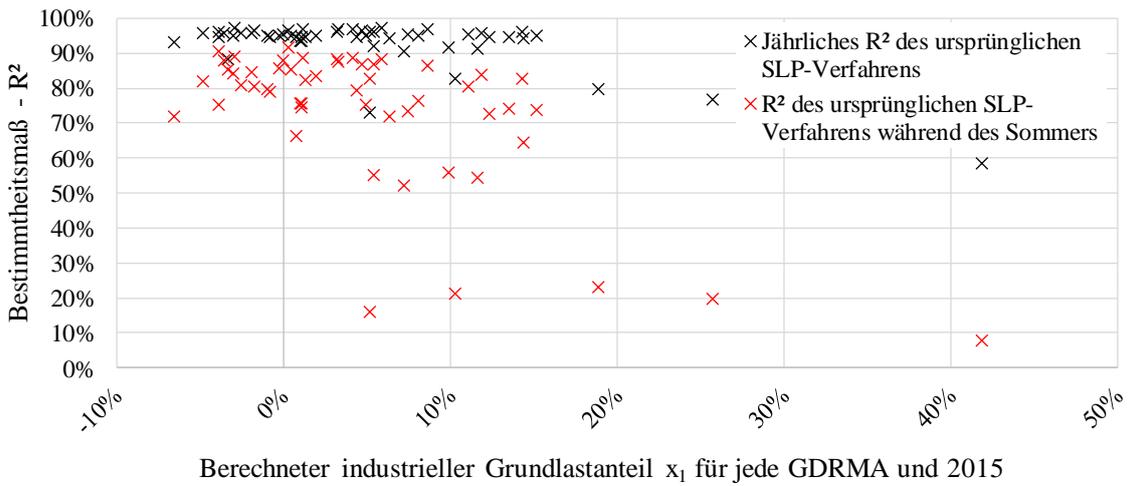


Abbildung 4-20: Ergebnisse des ursprünglichen SLP-Verfahrens auf Basis HEF33.

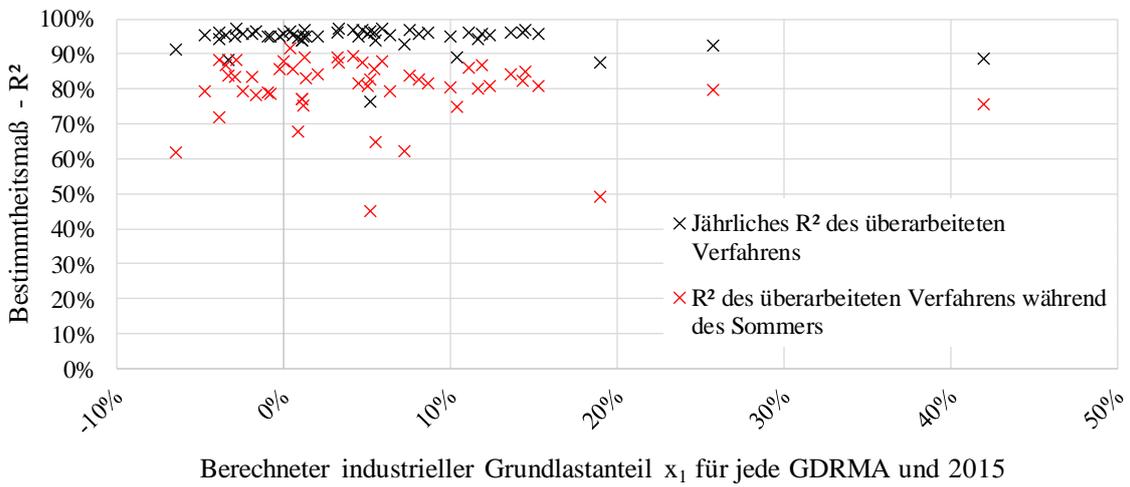


Abbildung 4-21: Ergebnisse des verbesserten Prognoseverfahrens auf Basis HEF33.

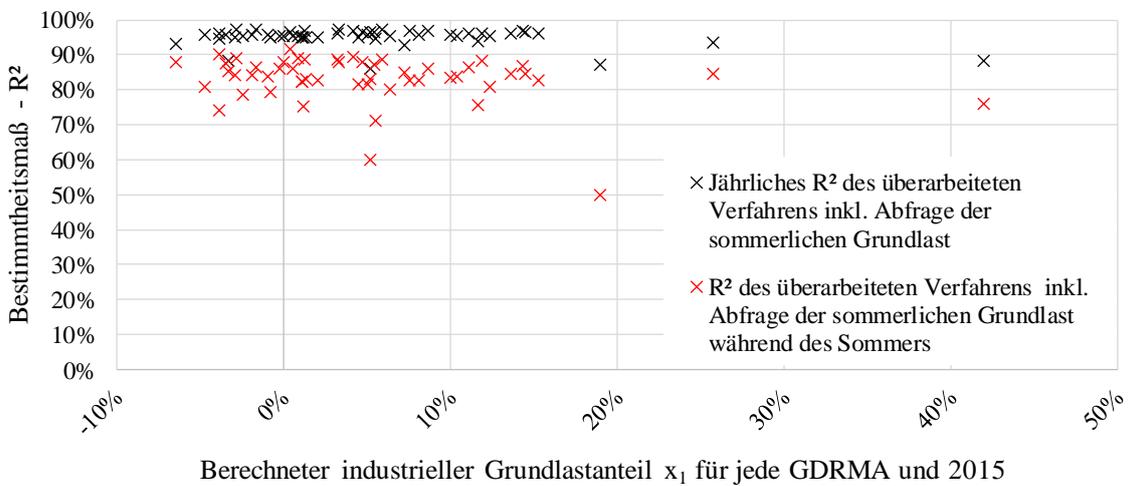


Abbildung 4-22: Ergebnisse des verbesserten Verfahrens, inkl. sommerlicher Grundlast.

Wie zuvor beschrieben, können die individuellen Betriebscharakteristika versorgter Industrieunternehmen nicht immer mit abgebildet werden. Daneben ergeben sich weitere Randbedingungen durch die vorgestellte Klassifizierung von GDRMA. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass das Verfahren eine Prognose von Lastgängen der GDRMA Ia und Ib problemlos und mit einer hohen Genauigkeit ermöglicht. Für andere GDRMA mit Interaktionen zu weiteren, in dasselbe Versorgungsgebiet einspeisenden, GDRMA muss der prognostizierte Lastgang entsprechend eingeschränkt werden. Neben der Prognose muss die Konfiguration des Netzbetriebs entsprechend der Klassifizierung in Abbildung 4-1 berücksichtigt werden. Die Prognose des Gasdurchsatzes der GDRMA IIa oder IIb ist nur für beide GDRMA zusammen möglich, da beide gemeinsam in ein nachgelagertes Netz einspeisen. Mit Kenntnis der Aufteilung zwischen beiden Stationen im Lastfall bzw. mit der Kenntnis des maximalen Normvolumenstroms, bis zu welchem eine GDRMA vorrangig betrieben wird, kann der prognostizierte Lastgang eingeschränkt und aufgeteilt werden. Soll bspw. eine GDRMA nur bis max. 20.000 Nm³/h betrieben werden, aber der Verbrauch im nachgelagerten Netz steigt auf bis zu 30.000 Nm³/h an, so übernimmt die zweite GDRMA den über diesem Betriebspunkt von 20.000 Nm³/h befindlichen Anteil. Dahingegen ist die Vorhersage des Lastgangs der GDRMA IIc ohne weiteres möglich.

Ein ähnliches Vorgehen ist auch für die zumeist differenzdruck- oder mengengesteuerten GDRMA erforderlich, die bspw. in das dem Typ III zugeordneten Ringnetz einspeisen. Die Vorhersage des Summenlastgangs aller in das Ringnetz einspeisenden GDRMA ist nach dem vorgestellten Prognoseverfahren möglich. Eine GDRMA, wie bspw. die IIIa, übernimmt dabei die Grundlastbereitstellung der nachgelagerten Verbraucher. Zu Zeiten hohen Verbrauchs speisen weitere GDRMA in das gemeinsame, nachgelagerte Versorgungsnetz ein. Für eine reale Prognose der vorrangig betriebenen GDRMA muss der prognostizierte Lastgang zumeist lediglich mit der jeweiligen Spitzenleistung der betrachteten Anlagentechnik, ähnlich dem bei den GDRMA II beschriebenen Vorgehen, begrenzt werden. Der verbleibende Differenz-Gaslastgang verteilt sich auf sämtliche andere GDRMA und ist nur schwer vorherzusagen. Für die Betrachtung derartiger GDRMA ist es unumgänglich, auf reale Lastgänge zurückzugreifen. Infolge des bei diesen GDRMA eingeschränkten Betriebs ergibt sich auch nahezu kein sommerlicher Gasdurchsatz und damit Wärmebedarf, wodurch diese GDRMA wenig interessant sind für die nachfolgend vorgestellten alternativen Wärmebereitstellungskonzepte.

Neben dem Bestimmtheitsmaß in den Sommermonaten soll überprüft werden inwieweit die Summe der durchgeleiteten Gasmenge für diesen Zeitraum zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen übereinstimmt. Hierfür wurden die bereits in Abbildung 4-14 zugrunde gelegten GDRMA herangezogen und hinsichtlich der Bestimmung der Mengen in diesem Zeitraum vom 1.5.- 30.9. bewertet. Für die in Tabelle 4-2 dargestellten Ergebnisse wurde dabei zwischen dem Basisverfahren und den verschiedenen Erweiterungen (V2: Variante 2)

unterschieden. Die Ergebnisse zeigen, dass mit jeder Erweiterung des Basisverfahrens die tatsächlichen Gasmengen besser prognostiziert werden konnten. Während beim Basisverfahren gerade für diese industriell geprägten GDRMA der sommerliche Gasdurchsatz mit etwa -25% unterschätzt wird, so können diese Mengen mit dem entwickelten Verfahren gut hergeleitet werden. Teils wird ohne die Abfrage der sommerlichen Grundlast als Eingangsparameter in das Herleitungsverfahren der sommerliche Gasdurchsatz überschätzt. Dieser Zusammenhang kann bei der GDRMA 7 festgestellt werden. Bei dieser führt das ursprüngliche SLP Verfahren in der sommerlichen Bilanz zu besseren Ergebnissen. Hier muss offensichtlich das Tagesmaximum im Winter deutlich schwächer ausgeprägt sein als es dies für die anderen versorgten Netzabschnitte ist. In dessen Folge wird der industrielle Wärmebedarf im Rahmen der Erweiterung des Verfahrens überschätzt, wodurch es zu anteilig stärker ausgeprägten sommerlichen Bedarfen kommt.

Tabelle 4-2: Verhältnis der prognostizierten Gasmenge für den Sommer in Bezug zum Lastprofil.

GDRMA	35	28	12	50	8	31	19	49	7	6	45	3	47
SLP/Last	75%	53%	56%	66%	76%	73%	83%	83%	97%	91%	86%	84%	70%
V2/Last	103%	102%	92%	75%	116%	111%	115%	114%	131%	122%	115%	111%	90%
V2 inkl. x1/Last	102%	105%	100%	90%	102%	108%	104%	108%	124%	109%	110%	106%	115%

Auf Basis der Herleitungen der Gasdurchsätze kann der sich ergebende tägliche Wärmebedarf zur Kompensation des JTE berechnet werden. Darauf aufbauend kann sowohl eine effizientere Betriebsweise als auch der Einsatz alternativer Wärmebereitstellungstechnologien überprüft werden. Die hohen Bestimmtheitsmaße bestätigen dabei, dass das Ziel erreicht wurde ein Verfahren zur Herleitung der elementaren Gaslastgänge auf Basis weniger Kennzahlen zu ermöglichen.

5. Reduktion des Primärenergiebedarfs

Detaillierte Statistiken zu Anzahl, Verbrauch, Größenklassen sowie zur Anlagentechnik in GDRMA in Deutschland oder der Europäischen Union sind derzeit nicht verfügbar. Unter der Maßgabe, dass 93 % der 83,9 GNm³/a Erdgas importiert und damit über Strecken von mehr als 1.000 km transportiert werden muss, ist davon auszugehen, dass dieses an diversen Stellen im Leitungsnetz unter Energieeinsatz von etwa 90 bar auf mind. 16 bar reduziert werden muss (DeStatis, 2017a; DeStatis 2017b). Für eine einstufige Entspannung bei einer mittleren Eingangs- und Ausgangstemperatur von 8 °C und 5 °C ergibt sich in Deutschland ein jährlicher Nutzenergiebedarf von etwa 1..1,5 TWh/a zur Kompensation des JTE, berechnet nach (DVGW G 499, 2015) für russisches H-Gas und unter der Annahme, dass ab 16 bar durch Nutzung der Umweltwärme entspannt wird. In der Praxis erfolgt diese wesentliche Druckreduzierung mittels weniger großer GDRMA mit einem jeweiligen Vorwärmbedarf von mehr als 1 GWh/a. Eine Vielzahl kleinerer GDRMA übernehmen nachgelagerte Entspannungsaufgaben für die Versorgung der Endkunden. Infolge verschiedener Einflussparameter wie veralteter Anlagentechnik, Überdimensionierung und ausgeprägtem Teillastbereich der Wärmeversorgungssysteme sind teils erhebliche Energieeinsparmöglichkeiten gegeben. Diese gilt es grundsätzlich immer zuerst im Rahmen des wirtschaftlich Möglichen auszuschöpfen bevor eine alternative Wärmeerzeugung in Erwägung gezogen wird. Nachfolgend werden Maßnahmen vorgestellt, deren Einsatz grundsätzlich möglich ist oder die bereits in dieser Art und Weise in GDRMA umgesetzt werden. Dazu werden zuerst Maßnahmen, welche die Reduktion des Sollwerts der GAT ermöglichen und im Anschluss effizientere Wärmeversorgungssysteme vorgestellt.

5.1. Maßnahmen zur Absenkung der GAT

Im Nachfolgenden sollen zuerst die passiven Maßnahmen wie Lacke oder Isolationen der Regelschienen diskutiert werden, welche eine Absenkung der GAT ermöglichen. Anschließend sollen zeitgemäße Regelkonzepte beschrieben werden. Diese Regelkonzepte setzen sich ebenfalls zum Ziel, die Kondensation von Wasserdampf aus der Umgebungsluft auf den kalten Regelschienen zu vermeiden. Es wird bei jeder dieser Maßnahmen der Bezug zu dem Einsatzort GDRMA unter Wahrung aller generellen Rahmenbedingungen hergestellt.

Beschichtungssystem und Auffangrinnen

Gasschienen werden seit jeher mit einem Schutzanstrich versehen. Neuere Lacke auf Zweikomponentenbasis gewährleisten trotz Kondensatanfall und Rissbildung die erforderliche Korrosionsbeständigkeit für eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren. In Kombination mit einer nicht korrodierenden Ausführung der Anlagenkomponenten, welche nicht mit einem Schutzlack versehen werden können wie Flansche, Bolzen etc., kann so auch ein Betrieb der Gasschienen unterhalb der Taupunkttemperaturen der Umgebungsluft erfolgen. Zum Schutz des Gebäudes werden dabei unterhalb der Regelschienen Auffangrinnen aus korrosionsbeständigen Blechen installiert, welche das abtropfende Kondensat in den Außenbereich leiten. In Abhängigkeit von der Korrosivitätskategorie und Schutzdauer müssen Beschichtungssysteme nach (DIN EN ISO 12944-4, 2018) ausgewählt werden.

Isolierung der Regelschienen

Schutzanstriche verhindern zwar die Korrosion der Regelschienen infolge von Kondensat, nicht aber den Kondensatanfall an sich. Entsprechend der (DIN EN ISO 12241, 2008) reicht eine 50 mm auftragende Isolation bereits aus, um bei GAT von -10 °C und hohen Taupunkttemperaturen infolge warmer (20 °C) sowie feuchter Luft (80 % relative Feuchte) die Kondensation gänzlich auszuschließen (DIN EN ISO 12241, 2008; Wossog, 2015). Diese Möglichkeit wurde bspw. im Zuge der Optimierung der GDRMA Blumberg der Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG favorisiert (Jagoschinski, 2014). Durch Armaturen, Abgänge für SAV (Sicherheitsabsperrentil) und SBV (Sicherheitsabblaseventil) sowie Messsensoren ist die Installation einer Isolierung sehr aufwendig. Hinzukommend muss bei den jährlich wiederkehrenden Überprüfungen der Regelschiene jegliche Isolierung entfernt werden. Aus diesen Gründen stellt eine Isolierung der Gasregelschienen keine zufriedenstellende Lösung dar (Mischner et al., 2015), weshalb im Nachfolgenden zwei regelungstechnische Ansätze zur Umgehung des Kondensatproblems beschrieben werden.

Taupunktregelung

Bei der Taupunktregelung wird die GAT gleitend nach der Taupunkttemperatur der Luft im Gasregelraum zuzüglich eines gewissen Offsets von etwa 2 K eingestellt. So kann zu jeder Zeit die Kondensation von Wasserdampf auf den Regelorganen und Gasschienen ausgeschlossen werden. Vom Netzbetreiber frei definierbar sind dabei die Grenzen, in denen der Sollwert der GAT variiert werden kann. Die Grundlagen für diese Vorgehensweise wurden in Kapitel 2 bereits beschrieben. Wird aktuell eine Betriebsweise mit einer fixen GAT von 10 °C realisiert, ermöglicht die Taupunktregelung in der Jahresbilanz je nach Ausprägung des Lastprofils eine Energieeinsparung von 15..30 %. Die Herleitung des Potenzials erfolgt in Kapitel 7. Eine Taupunktregelung der GAT in Kombination mit einer lastgeführten Vorlauftemperaturenanpassung entspricht den gegenwärtigen technischen Möglichkeiten.

In den Wintermonaten kommt es infolge kalter und trockener Witterungen zu niedrigen Taupunkttemperaturen in der Außenluft. Zu dieser Zeit ist der Betrieb der GDRMA durch hohe Gasdurchsätze und damit einen auf das Jahr gesehenen hohen Wärmebedarf geprägt. Bei Anpassung des Sollwerts der GAT an die niedrigeren Taupunkttemperaturen und damit Absenkung der GAT, kann in diesen Monaten eine Energieeinsparung erzielt werden. In den Sommermonaten hingegen kommt es aufgrund der hohen Lufttemperatur und -feuchtigkeit zu Taupunkttemperaturen der Umgebungsluft größer als 10 °C und damit zu einem vermehrten Energieeinsatz, wenn die GAT entsprechend erhöht wird. Dieser zusätzliche Energieeinsatz reduziert die in den Wintermonaten erzielte Energieeinsparung infolge der im Sommer vorherrschenden geringeren Gasdurchsätze nur geringfügig. Dabei ist der sommerliche Mehrenergiebedarf abhängig von der Ausprägung des Gasdurchsatzes und in erster Näherung in einem Bereich von ~5..10 %.

Gerade in Kombination mit regenerativen Wärmeversorgungssystemen verfügt die Taupunktregelung über einen großen Vorteil. Während sich in den Wintermonaten der Energieeinsatz verringert, kann dieser Mehrverbrauch im Sommer einfacher mittels regenerativer Systeme, wie bspw. Solarthermie und Luft-Wasser-Wärmepumpen gedeckt werden. Als ein weiterer Vorteil der Taupunktregelung kann festgestellt werden, dass diese die benötigten Nennwärmeleistungen der installierten Heizkessel infolge eines ausgeglicheneren Bedarfssprofils verringert. Wenn bspw. durch den JTE eine Vorwärmung um sonst 30 K erfolgen muss, kann bei Absenkung der GAT von 10 °C auf 0 °C dieser Vorwärmbedarf um 10 K und damit um 33,3 % reduziert werden.

Darüber hinaus ist zusätzlich der sommerliche Teillastbereich geringer ausgeprägt, da es hier entsprechend zu einem Mehrenergiebedarf von ~5..10 % kommt. Neben der ganzjährigen Energieeinsparung ergeben sich somit durch die Taupunktregelung weitere Reduzierungen der Installationskosten der Heizkesselanlage. Die Verringerung der Spreizungen der Wärmebedarfs und Reduktion des Teillastbereichs ermöglichen i.d.R. zusätzlich ein besseres Regelverhalten des Wärmeversorgungssystems bei der Einstellung der GAT. Unabhängig von der Vermeidung der Kondensation der Gasschienen im Bereich des Druckreglers kommt es weiterhin teilweise zu einer Taupunktunterschreitung im Eingangsbereich der Gasschienen, wenn sich die Bodentemperatur, bzw. GET unterhalb der Taupunkttemperatur der Luft befindet. Dieser Bereich ist kalt, da noch keine Vorwärmung des Erdgases möglich ist. Um diesen Teil der Gasschiene ebenfalls aktiv vor Korrosion zu schützen, bietet sich die Konditionierung der Luft im Regelraum an.

Konditionierung der Luft im Regelraum

Neben der Möglichkeit der Taupunktregelung kann das Problem des Kondensatanfalls ebenfalls durch aktive Luftentfeuchtung und entsprechender Taupunkttemperaturabsenkung adressiert werden. Die Luftentfeuchtung des Regelraums wurde erstmals von (Kalyta, 1987) beschrieben, hat aber nach aktuellem Kenntnisstand außerhalb der Stadtwerke Bochum bisher keine Anwendung gefunden (SW Bochum, 2018). Da durch die technischen Regeln eine Belüftung der Regelräume gewährleistet sein muss, ist der Einsatz von Luftentfeuchtungstechnologien in GDRMA entweder kostenintensiv infolge des mit der Konditionierung verbundenen Energieeinsatzes oder alternativ ohne technische Anpassungen nicht realisierbar. Entsprechend der DVGW G 491 ist in den Aufstellräumen der Regelschienen eine Querbelüftung vorzusehen, bei welcher die Querbelüftungsöffnungen mit 0,25 % der Grundfläche dimensioniert werden müssen. Gemäß (Naendorf, 2014) ergibt sich dabei typischerweise eine Luftwechselrate von 1/h. Neben oberirdischen wurden zeitweise auch unterirdische GDRMA realisiert. Für diese unterirdischen GDRMA sieht die angeführte Richtlinie eine Zwangsbelüftung mit einer Luftwechselrate von 2,5/h vor. Grundsätzlich ist anzumerken, dass bei den technisch dichten Regelschienen keine Belüftung im normalen Betrieb erforderlich wäre. Zwar gelten die Flansche als technisch dicht, dies bedeutet aber, dass es zu geringfügigen Gasaustritt kommen kann. Dementsprechend wird im Nachfolgenden ein Konzept, aufbauend auf (Kalyta, 1987), vorgestellt, welches neben der Vermeidung von Kondensatanfall an der Regelschiene die explosionsschutztechnischen Anforderungen gewährleistet. Entgegen der DVGW G 491 wird vorgeschlagen, ebenfalls für oberirdische GDRMA auf eine aktive Belüftung umzurüsten und die in den Gasregelraum einzubringende Luft im Vorfeld zu konditionieren.

Das in Abbildung 5-1 dargestellte Konzept entspricht in seinen Grundzügen dem bereits seit den 80er Jahren eingesetzten Klimatisierungskonzept bei den GDRMA der Stadtwerke Bochum. Drei GDRMA im PN 16 Netz werden dort seit über 30 Jahren aktiv über Sorptionsräder klimatisiert (SW Bochum, 2018). Grundsätzlich kann dabei auf drei verschiedene Entfeuchtungstechniken zurückgegriffen werden. Am aufwandsärmsten ist der Einsatz der klassischen Kompressionskältemaschine, da diese in ATEX-Ausführung (*ATmosphères EXplosibles*) erhältlich sind und somit ohne weitere Adaptionen innerhalb des Gasregelraums eingesetzt werden können. Für das angedachte Anwendungsfeld der GDRMA eignet sich diese Technologie jedoch nicht optimal. In erster Linie soll das Klimagerät einen Taupunkt möglichst unterhalb von 0 °C innerhalb des Regelraums einstellen, um nach Berücksichtigung eines gewissen Offsets von 2 K nahe der technisch möglichen GAT von 0 °C die GDRMA ganzjährig ohne Kondensatanfall betreiben zu können. Bei derartigen Arbeitspunkten muss eine Kompressionsmaschine abwechselnd zwischen regulärem Betrieb und Enteisen der WÜT-Flächen betrieben werden. Vielmehr bietet sich der Einsatz einer Sorptionstechnolo-

gie bei diesen niedrigen erforderlichen Taupunkttemperaturen an. Dabei wird der in der Umgebungsluft enthaltene Wasserdampf nicht infolge von Taupunktunterschreitungen innerhalb eines Verdampfers separiert, sondern über chemische Prozesse an oder in einem Sorbentium gebunden. Folglich findet die Entfeuchtung einzig durch einen chemischen Wasserentzug der Umgebungsluft statt und es kann keine Eisbildung an WÜT-Flächen auftreten. Im Anschluss an die Sorption des Wasserdampfes muss dieser in einem Regenerationsprozess abgeschieden werden, damit das Sorbentium wiederverwendet werden kann.

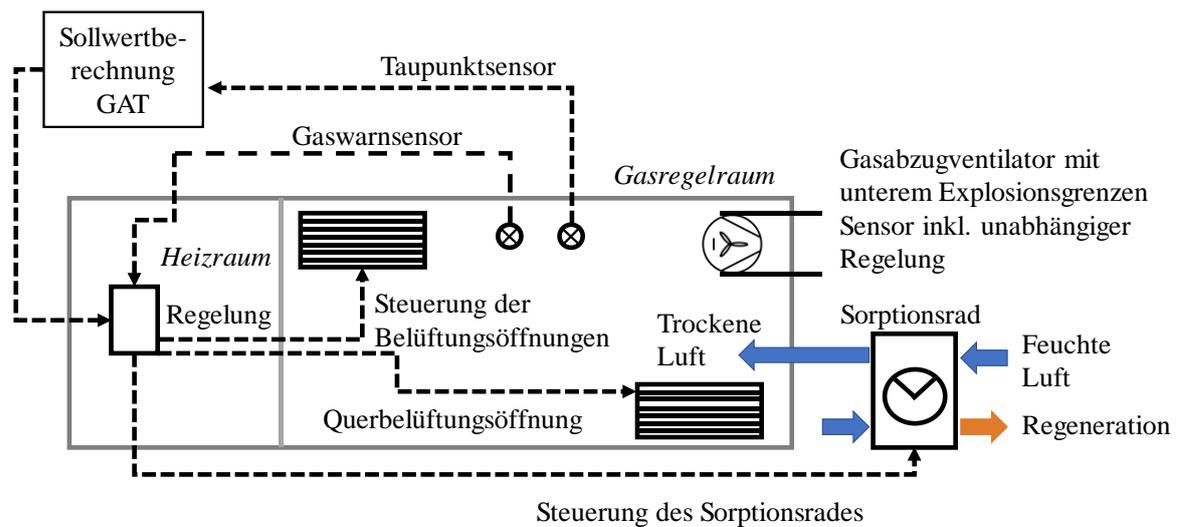


Abbildung 5-1: Schema der Integration eines Sorptionsrades zur aktiven Belüftung von GDRMA.

Bei der Entfeuchtung durch Sorption kann auf zwei grundlegend unterschiedliche Verfahren zurückgegriffen werden. Für große Luftvolumenströme $>5.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bietet es sich an, auf eine Flüssigsorptionsanlage (Liquid Desiccant Air Conditioner) zurückzugreifen, welche das Sorbentium mittels Niedertemperaturwärme thermisch regeneriert. Für geringere Volumenströme unter $5.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ sollte dagegen auf ein marktübliches Sorptionsrad zurückgegriffen werden (Dobinsky, 2018). Beide Technologien gestatten sowohl eine Entfeuchtung der Luft im Regelraum als auch die in der DVGW G 491 geforderten Luftwechselraten. Der Wärmebedarf zur Regeneration ist im Wesentlichen von der dem Luftvolumen entzogenen Wasserdampfmenge abhängig. Das Verhältnis zwischen eingespartem thermischen Energieaufwand für die Vorwärmung und gleichzeitig notwendigem Energieaufwand für die Regeneration des Sorptionsmittels muss zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden. Für ein beispielhaftes Sorptionsrad des Herstellers Munters wurde in Abbildung 5-2 der Einsatz in GDRMA simuliert. Dargestellt ist dabei zum einen der täglich gemittelte Taupunktverlauf der Außenluft und zum anderen der Verlauf der Taupunkttemperatur, welche sich bei dem Betrieb eines Sorptionsrades ergeben würde.

Wie aus dem Verlauf ersichtlich wird, schwanken die Taupunkttemperaturen zwischen -10..15 °C im Jahresverlauf. Durch den Einsatz eines Sorptionsrads lassen sich deutlich niedrigere Taupunkttemperaturen realisieren. Die mögliche Entfeuchtung bzw. der sich daraus ergebende zeitgleiche Verlauf des Taupunkts ist in Abbildung 5-2 als hellgraue Kurve dargestellt. In den Sommermonaten kann nur ein Teil des notwendigen Wasserdampfs entzogen werden und es sind GAT bis 10 °C notwendig, um Kondensatanfall an den Regelschienen nach dem Vorwärmer gänzlich zu vermeiden. In den Wintermonaten hingegen ist die Taupunkttemperatur der Außenluft so niedrig, dass das Sorptionsrad nahezu nicht betrieben werden muss. Zwischen diesen Betriebsbedingungen wurde das Sorptionsrad modulierend simuliert mit einem Sollwert des Taupunkts der Luft von -1°C. Die wesentliche Energieeinsparung der Luftentfeuchtung des Gasregelraums wird somit in der Übergangszeit generiert, da hier entsprechend die Absenkung der Taupunkttemperatur der Umgebungsluft mit gleichzeitig hohen Erdgasdurchsätzen und damit Vorwärmbedarf einhergehen.

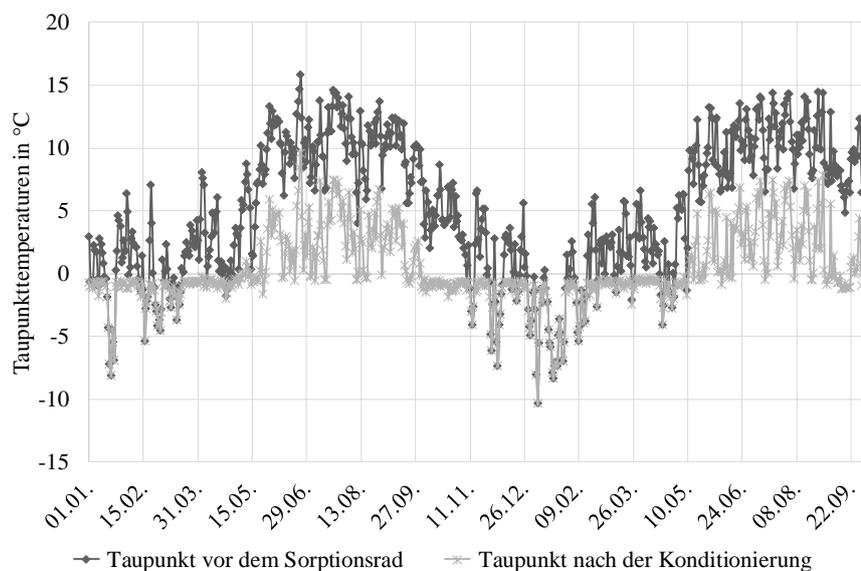


Abbildung 5-2: Möglicher Betrieb eines Sorptionsrades in GDRMA – täglich gemittelte Betriebszustände mit und ohne Konditionierung (Jan. 2016 – Okt. 2017). Basierend auf Wetterdaten des DWD für Kassel, Berechnung der Austrittsfeuchte wird im Kapitel 6 erläutert.

Für die Regeneration des Sorbentiums, den Betrieb der notwendigen Ventilatoren oder der Kompressionskältemaschine ist elektrische oder thermische Energie nötig. In erster Näherung ist der Energieeinsatz proportional zum Einsatz der Luftkonditionierungsanlage. Soll in einer GDRMA zukünftig eine Sorptionsanlage zu Kondensatvermeidung eingesetzt werden, muss dementsprechend eruiert werden, ob von der nach DVGW G 491 indirekt geforderten Luftwechselrate im Bereich von 1/h abgewichen werden kann. Für den überwiegenden Betrieb der GDRMA empfiehlt es sich, die Gasregelräume hermetisch abzuschließen, sodass ein potentiell Sorptionsrad lediglich nach einer betrieblichen Inspektion die Luft

des Gasregelraums konditionieren muss. Um dennoch den explosionsschutztechnischen Ansprüchen zu genügen, können bspw. Gaswarnsensoren eingesetzt werden, welche die Atmosphäre des Regelraums auf eine Anreicherung mit Erdgas überwachen. Bei Störung sollte die zentrale Regelung das Sorptionsrad ausschalten und die Querbelüftungsöffnungen öffnen. Neben dieser Sicherheitsstrategie kann eine weitere Absicherung über davon unabhängige nach ATEX zugelassene Sauggebläse erfolgen, welche durch einen eigenen UEG-Sensor (Untere Explosionsgrenze) auslösen und im Bedarfsfall die mit Erdgas beaufschlagte Atmosphäre des Regelraums absaugen. Veränderungen dieses Umfangs sollten in das jeweilige Explosionsschutzdokument der GDRMA aufgenommen und durch einen Sachverständigen überprüft werden. Darüber hinaus ist zu überprüfen, inwieweit alle Überwachungseinrichtungen nach SIL-Standard (Safety Integrity Level) auszuführen sind (DIN EN 61508, 2011).

5.2. Effiziente und erneuerbare Systeme in GDRMA

Neben den aufgeführten Maßnahmen zur Reduktion der GAT und der damit einhergehenden Reduktion des physikalischen Wärmebedarfs können auch effizientere bzw. erneuerbare Systeme in GDRMA eingebunden werden und damit zu einer teils signifikanten Reduktion des Energieeinsatzes führen. Ob und welche Technologien eingebunden werden können, ist von den Voraussetzungen einer GDRMA vor Ort und den jeweiligen Rahmenbedingungen des Betriebs wie der elektrischen Anschlussleistung, einem ggf. vorhanden Kanalanschluss, den Heizkreistemperaturen, etc. bestimmt. Nachfolgend sollen die grundsätzlich einsetzbaren Technologien in Bezug auf deren Einsatz in GDRMA vorgestellt werden.

Wirbelrohr

Mit dem Einsatz eines Wirbelrohrs (Ranque-Hilsch-Rohr) wird das Erdgas bei einer tangentialen Zuströmung in eine Rotationsbewegung versetzt, was zu einer Aufspaltung und Entspannung in einen warmen und einen kalten Gasstrom führt. Es bildet sich eine definierte Grenzfläche zwischen den beiden Strömungen ohne konstruktive Trennung aus. Dabei ist keine externe Erwärmung des Gases vonnöten. Wenn nun im weiteren Rohrverlauf der warme Gasstrom konstruktiv an der Innenwand des Rohres geführt wird, kann das Gas ohne die Gefahr einer Kondensatbildung an der Außenseite der Rohre gedrosselt werden. Nach der Drosselung müssen die beiden Gasströme im Erdreich wieder zusammengeführt und durch Wärmegevinne aus dem Erdreich aufgewärmt werden. Konstruktionsbedingt wird innerhalb des Wirbelrohrs das potentiell ausfallende Kondensat an höheren KWS an die Rohraußenwand geschleudert, wo es im warmen Gasstrom wieder verdampft. Damit ist ein effizienter und sicherer Anlagenbetrieb gewährleistet. Derzeit existiert eine derartige Anwendung zu Forschungszwecken in einer GDRMA mit Vorwärmbedarf. Neben der großskaligen Anwendung wird dieses Phänomen genutzt, um das Steuergas, welches zur Betätigung der

Gas-Druckregelgeräte teils erforderlich ist, zu erwärmen. Die physikalische Beschreibung des Phänomens ist derzeit nicht vollständig geklärt und eine kommerzielle Markterschließung nicht in Sicht (Albus et al., 2012; Mischner et al., 2015). Voraussetzung für den Einsatz in GDRMA sind möglichst konstante Betriebsbedingungen (Durchsatz und Eingangsdruck), was üblicherweise nicht der Fall ist. Somit ist das Ranque-Hilsch-Rohr nach aktuellem Stand der Wissenschaft als Einzellösung anzusehen.

Entspannungsturbine

Entspannungsturbinen im Erdgasnetz erlebten ihre Hauptanwendung zwischen 1990 und 2000. Zu diesem Zeitpunkt wurde die Technologie auf den Einsatz im Erdgastransportnetz angepasst und die Gasnetzbetreiber durften unter der damals gültigen Gesetzgebung noch selbst Strom generieren (vor Einführung der Unbundlingregeln waren sie i.d.R. noch integrierte Unternehmen). Beim Einsatz von Entspannungsturbinen in GDRMA wird das abzubauenende Druckgefälle über eine idealerweise isentrope Entspannung abgebaut und die Druckenergie in mechanische Energie umgewandelt. Die mechanische Energie kann sowohl mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt werden als auch direkt den Kompressor einer Wärmepumpe antreiben und so die für die Entspannung des Erdgases erforderliche Wärmeenergie bereitstellen. Entspannungsturbinen können dementsprechend als Energierückgewinnungstechnologie angesehen werden, welche die durch die Gasverdichter eingebrachte Druckenergie zum Erdgastransport zurückgewinnen. Bei der üblicherweise eingesetzten Drossel dissipiert die Energie stattdessen lediglich. Die veränderte Entspannung durch eine Entspannungsturbine erfordert bei gleicher GAT eine Vorerwärmung des zu entspannenden Erdgasvolumenstroms auf höhere Temperaturen. Für alle Betrachtungen gilt, dass der Einsatz von Entspannungsturbinen den Wärmebedarf in GDRMA deutlich erhöht und aufgrund des ganzjährigen Betriebs über das Jahr tendenziell vergleichmäßigt, was wiederum die Voraussetzungen zur Integration von erneuerbaren Energien verbessert. Gemäß (Mischner et al., 2012a) müssen für diese energieintensivere Entspannungsart 0,55..0,9 Energieeinheiten Wärme je Energieeinheit Strom eingesetzt werden. Die Vergleichmäßigung des Wärmebedarfs begründet sich darin, dass zumeist eine Dimensionierung ähnlich der Dimensionierungsstrategie bei KWK Anlagen erfolgt, nach welcher die Erzeugungstechnologie auf die Grundlast ausgelegt wird, um möglichst hohe Benutzungsstunden im Jahresverlauf zu erreichen und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit zu garantieren. Eine mögliche Integration in eine Bestandsanlage ist in Abbildung 5-3 skizziert. Die Bezeichnung der Komponenten orientiert sich an den bereits in Abbildung 2-2 beschriebenen Verschaltungen.

Im dargestellten Aufbau muss die Entspannungsturbine als eigenständige Einheit einen Teilvolumenstrom bei den üblichen schwankenden Eingangsdrücken auf einen konstanten Ausgangsdruck entspannen. Diese Aufstellvariante dient der Kostenreduktion und wurde von

(Mischner, 2016) über eine Ausführung als Gasstrahlapparat als möglich erachtet. Dabei kann als Vorteil dieser Verschaltung das gesamte Druckgefälle der Stromproduktion dienen, entgegen einer Einbindung der Entspannungsturbine zwischen zwei Drosseln, wobei die erste Drossel für konstante Bedingungen vor der Turbine sorgt und somit einen Teil des Druckgefälles dissipiert wird.

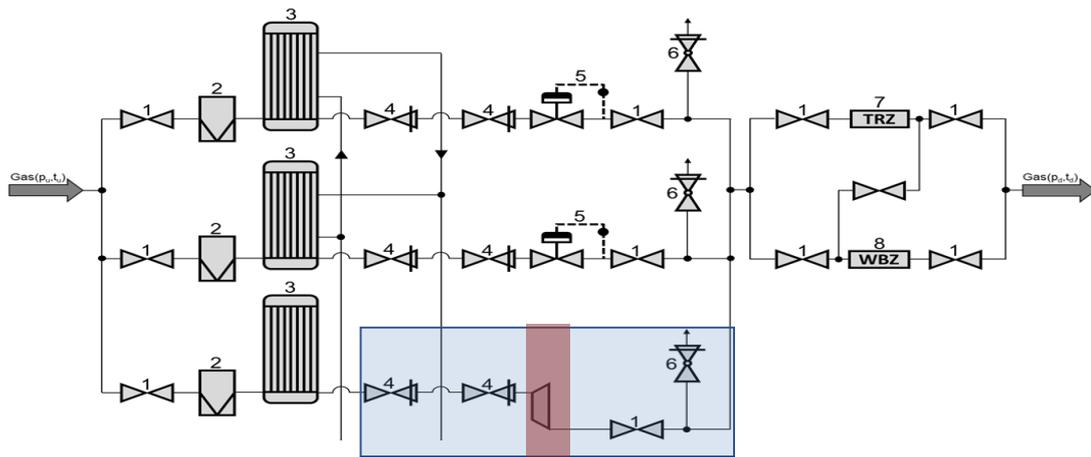


Abbildung 5-3: Hydraulische Verschaltung von Entspannungsturbinen als weitere Betriebs-schiene einer GDRMA (Ndes, 2017).

Nach technischen Ansprüchen stellt der Einsatz von Turbinen den energetisch erstrebenswertesten Betrieb der GDRMA dar (Mischner et al., 2012a). Neben den ökologischen Gesichtspunkten ist der Einsatz von Entspannungsturbinen bei einer typischen Leistungsgröße von 200..500 kW_{el} mit Investitionskosten von 200..1.000 k€/Anlage (1..2 k€/kW) verbunden. Diese Investition gilt es durch den Stromverkauf zu amortisieren. Für eine erste wirtschaftliche Bewertung hat (Mischner et al., 2012a) die Berechnungsgrundlagen für den Energieeinsatz, die generierte Strommenge und die Investitionskosten erörtert.

Gegenwärtig belaufen sich die Wärmegestehungskosten in GDRMA auf 20..50 €/MWh. Die Entspannungsturbinen werden mit 30 % der Nettoinvestitionskosten (analog zu ORC-Turbinen) gefördert, wenn sie Abwärme aus einem Produktionsprozess für die Wärmebedarfsdeckung des Entspannungsprozesses nutzen (Förderprogramm KfW – Erneuerbare Energien Premium). Für den Einsatz in Netzkopplungspunkten wird keine Förderung gewährt und der von der Turbine generierte Strom muss als Graustrom an der Strombörse eex in Leipzig für gegenwärtig etwa 30..45 €/MWh vertrieben werden. Folglich können die Erlöse aus dem Stromverkauf die zusätzlich erforderlichen Kosten der Wärmebereitstellung decken. Die darüberhinausgehenden Erlöse bei diesem Betriebsmodell genügen nicht zur Deckung der Investitionskosten nach dem aktuellen Regime (Mischner et al., 2012a; Misch-

ner et al., 2012b; Mischner et al., 2012c). Bei Beibehaltung der gegenwärtigen Rahmenbedingungen könnte sich dennoch der Einsatz von kleineren, noch zu entwickelnden Turbinen zur Eigenstromproduktion der GDRMA gerade im Neubau, aber auch im Bestand als sehr lohnenswert erweisen. Insofern der Strom für die Eigennutzung direkt in der GDRMA bereitgestellt wird, darf der GDRMA Betreiber dann die Investition in seine regulierten Geschäfte mit aufnehmen und bekommt die Investition über die Netzentgelte erstattet. Vorteil des Einsatzes kleiner Turbinen ist, dass sie zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Anlagen dienen können und bspw. im Zuge von Leistungserhöhungen der Stationen bedingte, notwendige höhere elektrische Anschlussleistungen ausgleichen können. Aufgrund der aktuell nicht gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden die Entspannungsturbinen im weiteren Verlauf der Arbeit eher am Rande behandelt und lediglich in einem Beispiel zur direkten Wärmeproduktion weiterführend betrachtet.

Brennwertkessel

Auch wenn die Brennwerttechnik am Heizungsmarkt längst Stand der Technik ist, können die Geräte bei den meisten GDRMA noch nicht ohne zusätzlichen Aufwand installiert werden, da die Anlagentechnik nicht darauf ausgelegt ist und in aller Regel der Anschluss an den öffentlichen Abwasserentsorgungskanal fehlt. Wesentliche Vorteile von Brennwertkesseln gegenüber Niedertemperaturkesseln liegen in der Möglichkeit des breiteren Modulationsbereiches und der Brennwertnutzung. Für die Brennwertnutzung ist eine niedrige Rücklauftemperatur erforderlich, damit die Kondensationstemperatur der Abgase unterschritten wird und damit die latente Wärme des enthaltenen Wasserdampfs ebenfalls zur Vorwärmung genutzt werden kann. Sollten unvorteilhafte Rahmenbedingungen wie eine fehlende oder zu weit entfernte Kanalanschlussmöglichkeit vorliegen, kann die Kondensatentsorgung den Einsatz von Brennwertkesseln ausschließen. Häufig sind GDRMA im ländlichen Raum oder vor der Stadtgrenze an größere Erdgaspipelines angeschlossen und verfügen historisch bedingt nicht über eine Abwasserkanalanbindung. Eine Erschließung würde einen signifikanten finanziellen Mehraufwand für die Entsorgung des angefallenen Kondensats mit sich bringen. Doch auch bei einem vorhandenen Kanalanschluss muss das anfallende Kondensat ab einer Kesselnennleistung von 250 kW neutralisiert werden, da kein anderweitiges Abwasser anfällt, welches das Kondensat verdünnt bzw. neutralisiert. Da Methan der Hauptbestandteil von Erdgas ist, kann Gl. (5-1) die Verbrennungsreaktion beschreiben.



Hierbei wird ersichtlich, dass je Methan-Molekül zwei Wassermoleküle bei der Verbrennung entstehen. Der Wasserdampf im Abgas kann entsprechend auskondensiert und so die latente Wärme des Phasenübergangs genutzt werden. Bei der vollständigen Kondensation beträgt der Kondensatanfall je nach Gasart bis zu 140 g/kWh des verbrannten Heizgases

(DWA-Arbeitsblatt 2011). Dementsprechend ergeben sich teils erhebliche Mengen von bis zu einigen hundert Tonnen an zu entsorgendem Kondensat in einer GDRMA, wenn entsprechend das Abgas auskondensiert wird. Die optimale Brennwertnutzung stellt diverse Anforderungen an Apparate und Heizsystem wie mitunter Ventilatoren in den Abgassystemen, da der natürliche Kaminzug nicht mehr ausreichend groß ist, um die Abgase abzutransportieren.

Auch wenn die Temperaturen bei der Erdgaserwärmung relativ niedrig sind, finden sich häufig hydraulische Verschaltungen des Heizkreises und Wärmeübertrager wieder, die einen Brennwertnutzen ausschließen oder zumindest deutlich einschränken. Wesentlich ist dabei in Bestandsanlagen, dass eine Vorlaufbeimischung in den Rücklauf existiert und sich damit vergleichsweise hohe Rücklauftemperaturen zum Heizungskessel einstellen. Um bei diesen Anlagen einen effizienten Betrieb des Brennwertkessels zu ermöglichen, muss die hydraulische Verschaltung sowie evtl. die Wärmeübertrager zur Gasvorwärmung ersetzt oder das bestehende Wärmeversorgungssystem regelungstechnisch angepasst werden. Ansonsten reduzieren sich durch die höhere Rücklauftemperatur zum Heizkessel der erreichbare Kondensationsgrad bzw. die Effizienzgewinne deutlich. Teils kann so ein Kondensationsbetrieb im Kesselkörper verringert werden, wodurch lediglich der aus dem reinen Abgasstrom im Kamin kondensierende Wasserdampf als Kondensat anfällt.

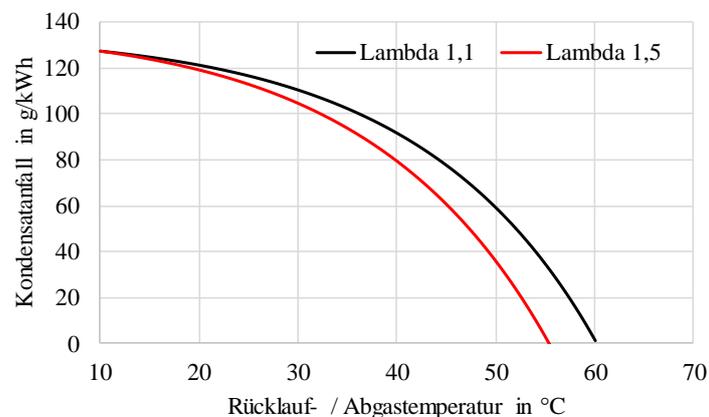


Abbildung 5-4: Kondensatmenge für russisches H-Gas nach DVGW G 260 in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur bei einer Luftzahl von 1,1 (gewünscht) und 1,5 (mitunter angetroffen).

In Abbildung 5-4 ist die Steigerung der Kondensatmenge bzw. Kondensationsgrades in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur für ein Verbrennungsluftverhältnis Lambda von 1,1 und 1,5 dargestellt. Es wird ersichtlich, welchen Einfluss die Rücklauftemperatur auf den Kondensationsanfall und damit auf die Effizienz des Brennwertbetriebs hat. Nicht zu vernachlässigen ist dabei aber auch das Verbrennungsluftverhältnis. Die übermäßige Beimischung von Luft (höheres Lambda) führt über den veränderten Wasserdampfpartialdruck des Abgases zu einem verringerten Taupunkt. Die genauen Berechnungsvorschriften zur Ermittlung

der Kondensatmenge in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur, Erdgaszusammensetzung und Lambda können Anhang I.V entnommen werden.

Neben dem Abtransport des Kondensats mit Hilfe eines Tank- bzw. Saugwagens bietet sich die Ableitung über den oftmals noch nicht vorhandenen öffentlichen Abwasserkanal an. Entsprechend der im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ durchgeführten Fallstudien übersteigt die notwendige Investition in die Entsorgungsstrategie mitunter die tatsächlich notwendigen Investitionskosten in die eigentliche Heizungstechnik. Selbst bei GDRMA im mittleren Leistungsbereich kann die mit dem Brennwertnutzen einhergehende Einsparung an Erdgas infolge der niedrigen Brennstoffkosten nicht die Mehraufwände der Installation über die kommenden Betriebsjahre ausgleichen. Bspw. bei der GDRMA Ib beträgt die Energieeinsparung etwa 10 MWh/a, was derzeit etwa 300 €/a beträgt. Typische Installationskosten für einen Anschluss an den Abwasserkanal liegen bei GDRMA im Bereich von 20.000 €.

Zusätzlich zu dem zuvor angeführten Entsorgungsweg über einen öffentlichen Abwasserkanal wäre auch die Versickerung auf den Grundstücken oder die Einleitung in nahegelegene Gräben bzw. Vorfluter denkbar. Hierbei ist auch die Zusammensetzung des Kondensats als Voraussetzung für die Genehmigung der Einleitung bzw. Versickerung von Bedeutung. Grundsätzlich ist die Zusammensetzung und Betrachtung von Kondensat aus Brennwerttechnologien nach der DWA-A 251: „Kondensate aus Brennwertkesseln“ durch die Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. geregelt (DWA, 2011). Neben dieser Richtlinie gelten die Anforderungen nach Wasserrahmenvereinbarung und jeweiliger örtlicher Wassersatzung. Für die Einordnung in den regulatorischen Rahmen wurden entsprechende Betrachtungen durchgeführt, welche dem Anhang entnommen werden können. Als Kernaussage dieser Betrachtungen kann man zusammenfassen, dass das Kondensat auf Basis von pH-Wert, Nitratbelastung und möglichen Metallionen (Aluminium und evtl. Schwermetalle) nicht ohne eine Aufbereitung auf den Grundstücken versickert oder in ein Gewässer eingeleitet werden darf. Dem Anspruch an die Aufbereitung des Kondensats genügt der Einsatz von üblicherweise am Markt erhältlichen Neutralisationseinheiten nicht. Diese neutralisieren im Wesentlichen nur den pH-Wert und eliminieren bspw. nicht die Nitratbelastung. Die einzige derzeit markterhältliche Aufbereitung von Kondensat für die Anwendung GDRMA beruht auf dem Einsatz von Ionentauscherharzen, welche die Schadstoffe eliminieren. Das Abwasser entspricht nach der Aufbereitung Trinkwasserqualität und kann demnach versickert werden. Mit dem Einsatz dieser Entsorgungsstrategie ist der regelmäßige Austausch der verbrauchten Ionentauscherharz-Patronen verbunden, was mit entsprechenden Kosten (etwa 180 € je Patrone, welche je nach Konzentration an Ionen für 300 bis 1000 Liter Kondensataufbereitung reicht) verbunden ist. Ziel sollte es sein, eine wartungs- und aufwandsarme Aufbereitungsmöglichkeit für GDRMA zu entwickeln.

Luft-Wasser-Wärmepumpen

Auch wenn elektrisch angetriebene Wärmepumpen mittlerweile sehr häufig zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden, ist die Verbreitung in GDRMA bisher nicht ausgeprägt. Je nach Größe und Lage der GDRMA kann der Einsatz dieser Technologie nur in Kombination mit herkömmlichen Erdgaskesseln erfolgen, da die GDRMA häufig nicht über die benötigte elektrische Anschlussleistung verfügen, um die geforderten Heizleistungen mit einer oder mehreren elektrischen Wärmepumpen bereitzustellen. In diesem Falle erscheinen gasbetriebene Wärmepumpen als besser geeignet, wobei hier jedoch die bereits bei Brennwertkesseln erläuterte Kondensatproblematik gegen eine Nutzung in GDRMA sprechen kann. Grundsätzlich können Luft-Wasser-Wärmepumpen (LWP) unter Beachtung gewisser Restriktionen wie dem außentemperaturabhängigen Coefficient of Performance (COP) oder den benötigten Luftvolumenströmen bzw. Geräuschemissionen in GDRMA eingesetzt werden.

Für eine Bewertung des Potenzials von LWP in GDRMA erfolgte im Rahmen dieser Arbeit eine umfangreiche Marktrecherche zu verfügbaren Geräten mit einer Heizleistung größer 20 kW. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrads von der Außentemperatur ist in Abbildung 0-1 dargestellt. Grundsätzlich sind Einzelgeräte bis zu einer thermischen Nennleistung von 120 kW verfügbar. Da diese Geräte nicht für Hochtemperaturanwendungen entwickelt werden und zusätzlich die Außentemperaturen als Wärmequelle auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau nutzen, ergeben sich mit den aktuell marktverfügbaren Standard-LWP maximale Vorlauftemperaturen für die Bedarfsdeckung der Wärmesenke von 65 °C. Entsprechend können die LWP in klassischen GDRMA mit gängigen Vorlauftemperaturen von 60..80 °C nur für eine Rücklauftemperaturenanhebung genutzt werden und dabei nur in Ausnahmen für eine vollständige Bedarfsdeckung ganzjährig zum Einsatz kommen. Für eine weitere energetische Bewertung des Einsatzes von LWP in GDRMA wurden die in Abbildung 0-1 veranschaulichten Kennlinien des COP bei einer Zieltemperatur von 45 °C für verschiedene LWP dargestellt. Es sind dabei Produkte verschiedener Hersteller aufgeführt. Der Verlauf der jeweiligen Kurven unterscheidet sich nur geringfügig. Entsprechend der lastintensiven Betriebszeiten im Winter in GDRMA sind Außentemperaturen von - 10..10 °C vorherrschend. Für diese Vorlauftemperatur von 45 °C würden die LWP gemäß der Herstellerangaben einen COP von 2..4 aufweisen. In der Praxis gilt es zu überprüfen inwieweit ein so hoher COP bei diesen niedrigen Temperaturen der Wärmequelle realistisch ist. Darüber hinaus wird deutlich, dass sich die temperaturabhängigen Wirkungsgrade der LWP der verschiedenen Hersteller für den niedrigen Außentemperaturbereich für den hauptsächlichen Einsatzbereich nur geringfügig unterscheiden. Erst im Bereich von Außentemperaturen größer 10 °C können nach den Datenblättern Effizienzunterschiede festgestellt werden.

Entsprechend der Fallstudien im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ bei mehr als zehn Netzbetreibern beträgt die typische elektrische Anschlussleistung einer GDRMA zwischen

30..125 kW_{el}, bei einem gleichzeitigen elektrischen Leistungsbedarf der Anlagentechnik von etwa 3..30 kW_{el} („EffGas“ 2021). Folglich würden je nach Anwendungsfall etwa 27..95 kW für die elektrische Leistungsaufnahme der LWP zur Verfügung stehen. Die LWP können in GDRMA jedoch keine Redundanz der Kessel ersetzen, da diese während eines Stromausfalls nicht die geforderte Versorgungssicherheit garantieren können. Niedrige Zieltemperaturen begünstigen den COP der LWP und garantieren einen wirtschaftlichen Einsatz. Für den Betrieb von GDRMA liegen die Kosten der elektrischen Energie etwa um das ~5..10-fache über dem Gaspreis (Strompreis 20..25 ct/kWh; Gaspreise 2..5 ct/kWh). Selbst unter Berücksichtigung typischer Wandlungsverluste ist folglich der Betrieb eines auf der Verbrennung von Erdgas basierenden Heizsystems grundsätzlich wirtschaftlich attraktiver. Der Einsatz von LWP in GDRMA kann stattdessen damit begründet werden, dass diese den Kondensat-anfall reduzieren, bzw. gänzlich vermeiden und Kosteneinsparungen hinsichtlich der Kondensatentsorgung bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der LWP berücksichtigt werden können.

Gas-Absorptionswärmepumpen

Die Gas-Absorptionswärmepumpe (GAWP) stellt eine Weiterentwicklung der Brennwerttechnik dar, bei der über einen sorptiven Prozess zusätzlich Umweltwärme eingekoppelt werden kann. Im Unterschied zu den LWP wird bei den GAWP Erdgas verbrannt und die entstehende Verbrennungswärme als Antrieb für einen thermischen Verdichter genutzt. Dies begünstigt den Einsatz in GDRMA, da zwar die elektrische nicht aber die Erdgasanschlussleistung begrenzt ist. Das Kältemittel (meist Ammoniak-Wasser-Gemisch) nimmt Umweltwärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau aus der Umgebungsluft auf. Der nachgeschaltete Brenner erhöht dieses Temperaturniveau. Die in Abbildung 5-5 dargestellten technischen Rahmenbedingungen entsprechen der GAWP von Robur mit einer Nennleistung von 41 kW_{th} und in der Ausführung als Hochtemperaturvariante mit einer maximalen Vorlauf-temperatur von 65 °C (Robur, 2020). Daneben existiert eine weitere Variante mit einer maximalen Vorlauf-temperatur von 55 °C. Diese GAWP wird unter anderen Bezeichnungen teils über andere Anbieter wie Bosch/Buderus am Markt angeboten. Im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ wurde die 41 kW GAWP in einer Dreierkaskaden realisiert.

Für Vorlauf-temperaturen von 40 °C erzielt diese GAWP auf eine Leistungszahl (COP) von 1,3..1,65 und koppelt dabei bis zu 16 kW_{th} Umweltwärme ein. Bei Ausschöpfung des vollen Temperaturbereichs mit Vorlauf-temperaturen von 65 °C können noch bis zu 32 kW_{th} bereitgestellt werden, bei einer Einkopplung von max. 9 kW_{th} Umweltwärme. Entsprechend der Kennlinien führen Außentemperaturen unterhalb von -15 °C dazu, dass der Wirkungsgrad bei 65 °C Vorlauf-temperatur auf dem Niveau von Niedertemperaturkesseln liegt.

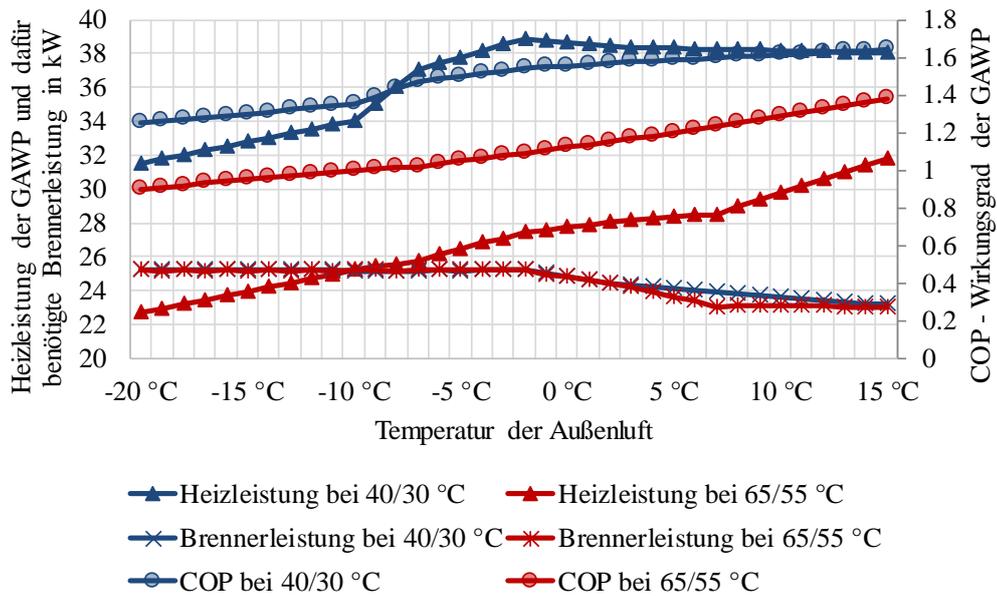


Abbildung 5-5: Energetische Bewertung der GAWP – Zieltemperaturen jeweils von 40 und 65 °C, die Rücklauftemperatur wird dabei entsprechend mit 30 und 55 °C angesetzt. Basis bildet das Datenblatt des Herstellers Robur (Robur, 2020).

Im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ wurde der praktische Einsatz von drei GAWP in einer GDRMA untersucht, welche zusätzlich mit Solarthermie unterstützt wird. Die in Abbildung 5-6 dargestellten realen Betriebsergebnisse für ein Jahr entsprechen mit einem monatlich gemittelten COP von 1,3..1,37 nahezu den vom Hersteller angegebenen Datenblattwerten. Der COP ergibt sich dabei durch Division der bereitgestellten Heizleistung durch die dafür erforderliche elektrische Leistung.

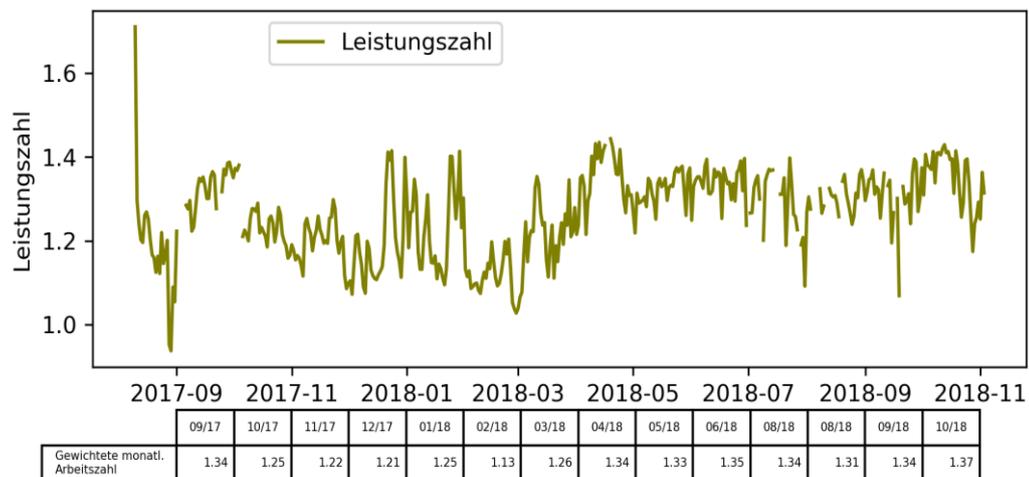


Abbildung 5-6: Real erzielte, täglich & monatlich gemittelte Nutzungsgrade der GAWP bezogen auf den Brennwert des Erdgases bei einer Vorlauftemperatur von 65 °C (Meier, 2019).

Neben den Wirkungsgradvorteilen eignet sich die GAWP entsprechend deren Kaskadierbarkeit und dem ganzjährigen Einsatzbereich für eine vollständige Wärmeversorgung von GDRMA. Einzige Prämisse ist dabei, wie bei den meisten erneuerbaren Energien, dass das Zieltemperaturniveau des Heizungsvorlaufs auf möglichst niedrigen Temperaturen unterhalb von 65 °C liegen sollte. Alternativ müsste der bestehende Heizkessel den mittels GAWP vorgewärmten Rücklauf auf das Zieltemperaturniveau des Vorlaufs nachheizen. Ein weiterer signifikanter Vorteil der GAWP gegenüber von LWP ist es, dass diese auch bei den gelegentlichen Abtauvorgängen bei niedriger Außentemperatur weiterhin kontinuierlich Wärme liefern, da der Gasbrenner den Abtauvorgang übernimmt und ein Teil der Wärme zurückgewonnen wird. Demgegenüber stehen die Mehrkosten der GAWP, welche durch entsprechende Förderprogramme (derzeit das Marktanreizprogramm des Bundes) und den Brennstoff und CO₂-Einsparungen im Betrieb individuell gegenübergestellt werden müssen.

Solarthermie

Das Temperaturniveau der Heizkreise in GDRMA als auch der nicht durch sommerliche Urlaubszeiten unterbrochene Wärmebedarf wie in der Versorgung der Haushalte bieten gute Voraussetzungen für die Nutzung von Solarwärme bei hohen Erträgen. Im Rahmen eines von der Hessenagentur geförderten Projekts („Solarthermische Beheizung von Gas-Druckregelanlagen“, HA-Projekt-Nr. 238/10-14) wurden zwischen 2010 und 2012 die Möglichkeiten zur Einbindung von Solarwärme in GDRMA untersucht und eine Anlage nahezu vollständig auf eine regenerative Wärmebereitstellung umgestellt (HMWK, 2013). Seitdem deckt diese GDRMA in Großseelheim ihren Wärmebedarf zur Gasentspannung nahezu vollständig mittels solarer Prozesswärme (355 m²_{brutto} Kollektorfläche) und der Abwärme des BHKW einer Biogasanlage (Wimmer, 2018). Auf Basis dieser Umsetzung wurden in einer Machbarkeitsstudie mehrere GDRMA des regionalen Netzbetreibers EAM Netz GmbH hinsichtlich der Eignung für solarer Prozesswärme untersucht. Als Ergebnis wurde in der GDRMA Neu-Eichenberg eine 135 m²_{brutto} Solaranlage mit drei GAWP installiert (Wimmer, 2014). Im Sommer 2017 wurde in der GDRMA Ostheim eine weitere Solarthermieanlage mit 440 m²_{brutto} Kollektorfläche und drei GAWP installiert, welche über einen separaten WÜT den Gasstrom vorheizen. Wie die bei der EAM Netz GmbH umgesetzten Anlagen und jeweils eine weitere in DE und Österreich zeigen, kann Solarthermie wirtschaftlich regenerative Wärme für GDRMA bereitstellen. Die Konzeptstudie einer im Iran realisierten Anlage mit einer Kollektorfläche von 500 m²_{brutto} war hingegen nicht wirtschaftlich, da im Sommer infolge der hohen Erdbodentemperaturen und damit erheblichen Gaseingangstemperaturen im Bereich von > 25 °C kein Wärmebedarf zur Vorwärmung des Erdgases besteht.

Solarthermieanlagen werden für industrielle Prozesse aus wirtschaftlichen Gründen i.d.R. auf die Schwachlast dimensioniert und übernehmen eine Teilversorgung des jährlichen Wärmebedarfs. Dies begründet sich darin, dass das Maximum der Einstrahlung i.d.R. nicht mit

dem Maximum des Wärmebedarfs zeitlich korreliert und eine Langzeitspeicherung der gewonnenen Energie zu kostenintensiv wäre. Vielmehr werden solare Prozesswärmanlagen auf den sommerlichen Wärmebedarf am strahlungsreichsten Tag ausgelegt, um keine Überproduktion von Solarwärme zu generieren (VDI 6002-2, 2014). Es stehen verschiedene Kolleorttechnologien zur Verfügung, welche für unterschiedliche Temperaturniveaus entwickelt wurden. In Abbildung 5-7 wird ersichtlich, dass sich typische Heizkreistemperaturen von 80/60 °C die Kollektorbauweisen Hochtemperatur-Flachkollektor, Vakuumröhrenkollektor und CPC-Kollektor (konzentrierender Vakuumröhrenkollektor) sowie der Flachkollektor anbieten.

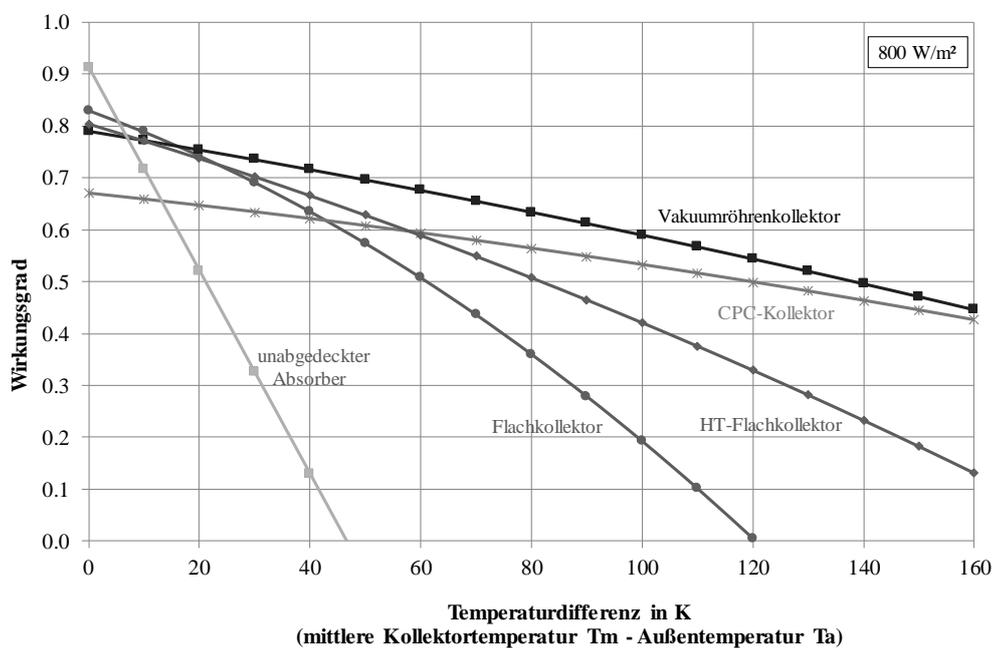


Abbildung 5-7: Temperaturabhängiger Wirkungsgrad von Solarthermie-Kollektoren (SAT, 2019).

Blockheizkraftwerke

Infolge von Vorlauftemperaturen der Heizkreise in GDRMA bis 80 °C können BHKW als eine mögliche technische Realisierung von KWK in GDRMA eingesetzt werden. Die Vorwärmung mittels BHKW wird durch die Motorabwärme in Form von Kühlwasser und Abgaswärme bewerkstelligt. Für eine wirtschaftliche Auslegung eines BHKW ist ein langfristig konstanter Wärmebedarf entscheidend, um im Jahresverlauf eine gewisse Anzahl von Betriebsstunden zu garantieren. Daher hängt der erfolgreiche Einsatz von BHKW stark von den jeweiligen Betriebsparametern einer GDRMA ab. Ein Großteil der GDRMA verfügt über ein unausgeglichenes Profil im Jahresverlauf (bis zu 1:10), was die Einbindung von BHKW erschwert. Als eine mögliche Auslegung kann das BHKW die Grundlast des Wärmebedarfs abdecken, wobei andere Wärmeerzeuger die Spitzenlast decken. Der Strombedarf einer

GDRMA ist vergleichsweise gering, sodass die erzeugte elektrische Energie ins öffentliche Netz eingespeist werden muss. Dafür ist jedoch ein geeigneter Netzanschluss in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung des BHKW notwendig, was häufig ein Hemmnis bei der Umsetzung darstellt. In der Vergangenheit wurde die Einbindung von großen BHKW mit mehr als 100 kW_{el} hauptsächlich in Kombination mit Entspannungsturbinen umgesetzt. Da Energienetzbetreiber nach dem EnWG nur so viel Energie produzieren dürfen wie sie für Ihren eigenen Betrieb benötigen, ist in den allermeisten GDRMA ein Contractor für den Betrieb des BHKW notwendig.

Die Abbildung 5-8, Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 sollen das grundlegende Verständnis liefern, warum sich der Betrieb von BHKW nach dem Börsenstrompreis in GDRMA anbietet. Dabei ist in Abbildung 5-8 der normierte Volumenstrom für jede Stunde des Tages über jeden Tag des Jahres der GDRMA Ib und in Abbildung 5-9 der Verlauf für die GDRMA 2 dargestellt. Zusätzlich findet sich selbige Auftragung in Abbildung 5-10 für den zeitgleichen Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel an der eex für 2017. Es zeigt sich, dass hohe Strompreise zumeist zeitlich mit einem hohem Wärmebedarf in GDRMA korrelieren. Darüber hinaus ist zu Zeiten eines geringen Strombedarfs wie bspw. zwischen 0..5 Uhr ebenfalls nahezu kein Wärmebedarf in GDRMA vorherrschend (der Wärmebedarf ist direkt proportional zum Normvolumenstrom). Der Einsatz von BHKW würde dementsprechend dem Wärmebedarf folgend direkt zu Zeiten höherer Börsenstrompreise erfolgen, womit die Wirtschaftlichkeit großer BHKW gesteigert werden kann. Darüber hinaus unterliegt der Wärmebedarf in GDRMA derselben Saisonalität wie der Strompreis. Im Winterhalbjahr zu Zeiten eines hohen Wärmebedarfs, können gleichzeitig Strompreise auf einem hohen Niveau >70 €/MWh erzielt werden. Augenscheinlich entspricht der Verlauf der GDRMA Ib dabei eher dem des stündlichen Strompreisverlaufs. Insbesondere, weil hierbei die morgendlichen und abendlichen Leistungsspitzen ausgeprägter sind und damit leichter wahrnehmbar. Dieser Umstand täuscht bei der GDRMA 2, da diese einer stärkeren Grundlast unterworfen ist, welche durch die Versorgung eines nachgelagerten Industriekunden in dieser GDRMA induziert wird. Infolgedessen ist das Lastprofil ausgeglichener und die Leistungsspitzen werden weniger deutlich. Wird der Gaslastgang dieses einen Industriebetriebs von dem Gaslastgang der GDRMA 2 abgezogen, ist der stündliche Verlauf nahezu identisch zu dem der GDRMA Ib. Als eine weitere Besonderheit kann im Sommer zur Mittagszeit ein niedrigerer Börsenstrompreis infolge der vermehrten Einspeisung des fluktuierenden PV-Stroms festgestellt werden. Dies begünstigt wie zuvor beschrieben den Einsatz von BHKW aber auch den von Solarthermie bei der Kombination dieser beiden Erzeuger. Während das BHKW sich zu dieser Mittagszeit in einem wirtschaftlich ungünstigen Betrieb befindet, kann die Solarthermie Wärme bereitstellen. Als ein weiterer Vorteil erzeugen Solarthermie und PV in Abhängigkeit der vorhandenen Strahlung gleichermaßen viel Wärme oder Strom, sodass hier automatisch bzw. indirekt eine Anpassung des Betriebs an den Börsenstrompreis erfolgt.

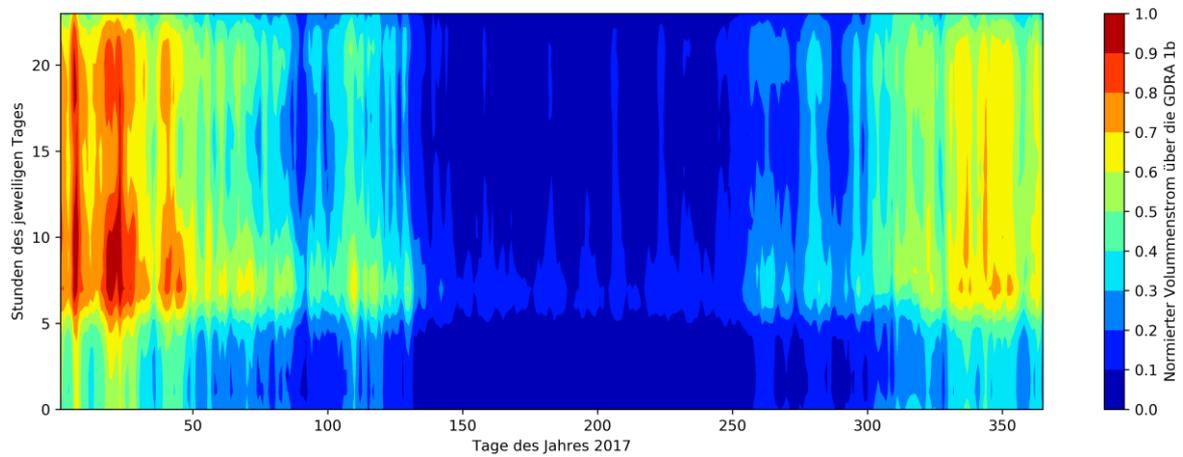


Abbildung 5-8: Normvolumenstrom über eine typische GDRMA Ib im Jahresverlauf 2017.

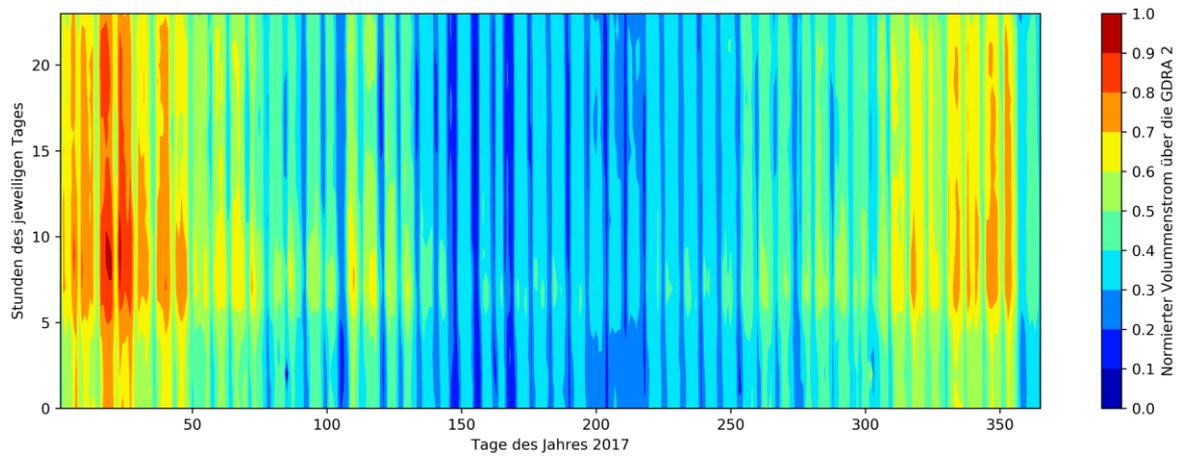


Abbildung 5-9: Normvolumenstrom über die GDRMA 2 im Jahresverlauf 2017.

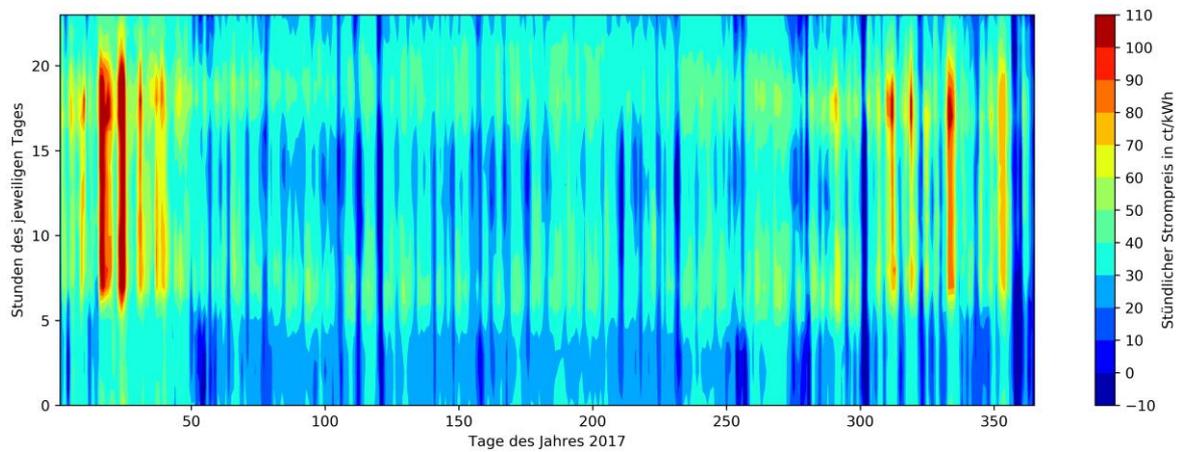


Abbildung 5-10: Strompreis im Day-Ahead-Handel an der eex Strombörse Deutschland für 2017 – alle negativen Preise wurden unter -10 ct/kWh, alle Preise größer 100 ct/kWh unter 110 ct/kWh zusammengefasst.

Infolge des geringen Stromeigenbedarfs sollte die Dimensionierung des BHKW sich in erster Linie am Wärmebedarf orientieren und in zweiter Instanz durch die bestehende elektrische Anschlussleistung eingeschränkt werden. Netzausbaumaßnahmen für BHKW Nachrüstungen rentieren sich entsprechend der durchgeführten Fallstudien meist nur bei BHKW größer 1 MW installierter elektrischer Leistung. Dies sollte jedoch in Abhängigkeit weiterer Parameter wie der Entfernung zum nächsten in Frage kommenden Netzknotenpunkt individuell betrachtet werden. In Kombination mit Wärmespeichern und Batterieanlagen (Unterbrechungsfreie Stromversorgung), können BHKW in GDRMA sowohl einen Reservekessel als auch die Netzersatzanlage ersetzen. Eine weitere interessante Einsatzmöglichkeit des BHKW ist es, notwendige Netzausbaumaßnahmen im Zuge von Anlagenerweiterungen zu erübrigen und damit deren Wirtschaftlichkeit erheblich zu verbessern.

CO₂-Wärmepumpen

Sogenannte CO₂-Wärmepumpen arbeiten im Gegensatz zu anderen Wärmepumpen mit einem überkritischen Fluid. Damit ist es möglich auch hohe Vorlauftemperaturen, wie sie in klassischen Bestandsanlagen der GDRMA vor einer Betriebsoptimierung vorkommen, von 60..80 °C bei hohen COP bedienen zu können. Ein weiteres wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist, dass sich der COP mit zunehmender Temperaturspreizung zwischen Quelle und Senke verbessert. Da viele GDRMA gerade über kleine Temperaturspreizungen zwischen Vor- und Rücklauf verfügen, bietet es sich grundsätzlich an, erst eine Betriebsoptimierung durchzuführen und anschließend eine Standard-Wärmepumpen wie die LWP einzusetzen. Der Einsatz einer CO₂-Wärmepumpe ist hingegen in Kombination mit einer Entspannungsturbine denkbar. Die Wärmepumpen würde hierbei mit Strom aus dem Turbinengenerator den Wärmebedarf dieser Entspannungsart bereitstellen. Infolge des Wirkungsgrads der Wärmepumpe wird ein Teil der elektrischen Energie nicht für die Wärmebedarfsdeckung benötigt und kann somit nahezu kostenneutral produziert werden (vgl. Entspannungsturbine).

Power to Heat

Da die Wärmeversorgung von GDRMA immer redundant aufgebaut wird, ergänzt ein Power to Heat System, welches nur zu kostengünstigen Zeiten eingesetzt wird, das bestehende Gesamtkonzept. Problematisch bei der Implementierung solcher Systeme könnten die niedrigen Netzanschlussleistungen von 30..125 kW sein, welche den Einsatz größerer Power to Heat Anlagen verhindern. Doch gerade größere Anlagen wären nötig, um die grundsätzlichen Kosten wie bspw. Datenkommunikation im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten zu relativieren. Wie auch im Rest des derzeitigen Energiesystems ist Strom deutlich kostenintensiver als Erdgas, weshalb hier i.d.R. erhöhte Brennstoffkosten für die Bereitstellung der Vorwärmeenergie anfallen sollten.

6. Umsetzung der Maßnahmen in einem Präqualifizierungstool

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die Grundlagen zu GDRMA und zur Entwicklung eines Wärmebedarfsprofils beschrieben wurden, wird im Folgenden die technische Umsetzung zur Abschätzung der Maßnahmen im Rahmen des Präqualifizierungstools vorgestellt. Dazu werden einzeln die Umsetzung der in Kapitel 5 erörterten Maßnahmen beschrieben. Ziel soll es sein, die Berechnungswege und Vorschriften sowie anderweitig einzubindenden Planungshilfsmittel zu beschreiben. Nach Abschluss des Kapitels soll es möglich sein, alle nach derzeitigem Stand der Technik sinnvollen Maßnahmen sowohl hinsichtlich Effizienz als auch der Ergänzung des bestehenden Heizungssystems mit einem innovativeren System sowie deren energetische Vorzüge berechnen zu können. Die bei der energetischen Optimierung der GDRMA möglichen nicht investiven Maßnahme, die sogenannten Low-Hanging-Fruits und deren Umsetzung sollen im ersten Schritt erörtert werden.

6.1. Vorgehen hin zu einer effizienten GDRMA Betriebsweise

Die möglichen Vorgehensweisen bei einem Audit der Energieversorgung einer GDRMA wird in Abbildung 6-1 mittels eines Stufenmodells aufgezeigt.

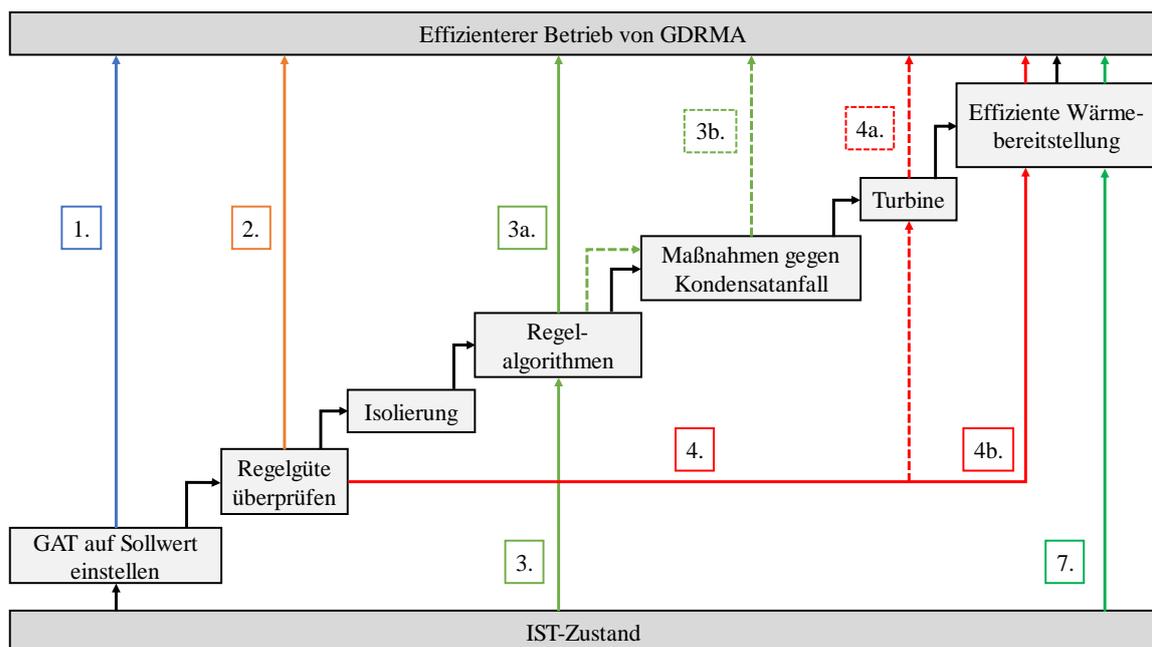


Abbildung 6-1: Stufenmodell zur schrittweisen Optimierung einer GDRMA.

Dabei werden verschiedene Pfade des stufenweisen Vorgehens aufgezeigt. Neben dem vollständigen Pfad vom IST-Zustand von links unten nach rechts oben hin zur Prüfung der effizienten Wärmebereitstellung sind weitere Pfade dargestellt, welche in der eingezeichneten Reihenfolge durchgeführt werden können. Damit soll gewährleistet sein, dass die jeweiligen Maßnahmen nacheinander abgearbeitet werden. Dies vermindert beispielweise die Gefahr, effiziente erneuerbare Wärmeversorgungssysteme auf ineffiziente Betriebszustände auszuliegen. Somit werden im späteren Verlauf Dimensionierungsfehler vermieden. Die nachfolgende Erörterung der Umsetzungsvorschriften orientiert sich an der Reihenfolge des Stufenmodells. Für die Anordnung wurde dabei sowohl Rücksicht auf den Aufwand der Umsetzung als auch auf die Reihenfolge der Maßnahmen genommen. Die nichtinvasiven Maßnahmen sollten insofern erforderlich und nicht bereits umgesetzt, immer in Betracht gezogen werden. Bei den investiven Maßnahmen entscheidet neben der technischen Umsetzbarkeit letzten Endes i.d.R. die Wirtschaftlichkeit der vorgeschlagenen Lösungen. Das im Nachfolgenden dargestellte Vorgehen ermöglicht die Quantifizierung aller technisch relevanten Parameter, wie die erzielte Energieeinsparung oder die Deckungsrate der gewählten Technologie, welche dann für eine separate Wirtschaftlichkeitsbetrachtung genutzt werden kann.

GAT auf Sollwert einstellen

Losgelöst von allen Effizienzbetrachtungen sollte die korrekte Einregelung der GAT auf den Sollwert das vorrangige Ziel des GDRMA-Betreibers sein, da die GAT als Regelgröße die Funktionstüchtigkeit und Arbeitsweise des Regel- mit dem Wärmeerzeugungskreises gewährleistet. In den durchgeführten Fallstudien wurde überwiegend eine nur unzureichend eingeregelter GAT angetroffen (vgl. Tabelle 3-5). Solange die GAT infolge von Schwankungen nicht in die unteren Störmeldegrenzen gelangt und damit ein Fehlverhalten der Netzleitstelle gemeldet wird, findet sie oftmals keine weitere Beachtung, obwohl diese maßgeblich für den energieeffizienten Anlagenbetrieb ist.

Für die Umsetzung in einem Vorauslegungstool ist diese Maßnahme denkbar einfach. Dazu müssen lediglich die Wärmebedarfe des aktuellen Betriebs auf Basis der derzeitigen und einer neu zu definierenden GAT berechnet werden. Über die Differenz zwischen diesen beiden jährlichen Nutzenergiemengen kann der Effizienzgewinn dieser ersten Maßnahme quantifiziert werden. Dieser in der Theorie einfache Vorgang gestaltet sich in der Praxis zumeist schwierig, da hierfür das Anlagenverhalten nachvollzogen und ggf. die Regelkreise oder Wärmeerzeuger neu eingestellt oder ausgetauscht werden müssen.

Regelgüte überprüfen

Die Regelgüte einer GDRMA kann auf Basis realer Lastgangdaten überprüft werden, welche hierfür zumindest als Stundenmittelwert vorliegen sollten. Dazu ist es erforderlich, die GAT

über den zeitgleichen Normvolumenstrom aufzutragen und erste typische Fehler zu identifizieren, vgl. Abbildung 3-11 bis Abbildung 3-13. Letztlich stellt die Überprüfung der Regelgüte eine Erweiterung der vorangegangenen Maßnahme dar, da es hierbei möglich ist, auf Basis eines erweiterten Datensatzes den durch die Regelabweichung verursachten, zusätzlichen Wärmebedarf zu berechnen.

Isolierung

Entsprechend der im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ durchgeführten Fallstudien sind die Wärmeverteilsysteme in GDRMA zumeist nicht mit entsprechender Wärmeisolierung ausgestattet. Durch die ganzjährigen und gleichzeitig hohen Heizkreistemperaturen ergeben sich signifikante Wärmeverluste, welche die Anlageneffizienz gerade von kleineren GDRMA bis 200 kW installierter Heizkesselleistung erheblich beeinflussen. Um hier gegenzusteuern, sollte diese Thematik elementarer Bestandteil einer Effizienzbetrachtung sein, da den Anlagenbetreibern zumeist die anteilige Größe der Wärmeverluste nicht bekannt ist. Zur Abschätzung des Effizienzpotenzials der Isolierung, müssen die Wärmeverluste über die Rohroberfläche, das Temperaturniveau und die Raumtemperatur berechnet werden. Diese Verluste sind um den Anteil zu reduzieren, der für die Frostfreihaltung der Räumlichkeiten genutzt wird. Auf dieser Basis kann die mit der Investitionsmaßnahme verbundene Energieeinsparung abgeschätzt und wirtschaftliche Bewertungskriterien berechnet werden.

Regelalgorithmen

Im Anschluss an die zuvor erläuterten Optimierungsmaßnahmen ist von einem geregelten Anlagenbetrieb auszugehen, welcher mittels neuerer Regelalgorithmen weiter optimiert werden kann. Einer dieser vielversprechenden Regelalgorithmen ist die Taupunktregelung, welche im Vergleich zu einer Betriebsweise mit einer konstanten GAT von 10 °C Energieeinsparungen im Bereich von 20 % ermöglicht (in Relation zur Ausprägung des Gasdurchsatzes). Dabei wird die GAT gleitend dem Taupunkt der Umgebungsluft im Regelraum angepasst und so der Kondensatanfall auf den Gasregelschienen vermieden. Für die Quantifizierung der Nutzenergieeinsparung durch die Taupunktregelung müssen für den betrachteten Standort und das jeweilige Jahr die Wetterdaten einer nahegelegenen und vergleichbaren Wetterstation genutzt werden, um den Verlauf des Taupunktes der Luft zu berechnen. Dieser Temperaturverlauf kann unter Aufschlag eines zu definierenden Offsets bzw. unterer oder oberer Temperaturgrenzen dazu genutzt werden, um den mit dieser Fahrweise einhergehenden physikalischen Wärmebedarf bei dem untersuchten Lastprofil zu quantifizieren. Die Differenz zu dem bestehenden bzw. mit den vorigen Effizienzmaßnahmen verringerten Wärmebedarf beschreibt die möglichen Energieeinsparungen oder Aufwände. Insofern keine aufwändige Anpassung der Stationsautomatisierung vorgenommen werden soll, kann alternativ der Sollwert der GAT monatlich verändert und an die zeitgleich erwartete sowie monatlich gemittelte Taupunkttemperatur angepasst werden.

Neben dieser regelungstechnischen Effizienzmaßnahme ist es möglich, den Heizgaseinsatz durch das Herabsetzen der Heizkreistemperaturen zu reduzieren. Gerade in Hinblick auf einen effizienten Brennwertbetrieb kann so im oberen einstelligen Prozentbereich Heizgas für denselben Wärmebedarf eingespart werden. Für eine Integration innerhalb eines Vorauslegungstools muss entsprechend der in Kapitel 2 beschriebenen theoretischen Grundlagen die Leistungsfähigkeit des vorhandenen oder geplanten Gas-WÜT überprüft werden. Darauf aufbauend kann die benötigte Vorlauftemperatur und die von dieser abhängigen, sich einstellenden Rücklauftemperatur berechnet werden, welche sich für die verschiedenen Lastfälle im Laufe des Betrachtungsjahres ergibt. Auf Basis der Rücklauftemperatur kann unter Anwendung der im Anhang I.V dargestellten Verbrennungsrechnungen der damit einhergehende verbesserte Brennwertnutzen quantifiziert werden. Damit ist es möglich, ausgehend von wenigen Abfragedaten den Effizienzgewinn und die optimale Fahrweise des Wärmeversorgungssystems direkt abzuleiten. Neben dem Einfluss der Gaszusammensetzung auf die Ausprägung des JTE, ist die tatsächliche Gaszusammensetzung relevant für Verbrennungsrechnungen, weshalb mindestens die Gasart bekannt sein sollte. Die Bestimmung des mit dieser Maßnahme einhergehenden Potentials kann sinnvollerweise lediglich auf stündlichen Werten durchgeführt werden, da Tagesmittelwerte der Auslastung der GDRMA lediglich zu durchschnittlichen Berechnungsergebnissen führen.

Investive Maßnahmen gegen Kondensatanfall

Insofern nicht bereits durchgeführt sind die vorgenannten Maßnahmen im Rahmen einer energetischen Überprüfung bzw. Verbesserung von GDRMA grundsätzlich in Betracht zu ziehen. Teilweise zielen diese ersten Maßnahmen bereits auf das Herabsetzen oder Einstellen der GAT ab. Diese ist wie bereits beschrieben der einzige vom Betreiber frei wählbare Gasparameter, und hat damit einen direkten und steuerbaren Einfluss auf den physikalischen Wärmebedarf. Gegen die ganzjährige Herabsetzung dieses Parameters in Temperaturbereiche bis 0 °C spricht i.d.R. der offensichtliche Kondensatanfall auf den Gasschienen. Nachfolgend werden zwei Maßnahmen beschrieben, welche diesem Kriterium entgegenwirken.

Einsatz von Sorptionsrädern

Sorptionsräder können dazu genutzt werden, um die absolute Feuchte der Luft in einem Gasregelraum und damit den Taupunkt herabzusetzen. Dies wiederum erlaubt im Anlagenbetrieb niedrigere GAT ohne die Gefahr eines Kondensatanfalls auf den Regelschienen. Das eigentliche Sorptionsrad sollte entgegen dem ursprünglichen Ansatz von (Kalyta, 1987) und entgegen der technologieüblichen Betriebsweise bspw. in Wasserwerken nicht nach einer konstanten relativen Austritts-Feuchtigkeit geregelt werden. Vielmehr wird vorgeschlagen, den Betrieb nach der gewünschten Taupunkttemperatur zu regeln. Abbildung 6-2 zeigt die möglichen Entfeuchtungsleistungen in Abhängigkeit der Außentemperatur und relativen Feuchte beispielhaft für zwei Sorptionsräder der Hersteller Munters und Recusorb nach den

entsprechenden Datenblättern (Munters, 2021 und Recusorb, 2021). Auf Basis dieser Kurven können die technisch erreichbaren Entfeuchtungsleistungen eines Sorptionsrades für verschiedene Umgebungsluftbedingungen berechnet werden. Unter Kenntnis der Entfeuchtungsleistung ergibt sich eine neue absolute Feuchte der konditionierten Raumluft, für welche der Taupunkt bestimmt werden kann. Darauf aufbauend können in Analogie zu der zuvor vorgestellten Quantifizierung des Potenzials der klassischen Taupunktregelung folglich die Nutzenergieeinsparungen im jährlichen Verlauf berechnet werden.

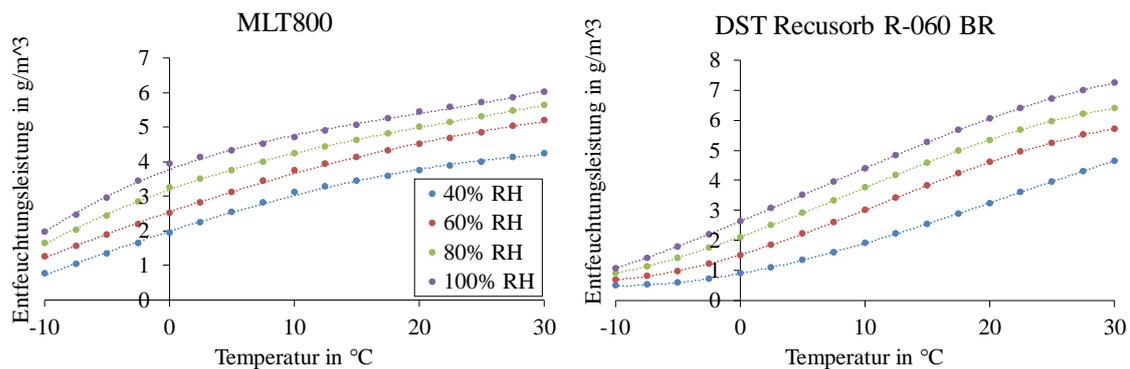


Abbildung 6-2: Entfeuchtungsleistung in Abhängigkeit der Lufttemperatur und -feuchte geeigneter Sorptionsräder mit einem Einsatzbereich bis 800 m³/h Zuluftvolumenstrom zum Gasregelraum.

Nicht zu vernachlässigen ist der elektrische Energieaufwand für die Regeneration des Sorptionsmittels. Für eine erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtung können die Entfeuchtungskapazitäten aus Abbildung 6-2 genutzt werden. Für eine definierte Luftwechselrate kann dabei unter Einbeziehung der Außenluftbedingungen und Raumgröße die entzogene Wasserdampfmenge bestimmt werden, welche in der sich anschließenden Regeneration des Sorptionsmittels unter Energieeinsatz wieder abgeschieden werden muss. Die energetischen Aufwendungen dafür sind den energetischen Einsparungen durch Herabsetzen der GAT entgegenzustellen.

Einsatz von Schutzlacken, Kälteisolierungen, korrosionsbeständigen Materialien

Gerade bei den Hochleistungs-GDRMA (>100.000 Nm³/h) der Fernleitungsnetzbetreiber führt die Kompensation des JTE zu erheblichen Betriebskosten im Bereich von >100.000 €/a. Entsprechend wird die GAT als Kostentreiber möglichst niedrig eingestellt und der mit dem Kondensatanfall verbundene, erhöhte Instandhaltungsaufwand akzeptiert. In diesen Anlagen finden Schutzmaßnahmen wie Schutzlacke, Auffangrinnen, Kälteisolierungen und nichtrostende Materialien bereits Anwendung. Die individuellen Kosten dieser Schutzmaßnahmen müssen vom Betreiber eruiert werden. Für die Quantifizierung des Effizienzpotenzials kann der Nutzenergiebedarf für den entsprechenden Gaslastgang mit einer

realisierbaren GAT im Bereich von 0 °C berechnet werden. Für eine ökonomische Bewertung kann darauf aufbauend die Differenz zum Nutzenergiebedarf mit einer Standard-Fahrweise bestimmt und die monetären Einsparungen ins Verhältnis zu den Installationskosten gesetzt werden.

Entspannungsturbine

Die Kennzahlen einer Entspannungsturbine können auf Basis vereinfachender Formeln nach (Cerbe et al., 2016 und Mischner et al., 2015) berechnet werden. Hiermit ist es möglich mit idealisierten Parametern den Einsatz einer Turbine abzuschätzen. Neben der Berechnung der mechanischen und elektrischen Leistung kann ebenfalls der mit der veränderten Entspannungsart einhergehende Wärmebedarf ermittelt werden. Offen bleibt die Dimensionierung der Turbine, welche Auswirkungen auf die Betriebsweise ebendieser hat. Eine mögliche Auslegung orientiert sich am Druckverhältnis und der Durchflusscharakteristik.

Für eine Abbildung in einem Präqualifizierungstool müssen der minimale und maximale Durchfluss der Turbine sowie die notwendigen Druckzustände an Eingang und Ausgang festgelegt werden. Es ergibt sich damit der Betriebsbereich der Turbine, für welchen der mit dieser Art der Druckminderung einhergehende Wärmebedarf zu bestimmen ist. Dabei wird der Vorgang der Entspannung teilweise durch Drosseln und teilweise durch die Turbine realisiert. Drosseln kommen zum Einsatz zur Einstellung des für die Turbine notwendigen Eingangsdruckzustands und zum Abbau des Restdrucks nach der Entspannung durch die Turbine (insofern notwendig) für den gesamten zu entspannenden Erdgasvolumenstrom. Um möglichst viele Vollbenutzungsstunden der Turbine zu gewährleisten, würde diese vermutlich nicht auf den maximalen Gasdurchsatz ausgelegt. Dementsprechend verbleibt bei starken Verbrauchszeiten teilweise ein Gasvolumenstrom, welcher nicht in der Turbine entspannt werden kann. Zusätzlich ergeben sich mitunter Betriebszustände, bei welchen der Volumenstrom den Mindestvolumenstrom für den Betrieb der Turbine unterschreitet. In diesen beiden Fällen muss der Volumenstrom gänzlich über die Drosseln entspannt werden. Der für diese beschriebenen Zustände notwendige Wärmebedarf bei der einfachen Entspannung über die Drossel muss entsprechend der Gleichungen aus Kapitel 2 berechnet werden. Zusätzlich ergibt sich der eigentliche Wärmebedarf für die Entspannung des Volumenstroms über die Turbine. Die Summe dieser Wärmebedarfe ist in Relation zu den Erlösen aus dem Stromverkauf und den für die Installation und Betrieb nötigen Aufwendungen zu setzen. Die Berechnung der Bereitstellung von mechanischer Energie durch die Turbine und damit verbundenen gesteigerten Wärmeaufwendungen kann nach (Cerbe et al., 2016 und Mischner et al., 2015) berechnet werden. An dieser Stelle soll nicht auf die genauen Berechnungsvorschriften eingegangen werden, da die Entspannungsturbine nicht im Vorauslegungstool berücksichtigt wurde. Um in weiterführenden Betrachtungen ein Wärmebedarfsprofil für den kombinierten Einsatz aus Drossel und Entspannungsturbine zu generieren, muss auf Basis

der stündlichen Normvolumenströme das Druckverhältnis auf die beiden Entspannungsarten, wie zuvor beschrieben, aufgeteilt werden. Die zeitlich hochaufgelöste gemeinsame Betrachtung der Vorgänge ermöglicht es, ein modifiziertes Wärmebedarfsprofil der betrachteten GDRMA zu generieren. Damit erfolgt die Berechnung der Turbine besser auf stündlicher Basis als auf Grundlage von täglichen und damit gemittelten Lastgängen, welche vom Herleitungsverfahren bereitgestellt werden.

6.2. Effiziente Wärmebereitstellung

Anschließend an die möglichen Effizienzmaßnahmen bietet sich eine Bandbreite an alternativen Wärmebereitstellungstechnologien und Kombinationen ebendieser an. Generell ist es von Vorteil, mittels dynamischer thermischer Simulationen die Auslegung des Wärmeversorgungssystems durchzuführen. Diese Vorgehensweise ist bspw. mit Simulationsprogrammen wie TRNSYS oder Polysun möglich. Im weiteren Verlauf sollen vereinfachte Vorgehensweisen aufgezeigt werden, welche automatisiert die Auslegung und Überprüfung der vorgeschlagenen Maßnahmen ermöglichen, ohne Simulationsstudien im ersten Schritt der Präqualifizierung der Maßnahmen erforderlich zu machen. Die genutzten Tools wurden in wissenschaftlichen Arbeiten, wie in (Lauterbach, 2014 und Jesper et al., 2021), einzeln validiert und sollen auf GDRMA angewendet werden. Nachfolgend wird die Implementierung der einzelnen Maßnahmen und daran anschließend die Kombinationen dieser im Tool vorgestellt. Die Berechnung aller Maßnahmen baut auf den sich im Anschluss an die gewählte Effizienzmaßnahme (wie Taupunktregelung) ergebenden Wärmebedarf auf.

Maßnahme I: Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen

Infolge des unterirdischen Platzbedarfs für Erdgaspipelinerohre am Standort der GDRMA bietet sich der Einsatz von LWP an. Bei dieser Technologie gilt es den Einsatz an elektrischer Energie ins Verhältnis zu der über den Kreisprozess bereitgestellten Wärmemenge für den Vorwärmprozess zu setzen. Neben der Quelltemperatur (Außenluft ($T_{l,in}$)) ist die Zieltemperatur der Senke (Vorlauftemperatur des Heizkreises ($T_{h,out}$)) entscheidend für die Effizienz des Kreisprozesses. Darüber hinaus ist wie zuvor beschrieben der elektrische Bestandsanschluss der GDRMA mit i.d.R. $< 50 \text{ kW}_{el}$ limitierend für den Anteil der Wärmebereitstellung. Zur automatisierten Berechnung von LWP hat (Jesper et al., 2021) ein herstellerunabhängiges Verfahren entwickelt. Dabei wurde auf Basis von realen Betriebspunkten und Wärmepumpeneinheiten sowie unterschiedlich eingesetzten Kältemittel und Verdichtertypen der Verlauf des COP verglichen. (Jesper et al., 2021) zeigte, dass es möglich ist, den für die zu untersuchende Anwendung real möglichen COP auf Basis der Temperaturniveaus herzuleiten. Für die Berechnung wurden entsprechende Regressionsgleichungen entwickelt, welche es ermöglichen, den COP in Abhängigkeit der Temperaturniveaus der Quellen ($T_{l,in}$) und Senken ($T_{h,out}$) nach Gl. (6-1) zu berechnen. Dabei ergibt sich nach Gl. (6-2)

die Temperaturerhöhung (ΔT_{lift}) inkl. eines Aufschlags von 5 K für die Wärmeübertragung. Diese einfache Beziehung kann für die weitere energetische und ökonomische Betrachtung genutzt werden, da sie es ermöglichen, den jahreszeitlich angepassten Betrieb kontinuierlich und automatisiert zu berechnen. Unter Beachtung der zur Vorwärmung nutzbaren elektrischen Anschlussleistung kann über den täglich zu bestimmenden COP der tägliche Wärmeertrag der LWP (Q_{LWP}) prognostiziert werden. Dabei werden neben der abgefragten Zieltemperatur des Heizkreises der betrachteten GDRMA die für das Jahr und Ort zutreffenden täglichen Wetterdaten (i.d.R. ist die Lufttemperatur in 2 m Höhe stündlich verfügbar) der nächsten vergleichbaren Wetterstation (DWD, 2018) für die Bestimmung des möglichen COP zugrunde gelegt. Im Rahmen des Vorauslegungstools wird somit für jeden Tag des Betrachtungsjahres der COP bestimmt und die bereitstellbare Wärmemenge der LWP in Abhängigkeit der eingesetzten elektrischen Energie, bzw. Anschlussleistung nach Gl. (6-3) ermittelt. Insofern die bestehende elektrische Anschlussleistung ($P_{el,GDRMA}$), abzüglich der zeitgleichen elektrischen Verbraucher ($P_{el,Verbrauch}$) in einer GDRMA wie Pumpen, einen Betrieb der LWP ermöglicht, welcher wärmebedarfsdeckend ist, so wird dieser limitiert durch den täglichen Vorwärmbedarf (Q_{VW}). Insofern dieser nicht bedarfsdeckend ist, muss das Referenzsystem den verbleibenden Wärmebedarf (Q_{Ref}) bereitstellen.

$$COP = a \cdot (\Delta T_{lift} + 2 \cdot b)^c \cdot (T_{h,out} + b)^d \quad (6-1)$$

*mit den Parameterwerten: $a = 1.4480 \cdot 10^{12}$, $b = 88.730$, $c = -4.9460$, $d = 0.0000$

$$\Delta T_{lift} = T_{h,out} - T_{l,in} + 5 K \quad (6-2)$$

$$Q_{VW} = Q_{Ref} + Q_{LWP} = Q_{Ref} + COP \cdot (P_{el,GDRMA} - P_{el,Verbrauch}) \quad (6-3)$$

Maßnahme II: Einsatz von Gas-Absorptions-Wärmepumpen

Ähnlich der LWP ist die Effizienz einer GAWP unter anderem abhängig von der Quellen- und Senkentemperatur. Die Berechnung des täglichen COP und der temperaturabhängigen Heizleistung einer GAWP kann auf Basis der im Datenblatt des Herstellers Robur veröffentlichten Angaben erfolgen (Robur, 2020). Die den Datenblättern entnommenen Koeffizienten werden bei der Berechnung der Heizleistung über die Gl. (6-4) verwendet und sind in der Tabelle 6-1 aufgeführt. Dabei muss zur Berechnung der außentemperaturabhängigen Heizleistung die jeweilige Zieltemperatur des Heizkreises in der jeweiligen GDRMA bekannt sein. GAWP sind grundsätzlich nur in wenigen Produktausführungen am Markt erhältlich, weshalb im Rahmen des Vorauslegungstools nur auf dieses eine Produkt eingegangen wird. Die Koeffizienten beziehen sich auf die in Abbildung 5-5 dargestellten Zusammenhänge.

$$Q_{GAWP} = A \cdot T_{l,in}^4 + B \cdot T_{l,in}^3 + C \cdot T_{l,in}^2 + D \cdot T_{l,in} - E \quad (6-4)$$

Tabelle 6-1: Koeffizienten des Polynomansatzes der Heizleistung der GAWP HT 41 kW_{th} von Robur in Abhängigkeit des Zieltemperaturniveaus und Außentemperatur $T_{l,in}$ auf Basis des Datenblatts GAHP.

Heizleistung der GAWP HAT mit einer Nennleistung von 41 kW in Abhängigkeit der Außentemperatur					
T_{VL}	A in [K ⁻⁴ · kW]	B in [K ⁻³ · kW]	C in [K ⁻² · kW]	D in [K ⁻¹ · kW]	E in [kW]
40 °C	$6,11796 \cdot 10^{-5}$	$3,81959 \cdot 10^{-4}$	$-2,80896 \cdot 10^{-2}$	$10,8819 \cdot 10^{-2}$	38,6296
45 °C	$4,38536 \cdot 10^{-5}$	$1,63850 \cdot 10^{-4}$	$-2,09937 \cdot 10^{-2}$	$19,2044 \cdot 10^{-2}$	36,5423
50 °C	$2,81935 \cdot 10^{-5}$	$-1,91972 \cdot 10^{-5}$	$-141066 \cdot 10^{-2}$	0,269612	32,0223
55 °C	$3,22234 \cdot 10^{-5}$	$2,40847 \cdot 10^{-4}$	$-1,12291 \cdot 10^{-2}$	0,237017	32,0223
60 °C	$3,76026 \cdot 10^{-5}$	$5,17261 \cdot 10^{-4}$	$-8,89975 \cdot 10^{-3}$	0,20157	29,6334
65 °C	$2,01192 \cdot 10^{-5}$	$3,64524 \cdot 10^{-4}$	$-3,19657 \cdot 10^{-3}$	0,188973	27,5844

Auf Basis der Gl. (6-5) kann der Anteil der Wärmebereitstellung durch die GAWP (Q_{GAWP}) bestimmt werden. Dafür ist die Anzahl (n) der zu kaskadierenden GAWP festzulegen.

$$Q_{VW} = Q_{Ref} + Q_{GAWP} = Q_{Ref} + n \cdot Q_{GAWP} \quad (6-5)$$

Hierbei sind drei Vorgehensweisen denkbar. Zum einen ist eine fixe Anzahl an Geräten mit einer thermischen Leistung von 41 kW hinterlegbar. Darüber hinaus kann auch der Anspruch der Volldeckung in einer GDRMA bestehen, um hier sich sonst ergebende Redundanzen zu vermeiden. Hierfür muss das Tagesmaximum des Wärmebedarfs durch die zeitgleich bereitgestellte Wärmemenge der zu berücksichtigenden GAWP geteilt und entsprechend ganzzahlig aufgerundet werden. Als dritte Option kann die Auslegung anhand einer zu erreichenden Deckungsrate am Wärmebedarf oder Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpen festgelegt werden. Bspw. wäre hier ein Einsatz denkbar, bei welchem 6000 Vollbenutzungsstunden für die GAWP zu erreichen sind. Für die automatisierte Bestimmung der für die jeweilig Zielerfüllung nötige Anzahl an Wärmepumpenmodulen kann schrittweise die Anzahl erhöht und überprüft werden inwieweit das definierte Ziel erfüllt wurde. Nach Festlegung einer Anzahl an GAWP kann somit die einhergehende Deckungsrate und der dafür erforderliche Energieeinsatz quantifiziert werden. Mit dieser Vorgehensweise unterscheidet sich die GAWP von der Auslegung der LWP, welche vorrangig von der nutzbaren elektrischen Anschlussleistung der GDRMA begrenzt wird. Darüber hinaus kann bei beiden Wärmepumpentechnologien auch ein mindestens zu erfüllender COP definiert werden, bei welchem erst die damit einhergehende Wirtschaftlichkeit der Anwendung gegeben ist. Entsprechend würde der Betrieb zu Zeiten einer niedrigen Außentemperatur eingeschränkt werden.

Maßnahme III: Einsatz von Solarthermie

Für die Betrachtung von Solarthermieanlagen in GDRMA soll im Vorauslegungstool auf das von (Lauterbach, 2014) entwickelte Verfahren zur Quantifizierung der Solarerträge zurückgegriffen werden. Hierfür kann je nach benötigtem Temperaturniveau auf vier verschiedene Kollektortypen zurückgegriffen werden, wobei die dabei zugrunde gelegten Solarkollektortypen der Tabelle 0-2 im Anhang entnommen werden können. Die grundsätzliche Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades von Solarthermie-Kollektortechnologie ist in Abbildung 5-7 veranschaulicht. Mit dem Verfahren ist es möglich, automatisiert für das über die Prognose ermittelte Wärmebedarfsprofil den Solarertrag für diese Anwendung zu bestimmen. Dazu sind wenige Festlegungen und Eingabeparameter notwendig, welche sich auf den prognostizierten Solarertrag des Vorauslegungstools von Lauterbach auswirken. Zum einen muss aus einem von neun Tagesprofilen und zusätzlich einem von sechs Wochenprofilen gewählt werden. Beim Vergleich der zur Verfügung stehenden Profile fällt die Auswahl auf das die in Abbildung 6-3 dargestellten konstanten Tages- und Wochenprofile, da diese vergleichbar sind mit den in Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 dargestellten Standardverläufen des Gasdurchsatzes. Dabei zeigt sich, dass das sonst im industriellen Umfeld oft verwendete, sogenannte 5-Tagewochenprofil - G1 bei GDRMA nicht geeignet ist.

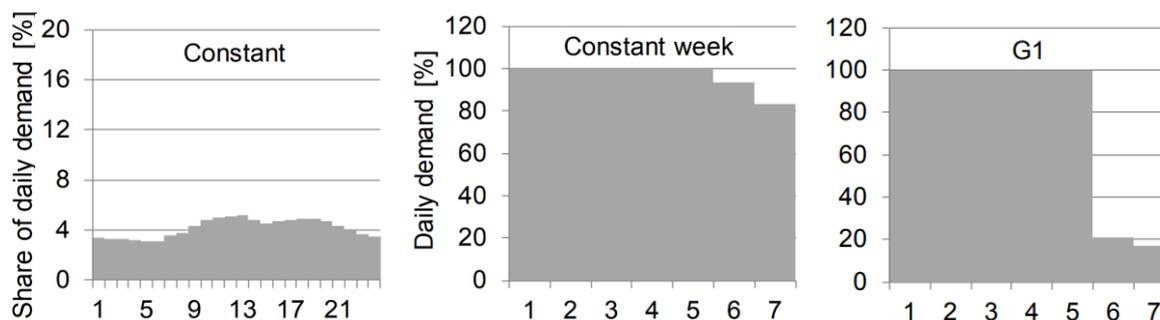


Abbildung 6-3: Zugrunde gelegte stündliche (links) und tägliche (rechts- konstant und 5 Tagewoche) Lastprofile für einen Tag bzw. Woche, auf Basis welcher die Solarerträge von (Lauterbach, 2014) simuliert wurden.

Entscheidend für die Auswahl ist der annähernd gleichmäßige Gasdurchsatz über den Tag sowie die geringfügigen Verbrauchssteigerungen zur Tageszeit. Hinzukommend ist der Gasdurchsatz an den Werktagen nahezu identisch und reduziert sich in geringem Maß an den Wochenenden. Neben der Festlegung für die Profile muss die Vor- und Rücklauftemperatur des Integrationspunktes sowie die Anzahl der WÜT zwischen Kollektorfläche und dem Prozess angegeben werden. Bei einer Integration in GDRMA wird i.d.R. der Integrationspunkt im Rücklauf des Heizkreises als sogenannte solare Rücklauftemperaturanhebung ausgeführt.

Entsprechend definiert sich das Temperaturniveau aus den Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizkreises am gewählten Integrationspunkt (siehe insb. Kapitel 2). Regulär sollten für die Integration der Solarwärme jeweils ein WÜT vor und nach dem Speicher erforderlich sein. Als letzte Angaben sind neben der Auswahl der Kollektorart der tägliche sommerliche Wärmebedarf anzugeben. Bei einer Auslegung auf den sommerlichen Wärmebedarf wird davon ausgegangen, dass die Solarthermieanlage keine Überschüsse produziert und dies den wirtschaftlichsten Betrieb darstellt (Lauterbach, 2014). Im Fall der GDRMA wird im Rahmen des Vorauslegungstools der tägliche sommerliche Wärmebedarf aus dem Durchschnitt der Werktage mit einer Tagesmitteltemperatur größer 15 °C bestimmt. Diese Temperaturgrenze wurde gewählt, da entsprechend dem SigLinDe-Verfahren ab etwa dieser Temperatur von einer Linearisierung der Verbräuche ausgegangen werden kann. Dabei berechnet das Tool die benötigte Pufferspeichergröße, die optimale Ausrichtung und Anstellung der Kollektorfläche sowie die für den jeweiligen Standort und dem benötigten Temperaturniveau erzielbaren Jahressystemerträge. Dieser Jahressystemertrag muss im Rahmen des Vorauslegungstools für GDRMA auf die Tage des Betrachtungsjahres verteilt werden. Dazu wurde mit dem Programm Meteororm die Einstrahlung für den Standort und die Ausrichtung der Kollektorfläche bestimmt und der Jahressolarertrag entsprechend der täglichen Strahlungssummen verteilt. Tägliche Überschüsse werden auf den nächsten Tag verschoben. Bei entsprechender Anwendung dieser Methodik ergeben sich geringfügige Jahresertragsabweichungen von bis zu -2 % im Vergleich zu (Lauterbach, 2014).

Maßnahme IV: Einsatz von BHKW

Der Wärmebedarf einer GDRMA ist um ein Vielfaches (~ Faktor 100) größer als der Strombedarf, weshalb das BHKW wärmebedarfsgeführt ausgelegt werden sollte. Dementgegen steht oftmals die elektrische Anschlussleistung der GDRMA, welche als limitierender Faktor die Stromabnahme und damit die Größe des BHKW begrenzt. So wären in einer Vielzahl der relevanten GDRMA Netzerweiterungsmaßnahmen notwendig, um BHKW größer 50..100 kW_{el} installieren zu können. Nachdem im jeweiligen Betrachtungsfall die maximal zur Verfügung stehende elektrische Anschlussleistung der GDRMA zuzüglich der zeitgleichen elektrischen Verbraucherleistungen des BHKW feststehen, kann das BHKW auf diese Leistung ausgelegt werden. Dabei muss anhand idealisierter Annahmen die in Abhängigkeit der elektrischen Leistung sich ergebende thermische Leistung des BHKW und der Nutzungsgrad berechnet werden. Hierbei kann auf den Anlagenüberblick nach (ASUE, 2015) zurückgegriffen werden, wonach die thermische Leistung (P_{th}) eines BHKW aus der elektrischen Leistung (P_{el}) über Gl. (6-7) bis Gl. (6-8) rudimentär berechnet werden kann. Für die Umsetzung im Planungstool wurden die gängigen Leistungsgrößen und Verhältnisse in den Leistungsanteilen der marktdominierenden Anbieter hinterlegt. Ein auf die elektrische Anschlussleistung der meisten GDRMA von 50 kW_{el} ausgelegtes BHKW liefert unter Nennlast dabei entsprechend bspw. 80 kW_{th} (EffGas, 2021).

$$P_{el} < 100 \text{ kW}_{el}: \quad P_{th} = 1,28 \cdot P_{el} + 13,93 \text{ kW} \quad (6-6)$$

$$100 \text{ kW}_{el} < P_{el} < 250 \text{ kW}_{el}: \quad P_{th} = 1,14 \cdot P_{el} + 25,12 \text{ kW} \quad (6-7)$$

$$250 \text{ kW}_{el} < P_{el} < 2.000 \text{ kW}_{el}: \quad P_{th} = 0,97 \cdot P_{el} + 75,37 \text{ kW} \quad (6-8)$$

Unter Verwendung dieser Abschätzung kann die Wärmebereitstellung des BHKW (Q_{BHKW}) für die zuvor ermittelten Lastgangdaten nach Gl. (6-9) berechnet werden. Dabei ist davon auszugehen, dass das BHKW über einen ausreichend großen thermischen Speicher verfügt und die Berechnungen auf Tagesbasis somit hinreichend detailliert sind für eine erste Machbarkeitsuntersuchung. Die maximale tägliche Wärmebereitstellung orientiert sich dementsprechend sowohl an der elektrischen Anschlussleistung zuzüglich des gleichzeitigen Verbrauchs als auch dem täglichen Vorwärmbedarf zur Kompensation des JTE.

$$Q_{VW} = Q_{Ref} + Q_{BHKW} = Q_{Ref} + P_{th} \cdot \Delta t \quad (6-9)$$

6.3. Kombination der Wärmeerzeuger

Bei der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen lohnt es sich, zur Nutzung von Synergieeffekten die Kombination dieser mit zu betrachten. Bspw. kann ein BHKW in einer GDRMA mit Solarthermieanlage deutlich aufwandsärmer integriert werden, da bereits der entsprechende Integrationspunkt und Pufferspeicher vorgesehen sein kann. Dementgegen verringert die Solarthermieanlage die Laufzeiten eines BHKW und verlängert dessen Förderzeitraum nach dem aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Im Rahmen des Vorauslegungstools wurden die nachfolgenden Kombinationen berücksichtigt.

Maßnahme V: Kombination aus Solarthermie und BHKW

Bei der Berechnung dieser Kombination hat die Solarthermie einen Einspeisevorrang. Dementsprechend wird der im Rahmen der Überprüfung der Maßnahme III auf Basis des Vorplanungstools nach (Lauterbach, 2014) ermittelter täglicher Solarertrag bei der bereits bestimmten Kollektorfläche zugrunde gelegt. Der täglich verbleibende Wärmebedarf kann über das BHKW bereitgestellt werden. Hierbei empfiehlt es sich das BHKW nicht größer als die bestehende elektrische Anschlussleistung zuzüglich der zeitgleichen elektrischen Leistung der Verbraucher zu dimensionieren. Bei Erweiterung des elektrischen Anschlusses der GDRMA können entsprechend leistungsstärkere BHKW installiert werden. Die dafür

notwendige Investition ist in Abhängigkeit der Standortbedingungen als Einzelfallentscheidung zu betrachten. Für die klassische Auslegungsweise ist damit auf täglicher Basis entweder der verbleibende zu bereitstellende Wärmebedarf oder die elektrische Anschlussleistung limitierend. Zu Spitzenlastzeiten kann ein Brennwert- oder Niedertemperaturkessel den verbleibenden Wärmebedarf entsprechend der Gl. (6-10) bereitstellen.

$$Q_{VW} = Q_{Ref} + Q_{Sol} + Q_{BHKW} \quad (6-10)$$

Maßnahme VI: Kombination aus Solarthermie und LWP

In Analogie zur vorherigen Maßnahme hat bei dieser Kombination ebenfalls die Solarthermieanlage einen Einspeisevorrang der solar erzeugten Wärme. Der verbleibende Wärmebedarf der GDRMA kann wie in Maßnahme I beschrieben durch die LWP bereitgestellt werden. Dabei wird ebenfalls auf den temperaturabhängigen COP nach (Jesper et al., 2021) zurückgegriffen und unter Beachtung der sich aus der elektrischen Anschlussleistung abzüglich den elektrischen Leistungsbedarf der Verbraucher ergebenden verfügbaren elektrischen Leistung die täglich bereitstellbare Wärmemenge durch die LWP berechnet. Der mitunter verbleibende Wärmebedarf muss durch einen konventionellen Kessel bereitgestellt werden.

Maßnahme VII: Kombination aus Solarthermie und GAWP

Die Bewertung dieser Maßnahme erfolgt analog zu der Kombination aus Solarthermie und LWP. Der nach dem Einspeisevorrang der Solarthermieanlage verbleibende Wärmebedarf kann durch GAWP bereitgestellt werden. Entsprechend dem vorgeschlagenen Vorgehen in Maßnahme II muss die Anzahl der dabei zu kaskadierenden Wärmepumpenmodulen bestimmt werden. Insofern eine Auslegung anhand der Vollbenutzungsstunden weiterhin erfolgen soll, reduziert die Solarthermieanlage den im Sommer für die GAWP nutzbaren Teil an der Wärmebereitstellung. In Abhängigkeit der temperaturabhängigen Heizleistung kann der bestehende Wärmebedarf der GDRMA substituiert werden.

Maßnahme VIII: Kombination aus BHKW und LWP

Die Kombination aus BHKW und LWP bietet die Möglichkeit den durch das BHKW bereitgestellten Strom über eine LWP in Wärme umzuwandeln und Umweltwärme einzukoppeln. Vorteil dabei ist, dass der generierte Strom nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden muss und die GDRMA Betreiber damit lediglich die Hilfsenergie ihrer Anlage decken. Regulatorisch werden die Netzbetreiber damit nicht als Energieerzeuger behandelt und können somit das BHKW abschreiben. Neben diesen regulatorischen Aspekten wird diese Kombination wie folgt im Vorplanungstool abgebildet. Dazu wird auf Tagesbasis der mögliche COP einer LWP für die Außentemperaturbedingungen am Standort nach (Jesper, 2021) be-

stimmt und mit der elektrischen Leistung des BHKW multipliziert. Die sich in diesem Betriebspunkt nach Gl. (6-7) ergebende thermische Leistung des BHKW soll in Kombination mit der zeitgleichen thermischen Leistung der LWP den Wärmebedarf der GDRMA decken. Damit ist gewährleistet, dass keine Energie in das Stromnetz eingespeist wird.

$$Q_{VW} = Q_{Ref} + COP \cdot P_{el} + Q_{BHKW} \quad (6-11)$$

Eine mögliche Integrationsvariante soll in Abbildung 6-4 veranschaulicht werden. Die hydraulische Verschaltung sollte sich dabei möglichst nach dem für die jeweilige Technologie benötigten Temperaturniveau richten. Bspw. wäre es möglich, auf den BHKW Pufferspeicher zu verzichten und diesen mit dem solaren Pufferspeicher zu kombinieren. Als Darstellung wurde dabei die in der GDRMA Großseelheim realisierte Anlagenhydraulik skizziert. Das BHKW speist dabei über eine Nahwärmeleitung in den oberen Teil des Pufferspeichers ein. Die Solarthermieanlage nutzt das tendenziell niedrigere Temperaturniveau des unteren Speicherteils und belädt dieses Volumen. Der drucklose Pufferspeicher mit einem Volumen von 24 m³ wurde dabei in einem 20' Fuß-Seecontainer installiert und im Außenbereich der GDRMA aufgestellt. Bei entsprechendem Bedarf kann der Pufferspeicher seine enthaltene Wärme an den Rücklauf der Vorwärmer und damit an der kältesten Stelle der konventionellen Wärmeversorgung abgeben. Insofern dieser nicht auf das erforderliche Zieltemperaturniveau direkt erwärmen kann, sorgen die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen Heizkessel für die abschließende Erwärmung. Damit ist das Regelkonzept der konventionellen und der erneuerbaren Anlage weitgehend unabhängig voneinander. In dem betrachteten Anwendungsfall konnten beide innovativen Erzeuger zusammen bis zu 90 % des jährlichen Wärmebedarfs decken.

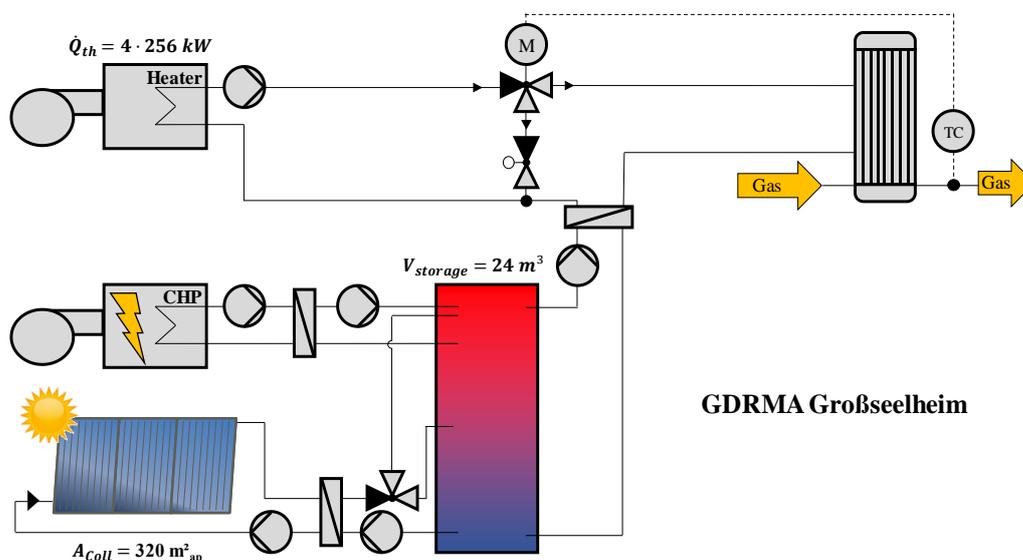


Abbildung 6-4: Möglichkeit zur hydraulischen Verschaltung von BHKW und Solarthermieanlage.

7. Übertragung und Anwendung der Ergebnisse

Die zuvor aufgezeigten effizienteren Betriebsweisen und alternativen Wärmebereitstellungsmöglichkeiten wurden wie in Kapitel 6 beschrieben in das Vorauslegungstools integriert. Zusammen mit dem verbesserten Herleitungsverfahren des Gasdurchsatzes sollen die vorgeschlagenen Maßnahmen bewertet werden. Um Einflüsse wie die industriell bedingte Grundlast auf die Auswahl der Maßnahmen zu berücksichtigen, werden Parameter für repräsentative GDRMA definiert. Dabei werden keine realen Referenzprofile verwendet, sondern der sich auf Basis der minimal erforderlichen Eingangsdaten ergebende Wärmebedarfs- lastgang in Kombination mit den vorgeschlagenen Maßnahmen überprüft.

Anwendung der Herleitung des Gas- und Wärmebedarfs- lastgangs

Für die nachfolgenden Betrachtungen wurden repräsentative GDRMA definiert, deren Gas- und Wärmebedarfs- lastgänge anhand der in Tabelle 7-1 dargestellten Kennzahlen generiert werden. Die dabei gewählten Parameter beziehen sich auf das Jahr 2016 und sollen beispielhaft für den Standort Würzburg untersucht werden. Es soll dabei ein möglichst breites Spektrum an Lastprofil- ausprägungen, Druckunterschieden, nachgelagerten Kundenstrukturen und weiteren Randbedingungen, wie bspw. der elektrischen Anschlussleistung der GDRMA, wiedergegebenen werden, um einen bestmöglichen Überblick der Auswirkungen dieser Randbedingungen auf die vorgeschlagenen Maßnahmen zu erhalten. Unter repräsentativen GDRMA werden dabei solche definiert, welche über eine ausgeprägte industrielle Grundlast oder ein klassisch von temperaturabhängigen Verbrauchern geprägtes Lastprofil aufweisen. Daneben wurden Mischvarianten und verschiedene Leistungsgrößen betrachtet.

Tabelle 7-1: Gewählte Parameter zur Gaslastgangs- bzw. Wärmebedarfs- prognose repräsentativer GDRMA unterschiedlicher nachgeschalteter Verbraucher und Leistungsgrößen.

Bezeichnung	Jährliche Gasmenge in $10^6 \text{ Nm}^3/\text{a}$	Maximale tägliche Gasmenge in $10^3 \text{ Nm}^3/\text{d}$	IND Grundlast x_1 in %	$P_{\text{in}}/P_{\text{out}}$ in bar	Anteil russisches H-Gas in %	Heizkreistem- peraturen in °C	elektrische Anschlussleistung und Bedarf in kW
GDRMA SLP	70	550	2,4	80/12	80	60/40	50/10
GDRMA Mix	70	450	17,1	80/12	80	60/40	50/10
GDRMA IND	70	350	40,3	80/12	80	60/40	50/10
GDRMA SLP-red. Druck	70	550	2,4	45/8	80	60/40	50/10
GDRMA IND klein	25	150	22,9	45/8	80	50/30	30/4
GDRMA Dorf	5	40	1,2	20/8	80	50/30	30/3

Bei den drei Referenz-GDRMA „SLP, Mix und IND“ sollen die Auswirkungen der Ausprägung des Lastprofils bei sonst identischen Bedingungen veranschaulicht werden. Unter Reduktion des Tagesmaximums bei sonst gleichem jährlichen Gasdurchsatz erhöht sich entsprechend der Ausführungen in Kapitel 4 die industrielle Grundlast (x_1) und mit dem gestiegenen sommerlichen Bedarf auch das Potenzial für erneuerbare Energien. Die Randbedingungen der GDRMA „IND“ entsprechen dabei einer Industrie geprägten GDRMA mit einem erheblichen industriellen Grundlastanteil von etwa 42,9 %. Die GDRMA „SLP“ stellt bei sonst gleichen Bedingungen das absolute Gegenteil zu der GDRMA „IND“ dar und weist mit einem industriell bedingten Grundlastanteil von 2,6 % die typische Charakteristik einer rein von temperaturabhängigen Endverbrauchern geprägten GDRMA auf. Die GDRMA „Mix“ bildet die Schnittmengen dieser beiden Extreme mit einem industriell bedingten Grundlastanteil von 18,2 %. Mit der GDRMA „SLP-red. Druck“ soll verdeutlicht werden, inwieweit sich bei sonst gleichen Bedingungen die Reduktion des Eingangsdrucks im Jahresverlauf auswirkt. Dabei wurden bis auf den Eingangs- und Ausgangsdruck die Parameter der GDRMA SLP übernommen.

Die beiden anderen GDRMA Spezifikationen („IND klein“ und „Dorf“) sollen GDRMA im mittleren und unteren Leistungsbereich sowie die dabei möglichen Optimierungsmaßnahmen betrachten. Beide GDRMA sind repräsentativ für einen GDRMA-Leistungsbereich unter 10.000 Nm³/h und in dieser Form bei einer Vielzahl der Flächennetzbetreiber anzutreffen. Sie repräsentieren einen Großteil der GDRMA in Deutschland. Wie in den Fallstudien gezeigt werden konnte, stellen gerade die GDRMA „SLP, Mix und IND“ geeignete Anwendungsgebiete für Effizienzstudien oder dem Einsatz von erneuerbaren Energien dar.

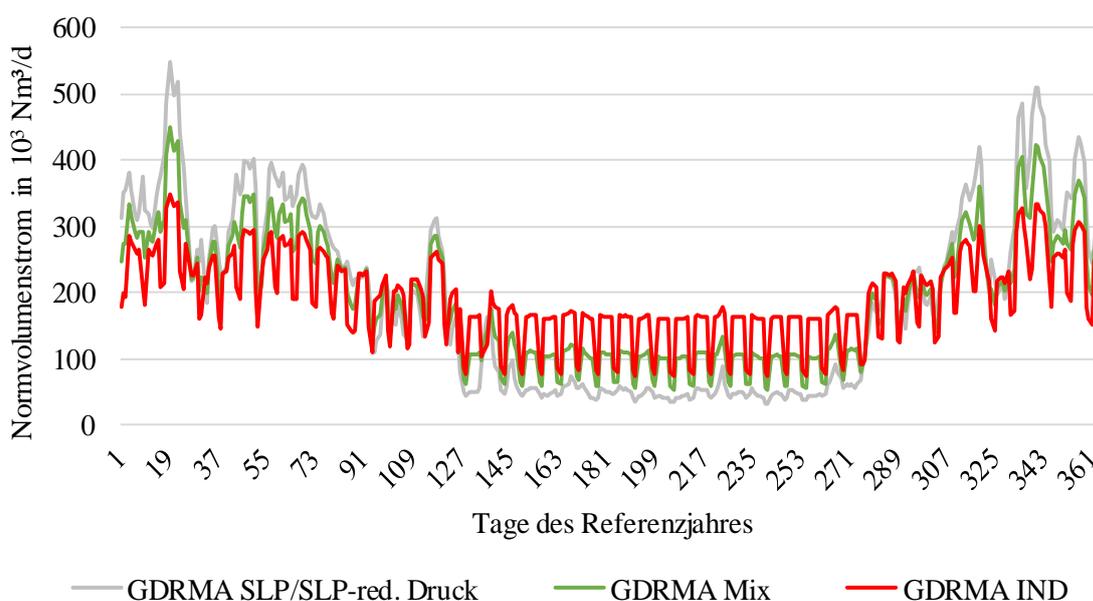


Abbildung 7-1: Hergewinkelte Lastprofile leistungsstarker GDRMA für die weitere Betrachtung.

In Abhängigkeit der beiden Gasparameter Jahresdurchsatz und Tagesmaximum können mit dem Herleitungsverfahren aus Kapitel 4 beispielhafte Lastprofile generiert werden, auf deren Basis die Wärmebedarfsermittlung erfolgt. In der Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2 sind die hergeleiteten täglichen Lastprofile des Erdgasdurchsatzes für die untersuchten GDRMA aufgetragen. Beispielhaft für die nachgelagerte Netz-/Kundenstruktur der GDRMA „SLP“ wäre eine größere Flächennetzversorgung mit keinem Industriekundenanteil. Mit zunehmendem Industrieanteil (x_1), wie bei der GDRMA „IND“, wird der Einfluss der Absenkung an den Wochenenden ersichtlich. Darüber hinaus wird deutlich wie sich bei identischem jährlichen Gasdurchsatz das Lastprofil bei den industriell geprägten GDRMA ausgleicht. Der zunehmende Industrieanteil sorgt dabei dafür, dass sich die Auswirkungen der Außentemperatur im versorgten Gebiet geringer auf die Ausprägung des Erdgasdurchsatzes auswirkt.

In der Abbildung 7-2 sind die für die weitere Betrachtung generierten täglichen Gaslastprofile der verbleibenden zwei GDRMA dargestellt. Die GDRMA „IND klein“ ist mit einem (x_1) von 24,4 % ähnlich industriell geprägt wie die GDRMA „Mix“. Im Unterschied zu dieser ist jedoch der tägliche Gasdurchsatz und die Druckdifferenz geringer. Mit der GDRMA „Dorf“ wird dabei eine typische GDRMA analysiert, welche überwiegend nur temperaturabhängige Kunden wie EFH und ggf. noch wenige Schulen oder vergleichbare GHD-Verbraucher versorgt. Dieses Lastprofil ist infolge der fehlenden industriellen Grundlast als reines SLP-Profil herleitbar und verfügt über ein typisches Verhältnis von nahezu 1:10 zwischen dem sommerlichen und winterlichen täglichen Gasdurchsatz. Die geringe Druckdifferenz sorgt dafür, dass in den Sommermonaten die höhere GET den JTE kompensieren kann und kein gesonderter Wärmebedarf vorherrschend ist.

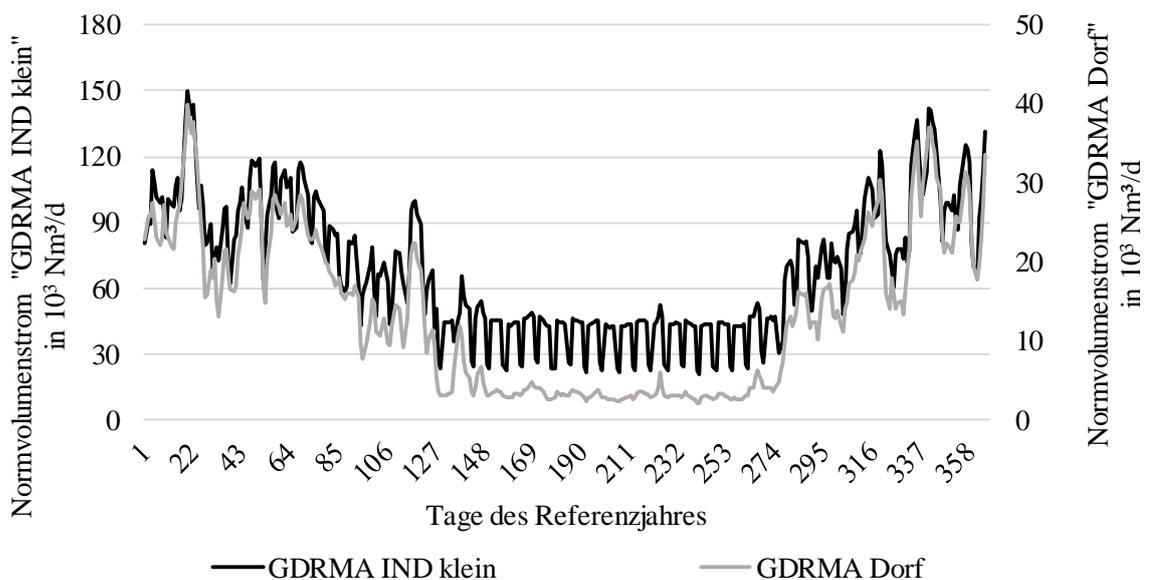


Abbildung 7-2: Lastprofile für typische GDRMA für Flächennetzbetreiber.

Auf Basis der weiteren Parameter aus Tabelle 7-1, wie Eingangs- und Ausgangsdruck sowie der Gaszusammensetzung, kann der Wärmebedarfslastgang ermittelt werden. Dabei wird bei allen GDRMA für den IST-Zustand die GAT mit 10 °C festgelegt. In Abhängigkeit der Bodentemperatur in einem Meter Tiefe wird die Eingangstemperatur des Erdgases bestimmt. Beispielfhaft sollen in Abbildung 7-3 die täglichen Wärmebedarfslastgänge für diesen definierten IST-Zustand der GDRMA „SLP, Mix und IND“ sowie der GDRMA „SLP-red. Druck“ veranschaulicht werden. Mittels dieser Darstellung wird das Zusammenspiel aus Druckdifferenz und Lastprofilprägung im Jahresverlauf deutlich. Neben dem eigentlichen Ziel innovative Wärmeversorgungssysteme überprüfen zu können, kann die Dimensionierung des Wärmeversorgungssystems auf Grundlage eines derartigen Lastgangs erfolgen, um bspw. Teillastbetriebspunkte und Möglichkeiten zur Kesselkaskadierung besser zu berücksichtigen. Als ein weiterer wünschenswerter Nebeneffekt kann bei einer derart detaillierten Planung verhindert werden, dass es im späteren Betrieb der GDRMA zu einem ungünstigen Regelungsverhalten infolge von Überdimensionierung von Pumpen, Kesseln und Stellgliedern kommt.

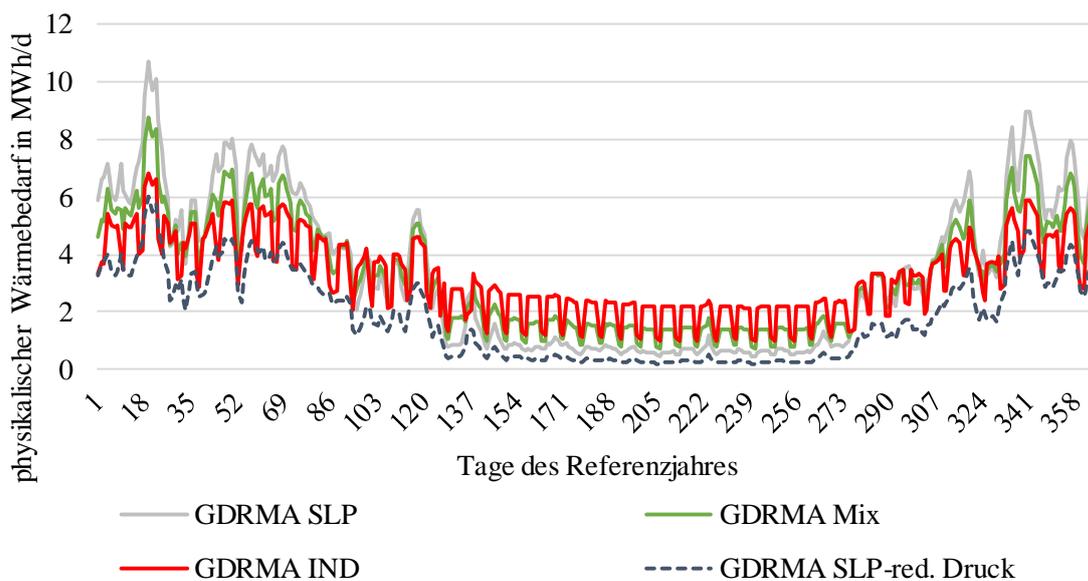


Abbildung 7-3: Wärmebedarfslastgang der GDRMA „SLP, Mix, IND & SLP-red. Druck“.

Diese Wärmebedarfslastgänge können im weiteren Verlauf zur Abschätzung des Potenzials von Effizienzmaßnahmen und zur Vorauslegung der erneuerbaren Vorwärmkonzepte genutzt werden. Aus den Wärmebedarfslastgängen kann direkt abgeleitet werden, dass von GDRMA „SLP“ hin zu GDRMA „IND“ bspw. höhere solare Deckungsraten möglich sind, da sich der Anteil des Wärmebedarfs zu strahlungsreichen Zeiten vergrößert hat. Die GDRMA „SLP“ weist im Vergleich zu der GDRMA „SLP.-red. Druck“ (identischer Gas-

lastgang) einen höheren sommerlichen Wärmebedarf auf. Infolge der niedrigen Eintrittstemperaturen in den Wintermonaten verstärkt sich der Unterschied, da entsprechend der Profilausbildung zu diesen Zeiten anteilig mehr Gas durchgeleitet wird. Würde diese GDRMA „SLP-red. Druck über einen noch geringeren Druckunterschied verfügen, so wäre im Sommer ähnlich der GDRMA „Dorf“ kein Wärmebedarf vorhanden. Dieses Verhalten ist gerade bei GDRMA zu beobachten, welche überwiegend temperaturabhängige Verbraucher versorgen und geringe Druckdifferenzen ausregeln.

Anwendung des Vorauslegungstools

Im Vorfeld einer Dimensionierung alternativer Vorwärmssysteme sollte eine Effizienzbewertung stattfinden, um die erneuerbare Anlage nicht auf einen ineffizienten Prozess auszulegen. Die in Abbildung 7-3 aufgetragenen Wärmebedarfsprofile ergeben sich bei einer GAT von 10 °C. Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargelegt wurde, ist die GAT die einzige Stellschraube, mit welcher der physikalische Wärmebedarf bei der Entspannung von Erdgas verringert werden kann. Nachfolgend sollen beispielhaft Austrittstemperaturen von ganzjährig 5 und 0 °C sowie Taupunktregelung bewertet werden. Hinzukommend sollen die Einsparmöglichkeiten bei einer Konditionierung der Luft des Regelraums berechnet werden. Sowohl bei der Taupunkt- als auch bei der Sorptionsregelung wurde die maximale GAT dabei auf 15 °C definiert und damit ein Kondensatanfall auf der Regelschiene in einigen Stunden des Jahres akzeptiert. Bei der Taupunktregelung stellt sich hierdurch ein Kondensatanfall in etwa 1.500..2.000 h/a ein.

Tabelle 7-2: Energetische Bewertung der Effizienzmaßnahmen bezogen auf den IST-Zustand.

Parameter	GDRMA SLP	GDRMA Mix	GDRMA IND	GDRMA SLP-red. Druck	GDRMA IND klein	GDRMA Dorf
Wärmebedarf IST - 10 °C in MWh/a	1.291	1.256	1.221	699	239	19
Einsparung GAT 5 °C	13%	13%	13%	23%	25%	53%
Einsparung GAT 0 °C	26%	26%	27%	47%	49%	89%
Einsparung Taupunkt 3..15 °C, 2 K Offset	15%	13%	10%	28%	22%	63%
Einsparung Sorption 3..15 °C, 2 K Offset	25%	26%	26%	46%	47%	95%
jährliche Kosteneinsparung Taupunkt	6.930 €/a	5.600 €	4.235 €	6.825 €	1.855 €	420 €
Kondensatanfall Taupunkt	121 m³/a	121 m³/a	122 m³/a	56 m³/a	23 m³/a	1 m³/a
sommerliche Grundlast in kWh/d	921	1.810	2.700	478	390	13

Die energetischen Einsparungen beim Absenken der GAT sind für die jeweiligen Maßnahmen in Tabelle 7-2 zusammengefasst und in Relation zum Wärmebedarf im IST-Zustand bei einer GAT von 10 °C gesetzt. Für die Quantifizierung der monetären Einsparungen wird der Gaspreis mit 35 €/MWh sowie der Strompreis von 270 €/MWh angenommen. Die im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ betrachteten Verteilnetzbetreiber konnten für den Eigenbetrieb Heizgas und Strom im Mittel zu diesen Konditionen beschaffen. Darüber hinaus ist der geringfügig niedrigere Wärmebedarf der GDRMA „IND“ im Vergleich zu „SLP“ und

„Mix“ in Folge der Verschiebung des Gasdurchsatzes in die Sommermonate und der damit verbundenen höheren GET bzw. den Umweltwärmegewinnen aus dem Erdboden ersichtlich. Mit Zunahme dieses Effekts reduzieren sich ebenfalls die Einsparungen durch einen Taupunktregler. Die im Winterhalbjahr erzielten Energieeinsparungen werden vermehrt durch die höheren, taupunktbedingten GAT in den Sommermonaten reduziert. Eine gegenteilige Ausprägung dieses Effekts erhöht insbesondere bei der GDRMA „SLP-red. Druck“ und der GDRMA „Dorf“ die Energieeinsparungen durch einen Taupunktregler. Beide GDRMA verfügen über einen temperaturabhängig ausgeprägteren Winterdurchsatz im Vergleich zum sommerlichen Bedarf, wodurch die Einsparung im Winter stärker der Verminderung in den Sommermonaten überwiegt. Die Integration einer Taupunktregelung ist mit Kosten im Bereich von 2..10 k€ möglich und entsprechend der finanziellen Einsparungen bereits nach kurzer Zeit amortisiert. Für eine erste Größenordnung sind dazu die jährlichen Kosteneinsparungen durch den Taupunktregler in der Tabelle 7-2 aufgeführt. Neben den Kostenvorteilen dieser regelungstechnischen Effizienzmaßnahme kann der korrosionsbedingte Instandhaltungsaufwand reduziert werden, weshalb der Taupunktregler als neuer Standard angesehen werden sollte. Weiterhin wird deutlich, welche Kondensatmengen im Brennwertbetrieb selbst für einen ineffizienten teilkondensierenden Betrieb bei den gewählten Heizkreistemperaturen zu erwarten sind. Im Zuge der Planung der Anlagentechnik ist es dementsprechend notwendig die Entsorgung dieser Mengen in die Betriebskosten einzuberechnen.

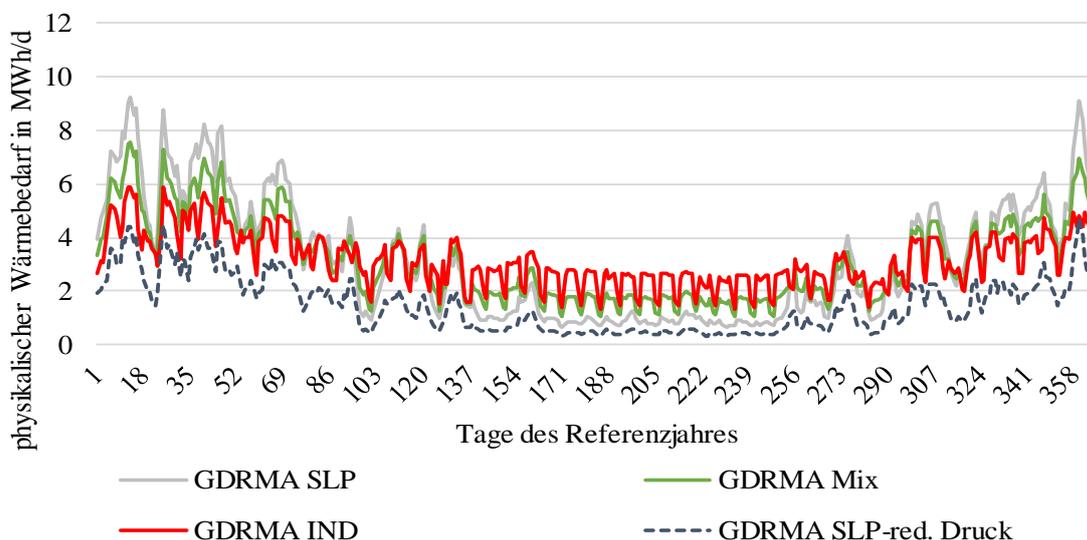


Abbildung 7-4: Wärmebedarfslastgänge der GDRMA „SLP, Mix, IND & SLP-red. Druck“ bei taupunktgeführtem Betrieb.

Für die nachfolgenden Betrachtungen soll die taupunktgeführte Betriebsweise mit einer unteren Grenze der GAT von 0 °C und einer oberen Grenze von 15 °C als Standard definiert und hierfür alternative Vorwärmkonzepte vorgeschlagen werden. Entsprechend dieser ver-

änderten Betriebsweise wurden die in Abbildung 7-3 dargestellten Lastprofile in der Abbildung 7-4 aktualisiert. Eine taupunktgeführte Betriebsweise ist dabei eine der wenigen energetischen Optimierungen der industriellen Prozesse, welche sowohl energetische Einsparungen erzielt und gleichzeitig die sommerliche Grundlast vergrößert. Darüber hinaus wird die für den Auslegungsfall notwendige Kesselleistung reduziert, was neben dem besseren Betriebsverhalten bei Teillast zu weiteren Kosteneinsparungen führt.

Maßnahme V: Kombination aus Solarthermie und BHKW

Auf Basis der taupunktgeführten Fahrweise und sich daraus ableitbarer Wärmebedarfslastgänge (Abbildung 7-4) kann die Vorauslegung einer alternativen Vorwärmung erfolgen. Dabei sollen beispielhaft Solarthermie und BHKW kombiniert (Maßnahme V: SOL + BHKW), der Einsatz einer möglichen LWP (Maßnahme I: LWP) sowie die Kombination aus LWP und BHKW (Maßnahme VIII: LWP + BHKW) untersucht werden. Der Einsatz dieser Varianten soll ausführlich am Beispiel der GDRMA „Mix“ beschrieben werden, die Ergebnisse für alle betrachteten Referenz GDRMA finden sich in den jeweils anschließenden Tabellen.

Die Solarthermieanlage wurde dabei auf den durchschnittlichen Wärmebedarf an Werktagen mit einer Tagesmitteltemperatur von $>15\text{ °C}$ ausgelegt. Für die Dimensionierung des BHKW wurde die in Tabelle 7-1 definierte elektrische Anschlussleistung der GDRMA herangezogen. Für die GDRMA „Mix“ ergibt sich somit ein BHKW in der Leistungsgröße $50\text{ kW}_{el}/80\text{ kW}_{th}$ infolge des elektrischen Anschlusses und bei erzielbaren 6.570 Vollbenutzungsstunden, welche ein Indikator für eine zu präferierende technische Auslegung sind.

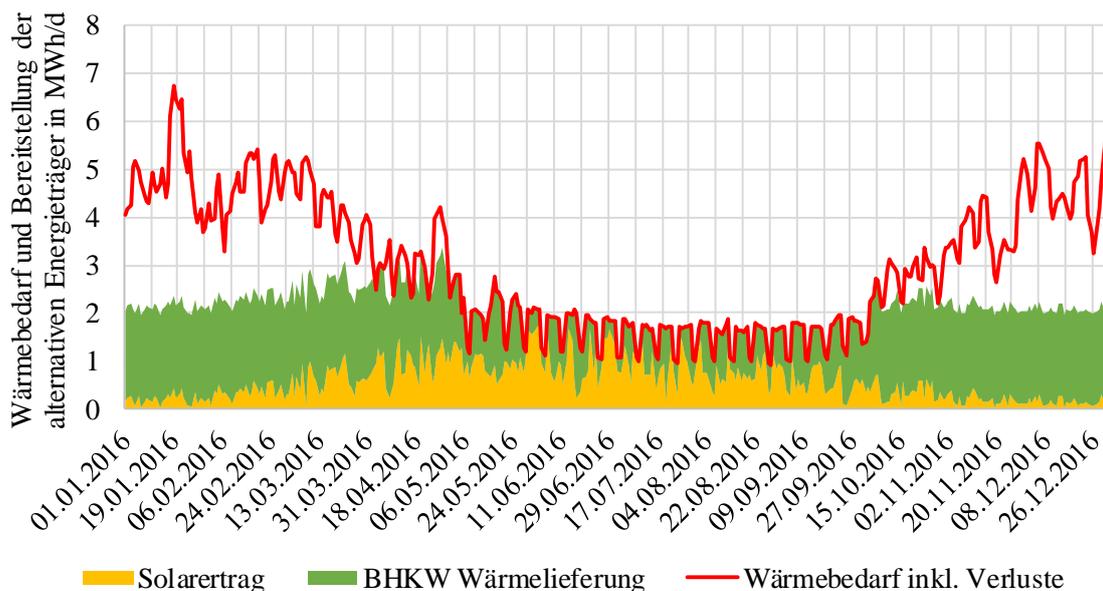


Abbildung 7-5: Maßnahme SOL+BHKW: Wärmeversorgungskonzept auf Basis von Solarthermie (Vorrang) und BHKW($50\text{ kW}_{el}/80\text{ kW}_{th}$) für die GDRMA „Mix“ mit Taupunktregelung.

Die solarthermische Wärme hat bei Variante SOL + BHKW einen Vorrang vor der Wärme-
produktion des BHKW. Die Solarthermieanlage fungiert dabei als sogenannter Fuel-Saver
und ist damit auf die Schwachlastzeit im Sommer ausgelegt, um keine Überschusswärme zu
produzieren. Nach diesem Grundsatz kann für diese GDRMA und Temperaturniveau im
Heizkreis von 40/60 °C ein spezifischer Ertrag von 531 kWh/(m²_{brutto}a) erzielt werden, was
bei einer Kollektorfläche von 456 m²_{brutto} zu einer solaren Deckungsrate von 20 % führt. Das
BHKW kann bei Maßnahme V: SOL + BHKW bei etwa 6.570 Vollbenutzungsstunden 45 %
des Wärmebedarfs decken und darüber hinaus etwa 329 MWh/a Strom in das öffentliche
Netz einspeisen. Eine entsprechende Kombination beider Wärmeerzeuger könnte 68 % des
Wärmebedarfs decken. Den verbleibenden Wärmebedarf würde die aus Sicht der Versor-
gungssicherheit ohnehin notwendige Heizkesselanlage für die Spitzenlast bereitstellen. Das
zuvor beschriebene Zusammenspiel der beiden Wärmeerzeuger lässt sich in Abbildung 7-5
erkennen. Ersichtlich ist dabei wie der Solarertrag keine Überschüsse im Sommer produziert
und zu bis auf die strahlungsreichsten Sommertage nicht für eine Voldeckung des Wärme-
bedarfs dimensioniert wurde. Hinzukommend kann das BHKW den verbleibenden Wärme-
bedarf decken. Während es im Winter und der Übergangszeit bei dieser GDRMA „Mix“ auf
Nennleistung betrieben wird, muss das BHKW im Sommer dem Wärmeangebot der Solar-
thermieanlage folgen und nachrangig eingesetzt werden. Ohne die Solarthermieanlage wä-
ren somit höhere Vollbenutzungsstunden des BHKW möglich, welche nach dem derzeitigen
KWK Förderregime lediglich die Anzahl der Jahre, in welchen der Betrieb bezuschusst wird,
reduziert. Das Lastprofil der GDRMA „Mix“ verfügt damit über eine Charakteristik, welche
sich für die Kombination dieser beiden Wärmeerzeuger nach technischen Belangen anbietet.

Tabelle 7-3: Kennzahlen der Maßnahme SOL+BHKW bei gleichzeitiger Taupunktregelung.

Parameter	GDRMA SLP	GDRMA Mix	GDRMA IND	GDRMA SLP-red. Druck	GDRMA IND klein	GDRMA Dorf
sommerliche Grundlast in kWh/d	921	1.810	2.700	478	390	13
spezifischer Solarertrag in kWh/m ² a	531	531	531	531	605	605
Bruttokollektorfläche in m ²	232	456	680	120	90	3
Solare Deckungsrate in %	10	20	29	11	26	29
BHKW Deckungsrate in %	45	48	49	78	74	-
Vollbenutzungsstunden BHKW in h	6.183	6.570	6.768	4.919	2.835	-
Stromproduktion BHKW in MWh/a	309	329	338	246	85	-

In der Tabelle 7-3 sind die Ergebnisse dieser Maßnahme VIII für die repräsentativen
GDRMA gegenübergestellt. Entsprechend der Lastprofilausprägung wird hierbei die Stei-
gerung des Deckungsgrades der alternativen Wärmeerzeugung deutlich. Dabei steigert sich
zum einen der sommerliche Wärmebedarf mit zunehmendem Industrieanteil, wodurch sich
größere Kollektorflächen bedingen. Obwohl die Solarthermieanlage damit die sommerliche
Wärmeproduktion das BHKW verdrängt, bleibt dessen Deckungsrate gleich, da das BHKW
in der Übergangszeit häufiger betrieben werden kann. Die solaren Deckungsraten liegen bei

dem unter wirtschaftlicher Maßgabe gewählten Dimensionierungsansatz im Bereich von 10..29 %. Dabei kann eine fast dreimal so große Kollektorfläche bei der GDRMA „IND“ im Vergleich zur GDRMA „SLP“ realisiert werden. Die gewählte Dimensionierung der Kollektorfläche und des BHKW wurde auf Basis technischer Randbedingungen vorgenommen und muss nicht zwingend die wirtschaftlichste Auslegung bedingen. Beide Dimensionierungsansätze versuchen damit die örtlichen Gegebenheiten insoweit zu berücksichtigen, dass es zu keinen Kapazitätserweiterungen bspw. des elektrischen Anschlusses sowie nicht genutzte Überschüsse im Sommer kommt, welche die Wirtschaftlichkeit wiederum reduzieren.

Unter den derzeitigen wirtschaftlichen Randbedingungen der Netzbetreiber, wäre es auch möglich, einen geringeren spezifischen Solarertrag infolge von Überdimensionierung zu akzeptieren und dafür die solare Deckungsrate zu steigern. Dies begründet sich darin, dass unter Umständen die Investitionskosten der Solarthermieanlage entsprechend der Anreizregulierungsverordnung (Stand 2019) auf die Netzentgelte umgelegt werden können und damit nicht die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen (ARegV, 2019). Das jeweils auf die elektrische Anschlussleistung der GDRMA dimensionierte BHKW weist für die ersten drei GDRMA Vollbenutzungsstunden größer 6.000 h/a auf. Bei der GDRMA „SLP-red. Druck“ wird infolge des verringerten Wärmebedarfslastgangs das BHKW immerhin noch mit 4.919 Vollbenutzungsstunden betrieben. Die hohen Vollbenutzungsstunden deuten zum einen darauf hin, dass eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Zum anderen liegt nahe, dass bei den ersten drei GDRMA größere BHKW Leistungen ebenfalls technisch sinnvoll installiert werden könnten, welche jedoch eine Erweiterung der elektrischen Anschlussleistung erfordern würden. Mit einer Kollektorfläche von 3 m²_{brutto} bietet sich der Einsatz dieser Maßnahme nicht für die GDRMA „Dorf“ an.

Maßnahme I: Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen

Eine weitere Möglichkeit der Beheizung stellt der in Abbildung 7-6 veranschaulichte Einsatz der LWP dar. Bei einer nicht benötigten elektrischen Anschlussleistung von 40 kW bei der GDRMA „Mix“ kann diese für das gegebene Lastprofil im Jahresverlauf 76 % des Wärmebedarfs bei einem durchschnittlichen COP von 3,12 decken. Mittels der dabei dargestellten lilafarbenen Fläche ist der hierfür erforderliche Stromeinsatz zum Antrieb des elektrischen Verdichters aufgetragen. Ersichtlich wird über die hellblaue Fläche, wie der COP im jahreszeitlichen Verlauf schwankt, da dieser in Abhängigkeit der Außentemperatur berechnet wird. Mittels Division der erzielten Wärmemenge durch die dafür benötigte Strommenge kann der COP berechnet werden. Die erzielbaren COP der größeren vier GDRMA SLP, Mix, IND, SLP-red. Druck“ sind nahezu identisch mit etwa 2,99..3,19. Ersichtlich wird dabei wie in der Folge der Verschiebung des Wärmebedarfs auf den Sommer mit zunehmendem Anteil an industrieller Grundlast der COP über das Jahr steigt. Hier kann entsprechend mehr Um-

weltwärme bei höheren Außentemperaturen genutzt werden, wodurch sich eine bessere Effizienz über das Jahr ergibt. Der COP bei den beiden kleineren GDRMA stellt sich hingegen geringfügig höher ein, da hier niedrigere Heizkreistemperaturen hinterlegt werden und die Zieltemperatur einen weiteren Einfluss hat.

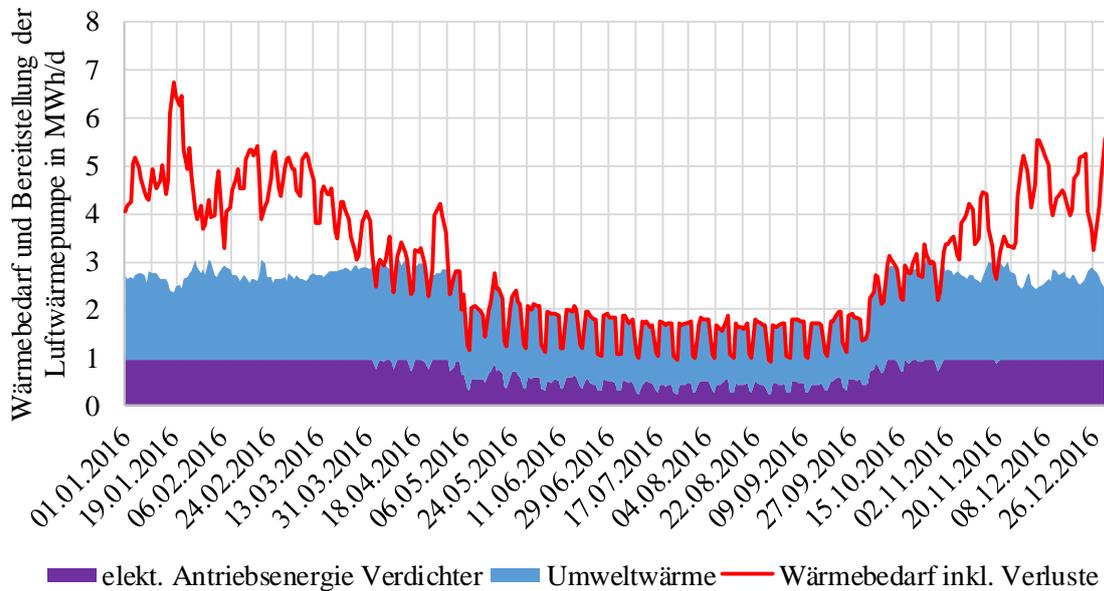


Abbildung 7-6: Maßnahme LWP: für die GDRMA „Mix“ mit Taupunktregelung.

Für den Einsatz von LWP bei GDRMA zeigt sich wie die elektrische Anschlussleistung der GDRMA die erzielbaren Deckungsraten oft limitiert. Unabhängig von der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Strom zur Wärmebereitstellung unter den gegenwärtigen Randbedingungen der Netzbetreiber, sind die Anschlussleistungen nicht ausreichend, um eine Volledeckung des Wärmebedarfs mit einer LWP zu erzielen. Aus diesem Grund bietet sich die LWP als Ergänzung zu den konventionellen Gaskesseln an. Alternativ denkbar wäre der Einsatz von GAWP, bei welchen die gasseitige Anschlussleistung nicht limitierend ist.

Tabelle 7-4: Kennzahlen der Maßnahme LWP mit gleichzeitiger Taupunktregelung.

Parameter	GDRMA SLP	GDRMA Mix	GDRMA IND	GDRMA SLP-red. Druck	GDRMA IND klein	GDRMA Dorf
Deckungsrate LWP in %	66	76	84	98	100	100
gewichteter Jahres COP	3,05	3,12	3,19	2,99	3,62	3,71
Stromeinsatz in MWh/a	241	270	295	168	53	2

Maßnahme VIII: Kombination aus BHKW und LWP

Daran anschließend soll die Kopplung eines BHKW mit einer LWP bewertet werden. Eine denkbare Auslegungsstrategie wäre dabei, dass die LWP zu jeder Zeit die gesamte elektrische Leistung des BHKW abnimmt, sodass keine elektrische Energie in das öffentliche Netz eingespeist wird. Folglich kann der Netzbetreiber diese Variante BHKW + LWP eigenständig zur Bereitstellung der erforderlichen Hilfsenergie unter dem gegenwärtigen Regulierungsregime betreiben. Dabei wurde das BHKW und die LWP auf die maximale elektrische Anschlussleistung von in diesem Fall $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ dimensioniert. Somit kann das BHKW in Sonderfällen unabhängig von der LWP betrieben werden. In der Abbildung 7-7 ist dabei die kombinierte thermische Wärmelieferung von BHKW und LWP aufgetragen. Die elektrische Erzeugung des BHKW ist in dieser Auslegungsvariante gleichzusetzen mit der elektrischen Antriebsenergie der LWP. Entsprechend der Untersuchungen von (Jesper et al., 2021) wird der COP für die mittlere Tagesaußentemperatur ermittelt. Über diesen Schritt kann die in der Abbildung aufgetragene und dem Prozess zur Verfügung gestellte Umweltwärme bestimmt werden. Augenscheinlich ergeben sich bei dieser Kombination die höchsten kombinierten Deckungsraten. Darüber hinaus sind auf der Sekundärachse die täglichen Benutzungsstunden des BHKW aufgetragen. Dies soll als Indikator dienen, wie sich der Auslastungsgrad und damit ggf. Schalthäufigkeiten des BHKW in einer derartigen Anwendung ergeben würden. Im Sommer würde bei ausreichender Speicherdimensionierung der gemeinsame Betrieb über etwa 6 Stunden je Tag genügen.

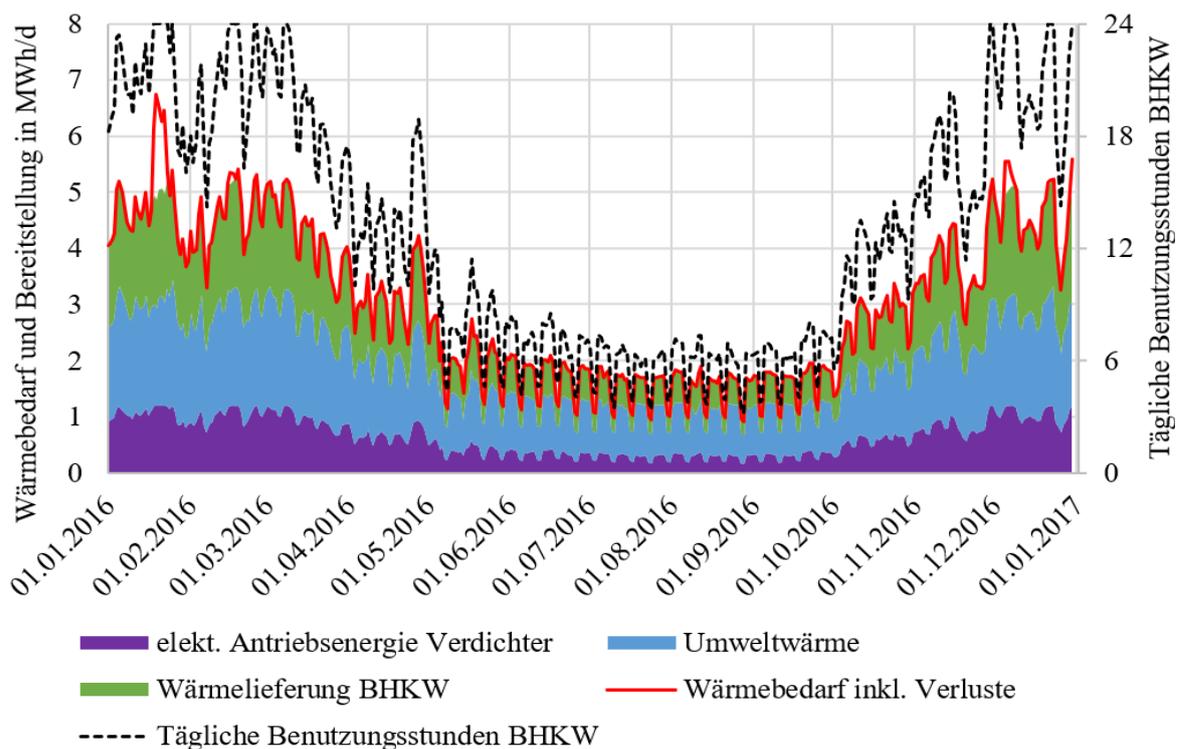


Abbildung 7-7: Maßnahme BHKW+LWP: für die GDRMA „Mix“ mit Taupunktregelung.

Die Ergebnisse dieser Variante wurden in der Tabelle 7-5 auf die anderen GDRMA übertragen und zusammengefasst. Zusätzlich zu dieser Kombination aus BHKW und LWP werden lediglich bei der GDRMA „SLP“ und der GDRMA „Mix“ ergänzende Spitzenlastkessel benötigt. Wie in der Abbildung 7-7 ersichtlich wird, können im Gegensatz zum reinen Betrieb der auf die nicht benötigte Anschlussleistung ausgelegten LWP lediglich die Verbrauchsspitzen nicht gedeckt werden. In Abhängigkeit von der gewählten Auslegungsstrategie kann mit dieser Kombination entsprechend die zusätzliche Kesselleistung, für die zur Wahrung der Versorgungssicherheit erforderlichen Redundanz, verringert werden. Um den täglichen Betrieb des BHKW zu reduzieren, muss das System mit einem ausreichend dimensionierten Wärmespeicher ergänzt werden. Die erzielten COP sind auf einem vergleichbaren Niveau zu den des reinen LWP Betriebs.

Tabelle 7-5: Kennzahlen der Maßnahme LWP+BHKW bei Taupunktregelung.

Parameter	GDRMA SLP	GDRMA Mix	GDRMA IND	GDRMA SLP-red. Druck	GDRMA IND klein	GDRMA Dorf
BHKW Deckungsrate in %	34	34	34	35	31	-
Gesamt-Deckungsrate in %	95	99	100	100	100	-
Vollbenutzungsstunden BHKW in h	4.572	4.700	4.683	2.213	1.204	-
gewichteter Jahres COP der LWP	2,95	3,02	3,09	2,96	3,56	-

Alle betrachteten Anlagenkonzepte verfügen in den GDRMA „SLP, Mix, IND“ über hohe Laufzeiten bzw. spezifische Erträge. Mit zunehmenden spezifischen Erträgen oder Vollbenutzungsstunden ist grundsätzlich von einer verbesserten Wirtschaftlichkeit auszugehen. Daneben können auf Basis des Gas- und Wärmebedarfslastgangs weitere Erzeuger wie GAWP, Entspannungsturbinen oder im Fall einer klassischen Auslegung der Einsatz von Brennwertkesseln betrachtet werden. Zukünftig sollte es das Ziel sein, den vorgestellten Planungsansatz bei Neubauten und Modernisierungsmaßnahmen ebenfalls anzuwenden.

Für die zuvor definierten Referenz-GDRMA wurde eine Parameterstudie durchgeführt und die Ergebnisse in der Abbildung 7-8, Abbildung 7-9 sowie Abbildung 7-10 veranschaulicht. Dabei wurde das Maximum des täglichen Gasdurchsatzes variiert und sämtliche andere Parameter aus der Tabelle 7-1 beibehalten. Dargestellt ist dabei der sich für den IST-Zustand und bei Einsatz eines Taupunktreglers ergebende Wärmebedarf, sowie die sommerliche Grundlast bei Taupunktfahrweise. Ähnlich der zuvor durchgeführten Betrachtungen wurde dabei in Abbildung 7-9 das zu reduzierende Druckniveau verringert bei sonst gleichen Parametern. Aufgetragen sind die Ergebnisse zum einen über dem Tagesmaximum und dem sich entsprechend ergebenden industriellen Grundlastfaktor (x_1). Beim Vergleich der bis auf das Druckniveau identischen GDRMA zwischen Abbildung 7-8 und Abbildung 7-9 wird ersichtlich wie sich der verminderte JTE auf einen etwa halb so hohen Wärmebedarf und sommerliche Grundlast auswirkt.

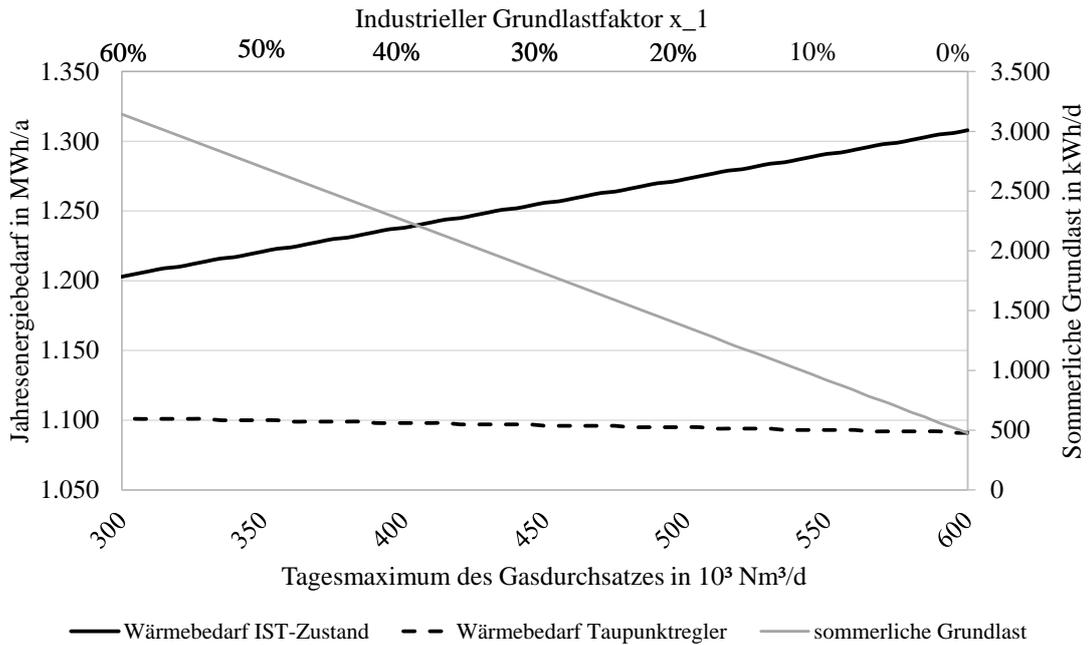


Abbildung 7-8: Veränderung des Wärmebedarfs, der sommerlichen Grundlast und dem Wärmebedarf bei Taupunktregelung für die GDRMA „SLP, Mix und IND“ für einen jährlichen Gasdurchsatz von 70 Mio. Nm^3/a bei einer Druckreduktion von 80 auf 12 bar für 2016, Würzburg.

Daneben verringert sich der Effekt des Taupunktreglers mit zunehmendem industriellen Grundlastanteil, da hier der höhere sommerliche Wärmebedarf die anteilig geringeren Einsparungen in den Wintermonaten reduziert. Diese beschriebenen Effekte überlagern sich bei Taupunktregelung, sodass der Wärmebedarf unabhängig von der Profilausprägung ist.

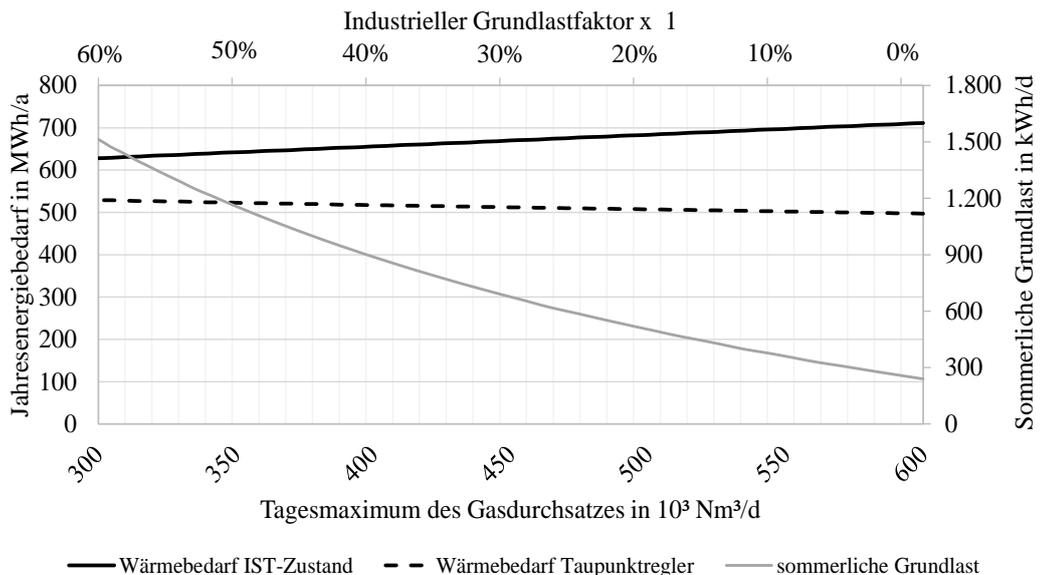


Abbildung 7-9: Veränderung des Wärmebedarfs, der sommerlichen Grundlast und dem Wärmebedarf bei Taupunktregelung für die GDRMA „SLP-red. Druck“ für einen jährlichen Gasdurchsatz von 70 Mio. Nm^3/a bei einer Druckreduktion von 45 auf 8 bar für 2016, Würzburg.

Neben der absoluten Einsparung des Wärmebedarfs bei Einsatz eines Taupunktreglers sind in Abbildung 7-10 die relativen Einsparungen für die unterschiedlichen Druckniveaus und Tagesmaxima des Gasdurchsatzes dargestellt. Mit einer maximalen Einsparung von 30 % können bei niedrigerem Druck infolge der Sommer-/Winterabhängigkeit entsprechend mehr anteilige Reduktionen erzielt werden als beim höheren Druckniveau mit 18 %. Für diese beiden Parameterstudien wurden ebenfalls die unter den beschriebenen Dimensionierungsgrundsätzen erzielbaren Deckungsraten der alternativen Wärmebereitstellungstechnologien Solarthermie sowie LWP aufgetragen. Nahezu unabhängig vom Druckniveau ergeben sich gleiche solare Deckungsraten je nach Ausprägung des Profils. Neben den anteiligen Einflüssen lässt sich entsprechend der größeren sommerlichen Grundlast bei dem höheren Druckniveau eine etwa doppelt so große Solarkollektorfläche bei gleichen Deckungsraten realisieren. Infolge der gleichen Auslegungsgröße kann die LWP hingegen eine höhere Deckungsrate bei niedrigerem Wärmebedarf erzielen.

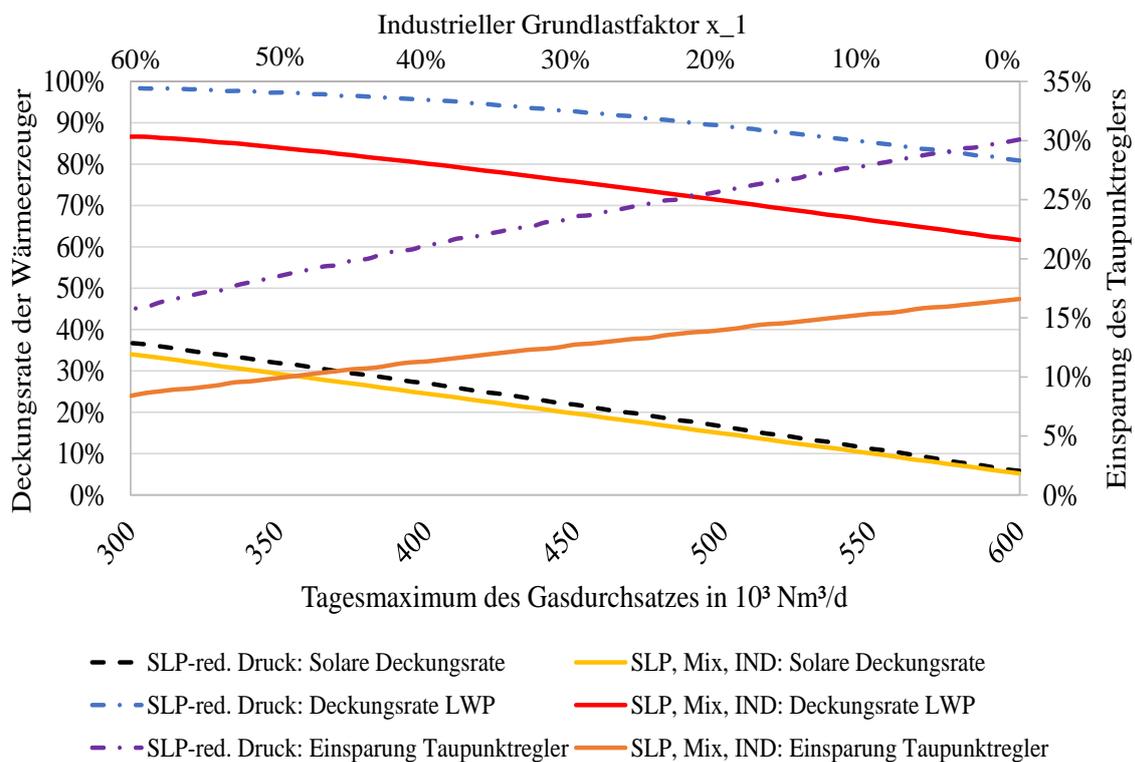


Abbildung 7-10: Nach den zuvor beschriebenen Einsatzmöglichkeiten der alternativen Wärmeerzeuger ermittelten Deckungsraten sowie das Einsparpotential eines Taupunktreglers für GDRMA mit einem jährlichen Gasdurchsatz von 70 Mio. Nm³/a bei einer Druckreduktion von 80 auf 12 bar, bzw. 45 auf 8 bar bei der GDRMA „SLP-red. Druck“ für 2016, Würzburg.

8. Zusammenfassung und Ausblick

Der Energieverbrauch und damit einhergehende Betriebskosten in GDRMA finden in der Energiewirtschaft bisher geringe Beachtung. Trotz ihrer zentralen Rolle als Übergabepunkte zwischen den Gasverteilnetzen wird diesen Stationen im Gegensatz zu Verdichtern, Umspann- oder Wasserwerken kaum Aufmerksamkeit geschenkt. Dabei kann bei dieser Anwendung der Einsatz von Effizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien erfolgreich demonstriert und zumeist bei Fallstudien große Potenziale hierfür angetroffen werden. Zudem sind GDRMA geprägt von einem ganzjährig hohen Wärmebedarf mit einem jährlichen Nutzwärmebedarf von in Summe 1..1,5 TWh/a in Deutschland auf einem für erneuerbare Energien vorteilhaften Temperaturniveau ($< 80\text{ °C}$). Die Umrüstungen der in Abbildung 8-1 abgebildeten GDRMA des Netzbetreibers EAM Netz GmbH konnten die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Beheizungsoptionen demonstrieren.



Abbildung 8-1: Alternative Wärmebereitstellungslösungen für GDRMA der EAM Netz GmbH.

Für die aufwandsarme Präqualifizierung dieser Maßnahmen wurde ein Verfahren entwickelt, welches auf Basis weniger Parameter eine individuelle Konzeptbewertung ermöglicht.

Prognose des Wärmebedarfslastgangs

Entgegen einer standardisierten Wärmebedarfsberechnung wie bspw. für Wohngebäude, sind bei industriellen Prozesswärmeanwendungen oftmals aufwändige Voruntersuchungen notwendig, um den Elektrizitäts- und Wärmebedarfslastgang zu eruieren. Auf Basis der für jede Anwendung individuellen Lastgänge kann eine dynamische Simulation der Erträge von erneuerbaren Anlagenvarianten mit anschließender Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgen. Diese aufwändige individuelle Vorgehensweise hemmt die Marktdurchdringung und verlangsamt den Ausbau erneuerbaren Energien im Bereich der Prozesswärme. Daneben sorgen ein mangelndes Flächenangebot und Vorurteile bei der Prozessumstellung für weitere Schwierigkeiten.

Der Aufbau und die Betriebscharakteristik von GDRMA ähneln sich infolge ihrer einheitlichen Versorgungsaufgabe und dem damit verbundenen Prozess der Druckentspannung grundsätzlich. Der Wärmebedarfslastgang lässt sich aus zeitlich aufgelösten physikalischen Parametern des Gastransports ableiten. Im Gegensatz zu den meisten anderen Prozesswärmeanwendungen messen die Netzbetreiber zumeist bereits alle relevanten Prozessparameter, da diese teils abrechnungsrelevant sind. Die Datenherausgabe für diese versorgungsrelevanten Anlagen gestaltet sich in Folge deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit und mögliche Rückschlüsse auf das Kundenverhalten der nachgelagerten Verbraucher als schwierig. Um eine Präqualifizierung der Maßnahmen ohne diese detaillierten Lastgänge zu ermöglichen, wurde in Abhängigkeit der Netzstrukturen eine Herleitung des Gasdurchsatzes durch die GDRMA weiterentwickelt. Auf Grundlage der Herleitung der täglichen Gasdurchsätze konnte im weiteren Verlauf der tägliche Wärmebedarfslastgang bestimmt werden. Zu diesem Zweck wurde ein Datensatz für 55 GDRMA über drei Jahre mit einer stündlichen Auflösung ausgewertet. Gezeigt werden konnte dabei, dass der Gasdurchsatz von GDRMA auf Basis des SLP-Verfahrens nach SigLinDe unter Berücksichtigung der ebenfalls versorgten industriellen Verbraucher möglich ist. Für die Prognose des außentemperaturabhängigen Gasdurchsatzes genügt die Kenntnis des Jahresdurchsatzes, des Tagesmaximums und die zeitgleiche Außentemperatur für das versorgte Verteilgebiet. Dieser tägliche Gaslastgang muss in wenigen Anwendungsfällen in Abhängigkeit der getroffenen Klassifizierung für nachgelagerten Versorgungsnetzstrukturen geringfügig angepasst, bzw. auf mehrere GDRMA, welche sich die Versorgungsaufgabe aufteilen, aufgeteilt werden. Unter Einbeziehung weiterer Parameter, wie dem Druckunterschied und der Erdgasart, kann ein täglicher Wärmebedarfslastgang berechnet werden. Dafür werden die für die Berechnung benötigten Parameter hinsichtlich ihres Einflusses bewertet. Entsprechend der Ergebnisse ist es somit möglich, aufwandsarm den Wärmebedarfslastgang für GDRMA herzuleiten und damit zeitaufwändige Geheimhaltungsvereinbarungen oder Messkampagnen zu umgehen. Das Herleitungsverfahren wurde im weiteren Verlauf als Basis des Vorauslegungstools genutzt.

Effizienzmaßnahmen und alternative Vorwärmung in GDRMA

Auf Basis des Gasdurchsatzes und sich in Kombination mit den anderen Gasparametern ergebenden physikalischen Wärmebedarfs der Entspannung können Effizienzmaßnahmen und alternative Vorwärmkonzepte für GDRMA berechnet werden. Dafür wurden in einem ersten Schritt mögliche Effizienzmaßnahmen für deren Einsatz in GDRMA analysiert. Für einen effizienteren Betrieb stehen dem Betreiber lediglich zwei direkte Maßnahmen zur Verfügung. Zum einen kann die GAT abgesenkt werden. Die GAT ist der einzige vom Betreiber frei wählbare Parameter, welcher in einem gewissen Rahmen variiert werden kann und einen direkten Einfluss auf den physikalischen Wärmebedarf hat. Zum anderen besteht die Möglichkeit, den isenthalpen Entspannungsprozess mit einer Drossel auf einen isentropen Prozess mit einer Entspannungsturbine umzustellen. Entspannungsturbinen erleben zwischen

1990 und 2000 ihre Hauptanwendungszeit und sind unter den derzeitigen wirtschaftlichen und regulatorischen Randbedingungen kaum darstellbar. Für eine Anwendung kommen zu- meist lediglich Turbinen in Betracht, welche den Strom-Eigenbedarf decken können oder in Kombinationen mit Wärmepumpen den Vorwärmbedarf decken.

In der vorliegenden Arbeit wurde dementsprechend einer der Betrachtungsschwerpunkte auf die Reduktion bzw. Anpassung der GAT gelegt. Dazu wurden die aus Betreibersicht beste- henden Restriktionen analysiert und mögliche Grenzen betrachtet. Auf Basis alternativer Regelkonzepte können diese Grenzen aus Betreibersicht verändert werden. Neben dem zu- nehmend eingesetzten Taupunktregelungskonzept, bei welchem die GAT dem Lufttaupunkt folgt, ist eine Luftkonditionierung der Gasregelräume möglich. Bei gleichzeitiger Effizienz- steigerung reduzieren beide Regelungskonzepte im Betrieb den korrosionsbedingten War- tungs- und Instandhaltungsaufwand. Für die Konditionierung der Regelräume wurde ein auf Adsorption basierendes System inkl. des an die technischen Normen angepassten Integrationskonzepts erarbeitet. Zusätzlich wurden die Auswirkungen der in aller Regel überdimensionierten Anlagentechnik auf die Regelgüte und den damit meist einhergehenden Mehrenergieaufwendungen betrachtet. Durch die Überkapazitäten ergeben sich oftmals ein ineffizienter Anlagenbetrieb und negative Auswirkungen auf das Regelverhalten der Stati- onsautomatisierung. Aufbauend auf den Effizienzmaßnahmen kann die bestehende Anla- gentechnik erweitert oder ausgetauscht werden.

In GDRMA werden überwiegend noch Niedertemperaturkessel eingesetzt, deren Vertrieb zukünftig eingestellt wird. So werden die Netzbetreiber dazu gezwungen, auf Brennwertkes- sel umzustellen. In diesem Zug entstehen hohe Kosten für die Entsorgung des mit dem Brennwertbetrieb einhergehenden Kondensatanfalls. GDRMA verfügen aufgrund ihrer ländlichen Lage i.d.R. nicht über einen Kanalanschluss, weshalb es infolge mangelnder Auf- bereitungsmöglichkeiten zu den in dieser Arbeit betrachteten Entsorgungsproblemen kommt und Planungsprozesse im Zuge der Anlagenneugestaltung verzögert werden.

Neben dieser konventionellen Anlagentechnik ist die Anwendung GDRMA prädestiniert für den Einsatz erneuerbarer Energien und KWK, da der ganzjährige Wärmebedarf bei indust- riell geprägten GDRMA auf einem für erneuerbare Vorwärmkonzepte vorteilhaften Tempe- ratureniveau von 20..80 °C anfällt. Zumeist sind im Umfeld der GDRMA Flächen für die Aufstellung der Peripherie oder Kollektorflächen vorhanden. Zur Integration alternativer Wärmeerzeuger wurden mögliche Vorwärmssysteme für den Einsatz in GDRMA betrachtet und bewertet. In Kombination konnte somit ein Baukastensystem an Effizienzmaßnahmen und alternativen Vorwärmkonzepten entwickelt werden, auf welches das integrale Voraus- legungstool im weiteren Verlauf zurückgreifen kann.

Vorauslegungstool

Mit dem Vorauslegungstool werden dem Anlagenbetreiber die Einflussgrößen und Auswirkungen auf die Energieeffizienz sowie die Dimensionierung und den Ertrag alternativer bzw. erneuerbarer Vorwärmssysteme aufgezeigt. Das integrale Vorauslegungstool basiert auf der Herleitung des täglichen Gaslastgangs anhand weniger Anlagenparameter. Darauf aufbauend wird in Abhängigkeit der Prozessparameter, wie bspw. der Druckdifferenz, der physikalische Wärmebedarfslastgang für die Kompensation des JTE ermittelt. Im weiteren Schritt werden auf dessen Basis Effizienzmaßnahmen analysiert und Potenzialabschätzungen alternativer, auf erneuerbaren Energien basierenden Vorwärmssysteme durchgeführt. Erste Einblicke und Ergebnisse des Vorauslegungstools wurden im Kapitel 7 dazu verwendet, den Einfluss der Ausprägung des Lastprofils bei sonst gleichen Bedingungen zu veranschaulichen.

Das Planungstool führt somit die Hauptergebnisse der Dissertation zusammen. Es ermöglicht auf Basis weniger Parameter das konventionelle Heizungssystem zu dimensionieren, den Kondensatanfall von eingesetzten Brennwertkesseln abzuschätzen oder die Wirtschaftlichkeit alternativer Vorwärmssysteme zu bewerten. Dafür muss der Netzbetreiber über keine weiteren Kenntnisse bezüglich der alternativen Vorwärmkonzepte verfügen. Somit konnte das gesteckte Ziel einer aufwandsarmen Vorauslegung erreicht werden, welche im weiteren Verlauf eine bessere Marktdurchdringung ermöglichen soll. Die im Rahmen von Fallstudien auf Basis des Planungstools durchgeführten Machbarkeitsabschätzungen konnten dieses Ziel erneut unterstreichen.

Kernergebnisse

- In den meisten GDRMA kann von einem Einsparpotenzial bei der IST-Zustandsanalyse im Bereich von 20..40 % ausgegangen werden. Die dabei möglichen Maßnahmen wurden aufgezeigt.
- Das niedrige Temperaturniveau des ganzjährigen Wärmebedarfs in GDRMA bietet hervorragende Bedingungen für die Integration erneuerbarer Energien oder KWK. Je nach Ausprägung des Lastprofils können dabei bspw. solare Deckungsraten von bis zu 45 % erreicht werden.
- Der zur Abschätzung des Wärmebedarfs notwendige tägliche Gasdurchsatz einer GDRMA kann mit einem Bestimmtheitsmaß von ± 10 % auf Basis der Kennzahlen zur maximalen täglichen Gasmenge und dem jährlichen Gasdurchsatz unter Zuhilfenahme der in dieser Arbeit erweiterten Prognosemöglichkeit ermittelt werden.
- Aufbauend auf der Herleitung des Gaslastgangs wurde eine Art Baukastensystem mit den möglichen Effizienzmaßnahmen und den in Frage kommenden alternativen Wärmeversorgungssystemen geschaffen.

-
- Im Rahmen der vorliegenden Dissertation wurde eine neuartige Regelung zur wirtschaftlichen Erschließung der Effizienzpotenziale gerade in kleinen GDRMA auf Basis einer relaisbasierten Steuerung entwickelt und damit die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Solarthermie oder Wärmepumpen weiter begünstigt.
 - Neben den grundsätzlich bereits am Markt erhältlichen Effizienzlösungen in GDRMA wurde der Einsatz von Sorptionsrädern untersucht, womit Energieeinsparungen in Höhe von etwa 15..30 % erzielt werden können. Dazu wurde ein regelungskonformes Anlagenkonzept erarbeitet.
 - Ein zentrales Problem der Flächennetzbetreiber wird zukünftig das mit dem zunehmenden Einsatz von Brennwertkesseln verbundene Kondensat bzw. dessen Entsorgung sein. Hierfür wurden erste Untersuchungen mit dem Ziel durchgeführt, perspektivisch einen biologischen Reaktor zur aufwandsarmen Kondensatentsorgung auf den Grundstücken der GDRMA zu entwickeln.

Ausblick

Vorrangiges Ziel sollte es sein das in dieser Dissertation entwickelte Vorauslegungstool den Netzbetreibern zugänglich zu machen und damit einen neuartigen Planungsmaßstab im Bereich GDRMA zu etablieren. Das Verfahren zur Prognose des täglichen Gaslastgangs sollte im Zuge weiterer Untersuchungen auf eine stündliche Prognose erweitert werden, um bspw. eine gleitende Vorlauftemperaturregelung in Abhängigkeit der Auslastung des Vorwärmers abschätzen zu können. Einer mangelnden Datenbasis industriell geprägter GDRMA geschuldet, wurden die Wochenendfaktoren anhand von 14 GDRMA festgelegt. Diese sollten bei Vorhandensein einer entsprechenden Datenbasis leistungsstarker GDRMA erneut überprüft werden. Darüber hinaus bietet es sich an, die miteinander verknüpften Tools zur Berechnung von Solarthermie und Wärmepumpen mittels dynamischer Simulationsstudien zu verifizieren.

Die durchgeführte technische Untersuchung sollte um den Punkt Wirtschaftlichkeit insbesondere in Hinblick auf die Randbedingungen der Netzbetreiber nach der Anreizregelungsverordnung ergänzt, bzw. deren anstehende Überarbeitungen berücksichtigt werden. Zusätzlich dazu sollten die förderpolitischen Möglichkeiten des Einsatzes von Entspannungsturbinen in GDRMA weiterführend untersucht werden. Insbesondere bei den bestehenden Entspannungsturbinen in GDRMA sollte der Einsatz weiterer großer solarer Prozesswärmeanlagen untersucht werden. Darüber hinaus können in der Leistung reduzierte Entspannungsturbinen dieser Technologie zu einem neuen Markteintritt verhelfen.

Um den Einsatz von Brennwerttechnik in GDRMA weiter voran zu bringen, sollte die biologische Möglichkeit zur Aufbereitung des Kondensats mit anschließender Versickerung vor Ort Gegenstand zukünftiger Forschungsaktivitäten werden. Bisher wird der Einsatz dieser

Technologie oftmals nur wenig verfolgt, da die mit der Entsorgung verbundenen Kosten ein Vielfaches der eigentlichen Modernisierungskosten betragen können. Daneben führen ungeklärte gesetzliche Regelungen zu einer Verzögerung in der Projektierung.

Neben diesen weiteren Forschungsgesichtspunkten sollte überprüft werden, inwieweit der Einsatz von KWK oder Entspannungsturbinen in GDRMA Netzerweiterungsmaßnahmen zur Vergrößerung der elektrischen Anschlussleistungen erübrigen können. Dieser zusätzliche Benefit könnte die Wirtschaftlichkeit der vorgeschlagenen erneuerbaren Konzepte weiter steigern.

Abschließend soll erneut auf das Potenzial von GDRMA als Nischenanwendung für die solare Prozesswärme eingegangen werden. Hierfür werden die Ergebnisse einer im Rahmen des F&E-Projekts „EffGas“ durchgeführten Fallstudie bei einer Hochleistungs-GDRMA herangezogen. Unter dem derzeitigen Betrieb mit 500.000 Nm³/h und einer GET zwischen -2..+2 °C ergeben sich für eine Druckreduktion von 67 auf 48 bar technisch sinnvolle Kollektorflächen von bis zu 30.000 m², welche vor Ort nicht realisiert werden können. Zum Vergleich: die Summe der geförderten Kollektorfläche im Bereich der solaren Prozesswärme in DE liegt in derselben Größenordnung (SAT, 2019). Nach aktuellem Stand wird in einer Fernleitungsnetzbetreiber-GDRMA die derzeit in Deutschland größte solare Prozesswärmeanlage mit etwa 2500 m² Kollektorfläche realisiert. Im Rahmen der Evaluierung der solaren Prozesswärme Antragszahlen für 2019 konnte der Bereich GDRMA für einen Zuwachs von 40 % bei der beantragten Kollektorfläche gegenüber dem Vorjahr sorgen und ist damit in 2019 flächenmäßig die drittgrößte solare Prozesswärmeanwendung in Deutschland (SAT, 2019).

9. Verzeichnisse

9.1. Literaturverzeichnis

- AEV, 2000** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2000, Verordnung über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus der Reinigung von Abluft und wässrigen Kondensaten (BGBl. II Nr. 218/2000) - AEV Abluftreinigung, Berlin.
- Albus et al. 2012** Albus, R.; Senner, J.; Burmeister, F.; Tali, E., 2012, Optimierung des Vorwärmprozesses in Gas-Druckregelanlagen unter betrieblichen Aspekten vor dem Hintergrund des Energieeinsatzes und der Emissionsminderung. Langfassung der Begleitforschung zur DVGW-G 499. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas & Wasser mbH, Bonn.
- ARegV 2019** Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt, 2019, Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze, Berlin.
- ASUE 2015** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2015, BHKW-Fibel. Verlag energieDRUCK. Berlin.
- BAFA 2019** Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2019, Marktanzreizprogramm Modul 2, verfügbar unter www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/_Energieeffizienz_und_Prozesswärme/modul2prozesswaerme_node.html, zuletzt geprüft am 29.03.2019, Berlin.
- BDEW 2018** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Groupment Européen des enterprises et Organismes de Distribution d'Énergie (GEODE), 2018, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, BDEW, Berlin.
- Bielawny 2018** Bielawny, R., 2018, Analyse der Wärmeversorgung und Maßnahmenentwicklung für einen effizienten Brennwertbetrieb in einer Gas-Druckregelanlage der EnergieNetz Mitte, Universität Kassel.
- Böhm 2004** Böhm, G., Prozentgrößen in der Heiztechnik, 2004, IKZ Haustechnik, STROBEL VERLAG GmbH & Co. KG, Arnsberg.
- Borchers 2009** Borchers, E., Entwicklung und Optimierung eines leistungsreduzierten Gasbrenners für den Solarheizkessel SolvisMax SX, 2009, Hochschule Nordhausen.
- Cerbe et al. 2016** Cerbe, G.; Lendt, B.; Brüggemann, K.; Dehli, M.; Gröschl, F.; Heikrodt, K.; Kleiber, T.; Kuck, J.; Mischner, J.; Schmidt, T.; Seemann, A.; Thielen, W., 2016, Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffenheit - Gasverteilung - Gasanwendung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Carl Hanser Verlag GmbH, ISBN: 978-3-446-44965-7, München.

DeStatis 2017a	Statistisches Bundesamt Deutschland (DeStatis), 2017, Erdgasverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2017, Wiesbaden.
DeStatis 2017b	Statistisches Bundesamt Deutschland (DeStatis), 2017, Importabhängigkeit der Energieversorgung in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2017, Wiesbaden.
DIN 1343 1990	DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 1990, DIN 1343: Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen - Begriffe und Werte, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
DIN EN ISO 10204 2005	DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2005, DIN EN 10204: Metallische Erzeugnisse - Arten von Prüfbescheinigungen, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
DIN EN ISO 12241 2008	DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2008, DIN EN ISO 12241: Wärmedämmung an haus- und betriebstechnischen Anlagen, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
DIN EN ISO 12944-4 2018	DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2018, DIN EN ISO 12944-4: Beschichtungssysteme - Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme - Teil 4: Arten von Oberflächen und Oberflächenvorbereitung, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
DIN EN ISO 3183 2013	DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2013, DIN EN ISO 3183: Erdöl- und Erdgasindustrie - Stahlrohre für Rohrleitungstransportsysteme, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
DVGW G 260 2013	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2013, Technische Regel - Arbeitsblatt: DVGW G 260: Gasbeschaffenheit, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., ISSN 0176-3490, Bonn.
DVGW G 491 2010	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2010, Technische Regel - Arbeitsblatt: DVGW G 491: Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar - Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., ISSN 0176-3490, Bonn.
DVGW G 499 2015	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2015, Technische Regel - Arbeitsblatt: DVGW G 499: Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., ISSN 0176-3490, Bonn.
DWA 2011	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., 2011, Arbeitsblatt DWA-A 251: Kondensate aus Brennwertkesseln, DWA Verlag GmbH, Hennef.
DWD 2018	Deutscher Wetterdienst, 2018, WESTE-XL Datenportal, verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/weste/westexl/weste_xl.html , zuletzt aktualisiert am 15.03.2018, Offenbach.

- EASEE-gas 2005** EASEE-gas Executive Committee, 2005, CBP-2005-001-02: Harmonisation of Natural Gas Quality, EASEE-gas, Paris.
- EffGas 2021** F&E-Projekt „EffGas“ - Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand, Laufzeit: 10/2017 bis 12/2022. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, FKZ: 03ET1522A, Kassel.
- EnEV 2014** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014, Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung), Berlin.
- EnWG 2019** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz), Berlin.
- Ernst 2011** Ernst, C., 2011, Abschlussbericht: Modernisierung von Vorwärmanlagen (Kesselanlagen) in Gasdruckregel- und Messanlagen unter Berücksichtigung der Energieeffizienz und alternativer Konzepte, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig.
- Eurich 2017** Eurich, F., 2017, Machbarkeitsstudie zur wirtschaftlichen Integration von KWK und Solarthermie zur Erdgasvorwärmung in Gas-Druckregelanlagen, Universität Kassel.
- Farzaneh-Gord et al. 2012** Farzaneh-Gord, M.; Arabkoohsar, A.; Deymi Dashtbayaz, M.; Farzaneh-Gord, V., 2012, Feasibility of accompanying uncontrolled linear heater with solar system in natural gas pressure drop stations, In: Energy 41 (1), S. 420–428. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.058.
- Grobmaier et al. 2014** Gobmaier, T.; Roon, S.; Hinterstocker, M.; Wachinger, K., 2014, Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin.
- Hellwig 2003** Hellwig, M., 2003, Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile, Dissertation, Technische Universität München.
- Hering und Schröder 2014** Hering, E.; Schröder, B., 2014, Wärmeschutz und Heizungstechnik - Ein Überblick, Springer Vieweg GmbH, ISBN 978-3658086015, Wiesbaden.
- HMWK 2013** Hessisches Ministerium für Wissenschaft und Kunst (HMWK), 2013, LandesOffensive zur Entwicklung Wissenschaftlich-ökonomischer Exzellenz (LOEWE): Jahresbericht 2012, Wiesbaden.
- HWG 2018** Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUKLV), 2018, Hessisches Wassergesetz (HWG), Hessen.

-
- Jagoschinski 2014** Jagoschinski, T., 2014, Energieeinsparungen in Erdgasübernahmestationen als Maßnahmen zum Klimaschutz. energie|wasser-praxis (65. Jahrgang - Ausgabe 01 2014), ISSN 1436-6134, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas & Wasser mbH, Bonn.
- Jannemann 1996** Jannemann, T. B., 1996, Kompendium Gas-Brennwerttechnik Grundlagen, Gerätetechnik, Installation, Praxiserfahrungen, ISBN 978-3802725401, Vulkan-Verlag GmbH, Essen.
- Jesper et al. 2021** Jesper, M.; Schlosser, F.; Pag, F.; Schmitt, B.; Walmslex, T. G.; Schmitt, B.; Vajen, K., 2021, Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 137, DOI: 110646, ISSN 1364-0321.
- Kalyta 1987** Kalyta, A., 1987, Der Einsatz von Luftentfeuchtungsgeräten in Gasregelanlagen der Stadtwerke Bochum, Ausgabe 4 1987, Neue DELIWA-Zeitschrift, Bonn.
- Kirchner 2009** Kirchner, J., 2009, Berechnung von Gasvorwärmanlagen - Bewertung von Bilanzdifferenzen in Gasnetzen, Fachhochschule Erfurt.
- Lauterbach 2014** Lauterbach, C., 2014, Potential, System Analysis and Preliminary Design of Low-Temperature Solar Process Heat Systems, ISBN 978-3862197439, Kassel University Press, Kassel.
- Meier, 2019** Meier, S., 2019, Betriebsauswertung von drei solarthermisch beheizten Gasdruckregel- und messanlagen, Universität Kassel.
- Mengzhen 2018** Mengzhen, L., 2018, Erstellung eines Konzepts zur Behandlung von Kondensat einer Gas-Druckregelanlage, Universität Kassel.
- Mischner 2016** Mischner, J., 2016, Thermodynamisches Prozessmodell für Gasstrahlapparate - Teil 1, Ausgabe 06/07 2016, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München.
- Mischner et al. 2012a** Mischner, J.; Li, J.; Köstner, R., 2012, Zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Gas-Expansionsanlagen, Teil 1, Ausgabe 05 2012, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München.
- Mischner et al. 2012b** Mischner, J.; Li, J.; Köstner, R., 2012, Zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Gas-Expansionsanlagen, Teil 2, Ausgabe 06 2012, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München.
- Mischner et al. 2012c** Mischner, J.; Li, J.; Köstner, R., 2012, Zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Gas-Expansionsanlagen, Teil 3, Ausgabe 07/08 2012, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München.
- Mischner et al. 2015** Mischner, J.; Fasold, H.-G.; Heymer, J., 2015, gas2energy.net. Systemplanerische Grundlagen in der Gasversorgung, ISBN 978-3835672765, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München.

- Munters 2021** Hersteller Munters GmbH, Datenblatt zum Sorptionsentfeuchter - Munters MLT 800, verfügbar unter: www.munters.com/globalassets/inriver/resources/8528_AT_ProdSheet_MLT800_AirC_de.pdf, geprüft am: 10.01.2021, Hamburg.
- Naendorf 2014** Naendorf, B., 2014, Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen. Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches, ISBN 978-3802756276, Vulkan-Verlag GmbH, Essen.
- Ndes 2017** Ndes, P., 2017, Wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten von Entspannungsturbinen in Gas-Druckregelanlagen, Universität Kassel.
- Recusorb 2021** Hersteller FREY Aufbereitungstechnik für Gase GmbH, Datenblatt zum Sorptionsentfeuchter – DST Recusorb R-060 BR, verfügbar unter: www.fieberitz.de/fileadmin/Redaktion/Produkt-Dokumentation/DST/Recusorb/DST_Recusorb_R-60_BR_Datenblatt.pdf, geprüft am: 10.01.2021, Hamburg.
- Robur 2020** Hersteller Robur S.p.A., 2020, Datenblätter zur Gas-Absorptionswärmepumpe GAHP A, verfügbar unter: www.roburshk.de/warmepumpe/gas_absorptions_luftwaermepumpe_gahp_a, geprüft am 20.12.2020, Verdellino (Bg) - Italien.
- RP Kassel 2016** Regierungspräsidium Kassel - Wiesmann, T., 2016, Entsorgung von Kondensat einer Gasstation bei Kassel, Beantwortung einer Anfrage zur Genehmigungserfordernis, E-Mail an L. Wimmer, Kassel.
- RP Kassel 2018** Regierungspräsidium Kassel, 2018, Industrielles Abwasser, verfügbar unter www.rp-kassel.hessen.de/umwelt-natur/wasser-bodenschutz/industrielles-abwasser, geprüft am 14.02.2018, Kassel.
- SAT 2019** Universität Kassel, 2019, Solare Prozesswärme - Informationsseite, verfügbar unter www.solare-prozesswaerme.info, geprüft am 11.07.2019, Kassel.
- Seifert et al. 2015** Seifert, J.; Knorr, M.; Oschatz, B., 2015, Repetitorium Heizungstechnik. ISBN 978-3800736270, VDE Verlag GmbH, Berlin.
- Specht 2009** Specht, E., 2009, Verbrennungslehre, verfügbar unter www.uni-magdeburg.de/isut/TV/Download/Kapitel_2_VerbrennungWS0910.pdf, geprüft am 18.06.2019, Universität Magdeburg.
- SW Bochum 2018** Stadtwerke Bochum, 2018, Einsatz der Sorptionsräder in GDRMA der Stadtwerke Bochum, Telefonat mit dem Anlagenverantwortlichen bzw. des Netzbetriebs, Bochum/Kassel.

-
- Tali et al. 2012** Tali, E.; Senner, J.; Burmeister, F., 2012, Optimierung des Vorwärmeprozesses, energie|wasser-praxis (67. Jahrgang - Ausgabe 7/8 2014), ISSN 1436-6134, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas & Wasser mbH, Bonn.
- Triesch 2006** Triesch, F., 2006, Möglichkeiten der Kostenreduzierung bei der Erdgasvorwärmung, energie|wasser-praxis (61. Jahrgang - Ausgabe 02 2014), ISSN 1436-6134, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas & Wasser mbH, Bonn.
- VDI 3988** Verein Deutscher Ingenieure VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, 2020, VDI 3988: Solarthermische Prozesswärme, Düsseldorf.
- VDI 6002-2** Verein Deutscher Ingenieure VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik, 2014, VDI 6002 Blatt 2: Solare Trinkwassererwärmung - Anwendungen in Studentenwohnheimen, Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und auf Campingplätzen, Düsseldorf.
- WHG 2017** Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt, 2017, Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts – Wasserhaushaltsgesetz (WHG), Berlin.
- Wiegartz 2019** Wiegartz, P., 2019, Entwicklung einer Stationsautomatisierung für einen effizienten Brennwertbetrieb bei GDRMA, Universität Kassel.
- Wimmer 2012** Wimmer L., 2012, Thermodynamische Entwicklung eines holzpelletbefeuerten Abgaswärmeübertragers, Hochschule Nordhausen.
- Wimmer 2014** Wimmer, L. 2014, Machbarkeitsstudie zur Integration solarer Prozesswärme in Gas-Druckregelanlagen, Universität Kassel.
- Wimmer 2018** Wimmer, L., 2018, Nutzung solarer Prozesswärme in GDRMA, 1. Regenerative Energietechnik-Konferenz (RetCon), Nordhausen.
- Wossog 2015** Wossog, G., 2015, Handbuch Rohrleitungsbau: Planung, Herstellung, Errichtung, ISBN 978-3802727948, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas & Wasser mbH, Bonn.

9.2. Abkürzungsverzeichnis

ATEX	Atmosphères Exposables
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital Expenditure
CBP	Common Business Practice
CHP	Combined Heat and Power
COP	Coefficient of Performance
CPC	Konzentrierender Vakuumröhrenkollektor
DIN	Deutsches Institut für Normung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.
DWD	Deutscher Wetterdienst
EASEEgas	European Association for the Streamlining of Energy Exchange
eex	European Energy Exchange Börse
EffGas	Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand
EFH	Einfamilienhäuser
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FK	Flachkollektor
F&E-Projekt	Forschungs- und Entwicklungsprojekt
GAWP	Gasabsorptions-Wärmepumpe
GAT	Gasaustrittstemperatur
GET	Gaseintrittstemperatur
GDR	Gas-Druckregelgerät
GDRMA	Gas-Druckregel- und Messanlage
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GPRMS	Gas pressure regulating and metering station
H-Gas	High Gas - hochkalorisches Erdgas

HT-FK	Hochtemperatur-Flachkollektor
IND	Industrie
JAZ	Jahresarbeitszahl
JTE	Joule-Thomson-Effekt
JTK	Joule-Thomson-Koeffizient
KWS	Kohlenwasserstoffe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Low Gas - niederkalorisches Erdgas
LNG	Liquid Natural Gas
LWP	Luft-Wasser-Wärmepumpen
MFH	Mehrfamilienhaus
N	Normkubikmeter
NT	Niedertemperatur
OPEX	Operational Expenditure
PN	Pressure Nominale
RLM	Registrierte Leistungsmessung
RP	Regierungspräsidium
SAV	Sicherheitsabsperrentil
SBV	Sicherheitsabblaseventil
SigLinDe	Sigmoid-Linear-Deutschland
SIL	Safety Integrity Level
SLP	Standardlastprofil
SOL	Solarthermie
TC	Temperature Control
TRZ	Turbinenradzähler
UEG	Untere Explosionsgrenze
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VKU	Verband Kommunaler Unternehmen
VRK	Vakuumröhrenkollektor
WBZ	Wirbelgaszähler
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WÜT	Wärmeübertrager

9.3. Formelverzeichnis

A	Heizverbrauch bei sehr niedriger Temperatur	[-]
$a_j \cdot d_j$	Koeffizienten zur Ermittlung druckabhängiger Parameter	[-]
a_E	Temperaturleitfähigkeit des Bodens	[m ² /h]
B	Start der Heizphase	[-]
b_H, b_W	Ansatzpunkt der Geraden bei 0 °C	[-]
C	Steigerungsgrad der Funktion innerhalb der Heizphase	[-]
$c_{p,G}$	Wärmekapazität Erdgas	[kJ/kgK]
$c_{p,HW}$	Wärmekapazität Heizkreisfluids	[kJ/kgK]
$c_{p,m}$	Mittlere spezifische Wärmekapazität	[kJ/kgK]
D	Anteil der Warmwasserversorgung	[-]
$\eta_{WÜT}$	Wärmeübertragerwirkungsgrad	[-]
F_{WT}	Wochentagsfaktor	[-]
H	Enthalpie	[J]
H_m	Molare Enthalpie am Betrachtungsort in einer GDRMA	[J/mol]
$h(\vartheta_a^*)$	Profilkunktionswert	[-]
$k \cdot A$	Geometrieabhängiger Wärmeübergangskoeffizient	[W/(K)]
KW	Kundenwert	[Nm ³ /d]
λ	Verbrennungsluftzahl Lambda	[-]
l_{min}	Minimale Luftmenge	[m ³ _L /m ³ _{Br}]
m_H, m_W	Steigung der Geraden der SLP Profile	[-]
μ_{JTK}	Joule-Thomson-Koeffizient	[K/bar]
$\mu_{JTK,m}$	Mittlerer Joule-Thomson-Koeffizient	[K/bar]
o_{min}	Minimale Sauerstoffmenge	[m ³ O ₂]
φ_G	Exponent Leistungsfähigkeit Gas-WÜT	[-]
p	Druck	[bar,Pa]
P_{el}	Elektrische Leistung	[kW]
$P_{el,GDRMA}$	Elektrische Anschlussleistung der GDRMA	[kW]
$P_{el,Verbrauch}$	Elektrischer Leistungsbedarf der Verbraucher	[kW]
$p_{G,d}$	Druck downstream - Ausgangsdruck	[bar, Pa]
$p_{G,u}$	Druck upstream - Eingangsdruck	[bar]

p_{H_2O}	Wasserdampfpartialdruck	[Pa]
ρ_{HW}	Dichte des Heizkreisfluids	[kg/m ³]
ρ_N	Normdichte	[kg/m ³]
$\rho_{G,N}$	Normdichte Erdgas	[kg/m ³]
P_{th}	Thermische Leistung	[kW]
Q_{BHKW}	Bereitgestellte Wärmemenge des BHKW	[kWh]
Q_{GAWP}	Bereitgestellte Wärmemenge der GAWP	[kWh]
Q_{LWP}	Bereitgestellte Wärmemenge der LWP	[kWh]
Q_{Ref}	Bereitgestellte Wärmemenge der Heizungskessel	[kWh]
Q_{Sol}	Bereitgestellte Wärmemenge der Solarthermieanlage	[kWh]
\dot{Q}_{VW}	Leistung der Vorwärmung	[kW]
Q_{VW}	Wärmebedarf für die Vorwärmung	[kWh]
$\dot{Q}_{WÜT}$	Leistung der Wärmeübertrager	[kW]
R^2	Bestimmtheitsmaß	[-]
T	Temperatur	[°C]
$t_E(Z, \tau)$	Temperatur des Erdreichs	[°C]
ϑ	Allokationstemperatur	[°C]
ϑ_0	Referenztemperatur des SLP-Verfahrens	[°C]
ϑ_a	Außentemperatur	[°C]
ϑ_a^*	Mehrtagesmittel der Außentemperatur	[°C]
$\vartheta_{\dot{V}_{N,d,max}}$	Kälteste Tagestemperatur	[°C]
$\vartheta_{\dot{V}_{Sommer,WD}}$	Temperatur während des Sommergebrauchs	[°C]
T_G	Temperatur gasseitig	[K]
$T_{G,u}$	Temperatur upstream - Gaseingangstemperatur	[°C]
$T_{G,d}$	Temperatur downstream - Gasaustrittstemperatur	[°C]
$T_{h,out}$	Austrittstemperatur Kondensator	[°C]
$T_{HW,VL,soll}$	Minimale berechnete Vorlaufstemperatur Heizkessel	[°C]
ΔT_{lift}	Temperaturerhöhung	[K]
$T_{l,in}$	Luft Eintrittstemperatur Verdampfer	[°C]
$\Delta T_{m,arith}$	Mittlere arithmetische Temperaturdifferenz	[K]
$\Delta T_{m,cf}$	Mittlere Temperaturdifferenz Gegenstrom-WÜT	[K]
$\Delta T_{m,l}$	Mittlere Temperaturdifferenz logarithmisch	[K]

t_m	Mittlere Temperatur der Erdoberfläche	[°C]
Δt_0	Amplitude der Oberflächentemperatur	[K]
$\Delta \tau_0$	Zeitverzögerung zwischen Boden- und Lufttemperatur	[h]
τ_0	Periode der Lufttemperatur	[h]
T_t	Taupunkttemperatur	[°C]
T_W	Temperatur wasserseitig	[K]
U	Innere Energie	[J]
V	Volumen	[m ³]
\dot{V}	Volumenstrom	[m ³ /h]
\dot{V}_{HW}	Volumenstrom Heizkreisfluid	[m ³ /h]
$\dot{V}_{G,N}$	Normvolumenstrom Gas	[Nm ³ /h]
$\dot{V}_{G,a}$	Jahressumme des Normvolumenstroms Gas	[Nm ³ /a]
$\dot{V}_{G,d}$	Tagessumme des Normvolumenstroms Gas	[Nm ³ /d]
$\dot{V}_{G,d,m}$	Mittlerer täglicher Gasdurchsatz	[Nm ³ /d]
$\dot{V}_{G,d,max}$	Maximaler täglicher Gasdurchsatz	[Nm ³ /d]
$\dot{V}_{Sommer,WD}$	Mittlerer täglicher Gasdurchsatz für einen Sommertag	[Nm ³ /d]
v_{CO_2}	Menge an CO ₂ im Abgas	[m ³ CO ₂ /m ³ B]
v_f	Menge feuchtes Abgas	[m ³ A/m ³ B]
v_{N_2}	Menge an Stickstoff im Abgas	[m ³ N ₂ /m ³ B]
v_{O_2}	Menge an Sauerstoff im Abgas	[m ³ O ₂ /m ³ B]
v_t	Trockene Abgasmenge	[m ³ A/m ³ B]
$\dot{V}_{IND,a}$	Jahresgasmenge aus der industriellen Grundlast	[Nm ³ /a]
$\dot{V}_{IND,d}$	Tägliche der Industrie zuordenbare Gasmenge	[Nm ³ /d]
$\dot{V}_{SLP,a}$	Jahresgasmenge aus der SLP Prognose	[Nm ³ /a]
$\dot{V}_{SLP,d}$	Tägliche prognostizierter Gasdurchsatz nach SLP	[Nm ³ /d]
w_g	Restwasser im Erdgas	[g/m ³]
w_L	Wassermenge der Verbrennungsluft	[g/m ³]
$x_{1,2,3}(p)$	Druckabhängige Koeffizienten	[-]
x_1	Werktagfaktor Industrieanteil	[-]
x_2	Samstagsfaktor Industrieanteil	[-]
x_3	Sonntagsfaktor Industrieanteil	[-]
\bar{y}	Mittelwert der Lastprofilaten	[Nm ³ /d]

\bar{y}	Vorhersage des Gasdurchsatzes	[Nm ³ /d]
\hat{y}	Archivdaten des Gasdurchsatzes	[Nm ³ /d]

9.4. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Grafische Darstellung des Temperaturverlaufs in einer Drossel.....	9
Abbildung 2-2:	Hydraulischer Aufbau der Regelschienen.....	14
Abbildung 2-3:	Anlagenbeispiel (Umlenkschaltung) einer typischen Hydraulik.....	16
Abbildung 2-4:	Schematische Darstellung der Drosselschaltung.....	18
Abbildung 2-5:	Schematische Darstellung der Umlenkschaltung.....	18
Abbildung 2-6:	Schematische Darstellung der Beimischschaltung.....	19
Abbildung 2-7:	Temperaturverhältnisse bei der Umlenk- und Beimischschaltung...	20
Abbildung 2-8:	Berechnete und gemessene Wärmeübetragungseigenschaften.....	24
Abbildung 2-9:	Verlauf der Taupunkttemperatur für Hamburg und Kassel.....	26
Abbildung 2-10:	Wasserdampfataupunkt von Erdgas H.....	27
Abbildung 2-11:	Kohlenwasserstoffkondensation für verschiedene H-Gase.....	29
Abbildung 2-12:	Zusammenfassung der Restriktionen der Gasaustrittstemperatur.....	31
Abbildung 3-1:	Vergleich von berechnetem Wärmebedarf zu Heizgaseinsatz.....	34
Abbildung 3-2:	Betriebsverhalten der GDRMA Ib auf Basis sekundlicher Werte....	36
Abbildung 3-3:	Vergleich von Heizgasverbrauch und phys. Wärmebedarf.....	38
Abbildung 3-4:	Mehrenergiebedarf des JTE von Nordsee zu russischem H-Gas.....	39
Abbildung 3-5:	Verlauf der täglichen Normdichte bei zwei GDRMA.....	41
Abbildung 3-6:	Tägliche Normdichte und CO ₂ -Anteil bei der GDRMA 2.....	42
Abbildung 3-7:	Stündlicher Verlauf der gemessenen Gaseintrittstemperatur.....	44
Abbildung 3-8:	Verlauf der Gaseintrittstemperatur bei untypischen GDRMA.....	45
Abbildung 3-9:	Verlauf der Eingangs- und Ausgangsdrucks für drei GDRMA.....	47
Abbildung 3-10:	Verlauf der GAT vor und nach der Optimierung.....	48
Abbildung 3-11:	Betrieb mit korrekter und geringer Überdimensionierung.....	49
Abbildung 3-12:	Betrieb bei ungeregelter und bei Taupunktfahrweise.....	50
Abbildung 3-13:	Betrieb bei großen Schwankungen und sprunghaften Lastwechseln	51
Abbildung 4-1:	Typische Netzstrukturen im Erdgas-Hochdrucknetz.....	56
Abbildung 4-2:	Täglicher Gasdurchsatz im Jahresverlauf.....	57
Abbildung 4-3:	Stündlicher Anteil des Gasdurchsatzes an der Tagessumme.....	58
Abbildung 4-4:	Lastgang des täglich normierten Gasdurchsatzes für drei GDRMA.	59
Abbildung 4-5:	Normierter Gaslastgang dreier GDRMA über der Außentemperatur	60
Abbildung 4-6:	Veranschaulichung der verwendeten SLP-Profile.....	63
Abbildung 4-7:	Vergleich von SLP-Profilen für deren Eignung bei GDRMA.....	66
Abbildung 4-8:	Bestimmtheitsmaß des ursprünglichen SLP-Verfahrens.....	67
Abbildung 4-9:	Prognose der Gasdurchsätze auf Basis des SLP-Verfahrens.....	67
Abbildung 4-10:	Prognose des Gasdurchsatzes der GDRMA 11 nach Mischner.....	69
Abbildung 4-11:	Prognose des Gasdurchsatzes der GDRMA 12 nach Mischner.....	69
Abbildung 4-12:	Bestimmtheitsmaß des Mittelwertverfahrens nach Mischner.....	70
Abbildung 4-13:	Grundlagen zum verbesserten Herleitungsverfahren.....	71
Abbildung 4-14:	Verhältnis des Industrieanteils an den Wochentagen.....	74

Abbildung 4-15:	Beispiel für die Herleitung nach dem verbesserten Verfahren.....	75
Abbildung 4-16:	Bestimmtheitsmaß des verbesserten Verfahrens.....	76
Abbildung 4-17:	Genauigkeit verbessertes Verfahren bei Einbeziehung Grundlast....	78
Abbildung 4-18:	Abweichung im Sommer zwischen Herleitung und Lastprofil.....	78
Abbildung 4-19:	Vergleich ursprüngliches mit verbessertem Verfahren für 3 Jahre..	80
Abbildung 4-20:	Bestimmtheitsmaß SLP-Verfahren bezogen auf Industrieanteil.....	82
Abbildung 4-21:	Genauigkeit verbessertes Verfahren bezogen auf Industrieanteil.....	82
Abbildung 4-22:	Genauigkeit verbessertes Verfahren bei Einbeziehung Grundlast....	82
Abbildung 5-1:	Integration eines Sorptionsrades zur aktiven Belüftung.....	89
Abbildung 5-2:	Möglicher Betrieb eines Sorptionsrades in GDRMA.....	90
Abbildung 5-3:	Hydraulische Verschaltung von Entspannungsturbinen.....	93
Abbildung 5-4:	Kondensatmenge für H-Gas in Abhängigkeit von Lambda.....	95
Abbildung 5-5:	Energetische Kennzahlen der Gas-Absorptionswärmepumpe.....	99
Abbildung 5-6:	Real erzielte Nutzungsgrade der Gas-Absorptionswärmepumpe.....	99
Abbildung 5-7:	Temperaturabhängiger Wirkungsgrad von Solarkollektoren.....	101
Abbildung 5-8:	Normvolumenstrom über eine typische GDRMA Ib eines Jahres..	103
Abbildung 5-9:	Normvolumenstrom über die GDRMA 2 für ein Jahr.....	103
Abbildung 5-10:	Strompreis im Day-Ahead-Handel an der Strombörse eex.....	103
Abbildung 6-1:	Stufenmodell zur schrittweisen Optimierung einer GDRMA.....	105
Abbildung 6-2:	Entfeuchtungsleistung geeigneter Sorptionsräder.....	109
Abbildung 6-3:	Stündliche und tägliche Lastprofile als Basis für die Solarthermie	114
Abbildung 6-3:	Hydraulische Verschaltung von BHKW und Solarthermieanlage..	118
Abbildung 7-1:	Lastprofile leistungsstarker GDRMA für die weitere Betrachtung	120
Abbildung 7-2:	Lastprofile für typische GDRMA für Flächennetzbetreiber.....	121
Abbildung 7-3:	Wärmebedarf GDRMA „SLP, Mix, IND & SLP-red. Druck“.....	122
Abbildung 7-4:	Wärmebedarf der ausgewählten GDRMA bei Taupunktregelung..	124
Abbildung 7-5:	Variante Solar + BHKW: Wärmeversorgungskonzept.....	125
Abbildung 7-6:	Variante LWP: Wärmeversorgungskonzept.....	128
Abbildung 7-7:	Variante BHKW + LWP: Wärmeversorgungskonzept.....	129
Abbildung 7-8:	Parameterstudie für die GDRMA „SLP, Mix und IND“.....	131
Abbildung 7-9:	Parameterstudie für die GDRMA „SLP-red. Druck“.....	131
Abbildung 7-10:	Parameterstudie alternativer Wärmeerzeuger	132
Abbildung 8-1:	Alternative Vorwärmkonzepte für GDRMA der EAM Netz.....	133
Abbildung 0-1:	COP ausgewählter Luft-Wasser-Wärmepumpen.....	156
Abbildung 0-2:	Wirkungsgrade verschiedener Heizkesselarten.....	157
Abbildung 0-3:	Wirtschaftlichkeit der Isolierung der Wärmeverteilerrohre.	

9.5. Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Einheiten der Koeffizienten für das Wärmebedarfsverfahrens.....	12
Tabelle 2-2:	Koeffizienten des Verfahrens für Erdgas H - Russland.....	12
Tabelle 2-3:	Koeffizienten des Verfahrens für Erdgas H - aus der Nordsee.....	12
Tabelle 2-4:	Koeffizienten des Verfahrens für Erdgas L - aus die Niederlande...	13
Tabelle 3-1:	Wärmeverluste in einer GDRMA.....	37
Tabelle 3-2:	Typische Erdgaszusammensetzung nach DVGW G 260.....	40
Tabelle 3-3:	Vergleich des Vorwärmbedarfs ideal und bei Kenntnis der Gasart..	43
Tabelle 3-4:	Häufigkeit der Abweichung von Eingangs- und Ausgangsdruck....	47
Tabelle 3-5:	Häufigkeiten der Regelgenauigkeiten der Gasaustrittstemperatur...	52
Tabelle 3-6:	Einflussgrößen auf die IST-Zustandsanalyse.....	54
Tabelle 4-1:	Bezeichnung der SLP-Profile.....	63
Tabelle 4-2:	Vergleich der Gasmengen für die Sommermonate.....	84
Tabelle 6-1:	Koeffizienten zur Berechnung der Heizleistung der GAWP HT....	113
Tabelle 7-1:	Gewählte Kennzahlen der repräsentativen GDRMA.....	119
Tabelle 7-2:	Vergleich der Varianten hinsichtlich Energieeinsparung.....	123
Tabelle 7-3:	Kennzahlen der Maßnahme SOL+BHKW.....	126
Tabelle 7-4:	Kennzahlen der Maßnahme LWP.....	128
Tabelle 7-5:	Kennzahlen der Maßnahme LWP+BHKW.....	130
Tabelle 0-1:	Profilfunktionswerte und Wochentagwerte des SLP-Verfahrens...	155
Tabelle 0-2:	Verwendete Kollektortypen im Vorauslegungstool.....	155
Tabelle 0-3:	Beschaffenheit von unbehandelten Kondensaten aus BW-Kesseln.	161
Tabelle 0-4:	Neutralisationspflicht in Abhängigkeit der Feuerungsleistung.....	162
Tabelle 0-5:	Grenzwerte von Abwasserinhaltsstoffen in Abgaskondensaten....	162
Tabelle 0-6:	Emissionsbegrenzung für Kondensateinleitung in die Bodenzone.	163

Anhang

I. Profilk Funktionswerte des SLP-Verfahrens

Tabelle 0-1: Profilk Funktionswerte und Wochentagwerte des SLP-Verfahrens (BDEW et al., 2018).

Profil	Code	A	B	C	D	mH	bH	mW	bW
HEF33	1D3	1,6209544	-37,1833141	5,6727847	0,0716431	-0,04957	0,8401015	-0,002209	0,1074468
HEF34	1D4	1,3819663	-37,4124155	6,1723179	0,0396284	-0,0672159	1,1167138	-0,0019982	0,135507
HMF33	2D3	1,2328655	-34,7213605	5,8164304	0,0873352	-0,0409284	0,767292	-0,002232	0,1199207
HMF34	2D4	1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	-0,053583	0,9995901	-0,0021758	0,1633299
GHD33	DH3	1,3010623	-35,6816144	6,6857976	0,1409267	-0,0473428	0,8141691	-0,0010601	0,1325092
GHD34	DH4	1,25696	-36,6078453	7,321187	0,077696	-0,0696826	1,1379702	-0,0008522	0,1921068

Profile	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
HEF33; HEF34	1	1	1	1	1	1	1
HMF33; HMF34	1	1	1	1	1	1	1
GHD33; GHD34	1,03	1,03	1,02	1,03	1,01	0,93	0,95

II. Im Vorauslegungstool verwendete Kollektoren

Tabelle 0-2: Im Vorauslegungstool nach (Lauterbach, 2014) verwendete Kollektortypen.

Kollektortyp	eta_0	a1	a2	Produkt Name	Hersteller	Registrationsnummer
FK_Standard	0,795	3,342	0,016	FKA 200 V cu/cu	STI - Solar Technologie International GmbH	011-7S1912 F
FK_Verbesserter Kollektor	0,831	3,52	0,0167	SolvisFera AR	Solvis GmbH & Co. KG	011-7S1750 F
FK_Hocheffizienter Kollektor	0,841	3,016	0,014	Sunmark GJ 140D-001.5	Sunmark A/S	P900253-4
HT-FK_Standard	0,811	2,71	0,01	Ghatmugl HT	ökoTech Produktionsgesellschaft für Umwelttechnik m. b. H.	2.04.00518.1.0
HT-FK_Verbesserter Kollektor	0,804	2,564	0,005	HT-SA 28-10	ASRCON Solar A/S	011-7S1520 F
HT-FK_Hocheffizienter Kollektor	0,759	0,508	0,007	MT-Power v3.11	TVP Solar SA	011-7S1890 F
VRK_Standard	0,745	2,007	0,005	Junkers VK230-1*	Bosch Thermo-technik GmbH	011-7S1501 R
VRK_Verbesserter Kollektor	0,751	1,24	0,006	Vitosol 300-T SP3A	Viessmann Werke GmbH	011-7S556 R
VRK_Hocheffizienter Kollektor	0,804	1,36	0,022	Sunstar DF 120/6	Eurosun Vacuum-Solar-Systems GmbH	011-7S1804 R
CPC-VRK_Standard	0,718	0,974	0,005	SOLARBAYER CPC	Solarbayer GmbH	011-7S212 R
CPC-VRK_Verbesserter Kollektor	0,644	0,749	0,005	CPC Star azurro	Ritter XL Solar GmbH	011-7S089 R
CPC-VRK_Hocheffizienter Kollektor	0,688	0,583	0,003	XL 50 P	Ritter XL Solar GmbH	011-7S2031 R

III. Wirkungsgrade verschiedener Luft-Wasser-Wärmepumpen

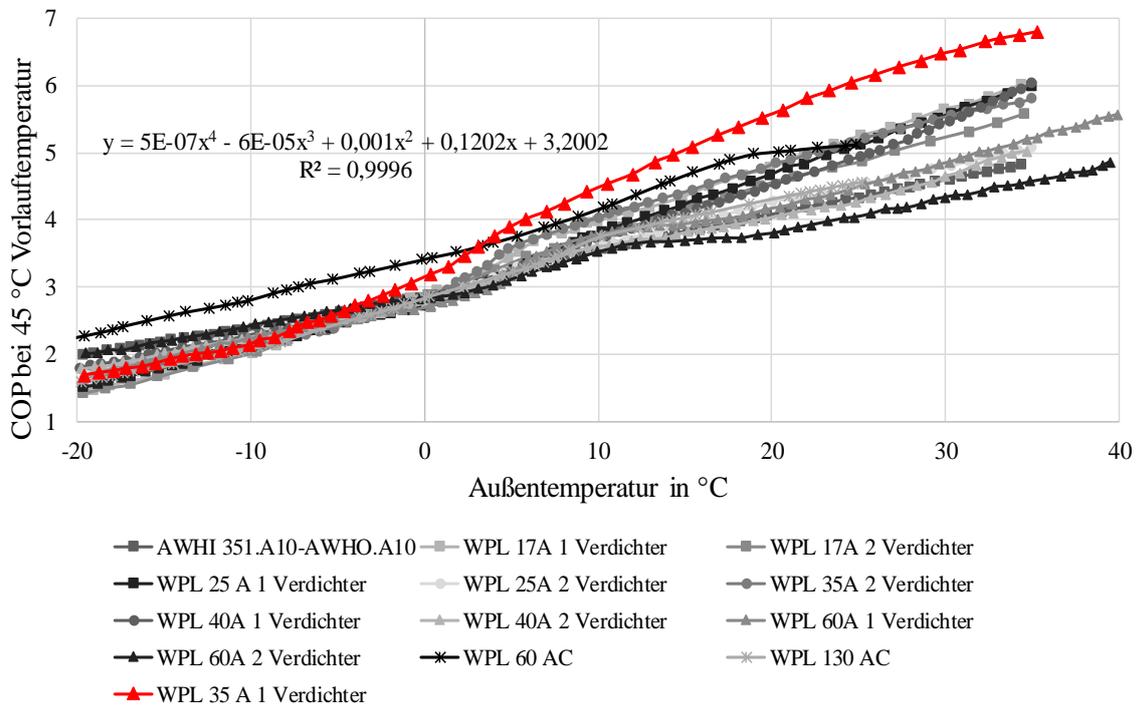


Abbildung 0-1: COP der LWP (entsprechend der Produktbezeichnung und Datenblätter) von verschiedenen Heizungsherstellern in Abhängigkeit der Außentemperatur. Zieltemperatur 45 °C.

IV. Berechnung der Eingangstemperatur von Erdgas in GDRMA

$$t_E(z, \tau) = t_m - \Delta t_0 \cdot \exp\left(-z \cdot \sqrt{\frac{\pi}{\alpha_E \cdot \tau_0}}\right) \cdot \cos\left[\frac{2 \cdot \pi}{\tau_0} \cdot \left(\tau - \Delta\tau_0 - \frac{z}{2} \cdot \sqrt{\frac{\tau_0}{\pi \cdot \alpha_E}}\right)\right] \quad (0-1)$$

Dabei ist:

$t_E(z, \tau)$ die Temperatur des Erdreichs in der Tiefe z zum Zeitpunkt τ in K

τ_0 die Periode der Lufttemperatur in Stunden, für ein Jahr - $\tau_0 = 8.760 \text{ h}$

t_m die mittlere Temperatur der Erdoberfläche in K, für welche die jahresdurchschnittliche Lufttemperatur verwendet werden kann, falls keine besseren Daten vorliegen

Δt_0 die Amplitude der Oberflächentemperatur in K, für die die Amplitude der Tagesmittelwerte der Lufttemperatur verwendet werden kann

$\Delta\tau_0$ die Zeitverzögerung, die angibt, mit welchem „Versatz“ die Boden- der Außentemperatur folgt

a_E die Temperaturleitfähigkeit des Bodens in m^2/h

z Verlegetiefe der Gaspipeline in m

τ Betrachtungsstunde im Jahr

Für deutsche GDRMA kann angenommen werden, dass die GET i.d.R. der Bodentemperatur in einem Meter Tiefe entspricht. (Mischner et al., 2015) gibt darüber hinaus für Deutschland eine typische Größenordnung dieser Werte an ($t_m = 283,15 K, \Delta t_0 = 15 K, \Delta \tau_0 = 720 h \triangleq 30 d, a_E = 3,75 \cdot 10^{-3} \frac{m^2}{h}$).

V. Berechnungen der Verbrennungsverluste und des Kondensatanfalls

Die konventionellen Wärmebereitstellungstechnologien auf Basis von gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen können entsprechend nachfolgender Abbildung 0-2 grob unterteilt werden. Dabei zeigen sich die technologische Weiterentwicklung und deren Einfluss auf die Effizienz der Kessel auf. Veranschaulicht ist dabei der Kesselwirkungsgrad in Abhängigkeit der Kesselbelastung, bzw. der Ausprägung des Teillastverhaltens. Neuere Kesselarten weisen dabei den maximalen Wirkungsgrad im unteren Teillastbereich auf.

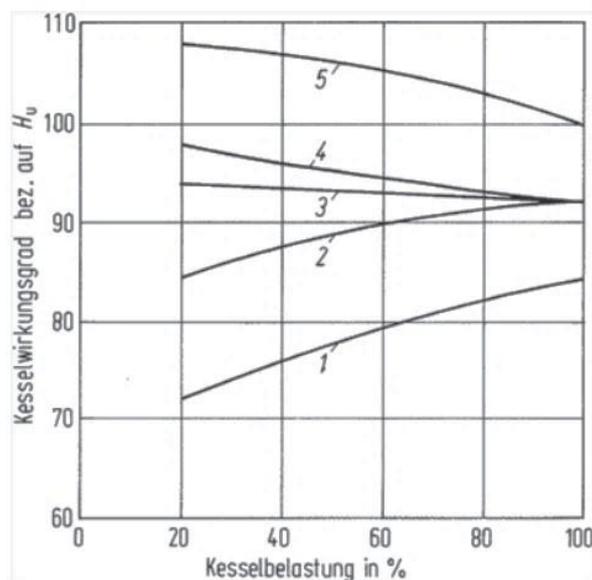


Abbildung 0-2: Wirkungsgrade verschiedener Heizkessel. **1** alter Heizkessel bei $\eta_{k,80} = 84 \%$, Kesselwassertemperatur konstant ca. $80^\circ C$, Feuerung nicht modulierend, **2** neuer Heizkessel nach DIN 4702 (1988) bei $\eta_{k,80} = 92 \%$, Kesselwassertemperatur konstant ca. $80^\circ C$, Feuerung nicht modulierend, **3** neuer Niedertemperaturkessel, $\eta_{k,80} = 92 \%$, Kesselwassertemperatur als Funktion der Außentemperatur, Feuerung nicht modulierend, **4** – neuer Niedertemperaturkessel, $\eta_{k,80} = 92 \%$, Kesselwassertemperatur als Funktion der Außentemperatur, Feuerung modulierend, **5** – neuer Brennwertheizkessel, $\eta_{k,80} = 99 \%$, Kesselwassertemperatur als Funktion der Außentemperatur, Feuerung modulierend, Heizsystem der Brennwerttechnik voll angepasst (Hering und Schröder, 2014).

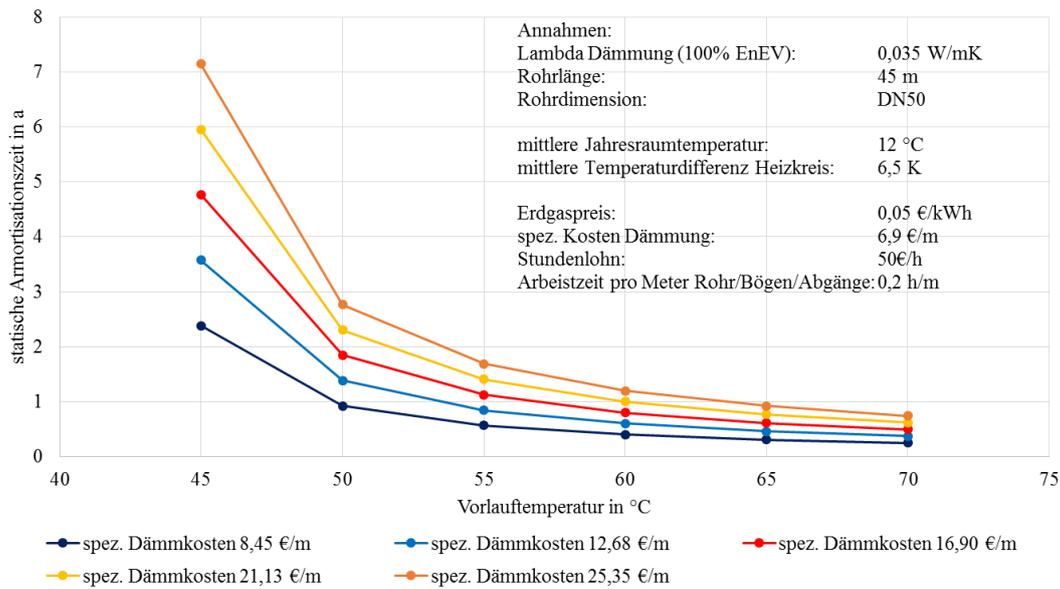


Abbildung 0-3: Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Isolierung der Wärmeverteilrohre am Beispiel der GDRMA Ib bei Variation der Installationskosten um $\pm 50\%$ nach (Wiegartz, 2019).

Für die durchgeführte Verbrennungsrechnung wurde auf (Cerbe et al., 2016; Specht, 2009) zurückgegriffen. Nachfolgend sollen die Bruttoreaktionsgleichungen für typische und relevante Erdgaskomponenten aufgeführt werden



Auf Basis dieser Bruttoreaktionsgleichungen kann die für die Verbrennung minimal benötigte Sauerstoffmenge o_{min} und daraus wiederum der minimal benötigte Luftbedarf l_{min} bei einer stöchiometrischen Verbrennung ermittelt werden. Über den Vergleich zwischen minimal und real benötigter Luftmenge berechnet sich die Verbrennungsluftzahl Lambda λ .

$$o_{min} = \left[\frac{1}{2} (CO^b + H_2^b) + 2CH_4^b + \sum \left(n + \frac{m}{4} \right) C_nH_m^b - O_2^b \right] \quad (0-8)$$

$$l_{min} = \frac{o_{min}}{0,21} \quad \text{in} \quad \frac{m^3 \text{ Luft}}{m^3 \text{ Brennstoff}} \quad (0-9)$$

$$\lambda = l/l_{min} \quad (0-10)$$

Die trockene Abgasmenge in Abhängigkeit des Brennstoffs und Lambda nimmt eine zentrale Bedeutung in der Verbrennungsrechnung und ebenfalls in der Kondensatbetrachtung ein. Für eine vollständige Verbrennung setzt sich dabei die trockene Abgasmenge aus den Einzelbestandteilen zusammen, welche Produkte der Verbrennung oder wie beim Stickstoff mit der Verbrennungsluft zugeführt werden. Nachfolgend soll die Berechnung des trockenen Abgases v_t sowie des feuchten Abgases v_f aufgezeigt werden. Dabei ist w_g das im Erdgas enthaltene Restwasser und w_L die in der Verbrennungsluft enthaltene Wasserdampfmenge.

$$v_{CO_2} = (CO^b + CH_4^b + \sum n C_n H_m^b + CO_2^b) \quad \text{in} \quad \frac{m^3 CO_2}{m^3 B} \quad (0-11)$$

$$v_{O_2} = 0,21 \cdot (\lambda - 1) l_{min} \quad \text{in} \quad \frac{m^3 O_2}{m^3 B} \quad (0-12)$$

$$v_{N_2} = (N_2^b + 0,79 \cdot \lambda l_{min}) \quad \text{in} \quad \frac{m^3 N_2}{m^3 B} \quad (0-13)$$

$$v_{H_2O} = (H_2^b + 2CH_4^b + \sum \frac{m}{2} C_n H_m^b + w_L \lambda l_{min} + w_g) \quad \text{in} \quad \frac{m^3 H_2O}{m^3 B} \quad (0-14)$$

$$v_t = v_{CO_2} + v_{N_2} + v_{O_2} \quad (0-15)$$

$$v_f = v_f + v_{H_2O} \quad (0-16)$$

Der für obige Gleichungen zu berechnende Anteil des Wassers sowohl im Gas, als auch in der Verbrennungsluft, kann gemäß folgender Berechnungsvorschriften bestimmt werden.

$$w_l = \frac{p_D}{p_L} = \frac{p_D}{p - p_D} = \frac{\varphi_l p_s}{p - \varphi_l p_s} \quad \text{in} \quad \frac{m^3 H_2O}{m^3 L} \quad (0-17)$$

$$w_l = \frac{p_D}{p_G} = \frac{p_G}{p - p_G} = \frac{\varphi_g p_s}{p - \varphi_g p_s} \quad \text{in} \quad \frac{m^3 H_2O}{m^3 B} \quad (0-18)$$

Mit der Kenntnis, der für die Verbrennung des jeweiligen Brennstoffs einhergehende trockene und feuchte Abgasmenge, kann über die nachfolgenden Gleichungen der Taupunkt des Abgases und damit die Temperatur ab der theoretisch eine Kondensation einsetzt, berechnet werden.

$$T_t = \left[\frac{1}{T_o} + \frac{R_{H_2O}}{\Delta h} \cdot \ln \frac{p_o}{p_{H_2O}} \right] \quad (0-19)$$

Dabei kann der Wasserdampfpartialdruck p_{H_2O} über den Gesamtdruck und das Verhältnis aus feuchter und trockener Luft wie nachfolgend dargestellt berechnet werden:

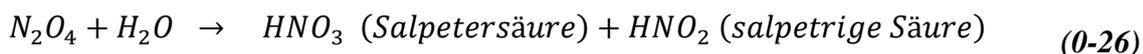
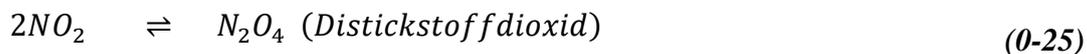
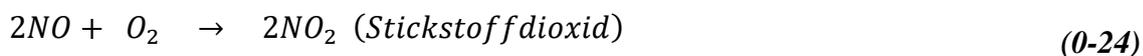
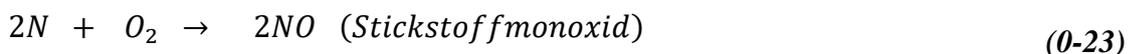
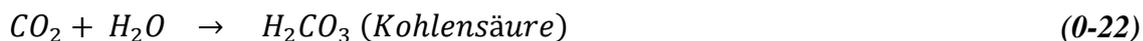
$$p_{H_2O} \approx p \frac{v_{H_2O}}{v_t} \quad (0-20)$$

Der für die Bewertung des Brennwertbetriebs entscheidende Kondensationsgrad kann unter der Bedingung, dass der Sättigungsdampfdruck bei Kondensation gleich dem Wasserdampfpartialdruck sein muss, berechnet werden. Dazu kann wie nachfolgend dargestellt der Massenanteil der Feuchte im Abgas und somit die Restfeuchte berechnet werden.

$$x_{H_2O} = \frac{p_{H_2O}}{p - p_{H_2O}} \cdot \frac{R_L}{R_{H_2O}} \quad (0-21)$$

VI. Betrachtungen zur ortsnahen Entsorgung des Brennwertkondensats

Im Nachfolgenden soll verdeutlicht werden, warum eine Versickerung des Kondensats auf den Grundstücken der GDRMA nicht ohne Aufbereitung erfolgen kann und wie eine geeignete Aufbereitung realisierbar wäre. Die damit verbundenen chemischen Zusammenhänge sollen über die nachfolgenden Gleichungen (0-22) bis (0-26) beschrieben werden. Diese säurebildenden Nebenreaktionen finden neben der in Gl. (5-1) aufgeführten eigentlichen Verbrennungsreaktion statt.



Obige Reaktionsgleichungen veranschaulichen den Einfluss des Stickstoffes, der sowohl in der Verbrennungsluft (78 Vol.%) als auch in dem Erdgas selbst (bis 0,86 Vol.%) enthaltenen ist und in dessen Folge das Kondensat salpetrige Säure und Salpetersäure enthält (DVGW G 260, 2013). Die im Kondensat enthaltene Kohlensäure spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Diese der Verbrennung entstammenden Säuren führen zu einem niedrigen pH-Wert des Kondensats in Höhe von 3,8..5,3 bei Gasfeuerungen (DWA, 2011). Da die Kondensate

innerhalb der Brennkammer bzw. des Abgaswärmeübertragers ausfallen, kommen sie in Kontakt mit metallischen Oberflächen und können infolge des niedrigen pH-Werts metallische Bestandteile wie Eisen, Chrom, Aluminium, Nickel, Kupfer und Zink auslösen.

Die tatsächliche Konzentration dieser metallischen Ionen hängt nicht zuletzt von dem pH-Wert des Kondensats und der Zusammensetzung des WÜT selbst ab (DWA, 2011). Gemäß dem aktuellen Stand der Technik werden nur von wenigen Herstellern WÜT in Kunststoff- oder Edelstahl Ausführungen verwendet. Die standardmäßig eingesetzten WÜT bestehen i.d.R. aus Aluminium, weshalb die Brennwärtekondensate oftmals einen hohen Anteil an Aluminiumionen aufweisen. Der Heizungshersteller Viessmann verwendet hingegen ausschließlich korrosionsbeständige Edelstahl-WÜT. Tabelle 0-3 fasst die zu erwartenden Kondensat-Inhaltsstoffe und deren Konzentrationen nach (Jannemann, 1996 und DWA, 2011) zusammen. Grundsätzlich bestehen gesetzliche Vorgaben, welche die Einleitung von Kondensaten aus Brennwärmetechnologien in Abwasserkanäle regulieren. Diese Emissionsbegrenzungen nach § 1 Abs. 2 AEV Abluftreinigung (Abwasseremissionen aus der Reinigung von Abluft und wässrigen Kondensaten) sind zusätzlich in Tabelle 0-3 aufgeführt (AEV,2000).

Tabelle 0-3: Beschaffenheit von unbehandelten Kondensaten aus Heizkesseln (DWA, 2011; Jannemann, 1996) sowie deren Emissionsbegrenzung für eine Einleitung gemäß § 1 Abs. 2 AEV (AEV,2000).

Parameter	Praxiswerte aus dem IWL-Gutachten	Praxiswerte aus dem DVGW-Gutachten	Anforderungen an Einleitung in ein Fließgewässer	Anforderungen an Einleitung in die öff. Kanalisation	Einheit
pH-Wert	2,8..4,9	-	6,5..8,5	6,5..9,5	-
Temperatur	-	-	< 30	< 35	°C
Sulfat	2..40	14,50	-	-	mg/L
Aluminium	<0,02..40	-	-	-	mg/L
Eisen	<0,1..1	-	-	-	mg/L
Blei	<0,01..0,2	0,04	0,5	0,5	mg/L
Cadmium	<0,0005..0,01	0,001	0,05	0,05	mg/L
Chrom	<0,005..0,2	0,021	0,5	0,5	mg/L
Kupfer	<0,05..0,3	0,11	0,5	0,5	mg/L
Nickel	<0,01..0,2	0,02	0,5	0,5	mg/L
Zink	<0,05..0,3	0,09	2,0	2,0	mg/L
Zinn	<0,1	0,10	0,5	0,5	mg/L
Nitrit-N	<0,01..6	1,98	1,0	1,0	mg/L
Nitrat-N	1..40	9,11	-	-	mg/L
Ammonium	-	0,30	-	-	mg/L

Tabelle 0-4: Neutralisationspflicht in Abhängigkeit der Gesamtfeuerungsleistung (DWA, 2011).

Nennwärmeleistung	Neutralisation für Gasfeuerungsanlagen ist erforderlich	Einschränkungen
< 25 kW	Nein ^{1),2)}	Eine Neutralisation ist dennoch erforderlich bei: 1) Ableitung des häuslichen Abwassers in Kleikläranlagen 2) Gebäuden und Grundstücken, deren Entwässerungsleitungen die Materialanforderungen nach Abschnitt 5.3 DWA-A 251 nicht erfüllen 3) Gebäuden, die die Bedingungen der ausreichenden Vermischung nach Abschnitt 4.1.1 DWA-A 251 nicht erfüllen
25 kW bis 200 kW	Nein ^{1),2),3)}	
>200 kW	ja	

In den überwiegenden Anwendungsfällen von GDRMA sind die in Tabelle 0-3 dargestellten Grenzwerte bei einer Kondensat-Einleitung jedoch nicht realisierbar, da bspw. der räumlich vorhandene Vorfluter (bspw. Graben des Feldes) nicht dauerhaft mit Wasser beaufschlagt ist und damit das Kondensat nicht verdünnt werden kann. Sollte dennoch eine Einleitung in einen Abwasserkanal möglich sein oder vom Netzbetreiber angestrebt werden, so sind die nach DWA-A 251 und entsprechend den aufgeführten Neutralisationspflichten in Abhängigkeit der Kesselleistung zu gewährleisten. Neben den Kriterien für die Einleitung in das öffentliche Kanalisationsnetz gibt die (DWA, 2011) ebenfalls Grenzwerte für die Frachten aus den Brennwertkesseln selbst an. Diese sind der Vollständigkeit halber in Tabelle 0-5 aufgeführt.

Tabelle 0-5: Grenzwerte für Frachten von Abwasserinhaltsstoffen in Abgaskondensaten (DWA, 2011).

Inhaltsstoffe	Grenzwerte	Einheit
Blei	0,028	mg/kWh
Cadmium	0,0014	mg/kWh
Chrom, ges.	0,021	mg/kWh
Kupfer	0,035	mg/kWh
Nickel	0,035	mg/kWh
Zink	0,07	mg/kWh
Zinn	0,07	mg/kWh
NO ₂ -N	0,07	mg/kWh

Neben diesen grundlegenden gesetzlichen Anforderungen ist die überwiegend sinnvolle und vermeintlich aufwandsarme Versickerung des Kondensats auf den Grundstücken der GDRMA in das Grundwasser möglich. Auf Bundesebene ist diese Versickerung von Abwasser in das Grundwasser gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 4 Wasserhaushaltsgesetz als eine Gewässerbenutzung zu bewerten, welche als solche nach § 8 WHG wasserrechtlich genehmigungspflichtig ist (WHG, 2017). Wer ohne eine Erlaubnis ein Gewässer benutzt, begeht gem. § 103 Abs. 1 Nr. 1 WHG eine Ordnungswidrigkeit, die bußgeldpflichtig ist. Darüber hinaus kann die unbefugte Gewässerverunreinigung auch einen Straftatbestand gem. § 324 Strafgesetzbuch darstellen. Die Versickerung der Kondensate unterliegt folglich den Grundsätzen des § 57 WHG, welche vorschreiben, dass „1. die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist, 2. die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist und 3. Abwasseranlagen oder sonstige Einrichtungen errichtet und betrieben werden, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach den Nummern 1 und 2 sicherzustellen“ (WHG, 2017). Die Einleitung von unbehandeltem Abwasser ins Grundwasser kann zu einer nachhaltigen Veränderung des Grundwasserleiters führen. Es gibt keine Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. Vorsorgengrenzwerte, ab denen nicht mit einer Veränderung des Grundwasserleiters zu rechnen ist. Demnach müsste neben einer Nitratreduktion eine zielführende Metallreduktion (besonders Aluminium) erreicht werden.

Tabelle 0-6: Emissionsbegrenzungen für Kondensateinleitungen in die Bodenzone (RP Kassel, 2016).

Parameter	Grenzwerte	Einheit
pH-Wert	6,5-8,0	-
Aluminium	0,2	mg/L
N _{ges}	5,0	mg/L

Neben dem WHG auf Bundesebene sind die Landeswassergesetze der jeweiligen Bundesländer anzuwenden. Beispielhaft soll nachfolgend das Bundesland Hessen mit dem Hessisches Wassergesetz (Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz) bewertet werden. Entgegen der Struktur anderer Bundesländer unterteilen sich die hessischen Wasserbehörden in die drei Ebenen untere, obere und oberste Wasserbehörde. Für diesen Anwendungsfall sind gemäß § 64 und § 65 HWG die obere Wasserbehörde auf Regierungspräsidiumsebene (RP) für eine Versickerung zuständig. Unter Beachtung von WHG, Hessischen Wasser Gesetz und der erlassenen Rechtsverordnungen definieren sie die Grenzwerte einer Einleitung, um die Güte des Gewässers aufrecht zu erhalten (HWG, 2018). Im betrachteten Anwendungsfall ist das Regierungspräsidium Kassel (RP

Kassel, 2018) für die Genehmigung der Versickerung zuständig. Unter Berücksichtigung des Metallgehaltes sowie der Säure im anfallenden Kondensat muss das behandelte Kondensat vor der Versickerung in das Grundwasser dreimal im Abstand von vier Wochen auf Aluminium, N_{ges} (inkl. $\text{NO}_3\text{-N}$, $\text{NO}_2\text{-N}$, $\text{NH}_4\text{-N}$) und den pH-Wert untersucht werden. Laut RP Kassel müssen die Messwerte unterhalb der Grenzwerte der Tabelle 0-6 liegen (Menzhen, 2018 und RP Kassel, 2016). Die Beprobung (Turnus i.d.R. halbjährig) des Kondensats durch ein offizielles Labor führt zu nicht unerheblichen und dauerhaft anfallenden Kosten einer derartigen Entsorgungsstrategie.

Beim Vergleich der in Tabelle 0-6 geforderten Grenzwerte zur Versickerung in das Grundwasser zu den nach (DWA, 2011) realistischen Inhaltsstoffen für Kondensat aus Gas-Brennwerttechnologien wird ersichtlich, dass dieses Kondensat ohne eine vorherige Aufbereitung nicht versickert werden darf.

VII. Eigene Publikationen

- Wimmer, L., Ritter, D., Heinzen, R., Grebe, D., Vajen, K.:** 2019. *Monitoring of Renewable Process Heat Plant within the Gas Sector*, Proc. Solar World Congress, Santiago, Chile
- Wimmer, L., Heinzen, R., Grebe, D., Vajen, K., Schmitt, B.,** 2019. *E3 - Kooperation für erneuerbare Energien in der Erdgasversorgung*, 26. Symposium Thermischer Solarenergie, Bad Staffelstein, DE
- Wimmer, L., Schmitt, B., Vajen, K., Heinzen, R., Grebe, D.:** 2018. *Reduction of CO₂-Emissions within the Gas Sector by Implementation of Energy Efficiency Measures and Renewable Process Heat*, Proc. International Sustainable Energy Conference - ISEC 2018, Graz, AT
- Schmitt, B., Ritter, D., Pag, F., Jesper, M., Wimmer, L., Vajen, K.:** 2018. *Standardization of Solar Process Heat Applications to Increase Market Penetration*, Proc. EuroSun, Rapperswil, CH
- Wimmer, L., Vajen, K., Schmitt, B.,** 2018. *Nutzung solarer Prozesswärme in Gas-Druckregelanlagen*, Proc. 1. Regenerative Energietechnik-Konferenz Nordhausen, DE
- Schmitt, B., Ritter, D., Pag, F., Wimmer, L., Best, I., Vajen, K.,** 2016. *Möglichkeiten und Grenzen solare Prozesswärme in der Ernährungsindustrie- Ergebnisse aus dem F&E Projekt SolFood*, 26. Symposium Thermischer Solarenergie, Bad Staffelstein, DE
- Pag, F., Wimmer, L., Schmitt, B.,** 2016. *Planungshilfen unterstützen die Markterschließung solarer Prozesswärme*, erneuerbare energien (AEE INTEC) 2016-1, S 7-9, Graz, AT
- Wimmer, L., Schmitt, B., Heinzen, R.,** 2016. *Solare Prozesswärme findet neue Anwendungsgebiete*, erneuerbare energien (AEE INTEC) 2016-1, S 17-18, Graz, AT
- Schmitt, B., Pag, F., Wimmer, L., Best, I., Ritter, D., Vajen, K.,** 2015. *Leitfaden zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Ernährungsindustrie*, Institut dezentrale Energietechnologien, Universität Kassel, Kassel, DE