

Innovative erneuerbare Wärmeversorgungskonzepte für die Dekarbonisierung des Gastransportsektors

Y. Louvet¹, D. Ritter¹, F. Pag¹, R. Heinzen², D. Grebe³, K. Vajen¹

¹Universität Kassel, Institut für thermische Energietechnik

Kurt-Wolter-Straße 3, DE-34109 Kassel, Tel.: +49 (0) 561 804 3890,

E-Mail: solar@uni-kassel.de, Internet: www.solar.uni-kassel.de

²Enersolve GmbH, Altmüllerstraße 6-8, DE-34117 Kassel

³EAM Netz GmbH, Monteverdistrasse 2, DE-34131 Kassel

Abstract

In diesem Beitrag wurde die Eignung solarer Prozesswärmeanlagen und anderer energieeffizienten Wärmeerzeuger für den Einsatz in Gasdruck-Regel- und Messanlagen (GDRMA) gezeigt. Vor der Planung und Installation solcher erneuerbarer Systeme müssen zunächst Energieeffizienzmaßnahmen ergriffen werden, die in der Regel bereits hohe Einsparungen ermöglichen. Aufgrund des niedrigen benötigten Temperaturniveaus der Wärmeversorgung können solarthermische Anlage in Deutschland bei GDRMA hohe Erträge von mehr als 600 kWh/m²_{brutto}/a erreichen. Gasbetriebene Wärmepumpen und BHKW sind zusätzliche Technologien, die sich auch in Kombination mit Solarthermie für die Anwendung in GDRMA gut eignen. Die Auswertung von Messdaten aus existierenden, bereits umgerüsteten GDRMA zeigt, dass ein beträchtlicher Teil der Betriebskosten und Treibhausgas-Emissionen vermieden werden kann. Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass für diese komplexeren Heizungssysteme ein Monitoring der Daten zu empfehlen ist, um durch ggf. nötige Nachbesserungen nach Inbetriebnahme einen optimalen Betrieb erreichen zu können.

1. Einleitung

Das deutsche Erdgasnetz verfügt über 5.000 GDRMA, in denen der Gasdruck aus den Fernleitungen für die Endverbraucher schrittweise von bis zu 100 bar auf 1 bar gedrosselt wird. Durch den Joule-Thomson-Effekt (JTE) führt die Drosselung, abhängig von Gaszusammensetzung und Betriebsbedingungen, zu einer Gasabkühlung zwischen 0,4 und 0,7 K/bar [1]. Um ein Einfrieren in den GDRMA und nachfolgender Rohrleitungen zu vermeiden wird das Erdgas vorgeheizt. Dieser Wärmebedarf hängt insbesondere von den im Tages- wie im Jahresverlauf schwankenden Erdgasmengen sowie von den physikalischen Eigenschaften des Erdgases ab. Insgesamt verbrauchen alle deutschen GDRMA rund 2 TWh/a Primärenergie für die Vorwärmung des Erdgases vor der Druckreduktion [2]. Stand der Technik für die Gasvorwärmung ist die Nutzung von Gaskesseln. Trotz eines geeigneten Temperaturniveaus findet eine Brennwertnutzung nur sehr selten statt, da die Entsorgung des dabei anfallenden Kondensats oft mit hohen Kosten verbunden ist. GDRMA sind aus offensichtlichen Sicherheitsgründen in der Regel außerhalb von Ortschaften weit entfernt von bestehenden Gebäuden installiert und daher meist nicht an das öffentliche Abwassersystem angeschlossen.

Bisher stand der Energiebedarf für die Vorwärmung oft nicht im Fokus der Anlagenbetreiber, was überwiegend zu energetisch ineffizienten Anlagen führt. Da der Hauptteil der Betriebskosten der GDRMA durch den Energieverbrauch für die Gasvorwärmung verursacht wird und durch das wachsende gesellschaftliche Bewusstsein für den Klimaschutz findet mittlerweile ein Umdenken hin zu effizienteren Anlagen statt [1], [3], [4]. Im durch das BMWi geförderte Forschungsprojekt „EffGas - Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand“ (FKZ 03ET1522A) [5] wurden daher systematisch Maßnahmen zur Reduktion des Primärenergiebedarfs von GDRMA analysiert und einige Maßnahmen bei realen Anlagen implementiert.

Im Folgenden werden die Grundlagen für die theoretische Berechnung des physikalischen Wärmebedarfs in GDRMA vorgestellt. Danach werden übliche Energieeffizienzpotenziale bei existierenden Anlagen präsentiert sowie mögliche technische Lösungen für Effizienzsteigerung vorgestellt. Diese Effizienzmaßnahmen, kombiniert mit dem Einsatz erneuerbarer bzw. energieeffizienter Wärmeerzeuger, können einen großen Einfluss auf den Primärenergiebedarf in GDRMA haben. Als Fallbeispiele werden existierende Anlage mit energieeffizienten Technologien im Netzbereich der EAM Netz GmbH vorgestellt. Im letzten Teil werden die Ergebnisse der Betriebsdatenauswertung von zwei innovativen Anlagen ausführlich dargestellt.

2. Der Wärmebedarf in GDRMA

Eine typische Hydraulik einer GDRMA ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Gasregelschienen sind in der Regel redundant ausgeführt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Instandhaltung zu vereinfachen. Das in die Anlage einströmende Erdgas, mit einem absoluten Druck p_u und einer Temperatur t_u (links in Abbildung 1) wird zunächst durch den Einsatz von Staubfiltern und Flüssigkeitsabscheidern gereinigt (2). Anschließend wird das Gas durch einen Wasser/Gas-Wärmeübertrager (3) vorgewärmt, bevor die Druckminderung stattfindet, die üblicherweise über einen Gas-Druckregelgerät (5) erfolgt. Schließlich wird das durchgeleitete Gasvolumen gemessen. Hierfür können verschiedene Messgerätypen zum Einsatz kommen, hier beispielweise einen Turbinenradzähler (7) und einen Wirbelgaszähler (8). In den Regelschienen sind verschiedene Ventile und Armaturen eingebaut, um die Anlagensicherheit zu gewährleisten (4) und Arbeiten an der Anlage zu ermöglichen (1). Das Sicherheitsabblaseventil (6) verhindert das sofortige Ansprechen der Sicherheitsabsperrventile (4) im Fall von Nullabnahme und einem nicht völlig dichten Gas-Druckregelgerät. Somit wird die Verfügbarkeit der Anlage erhöht; das Ventil hat jedoch keine Sicherheitsfunktion im herkömmlichen Sinne. Das Gas verlässt die Station mit einem absoluten Druck p_d und einer Temperatur t_d . Die Indizes u und d stehen entsprechend dem europäischen Regelwerk für *upstream* bzw. *downstream*.

Im Gegensatz zu einem idealen Gas führt die isenthalpe Druckminderung eines realen Gases zu einer Änderung seiner Temperatur. Dieser Effekt wird als Joule-Thomson-Effekt beschrieben. Für Erdgas führt der JTE zu einer Abkühlung des Gases, die kompensiert werden muss, um mögliche Probleme hinter dem Gas-Druckregelgerät zu vermeiden.

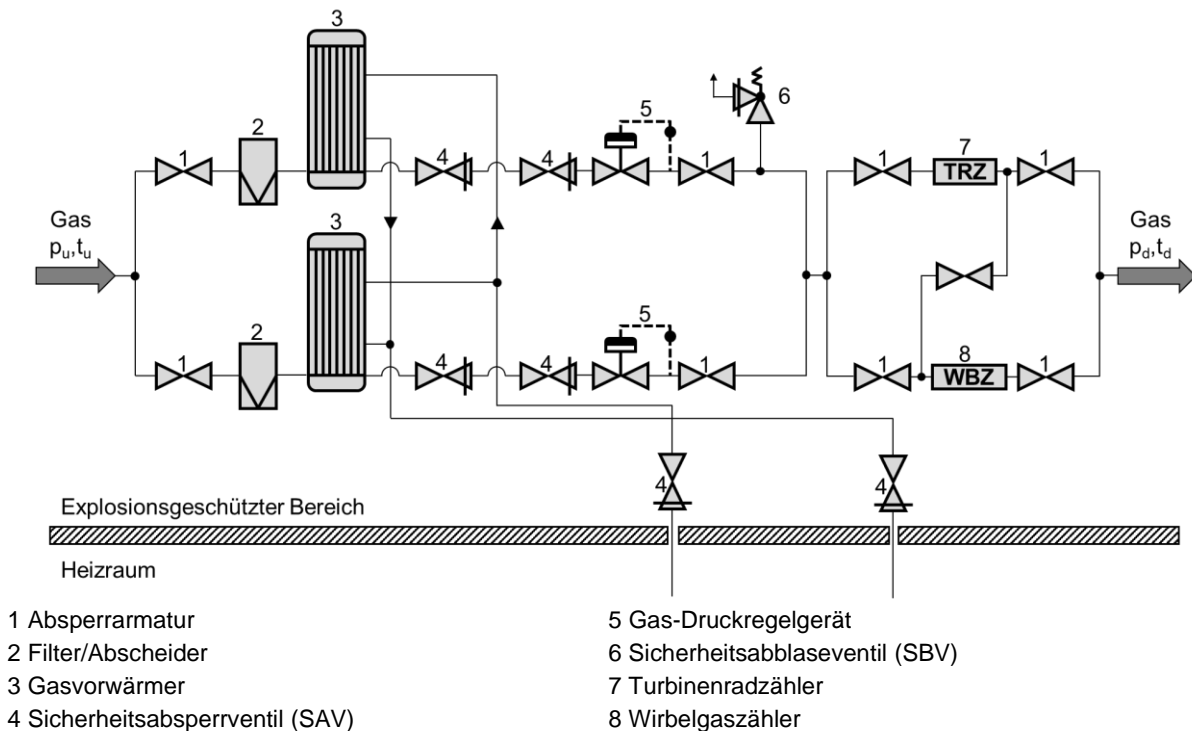


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Hydraulik einer redundanten Gasdruckregel- und messschiene in Anlehnung an Naendorf [6].

Das Regelwerk G 499 (A) der DVGW [7] gibt ein Näherungsverfahren für die Berechnung der benötigten Wärmeleistung \dot{Q}_{vW} in einer GDRMA vor. Es ist in Gleichung (1) dargestellt. Die errechnete Leistung bzw. resultierende Energie wird im folgende als physikalische Wärmeleistung bzw. Energiebedarf bezeichnet, um sie von anderen Energiemengen abzugrenzen.

$$\dot{Q}_{vW} = \dot{V}_n \cdot \rho_n \cdot c_{p,m} \cdot (t_{d,w\ddot{U}} - t_u) \quad (1)$$

Die Gastemperatur am Austritt der Gasvorwärmer $t_{d,w\ddot{U}}$ wird mit Gleichung (2) berechnet.

$$t_{d,w\ddot{U}} = \mu_{JT} \cdot (p_u - p_d) + t_d \quad (2)$$

Für Gleichung (1) und (2) werden neben dem Gasvolumenstrom unter Normbedingungen \dot{V}_n und den Eingangs- und Ausgangsdrücken und -Temperaturen einige Stoffdaten des Gases benötigt, nämlich die Normdichte ρ_n , die mittlere spezifische Wärmekapazität $c_{p,m}$ und der Joule-Thomson-Koeffizient (JTK) μ_{JT} . Die mittlere spezifische

Wärmekapazität wird für den Eingangsdruck bei der mittleren Gasvorwärmertemperatur $t_{m,WÜ}$ genutzt. Die mittlere Gasvorwärmertemperatur kann mit Gleichung (3) angenähert werden. Der JTK kann bei bekanntem Ein- und Ausgangsdruck und der Gasaustrittstemperatur t_d der jeweiligen Station über Tabellenwerte bestimmt werden.

$$t_{m,WÜ} = \frac{t_u + t_{d,WÜ}}{2} \quad (3)$$

Für die meisten GDRMA bleiben der Ein- und Ausgangsdruck über das Jahr nahezu konstant, bei einigen Anlagen wird das Druckniveau in den wärmeren Monaten dagegen auf niedrigere Werte abgesenkt. Die Gaseintrittstemperatur (GAT) in die jeweilige GDRMA nähert sich in der Regel der Bodentemperatur in der Tiefe der Rohrleitung an und zeigt über das Jahr einen sinusförmigen Verlauf. Für die Regelung der GAT verfolgen viele Gasnetzbetreiber individuelle Strategien. Oft wird die GAT auf einen konstanten Wert über dem Gefrierpunkt von Wasser geregelt. Es gibt aber auch die Möglichkeit die GAT nach der Wasserdampf-Taupunkttemperatur zu regeln. Die energetischen Vorteile einer solchen Regelung werden im Weiteren erläutert.

Aufgrund des eher niedrigen Temperaturniveaus des Gases am Ausgang des Gasvorwärmers wird wasserseitig in den meisten Fällen eine Vorlauftemperatur zwischen 50 und 80 °C benötigt, was die Integration effizienter Wärmeversorgungstechnologien begünstigt.

3. Effizienzmaßnahmen in GDRMA

Vor der Dimensionierung regenerativer Wärmeversorgungstechnologien sollten zunächst Effizienzmaßnahmen ergriffen werden. Naturgemäß lag der Hauptfokus von Gasnetzbetreibern jedoch auf der Betriebssicherheit und einer unterbrechungsfreien Versorgung. Primärenergieeinsparungen waren von sekundärem Interesse, weshalb viele Heizungssysteme für GDRMA bislang sehr ineffizient sind. Konkrete Beispiele zeigen jedoch, dass das Thema Energieeffizienz langsam an Bedeutung gewinnt [3], [4].

In GDRMA sind die Rohrleitungen des Heizkreises zwischen den Kesseln und dem Gasvorwärmer oft ungedämmt. Da im explosionsgeschützten Bereich hohe Luftwechselraten nötig sind (i.d.R. > 1), wird der Raum im Winter beheizt, um zu niedrige Temperaturen zu vermeiden. Oft wird argumentiert, dass die Rohrleitungsverluste im Winter die Rolle der Heizkörper übernehmen und daher keine Rohrdämmung benötigt wird. Da jedoch nur ein Teil der Leitungsverluste zur Deckung der benötigten Heizlast beiträgt, besteht eine erste Effizienzmaßnahme in der Dämmung der Rohrleitungen.

Um die Verluste zu quantifizieren, wurden sechs messtechnisch erfasste Wärmelastprofile genutzt, um eine einfache Anlage mit einem Kessel und Rohrleitungen in der

Software Polysun [8] abzubilden. Das Ziel war ein Vergleich des physikalischen Wärmebedarfs der Anlage mit dem Nutzwärmeverbrauch, wobei der Nutzwärmeverbrauch die Summe des physikalischen Wärmebedarfs und des Wärmeverlustes des Heizkreises darstellt. Die Anlage wurde mit drei verschiedenen Temperaturniveaus im Heizkreis simuliert, jeweils mit und ohne Isolierung der Rohrleitungen. Die Hauptmerkmale der simulierten Anlagen sind in Tabelle 1 dargestellt. Eine Gesamtröhlänge von 40 m wurde für die GDRMA 1 bis 4 angenommen, 60 m für die beiden anderen. Die Wärmeleitfähigkeit der simulierten Dämmung beträgt $0.035 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, die mittlere Raumtemperatur 15 °C bei einer Schwankung von $\pm 5 \text{ K}$.

Tabelle 1: Hauptmerkmale von sechs simulierten GDRMA zur Bewertung der Wärmeverluste im Heizkreis. Der Index *nom* steht für nominal.

GDRMA #	$p_{u,nom}$ in bar	$p_{d,nom}$ in bar	$\dot{V}_{n,nom}$ in Nm^3/h	$\dot{Q}_{VW,nom}$ in kW_{th}	Q_{VW} in MWh/a	Rohr DN	Dämmungsdicke in mm
1	70	16	1.200	22	14	DN 20	20
2	40	16	2.000	22	22	DN 20	20
3	58	16	2.600	40	76	DN 25	30
4	70	16	10.000	183	197	DN 50	53
5	100	16	40.000	1.018	1155	DN 125	100
6	100	16	75.000	1.908	1507	DN 200	100

Die Ergebnisse der Simulationen sind in Abbildung 2 dargestellt. Als erstes zeigt sich wie erwartet, dass höhere Temperaturen im Heizkreis zu höheren Wärmeverlusten führen. Mit gedämmten Rohrleitungen können hohe Einsparungen erreicht werden. Wiegartz [9] hatte nach einer detaillierten Betrachtung gezeigt, dass sich für eine ähnlich große Anlage wie die GDRMA 3 und eine Vorlauftemperatur von 60 °C die Installation einer Rohrdämmung in weniger als einem Jahr amortisiert ist. Die Simulationen zeigen auch, dass der Wärmebedarf von kleinen Anlagen relativ betrachtet deutlich stärker von den Wärmeverlusten im Heizkreis beeinflusst wird, als es in großen Anlagen der Fall ist.

Ein anderer wichtiger Parameter für die Energieeffizienz in GDRMA ist die Gasaustrittstemperatur. Es ist aus physikalischer Sicht der einzige Parameter, auf den die Gasnetzbetreiber einen Einfluss haben, um den physikalischen Wärmebedarf zu reduzieren. Alle anderen Parameter aus Gleichung (1) und (2) sind entweder extern vorgegeben oder eine Eigenschaft des Erdgases selbst. Da im Regelwerk nur gefordert wird, dass „die Betriebssicherheit der Anlage und des nachgeschalteten Netzes gewährleistet“ sein muss [7], legen Netzbetreiber oft individuelle Kriterien für den Betrieb ihrer GDRMA fest. Dadurch kann die GAT unterschiedlich hoch sein. Sie sollte in Hinblick auf die Energieeffizienz der Anlage jedoch so niedrig wie möglich gehalten werden.

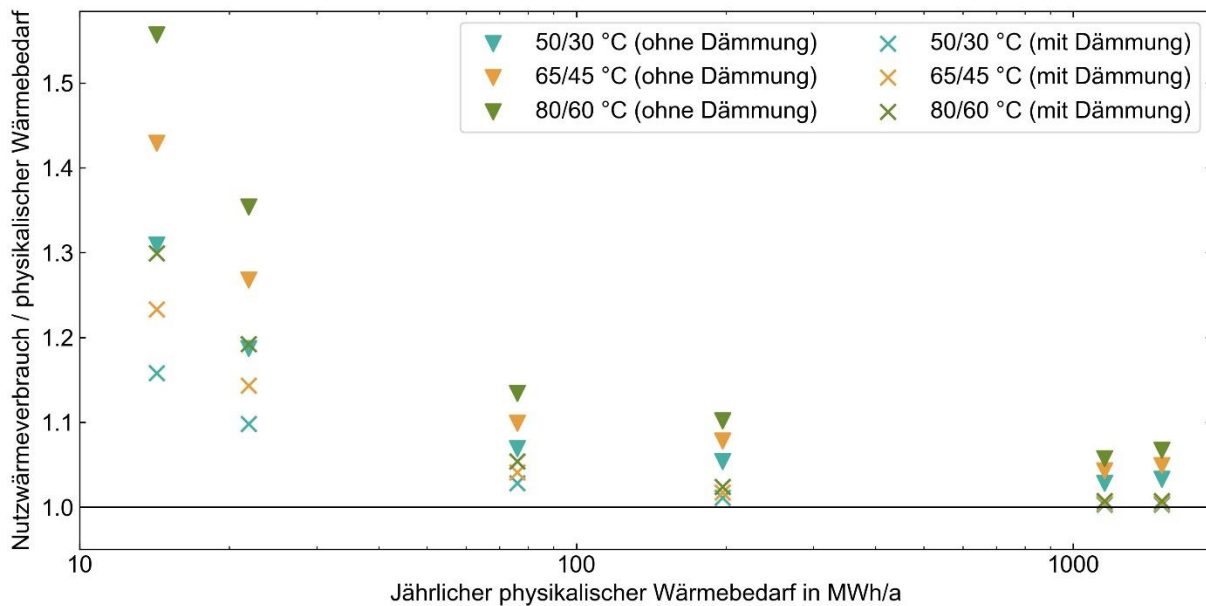


Abbildung 2: Verhältnis des Nutzwärmeverbrauchs zum physikalischen Wärmebedarf für verschiedene GDRMA-Größen und Heizkreistemperaturen, mit und ohne Isolierung der Heizkreisverrohrungen.

Eine vorteilhafte Strategie um den Vorwärmebedarf zu reduzieren ist die Implementierung einer Taupunktregelung. Der Effekt ist in Abbildung 3 exemplarisch dargestellt. Der tägliche physikalische Wärmebedarf einer realen Anlage wurde anhand gemessener Betriebsdaten über ein Jahr ermittelt und mit dem berechneten physikalischen Wärmebedarf für eine Anlage, die eine nach Wasserdampf-Taupunkt geregelte Gasaustrittstemperatur hat, verglichen. In der realen Anlage ist die Gasaustrittstemperatur über das Jahr nahezu konstant mit einem gewichteten Mittelwert von 10,3 °C. Durch die Taupunktregelung wird die GAT im Winter abgesenkt, was den niedrigeren Wärmebedarf erklärt. Die Taupunktregelung wurde so eingestellt, dass die GAT nie unter 3 °C abfällt, ein Offset von 1 K wurde ebenfalls berücksichtigt. Nach oben ist die GAT nicht begrenzt, was den leicht erhöhten Wärmebedarf im Sommer erklärt. Somit wird die im Sommer bei GDRMA oft auftretende äußere Kondensation an den Gasleitungen und den angeschlossenen Bauteilen verhindert, was die Wartungskosten reduziert. Im untersuchten Fall konnte der ursprüngliche jährliche Wärmebedarf von 192 MWh allein mit der Taupunktregelung um 21,6 % reduziert werden. Neben den Einsparpotenzialen zeigt dieses Beispiel, dass Taupunktregelungen sehr gut mit solarthermischen Anlagen kombiniert werden können, da sie zu erhöhten Wärmebedarfen im Sommer führen. Aus messtechnischer Sicht benötigt die Implementierung einer Taupunktregelung nur einen Raumtemperatur- und einen Feuchtesensor für die Umgebungsluft. Die Hauptschwierigkeit liegt bei den Regelalgorithmen und deren Implementierung in einen (existierenden) Regler. Im Rahmen von EffGas wurde eine relativ einfache und kostengünstige Lösung auf Basis des in GDRMA oft eingesetzten Siemens Logo8!-Reglers entwickelt.

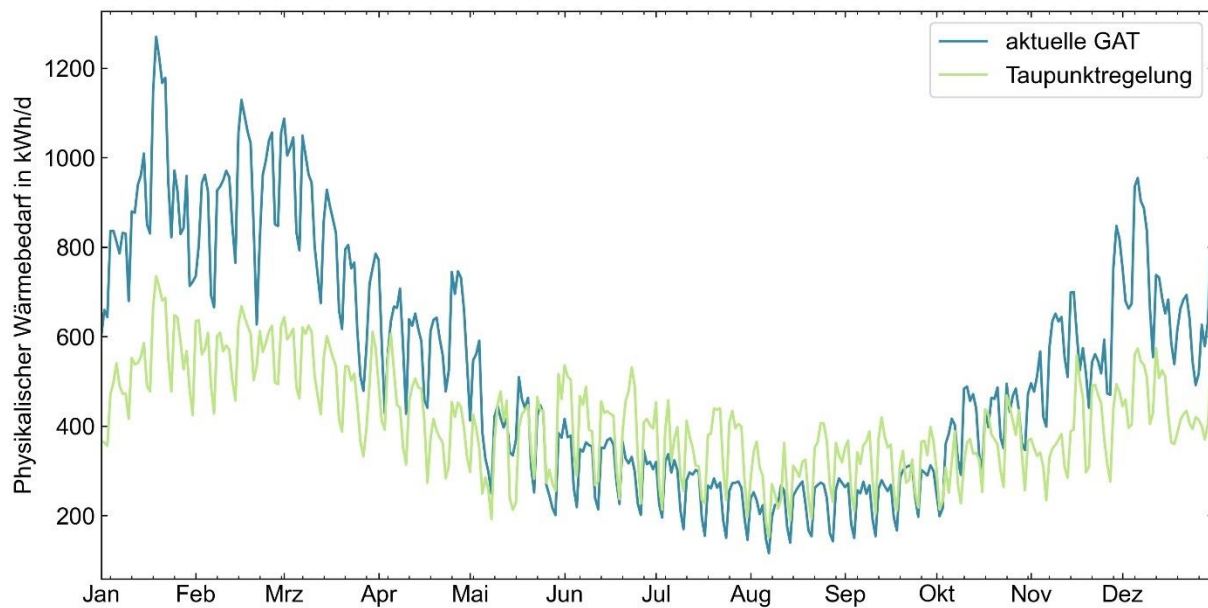


Abbildung 3: Berechneter täglicher physikalischer Wärmebedarf über ein Jahr bei nahezu konstanter GAT (gemessen) und einer Taupunktregelung (berechnet).

Neben der Dämmung der Rohrleitungen und der Implementierung einer Taupunktregelung sind noch weitere Maßnahmen zu prüfen.

Die wasserseitige Temperatur des Gasvorwärmers, deren Mindestwert durch die Dimensionierung des enthaltenden Wärmeübertragers festgelegt wird, hat einen doppelt positiven Einfluss auf die Energieeffizienz. Einerseits reduzieren niedrige Temperaturniveaus die Wärmeverluste der Rohre, andererseits begünstigen sie die Nutzung erneuerbarer Wärmequellen. Die Wahl eines Wärmeübertragers, der das Temperaturniveau so niedrig wie möglich hält, sollte allerdings bereits bei der Planung einer Anlage erfolgen, da bei bestehenden Anlagen ein Austausch des Gasvorwärmers aus technischer Sicht in der Regel sehr aufwendig ist.

Im Gasvorwärkreis passiert es zudem oft, dass beide parallelen Gasvorwärmer gleichzeitig durchströmt werden, obwohl nur einer für den Betrieb benötigt wird. Der andere dient eigentlich als Reserve, insbesondere für Störfälle. Neben den unnötigen Wärmeverlusten in der unbenutzten Gasstrecke werden aufgrund der Durchströmung beider Gasvorwärmer beide Rückläufe, der abgesenkte aus dem in Betrieb befindlichen Gasvorwärmer und der nahezu auf Vorlauftemperaturniveau befindliche aus dem ungenutzten Vorwärmer, gemischt. Somit wird die Rücklaufemperatur unnötig erhöht, was einen negativen Effekt auf den Einsatz erneuerbarer Wärmequellen als auch einer Brennwertnutzung hat. Dieses Problem kann durch die Installation eines Magnetventils im Gasvorwärmerkreis der Reserve-Gasstrecke (wasserseitig) gelöst werden. Dadurch wird der Reserve-Gasvorwärmer nur dann durchströmt, wenn er wirklich benötigt wird. Es muss allerdings geprüft werden, ob der Vorwärmer im Störfall schnell genug auf Betriebstemperatur gebracht werden kann, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Weitere Energieeffizienzpotenziale liegen oft bei den Kesseln. Diese sind in GDRMA aus Gründen der Betriebssicherheit i.d.R. deutlich überdimensioniert und laufen daher oft mit einer ausgeprägten Taktung. Um dieses Problem zu verhindern wäre eine Kaskadierung von kleineren Einheiten zu bevorzugen, um das gesamte Leistungsspektrum effizienter decken zu können. Als Stand der Technik werden die Kessel zudem mit konstanten Vorlauftemperaturen betrieben. Die Leistungsanpassung erfolgt in der Regel durch ein Mischventil, welches die Wärmemenge zum Gasvorwärmer regelt. Zusätzliches Potenzial liegt daher bei der Anpassung der Kesselleistung durch eine lastabhängige Vorlauftemperaturregelung. Eine ähnliche Regelung findet man bei Kesselanlagen für die Raumheizung in Haushalten, wo die Vorlauftemperatur anhand der jeweiligen Heizkurve angepasst wird. Mischner [1] hat das physikalische Prinzip einer solchen Regelung theoretisch untersucht und mit einfach zu handhaben Gleichungen zusammengefasst, die in einen (bestehenden) Regler implementiert werden können. Durch diese Maßnahme kann das Temperaturniveau im Heizkreis zusätzlich reduziert werden.

Die Reduzierung der Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers hat nicht nur einen positiven Einfluss auf den Einsatz erneuerbarer Wärmequellen, sondern ermöglicht auch einen effizienteren Kesselbetrieb durch die Brennwertnutzung. Es ist aber wichtig zu betonen, dass eine Brennwertnutzung in der Praxis in GDRMA nicht einfach zu realisieren ist. Da große GDRMA mit Vorwärmbedarf fast immer außerhalb von Ortschaften lokalisiert sind, sind sie in der Regel nicht an ein Abwassernetz angeschlossen. Um das Kondensat zu entsorgen müssen besondere Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. eine regelmäßige Abholung der Kondensatmenge zur Entsorgung. Aus wirtschaftlicher Sicht bringt die Brennwertnutzung daher keinen Vorteil, weshalb die installierten Brennwertkessel in GDRMA oft bewusst außerhalb des Bereichs für eine Brennwertnutzung betrieben werden, um einen Kondensatanfall zu vermeiden.

4. Existierende GDRMA mit energieeffizienter Anlagentechnik

In den letzten Jahren hat der regionale Gasnetzbetreiber EAM Netz GmbH vier GDRMA energieeffizienter gestaltet. Die Besonderheiten dieser Anlagen werden im Folgenden erläutert.

Die GDRMA Ostheim wurde 2016 als Neubau in Betrieb genommen. Die vier Gaskessel mit einer Gesamtleistung von $2,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ wurden durch eine solare Prozesswärmanlage mit $420 \text{ m}^2_{\text{brutto}}$ Flachkollektoren und drei gasbetriebene Wärmepumpen (GWP) mit einer Gesamtleistung von $123 \text{ kW}_{\text{th}}$ (Betriebspunkt A7W35) erweitert. Eine Tau-punktregelung der Gasaustrittstemperatur wurde von Anfang an vorgesehen. Die Integration der erneuerbaren bzw. energieeffizienten Wärmeerzeuger wurde während der Konzeptphase der Station bereits eingeplant und entsprechend vorbereitet. Für den Aufbau des Kollektorfeldes wurden sowohl Dach- als auch Freiflächen genutzt. Der 21 m^3 Pufferspeicher wurde im Heizraum (außerhalb des explosionsgeschützten

Bereiches) installiert und zur Platzersparnis mit Vakuumpaneelen isoliert. Um eine niedrige Rücklauftemperatur zu erreichen und dadurch den Wirkungsgrad der energieeffizienten Wärmeerzeuger so hoch wie möglich zu halten, wurde ein separater Gasvorwärmer installiert. In der Vorplanung wurde ein Solarertrag von $620 \text{ kWh/m}^2_{\text{brutto/a}}$ und ein Wärmepumpenertrag von knapp 760 MWh/a projektiert. Ein vereinfachtes Hydraulikschema der Heizungsanlage der GDRMA Ostheim ist in Abbildung 4 dargestellt.

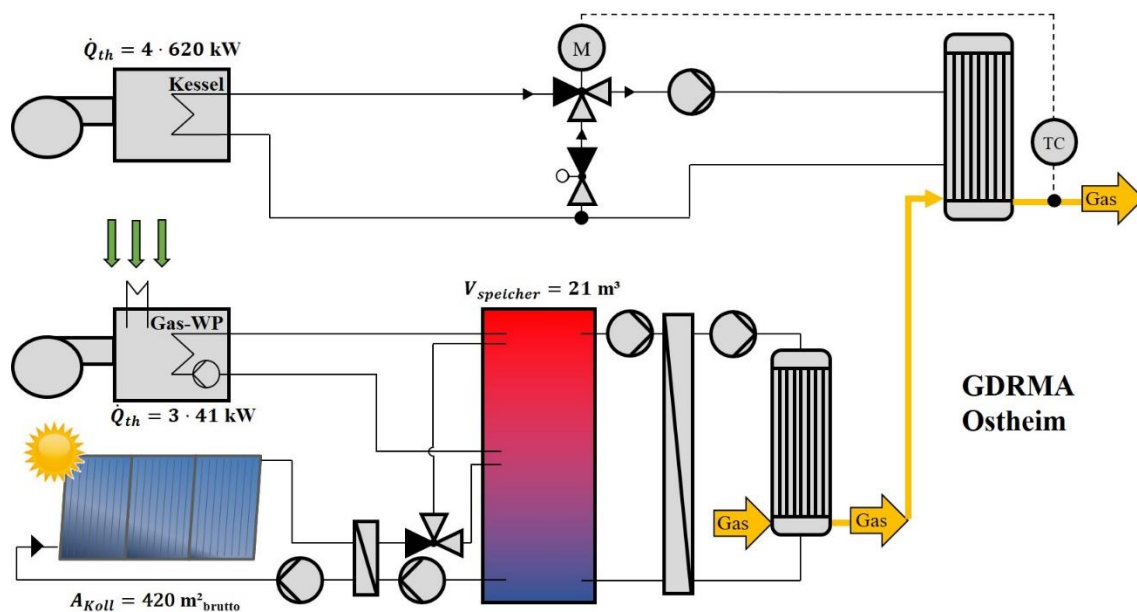


Abbildung 4: Hydraulikschema der Heizungsanlage der GDRMA Ostheim.

Die GDRMA Dillenburg wurde 2019 im Rahmen des Forschungsprojektes EffGas mit einer innovativen Wärmeversorgung ausgestattet. Der Hauptteil der Vorwärmung erfolgt seitdem durch ein $30 \text{ kW}_{\text{th}}$ BHKW und eine $58 \text{ m}^2_{\text{brutto}}$ große solare Prozesswärmanlage mit Flachkollektoren. Der Solarertrag sollte bei $480 \text{ kWh/m}^2_{\text{brutto/a}}$ liegen. Zusätzlich wurde ein Heizstab als Power-to-Heat-Anlage (PtH) installiert. Der Heizstab wird im Rahmen eines weiteren Forschungsprojektes (C/sells) betrieben und soll netzdienlich für eine erhöhte Flexibilität des lokalen Stromnetzes eingesetzt werden. Die drei innovativen Erzeuger speisen in einen 6 m^3 Pufferspeicher ein, die Wärme wird in die Kesselrücklaufleitung des Gasvorwärmers eingespeist. Als weitere Energieeffizienzmaßnahme wurde die Gasaustrittstemperatur ebenfalls mit einer Taupunktregelung optimiert. Ein Hydraulikschema der Heizungsanlage der GDRMA Dillenburg ist in Abbildung 5 dargestellt.

Zwei weitere Anlagen der EAM Netz GmbH wurden ebenfalls mit einer solarthermischen Anlage ausgestattet. Bereits 2012 wurde die GDRMA Großseelheim mit einer $355 \text{ m}^2_{\text{brutto}}$ großen Flachkollektoranlage und einem 24 m^3 Pufferspeicher erweitert. Eine nahe gelegene Biogasanlage wurde zusätzlich an die Heizungsanlage angeschlossen, wodurch die dortige KWK-Abwärme als zusätzliche Quelle für die

Gasvorwärmung genutzt werden kann. Damit können über das Jahr mehr als 90 % des gesamten Wärmebedarfs mit erneuerbarer Wärme gedeckt werden.

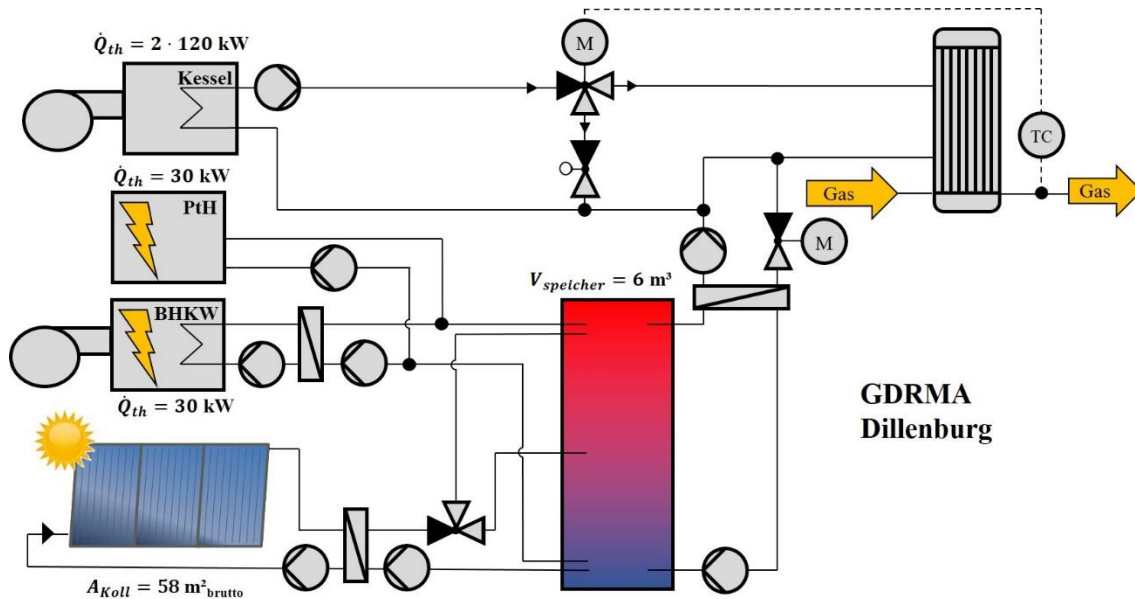


Abbildung 5: Hydraulikschema der Heizungsanlage der GDRMA Dillenburg.

2015 wurde die GDRMA Neu-Eichenberg um eine $135 \text{ m}^2_{\text{brutto}}$ große Flachkollektoranlage und einen 10 m^3 Pufferspeicher erweitert. Ähnlich wie bei der GDRMA Ostheim wurden zusätzlich drei gasbetriebene Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von $123 \text{ kW}_{\text{th}}$ (Betriebspunkt A7W35) installiert.

Fotos der vier beschriebenen GDRMA sind in Abbildung 6 dargestellt.

5. Betriebsauswertung von Energieeffizienzmaßnahmen in GDRMA

Die Heizungsanlagen in der GDRMA Ostheim und Dillenburg wurden mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet, um eine detaillierte Auswertung zu ermöglichen.

GDRMA Ostheim

Der berechnete tägliche physikalische Wärmebedarf der GDRMA Ostheim ist in Abbildung 7 für die Jahre 2019 und 2020 dargestellt. Dieser Wärmebedarf wurde mit gemessenen Daten anhand Gleichung (1) und (2) berechnet. Er zeigt eine hohe jahreszeitliche Abhängigkeit, die hauptsächlich durch die Variation des Gasdurchsatzes über das Jahr erklärt werden kann. Als Beispiel war der durchschnittliche stündliche Gasdurchsatz im Januar fast 6-mal so hoch wie im Juli 2020. Dieses Jahresprofil des Gasdurchsatzes ist in der Literatur gut dokumentiert und kann durch den steigenden Raumheizungsbedarf mit sinkenden Außentemperaturen erklärt werden [1], [10]. Der am Wochenende regelmäßig absinkende Wärmebedarf ist auf die verringerte industrielle Grundlast zurückzuführen, wodurch das „Rauschen“ der Kurve entsteht.



Abbildung 6: GDRMA Großseeheim (oben): 355 m²_{brutto} solarthermische Anlage (STA) und Biogas-KWK-Abwärme; GDRMA Neu Eichenberg (Mitte links): 135 m²_{brutto} STA und 3 GWP; GDRMA Ostheim (unten links): 420 m²_{brutto} STA und 3 GWP; GDRMA Dillenburg (Mitte rechts und unten links): 58 m²_{brutto} STA und 30 kW_{th} BHKW.

Die GAT wird über die Taupunktregelung bestimmt. Ein Vergleich des Wärmebedarfs mit den aktuellen GAT und theoretischen GAT mit einer idealen Taupunktregelung zeigt, dass der reale Wärmebedarf über die beiden Jahre weniger als 5 % über dem Idealfall liegt. Die Abweichung kann teilweise durch Abweichungen des realen Reglers von den Idealwerten erklärt werden. Die Nutzung anderer Eingangsdaten von Außentemperatur und Feuchte sowie unterschiedliche Algorithmen zwischen dem realen und dem nachgerechneten Fall könnte eine weitere Erklärung liefern. Zusätzlich wird bei der realen Anlage die GAT im Sommer teilweise künstlich erhöht, um den Wärmespeicher zu entladen, wenn das Risiko von Stagnation im Solarkreis besteht. Der Unterschied zwischen dem realen und dem idealen Wärmebedarf steigt dadurch im Sommer auf bis zu 14 %. Berücksichtigt man all diese Faktoren, funktioniert die implementierte Taupunktregelung bei der GDRMA Ostheim sehr gut.

In Abbildung 8 ist die Wärmebereitstellung der verschiedenen Wärmeerzeuger dargestellt. Die Wärmebereitstellung der gasbetriebenen Wärmepumpen (GWP) und der solarthermischen Anlage wird vor der Einspeisung in den Speicher mit Wärmemengenzählern gemessen. Die Wärmebereitstellung der Gaskessel wird indirekt ermittelt, da bei der Anlage nur der Gasverbrauch der Kessel gemessen wird. Die

Wärmebereitstellung wird dann mit einem konstanten Kesselnutzungsgrad von 0,85 (basierend auf dem Heizwert) ermittelt. Insgesamt hat die solarthermische Anlage über die beiden Jahre 14,7 % der gesamte Wärmebereitstellung gedeckt, die GWP 30,1 % und die Gaskessel die restlichen 55,2 %. Der solarthermische Ertrag beträgt im Durchschnitt 517 kWh/m²/a. Trotz des sehr guten Wertes ist der Ertrag 16,6 % niedriger als in der Planung vorgesehen. Die Planung und die gemessene Werte sind jedoch nicht vollständig vergleichbar, insbesondere weil unterschiedliche Wetterbedingungen und Lastprofile zugrunde gelegt wurden. Die Analyse der Messwerte zeigt jedoch ein Potenzial zur Steigerung des Solarertrages.

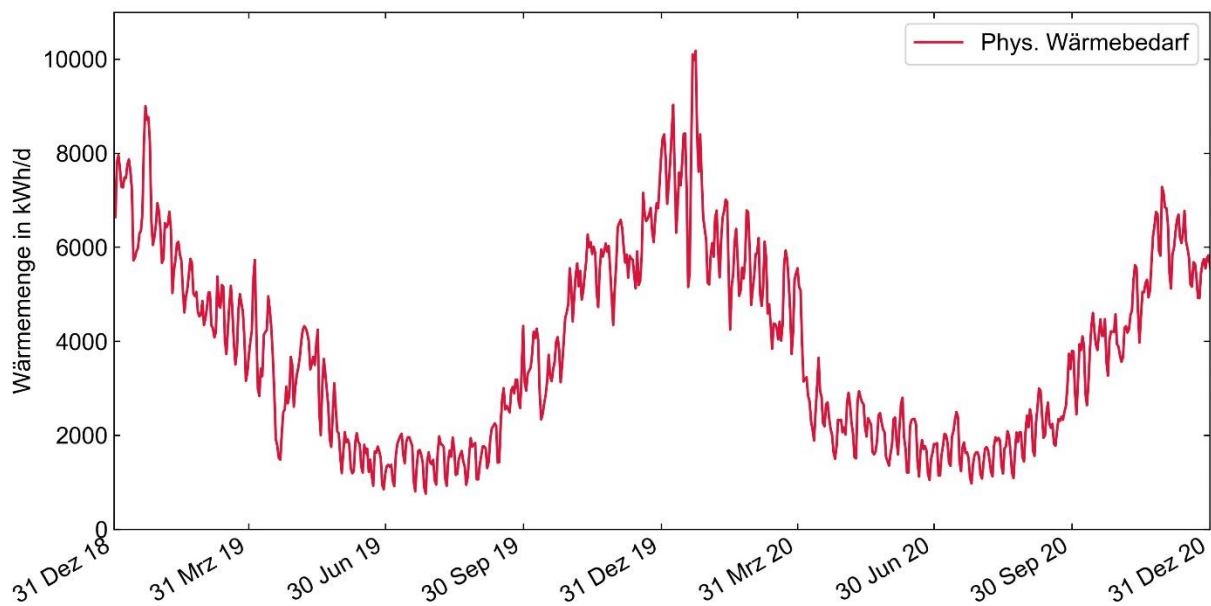


Abbildung 7: Berechneter täglicher physikalischer Wärmebedarf der GDRMA Ostheim über die Jahre 2019 und 2020.

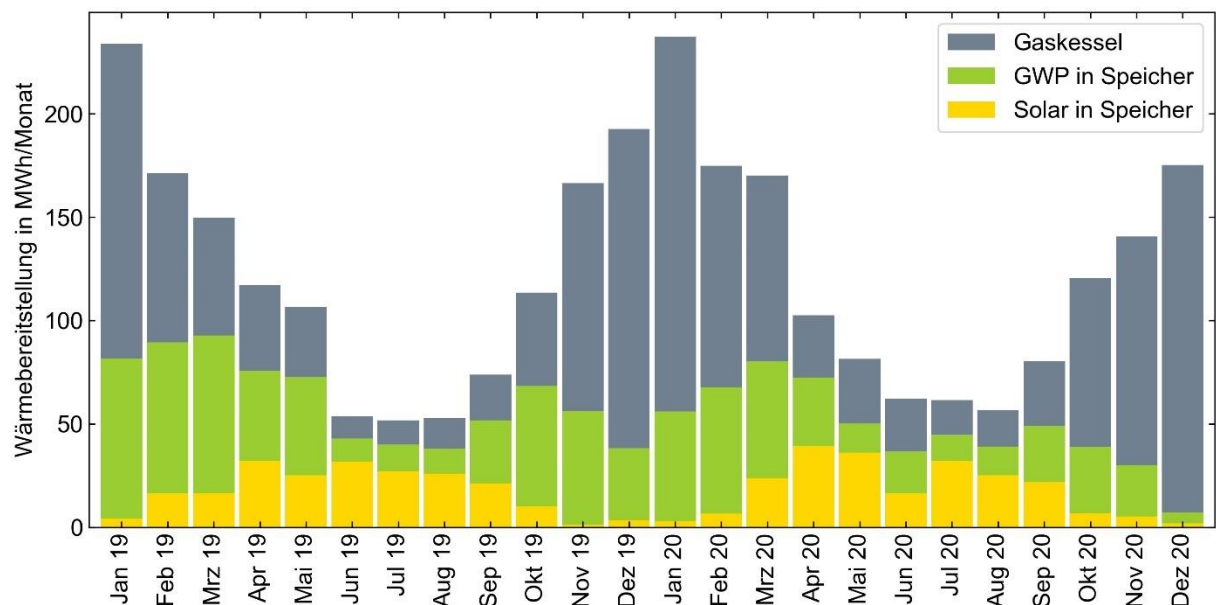


Abbildung 8: Gemessene monatliche Wärmebereitstellung der verschiedenen Wärmeerzeuger der GDRMA Ostheim über die Jahre 2019 und 2020.

Das Kollektorfeld ist hydraulisch in zwei Bereiche aufgeteilt. Jedes Teilfeld wird von einer separaten Pumpe durchströmt. Ein Teilfeld besteht aus den Dachkollektoren, das andere aus den Feldkollektoren, wie in Abbildung 6 (unten links) zu sehen ist. In Abbildung 9 ist die gemessene Stagnationsdauer der beiden Teilfelder über die vergangenen zwei Jahre dargestellt. Die Stagnationsperioden haben unterschiedliche Ursachen. Für die Feldkollektoren wurde ein einseitiger Anschluss der Rück- und Vorlaufleitungen an die Kollektorreihen als Hauptursache für die Stagnation ausgemacht. Durch eine Änderung der Feld-Hydraulik im Herbst 2019 wurde dieses Problem behoben. Die Stagnationsperiode im Juni 2020 wurde durch einen Ausfall der Pumpe verursacht, was auch den geringeren Solarertrag in diesem Monat erklärt (Abbildung 8). Nach dem Austausch der Pumpe traten keine weitere Stagnationsphasen im Feld auf. Für die Dachkollektoren ist die Stagnation im Juni und Juli 2019 auf einen vollen Speicher zurückzuführen. Im August 2019 begann die Pumpe aufgrund eines Fehlers damit zeitweise abzuschalten, was als Ursache für die Stagnationsperioden der Dachkollektoren identifiziert wurde. Der Effekt nahm in 2020 weiter zu, bis es zu einem kompletten Ausfall im September 2020 kam. Grund für diesen Pumpenausfall war ein zu geringer Druck im Kollektorfeld. Die Ursache für diesen Druckabfall waren kleine Undichtigkeiten in der Hydraulik des Kollektorkreises. Die identifizierten undichten Stellen wurden repariert, sodass die Pumpe nach Erhöhung des Druckes im Solarkreis wieder fehlerfrei funktioniert und seitdem keine Stagnation mehr auftrat.

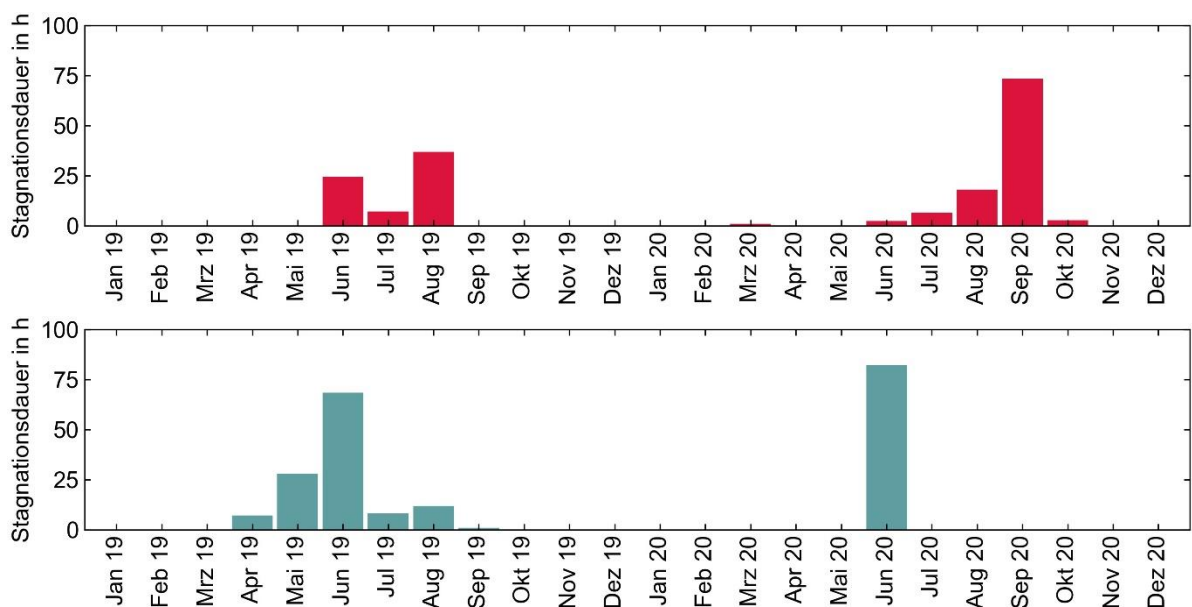


Abbildung 9: Gemessene monatliche Stagnationsdauer der Dachkollektoren (oben) und der Feldkollektoren (unten) bei der GDRMA Ostheim über die Jahre 2019 und 2020. Ein Kollektorfeld befindet sich in Stagnation, wenn die Kollektortemperatur höher als 120 °C ist.

Der Gasverbrauch der GWP wird ebenfalls gemessen, womit deren Wirkungsgrade ermittelt werden kann. Die Werte im stationären Zustand über je eine Stunde sind für das Jahr 2019 in Abbildung 10 dargestellt. Das gesamte Kennfeld der GWP wurde

basierend auf den Herstellerangaben zu einer Kennlinie approximiert und als Vergleich mit dargestellt. Alle Werte beziehen sich auf den Heizwert des Erdgases. Die Messwerte zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die Herstellerdaten. Über das Jahr 2019 wurde ein Nutzungsgrad von 1,46 bezogen auf den Heizwert gemessen. Diese Messwerte zeigen, dass gasbetriebene Wärmepumpen für das gegebene Anwendungsfeld sehr gut geeignet sind, da sie im Vergleich zu einem konventionellen Gaskessel hohe Primärenergieeinsparungen ermöglichen.

Trotz positiver Ergebnisse aus energetischer Sicht hat die Praxis gezeigt, dass die installierten Wärmepumpen wartungsintensiv sind. Nach dem ersten Betriebsjahr mussten die drei Geräte aufgrund diverser Defekte komplett ausgetauscht werden. Auch nach dem Tausch traten regelmäßig Probleme auf, die Reparaturen erforderten. Diese Fehleranfälligkeit ist auch der Grund, warum die Wärmebereitstellung durch die GWP nicht regelmäßig ist, wie es Abbildung 8 gezeigt. Zwischen Januar und März 2019 waren die drei Wärmepumpen in Betrieb, während zwischen September und November 2020 nur eine der drei GWP betriebsfähig war. Da es aktuell nur sehr wenig gasbetriebene Wärmepumpen auf dem Markt gibt, kann vermutet werden, dass diese Produkte noch am Anfang der kommerziellen Phase stehen, was die Probleme erklären könnte. Es ist zu hoffen, dass die Zuverlässigkeit solcher Produkte in der Zukunft weiter steigt.

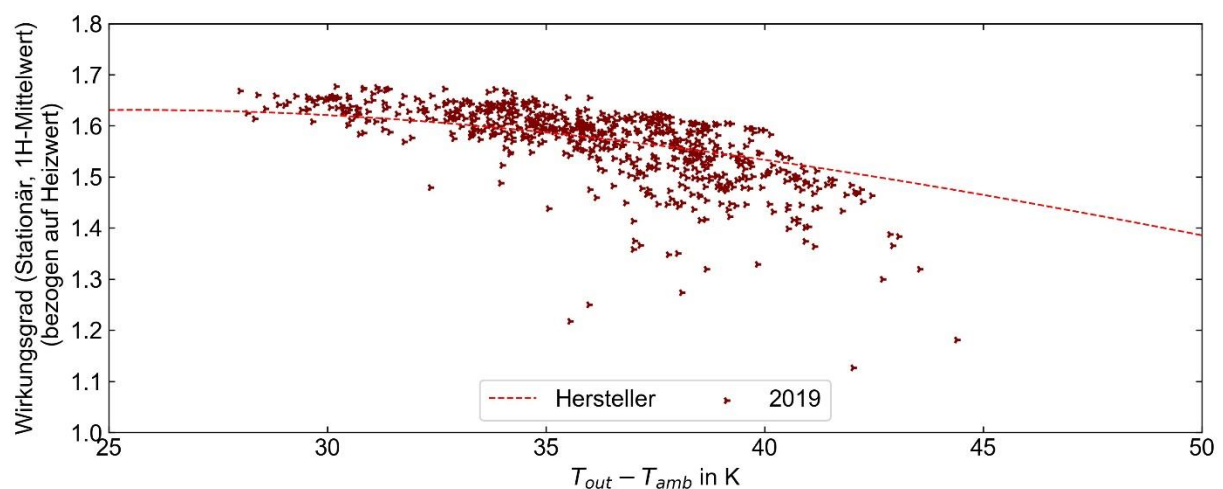


Abbildung 10: Gemessene Wirkungsgrade der GWP im stationären Zustand über eine Stunde bei der GDRMA Ostheim für das Jahr 2019, verglichen mit der Kennlinie des Herstellers.

Die gewählte hydraulische Einbindung der erneuerbaren bzw. energieeffizienten Wärmeerzeuger über einen separaten Gasvorwärmer erlaubt eine sehr gute Absenkung der Rücklauftemperatur im regenerativ betriebenen Heizkreis. Als Veranschaulichung sind die Speichertemperaturen in Abbildung 11 dargestellt. Im Winter liegt die untere Speichertemperatur somit zwischen 25 und 30 °C (Abbildung 11, oben). Die regelmäßige Erhöhung der Temperatur in den oberen Speicherschichten ist durch die Regelungsstrategie zu erklären. Da die gasbetriebenen Wärmepumpen nicht den gesamten

Wärmebedarf decken können, wird der Speicher periodisch entleert, bis die mittlere Speichertemperatur 27 °C unterschreitet. Die Entladung startet erneut, sobald die GWP die Temperatur in der Mitte des Speichers wieder über 37 °C erhöht haben. In der Sommerzeit ist der Gasvorwärmbedarf dagegen zu gering, um den Speicher ebenso tief abkühlen zu können. Nichtsdestotrotz wird der Speicher auch an sehr warmen und sonnigen Tagen gut abgekühlt (Abbildung 11, unten). So erreicht die untere Speichertemperatur morgens vor dem Einschalten der Solaranlage ca. 40 °C. Nur am Sonntag den 30.06. konnte die obere Speichertemperatur über Nacht nicht unter 60 °C abgesenkt werden.

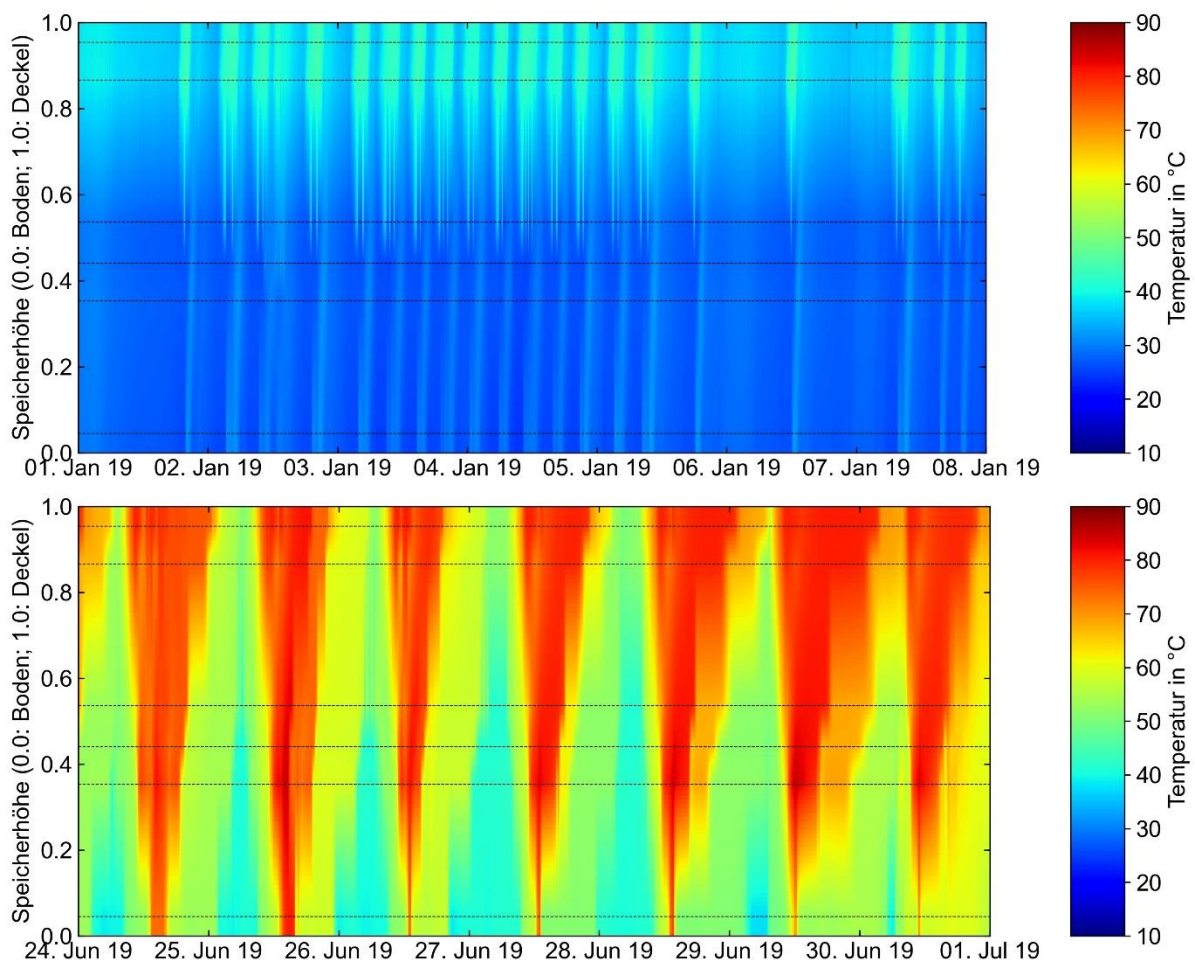


Abbildung 11: Gemessene Speichertemperaturen bei der GDRMA Ostheim über sieben Tage Anfang Januar 2019 (oben) und Ende Juni 2019 (unten). Die horizontalen gestrichelten Linien zeigen die Positionen der Sensoren an. Zwischen den Sensoren sind die Temperaturen linear interpoliert. Die zeitliche Auflösung der dargestellten Werte beträgt 5 Minuten.

Ebenfalls anzumerken ist die in Abbildung 8 dargestellte Wärmebereitstellung der Kessel in den Sommermonaten. Die installierten Kessel sind Konstanttemperaturkessel, die ständig eine interne Mindesttemperatur von 60 °C benötigen, um Korrosion zu vermeiden. Die Wärmebereitstellung durch die Gaskessel ist daher nur auf die Aufrechterhaltung dieser Temperatur zurückzuführen. Da die Solarthermie und die GWP

eigentlich den gesamten sommerlichen Wärmebedarf decken könnten, hätte eine andere Kesseltechnologie, die im Sommer komplett ausgeschaltet werden kann, aus energetischer Sicht Vorteile gehabt. Aus Gründen der Versorgungssicherheit wäre ein komplettes Ausschalten der Kessel allerdings nicht ohne weitere technische Maßnahmen möglich.

Außer den erwähnten Problemen, die zum Teil gelöst werden konnten, ist das gesamte Konzept für die Anwendung in einer GDRMA insgesamt sehr gut geeignet. Für eine detaillierte Bewertung wurden die mittleren eingesparten Betriebskosten und Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) über die Jahre 2019 und 2020 berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt. Der Nutzwärmeertrag wurde nach Abzug von pauschalen Wärmeverlusten in einer Höhe von 5 % aus der Wärmebereitstellung der jeweiligen Wärmeerzeuger errechnet. Ebenso wurde der elektrische Hilfsenergiebedarf betrachtet. Er beträgt 2 % der Wärmebereitstellung für die GWP (Herstellerangabe) und 1,4 % des Nutzwärmeertrages für die solarthermische Anlage [11]. Als Jahresnutzungsgrade wurden basierend auf dem Heizwert Werte von 0,85 und 1,46 für die Gaskessel bzw. GWP betrachtet (siehe oben). Hierbei wurden ein Gasarbeitspreis von 25 €/MWh (auf den Brennwert bezogen) und ein Stromarbeitspreis von 45 €/MWh zugrunde gelegt. Für die THG-Emissionen wurde die in der VDI 3988 angegebenen Faktoren angenommen. Diese betragen 0,2736 tCO_{2eq}/MWh für Erdgas und 0,5350 tCO_{2eq}/MWh für Strom (Werte mit Vorkette, Stand 2015 für den deutschen Strommix).

Tabelle 2: Mittlere jährliche Indikatoren für die ökonomische und ökologische Bewertung der verschiedenen Technologien bei der GDRMA Ostheim über die Jahre 2019 und 2020. Die Taupunktregelung wird mit drei verschiedenen, über das Jahr konstanten GAT verglichen.

Technologie	Nutzwärmeertrag in MWh/a	Eingesparte Betriebskosten in €/a	Eingesparte THG-Emissionen in tCO _{2eq} /a
Solar	206	6.600	65
GWP	421	4.900	48
Taupunktregelung (t_d Ref. = 10 °C)	-	5.700	53
Taupunktregelung (t_d Ref. = 8 °C)	-	2.800	26
Taupunktregelung (t_d Ref. = 6 °C)	-	-100	-1

Die Einsparungen im Vergleich zu einer nicht nach Taupunkt geregelte GAT sind ebenfalls in Tabelle 2 für drei Szenarien dargestellt. Diese Szenarien sind theoretisch, da die Anlage nie ohne Taupunktregelung betrieben wurde. Sie stellen GAT-Regelwerte dar, die bei anderen Netzbetreibern bzw. GDRMA typisch sind. Die Taupunktregelung ist im Vergleich zu einer konstanten Regelung der GAT auf 10 °C oder 8 °C vorteilhaft.

Im Vergleich mit einer auf konstant 6 °C geregelten GAT werden keine Betriebskosten eingespart, allerdings liegen die Instandhaltungskosten ohne die Taupunktregelung höher, da Kondensation an den Rohrleitungen nicht vermieden wird.

GDRMA Dillenburg

Das Temperaturniveau im Speicher hat einen großen Einfluss auf den Kollektorkreisnutzungsgrad. Der gemessene tägliche Kollektorkreisnutzungsgrad ist in Abbildung 12 für drei verschiedene Perioden dargestellt. Bei den gelb dargestellten Tagen gab es ein Problem bei der Speicherentladung, welches zu sehr hohen Speichertemperaturen geführt hat. Die sehr niedrigen Nutzungsgrade bei einer spezifischen Einstrahlung von mehr als 5 kWh/m²/d werden durch die Stagnation des Kollektorkreises aufgrund eines vollen Speichers erklärt. Die Probleme der Speicherentladung wurden inzwischen behoben. Blau dargestellt sind Tage, an denen das BHKW und die Solaranlage in Betrieb waren. Die niedrigen solaren Nutzungsgrade sind die Folge einer zu späten Abschaltung des BHKWs, die zu hohen Speichertemperaturen führte und als Folge Kollektorrücklaufemperaturen von teilw. über 70 °C verursachte. Dadurch wurde die Kollektorleistung stark verringert. Aufgrund dieser Erkenntnis wurden die Ein- und Ausschaltkriterien für das BHKW angepasst. Auch wurde das BHKW für einige Tage komplett abgeschaltet. Hierdurch konnte die untere Speichertemperatur auch an Sommertagen bis zu den Morgenstunden auf weniger als 25 °C abgekühlt werden, was auf die niedrige Rücklaufemperatur des Gasvorwärmers zurückgeführt werden kann. Der positive Einfluss auf die Kollektorleistung ist deutlich zu sehen (lila dargestellte Tage). Aufgrund all dieser im ersten Betriebsjahr identifizierten Probleme lag der jährliche Ertrag knapp 40 % unter den geplanten Werten. Die implementierten Optimierungen sollten diesen Wert in den kommenden Jahren verbessern.

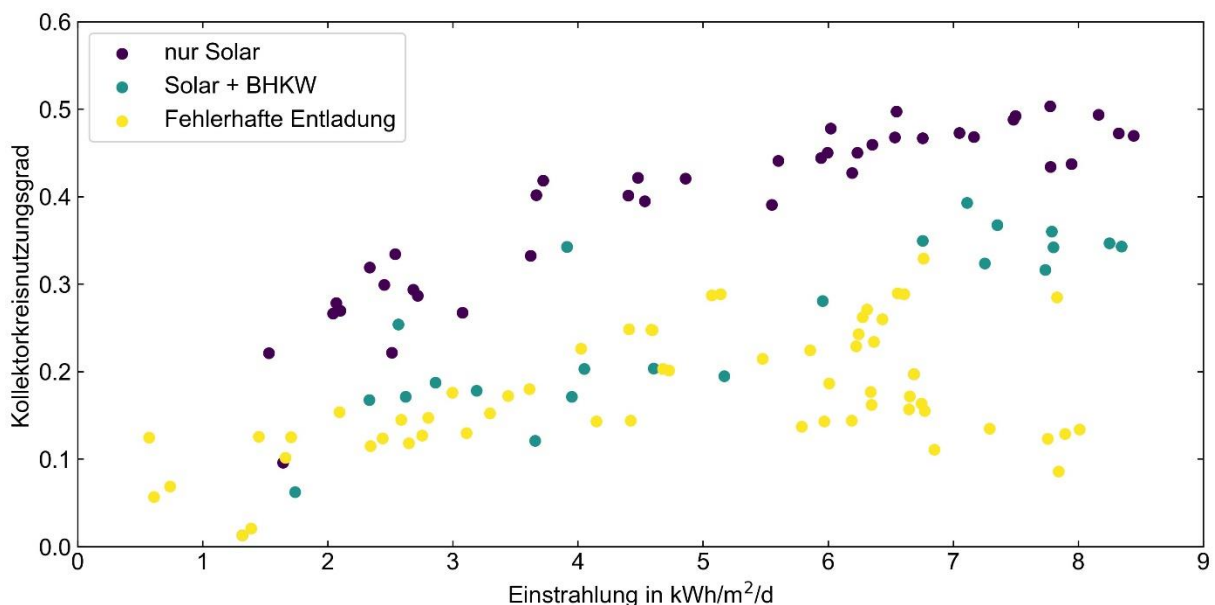


Abbildung 12: Gemessener täglicher Kollektorkreisnutzungsgrad bei der GDRMA Dillenburg im Zeitraum von Anfang März bis Ende Juni 2020.

Durch das Monitoring der Anlage konnte zusätzlich festgestellt werden, dass die Kesselpumpen im Heizkreis (siehe auch Abbildung 5) stark überdimensioniert waren. Dadurch lag der Volumenstrom bei den Kesseln bei über 18 m³/h, während nur 2 bis 5 m³/h am Gasvorwärmer benötigt werden. Auch bei der niedrigsten Pumpenstufe konnte der Volumenstrom nicht unter 8 m³/h abgesenkt werden, weshalb die Pumpen Ende 2020 getauscht wurden. Dadurch wird zukünftig unnötiger Hilfsenergiebedarf vermieden und die Regelung der Volumenströme im Heizkreis sollte einfacher werden. Dieses weitere Beispiel zeigt, dass die Anlagentechnik in GDRMA oft überdimensioniert ist, und das energetische Einsparpotenzial meist sehr hoch.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Insgesamt sind GDRMA ein eher kniffliges Anwendungsfeld für solare Prozesswärme. Aufgrund der meist erheblichen und günstig zu erschließenden Einsparpotenziale sowie z.T. sehr spezieller Randbedingungen, auch bzgl. Versorgungssicherheit und Explosionsschutz, reicht es in aller Regel nicht, einfach nur eine Solaranlage zu installieren. Neben praktischen Erfahrungen in der Umsetzung hat die Universität Kassel zusammen mit den Firmen Enersolve (Anlagenbauer) und EAM (Gasnetzbetreiber) detaillierte Softwarelösungen entwickelt [5], die rasche Potenzialabschätzungen und Maßnahmenplanungen ermöglicht. Die Kooperation wurde dafür 2019 mit dem hessischen Staatspreis Energie ausgezeichnet.

GDRMA haben einen signifikanten Wärmebedarf sowie ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz, das betrachtet werden sollte. In diesem Beitrag wurde gezeigt, dass bereits einfache Maßnahmen wie eine Dämmung der Rohrleitungen des Heizkreises oder der Einsatz einer Taupunktregelung der Gasaustrittstemperatur einen Beitrag zu Reduktion des Wärmebedarfs leisten können.

Die Notwendigkeit einer unterbrechungsfreien Versorgung hat einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Energieeffizienz in GDRMA. Die Komponenten sind oft weit überdimensioniert und Anlagenteile wie die Gaskessel oder die redundante Gaschiene werden jederzeit einsatzbereit gehalten, was zu hohen Wärmeverlusten, aber auch zu ungünstigen Rücklauftemperaturen des Gasvorwärmers führt. Die Dimensionierung der Gasvorwärmer selbst hat ebenfalls einen Einfluss auf die Rücklauftemperatur. Diese liegt in der Regel zwischen 30 und 60 °C und ist dadurch sehr gut für den Einsatz erneuerbarer Wärmequellen geeignet.

Der Netzbetreiber EAM Netz GmbH hat bereits mehrere GDRMA mit energieeffizienten Technologien ausgestattet. Dazu zählen insb. Solarthermie, gasbetriebene Wärmepumpen und ein BHKW. Eine ausführliche Auswertung der Betriebswerte zeigte, dass diese Technologie einen signifikanten Beitrag leisten können, um den Erdgasverbrauch bei GDRMA und die damit verbundenen THG-Emissionen zu senken. Durch das sehr gut geeignete Temperaturniveau können die Erträge temperatursensibler

Wärmeerzeuger potenziell sehr hoch sein. Die Messergebnisse zeigen aber auch, dass ein optimaler Betrieb dieser Systeme nicht ohne Aufwand zu erreichen ist. Um nach Inbetriebnahme die Heizungstechnik wie vorgesehen betreiben zu können, ist die Installation von geeigneter Messtechnik sehr zu empfehlen. Dadurch können Verbesserungspotenziale identifiziert und Optimierungen implementiert werden.

Es ist zu hoffen, dass das hohe Potenzial in GDRMA auch in Zukunft zu weiteren Umsetzungen führen wird. Solarthermie in GDRMA repräsentierte Ende 2019 einen Anteil von gut 10 % des deutschen Marktes für solare Prozesswärme, was ein positives Zeichen ist. Aktuell sind zwei weitere solarthermische Anlagen bei GDRMA mit jeweils über 2.000 m²_{brutto} in der Planung bzw. Umsetzung. Die niedrigen Energiepreise, die die Netzbetreiber sowohl für Erdgas als auch für Strom zahlen müssen, reduzieren jedoch den Anreiz energieeffizienter zu werden und erneuerbare Energien zu nutzen. Die in diesem Jahr in Deutschland eingeführte CO₂-Steuer auf Brennstoffe könnte jedoch einen positiven Impuls geben, um die Dekarbonisierung des Gastransportsektors schneller voranzutreiben.

Danksagung

Wir bedanken uns für die Unterstützung des Forschungsvorhabens „EffGas - Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand“ durch das BMWi und das PtJ (FKZ 03ET1522A).

Literatur

- [1] J. Mischner, H.-G. Fasold, J. Heymer, F. Förster, K. Altfeld, und M. Deutsch, *Gas2energy.net: systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*, 2., Überarbeitete und Erweiterte Auflage. München: DIV, Deutscher Industrieverlag, 2015.
- [2] J. Mischner, R. Köstner, und K. Krause, „Schaltungen zur Energierückgewinnung für die Gasvorwärmung in Gasdruckminderungsanlagen“, *gwf Gas + Energie*, 2019.
- [3] ONTRAS Gastransport GmbH, „ONTRAS, going green“, n.d. <https://www.ontras.com/de/unternehmen/ontras-going-green/> (zugegriffen Feb. 08, 2021).
- [4] Solare Prozesswärme, „Best Practice“, *Solare Prozesswärme*, n.d. <https://www.solare-prozesswärme.info/themen/best-practice/> (zugegriffen Feb. 19, 2021).
- [5] Universität Kassel - Institut für Thermische Energietechnik, „EffGas - Primärenergetische Optimierung bestehender Gas-Druckregelanlagen und Maßnahmenentwicklung für den deutschen Anlagenbestand“, 2021. <https://www.uni-kassel.de/go/gdrma-vorplanung/> (zugegriffen Feb. 25, 2021).
- [6] B. Naendorf und Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches, Hrsg., *Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen*, 4. Aufl. Essen: Vulkan-Verl, 2014.
- [7] DVGW, „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 499 (A) - Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen“, 2015.
- [8] Vela Solaris, „Polysun - Benutzerhandbuch“, 2018.

- [9] P. Wiegartz, „Entwicklung einer Stationsautomation und Visualisierung für einen effizienten Brennwertbetrieb in Gas-Druckregelanlagen“, Masters Thesis, Universität Kassel, Kassel, 2019.
- [10] M. Hellwig, „Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile“, PhD Thesis, TU München, Munich, 2003.
- [11] VDI, „VDI 3988 – Solarthermische Prozesswärme“, Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf, Germany, 2020.